

Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum  
Verbundprojekt:

## Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES)

2. Statusseminar  
04. April 2019  
in Magdeburg



**SACHSEN-ANHALT**



EUROPÄISCHE UNION

**EFRE**

Europäischer Fonds für  
regionale Entwicklung

Res Electricae Magdeburgenses

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, Jg. 2019, Band 76, 2019

## **Impressum**

### **Herausgeber:**

Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Otto-von-Guericke-Universität, Institut für Elektrische Energiesysteme, Universitätsplatz 2, 39106 Magdeburg

Prof. Dr.-Ing. Frank Beyrau, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Institut für Strömungstechnik und Thermodynamik, Universitätsplatz 2, 39106 Magdeburg

Prof. Dr.-Ing. habil. Evangelos Tsotsas, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Institut für Verfahrenstechnik, Universitätsplatz 2, 39106 Magdeburg

### **V.i.S.d.P.:**

Christian Klabunde, Otto-von-Guericke-Universität, Institut für Elektrische Energiesysteme, Universitätsplatz 2, 39106 Magdeburg

### **Bearbeitung:**

Christian Klabunde, Institut für Elektrische Energiesysteme

Jonte Dancker, Institut für Elektrische Energiesysteme

Nicola Gast, Institut für Elektrische Energiesysteme

Tamara Schröter, Institut für Elektrische Energiesysteme

Florian Schulz, Institut für Strömungstechnik und Thermodynamik

Jari Roßberg, Institut für Verfahrenstechnik

### **Assoziierte Partner:**

ABO Wind AG, Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung, Stadtwerke Burg Energienetze GmbH

ISBN: 978-3-944722-80-1

DOI: 10.24352/UB.OVGU-2019-082

Magdeburg, 2019

Druck: docupoint GmbH

Otto-von-Guericke-Allee 14, 39179 Barleben

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Status des Projektes SmartMES nach zwei Jahren .....</b>	<b>1</b>
1.1	Ausgangssituation und aktueller Projektstand .....	1
1.1.1	Modellierung der Kopplungstechnologien.....	2
1.1.2	Netzdienlicher Einsatz der Sektorenkopplung.....	2
1.1.3	Ökonomische und Ökologische Betriebskonzepte .....	2
1.2	Ausblick auf das dritte Projektjahr.....	3
1.3	Zusammenfassung.....	3
<b>2</b>	<b>Modellierung der Kopplungstechnologien Power-to-Gas und Gas-to-Power.....</b>	<b>5</b>
2.1	Konzeptvorstellung Power-to-Power.....	5
2.2	Übersicht und Grundlagen der in Frage kommenden Brennstoffzellen .....	5
2.3	Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle (PEMFC).....	8
2.4	Marktübersicht Herstellerangaben PEMFC .....	10
2.5	Marktübersicht Herstellerangaben Elektrolyseure.....	13
2.6	Zusammenfassung.....	17
<b>3</b>	<b>Potential zur Entlastung des elektrischen Netzes.....</b>	<b>18</b>
3.1	Szenarienbeschreibung.....	18
3.2	Belastungssituation in den einzelnen Netztopologien .....	22
3.2.1	Elektrisches Netz .....	22
3.2.2	Gasnetz.....	23
3.2.3	Wärmenetz .....	25
3.3	Simulationsergebnisse.....	26
3.4	Fazit.....	29
<b>4</b>	<b>Analyse von Power-to-Cold und Heat-to-Cold Technologien.....</b>	<b>30</b>
4.1	Fallbeispiel Universitätsgebäude .....	30
4.1.1	CO <sub>2</sub> -Emissionsäquivalente .....	31
4.1.2	Verbrauch der Kälteanlagen.....	32
4.2	Energetische und wirtschaftliche Analyse der Szenarien .....	32
4.2.1	Szenario 1 — Absorptionskältemaschine .....	33
4.2.2	Szenario 2 – Adsorptionskältemaschine .....	34
4.2.3	Szenario 3 – Kompressionskältemaschine mit Kältespeicher.....	36
4.2.4	Vergleich der Szenarien .....	40

---

4.2.5	Zusammenfassung.....	43
<b>5</b>	<b>Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Betriebskonzepte .....</b>	<b>45</b>
5.1	Anreizsysteme.....	45
5.1.1	Stromsteuer durch sektorenübergreifende CO <sub>2</sub> -Bepreisung ersetzen.....	47
5.1.2	Einbezug von alternativer Nutzung und Speicherung in die Förderung.....	48
5.1.3	Stromdirektnutzung im Wärmebereich differenzieren .....	49
5.1.4	Alternative Nutzung von Stromüberangeboten.....	49
5.2	Zusammensetzung der Szenarien.....	50
5.2.1	Szenarienbeschreibung.....	50
5.2.2	Zusammensetzung des Stadtteilnetzes .....	52
5.3	Szenario 1: Einfamilienhaus .....	54
5.3.1	Methodik .....	54
5.3.2	Ökonomische Betrachtungen .....	55
5.3.3	Ökologische Betrachtungen .....	59
5.4	Szenario 2: Stadtteilnetz Fallbeispiel I [46].....	59
5.4.1	Methodik .....	60
5.4.2	Ergebnisse .....	61
5.4.3	Diskussion der Ergebnisse .....	65
5.5	Szenario 3: Stadtteilnetz Fallbeispiel II [56] .....	65
5.5.1	Methodik.....	66
5.5.2	Ergebnisse .....	66
5.5.3	Diskussion.....	70
5.6	Szenario 4: Stadtteilnetz Fallbeispiel III.....	70
5.6.1	Methodik .....	70
5.6.2	Ökonomische Betrachtungen .....	72
5.7	Szenario 5: Stadtteilnetz Fallbeispiel IV.....	74
5.7.1	Methodik.....	74
5.7.2	Ökonomische Ergebnisse.....	75
5.7.3	CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	76
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>78</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über die verschiedenen Typen von Brennstoffzellen [1, 4–7].....	6
Abbildung 2: Funktionsprinzip der PEMFC [5] .....	9
Abbildung 3: Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und Wasserstoffverbrauch .....	10
Abbildung 4: Detaillierte Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und Wasserstoffverbrauch .....	11
Abbildung 5: Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und spezifischer Energieverbrauch.....	11
Abbildung 6: Detaillierte Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und spezifischer Energieverbrauch.....	12
Abbildung 7: Detaillierte Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und spezifischer Energieverbrauch kleiner als Durchschnittswert.....	12
Abbildung 8: Spezifische Kosten in € je kW und elektrische Leistung von PEM-Brennstoffzellen der Firmen Horizon Fuel Cell Technologies und Intelligent Energy.....	13
Abbildung 9: Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und Wasserstoffproduktion .....	14
Abbildung 10: Detaillierte Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und Wasserstoffproduktion.....	14
Abbildung 11: Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und spezifischer Energieverbrauch zur Produktion von einem Nm <sup>3</sup> Wasserstoff.....	15
Abbildung 12: Detaillierte Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und spezifischer Energieverbrauch zur Produktion von einem Nm <sup>3</sup> Wasserstoff... ..	15
Abbildung 13: Detaillierte Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und spezifischer Energieverbrauch zur Produktion von einem Nm <sup>3</sup> Wasserstoff kleiner als Durchschnittswert .....	16
Abbildung 14: Spezifische Kosten in € je kW in Abhängigkeit von installierten elektrischen Leistungen für PEM-Elektrolyseure eigene Darstellung nach [9].....	16
Abbildung 15: Netzmodell des 20 kV-Mittelspannungsnetzes [10] .....	18
Abbildung 16: Netzmodell des Gasnetzes [10].....	19
Abbildung 17: Netzmodell des Fernwärmenetzes [10].....	19
Abbildung 18: Wärmebedarf ( blaue Balken) und die Bedarfsreduzierung bezogen auf das Referenzszenario (rote Balken) des Fernwärme- (links) und Gasnetzes (rechts) für alle Szenarien.....	21
Abbildung 19: Leitungsauslastung im Landnetz in pu.....	22
Abbildung 20: Zeitverlauf der Leitungsauslastung im Winter (links) und Sommer (rechts) ..	23

Abbildung 21: Knotendrucke und Strömungsgeschwindigkeiten im Gasnetz in allen Szenarien bezogen auf die jeweiligen betrieblichen Grenzen .....	23
Abbildung 22: potentiell mögliche Wasserstoffeinspeisung für einen Sommer- (links) und Winterzeitraum (rechts) für einen zulässigen Wasserstoffanteil von 10 % .....	24
Abbildung 23 Knotendrucke und Strömungsgeschwindigkeiten im Fernwärmenetz in allen Szenarien bezogen auf die jeweiligen betrieblichen Grenzen .....	25
Abbildung 24: potentiell mögliche Einspeisung einer PtH-Anlage im Wärmenetz bei konstanter Einspeisetemperatur (mitte) und variabler Einspeisetemperatur (unten) im Vergleich zur Einspeisung des BHKW (oben) in einem Sommerzeitraum.....	26
Abbildung 25: notwendige Leistung des Elektrolyseurs (links) und resultierende Leitungsauslastung (rechts) .....	27
Abbildung 26: notwendige, potentielle und tatsächliche Wasserstoffeinspeisung zum Leistungsausgleich an Knoten 36 .....	27
Abbildung 27: zeitliche Verteilung des Wasserstoffanteils im Landnetz .....	28
Abbildung 28: mögliche Methaneinspeisung zum Leistungsausgleich .....	28
Abbildung 29: CO <sub>2</sub> -Emissionsäquivalente aufgrund des Strom- und Wärmeverbrauches.....	31
Abbildung 30: Elektroenergieverbräuche sowie mittlere Außentemperatur (links) und die zugehörigen Kosten (rechts) der Kälteanlagen im Verlauf des Jahres 2016 ....	32
Abbildung 31: Kühllasten (linke Achse) und die zugehörigen Heizlasten (rechte Achse) der ABKM-Dach (linkes Diagramm) sowie der ABKM-Hof (rechtes Diagramm) .....	34
Abbildung 32: Linearer Zusammenhang zwischen der total treibenden Temperaturdifferenz und dem Wärmeverhältnis für ADKMs .....	35
Abbildung 33: Kühllasten und die zugehörigen Heizlasten der ADKM-Dach (links) und der ADKM-Hof (rechts) .....	36
Abbildung 34: Kühllasten und die zugehörigen Elektroenergieverbräuche der KKM-Dach (links) und der KKM-Hof (rechts).....	37
Abbildung 35: Kühllastverlagerung durch den Kältespeicher an einem Spitzenlasttag .....	39
Abbildung 36: Stündlicher Stromverbrauch mit und ohne Speicher an einem Spitzenlasttag	39
Abbildung 37: Gesamtannuitäten der Kälteanlagen.....	41
Abbildung 38: Gesamtannuitäten der Kälteanlagen ohne bedarfsgebundene Kosten der sorptionsgestützten Kälteanlagen .....	41
Abbildung 39: Gesamtannuitäten der Kältespeicher.....	42
Abbildung 40: Gesamtannuitäten der KKM-Hof mit und ohne Speicher.....	43
Abbildung 41: Modell der Maßnahmen zur Förderung Sektorenkopplung nach [24].....	46
Abbildung 42: Übersicht und Priorisierung der Maßnahmen [24].....	47

Abbildung 43: Entwicklung der Szenarien .....	52
Abbildung 44: Strom- und Wärmelastprofil des Stadtteils .....	53
Abbildung 45: Residuallast des Stadtteils entsprechend der EE-Szenarien (positiv: Erzeugung>Bedarf; negativ: Erzeugung<Bedarf) .....	53
Abbildung 46: Zusammensetzung der Szenarien.....	54
Abbildung 47: Kostenzusammensetzung der Fallbeispiele.....	57
Abbildung 48: Jährliche Fixkosten und variable Kosten in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades für das 60 %EE-Szenario [46] .....	62
Abbildung 49: Jährlicher Erlös in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades [46] .....	63
Abbildung 50: Jährlicher Gewinn in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades [46].....	63
Abbildung 51: Jährliche Fixkosten und variable Kosten in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades für das 80 %EE-Szenario [46] .....	64
Abbildung 52: Jährliche Fixkosten und variable Kosten in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades für das 100 %EE-Szenario [46] .....	64
Abbildung 53: Betriebsverhalten des Gasmotors, Elektrodenkessels und Warmwasserspeichers im 60 % EE-Szenario bei 20 % (links) und 80 % Stromnutzungsgrad zwischen den Stunden 3960 und 4020. (Oben: Residuallast; Mitte: Betriebsverhalten des Gasmotors und Elektrodenkessels; Unten: Warmwasserspeicher) [56] .....	67
Abbildung 54: Größe des Elektrodenkessels (links) und des Warmwasserspeichers (rechts) für das 60 %-EE-Szenario (blau) und das 80 % EE-Szenario (rot) [56] .....	68
Abbildung 55: Jährliche Fixkosten (oben) und variable Kosten (unten) für das 60 %-EE- Szenario (blau) und das 80 % EE-Szenario (rot) [56] .....	69
Abbildung 56: Einnahmen für das 60 %-EE-Szenario (linke Spalten) und das 80 % EE- Szenario (rechte Spalten) [56] .....	69
Abbildung 57: Erlös für das 60 %-EE-Szenario (blau) und das 80 % EE-Szenario (rot) [56] .....	69
Abbildung 58: Kostenzusammensetzung in Mio. € .....	73
Abbildung 59: Netzentgelt in Tsd. € .....	76
Abbildung 60: CO <sub>2</sub> -Emissions in Tonnen.....	77

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die entwickelten Szenarien mit dem Zeithorizont 2030 [10] .....	20
Tabelle 2: Installierte Leistung der Erneuerbaren Energien je Szenario .....	21
Tabelle 3: Übersicht der Ergebnisse der Analyse der Kältebereitstellung für 2016 .....	32
Tabelle 4: Übersicht der Modellergebnisse ABKM-Dach und Hof ( $T_{\text{Heiz}} = 120^{\circ}\text{C}$ ) .....	34
Tabelle 5: Übersicht der Modellergebnisse ADKM-Dach und Hof ( $T_{\text{Heiz}} = 90^{\circ}\text{C}$ ) .....	36
Tabelle 6: Übersicht der Modellergebnisse KKM-Dach und Hof .....	37
Tabelle 7: Berechnungsergebnisse der Speichervolumendimensionierung .....	38
Tabelle 8: Übersicht KKM-Hof mit und ohne Speicher an einem Spitzenlasttag .....	40
Tabelle 9: Vergleich der Gesamtergebnisse aller Szenarien mit den Realwerten .....	40
Tabelle 10: Kostenübersicht Technologien [38] .....	56
Tabelle 11: Bezugskosten und CO <sub>2</sub> -Kosten [39], [40] .....	56
Tabelle 12: Amortisationsdauer und Rücklagen .....	58
Tabelle 13: Gegenüberstellung Autarkiegrade .....	59
Tabelle 14: jährliche CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	59
Tabelle 15: Technische und ökonomische Parameter der verwendeten Komponenten [47] ...	60
Tabelle 16: Technische und ökonomische Parameter der verwendeten Komponenten [57] ...	66
Tabelle 17: Überblick über die entwickelten Szenarien [59] .....	71
Tabelle 18: Etablierte Fälle des vorgelagerten Programms .....	71
Tabelle 19: Investitionskosten [49, 60–62] .....	72
Tabelle 20: sonstige Kosten [63–65] .....	72
Tabelle 21: Szenarienübersicht .....	74
Tabelle 22: Investitionskosten [63–65] .....	75
Tabelle 23: Laufende Kosten [63–65] .....	75
Tabelle 25: Grundlagen für die Ermittlung der Emissionsfaktoren [45] .....	76

## 1 Status des Projektes SmartMES nach zwei Jahren

Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über das zweite Projektjahr im Projekt SmartMES. Dabei wird im ersten Schritt erläutert, auf welchen Grundlagen auf Basis des ersten Projektjahres aufgebaut werden konnte, welche Schwerpunkte im zweiten Projektjahr gesetzt wurden und welche Resultate erzielt wurden. Daraus werden Fragestellungen abgeleitet und anschließend Ziele für das dritte und letzte Projektjahr definiert.

### 1.1 Ausgangssituation und aktueller Projektstand

Das übergeordnete Ziel des Projektes SmartMES besteht darin, mögliche Konzepte für den Aufbau eines Multi-Energie-Systems am Beispiel unterschiedlicher Regionen in Sachsen-Anhalt sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Sicht zu bewerten. Die zunehmende Nutzung der Sektorenkopplung ist dabei aus unterschiedlichen Gesichtspunkten sinnvoll und notwendig. Zum einen bedingen die Ziele der Energiewende der Bundesregierung, dass sich der Anteil der Erneuerbaren Energien neben dem Strom- auch im Gas-, Wärme- und Verkehrssektor erhöht. Dies ist ohne eine Erhöhung der Sektorenkopplung nicht möglich. Darüber hinaus führt die dezentrale Integration Erneuerbarer Energien in allen Spannungsebenen regional zu Engpass- und Spannungsbandproblemen, die aktuell vor allem durch Netzausbau und die Abregelung bzw. Begrenzung der Erneuerbaren Energien behoben werden. Die Sektorenkopplung stellt einen alternativen Lösungsansatz dieser Problematik dar, indem die Kapazitäten aller Netze optimal ausgenutzt werden können. Außerdem können sich im Rahmen unterschiedlicher Aggregationsebenen (einzelner Haushalt, Energiekommune, Stadtwerk) ökonomische Vorteile bei der Nutzung der Sektorenkopplung ergeben.

Zur Analyse dieser Anwendungsfälle wurden im ersten Projektjahr unterschiedliche Grundlagen geschaffen. Im ersten Schritt galt es entsprechende Methoden für die Berechnung der einzelnen Energieinfrastrukturen zu entwickeln und in einer geeigneten Simulationssoftware zu implementieren. Zur Berechnung des elektrischen Netzes genügt dabei eine stationäre Berechnung mit deren Hilfe sich die Spannungssituation im elektrischen Netz und die Belastung einzelner Betriebsmittel ermitteln lässt. Im Gas- und Wärmenetz ist jedoch bereits eine transiente Berechnung erforderlich, um im Gasnetz beispielsweise die exakte Verteilung des eingespeisten Wasserstoffs und im Wärmenetz die unterschiedlichen Temperaturfronten zu berechnen. Neben diesen Berechnungsgrundlagen wurden generische Modelle für unterschiedliche Kopplungstechnologien zwischen den Infrastrukturen entwickelt. Bei der Entwicklung dieser generischen Modelle wurde mit Hilfe einer Marktrecherche insbesondere auf eine einfache Möglichkeit zur Skalierung der Anlagengröße geachtet, um leistungsabhängige Kosten- und Technologieparameter einfach abbilden zu können. Darüber hinaus wurden unterschiedliche Untersuchungsebenen geschaffen, die für weitere Analysen herangezogen werden können. Hierzu gehören: ein generisches Netzmodell, welches die Nieder- und Mittelspannungsebene sowie ein Gas- und Nahwärmenetz umfasst, das Energieversorgungsnetz der Stadtwerke Burg Energienetze mbH, ein einzelnes Niederspannungsnetz auf Basis des Neubaugebietes „Alte Ziegelei“ in Barleben und das Energieversorgungsnetz der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. Zur Parametrierung dieser Netzmodelle wurden darüber hinaus auf Basis aktueller Stu-

dien drei Szenarien definiert, die sich im Ausbau der regenerativen Energien sowie der Entwicklung der elektrischen Last maßgeblich unterscheiden. Die entwickelten Methoden und Modelle stellen somit die Ausgangssituation für das zweite Projektjahr dar.

Daraus ergab sich auch der Fokus für das zweite Projektjahr: die Erweiterung und verstärkte Generalisierung der Modelle der Kopplungstechnologien, die Entwicklung eines Algorithmus zur optimalen netzdienlichen Platzierung der Kopplungstechnologien und die Betrachtung zusätzlicher ökonomisch und ökologisch sinnvoller Betriebskonzepte unter Berücksichtigung unterschiedlicher Anreize zur Förderung der Sektorenkopplung.

### **1.1.1 Modellierung der Kopplungstechnologien**

Um ein Multi-Energie-System nicht nur bilanziell optimal zu gestalten, sondern die direkten Auswirkungen des Einsatzes unterschiedlicher Technologien auf den Netzbetrieb zu analysieren, sind detaillierte leistungsbezogene Anlagenmodelle erforderlich. Ein Großteil dieser Modelle wurde bereits innerhalb des ersten Projektjahres geschaffen. Innerhalb des zweiten Projektjahres wurde insbesondere die Marktrecherche im Bereich der Power-to-Gas sowie Gas-to-Power Technologien forciert, um auch für diese Technologien entsprechende generische Modelle zu schaffen, die eine einfache leistungsabhängige Skalierung der Kosten und Anlagenparameter ermöglichen. Darüber hinaus wurden zur Optimierung der Kälte- und Wärmeversorgung bereits einfache Modelle für Kälte- und Wärmespeicher geschaffen.

### **1.1.2 Netzdienlicher Einsatz der Sektorenkopplung**

Ein möglicher Anwendungsfall der Sektorenkopplung ist der netzdienliche Einsatz zur Entlastung des elektrischen Netzes, d. h. zu Behebung von Engpasssituationen und Spannungsproblemen. Dabei gilt es insbesondere die vorhandenen Synergien zwischen dem elektrischen Netz und den anderen Netzinfrastrukturen zu analysieren, d. h. ist zum einen die räumliche Nähe zwischen Engpassstellen im elektrischen Netz und dem Gas- und/oder Wärmenetz gegeben und wie hoch ist die Aufnahmefähigkeit dieser Netze innerhalb der kritischen Zeitbereiche. Zur Betrachtung dieser Aspekte wurde ein Optimierungsalgorithmus geschrieben, der eine optimale Anlagenpositionierung aus Sicht des elektrischen Netzes vornimmt und entsprechende Konvertierungsleistungen bestimmt.

### **1.1.3 Ökonomische und Ökologische Betriebskonzepte**

Zur umfangreichen Nutzung von Sektorkopplungstechnologien sind entsprechende wirtschaftliche Anwendungsfälle erforderlich. Die Sektorenkopplung selbst befindet sich unter Berücksichtigung aktueller Rahmenbedingungen in einer ähnlichen Situation wie Energiespeicher: es ergeben sich vereinzelt sinnvolle Potentiale zur Nutzung der Technologien, vor allem im Haushaltssektor. Einer großflächigen Nutzung der Technologien im höheren Leistungsbereich stehen jedoch noch unterschiedliche Hürden und Fragestellungen im Weg. Daher ist es notwendig, entsprechende Anreize für die Nutzung dieser Technologien zu schaffen. Dabei sollte es sich nicht um eine direkte Förderung der Anlagen handeln, sondern es sollten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Konkurrenzfähigkeit der Anlagen erhöht, z. B. durch eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Kosten.

## 1.2 Ausblick auf das dritte Projektjahr

Für das dritte Projektjahr ergeben sich tiefere Fragestellungen, die auf den Ergebnissen der ersten beiden Projektjahre aufbauen, sodass insbesondere die betrachteten Anreizsysteme und Betriebskonzepte erweitert werden müssen, um weitere Potentiale eines sektorgekoppelten Systems zu heben.

### 1. ABLEITUNG ALTERNATIVER NUTZUNGSKONZEPTE FÜR DEN BEIM NETZDIENLICHEN EINSATZ ENTSTEHENDEN WASSERSTOFF

Die Analysen haben gezeigt, dass sich lediglich geringe Synergien zwischen den Überlastungszeiten des elektrischen Netzes und der Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes ergeben. Daher ist es erforderlich die Untersuchungen dieses Anwendungsfalles zu erweitern. Es ist notwendig zum einen die Integration von Gasspeichern zu berücksichtigen, um den Betrieb des Elektrolyseurs und die Einspeisung in das Gasnetz voneinander zu entkoppeln und es müssen weitere Absatzmärkte für den produzierten Wasserstoff, wie der Mobilitätssektor oder der Industriesektor berücksichtigt werden.

### 2. ERWEITERUNG DER BETRACHTETEN ANREIZSYSTEME.

Im Rahmen dieses Statusberichtes wurden bereits unterschiedliche Anreizsysteme vorgestellt und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Betriebskonzepte analysiert. Es zeigt sich, dass unter bestimmten Voraussetzungen die Verfolgung des zellulären Ansatzes bzw. die Erhöhung des Autarkiegrades sowohl ökonomisch als auch ökologisch sinnvoll sein kann. Dies ist jedoch erst bei einem sehr hohen Anteil regenerativer Energien gegeben, der flächendeckend erst mittel- bis langfristig erreicht werden kann. Daher ist es notwendig die entwickelten Anreizsysteme zum einen auf weitere Betriebskonzepte anzuwenden und zum anderen weitere Möglichkeiten zur direkten oder indirekten Förderung der Sektorenkopplung zu entwickeln, die auch kurzfristige Wirkung zeigen.

### 3. ABLEITUNG VON HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN FÜR DIE EFFEKTIVE FÖRDERUNG EINES MULTI-ENERGIE-SYSTEMS

Entsprechend der entwickelten Anreizsysteme und der betrachteten Betriebskonzepte der Sektorenkopplung werden sich unterschiedliche Anwendungsfälle aus ökonomischer und ökologischer Sicht als besonders vielversprechend herausstellen. Auf Basis dieser Ergebnisse gilt es entsprechende Handlungsempfehlungen für die kurz-, mittel- und langfristige Entwicklung des Energieversorgungssystems abzuleiten.

### 4. ENTWICKLUNG VON DEMONSTRATIONSPLATTFORMEN

Um das Thema der Sektorenkopplung Schülern, Studenten und Interessierten näherzubringen, soll im Rahmen des Projektes eine Demonstrationsplattform aufgebaut werden, die die entwickelten Betriebskonzepte und deren Vor- und Nachteile einfach und übersichtlich präsentiert.

## 1.3 Zusammenfassung

Durch die Ausrichtung des Projektes auf die beschriebenen Fragestellungen können die unterschiedlichen fachlichen Kompetenzen des Forschungsteams weiter genutzt werden, um sowohl die bereits begonnenen Arbeiten weiterzuführen und zu detaillieren als auch neue Fragestellungen

---

zu beantworten, die für die Ausrichtung der Energieversorgung hin zu einem Multi-Energie-System bedeutend sind. Für die weitere Zusammenarbeit ist daher weiterhin eine intensive Verzahnung zwischen den einzelnen Lehrstühlen anzustreben, um die Kompetenzen zu bündeln und eine erfolgreiche Projektbearbeitung zu ermöglichen.

## 2 Modellierung der Kopplungstechnologien Power-to-Gas und Gas-to-Power

### 2.1 Konzeptvorstellung Power-to-Power

Zur Speicherung von erneuerbaren Energien wird ein Power-to-Power Konzept untersucht. Dieses besteht aus einem Elektrolyseur, einem Zwischenspeicher und einer Brennstoffzelle. Dieses Konzept bietet neben der Speicherung von Energie in Form von Wasserstoff und der Möglichkeit der Rückverstromung durch die Brennstoffzelle die Option, Wasserstoff in anderen Anwendungen einzusetzen. Hier ist insbesondere der Einsatz im Verkehrssektor zu nennen, sowie der Wasserstoffbedarf der Chemieindustrie.

Mit einem solchen Power-to-Power Konzept kann auf die Schwankungen im Elektrizitätsnetz sehr gut reagiert werden, da die verwendeten Anlagen schnelle Reaktionszeiten für das An- und Abfahren der Anlage besitzen. Des Weiteren kann ein breiter Lastbereich abgedeckt werden. In den kommenden Jahren ist durch verstärkte Forschung und Entwicklung im Bereich der verwendeten Technologien ein hohes Potenzial zur Steigerung der Leistungsdichte sowie des Wirkungsgrads und eine prognostizierte Senkung der Kosten zu erwarten. Im Konzept sind für die Erzeugung und Verstromung des Wasserstoffs Elektrolyseure und Brennstoffzellen, die eine Polymerelektrolytmembran (PEM) besitzen, vorgesehen. Diese Technologie ist durch niedrige Arbeitstemperaturen geeignet für schnelle Anfahrvorgänge und Kaltstarts und ermöglicht somit eine dynamische Betriebsweise. Die PEM-Anlagen erreichen hohe Wirkungsgrade und die Brennstoffzellen sollten aus Gründen der Haltbarkeit mit reinem Wasserstoff betrieben werden. [1]

### 2.2 Übersicht und Grundlagen der in Frage kommenden Brennstoffzellen

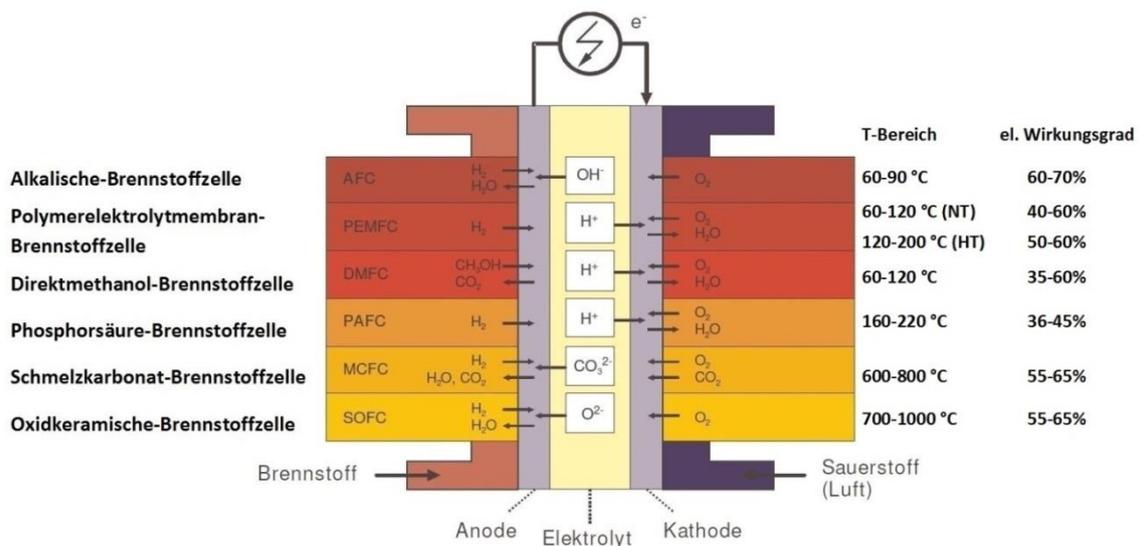
Brennstoffzellen sind elektrochemische Energiewandler, mit denen die frei werdende Energie einer chemischen Reaktion in elektrische Energie gewandelt und nutzbar gemacht werden kann. Neben elektrischer Energie entsteht durch die Reaktion Wärme, welche, wenn sie sinnvoll genutzt wird, den Wirkungsgrad der Brennstoffzelle zusätzlich erhöht. Dabei wird die elektrische Energie durch eine räumliche Trennung der ablaufenden Reaktionen dadurch erzeugt, dass die dabei entstehenden Ionen und Elektronen auf unterschiedlichen Wegen geführt werden. Die Ionen können durch die Membran wandern, während die Elektronen über einen äußeren Stromkreis gezwungen werden und dort einen Gleichstrom erzeugen. Der von außen zugeführte Brennstoff dient als Reduktionsmittel der Redoxreaktion. Als Oxidationsmittel wird in der Regel Sauerstoff aus der Luft verwendet. Je nach verwendetem Brennstoffzellentyp kommen unterschiedliche Brennstoffe zum Einsatz, z. B. Wasserstoff, Methanol oder Erdgas [2]. Der Einsatz von Brennstoffzellen zur Energiewandlung bietet verschiedene Vorteile:

- Chemisch gebundene Energie kann direkt in elektrische Energie umgewandelt werden
- Hohe Wirkungsgrade auch in kleinen Leistungseinheiten, nicht beschränkt durch den Carnot-Wirkungsgrad
- Keine Lärmemissionen
- Bei der Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff keine CO<sub>2</sub> Emissionen
- Keine bewegten Teile

Die wesentlichen zu nennenden Nachteile beziehungsweise Herausforderungen von Brennstoffzellen sind:

- Hohe Anschaffungskosten
- Geringe Lebensdauer [3, 4]

Die Brennstoffzellentypen unterscheiden sich hinsichtlich des verwendeten Materials, dem Temperaturbereich und dem eingesetzten Brennstoff. Die am häufigsten verwendeten Brennstoffzellentypen sind in Abbildung 1 dargestellt. Die Brennstoffzellentypen werden nach dem verwendeten Elektrolyten benannt, wobei die Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC) eine Ausnahme bildet. Hier ist der Brennstoff namensgebend. Im Folgenden wird kurz auf die unterschiedlichen Typen eingegangen und die wesentlichen Unterschiede werden erläutert.



**Abbildung 1:** Übersicht über die verschiedenen Typen von Brennstoffzellen [1, 4–7]

Alkalische-Brennstoffzellen (AFC) zählen zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen und als Elektrolyt wird eine wässrige Kaliumhydroxid-Lösung (KOH-Lösung) verwendet.

#### Vorteile der AFC [3–5]

- Hohe elektrische Effizienz durch eine schnell ablaufende Sauerstoffreduktion
- Variable Betriebsmöglichkeiten für verschiedene Temperaturen und Drücke
- Preiswerte Katalysatoren
- Relativ niedrige Kosten

#### Nachteile der AFC [3–5]

- Der Betrieb erfordert reinen Wasserstoff und Sauerstoff
- Sehr hohe Sensitivität gegenüber Verunreinigungen des Brennstoffs und des Sauerstoffs mit  $\text{CO}_2$
- Relativ geringe Leistungsdichten
- Dichtungsprobleme durch das stark ätzende Elektrolyt
- Elektrolyt stark umweltgefährdend

Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzellen (PEMFC) zählen zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen und als Elektrolyt werden protonleitende Polymere verwendet. Es wird weiterhin zwischen Niedertemperatur-PEMFC (NT-PEMFC), die in einem Temperaturbereich von

60 °C bis 120 °C arbeiten, und Hochtemperatur-PEMFC (HT-PEMFC), die in einem Temperaturbereich zwischen 120 °C und 200 °C arbeiten unterschieden [5].

**Vorteile der NT-PEMFC [3–5]**

- Universell einsetzbar (stationäre und mobile Anwendungen)
- Relativ hohe Leistungsdichte
- Kompakte Bauweise
- Schnelles An- und Abfahren der Anlage möglich, dadurch sehr gutes dynamisches Ansprechverhalten

**Nachteile der NT-PEMFC [3–5]**

- Komplexes Wasser- und Wärmemanagement
- Hohe Empfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen
- Teurer Katalysator

**Vorteile der HT-PEMFC [3–5]**

- Einfaches Wasser- und Wärmemanagement
- Gegenüber NT-PEMFC beschleunigte Reaktionskinetik
- Hochwertige Abwärme
- Hohe Toleranz gegenüber Verunreinigungen des Wasserstoffs

**Nachteile der HT-PEMFC [3–5]**

- Erhöhte Kosten für temperaturbeständige Systemkomponenten
- Kondensation des Produktwassers beim An- und Abfahren der Anlage schädigt die Membran
- Teurer Katalysator
- Beschleunigte Alterung

Direktmethanol-Brennstoffzellen (DMFC) zählen zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen und als Elektrolyt werden protonleitende Polymere verwendet. Die DMFC ist eine Sonderform der PEMFC, bei der Methanol als Brennstoff verwendet wird.

**Vorteile der DMFC [4, 5]**

- Kompakte und einfache Bauweise
- Hohe volumetrische Energiedichte des Brennstoffs
- Einfach zu betanken
- Hohe Verfügbarkeit von Brennstoff
- Hohe Lebensdauer
- Einfaches Wärmemanagement

**Nachteile der DMFC [4, 5]**

- Relativ geringer Wirkungsgrad
- Geringe Leistungsdichte
- Permeation von Methanol und Wasser durch die Membran
- Komplexes Wassermanagement
- Teures System
- Als Abgas CO<sub>2</sub>
- Kraftstofftoxizität

Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC) zählen zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen und als Elektrolyt wird konzentrierte Phosphorsäure verwendet.

**Vorteile der PAFC [3–5]**

- Technologisch ausgereift und verlässlich
- Einfaches Wassermanagement
- Erhöhte Verträglichkeit von Verunreinigungen des Brennstoffs mit CO, CO<sub>2</sub> und Schwefel
- Hochwertige Abwärme
- Kann mit Erdgas als Brennstoff betrieben werden

**Nachteile der PAFC [3–5]**

- Geringe Leistungsdichte
- Geringer elektrischer Wirkungsgrad
- Relativ langsame Anfahrzeiten
- Teures System
- Phosphorsäureverluste durch Verdampfung während des Betriebs begrenzen die Lebensdauer der Brennstoffzelle
- Teure Katalysatoren

Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (MCFC) zählen zu den Hochtemperatur-Brennstoffzellen und als Elektrolyt wird eine Alkalikarbonatschmelze aus geschmolzenem Lithium- und Kaliumkarbonat verwendet.

**Vorteile der MCFC [3–5]**

- Hoher elektrischer Wirkungsgrad
- Hochwertige Abwärme
- Hohe Toleranz gegenüber Verunreinigungen des Brennstoffs
- Geringe Materialanforderungen
- Flexibilität beim Kraftstoff
- Preiswerter Katalysator

**Nachteile der MCFC [3–5]**

- Langsames Anfahren der Anlage
- Geringe Stromdichten, dadurch große Aktivfläche der Zellen und dadurch mehr teures Elektrodenmaterial benötigt
- Giftige und entzündliche Reaktanden
- Hohe Temperaturschwankungen beschleunigen den Verschleiß

Oxidkeramische-Brennstoffzellen (SOFC) zählen zu den Hochtemperatur-Brennstoffzellen und als Elektrolyt wird ein sauerstoffionenleitender fester keramischer Werkstoff verwendet.

**Vorteile der SOFC [3–5]**

- Hohe elektrische Wirkungsgrade
- Hochwertige Abwärme
- Hohe Toleranz gegenüber Verunreinigungen des Brennstoffs
- Flexibilität beim Kraftstoff
- Preiswerter Katalysator
- Einfaches und robustes Design

**Nachteile der SOFC [3–5]**

- Langsames Anfahren der Anlage
- Hohe Herstellungskosten
- Hohe thermische Beanspruchung

### 2.3 Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle (PEMFC)

Das Funktionsprinzip einer Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt und soll im Folgenden erläutert werden. Im Einzelnen ist die PEM-Zelle aus folgenden Komponenten aufgebaut: die Membran separiert die Reaktionsräume und besteht aus einer Protonen-leitenden und gleichzeitig für elektronische Ladungsträger undurchlässigen Polymerelektrolytmembran. Die mit Katalysator beschichteten Kohlenstoffelektroden besitzen eine poröse Struktur und gewährleisten somit, dass die Reaktanden an die Grenzflächen von

Elektrolyt und Katalysator gelangen. Gleichzeitig sind die Elektroden so beschaffen, dass sie Wärme und elektrische Ladungsträger ausreichend leiten. Die stark saure Umgebung erfordert hier Katalysatoren, die korrosionsfest sind. Dadurch kommen nur Edelmetalle für den Einsatz infrage, wie z. B. Platin. Die Gasdiffusionsschicht gewährleistet einen gleichmäßigen Transport der Reaktanden hin zu den Katalysatorschichten der Elektroden sowie kathodenseitig den Abtransport des gebildeten Wassers. Mit den beiden Elektroden und der Gasdiffusionsschicht bildet die Membran die Membran-Elektroden-Anordnung MEA. Wasserstoff, Sauerstoff sowie das durch die Reaktion gebildete Wasser werden über die Strömungskanäle der Gasverteilungszone zu- bzw. abgeführt. Die Bipolarplatten bestehen aus zwei Gastrennanlagen, welche den Gasübertritt zur Kühlanlage bzw. zur benachbarten Gasverteilungszone verhindern sollen und aus einer Kühllage, die die Reaktions- bzw. Verlustwärme abtransportiert [3].

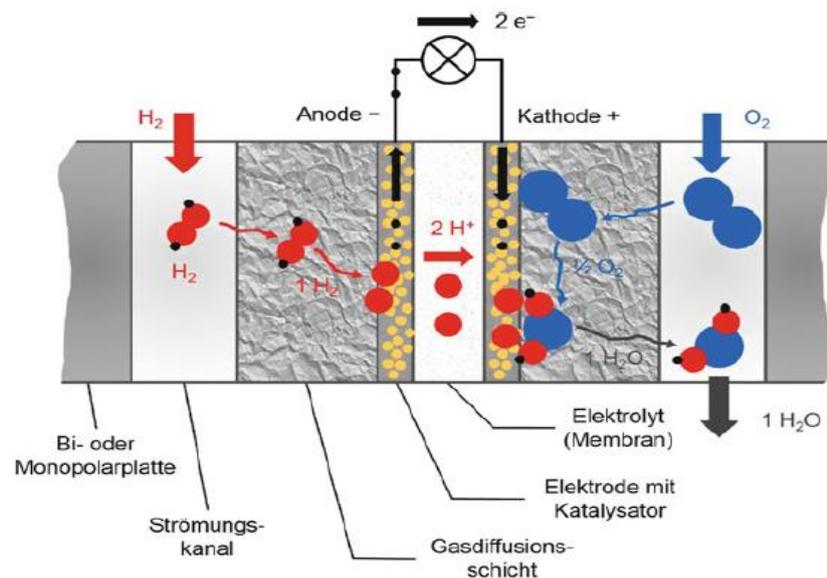


Abbildung 2: Funktionsprinzip der PEMFC [5]

Die maximal erreichbare theoretische Zellspannung für die Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff unter Standardbedingungen ergibt sich zu 1,23 V. In realen Systemen werden mittlere Einzelspannungen zwischen 0,6 V und 0,75 V beobachtet [3]. Um höhere Spannungen zu erreichen, werden mehrere Einzelzellen in Reihe geschaltet und so zu einem Stack zusammengefasst. Im Betrieb laufen verschiedene Prozesse ab, die im Folgenden erläutert werden sollen. Die an der Reaktion beteiligten Gase Wasserstoff und Sauerstoff werden über die Strömungskanäle der Bi- oder Monopolarplatte zugeführt und strömen durch die Gasdiffusionsschicht zu den Elektroden. Der Wasserstoff wird an der Anode oxidiert, wobei die Teilreaktion (1) abläuft. Hierbei ist eine größtmögliche Reinheit des Wasserstoffs anzustreben, um eine Katalysatorvergiftung durch z. B. CO, S, H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub> und NH<sub>3</sub> zu vermeiden [1, 3]. Bereits geringe Konzentrationen von schädlichen Substanzen haben einen beträchtlich negativen Einfluss auf die Leistungscharakteristik der Brennstoffzelle [3].



Die erzeugten H<sup>+</sup>-Ionen können durch das Ionen-durchlässige Elektrolyt auf die Kathodenseite gelangen. Der Elektrolyt besteht aus einem sauren Protonenleiter wie z. B. Nafion, Aciplex,

Hyflon oder Fumion [1, 3]. Die in Reaktion (1) entstanden Elektronen erzeugen im externen Stromkreis Elektrizität, da sie die Membran nicht passieren können. An der Kathode wird der Sauerstoff mit Reaktion (2) reduziert. Dazu wird entweder Luftsauerstoff oder reiner Sauerstoff verwendet, wobei reiner Sauerstoff den Wirkungsgrad des Systems steigert [6].



Das entstandene Wasser wird durch die Diffusionsschicht zur Gasverteilungszone transportiert und dort ausgetragen. Die entstandene Reaktions- und Verlustwärme wird durch die Gasdiffusionsschicht hin zur Kühlzone innerhalb der Bipolarplatten geleitet und dort abgeführt [3].

## 2.4 Marktübersicht Herstellerangaben PEMFC

In diesem Abschnitt soll eine Übersicht über Hersteller kommerzieller PEM-Brennstoffzellen gegeben werden. PEM-Brennstoffzellen werden in verschiedenen Leistungsklassen angeboten, was auch die Vielseitigkeit der Einsatzmöglichkeiten widerspiegelt. Sie werden bereits für folgende Zwecke verwendet:

- Antrieb von Fahrzeugen (Auto, Bus, Zug), Flurförderfahrzeuge, (U)-Boote und Drohnen
- Netzferne Stromerzeugung
- Unterbrechungsfreie Stromerzeugung
- Stationäre Stromerzeugung bis in den MW-Bereich

Die Brennstoffzellen dieser Übersicht erzeugen Leistungen von 0,012 kW bis 1 MW. Dabei verbrauchen sie zwischen 0,0108 Nm<sup>3</sup>/h und 750 Nm<sup>3</sup>/h Wasserstoff und decken damit ein breites Spektrum ab, wie in Abbildung 3 dargestellt ist. Die Einheit Nm<sup>3</sup> bezieht sich dabei auf die Normbedingungen einer Temperatur von 0°C bzw. 273,15 K und einem Druck von 0,1013 MPa [8]. Die Hersteller der Brennstoffzellensysteme sind Ballard Power Systems, balticFuelCells GmbH, EPH elektronik Produktions- und Handelsgesellschaft mbH, Horizon Fuel Cell Technologies, Hydrogenics GmbH, Intelligent Energy, Nedstack fuel cell technology B. V., Plug Power INC. und Proton Motor Fuel Cell GmbH.

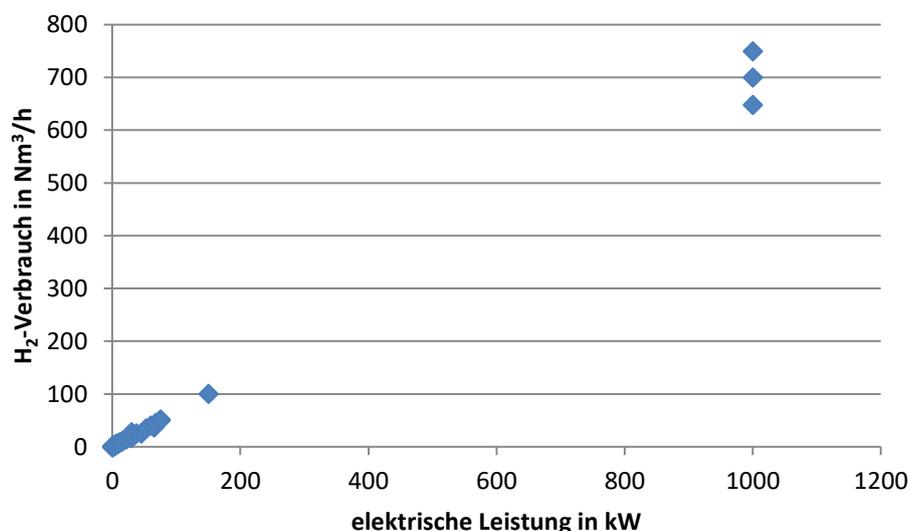
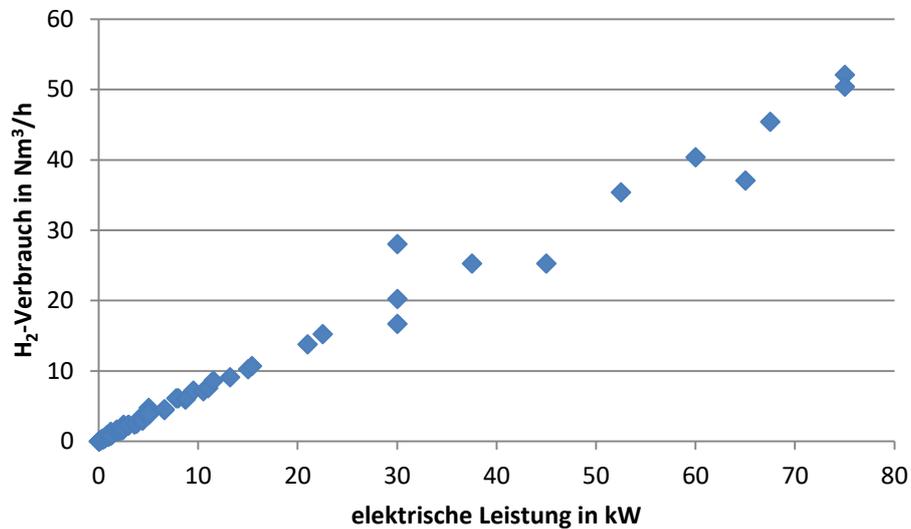


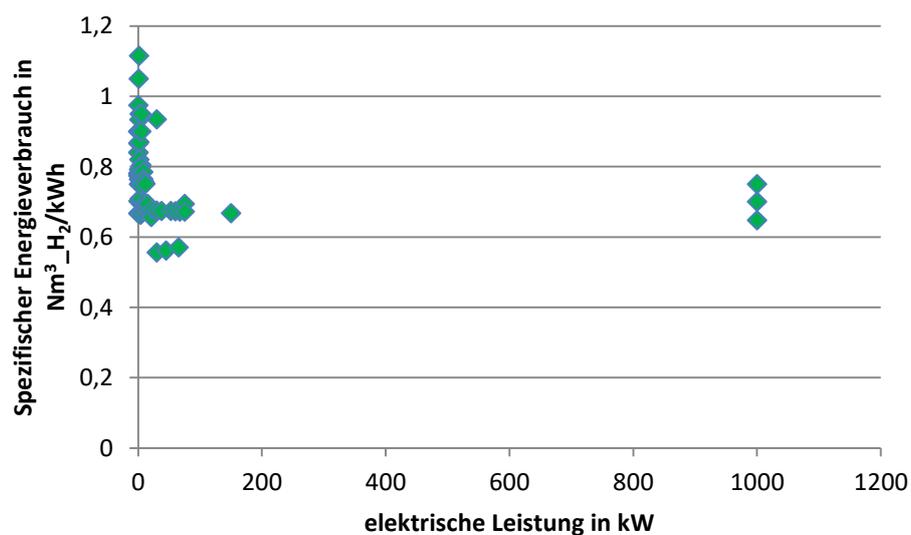
Abbildung 3: Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und Wasserstoffverbrauch

Da der Sprung zwischen den Leistungen von 150 kW bis 1 MW in Abbildung 3 sehr groß ist, wird in Abbildung 4 die Abbildung 3 ohne die Brennstoffzellen mit 150 kW und 1 MW dargestellt.

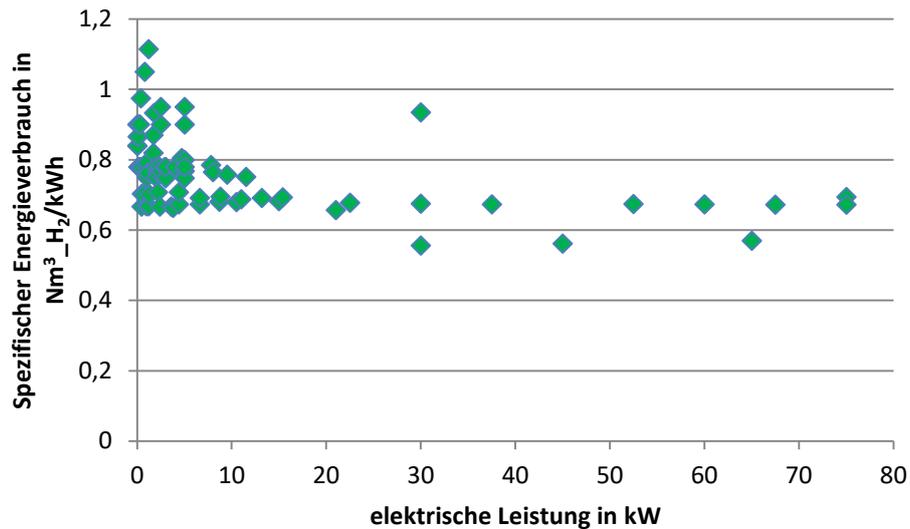


**Abbildung 4:** Detaillierte Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und Wasserstoffverbrauch

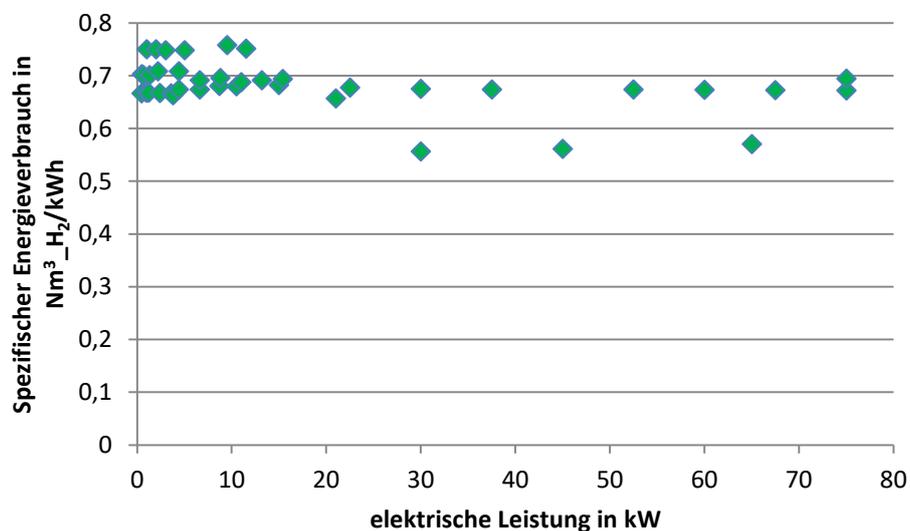
Aus den Abbildung 3 und Abbildung 4 ist zu erkennen, dass die Größe der elektrischen Leistung und des Wasserstoffverbrauchs als linearer Zusammenhang angenommen werden kann. Die elektrische Leistung und der damit verbundene Wasserstoffverbrauch können somit gut in Modelle, die skalierbare Brennstoffzellen darstellen, integriert werden.



**Abbildung 5:** Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und spezifischer Energieverbrauch



**Abbildung 6:** Detaillierte Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und spezifischer Energieverbrauch. In Abbildung 5 und Abbildung 6 ist der spezifische Energieverbrauch der betrachteten Brennstoffzellen dargestellt. In Abbildung 6 werden die Werte für die Brennstoffzellen mit 150 kW und 1 MW zur besseren Darstellung nicht eingezeichnet. Besonders im Bereich bis ca. 10 kW ist eine große Varianz zu erkennen. Der Durchschnitt aller Werte für den spezifischen Energieverbrauch wird zu  $0,76 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{kWh}$  berechnet. Für den relativ hohen Durchschnittswert sind die großen spezifischen Energieverbräuche einzelner Brennstoffzellen im unteren Leistungsbereich ausschlaggebend.

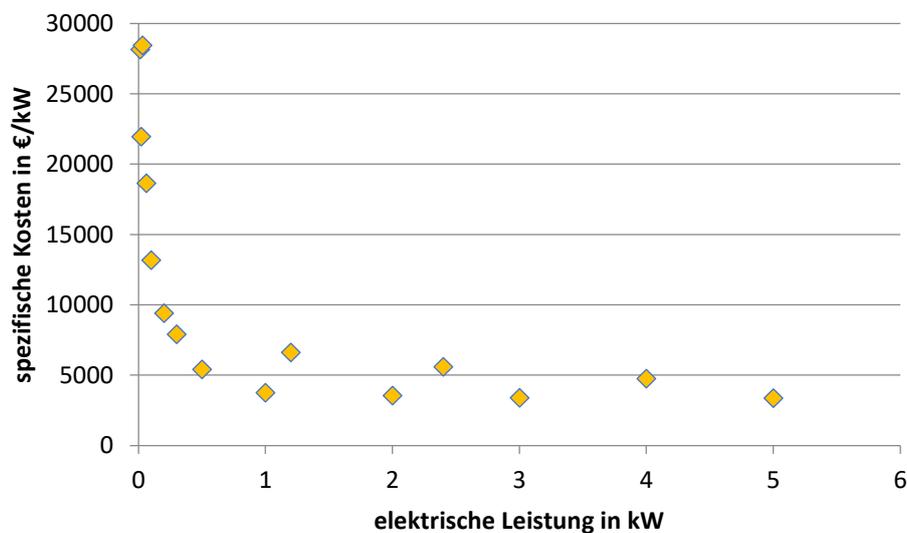


**Abbildung 7:** Detaillierte Übersicht PEM-Brennstoffzellen erzeugte Leistung und spezifischer Energieverbrauch kleiner als Durchschnittswert

Betrachtet werden im Folgenden die spezifischen Energieverbräuche bis zum Durchschnittswert von  $0,76 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{kWh}$ . Wie in Abbildung 7 dargestellt ist, werden für alle betrachteten Leistungen Brennstoffzellen mit einem ähnlichen spezifischen Energieverbrauch produziert. Der Durchschnittswert für den spezifischen Energieverbrauch der Anlagen, die in Abbildung 7

dargestellt sind und unter Berücksichtigung der Anlagen mit 150 kW und 1 MW, die aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt sind, ergibt sich zu  $0,68 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{kWh}$ . Dieser Wert kann für das komplette Leistungsspektrum angenommen werden.

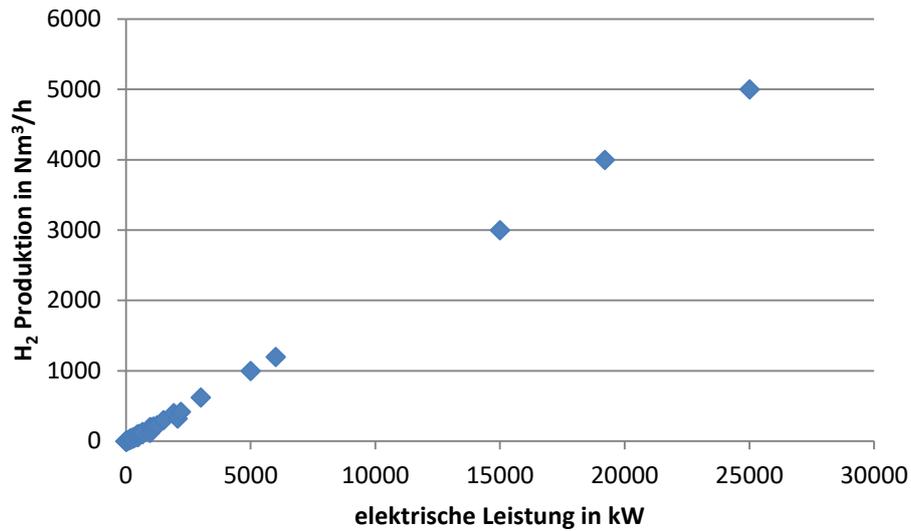
In Abbildung 8 ist die elektrische Leistung von ausgewählten PEM-Brennstoffzellen und die spezifischen Kosten in € pro kW dargestellt. Dabei werden die Brennstoffzellen der Firmen Horizon Fuel Cell Technologies und Intelligent Energy betrachtet, da von diesen Herstellern konkrete Preise vorliegen. Der Hersteller Ballard Power Systems gibt die spezifischen Kosten für Brennstoffzellen mit 2000 \$ je kW an, dies entspricht 1760 € je kW. Die in Abbildung 8 dargestellten Brennstoffzellen sind deutlich teurer.



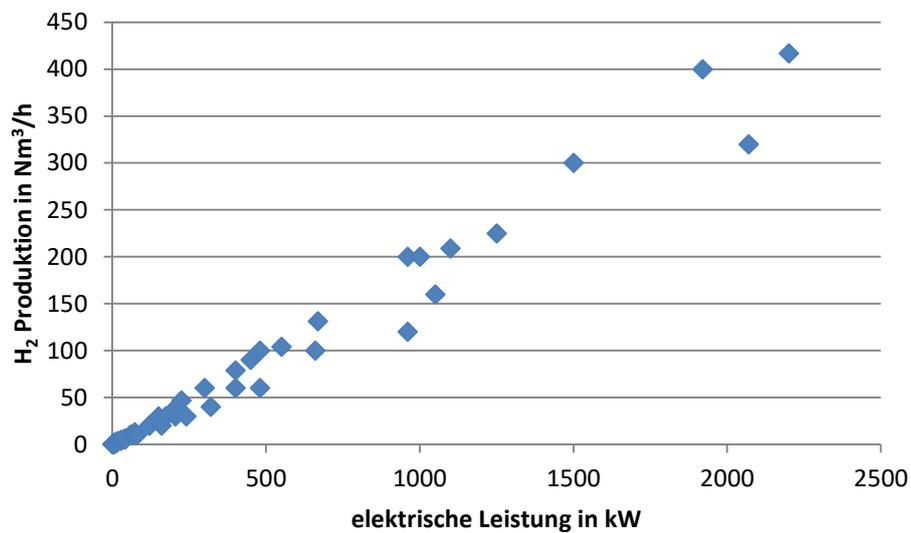
**Abbildung 8:** Spezifische Kosten in € je kW und elektrische Leistung von PEM-Brennstoffzellen der Firmen Horizon Fuel Cell Technologies und Intelligent Energy

## 2.5 Marktübersicht Herstellerangaben Elektrolyseure

Im folgenden Abschnitt soll eine Übersicht über Hersteller kommerzieller PEM-Elektrolyseure gegeben werden. PEM-Elektrolyseure werden in verschiedenen Leistungsklassen angeboten. In dieser Übersicht wird ein Leistungsspektrum von 0,7 kW bis 25 MW betrachtet. Die Elektrolyseure in dem betrachteten Spektrum erzeugen zwischen  $0,09 \text{ Nm}^3/\text{h}$  und  $5000 \text{ Nm}^3/\text{h}$  Wasserstoff. Die Hersteller der Elektrolyseure in dieser Übersicht sind Angstrom Advanced Inc., Areva H<sub>2</sub>Gen, Giner ELX Inc., GreenHydrogen, H-TEC SYSTEMS, Hydrogenics GmbH, iGas energy GmbH, ITM Power, Nel, Proton OnSite, QuinTech Brennstoffzellen Technologie, Siemens AG und SylaTech Analysetechnik GmbH.

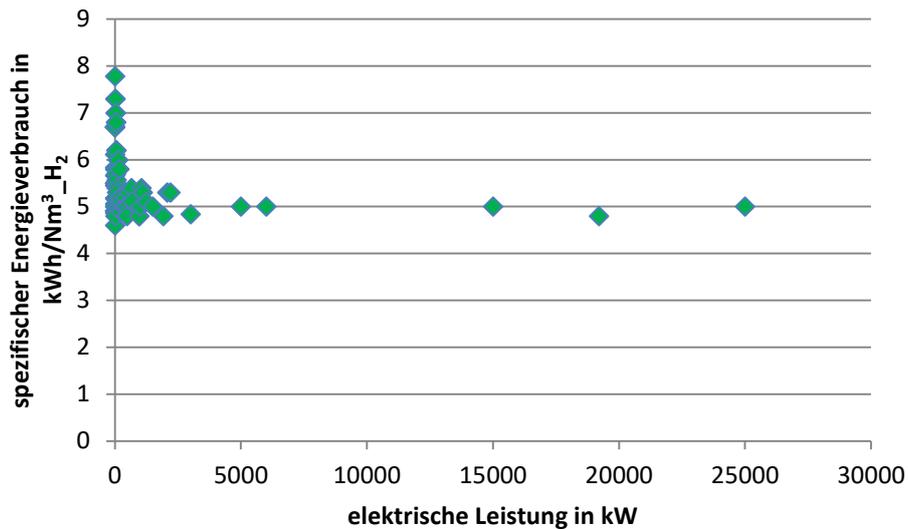


**Abbildung 9:** Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und Wasserstoffproduktion

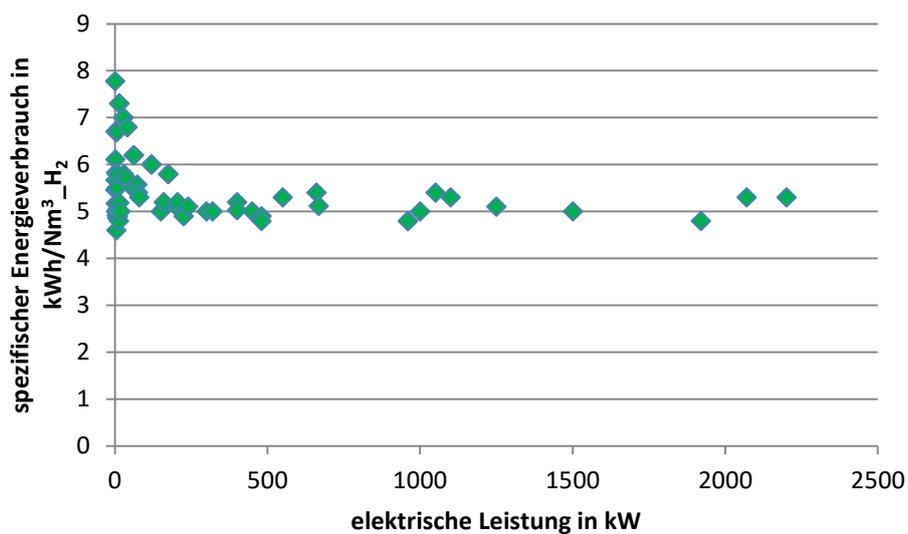


**Abbildung 10:** Detaillierte Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und Wasserstoffproduktion

In Abbildung 9 sind die Elektrolyseure mit den Leistungen zwischen 2,2 MW und 25 MW aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht eingezeichnet. Wie aus den Abbildung 9 und Abbildung 10 zu erkennen ist, kann bei der Skalierung der Anlagen hinsichtlich installierter Leistung und Wasserstoffproduktion von einem linearen Zusammenhang ausgegangen werden.

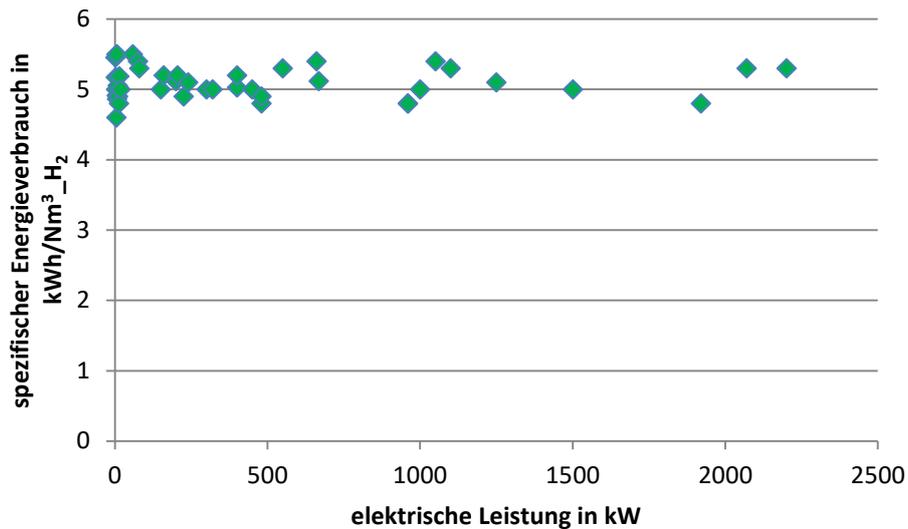


**Abbildung 11:** Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und spezifischer Energieverbrauch zur Produktion von einem  $\text{Nm}^3$  Wasserstoff



**Abbildung 12:** Detaillierte Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und spezifischer Energieverbrauch zur Produktion von einem  $\text{Nm}^3$  Wasserstoff

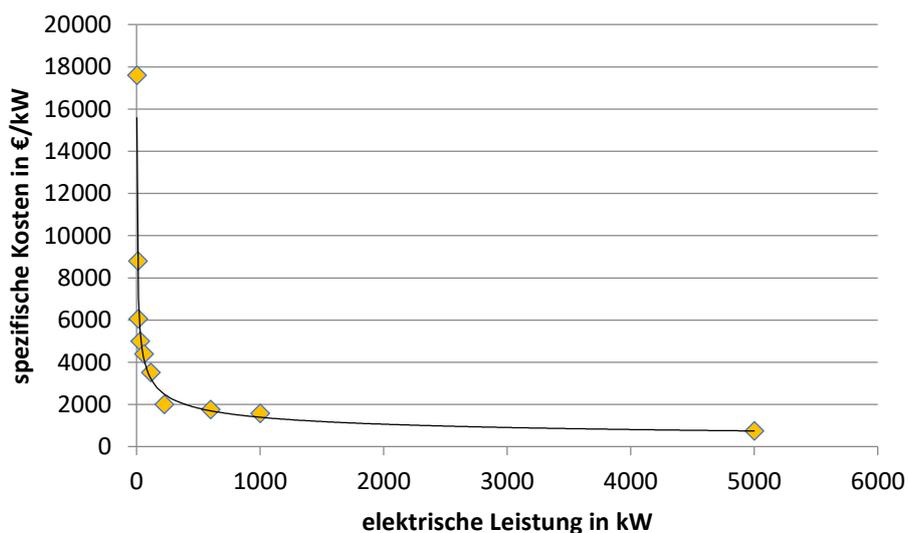
In Abbildung 11 und Abbildung 12 ist der Zusammenhang zwischen elektrischer Anschlussleistung und spezifischem Energieverbrauch zur Produktion von einem  $\text{Nm}^3$  Wasserstoff dargestellt, wobei Abbildung 12 wieder eine detaillierte Darstellung ohne die Werte für die Elektrolyseure zwischen 2,2 MW und 25 MW ist. Auffällig ist, dass im unteren Leistungsbereich der spezifische Energieverbrauch zur Produktion von einem  $\text{Nm}^3$  Wasserstoff stark schwankt. Der Durchschnittswert beträgt  $5,53 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ H}_2$ .



**Abbildung 13:** Detaillierte Übersicht PEM-Elektrolyseure Anschlussleistung und spezifischer Energieverbrauch zur Produktion von einem Nm<sup>3</sup> Wasserstoff kleiner als Durchschnittswert

In Abbildung 13 sind nur die spezifischen Energieverbräuche bis zum Durchschnittswert aufgetragen. Es handelt sich um eine detaillierte Darstellung ohne die Werte für die Leistungen oberhalb von 2,2 MW. Der neue Durchschnittswert aus diesen Anlagen für den spezifischen Energieverbrauch ergibt sich zu 5,08 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>, wobei auch die nicht dargestellten Anlagen berücksichtigt worden sind. Hier ist zu sehen, dass für alle Leistungen Elektrolyseure mit einem spezifischen Energieverbrauch ähnlich des errechneten Durchschnitts erhältlich sind. Daher kann für die Skalierung von Elektrolyseuren in allen Leistungsbereichen mit diesem Wert gerechnet werden.

In Abbildung 14 sind die spezifischen Kosten in € je kW von PEM-Elektrolyseuren in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Leistung dargestellt.



**Abbildung 14:** Spezifische Kosten in € je kW in Abhängigkeit von installierten elektrischen Leistungen für PEM-Elektrolyseure eigene Darstellung nach [9]

Die spezifischen Kosten sind für niedrige elektrische Leistungen sehr hoch 17.600 € je kW bei 2 kW installierter Leistung und fallen auf 750 € je kW für Elektrolyseure mit 5 MW [9]. Die spezifischen Kosten können über eine Potenzgleichung errechnet werden.

## **2.6 Zusammenfassung**

Die Übersicht über die Hersteller für PEM-Elektrolyseure und PEM-Brennstoffzellen zeigt, dass die Anlagen hinsichtlich Leistung und Wasserstoffproduktion bzw. Wasserstoffverbrauch über das betrachtete Leistungsspektrum linear skaliert werden können. Für den spezifischen Energieverbrauch konnte gezeigt werden, dass für Elektrolyseure und Brennstoffzellen in allen Leistungsgrößen Anlagen mit einem ähnlichen Wert existieren und somit dieser Wert als Konstante über das gesamte Leistungsspektrum angenommen werden kann. Die spezifischen Kosten für PEM-Elektrolyseure können über eine Potenzgleichung bestimmt werden. Der Zusammenhang zwischen Anlagengröße und spezifischen Kosten muss für PEM-Brennstoffzellen noch erarbeitet werden.

### 3 Potential zur Entlastung des elektrischen Netzes

Ein potenzielles Einsatzgebiet der Sektorenkopplung ist die Entlastung des elektrischen Netzes durch die Ausnutzung paralleler Infrastrukturen, d. h. in Zeiten einer hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, können Power-to-Heat und Power-to-Gas Anlagen genutzt werden um die Energie entweder direkt im Gas- und Wärmenetz zu nutzen oder zwischenspeichern. Die Potentiale zur Ausnutzung dieses Anwendungsfalls hängen sehr stark von den sich ergebenden Synergien zwischen der Auslastung des Elektrischen Netzes und der parallelen Energieinfrastrukturen ab, die im Rahmen dieses Kapitels analysiert werden sollen.

#### 3.1 Szenarienbeschreibung

Zur Bewertung des Anwendungsfalls wurde das im ersten Projektjahr definierte synthetische Netzmodell, welches die Nieder- und Mittelspannungsebene umfasst, untersucht [10]. Einen Überblick über den Aufbau des Mittelspannungsnetzes gibt Abbildung 15. Das Mittelspannungsnetz unterteilt sich in einen Stadtkern, der sich durch eine hohe elektrische Last, aber einen vergleichsweise geringen Anteil regenerativer Energien auszeichnet, den Stadtrand mit einem erhöhten Anteil an Industrielasten und dem Anschluss des BHKWs sowie das Landnetz mit einer hohen Anzahl ländlicher Niederspannungsnetze, die sich durch eine geringe elektrische Last aber einen erhöhten Anteil regenerativer Energien auszeichnen. Zur Vereinfachung der Auswertung konzentrieren sich die folgenden Analysen lediglich auf dieses Mittelspannungsnetz, die unterlagerten Niederspannungsnetze werden nicht näher beleuchtet.

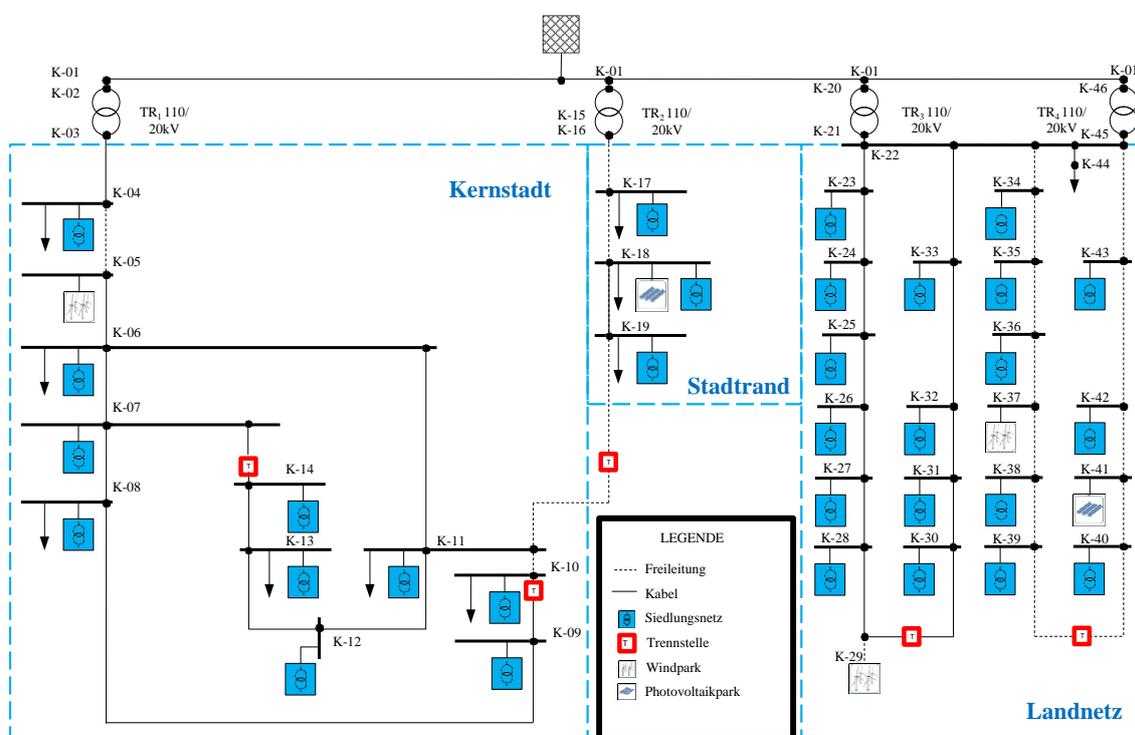


Abbildung 15: Netzmodell des 20 kV-Mittelspannungsnetzes [10]

Analog zum elektrischen Netz geben Abbildung 16 und Abbildung 17 einen Überblick über den Aufbau und die Struktur des Gas- und Fernwärmenetzes. Das Gasnetz erstreckt sich ebenso über das gesamte Netzgebiet und versorgt somit sowohl Verbraucher in der Kernstadt, im Stadtrand und im Landnetz. Das Fernwärmenetz dagegen versorgt lediglich den Stadtkern und Stadtrand.

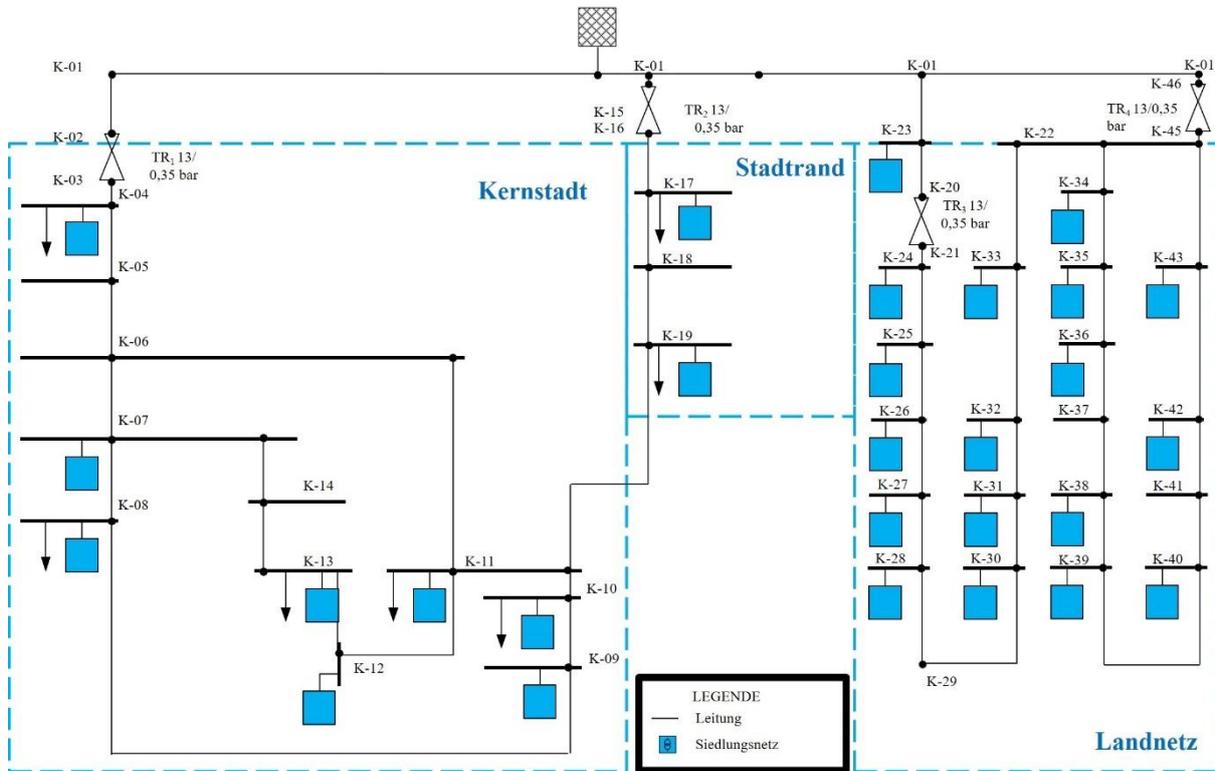


Abbildung 16: Netzmodell des Gasnetzes [10]

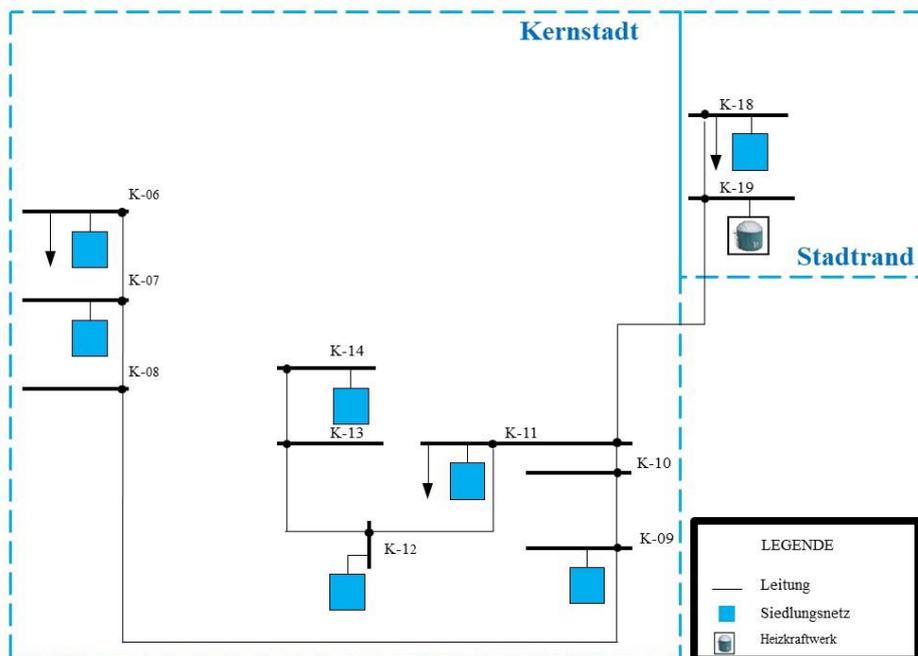


Abbildung 17: Netzmodell des Fernwärmenetzes [10]

Im ersten Schritt galt es, die einzelnen Netztopologien auf die im ersten Projektjahr definierten Szenarien (siehe Tabelle 1) anzupassen. Für die weitere Analyse sind zwei Aspekte der Szenarien von besonderer Bedeutung: der Ausbau der regenerativen Energien im elektrischen Netz und die Veränderung der Wärmelast im Gas- und Wärmenetz.

**Tabelle 1:** Überblick über die entwickelten Szenarien mit dem Zeithorizont 2030 [10]

Nr.	Bezeichnung	Beschreibung
1	Konservativ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- verminderter Ausbau erneuerbarer Energien</li> <li>- Reduzierung des Wärmebedarfs um 7,5 % gegenüber 2015</li> <li>- Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs um 5,8 % gegenüber 2015</li> <li>- Anteil an E-Kfz bei 1 %</li> <li>- Anteil an Wärmepumpen bei 7 %</li> <li>- keine Veränderung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung</li> </ul>
2	Trend	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kontinuierlicher Ausbau erneuerbarer Energien orientiert an der Historie</li> <li>- Reduzierung des Wärmebedarfs um 7,5 % gegenüber 2015</li> <li>- Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs um 5,8 % gegenüber 2015</li> <li>- Anteil an E-Kfz bei 10 %</li> <li>- Anteil an Wärmepumpen bei 15 %</li> <li>- unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung wird in einer Sensitivitätsbetrachtung berücksichtigt</li> </ul>
3	Progressiv	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ausnutzung aller vorhandenen Flächenpotentiale beim Ausbau erneuerbarer Energien</li> <li>- Reduzierung des Wärmebedarfs um 19,3 % gegenüber 2015</li> <li>- Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs um 15,7 % gegenüber 2015</li> <li>- Anteil an E-Kfz bei 25 %</li> <li>- Anteil an Wärmepumpen bei 30 %</li> <li>- unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung wird in einer Sensitivitätsbetrachtung berücksichtigt</li> </ul>

Der Ausbau regenerativer Energien basiert auf den Szenarien der ZERE Studie [11], die den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt in einem konservativen, gemäßigten und progressiven Szenario prognostiziert. Zur Aufteilung der sich dort ergebenden Ausbaupotentiale wurde die folgende Vorgehensweise gewählt: es erfolgte eine Aufteilung der Ausbaupotentiale getrennt nach Windenergie, Photovoltaik und Biomasse auf die Kernstadt, den Stadtrand und das Landnetz. Analog zum Statusbericht des ersten Projektjahres wurden die installierte Wind- und Biomasseleistung vollständig auf den Stadtrand und das Landnetz verteilt. Die zusätzliche PV-Leistung wurde zu 1/3 auf die Kernstadt und zu 2/3 auf den Stadtrand und das Landnetz aufgeteilt. Die Zuordnung neuer Anlagen erfolgte dabei nach dem Zufallsprinzip, so dass so lange Anlagen zufällig verteilt wurden, bis das Ausbaupotential des jeweiligen Szenarios ausgeschöpft ist. Bei Anlagen in der Niederspannungsebene wurde darauf geachtet, dass an einem Netzknoten nur einmal eine Anlage installiert wird und dieser Knoten in zukünftigen Szenarien bzw. bei zukünftigen Anlagen nicht mehr zur Verfügung steht. Bei Anlagen im Mit-

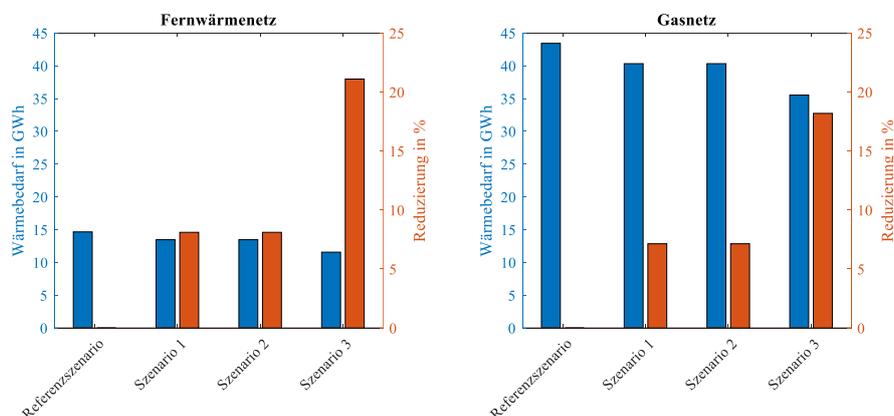
telspannungsnetz ist dagegen auch eine mehrfache Vergabe eines Knoten möglich. Entsprechend dieses Vorgehens ergibt sich eine installierte Leistung je Erzeugungstyp und Szenario entsprechend Tabelle 2. Es zeigt sich also, dass insbesondere im progressiven Szenario ein deutlicher Anstieg der installierten PV-Leistung zu verzeichnen ist.

**Tabelle 2:** Installierte Leistung der Erneuerbaren Energien je Szenario

	Wind	PV	Biomasse
<b>Basisszenario</b>	17,5 MW	13,6 MW	3,1 MW
<b>Konservatives Szenario</b>	18,0 MW	15,5 MW	3,1 MW
<b>Trendszenario</b>	22,0 MW	33,2 MW	3,1 MW
<b>Progressives Szenario</b>	27,4 MW	67,3 MW	3,1 MW

Zur Berücksichtigung der Energieeffizienzsteigerungen ist die folgende Vorgehensweise gewählt worden: wird ein Gebäude energieeffizienter, wirkt sich dies sowohl auf den Wärme- als auch Strombedarf aus. Des Weiteren reduziert ein Gebäude nur einmal seinen Energiebedarf, d. h. wird ein Gebäude ausgewählt, das seinen Energiebedarf im Szenario 1 reduziert, erfolgt keine weitere Reduzierung in den anderen Szenarien. Welche Gebäude ihren Energiebedarf pro Szenario reduzieren und um wieviel, wird zufällig bestimmt. Einzige Vorgabe ist, dass das Gebäude seinen Energiebedarf zwischen 20 % bis 40 % im Vergleich zum Referenzszenario reduzieren muss. Entsprechend werden so viele Gebäude ausgewählt, bis das Gesamtreduktionsziel erreicht wird.

Unter Anwendung dieser Methode ergibt sich der Wärmebedarf für das Fernwärme- und Gasnetz entsprechend der im ersten Projektjahr definierten Wärmebedarfe verschiedener Lasttypen (Haushalte, Gewerbe, Industrie) und der Anzahl der jeweiligen Typen im Netz [10]. Einen Überblick über den Wärmebedarf je Szenario geben die blauen Balken in Abbildung 18. Dass der Wärmebedarf im Gasnetz beinahe dreimal so groß ausfällt wie im Fernwärmenetz lässt sich auf die Anzahl angeschlossener Gebäude zurückführen. So sind an das Gasnetz 1.411 Lasten angeschlossen, während das Fernwärmenetz nur 444 Lasten versorgt. Die Bedarfsreduzierung fällt in beiden Netzen ähnlich aus (siehe Abbildung 18, rote Balken). Unterschiede ergeben sich durch die zufällige Verteilung der Bedarfsreduzierung.



**Abbildung 18:** Wärmebedarf (blaue Balken) und die Bedarfsreduzierung bezogen auf das Referenzszenario (rote Balken) des Fernwärme- (links) und Gasnetzes (rechts) für alle Szenarien

## 3.2 Belastungssituation in den einzelnen Netztopologien

### 3.2.1 Elektrisches Netz

Betrachtet man die Leitungsauslastung innerhalb des Mittelspannungsnetzes in Abhängigkeit von dem betrachteten Szenario zeigt sich, dass die Erhöhung des Anteils regenerativer Energien zu einer deutlichen Erhöhung der Leitungsauslastung führt. Im Stadtnetz und Stadtrandnetz bleibt die Leitungsbelastung jedoch dauerhaft unterhalb des maximal zulässigen Grenzwertes von 1 pu, da in diesem Netzbereich zum einen die elektrische Last deutlich höher ist und zum anderen der Anteil regenerativer Energien deutlich geringer ist. Im Landnetz dagegen führt insbesondere der Ausbau der Photovoltaik in der Nieder- und Mittelspannungsebene dazu, dass einzelne Leitungsstränge, in der Nähe der Übergabestation zum überlagerten 110-kV-Verteilnetz überlastet sind. Einen Überblick über die Belastungssituation je Szenario gibt Abbildung 19. Das Basisszenario und konservative Szenario sind nahezu identisch, da sich die installierte Leistung regenerativer Energien nur geringfügig erhöht. Im Trendszenario zeigt sich bereits eine deutliche Erhöhung der Auslastung – insbesondere auf den Leitungen Ln35 und Ln45 – eine Überlastung lässt sich jedoch noch nicht verzeichnen. Erst der nochmals deutliche Ausbau der regenerativen Energien im progressiven Szenario führt dazu, dass einzelne Netzstränge bei einer gleichbleibenden Netztopologie überlastet sind.

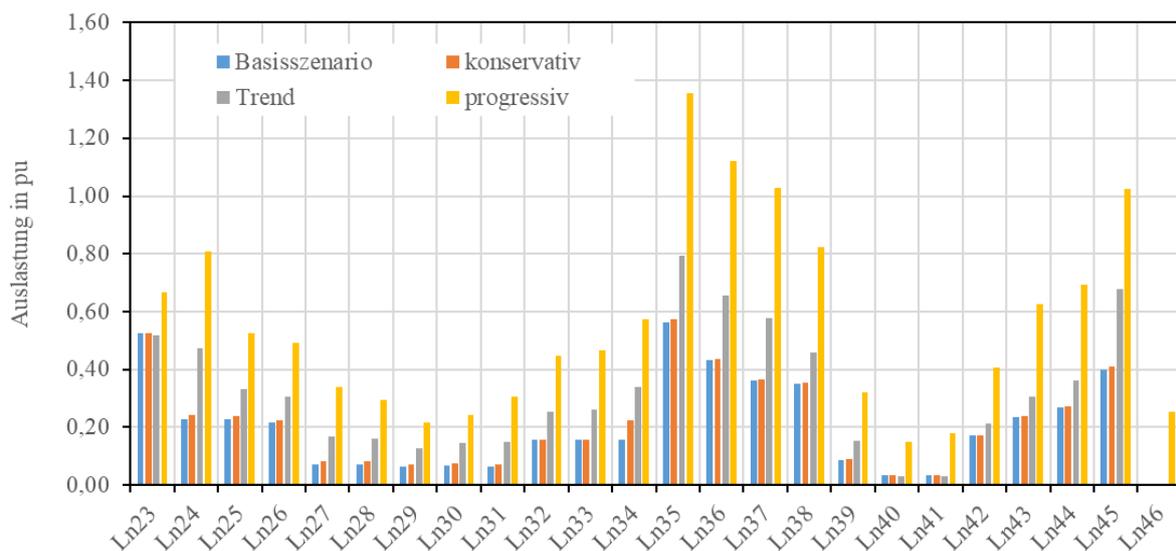
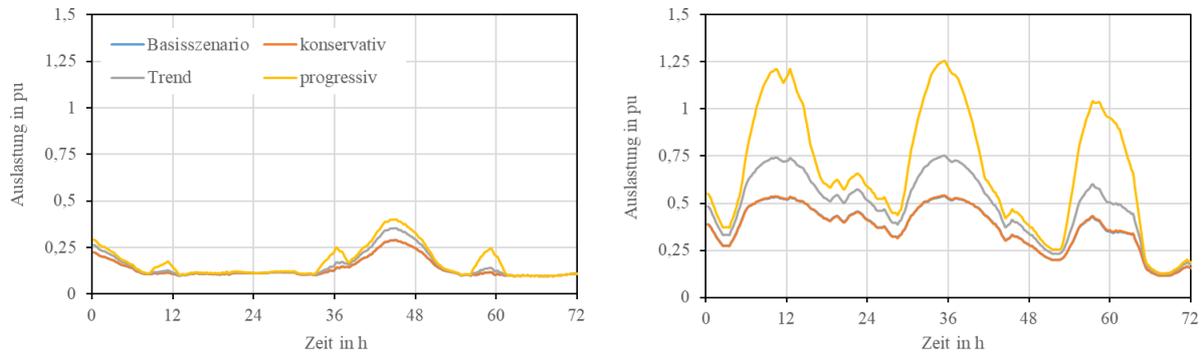


Abbildung 19: Leitungsauslastung im Landnetz in pu

Betrachtet man den zeitlichen Verlauf der Leitungsauslastung in Abbildung 20 zeigt sich, dass die Leitungsauslastung im Winter vergleichsweise gering ist. Dies hat mehrere Gründe. Zum einen ist der Anteil der PV-Einspeisung im Winter deutlich geringer, sodass im Winter die Windeinspeisung dominiert. Zudem zeigt sich im Winter eine deutlich höhere elektrische Last, sodass in günstigen Fällen die Überlagerung aus Last und Erzeugung zu einer sehr geringen Auslastung des Mittelspannungsnetzes führt. Lediglich am Ende des zweiten Tages ist eine erhöhte Windeinspeisung erkennbar, die zu einer maximalen Belastung von ca. 40 % führt. Im Sommer dagegen zeigt sich, dass die Abschnitte hoher Leitungsauslastungen insbesondere durch die hohe PV-Einspeisung hervorgerufen werden. Dies wird zusätzlich dadurch begünstigt

tigt, dass im Sommer und zur Mittagszeit die elektrische Last im ländlichen Netz vergleichsweise gering ist, sodass zu diesen Zeitpunkten das betrachtete Landnetz zu einem Exportnetz wird.

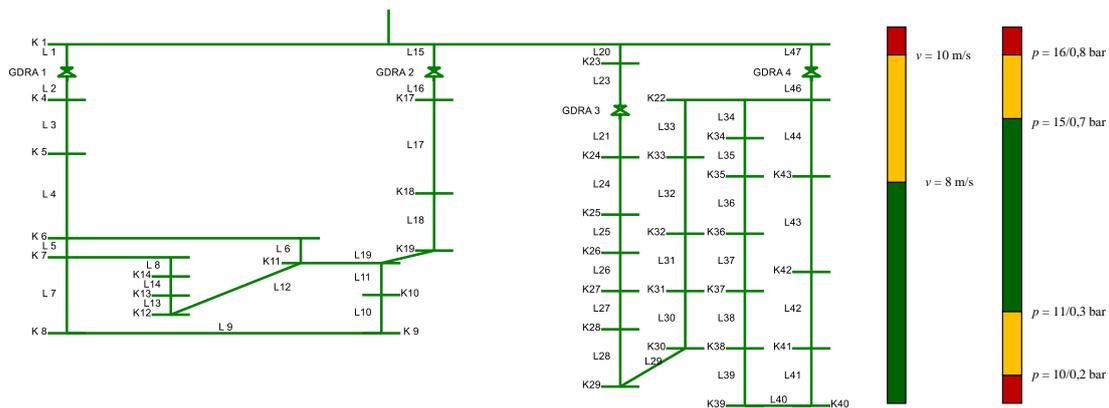


**Abbildung 20:** Zeitverlauf der Leitungsauslastung im Winter (links) und Sommer (rechts)

Bereits auf Basis dieser Analyse lassen sich zwei Punkte festhalten: Zum einen ergibt sich eine höhere Auslastung im ländlichen Netz, sodass zur Entlastung des elektrischen Netzes lediglich die Power-to-Gas-Technologie genutzt werden kann und zum anderen ergibt sich im Sommer eine deutlich höhere Auslastung, sodass die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes in diesem Zeitraum entscheidend ist für diesen Anwendungsfall.

### 3.2.2 Gasnetz

Die Gasnetzberechnung zeigt, dass in allen drei Szenarien die betrieblichen Druck- und Strömungsgeschwindigkeitsgrenzen eingehalten werden und somit keine Netzengpässe auftreten. Abbildung 21 zeigt hierbei die Leitungen, die vergleichbar zu denen der Mittelspannung aus dem elektrischen Netz. Die unterlagerten Leitungen an den Knoten werden hier zur besseren Übersichtlichkeit nicht dargestellt.

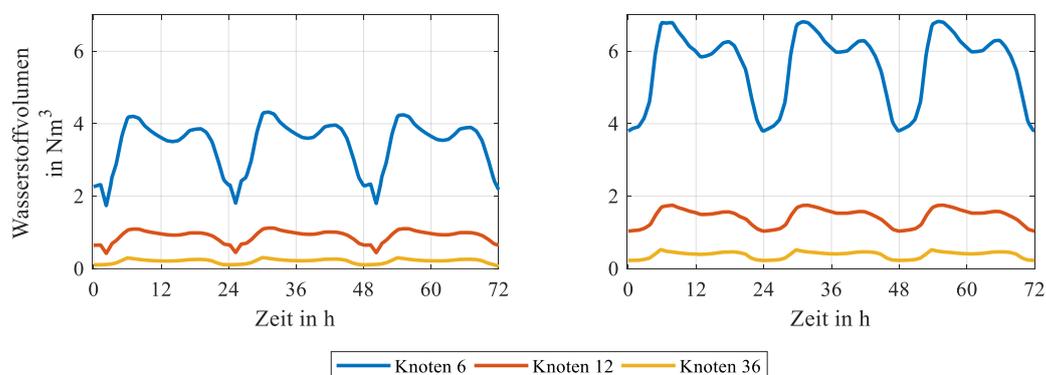


**Abbildung 21:** Knotendrucke und Strömungsgeschwindigkeiten im Gasnetz in allen Szenarien bezogen auf die jeweiligen betrieblichen Grenzen

Die maximale Auslastung des Netzes tritt hierbei im Referenzszenario auf, da in diesem Szenario der Wärmebedarf und damit der Gasverbrauch am höchsten ist. In allen anderen Szenarien sinkt der Wärmebedarf und die Gasnachfrage. Dies führt dazu, dass weniger Gas verteilt wird (der Volumenstrom geringer wird) und somit auch die Strömungsgeschwindigkeiten sinken.

Aufgrund des geringeren Volumenstroms verkleinert sich auch der Druckabfall auf den Leitungen.

Aufgrund dessen, dass im Gasnetz keine Überlastungen auftreten, besteht die Möglichkeit dieses als Senke für überschüssigen Strom zu nutzen und so das elektrische Netz zu entlasten. Dieses Potential des Gasnetzes wird im Folgenden exemplarisch an drei Knoten und zwei maximal zulässigen Wasserstoffanteilen im Netz für einen Sommer- und Winterzeitraum dargestellt (siehe Abbildung 22). Es zeigt sich, dass im Winter das Potential größer ist als im Sommer, da hier der Gasbedarf größer ist und somit mehr Gas durch das Netz transportiert wird. Aber auch in jedem Zeitraum variiert die zulässige Menge Wasserstoff aufgrund des zeitlichen Bedarfs. Dass dieser auf Standardlastprofilen basiert führt zu den hier gezeigten markanten Verläufen, die typisch für solche Profile sind. Neben einem zeitlichen Unterschied des Potentials ergibt sich aber auch ein räumlicher Unterschied. So ist das Potential im Stadtnetz (Knoten 6 und 12) wesentlich größer als im Landnetz (Knoten 36). Grund hierfür ist, dass mehr Lasten im Stadtnetz angebunden sind und diese zudem, aufgrund der Gebäudestruktur, einen höheren Verbrauch aufweisen. So sind in der Stadt häufiger Mehrfamilienhäuser zu finden als im Land. Der extreme Unterschied im Potential zwischen Knoten 6 und Knoten 12 ergibt sich durch die Lage der Knoten. Knoten 6 liegt wesentlich zentraler und näher an der Einspeisestelle GDRA 1 als Knoten 12. Dies bedeutet, dass eine mögliche Kopplung zum elektrischen Netz möglichst nah an der Einspeisestelle passieren sollte.



**Abbildung 22:** potentiell mögliche Wasserstoffeinspeisung für einen Sommer- (links) und Winterzeitraum (rechts) für einen zulässigen Wasserstoffanteil von 10 %

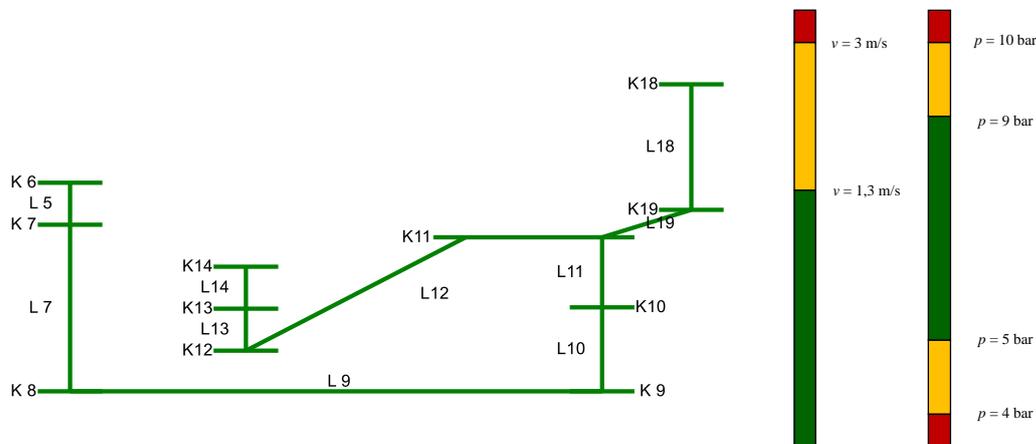
Neben dem hier betrachteten Potential, das rein auf dem aktuellen Verbrauch basiert, besteht die Möglichkeit das Gasnetz als Speicher zu nutzen, indem der zulässige Druckbereich ausgenutzt wird. Ist bspw. die Einspeisung höher als der Verbrauch kann bewusst der Druck im Netz erhöht werden und so das Gasnetz geladen werden. Dreht sich das Verhältnis zwischen Einspeisung und Bedarf um, sinkt der Druck und das Gasnetz entlädt sich. Dieses sogenannte Linepacking beträgt im Landnetz theoretisch etwa  $1210 \text{ Nm}^3$  und im Stadtnetz ca.  $657 \text{ Nm}^3$ , wenn der gesamte zulässige Druckbereich genutzt wird. Dass das Potential im Landnetz fast doppelt so groß ist, liegt an den wesentlich größeren Leitungslängen. Im Stadtnetz sind zwar mehr Leitungen vorhanden, jedoch häufig mit einem sehr kleinen Durchmesser, sodass das Leitungsvolumen klein ist. Das Potential des Linepacking kann jedoch für eine Wasserstoffeinspeisung

nur bedingt genutzt werden, da es hier zu einer örtlichen Überschreitung des zulässigen Wasserstoffanteils kommen kann. Somit ist das Linepacking nur dann nutzbar, wenn es sich um eine Methaneinspeisung handelt.

### 3.2.3 Wärmenetz

Wie im Gasnetz werden auch im Wärmenetz über alle Szenarien die betrieblichen Grenzwerte wie Druck und Strömungsgeschwindigkeit auf allen Leitungen eingehalten. Abbildung 23 zeigt die Leitungen des Fernwärmenetzes entsprechend der Leitungen in der Mittelspannung im elektrischen Netz. Auch hier wurden zur besseren Darstellung die unterlagerten Netze an den Knoten nicht dargestellt.

Auch im Wärmenetz bestätigt die Netzberechnung die Vermutung, dass die maximale Belastung des Netzes im Referenzszenario auftritt, da hier der Wärmebedarf am höchsten ist. Dies resultiert in niedrigeren Strömungsgeschwindigkeiten und geringen Druckverlusten.

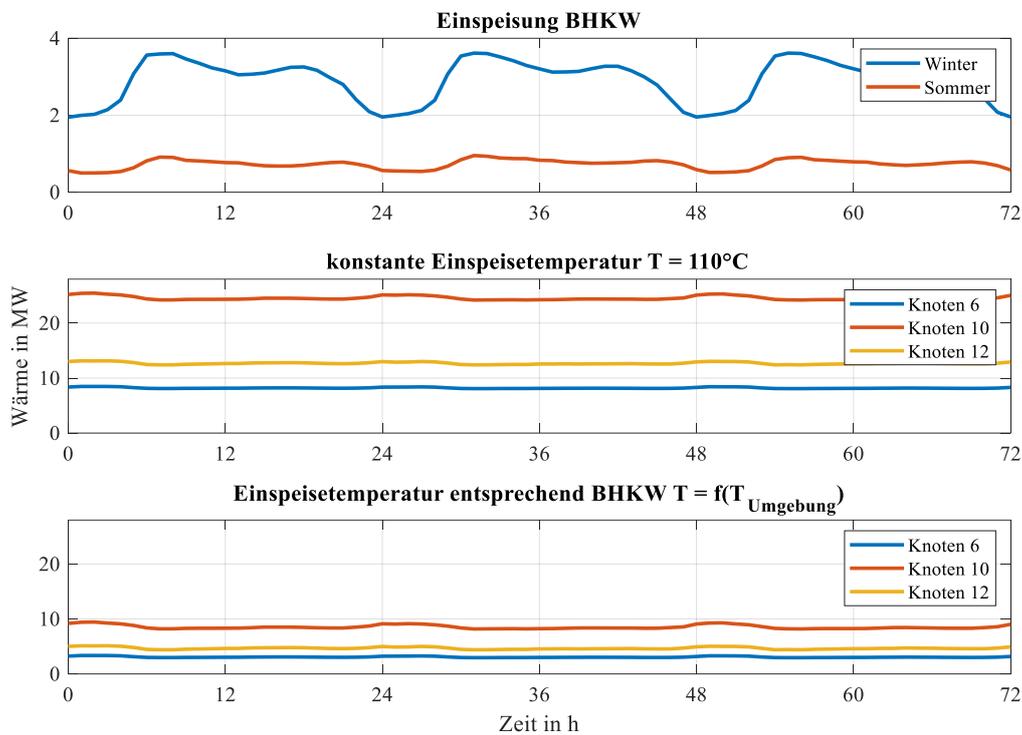


**Abbildung 23 Knotendrucke und Strömungsgeschwindigkeiten im Fernwärmenetz in allen Szenarien bezogen auf die jeweiligen betrieblichen Grenzen**

Das Potential des Wärmenetzes für eine Kopplung mit dem elektrischen Netz ist in Abbildung 24 dargestellt. Zur Bestimmung des Potentials werden zwei Fälle betrachtet: die PtH-Anlage speist mit konstanter und variabler Temperatur ein. Die variable Temperatur ist Außentemperaturabhängig und wird über die gleiche Kennlinie wie das BHKW bestimmt. Es zeigt sich, dass bei hoher konstanter Temperatur das Potential wesentlich höher ist als bei einer außentemperaturabhängigen Einspeisetemperatur. Insgesamt zeigt sich aber, dass beide Varianten weit über den tatsächlichen Wärmebedarf hinausgehen. Wie bereits im Gasnetz zeigt sich auch, dass das Potential nicht an allen Knoten gleich ist. In diesem Fall ist es abhängig von dem maximal zulässigen Massenstrom auf den Leitungen, der wiederum abhängig vom Rohrdurchmesser und der Strömungsgeschwindigkeit ist. Entsprechend zeigt sich, dass der Knoten, der an die Leitung mit dem größten Rohrdurchmesser angeschlossen ist das größte Potential hat. Da in einer radialen Netzstruktur – wie sie hier vorhanden ist – die Rohrdurchmesser mit zunehmender Entfernung von der Einspeisung kleiner werden, besitzt der Knoten der am nächsten an der ursprünglichen Einspeisestelle liegt das größte Potential. In diesem Fall ist dies der Knoten 10.

Wird die Wärmeeinspeisung der BHKWs durch eine oder mehrere PtH-Anlagen zu einem großen Teil oder komplett ersetzt, führt dies zu einer Umkehrung von Strömungsrichtungen im

Netz. Inwieweit sich dies negativ auf den Betrieb oder die Lebensdauer der Komponenten auswirken kann, wird hier jedoch nicht betrachtet.

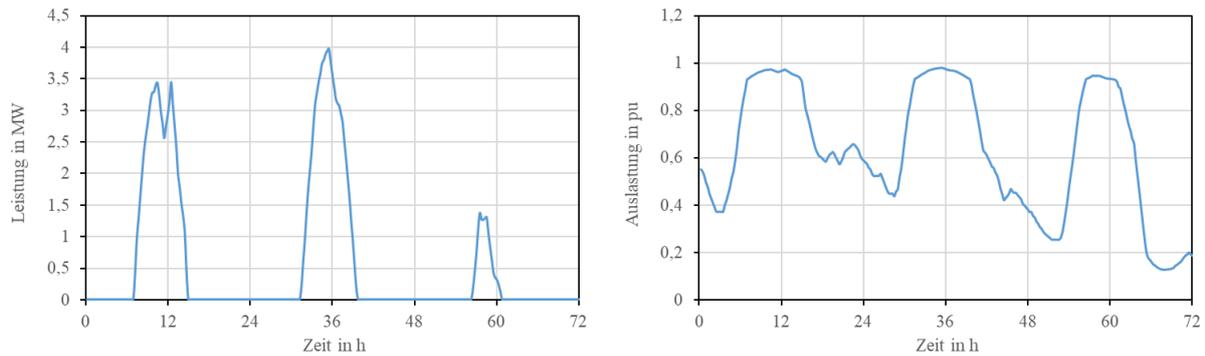


**Abbildung 24:** potentiell mögliche Einspeisung einer PtH-Anlage im Wärmenetz bei konstanter Einspeisetemperatur (mitte) und variabler Einspeisetemperatur (unten) im Vergleich zur Einspeisung des BHKW (oben) in einem Sommerzeitraum

### 3.3 Simulationsergebnisse

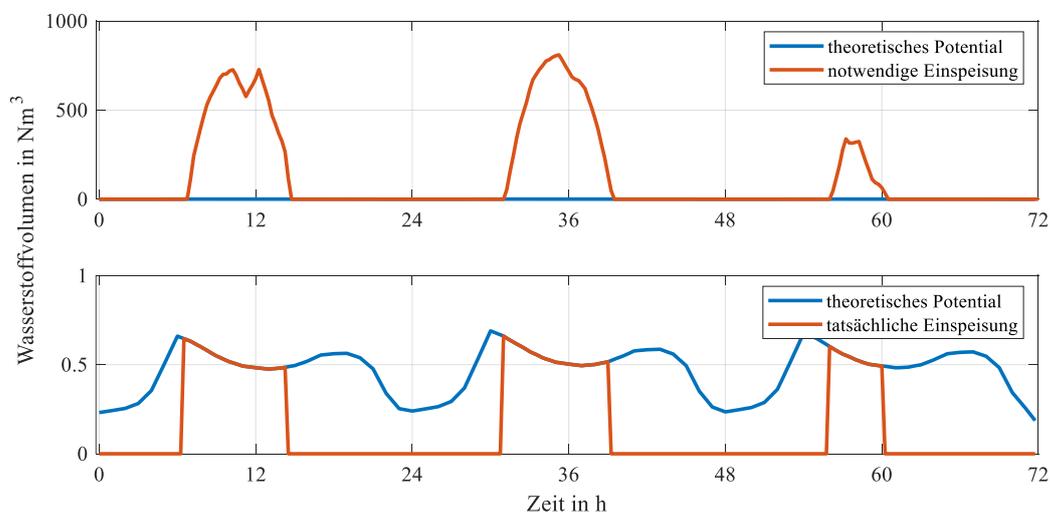
Entsprechend der in Kapitel 3.2.1 gezeigten Ergebnisse zur Belastung des elektrischen Netzes, ist es notwendig am Knoten K36 des Mittelspannungsnetzes eine Kopplungstechnologie zu installieren. Aufgrund der direkten Kopplung mit dem Gasnetz kann es sich dabei um einen Elektrolyseur ex-/inklusive einer nachgelagerten Methanisierungsanlage handeln. Die installierte Leistung dieser Anlage müsste mindestens 4 MW betragen und würde im Laufe eines Jahres für ca. 600 h – in den meisten Fällen im Teillastbetrieb – laufen.

Das sich ergebende Leistungsprofil aus Sicht des elektrischen Netzes zeigt der linke Teil von Abbildung 25. Es zeigt sich, dass die Anlage zur Entlastung des elektrischen Netzes direkt dem vorherigen PV-Profil folgt. Darin liegt auch die geringe Einsatzzeit der Anlage begründet: Überlastungen ergeben sich nur für wenige Stunden zur Mittagszeit des Tages und insbesondere die Maximalleistung wird nur sehr selten abgerufen. Für die ökonomische Umsetzung eines solchen Anwendungsfalls wären somit weitere Nutzungsszenarien erforderlich, damit sich die Volllaststundenzahl der Anlage erhöht. Der rechte Teil von Abbildung 25 zeigt jedoch, dass bei einer Umsetzung dieses Leistungsprofil eine effektive Entlastung des elektrischen Netzes möglich wäre und man eine Reduzierung der Einspeiseleistung regenerativer Energien vermeiden könnte.



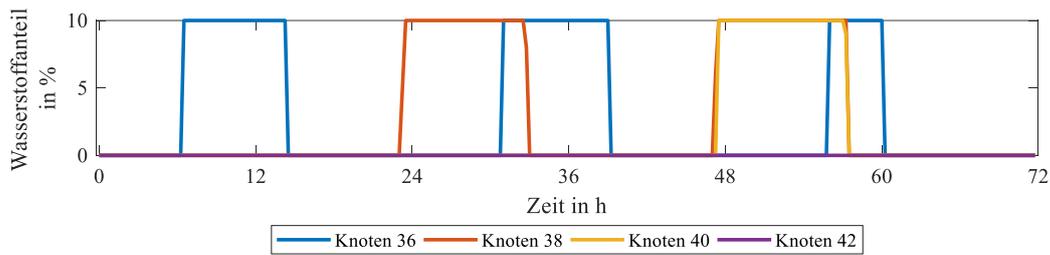
**Abbildung 25:** notwendige Leistung des Elektrolyseurs (links) und resultierende Leitungsauslastung (rechts)

Die notwendige Leistung, die umgewandelt werden muss, führt zu einer Wasserstoffproduktion wie in der oberen Grafik von Abbildung 26 dargestellt. Es zeigt sich, dass das theoretische Potential wesentlich kleiner ist, sodass nur ein sehr kleiner Bruchteil des produzierten Wasserstoffs eingespeist werden kann (siehe Abbildung 26 unten). Im Vergleich zu dem Potential aus Abbildung 22 ist festzuhalten, dass das hier verwendete in etwa doppelt so groß ist, obwohl die Einspeisung am gleichen Knoten (Knoten 36) geschieht. Grund hierfür ist die Annahme, dass die Möglichkeit besteht Leitung 44 zu schließen, sodass die Verbindung von (Knoten 22 zu Knoten 43) getrennt wird. Dadurch wird der Volumenstrom über Knoten 36 vergrößert und ermöglicht mehr Wasserstoff einspeisen zu können. Dies zeigt, dass das Potential einer Kopplung erhöht werden kann, wenn aktiv in den Betrieb des Gasnetzes eingegriffen wird und Volumenströme gezielt geführt werden.



**Abbildung 26:** notwendige, potentielle und tatsächliche Wasserstoffeinspeisung zum Leistungsausgleich an Knoten 36

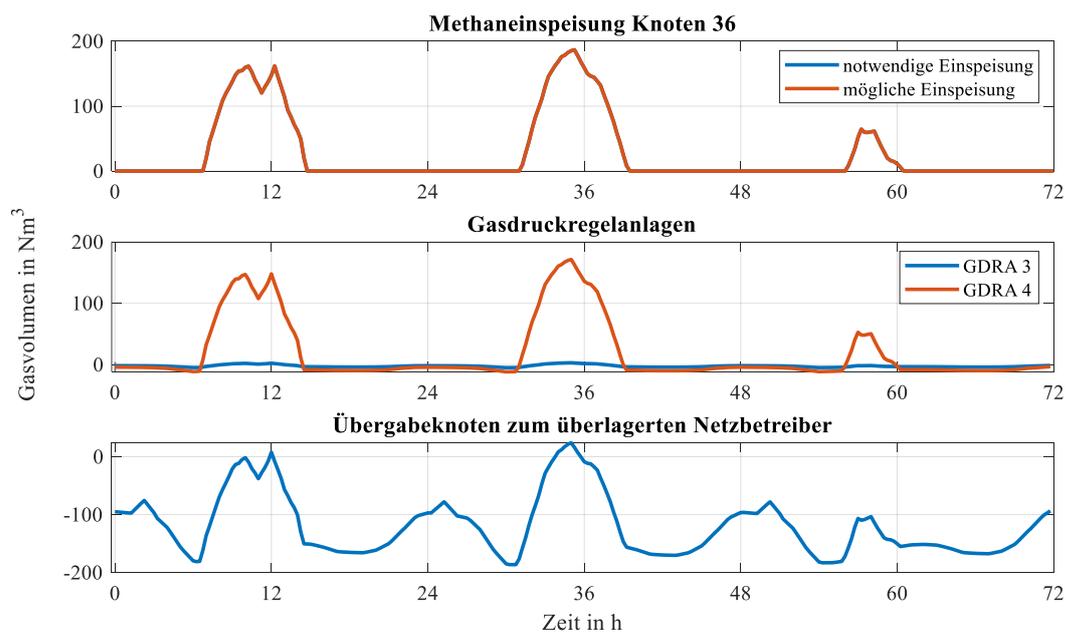
Aufgrund der Strömungsgeschwindigkeit vollzieht sich eine Änderung des Wasserstoffanteils und damit des Brennwertes des Gasmisches an den Knoten zeitlich versetzt (siehe Abbildung 27). So benötigt der Wasserstoff in etwa einen Tag um am Knoten 38 anzukommen und einen weiteren Tag um Knoten 40 zu erreichen. An Knoten 42 wirkt sich der Wasserstoff innerhalb des Betrachtungszeitraums gar nicht aus. Diese langsame Propagation des Wasserstoffs im Netz ist auf die sehr geringe Strömungsgeschwindigkeit zurückzuführen.



**Abbildung 27:** zeitliche Verteilung des Wasserstoffanteils im Landnetz

Wie oben gezeigt, ist eine Wasserstoffeinspeisung ohne Speicher bei weitem nicht in der Lage die Netzüberlastung im elektrischen Netz zu reduzieren. Deshalb ist es entweder notwendig zusätzlich einen Wasserstoffspeicher zu integrieren um dann zeitlich versetzt Wasserstoff ins Netz einzuspeisen oder für andere Anwendungsfälle (chemische Industrie, Mobilität) zu verwenden oder eine Methanisierung durchzuführen.

Aufgrund eines sinkenden Wirkungsgrads im Vergleich zur Elektrolyse wird weniger Gasvolumen produziert (siehe Abbildung 28, oben). Dieses reduziert sich in etwa um den Faktor 4 im Vergleich zum Wasserstoff. Aufgrund ähnlicher bzw. gleicher Eigenschaften zum Erdgas bestehen für Methan keine Volumengrenzen, sodass die vollständige Methanproduktion ins Netz eingespeist werden kann. Da der Gasverbrauch im Landnetz jedoch wesentlich geringer ist als die eingespeiste Gasmenge, wird über die Gasdruckregelanlagen das überschüssige Methan in das Hochdrucknetz des Referenznetzes überführt (positive Werte in Abbildung 28, mitte). Damit dies möglich ist, müssen die GDRA 3 und 4 in der Lage sein bidirektional zu arbeiten. Ist dies nicht der Fall, müsste die Methaneinspeisung auf den Verbrauch des Landnetzes begrenzt werden, wodurch sich das Potential. Diese Betrachtung vernachlässigt jedoch das Potential des Linepacking, wodurch sich die Rückspeisung in das Hochdrucknetz reduziert bzw. vermieden werden kann.



**Abbildung 28:** mögliche Methaneinspeisung zum Leistungsausgleich

Wird der Übergabeknoten betrachtet, der die Verbindung zum überlagerten Netz bzw. Netzbetreiber darstellt (siehe Abbildung 28, unten), zeigt sich, dass die Methaneinspeisung den Gasbedarf des gesamten Netzes übersteigt. Hier ist eine Rückspeisung in das überlagerte Netz jedoch nicht vorteilhaft bzw. wirtschaftlich aufgrund des Odoriermittels, das herausgefiltert werden muss, um das Gas ins überlagerte Netz einspeisen zu dürfen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die geringe überschüssige Menge ohne weiteres vom Gasnetz über das Linepacking gespeichert werden kann, sodass eine Rückspeisung in das überlagerte Netz nicht notwendig ist.

### **3.4 Fazit**

Diese erste Analyse zur Ausnutzung des Gasnetzes zur Entlastung des elektrischen Mittelspannungsnetzes hat gezeigt, dass die natürlichen Synergien zwischen der Belastung des elektrischen Netzes und der Last im Gasnetz eher gering sind. Daher ist es zum einen die Grenze der maximal möglichen Wasserstoffeinspeisung sehr schnell erreicht, wodurch diese Kopplung nicht sinnvoll realisierbar ist. Die geringe Auslastung des Gasnetzes führt darüber hinaus auch dazu, dass sich bei einer zusätzlichen Methanisierung und der Einspeisung von Methan in das Gasnetz die Gasflussrichtung umkehren würde, sodass dies nur bei einer bidirektionalen Druckregelstation und zusätzlichen betriebsgebundenen Kosten durch den Betrieb des Kompressors verbunden wäre. Daher ist es notwendig alternative Ansätze für diesen Anwendungsfall zu untersuchen. Dabei ergeben sich zwei Möglichkeiten: zum einen ist die Integration eines zusätzlichen Gasspeichers möglich, um den Betrieb des Elektrolyseurs und die Einspeisung in das Gasnetz voneinander zu entkoppeln. Die Auslegung dieses Speichers ist sehr stark von der möglichen Gasabnahme und der Überlastungshäufigkeit abhängig. Zum anderen wäre es möglich weitere Absatzmöglichkeiten für den produzierten Wasserstoff zu identifizieren, wodurch sich die Notwendigkeit, das Gasnetz zu nutzen, reduziert. Eine Möglichkeit bildet die Nutzung des Wasserstoffs im Industrie- oder Mobilitätssektor.

## 4 Analyse von Power-to-Cold und Heat-to-Cold Technologien

Um die Verknüpfung von Energienetzen mit Hilfe von Simulationen untersuchen zu können, wurden im Rahmen des SmartMES Projektes bereits eine Vielzahl von Modellen für energie-wandelnde Anlagentypen entwickelt. Zu diesen kommen nun Modelle für Absorptions- sowie Absorptionskälteanlagen, da ein bedeutender Teil an Energie zur Kältebereitstellung aufgewendet wird. Dabei nimmt die Kältenachfrage kontinuierlich zu: so steigen im Bereich der Gebäudede-klimatisierung die Ansprüche der Nutzer, der Anteil an zu kühlenden Lebensmitteln in der Lebensmittelindustrie nimmt zu und mit dem starken Zubau von Rechenzentren nimmt die für deren Betrieb notwendige Kälteleistung zu. Gleichzeitig ist die konventionelle Kälteerzeugung mit Kompressionskältemaschinen sehr kostenintensiv. Aus diesen Gründen liegt es nah, Alternativen zur konventionellen Kälteerzeugung zu betrachten; insbesondere im Hinblick auf die Entkopplung des Kältebedarfes vom zeitaktuellen Stromangebot. In diesem Zusammenhang wird der Einsatz von Kompressions- und Sorptionskältemaschinen sowie von Kältespeichern mit und ohne Phasenwechsel untersucht. Anwendung finden die entwickelten Modelle an einem Gebäude der Universität Magdeburg. Die Ergebnisse zeigen auf, dass ein Betrieb von Sorptionskältemaschinen nur im Rahmen der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung wirtschaftlich und ökologisch ist. In der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnung nach der Annuitätenmethode lagen die Gesamtannuitäten der Ab- und Adsorptionskälteanlagen im Vergleich zur Kompressionskälteanlage unter 50 %. Die Integration von einem Eisspeicher in Verbindung mit einer Kompressionskältemaschine weist höhere Verbrauchskosten auf als der konventionelle Betrieb ohne Speicher. Einen positiven Effekt mit einer Verbrauchkosteneinsparung von 8 % konnten für Kaltwasser- und Paraffinspeicher für einen Spitzenlasttag nachgewiesen werden. Jedoch ergab die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsberechnung, dass bei einem Speichereinsatz die Einsparungen bei den Stromkosten, die zu tätigen Investitionskosten für den Speicher nicht decken.

### 4.1 Fallbeispiel Universitätsgebäude

Für die energetische und wirtschaftliche Analyse von Power-to-Cold Technologien wurde ein Gebäude der Universität Magdeburg herangezogen. In einer ersten Analyse [12] wurden die Klima- und Lüftungsanlagen als Hauptenergieverbraucher ermittelt, was ein erhöhtes Potenzial an Einsparungen in diesem Bereich vermuten lässt. Aus diesem Grund werden in der vorliegenden Studie *drei Szenarien* zur Kältebereitstellung unter energetischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten untersucht und anschließend diskutiert.

Die Nettogrundfläche des Gebäudes 16 der Otto-von-Guericke Universität (OVGU) Magdeburg umfasst ca. 9,9 % der Gesamtfläche aller Gebäudeeinheiten des Campusgeländes. Dieses Gebäude trug im Jahr 2016 einen Anteil von 12,5 % der Gesamtwärmekosten und 15,1 % der Gesamtstromkosten der Universität. In dem Gebäude sind die Fakultät für Naturwissenschaften mit dem Institut für Experimentelle Physik und die Fakultät für Verfahrens- und Systemtechnik mit dem Institut für Chemie untergebracht. Außerdem befindet sich dort der Hörsaal V mit 478 Sitzplätzen und eine Cafeteria des Studentenwerkes. Aus der hohen Anzahl an Laboren und des Hörsaals sind in dem Gebäude mit 11.517 m<sup>2</sup> eine Vielzahl von betriebstechnischen Anlagen untergebracht. Der anlagenspezifische Energiebedarf – der u. a. zwölf Lüftungsanlagen, zwei

Kälteanlagen, zwei Luftbefeuchtungsanlagen, einer Druckluft- und mehrerer Vakuumanlagen – spiegelt sich in den jährlichen Kosten von 812.000 € im Jahr 2016 für Elektroenergie, Wärmeenergie sowie Wasser/Abwasser wider. In diesem Abschnitt soll der gebäudespezifische Ist-Zustand, bezogen auf den Elektro- und Wärmeenergieverbrauch, dargestellt werden. Weiterhin wird durch spezifische Umrechnungsfaktoren der durch die Primärenergieträger verursachte CO<sub>2</sub>-Austoß berechnet. Zuletzt wird die Kühllast, welche für die spätere Anlagenauslegung und Wirtschaftlichkeitsberechnung notwendig ist, bestimmt.

#### 4.1.1 CO<sub>2</sub>-Emissionsäquivalente

Der Wärmebedarf des Gebäudes – sowie der potenziell auftretende Wärmebedarf, der zum Betrieb einer sorptionsbasierten Kältemaschine benötigt werden würde – werden über das vorhandene Nahwärmenetz gedeckt. Demgegenüber wird der Elektrizitätsbedarf aus dem allgemeinen Stromnetz entnommen. Der Verbrauch von Energie hat individuelle Umweltwirkungen zur Folge, so lagen 2016 die Emissionsfaktoren in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten von Erdgas bei 241 g/kWh [13] und des Strommixes bei 516 g/kWh [14]. Da das BHKW der Firma GETEC zur Wärmeversorgung des Campus der OVGU mit Erdgas betrieben wird, ist hier der Emissionsfaktor von Erdgas maßgeblich. Die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emission durch die verbrauchte Elektroenergie des Gebäudes erfolgt unter der Verwendung von jährlich schwankenden CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren. Der Abbildung 29 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Strom- und Wärmeverbrauchs des G16 im betrachteten Zeitraum von 2007 bis 2016 zu entnehmen. Die durch den Elektroenergieverbrauch verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind im Durchschnitt um 43% höher als die des Wärmeenergieverbrauchs. Diesen Abweichungen liegt einerseits der bereits aufgezeigte höhere Verbrauch an Elektroenergie, sowie die höheren CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren zugrunde. Die durch den Wärmeenergieverbrauch verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen werden hingegen nur durch den Wärmeenergieverbrauch beeinflusst, welcher im Wesentlichen von den Außentemperaturen abhängig ist.

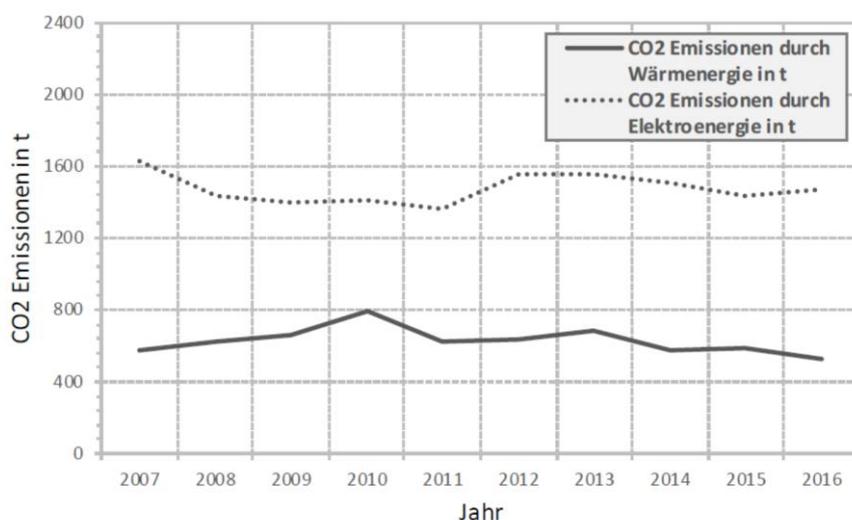
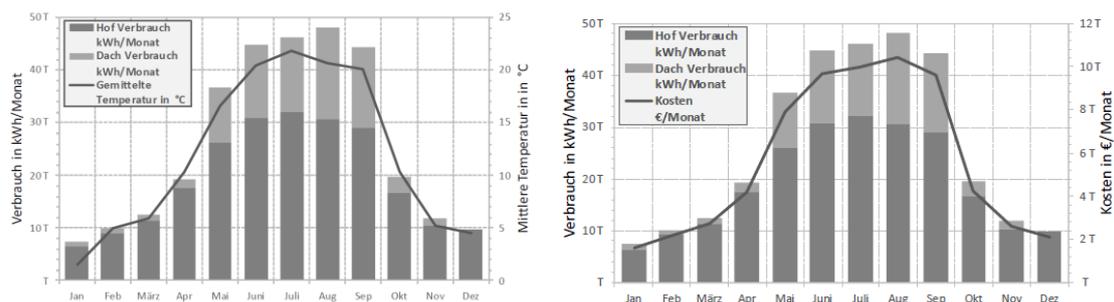


Abbildung 29: CO<sub>2</sub>-Emissionsäquivalente aufgrund des Strom- und Wärmeverbrauches

### 4.1.2 Verbrauch der Kälteanlagen

Das Gebäude 16 verfügt über zwei getrennte Kälteanlagen, wovon sich eine im Technikgeschoss auf dem Dach und eine im Innenhof des Gebäudes befindet. Die Kälteanlage des Technikgeschosses versorgt die Raumklimatisierung wohingegen die Kälteanlage des Innenhofes die technische Kälte bereitstellt. Der Abbildung 30 (links) sind die gruppierten Elektroenergieverbräuche der beiden Kälteanlagen, sowie die gemittelten Außentemperaturen für das Jahr 2016 zu entnehmen. Anhand des Diagramms lässt sich der Zusammenhang zwischen dem Elektroenergieverbrauch und Außentemperatur erkennen. Bei erhöhten Außentemperaturen steigen die Energieverbräuche der Kälteanlagen erkennbar.



**Abbildung 30:** Elektroenergieverbräuche sowie mittlere Außentemperatur (links) und die zugehörigen Kosten (rechts) der Kälteanlagen im Verlauf des Jahres 2016

Der Abbildung 30 (rechts) sind die durch den Stromverbrauch verursachten Kosten für das Jahr 2016 zu entnehmen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionsäquivalente betragen für die technische Kälte ca. 113 t, die der Kälteanlage auf dem Dach ca. 39 t. Da die Berechnungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Kosten auf den Stromverbräuchen der Kälteanlagen basieren, liegt bei den entstandenen Stromverbrauchskosten das gleiche Verhältnis wie bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen vor. Daher beziffern sich die Stromverbrauchskosten für die technische Kälte auf ca. 50.000 €, die der Kältemaschine auf dem Dach auf ca. 17.000 €.

Bei der Analyse der Systeme konnten auf Basis der erfassten Temperaturniveaus und der Massenströme in den Anlagenteilen die erbrachten Kältemengen bestimmt werden. Die Ergebnisse der Verbrauchsanalyse sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

**Tabelle 3:** Übersicht der Ergebnisse der Analyse der Kältebereitstellung für 2016

	<b>KKM-Dach</b>	<b>KKM-Hof</b>	<b>Gesamt</b>
Kühllast in kWh	541.672	398.574	940.246
Stromverbrauch in kWh	80.311	230.248	310.559
CO <sub>2</sub> -Emissionen in t	39,27	112,59	151,89
Kosten in €	17.387	49.849	67.236
Jahresarbeitszahl	6,75	1,73	4,24

## 4.2 Energetische und wirtschaftliche Analyse der Szenarien

Im Folgenden werden drei Szenarien betrachtet, wobei von jedem Szenario die zuvor berechnete Kühllast des Gebäude 16 in Abhängigkeit von der Außentemperatur bereitgestellt werden

soll. Die Trennung zwischen den Kälteanlagen Dach und Hof wird beibehalten. In den entwickelten Modellen sind charakteristische Gleichungen enthalten, welche eine aussagekräftige Modellierung des Betriebsverhaltens bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Verlustmechanismen ermöglichen, ohne dabei eine detaillierte Kreislaufsimulation durchzuführen. Die in Szenario 1 betrachtete Auslegung des Betriebsverhaltens einer Absorptionskältemaschine (ABKM) erfolgt anhand des reversiblen Carnot-Wärmeverhältnisses. Analog dazu erfolgt die Auslegung der in Szenario 3 betrachteten KKM mit Speichern über die Carnot-Leistungszahl. Lediglich die im Szenario 2 dargestellte Adsorptionskältemaschine (ADKM) kann aufgrund ihres diskontinuierlichen Betriebsverhaltens nicht durch einen Kreisprozess beschrieben werden. In diesem Fall erfolgt die Modellierung über die total treibende Temperaturdifferenz. Zusätzlich wird im Szenario 3 der Einfluss eines implementierten Kältespeichers auf den Gesamtenergieverbrauch untersucht. Dessen Dimensionierung erfolgt anhand der vorgegebenen Kühllast in Verbindung mit zwei verschiedenen Speichermedien, jeweils mit und ohne Phasenwechsel. Anschließend findet die Wirtschaftlichkeitsberechnung nach der Annuitätenmethode Anwendung.

#### 4.2.1 Szenario 1 – Absorptionskältemaschine

Das reversible Carnot-Wärmeverhältnis  $\zeta_{\text{ABKM,max}}$  [15, 16] kann wie folgt berechnet werden:

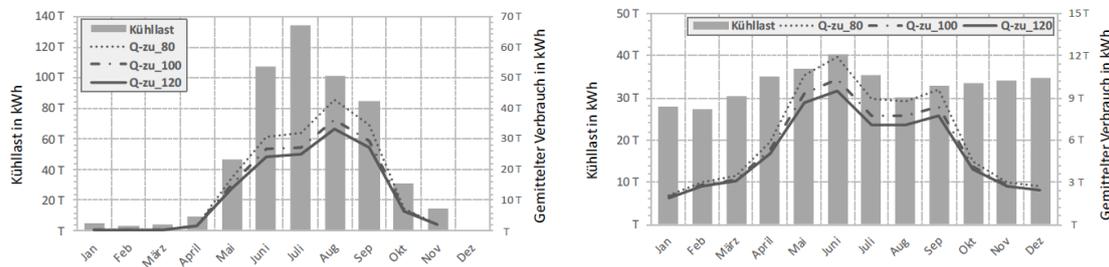
$$\zeta_{\text{ABKM,max}} = \frac{T_{\text{Kühl}}}{T_{\text{Heiz}}} \cdot \frac{T_{\text{Heiz}} - T_{\text{Umg}}}{T_{\text{Umg}} - T_{\text{Kühl}}} \quad (3)$$

Dabei bezieht sich  $T_{\text{Kühl}}$  auf die Rücklauftemperatur im Sekundärkreislauf nach der Kühllastabgabe und  $T_{\text{Umg}}$  auf die Umgebungstemperatur. Die verwendeten Temperaturdifferenzen zwischen Phasenübergangstemperatur des Kältemittels und der Wärmequellen- bzw. Wärmesenktemperatur sind berücksichtigt und werden für die direkte Verdampfung auf -5 K und für die luftgekühlte Kondensation auf 13 K festgelegt [17]. Die dem Desorber zugeführten Heiztemperaturen  $T_{\text{Heiz}}$  können für H<sub>2</sub>O/LiBr und NH<sub>3</sub>/H<sub>2</sub>O ABKMs in einem Temperaturbereich zwischen 70 – 140°C liegen [18]. Die dem Modell zugeführten Heiztemperaturen variieren jeweils zwischen 80, 100 und 120°C. Durch Multiplikation des reversiblen Wärmeverhältnisses mit dem Gütegrad  $\nu$  kann ein realitätsnahes Wärmeverhältnis  $\zeta_{\text{ABKM,real}}$  ermittelt werden. Literaturangaben des Gütegrades schwanken zwischen 0,52 und 0,7 [15, 19]. Der im Modell implementierte Gütegrad zur Berechnung des realen Wärmeverhältnisses beträgt  $\nu = 0,6$ . Die zum Betrieb der ABKM notwendige Heizleistung  $\dot{Q}_{\text{Heiz}}$  kann anschließend, wie folgt berechnet werden:

$$\dot{Q}_{\text{Heiz}} = \frac{\dot{Q}_{\text{zu}}}{\zeta_{\text{ABKM,real}}} \quad (4)$$

In der Abbildung 31 im linken Diagramm sind die berechneten Heizenergien bei vorgegebener Kühllast für alle drei Heiztemperaturen der ABKM-Dach dargestellt. Unter realen Betriebsbedingungen mit geringen Kühllasten bei gleichzeitig hohen Wärmeverhältnissen in den Wintermonaten würde unter ökonomischen, sowie ökologischen Gesichtspunkten, eine freie Kühlung über die Außentemperaturen als sinnvoll erscheinen. Ein Betrieb der Kälteanlage wäre dann nicht notwendig. Da der Kältebedarf in dieser Periode sehr niedrig ist, ist der Einfluss der kalten Jahreszeit auf das Gesamtergebnis allerdings gering. Weiterhin sinkt das Wärmeverhältnis aller betrachteten Heiztemperaturen bei steigender Kühllast in den warmen Sommermonaten und

schwankt zwischen den Monaten Mai bis Oktober zwischen sehr geringen Werten von 0,1 und 0,2 – was zu den hohen Wärmebedarfen führt. Die ABKM benötigt mit steigender Heiztemperatur weniger Heizwärme für die Bereitstellung der Kühllast.



**Abbildung 31:** Kühllasten (linke Achse) und die zugehörigen Heizlasten (rechte Achse) der ABKM-Dach (linkes Diagramm) sowie der ABKM-Hof (rechtes Diagramm)

Der Verlauf des Wärmebedarfs der ABKM-Hof (Abbildung 31 rechtes Diagramm) ähnelt dem der ABKM-Dach, auch hier verschlechtern sich die Wärmeverhältnisse bei steigenden Kühllasten und in den Sommermonaten steigen demzufolge die Wärmebedarfe. Aufgrund des kontinuierlichen Kältebedarfes für die Prozesskühlung existiert auch ein signifikanter Wärmebedarf während der Wintermonate, der in Konkurrenz zum allgemeinen Heizwärmebedarf steht.

Die Ergebnisse der Modellberechnung beider ABKMs, sowie deren Gesamtergebnis sind für die effektivste Antriebstemperatur mit  $T_{\text{Heiz}} = 120^{\circ}\text{C}$  in der Tabelle 4 aufgeführt. Die sehr schlechten Jahresarbeitszahlen beider Anlagen führen zu einer hohen Heizlast, welche den Desorbern zugeführt werden muss. Daher würde in Anbetracht dessen der Betrieb ohne Sektorenkopplung aus ökonomischer Sicht als zu kostenintensiv erscheinen. Die entstehenden Wärmekosten beziffern sich, bei einem Preis von 8 ct/kWh, auf ca. eine halbe Million Euro pro Jahr. Es bedarf weiterer Untersuchungen bzgl. der Sektorenkopplung, ob und wie ein solcher Prozess in einer urbanen Umgebung umgesetzt werden kann.

**Tabelle 4:** Übersicht der Modellergebnisse ABKM-Dach und Hof ( $T_{\text{Heiz}} = 120^{\circ}\text{C}$ )

	ABKM-Dach	ABKM-Hof	Gesamt
Kühllast in kWh	541.672	398.574	940.246
Heizlast in kWh	4.128.189	1.890.276	6.018.465
CO <sub>2</sub> -Emissionen in t	1027,91	470,67	1498,58
Kosten in €	336.447	154.057	490.505
Jahresarbeitszahl	0,13	0,21	0,17

#### 4.2.2 Szenario 2 – Adsorptionskältemaschine

Die Effektivität des einstufigen Adsorptionsprozesses kann, wie bei der ABKM, über das Carnot-Wärmeverhältnis beschrieben werden. Aufgrund des diskontinuierlichen Betriebs der ADKM wird das reale Wärmeverhältnis über einen linearen Zusammenhang mit der total treibenden Temperaturdifferenz bestimmt. Der aufgezeigte Zusammenhang besitzt nur für ADKMs mit Silicagel als Adsorptionsmittel Gültigkeit, das verwendete Kältemittel ist hierbei

Wasser. Die anschließende Berechnung der zugeführten Heizleistung erfolgt analog zur ABKM. Die Berechnungsergebnisse basieren auf einer Matlab-Simulation.

Die total treibende Temperaturdifferenz  $T_{\text{total}}$  wird aus den vier extern anliegenden Wärmeträgertemperaturen der Hauptkomponenten Verdampfer, Adsorber, Desorber und Kondensator gebildet [20]:

$$T_{\text{total}} = T_{\text{Kühl}} - T_{\text{Umg}} + R \cdot (T_{\text{Heiz}} - T_{\text{Des}}) \quad (5)$$

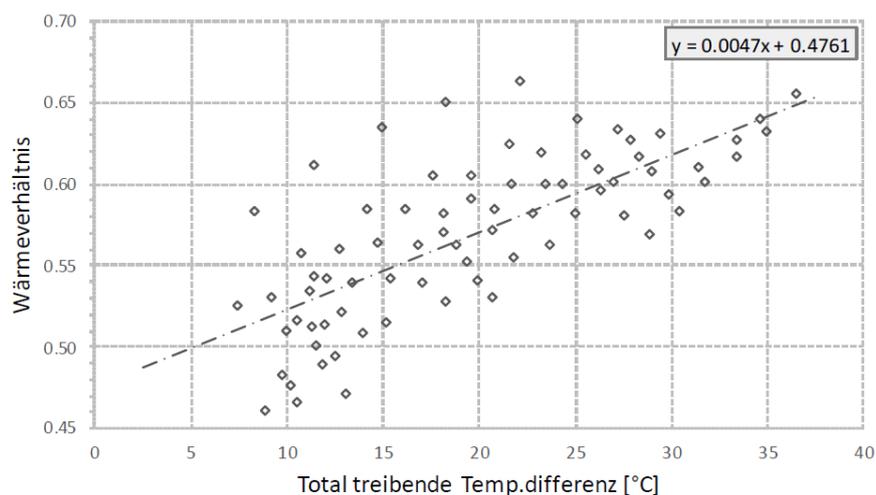
Die verwendeten Temperaturdifferenzen zwischen Phasenübergangstemperatur des Kältemittels und der Wärmequellen- bzw. Wärmesenktemperatur werden für die direkte Verdampfung mit -5 K und für die luftgekühlte Kondensation am Adsorber und Kondensator mit 13 K berücksichtigt. Die Heiztemperaturen  $T_{\text{Heiz}}$  können für ADKMs mit dem Adsorptionsmittel Silikagel in einem Temperaturbereich zwischen 55 °C und 110 °C liegen. Dem Modell zugeführten Heiztemperaturen liegen jeweils bei 60 °C, 75 °C und 90 °C. Der Steigungsparameter R entspricht der Steigung der Isosteren in der Dühringauftragung des Lösungsfeldes [21] Diese lässt sich über die prozessinternen Temperaturen der vier intern anliegenden Wärmeträgertemperaturen der Hauptkomponenten berechnen, die der folgenden Beziehung unterliegen [22]:

$$T_{\text{Umg}} - T_{\text{Kühl}} + R \cdot (T_{\text{Heiz}} - T_{\text{Ads}}) = 0 \quad (6)$$

Die von Becker et al. (2014) [22] durchgeführte Untersuchung ergibt den in Abbildung 32 dargestellten Zusammenhang zwischen der total treibenden Temperaturdifferenz und dem Wärmeverhältnis. Aus der linearen Regression folgt der Zusammenhang:

$$\zeta_{\text{ABKM,real}} = 0,0042 \cdot \Delta T_{\text{total}} + 0,4761 \quad (7)$$

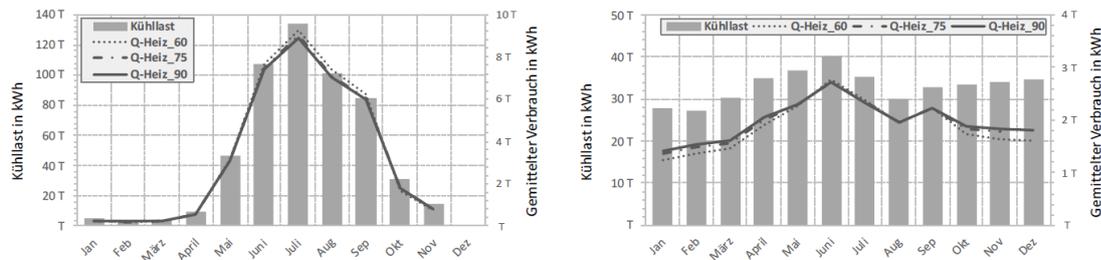
Der dem Desorber zugeführte Heizwärmestrom  $\dot{Q}_{\text{Heiz}}$  lässt sich analog zum vorherigen Abschnitt als Quotient zwischen zugeführtem Wärmestrom und dem realen Wärmeverhältnis bestimmen.



**Abbildung 32:** Linearer Zusammenhang zwischen der total treibenden Temperaturdifferenz und dem Wärmeverhältnis für ADKMs

Ebenso wie bei der ABKM wurde auch bei den ADKM die Heiztemperatur variiert, hier 60 °C, 45 °C und 90°C. Die resultierenden Heizleistungen für beide Anlagen sind in den Diagrammen in Abbildung 33 aufgetragen. Es zeigt sich, dass der Einfluss der Heiztemperaturen gering ist,

allerdings im Gegensatz zu den ABKM die besten Wirkungsgrade nicht mit der höchsten Heiztemperatur erzielt werden. Dies kann auf die Temperaturabhängigkeit des Desorptionsvorganges zurückgeführt werden, der hier zum Teil bei geringeren Heiztemperaturen effektiver abläuft. Gleichzeitig erreichen die Wärmeverhältnisse in den Wintermonaten wesentlich höhere Werte als in den Sommermonaten, was dazu führt, dass trotz des relativ konstanten Kältebedarfs der ADKM-Hof (Abbildung 33 rechtes Diagramm) in den Sommermonaten die zum Betrieb notwendige Heizwärme ansteigt.



**Abbildung 33:** Kühllasten und die zugehörigen Heizlasten der ADKM-Dach (links) und der ADKM-Hof (rechts)

Eine Übersicht über die erzielten Modellergebnisse (bei  $T_{\text{Heiz}} = 90^{\circ}\text{C}$ ) der beiden ADKMs Hof und Dach sind in der Tabelle 5 aufgeführt. Die erzielten Jahresarbeitszahlen liegen mit  $\zeta_{\text{ADKM,real}} = 0,47\text{--}0,75$  leicht unter den Literaturangaben [18], sind aber als realistisch einzuschätzen. So decken sich die Modellergebnisse beispielsweise mit einer Untersuchung der ADKM am Uniklinikum Freiburg, welche ein gemittelteres Wärmeverhältnis von  $\zeta_{\text{ADKM,real}} = 0,5\text{--}0,6$  aufweist. Würde für den Betrieb der ADKMs kostenfreie Abwärme zur Verfügung stehen, wäre deren Einsatz ökologisch und ökonomisch sinnvoll. Da im vorliegenden Fall Wärmekosten von ca. 8 ct/kWh angesetzt werden müssen, erweist sich die konventionelle Kälteerzeugung mit Kompressionskälteanlagen als günstiger.

**Tabelle 5:** Übersicht der Modellergebnisse ADKM-Dach und Hof ( $T_{\text{Heiz}} = 90^{\circ}\text{C}$ )

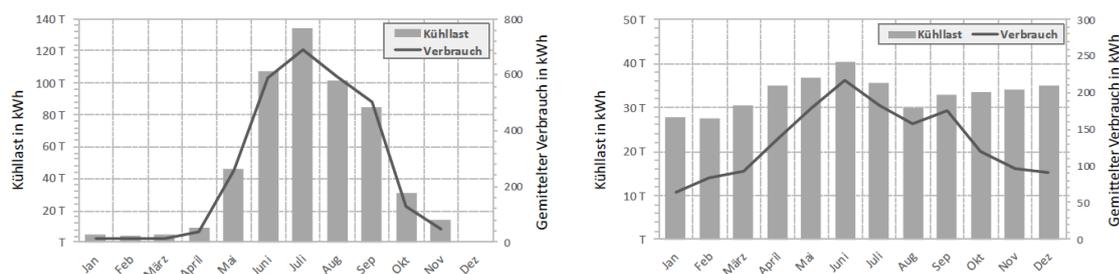
	ADKM-Dach	ADKM-Hof	Gesamt
Kühllast in kWh	541.672	398.574	940.246
Heizlast in kWh	1.110.742	724.263	1.835.005
CO <sub>2</sub> -Emissionen in t	276,57	180,34	456,92
Kosten in €	90.525	59.027	149.553
Jahresarbeitszahl	0,49	0,55	0,52

#### 4.2.3 Szenario 3 – Kompressionskältemaschine mit Kältespeicher

Das Vorgehen zur Berechnung der den KKM's zugeführten elektrischen Leistung zur Kältebereitstellung wurde bereits im ersten Statusbericht vorgestellt. Analog wird im vorliegenden Fall zuerst die reversible Carnot-Leistungszahl bestimmt. Diese wird anschließend mit einem empirischen Gütegrad gewichtet, um temperaturabhängige und realitätsnahe Leistungszahlen zu erhalten. Über die ermittelten Leistungszahlen kann wiederum, in Verbindung mit der vorgegebenen Kühllast, die elektrische Leistungsaufnahme errechnet werden. Zusätzlich erfolgt in

diesem Abschnitt die Auslegung eines Kältespeichers unter Verwendung von Speichermedien mit und ohne Phasenwechsel.

Die gemittelten monatlichen Verbräuche sind in Abbildung 34 dargestellt und steigen in Verbindung mit der Kühllast, besonders in den Sommermonaten, an. Dies wird auch, wie in den ersten beiden Szenarien durch die erschwerte Rückkühlung, aufgrund der hohen Außentemperaturen, mit beeinflusst. Die Leistungszahlen der KKM's erreichen in den Wintermonaten aufgrund der geringen Außentemperaturen sehr hohe Werte. Gleichzeitig sind die elektrischen Verbräuche aufgrund des geringeren Kältebedarfes niedrig. Dennoch könnte hier durch den Einsatz einer freien Kühlung zusätzlich Energie eingespart werden.



**Abbildung 34:** Kühllasten und die zugehörigen Elektroenergieverbräuche der KKM-Dach (links) und der KKM-Hof (rechts)

Die Tabelle 6 stellt die Modellergebnisse der beiden Kompressionskältemaschinen Dach und Hof gegenüber. Die KKM-Hof ist aufgrund der höheren erreichten Jahresarbeitszahl die effektivere Kälteanlage.

**Tabelle 6:** Übersicht der Modellergebnisse KKM-Dach und Hof

	KKM-Dach	KKM-Hof	Gesamt
Kühllast in kWh	541.672	398.574	940.246
Stromverbrauch in kWh	88.171	48.731	136.903
CO <sub>2</sub> -Emissionen in t	43,12	23,83	66,95
Kosten in €	19.089	10.550	29.639
Jahresarbeitszahl	6,14	7,61	6,88

### Kältespeicherdimensionierung

Die in diesem Abschnitt durchgeführte kältebedarfsorientierte Speicherdimensionierung erfolgt nach Hilligweg (2000) [23]. Die dafür erforderlichen Daten wurden wie folgt bestimmt:

Beide Kälteanlagen weisen bei stündlicher Betrachtungsweise unterschiedliche Kühllasten auf. Die Hauptbetriebszeit  $t_B$ , ohne Betrachtung der konstant vorliegenden Grundkühllast, beträgt 12 Stunden. Daraus folgt für beide Kälteanlagen das Zeitverhältnis  $\tau = 0,5$ . Weiterhin wurde  $\alpha$  über die maximal notwendige Kühlleistung sowie die mittlere Tageskühllast ermittelt. Die Gleichmäßigkeit  $\gamma$  wurde aus dem Produkt von  $\tau$  und  $\alpha$  bestimmt. Das Auslegungsverhältnis  $r_{AL}$  und die äquivalente Vollast-Entladezeit  $t_{VE}$  können über die Kennzahlen und in Verbindung mit den von Hilligweg (2000) zur Verfügung gestellten Diagrammen bestimmt werden. Durch die zuvor berechneten Parameter lässt sich schließlich die notwendige Speicherkapazität  $Q_{Sp}$  des Kältespeichers bestimmen.

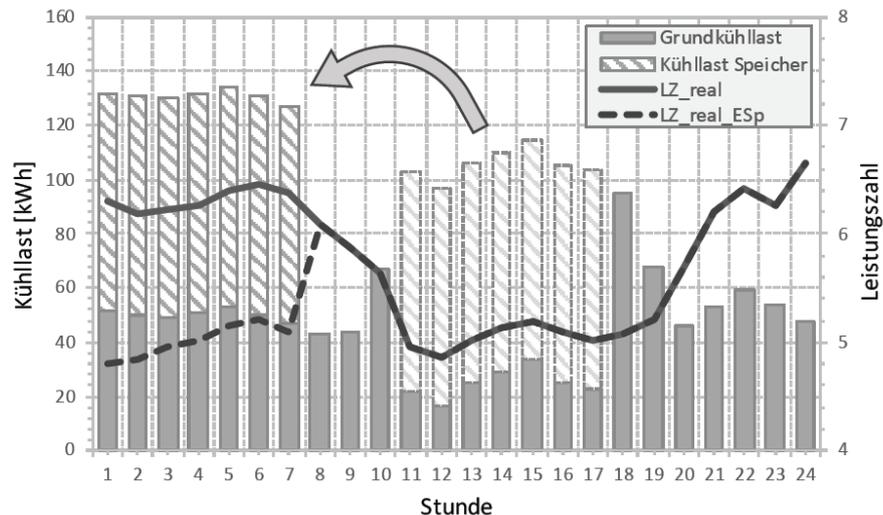
Um abschließend das Speichervolumen in Abhängigkeit des verwendeten Speichermediums zu erhalten, muss die Speicherkapazität  $Q_{Sp}$  durch die Speicherdichte des Kältespeichermediums  $q_{Sp}$  dividiert werden. Die Speicherdichten von  $H_2O_{fl}$  und  $H_2O_{fest}$  fließt mit den Werten  $q_{KWSp} = 7 \text{ kWh/m}^3$  für einen Kaltwasserspeicher und  $q_{ESp} = 60 \text{ kWh/m}^3$  für einen Eisspeicher in die Volumenauslegung mit ein. Für einen Paraffinspeicher kommen die zwei PCMs SP-5 und SP-15 der Firma Rubitherm8 in Betracht. Die gemittelte Schmelzwärme beider PCMs beträgt  $175 \text{ kJ/kg}$ , die Dichte wird mit  $1450 \text{ kg/m}^3$  angegeben. Daraus ergibt sich für das verwendete Paraffin eine Speicherdichte von  $70,5 \text{ kWh/m}^3$ . Aufgrund der geringen Speicherdichte von Wasser fällt das Speichervolumen des Kaltwasserspeichers am größten aus. Bedingt durch die geringere Abweichung der Speicherdichten von Eis und Paraffin unterscheiden sich die Speichervolumina nur minimal in ihrer Größe.

**Tabelle 7:** Berechnungsergebnisse der Speichervolumendimensionierung

	Speicher-Dach	Speicher-Hof
Kaltwasserspeicher	261,3	80,7
Eisspeicher	30,5	9,4
Paraffinspeicher	26,9	8,3

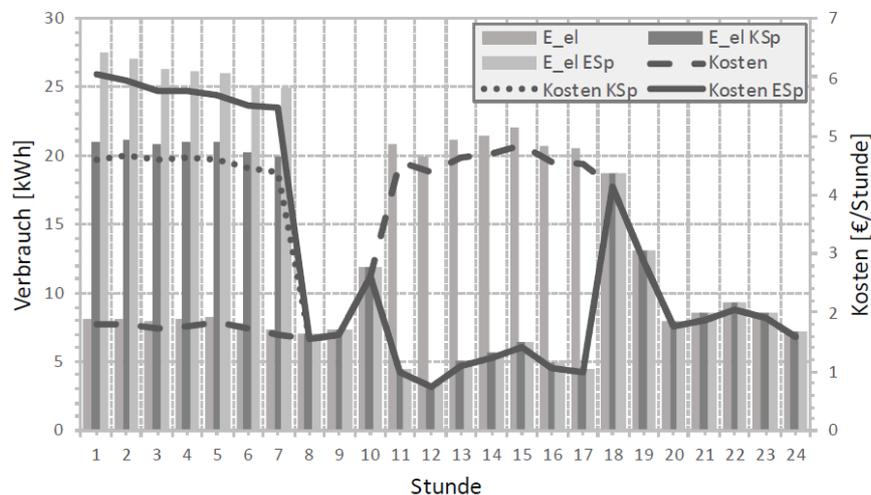
### Einfluss des Kältespeichers auf den Energieverbrauch

Anhand der Abbildung 35 soll die Be- und Entladungszeit des Speichers in Verbindung mit der Kühllast der KKM-Hof veranschaulicht werden, da aufgrund des Dauerbetriebs eine Integration eines Kältespeichers als zweckmäßig erscheint. Dazu wurde die bereitzustellende Kühllast eines Spitzenlasttages stündlich aufgetragen. Die ermittelte Kälteleistung der Kälteanlage-Hof von  $53,1 \text{ kW}$  findet keine Berücksichtigung, da durch die bereitzustellende Grundlast keine zusätzliche Speicherbeladung möglich wäre. Daher werden die Kälteanlagen Dach und Hof anhand der maximal auftretenden Kühllast ausgelegt, sodass sich für die Kältemaschine Dach eine notwendige maximale Kälteleistung von  $600 \text{ kW}$  und für die Kältemaschine Hof eine notwendige maximale Kälteleistung von  $150 \text{ kW}$  ergeben. Da die Speicherenergie  $Q_{Sp,Hof} = 565 \text{ kWh}$  beträgt, erstreckt sich die Beladung des Speichers auf den Zeitraum zwischen 1 und 7 Uhr morgens. In diesem Zeitraum liegen wegen der niedrigeren Außentemperaturen effektivere Leistungszahlen vor. Wodurch die KKM für die Bereitstellung von Kälte weniger Elektroenergie benötigt. Für die Beladung eines Eisspeichers müssen sehr niedrige Rücklauftemperaturen von  $T_{RL} = 0^\circ\text{C}$  erzeugt werden. Dadurch fallen in diesem Fall die Leistungszahlen während des Ladevorganges ab. Durch die Verlagerung der bereitzustellenden Kühllast kann die KKM-Hof in den Stunden zwischen 11 und 17 Uhr entlastet werden und muss nur die Grundkühllast bereitstellen.



**Abbildung 35:** Kühllastverlagerung durch den Kältespeicher an einem Spitzenlasttag

Der Einfluss des (Eis-)Speichers auf den Energieverbrauch und die dadurch entstehenden Verbrauchskosten sind in der Abbildung 36 dargestellt. Bei normalem Betrieb der Kompressionskälteanlage ohne Beteiligung eines Speichers steigt der Verbrauch im Tagesbetrieb zwischen 10 bis 18 Uhr an. Im Nachtbetrieb ab ca. 20 Uhr bis 9 Uhr morgens sinkt die Kühllast dann wieder ab. Die Verläufe der Energieverbräuche eines Kältespeichers mit der geforderten Rücklauftemperatur von  $T_{RL} = 8^{\circ}\text{C}$  und die eines Eisspeichers sind, bis auf den Beladungszeitraum zwischen 1 und 7 Uhr, identisch. Der höhere Stromverbrauch beim Beladen des Eisspeichers ist der geforderten niedrigen Rücklauftemperatur geschuldet.



**Abbildung 36:** Stündlicher Stromverbrauch mit und ohne Speicher an einem Spitzenlasttag

Tabelle 8 stellt den Tagesenergieverbrauch und die damit in Zusammenhang stehenden Kosten der Kälteerzeugung durch eine KKM mit und ohne (Eis-)Speicher des Spitzenlasttages aus Abbildung 36 dar. Dabei stellt sich die Kombination aus KKM in Verbindung mit einem Speicher (Kaltwasser- oder Paraffinspeicher) als am effektivsten heraus. Um ca. 8 % teurer ist die konventionelle Kältebereitstellung ohne die Verwendung eines Speichers. Die Integration eines Eisspeichers ist aufgrund der entstehenden Kosten beim Beladungsvorgang am unwirtschaftlichsten. Tatsächlich erfordert es weiterer Untersuchungen inwieweit sich das Einsparpotential

eines Kältespeichers auf den Jahresbetrieb auswirkt. Sollte sich auch in diesem Fall eine Verringerung der Jahresenergiekosten um ca. 8 % ergeben, so würde dies ohne die Berücksichtigung der Sektorenkopplung eine Stromkostensenkung von 10.550 € auf 9.768 € bedeuten.

**Tabelle 8:** Übersicht KKM-Hof mit und ohne Speicher an einem Spitzenlasttag

	<b>KKM</b>	<b>KKM + Speicher</b>	<b>KKM + Eis-Sp.</b>
Stromverbrauch in kWh	302	297	317
Kosten in €	66,39	61,40	69,74

#### 4.2.4 Vergleich der Szenarien

In der Tabelle 9 sind die jeweiligen Gesamtergebnisse aus der Summe der Kälteanlagen Dach und Hof aufgeführt. Allen Anlagentypen wurde derselbe Kühllastverlauf zugrunde gelegt. Die Anlagenkonzepte der thermischen Kälteerzeugung sind aufgrund der hohen notwendigen Heizenergie kostenintensiver als die konventionelle Kälteerzeugung durch die KKM. Der Einfluss der Verbrauchskosten auf die Gesamtwirtschaftlichkeit wird im folgenden Abschnitt beleuchtet. Um jedoch bei der ermittelten Heizlast auf die gleichen Verbrauchskosten wie die KKM zu kommen (29.639 €), müsste der Preis pro kWh von 0,08 € für die ABKM auf 0,005 € und für die ADKM auf 0,016 € abgesenkt werden.

**Tabelle 9:** Vergleich der Gesamtergebnisse aller Szenarien mit den Realwerten

	<b>ABKM</b>	<b>ADKM</b>	<b>KKM</b>
Kühllast in kWh		940.246	
Heizlast in kWh	6.018.465	1.835.005	-
Stromverbrauch in kWh	-	-	136.903
CO <sub>2</sub> -Emissionen in t	1498,58	456,92	66,95
Kosten in €	490.505	149.553	29.639
Jahresarbeitszahl	0,17	0,52	6,88

#### **Wirtschaftlichkeitsberechnung**

Um geplante Gesamtinvestitionskosten bewerten zu können, müssen die einzelnen Kostenpositionen bekannt sein. Über einen Vergleich dieser kann eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der Alternativinvestitionen getroffen werden. Die Ermittlung der Kosten erfolgt nach der Annuitätenmethode (VDI-Richtlinie 2067). Es werden die folgenden Kostengruppen der Reihenfolge nach abgehandelt: kapitalgebundene Kosten, bedarfsgebundene Kosten und betriebsgebundene Kosten.

Über den Vergleich der Gesamtannuitäten lässt sich ermitteln, welches Kälteversorgungssystem die niedrigsten Jahreskosten verursacht. Bei der energetischen Analyse hat sich bereits die sorptionsgestützte Kälteerzeugung als sehr kostenintensiv herausgestellt. Dies spiegelt sich ebenfalls in der Abbildung 37 wider, in welcher die Kostengruppen dargestellt sind, welche in Summe die Gesamtannuität ergeben. In diesen Kostengruppen sind die hohen bedarfsgebunde-

nen Kosten von Sorptionskältemaschinen zu nennen, da diese für den Großteil der Gesamtkosten verantwortlich sind. Steht keine kostenlose Abwärme zur Verfügung ist in Anbetracht der Gesamtannuität für die Kälteerzeugung Dach und Hof eine Kompressionskältemaschine die bessere Wahl.

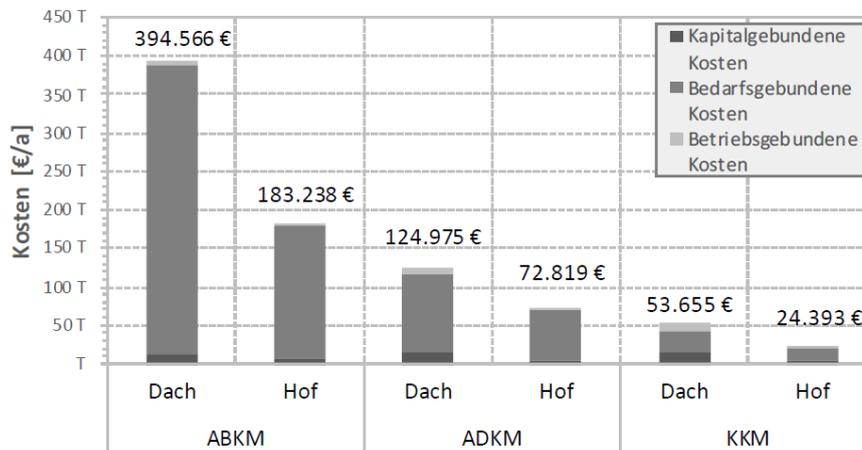


Abbildung 37: Gesamtannuitäten der Kälteanlagen

Existiert der Fall, dass in den Sommermonaten das lokale BHKW zur Stromerzeugung eingesetzt wird und gleichzeitig die dabei entstehende Abwärme an die Umgebung abgegeben wird, kann davon ausgegangen werden, dass diese Abwärme annähernd kostenfrei bezogen werden könnte. Sollte kostenfreie Abwärme z.B. als Nebenprodukt von energieintensiven Prozessen zur Verfügung stehen, könnten die bedarfsgebundenen Kosten von ABKMs und ADKMs vernachlässigt werden. So würden nach Abbildung 38 die ABKM-Dach und die ADKM-Hof die geringsten jährlichen Kosten verursachen. In diesem Szenario wäre die konventionelle Kälteerzeugung mit Kompressionskältemaschinen in beiden Fällen am kostenintensivsten. Die kapitalgebundenen Kosten der ADKM-Hof fallen im Vergleich zu den der ABKM-Hof sehr gering aus. Ein Grund für die geringen Kosten kann in der verwendeten Kostenfunktion der ADKM liegen, deren Validität in einer folgenden Untersuchung noch einmal bestätigt werden muss.

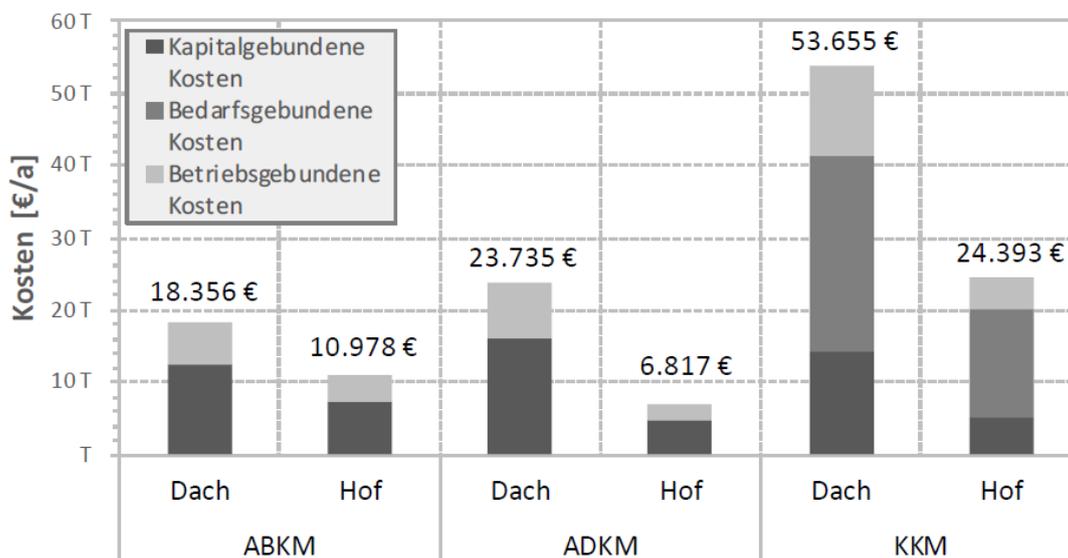
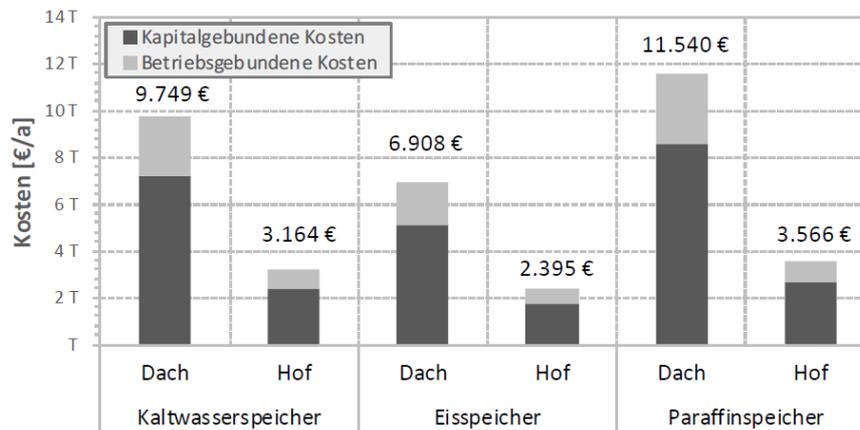


Abbildung 38: Gesamtannuitäten der Kälteanlagen ohne bedarfsgebundene Kosten der sorptionsgestützten Kälteanlagen

In der Simulation wird angenommen, dass für die Kältespeicher keine bedarfsgebundenen Kosten anfallen. Folglich fällt die Investition in einen Eisspeicher, aufgrund seiner geringen Größe, am geringsten aus. Die höheren Investitionskosten beruhen nicht nur auf der Baugröße des Speichers, sondern im Wesentlichen auf den Kosten für den Wärmeübertrager. Die hohen kapitalgebundenen Kosten für den Kaltwasserspeicher-Dach sind dem hohen Speichervolumen und der dadurch resultierenden Größe des Speichers geschuldet.



**Abbildung 39:** Gesamtannuitäten der Kältespeicher

Beim Paraffinspeicher sind es die hohen Kosten für das Speichermedium der Grund für die hohen kapitalgebundenen Kosten. Die Investitionskosten für den Speicher an sich fallen aufgrund der kompakten Bauweise verhältnismäßig gering aus. Die Wärmeübertragung soll hier durch eine makroverkapselte Paraffinschüttung realisiert werden, da sich dies als kostengünstige Variante erwiesen hat. Bei der Betrachtung der Gesamtannuität zeigt sich der Eisspeicher in beiden Fällen aus Kostengründen als die zu wählende Variante. Jedoch zeigen die Ergebnisse der Untersuchungen aus dem vorangegangenen Abschnitt einen negativen Einfluss des Eisspeichers auf Verbrauchszahlen der Kälteanlage Hof auf. Die nächst beste Alternative (Kaltwasserspeicher) scheidet für die Integration in das Untersuchungsobjekt Gebäude 16 aufgrund der Baugröße aus, sodass eine Betrachtung der Gesamtannuität von Kompressionskältemaschine und Paraffinspeicher für die Kälteanlage Hof erfolgt. Durch die Integration des Speichers konnten die Verbrauchskosten in dem Minimalbeispiel für einen Spitzenlasttag um ca. 8 % gesenkt werden. Wird dieses Einsparpotential für das Gesamtjahr angenommen, resultiert die Kombination aus KKM und Paraffinspeicher in einer Absenkung der bedarfsgebundenen Kosten um 8 %. Diese Einsparung der bedarfsgebundenen Kosten deckt jedoch nicht die kapitalgebundenen und betriebsgebundenen Kosten des Speichers. Der Verzicht auf einen Speicher erweist sich daher für den Betreiber als günstiger. Es ist festzuhalten, dass eine Untersuchung der Kombination aus sorptionsgestützter Kältebereitstellung und einem Speicher immer zu höheren Gesamtannuitäten führen würde. Da die Verwendung von ABKMs und ADKMs auf dem Wegfall der bedarfsgebundenen Wärmekosten beruht. Durch den Einsatz eines Speichers können allerdings nur diese Kosten beeinflusst werden.

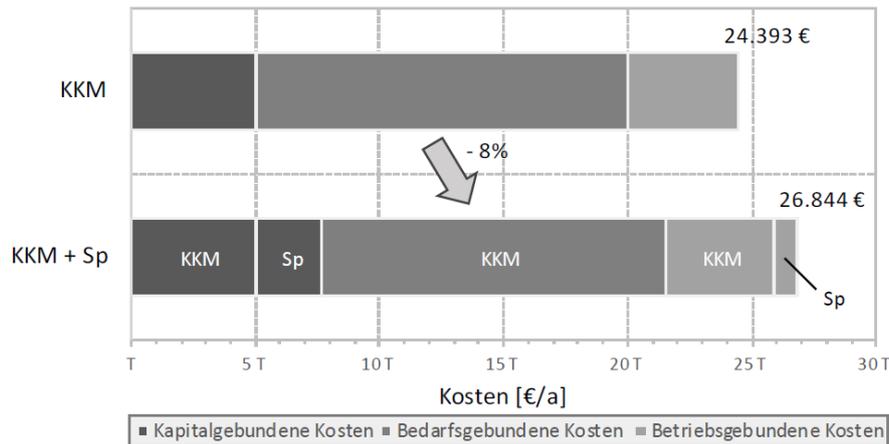


Abbildung 40: Gesamtannuitäten der KKM-Hof mit und ohne Speicher

#### 4.2.5 Zusammenfassung

Im ersten Schritt der vorgestellten Untersuchung wurde das Potenzial von Sorptionsmaschinen für die Kältebereitstellung betrachtet. Da die Sorptionsmaschinen zum Antrieb keinen elektrischen Strom, sondern Wärme benötigen, kann so das elektrische Netz entlastet werden. Gleichzeitig wird ermöglicht – das vielerorts vorhandene – Wärmenetz, in den Sommermonaten besser auszulasten. Die Analyse des ökologischen Einflusses zeigt auf, dass der Einsatz der Sorptionsmaschinen nur zu einer Verringerung der Treibhausemissionen führt, wenn ansonsten ungenutzt bleibende Abwärme oder CO<sub>2</sub>-neutral produzierte Wärme (z.B. aus Biomasse) zum Betrieb eingesetzt wird. Die Nutzung der Abwärme eines Gas-BHKW, wie es im vorliegenden Beispiel des Universitätsgebäudes der Fall wäre, führt dagegen –verglichen mit den konventionellen Kompressionskältemaschinen – zu einem deutlichen Anstieg der Treibhausemissionen. Vergleichbar verhält es sich mit der derzeitigen ökonomischen Attraktivität der Technologie für den Endnutzer. Aufgrund der großen Wärmemengen, die für den Betrieb der Sorptionsmaschinen notwendig sind, entstehen dem Endnutzer sehr hohe Betriebskosten. Nur wenn kostenlose Abwärme genutzt werden kann oder bei einem stark reduzierten Preis für den Bezug von Wärme aus einem Wärmenetz, wird die Sorptionstechnik wirtschaftlich. Sollte sich in weiteren Untersuchungen die Netzdienlichkeit der Sorptionstechnik nachweisen lassen, wäre für die Verbreitung dieser Technologie eine Förderung notwendig.

In einem zweiten Schritt der vorgestellten Untersuchung wurde das Potenzial von Kältespeichern betrachtet, denn Energiespeicher ermöglichen grundsätzlich die Entkopplung von Energieangebot und Energienachfrage. Diese Entkopplung ist es, die – bei einer Betrachtung des zukünftigen energetischen Gesamtsystems – erhebliche ökonomische und ökologische Vorteile erzeugen kann. Da Kälte bisher überwiegend mit Hilfe von Strom durch Kompressionskältemaschinen erzeugt wird, kann der Einsatz von Kältespeichern nicht nur zur Entkopplung von Nachfrage und Angebot dienen, sondern zusätzlich eine Wirkungsgradsteigerung von Kältesystemen bewirken – durch die Verlagerung der Betriebszeiten in die kälteren Nachtstunden hinein. Die Analyse hat ergeben, dass die Nutzung von Kaltwasserspeichern und Paraffinspeichern mit einer Wirkungsgradsteigerung der Kältesysteme und damit auch mit geringen Einsparpotenzialen bei den Betriebskosten verbunden sind. Demgegenüber ist der Einsatz von Eisspeichern mit höheren Betriebskosten verbunden, da das untere Temperaturniveau – zu Lasten

des Wirkungsgrades – erheblich abgesenkt werden muss. Der Vorteil der Eisspeicher liegt allerdings in der vergleichbar geringen Baugröße. Bei einer Betrachtung der Gesamtannuitäten, schneiden die Systeme mit Speicher dennoch schlechter ab, als Systeme ohne Speicher – mit ca. 10 % höheren Kosten. Somit ist der Ausbau der Kältespeichertechnologie für den Endnutzer bisher nur mit einer entsprechenden Förderung attraktiv.

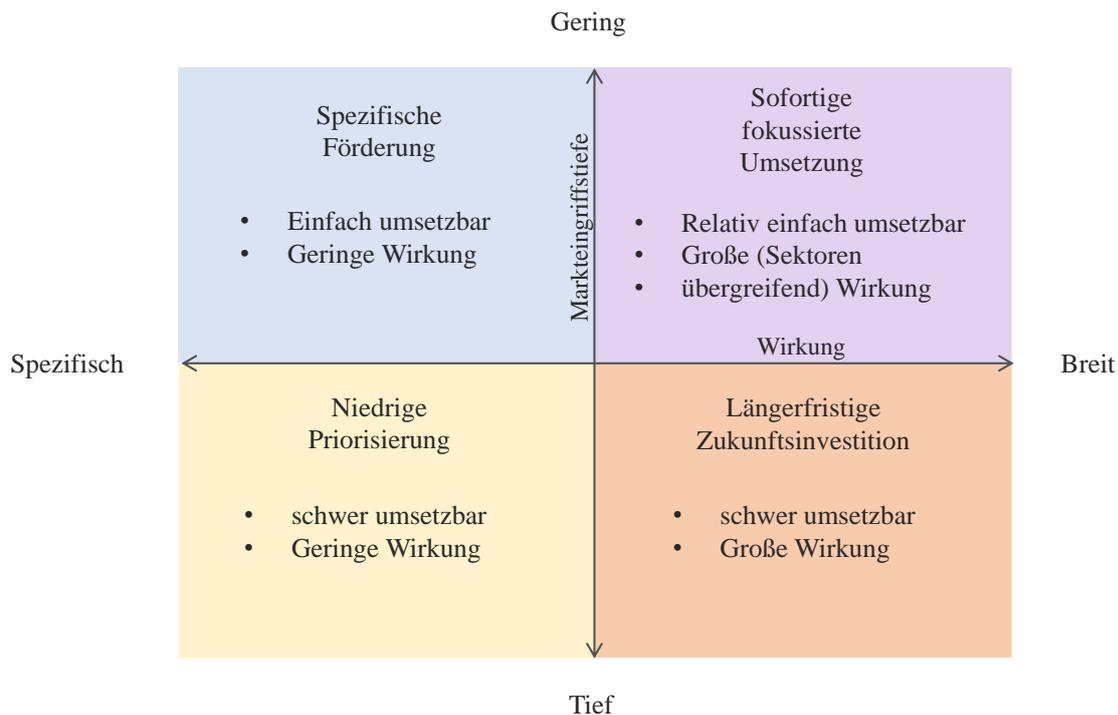
## 5 Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Betriebskonzepte

### 5.1 Anreizsysteme

Technische Lösungen zur Sektorenkopplung sind bereits vorhanden und erprobt, jedoch finden einige Technologien bisher vor allem aus wirtschaftlichen Gründen noch keine Anwendung. Es bedarf somit eines geeigneten Anreizsystems mit bspw. Impulsen durch die Politik, um den Einsatz der Sektorenkopplung voran zu bringen. Ein solches Anreizsystem wird auch im Rahmen des Projektes SmartMES entwickelt. Dieses orientiert sich an der Studie „Das gekoppelte Energiesystem – Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung“ [24], einer Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE). Schritt für Schritt werden in der Studie zuerst die Sektorenkoppler-Interaktionen bzw. Sektorenkopplungspfade so-wie die gemeinsamen Barrieren der Sektorenkopplung erläutert um anschließend Herausforderungen sowie erforderliche Maßnahmen einer verstärkten Kopplung der Energiesektoren zu formulieren. Die Maßnahmen dienen dabei dazu, die Sektorenkopplung unter Minimierung der Barrieren zu ermöglichen.

In der Studie werden 22 politische Maßnahmen zur Förderung der Sektorenkopplung entwickelt, welche gemäß ihrer Wirkung und Markteingriffstiefe klassifiziert werden. Mit der Wirkung wird eine Aussage darüber getroffen, welcher Anteil des Energiesystems bzw. welche Sektoren betroffen sind, wie groß der energetische Anteil in den Sektoren ist und inwiefern die Aspekte Wirtschaftlichkeit und Flexibilität adressiert sind. Die Markteingriffstiefe gibt Auskunft über die Rahmenbedingungen, die geändert werden müssen, sowie die Interessen der betroffenen Akteure. Zusammenfassend steht die Markteintrittstiefe für die notwendigen regulatorischen Änderungen. Die Kategorisierung der Maßnahmen erfolgt – entsprechend Abbildung 41 – in vier unterschiedlichen Segmenten. [24]

Auf der horizontalen Achse wird die Wirkung dargestellt, auf der vertikalen die oben erläuterte Markteingriffstiefe. Maßnahmen, die sich im oberen linken Quadranten befinden sind einfach umsetzbar bei einer geringen Wirkung. Sie fördern somit nur spezifische Sektorenkopplungselemente und haben einen geringen Einfluss auf das Gesamtsystem. Maßnahmen aus dem oberen rechten Quadranten haben einen großen Einfluss auf alle Sektoren und lassen sich leicht umsetzen. Sie sind kurzfristig und prioritär umzusetzen. Die Maßnahmen im unteren linken Quadranten sind schwer umzusetzen und zeichnen sich durch eine geringe Wirkung auf das gesamte Energiesystem aus. Sie haben somit eine niedrige Priorisierung. Die letzte Kategorie von Maßnahmen befindet sich im unteren rechten Quadranten. Diese Maßnahmen haben eine große Wirkung auf alle Sektoren während sie eine ebenso große Markteingriffstiefe erfordern. Das bedeutet, dass sie schwer umzusetzen sind und es einer Umsetzung mit längerfristiger „regulatorischer Investition“ bedarf. [24]



**Abbildung 41:** Modell der Maßnahmen zur Förderung Sektorenkopplung nach [24]

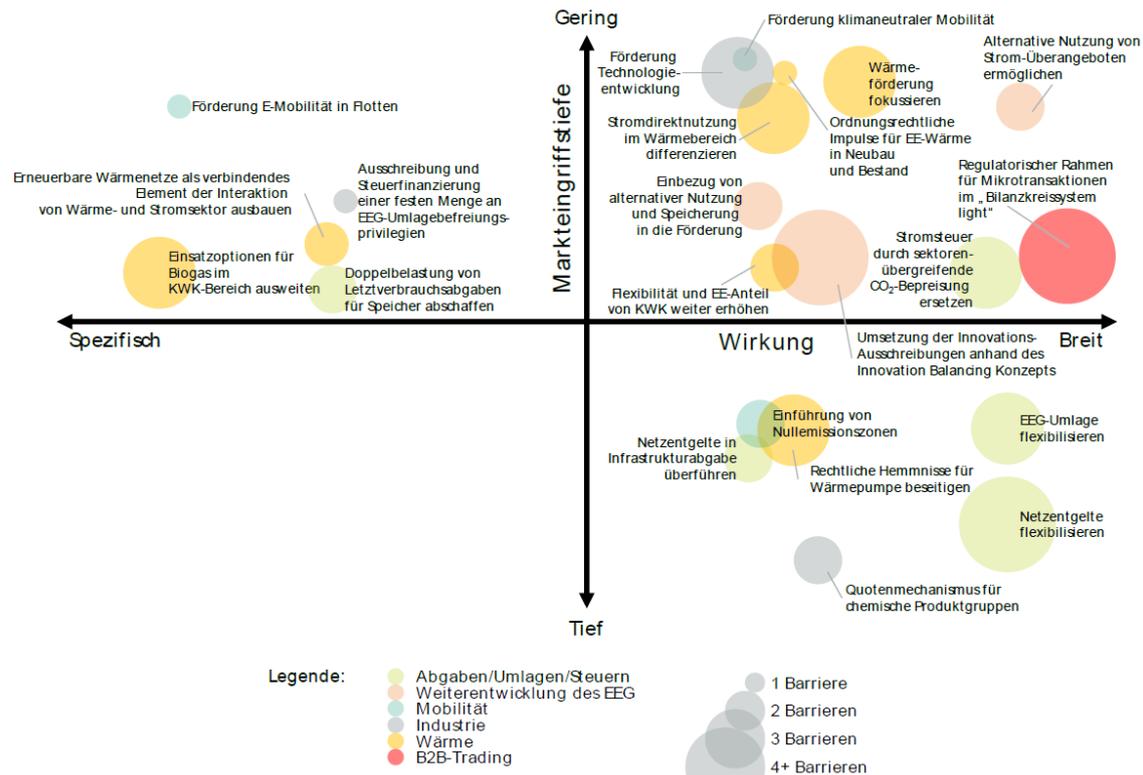
Die 22 Maßnahmen werden in die folgenden 6 Pakete unterteilt:

- Abgaben/Umlagen/Steuern
- Weiterentwicklung des EEG
- Mobilität
- Industrie
- Wärme
- P2P-Trading

Eine Übersicht sowie die Priorisierung der Maßnahmen aus den 6 Paketen gemäß der zuvor erläuterten Klassifizierung liefert Abbildung 42. [24]

Zusätzlich zur Klassifizierung der Maßnahmen nach Wirkung und Markteingriffstiefe gibt die Abbildung Auskunft über die Anzahl der adressierten Barrieren je Maßnahme in Form von unterschiedlichen Kreisgrößen. Die Farbe des Kreises sagt aus, zu welchem Maßnahmenpaket die entsprechende Maßnahme gehört. Die aufgeführten Maßnahmen schließen sich nicht gegenseitig aus, sondern können oder sollten sogar parallel genutzt werden, um den Anreiz zu maximieren. [24]

Wie der Abbildung 42 zu entnehmen ist, sind längerfristige Maßnahmen mit der absehbar größten Wirkung zum einen Maßnahmen zur Flexibilisierung der EEG-Umlage und der Netzentgelte sowie der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in allen Bereichen. Weiterhin fallen darunter sowohl Maßnahmen zur Beschleunigung der Markteinführung hocheffizienter Power-to-Heat Technologien als auch Maßnahmen, welche sich mit den Abgaben und Umlagen befassen.



**Abbildung 42:** Übersicht und Priorisierung der Maßnahmen [24]

Zu den kurzfristigen Maßnahmen mit der größten Wirkung gehört die Einführung eines regulatorischen Rahmens zur Durchführung von Mikrotransaktionen im Energiesystem. Dies würde die Interaktionen von Technologien zur Energiespeicherung oder Transformation stärken, die Erneuerbarer Energien lokal integrieren und die Netze entlasten. Die alternative Nutzung durch Sektorenkopplungstechnologien von Strom-Überangeboten gehört ebenfalls zu dieser Kategorie von Maßnahmen. Diese Maßnahme würde die lokale Integration von Erneuerbaren Energien und konkrete Anwendungsfelder der Sektorenkopplung ermöglichen. [24]

Es ist festzuhalten, dass die in der Studie [24] entwickelten Maßnahmen vorerst theoretische Ansätze darstellen, wobei unklar ist, wie sie sich in der Praxis auf das Energiesystem auswirken. Somit sollten die Maßnahmen unter Aufsicht umgesetzt und gegebenenfalls nachjustiert werden.

In dem Projekt SmartMES wird sich bisher an den drei folgenden Ansätzen der Studie bei der Entwicklung eines Anreizsystems orientiert.

### 5.1.1 Stromsteuer durch sektorenübergreifende CO<sub>2</sub>-Bepreisung ersetzen

Frühere Studien des BEE zeigten auf, dass bereits mit einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 20 bis 30 €/tCO<sub>2</sub> erste Erfolge in Richtung Sektorenkopplung und Dekarbonisierung erzielt werden können. Aufgrund dessen, sieht diese Maßnahme die Einführung einer sektorenübergreifenden CO<sub>2</sub>-Steuer bei gleichzeitiger Abschaffung der Stromsteuer vor. Dabei kompensieren die Einnahmen durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung (je nach Höhe der Steuer) die Verluste aus dem Wegfall der Stromsteuer. Die Höhe der Steuer wird vom Gesetzgeber vorgegeben und sukzessive erhöht. Die Maßnahme sieht bei der Stromversorgung eine Besteuerung der Kraftwerksbrennstoffe und

im Wärme- sowie Mobilitätsbereich eine Erhebung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf den Verkaufspreis der Kraftstoffe vor. Dies ermöglicht einen CO<sub>2</sub>-armen Verbrauch aus Strom und Bioenergie einen Nachteilsausgleich und durch die Generierung von Preissignalen für die Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-armem Strom die Dekarbonisierung durch Sektorenkopplung. Durch die Adressierung aller Sektoren gleichzeitig kann diese Maßnahme eine große Wirkung entfalten. Die Markteingriffstiefe ist dabei gering da es nur die Stromsteuer und CO<sub>2</sub>-Bepreisung betrifft. Jedoch bestehen drei Barrieren. Es werden weder Anreize durch entsprechende Netzentgelte gesetzt, noch weist eine Wirtschaftlichkeit auf durch fehlende Abgaben/ Umlagen. Zudem kann der Wert der sektorengespeicherten Energie nicht kommuniziert werden. [24]

In den Untersuchungen im Projekt SmartMES wurde eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 30 €/tCO<sub>2</sub> berücksichtigt. Diese Bepreisung basiert auf entsprechenden Debatten und Pressemitteilungen aus dem Bundestag [25]. Als Kalkulationsgrundlage dient der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des aktuellen Strommix [26].

### **5.1.2 Einbezug von alternativer Nutzung und Speicherung in die Förderung**

Diese Maßnahme baut auf dem Innovation Balancing Modell aus der Studie „Design von Innovationsausschreibungen im EEG2017. Innovation Balancing für ein integriertes Energiesystem“ [27] auf. In der Studie wurde ein neues Ausschreibungsdesign für die in der EEG Novelle 2017 §39j eingeführten Innovationsausschreibungen entwickelt. Ziel der Verordnung ist die Förderung innovativer Geschäftsmodelle und systemdienlichen Verhaltens. Die durch die Bundesnetzagentur in den Jahren 2018 bis 2020 dabei durchgeführten Innovationsausschreibungen haben ein jährliches Volumen von 50 MW und erlauben die Teilnahme unterschiedlicher Erneuerbarer Energien, auch in Kombination. Das vom BEE dazu entwickelte Ausschreibungsdesign erzielt die Förderung von Innovationen in Technik oder Vermarktung. Dabei ist das Kernelement des Designs, die Balance zwischen Technik und Vermarktung sowie die Kosteneffizienz unter der Voraussetzung eines netz- und systemdienlichen Betriebs der Anlage. Es sollen nach dem Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ innovative Geschäftsmodelle ermöglicht werden. [27] Da es bisher kein konkretes Rahmenwerk für die Förderung von Sektorenkopplungstechnologien gibt, soll aufbauend auf dem Ausschreibungsdesign in der hier beschriebenen Maßnahme die Ausschreibungsmenge ab 2020 jährlich um 500 MW erhöht werden. Dies ermöglicht den Aufbau der notwendigen Technologien und der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien ist an eine Systemverträglichkeitsprüfung geknüpft. Weiterhin wird die geforderte Systemverträglichkeit so ausgestaltet, dass dies nur in Kombination mit Power-to-X-Anlagen erreicht werden kann. Das Ausschreibungssystem würde somit die Entwicklung von Sektorenkopplungstechnologien fördern. Die Maßnahme würde eine große sektorenübergreifende Wirkung bei einer geringen Markteingriffstiefe mit sich bringen. Jedoch könnte auch hier der Wert der sektorengespeicherten Energie nicht kommuniziert werden und es fehlen Regelungen für den Fall von Redispatchmaßnahmen. [24]

Dieser Ansatz wird in Form von geringen Förderungen der einzelnen Technologien verfolgt und analysiert. Dabei beträgt die maximale finanzielle Unterstützung 0,08 ct/kWh. Als Orientierungsgrundlage dienen dabei historische Subventionen von konventionellen und erneuerbaren Energieträgern [28] [29].

### 5.1.3 Stromdirektnutzung im Wärmebereich differenzieren

Inhalt dieser Maßnahme ist, dass die Anrechenbarkeit von gebäudenah erzeugtem EE-Strom in den Berechnungsverfahren für die Nutzungsverpflichtung Erneuerbarer Energien optimiert und über differenziertere Lastprofile abgebildet werden muss. Dem Investor soll ermöglicht werden, den Einsatz seines dezentral erzeugten EE-Stroms über die verschiedenen Nutzungsoptionen zu optimieren. Zu den Nutzungsoptionen gehören die Netzeinspeisung, die Sektorenkopplung zum E-Fahrzeug sowie die Nutzung in der Gebäudewärme mittels Wärmepumpe. Die zeitlichen Differenzen zwischen der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und dem Wärmebedarf können durch Wärmespeicher ausgeglichen werden und ermöglichen so die Vermarktung von Flexibilität. Die Dekarbonisierung sollte hier weiterhin das Optimierungsziel darstellen, sodass die unmittelbar lokale Herkunft des verbrauchten EE-Stroms gewährleistet sein muss. Diese Maßnahme ermöglicht somit eine differenziertere Betrachtung und Bewertung der netzdienlichen Eigenstromoptimierung mit einer breiten Wirkung auf PtH-Technologien und in der Eigenbedarfsoptimierung bzw. im Gebäudebereich. Die Markteingriffstiefe ist gering mit der zielfokussierten Umsetzung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) in Bezug auf systemdienliche Eigenstromoptimierung. Jedoch sind die Anreize durch fehlende Netzentgelte recht gering und das Konzept hat bisher eine geringe Marktreife.

Diese Maßnahmen werden in zwei verschiedenen Formen umgesetzt. Einerseits werden in den unterschiedlichen Fällen des Referenznetzes unterschiedliche Umwandlungsmethoden berücksichtigt und mit unterschiedlichen Kostenstrukturen bewertet, andererseits wird in dem Fallbeispiel des Einfamilienhauses ein Autarkiegrad über den gesamten Energieverbrauch betrachtet und optimiert. Dabei wurden ebenfalls unterschiedliche Kostenstrukturen gegenübergestellt.

### 5.1.4 Alternative Nutzung von Stromüberangeboten

Neben den drei bisher umgesetzten Maßnahmen wird in Zukunft diese vierte Maßnahme als Orientierung in dem im Projekt SmartMES entwickelten Anreizsystem herangezogen.

Die Motivation für diese Maßnahme steckt in der bisherigen Handhabung von Stromüberangeboten. Bei Stromüberangeboten kommt es zur Abregelung von EE-Energie, welche jedoch so vergütet wird, als ob sie eingespeist worden wäre. Die Nutzung dieses Stroms durch Sektorenkopplungstechnologien (PtH, PtG) vor dem Engpass, anstelle einer Abregelung, ist bisher nicht lukrativ, da für den Verbrauch die üblichen Steuern und Gebühren anfallen. Daher sieht diese Maßnahme vor, den ansonsten abzuregelnden Strom aus EE-Anlagen komplett von den Abgaben und Umlagen zu befreien, sodass der Strom gespeichert oder sektorenübergreifend genutzt werden kann. Die somit geringen Strombezugskosten könnten die Investitionskosten für die Kopplungstechnologien nach und nach refinanzieren. Die Voraussetzungen für diese Maßnahme sind zum einen eine Änderung der Vermarktungsoption im EEG bei der Veräußerung von Strom. Weiterhin muss bei einer garantierten Abnahme durch PtX oder eines Speichers die Abregelung von Anlagen außer Kraft gesetzt werden. Das System der Abgaben und Umlagen muss außerdem um Sonderregelungen für die Nutzung bei Abregelung ergänzt werden. Die Maßnahme würde zu einer überwiegend lokalen Nutzung der Sektorenkopplung führen und zumindest eine kurzfristige Förderung der Sektorenkopplung ermöglichen bis das Netz den Anforderungen entsprechend ausgebaut ist. Die Wirkung ist dabei sehr breit über alle Sektoren

verteilt in Netzengpassgebieten. Die Markteingriffstiefe betrifft dabei nur das EEG und den Gesetzgeber. Jedoch fehlt es auch hier wieder an einer Regelung des Redispatch und der Wert der sektorengekoppelten Energie kann nicht kommuniziert werden. [24]

## **5.2 Zusammensetzung der Szenarien**

### **5.2.1 Szenarienbeschreibung**

In der Klimapolitik der Europäischen Union (EU) wurden zwei aufeinander aufbauende Richtlinien und Zielpakete (2020 und 2030) für den Klimaschutz verabschiedet [30] [31]. Dabei sollen schrittweise die Treibhausgasemissionen und der Anteil der Erneuerbaren Energiequellen (EE) an dem Gesamtenergieverbrauch verringert sowie die Energieeffizienz der einzelnen Energiesektoren erhöht werden. Im Jahr 2008 haben sich alle EU-Staaten verpflichtet bis 2020 die Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber dem Stand von 1990 zu verringern. Des Weiteren sollen die EE 20 % des Gesamtenergieverbrauches decken. Die Energieeffizienz solle ebenfalls bis 2020 um 20 % erhöht werden. Zum heutigen Standpunkt ist absehbar, dass einige EU-Staaten, u. a. Deutschland, diese Ziele nicht erreichen werden. Der deutsche Energiemarkt setzt sich im Wesentlichen aus den Sektoren Strom und Wärme zusammen. Im Stromsektor haben sich die EE in den letzten Jahren gut etabliert und sind zu einem wichtigen Bestandteil der Bruttostromerzeugung geworden. 2017 haben die erneuerbaren Energieträger einen Anteil von 33,3 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands bereitgestellt. Des Weiteren konnten die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren um 35,99 % reduziert werden [32]. Die Effizienz im Stromsektor hat ebenfalls zugenommen. Somit wurden die 2020-Ziele von Deutschland im Stromsektor in vollem Umfang erfüllt. Im Wärmesektor muss allerdings von einer Verfehlung dieser Ziele ausgegangen werden. 2017 belief sich der prozentuale Anteil der EE im Wärmesektor auf 13,2 % und somit 6,8 Prozentpunkte weniger als im EU-Paket veranschlagt. 2014 wurden diese 2020-Ziele umfassend erweitert. Die EU-Mitgliedsstaaten haben sich verpflichtet bis 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % gegenüber 1990 zu senken. Die EE sollen mindestens 27 % des Gesamtenergiemarktes versorgen. Zusätzlich soll eine erneute Energieeffizienzsteigerung um mindestens 27 % erfolgen. Um den Klimawandel und damit die Erderwärmung zu stoppen oder gar rückläufig zu machen, müssen diese Ziele in der Zukunft erneut verschärft werden.

Um diese Ziele erreichen zu können wurde in den nachfolgenden Betrachtungen eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen fokussiert. Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen werden die Sektoren Strom, Gas, Fern- bzw. Nahwärme genauer untersucht. Um einen Einblick in die vielseitigen Einsatzmöglichkeiten der Sektorenkopplung zu geben sowie die wirtschaftlichen und technischen Potentiale zu heben, werden verschiedene Fallbeispiele untersucht. Dabei wird als erstes ein Einfamilienhaus (EFH) betrachtet. Anschließend wird von diesem Modell ein allgemeingültiges Rahmenmodell abgeleitet und auf Untersuchungen im Verteilnetz angewandt. Des Weiteren wurden in den Untersuchungen sowohl zentrale als auch dezentrale Kopplungselemente berücksichtigt. Die genaue Entwicklung der Untersuchungen sowie die dabei getroffenen und berücksichtigten Nebenbedingungen sind Abbildung 43 zu entnehmen.

Die einzelnen Szenarien setzten sich wie folgt zusammen.

Das Szenario „Einfamilienhaus“ untersucht die Auswirkungen der Sektorenkopplung in einem Einfamilienhaus, was als kleinstes Cluster für eine Sektorenkopplung definiert wird. Dabei werden vier aufeinander aufbauende Fälle betrachtet. Ziel dieser Untersuchung ist eine Kostenminimierung der Strom- und Gaskosten sowie eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zusätzlich werden die Amortisationszeiten und die vorliegenden Autarkiegrade bestimmt.

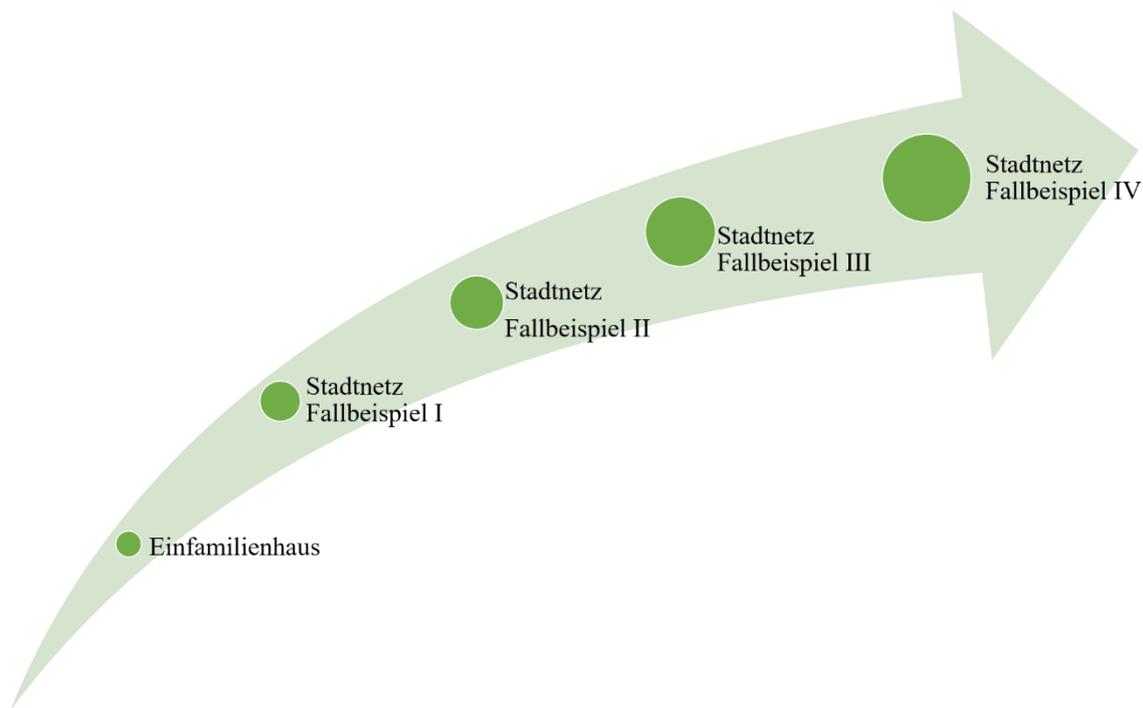
Im Szenario 2 „Stadtteilnetz Fallbeispiel I“ wird die Sektorenkopplung als Anwendungsfall für einen Netzbetreiber untersucht, der sowohl das Strom- als auch Gasnetz betreibt. Ziel in diesem Anwendungsfall ist es lokal produzierten EE-Strom vor Ort zu nutzen und somit den Stromaus-tausch mit der überlagerten Netzebene zu reduzieren und dieses zu entlasten. In der Untersu-chung wird ein gekoppeltes System mit einem nicht-gekoppelten System verglichen. Im ersten System wird eine Power-to-Gas-Anlage, ein Wasserstoffspeicher und eine Gas-to-Power-An-lage integriert, während im zweiten System ein Batteriespeicher den Ausgleich zwischen Er-zeugung und Verbrauch ausgleichen soll. Beide Systeme werden anhand ihrer Investitions- und Betriebskosten auf Basis von fünf Stromnutzungsgraden und einem EE-Anteil an der Strom-produktion von 60 %, 80 % und 100 % miteinander verglichen. Hierbei gibt der Stromnut-zungsgrad an wie viel des überschüssigen EE-Stroms vor Ort eingespeichert/umgewandelt wird und damit im betrachteten Netz bleibt.

Im Szenario 3 „Stadtteilnetz Fallbeispiel II“ wird die Untersuchung aus Szenario 2 aufgegriffen und für eine Kopplung mittels Power-to-Heat durchgeführt. In diesem Szenario werden ein Warmwasserspeicher und ein Elektrodenkessel integriert. Des Weiteren wird das BHKW mit-hilfe des Speichers stromgeführt betrieben. Der Anwendungsfall wird für eine EE-Anteil von 80 % und Stromnutzungsgraden von 20 % bis 100 % auf seine Wirtschaftlichkeit untersucht.

Im vierten Szenario „Stadtteilnetz Fallbeispiel III“ wird erneut der Einfluss einer Sektorenkopp-lung auf ein Stadtnetz analysiert. Dabei werden die Umwandlungsmethoden Power-to-Power (bidirektional), Power-to-Gas und Gas-to Power untersucht. Als Speichermedium werden ein Wasserstoffspeicher und ein Batteriespeicher in das Netz implementiert. Des Weiteren wird eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingeführt. Ziel dieser Untersuchung ist eine Gewinnmaximierung und eine Analyse des Einflusses einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf die Wirtschaftlichkeit der Sektoren-kopplung. Dabei werden zwei zeitliche Szenarien gegenübergestellt und mit einander vergli-chen.

Das fünfte und letzte Szenario „Stadtteilnetz Fallbeispiel IV“ untersucht den Einfluss und das Potenzial der Sektorenkopplung in einem Verteilnetz. Dabei dient das Stadtnetz als Untersu-chungsgrundlage. Es werden die Umwandlungsmethoden Power-to-Power (bidirektional), Power-to-Gas, Gas-to Power und „Power-to-Heat“ berücksichtigt. Dazu werden ein zentraler Wasserstoffspeicher sowie ein zentraler Batteriespeicher in das Netz intergiert. Des Weiteren werde in Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser Wärmepumpe mit einem Warmwasserspeicher dezentral installiert. Der Fokus dieser Untersuchung liegt auf eine Gewinnmaximierung des Verteilnetzbetreibers und einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Um den Einfluss einer För-derung der Wärmepumpentechnologie und einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung untersuchen zu können wer-den zwei Szenarien mit unterschiedlichen Zeithorizonten mit einander verglichen.

Eine detaillierte Betrachtung der Zusammensetzung der einzelnen Szenarien sowie eine Erläuterung der entwickelten Methode mit den daraus resultierenden Ergebnissen erfolgt in den Unterkapiteln 5.3 bis 0.



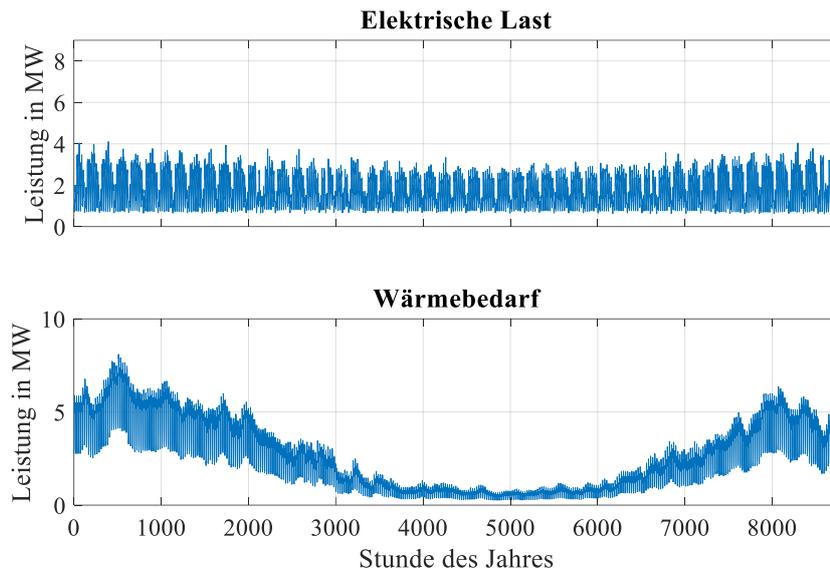
**Abbildung 43:** Entwicklung der Szenarien

### 5.2.2 Zusammensetzung des Stadtteilnetzes

Alle folgenden Betrachtungen möglicher Betriebskonzepte einer Sektorenkopplung basieren auf demselben Netz. Hierfür wurde aus den Gasnetzdaten der SWBen GmbH ein Stadtteil extrahiert anhand dessen die Kopplung dargestellt ist. Die folgenden Betrachtungen untersuchen Anwendungsfälle der Sektorenkopplung für einen Netzbetreiber, der die jeweiligen Netze betreibt.

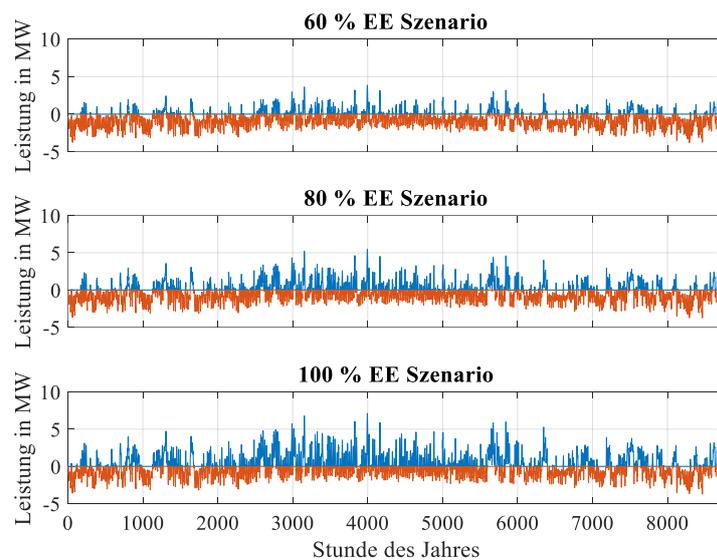
Das Stadtteilnetz besteht aus 223 Einfamilienhäusern, 258 Mehrfamilienhäusern und 63 GHD-Betrieben. Insgesamt umfasst der Stadtteil etwa 2.700 Einwohner. Hier sind alle Gebäude sowohl an das Strom- als auch Gasnetz angeschlossen. Der Strombedarf ergibt sich zu 15 GWh und der Wärmebedarf zu 22 GWh. Die zeitliche Aufteilung erfolgt anhand von Standardlastprofilen entsprechend des jeweiligen Typs und wird über ein Jahr in Stundenwerten aufgeteilt (siehe Abbildung 44). Somit ergibt sich ein Maximalbedarf von 4,1 MW und 8,1 MW für Elektrizität und Wärme.

Im Gegensatz zum realen Stadtteilnetz wurde das hier verwendete Netz angepasst, sodass der Wärmebedarf der Lasten sowohl durch ein Gas- als auch ein Fernwärmenetz gedeckt wird. Hierzu wurde der Anschlussgrad an das jeweilige Netz entsprechend der im ersten Statusbericht [10] zusammengefassten Statistiken zufällig verteilt. Somit werden 25,4 % der Lasten durch das Fernwärmenetz versorgt während die restlichen 74,6 % an das Gasnetz angeschlossen sind. Ausnahme bildet das Szenario 2 indem 100 % der Lasten an das Gasnetz angeschlossen sind.



**Abbildung 44:** Strom- und Wärmelastprofil des Stadtteils

Neben der Last im Stadtteil ist eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in dem Stadtteil, bestehend aus Wind- und Photovoltaikanlagen entsprechend der statistischen Verteilung im Land Sachsen-Anhalt, integriert. Die installierte Leistung wird in drei Szenarien verändert (60 %, 80 % und 100 % EE). Das jeweilige Szenario beschreibt wie viel des im Stadtteil benötigten Stroms bilanziell durch Erneuerbare Energieträger gedeckt wird (z. B. werden im 60 % EE-Szenario 60 % des Strombedarfs durch EE gedeckt). Diese Szenarien entsprechen den Zielen der Bundesregierung. Aufgrund der zeitlichen Divergenz von EE-Erzeugung und Bedarf ergibt sich eine Residuallast, die durch das überlagerte Hochspannungsnetz ausgeglichen werden muss (siehe Abbildung 45). Diese steigt, je größer der Anteil der EE an der Deckung des Strombedarfs ist.



**Abbildung 45:** Residuallast des Stadtteils entsprechend der EE-Szenarien (positiv: Erzeugung > Bedarf; negativ: Erzeugung < Bedarf)

### 5.3 Szenario 1: Einfamilienhaus

In dieser Untersuchung wird das Potential der Sektorenkopplung bezüglich eines Einfamilienhauses (EFH) analysiert. Der Hauptfokus der Untersuchung liegt dabei auf einer wirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems EFH durch den Einsatz der Sektorenkopplung. Es werden insbesondere Fix- sowie variable Kosten, Vergütungen, Steuern und Förderungen der Technologien betrachtet. Weitere Aspekte sind die Optimierung des Autarkiegrades sowie die Minimierung der Amortisationsdauer. Dies entspricht einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsanalyse des gesamten Systems. Eine Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes und die damit verbundene Bepreisung ist ebenfalls Bestandteil der Betrachtungen. Somit wird eine Auswirkung der CO<sub>2</sub>-Minimierung von EFHs mittels der Sektorenkopplung betrachtet und analysiert wie diese Reduzierung zur Erreichung der Klimaschutzziele der EU beitragen kann. Dafür lassen sich aus den typischen Verbräuchen der Konsumenten und den technischen Grenzen die zu berücksichtigenden Nebenbedingungen (z. B. Dimensionierung der Photovoltaik-Anlage oder der Kopplungstechnologien) ableiten. Eine mögliche Technologie ist die Wärmepumpe, welche eine Kopplung zwischen dem Strom- und Wärmesektor ermöglicht. Die Effizienz dieser Technologie hängt vor allem vom Coefficient of Performance (COP) ab. In der vorliegenden Untersuchung wird dieser in Abhängigkeit der Außentemperatur berücksichtigt und ist somit variabel. Die Untersuchung wird anhand von Messdaten eines bestehenden EFHs sowie von Standardlastprofilen durchgeführt. Das betrachtete EFH befindet sich in einer ländlichen Region. Dementsprechend befindet sich vor Ort weder ein Fern- noch ein Nahwärmenetz, sodass der Wärmebedarf durch den Bezug von Gas gedeckt wird. Die Erwärmung des Wassers erfolgt aktuell durch eine Brennwerttherme und die Beheizung der Räume durch eine Fußbodenheizung.

#### 5.3.1 Methodik

Die allgemeine Vorgehensweise in den unterschiedlichen Fallbeispielen sieht wie folgt aus: als erstes werden die jeweiligen Lasten des EFHs evaluiert. Falls eine Eigenproduktion vorhanden ist, wird diese für die Eigenbedarfsdeckung genutzt. Anschließend wird die Differenz zwischen dem Bedarf und der Eigenproduktion gebildet. Ist diese Differenz positiv, wird diese entweder ins vorgelagerte Netz rückgespeist oder zwischengespeichert. Bei einer negativen Differenz erfolgt mittels des vorgelagerten Versorgungsnetzes oder aus den jeweiligen Speichermedien ein Ausgleich. Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Fallbeispiele ist Abbildung 46 zu entnehmen.

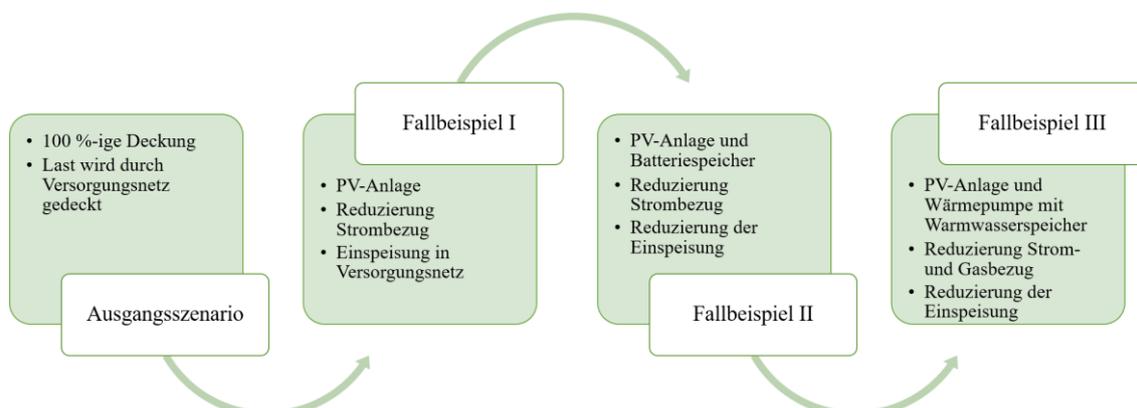


Abbildung 46: Zusammensetzung der Szenarien

Sowohl der Strom- bzw. Gasbedarf als auch die Strom- bzw. Gaspreise sind in allen vier Beispielen identisch. Allerdings wird der Strom für die Wärmepumpe dank spezieller Tarife mit einem anderen Strompreis belegt als der restliche Stromverbrauch. Der Strom, welcher für die Wärmepumpe benötigt wird, ist der sogenannte Heizstrom. Für diesen gelten ähnliche Tarife wie beim Nachtstrom.

Im Ausgangsszenario wird eine vollständige Deckung der Bezüge aus dem jeweiligen Versorgungsnetz betrachtet. Die Strom- und Gasbezüge, sowie die daraus resultierenden Kosten dieses Fallbeispiels dienen im weiteren Verlauf als Referenzwerte für die nachfolgenden Fallbeispiele.

Die Installation einer PV-Anlage (13 kW) ist die erste Erweiterung und wird in Fallbeispiel 1 betrachtet. Dabei kann die erzeugte Leistung der PV-Anlage entweder direkt genutzt oder ins Netz eingespeist werden, wobei eine Deckung des Eigenbedarfs priorisiert wird. Die PV-Anlage ist größer als 10 kW, somit muss bei einer Einspeisung sowohl die anfallende EEG-Umlage als auch die Einspeisevergütung berücksichtigt werden. Dabei werden die im Jahr 2018 in Deutschland gültigen Werte verwendet [33].

Im Fallbeispiel 2 wird sowohl der technische als auch der ökonomische Einfluss eines handelsüblichen Batteriespeichers auf das EFH im Fallbeispiel 1 betrachtet. Dieser Speicher kann laut Typenschild 10 kWh speichern, unter Berücksichtigung der Entladetiefe wurde in den Untersuchungen von einer nutzbaren Speicherkapazität von 9 kWh ausgegangen.

Im Fallbeispiel 3 wird die Brennwerttherme durch eine Wärmepumpe mit ähnlicher Leistung (10 kWh) und einen Warmwasserspeicher (200 l, unteres Temperaturniveau 40 °C, oberes Temperaturniveau 70 °C) ersetzt, sodass der Gasbezug vollständig entfällt. Wird ein Wärmespeicher täglich be- und entladen sind die Wärmeverluste sehr gering und damit vernachlässigbar. Mittels der Umwandlungsmethode „Power-to-Heat“ wird der produzierte Strom entweder sofort für die Wärmebereitstellung verwendet oder in dem Warmwasserspeicher zwischengespeichert. Durch den Warmwasserspeicher kann nur der Bedarf an Warmwasser reduziert werden. Ist keine Produktion vorhanden muss der Bedarf an Raumwärme durch die Wärmepumpe direkt über das Stromnetz gedeckt werden. Dieser Aspekt wurde mit einer prozentualen Gewichtung des gesamten Wärmebedarfs hinsichtlich des Verhältnisses des Bezugs von Gas für Raumwärme und Warmwasser berücksichtigt [34]. Mit diesen Erweiterungen setzt sich die Sektorenkopplung in dem EFH aus den Sektoren Strom und Wärme zusammen.

## **5.3.2 Ökonomische Betrachtungen**

### **5.3.2.1 Förderungen**

Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen werden bis Ende 2018 durch das KfW-Projekt „Speicher (275)“ unterstützt. Die betrachtete Anlage wurde im Jahr 2017 installiert und wird mit 19 % der Anschaffungskosten des Speichers gefördert. Für eine Wärmepumpe gibt es unterschiedliche Förderungen. Einerseits kann durch das Bafa (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) eine staatliche Förderung erfolgen. Andererseits unterstützt die KfW-Bank mit günstigen Krediten diese Technologie. Eine weitere Unterstützung erfolgt durch den lokalen Stromanbieter durch einen speziell für Wärmepumpen geltenden Stromtarif. In vorliegen-

den Untersuchungen wird ein EFH im Bestand betrachtet. In diesem EFH wird eine Luft/Wasser-Wärmepumpe mit einem Warmwasserspeicher installiert. Dabei wird von der Innovationsförderung der Bafa von 2.250 € ausgegangen. Zusätzlich ermöglicht die Bafa unter bestimmten Voraussetzungen (u. a. Anforderung an die Jahresarbeitszahl) Zusatzförderungen. Diese umfassen ein Lastmanagement- sowie ein Kombinationsbonus von jeweils 500 €. Weiterhin enthalten sind ein Gebäudeeffizienzbonus und eine Förderung von Optimierungsmaßnahmen. Ab 2019 kann weiterhin eine ganzhaltige Förderung durch das KfW-Projekt „Nutzung von erneuerbaren Energien (270)“ erfolgen. Dabei werden u. a. PV-Anlagen, Batteriespeicher, Anlagen zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und Wärmespeicher gefördert. [35] [36] [37]

### 5.3.2.2 Kostenzusammensetzung

Die durchgeführte Kostenanalyse beinhaltet die anfallenden Investitionskosten, variable Kosten (Tabelle 10) und Förderungen (siehe Abschnitt 5.3.2). Somit umfasst sie sämtliche Fix- und laufende Kosten.

**Tabelle 10:** Kostenübersicht Technologien [38]

	<b>Anschaffungskosten</b>	<b>Montage- und Anschlusskosten</b>
<b>PV-Modul je W<sub>p</sub></b>	0,45 € - 0,90 €	
<b>Wechselrichter pro kW</b>	230 €	300 € - 350 €
<b>El. Speicher</b>	9000 €	
<b>Wärmepumpe</b>	4000 € - 12000 €	500 € - 2000 €
<b>Th. Speicher</b>	600 €	

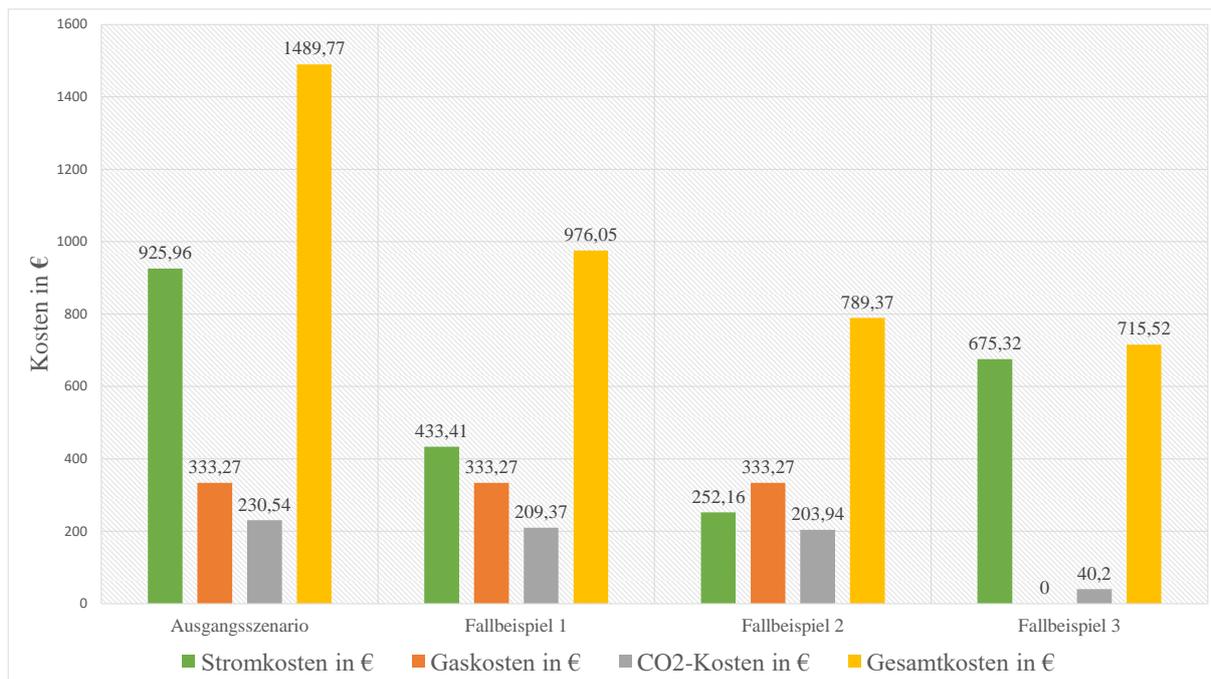
In Tabelle 11 und Abbildung 47 ist die Kostenzusammensetzung der einzelnen Fallbeispiele gegenübergestellt. Die Bezugskosten ergeben sich aus der Multiplikation der Bezüge aus dem jeweiligen Versorgungsnetz und dem dazugehörigen Endverbraucherpreis (Strompreis 30 ct/kWh und Gaspreis 7 ct/kWh). Im Fallbeispiel 3 findet für die Kalkulation des Strompreises eine Mischung der unterschiedlichen Strompreise statt. Für den Strombezug der Wärmepumpe werden 17 ct/kWh in Rechnung gestellt, für den übrigen Bezug sind weiterhin 30 ct/kWh veranschlagt. In diesem Fallbeispiel wurde das EFH vom Gasnetz entkoppelt, somit fallen keine Gas-Bezugskosten an. Die CO<sub>2</sub>-Kosten entsprechen dem Produkt aus dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß (Tabelle 14) und der CO<sub>2</sub>-Bepreisung (30 €/tCO<sub>2</sub>) [30]. Die Kosten des Ausgangsszenarios dienen als Referenzwert.

**Tabelle 11:** Bezugskosten und CO<sub>2</sub>-Kosten [39], [40]

	<b>Stromkosten</b>	<b>Gaskosten</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Kosten</b>	<b>Gesamtkosten</b>
<b>Ausgangsszenario</b>	925,96 €	333,27 €	230,54 €	1489,77 €
<b>Fallbeispiel 1</b>	433,41 €	333,27 €	209,37 €	976,05 €
<b>Fallbeispiel 2</b>	252,16 €	333,27 €	203,94 €	789,37 €
<b>Fallbeispiel 3</b>	675,32 €	0 €	40,20 €	715,52 €

Im ersten und zweiten Fallbeispiel konnten die Strombezugskosten deutlich reduziert werden. Die Gas-Bezugskosten sind im ersten und zweiten Fallbeispiel identisch mit den Kosten des Ausgangsszenarios, da die Wärmelast dort nicht reduziert werden konnte und weiterhin mithilfe der Brennwerttherme gedeckt wird.

Im dritten Fallbeispiel wird die Differenz zwischen der Wärmeproduktion und dem Wärmebedarf mittels der Wärmepumpe unter Zuhilfenahme des Stromnetzes gedeckt. Somit sind die Heizkosten in den Stromkosten enthalten. Die Summe aus diesen Stromkosten und den „reinen“ Stromkosten – den anfallenden Kosten für den Stromsektor – entsprechen den Stromkosten des dritten Fallbeispiels.



**Abbildung 47:** Kostenzusammensetzung der Fallbeispiele

Die Gesamtbedarfskosten ergeben sich durch eine Summation der Stromkosten, Gaskosten und CO<sub>2</sub>-Kosten (Tabelle 11). Bei einem Vergleich der einzelnen Optionen kann festgehalten werden, dass die Gesamtkosten im Fallbeispiel 3 gegenüber dem Ausgangsszenario um 51,97 %, dem Fallbeispiel 1 um 26,69 % und dem Fallbeispiel 2 um 9,36 % gesunken sind (Tabelle 11). In der Konstellation der laufenden Kosten ist ebenfalls eine deutliche Varianz erkennbar.

Die laufenden Kosten im ersten Fallbeispiel setzen sich aus den Kosten für die Eigenbedarfsdeckung und der Einspeisung zusammen. Die Kosten für die Einspeisung entsprechen der EEG-Umlage und fallen an, da die Anlage größer ist als 10 kW.

In Fallbeispiel 2 sind die laufenden Kosten deutlich geringer als in Fallbeispiel 1. Dies liegt an dem signifikanten Rückgang der Einspeisung, wodurch weniger EEG-Umlage gezahlt werden muss.

Im dritten Fallbeispiel erhöhen sich die laufenden Kosten gegenüber dem zweiten Fallbeispiel, wobei sie geringer als im ersten Fallbeispiel sind. Die Erhöhung der laufenden Kosten ist durch die Erhöhung der Einspeisung begründet.

Unter Berücksichtigung der prognostizierten Lebensdauer der unterschiedlichen Technologien ergibt sich ein Zeithorizont von 20 Jahren. Wechselrichter müssen in der Regel nach 10 Jahren erneuert werden, dieser Aspekt wird in den Kalkulationen berücksichtigt. Mittels dieser Lebensdauer und Kenntnis der Amortisationsdauer (siehe Abschnitt 5.3.2.3) können die jährlichen Erlöse nach der Amortisationsdauer bestimmt werden. Die Amortisationsdauer sowie die potenziellen Rücklagen sind in Tabelle 12 aufgelistet.

**Tabelle 12:** Amortisationsdauer und Rücklagen

	Amortisationsdauer	Rücklagen
<b>Fallbeispiel 1</b>	11 Jahre	5.798 €
<b>Fallbeispiel 2</b>	16 Jahre	5.114 €
<b>Fallbeispiel 3</b>	13 Jahre	8.307 €

Die Investitionskosten der drei Szenarien belaufen sich auf 12.350 € (Fallbeispiel 1), 19.610 € (Fallbeispiel 2 abzüglich der Förderung) und 14.950 € (Fallbeispiel 3 abzüglich der Förderung).

### 5.3.2.3 Amortisationsdauer und Autarkiegrad

Bevor eine Investition getätigt wird, erfolgt immer erst eine Bestimmung des ökonomischen Nutzens. Dieser ist u. a. von der Amortisationsdauer (AD) abhängig, welcher mittels der (8) berechnet wird [41].

$$AD = \frac{\text{Anschaffungskosten} - \text{Restwert}}{\text{Jährlicher Rückfluss}} \quad (8)$$

Restwerte von Technologien hängen von vielen unterschiedlichen Faktoren ab und können somit nicht zuverlässig vorhergesagt werden. Darum wird vom Worst-Case-Szenario ausgegangen, sodass sich der Restwert auf 0 beläuft. Unter Berücksichtigung der anfallenden Kosten (Tabelle 10) und der berechneten Gewinne können die Amortisationszeiten bestimmt werden. Für das Fallbeispiel 1 ergibt sich eine Amortisationszeit von 11 Jahren. Für das zweite Fallbeispiel ergibt sich eine Amortisationsdauer von 16 Jahren. Mit der Konstellation des dritten Fallbeispiels ergibt sich eine Amortisationsdauer von 13 Jahren.

Die Worte Autarkie sowie Autarkiegrad sind in den letzten Jahren oft in Verbindung mit der Energieversorgung eines EFHs gefallen und werden der Vollständigkeit halber ebenfalls berechnet [41]. Unter dem Begriff Autarkiegrad (AG) wird in diesem Zusammenhang eine möglichst hohe Eigenbedarfsdeckung des gesamten Energiebedarfs verstanden und kann mittels der Gleichung (11) berechnet werden [42–44].

$$AG_{\text{Stromsektor}} = \frac{\text{eigenverbraucher Solarstrom}}{\text{Stromverbrauch}} \quad (9)$$

$$AG_{\text{Wärmesektor}} = \frac{\text{eigenverbraucher Solarstrom}}{\text{Gasverbrauch}} \quad (10)$$

$$AG_{\text{Gesamt}} = \frac{\text{reduzierter Netzbezug}}{\text{Gesamtverbrauch}} \quad (11)$$

Für die drei Fallbeispiele und die zwei Sektoren ergeben sich die in Tabelle 13 aufgelisteten Autarkiegrade.

**Tabelle 13:** Gegenüberstellung Autarkiegrade

	<b>Stromsektor</b>	<b>Wärmesektor</b>
<b>Fallbeispiel 1</b>	53,2 %	0 %
<b>Fallbeispiel 2</b>	72,77 %	0 %
<b>Fallbeispiel 3</b>	32,76 %	83,72 %

Das Fallbeispiel 3 ist mit einem Autarkiegrad von 32,76 % im Strom- und 83,72 % im Wärmesektor die beste technologische Lösung hinsichtlich der Autarkie des gesamten Energiebedarfs eines EFHs.

### 5.3.3 Ökologische Betrachtungen

Um den Einfluss der Sektorenkopplung auf den Ausstoß von Treibhausgasen beurteilen zu können wurde der Emissionsausstoß für die einzelnen Szenarien berechnet und gegenübergestellt. Die Grundlage dieser Berechnungen sind die Emissionsfaktoren für Deutschland [45]. Der geografische Fokus liegt auf dem Bundesland Sachsen-Anhalt. Dementsprechend wurden die Emissionsfaktoren gemäß der Zusammensetzung der Erzeugung im Strom- bzw. Wärmesektor angepasst. Dabei ergibt sich für den Strommix in Sachsen-Anhalt ein Wert von 0,37 und ein Wärmemix von 0,55. Die ausgestoßenen CO<sub>2</sub>-Emissionen des EFH sind in der Tabelle 14 aufgelistet.

**Tabelle 14:** jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen

	<b>Wärmesektor</b>	<b>Stromsektor</b>
<b>Ausgangsszenario</b>	6,546 t	1,142 t
<b>Fallbeispiel 1</b>	6,546 t	0,433 t
<b>Fallbeispiel 2</b>	6,546 t	0,252 t
<b>Fallbeispiel 3</b>	0 t	1,204 t

Die ausgestoßenen Emissionswerte im Stromsektor gingen schrittweise vom Ausgangswert von 1,142 t auf 0,433 t (Fallbeispiel 1) und anschließend auf 0,252 t (Fallbeispiel 2) zurück. Eine Kopplung des Wärme- und Stromsektors ist nur im Fallbeispiel 3 implementiert. Somit kann nur in diesem Fallbeispiel eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Wärmesektor realisiert werden. Der Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Emissionen kann im Fallbeispiel 3 insgesamt um 84,34 % reduziert werden. Im Wärmesektor konnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen vollständig auf 0 t minimiert werden.

## 5.4 Szenario 2: Stadtteilnetz Fallbeispiel I [46]

In diesem Anwendungsfall soll der Stromnutzungsgrad des Stadtteils erhöht werden. Der Stromnutzungsgrad bedeutet hier, dass möglichst viel von dem regional erzeugten Strom in dem Stadtteil genutzt werden soll. Grundlage für den Anwendungsfall „Erhöhung Stromnutzungsgrad“ ist ein zellulärer Ansatz des Energiesystems. Hierbei wird die Energiebilanz innerhalb einer Zelle möglichst ausgeglichen. Ist das vorhandene Potential einer Zelle erschöpft,

wird die fehlende oder überschüssige Energie mit anderen Zellen ausgetauscht. Dadurch werden Transportkapazitäten freigehalten, um EE-Strom aus dem Norden in die Lastzentren zu bringen. Dies resultiert in einer Reduzierung des Energietransports im Übertragungsnetz und somit zu einer Reduzierung des notwendigen Netzausbaus. Der Stromnutzungsgrad wird in fünf Stufen zwischen 20 % und 100 % variiert. Ein Stromnutzungsgrad von 20 % bedeutet, dass 20 % der positiven Residuallast durch geeignete Maßnahmen zusätzlich im Stadtteil genutzt werden sollen. Daraus folgt, dass sich die positive Residuallast um 20 % reduziert.

Im Folgenden werden zwei Ansätze miteinander verglichen: ein nicht-gekoppeltes und ein gekoppeltes Energiesystem. Im nicht-gekoppelten Energiesystem werden das Strom- und Gasnetz getrennt voneinander betrieben. Zum Speichern des Überschussstroms wird ein Batteriespeicher implementiert, der zu positiven Residuallastzeiten Strom einspeichert und zu negativen Residuallastzeiten Strom in das Netz zurückspeist. Im gekoppelten System werden die beiden Netze über einen PEM-Elektrolyseur gekoppelt, der in positiven Residuallastzeiten Wasserstoff produziert und diesen in das vorhandene Gasnetz einspeist. Tritt dieses an seine Grenzen der maximalen Wasserstoffaufnahme von 10 % wird der überschüssige Wasserstoff in einen Wasserstoffspeicher geleitet. Zu Zeiten negativer Residuallast wird aus diesem Wasserstoff mithilfe einer Brennstoffzelle Strom produziert und ins Stromnetz eingespeist.

#### 5.4.1 Methodik

Damit beide Ansätze wirtschaftlich sind, ist es wichtig, dass die jeweiligen Komponenten richtig bemessen werden. Sind diese zu klein, können sie nicht genug Energie speichern/konvertieren um die Residuallast entsprechend zu reduzieren. Werden sie zu groß dimensioniert, sind die Investitionskosten zu hoch, sodass die Anlagen nicht wirtschaftlich werden. Entsprechend werden die Komponenten mithilfe einer Optimierung ausgelegt, die das Ziel hat, die Investitionskosten zu minimieren, unter Einhaltung des jeweiligen Stromnutzungsgrads. Die Investitionskosten bestehen im nicht-gekoppelten System aus den Kosten für die Leistung und die Kapazität der Batterie. Im gekoppelten System setzen sich die Investitionskosten aus den Kosten für den Elektrolyseur, die Brennstoffzelle und des Wasserstoffspeichers zusammen. Die entsprechenden Parameter können Tabelle 15 entnommen werden.

**Tabelle 15:** Technische und ökonomische Parameter der verwendeten Komponenten [47]

Komponente	Lade- und Entlade-wirkungs-grad (%)	Depth of Discharge (%)	Investitionskosten		Jährliche Betriebs- und Wartungskosten	Lebensdauer (Jahre)
			Leistung (€/kW)	Kapazität (€/kWh)		
Batterie	84	80	175 [48]	550 [48]	1 % der Investition	5
Elektrolyseur	-	-	2000 [49]	-	10 % der Investition	10
Brennstoffzelle	50	-	2000	-	5 % der Investition	5
Wasserstoffspeicher	-	100	-	150 €/m <sup>3</sup> @ STP [50]	1 % der Investition [50]	20

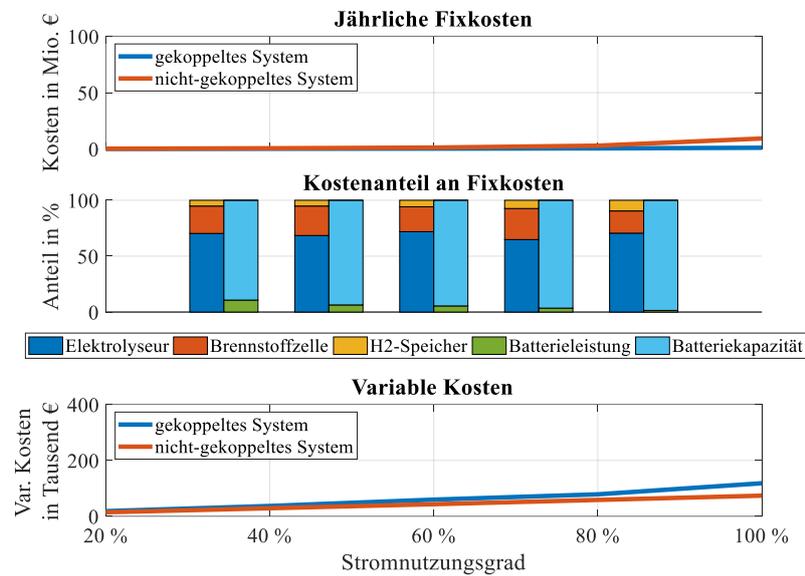
In beiden Fällen werden die jeweiligen Technologien im Stromnetz an den Übergabepunkt zur überlagerten Spannungsebene platziert, während im Gasnetz der Knoten zum vorgelagerten Hochdrucknetz genutzt wird. Hierbei wird die vernachlässigt, dass beide Übergabestellen geografisch nicht beieinanderliegen. Der aus dem Wärmebedarf entstehende Gasbedarf und die maximal mögliche einzuspeisende Wasserstoffmenge wird anhand des Netzberechnungsmodells, welches im ersten Projektjahr von SmartMES entwickelt wurde, berechnet.

Beide Systemansätze werden auf Basis ihrer jährlichen Kosten und Erlöse für jedes EE-Szenario und fünf Autarkiegraden von 20 % bis 100 % miteinander verglichen. Die Kosten beider Systeme bestehen aus zwei Komponenten: Der Fix- und variablen Kosten. Erstere beinhalten die Investitions- und jährlichen Betriebskosten. Die Investitionskosten sind abhängig von der maximalen Kapazität und Leistung der Speicher, während die Betriebskosten als Prozentsatz der Investitionskosten angenommen werden. Des Weiteren werden alle Kosten annualisiert, um so den unterschiedlichen Lebensdauern der Komponenten gerecht zu werden. Die variablen Kosten beinhalten die Kosten für Strom, der eingespeichert oder umgewandelt wird. Hierbei ist der Preis abhängig von der aktuellen Wind- und PV-Erzeugung und variiert zwischen 30 €/MWh und 60 €/MWh [51], abhängig davon welcher der beiden Energieträger einen höheren Anteil der Erzeugung hat. Des Weiteren wird der Stand-By Bedarf des Elektrolyseurs einbezogen, der entsprechend der Strommarktpreise mit Kosten belegt ist. Der Erlös im nicht-gekoppelten System besteht aus dem Verkauf des eingespeicherten Stroms. Hierbei wird der mittlere Marktpreis von 42,71 €/MWh des ELIX von 2017 [52] genommen und als konstant über das Jahr angenommen. Des Weiteren werden die vermiedenen Netzentgelte als Erlös gesehen, die dadurch entstehen, dass weniger Energie in die überlagerte Spannungsebene exportiert wird. Dieser Erlös wird als Differenz zum Referenzfall ohne Kopplung/Speicher bemessen. Im gekoppelten System besteht der Erlös aus drei Komponenten. Einerseits des Stroms, der durch die Brennstoffzelle erzeugt wird, und den vermiedenen Netzentgelten im Strom- und Gasnetz [53, 54]. Andererseits wird durch das Einspeisen von Wasserstoff ins Gasnetz weniger Gas aus dem vorgelagerten Netz bezogen. Dieser Erlös wird mit dem durchschnittlichen Gaspreis von 17,11 €/MWh des EGIX Deutschland aus dem Jahr 2017 [55] berechnet.

#### 5.4.2 Ergebnisse

Im 60 %-EE-Szenario steigen die jährlichen Fixkosten mit dem Autarkiegrad aufgrund dessen, dass mehr Leistung und Speicherkapazität benötigt wird (siehe Abbildung 48). Um von einem Stromnutzungsgrad zum nächsten zu kommen verdoppeln sich die Kosten, da eine größere Speicherkapazität benötigt wird und Leistungsspitzen der Residuallast sich stärker auswirken. Im gekoppelten System sind diese Kosten niedriger, obwohl mehr und teurere Komponenten verwendet werden. Dies ist jedoch mit der längeren Lebensdauer der einzelnen Komponenten zu erklären. Die Differenz zwischen beiden Systemen steigt zudem mit größer werdendem Stromnutzungsgrad, aufgrund der zunehmenden Speicherkapazität. Einerseits ist diese für Batterien fast 200 Mal teurer als für Wasserstoffspeicher und andererseits muss die Batteriekapazität größer ausgelegt werden aufgrund des Depth of Discharge. Somit entstehen jährliche Fixkosten zwischen 0,25 und 9,7 Mio. € für das nicht-gekoppelte System und zwischen 0,3 und 2,2 Mio. € für das gekoppelte System. Der Kostenanteil zeigt zudem die starke Abhängigkeit

des nicht-gekoppelten System von der Kapazität. Dieser steigt von 89 % auf fast 99 %. Im gekoppelten System hingegen sind die Kosten hauptsächlich vom Elektrolyseur abhängig. Die variablen Kosten zeigen, dass das gekoppelte System im Betrieb teurer ist. Dies ist auf den Stand-By Bedarf des Elektrolyseurs zurückzuführen. Jedoch ist die Differenz wesentlich kleiner im Vergleich zu der Differenz der jährlichen Investitionskosten.



**Abbildung 48:** Jährliche Fixkosten und variable Kosten in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades für das 60 % EE-Szenario [46]

Der Erlös nimmt mit zunehmendem Stromnutzungsgrad in beiden Systemen zu (siehe Abbildung 49). Jedoch ist dieser im nicht-gekoppelten System zehn bis hundert Mal höher als im gekoppelten. Dies lässt sich auf fünf Gründe zurückführen. Erstens ist der Gesamtwirkungsgrad der Batterie für Laden und Entladen höher, wodurch mehr Strom wiederverkauft werden kann. Zweitens wird Wasserstoff primär ins Gasnetz eingespeist, sodass weniger zur Rückverstromung zur Verfügung steht. Drittens ist der Erlös durch das eingesparte Erdgas sehr gering und beträgt maximal 40 € pro Jahr aufgrund des niedrigen Marktpreises. Viertens kann nur eine geringe Menge an Erdgas durch Wasserstoff ersetzt werden, sodass die vermiedenen Netzentgelte nur einen kleinen Anteil bilden. Fünftens reduziert der Stand-By Bedarf des Elektrolyseurs den zur Verfügung stehenden Strom zur Wasserstoffproduktion. Gleichzeitig erhöht dieser die Netzresiduallast zu den negativen Zeiten, da mehr Strom importiert werden muss, um den Stand-By Bedarf zu decken. Dies führt dazu, dass im Falle eines Stromnutzungsgrads von 80 % und 100 % die vermiedenen Netzentgelte im Stromnetz nur ein Zehntel dessen betragen, was im nicht-gekoppelten System erreicht wird.

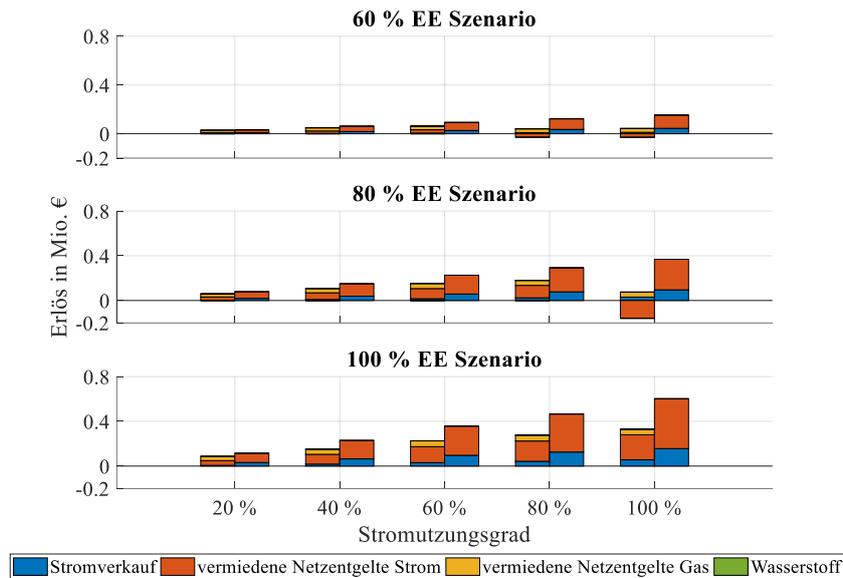


Abbildung 49: Jährlicher Erlös in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades [46]

Der Gewinn in beiden Systemen ist durchgehend negativ aufgrund der hohen Investitionskosten (siehe Abbildung 50). Jedoch ist der negative Gewinn im nicht-gekoppelten System für 20 % bis 60 % Stromnutzungsgrad kleiner, während dieser für 80 % bis 100 % Stromnutzungsgrad im gekoppelten System kleiner ist.

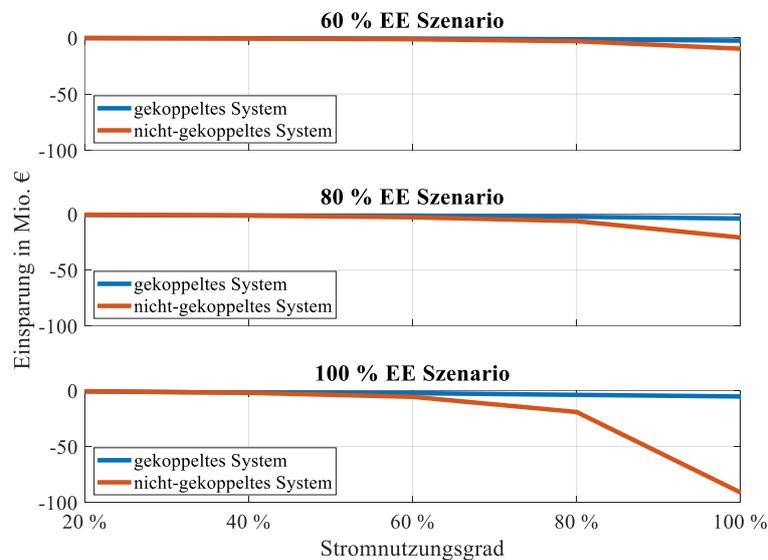
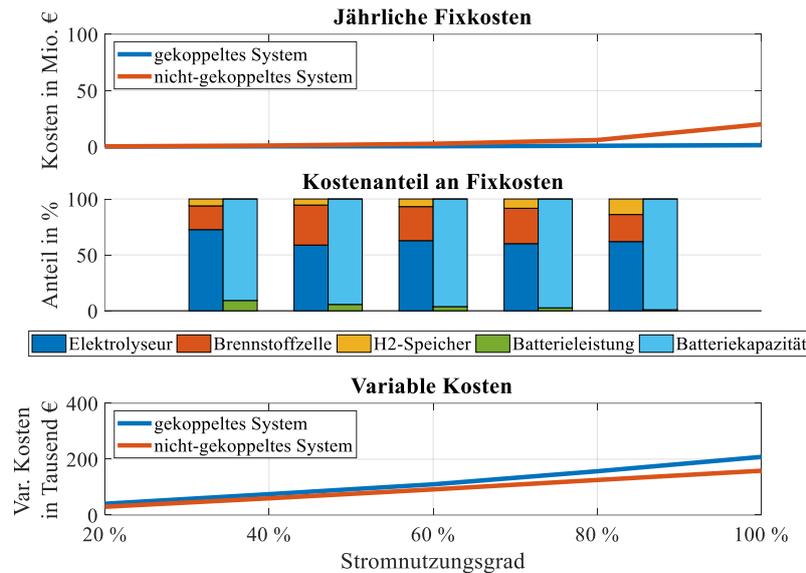


Abbildung 50: Jährlicher Gewinn in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades [46]

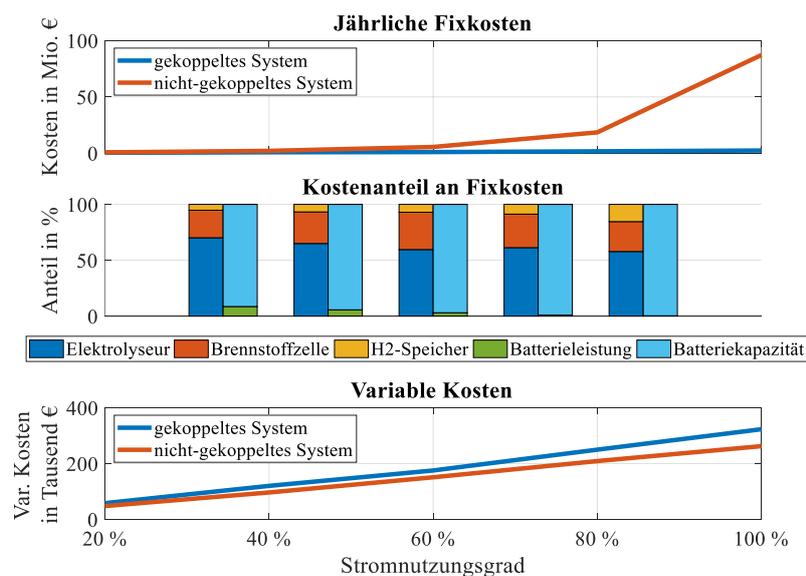
Im 80 % EE-Szenario zeigen sich ähnliche Trends wie im 60 % EE-Szenario (siehe Abbildung 51). Die jährlichen Fixkosten sind jedoch doppelt so hoch aufgrund der höheren Residuallast. Des Weiteren sind die jährlichen Fixkosten des gekoppelten Systems weiterhin über alle Stromnutzungsgrade kleiner. Auch der Erlös zeigt ähnliche Trends wie im 60 % EE-Szenario (siehe Abbildung 49).



**Abbildung 51:** Jährliche Fixkosten und variable Kosten in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades für das 80 % EE-Szenario [46]

Jedoch erreicht nun der jährliche Erlös des Wasserstoffs einen Wert von 60 €. Jedoch werden die Netzentgelte bei 100 % Autarkie negativ aufgrund eines erhöhten Bedarfs des Elektrolyseurs im Stand-By. Im Gegensatz zum 60 % EE-Szenario wird der Gewinn bei 20 % Autarkie im nicht-gekoppelten System positiv (siehe Abbildung 50).

Die Ergebnisse des 100 % EE-Szenarios zeigen auch ähnliche Trends wie die anderen beiden Szenarien. Jedoch sind die jährlichen Fixkosten fast zehnmal so hoch wie im 80 % EE-Szenario (siehe Abbildung 52). Auch die Kostenanteile und die variablen Kosten zeigen ähnliche Verläufe wie im 80 % EE-Szenario, da die gleichen Gründe gelten. Beim Erlös zeigt sich, dass das nicht-gekoppelte System zehnmal höher liegt als im gekoppelten System. Wie in den anderen Szenarien liegt dies an dem höheren Stromverkauf und den stärker vermiedenen Netzentgelten.



**Abbildung 52:** Jährliche Fixkosten und variable Kosten in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrades für das 100 % EE-Szenario [46]

Im gekoppelten System steigt der Erlös des eingespeisten Wasserstoffs auf 70 € im Jahr. Auch im 100 % EE-Szenario ist nur das nicht-gekoppelte System bei 20 % Autarkie profitabel, während alle anderen Fälle einen negativen Gewinn besitzen. Jedoch zeigt sich auch, dass mit zunehmendem Stromnutzungsgrad der Gewinn im nicht-gekoppelten System wesentlich stärker abfällt. Bei 100 % Autarkie ist der negative Gewinn vierzehnmal größer als im gekoppelten System, wodurch das gekoppelte System ab 40 % Autarkie besser geeignet ist.

### 5.4.3 Diskussion der Ergebnisse

Insgesamt zeigt das gekoppelte System seine Vorteile bei hohen Stromnutzungsgraden aufgrund der günstigeren Speicherkapazität. Das nicht-gekoppelte System hingegen besitzt Vorteile bei niedrigen Stromnutzungsgraden, da in diesen Fällen die Speicherleistung einen größeren Einfluss auf die Kosten besitzt. Trotzdem zeigt der Vergleich auch, dass beide Ansätze unter den getroffenen Annahmen und Vereinfachungen nicht profitabel sind. Hier lassen sich fünf Aspekte aufführen, die sich auf die Profitabilität der Ansätze positiv auswirken können: Erstens spiegeln die betrachteten EE-Szenarien die Jahre 2040 und 2050 entsprechend der Ausbauziele der Bundesregierung wider. Es ist davon auszugehen, dass bis dahin die Investitionskosten der Anlagen aufgrund größerer Produktionskapazitäten weiter sinken werden. Zweitens können zeitabhängige Energiepreise entsprechend des Day-Ahead-Marktes weitere Anreize bilden den Betrieb der Anlagen zu steuern und somit die Gewinnspanne vergrößern. Drittens würde ein Marktpreis über der Vergütung der EE aus dem EEG dazu führen, dass der Strom der eingespeichert/umgewandelt wird günstiger ist als wenn er wieder ins Stromnetz eingespeist wird. Viertens können die implementierten Komponenten Regelleistung bereitstellen und somit zusätzliche Einnahmen generieren. Fünftens wird die Wirtschaftlichkeit von politischen Rahmenbedingungen beeinflusst. Eine CO<sub>2</sub>-Steuer oder ein effektiverer Emissionshandel führt zu höheren Kosten von fossilen Kraftwerken, sodass dies wiederum in einem höheren Marktpreis führt.

Die Untersuchung zeigt zudem, dass das Gasnetz nur einen sehr geringen Anteil des produzierten Wasserstoffs aufnehmen kann. Zudem ist der wirtschaftliche Vorteil einer Wasserstoffeinspeisung zur Wärmeerzeugung nicht gegeben, aufgrund der hohen Produktionskosten. Eine wirtschaftlichere Nutzung des Wasserstoffs können hier andere Verbraucher, wie die chemische Industrie oder der Mobilitätssektor sein. Nichtsdestotrotz zeigt die Untersuchung, dass beide Ansätze (nicht-gekoppeltes und gekoppeltes System) die Netzresiduallast reduzieren und so zu einem dezentralen Netz beitragen können.

## 5.5 Szenario 3: Stadtteilnetz Fallbeispiel II [56]

Der im Folgenden beschriebene Anwendungsfall ist ähnlich zu dem aus Kapitel 5.4. Auch hier soll der Stromnutzungsgrad des Stadtteils erhöht werden. Im Gegensatz zu dem Fall aus Kapitel 5.4, soll dies jedoch über eine Kopplung des Strom- mit dem Wärmenetz erfolgen. Um dies zu ermöglichen wird ein Warmwasserspeicher und ein Elektrodenheizkessel in das Netz integriert. Der Warmwasserspeicher hat zwei Funktionen. Zum einen ermöglicht er das BHKW von einer wärmegeführten Fahrweise auf eine stromgeführte Fahrweise zu bringen, da durch den Speicher die Wärmeerzeugung vom Wärmebedarf entkoppelt werden kann. Zum anderen dient der Speicher dazu, um die in Stromüberschusszeiten erzeugte Wärme des Elektrodenheizkessels

zwischen zu speichern, wenn diese nicht direkt in das Wärmenetz eingespeist werden kann. Dies ist dann der Fall, wenn bspw. ein Stromüberschuss zur Tagesmitte auftritt, wenn der Wärmebedarf des Stadtteils gering ist. Beide Komponenten werden am den Einspeiseknoten des BHKW platziert.

### 5.5.1 Methodik

Auch in diesem Anwendungsfall ist eine richtige Auslegung der Komponenten wichtig. Hierbei wird die Größe der Komponenten so ausgelegt, dass die Investitions- und Betriebskosten minimiert werden. Des Weiteren wird der Betrieb der Komponenten anhand der Netzentgelte im Stromnetz optimiert, sodass diese möglichst gering ausfallen. Diese besitzen zwei Kostenanteile. Einerseits einen leistungsabhängigen Preis, der die maximale Leistung bepreist, die in das überlagerte Netz gespeist oder aus dem überlagerten Netz entnommen wird, und andererseits einen Arbeitspreis, der die Energiemenge bepreist, die zwischen den Spannungsebenen verschoben wird.

**Tabelle 16:** Technische und ökonomische Parameter der verwendeten Komponenten [57]

Komponenten	Wirkungsgrad (%)	Investitionskosten	Jährliche Betriebs- und Wartungskosten	Lebensdauer (Jahre)
<b>Gasmotor</b>		-	-	-
<b>Elektrodenkessel</b>	100 %	208,42 €/kW	3 % der Investition	20
<b>Warmwasserspeicher</b>	Abhängig vom Ladezustand	6879,70 €/MWh	1 % der Investition	20

Der Ansatz wird wie in Kapitel 5.4 anhand der Wirtschaftlichkeit bewertet. Diese wird mit denselben Annahmen getätigt.

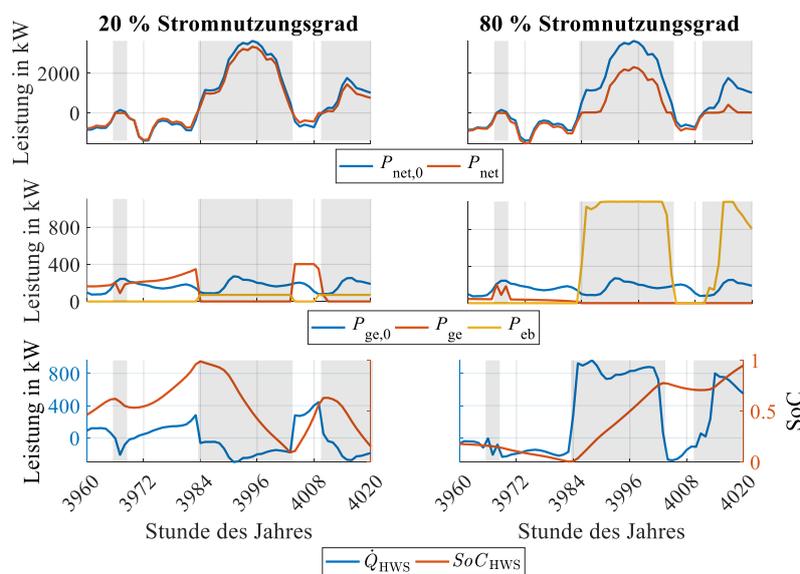
### 5.5.2 Ergebnisse

In Abbildung 53 ist das Betriebsverhalten der Komponenten nach der Optimierung für 20 % und 80 % Stromnutzungsgrad im 60 % EE-Szenario für einen Zeitausschnitt dargestellt und dem Referenzfall des Systems (ohne Komponenten) gegenübergestellt.

Um einen Stromnutzungsgrad von 20 % zu erreichen wäre es ausreichend nur den Gasmotor von Wärme- auf stromgeführt umzustellen. Ist die Erzeugung im Stadtteil größer als der Bedarf (grau-schattierte Flächen) reduziert der Gasmotor seine Leistung. Dies führt gleichzeitig zu einer geringeren Wärmebereitstellung. Die fehlende Wärme wird in dieser Zeit durch den Speicher bereitgestellt. Damit dies möglich ist, wird der Speicher in Zeiten mit negativer Residuallast geladen. Dafür läuft der Gasmotor während Zeiten mit negativer Residuallast mit höherer Leistung als im Referenzfall. Dadurch muss weniger Strom aus der überlagerten Spannungsebene bezogen werden, sodass sich auch die negative Residuallast reduziert. Insgesamt ist es jedoch nicht kostenoptimal nur den Gasmotor stromgeführt zu betreiben. Deshalb wird zusätzlich der Elektrodenkessel implementiert, um die Speicherkapazität zu verringern. Dieser wird genutzt, um in Überschusszeiten Wärme zu erzeugen, die in das Wärmenetz eingespeist wird.

Der Einfluss der Netzentgelte und deren unterschiedlichen Anteile (Leistungs- und Arbeitspreis) auf den Betrieb der Komponenten zeigt sich daran, dass die maximale Leistung, die zwischen den Netzebenen verschoben wird, nicht vollständig minimiert wird. Dies hat zwei Gründe. Einerseits wird ab einem gewissen Punkt die Kostensteigerung durch die Investitionskosten des Elektrodenkessels nicht mehr durch die geringen netzentgelte abgefangen. Andererseits wird die Leistung soweit reduziert, bis die maximale Leistung bei negativer residuallast auftritt. Da die Optimierung nicht aktiv auf die negative residuallast wirkt, wirkt sich eine weitere Reduzierung der maximalen Leistung bei positiver Residuallast nicht positiv auf die Netzentgelte aus. Dies führt dann zu höheren Investitionskosten, die aber keinen höheren Erlös bringen.

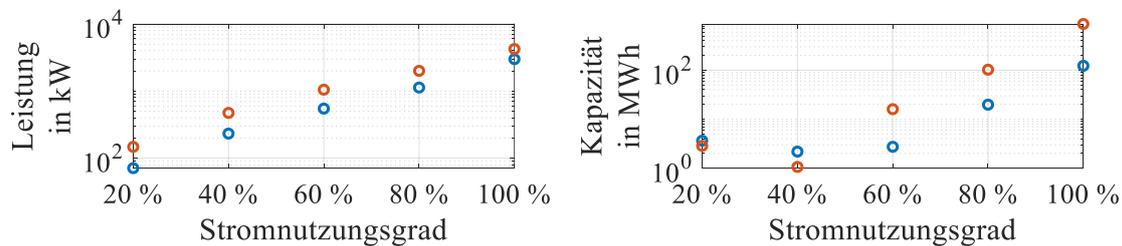
Um einen Stromnutzungsgrad von 80 % zu erreichen nimmt die Leistung des Elektrodenkessels stark zu. Des Weiteren zeigt sich, dass der Gasmotor auch während negativer Residuallast ausgeschaltet bleibt, da die benötigte Wärme über den Speicher gedeckt werden kann. Dies führt dazu, dass mehr Strom importiert werden muss, sodass die negative Residuallast größer wird als im Referenzfall.



**Abbildung 53:** Betriebsverhalten des Gasmotors, Elektrodenkessels und Warmwasserspeichers im 60 % EE-Szenario bei 20 % (links) und 80 % Stromnutzungsgrad zwischen den Stunden 3960 und 4020. (Oben: Residuallast; Mitte: Betriebsverhalten des Gasmotors und Elektrodenkessels; Unten: Warmwasserspeicher) [56]

Insgesamt zeigt sich, dass die Betriebsweise des Elektrodenkessels zwischen den einzelnen Fällen kaum variiert, die Nennleistung jedoch stark zunimmt je größer der Stromnutzungsgrad und je mehr EE installiert sind (siehe Abbildung 54, links). Grund hierfür sind die Leistungsspitzen der residuallast, die mit größer werdendem Stromnutzungsgrad abgefangen werden müssen. Beim Warmwasserspeicher unterscheidet sich der Betrieb in Abhängigkeit des Stromnutzungsgrads. Bei einem Stromnutzungsgrad von 20 % bis 80 % wird dieser als Kurzzeitspeicher (z.B. Tages- oder Wochenspeicher) genutzt, während er im 100 %-Fall als Saisonspeicher betrieben wird. Dies spiegelt sich auch in der Größe des Speichers wider, der im letzten Fall wesentlich größer ist (siehe Abbildung 54, rechts). Zudem wird der Speicher wie auch der Elektroden-

kessel mit zunehmendem Stromnutzungsgrad größer. Ausnahme bildet hier der kleinste Stromnutzungsgrad. Dies liegt daran, dass ein größerer Speicher einen besseren Effekt auf die Reduzierung der Netzentgelte besitzt, sodass die Mehrkosten durch eine stärkere Reduzierung kompensiert werden können.

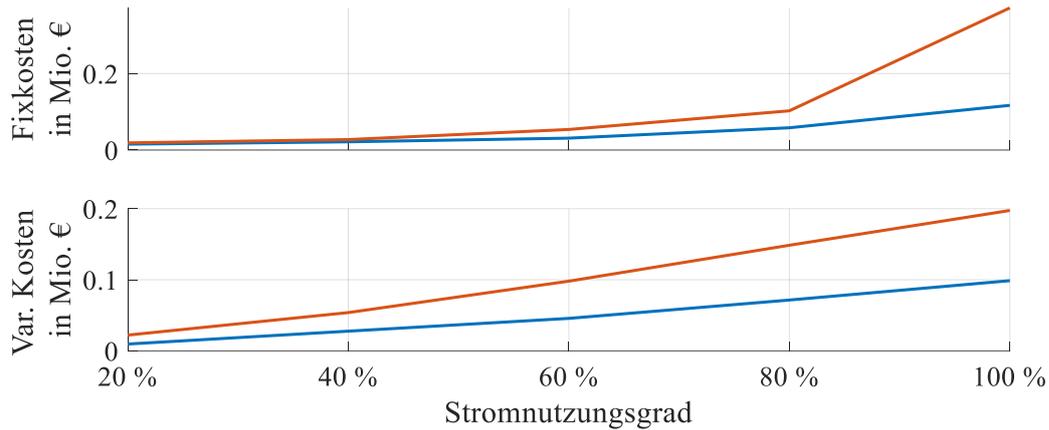


**Abbildung 54:** Größe des Elektrodenkessels (links) und des Warmwasserspeichers (rechts) für das 60 %-EE-Szenario (blau) und das 80 %-EE-Szenario (rot) [56]

Eine weitere Ausnahme bilden die 20 % und 40 %- Fälle, in denen die Speichergröße im 80 % EE-Szenario kleiner sind. Dies liegt an einer häufigeren Ladung und Entladung des Speichers, sodass die vorhandene Kapazität besser ausgenutzt wird. Wird die Speicherkapazität auf den jährlichen Wärmebedarf des Netzes bezogen, zeigt sich, dass die bestimmte Kapazität mit 0,02 % bis 0,4 % um den optimalen Wert bestimmt von [58] von 0,03 % liegt. Wobei dies nur dann gilt, wenn der Speicher als Kurzzeitspeicher genutzt wird. Wird er jedoch als Saisonspeicher genutzt, steigt das Verhältnis auf 2 % (60 % EE-Szenario) und fast 17 % (80 % EE-Szenario).

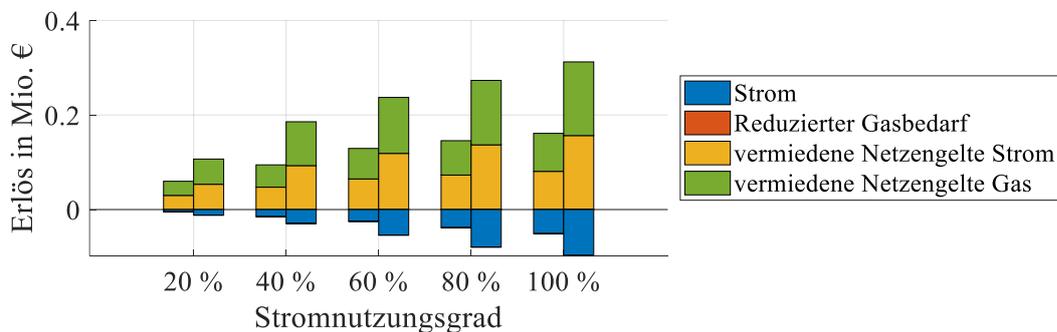
Die Verluste des Speichersystems sind abhängig vom Betrieb und der Betriebszeit. Je häufiger der Speicher geladen und entladen wird, desto geringer sind die Wärmeverluste. Werden die Wärmeverluste auf die jährlich eingespeicherte Wärmemenge bezogen, zeigt sich, dass die Wärmeverluste bei 20 % bis 60 % Selbstnutzungsgrad etwa 3 % der jährlich gespeicherten Wärmemenge betragen. Bei 100 % hingegen steigen die Verluste auf 9 % (60 % EE-Szenario) und 16 % (80 % EE-Szenario). Dies liegt an der saisonalen Speicherung und der damit niedrigen Frequenz zwischen Ladung und Entladung. Insgesamt zeigt dies, dass die Wärmeverluste betrachtet werden müssen, wenn ein saisonaler Speicher betrachtet wird.

Werden die jährlichen Fixkosten des Systems betrachtet, die sowohl die Investitions- als auch die Betriebs- und Wartungskosten beinhalten, zeigt sich, dass diese mit dem Stromnutzungsgrad und dem EE-Szenario zunehmen (siehe Abbildung 55, oben). Der starke Anstieg kann auf die Speichergröße, die für den Saisonspeicher benötigt wird, und den größer werdenden Elektrodenkessel zurückgeführt werden. Die variablen Kosten beinhalten die Stromkosten für den Elektrodenkessel (siehe Abbildung 55, unten). Auch diese Kosten nehmen mit dem Stromnutzungsgrad und EE-Szenario zu. Die Zunahme ist jedoch annähernd linear, da diese nur nach der Energiemenge bemessen werden, die umgewandelt werden soll. Die Energiemenge ist abhängig vom Stromnutzungsgrad, der hier linear angehoben wird (von 20 % bis 100 %).



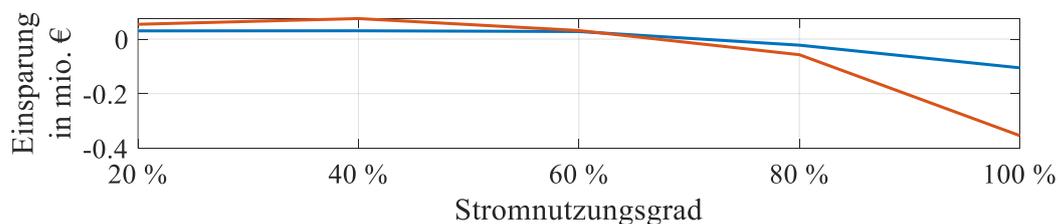
**Abbildung 55:** Jährliche Fixkosten (oben) und variable Kosten (unten) für das 60 %-EE-Szenario (blau) und das 80 % EE-Szenario (rot) [56]

Die Einnahmen des Systems entstehen hauptsächlich durch die Vermeidung von Netzentgelten (siehe Abbildung 56). Auch diese steigen mit dem Stromnutzungsgrad und dem EE-Szenario, da weniger Strom mit der überlagerten Netzebene ausgetauscht wird. Die Netzentgelte im Gasnetz können vermieden werden, da der Gasmotor seltener läuft und somit weniger Gas beziehen muss. Dies führt aber gleichzeitig dazu, dass Gasmotor weniger Strom produziert und somit im Vergleich zum Referenzfall weniger Einnahmen aus dem Stromverkauf des Gasmotors entstehen.



**Abbildung 56:** Einnahmen für das 60 %-EE-Szenario (linke Spalten) und das 80 % EE-Szenario (rechte Spalten) [56]

Wird der jährliche Erlös mit den jährlichen Kosten verglichen, zeigt sich, dass das System in beiden EE-Szenarien für niedrige Stromnutzungsgrade (20 % bis 60 %) wirtschaftlich ist (siehe Abbildung 57). Für die wirtschaftlichen Fälle liegt der Return on Investment zwischen 4 und 7 Jahren im 60 % EE-Szenario und 3 und 9 Jahren im 80 % EE-Szenario. Für die anderen Stromnutzungsgrade ist das System aufgrund der großen Speicherkapazität und Kesselleistung nicht wirtschaftlich.



**Abbildung 57:** Erlös für das 60 %-EE-Szenario (blau) und das 80 % EE-Szenario (rot) [56]

### 5.5.3 Diskussion

Die Betrachtung zeigt, dass die Einführung eines Warmwasserspeichers und eines Elektrokessels zur Erhöhung des Stromnutzungsgrades unter den getätigten Annahmen wirtschaftlich sein kann. Aufgrund dessen, dass die gleichen Annahmen wie in Kapitel 5.4 getroffen wurden, gelten hier die gleichen fünf Aspekte, die die Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Dies sind eine Veränderung der Investitionskosten, die Betrachtung von zeitabhängigen Energiemarktpreisen, ein Strommarktpreis größer als die Kosten für EE-Strom, die Möglichkeit Systemdienstleistungen anzubieten und politische Entscheidungen in der Regulierung. Des Weiteren wurden auch Effekte nicht betrachtet, die sich möglicherweise negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Systems auswirken. Dazu zählen Steuerung und Umlagen, die den Energie-/Strompreis für den Elektrokessel erhöhen, aber auch Anfahrkosten, die sich auf den Betrieb des Gasmotors auswirken, wenn dieser vermehrt hoch- und runtergefahren wird.

## 5.6 Szenario 4: Stadtteilnetz Fallbeispiel III

In der vorliegenden Untersuchung wird eine bereits vorhandene Netzinfrastruktur (das Stadtteilnetz siehe Kapitel 5.2.2), welche um einen Batteriespeicher und eine Power-to-Gas-Anlage (PtG-Anlage) mit integrierter Brennstoffzelle und externem Wasserstoffspeicher erweitert wird, betrachtet. Dabei sind Einschränkungen hinsichtlich möglicher Kopplungsorte und der Grenzen der bestehenden Netze zu berücksichtigen. Dementsprechend werden die Umwandlungsmethoden Power-to-Power (bidirektional), Power-to-Gas, und Gas-to-Power betrachtet. Es ist festzuhalten, dass das bestehende Gasnetz, unter Berücksichtigung der Einspeisegrenzen von Wasserstoff, als direkter Gasspeicher verwendet wird. Dies führt zu einer Reduzierung des zu speichernden Volumens und damit zu einer Minimierung der Dimensionierung und der daraus resultierenden Kosten für den externen Gasspeicher. Für Gas-to-Power wird das Gasnetz allerdings nicht verwendet. Diese Methode kann nur unter Verwendung des Wasserstoffspeichers erfolgen. Der Hauptfokus der Untersuchung liegt dabei auf einer wirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems durch den Einsatz der Sektorenkopplung.

### 5.6.1 Methodik

Um den Einfluss einer Sektorenkopplung an dem ausgewählten Standort beurteilen zu können, wurden zwei Szenarien miteinander verglichen. Diese setzten sich zusammen aus dem Ausgangsszenario und einem Szenario mit einem Zeithorizont von 2030. Der prozentuale Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung, die CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie die Reduzierung im zweiten Szenario sind der Tabelle 17 zu entnehmen.

Das Ausgangsszenario ist an die heutige Zusammensetzung der Energieträger angelehnt. Der Anteil der EE beträgt 40 %. Die Lastverteilung basierend auf Standardlastprofilen wurde geospezifisch zugeordnet. Des Weiteren wurde eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 30 €/tCO<sub>2</sub> hinzugefügt [25]. Zusätzlich wird eine finanzielle Begünstigung in Höhe von 8 ct/kWh, welche an die Förderungen der EE angelehnt ist, berücksichtigt [28] [29].

**Tabelle 17:** Überblick über die entwickelten Szenarien [59]

<b>Bezeichnung</b>	<b>Beschreibung</b>
Ausgangsszenario	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil der EE von 40 %</li> <li>• CO<sub>2</sub>-Bepreisung 30 €/tCO<sub>2</sub></li> <li>• Vergütung für Netzentlastung 0,08 €/kWh</li> </ul>
Szenario mit Zeithorizont 2030	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil der EE von 80 %</li> <li>• CO<sub>2</sub>-Bepreisung 30 €/tCO<sub>2</sub></li> <li>• Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs um 15.7 % gegenüber dem Ausgangsszenario</li> <li>• Vergütung für Netzentlastung 0,08 €/kWh</li> </ul>

Im zweiten Fallbeispiel wird ein Zukunftsszenario mit dem Zeithorizont 2030 betrachtet. Die Zusammensetzung und Kostenstruktur der einzelnen Szenarien können Tabelle 18 entnommen werden.

Die Untersuchungen basieren auf einem vorgelagerten Programm und dem Hauptprogramm. Im vorgelagerten Programm wird mittels eines Anreizsystems analysiert, ob und welche Kopplungstechnologie und Umwandlungsmethode zum Einsatz kommen soll. Diese Information wird an das Hauptprogramm weitergegeben. Das Hauptprogramm bestimmt anhand dieser Angaben die resultierenden Kosten und berechnet den resultierenden Lastfluss. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die einzelnen Technologien sich gegenseitig unterstützen. Das heißt, ist die Entlastung des Stromsektors durch eine gewählte Technologie nicht weiter möglich, da die Kapazitäten erschöpft sind, wird zuerst die zweit beste und anschließend die dritt beste Strategie verwendet. Ziel dieser Optimierung ist sowohl eine Reduzierung der Residuallast am Übergabepunkt als auch eine Gewinnmaximierung. Die etablierten Fälle sowie die dazugehörigen Kostenstrukturen, welche im vorgelagerten Programm hinterlegt sind, können der folgenden Tabelle entnommen werden.

**Tabelle 18:** Etablierte Fälle des vorgelagerten Programms

<b>Fall</b>	<b>Ausgleich der Residuallast</b>	<b>Kosten</b>
1	100 %-iger Bezug oder Einspeisung der Residuallast in das überlagerte Netz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzentgelt</li> <li>• Leistungspreis</li> <li>• Arbeitspreis</li> <li>• CO<sub>2</sub>-Bepreisung 30 €/tCO<sub>2</sub></li> </ul>
2	Power-to-Power (bidirektional)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzentgelt</li> <li>• Leistungspreis</li> <li>• Arbeitspreis</li> <li>• CO<sub>2</sub>-Bepreisung 30 €/tCO<sub>2</sub></li> <li>• Anschaffungskosten</li> <li>• Umwandlungskosten</li> </ul>
3	Power-to-Gas und Gas-to-Power	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzentgelt</li> <li>• Leistungspreis</li> <li>• Arbeitspreis</li> <li>• CO<sub>2</sub>-Bepreisung 30 €/tCO<sub>2</sub></li> <li>• Anschaffungskosten</li> <li>• Umwandlungskosten</li> </ul>

### 5.6.2 Ökonomische Betrachtungen

Dieser Betrachtung liegen zwei sich einander beeinflussende Optimierungsansätze zugrunde. Der priorisierte Ansatz des Hauptprogramms ist eine technische Optimierung. Ziel dieser Optimierung ist die Residuallast am Übergabepunkt auf 0kW zu minimieren. Dem nachgelagert ist die Wirtschaftlichkeitsanalyse, welche als Ziel eine Gewinnmaximierung beinhaltet. In dem vorgelagerten Programm ist allerdings eine Kostenanalyse implementiert, welche die Auswahl der zu berücksichtigenden Vorgehensweise entscheidet. Dadurch wird die eigentlich priorisierte technische Optimierung ebenfalls von den wirtschaftlichen Aspekten beeinflusst. Somit wurden zwei Optimierungsansätze vereint. Dabei werden zu Beginn alle Kosten (Tabelle 19 und Tabelle 20) eingelesen und entsprechenden der Dimensionierung der Bestandteile berechnet.

**Tabelle 19:** Investitionskosten [49, 60–62]

	<b>Leistung (€/kW)</b>	<b>Kapazität (€/kWh)</b>
<b>Batterie</b>	175 [48]	550 [48]
<b>Elektrolyseur</b>	2000 [49]	-
<b>Brennstoffzelle</b>	2000	-
<b>Wasserstoffspeicher</b>	-	150 €/m <sup>3</sup> @ STP [50]

Der Gewinn setzt sich aus den vermiedenen Kosten (Netzentgelt, Leistungspreis, Arbeitsplatzpreis und CO<sub>2</sub>-Bepreisung) sowie der Vergütung für die Netzentlastung zusammen und ist somit direkt von der Reduzierung der Residuallast am Übergabepunkt abhängig.

**Tabelle 20:** sonstige Kosten [63–65]

<b>Kategorie</b>	<b>Kosten in €/kWh</b>
<b>Netzentgelt</b>	0,04
<b>Stromsteuer</b>	0,02
<b>Umwandlungskosten Batterie</b>	0,2
<b>Umwandlungskosten PtG-Anlage (mit Rückverstromung)</b>	0,18
<b>Vergütung für Netzentlastung</b>	0,08

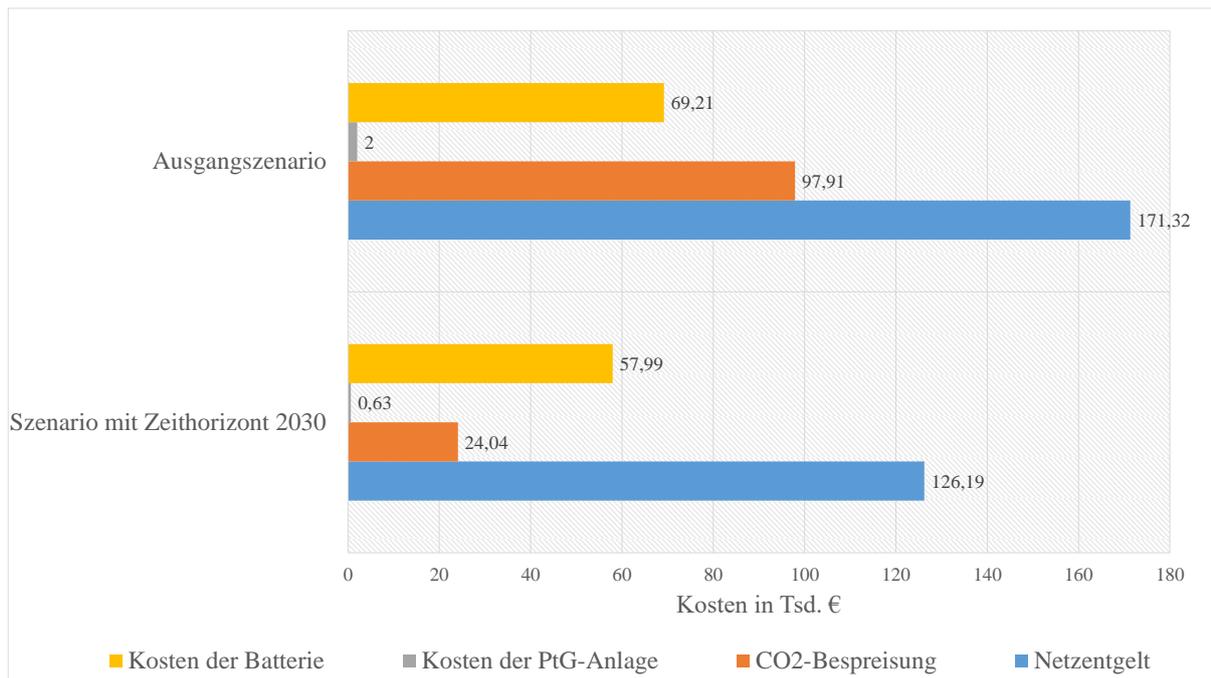
In dem Ausgangsszenario ist wegen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung eine schnelle Amortisationszeit von 13 Jahren möglich.

Im zweiten Szenario wird von einem prozentualen Anteil der EE von 80 % und einer Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs um 15,7 % gegenüber dem Ausgangsszenario ausgegangen. Dies bedeutet, dass die konventionellen Energieträger auf 20 % reduziert werden, und somit die CO<sub>2</sub>-Bepreisung hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Umwandlungstechnologien an Einfluss verliert. Darum verkleinert sich die Gewinnspanne und somit steigt die Amortisationszeit auf 15 Jahre.

Aus diesem Grund wurde die Untersuchung wie folgt durchgeführt- Es werden sowohl die PtG-Anlage als auch der Batteriespeicher im Jahr 2020 errichtet. Der Gasspeicher wird im selben

Jahr erschlossen. Durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung und die Vergütung für die Netzentlastung amortisiert sich die gewählte Konstellation innerhalb von 13 Jahren. Nach der Amortisationszeit setzen sich die Kosten ausschließlich aus den laufenden Kosten zusammen. Dadurch kann ab dem Jahre 2033 ein jährlicher Gewinn von 104 Tsd. € pro Jahr erwirtschaftet werden. Unter der Berücksichtigung der Lebensdauer der einzelnen Komponenten kann diese Anlage noch mindestens 7 Jahre betrieben werden. Somit können Rücklagen gebildet werden, mit denen zukünftige Erneuerungen oder Erweiterungen der Anlage finanziert werden können.

Eine ökonomische Übersicht der zwei Untersuchungen ist der Abbildung 58 zu entnehmen. Die Kostenfaktoren beinhalten die Kosten für den Batteriespeicher, die PtG-Anlage, die CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie die Netzentgelte.



**Abbildung 58:** Kostenzusammensetzung in Mio. €

Der Batteriespeicher wird im Ausgangsszenario gegenüber dem Gasspeicher präferiert. Damit wird dieser öfter beansprucht als die PtG-Anlage. Dementsprechend ist die Minimierung der Kosten für die Batterie im Vergleich zur Kostenminimierung der PtG-Anlage geringer. Des Weiteren ist beim Vergleich der Kostenstruktur auffällig, dass sämtliche Kosten deutlich reduziert werden können. Der Rückgang der Kosten für die Netzentgelte kann einerseits auf die angestiegene Auslastung des Gasspeichers, andererseits auf die Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs zurückgeführt werden. Die Kombination aus einer Reduzierung des elektrischen Energiebezuges um 15,7 % und des prozentualen Wachstums der EE an der Erzeugung auf 80 %, ermöglichen eine Erhöhung der Zwischenspeicherung. Die Minimierung der Kosten für die CO<sub>2</sub>-Bepreisung ist mit der prozentualen Zusammensetzung der Erzeugung zu erklären. Im Fallbeispiel 2030 sind nur noch 20 % konventionelle Energieträger an der Erzeugung beteiligt. Dadurch sinkt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß und die damit verbundenen Abgaben verringern sich.

## 5.7 Szenario 5: Stadtteilnetz Fallbeispiel IV

In dieser Untersuchung wird eine bereits vorhandene Netzinfrastruktur (das Stadtteilnetz siehe Kapitel 5.2.2), welche um einen Batteriespeicher, eine Power-to-Gas-Anlage (PtG-Anlage) mit integrierter Brennstoffzelle und externem Wasserstoffspeicher sowie diverse Wärmepumpen in Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern erweitert wird, betrachtet. Dabei sind Einschränkungen hinsichtlich möglicher Kopplungsorte und Grenzen der bestehenden Netze zu berücksichtigen. Der Hauptfokus der Untersuchung liegt dabei auf einer wirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems durch den Einsatz der Sektorenkopplung. Aus den technischen Grenzen der unterschiedlichen Netzinfrastrukturen lassen sich die zu berücksichtigenden Nebenbedingungen ableiten.

### 5.7.1 Methodik

Bei der Systemanalyse werden sowohl die elektrische als auch die thermische Last berücksichtigt. In diesem Netz ist ein BHKW installiert und versorgt 25 % der Haushalte durch ein Fern- oder Nahwärmenetz. Diese Lastflüsse bleiben in den Szenarien unangetastet. Die restlichen 75 % müssen durch das Gasnetz gedeckt werden. In das bestehende Stadtnetz wird ein zentraler Batterie- und Gasspeicher sowie mehrere dezentrale Wärmepumpen mit Warmwasserspeichern integriert. Somit werden die Umwandlungsmethoden Power-to-Power (PtP) (bidirektional), Power-to-Gas (PtG), Gas-to-Power (GtP) und Power-to-Heat (PtH) betrachtet. Das bestehende Gasnetz wird erneut als direkter Speicher jedoch nicht als Medium für die Rückverstromung verwendet. Um den Einfluss einer Sektorenkopplung an dem ausgewählten Standort beurteilen zu können, wurden zwei Szenarien (**Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.**) miteinander verglichen.

**Tabelle 21:** Szenarienübersicht

Szenario	Kosten
Ausgangsszenario	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil der EE im Stromsektor von 30 %</li> <li>• Anteil der EE im Wärmesektor von 10 %</li> <li>• CO<sub>2</sub>-Bepreisung 30 €/tCO<sub>2</sub></li> <li>• Vergütung für Netzentlastung 0,08 €/kWh</li> <li>• Förderung Erhöhung der EE im Wärmesektor 0,16 €/kWh</li> </ul>
Szenario mit Zeithorizont 2030	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil an der EE im Stromsektor von 80 %</li> <li>• Anteil der EE im Wärmesektor von 30 %</li> <li>• CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 30 €/tCO<sub>2</sub></li> <li>• Vergütung für Netzentlastung 0,08 €/kWh</li> <li>• Förderung Erhöhung der EE im Wärmesektor 0,16 €/kWh</li> </ul>

Das Ausgangsszenario ist an die heutige Zusammensetzung der Energieträger angelehnt. Der Anteil der EE beträgt 30 %. Des Weiteren wurde eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 30 €/tCO<sub>2</sub> hinzugefügt [25]. Zusätzlich wird eine Förderung in Höhe von 8 ct/kWh (PtG und PtP) bis 16 ct/kWh (PtH), welche an die Förderungen der EE angelehnt ist, berücksichtigt [28]. Die Anschaffungs- und Installationskosten der Wärmepumpen und Warmwasserspeicher werden vom Hauseigentümer getragen. Somit fallen für den Netzbetreiber keine zusätzlichen Kosten an. Als Ausgleich werden an dem Hauseigentümer 10 ct/kWh der PtH-Vergütung weitergeben.

Im zweiten Fallbeispiel wird ein Zukunftsszenario mit dem Zeithorizont 2030 betrachtet. Durch die EU politischen Ziele und die eigens gesetzten Ziele der Bundesregierung Deutschlands wird für diesen Fall mit einem prozentualen Anteil von 80 % der EE am Stromsektor und einem Anstieg des prozentualen Anteils der EE am Wärmesektor auf 30 % ausgegangen. Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bleibt konstant bei 30 €/tCO<sub>2</sub>. Eine Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs um 15 % sowie eine Steigerung der Energieeffizienz um 10 % im Wärmesektor gegenüber dem Ausgangsszenario vervollständigt das zweite Szenario. Bei der Ergebnisauswertung werden unter anderem die entstehenden Kosten sowie die Erlöse und Gewinne innerhalb und außerhalb der Amortisationszeit berücksichtigt.

### 5.7.2 Ökonomische Ergebnisse

Dieser Untersuchung liegen die gleichen Optimierungsansätze wie in Kapitel 5.6.2 zugrunde. Somit wird an dieser Stelle auf eine erneute Beschreibung verzichtet. Die Kosten sind in Fix- und laufende Kosten zu unterteilen (Tabelle 22 und Tabelle 23). Unter die laufenden Kosten fallen u. a. Umwandlungskosten.

**Tabelle 22:** Investitionskosten [63–65]

	<b>Leistung (€/kW)</b>	<b>Kapazität (€/kWh)</b>
<b>Batterie</b>	175 [48]	550 [48]
<b>Elektrolyseur</b>	2000 [49]	-
<b>Brennstoffzelle</b>	2000	-
<b>Wasserstoffspeicher</b>	-	150 €/m <sup>3</sup> @ STP [50]

Die Fixkosten setzen sich aus den Investitions-, Anschluss-, Installations- und Instandhaltungskosten zusammen. Dabei muss zwischen den einzelnen Umwandlungstechnologien unterschieden werden. Sämtliche Fixkosten der PtG-Anlage sowie des Lithium-Ionen-Speichers werden vom Netzbetreiber getragen. Die Fixkosten für die dezentralen Wärmepumpen sind von den jeweiligen Gebäudeinhabern zu bezahlen. Somit entfallen für den Netzbetreiber bei der Umwandlungsmethode PtH die Fixkosten vollständig. Allerdings wird die Vergütung (16 ct/kWh) zwischen dem Netzbetreiber (6 ct/kWh) und dem Eigentümer der Wärmepumpe und des Warmwasserspeichers aufgeteilt (10 ct/kWh).

**Tabelle 23:** Laufende Kosten [63–65]

<b>Kostenposition</b>	<b>Kosten in €/kWh</b>
<b>Netzentgelt</b>	0,04
<b>Umwandlungskosten der Batterie</b>	0,2
<b>Umwandlungskosten der PtG-Anlage (mit Rückverstromung)</b>	0,18
<b>CO<sub>2</sub>-Bepreisung</b>	0,04
<b>Vergütung für Netzentlastung</b>	0,08

Der Gewinn setzt sich primär aus den vermiedenen Kosten (Netzentgelt, Leistungspreis, Arbeitsplatzpreis und CO<sub>2</sub>-Bepreisung) zusammen und ist somit direkt von dem Rückgang der

CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie der Reduzierung der Residuallast am Übergabepunkt abhängig. In Abbildung 59 ist eine deutliche Minimierung der Netzentgelte zwischen den beiden Szenarien zu erkennen.

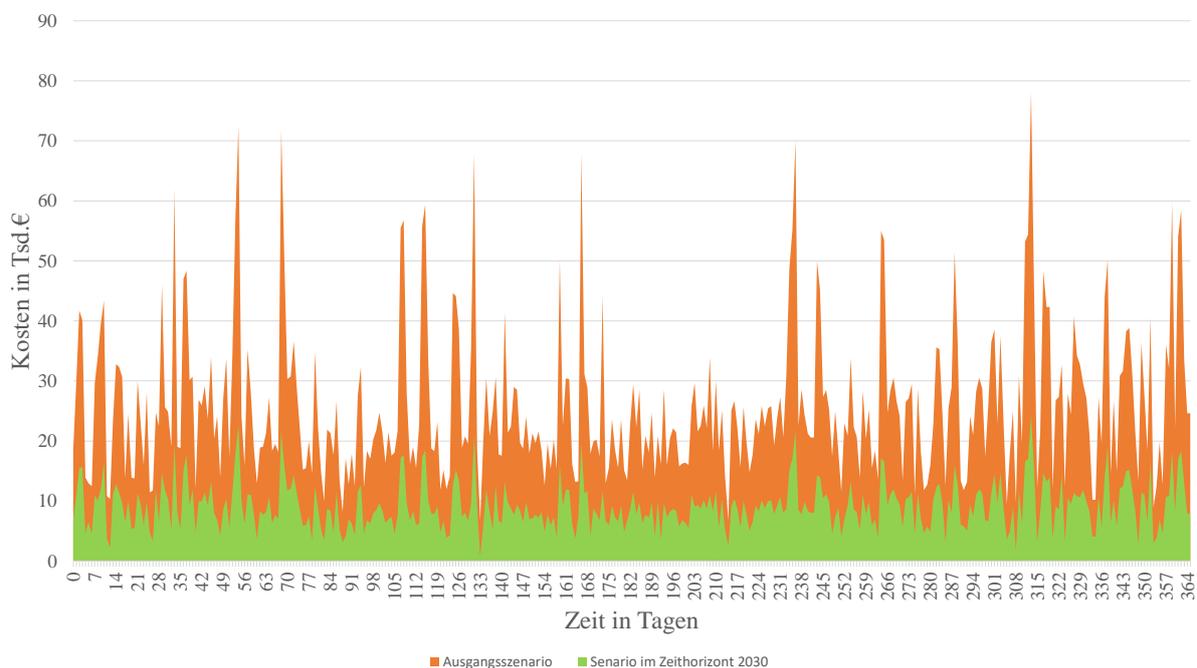


Abbildung 59: Netzentgelt in Tsd. €

### 5.7.3 CO<sub>2</sub>-Emissionen

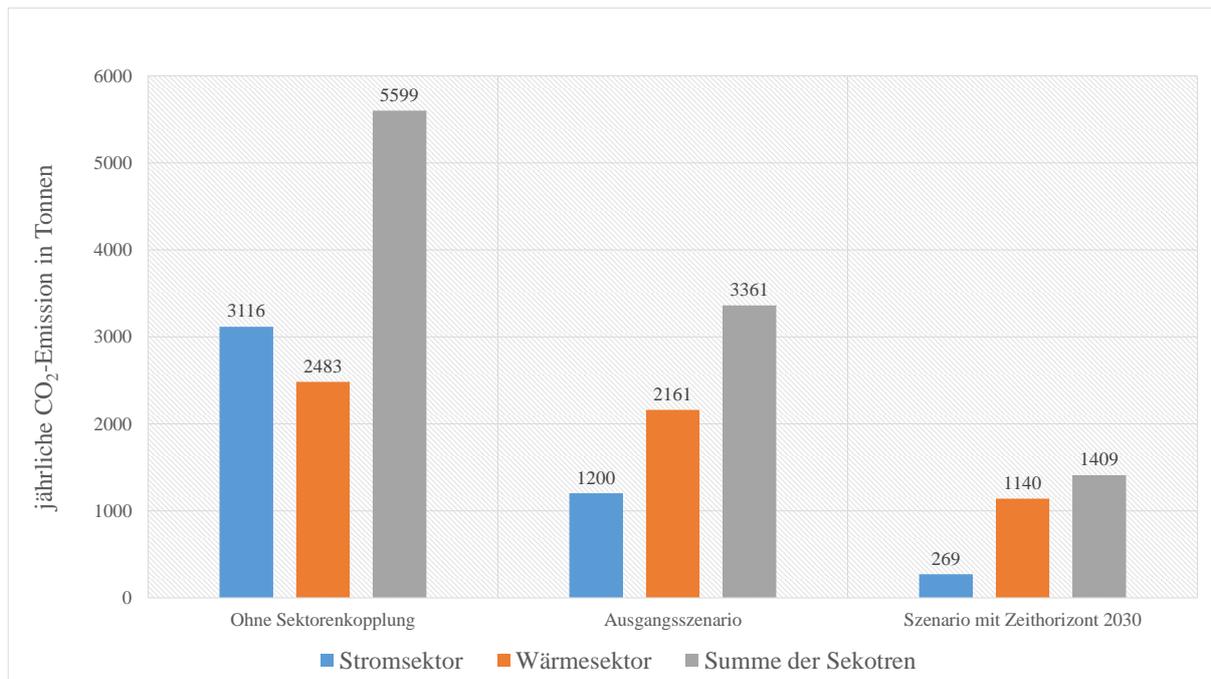
Die 2020-Ziele beinhalten u. a. eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % bis 2030 gegenüber dem Referenzjahr 1990. Um den Einfluss der Sektorenkopplung auf den Ausstoß von Treibhausgasen beurteilen zu können wurde der Emissionsausstoß für die einzelnen Szenarien berechnet und gegenübergestellt. Die Grundlage dieser Berechnung bilden die Emissionsfaktoren für Deutschland (Tabelle 24).

Tabelle 24: Grundlagen für die Ermittlung der Emissionsfaktoren [45]

	CO <sub>2</sub> -Emissionen in kg/kWh	
	Stromerzeugung	Wärmerzeugung
<b>Braunkohle</b>	1,059	1,041
<b>Steinkohle</b>	0,953	0,936
<b>Erdgas</b>	0,428	0,432
<b>Öl</b>	0,830	0,871
<b>Kernenergie</b>	0,068	0,055
<b>Photovoltaik</b>	0,068	0,056
<b>Wind Onshore</b>	0,011	0,009
<b>Wind Offshore</b>	0,006	0,004
<b>Wasserkraft</b>	0,055	0,003
<b>Geothermie</b>	0,200	0,481

Der geografische Fokus des Papers liegt auf dem Bundesland Sachsen-Anhalt. Dem entsprechend wurden die Emissionsfaktoren gemäß der Zusammensetzung der Erzeugung im Strom- bzw. Wärmesektor angepasst. Dabei ergibt sich für den Strommix in Sachsen-Anhalt ein Wert von 0,37 und ein Wärmemix von 0,55.

Eine Übersicht über die ausgestoßenen CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Szenarien ist Abbildung 60 zu entnehmen. In dieser Abbildung werden die emittierten CO<sub>2</sub>-Emissionen sowohl aufsummiert als auch einzeln gegenübergestellt. Dabei können in der Entwicklung der zwei Sektoren deutliche Unterschiede festgehalten werden.



**Abbildung 60:** CO<sub>2</sub>-Emissions in Tonnen

Im ersten Szenario (2017 ohne Sektorenkopplung) setzen sich die ausgestoßenen Treibhausgase zu 55,65 % aus dem Strom- und zu 44,35 % aus dem Wärmesektor zusammen. Somit verursacht der Stromsektor ohne Sektorenkopplung im Jahre 2017 mehr Treibhausgasemissionen als der Wärmesektor. Mit der Erweiterung des Bestandsnetzes um die ausgewählten Bindeglieder (Batterie- und Gasspeicher, Wärmepumpen mit Warmwasserspeichern), konnte eine Reduzierung um 40 % der Emissionen erzielt werden. Weiterhin ist festzuhalten, dass in diesem Szenario (dem Ausgangsszenario) der Wärmesektor 64,30 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht hat. Im Szenario mit dem Zeithorizont 2030 konnte der Ausstoß von Treibhausgasen um weitere 60 % gesenkt werden. Damit wird im direkten Vergleich zwischen 2017 ohne Sektorenkopplung und 2030 mit Sektorenkopplung eine CO<sub>2</sub>-Minimierung von 75 % realisiert. Dies entspricht einem Rückgang von 4190 Tonnen CO<sub>2</sub>. Somit kann festgehalten werden, dass die Zielpakete der Klimapolitik der EU mit Hilfe der Sektorenkopplung erreicht werden können.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] L. Carrette, K. A. Friedrich und U. Stimming, „Fuel Cells - Fundamentals and Applications“, *Fuel Cells*, Jg. 1, Nr. 1, S. 5–39, 2001.
- [2] S. Scherer, „Fuel Cell Types and Their Electrochemistry“, 2019.
- [3] Jochen Lehmann, Hg., *Wasserstoff und Brennstoffzelle 2 auflage*.
- [4] O. Z. Sharaf und M. F. Orhan, „An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 32, S. 810–853, 2014.
- [5] Klell, Trattner, Eichlseder, *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2008.
- [6] M. F. Joerg Adolf, „Shell Wasserstoff-Studie : Energie der Zukunft? : Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>“.
- [7] Siemer Marc, „Lokale Entropieproduktionsraten in der Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzelle“.
- [8] Linde Gas GmbH, *Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle*.
- [9] J. Proost, Hg., *State-of-the-art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings*, 2017.
- [10] M. Wolter, F. Beyrau und E. Tsotsas, Hg., *Intelligentes Multi-Energie-System (Smart-MES): Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt ; 1. Statusseminar 28. März 2018 in Magdeburg*. Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2018.
- [11] Dr. André Naumann, „Wissenschaftliche Begleitung der Koordinierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt“, 2015.
- [12] Sebastian Hichert, „Energieanalyse und Handlungsempfehlungen zur Senkung des Energieverbrauchs von G16“. Masterarbeit, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg, 2014.
- [13] Marc Grossklos, „Kumulierter Energieaufwand und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen“, *Institut Wohnen und Umwelt GmbH*.
- [14] G. K. Petra Icha, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2016“, *Umweltbundesamt*, 2018, 2018.
- [15] Lutz Dittmann, „Beiträge zur optimalen Auslegung und Betriebsführung von Absorptions-Kältemaschinen im Systemverbund“. Dissertation, Technische Universität Dresden, 2009.
- [16] Marco Zetzsche, „Experimentelle Untersuchungen und regelungstechnische Optimierung einer Ammoniak/Wasser-Absorptionskältemaschine in Kombination mit einem solar angetriebenen Kühlsystem mit Eisspeicher“. Dissertation, Universität Stuttgart, 2012.
- [17] H. Drees, A. Zwicker und L. Neumann, *Kühlanlagen*, 14. Aufl. Berlin: Verlag Technik, 1987.
- [18] U. Eicker, *Solare Technologien für Gebäude: Grundlagen und Praxisbeispiele*, 2. Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, 2012.
- [19] Dirk Pezold, „Untersuchung einer Absorptionskältemaschine“. Diplomarbeit, Technische Hochschule Mittelhessen, 2003.

- [20] C. Schweigler, C. Kren, F. Pflügler und Storkenmaier, „Einheitliche Modellierung von Ab- und Adsorptionskälteanlagen“, *Ki Kälte · Luft · Klimatechnik* ·, 2003, S. 166–172, 2003.
- [21] Florian Lotter, „Inbetriebnahme einer Versuchsanlage zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung“. Bachelorarbeit, Hochschule München, 2015.
- [22] M. M. Becker, J. Braun, J. Reinhardt und W. Mayer, „Schnelle Simulationsmodelle für Adsorptionskältemaschinen“, *Ki Kälte · Luft · Klimatechnik* ·, 2013, S. 22–25, 2013.
- [23] Arnd Hilligweg und Peter Hofmann, „Vordimensionierung von Kältespeichern auf der Grundlage von Gebäudelastprofilen“. Forschungsbericht, Technische Hochschule Nürnberg, 2013.
- [24] M. Jansen und C. Sager-Klauß, Hg., *Das gekoppelte Energiesystem – Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung*, 2018.
- [25] Bundestag, *CO<sub>2</sub>-Bepreisung*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/blob/550274/7b763d22a15c1bd90a307e8c1dc8b808/wd-5-022-18-pdf-data.pdf>. Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [26] Statista GmbH, *CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für den Strommix*. [Online] Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990>. Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [27] M. Jansen, Hg., *Innovation Balancing - Vorschlag zum §39j/§88d EEG „Innovationsausschreibungen“ (InnoA)*. E4tech., 2017.
- [28] Kernenergie, *Kernenergie*. [Online] Verfügbar unter: [www.kernenergie.de/kernenergie-wAssets/docs/fachzeitschrift-atw/2011/atw2011\\_0809\\_weis\\_forschungsfoerderung\\_1956-2010](http://www.kernenergie.de/kernenergie-wAssets/docs/fachzeitschrift-atw/2011/atw2011_0809_weis_forschungsfoerderung_1956-2010). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [29] Bundestag, *Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/blob/516022/be98f5a9154a91e9858aaa464a48e752/wd-5-049-17-pdf-data.pdf>. Zugriff am: Feb. 21 2019.
- [30] EU, *Klimaziele 2030*. [Online] Verfügbar unter: [Available:https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [31] EU, *Klimaziele 2020*. [Online] Verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_de). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [32] Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, *Bruttostromerzeugung nach Energieträgern und Jahren in Sachsen-Anhalt*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.statistik.sachsen-anhalt.de/Internet/Home/Daten\\_und\\_Fakten/4/43/439/Bruttostromerzeugung\\_nach\\_Energietraegern\\_und\\_Jahren\\_in\\_Sachsen-Anhalt.html](https://www.statistik.sachsen-anhalt.de/Internet/Home/Daten_und_Fakten/4/43/439/Bruttostromerzeugung_nach_Energietraegern_und_Jahren_in_Sachsen-Anhalt.html). Zugriff am: Mrz. 03 2018.
- [33] Bundesnetzagentur Deutschland, *EEG-VergSaetze*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [34] Statista GmbH, *Wärmeverbrauch*. [Online] Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/614202/umfrage/waermeverbrauch-in-deutschland-nach-sektoren>. Zugriff am: Jan. 10 2019.

- [35] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Förderung Wärmepumpe*. [Online] Verfügbar unter: [http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ew\\_waermepumpen\\_foerderuebersicht.pdf](http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ew_waermepumpen_foerderuebersicht.pdf). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [36] Kreditanstalt für Wiederaufbau, *Förderung Sekotrenkopplung*. [Online] Verfügbar unter: [www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/](http://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [37] Kreditanstalt für Wiederaufbau, *Förderung*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.energieheld.de/foerderung/institute-anbieter/kfw/kredit-270>. Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [38] Photovoltaik, *Anschaffungskosten*. [Online] Verfügbar unter: [www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photo-voltaik-anschaffungskosten](http://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photo-voltaik-anschaffungskosten). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [39] Statista GmbH, *Strompreise Endkunde*. [Online] Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154908/umfrage/strompreise-fuer-haushaltskunden-seit-2006>. Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [40] Statista GmbH, *Gaspreise Endkunde*. [Online] Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168286/umfrage/entwicklung-der-gaspreise-fuer-haushaltskunden-seit-2006>. Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [41] Finazen, *Amortisationsrechnung*. [Online] Verfügbar unter: [www.modu-learn.de/verstehen/finanzen/amortisationsrechnung](http://www.modu-learn.de/verstehen/finanzen/amortisationsrechnung). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [42] Hausjournal, *Autarkie*. [Online] Verfügbar unter: [www.hausjournal.net/autarkes-haus](http://www.hausjournal.net/autarkes-haus). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [43] Photovoltaik, *Autarkie Berechnung PV*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.photovoltaik-web.de/photo-voltaik/batteriesysteme-akkusysteme-pv/autarkie-pv-berechnung-autarkiegrad>. Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [44] Photovoltaik, *Vorrassussetzung für Förderung*. [Online] Verfügbar unter: [www.photovoltaik4all.de/aktuelle-eeg-verguetungssaetze-fuer-photovoltaikanlagen-2017](http://www.photovoltaik4all.de/aktuelle-eeg-verguetungssaetze-fuer-photovoltaikanlagen-2017). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [45] Umweltpakt, *CO2-Berechnung*. [Online] Verfügbar unter: [www.umweltpakt.bayern.de/luft/fachwissen/217/berechnung-co2-emissionen](http://www.umweltpakt.bayern.de/luft/fachwissen/217/berechnung-co2-emissionen). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [46] J. Dancker, M. Wolter, J. Roßberg und E. Tsotsas, „Increasing self-sufficiency in a micro grid: Integrated vs. non-integrated energy system approach“ in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC): 4th-7th September 2018, Glasgow, United Kingdom : proceedings*, Glasgow, 2018, S. 1–6.
- [47] „Sizing of hybrid energy storage system for a PV based microgrid through design space approach“, *Applied Energy*, Jg. 212, S. 640–653, 2018.
- [48] RWTH Aachen, *Speichermonitoring*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/batterietechnologien.html>. Zugriff am: Apr. 18 2018.
- [49] M. Zapf, *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.
- [50] B. Li, R. Roche und A. Miraoui, „Microgrid sizing with combined evolutionary algorithm and MILP unit commitment“, *Applied Energy*, Jg. 188, S. 547–562, 2017.
- [51] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Mrz. 2018.

- [52] Epexspot, *European Electricity Index*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/en/market-data/elix/chart/index-chart/2017-12-25/EU>, Zugriff am: Apr. 07 2018.
- [53] Avacon hochdrucknetz GmbH, „Preisblatt Netzentgelte“, 2017.
- [54] Avacon, „Preisblatt Netzentgelte Strom 2017“.
- [55] Powernext SAS, *Futures market data*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.powernext.com/futures-market-data>. Zugriff am: Apr. 07 2018.
- [56] J. Dancker *et al.*, „Optimal design and operation of a CHP based district heating system including a heat storage and electrode boiler to increase self-consumption“, *Innovative Smart Grid Technology Latin America (ISGT LA)*, In Review 2019.
- [57] D. Eller, *Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland: Potentiale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [58] S. Rinne und S. Syri, „The possibilities of combined heat and power production balancing large amounts of wind power in Finland“, *Energy*, Jg. 82, S. 1034–1046, 2015.
- [59] Sonne, *Steuer für PV*. [Online] Verfügbar unter: <https://sonnen.de/blog/eigenverbrauchs-umsatzsteuer-ertragssteuer-die-steuerliche-behandlung-einer-photovoltaikanlage>. Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [60] Leuphana, *Energieforum*. [Online] Verfügbar unter: [www.leuphana.de/fileadmin/user\\_upload/portale/inkubator/veranstaltungen/Praesentationen\\_Energieforum/Workshop\\_Windgas\\_Acht.pdf](http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/portale/inkubator/veranstaltungen/Praesentationen_Energieforum/Workshop_Windgas_Acht.pdf). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [61] D. Z. K. Zeng, *Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications*, 2010.
- [62] Alexander Butler, *Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review; Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [63] Klell, Manfred, Eichseder, Helmut, Trattner, Alexander, *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung*, 2018.
- [64] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. [Online] Verfügbar unter: [www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland](http://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland). Zugriff am: Jan. 10 2019.
- [65] S. I. Sterner Michael, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, 2017.