

ELEKTRIZITÄTSNETZGEKOPPELTE FERNWÄRMEVERSORGUNG 2020

Untersuchung von Flexibilitätsoptionen in der
Wärmeversorgung

Mai 2019

Autoren:

Cynthia Boysen

Cord Kaldemeyer

Ilja Tuschy



Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Hochschule / Europa-Universität Flensburg

Kanzleistraße 91-93

24943 Flensburg

Internet: www.znes-flensburg.de

In Kooperation mit



Gefördert durch die:



Gesellschaft für Energie und
Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH



Flensburg, Mai 2019

Forschungsergebnisse 9

ISSN: 2195-492

Zusammenfassung

Die Integration erneuerbarer Energien in das Energieversorgungssystem kann unter anderem durch die Kopplung des Strom- und Wärmesektors verbessert werden. Mit Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat stehen hierfür zwei sehr unterschiedliche Ansätze mit gleichermaßen hoher Entwicklungsreife und breitem Technologiespektrum zur Verfügung. Ziel des Projektes ENKF 2020 ist es, entsprechende elektrizitätsnetzgekoppelte Wärmeversorgungssysteme hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Attraktivität und ihrer Nachhaltigkeit unter verschiedenen Randbedingungen des heutigen sowie des nahen zukünftigen Energieversorgungssystems zu bewerten.

Dazu wird für verschiedene Anlagen zur Bereitstellung von Fernwärme, die jeweils mehrere Einzeltechnologien beinhalten, in unterschiedlichen Szenarien der aus Betreiberperspektive wirtschaftlich optimale Einsatz ermittelt. Dies erfolgt mittels mathematischer Optimierung auf Basis komponentengetreuer und betriebsabhängiger Modellierung der kraftwerkstechnischen Anlagenanteile. Unter Berücksichtigung eines stundengenauen Kraftwerksmixes und entsprechend variabler Strompreise im umgebenden Versorgungssystem werden für die betrachteten Anlagen der für Investoren relevante Kapitalwert und die durch den Betrieb verursachten CO₂-Emissionen berechnet. In einem zweistufigen Verfahren werden zunächst im Rahmen einer Vorauswahl jeweils fünf Anlagenkonzepte in insgesamt fünf historischen und zukünftigen Szenarien betrachtet. Anschließend werden daraus zwei entwickelte Anlagenkonzepte, eines schwerpunktmäßig an Kraft-Wärme-Kopplung und das andere an Power-to-Heat orientiert, einer umfangreichen Sensitivitätsanalyse hinsichtlich ökonomischer und regulatorischer Randbedingungen unterzogen.

Es zeigt sich, dass Kraft-Wärme-Kopplung kurz- bis mittelfristig auch bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien und über ein weites Spektrum denkbarer Randbedingungen hinweg wirtschaftlich attraktiv bleibt und ökologisch vorteilhaft sein kann. Power-to-Heat kann in dieser Phase nur durch selektiv veränderte regulatorische Rahmenbedingungen, beispielsweise durch den Wegfall zusätzlicher Strompreisbestandteile, in eine verbesserte Wettbewerbsposition gebracht werden. Die dadurch erzielte Systemwirkung hängt stark davon ab, ob zum Betrieb tatsächlich regenerativ erzeugte elektrische Energie eingesetzt werden kann. Flexible Anlagenkonzepte, die Technologien beider Ansätze berücksichtigen, können als mit verhältnismäßig geringem Investitionsrisiko behaftet und systemdienlich eingestuft werden. Für die aus Sicht heutiger Investoren etwas fernere Zukunft, mit flächendeckend hohen Anteilen erneuerbarer Energien innerhalb des Energieversorgungssystems, sollte hingegen eine separate Bewertung erfolgen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	III
Abbildungsverzeichnis	VII
Tabellenverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	IX
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Ziele der Untersuchung	2
1.3 Methodischer Ansatz	2
1.4 Forschungsfragen	4
1.5 Stand der Wissenschaft	5
2 Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien	9
2.1 Technologiegruppen der Wärmeversorgungsanlage	9
2.2 Übersicht der Einzeltechnologien	10
2.3 Methodik zur Technologieauswahl	17
2.4 Bewertung und Ergebnisse der Technologieauswahl	18
3 Versorgungssystem	23
3.1 Status Quo	23
3.2 Zukünftige Entwicklungen	26
4 Regulatorischer Rahmen	29
4.1 Fernwärme	29
4.2 Kraft-Wärme-Kopplung	29
4.3 Power-to-Heat	31
4.4 Thermischer Energiespeicher	32
4.5 Spitzenlastkessel	33

5	Techno-ökonomisches Betriebsmodell	35
5.1	Struktureller Aufbau	35
5.2	Mathematische Beschreibung	35
5.3	Technologieabbildung	42
5.4	Nachgelagerte Berechnungen	43
6	Untersuchung der Wärmebereitstellungskonzepte	47
6.1	Vorgehensweise	47
6.2	Vorauswahl	49
6.3	Detailanalyse	54
7	Technologiebewertung	65
7.1	Bevorzugte Technologien	65
7.2	Einfluss der Rahmenbedingungen	70
7.3	Ökologische Systemdienlichkeit	74
8	Diskussion der Ergebnisse	81
8.1	Schlussfolgerungen	81
8.2	Kritische Betrachtung	83
8.3	Ausblick	84
	Literaturverzeichnis	XIII
	Anhang	XXI
A	Detaillierte Technologiebeschreibung	XXIII
B	Schaltbilder	XXXI
C	Annahmen der Technologieabbildung	XXXVII

Abbildungsverzeichnis

1.1	Wärmeversorgungstechnologien und elektrischer Energiespeicher aus Systemsicht	2
3.1	Fernwärmeerzeugung (netto) in Deutschland nach Erzeugungstechnologien nach [1]	24
3.2	Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern	26
3.3	Durchschnittlicher wöchentlicher Strompreis und jährlicher Fernwärmepreis nach [6] bzw. [3]	27
3.4	Struktureller Aufbau des Modells des zukünftigen Energieversorgungssystems	28
5.1	Struktureller Aufbau des techno-ökonomischen Betriebsmodells	36
5.2	Vereinfachtes Schaltbild einer GuD-Anlage in EBSILON	43
5.3	PQ-Diagramm einer GUD-Anlage mit linearer Approximation	44
6.1	Methodischer Ansatz zur Abbildung und Bewertung von Wärmeversorgungskonzepten	48
6.2	Wärmeproduktion der Anlage A1 in 2014	52
6.3	Produktion und Bezug elektrischer Energie der Anlage A1 in 2014	52
6.4	Kapitalwerte der Anlagen in der Vorauswahl	53
6.5	CO ₂ -Emissionen der Anlagen in der Vorauswahl (Gesamtmix)	54
6.6	Einfluss ausgewählter Parameter auf die Wärmebereitstellung für die Anlage A3+ (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)	57
6.7	Einfluss ausgewählter Parameter auf die Wärmebereitstellung für die Anlage A5+ (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)	58
6.8	Kapitalwerte der Anlagen A3+ und A5+ historisch und zukünftig	59
6.9	Einfluss der Systemumgebung auf den Kapitalwert	60
6.10	Einfluss der Anlagenkosten auf den Kapitalwert	60
6.11	Einfluss des regulatorischen Rahmens auf den Kapitalwert	61
6.12	Emissionen der Anlagen A3+ und A5+ historisch und zukünftig (Gesamtmix)	62
6.13	Einfluss der Systemumgebung auf die CO ₂ -Emissionen (Gesamtmix)	62
6.14	Einfluss der Anlagenkosten auf die CO ₂ -Emissionen (Gesamtmix)	63
6.15	Einfluss des regulatorischen Rahmens auf die CO ₂ -Emissionen (Gesamtmix)	63
7.1	Technologiespezifische Anteile der Anlage A1 an der jährlichen Wärmeproduktion	66

Abbildungsverzeichnis

7.2	Jahresdauerlinien der Wärmebereitstellung für A1 und A3 in den Szenarien 2014 und 2026	67
7.3	Technologieeinsatz in Abhängigkeit des Elektrizitäts- und Gaspreises für A1 im Jahr 2016	68
7.4	Wärmegeheimungskosten für A3+ und A5+	70
7.5	Absoluter Kapitalwert bei variiertem Systemumgebung im Modelljahr 2025 (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)	72
7.6	Absoluter Kapitalwert bei variiertem Kostenstruktur (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)	73
7.7	Absoluter Kapitalwert bei variierten regulatorischen Rahmenbedingungen (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)	74
7.8	Gegenüberstellung des Strompreises und des Anteils erneuerbarer Energien im System 2025	75
7.9	Anteil der erneuerbaren Energien während der Wärmeproduktion der Technologiegruppen für A1 in 2025	76
7.10	Anteil der erneuerbaren Energien während der Wärmeproduktion der Technologiegruppen für A1 in 2026	77
7.11	Gegenüberstellung der Emissionsberechnungsansätze für das BAU-Zukunftsszenario 2025 (links) und das Elektrowärmeszenario 2026 (rechts)	78
7.12	CO ₂ -Emissionen bei variiertem Systemumgebung	79
7.13	CO ₂ -Emissionen bei variiertem Kostenstruktur	80
7.14	CO ₂ -Emissionen bei variierten regulatorischen Rahmenbedingungen	80
B.1	BHKW mit Bypass und Zusatzfeuerung	XXXII
B.2	GUD	XXXIII
B.3	GDT	XXXIV
B.4	WP	XXXV

Tabellenverzeichnis

2.1	Kriterien zur KWK-Technologieauswahl mit dazugehöriger Gewichtung	19
2.2	Ergebnisse der multikriteriellen KWK-Bewertung	21
3.1	Installierte elektrische Kraftwerksleistung in Deutschland nach Energieträgern	25
4.1	Übersicht der Zuschläge nach KWKG nach Leistungsgrenzen in kW	30
6.1	Anlagenauswahl der Voruntersuchung in relativen Anteilen an der Wärmeengpassleistung	50
6.2	Regulatorischer Rahmen der Voruntersuchung	50
6.3	Untersuchte Entwicklungen im Versorgungssystem der Vorauswahl	51
6.4	Anlagenauswahl der Detailuntersuchung in relativen Anteilen der Wärmeengpassleistung	55
6.5	Variationen der regulatorischen Rahmenbedingungen der Detailuntersuchung	56
6.6	Variationen des Versorgungssystems der Detailuntersuchung	56
A.1	Vergleich der KWK-Technologien: Verbrennungsmotoren	XXIV
A.2	Vergleich der KWK-Technologien: Dampfturbinen 1	XXV
A.3	Vergleich der KWK-Technologien: Dampfturbinen 2	XXVI
A.4	Vergleich der KWK-Technologien: Gasturbinen 1	XXVII
A.5	Vergleich der KWK-Technologien: Gasturbinen 2	XXVIII
A.6	Vergleich der PtH-Technologien	XXIX
A.8	Vergleich thermischer Energiespeicher (Quelle: [67])	XXX
C.1	Investitions- und Betriebskosten der modellierten Technologien	XXXVII
C.2	Technische Kennzahlen der modellierten Technologien	XXXVII
C.3	Betriebsverhalten der modellierten Technologien	XXXVII

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwaerme
AVBFernwaermeV	Verordnung ueber Allgemeine Bedingungen fuer die Versorgung mit Fernwaerme
BAU	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz fuer den Ausbau erneuerbarer Energien
EES	Elektrische(r) Energiespeicher
EEX	European Energy Exchange
EGIX	European Gas Index
EnergieStG	Energiesteuergesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GDT	Gegendruckturbine
GuD	Gas-und-Dampf(kraftwerk)
KWK	Kraft-Waerme-Kopplung
KWKG	Kraft-Waerme-Kopplungsgesetz
NdaV	Netz der allgemeinen Versorgung
oemof	Open Energy Modelling Framework
ORC	Organic-Rankine-Cycle
PtH	Power-to-Heat
SLK	Spitzenlastkessel
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
TES	Thermische(r) Energiespeicher
TYNDP	Ten Year Network Development Plan

Abkürzungsverzeichnis

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Zur langfristig erfolgreichen Gestaltung der Energiewende müssen neben dem Stromsektor auch im Wärme- und Verkehrsbereich deutlich höhere Anteile erneuerbarer Energien (EE) integriert werden. Neben dem direkten Einsatz erneuerbarer Energien zur Endenergiebereitstellung können bei der Verknüpfung von Strom-, Wärme- und Transportsystemen zahlreiche Synergieeffekte genutzt und Flexibilitätspotentiale gehoben werden. Für eine entsprechende Verknüpfung stehen bereits jetzt verschiedene Technologien zur Verfügung, die in verschiedenen Phasen eine Transformation des Energiesystems bis zu einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung im Jahr 2050 ermöglichen [32].

Für die Verknüpfung von Strom- und Wärmeversorgungssystemen steht mit der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereits eine seit Langem etablierte Kraftwerkstechnologie zur Verfügung. Ein anderer Ansatz ist die in jüngerer Zeit als Power-to-Heat (PtH) bezeichnete Wärmeversorgung auf Basis elektrischer Energie, zum Beispiel mit Elektrodirektheizungen oder Wärmepumpen. Insbesondere in Kombination mit thermischen Energiespeichern (TES) können diese Technologien über die Wärmeversorgung zusätzliche Freiheitsgrade beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage elektrischer Energie schaffen und die Netzintegration erneuerbarer Energien fördern. Abbildung 1.1 stellt links entsprechende Technologien, ergänzt um einen Spitzenlastkessel (SLK), als Kombination in einer elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgungsanlage dar. Rechts ist zu erkennen, dass solche Anlagen im Hinblick auf ihre Wirkung auf das Stromversorgungssystem ähnliche Flexibilitätsoptionen wie elektrische Energiespeicher (EES) bieten.

Zukünftig ist von einem deutlich stärkeren Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbaren Energien auszugehen. So plant die Bundesregierung bereits im Jahr 2025 im Bereich der Stromerzeugung einen Anteil von 40 %-45 % durch die Nutzung erneuerbarer Energien zu realisieren. Überdies soll dieser Wert langfristig bis auf über 80 % im Jahr 2050 gesteigert werden [21]. Folglich gewinnt die Implementierung entsprechender Flexibilitätsoptionen mit jeder Ausbauphase zunehmend an Bedeutung. Die Fragestellungen um die erfolgreiche Gestaltung dieses Prozesses sind vielfältig und betreffen neben der konkreten technischen Umsetzung die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht sowie deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem.

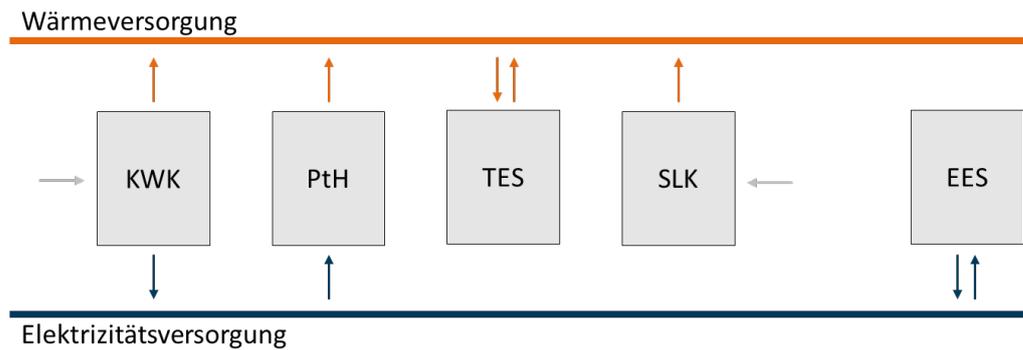


Abb. 1.1: Wärmeversorgungstechnologien und elektrischer Energiespeicher aus Systemsicht

1.2 Ziele der Untersuchung

Ziel der Untersuchungen des Projektes ENKF 2020 ist es, elektrizitätsnetzgekoppelte Wärmeversorgungssysteme hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit unter verschiedenen Randbedingungen des heutigen sowie zukünftigen Energieversorgungssystems zu bewerten. Behandelt werden sollen dazu Anlagen zur Bereitstellung von Fernwärme, die aus mehreren Einzeltechnologien bestehen. Insbesondere soll dabei die Rolle von KWK- und PtH-Technologien untersucht werden.

Durch Analyse der Wirtschaftlichkeit aus Sicht eines potentiellen Betreibers soll untersucht werden, welche technischen Anlagenkonzepte wirtschaftlich attraktiv und damit praktisch realisierbar sind. Zudem soll eine Aussage über den Betrieb derartiger Anlagen im jeweiligen Szenario getroffen werden, um so zu beurteilen, inwiefern solche Anlagen zur Integration erneuerbarer Energiequellen beitragen und im Sinne der Nachhaltigkeit zu einer positiven Systemwirkung führen können.

Die Untersuchungsergebnisse sind dabei stark verbunden mit den politischen, gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des umgebenden Energiesystems. Die Auswirkungen veränderlicher Rahmenbedingungen auf die wirtschaftliche Darstellbarkeit und den Betrieb sollen daher in die Bewertung der Perspektive einzelner Anlagen sowie deren Wirkung aus systemischer Sicht einbezogen werden.

Schließlich sollen die Ergebnisse gegenüber der Praxis und anderen Studien abgegrenzt und inhaltlich eingeordnet werden. So soll die Aussagekraft der ermittelten Schlussfolgerungen überprüft und die Robustheit gefundener Lösungen sichergestellt werden.

1.3 Methodischer Ansatz

Zur Erreichung der erläuterten Ziele wird ein mehrstufiges Verfahren angewandt. Im Zentrum steht dabei ein techno-ökonomisches Betriebsmodell, das den Einsatz verschiedener Anlagen zur elektrizitätsnetzge-

koppelten Wärmeversorgung unter Szenarien des zukünftigen Energieversorgungssystems abbilden kann und somit die Basis für nachgelagerte Analysen liefert. Die dazu definierten Anlagenkonzepte bestehen, wie oben erwähnt, aus mehreren Einzeltechnologien, die im Rahmen dieser Arbeit als Blöcke bezeichnet werden. Als Szenario wird die Gesamtheit der Parameter bezeichnet, die das umgebende Versorgungssystem mit den darin gültigen regulatorischen Randbedingungen beschreibt. Das Betriebsmodell optimiert dann den Einsatz der Blöcke eines Anlagenkonzepts in einem bestimmten Szenario unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Eine aus Konzept und Szenario bestehende Untersuchungskonfiguration wird Setup genannt.

Im ersten Schritt werden nun zunächst im Rahmen einer ausführlichen Literaturrecherche potentiell interessante Wärmeversorgungstechnologien ermittelt, aus denen anschließend Anlagenkonzepte zur Deckung einer typischen städtischen Wärmeversorgungsaufgabe bei gleichzeitiger Einbindung in das Stromsystem entwickelt werden können. Zudem werden, ebenfalls im Rahmen einer ausführlichen Literaturrecherche, relevante Ausprägungen des derzeitigen und zukünftigen regulatorischen Rahmens (beispielsweise Fördermechanismen für KWK oder Letztverbraucherabgaben für Strom) sowie des Versorgungssystems (beispielsweise Ressourcenpreise oder Erzeugungsstrukturen des Energiesystems) definiert. Diese Ausprägungen können in Kombination wiederum Szenarien des Energieversorgungssystems bilden. Der Auswahl der zu behandelnden Technologien, der Beschreibung des regulatorischen Rahmens und des Versorgungssystems sind im Rahmen des vorliegenden Berichts einzelne Kapitel gewidmet.

Ebenso wird das techno-ökonomische Betriebsmodell zunächst in seiner Funktionsweise und mathematische Formulierung allgemein dargestellt, bevor im nächsten Schritt eine erste Untersuchung verschiedener Setups mit Hilfe dieses Modells erfolgt. Die im ersten Schritt ermittelten Daten bilden dabei die Basis für die konkrete Abbildung einzelner Anlagenkonzepte und die Definition verschiedener Szenarien heutiger und zukünftiger Energieversorgungssysteme. Zunächst werden dazu im Rahmen einer Vorauswahl mehrere technische Anlagen und eine Reihe von Szenarien modelliert. Die durch Kombination von Konzept und Szenario entstehenden Setups werden anschließend hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit bewertet. Dadurch wird in diesem Schritt eine große Bandbreite an Konfigurationen in Augenschein genommen.

Anschließend werden aus dieser Menge die aussichtsreichsten Anlagen gewählt und, nach einer weiteren Anpassung hinsichtlich der Dimensionierung, einer Detailanalyse unterzogen. Darin soll die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber einzelnen Rahmenbedingungen untersucht werden. Die entsprechende Anpassung der Parametrisierung dient dabei einer weiteren Zuspitzung der jeweiligen Anlagencharakteristik, um hieraus Erkenntnisse bezüglich der Entwicklung der Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit zu generieren und die gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich ihrer Relevanz im energiewirtschaftlichen Kontext einordnen und diskutieren zu können.

1 Einleitung

Entlang zuspitzender Forschungsfragen lassen sich auf dieser Basis schließlich die Technologieperspektiven elektrizitätsnetzgekoppelter Fernwärmeversorgungsanlagen umfassend diskutieren und daraus allgemeine Schlussfolgerungen ableiten.

1.4 Forschungsfragen

Um durch die Interpretation der umfassenden Ergebnisse von Vorauswahl und Detailanalyse zu leiten, werden Forschungsfragen definiert. Diese Leitfragen dienen der greifbaren Beschreibung der Technologieperspektive von sektorenkoppelnden Anlagenkonzepten und werden im Folgenden vorgestellt und kurz erläutert.

1. Welche technischen Lösungen sind für die elektrizitätsnetzgekoppelte Wärmeerzeugung aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu erwarten und wie robust ist die Entscheidung über eine entsprechende Anlagengestaltung?

Zunächst ist zu analysieren, welchen Beitrag die jeweiligen Anlagenbestandteile leisten, sowie die Frage zu beantworten, ob eine eindeutige Rangfolge im Technologieeinsatz sowie typische oder bevorzugte Einsatzbedingungen ermittelt werden können. Darauf aufbauend ist im Vergleich von KWK- und PtH-basierten Wärmeversorgungsanlagen zu untersuchen, welche Betriebsphilosophie sich aus wirtschaftlicher Sicht aktuell und im Business-As-Usual-Zukunftsszenario (BAU-Szenario) durchsetzt. Es ist zu diskutieren, ob übergreifend eine eindeutig vorteilhafte Anlage ausgemacht werden kann, bevor Aussagen über die generelle wirtschaftliche Machbarkeit sowie die Robustheit der Untersuchungsergebnisse getroffen werden können. Abschließend sind die Ergebnisse der aktuellen Praxis gegenüberzustellen.

2. Wie wirken veränderte energiewirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen auf die Simulationsergebnisse?

Entlang dieser Forschungsfrage kann untersucht werden, wie sich veränderte energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen auf ausgewählte Anlagen auswirken. Hierbei ist der Einsatz unterschiedlicher Technologien (KWK- sowie PtH-basiert) und die Betriebswirtschaftlichkeit unter veränderten systemischen Randbedingungen wie beispielsweise Elektrizitäts- und Brennstoffpreisen sowie Betriebs- und Investitionskosten zu bewerten. Zudem sollen an dieser Stelle veränderte regulatorische Rahmenbedingungen wie etwa der KWK-Bonus, zusätzlich zu entrichtende Strompreisbestandteile, oder Kosten für CO₂-Zertifikate mit einbezogen werden.

3. Welche Auswirkungen ergeben sich durch den Anlagenbetrieb im umgebenden Energiesystem und mit Blick auf die Energiewende? Unter welchen Rahmenbedingungen wird ein gleichzeitig ökonomisches und nachhaltiges Anlagendesign ermöglicht?

Zur Adressierung dieser Fragestellung muss zunächst ermittelt werden, welche typischen Elektrizitäts-erzeugungprofile sich in Zeiten von KWK- und PtH-Einsatz zeigen. Dabei ist vor allem die Frage von Interesse, ob generell von einem systemdienlichen Verhalten, d.h. einer Förderung der EE-Integration, auszugehen ist. Zudem soll untersucht werden, welche Entwicklung die Emissionen der Wärmeerzeugung beider ausgewählter Anlagen für die spezifischen Rahmenbedingungen nehmen. Anschließend können die betrachteten Technologien in einem Vergleich mit anderen Erzeugungstechnologien eingeordnet werden. Damit wird abschließend die Frage adressiert, ob Rahmenbedingungen existieren, bei denen sich gleichzeitig ein gutes betriebswirtschaftliches und ein nachhaltiges Anlagensetup abzeichnet.

1.5 Stand der Wissenschaft

Die Vorteile der Kopplung des Strom- und Wärmesektors wurden in den letzten Jahren in verschiedenen Studien analysiert. Dabei lag der Fokus oftmals auf dem Potential zur Schaffung von Flexibilität zur Netzintegration erneuerbarer Energien am Strom- und Regelleistungsmarkt durch den Einsatz von PtH-Anlagen und Wärmespeichern. Zudem wurde die zukünftige Rolle der KWK als zentraler Baustein der Energiewende untersucht.

Die Nutzung von Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt mit dem Fokus auf Deutschland wird ausführlich in [60] analysiert. Hier wird vor allem die Nutzung bestehender KWK-Anlagen und Wärmenetze als Möglichkeit zur Schaffung von Flexibilität genannt. Weiterhin wird der Einbindung von Wärmespeichern in Verbindung mit Elektroheizern und Wärmepumpen großes Potential zugeschrieben, sofern der für den Betrieb genutzte Strom regenerativ erzeugt wird. Neben dem weiteren Ausbau der Wärmenetze, wird die Einrichtung eines liquideren Regelleistungsmarktes, wie beispielsweise in Dänemark, empfohlen, um weitere Flexibilitätspotentiale zu heben.

In [4] wird hingegen dezidiert die zukünftige Rolle der PtH in Deutschland untersucht. Neben den Erkenntnissen zu positiven Integrationseffekten, wie in [60], wird hier die Verdrängung fossiler Kraftwerke vom Regelleistungsmarkt zur Reduktion entsprechender Emissionen genannt. Zudem wird die Nutzung von sonst abgeregelter Energie aus Windkraftanlagen in PtH-Anlagen als Möglichkeit zur Erhöhung der systemischen Gesamteffizienz aufgezeigt. Für die marktseitige Implementierung dieser Option wird ein entsprechendes Anreizsignal in Zeiten überschüssiger erneuerbarer Stromerzeugung empfohlen, das durch die Vermeidung von Abregelungen langfristig die EEG-Umlage reduziert.

Die allgemeine Rolle der KWK im Rahmen der deutschen Energiewende wird in [5] adressiert. Dabei wird zur Nutzung ihrer Effizienz- und Flexibilitätsvorteile geraten. Durch eine systemdienliche Anpassung der KWK-Förderung soll ein fairer Wettbewerb mit anderen Technologien erreicht werden. Diese Anpassung beinhaltet zudem die stärkere Förderung von Anlagen, die mit emissionsarmen Energieträgern wie beispielsweise Erdgas betrieben werden. Von impliziten Fördermechanismen wie etwa der Vermei-

1 Einleitung

dung von Abgaben und Umlagen durch Selbstverbrauch sowie vermiedener Netzentgelte wird hingegen abgeraten.

Ein ganzheitliches Konzept für die Konversion von Fernwärme- und Kältesystemen innerhalb zukünftiger Energieversorgungssysteme mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien wird in [46] entwickelt und wissenschaftlich etabliert. Hierbei wird insbesondere auf die Herausforderungen bei der schrittweisen Dekarbonisierung entsprechender Systeme eingegangen. Während die derzeit installierten Systeme als dritte Generation bezeichnet werden, sollte die vierte Systemgeneration eine deutlich höhere Energieeffizienz erzielen sowie intelligent mit der Strom- und Gasinfrastruktur vernetzt sein. Mit der wissenschaftlichen Verankerung des Konzeptes im Jahr 2014 wurde zudem eine jährliche Konferenz etabliert, die zahlreiche Veröffentlichungen innerhalb dieses Themenbereiches angeregt hat.

Zahlreiche Arbeiten im Bereich der Sektorkopplung auf der Basis mathematischer Modellierung sowie entsprechende Modellierungsansätze werden in [14] aufgezeigt, wobei der Fokus auf der Wärmebereitstellung für den Haushaltssektor liegt. Zusammenfassend wird gezeigt, dass PtH-Technologien kosteneffizient dazu beitragen können, bestehende Energieversorgungssysteme zu dekarbonisieren, indem sie fossile Energieträger durch den Einsatz erneuerbaren Stroms verdrängen. Weiterhin wird der Verwendung von Wärmepumpen und Passivspeichern im Haushaltsbereich ein großes Potential zugesprochen.

Ein Vergleich von Modellierungswerkzeugen für die Analyse von Energiesystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien wird in [54] durchgeführt. Dabei werden insgesamt 75 Computerwerkzeuge zur Entscheidungsunterstützung miteinander verglichen, mit dem Schluss, dass diese sich für die Analyse zukünftiger Herausforderungen eignen. Neben der Erforderlichkeit in zukünftigen Studien eine ganzheitliche Betrachtung zu wählen und beispielsweise andere Sektoren bei der Analyse von Emissionen mit einzubeziehen, wird in der Studie auf die Notwendigkeit der Offenheit und Transparenz im Bereich der Modellierung hingewiesen.

Zur Analyse der Netzintegrationspotentiale für erneuerbare Energien durch Fernwärmesysteme mit Hilfe umfangreicher Computermodellen existieren zahlreiche Studien. So wird etwa in [45] die Entwicklung der Fernwärme innerhalb des dänischen Energiesystems in 100 % erneuerbaren Szenarien bis in das Jahr 2060 untersucht. Hierbei wird wie in [60] ein Ausbau der Fernwärmesysteme zur Deckung der Wärmenachfrage in Ballungsräumen identifiziert. Dabei wird die netzgebundene Wärmebereitstellung zukünftig durch den Einsatz von EE zunehmend dekarbonisiert. Für die dezentrale Versorgung von Haushalten werden hingegen aus Kosten- und Emissionsperspektive günstige Wärmepumpen verwendet.

Die Nutzung eines typischen städtischen Fernwärmesystems zum Ausgleich fluktuierender Windstrom-einspeisung wird in [22] analysiert. Dabei wird für verschiedene Anteile erneuerbaren Stroms der optimale Betrieb einzelner Technologien betrachtet und daraus der Gesamteffekt bezogen auf die Betriebskosten ermittelt. Insgesamt kann gezeigt werden, dass entsprechende Systeme ein hohes Flexibilitätspotential aufweisen und einen positiven Beitrag zur Integration des so genannten Windstroms leisten. Zudem wird

auf die Dimensionierung konventioneller sowie erneuerbarer Erzeugungsleistung in Verbindung mit einem thermischen Speicher eingegangen.

Ähnliche Fragestellung zum Ausgleich erneuerbarer Energien durch Fernwärmesysteme werden in [16] für das deutsche Energiesystem adressiert. Hierbei wird der Einfluss des Einsatzes von Elektroheizern auf die Systemkosten und -emissionen für den Zeitraum von 2012 bis 2025 untersucht. Wie bereits in [60] und [4] wird eine grundsätzliche Eignung entsprechender Anlagen zur Erbringung von Regelleistung nachgewiesen. Der dabei durch die Entkopplung von Must-Run-Kapazitäten erzielte positive Effekt zeigt sich sowohl hinsichtlich der Systemkosten als auch hinsichtlich der verursachten Emissionen.

Den Effekt von KWK-Anlagen und thermischen Speichern hinsichtlich der Effizienz und der Kosten des Gesamtsystems wird in [49] betrachtet, wobei neben der Variation des Anteils erneuerbarer Energien auch der Anteil der KWK-Anlagen, die Kapazität des TES und die Entnahmetemperatur der KWK-Anlagen variiert wird. Wie bereits in [22] und [16] kann ein positiver Integrationseffekt für erneuerbaren Strom nachgewiesen werden. Zudem wird gezeigt, dass die KWK-Anlagen die Energieeffizienz des Gesamtsystems sowie die Systemkosten reduzieren können. Eine Erhöhung der Kapazität des thermischen Speichers hat zudem einen erwartungsgemäß positiven Effekt auf die Integration erneuerbarer Energien.

Gegenüber den zahlreichen Studien zu den systemischen Effekten und volkswirtschaftlichen Kosten von Fernwärmesystemen in zukünftigen Energieversorgungssystemen existieren verhältnismäßig wenige Studien, die entsprechende betriebswirtschaftliche Aspekte untersuchen. Hierbei sind jedoch vor allem die wissenschaftlichen Arbeiten [20], [19] sowie [23, 34] zu erwähnen, die das Thema umfangreich analysieren. Hierbei wird in [20] der Beitrag von Wärmespeichern auf den wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen aus Betreibersicht am Beispiel bestehender Fernwärmesysteme im Berliner Raum betrachtet. Dabei konnte gezeigt werden, dass die Entkopplung von Wärmebereitstellung und Nachfrage durch den Einsatz TES einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage hat. In [23, 34] wird hingegen das Bieterverhalten in liberalisierten Strommärkten innerhalb einer stochastischen Optimierung abgebildet.

Innerhalb eines aus Bundesmitteln geförderten Großprojektes [19] wurden die Fragestellungen im zukünftige Fernwärmesysteme weiter ausgeführt. So werden die Systeme bei zusätzlicher Integration von PtH-Technologien unter verschiedenen Szenarien des zukünftigen Energiesystems betrachtet. Dabei kann der TES ebenfalls einen positiven Nutzen generieren, wobei der wirtschaftliche Einsatz von PtH-Technologien unter den derzeitigen Marktbedingungen des Energiesystems nicht gewährleistet ist. Demnach besteht derzeit eine Lücke zwischen den einerseits in naher Zukunft notwendigen Technologien und andererseits dafür aus betriebswirtschaftlicher Sicht notwendigen Investitionen.

1 Einleitung

2 Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien

Zur Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien werden zunächst die möglichen Bestandteile einer Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Fernwärmeversorgung als Technologiegruppen vorgestellt. Daraufhin folgt jeweils eine Erläuterung der möglichen technischen Umsetzungen. Mithilfe eines strukturierten Bewertungs- und Auswahlschemas wird dann eine erste Auswahl an aussichtsreichen Technologien getroffen. Auf Basis dieser Technologieauswahl erfolgt abschließend die Konzeptionierung der Anlagen im Abschnitt 6.2.1 sowie deren Betriebssimulation.

2.1 Technologiegruppen der Wärmeversorgungsanlage

In Abbildung 1.1 sind mögliche Technologiegruppen, die in eine Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung integriert werden können, und die jeweiligen Interaktionen mit dem Wärme- und Elektrizitätsversorgungssystem, dargestellt. Dabei umfasst die erste Gruppe Technologien zur KWK. Diese wandeln die eingesetzte Energie in Wärme und elektrische Energie um und stellen sie jeweils den entsprechenden Versorgungssystemen zur Verfügung [69]. Der Vorteil gegenüber der getrennten Erzeugung liegt in der deutlich höheren Effizienz der Kraftwerke. Dabei ist das Verhältnis zwischen der Strom- und Wärmebereitstellung während des Kraftwerksbetriebes für eine Vielzahl von Technologien konstant. Der Einsatz dieser Technologien ist demnach in Zeiten mit gleichzeitigem Strom- und Wärmebedarf möglich. Zudem existieren technologische Konzepte, welche das Verhältnis zwischen abgegebener elektrischer und thermischer Leistung zumindest zum Teil flexibel an die Lastanforderungen anpassen können. Weiterhin erhöht werden kann die Betriebsflexibilität durch technische Maßnahmen, die jedoch oftmals mit Wirkungsgradeinbußen verbunden sind. Eine gesteigerte Betriebsflexibilität der KWK schwächt die Forderung nach der Gleichzeitigkeit der Bedarfe, was insbesondere vor dem Hintergrund der Förderung erneuerbarer Energien von hoher Bedeutung ist. Nichtsdestotrotz beschränkt sich der Einsatz der KWK auf die Produktion von Wärme und Strom.

Der steigende Anteil der erneuerbaren Energien im Elektrizitätsversorgungssystem führt jedoch auch zunehmend zu Situationen, in welchen das Stromangebot den Bedarf überschreitet. Um die Stabilität des Energiesystems nicht zu gefährden, bedingt dies massive Abschaltungen von Wind- und Solarkraftwerken wie es am Beispiel Schleswig-Holsteins schon seit Jahren auftritt. In diesen Zeiten kann die zwei-

2 Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien

te Technologiegruppe eine Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung optimal ergänzen. Diese umfasst Technologien, welche Strom beziehen, um damit den Wärmebedarf zu decken. In der vorliegenden Arbeit werden diese als PtH Technologien definiert und zusammengefasst (im Gegensatz zu [4, 67]). PtH nutzt so beispielsweise Überschüsse aus der volatilen Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen und vermindert damit die Abregelung entsprechender Anlagen. Die durch PtH bereitgestellte Wärme kann folglich die Wärmebereitstellung mittels fossiler Energieträger substituieren.

Generell kann die Kombination von KWK- und PtH-Technologien mit Blick auf die Elektrizitätsversorgung eine ähnliche Dienstleistung erfüllen wie ein elektrischer Speicher, solange eben die daran gekoppelte Wärmebereitstellung den Bedarf nicht überschreitet. Diese betriebliche Restriktion eines genügend hohen Wärmebedarfs kann durch Integration einer weiteren Technologie in der Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung gelöst werden. Ein TES nimmt die überschüssige Wärme bei geringer Nachfrage auf und führt diese bei Bedarf wieder dem Wärmeversorgungssystem zu, sodass eine zeitliche Entkopplung des KWK- und PtH- Betriebs vom Wärmebedarf erreicht wird.

Die aus den drei Einzeltechnologien bestehende Anlagenkonfiguration kann somit weiteren Anforderungen des Elektrizitäts- und Wärmeversorgungssystems gerecht werden. In Zeiten mit gleichzeitigem Strom- und Wärmebedarf operiert der KWK-Anteil. Bei einem Überangebot elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen und simultanem Wärmebedarf wird hingegen PtH eingesetzt. Fehlt wiederum die Wärmenachfrage bei möglichem KWK-Betrieb zur Elektrizitätsbereitstellung oder bei PtH-Betrieb zur Stabilisierung des Elektrizitätsnetzes, kann ein TES unterstützend agieren. Ergänzend dazu sind ebenfalls Situationen möglich, in welchen die drei Technologien den Wärmebedarf nicht vollständig decken können. Aus diesem Grund wird als vierte Technologiegruppe ein SLK als möglicher Bestandteil in die Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Fernwärmeversorgung aufgenommen.

2.2 Übersicht der Einzeltechnologien

Die folgenden Abschnitte erläutern potentielle Technologien zur Umsetzung von KWK, PtH, TES und SLK. Da der Fokus der Analysen auf der Ausgestaltung einer aus solchen Technologien kombinierten Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung sowie dessen Wirtschaftlichkeit und Einfluss auf das Energiesystem liegt, werden die Einzeltechnologien jeweils lediglich kurz in ihrer Funktion und Anwendung skizziert.

2.2.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Technologien zur KWK umfassen verschiedenste Ansätze und können nochmals auf Basis der zugrundeliegenden technischen Prinzipien in vier Gruppen, die jeweils Elektrizität und Wärme bereitstellen, untergliedert werden:

- KWK mit Verbrennungsmotoren
- KWK mit Dampfturbinen
- KWK mit Gasturbinen
- KWK mit sonstigen Technologien

Auch innerhalb dieser Gruppen können zwei generelle Konzeptionen unterschieden werden. Diese unterscheiden sich hinsichtlich des Verhältnisses zwischen Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung in Technologien mit einem Freiheitsgrad bei einer starren Kopplung der beiden Größen bzw. in Systeme mit zwei Freiheitsgraden, bei welchen das Verhältnis variabel angelegt sein kann [69].

2.2.1.1 KWK mit Verbrennungsmotoren

Verbrennungsmotoren erzeugen Elektrizität, indem die Kolbenmaschinen einen Generator antreiben. Nutzbare Wärme wird aus den Motorabgasen sowie der Kühlung von Motor, Schmieröl und Generator gewonnen. Ohne zusätzliche Hilfsaggregate liegt dabei eine starre Kopplung zwischen Strom- und Wärmeabgabe vor. Die Umsetzung erfolgt üblicherweise nach dem Diesel- oder Ottoprinzip, wobei als Brennstoffe oftmals Erdgas, Diesel, Klärgase oder Biogase genutzt werden. Die Leistungsbereiche erstrecken sich für die verbrennungsmotorische KWK von einigen kW bis zu 10 MW elektrischer Leistung. Eingesetzt in Blockheizkraftwerken (BHKW) versorgen die etablierten Technologien so Nahwärmenetze, kleine und mittlere Fernwärmenetze sowie beispielsweise öffentliche Gebäude und Kläranlagen [40, 56, 69].

2.2.1.2 KWK mit Dampfturbinen

KWK-Technologien auf Basis von Dampfturbinen werden im Bereich elektrischer Leistungen von einigen MW bis zu 800 MW oftmals in Fernwärmenetzen von Kommunen oder großen Industriebetrieben eingesetzt [40]. Jegliche verfügbare gasförmige, flüssige und feste Brennstoffe können hierzu als Energieträger verwendet werden [56]. In der Umsetzung existieren diverse etabliert Konzepte, die jeweils auf einer Dampfturbinenanlage basieren.

Mithilfe einer so genannten Gegendruckturbine wird der Dampf in KWK auf einen im Vergleich zur ungekoppelten Kondensationsturbine höheren Druck entspannt. Das somit auch höhere Austrittstemperaturniveau kann über einen Heizkondensator zur Wärmebereitstellung für Fernwärmeversorgungssysteme

2 Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien

genutzt werden. Ohne zusätzliche Aggregate ergibt sich mit dieser Prozessführung eine starre Kopplung zwischen Strom- und Wärmeabgabe.

Höhere Temperaturniveaus in der Wärmeversorgung können auch durch die Erweiterung der Kondensationsturbine mit einer Anzapfung oder Entnahme erreicht werden. In beiden Konzepten wird ein Teil des Dampfmassenstromes in einer oder mehreren Druckstufen der Turbine entnommen und zur Heizwärmeproduktion verwendet. Die Regelung der Massenströme erlaubt eine Entkopplung zwischen Wärme- und Stromproduktion und stellt somit zusätzliche Betriebsflexibilität bereit. Während in einer Anzapfkondensationsturbine die Zustände des entnommenen Dampfes je nach Lastbereich variieren, kann der Entnahmedruck in einer Entnahmekondensationsturbine durch Ventile geregelt werden.

Eine zumindest teilweise Flexibilisierung lässt sich durch eine Entnahmegegendruckturbine realisieren. Durch die zusätzliche Heizwärmeproduktion mit der Entnahme können verschiedene Dampfzustände für unterschiedliche Versorgungsaufgaben genutzt werden [70].

2.2.1.3 KWK mit Gasturbinen

Auch bezüglich der KWK-Technologien, die auf Gasturbinen basieren, werden in der Praxis vielfältige technische Konzepte umgesetzt. In der Regel wird dabei nach der Kompression der angesaugten Luft in einer Brennkammer Erdgas, seltener auch andere gasförmige oder flüssige Brennstoffe eingesetzt. Zur Bereitstellung der elektrischen Leistung wird das so entstandene heiße Gas über die Turbine entspannt. Die Heizleistung wird meist durch Nutzung der Abgase in Abhitzeesseln erbracht. Große Anlagen können in der Fernwärmeversorgung von Kommunen und Industriebetrieben oder auch zur Dampfproduktion eingesetzt werden.

Als weit etablierte Technologie stellen offene Gasturbinenanlagen Wärme über die beschriebene Abgasnutzung mit einem festen Verhältnis zur Stromproduktion bereit. Die elektrische Leistung kann bei Mikrogasturbinen bis zu 100 kW, bei Industrieturbinen bis zu 25 MW und bei schweren Kraftwerksturbinen bis zu 280 MW [7] betragen.

Ebenso umsetzbar in Leistungsklassen (elektrisch) bis zu 40 MW sind STIG Gasturbinen (steam injected gas turbine), in welchen ein Teil des über das Abgas erzeugten Dampfes in die Gasturbine rückgeführt wird, um den Massendurchsatz und die elektrische Leistung zu erhöhen. Somit stehen zumindest zum Teil Flexibilitäten hinsichtlich der Strom und Wärmeproduktion zur Verfügung. Sie spielen aber derzeit energiewirtschaftlich und -technisch eine weit untergeordnete Rolle.

Kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD) mit etwa 65 - 600 MW elektrischer Leistung nutzen die hohen Abgastemperaturen der Gasturbine zur Dampfproduktion mit Abhitzeessel. Der angeschlossene Dampfkreislauf kann wiederum eine Entnahmekondensations- oder Gegendruckturbine beinhalten. Die Wärmeauskopplung ist wie bei den jeweiligen reinen Dampfturbinenanlagen über die Entnahme

beziehungsweise den Abdampfkondensator vorgesehen. Somit verfügt die GuD-Anlage mit Entnahmekondensationsturbine über zwei Freiheitsgrade, wohingegen diejenige mit Gegendruckturbine auf einen Freiheitsgrad beschränkt ist [56].

2.2.1.4 KWK mit sonstigen Technologien

Neben den bisher erläuterten etablierten Technologien in der KWK besteht die Möglichkeit, die Versorgungsaufgaben durch weitere Konzepte zu erfüllen. Diese lassen sich den vorherigen Kategorien nicht zuordnen und werden daher hier gesondert aufgegriffen. Dabei ist die Betrachtung keineswegs abschließend, sondern beschränkt sich auf die Technologien, die heute praktisch von Bedeutung sind bzw. zukünftig womöglich ein hohes Potential aufweisen. So werden Dampfmaschinen mit elektrischen Leistungen von 40 - 2 500 kW noch vereinzelt zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung in Wohnsiedlungen, der Industrie und Krankenhäusern [35] eingesetzt. Sie haben aber als Kraftwerkstechnologie, nachdem sie die Industrialisierung erst ermöglicht haben, inzwischen stark an Bedeutung verloren. Eine weitere KWK-Technologie basierend auf einer Kolbenmaschine ist der Stirlingmotor, dessen Anwendungsbereich wegen des typischen elektrischen Leistungsbereichs von einigen bis 45 kW allerdings eher in der dezentralen Strom- und Wärmeversorgung z.B. in Haushalten gesehen [35, 56] wird. Die zum Teil noch in der Entwicklung und Erprobung befindlichen Technologien sind daher für die Fernwärmeversorgung aktuell nicht geeignet.

ORC-Anlagen (Organic-Rankine-Cycle) setzt einen Dampfturbinenprozess mit einem organischen Arbeitsmedium um, um auch Wärmequellen mit geringen Temperaturniveaus verwenden zu können. Trotz eines ebenfalls vergleichsweise geringen Temperaturniveaus der Wärmebereitstellung werden mit ORC-Technologien mit einer elektrischen Leistung von beispielsweise 5 MW gelegentlich Nah- und Fernwärmenetze betrieben [28, 63, 56]. Schließlich befinden sich auch Brennstoffzellen für die Anwendung in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in der Entwicklung, wobei es sich hier eher um eine Abwärmenutzung handelt. Realisierte Anlagen weisen elektrische Leistungen von z.B. 250 - 340 kW auf. Längerfristig sind aber auch bis über 1 000 kW starke Anlagen denkbar [56]. Nichtsdestotrotz sind die aktuellen Dimensionierungen für eine Fernwärmeversorgung nicht ausreichend.

2.2.2 Power-to-Heat

Wie bereits zuvor verdeutlicht, werden unter PtH in diesem Rahmen Technologien definiert, die eine elektrische Leistung beziehen und Wärme erzeugen. Mit dieser Definition werden folgend drei Technologien präsentiert:

- Kompressionswärmepumpen
- Elektrische Widerstandsheizung

2 Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien

- Elektrodenheizkessel

2.2.2.1 Kompressionswärmepumpen

Wärmepumpen ermöglichen es, mittels einer Wärmequelle auf einem geringen Temperaturniveau (z.B. aus dem Grundwasser oder der Umgebungsluft) und der Zufuhr von höherwertiger Energie Wärme auf hohem Temperaturniveau bereitzustellen [47]. Die Prozessführung der hier betrachteten Kompressionswärmepumpe nutzt dabei elektrische Energie für die Verdichtung eines bei niedrigen Drücken und Temperaturen verdampften Arbeitsmediums, das daraufhin bei höheren Drücken und höheren Temperaturen in einem Wärmetauscher zur Wärmebereitstellung wieder kondensiert wird. Es wird deutlich, dass neben der elektrischen Leistung auch eine Wärmequelle zur Verfügung stehen muss, weshalb im strengeren Sinne Wärmepumpen nicht als reine PtH-Systeme anzusehen sind (siehe auch [4, 67]). Weil als Wärmequelle in der Regel kostenlos zur Verfügung stehende Umgebungswärme genutzt wird, erfolgt hier die Eingruppierung als PtH-Technologie. Die Anwendungen dieser weit etablierten Technologie liegen im Bereich der Raumwärme-, Warmwasser- und Prozesswärmebereitstellung. Somit können entweder einzelne Haushalte oder Wärmenetze versorgt werden, wobei auf ein genügend hohes Temperaturniveau zu achten ist. Grundsätzlich erfolgt ein Einsatz der Kompressionswärmepumpen aufgrund ihrer Kostenstruktur eher in der Grundlast [51]. Typische Leistungsbereiche der Wärmebereitstellung erstrecken sich von 100 kW bis hin zu 25 MW [26, 51].

2.2.2.2 Elektrische Widerstandsheizung

Eine weitere Technologie, die der PtH zugeordnet wird, ist die elektrische Widerstandsheizung. Elektrische Widerstandsheizungen beziehen elektrische Energie und dissipieren diese über Heizwiderstände vollständig, wodurch Wärme abgegeben werden kann [9]. Im Gegensatz zu den Wärmepumpen können elektrische Widerstandsheizungen wesentlich flexibler eingesetzt werden. Der Einsatz in der Fernwärmeversorgung ist für die Technologie mit einer Leistung von einigen MW allgemein möglich [25].

2.2.2.3 Elektrodenheizkessel

Ist eine höhere Leistung von bis zu 50 MW oder mehr zu realisieren, werden oftmals Elektrodenheizkessel eingesetzt. Diese erzeugen Wärme durch den Stromfluss, der bei Kontakt der unter Spannung stehenden Elektroden mit Wasser im Kessel verursacht wird. Die thermische Leistung kann dabei durch die Höhe der Wasserbedeckung der Elektroden geregelt werden. Elektrodenheizkessel werden bereits als etablierte Technologie in Fernwärmenetzen und zur Prozessdampferzeugung verwendet [4]. Der tendenziell niedrige exergetische Wirkungsgrad der beiden letztgenannten Technologien steht, insbesondere

vor dem Hintergrund der vermiedenen Abschaltarbeit zur Integration erneuerbarer Energien, oft nicht im Mittelpunkt der Bewertung.

2.2.3 Thermischer Speicher

TES erhöhen die Betriebsflexibilität einer Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Fernwärmeversorgung durch die zeitliche Entkopplung der Erfüllung der Versorgungsaufgaben am Strom- und Wärmemarkt. Drei übergeordnete Konzepte sind bezüglich der Art der Speicherung der thermischen Energie zu unterscheiden:

- Sensible Wärmespeicherung
- Latente Wärmespeicherung
- Thermochemische Wärmespeicherung

2.2.3.1 Sensible Wärmespeicherung

Sensible Wärmespeicher speichern thermische Energie durch eine fühlbare Änderung der Temperatur des flüssigen oder festen Speichermediums, wobei kein Phasenübergang stattfindet. Die Speicherkapazität ist damit direkt abhängig von der spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums. Als Speicherzeiträume sind sowohl kurzfristige Lösungen über Stunden bis Tage als auch saisonale Ansätze praktisch realisierbar. Im Vergleich verfügen sensible Wärmespeicher über niedrige Energiedichten und mittlere Wirkungsgrade, weisen jedoch Vorteile im Bereich der etablierten, bewährten und kostengünstigen Technik auf. Saisonale Warmwasserspeicher erreichen beispielsweise spezifische Investitionskosten von 0,5 - 3 €/kWh (5 000 - 10 000 m³) [67]. Die auftretenden Temperaturdifferenzen zur Umgebung bedingen jedoch Verluste, die durch eine entsprechende Isolierung zu reduzieren sind.

Bisher wurde eine Vielzahl derartiger Speicher in verschiedensten Bauformen umgesetzt. Typische Anwendungsgebiete befinden sich bereits im Bereich von Warmwasserspeichern für Heizungsanlagen und Wärmenetzen. Aber auch in Kombination mit Solarkraftwerken, KWK und der Geothermie sind sensible Wärmespeicher verbreitet. Somit stellen sensible Wärmespeicher eine Option für die Flexibilisierung der Fernwärmeversorgung mit bewährter Technik dar.

Speichermaterialien wie auch Bauformen sind je nach Anwendungsbereich zu wählen. Wichtige Aspekte sind diesbezüglich u.a. die Betriebstemperatur des Speichers, die Verfügbarkeit, der Preis und die Umweltverträglichkeit des Speichermaterials sowie der Speicherzeitraum. Eine Auswahl möglicher Bauformen gliedert sich nach [67] in:

- Erdsondenspeicher und Erdkollektorspeicher
- Warm- und Heißwasserspeicher in Tanks und Kavernen

2 Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien

- Warm- und Heißwasserspeicher in Erdbecken
- Aquiferspeicher
- Sand-Wasser-Wärmespeicher in Erdbecken

2.2.3.2 Latente Wärmespeicherung

Latente Wärmespeicher nutzen zusätzlich die für einen Phasenwechsel benötigte thermische Energie. Somit kann im Vergleich zu sensiblen Energiespeichern mehr thermische Energie gespeichert werden, was eine höhere Energiedichte bedeutet. Ein weiterer Vorteil ist die über weite Betriebsbereiche konstante Temperatur des Speichermediums, wodurch auch Verluste aufgrund von Temperaturdifferenzen zur Umgebung reduziert werden können. Die noch in der Entwicklung befindlichen Systeme sind dabei oftmals teurer (10 - 50 €/kWh) als die der sensiblen Wärmespeicherung [67].

In der Praxis wird aufgrund der Handhabbarkeit meist der Phasenübergang fest-flüssig in einem TES verfolgt. Aber auch der Phasenwechsel eines Speichermediums von flüssig zu gasförmig ist denkbar. Als PCM (Phase Change Material) kommen diverse Materialien in Frage, die spezielle physikalische, technische und ökonomische Kriterien erfüllen [67]. Eine Auswahl umfasst Salzhydrate, Paraffine und Verbundwerkstoffe.

Aktuell wird in der latenten Wärmespeicherung ein großes Forschungs- und Entwicklungspotential gesehen [50]. Die eher als Nischenanwendungen realisierten Technologien weisen noch keine hohe Bedeutung für den Einsatz im Energiesystem auf. Latente Kältespeicher sind dagegen in der Gebäudekühlung zum Teil bereits etabliert [72].

2.2.3.3 Thermochemische Energiespeicherung

Ein weiteres Prinzip der thermischen Energiespeicherung basiert auf einer chemisch reversiblen Reaktion von zwei oder mehreren Stoffen, bei der Wärme aufgenommen bzw. freigesetzt wird. Die Trennung der Reaktionsprodukte erfolgt durch die Zufuhr thermischer Energie (endotherme Reaktion). Diese können beliebig lange gelagert und bei Bedarf erneut zusammengeführt werden, wodurch Wärme freigesetzt wird (exotherme Reaktion). Die dabei genutzten Speichermaterialien unterscheiden sich insbesondere in zwei Aspekten: Zum einen durch die Gleichgewichtstemperatur im Umgebungszustand und zum anderen durch die umgesetzte Reaktionsenergie. Typische Materialien sind Salzhydrate, Hydroxide und Carbonate.

Neben chemisch reversiblen Prozessen werden oftmals die Sorptionsspeicher zu den Technologien der thermochemischen Energiespeicherung gezählt. Genau genommen handelt es sich bei diesen jedoch um physikalische Anlagerungen bzw. Einlagerungen von Molekülen, wodurch thermische Energie gespeichert werden kann. Zu unterscheiden sind diesbezüglich Adsorptionsspeicher und Absorptionsspeicher.

Adsorptionsspeicher werden häufig mit Zeolith oder Silikagel betrieben. Absorptionsspeicher basieren beispielsweise auf Lithium-Bromid.

Die sich in der Grundlagenforschung befindliche Technologie kann insgesamt sehr hohe Energiedichten und Wirkungsgrade realisieren. Die Kosten für die Speichermaterialien sind dabei ähnlich wie bei latenten Energiespeichern, wobei Materialbearbeitung und Reaktor selbst wesentlich teurer und komplexer sind [67].

2.2.4 Spitzenlastkessel

Zur Deckung des Wärmebedarfes können weiterhin auch Spitzenlastkessel eingesetzt werden. Diese konventionellen Heizsysteme werden speziell für den Einsatz in Zeiten eines erhöhten Wärmebedarfes oder kurzzeitiger Wärmespitzen konzipiert. Dabei wird in einem Heizungskessel die eingesetzte Brennstoffenergie in einer Feuerung ausschließlich zur Wärmeerzeugung genutzt. Im Gegensatz zu den bisher beschriebenen Technologiegruppen differenzieren sich die Spitzenlastkessel nicht in weitere Untergruppen hinsichtlich ihres konstruktiven Aufbaus bzw. ihrer Prozessführung, sondern unterscheiden sich lediglich durch die verwendeten Energieträger.

Als Brennstoffe können beispielsweise Erdgas, Öl, Kohle oder auch Biomasse eingesetzt werden. Trotz relativ hoher Normnutzungsgrade (z.B. Gas-Heizkessel: 0,90; Öl-Heizkessel: 0,93), die nahe dem energetischen Optimum liegen, zeigen Spitzenlastkessel niedrige exergetische Wirkungsgrade (z.B. Gas-Heizkessel: 0,053) auf. Dies gilt sowohl für reguläre Heizkessel als auch für eingesetzte Brennwertkessel. Im Vergleich zu den PtH-Technologien, die durch vermiedene Abschaltarbeit von erneuerbaren Energien betrieben werden können, ist der hohe Exergieverlust bezüglich der eingesetzten konventionellen Energieträger wegen anderer Opportunitäten als deutlich negativ zu bewerten. Insgesamt verfügen Spitzenlastkessel jedoch über Vorteile im Bereich der Zuverlässigkeit und der niedrigen Investitionskosten [9].

2.3 Methodik zur Technologieauswahl

Die vielfältigen technologischen Möglichkeiten innerhalb der Technologiegruppen führen zu einer hohen Anzahl kombinatorischer Möglichkeiten in der Auslegung konkreter Anlagenkonzepte. Die Simulation und wirtschaftliche Evaluation aller denkbaren Anlagenkonzepte ist jedoch für eine derartig hohe Anzahl von Kombinationen im Rahmen dieses Projektes wegen zeitlicher Restriktionen nicht möglich. Aus diesem Grund werden aus den zur Verfügung stehenden Technologien die aussichtsreichsten ausgewählt. Diese sind folgend die Basis für den Entwurf konkreter Anlagenkonzepte.

2 Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien

Der Auswahlprozess selbst umfasst dabei zwei Arbeitsschritte und wird für die vier Technologiegruppen jeweils separat durchgeführt. Im ersten Schritt werden die Technologiegruppen bezüglich ihrer technologischen Breite überprüft. Im Zuge dessen ist zu klären, inwiefern sich in einer Gruppe enthaltene Technologien in ihrer Prozessführung ähneln und ob unterschiedliche Ergebnisse in der Betriebssimulation zu erwarten sind. Sofern prozesstechnische Ähnlichkeiten vorliegen, führt möglicherweise ein direkter qualitativer Vergleich bereits zu einer Reduktion der Technologieviefalt unter der Prämisse einer angemessenen technologischen Breite. Außerdem werden Technologien, die für Versorgungsaufgaben in Fernwärmenetzen nicht geeignet sind oder welche eines massiven Forschungsaufwandes zur Etablierung bedürfen, aus der Untersuchung ausgeschlossen.

Kann mit diesem Vorgehen keine ausreichende Reduktion der technologischen Vielfalt erreicht werden, wird im zweiten Schritt eine multikriterielle Bewertung der Technologien durchgeführt. Übergeordnet werden diesbezüglich Kriterien zur technischen Effizienz, zur Betriebsflexibilität und zur groben Kosteneinschätzung für jede Technologie mit Werten zwischen 0 - 10 evaluiert. Mithilfe eines Kriterien gewichtungsschemas ist die Aufstellung eines der Orientierung dienenden Rankings möglich, welches die Eignung der Technologien als Bestandteil einer Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung quantitativ einordnet. Eine handhabbare Anzahl der aussichtsreichsten Technologien wird auf dieser Basis für die weiteren Arbeiten ausgewählt.

2.4 Bewertung und Ergebnisse der Technologieauswahl

Die beschriebene Methodik wird folgend auf die vier Technologiegruppen angewandt. Schließlich ergibt sich so ein Setup von möglichen Einzeltechnologien, die zur Anlagenerstellung herangezogen werden.

2.4.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Gruppe der KWK fasst 15 Einzeltechnologien zusammen, die, wie in Abschnitt 2.2.1 dargestellt, in wiederum vier Untergruppen gegliedert werden können. Deren jeweils unterschiedliche Prozessführung erlaubt keine Reduktion auf eine handhabbare Anzahl durch einen reinen qualitativen Vergleich. Es können lediglich drei Technologien aufgrund der geringen Eignung für Versorgungsaufgaben im Fernwärmenetz (reine Kondensationsturbinen) bzw. der fehlenden Durchdringung des Marktes (Stirlingmotoren, Brennstoffzellen) ausgeschlossen werden.

Bezüglich der übrigen Technologien wird ein multikriterielles Bewertungsschema verwendet, welches die in der Tabelle 2.1 beschriebenen Kriterien zu den Kategorien technische Effizienz, Betriebsflexibilität und Kosten aufführt. Den Kategorien kommt dabei jeweils das gleiche Gewicht zu. Je technologischer Untergruppe wird maximal eine Technologie für die weitere Arbeit ausgewählt.

Tab. 2.1: Kriterien zur KWK-Technologieauswahl mit dazugehöriger Gewichtung

Technische Effizienz	33,3 %	Brennstoffausnutzungsgrad	100 %
Betriebsflexibilität	33,3 %	Freiheitsgrade	20 %
		Primärenergieträger	80 %
Kosten	33,3 %	Investitionskosten	50 %
		Kosten für Wartung & Instandhaltung	50 %

Technische Effizienz: Die technische Effizienz wird mithilfe des Brennstoffausnutzungsgrades bewertet. Der Brennstoffausnutzungsgrad stellt die Summe der ausgekoppelten elektrischen Leistung und des Wärmestromes ins Verhältnis zur zugeführten Brennstoffleistung [69]. Die rein energetische Betrachtung vernachlässigt dabei die qualitativen Unterschiede zwischen elektrischer und thermischer Energie. In der Tendenz wird somit die Wärme als Energie niedriger Qualität überbewertet. Zum jetzigen Zeitpunkt wird der energetische Ansatz bewusst gewählt, da zum einen die systemische Bedeutung der beiden Zielenergien später auf Basis der Betriebssimulationen zu analysieren ist und zum anderen die Datenverfügbarkeit diesbezüglich ausgeprägter ist. Es wird davon ausgegangen, dass ein hoher Brennstoffausnutzungsgrad, der nach

$$\omega = \frac{P + \dot{Q}}{\dot{m}_{Br} H_i} \quad (2.1)$$

die Summe elektrischer und thermischer Nutzleistung auf den Brennstoffenergiestrom bezieht, grundsätzlich vorteilhaft ist.

Betriebsflexibilität: Die Betriebsflexibilität umfasst zwei bedeutende Aspekte. Einerseits wird das Betriebsverhalten hinsichtlich der Flexibilität in der Kopplung von Elektrizitäts- und Wärmebereitstellung bewertet. Eine Technologie mit zwei Freiheitsgraden ist insgesamt anpassungsfähiger bezüglich der Marktanforderungen und daher gegenüber Technologien mit lediglich einem Freiheitsgrad im Vorteil. Die relativ geringe Gewichtung verdeutlicht jedoch, dass zum jetzigen Zeitpunkt keine Aussage über den Bedarf an Flexibilität im Markt getroffen werden soll bzw. dies eine Fragestellung der detaillierten Simulationen ist. Andererseits ist auch die Flexibilität hinsichtlich der eingesetzten Primärenergieträger von Bedeutung. Können vielfältigste Primärenergieträger im Grundsatz zur Energiebereitstellung genutzt werden, ist die Technologie deutlich robuster gegenüber Preisschwankungen sowie anderen Knappheitssignalen. Daraus ergibt sich ein Vorteil für Technologien mit einem breiten Spektrum an potentiell einsetzbaren Primärenergieträgern.

2 Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien

Kosten: Eine grobe Kostenschätzung wird als erstes Indiz zur wirtschaftlichen Bewertung der Technologien genutzt. Die Investitionskosten werden bezogen auf die installierte elektrische Leistung angegeben. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung werden dagegen in Relation zur bereitgestellten elektrischen Energie ausgedrückt. Beide Kriterien werden gleich gewichtet.

Auswahl: In Tabelle 2.2 sind die Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung für die einzelnen KWK-Technologien aufgeführt. Die technischen Grundlagen zur Bewertung befinden sich in entsprechenden Tabellen im Anhang.

Die höchsten Werte werden insgesamt von GuD-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen erzielt. Dies wird insbesondere durch die hohe Betriebsflexibilität sowie vergleichsweise hohe Brennstoffausnutzungsgrade erreicht. Somit repräsentiert das GuD mit Entnahmekondensationsturbine die Untergruppe der KWK mit Gasturbinen in der Technologieauswahl. Die Abkürzung GuD repräsentiert folgend die beschriebene Technologie. In der Gruppe der KWK mit Dampfturbinen führt die Entnahmegegendruckturbine mit einem hohen Brennstoffausnutzungsgrad verhältnismäßig knapp in einem insgesamt deutlich ausgeglichenerem Gesamtbild. Nichtsdestotrotz erfolgt für die vorliegende Untersuchung die Auswahl der reinen Gegendruckturbine (GDT), da mit dieser weniger flexiblen aber nahezu gleich effizienten Technologie die technologische Breite der KWK im Sinne der Betriebsflexibilität besser repräsentiert wird. Weiterhin gute Bewertungsergebnisse zeigt der Ottomotor als Vertreter der verbrennungsmotorischen KWK-Technologien (BHKW). Es erfolgt eine Beschränkung auf die drei genannten Technologien als handhabbare Anzahl für die weiteren Simulationen, sodass die sonstigen KWK-Technologien nicht weiter berücksichtigt werden.

Tab. 2.2: Ergebnisse der multikriteriellen KWK-Bewertung

	Technische Effizienz	Betriebsflexibilität		Kosten		Gesamt
	Brennstoffaus-nutzungsgrad	Freiheitsgrade	Primär-energeträger	Investition	Wartung & Instandhaltung	
KWK mit Verbrennungsmotoren						
Ottomotor	8,62	0	8	10	5	7,43
Dieselmotor	8,25	0	7	10	5	7,04
KWK mit Dampfturbinen						
Gegendruckturbine	9,20	0	10	4,21	6,67	7,47
Entnahmekon-densationsturbine	7,82	10	10	4,21	6,67	7,68
Anzapfkon-densationsturbine	7,82	8	10	4,21	6,67	7,54
Entnahmegegen-druckturbine	9,26	7	10	4,21	6,67	7,95
KWK mit Gasturbinen						
Offene Gasturbine	8,51	0	7	10	5	7,13
STIG Gasturbine	7,45	5	7	10	5	7,11
GuD mit Gegendruckturbine	9,15	0	7	9,32	10	8,05
GuD mit Kondensationsturbine	8,94	10	7	9,32	10	8,64

2.4.2 Power-to-Heat

Die Gruppe der Technologien, die Elektrizität zur Wärmebereitstellung nutzen, führt mit drei Alternativen im Vergleich zur KWK eine geringere technologische Breite aus. Von diesen drei Alternativen ähneln sich die elektrische Widerstandsheizung sowie der Elektrodenheizkessel in ihrer Prozessführung stark, wobei die Wärmepumpe einen deutlich abweichenden Ansatz verfolgt. Aus diesem Grund wird festgestellt, dass eine technologische Breite durch die Auswahl einer der erstgenannten Technologien sowie der Wärmepumpe gegeben ist. Ein direkter Vergleich der elektrischen Widerstandsheizung mit dem Elektrodenheizkessel vor dem Hintergrund der Fernwärmeversorgung aus Sicht eines professionellen Betreibers zeigt, dass hier der Elektrodenheizkessel geringfügige praktische Vorteile aufweist. Dies betrifft zum einen die etwas höhere technische Effizienz und zum anderen den flexibler skalierbaren Leistungsbereich mit einer thermischen Leistung von bis zu 50 MW. Für die Konzeptionierung der Anlagen zur elektrizitätsnetzgekoppelten Fernwärmeversorgung werden daher Wärmepumpen (WP), als bisher eher in der Grundlast eingesetzte Technologie, und typischerweise in der Spitzenlast betriebene Elektrodenheizkessel (EHK) berücksichtigt.

2.4.3 Thermischer Speicher

Die Technologiegruppe der thermischen Speicher umfasst wiederum drei grundlegend verschiedene Alternativen: die sensible, die latente und die thermochemische Wärmespeicherung. Wie jedoch im Abschnitt 2.2.3 skizziert bedürfen die beiden letzteren Technologien aktuell noch eines deutlichen Entwicklungsaufwandes zur breiten Marktetablierung. Aus diesem Grund werden lediglich sensible Wärmespeicher für die Untersuchungen in Betracht gezogen.

Innerhalb der Gruppe der sensiblen thermischen Energiespeicher existieren diverse Umsetzungsmöglichkeiten, die auf dem gleichen prozesstechnischen Prinzip beruhen. Ein direkter qualitativer Vergleich der Technologien verdeutlicht die Vorteile von Wasser als Speichermedium aufgrund einer hohen spezifischen Wärmekapazität, der einfachen Handhabung, der hohen Umweltverträglichkeit und Verfügbarkeit sowie der geringen Kosten [67]. Der verbreitete Einsatz von Wasser als Speichermedium in der Praxis im Bereich von Wärmenetzen bestätigt die Auswahl. Modellhaft wird dabei eine konstruktive Umsetzung als Speichertank unterstellt.

2.4.4 Spitzenlastkessel

Die Präsentation der technischen Grundlagen der Spitzenlastkessel zur Wärmeversorgung zeigt bereits, dass sich die Technologien in ihrer Prozessführung und in ihrem Betriebsverhalten stark ähneln. Unterschiede können lediglich bezüglich des eingesetzten Primärenergieträgers ausgemacht werden. Somit erlaubt das methodische Vorgehen die Auswahl einer repräsentativen Technologie ohne die Prämisse der Abbildung einer technologischen Breite zu verletzen. Als praktisch üblich Technologie wird hier ein Spitzenlastkessel mit Erdgas als eingesetztem Primärenergieträger ausgewählt (siehe [2]).

3 Versorgungssystem

Um Anlagenkonzepte unter verschiedenen Rahmenbedingungen der Energieversorgung analysieren und bewerten zu können, werden im Rahmen dieses Kapitels verschiedene Entwicklungen innerhalb des Energieversorgungssystems betrachtet. Dabei werden im ersten Schritt auf Basis eines umfassenden Datensatzes des deutschen Energiesystems historische Jahre von 2014 bis 2016 analysiert, welche die letzten drei Jahre darstellen, für die bei Projektbeginn komplette Zeitreihen vorlagen. Zudem wird anschließend die Methodik zur Abbildung zukünftiger Entwicklungen und Trends aufgezeigt und begründet.

3.1 Status Quo

Laut Statistik der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) ist die Anschlussleistung für Fernwärme innerhalb der letzten 20 Jahre nahezu konstant geblieben und liegt bei etwa 50.000 MW [2]. Weiterhin konnte der Ausbau der Netze gerade in den letzten 10 Jahren erheblich gesteigert werden, was sich in entsprechend hohen Streckenkilometerzahlen widerspiegelt. Während im Jahr 2008 beispielsweise noch etwa 18.300 Streckenkilometer installiert waren, betrug dieser Wert im Jahr 2016 bereits mehr als 21.000 km. Erzeugungsseitig schwankt die Wärmeerzeugung in Deutschland bedarfsabhängig zwischen jährlich etwa 53 und 67 TWh. Zum Vergleich betrug der gesamte Energieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, und sonstige Prozesswärme im Jahr 2016 [17] 1372,64 TWh. Abbildung 3.1 zeigt die entsprechende Erzeugung von Fernwärme für die Jahre 2014 und 2016 aufgeschlüsselt nach Erzeugungstechnologien. An dieser Stelle sei zu erwähnen, dass die leicht steigende Tendenz über mehrere Jahre bedarfsinduziert ist und nicht auf eine gesteigerte Anschlussleistung zurückzuführen ist. Der komplette Datensatz kann zudem den AGFW-Statistiken [1] entnommen werden.

3 Versorgungssystem

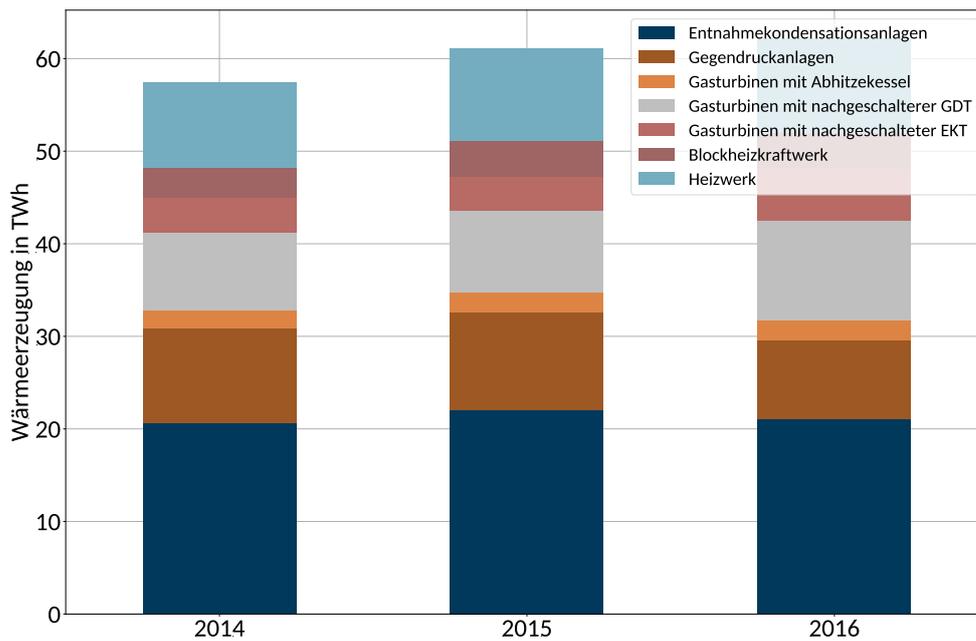


Abb. 3.1: Fernwärmeerzeugung (netto) in Deutschland nach Erzeugungstechnologien nach [1]

Es zeigt sich, dass die Anteile einzelner Technologien erzeugungsseitig nahezu konstant verlaufen. Lediglich bei den GuD-Technologien ist eine leicht erhöhte Erzeugung zu verzeichnen, was sich in entsprechenden Anteilen von Gasturbinen mit nachgeschalteter Gegendruck- bzw. Entnahmekondensationsturbine zeigt. Maßgeblich für diese Verschiebung der Einzelanteile ist unter anderem der Preisfall auf den Märkten für Erdgas sowie die in Kapitel 4 beschriebenen Fördermechanismen. Während der European Gas Index (EGIX) für Deutschland im Jahr 2014 noch bei 22,04 EUR/MWh lag, ist dieser im Jahr 2016 auf einen Wert von 14,13 EUR/MWh gefallen [52]. Neben diesen Veränderungen wirken zudem entsprechende Preisveränderungen im Strommarkt sowie eine insgesamt erhöhte Erzeugung gegenüber den Vorjahren auf die einzelnen Anteile.

Die installierte elektrische Kraftwerksleistung in Deutschland ist in den letzten Jahren leicht angestiegen. Dabei unterlag diese vor allem im Bereich der erneuerbaren Energien stärkeren Veränderungen, wohingegen der Anteil fossiler Kraftwerke annähernd konstant geblieben ist. Tabelle 3.1 zeigt die installierte Leistung in Deutschland aufgeschlüsselt nach Energieträgern für die Jahre 2014 bis 2016 basierend auf den Daten aus [6] und [29].

Es wird deutlich, dass der Nettozuwachs der installierten Leistung hauptsächlich auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere Biomasse, Photovoltaik und Windkraft zurückzuführen ist. Zudem ist der Anteil aus Atomkraft im Zuge der sukzessiven Stilllegung einzelner Kraftwerke leicht gesunken. Während die installierte Leistung an Braunkohle-, Erdgas-, Wasser- und sonstigen Kraftwerken nahezu

Tab. 3.1: Installierte elektrische Kraftwerksleistung in Deutschland nach Energieträgern

Technologie	Installierte Leistung in GW		
	2014	2015	2016
Biomasse	6,93	7,17	7,35
Braunkohle	21,07	21,42	21,27
Erdgas	29,02	28,36	29,72
Nuklear	12,07	10,8	10,8
Photovoltaik	37,9	39,22	40,72
Sonstige	4,2	4,2	4,63
Steinkohle	26,21	28,65	27,42
Wasser	5,57	5,47	5,49
Wind	38,61	44,58	49,59
Summe	181,58	189,87	196,99

konstant bleibt, zeigt sich nur im Bereich der Steinkohle eine leichte Veränderung, die aber im mehrjährigen Mittel ebenfalls gering ausfällt.

Ein geringfügig anderes Bild zeigt sich hingegen bei Betrachtung der erzeugten elektrischen Energie. Während die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken, mit leicht erhöhten Werten in der Winterzeit, über das Jahr nahezu konstant bleibt, zeigt sich die Volatilität der erneuerbaren Energien im Jahresverlauf durch eine erhöhte Einspeisung aus Photovoltaik- und Wasserkraftwerken in den Übergangs- und Sommermonaten. Vice versa stellt sich eine entsprechende Windeinspeisung in der Winter- und Übergangszeit dar. Gleichermaßen schwankend gestaltet sich der Exportsaldo mit erhöhten Werten im Herbst und Winter. Abbildung 3.2 zeigt die entsprechende Stromerzeugung in Deutschland für die Jahre 2014 bis 2016.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern deckt sich mit den in den Jahren 2014 bis 2016 annähernd konstant gebliebenen Ressourcenpreisen für Braun- und Steinkohle sowie der beschriebenen Preisentwicklung bei Erdgas [64]. Neben dem Ressourcenpreisen und anderen Größen wie beispielsweise (vermiedenen) Startkosten und Bieterverhalten [53] wirken zudem die Stromnachfrage und volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien als Fundamentaltreiber auf den für einen Großteil der Kraftwerksbetreiber relevanten Day-Ahead-Strompreis an der European Energy Exchange (EEX). Allgemeine Zusammenhänge bezüglich der Preismodellierung innerhalb von Fundamentalmodellen zur Abbildung von Energieversorgungssystemen wurden bereits in eigenen Arbeiten beschrieben [68] und werden anschließend für Modellierung zukünftiger Entwicklungen verwendet.

An dieser Stelle beschränkt sich die Darstellung auf die im Rahmen der Modellierung berücksichtigten Day-Ahead- und Fernwärmepreise als maßgebliche Größen für die Erlöse eines typischen Fernwärmeversorgungssystems. Dabei werden die Daten entsprechend [3] sowie [6] ebenfalls für die Jahre 2014 bis 2016 dargestellt. Während für die Fernwärmepreise auf den Mittelwert des jeweiligen Jahres zurück-

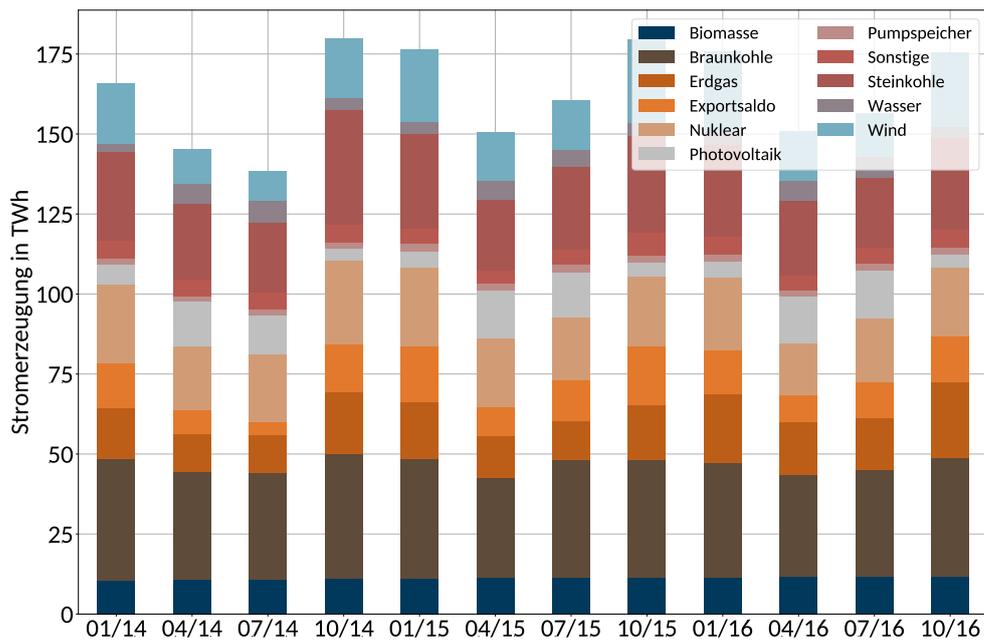


Abb. 3.2: Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern

gegriffen wird, werden stündliche Werte des Day-Ahead-Marktes verwendet. Abbildung 3.3 zeigt die Entwicklung der entsprechenden Fernwärme- und Strompreise, wobei letztere im wöchentlichen Mittel dargestellt werden, um im Sinne der Lesbarkeit starke Schwankungen aufgrund von Kraftwerksausfällen, hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern oder Bieterverhalten zu reduzieren.

Es zeigt sich eine leicht abnehmende Tendenz für die mittleren jährlichen Fernwärmepreise, die, wie bereits zuvor beschrieben, unter anderem auf die niedrigeren Erdgaspreise zurückzuführen ist. Im Bereich der Strompreise zeichnet sich trotz entsprechender Volatilität ebenfalls eine leicht fallende Tendenz ab. Während im Jahresverlauf in den Sommermonaten typischerweise durch eine niedrigere Nachfrage und hohe solare Erzeugung niedrigere Strompreise zu verzeichnen sind, fallen diese in den Wintermonaten durch eine stärkere Nachfrage und hohe Volatilität der Windeneinspeisung typischerweise höher aus.

3.2 Zukünftige Entwicklungen

Die integrierte, techno-ökonomische Bewertung einzelner Technologien in zukünftigen Energieversorgungssystemen setzt die Bildung geeigneter, realistischer Annahmen für deren Entwicklung voraus. Während Fragestellungen, wie beispielsweise die kostenoptimale Integration von Speichertechnologien für 100 % erneuerbaren Energiesysteme im Jahr 2050, „auf der grünen Wiese“ untersucht werden können, stellt sich innerhalb dieses Projektes vielmehr die Frage, welche möglichen konsistenten Entwicklungen

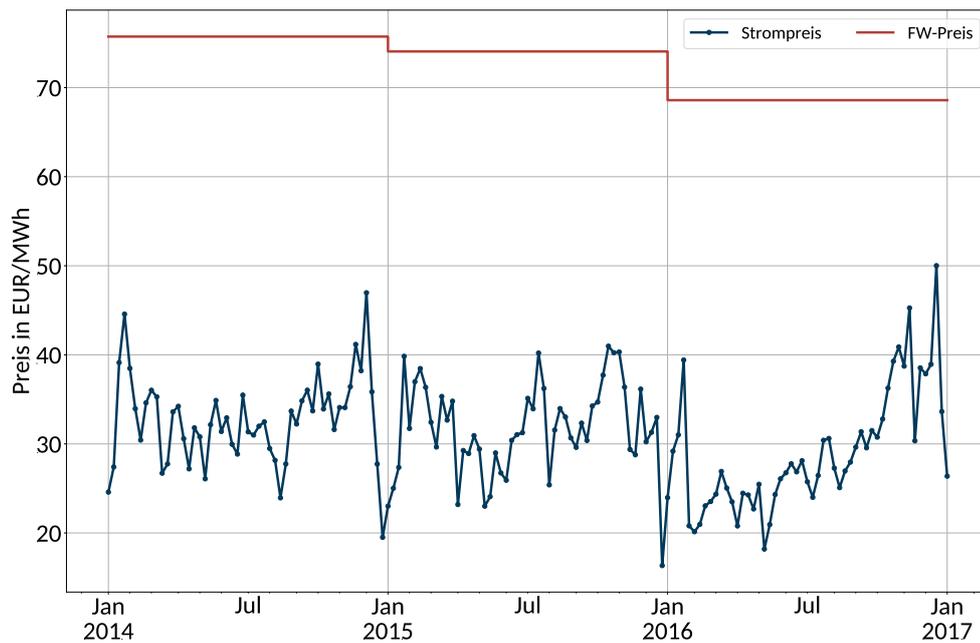


Abb. 3.3: Durchschnittlicher wöchentlicher Strompreis und jährlicher Fernwärmepreis nach [6] bzw. [3]

einzelne europäische Energieversorgungssysteme in naher Zukunft nehmen und welchen Einfluss dies auf den Kraftwerkseinsatz und Marktpreisbildung in Deutschland hat.

Für die Abbildung des zukünftigen, länderübergreifenden Kraftwerkseinsatzes und Strommarktes besteht, zusätzlich zu den Herausforderungen im Bereich der Modellierung, demnach die Herausforderung der Verwendung eines konsistenten Szenariorahmens. Für die Fortschreibung bzw. zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks einzelner Länder müssten dafür umfangreiche Literaturrecherchen durchgeführt werden, um die -ihrerseits wiederum teilweise politisch unbeständigen- nationalen Ausbaupläne zu erfassen und abzubilden. Zudem bestehen starke Wechselwirkungen zwischen der strukturellen Entwicklung der installierten Kapazitäten einzelner Länder und den Austauschkapazitäten einzelner nationaler Energiesysteme. Demnach kann die Entwicklung möglicher nationaler Ausbauszenarien nur unter Einbezug der Entwicklung der zukünftigen Netzinfrastruktur erfolgen. Im Folgenden wird daher zunächst die Auswahl eines geeigneten Szenariorahmens begründet. Anschließend werden die wesentlichen Annahmen beschrieben und diskutiert. Die Ausführungen lehnen sich dabei größtenteils an eigene Vorarbeiten an [68].

So wurden im Rahmen der Szenarienbildung weitestgehend der länderübergreifende Netzentwicklungsplan für die nächsten 10 Jahre (TYNDP) des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) aus dem Jahr 2014 sowie die daraus abgeleiteten Szenarien der einheitlichen Versorgungssicherheitsprognose verwendet [27]. Die Funktionweise des verwendeten Modells sowie alle zentralen Eingangs- und Ausgangsdaten können Abbildung 3.4 entnommen werden, wobei für eine detaillierte Beschreibung

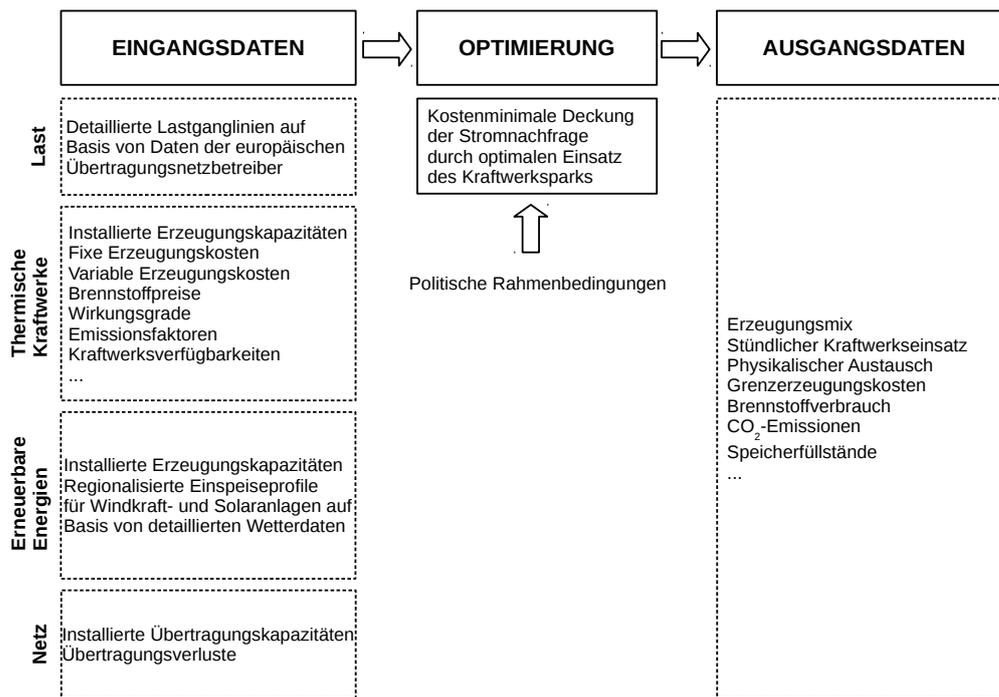


Abb. 3.4: Struktureller Aufbau des Modells des zukünftigen Energieversorgungssystems

der zugrundeliegenden Annahmen auf eigene Vorarbeiten [68] (siehe Modellbeschreibung dort im Anhang) verwiesen wird.

Die Verwendung der TYNDP-Szenarien geht mit Vor- und Nachteilen einher. Die Vorteile liegen in einer transparenten, länderübergreifenden, dokumentierten Modellparametrierung unter Einbezug ausführlicher Analysen hinsichtlich der politischen, ökonomischen und technischen Entwicklungen in naher Zukunft. Zudem werden die derzeitigen EU-Ziele für die Konversion des Energiesektors im Rahmen der Modellierung berücksichtigt. Als Nachteil kann die Behaftung der Szenarien mit getroffenen Annahmen genannt werden. Diese stellen jedoch ein grundsätzliches Problem bei der Szenariodefinition dar. Zudem orientiert sich die Technologieentwicklung innerhalb der Szenarien an derzeitigen Strukturen. So wird ein Großteil der Kraftwerksleistung innerhalb der Energieszenarien auch zukünftig noch von fossilen Kraftwerken gestellt und Flexibilität durch Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke erbracht. Andere Speichertechnologien wie etwa Druckluftspeicherkraftwerke, Redox-Flow-Batterien oder dezentrale, intelligent verwaltete Batteriespeichertechnologien werden hingegen nicht berücksichtigt. Dennoch darf die Verwendung des TYNDP als Standard in der Modellierung von Versorgungsszenarien der nahen Zukunft betrachtet werden.

4 Regulatorischer Rahmen

Auch die regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflussen die Gestaltung und den Betrieb einer Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Fernwärmeversorgung. Im Rahmen der Untersuchung sind insbesondere diejenigen Instrumente zu erfassen, die sich auf die monetären Ströme des Anlagenbetreibers und somit auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Diesbezüglich wird nachfolgend der regulatorische Rahmen für den Status Quo in einem Überblick aufgezeigt. Wie bereits skizziert, kann eine Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeerzeugung aus mehreren Blöcken verschiedener Technologiegruppen bestehen. Daher werden nach einer kurzen Schilderung der Rahmenbedingungen für ein Fernwärmenetz die gesetzliche Verankerungen für die jeweiligen Technologiegruppen beschrieben.

4.1 Fernwärme

Die Fernwärmeversorgung stützt sich auf die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV). Die Kosten der Fernwärmeversorgung werden im Leistungspreis und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis abgebildet. Der Leistungspreis sollte typischerweise die Investitionskosten der Erzeugungsanlage, Transportleitungen und Übergabestationen sowie fixe Betriebskosten für Personal, Betrieb, Wartung und Instandhaltung beinhalten. Dagegen sollte der Arbeitspreis die variablen Kosten, z.B. für den Brennstoff, widerspiegeln. Typischerweise werden die Preise jährlich festgesetzt. Preisänderungsklauseln müssen an die Kostenentwicklung bei der Erzeugung und der Bereitstellung der Fernwärme und an die Bedingungen auf dem Wärmemarkt angepasst sein (§ 24 IV AVBFernwärmeV). Die AGFW fasst regelmäßig die Preise der Fernwärmeversorgung für das Bundesgebiet in einer Übersicht zusammen und bildet daraus eine typische Mischkalkulation, in welcher beide Bausteine enthalten sind. Im Rahmen der vorgelegten Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass dies die praktisch am Markt erzielbaren Erlöse darstellen [3].

4.2 Kraft-Wärme-Kopplung

KWK-Anlagen werden insbesondere durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

4 Regulatorischer Rahmen

Tab. 4.1: Übersicht der Zuschläge nach KWKG nach Leistungsgrenzen in kW

	$P_{el} < 50$	$50 < P_{el} < 100$	$100 < P_{el} < 250$	$250 < P_{el} < 2000$	$P_{el} > 2000$
Einspeisung in NdaV (§7 I + II)	8 ct/kWh	6 ct/kWh	5 ct/kWh	4,4 ct/kWh	3,1 ct/kWh
	Verdrängung Strom aus Kohle-KWK: Bonus von 0,6 ct/kWh				
Ausnahme: < 100 kW (§7 III 1)	4 ct/kWh	3 ct/kWh	-	-	-
Ausnahme: Kundenanlage/ geschl. Verteilernetz (§7 III 2)	4 ct/kWh	3 ct/kWh	2 ct/kWh	1,5 ct/kWh	1 ct/kWh
Ausnahme: stromkostenintensiv (§7 III 3)	5,41 ct/kWh	4 ct/kWh	4 ct/kWh	2,4 ct/kWh	1,8 ct/kWh
TEHG-Zuschlag (§ 7 V)			Bonus von 0,3 ct/kWh		
Bestandsanlagen (§ 13 III)	-	-	-	-	1,5 ct/kWh

–KWKG, 17.7.2017) gefördert. Demnach sind KWK-Anlagen mit einer Leistung über 100 kW zur Direktvermarktung des erzeugten Stromes verpflichtet (§ 4 I). Mit dem übergeordneten Ziel, die Nettostromerzeugung aus KWK auf 110 TWh in 2020 und 120 TWh in 2025 zu erhöhen (§ 1 I), sind Zuschlagszahlungen für Strom aus neuen, modernisierten oder nachgerüsteten bzw. innovativen KWK-Anlagen vorgesehen (§ 5 I + II). Voraussetzungen diesbezüglich sind die Nutzung von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmiger oder flüssiger Brennstoffe in hocheffizienten Anlagen zur Stromerzeugung sowie keine Verdrängung einer bestehenden Fernwärmeversorgung aus KWK (§ 6 I). Der Anspruch auf Zuschläge erlischt insgesamt in Zeiten mit negativen Preisen am Spotmarkt der Strombörse (§ 7 VII). Grundsätzlich erfolgt die Zahlung der Zuschläge über einen Zeitraum, der durch eine bestimmte Anzahl an Vollbenutzungsstunden begrenzt ist. Für neue Anlagen ($P_{el} > 50$ kW) sind dies 30 000 Vollbenutzungsstunden.

Zuschlagsberechtigt sind nur KWK-Anlagen mit einer Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung (NdaV). Ausnahmen existieren für Anlagen bis 100 kW sowie für Anlagen, die KWK-Strom an Letztverbraucher in einer Kundenanlage oder in einem geschlossenen Verteilernetz liefern (Voraussetzung: volle EEG-Umlagepflicht) und stromkostenintensive Unternehmen (§ 6 III). Die Höhe des Zuschlages ist abhängig von der Leistungsklasse und der Netzanschlussituation. Tabelle 4.1 fasst die Zuschlagssätze für die genannten Fälle zusammen. Die dezentrale Einspeisung von KWK-Anlagen wird weiterhin mit Zahlungen vermiedener Netzentgelte nach § 18 I StromNEV gefördert.

Eine abweichende Regelung ist für neue und modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 und 50 MW und innovative KWK vorgesehen (§ 5 II). Bei Einspeisung in das NdaV wird die Höhe der Zuschlagszahlungen durch Ausschreibungen festgesetzt. Der durchschnittliche Zuschlagswert lag 2017 bei 4,05 ct/kWh. Es besteht in diesem Zusammenhang kein Anspruch auf Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte.

Des Weiteren sind hocheffiziente KWK-Anlagen, die zusätzlich einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von über 70 % erreichen, nach dem Energiesteuergesetz (EnergieStG) vollständig oder teilweise von der

Energiesteuer befreit (EnergieStG § 53a). Die Teilnahme am Emissionshandel ist für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW bindend (TEHG).

4.3 Power-to-Heat

Der wirtschaftliche Betrieb einer PtH-Anlage wird maßgeblich durch die zu zahlenden Strompreisbestandteile bestimmt. Diese wiederum sind abhängig von einer Vielzahl von Faktoren, weshalb der regulatorische Rahmen spezifisch für konkrete Projekte überprüft werden sollte [5]. Grundsätzlich können jedoch zwei Betriebsfälle nach der Art des elektrischen Energiebezuges unterschieden werden: Fremdbezug und Nutzung eigenerzeugten Stromes ohne Verwendung des NdaV. Bei Fremdbezug der zur Wärmebereitstellung benötigten elektrischen Energie sind PtH-Anlagen nach §3 XXV EnWG als Letztverbraucher einzustufen. Damit sind in der Regel zum Energiebezug alle regulären Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern zu zahlen. Dies sind (angelehnt an [5]):

- EEG-Umlage (§ 61 EEG)
- Netzentgelte (vollständig oder nach § 19 II StromNEV reduziert)
- Netzentgeltabhängige Preisbestandteile (ohne Reduktion nach § 19 II StromNEV):
 - KWK-Umlage (§ 26 I KWKG, evtl. Sonderfall mit Deckelung nach § 27)
 - Offshore-Haftungsumlage (§ 17f I EnWG, evtl. Sonderfall mit Deckelung § 17f V)
 - AbLaV-Umlage (§ 18 I AbLaV)
 - StromNEV-Umlage (§ 19 II StromNEV)
 - Kosten nach § 10 SysStabV
 - EinsMan-Kosten (§ 15 III EEG)
- Konzessionsabgabe (§ 48 EnWG, Konzessionsabgabenverordnung)
- Stromsteuer (§ 5 I StromStG)

Bei Eigenversorgung nach §3 IXX EEG entfällt die EEG-Umlage lediglich, wenn eine Anlage weder unmittelbar noch mittelbar an das NdaV angeschlossen ist (§ 61 a EEG). Eine Reduzierung der EEG-Umlage auf 40 % wird durch eine Eigenversorgung mit EE-Strom oder KWK-Strom aus hocheffizienten Anlagen mit einem Jahres-/Monatsnutzungsgrad von über 70 % erreicht (§ 61b EEG). Weitere Ausnahmen der EEG-Umlage können nicht auf PtH angewandt werden bzw. sind lediglich für Bestandsanlagen gültig.

Das Netzentgelt sowie netzentgeltbezogene Bestandteile entfallen, wenn keine direkte Entnahme elektrischer Arbeit aus dem Netz vorliegt, d.h. die praktische Netznutzung entfällt (§ 17 StromNEV). Bei Nutzung des NdaV gilt die Regelung für eine Reduktion der Netzentgelte nach § 19 II StromNEV, wobei

4 Regulatorischer Rahmen

die netzentgeltabhängigen Bestandteile davon unberührt bleiben (zusätzl. Deckelung StromNEV-Umlage nach § 19 II EnWG). Einschlägige Regelungen bezüglich der Konzessionsabgaben von Eigenversorgungsanlagen existieren nicht, sodass diese grundsätzlich davon abhängig sind, ob eine Belieferung über das öffentliche Netz stattfindet (§ 48 EnWG). Auch bei Eigenversorgung, unabhängig von der Klassifizierung als Versorger oder Eigenerzeuger, ist die Zahlung der Stromsteuer verpflichtend (StromStG § 5). Eine Befreiungsregelung besteht in § 9 I 2a StromStG, wenn der Strom in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung unter 2 MW erzeugt und im räumlichen Zusammenhang selbst verbraucht wird.

Weiterhin kann PtH als zuschaltbare Last zur Wahrung der Systemsicherheit sowie insbesondere zur Verringerung des Einspeisemanagements für erneuerbare Energien eingesetzt und demnach vergütet werden. Laut § 13 VI EnWG werden zuschaltbare Lasten von den Übertragungsnetzbetreibern nach einer diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibung vertraglich mit dem Anlagenbetreiber vereinbart. Eine seitens der Bundesregierung zu erlassende Rechtsverordnung muss das entsprechende Vorgehen noch spezifizieren. § 13i II EnWG eröffnet der Bundesregierung dabei die Möglichkeit die Übertragungsnetzbetreiber zur Vorhaltung von bis zu 3.000 MW Zuschaltleistung aus wiederholenden Ausschreibungen mit wirtschaftlich (Vergütung unterhalb der Kosten von ansonsten möglichen Versorgungsunterbrechungen) und technisch (mindestens 5 MW innerhalb von maximal 15 Minuten) sinnvollen Angeboten zu verpflichten. Insbesondere den Betreibern bestehender KWK-Anlagen ermöglicht § 13 VIa EnWG den Abschluss von „vertraglichen Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitiger Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung“ mit den Übertragungsnetzbetreibern. Dafür ist dem Betreiber zum einen eine angemessene Vergütung zu zahlen. Zum anderen sind diesem die Kosten für die Investition in die PtH-Anlage sowie für den verursachten Strombezug zu erstatten. Zum jetzigen Zeitpunkt finden die beschriebenen Regelungen jedoch noch keine Anwendung, wodurch das wirtschaftliche Potential für PtH nicht einzuschätzen ist.

4.4 Thermischer Energiespeicher

Thermische Energiespeicher als allein stehende Technologie sind im aktuellen deutschen regulatorischen Rahmen von untergeordneter Bedeutung. Entscheidend für die Definition des Energiespeichers und die anzusetzenden Förderungsmechanismen ist dessen Anbindung an das Energiesystem. Nach dem KWKG werden neu errichtete Wärmespeicher, die bis Ende 2022 in Betrieb genommen und überwiegend durch Wärme aus KWK-Anlagen mit Anschluss an das NdaV gespeist werden, bezuschlagt, sofern deren mittlere Wärmeverluste weniger als 15 W/m² Behälteroberfläche betragen (§ 22 I KWKG). Weiterhin ist der Zuschlag auch bei Nutzung industrieller Abwärme oder Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien (mittels PtH) anwendbar, sofern 25 % der vom Speicher bezogenen Wärme dessen ungeachtet aus KWK-Anlagen stammt (§ 22 II KWKG). Der Zuschlag gilt allgemein für Speicherkapazitäten über 1 m³ wasseräquivalent oder 0,3 m³/kW installierter elektrischer Leistung der KWK-Anlage (§ 22 IV KWKG). Die

Zahlung des Zuschlages für Wärmespeicher erfolgt als Investitionskostenzuschuss in Höhe von 250 €/m³ wasseräquivalent. Zahlungen werden bei Speichern von über 50 m³ auf höchstens 30 % der Investitionskosten sowie je Projekt auf 10 Mio. € beschränkt (§ 23 I KWKG). Werden die Voraussetzungen zum Anteil der eingespeicherten Wärme aus KWK nicht erfüllt, sind aktuell keine weiteren Förderungsmechanismen für Wärmespeicher anwendbar.

4.5 Spitzenlastkessel

Konventionelle Heizwerke wie auch die hier betrachteten erdgasbetriebenen Spitzenlastkessel werden finanziell durch Belastungen auf den Primärenergiebezug beeinflusst. Grundsätzlich ist eine Energiesteuer auf den Brennstoff zu zahlen (EnergieStG). Zusätzlich wird bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung ab 20 MW eine Teilnahme am Emissionshandel und dabei der Erwerb von notwendigen Emissionsberechtigungen verpflichtend.

5 Techno-ökonomisches Betriebsmodell

Um den Einsatz der oben beschriebenen Versorgungsanlagen über ein Jahr abzubilden, wird eine techno-ökonomische Optimierung des Anlagenbetriebs mit dem Ziel eines möglichst hohen Betriebsgewinns unter Einhaltung technischer Restriktionen vorgenommen. Dieses Kapitel beschreibt den zugrundeliegenden strukturellen Modellaufbau, die im Rahmen der Modellierung verwendeten Gleichungen, den grundlegenden Ansatz der Technologieabbildung sowie die im Postprocessing angewendeten Bewertungsansätze.

5.1 Struktureller Aufbau

Neben den technischen Daten der Wärmeversorgung und -bereitstellung verwendet das Modell zur Einsatzoptimierung ökonomische Daten, die unter anderem Kosten und Preise für elektrische Energie und Heizwärme beinhalten. Zudem erlaubt das Modell eine flexible Einbindung regulatorischer Steuerungsmechanismen, wie etwa Emissionszertifikatspreise für eingesetzte Brennstoffe oder Letzverbraucherabgaben für Strom. Als Ausgangsdaten werden dabei in stündlicher Auflösung die kostenoptimalen Beiträge der einzelnen Blöcke zur Wärmebereitstellung und Stromerzeugung sowie sich daraus ergebende Größen ermittelt. Abbildung 5.1 zeigt einen Überblick der wichtigsten Ein- und Ausgangsdaten der Einsatzsimulation.

Die Optimierungsaufgabe wird mittels gemischt-ganzzahlig linearer Programmierung in stündlicher Auflösung unter perfekter Voraussicht gelöst. Dies stellt eine in der Einsatzoptimierung von Energieversorgungsanlagen etablierte Methode dar [49, 22, 20] und wurde bereits in eigenen Forschungsarbeiten verwendet [38]. Die Implementierung erfolgt dabei als Applikation innerhalb des vom ZNES mitentwickelten, frei zugänglichen Open Energy Modelling Frameworks (oemof) [30][33] und wird nach Ablauf des Projektes als frei zugängliches Python-Paket zur Verfügung gestellt [37].

5.2 Mathematische Beschreibung

Für die mathematische Beschreibung des Modells werden zu Beginn Notationskonventionen eingeführt. Alle eingeführten Mengen und Entscheidungsvariablen werden im Folgenden durch lateinische Groß-

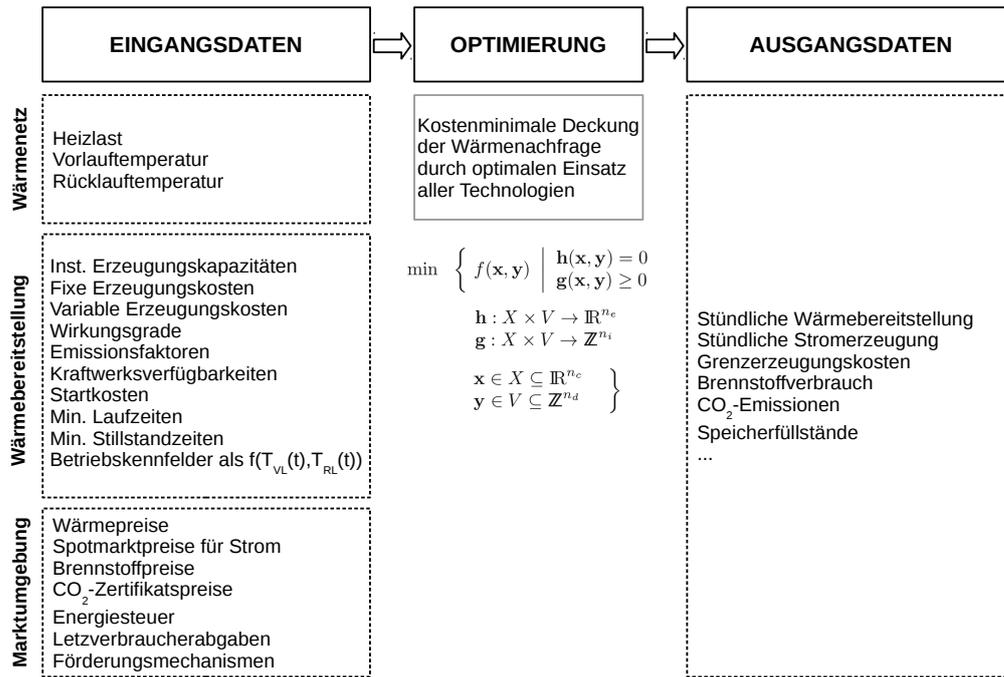


Abb. 5.1: Struktureller Aufbau des techno-ökonomischen Betriebsmodells

buchstaben bezeichnet. Indizes, wie etwa für eine bestimmte Anlage oder einen bestimmten Zeitschritt, sowie verwendete Parameter, werden hingegen durch lateinische Kleinbuchstaben sowie -sofern fachspezifisch üblich- griechischen Buchstaben beschrieben. Indizes werden dabei tief an die jeweilige Variable bzw. den jeweiligen Parameter gestellt. Nähere Bezeichner werden hingegen, sofern sie erforderlich sind, hochgestellt. Zudem werden untere und obere Grenzen bzw. Minimal- und Maximalwerte für Parameter und Variablen durch einen Balken unter bzw. über der entsprechenden Variable gekennzeichnet. Binärvariablen werden durchweg durch den Buchstaben Y ausgedrückt.

Zudem wird im Kontext dieses Berichtes gegenüber der im Framework verwendeten Beschreibung als mathematischer Graph [33] eine explizite Formulierung gewählt. So werden die Flüsse zwischen entsprechenden Knoten und Kanten durch konkrete Entitäten wie beispielsweise einem Wärmestrom in einem bestimmten Anlagenteil oder einer Wärmebilanz ausgedrückt. Dies soll den Zugang zur Modellierung erleichtern und stellt das abstrakt formulierte Problem in konkreter Form dar. Für die durchgängige Formulierung des Modells werden zudem in der Auflistung (5.1) zunächst zentrale Bezeichner eingeführt.

<i>abs</i> Absolute Größe	<i>fg</i> Abgas	<i>wodh</i> Keine Wärmeauskopplung	(5.1)
<i>b</i> Achsenabschnitt	<i>fuel</i> Brennstoff	α_i Hilfskoeffizient	
<i>cond</i> Kondensator	<i>init</i> Initialwert	β Stromverlustkennziffer	
<i>dh</i> Fernwärme	<i>m</i> Geradensteigung	ϵ Leistungszahl	
<i>el</i> Elektrischer Strom	<i>rel</i> Relative Größe	η Wirkungsgrad	
<i>elm</i> Strommarkt	<i>start</i> Startbezug	τ Zeitschrittweite	
<i>emi</i> Emissionen	<i>tmp</i> Temporär		
<i>er</i> Randbereich	<i>var</i> Variable Größe		

Weiterhin erfolgt in (5.2) bis (5.7) die Definition aller benötigte Mengen und Indizes, wobei im Rahmen der Formulierung nur noch auf den Index zurückgegriffen wird und –sofern nicht explizit angegeben– die jeweilige Operation auf alle Elemente der jeweiligen Menge angewendet wird. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Formulierung im Folgenden für beliebige Mengen beschrieben wird. Diese Beschreibung stellt den allgemeinen Fall für mehrere Technologien eines Typs sowie beliebig viele Zeitschritte dar. Untermengen oder leere Mengen, für den Fall, dass eine Technologie nicht modelliert wird, sind damit ebenfalls darstellbar.

$$t \in T \text{ Index und Menge aller Zeitschritte} \quad (5.2)$$

$$c \in C \text{ Index und Menge aller KWK-Anlagen} \quad (5.3)$$

$$h \in H \text{ Index und Menge aller Wärmepumpen} \quad (5.4)$$

$$e \in E \text{ Index und Menge aller Elektrodenheizkessel} \quad (5.5)$$

$$b \in B \text{ Index und Menge aller Spitzenlastkessel} \quad (5.6)$$

$$s \in S \text{ Index und Menge aller thermischen Energiespeicher} \quad (5.7)$$

$$u \in U \text{ Index und Menge aller Anlagen } (U = C \cup H \cup E \cup B \cup S) \quad (5.8)$$

Unter Verwendung dieser Hilfsgrößen kann die Zielfunktion in allgemeiner Form durch (5.9) beschrieben werden. Diese setzt sich aus Kosten- bzw. Erlöstermen einzelner Technologiegruppen zusammen, die in den Gleichungen (5.10) bis (5.17) näher beschrieben sind. Hierbei beschreibt Gleichung (5.10) die Kosten aller KWK-Technologien, die sich aus den Brennstoffpreisen zuzüglich der Kosten für CO₂-Zertifikate, variabler Kosten der Stromerzeugung sowie brennstoffpreisabhängigen Startkosten zusammensetzen. Demgegenüber stehen in Gleichung (5.11) Erlöse für bereitgestellte Wärme sowie geliefer-

ten Strom. Sofern nicht explizit angegebenen, handelt es sich im Folgenden bei Leistungen immer um die jeweilige elektrische Leistung einer Anlage.

$$\min \left[\sum_t \left(\sum_c (C_{c,t} - R_{c,t}) + \sum_h (C_{h,t} - R_{h,t}) + \sum_e (C_{e,t} - R_{e,t}) + \sum_b (C_{b,t} - R_{b,t}) \right) \right] \quad (5.9)$$

$$C_{c,t} = \dot{Q}_{c,t}^{fuel} \tau (c_{c,t}^{fuel} + c_t^{emi}) + P_{c,t} \tau c_{c,t}^{var} + Y_{c,t}^{start} c_{c,t}^{start} \quad (5.10)$$

$$R_{c,t} = \dot{Q}_{c,t}^{dh} \tau c_t^{dh} + P_{c,t} \tau c_t^{elm} \quad (5.11)$$

$$C_{h,t} = P_{h,t} \tau (c_t^{elm} + c_{h,t}^{var}) + Y_{h,t}^{start} c_{h,t}^{start} \quad (5.12)$$

$$R_{h,t} = \dot{Q}_{h,t}^{dh} \tau c_t^{dh} \quad (5.13)$$

$$C_{e,t} = P_{e,t} \tau c_t^{elm} + \dot{Q}_{e,t}^{dh} \tau c_{e,t}^{var} + Y_{e,t}^{start} c_{e,t}^{start} \quad (5.14)$$

$$R_{e,t} = \dot{Q}_{e,t}^{dh} \tau c_t^{dh} \quad (5.15)$$

$$C_{b,t} = \dot{Q}_{b,t}^{fuel} \tau (c_{b,t}^{fuel} + c_t^{emi}) + Y_{b,t}^{start} c_{b,t}^{start} \quad (5.16)$$

$$R_{b,t} = \dot{Q}_{b,t}^{dh} \tau c_t^{dh} \quad (5.17)$$

Zentrale Bedingung der definierten Wärmeversorgungsaufgabe ist die Deckung der Heizlast zu jedem Zeitpunkt des Jahres. Dieser Zusammenhang ist durch (5.18) in Form einer Wärmebilanz bzw. Lastdeckungsgleichung definiert und stellt sicher, dass die Heizlast über alle Zeitschritte kostenoptimal durch die Summe aller Erzeugungstechnologien gedeckt wird. Zudem enthält der letzte Term die Aus- und Einspeicherleistungen aller im System integrierten TES.

$$D_t^{dh} = \sum_c \dot{Q}_{c,t}^{dh} + \sum_h \dot{Q}_{h,t}^{dh} + \sum_e \dot{Q}_{e,t}^{dh} + \sum_b \dot{Q}_{b,t}^{dh} + \sum_s (\dot{Q}_{s,t}^{dh,out} - \dot{Q}_{s,t}^{dh,in}) \quad \forall t \quad (5.18)$$

Die Beschreibung der KWK-Technologien folgt in Gleichungen (5.21) bis (5.25) der Formulierung in [48] unter der Erweiterung einer Angabe von Abgasverlusten als Parameter durch die Gleichungen (5.27) und (5.28), welche in Absprache mit einem der Autoren nach eigenen Plausibilitätstest vorgenommen wurde. Ähnliche Formulierungen finden sich in den Arbeiten [49, 22] und [55], wobei letztere einen generellen Überblick über die Abbildung von KWK in linearen Optimierungsmodellen bietet. Im Folgenden wird die erwähnte Formulierung kurz dargestellt, wobei die Benennung der Parameter und Variablen auf die eingeführten Konventionen angepasst wurde.

$$\eta_{c,t}^{wodh} = \frac{p_{c,t}^{wodh}}{\alpha_{c,t}^1 + \alpha_{c,t}^2 p_{c,t}^{wodh}} \quad \forall c, t \quad (5.19)$$

$$\bar{\eta}_{c,t}^{wodh} = \frac{\bar{p}_{c,t}^{wodh}}{\alpha_{c,t}^1 + \alpha_{c,t}^2 \bar{p}_{c,t}^{wodh}} \quad \forall c, t \quad (5.20)$$

$$\dot{Q}_{c,t}^{fuel} = Y_{c,t} \alpha_{c,t}^1 + \alpha_{c,t}^2 p_{c,t}^{wodh} \quad \forall c, t \quad (5.21)$$

$$\dot{Q}_{c,t}^{fuel} = Y_{c,t} \alpha_{c,t}^1 + \alpha_{c,t}^2 (P_{c,t} + \beta_{c,t} \dot{Q}_{c,t}^{dh}) \quad \forall c, t \quad (5.22)$$

$$\dot{Q}_{c,t}^{fuel} \leq Y_{c,t} \frac{\bar{p}_{c,t}^{wodh}}{\bar{\eta}_{c,t}^{wodh}} \quad \forall c, t \quad (5.23)$$

$$\dot{Q}_{c,t}^{fuel} \geq Y_{c,t} \frac{p_{c,t}^{wodh}}{\eta_{c,t}^{wodh}} \quad \forall c, t \quad (5.24)$$

$$\dot{Q}_{c,t}^{fuel} \leq P_{c,t}^{el} + \dot{Q}_{c,t}^{dh} + \bar{L}_{c,t}^{fg,abs} + Y_{c,t} \underline{q}_{c,t}^{cond} \quad \forall c, t \quad (5.25)$$

$$\dot{Q}_{c,t}^{fuel} \geq P_{c,t}^{el} + \dot{Q}_{c,t}^{dh} + \underline{L}_{c,t}^{fg,abs} + Y_{c,t} \underline{q}_{c,t}^{cond} \quad \forall c, t \quad (5.26)$$

$$\bar{L}_{c,t}^{fg,abs} = \dot{Q}_{c,t}^{fuel} \bar{l}_{c,t}^{fg,rel} \quad \forall c, t \quad (5.27)$$

$$\underline{L}_{c,t}^{fg,abs} = \dot{Q}_{c,t}^{fuel} \underline{l}_{c,t}^{fg,rel} \quad \forall c, t \quad (5.28)$$

Aus den Gleichungen (5.19) sowie (5.20) können zunächst, wie in [48] beschrieben, mittels der maximalen und minimalen Leistungen und Wirkungsgrade ohne Wärmeauskopplung, durch Lösen des linearen Gleichungssystems die anlagenspezifischen Alpha-Koeffizienten ermittelt werden. Diese werden anschließend in Gleichung (5.21) und (5.22) verwendet, um den allgemeinen Zusammenhang zwischen zugeführtem Brennstoff- bzw. Wärmestrom und elektrischer sowie abgegebener thermischer Leistung zu definieren. Überdies werden in den Ungleichungen (5.23) und (5.24) die oberen und unteren Grenzen des zugeführten Wärmestroms gesetzt. In den Ungleichungen (5.25) sowie (5.26) wird anschließend der Zusammenhang zwischen zugeführtem Wärmestrom und Abgasverlusten bzw. der minimalen Kondensationsleistung definiert. Abgasverluste werden hierbei auf den zugeführten Wärmestrom bezogen und die bestehende Formulierung, wie zuvor beschrieben, um die Ungleichung (5.26) sowie Gleichungen (5.27) und (5.28) erweitert.

Während sich die Formulierung in dieser Form für die Abbildung von Entnahmekondensationsanlagen und motorischen BHKW eignet, kann Ungleichung (5.25) zur Abbildung von Gegendruckanlagen in eine Gleichung umgewandelt werden. Zudem ist durch die Erweiterung der Formulierung eine korrekte Behandlung der Abgasverluste für alle Anlagentypen sichergestellt. Für eine detaillierte Herleitung der Zusammenhänge zwischen den Größen wird an dieser Stelle auf [48] verwiesen. Zudem wurde die ent-

sprechende Anlagenformulierung im Rahmen des Projektes in das vom ZNES mitentwickelte Framework oemof [30] portiert. Ein resultierendes exemplarisches Betriebsfeld für eine GuD-Anlage und verschiedene Vorlauftemperaturen kann Abbildung 5.3 entnommen werden.

Die Abbildung der WP erfolgt durch Gleichung (5.29) und gibt den abgegebenen Wärmestrom in Abhängigkeit der zugeführten elektrischen Leistung an. Dabei wird die Betriebscharakteristik durch eine Steigung und einen an eine Binärvariable gekoppelten Achsenabschnitt beschrieben. Im Konkreten bedeutet dies, dass die Leistungszahl bei angeschalteter Technologie in einem beliebigen Bereich ohne Nulldurchgang definiert werden kann. Sobald sich die Technologie im deaktivierten Zustand befindet, wird diese hingegen auf den Wert Null gesetzt. Der zulässige Lastbereich zwischen einer vorgegebenen Minimal- und Maximalleistung ist zudem durch die Ungleichungen (5.30) sowie (5.31) definiert.

$$\dot{Q}_{h,t}^{dh} = P_{h,t}\epsilon_{h,t}^m + Y_{h,t}\epsilon_{h,t}^b \quad \forall h,t \quad (5.29)$$

$$P_{h,t} \leq Y_{h,t}\bar{P}_{h,t} \quad \forall h,t \quad (5.30)$$

$$P_{h,t} \geq Y_{h,t}\underline{P}_{h,t} \quad \forall h,t \quad (5.31)$$

Eine Beschreibung der EHK erfolgt durch Gleichung (5.29) und gibt, wie bei den WP, den abgegebenen Wärmestrom in Abhängigkeit der zugeführten elektrischen Leistung an. Dabei unterscheidet sich die Betriebscharakteristik gegenüber der WP lediglich durch das Weglassen des an die Binärvariable gekoppelten Achsenabschnitts. Ein Lastbereich wird durch (5.33) und (5.34) für den abgegebenen Wärmestrom definiert.

$$\dot{Q}_{e,t}^{dh} = P_{e,t}\epsilon_{e,t}^m \quad \forall e,t \quad (5.32)$$

$$\dot{Q}_{e,t}^{dh} \leq Y_{e,t}\bar{q}_{e,t}^{dh} \quad \forall e,t \quad (5.33)$$

$$\dot{Q}_{e,t}^{dh} \geq Y_{e,t}\underline{q}_{e,t}^{dh} \quad \forall e,t \quad (5.34)$$

Analog zur Beschreibung der EHK werden die SLK in (5.35), (5.36) sowie (5.37) beschrieben. Hierbei wird der abgegebene Wärmestrom durch das Produkt aus zugeführtem Brennstoff und thermischem Wirkungsgrad ausgedrückt. Die Lastbereichsbedingungen werden für den abgegebenen Wärmestrom definiert.

$$\dot{Q}_{b,t}^{dh} = \dot{Q}_{b,t}^{fuel} \eta_{b,t}^{th} \quad \forall b, t \quad (5.35)$$

$$\dot{Q}_{b,t}^{dh} \leq Y_{b,t} \bar{q}_{b,t}^{dh} \quad \forall b, t \quad (5.36)$$

$$\dot{Q}_{b,t}^{dh} \geq Y_{b,t} \underline{q}_{b,t}^{dh} \quad \forall b, t \quad (5.37)$$

Der TES wird in Gleichung (5.38) unter der Annahme perfekter Durchmischung ähnlich wie in [13, 71, 16] durch Definition einer Wärmebilanz definiert. Durch diese intertemporale Verknüpfung zweier Zustände wird der Zustand eines vorausgehenden Zeitschrittes in Verbindung mit dem nachfolgenden Zeitschritt gebracht. Hierbei werden zeitliche Verluste in Form eines temporären Wirkungsgrades berücksichtigt sowie Verluste bei der Wärmeübertragung durch entsprechende Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade abgebildet. Zudem werden in (5.39) bis (5.42) Lastbereiche für die Ein- und Ausspeicherwärmeströme definiert. Die Implikationen dieses sehr häufig gewählten Modellierungsansatzes und alternative Ansätze werden ausführlicher in [59] und [14] diskutiert.

$$Q_{s,t} = Q_{s,t-1}(1 - \eta_{s,t}^{tmp}) + (\dot{Q}_{s,t}^{dh,in} \eta_{s,t}^{dh,in} - \frac{\dot{Q}_{s,t}^{dh,out}}{\eta_{s,t}^{dh,out}}) \tau \quad \forall s, t \quad (5.38)$$

$$\dot{Q}_{s,t}^{dh,in} \leq Y_{s,t} \bar{q}_{s,t}^{dh,in} \quad \forall s, t \quad (5.39)$$

$$\dot{Q}_{s,t}^{dh,in} \geq Y_{s,t} \underline{q}_{s,t}^{dh,in} \quad \forall s, t \quad (5.40)$$

$$\dot{Q}_{s,t}^{dh,out} \leq Y_{s,t} \bar{q}_{s,t}^{dh,out} \quad \forall s, t \quad (5.41)$$

$$\dot{Q}_{s,t}^{dh,out} \geq Y_{s,t} \underline{q}_{s,t}^{dh,out} \quad \forall s, t \quad (5.42)$$

Zudem werden in den Ungleichungen (5.43) bis (5.46) für alle Technologien Zustände erfasst, die für die Berücksichtigung von Startkosten oder Kosten zum Herunterfahren in der Zielfunktion genutzt werden können. So erfasst die in (5.43) und (5.44) eingeführte Variable, ob eine Technologie in einem bestimmten Zeitschritt gestartet wurde, während durch (5.45) und (5.46) die Abschaltung einer Technologie erfasst wird.

$$Y_{u,t}^{start} \geq Y_{u,t} - Y_{u,t-1} \quad \forall u, t > 1 \quad (5.43)$$

$$Y_{u,t}^{start} \geq Y_{u,t} - y_u^{init} \quad \forall u, t = 1 \quad (5.44)$$

$$Y_{u,t}^{stop} \geq Y_{u,t-1} - Y_{u,t} \quad \forall u, t > 1 \quad (5.45)$$

$$Y_{u,t}^{stop} \geq y_u^{init} - Y_{u,t} \quad \forall u, t = 1 \quad (5.46)$$

Weiterhin erlaubt die Definition von Mindeststillstand- und Laufzeiten eine realistischere Abbildung des technischen Verhaltens wie beispielsweise das Hoch- und Herunterfahren einer GuD-Anlage. Da die Verwendung dieser Restriktionen, vor allem in Kombination bzw. bei gemeinsamer Nutzung, zu unerwünschten Technologiezuständen in den „Randbereichen“ am Anfang und Ende einer Optimierungsperiode führen kann, werden diese Zeitschritte in einer zuvor definierten Menge zusammengefasst, um sie separat behandeln zu können. Gleichung (5.47) definiert diese Menge, wobei der jeweils größere Randbereich der Mindeststillstand- und Laufzeiten verwendet wird.

$$T^{er} = T \setminus \{t^1, \dots, \max(n^{up}, n^{down})\} \cup \{t^{max} - \max(n^{up}, n^{down}), \dots, t^{max}\} \quad (5.47)$$

Dies stellt eine Erweiterung des in [66] vorgestellten Ansatzes dar, der das Auftreten entsprechend unerwünschter Zustände nicht behandelt. Somit können die Mindestlaufzeiten in Gleichungen (5.48) und (5.49) definiert werden. Alle anderen Zustände werden durch Gleichung (5.50) erfasst, die den vorgegebenen Technologiezustand des ersten Zeitschrittes für die Randbereiche fixiert. Die entsprechende Formulierung wurde ebenfalls im Rahmen des Projektes in das Framework [30] portiert.

$$(Y_{u,t} - Y_{u,t-1})n^{up} \leq \sum_{\vartheta=0}^{n^{up}} (Y_{u,t+\vartheta}) \quad \forall u, t \in T \setminus T^{er} \quad (5.48)$$

$$n^{down} \geq \sum_{\vartheta=0}^{n^{down}} (Y_{u,t+\vartheta}) + (Y_{u,t-1} - Y_{u,t})n^{down} \quad \forall u, t \in T \setminus T^{er} \quad (5.49)$$

$$Y_{u,t} = y_u^{init} \quad \forall u, t \in T^{er} \quad (5.50)$$

5.3 Technologieabbildung

Wie bereits aus dem strukturellen Aufbau und der mathematischen Beschreibung hervorgeht, werden im Rahmen der Modellierung alle Blöcke unter Berücksichtigung technisch realistischer Kennfelder abgebildet. Während andere Modelle von Wärmeversorgungssystemen häufig von konstanten Vor- und Rücklauftemperaturen im Fernwärmenetz ausgehen [22, 49], werden im Rahmen dieser Arbeit variable Temperaturen in die Modellierung mit einbezogen. Eine solche Integration ermöglicht eine realistischere Abbildung aller Technologien und somit eine fundiertere Bewertung. Die Kennfelder werden dabei aus der prozesstechnischen Simulation der einzelnen Technologien mithilfe der Software EBSILON [65] gewonnen und ausgedrückt als Parameter linearer Zusammenhänge an die Gleichungen der Betriebsoptimierung übergeben.

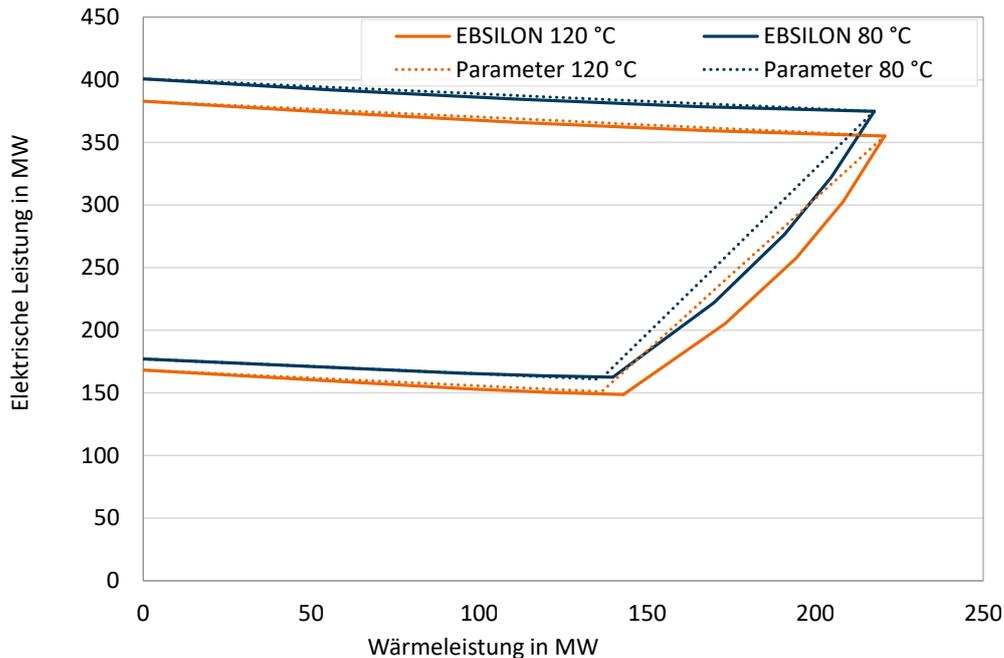


Abb. 5.3: PQ-Diagramm einer GUD-Anlage mit linearer Approximation

Der Kapitalwert C_0 wird nach Gleichung (5.51) berechnet, in welcher die Investitionskosten I_0 den mit einem Faktor i auf den Investitionszeitpunkt abgezinsten Zahlungen einer jeweiligen Periode Z_t gegenübergestellt werden. Zur Kalkulation der Wärmegestehungskosten c_w wird der Kapitalwert C_0 auf die Summe der jeweils periodenspezifisch abgezinsten Wärmeproduktion W_t bezogen. Beiden Methoden unterliegt die Annahme, dass die Zahlungen und die Wärmeproduktion in allen Jahren des Betrachtungszeitraumes unverändert bleiben. Damit fließen keine zeitlichen Veränderungen der Rahmenbedingungen in eine spezifische Wirtschaftlichkeitsberechnung ein, sondern es werden lediglich Wirtschaftlichkeitsvergleiche für Anlagen unter verschiedenen, aber konstanten Rahmenbedingungen durchgeführt.

$$C_0 = -I_0 + \sum_t \frac{Z_t}{(1+i)^t} \quad (5.51)$$

$$c_w = \frac{-I_0 + \sum_t \frac{Z_t}{(1+i)^t}}{\sum_t \frac{W_t}{(1+i)^t}} = \frac{C_0}{\sum_t \frac{W_t}{(1+i)^t}} \quad (5.52)$$

Weiterhin werden im Rahmen des Projektes die Auswirkungen des Anlagenbetriebes auf das Energiesystem anhand des Beitrages zur Nachhaltigkeit bewertet. Zu diesem Zweck werden die für die Wär-

meversorgungsaufgabe verursachten CO₂-Emissionen der Anlage herangezogen und nach den Gleichungen (5.53) und (5.54) stundengenau berechnet. Beide Berechnungsansätze umfassen die Emissionen, die durch den bezogenen Brennstoff verursacht werden, sowie diejenigen, die aufgrund des Strombezuges für die PtH-Technologien anzurechnen sind. Dagegen werden der Anlage Emissionen für die bereitgestellte elektrische Energie in Höhe der ansonsten durch die Stromproduktion in einem anderen Kraftwerk verursachten Emissionen gegengerechnet.

Der Unterschied zwischen den beiden Gleichungen bilden die Emissionsfaktoren, die für die Interaktion mit dem Elektrizitätsversorgungssystem herangezogen werden. In Gleichung (5.53) werden für Stromproduktion und -bezug die Emissionsfaktoren des gesamten Strommixes (om=overall mix) verwendet. Dagegen lässt sich für Gleichung (5.54) argumentieren, dass die Stromproduktion aufgrund des Einspeisevorranges der regenerativen Energien lediglich den nicht regenerativen Anteil verdrängen kann und der Strombezug durch PtH in Zeiten ohne Überschuss erneuerbarer Energien durch zusätzliche konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Aus diesem Grund wird hier der Emissionsfaktor des Verdrängungsmixes (dm=displacement mix), der den Emissionsfaktor für den Anteil konventioneller Stromerzeugung repräsentiert, anzusetzen ist. Die Auswirkungen auf die Bewertungsergebnisse zeigen sich mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien, welcher den Emissionsfaktor des gesamten Strommixes senkt, wohingegen der des Verdrängungsmixes nur auf Veränderungen des konventionellen Kraftwerksanteils reagiert.

$$E_{om} = \tau \sum_t \left(\sum_c (\dot{Q}_{c,t}^{dh} e_c^{fuel} + P_{c,t} e_c^{om}) + \sum_b (\dot{Q}_{b,t}^{dh} e_b^{fuel}) - \sum_h (P_{h,t} e_h^{om}) - \sum_e (P_{e,t} e_e^{om}) \right) \quad (5.53)$$

$$E_{dm} = \tau \sum_t \left(\sum_c (\dot{Q}_{c,t}^{dh} e_c^{fuel} + P_{c,t} e_c^{dm}) + \sum_b (\dot{Q}_{b,t}^{dh} e_b^{fuel}) - \sum_h (P_{h,t} e_h^{dm}) - \sum_e (P_{e,t} e_e^{dm}) \right) \quad (5.54)$$

Ergänzend zu diesen Kennzahlen zur Bewertung der Technologieperspektive generiert das Modell standardisiert ein Dokument mit einer Vielzahl an Graphiken, die eine Analyse des Technologieeinsatzes erlauben und damit die Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit und den Emissionen erläutern. Unter anderem umfasst das Dokument monatlich aggregierte, technologiedifferenzierte Abbildungen der Wärme- und Stromproduktion, technologiespezifische Dauerlinien sowie eine Darstellung der Betriebspunkte in Abhängigkeit der Gas- und Strompreise. Entsprechende Abbildungen für verschiedene Konzepte können hierbei dem Anhang bzw. dem Bericht beigefügten Datenträger entnommen werden.

6 Untersuchung der Wärmebereitstellungskonzepte

Im vorliegenden Kapitel wird das techno-ökonomische Betriebsmodell zur Untersuchung verschiedener elektrizitätsnetzgekoppelter Wärmeversorgungsanlagen angewendet. Die dazugehörigen Berechnungen werden nach der zunächst beschriebenen Vorgehensweise in den zwei Schritten Vorauswahl und Detailanalyse durchgeführt. Die Optimierungsergebnisse werden hier vorerst allgemein zusammengefasst und in Kapitel 7 zielgerichtet zur Beantwortung der Forschungsfragen aufgegriffen.

6.1 Vorgehensweise

Abbildung 6.1 illustriert die in Abschnitt 1.3 beschriebene Vorgehensweise ausgehend von der Bildung der zu untersuchenden Setups Szenariobildung als Kombination der Anlagenkonzepte, des regulatorischen Rahmens und des Versorgungssystems. Jedes Setup wird innerhalb des techno-ökonomischen Modells hinsichtlich der Betriebskosten optimiert und liefert entsprechende Ergebnisse in Form von Einsatzzeitreihen einzelner Technologien, welche im Rahmen von Vorauswahl und Detailanalyse sowie im anschließenden Kapitel 7 zur Technologiebewertung unter Adressierung der Forschungsfragen genutzt werden.

Die Konzepte zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung werden aufgrund der vielfältigen Variationsmöglichkeiten gegliedert in zwei Stufen untersucht. Zunächst wird im Sinne einer Vorauswahl ein breites Spektrum verschiedener Anlagen auf Basis der durchgeführten Technologieauswahl gebildet, um möglichst verschiedene Betriebsphilosophien (siehe Abschnitt 6.2) darzustellen zu können. Dafür werden fünf Anlagenkonzepte definiert. Diese werden jeweils unter insgesamt fünf historischen und möglichen zukünftigen Szenarien optimiert, um auch hinsichtlich möglicher Entwicklungen des Versorgungssystems und der rechtlichen Rahmenbedingungen ein breites Spektrum zu berücksichtigen. Die somit 25 durch Kombination zu beschreibenden Setups werden anschließend unter ökonomischen und systemischen Aspekten ausgewertet.

Die aussichtsreichsten zwei Anlagen bzw. Betriebsphilosophien werden anschließend in der nächsten Stufe in einer Detailanalyse mit jeweils angepassten Parametern hinsichtlich ihrer Sensitivität auf Ent-

6 Untersuchung der Wärmebereitstellungskonzepte

wicklungen im Versorgungssystem, der Kostenstruktur und regulatorischer Rahmenbedingungen näher betrachtet. Insgesamt kann somit ein umfangreiches Bild unterschiedlicher Wärmeversorgungskonzepte geschaffen und zudem deren Reaktion auf sich ändernde Rahmenbedingungen geprüft werden.

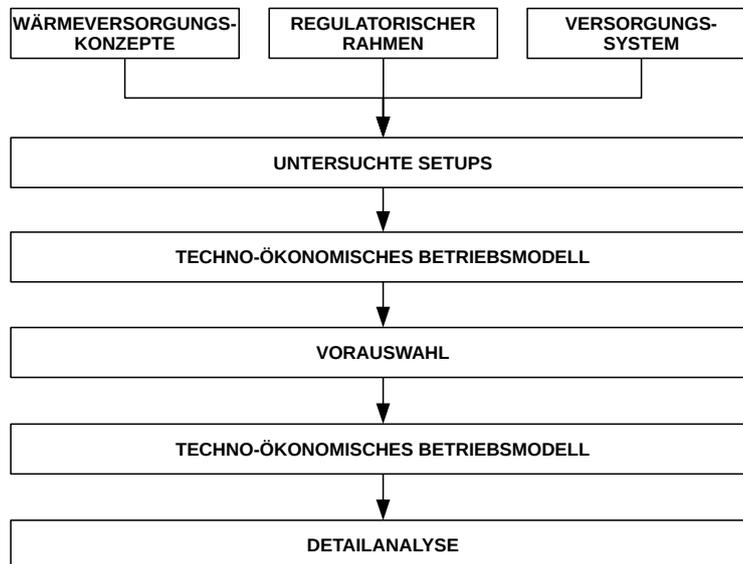


Abb. 6.1: Methodischer Ansatz zur Abbildung und Bewertung von Wärmeversorgungskonzepten

Beide Berechnungsschritte basieren auf den folgend erläuterten Annahmen und Vorgehensweisen. Eine Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung muss das Prinzip der Sektorenkopplung repräsentieren, d.h. sowohl eine Anbindung an die Elektrizitäts- als auch Wärmeversorgung aufweisen. Die Anlage selbst besteht aus beliebig vielen, parallelgeschalteten Technologieblöcken, wobei ein Block in der Praxis mehrere Einheiten umfassen kann. Unter der Annahme variabler Vorlaufemperaturen und konstanter Rücklaufemperaturen werden die Technologieblöcke in EBSILON mit den in Anhang B beschriebenen Schaltbildern und Parametern simuliert. Die daraus abgeleiteten Charakteristiken bilden das Betriebsverhalten ab.

Die jeweiligen Charakteristiken einzelner Blöcke werden fortlaufend durch Skalierung an unterschiedliche Blockdimensionierungen angepasst. Dabei ist durch die Dimensionierung sicherzustellen, dass die Wärmeversorgungsaufgabe jederzeit gedeckt und zumindest eine gewisse Wahlfreiheit hinsichtlich des Blockeinsatzes innerhalb der jeweiligen Anlage gewährleistet werden kann. Deshalb erfolgt eine Anlagenauslegung auf 120 % der Wärmeengpassleistung. Als Basis der gesamten Untersuchung dienen stündlich aufgelöste Wärmelasten und dazugehörige Vorlaufemperaturen der Stadwerke Flensburg. Die Rücklauftemperatur wird mit konstant 60 °C angenommen. Weitere Parameter der Technologiesimulation in EBSILON sowie die Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten basieren auf Literaturwerten

und sind in Anhang C dargestellt. Die Investitionsbewertung bezieht sich auf einen internen Zinssatz von 5 % und einer angenommenen Nutzungsdauer von 20 Jahren.

6.2 Vorauswahl

Die Vorauswahl dient vordergründig einer ersten Untersuchung verschiedener Anlagen und Technologien unter sich wandelnden Rahmenbedingungen. In Abschnitt 6.2.1 werden zunächst die Setups zum Anlagendesign, den regulatorischen Rahmenbedingungen sowie dem umgebenden Energiesystem beschrieben. Daraufhin folgt in Abschnitt 6.2.2 eine kurze Beschreibung der Betriebsoptimierungsergebnisse.

6.2.1 Untersuchte Setups

Wie bereits im methodischen Vorgehen beschrieben, setzen sich die Setups aus einer Auswahl an Konzepten in Verbindung mit Szenarios, die Annahmen für die Entwicklung des regulatorischen Rahmens und Versorgungssystems abbilden, zusammen. Im Folgenden werden die fünf Anlagenkonzepte A1 bis A5 und drei historische Szenarien für die Jahre 2014 bis 2016 sowie zwei zukünftigen Szenarien kurz dargestellt und erläutert.

Im Rahmen der Vorauswahl werden fünf Anlagen untersucht, welche die Ansprüche der elektrizitätsnetzgekoppelten Fernwärmeversorgung durch unterschiedliche Technologiekombinationen als Repräsentation unterschiedlicher Auslegungsphilosophien erfüllen. Die jeweiligen Zusammensetzungen sind Tabelle 6.1 zu entnehmen. A1 vereint hierbei alle in Kapitel 2 ausgewählten Technologien und skizziert damit eine Anlage, die eher einen Eindruck zur generellen Einsatzrangfolge der Technologien geben soll, als ein vorgeschlagenes Anlagendesign für die Praxis abzubilden. In A2 erfolgt dagegen eine klassische Kombination der konventionellen KWK-Technologien mitsamt des SLK zur Bereitstellung der nötigen Betriebsflexibilität. Zwei unterschiedliche mittelfristige Trends in der Fernwärmeversorgung werden durch A3 und A4 dargestellt. A3 basiert dabei auf den bezüglich der Investitionskosten günstigeren Technologien: Der wenig flexible, jedoch hinsichtlich der Gesamtbrennstoffausnutzung effiziente Hauptwärmeerzeuger GDT wird ergänzt durch den EHK. In der kapitalintensiveren Anlage A4 ergänzt dagegen die deutlich effizientere PtH-Technologie WP die flexible KWK auf GUD-Basis. In beiden Anlagen ist bereits ein TES integriert. Ein im Sinne der nachhaltigen Energiesystemgestaltung mit Blick auf eine forcierte Sektorenkopplung deutlich zugespitztes Konzept stellt Anlage A5 dar. Ein bedeutender PtH-Anteil in Kombination mit einem großen TES könnte gerade in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien das Potential einer emissionsarmen Wärmeversorgung aufweisen. Insgesamt stellt das breite Anlagensetup somit verschiedene Auslegungsphilosophien dar, die dadurch auch einen Betrieb mit stark unterschiedlichen Technologieeinsatz ermöglichen sollen. Daraus sind vielfältige Schlussfolgerungen zur Beurteilung der Technologieperspektive der Wärmeversorgung zu erwarten.

Tab. 6.1: Anlagenauswahl der Voruntersuchung in relativen Anteilen an der Wärmeengpassleistung

	A1	A2	A3	A4	A5
	Basis	Klassisch	Trend 1	Trend 2	Innovativ
BHKW	0,25	0,35	0,30	0,30	0,30
GUD	0,25	0,35	-	0,50	0,30
GDT	0,25	0,35	0,50	-	-
WP	0,15	-	-	0,20	0,30
EHK	0,15	-	0,20	-	0,30
SLK	0,15	0,15	0,20	0,20	-
Summe	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
TES-Kapazität in h Wärmeengpassleistung	2	-	3	3	5

Die fünf in der Vorauswahl betrachteten Szenarien orientieren sich zunächst am Status Quo des deutschen Energiesystems. So liegen der Simulation mit Daten für die Jahre 2014 bis 2016 die tatsächlichen historischen Werte der regulatorischen Rahmenbedingungen zugrunde. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte werden nach [12] festgelegt, wohingegen die Höhe der zusätzlichen Strombezugskosten auf Basis von [18, 10, 61] getroffen wird. CO₂-Zertifikatspreise werden den Emissionshandelsauktionsberichten der EEX [24] entnommen. Das BAU-Szenario für die Zukunft bildet hingegen beispielhaft die zukünftige Weiterentwicklung der aktuellen Bedingungen für ein angenommenes Jahr 2025 ab, wohingegen das durch 2026 bezeichnete Elektrowärme-Szenario verwendet wird, um speziell PtH im Rahmen eines entsprechenden Systemdesigns zu fördern. Diese Aufteilung der Zukunftsszenarien in zwei Pfade ermöglicht zudem schon in der ersten Stufe eine Untersuchung der Auswirkung unterschiedlich ausgerichteter Rahmenbedingungen auf die untersuchten Konzepte.

Tab. 6.2: Regulatorischer Rahmen der Voruntersuchung

	2014	2015	2016	2025	2026
R1 KWK Zuschlag + vNNE in €/MWh	47,00	47,00	47,00	30,00	-
R2 Zusätzliche Strombezugskosten in €/MWh	106,60	106,50	108,80	107,00	-
CO ₂ -Zertifikatspreis in €/t	5,91	7,61	5,25	21,00	50,00
R3 Energiesteuer SLK in €/MWh	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50
Energiesteuer KWK in €/MWh	-	-	-	-	-
R4 TES Investitionsförderung in €/m ³	250	250	250	250	250

Die Entwicklung des Versorgungssystems wird ähnlich wie die regulatorischen Rahmenbedingungen abgebildet. So werden an dieser Stelle ebenfalls die Daten für die Jahre 2014 bis 2016 aus dem umfangreichen Datensatz [6] von Agora Energiewende genutzt. Überdies basieren die Daten für das BAU- und Elektrowärmeszenario aus Szenariorechnungen, die in eigenen Vorarbeiten erstellt [68] und bereits ausführlich in Kapitel 3 beschrieben wurden. Zudem werden für weitere Analysen aus den Daten die spezifischen Gesamtemissionen der Stromerzeugung sowohl mit als auch später ohne den Einbezug er-

neuerbarer Energien ermittelt. Schließlich werden für die Abbildung der Wärmeversorgungsaufgabe die Daten der Stadtwerke Flensburg herangezogen[62]. Abbildung 6.3 fasst abschließend die Annahmen für die Entwicklung des Versorgungssystems zusammen, wobei deren Datengrundlage bereits in Kapitel 3 beschrieben wurde.

Tab. 6.3: Untersuchte Entwicklungen im Versorgungssystem der Vorauswahl

	2014	2015	2016	2025	2026
Allgemeine Marktbedingungen					
Gaspreis in EUR/MWh (\emptyset)	22,01	20,47	14,14	31,90	31,90
Stromversorgungssystem					
Strompreis in EUR/MWh (\emptyset)	32,76	31,63	28,98	47,20	47,20
Emissionen in t/MWh (\emptyset)	0,56	0,54	0,54	0,31	0,31
Emissionen ohne EE in t/MWh (\emptyset)	0,76	0,75	0,74	0,92	0,92
Wärmeversorgungsaufgabe					
Fernwärmepreis in EUR/MWh (\emptyset)	75,73	74,06	68,59	86,54	91,56
Vorlauftemperatur in °C (\emptyset)	88,75	88,87	91,13	91,09	91,09
Heizlast in MW (\emptyset)	124,04	131,81	136,23	135,94	135,94

6.2.2 Ergebnisse

Das beschriebene Setup wurde erfolgreich im techno-ökonomische Betriebsmodell hinsichtlich minimaler Kosten für die Wärmebereitstellung bzw. maximaler Erlöse optimiert. Der resultierende stündliche Technologieeinsatz dient im Folgenden als Grundlage der weiteren Auswertung und Interpretation der Ergebnisse. Beispielhaft werden in den Abbildungen 6.2 und 6.3 jeweils die Interaktionen mit dem Wärmeversorgungssystem und dem Elektrizitätsversorgungssystem monatlich aggregiert für die Anlage A1 im Jahr 2014 dargestellt. Hier wird der größte Teil der Wärmelast monatsübergreifend durch die KWK gedeckt, wobei die GDT am häufigsten eingesetzt wird. Auch der SLK trägt insbesondere in den Wintermonaten zu einer kostengünstigen Wärmeversorgung bei. Lediglich in dem selben Zeitraum kommt auch die WP als einzige PtH-Technologie geringfügig zum Einsatz. Der TES wird im gesamten Jahr gleichbleibend genutzt. Ein abgestimmtes Bild ergibt sich bei Betrachtung der Interaktion im Elektrizitätsversorgungssystem: Die KWK produziert elektrische Energie, wohingegen nur geringfügig elektrische Energie durch die PtH konsumiert wird. Insgesamt repräsentiert der skizzierte Technologieeinsatz grob die Leitlinien der weiteren Ergebnisse der Anlagen A1 bis A5 in den historischen Jahren und dem BAU-Zukunftsszenario. Im Gegenteil dazu wird im Szenario 2026 wie erwartet ein vermehrter Einsatz der PtH-Technologien erreicht [39].

Für alle untersuchten Konzepte werden durch die Einsatzoptimierung in allen Jahren positive Kapitalwerte erreicht. Die Abbildung 6.4 zeigt einen Vergleich der wirtschaftlichen Ergebnisse der Anlagen über die fünf Szenariojahre. Für alle Anlagen ergibt sich ein stetiger Zuwachs des Kapitalwertes zwischen

6 Untersuchung der Wärmebereitstellungskonzepte

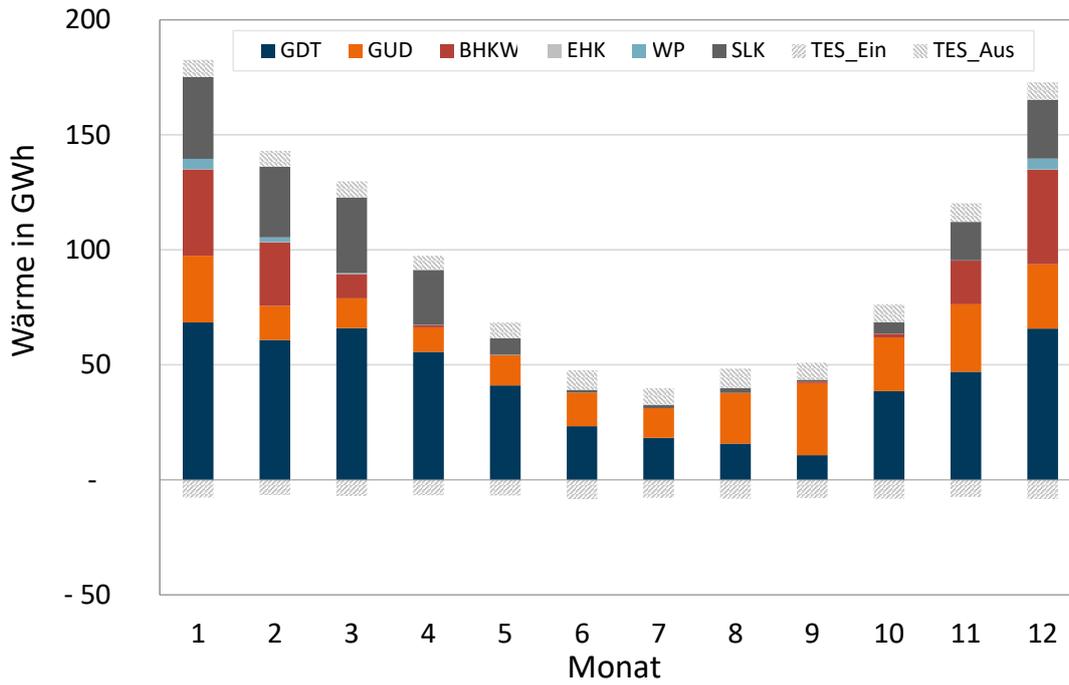


Abb. 6.2: Wärmeproduktion der Anlage A1 in 2014

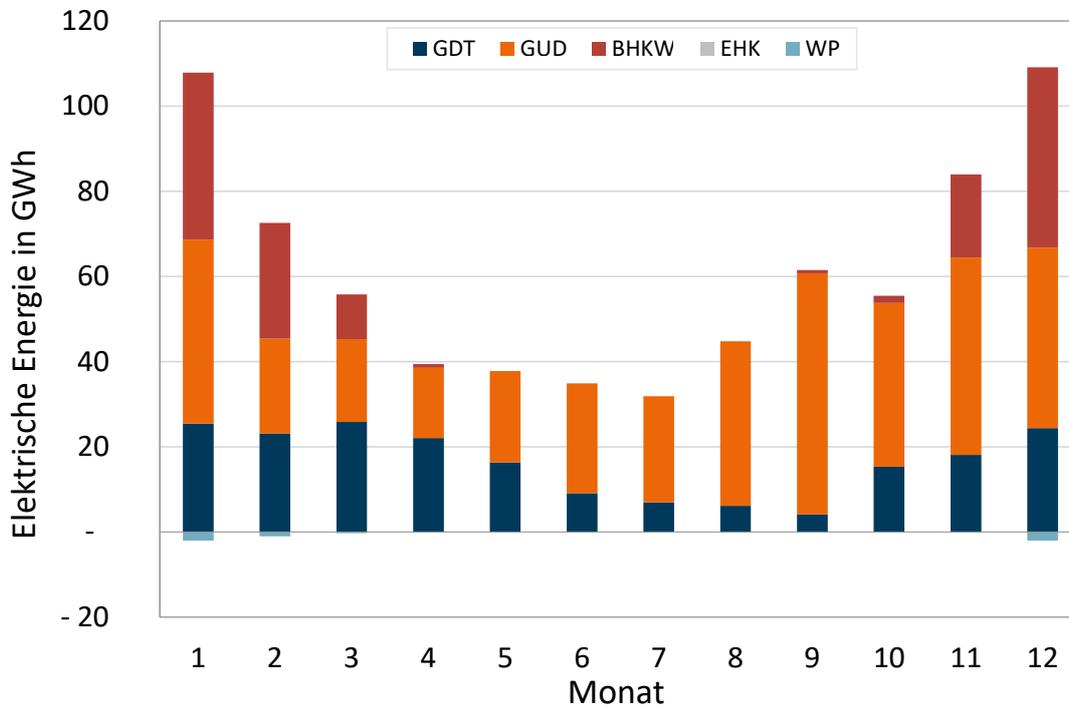


Abb. 6.3: Produktion und Bezug elektrischer Energie der Anlage A1 in 2014

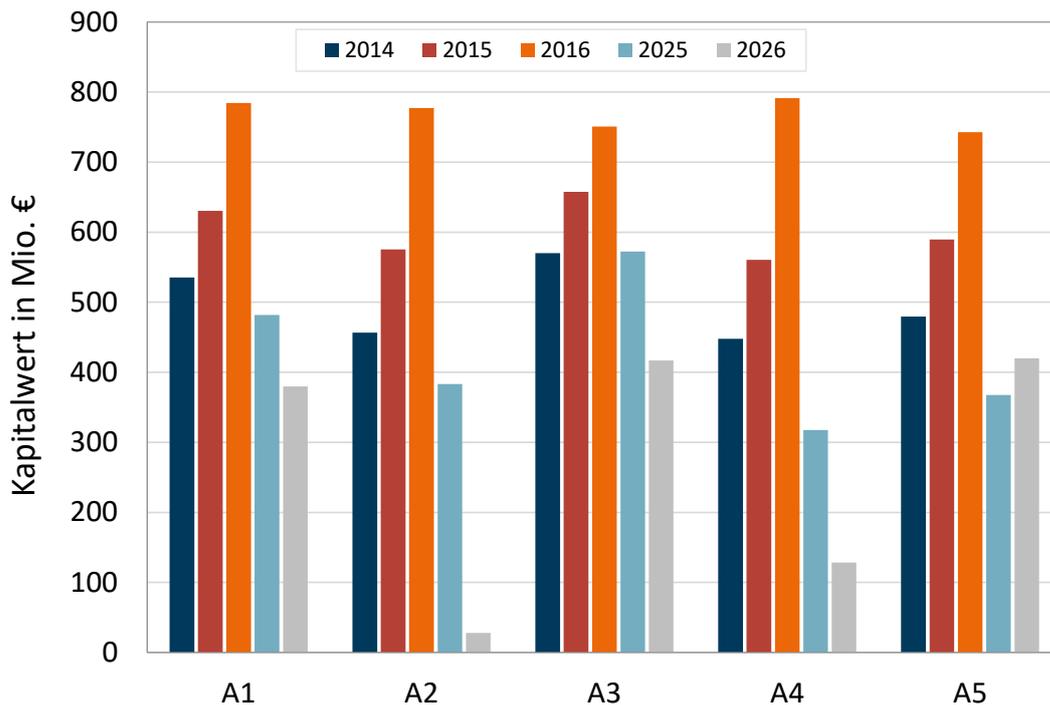


Abb. 6.4: Kapitalwerte der Anlagen in der Vorauswahl

2014 und 2016, gefolgt von einem Rückgang unterschiedlichen Ausmaßes im BAU-Szenario 2025. Das Elektrowärme-Szenario 2026 bedeutet für A1 bis A4 einen weiteren Rückgang der Wirtschaftlichkeit, wohingegen die PtH-basierte Anlage wie erwartet mit einem leichten Anstieg reagiert. Übergreifend zeigt A3 einen im Vergleich überdurchschnittlichen Kapitalwert.

In Abbildung 6.5 erfolgt ein Vergleich der CO₂-Emissionen nach Gleichung 5.53 auf Basis des Emissionsfaktors für den gesamten Strommix in gleicher Darstellungsart. Auf Basis der historischen Szenarien 2014 bis 2016 sind die CO₂-Emissionen für vier der fünf Anlagen durch die Gegenrechnung der vermiedenen Emissionen der Stromproduktion negativ. Lediglich A3 verursacht nach dem gewählten Berechnungsansatz zusätzliche Emissionen. Ein anderes Bild ergibt sich für die Zukunftsszenarien 2025 und 2026, in welchen die CO₂-Emissionen grundsätzlich positiv sind. Dies begründet sich vor allem in den niedrigeren Emissionen des Strommixes, die zur Gegenrechnung der produzierten elektrischen Energie angesetzt werden. Gemessen an den so berechneten CO₂-Emissionen agiert alles in allem Anlage A5 am nachhaltigsten unter den gewählten Rahmenbedingungen.

6.2.3 Auswahl

Um im folgenden Schritt eine Detailanalyse durchzuführen werden die zwei aussichtsreichsten Anlagen ausgewählt. Wie bereits beschrieben zeigt mit der Anlage A3 ein den aktuellen Trend fokussierendes,

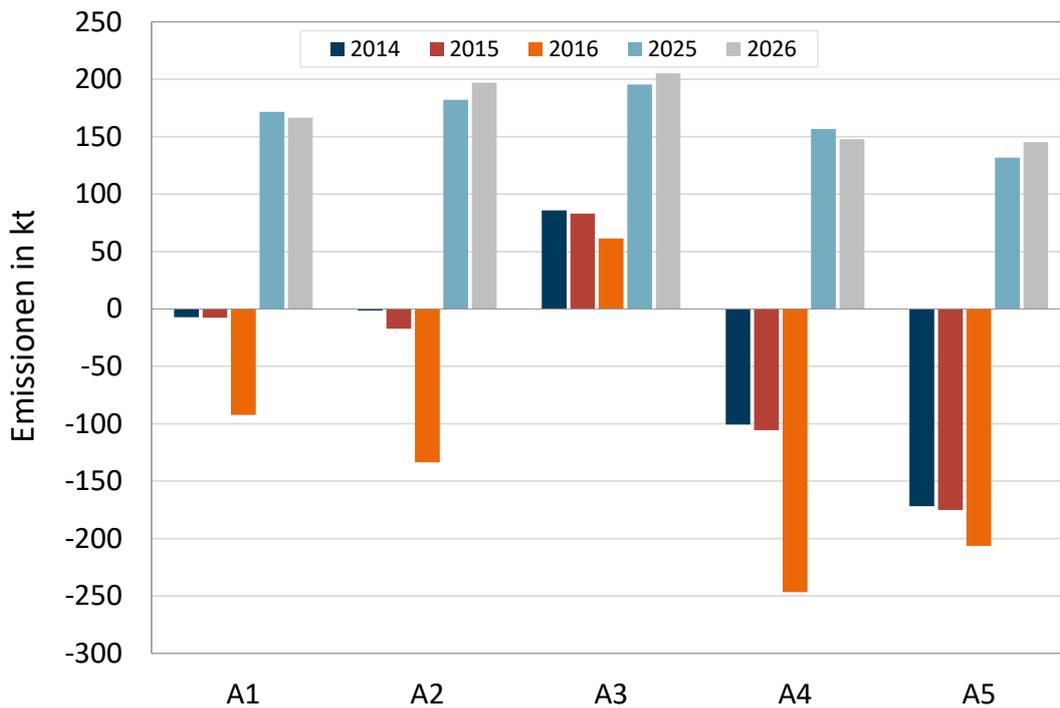


Abb. 6.5: CO₂-Emissionen der Anlagen in der Vorauswahl (Gesamtmix)

KWK-basiertes Konzept den anderen Anlagen gegenüber einen wirtschaftlichen Vorteil. Wirtschaftlich mittelmäßig, jedoch mit ausdrücklichem Potential unter sich verändernden Rahmenbedingungen, weist die PtH-basierte Anlage A5 hinsichtlich der Nachhaltigkeit große Stärken auf. Aus diesen Gründen werden A3 und A5 für die weiteren Untersuchungen ausgewählt. Somit werden zwei unterschiedliche Auslegungsphilosophien, zum einen eine KWK-basierte Anlage, zum anderen eine PtH-basierte Anlage, hinsichtlich der Variationen regulatorischer und systemischer Rahmenbedingungen untersucht.

6.3 Detailanalyse

Der Fokus der Detailanalyse liegt insbesondere in der Untersuchung variierender Rahmenbedingungen, die auf die wirtschaftliche Darstellbarkeit der Wärmeversorgungsanlagen wirken. Zu diesem Zweck werden die im 1. Schritt ausgewählten Betriebsphilosophien, KWK- und PtH-dominiert, ausgewählt und vor den in Abschnitt 6.3.1 beschriebenen Bedingungen separat in ihrem Betrieb optimiert. Die Ergebnisdarstellung erfolgt wieder zusammengefasst in Abschnitt 6.3.2.

Tab. 6.4: Anlagenauswahl der Detailuntersuchung in relativen Anteilen der Wärmeengpassleistung

	A3+	A5+
	Trend 1	Innovativ
BHKW	0,30	0,20
GUD	-	0,20
GDT	0,60	-
WP + nachgeschalteter EHK	-	0,50
EHK	0,10	0,30
SLK	0,20	-
Summe	1,20	1,20
TES-Kapazität in h Wärmeengpassleistung	2,5	4

6.3.1 Untersuchte Szenarien

Die durchgeführte Anlagenauswahl führt mit der Entscheidung für A3 und A5 zu einem Vergleich zweier fundamental unterschiedlicher Philosophien. A3 wird dominiert durch KWK-Technologien, wohingegen A5 eine PtH-lastige Anlage darstellt. Damit repräsentieren die gewählten Anlagenkonzepte die aktuelle Diskussion einerseits um die Zukunftsfähigkeit und Robustheit der KWK und andererseits um die Zuverlässigkeit und Rentabilität von PtH in einem zukünftigen Wärmeversorgungssystem (siehe Abschnitt 1.5).

Mit dem Ziel, insbesondere diese diskutierten Aspekte zu adressieren, werden die ausgewählten Anlagen in ihrer Technologiezusammensetzung weiter zugespitzt. Dies bedeutet, dass in Anlage A3+, welche die KWK-Philosophie repräsentiert, der Anteil der KWK-Technologien zu Lasten des EHK erhöht wird. In Anlage A5+ wird dagegen der PtH-Anteil deutlich gesteigert. Um mit diesem erhöhten WP-Anteil zu jeder Zeit die Wärmelast auch bei hohen Vorlauftemperaturen decken zu können, wird der WP ein EHK nachgeschaltet. Außerdem wird aufgrund der Betriebsergebnisse in der Vorauswahl die Dimensionierung des TES geringfügig angepasst.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden nach Tabelle 6.5 um das BAU-Szenario 2025 herum in den Einflussfaktoren R1 bis R4 variiert. Der Faktor R1 bezeichnet zusammengefasste Variationen des KWK Zuschlags und der vNNE in einem Bereich zwischen einem Wegfall und einer Verdoppelung der Subventionen. Zusätzliche Strombezugskosten werden separat in R2 erfasst und von 0 €/MWh bis 150 €/MWh überprüft. In R3 werden erneut drei Faktoren vereint, die jeweils als Abgaben auf den Brennstoff berücksichtigt werden. Dies bedeutet, dass beispielsweise in einem hohen R3-Szenario CO₂-Zertifikatspreise von 60,00 €/t sowie Energiesteuern auf KWK- und SLK-Technologien von 5,50 €/MWh gleichzeitig in die Betriebsoptimierung einfließen. Als weiterer regulatorischer Faktor wird der Einfluss der TES Investitionsförderung auf das wirtschaftliche Betriebsergebnis evaluiert. Insgesamt kann mit diesem Vorgehen der Einfluss aller aktuell wirksamer regulatorischer Rahmenbedingungen überprüft wer-

6 Untersuchung der Wärmebereitstellungskonzepte

den und Faktoren aufgezeigt werden, mit welchen eine gezielte Technologieförderung angestrebt werden kann.

Tab. 6.5: Variationen der regulatorischen Rahmenbedingungen der Detailuntersuchung

		niedrig	mittel-niedrig	BAU	mittel-hoch	hoch
R1	KWK Zuschlag + vNNE in €/MWh	0	15,00	30,00	45,00	60,00
R2	Zusätzliche Strombezugskosten in €/MWh	0	50,00	107,00	125,00	150,00
	CO ₂ -Zertifikatspreis in €/t	0	10,00	21,00	40,00	60,00
R3	Energiesteuer SLK in €/MWh	0	5,50	5,50	5,50	5,50
	Energiesteuer KWK in €/MWh	0	0	0	0	5,50
R4	TES Investitionsförderung in €/m ³	0	125	250	375	500

Das Versorgungssystem wird, ebenfalls ausgehend vom in der Vorauswahl definierten BAU-Zukunftsszenario 2025, in den in der Tabelle 6.6 dargestellten Parametern variiert. Grundsätzlich werden niedrigere und höhere Werte im Vergleich mit der Basisannahme überprüft. Lediglich die Variation der Elektrizitätspreise hebt sich von diesem Vorgehen durch die Anpassung der Schwankungsbreite vom konstanten jährlichen Mittelwert ab. Zusätzlich wird der Einfluss der Investitions- und Betriebskosten überprüft.

Tab. 6.6: Variationen des Versorgungssystems der Detailuntersuchung

		niedrig	mittel-niedrig	BAU	mittel-hoch	hoch
E1	Faktor Elektrizitätspreise	-50 %		Basis		+100 %
E2	Brennstoffpreis in €/MWh	15,95		31,90		63,80
E3	Fernwärmepreis in €/MWh	60,00	70,00	86,50	100,00	110,00
E4	Variation des Vorlauftemperaturmittelwertes	81 °C		91 °C		101 °C
E5	PtH Investitionskosten	-50 %		Basis		+50 %
E6	PtH fixe Betriebskosten	-50 %		Basis		+50 %
E7	PtH variable Betriebskosten	-50 %		Basis		+50 %
E8	KWK Investitionskosten	-50 %		Basis		+50 %
E9	KWK fixe Betriebskosten	-50 %		Basis		+50 %
E10	KWK variable Betriebskosten	-50 %		Basis		+50 %
E11	TES Investitionskosten	-50 %		Basis		+50 %
E12	TES fixe Betriebskosten	-50 %		Basis		+50 %

6.3.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Detailanalyse werden folgend für die beschriebenen Szenarien erneut anhand des Technologieeinsatzes, der Wirtschaftlichkeit und der Nachhaltigkeit dargestellt. Die Abbildungen 6.6 und 6.7 zeigen jeweils für die angepassten Anlagen A3+ und A5+ den Beitrag der einzelnen Technologien zur jährlichen Wärmeproduktion im Basisszenario sowie in denjenigen Szenarien mit erkennbaren Abweichungen zum ersteren Fall.

Wie bereits in der Vorauswahl beschrieben, wird auch die angepasste Anlage A3+ mit starkem Gewicht auf die GDT betrieben. Gravierende Abweichungen ergeben sich diesbezüglich nur unter der Variation des Brennstoffpreises, welcher das Gewicht zur anderen KWK-Technologie bzw. zum SLK verschiebt. Bei den weiteren Faktoren belaufen sich die Abweichungen im GDT-Einsatz auf etwa +/- 15 % bezogen auf den Basisfall. Der EHK kommt lediglich im Szenario mit wegfallenden zusätzlichen Strombezugskosten zu einem sichtbaren Anteil von 7 % an der Wärmeproduktion. Damit bleibt A3+ im überwiegenden Teil der Variationsrechnungen deutlich KWK-, und insbesondere GDT-, dominiert.

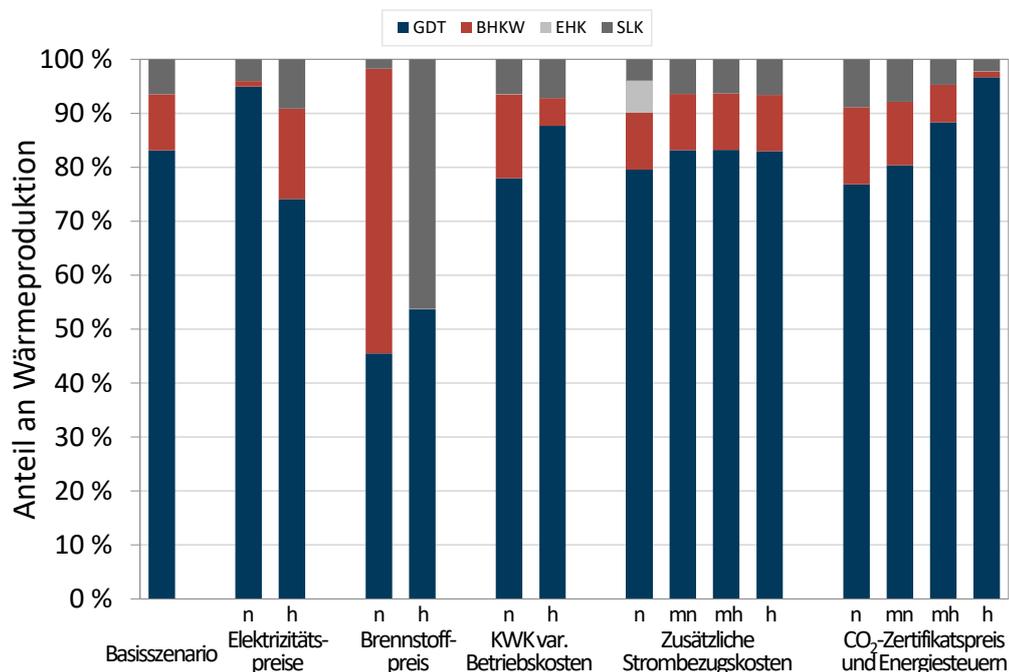


Abb. 6.6: Einfluss ausgewählter Parameter auf die Wärmebereitstellung für die Anlage A3+ (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)

Eine ähnliche, wenn auch abgeschwächte, Situation ergibt sich für die Anlage A5+. Trotz hoher PtH-Kapazitäten bleibt die Anlage im Basisfall KWK-dominiert mit einem Anteil von ca. 70 % der Wärmeproduktion. Auf diesen Umstand haben jedoch die Brennstoffpreise, die zusätzlichen Strombezugskosten sowie die CO₂-Zertifikatspreise mit den Energiesteuern einen deutlichen Einfluss, wodurch sich ein PtH-dominiertes Einsatz erreichen lässt. Dieser wird zum größten Teil durch die WP mit nachgeschaltetem EHK gedeckt.

6 Untersuchung der Wärmebereitstellungskonzepte

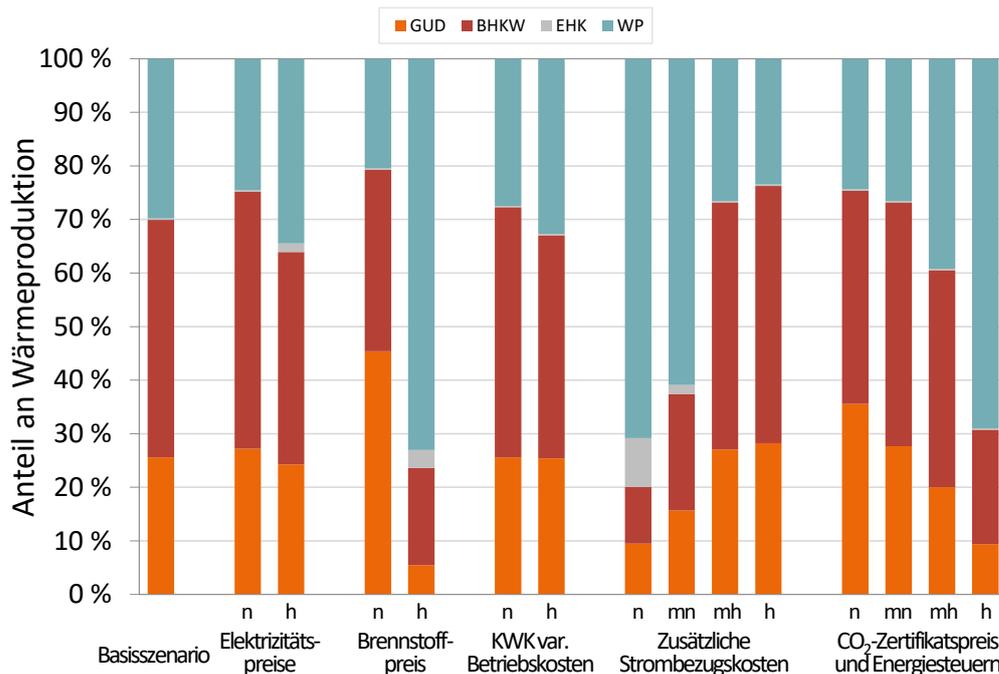


Abb. 6.7: Einfluss ausgewählter Parameter auf die Wärmebereitstellung für die Anlage A5+ (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)

Aufgrund der technischen Anlagenanpassung werden die Optimierungsergebnisse hinsichtlich des Kapitalwerts und der verursachten CO₂-Emissionen vor den in der Vorauswahl definierten Rahmenbedingungen in den Abbildungen 6.8 und 6.12 erneut dargestellt, woraufhin jeweils die Variationsrechnungen folgen.

Auch für die angepassten Anlagen wird deutlich, dass die KWK-basierte Anlage A3+ in den historischen sowie im BAU-Zukunftsszenario 2025 wirtschaftlichere Ergebnisse erzielen kann als A5+, welche jedoch im Elektrowärmeszenario 2026 den höheren Kapitalwert erreicht. Durchgehend zeigt die Wirtschaftlichkeitsbewertung positive Ergebnisse an. Ein Vergleich der Kapitalwerte für das Design der Vorauswahl mit der aktuellen Anpassung beweist, dass A3+ in den historischen Szenarien sowie im BAU 2025 ähnliche Ergebnisse erzielt, wohingegen im definierten Elektrowärmeszenario 2026 ein geringerer Wert erreicht wird. Die Anlage A5+ weist dagegen mit der Anpassung in den ersteren Szenarien einen geringeren Kapitalwert, jedoch im Elektrowärmeszenario 2026 einen deutlichen Vorteil auf. Insgesamt begründen sich die Abweichungen zu den Anlagen der Vorauswahl durch ihre technische Zuspitzung: Die historischen sowie BAU Rahmenbedingungen bevorteilgen KWK-Technologien, weshalb A3+ hier unverändert bestehen kann und A5+ nun mit einem geringeren KWK-Anteil schlechtere Werte erzielt. Der gleiche Zusammenhang gilt umgekehrt für das speziell entworfene Elektrowärmeszenario. Nichtsdestotrotz zeigen die Kapitalwerte der angepassten Anlagen A3+ und A5+ eine ähnliche Entwicklung wie die bereits in der Vorauswahl beschriebenen Anlagen.

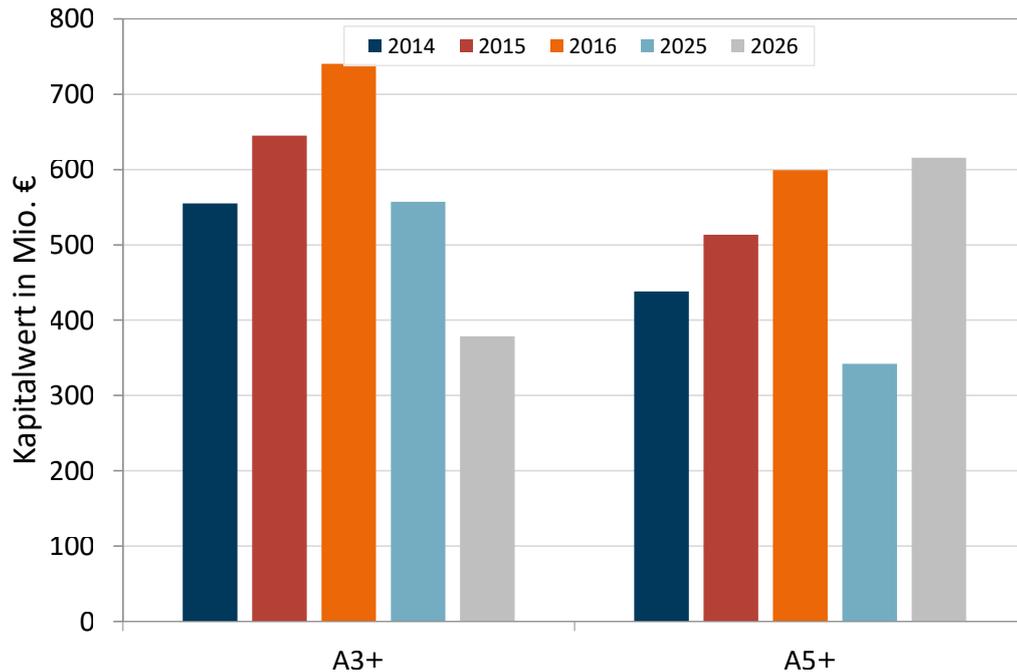


Abb. 6.8: Kapitalwerte der Anlagen A3+ und A5+ historisch und zukünftig

Die Abbildungen 6.9 bis 6.11 stellen die Variationsrechnungen in Form von relativen Abweichungen des Kapitalwertes vom jeweiligen anlagenspezifischen Basisfall im BAU Szenario 2025 dar. Es muss hier angemerkt werden, dass anhand dieser lediglich ein anlagenspezifischer Vergleich möglich ist und keine Aussage zum direkten Vergleich der Anlagen getroffen werden kann, da der Bezug das Ergebnis der jeweiligen Anlage im Basisjahr 2025 ist. Den gravierendsten Einfluss der hier variierten Faktoren obliegt erneut dem Brennstoffpreis. Als weiterhin einflussreich stellen sich der Fernwärmepreis, gefolgt von einer Variation des KWK Zuschlags und der vNNE, der CO₂-Zertifikatspreise und der Energiesteuern sowie der KWK-Investitionskosten heraus. Diese Zusammenhänge gelten sowohl für die KWK- als auch die PtH-basierte Anlage, wobei die PtH-basierte Anlage A5+ für alle Fälle eine stärkere Beeinflussung erfährt. Außerdem führt die Variation der zusätzlichen Strompreisbestandteile bis hin zu einem Wegfall dieser zu bedeutenden Schwankungen der Wirtschaftlichkeit der Anlage A5+. Ein Vergleich der absoluten Bewertungsergebnisse der beiden Anlagen für die jeweiligen Variationen zeigt, dass ein verändertes Ranking zugunsten von A5+ bei einem Wegfall der Strompreisbestandteile als auch bei hohen Brennstoffpreisen zu erwarten ist. Untersuchungsübergreifend ergeben sich nur für den letzteren Fall für beide Anlagen negative Kapitalwerte.

6 Untersuchung der Wärmebereitstellungskonzepte

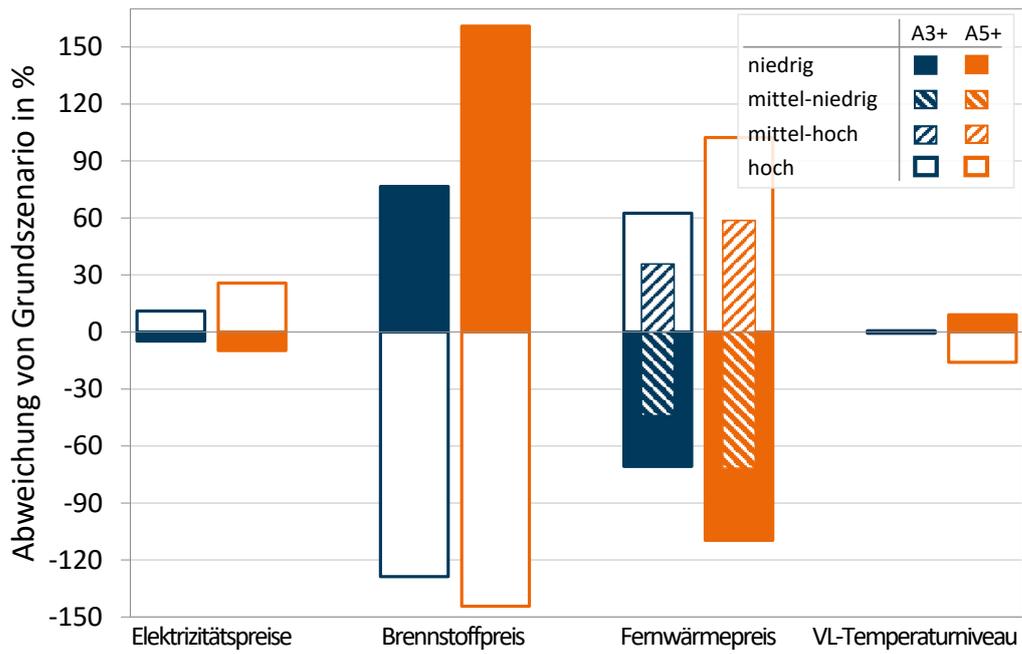


Abb. 6.9: Einfluss der Systemumgebung auf den Kapitalwert

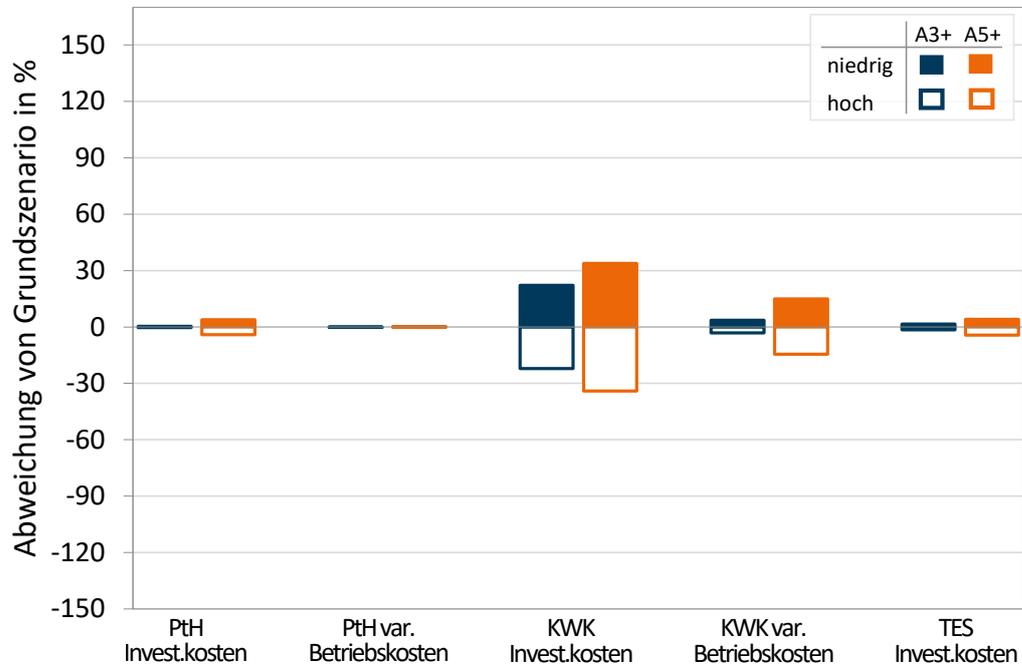


Abb. 6.10: Einfluss der Anlagenkosten auf den Kapitalwert

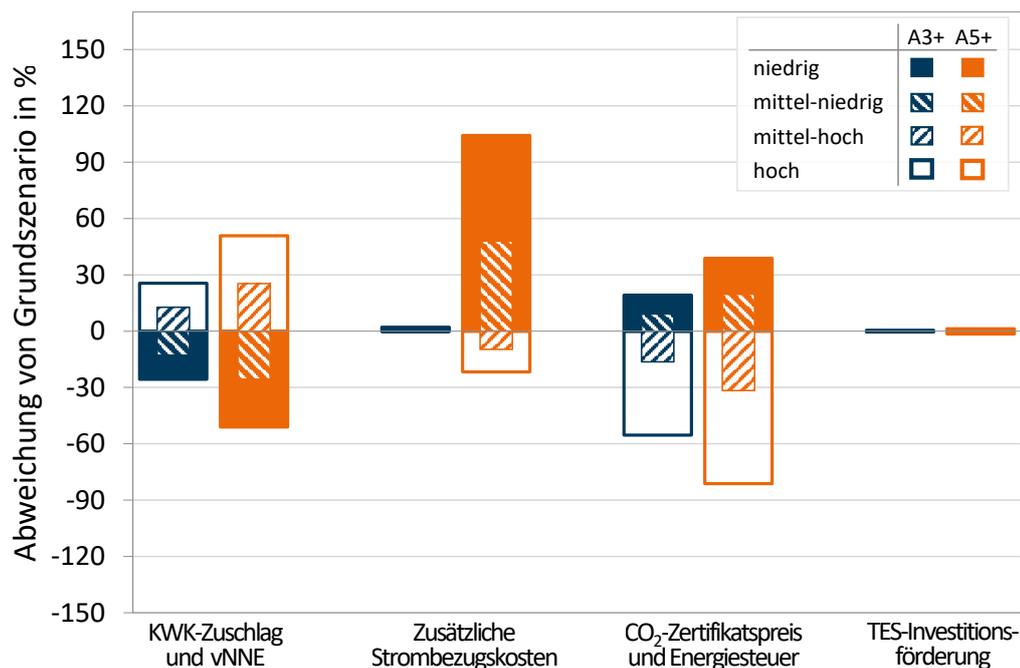


Abb. 6.11: Einfluss des regulatorischen Rahmens auf den Kapitalwert

Die CO₂-Emissionen der technisch angepassten Anlagen, die unter Nutzung des Emissionsfaktors für den gesamten deutschen Strommix in Abbildung 6.12 enthalten sind, zeigen ebenso nur geringfügige Abweichungen zu den jeweiligen Anlagen der Vorauswahl auf. Anhand der Niveaus der Emissionen wird nochmals ein wesentlicher Unterschied hinsichtlich der Nachhaltigkeit der beiden ausgewählten Anlagen sichtbar. In den folgenden Abbildungen 6.13 bis 6.15 werden wiederum die relativen Abweichungen der CO₂-Emissionen der Anlagen von den jeweiligen Ergebnissen des BAU-Szenarios 2025 zusammengefasst dargestellt. Als besonders einflussreich stellen sich die Brennstoffpreise, die zusätzlichen Strombezugskosten sowie die CO₂-Zertifikatspreise mit den Energiesteuern in den Vordergrund. In den meisten Fällen ist die Anlage A5+ wieder deutlich stärkeren Schwankungen unterlegen. Hingegen bleibt das absolute Niveau der CO₂-Emissionen dieser Anlage grundsätzlich unter dem der KWK-basierten Anlage A3+.

Besonders auffällig ist die Wirkungsrichtung der Emissionen, die auf den ersten Blick nicht eindeutig bestimmbar ist. Eine Faktorvariation zu niedrigeren und höheren Werten kann jeweils in die gleiche Richtung bezüglich des Basisfalls führen. Beispielhaft führt die untersuchte Variation des Brennstoffpreises für A5+ grundsätzlich zu höheren CO₂-Emissionen als im BAU-Szenario 2025. Die Veränderungen der Emissionen erklären sich aus den beschriebenen Technologieeinsätzen in den spezifischen Szenarien und der Berechnungsmethodik, die auf einer Interaktion mit dem Elektrizitätsversorgungssystem begründet ist. Nach Gleichung 5.53 wirken Strombezug und Stromproduktion jeweils mit dem stündlichen Emis-

6 Untersuchung der Wärmebereitstellungskonzepte

onsfaktor gegenläufig. Daher muss eine Analyse der Einflussfaktoren zur Begründung der Wirkungsrichtung grundsätzlich im Detail auf Basis der stündlichen Stromproduktion und -bezuges erfolgen.

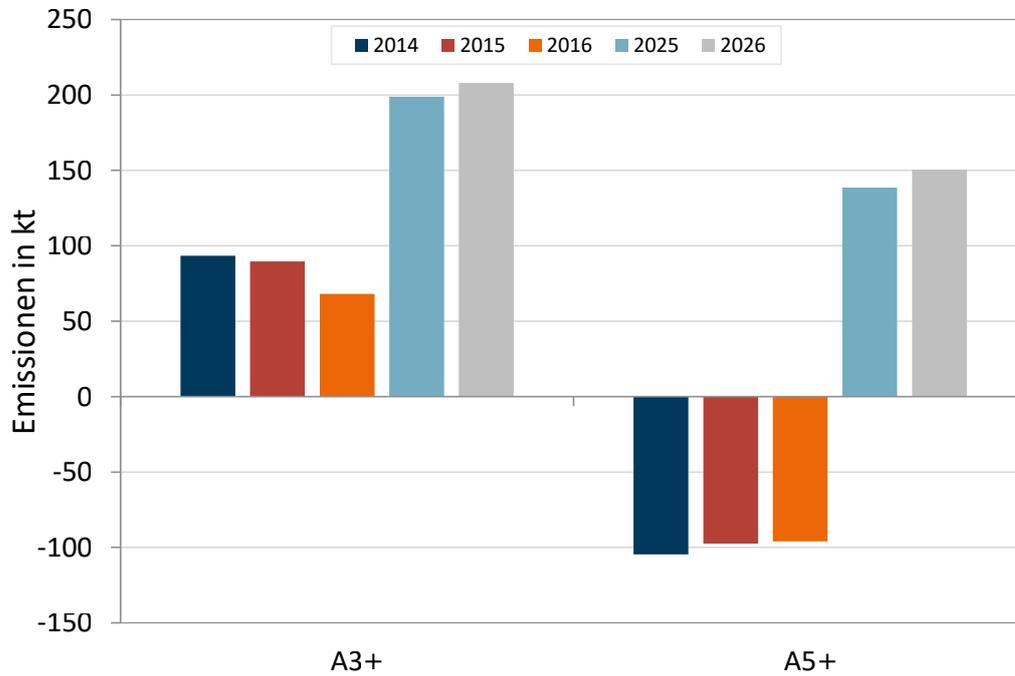


Abb. 6.12: Emissionen der Anlagen A3+ und A5+ historisch und zukünftig (Gesamtmix)

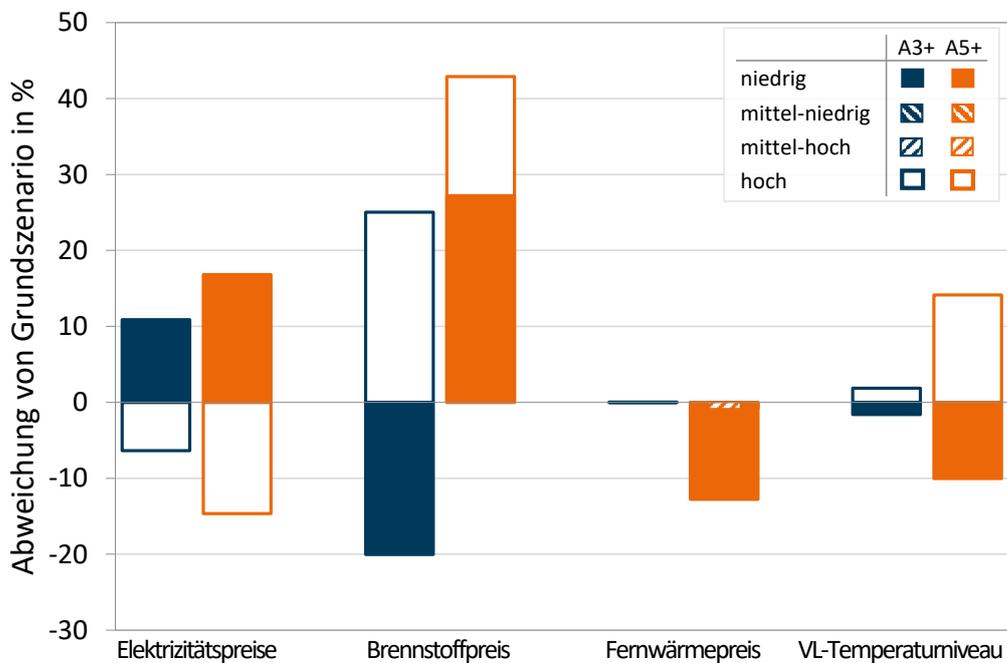


Abb. 6.13: Einfluss der Systemumgebung auf die CO₂-Emissionen (Gesamtmix)

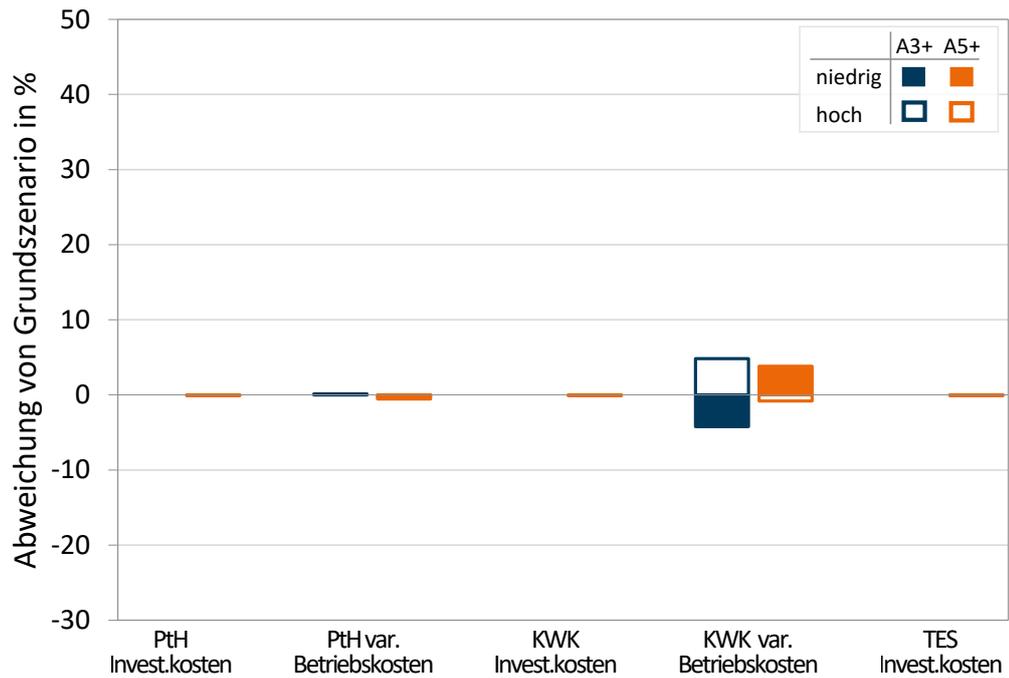


Abb. 6.14: Einfluss der Anlagenkosten auf die CO₂-Emissionen (Gesamtmix)

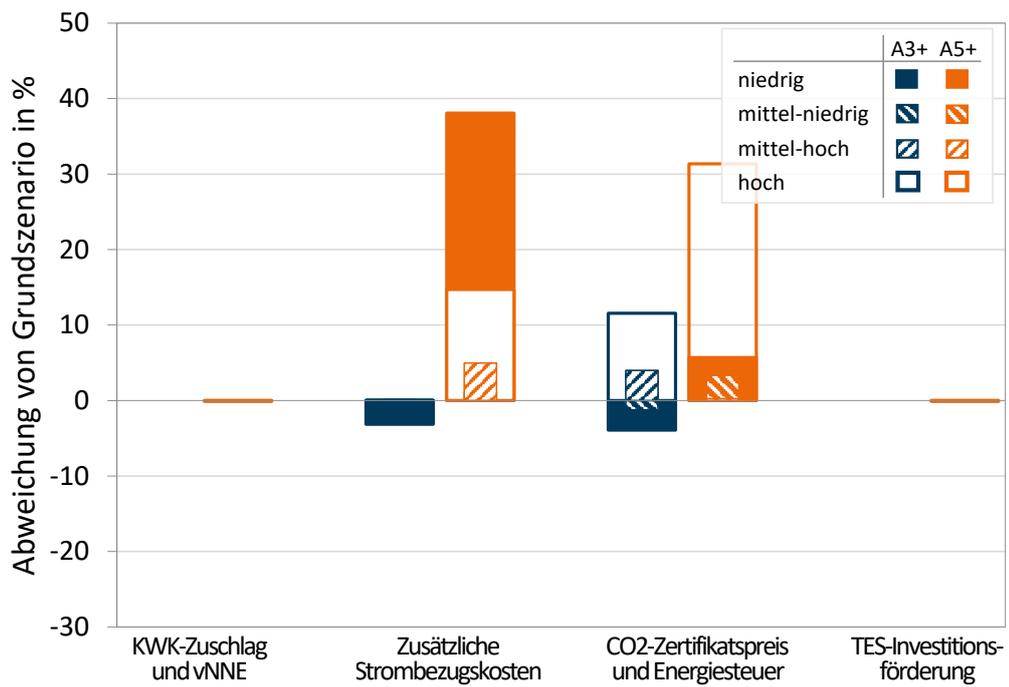


Abb. 6.15: Einfluss des regulatorischen Rahmens auf die CO₂-Emissionen (Gesamtmix)

6 Untersuchung der Wärmebereitstellungskonzepte

7 Technologiebewertung

Nach der Untersuchung der einzelnen Wärmebereitstellungskonzepte im Rahmen der Vorauswahl und Detailanalyse, werden die in der Einleitung vorgestellten Leitfragen der Untersuchung aufgegriffen, um eine weitere Interpretation der Ergebnisse mit Blick auf die Technologieperspektive elektrizitätsnetzgekoppelter Wärmeversorgung abzuleiten. Dafür werden die Forschungsfragen im Folgenden einzeln detailliert diskutiert.

7.1 Bevorzugte Technologien

Die erste der Forschungsfragen zielt darauf ab, welche technischen Lösungen zur an die Elektrizitätsversorgung gekoppelte Wärmeerzeugung aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu erwarten sind und wie robust eine entsprechende Bewertung ist. Damit steht die Frage im Raum, ob bestimmte Technologien bei einer betriebswirtschaftlich optimierten Fahrweise bevorzugt eingesetzt werden und ob ein als vorteilhaft identifiziertes Konzept diese Bewertung auch unter verschiedenen Randbedingungen hält.

Die betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer Anlage zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung wird maßgeblich durch die darin kombinierten Einzeltechnologien bestimmt. KWK, PtH, SLK und TES können jeweils in unterschiedlichem Maß zur kostenoptimalen Deckung der Wärmeversorgungsaufgabe beitragen. Aus diesem Grund ist zunächst auf Technologieebene eine Analyse des Beitrages, der Einsatzrangfolge sowie spezifischer Einsatzbedingungen notwendig, um darauf aufbauend die Wirtschaftlichkeit der Anlagen einzuordnen.

Neben den Rahmenbedingungen sind die Beiträge der Technologien zur Deckung der Wärmeversorgungsaufgabe direkt von ihrer Dimensionierung sowie den weiteren Technologien, die für diese Aufgabe zur Verfügung stehen, abhängig. Die Abbildung 7.1 zeigt daher die technologiespezifischen Anteile an der Wärmeproduktion für die Anlage A1, in welcher alle in dieser Untersuchung ausgewählten Bestandteile nebeneinander agieren. Es wird deutlich, dass KWK-Technologien historisch und zukünftig unter ähnlichen Rahmenbedingungen mit über 80 % der Wärmeproduktion einen gravierenden Anteil der Versorgung sicherstellen. Die Wärmeproduktion der GDT überwiegt diesbezüglich meist deutlich die der GUD und des BHKW. Die PtH-Technologien werden unter den gleichen Rahmenbedingungen kaum eingesetzt, sodass der SLK die Deckung der übrigen Wärmelast beinahe vollständig übernimmt. Im definierten

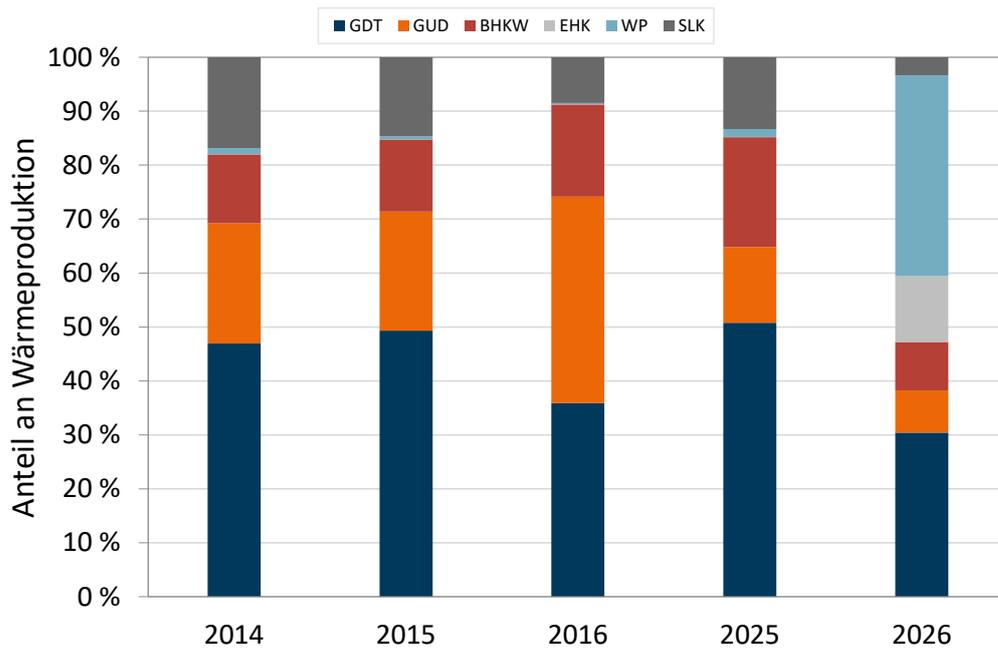


Abb. 7.1: Technologiespezifische Anteile der Anlage A1 an der jährlichen Wärmeproduktion

Elektrowärmeszenario 2026 tragen KWK- und PtH-Technologien hingegen etwa in gleichem Maße zur Wärmeversorgung bei, wobei erneut die GDT und nun die WP die höchsten Beiträge leisten.

Die beschriebenen Anteile an der Wärmeproduktion geben einen ersten Hinweis auf eine mögliche Einsatzrangfolge. Die Anteile verschiedener Technologien an der gesamten Wärmeproduktion hängen aber auch von der Dimensionierung der entsprechenden Blöcke in einem Anlagenkonzept ab. Zur weiteren Analyse der Rangfolge wird daher mit der Abbildung der technologiespezifischen Dauerlinien eine Darstellungsart gewählt, die unabhängig von der getroffenen Technologiedimensionierung ist. Die Angabe erfolgt immer bezüglich der möglichen Volllast der Wärmeproduktion zum jeweiligen Zeitpunkt, die u.a. von der Vorlauftemperatur abhängt. In der Abbildung 7.2 sind die Dauerlinien für die beiden Anlagen A1 und A3 jeweils für das historische Jahr 2014 sowie im Elektrowärmeszenario 2026 dargestellt. Insgesamt werden hiermit die Aussagen zum technologiespezifischen Beitrag zur Wärmeproduktion unterstrichen.

Unter aktuellen Rahmenbedingungen werden die KWK-Technologien, insbesondere die GDT, gefolgt von der GUD und dem BHKW, häufig eingesetzt, wohingegen sich der PtH-Einsatz auf wenige Stunden beschränkt. In dieser Darstellungsart wird außerdem die hohe Bedeutung des SLK hervorgehoben, welcher nach der GDT die meisten Betriebsstunden aufweist. Außerdem ist der signifikante Einsatz des TES zu erkennen. Im Elektrowärmeszenario zeigt sich wiederum der deutlich zugunsten von PtH veränderte Technologieeinsatz. Zusammenfassend wird bei Betrachtung der Sortierung der Dauerlinien für beide Anlagen offensichtlich, dass szenariospezifisch eine eindeutige Einsatzrangfolge existiert. Das heißt, dass unter bestimmten Randbedingungen bestimmte Technologiekonzepte eindeutig zu bevorzugen sind.

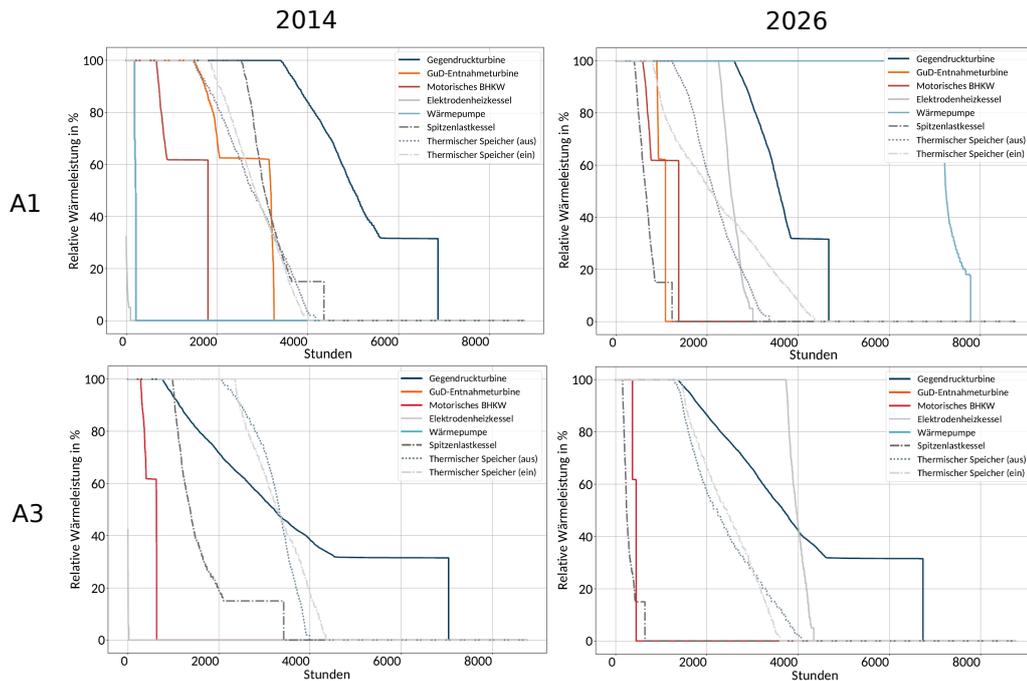


Abb. 7.2: Jahresdauerlinien der Wärmebereitstellung für A1 und A3 in den Szenarien 2014 und 2026

Szenarioübergreifend verändert sich jedoch die Sortierung. Das bedeutet, dass sich verändernde Rahmenbedingungen einen Einfluss auf die Attraktivität der betrachteten Technologien haben. Das zeigt sich im konkreten Fall daran, dass im so genannten Elektrowärmeszenario 2026 PtH tatsächlich zur bevorzugt eingesetzten Technologiegruppe wird, während in den übrigen Fällen KWK-Ansätze dominieren.

Dies indiziert bereits, dass für die einzelnen Technologien typische Einsatzbedingungen existieren. Neben der Anlagenzusammensetzung, die letztendlich entscheidet, welche Technologie die Grundlast abdecken muss, sind dies z.B. Marktpreise für Elektrizität und Gas sowie regulatorische Rahmenbedingungen. Die Abbildung 7.3 zeigt diesbezüglich den Technologieeinsatz in Abhängigkeit von Elektrizitäts- und Gaspreisen für die alle Technologien umfassende Anlage A1 im Jahr 2016. Aus der Häufung der Einsatzpunkte werden die technologiespezifischen Betriebsbereiche als Kombination beider Marktpreise ersichtlich. Die GDT weist ein vergleichsweise breites Einsatzspektrum auf. Die GUD und das BHKW werden über das gesamte Brennstoffangebot bei eher hohen Elektrizitätspreisen betrieben, wobei tendenziell ein höherer Brennstoffpreis einen höheren Elektrizitätspreis erfordert. Passend zur Einsatzhäufigkeit zeigt auch der SLK ein breites Einsatzspektrum mit Ausnahme hoher Elektrizitätspreise.

Der zum WP-Betrieb notwendige Strombezug bedingt den Einsatz unter niedrigen Marktpreisen bei gleichzeitig hohen Brennstoffpreisen, wohingegen diese Abhängigkeit für den EHK eher in abgeschwächter Form aufgezeigt werden kann. Dabei ist allerdings die geringe Einsatzhäufigkeit zu beachten. Zudem zeigt sich, dass tendenziell bei hohen Elektrizitätspreisen in den TES eingespeichert und bei verhältnis-

7 Technologiebewertung

mäßig niedrigeren Preisen gespeichert wird. In diesem Fall wird der TES eingesetzt, um den Einsatz der KWK-Technologien mit Blick auf die Erlösmöglichkeiten am Elektrizitätsmarkt zu optimieren.

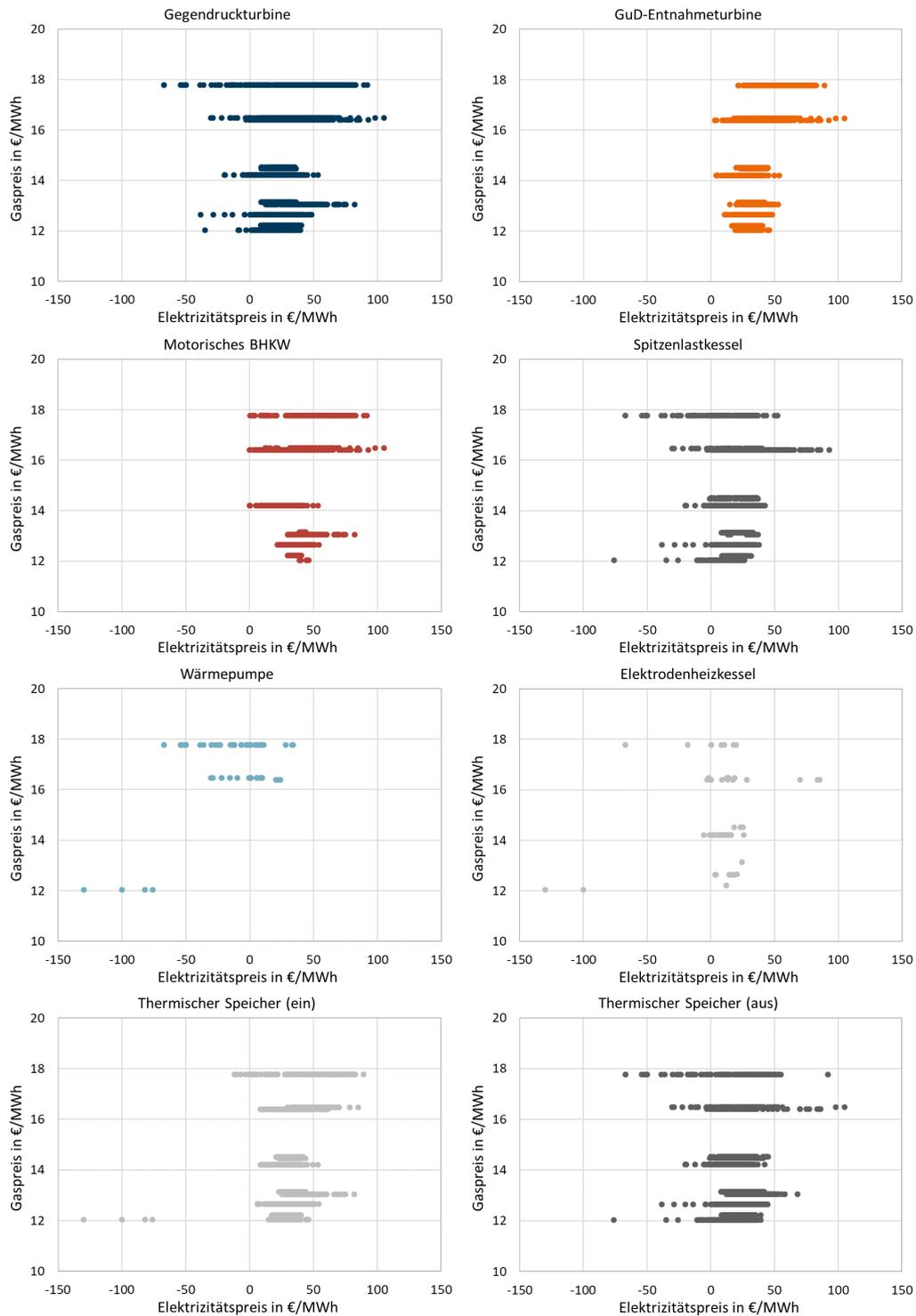


Abb. 7.3: Technologieeinsatz in Abhängigkeit des Elektrizitäts- und Gaspreises für A1 im Jahr 2016

Diese technologische Beschreibung bestätigt den Kapitel 6.2.2 gewählten Ansatz, mit der KWK-basierten Anlage A3+ und der PtH-basierten Anlage A5+ zwei zugespitzte Philosophien näher zu betrachten. Die Abbildung 6.8 zeigt anhand des Kapitalwertes, dass aus der Investorenperspektive die Anlage A3+ in den historischen Szenarien und dem BAU-Szenario 2025 am wirtschaftlichsten realisiert und betrieben werden kann. Bei der KWK-basierten Anlage sind sowohl die Investitionskosten niedriger als auch der laufende jährliche Gewinn höher als bei der PtH-basierten. Eine vergleichsweise höhere Wirtschaftlichkeit der PtH-Philosophie ist im speziell entworfenen Elektrowärmeszenario, bei einem Wegfall der zusätzlichen Strompreisbestandteile und einer Verdopplung des Brennstoffpreises zu erwarten. In den übrigen Variationsrechnungen bleibt die KWK im Vorteil und stellt sich damit als verhältnismäßig robust gegenüber veränderten Rahmenbedingungen dar, wobei diesbezüglich auch auf die Ausführungen im folgenden Abschnitt zum Einfluss variierender Rahmenbedingungen verwiesen wird.

Übergreifend ist festzuhalten, dass die Wirtschaftlichkeit der analysierten Anlagen aus Investorenperspektive als positiv einzustufen ist. Damit sind insbesondere die KWK- als auch die PtH-Betriebsphilosophie für Anlagenbetreiber vor dem Hintergrund aktueller und zukünftiger Entwicklungen als vertretbar einzustufen. Die Wirtschaftlichkeitserwartung kann in den vorliegenden Untersuchungen relativ stabil abgeschätzt werden, wobei Schwankungen als Reaktion auf veränderte Rahmenbedingungen für die PtH-basierte Anlage stärker ausfallen. Ein generelles Investitionsrisiko unter den getroffenen Annahmen bilden, wie in den Detailuntersuchungen gezeigt werden konnte, lediglich hohe Brennstoffpreise als auch niedrige FW-Preise. Das Investitionsrisiko ist insofern begrenzt und liegt eher darin eine je nach Entwicklung der Randbedingungen suboptimale Entscheidung zwischen den Betriebsphilosophien zu treffen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass insbesondere Effekte, die sich zwischen den Szenarien 2025 und 2026 zeigen, dadurch abgemildert werden, dass die Anlagenkonzepte den Einsatz der enthaltenen Blöcke verändern: Das PtH-Konzept A5+ nutzt beispielsweise im Szenario 2025 stark seine KWK-Blöcke und erst im Szenario 2026 vermehrt seine PtH-Technologien.

Die erarbeiteten Erkenntnisse fügen sich in die aktuelle Praxis innerhalb der Wärmeversorgung ein. Entsprechend schlägt sich die Entwicklung der Wärmegestehungskosten auch in der Wirtschaftlichkeit nieder. Nach Abbildung 7.4 nehmen die Wärmegestehungskosten für A3+ und A5+ unter historischen Bedingungen von 35 €/MWh auf 19 €/MWh bzw. 43 €/MWh auf 28 €/MWh ab. Damit können die Entwicklungen der Fernwärmepreise der letzten Jahre nach der AGFW Preisstatistik nachvollzogen werden [3], wobei die absolute Höhe aufgrund noch einzupreisender Systemkosten der Wärmeversorgung, Personalkosten, sonstigen Wartungs- und Betriebskosten, Gewinnerwartungen und weiteren Kostentermen abweicht. Die berechneten Wärmegestehungskosten für die zukünftigen Szenarien liegen mit 50 €/MWh bis 65 €/MWh deutlich höher und lassen sich durch die praktische Kopplung an einen angenommenen Brennstoffkostenanstieg plausibilisieren. Weiterhin sind in den Untersuchungsergebnissen aktuelle Entwicklungen zur Technologieverbreitung in der Praxis zu erkennen. Lediglich geringe Zubauraten von PtH [15] und vergleichbare Ergebnisse anderer Studien [4] weisen vor allem auf Hemmnisse der regulatori-

schen Rahmenbedingungen bezüglich zusätzlich zu entrichtender Strompreisbestandteile hin. Dagegen ist der Beitrag der KWK an der Wärmeversorgung weiterhin stabil [2].

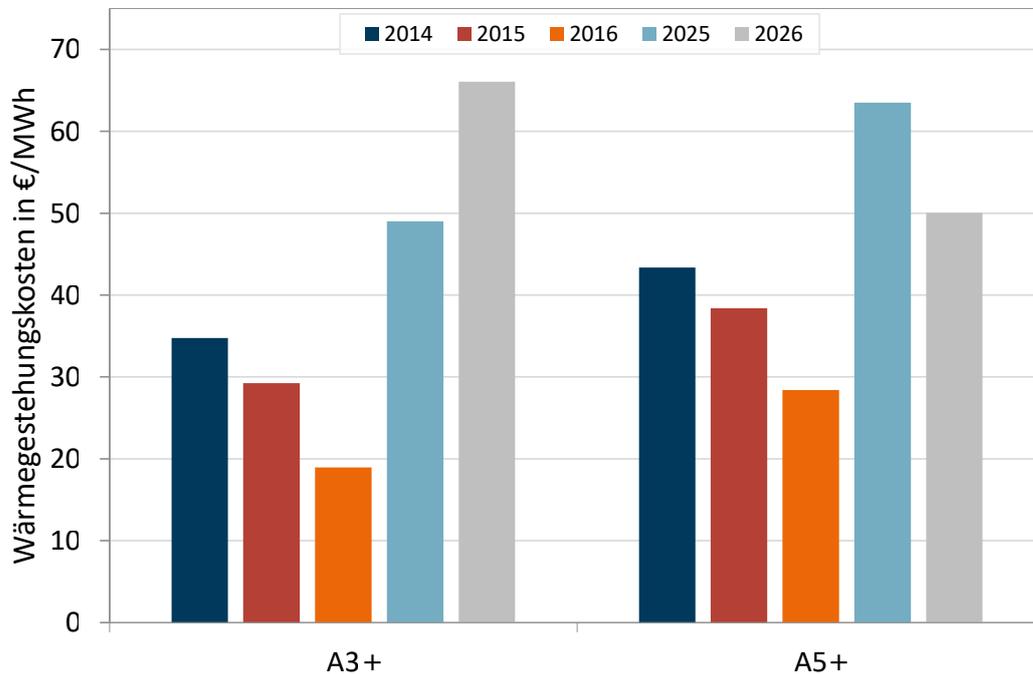


Abb. 7.4: Wärmegestehungskosten für A3+ und A5+

Zusammenfassend weisen sowohl KWK- als auch PtH-basierte Anlagen zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung aus Investorensicht eine positive und größtenteils robuste Wirtschaftlichkeit auf. In den vorliegenden Untersuchungen stellen sich insbesondere KWK-basierte Anlagen mit GDT als Hauptwärmeerzeuger als wirtschaftlich vorteilhaft dar und sind daher unter aktuellen Rahmenbedingungen zu erwarten. Aktuelle Marktpreisentwicklungen und regulatorische Rahmenbedingungen zielen auf den Einsatz dieser konventionellen Technologien ab. Jedoch kann unter veränderten regulatorischen Rahmenbedingungen ein vermehrter PtH-Einsatz erreicht werden.

7.2 Einfluss der Rahmenbedingungen

Entlang der zweiten Forschungsfrage ist genauer zu untersuchen, wie veränderte energiewirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen auf die Simulationsergebnisse wirken. Bereits die vorangegangene Erläuterung über historische und ausgewählte Zukunftsszenarien zeigt, dass die Gestaltung der Rahmenbedingungen von hoher Bedeutung für den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung sind. Die in Kapitel 6.3 durchgeführte detaillierte Untersuchung einzelner Faktoren des systemischen und regulatorischen Rahmens, gibt Aufschluss über das Ausmaß der Auswirkungen. Hierfür werden die Technologieeinsätze und die Wirtschaftlichkeit der ausgewählten

KWK- und PtH-basierten Anlagen ausgehend vom BAU-Szenario 2025 vor dem Hintergrund variierter Marktpreise, Kostenstrukturen und Regularien (siehe Tabellen 6.5 und 6.6) betrachtet. Die Variationen erfolgen dabei separat, weswegen eventuelle praktische Abhängigkeiten zwischen einzelnen Faktoren nicht berücksichtigt werden.

Die Mehrheit der analysierten Faktoren, insbesondere der Kostenstrukturen, wirkt sich nicht gravierend auf den Technologieeinsatz aus. Wie in den Abbildungen 6.6 und 6.7 dargestellt, erweisen sich anlagenübergreifend variable Größen wie die Elektrizitätspreise, die Brennstoffpreise sowie CO₂-Zertifikatspreise und Energiesteuern als einflussreich. Dabei reagieren insbesondere PtH-Technologien umfassende Anlagen im Technologieeinsatz sensibel auf die zusätzlich zu entrichtenden Strompreisbestandteile. Auf den Brennstoffbezug wirkende Faktoren verschieben zum einen das Gewicht zwischen PtH und KWK und zum anderen zwischen KWK und SLK. Die zusätzlichen Strombezugskosten wirken ähnlich und wägen speziell den WP- und KWK-Einsatz ab.

Der veränderte Einsatz als Reaktion auf die monetären Anreize der Rahmenbedingungen impliziert auch Variationen in der Wirtschaftlichkeit aus der Investorenperspektive. Diesbezüglich stellen sich jedoch auch weitere Faktoren heraus, die zwar nicht auf den Betrieb, jedoch auf die übergeordneten Zahlungen wie beispielsweise Investitionskosten wirken. In den Abbildungen 7.5 bis 7.7 sind die absoluten Kapitalwerte als Wirtschaftlichkeitsindikator für die KWK- und PtH-basierten Anlagen zusammengefasst. Ausgehend von einem Kapitalwert von 560 Mio. € bzw. 340 Mio. € im BAU-Szenario 2025 liegt die durch die veränderten Rahmenbedingungen verursachte Schwankungsbreite zwischen 980 Mio. € und -160 Mio. €. Folgend werden die wichtigsten Faktoren kurz erläutert.

Die Schwankungsbreite des Elektrizitätspreises am Spotmarkt führt zu vergleichsweise geringen Fluktuationen in der Wirtschaftlichkeit. Beide Anlagen profitieren dabei von einem höheren Spread, der bei negativen bis niedrigen Preisen den PtH- bzw. SLK-Einsatz und bei hohen Preisen KWK-Technologien mit hoher Stromproduktion begünstigt. Nichtsdestotrotz zeigt sich aufgrund des mäßigen Einflusses die noch untergeordnete Bedeutung des Elektrizitätsmarktes für Wärmeversorgungsanlagen. Speziell PtH-Technologien sind durch die zusätzlichen Strombezugskosten mit verzerrten Marktpreissignalen konfrontiert. Weiterhin zu prüfen ist die Auswirkung eines veränderten Mittelwertes bzw. der Effekt vermehrter negativer Preise.

Der Brennstoffpreis sticht durch seinen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-basierten als auch PtH-basierten Anlagen heraus. Die positive Korrelation bedingt in dieser Untersuchung die höchsten Schwankungen und birgt darüber hinaus das Risiko negativer Kapitalwerte. Darüber hinaus führen hohe Brennstoffpreise zunehmend zu einem wirtschaftlichen Vorteil der PtH-Anlage. Weiterhin ist anzumerken, dass die aktuellen praktischen Kopplungen z.B. an den Fernwärmepreis hier nicht berücksichtigt werden und diese den gravierenden Effekt abmildern würden. Mit zunehmender PtH-Verbreitung ist die-

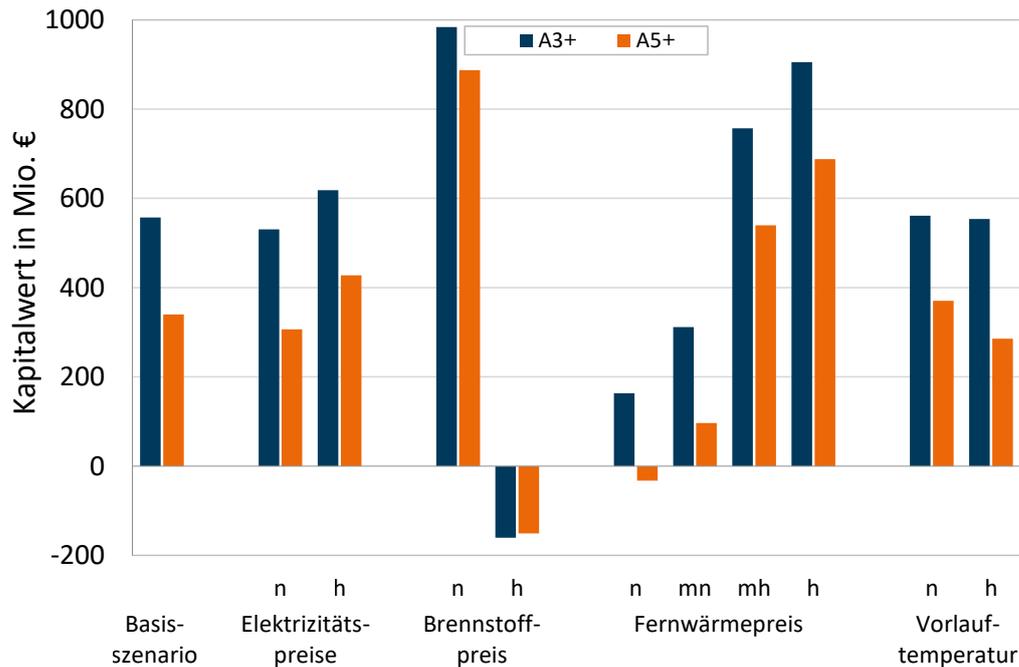


Abb. 7.5: Absoluter Kapitalwert bei variiert Systemumgebung im Modelljahr 2025 (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)

se Kopplung jedoch auch grundsätzlich zu hinterfragen. Bei einem Wegfall der heute üblichen Kopplung würden die genannten Effekte zutreffen.

Auch die Höhe des Fernwärmepreises hat einen gewichtigen Einfluss auf das wirtschaftliche Ergebnis des Anlagenbetriebs trotz vernachlässigbarer Veränderung des Technologieeinsatzes. Die primäre Aufgabe der Wärmeversorgung zeigt sich somit auch in dieser hier wichtigsten Einnahmequelle der Wärmeerlöse. Wie zuvor beschrieben, wird jedoch auch hier eine losgelöste Wirkung des Fernwärmepreises analysiert, die es in der Praxis zu prüfen gilt.

Vorlauftemperaturschwankungen wirken verstärkt auf Anlagen mit hohem WP-Anteil, deren Leistungszahlen erheblich von den Temperaturniveaus abhängen. Somit wirken niedrigere Vorlauftemperaturen in Richtung eines wirtschaftlich attraktiveren und somit verstärkten Einsatzes dieser Technologie.

Insgesamt zeigen sich eher geringe bis mäßige Auswirkungen bei der Überprüfung der Investitions- und Betriebskostenstrukturen. Lediglich die Kosten, die KWK-Technologien betreffen, bedingen einen spürbaren Effekt auf die Wirtschaftlichkeit, wobei die Investitionskosten am schwersten wiegen.

Anders gestaltet sich die Situation bezüglich der regulatorischen Rahmenbedingungen. Anhand der größtenteils signifikanten Effekte auf die Wirtschaftlichkeit wird die starke Lenkungswirkung dieser Instrumente ersichtlich. Beide Anlagen sind aufgrund des vorhandenen KWK-Anteils deutlich von einer Anpassung des KWK-Zuschlags sowie vNNE betroffen. Dagegen zeigt sich, dass die zusätzlich zu entrich-

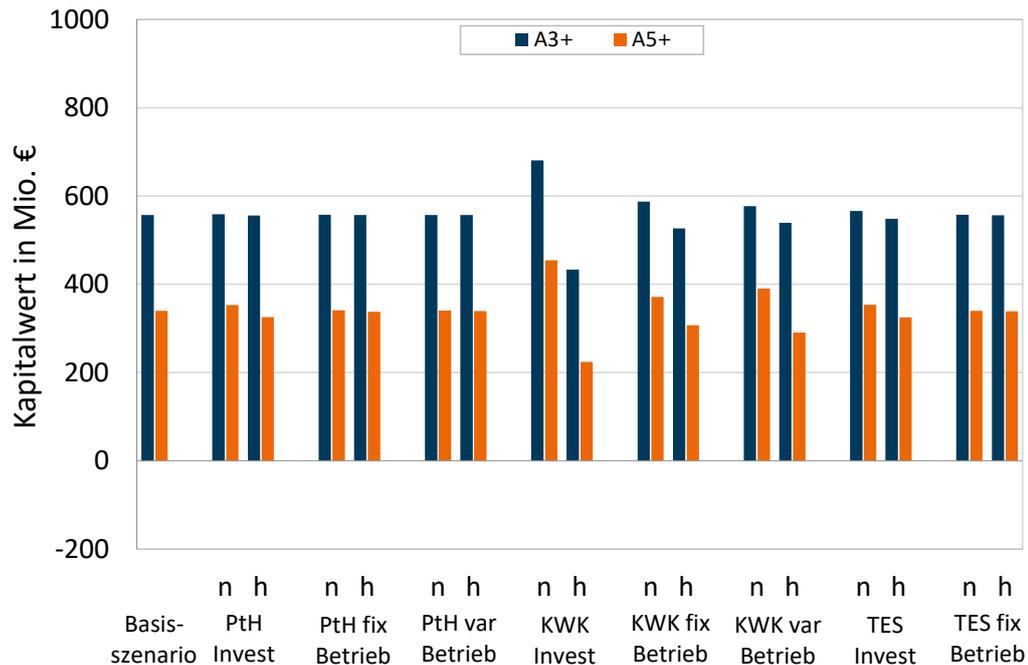


Abb. 7.6: Absoluter Kapitalwert bei variiertem Kostenstruktur (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)

tenden Strompreisbestandteile ein außerordentlich wichtiger Faktor für PtH-basierte Anlagen sind. Insbesondere ein Wegfall dieser Kosten kann die Einsatzrangfolge zugunsten PtH-Technologien verändern und ihre Wirtschaftlichkeit in dieser Untersuchung nahezu verdoppeln. Diese Modellergebnisse decken sich zudem mit entsprechenden Studien aus diesem Themenfeld [4, 19]. CO₂-Zertifikatspreise und Energiesteuern wirken analog auf die Kosten der Brennstoffzufuhr und führen somit zu ähnlichen Effekten. Auch hierbei wird jedoch eine etwaige Wirkung auf die Elektrizitätspreise im System vernachlässigt und sollte separat überprüft werden.

Zusammenfassend bietet die durchgeführte Variationsrechnung einen Überblick über die Wirkung einzelner Rahmenbedingungen auf die Wirtschaftlichkeit. Dabei stellen sich speziell die variablen Größen Brennstoffpreis, Fernwärmepreis, KWK-Zuschlag, vNNE sowie die CO₂-Zertifikatspreise und Energiesteuern für Anlagen zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung in den Vordergrund. Grundsätzlich gestalten sich aktuelle Rahmenbedingungen als förderlich für KWK-Technologien. Lediglich vereinzelt kann durch die Variation einzelner Faktoren ein Vorteil für PtH-basierte Anlagen erreicht werden. Neben einem hohen Brennstoffpreis ergibt sich dies bei einem Wegfall zusätzlicher Strompreisbestandteile. Damit liegen die Haupteinflussfaktoren durchaus mindestens zum Teil im Einflussbereich des Gesetzgebers. Wird bei der Gestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen eine erhöhte Marktdurchdringung von PtH als Ziel angestrebt, sollte vorrangig an diesen Größen angesetzt werden.

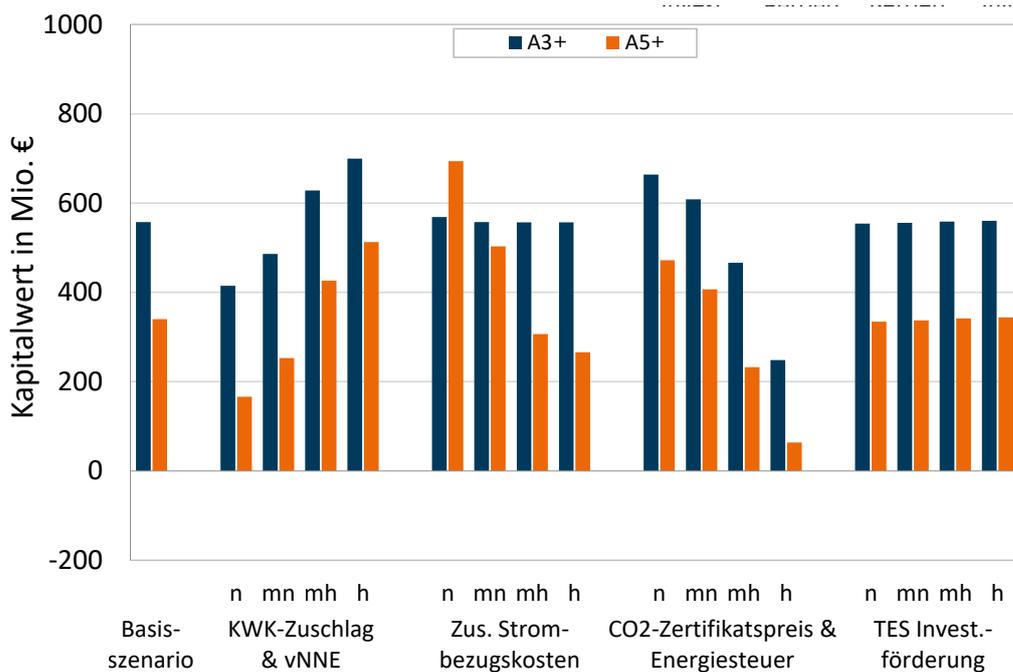


Abb. 7.7: Absoluter Kapitalwert bei variierten regulatorischen Rahmenbedingungen (n: niedrig, h: hoch; mn: mitt niedrig; mh: mitte hoch)

7.3 Ökologische Systemdienlichkeit

Schließlich ist die Frage zu klären, welche Auswirkungen sich durch den Anlagenbetrieb im umgebenden Energiesystem und mit Blick auf die Energiewende ergeben und unter welchen Rahmenbedingungen ein ökonomisches und nachhaltiges Anlagendesign ermöglicht wird. Dabei wird ein systemdienliches Verhalten als eine die Integration der erneuerbaren Energien fördernde Wirkung definiert.

Um die Auswirkungen des Anlagenbetriebs auf das umgebende Energiesystem zu ermitteln, werden zunächst für die jeweiligen Technologiebestandteile typische Einsatzbedingungen hinsichtlich der Elektrizitätserzeugungsprofile beschrieben. Hierbei dient insbesondere der Anteil der erneuerbaren Energien im System zum jeweiligen Einsatzzeitpunkt als zentrales Kriterium für die Systemdienlichkeit der KWK- und PtH-Technologien. In der Praxis, wie auch im vorliegenden Betriebsmodell, wird der Technologieeinsatz hingegen nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert. Damit erfolgt eine Teilausrichtung der elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgungsanlage am Strompreis. In Abbildung 7.8 werden diese Elektrizitätspreise am Spotmarkt und die zum gleichen Zeitpunkt vorherrschenden Anteile erneuerbarer Energien für das Zukunftsszenario gegenübergestellt. An diesem Beispiel und auch in etwas abgeschwächer Form anhand der historischen Bedingungen wird ersichtlich, dass eine gewisse Korrelation zwischen beiden Größen existiert. Je höher der Anteil erneuerbarer Energien im System ist, desto niedriger prägen sich die Preise aus. Das Gleiche gilt umgekehrt. Anhand der ersten Forschungsfrage wurden

bereits typische Einsatzbedingungen der Technologien hinsichtlich des Strompreises festgestellt, sodass in der Tendenz auch von einer Abhängigkeit vom Anteil erneuerbarer Energien im System auszugehen ist.

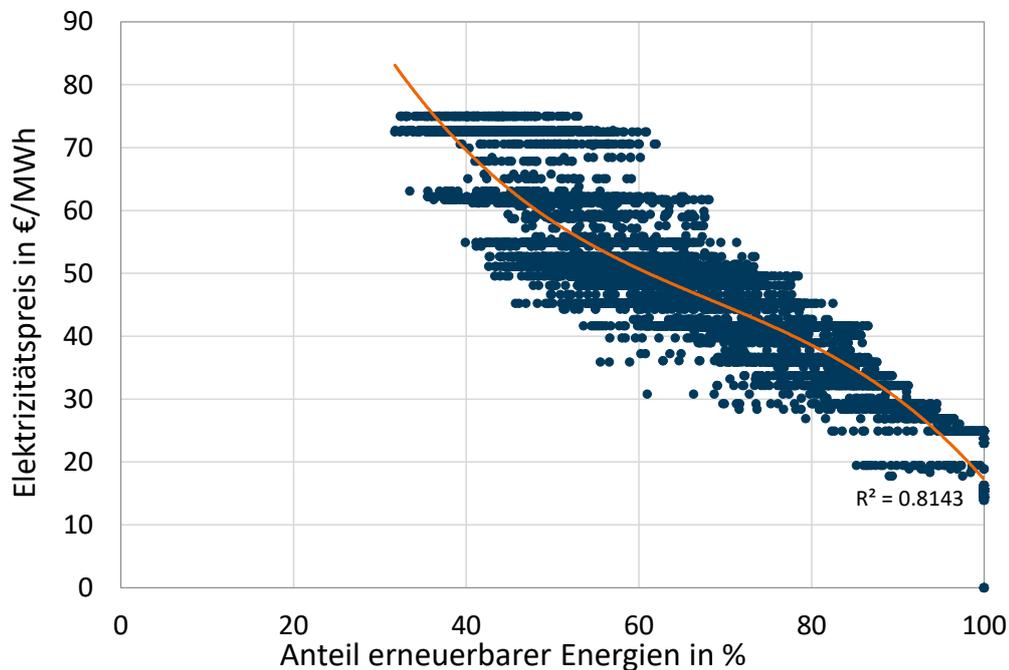


Abb. 7.8: Gegenüberstellung des Strompreises und des Anteils erneuerbarer Energien im System 2025

Im direkten Zusammenhang zeigt Abbildung 7.9 für die Anlage A1 im Szenario 2025 die Anteile der Technologiegruppen an der Wärmeproduktion sowie den vorliegenden Anteil erneuerbarer Energien. Der in grau dargestellte SLK wird demnach eher bei mittleren bis verhältnismäßig niedrigen Anteilen erneuerbarer Energien eingesetzt, wohingegen der KWK-Einsatz, zu erkennen an den orangenen Punkten, mit einem abnehmendem Anteil erneuerbarer Energien im umgebenden System und tendenziell höheren Elektrizitätspreisen wahrscheinlicher wird. Der durchschnittliche Anteil erneuerbarer Energien bei einer Wärmeproduktion mit KWK-Technologien liegt in diesem Beispiel bei 65,2 %. Somit verdrängt der produzierte KWK-Strom noch keine erneuerbaren Energiequellen, sondern bilanziell eher das teuerste konventionelle Kraftwerk und vermindert somit die CO₂-Emissionen des Elektrizitätsversorgungssystems.

Ein PtH-Betrieb erfolgt dagegen vermehrt bei hohen Anteilen der regenerativen Energiequellen, was auch aus der Berechnung des durchschnittlichen Anteils von 90,6 % erneuerbarer Energien bei erfolgtem PtH-Einsatz deutlich wird. Nichtsdestotrotz bedeutet dies, so lange noch kein Überschuss an erneuerbaren Energien herrscht, dass die durch den PtH-Betrieb erhöhte Elektrizitätsnachfrage immer noch durch ein zusätzliches konventionelles Kraftwerk gedeckt werden muss. Variierte regulatorische Rahmenbedingungen, wie sie im Elektrowärmeszenario 2026 gestaltet sind, verändern diese Situation zulasten eines verminderten KWK-Einsatzes, nun bei einem durchschnittlichen Anteil erneuerbarer Energien von 63,0 %.

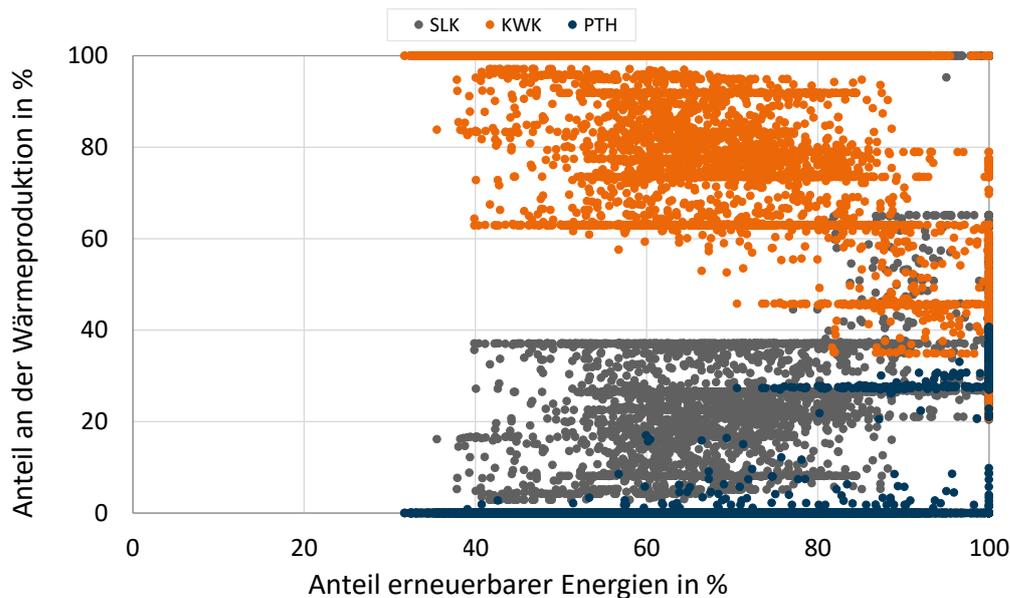


Abb. 7.9: Anteil der erneuerbaren Energien während der Wärmeproduktion der Technologiegruppen für A1 in 2025

Der erhöhte PtH-Einsatz, der in Abbildung 7.10 dargestellt ist, liegt bei 66,9 %. Dies bedeutet, dass die PtH-fördernden Maßnahmen im Rahmen dieses Zukunftsszenarios dazu führen, dass tendenziell mehr konventionelle Kraftwerke zum Betrieb dieser Technologien eingesetzt werden müssen, da der erneuerbar produzierte Strom noch nicht ausreicht.

Dazu sollen nun weiter die durch den Betrieb der Anlagen verursachten Emissionen betrachtet werden, welche im Rahmen der Detailuntersuchungen für die Anlagen A3+ und A5+ bereits in Abbildung 6.12 zusammengefasst wurden. Demnach verursacht die KWK-basierte Anlage A3+ zur Deckung der Wärmelast in den historischen Szenarien 95 kt bis 65 kt CO₂-Emissionen, wohingegen die PtH-basierte Anlage A5+ negative Emissionen von etwa -105 kt bis -95 kt aufweist. Die Begründung für die gegensätzlichen Entwicklungsrichtungen zwischen 2014 und 2016 sind die zwar bei beiden Anlagen zunehmenden Emissionen durch die Brennstoffzufuhr und den Bezug elektrischer Energie zur Deckung der erhöhten Wärmelast. Diese werden aber bei A3+ durch der Gegenrechnung der vermiedenen Emissionen durch die gesteigerte Stromproduktion überkompensiert. Im BAU-Zukunftsszenario emittieren beide Anlagen mit 200 kt durch A3+ und 140 kt durch A5+ deutlich höhere Werte. Die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen zugunsten einer PtH-Förderung im Elektrowärmeszenario 2016 führt weiterhin zu einem leichten Anstieg der CO₂-Emissionen der Wärmeproduktion, wobei sich A5+ als ökologisch vorteilhafter darstellt.

Der zunächst gewählte Emissionsberechnungsansatz auf Basis des Emissionsfaktors für den gesamten Strommix nach Gleichung 5.53 kann jedoch mit Blick auf die oben analysierten typischen Elektrizitätser-

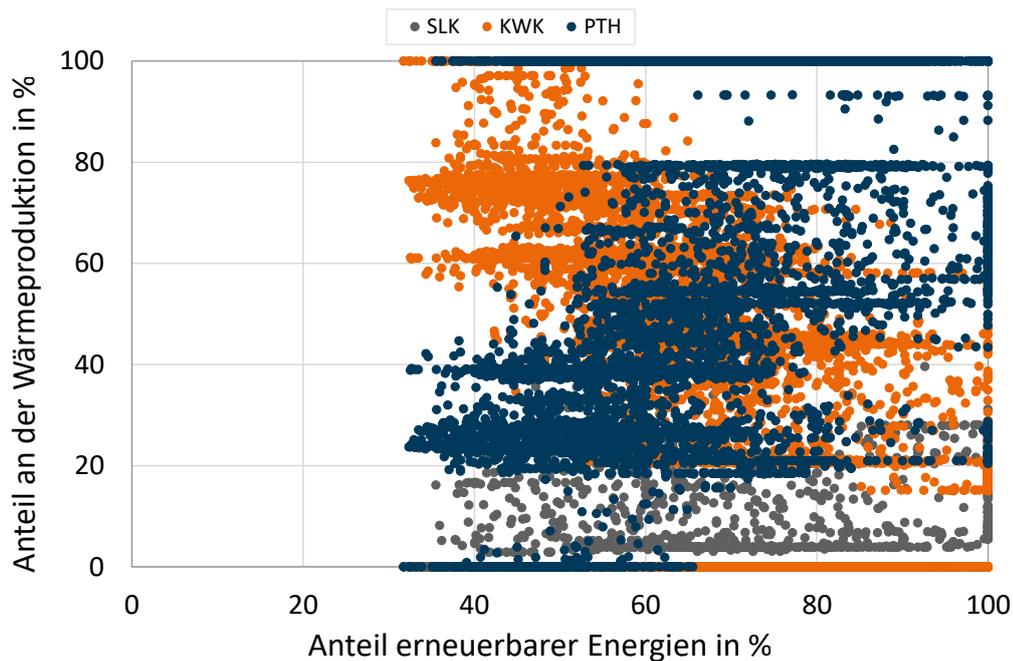


Abb. 7.10: Anteil der erneuerbaren Energien während der Wärmeproduktion der Technologiegruppen für A1 in 2026

zeugungprofile für die jeweiligen Technologieeinsätze kritisch hinterfragt werden. Aus dem Einspeisevorrang erneuerbarer Energien sowie den typischen Profilen während des KWK-Einsatzes wurde deutlich, dass der erzeugte Strom in der Praxis eher ein konventionelles Kraftwerk verdrängt. Im Gegenteil schafft PtH eine erhöhte Stromnachfrage, die, so lange kein Überschuss erneuerbarer Energien herrscht, durch ein zusätzliches konventionelles Kraftwerk ausgeglichen werden muss.

Aus diesem Grund erfolgt für die Szenarien 2025 und 2026 in der Abbildung 7.11 eine Gegenüberstellung des bisherigen Ansatzes mit der Emissionsberechnung unter Berücksichtigung des stundengenauen Emissionsfaktors für den Verdrängungsmix nach Gleichung 5.54. Es ergibt sich so ein differenziertes Bild: Bei Berücksichtigung des Verdrängungsmixes, liegen die Emissionen beider Anlagen im BAU-Szenario 2015 nun im negativen Bereich mit einem deutlichen Vorteil für A5+. Der vermehrte Einsatz der PtH im Elektrowärmeszenario 2026 kehrt die Ergebnisse für beide Anlagen deutlich in den positiven Bereich und weist die PtH-basierte A5+ als besonders problematisch hinsichtlich der Nachhaltigkeit aus. Vor diesem Hintergrund ist der vermehrte Einsatz von PtH ohne gesicherte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen kritisch zu betrachten. Übergeordnet zeigt sich die starke Abhängigkeit der verwendeten Bewertungsansätze für die Einzelanlage vom Stromsystem, insbesondere von dem zeitspezifischen Erzeugungsmix und den damit verbundenen Emissionen.

Durch einen Vergleich der Berechnungsergebnisse mit der Praxis werden die Berechnungsergebnisse zum einen eingeordnet und zum anderen verifiziert. Dies erfolgt anhand spezifischer CO₂-Emissionen für die

7 Technologiebewertung

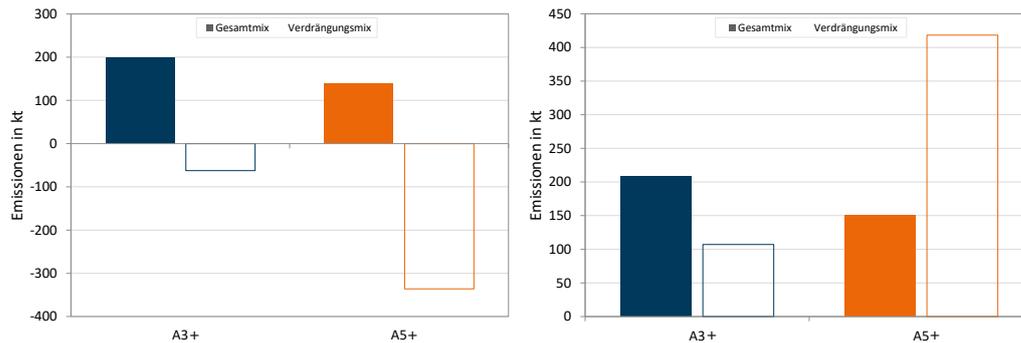


Abb. 7.11: Gegenüberstellung der Emissionsberechnungsansätze für das BAU-Zukunftsszenario 2025 (links) und das Elektrowärmeszenario 2026 (rechts)

Wärmeproduktion, die für A3+ bei 0,057 t/MWh und für A5+ bei -0,080 t/MWh im Jahr 2016 liegen. Zur Herleitung der praktischen Werte kann nicht auf stündliche Emissionsfaktoren zurückgegriffen werden, sodass der Vergleich auf Basis eines durchschnittlichen jährlichen Emissionsfaktors für den gesamten deutschen Strommix im Jahr 2016 von 0,5347 t/MWh nur unter Vorbehalt angegeben werden kann. Aus den Daten des AGFW Hauptberichts 2016 ergeben sich somit spezifische CO₂-Emissionen von 0,155 t/MWh produzierter Wärme [2]. Der Länderarbeitskreis Energiebilanzen (LAK) bilanziert die Emissionen mit 0,238 t/MWh für Schleswig-Holstein [43]. Zum Vergleich liegen die Emissionen eines reinen Gasheizwerks bei etwa 0,201 t/MWh. Damit liegen die Emissionen der vorliegenden Untersuchung zwar in der gleichen Größenordnung der in Literatur und Praxis zu findenden Werte. Aufgrund der verschiedenen Emissionsfaktoren und der ausschließlichen Verwendung von Erdgas als Brennstoff werden hier aber Ergebnisse deutlich unterhalb der praktischen Werte abgebildet.

Schließlich stellt sich die Frage, unter welchen Rahmenbedingungen ein vergleichsweise ökonomisches und nachhaltiges Anlagendesign erfolgen kann. In Ergänzung zu den Abbildungen des Kapitalwerts 7.5 bis 7.7 stellen die Abbildungen 7.12 bis 7.14, die die absoluten CO₂-Emissionen der Wärmeproduktion für variierte Rahmenbedingungen dar. Die KWK-Betriebsphilosophie kann hierbei ökonomisch und ökologisch optimal bei niedrigen Brennstoffpreisen betrieben werden. Unter diesen Umständen erfolgt ein deutlich höherer Einsatz des BHKWs anstelle des SLK und der GDT, wodurch sich aufgrund der erhöhten Stromproduktion und der damit verbundenen Emissionsgutschrift niedrigere Emissionen der Wärmeproduktion ergeben. Ein ähnlicher Zusammenhang gilt auch bezüglich einer erhöhten Schwankungsbreite des Elektrizitätspreises, der nun durch den SLK und das BHKW besser bedient werden kann. Nicht eindeutig bestimmbar ist dieses „Nahoptimum“ für die PtH-Betriebsphilosophie. Unter Berücksichtigung des Emissionsberechnungsansatzes auf Basis des Gesamtmixes kann auch A5+ hohe Schwankungsbreiten des Strompreises, die eine Zuspitzung des Zusammenhangs mit dem Anteil erneuerbarer Energien bedeutet, besser ausnutzen. Dagegen deutet der auf dem Verdrängungsmix basierende Ansatz auf ein „Nahoptimum“ bei niedrigen Brennstoffpreisen hin, welche eine erhöhte Stromproduktion und einen verminderten PtH-Einsatz zur Folge haben.

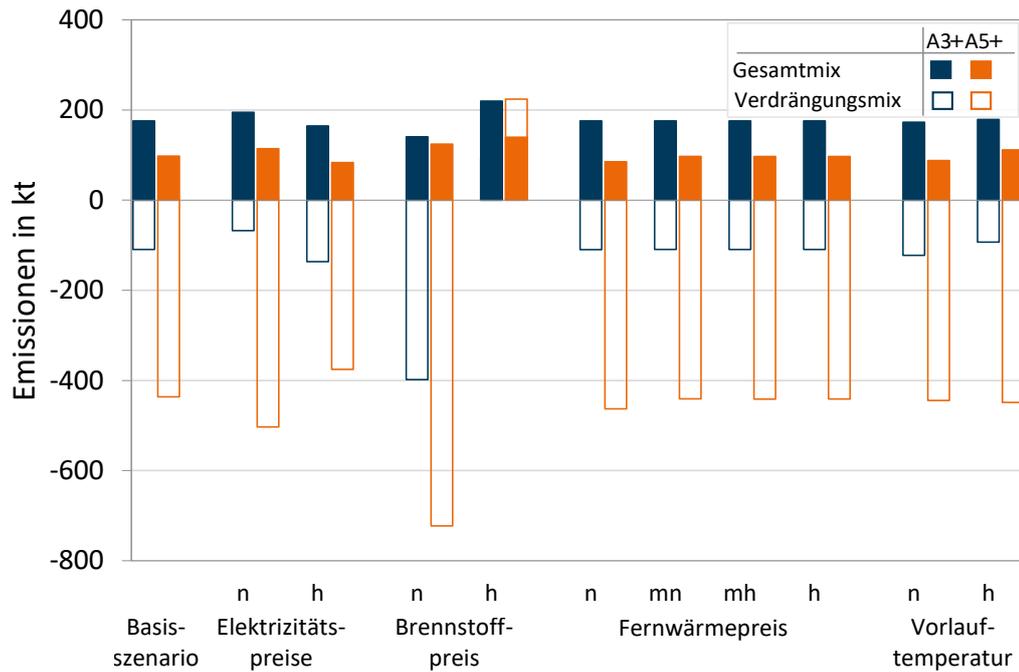


Abb. 7.12: CO₂-Emissionen bei variiert Systemumgebung

Insgesamt kann der Einsatz der KWK-Technologien in noch fossil geprägten Systemen der nahen Zukunft als systemdienlich eingestuft werden, da hiermit emissionsintensivere konventionelle Kraftwerke verdrängt werden. Im Gegenteil dazu zeigen die Analysen, dass ein PtH-Einsatz in einem Elektrizitätsversorgungssystem ohne häufige Überschüsse an erneuerbaren Energien den Bedarf an konventionellen Kraftwerken erhöht. Unter Berücksichtigung des Emissionsfaktors für den Verdrängungsmix spiegelt sich dies auch in den verursachten CO₂-Emissionen der Wärmeproduktion wieder. Aus diesem Grund sollten regulatorische Rahmenbedingungen zur PtH-Förderung nur mit Blick auf eine Technologieetablierung angepasst werden, die zu dem Zeitpunkt abgeschlossen sein sollte, wenn Überschüsse erneuerbarer Energien häufig vorhanden sind (siehe auch [4]). Wird auf ein gleichzeitig ökonomisches und ökologisches Anlagendesign abgezielt, sind niedrige Brennstoffpreise und hohe Schwankungsbreiten bzw. niedrige Werte des Elektrizitätspreises für KWK- und PtH-basierte Betriebsphilosophien von Vorteil.

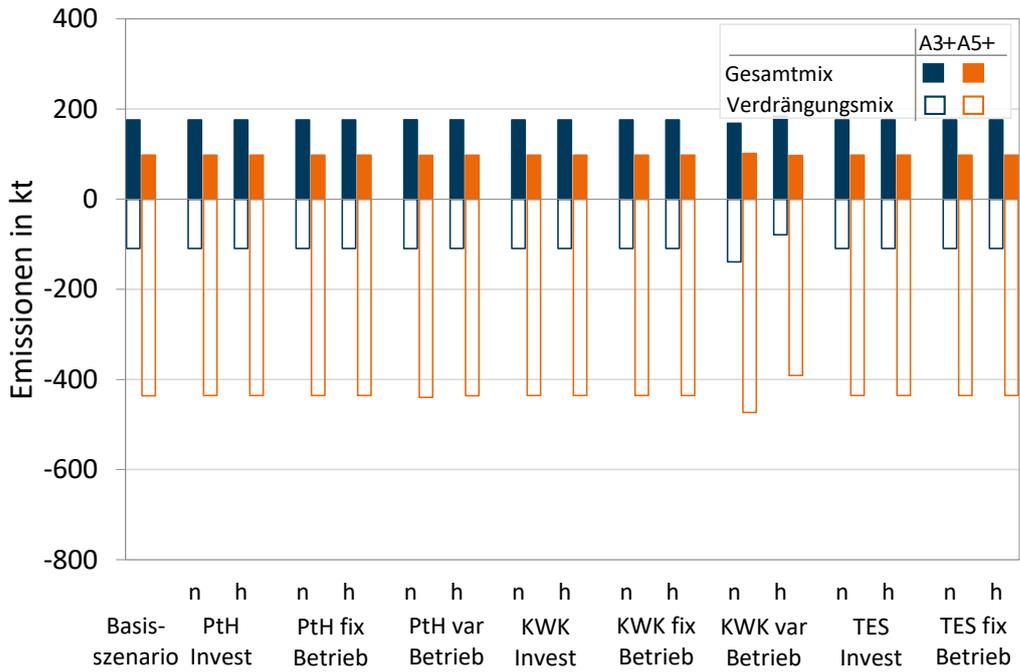


Abb. 7.13: CO₂-Emissionen bei variiertes Kostenstruktur

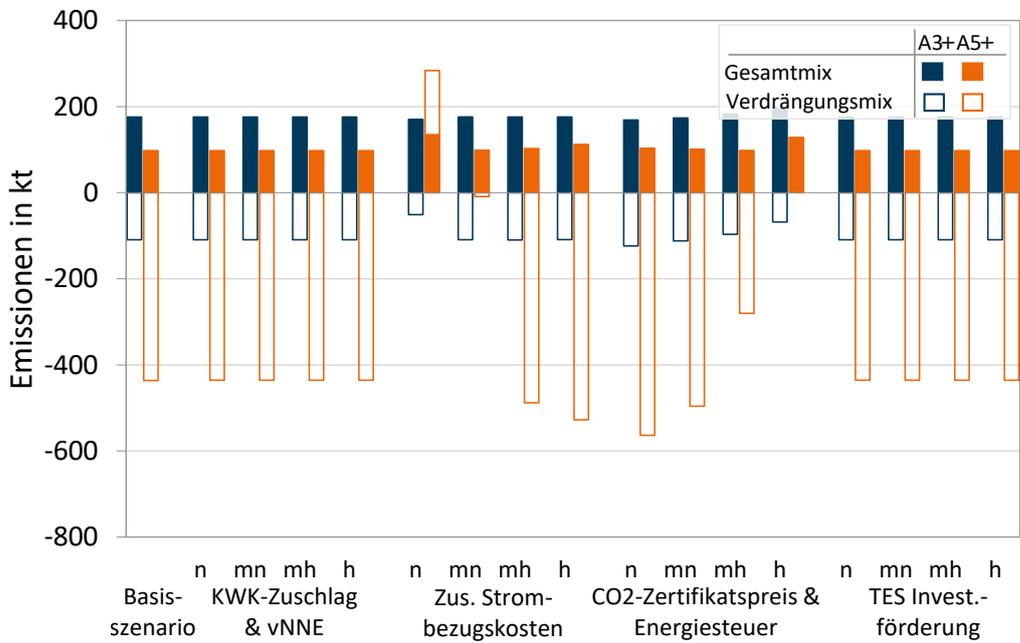


Abb. 7.14: CO₂-Emissionen bei variierten regulatorischen Rahmenbedingungen

8 Diskussion der Ergebnisse

Im vorliegenden Kapitel werden auf Basis der untersuchten Szenarien und Forschungsfragen die zentralen Ergebnisse der Arbeit dargestellt und eingeordnet. Dafür werden im ersten Schritt die wichtigsten Schlussfolgerungen der Arbeit zusammengetragen. Anschließend folgt eine kritische Betrachtung der Methodik sowie des Untersuchungsgegenstandes, bevor abschließend ein Ausblick angrenzende Themen und mögliche Anknüpfungspunkte skizziert.

8.1 Schlussfolgerungen

In den durchgeführten Untersuchungen stellen sich sowohl KWK- als auch PtH-dominierte Anlagen zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung als aus Investorensicht wirtschaftlich dar. Über eine durchaus große Bandbreite an variierenden Rahmenbedingungen im umgebenden Energiesystem und bezüglich der regulatorischen Randbedingungen kann die Wirtschaftlichkeit als robust bezeichnet werden. Von den hier untersuchten Anlagenkonzepten sind insbesondere KWK-basierte Anlagen mit GDT als Hauptwärmeerzeuger wirtschaftlich attraktiv. Daher sind solche Anlagen unter aktuellen Rahmenbedingungen und in der näheren Zukunft durchaus weiter in der Praxis zu erwarten, nicht zuletzt weil aktuelle Marktpreisentwicklungen und regulatorische Rahmenbedingungen dem Einsatz konventioneller KWK-Technologien förderlich sind. Jedoch kann unter veränderten regulatorischen Rahmenbedingungen die Rangfolge verschiedener KWK-Technologien untereinander wechseln oder sogar ein vermehrter PtH-Einsatz erreicht werden.

Von den hier untersuchten energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen wirken besonders Brennstoffpreis, Fernwärmepreis, KWK-Zuschlag, vNNE sowie die CO₂-Zertifikatspreise und Energiesteuern auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zur elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgung. Der konzeptionelle Ansatz der KWK hält dabei in den meisten Fällen seinen Vorsprung vor PtH-Konzepten. Lediglich vereinzelt führt die Veränderung einzelner Faktoren zu einem Vorteil für PtH-basierte Anlagen. Dies ist insbesondere bei einem hohen Brennstoffpreis und bei einem Wegfall zusätzlicher Strompreisbestandteile gegeben. Eine erhöhte Marktdurchdringung mit PtH ist vor allem dann zu erwarten, wenn sich diese Größen entsprechend verändern. Damit ist beispielsweise dem Gesetzgeber eine

wirksame Eingriffsmöglichkeit gegeben, um KWK oder PtH als Technologiekonzepte zur Sektorenkopplung gezielt und gegebenenfalls auch selektiv zu unterstützen.

Insgesamt kann der Einsatz der KWK-Technologien in noch fossil geprägten Systemen der nahen Zukunft weiterhin als systemdienlich eingestuft werden, da hiermit emissionsintensivere konventionelle Kraftwerke verdrängt werden. Im Gegensatz dazu zeigen die Analysen, dass ein PtH-Einsatz in einem Elektrizitätsversorgungssystem ohne häufige Überschüsse an erneuerbaren Energien den Bedarf an konventionellen Kraftwerken erhöht. Unter Berücksichtigung des stundengenauen Emissionsfaktors für den Verdrängungsmix spiegelt sich dies auch in den verursachten CO₂-Emissionen der Wärmeproduktion wieder. Soll ein ökologisch sinnvolles Anlagendesign gleichzeitig auch ökonomisch attraktiv sein, ist beispielsweise mit niedrigen Brennstoffpreisen der KWK gut gedient, solange diese noch konventionelle Erzeugung verdrängen kann. Für PtH-basierte Betriebsphilosophien sind insbesondere niedrige Werte des Elektrizitätspreises von Vorteil, wenn ein Überschuss von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen vorliegt.

Es zeigt sich, dass auch bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien in der Elektrizitätsversorgung KWK-Technologien als Element der Sektorenkopplung kurz- bis mittelfristig ökologisch sinnvoll und ökonomisch attraktiv bleiben können. PtH-Konzepte bedürfen hingegen in dieser Phase einer regulativen Unterstützung, um für Anlagenbetreiber wirtschaftlich attraktiv zu sein. Eine entsprechende Förderung sollte aber aus systemischer Sicht gezielt in solchen Situationen erfolgen, in denen aufgrund lokaler Engpässe tatsächlich Überkapazitäten erneuerbarer Energien im elektrischen Netz vorhanden sind, wie beispielsweise heute schon in Schleswig-Holstein. Ansonsten können PtH-Technologien, selbst bei deutlich steigendem Anteil regenerativer Stromerzeugung, global noch nicht die erhoffte positive Systemwirkung vorweisen. Eine Unterstützung der Technologielinie wäre dann eher im Sinne einer auf den zukünftigen Bedarf vorbereitenden Markteinführungshilfe zu sehen. Unterstützende Rahmenbedingungen für die KWK sind dagegen so lange weiter als systemdienlich einzustufen, wie durch deren Betrieb konventionelle Erzeugung verdrängt wird. Dabei ist die zeitlich hoch aufgelöste Betrachtung der Systemeffekte zu beachten.

Ein Anlagenkonzept, das wie die hier betrachteten Konzepte sowohl PtH- als auch KWK-Technologien berücksichtigt, kann als Ergebnis der durchgeführten Untersuchungen als mit verhältnismäßig geringem Investitionsrisiko behaftet eingestuft werden. Hier besteht eher die Gefahr, durch eine suboptimale Anlagenkonzeption nicht das unter konkret eintretenden Randbedingungen denkbare Optimum erreicht zu haben, als dass kurz- und mittelfristig eine der komplette Wegfall der Wirtschaftlichkeit zu befürchten wäre.

8.2 Kritische Betrachtung

Das übergeordnete Ziel des Projektes ist die Bewertung elektrizitätsnetzgekoppelter Wärmeversorgungssysteme hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit unter verschiedenen Szenarien des heutigen sowie des zukünftigen umgebenden Energieversorgungssystems. Diesem Ziel wurde im Rahmen der mit den vorangegangenen Analysen und der Beantwortung der Forschungsfragen begegnet. Aufgrund der hohen Komplexität der Thematik wurden dabei insbesondere im Rahmen der Methodenentwicklung und Parametrisierung Vereinfachungen vorgenommen, die folgend in Kürze kritisch betrachtet und in ihren Auswirkungen eingeordnet werden.

Grundsätzlich basiert das techno-ökonomische Optimierungsmodell des Anlagenbetriebs auf der Annahme einer perfekten Vorrassicht, d.h. speziell die Marktpreisentwicklungen sind für die gesamte Optimierungsperiode bekannt. Mit diesem Vorgehen zeigt das Ergebnis das bestmögliche wirtschaftliche Ergebnis an, welches in der Praxis aufgrund unvollständiger Informationsverfügbarkeit nicht zu erreichen ist. Vielmehr stellt dieses Ergebnis einen optimistischen Grenzfall dar, der zu Vergleichszwecken der Versorgungssysteme herangezogen werden kann. Der in der Literatur etablierte Ansatz birgt zudem die Vorteile der Eindeutigkeit und leichten Kommunizierbarkeit.

Als Maß für die Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Anlagenbetreibers werden dynamische Investitionsbewertungsansätze in Form des Kapitalwertes und der WärmeGESTEHUNGSKOSTEN verwendet. Diese evaluieren eine Investition über eine längere Periode, die für Kraftwerkstechnologien oftmals mit 20 bis 30 Jahren angesetzt wird. Im Rahmen des Projektes werden jedoch nur einzelne Jahre überprüft, sodass für die Kapitalwertberechnung die Annahme gleichbleibender Jahre getroffen wird. Dies bedeutet, dass das jeweils optimierte Jahr über die gesamte Periode wiederholt in die Berechnung eingeht. Mit dieser Annahme bleiben etwaige Veränderungen in den Rahmenbedingungen unberücksichtigt. Ein direkter Anlagenvergleich sowie eine qualifizierte Einordnung förderlicher Rahmenbedingungen sind unter dieser Annahme jedoch trotzdem möglich.

Die Risikobehaftung der Annahmen zu verschiedenen Parametern ist der gewählten Methode ebenfalls inhärent. Dies betrifft beispielsweise Kostenannahmen für die Technologien, das technologische Betriebsverhalten, die konstant angenommene Rücklauftemperatur und nicht verfügbare veröffentlichte Marktpreise. Dieser Aspekt wird jedoch durch eine Überprüfung der Parametervariation in der Detailanalyse adressiert. Somit sind die Ergebnisse zwar nur im entsprechenden Untersuchungsrahmen gültig, jedoch können die Auswirkungen veränderter Parameter bereits qualitativ eingeschätzt werden. Die Bewertung der Anlagen vor dem Hintergrund zukünftiger Entwicklungen birgt zudem grundsätzlich hohe Unsicherheiten. Das zu diesem Zweck herangezogene Zukunftsszenario basiert auf der historischen Wärmelast und bezieht somit keine möglichen kurzfristigen technologischen Entwicklungen mit ein, die die Wärmenachfrage verändern. Zudem wird eine Strompreisentwicklung angenommen, die keine negativen Werte und

extremen Preisspitzen als Folge unvorhersehbarer und nicht einschätzbarer Ereignisse aufzeigt. Das Fundamentalmodell, das zur Herleitung Strompreisentwicklung benutzt wird, berücksichtigt jedoch bereits die groben Zusammenhänge des Strommarktes. Fehlende negative Preise als typische Einsatzbedingungen für PtH führen zu einer tendenziell schlechteren Bewertung eben dieser Technologie. Dagegen dienen die nicht vorhandenen extremen Preisspitzen in der Praxis eher als Anreiz für KWK-Technologien. Nichtsdestotrotz sind die Auswirkungen dieser Annahme als verhältnismäßig gering einzustufen, da extreme Preise selten auftreten. Ein Einbezug dieser nicht vorhersehbaren Ereignisse würde überdies keinen Mehrwert hinsichtlich des Technologievergleichs generieren.

Untersuchungsübergreifend werden lediglich gasbetriebene Technologien modelliert und entsprechende Sensitivitäten berücksichtigt. Aufgrund der aktuellen und zukünftig wichtigen Rolle dieses Brennstoffes, der auch in [5] als zukünftiger Energieträger empfohlen wird, ist die Relevanz der Ergebnisse jedoch gegeben. Weiterhin lässt sich das entwickelte Betriebsmodell auch auf Technologien mit anderweitigen Brennstoffen übertragen. Zudem beschränkt sich die Detailanalyse auf die Überprüfung des Einflusses einzelner Parametervariationen. Partielle Abhängigkeiten, wie z.B. zwischen dem Fernwärme- und Brennstoffpreis, sind hier nicht berücksichtigt. Auch Variationseffekte, die in der Praxis den Stromerzeugungsmix sowie die Marktpreisbedingungen verändern, werden aufgrund der hohen Komplexität und des damit verbundenen Modellierungsaufwandes nicht überprüft.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen wurde für zukünftige Szenarien ein verhältnismäßig kurzer Zeithorizont gewählt. Die Ergebnisse können von den hier präsentierten abweichen, wenn sich bei längerer Betrachtungszeit die Randbedingungen noch stärker ändern. Das gilt insbesondere auch hinsichtlich der Systemdienlichkeit, die hier an den verursachten CO₂-Emissionen gemessen wurde und besonders dann, wenn der Anteil erneuerbarer Energien in der Elektrizitätsversorgung noch deutlich weiter steigt. Dann ist allerdings auch zu hinterfragen, ob das hier als weitgehend unverändert unterstellte Energiemarktdesign weiter seine Gültigkeit hat, was im Rahmen der vorliegenden Arbeit allerdings nicht näher diskutiert werden sollte und konnte.

Zusammenfassend ist der gewählte Ansatz trotz der genannten Beschränkungen als grundsätzlich zielführend und im Vergleich zu anderweitigen Forschungsarbeiten als disziplinübergreifend detailliert einzustufen. Er ermöglicht eine integrierte Technologiebewertung unter Berücksichtigung detaillierter physikalischer Restriktionen.

8.3 Ausblick

Die vorliegende Bewertung von elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgungsanlagen hinsichtlich ihrer Betriebswirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit zeigt verschiedene Anknüpfungspunkte für weitere relevante Fragestellungen auf.

Aktuell ist in den Wärmeversorgungssystemen eine Entwicklung zu sinkenden Vorlauftemperaturen (siehe [46]) zu beobachten. Die Auswirkungen dieses Trends hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit von KWK gegenüber PtH sollte dementsprechend in weiteren Arbeiten überprüft werden. Des Weiteren umfasst die Bewertung lediglich eine Auswahl von Wärmeversorgungstechnologien und begrenzte Kombinationen dieser Technologien als Blöcke in Anlagen. Für zukünftige Wärmeversorgungssysteme gilt es weiterhin zu überprüfen, welche innovativen Technologien für eine nachhaltige und wirtschaftliche Zukunft eine Rolle spielen könnten. Zum Beispiel könnten solarthermische Heizwerke in Verbindung mit TES zum Einsatz kommen oder auch WP zur etablierten Versorgungstechnologie werden.

Die entwickelten Werkzeuge zur Anlagensimulation und Betriebsoptimierung sind bereits ein erster Schritt in Richtung eines wirtschaftlichen und nachhaltigen Systemdesigns. Zur praktischen Anwendbarkeit ist weiterhin zu prüfen, welchen Einfluss die Detailtiefe der Modellierung auf die Ergebnisse hat. Somit lassen sich insbesondere die Fragen beantworten, ob eine Berücksichtigung der Vorlauftemperatur zur Anlagenbewertung in der Praxis zwingend notwendig ist und ob Startkosten und Mindeststillstandszeiten zu implementieren sind. Über die Betriebsoptimierung hinaus ist die Auslegungsoptimierung ein wichtiges Werkzeug, um das Wärmeversorgungssystem effizient zu gestalten. Die weitere Überprüfung der Bewertungsmethoden, speziell des Emissionsberechnungsansatzes, und zusätzliche Bewertungsdimensionen, wie z.B. aus volkswirtschaftlicher Sicht, können die Aussagekräftigkeit hinsichtlich der allgemeinen Vorteilhaftigkeit von elektrizitätsnetzgekoppelten Wärmeversorgungsanlagen erhöhen.

Schließlich sind Studien mit noch länger reichendem Betrachtungshorizont zur Beurteilung der hier untersuchten Technologiekonzepte von Interesse. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die Rolle verschiedener Technologien in der Energiewende. Dabei sollten dann auch noch stärkere Änderungen im umgebenden Versorgungssystem bei höchstgradiger und vollständiger Versorgung mit erneuerbaren Energien in den Blick genommen werden, während für Akteure, die heute vor Investitionsentscheidungen stehen, der kurz- und mittelfristige Horizont ausreicht.

8 Diskussion der Ergebnisse

Literaturverzeichnis

- [1] AGFW: Zahlen und Statistiken. In: *Datenabruf: 23.07.2017*. (2017). <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/>
- [2] AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.: AGFW - Hauptbericht 2016. (2017)
- [3] AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.: Fernwärme-Preisübersicht (Stichtag: 01.10.2016). (2017). <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/preisuebersicht/>
- [4] Agora Energiewende: Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. (2014). <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/power-to-heat-zur-integration-von-ansonsten-abgeregeltem-strom-aus-erneuerbaren-energien/>
- [5] Agora Energiewende: Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende - Status quo, Perspektiven und Weichenstellungen für den sich wandelnden Strom- und Wärmemarkt. (2015). https://www.agora-energiewende.de/index.php?id=157&tx_agorathemen_themenliste%5Bprodukt%5D=800
- [6] Agora Energiewende: Agorameter - Aktuelle Stromdaten aus Deutschland zum interaktiven Erforschen. In: *Datenabruf: 23.08.2017. Dokumentation: Version 2.0*. (2017)
- [7] ASUE: Gasturbinen-Kenndaten / -Referenzen. (2006)
- [8] ASUE: BHKW-Kenndaten 2011 - Module, Anbieter, Kosten / ASUE. 2011. – Forschungsbericht
- [9] Baehr, Hans D.: *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen*. Springer, 2005. – ISBN 3–540–23870–0
- [10] BDEW: *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2017 - Haushalte und Industrie*. https://www.hannover.ihk.de/fileadmin/data/Dokumente/Themen/Energie/170531_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2017.pdf. Version: 2017
- [11] Bechem, Herbert ; Blesl, Markus ; Brunner, Marc ; Conrad, Jochen ; Falke, Tobias ; Felsmann, Clemens: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien / VDE. 2015. – Forschungsbericht

- [12] BHKW jetzt: *KWK Glossar - Vermiedene Netznutzungsentgelte*. <http://www.bhkw-jetzt.de/kwk-lexikon/kwk-glossar/>. Version: August 2018
- [13] Blarke, Morten B.: Towards an intermittency-friendly energy system: Comparing electric boilers and heat pumps in distributed cogeneration. In: *Applied Energy* 91 (2012), Nr. 1, 349 - 365. <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.09.038>. – DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.09.038>. – ISSN 0306–2619
- [14] Bloess, Andreas ; Schill, Wolf-Peter ; Zerrahn, Alexander: Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials. In: *Applied Energy* 212 (2018), 1611 - 1626. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.073>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.073>. – ISSN 0306–2619
- [15] Böttger, Diana: *Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt*, Universität Leipzig, Diss., 2017
- [16] Böttger, Diana ; Götz, Mario ; Theofilidi, Myrto ; Bruckner, Thomas: Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. In: *Energy* 82 (2015), 157 - 167. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.01.022>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.01.022>. – ISSN 0360–5442
- [17] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiedaten: Gesamtausgabe 2018. (2018). <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
- [18] Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2016*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Version: 2016
- [19] Christidis, A. ; Mollenhauer, E. ; Tsatsaronis, G. ; Schuchardt, Georg K. ; Holler, Stefan ; Böttger, Diana ; Bruckner, Thomas: EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung. In: *Forschungsbericht* (2017)
- [20] Christidis, Andreas ; Koch, Christoph ; Pottel, Lothar ; Tsatsaronis, George: The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets. In: *Energy* 41 (2012), Nr. 1, 75 - 82. <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.048>. – DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.048>. – ISSN 0360–5442. – 23rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, {ECOS} 2010

- [21] Deutsche Bundesregierung: Erneuerbare Energien - Ein neues Zeitalter hat begonnen. (2018). https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/EnergieErzeugen/ErneuerbareEnergien-Zeitalter/_node.html#doc516106bodyText1
- [22] Dimoukias, Ilias ; Amelin, Mikael ; Levihn, Fabian: District heating system operation in power systems with high share of wind power. In: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 5 (2017), Nov, Nr. 6, 850–862. <http://dx.doi.org/10.1007/s40565-017-0344-6>. – DOI 10.1007/s40565-017-0344-6. – ISSN 2196-5420
- [23] Dimoukias and Amelin: Constructing bidding curves for a CHP producer in day-ahead electricity markets. In: *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2014, S. 487–494
- [24] EEX: *EUA Primary Market Auction Report 2018*. <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download>. Version: 2018
- [25] Energinet.dk: Technology Data for Energy Plants - Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. (2012)
- [26] Energinet.dk: Technology Data for Energy Plants - Updates Chapters, August 2016. (2016)
- [27] ENTSOE-E: European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E). Ten-Year Network Development Plan 2014,. In: *Datenabruf: 10.08.2018*. (2018). <https://www.entsoe.eu/publications/tyndp/tyndp-2014/>
- [28] Erdmann, Georg ; Dittmer, Lars: Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland / TU Berlin Fachgebiet Energiesysteme. 2010. – Forschungsbericht
- [29] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Energy Charts - Interaktive Grafiken zu Stromproduktion und Börsenstrompreisen in Deutschland. In: *Datenabruf: 23.06.2018* (2018)
- [30] group oemof d.: oemof - Open Energy Modelling Framework (v0.2.1). (2018). <http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.1203601>. – DOI 10.5281/zenodo.1203601
- [31] Haga, Niklas ; Kortela, Veikko ; Ahnger, Anders: Smart Power Generation - District heating solutions / Wärtsilä. 2012. – Forschungsbericht
- [32] Henning, Hans-Martin ; Palzer, Andreas ; Pape, Carsten ; Borggreffe, Frieder ; Jachmann, Henning ; Fishedick, Manfred: Phasen der Transformation des Energiesystems. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (2015)
- [33] Hilpert, S. ; Kaldemeyer, C. ; Krien, U. ; Günther, S. ; Wingenbach, C. ; Plessmann, G.: The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system

- modelling. In: *Energy Strategy Reviews* 22 (2018), 16 - 25. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.07.001>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.07.001>. – ISSN 2211–467X
- [34] I. Dimoukias and M. Amelin: Probabilistic day-ahead CHP operation scheduling. In: *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2015. – ISSN 1932–5517, S. 1–5
- [35] Institute for Thermal Turbomachinery and Machine Dynamics, Graz University of Technology: Technologie Portrait Kraft-Wärme-Kopplung / Institute for Thermal Turbomachinery and Machine Dynamics, Graz University of Technology. 2002. – Forschungsbericht
- [36] Kail, Christoph ; Haberberger, Georg: Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. In: *VDI Berichte* (2001), Nr. 1594, S. 99–112
- [37] Kaldemeyer, C. ; Boysen, C. ; Tuschy, I.: (A)pplication (s)arter for (o)emof solph (m)odels. (2018). <https://github.com/znes/asom>
- [38] Kaldemeyer, Cord ; Boysen, Cynthia ; Tuschy, Ilja: Compressed Air Energy Storage in the German Energy System – Status Quo & Perspectives. In: *Energy Procedia* 99 (2016), 298 - 313. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.120>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.120>. – ISSN 1876–6102. – 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15-17 March 2016, Düsseldorf, Germany
- [39] Kaldemeyer, Cord ; Boysen, Cynthia ; Tuschy, Ilja: *Models and datasets for the research project Elektrizitätsnetzgekoppelte Fernwärmeversorgung 2020 (ENKF 2020)*. <http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.2623677>. Version: April 2019
- [40] Konstantin, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer Berlin Heidelberg, 2013. – ISBN 978–3–642–37265–0
- [41] Kuehne, J.: Überschussstromspeicherung mit thermischen Applikationen. In: *Euro Heat & Power* 43 (2014), Nr. 6, S. 40 – 45
- [42] Lambauer, J. ; Fahl, U. ; Ohl, M. ; Blesl, M. ; Voß, A.: Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele / Universität Stuttgart. 2008. – Forschungsbericht
- [43] Landesarbeitskreis Energiebilanzen: *Spezifische CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung*. <http://www.lak-energiebilanzen.de/spezifische-co2-emissionen-der-strom-und-waermeerzeugung/>. Version: August 2018
- [44] Linkevics, Olegs ; Sauhats, Antans: Formulation of the objective function for economic dispatch optimisation of steam cycle CHP plants. In: *IEEE Russia Power Tech* (2005). <http://dx.doi.org/10.1109/PTC.2005.4524709>. – DOI 10.1109/PTC.2005.4524709

- [45] Lund, H. ; Möller, B. ; Mathiesen, B.V. ; Dyrelund, A.: The role of district heating in future renewable energy systems. In: *Energy* 35 (2010), Nr. 3, 1381 - 1390. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.11.023>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.11.023>. – ISSN 0360–5442
- [46] Lund, Henrik ; Werner, Sven ; Wiltshire, Robin ; Svendsen, Svend ; Thorsen, Jan E. ; Hvelplund, Frede ; Mathiesen, Brian V.: 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. In: *Energy* 68 (2014), 1 - 11. <http://dx.doi.org/http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>. – DOI <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>. – ISSN 0360–5442
- [47] Manfred Rudolph, Ulrich W.: *Energieanwendungstechnik - Wege und Techniken zur effizienteren Energienutzung*. Springer Berlin Heidelberg, 2008. – ISBN 978–3–540–79022–8
- [48] Mollenhauer, Eike ; Christidis, Andreas ; Tsatsaronis, George: Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants. In: *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 7 (2016), Nr. 2, 167–176. <http://dx.doi.org/10.1007/s40095-016-0204-6>. – DOI 10.1007/s40095–016–0204–6. – ISSN 2251–6832
- [49] Navarro, Juan Pablo J. ; Kavvadias, Konstantinos C. ; Quoilin, Sylvain ; Zucker, Andreas: The joint effect of centralised cogeneration plants and thermal storage on the efficiency and cost of the power system. In: *Energy* 149 (2018), 535 - 549. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.025>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.025>. – ISSN 0360–5442
- [50] N.H. Abu-Hamdeh, K.A. A.: Assessment of thermal performance of PCM in latent heat storage system for different applications. In: *Solar Energy* (2019)
- [51] Paar, Angelika ; Herbert, Florian ; Pehnt, Martin ; Ochse, Susanne ; Richter, Stephan ; Maier, Stefanie ; Kley, Magalie ; Huther, Heiko ; Kühne, Jens ; Weidlich, Ingo: Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien / ifeu; GEF Ingenieur AG; AGFW. 2013. – Forschungsbericht
- [52] Pan-European Gas Trading Platform (PEGAS): Futures market data. In: *Datenabruf: 23.07.2017*. (2017). <https://www.powernext.com/futures-market-data>
- [53] Pape, Christian ; Hagemann, Simon ; Weber, Christoph: Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market. In: *Energy Economics* 54 (2016), 376 - 387. <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2015.12.013>. – DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2015.12.013>. – ISSN 0140–9883
- [54] Ringkjøb, Hans-Kristian ; Haugan, Peter M. ; Solbrekke, Ida M.: A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. In: *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews* 96 (2018), 440 - 459. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>. – ISSN 1364–0321
- [55] Salgado, Fabricio ; Pedrero, Pedro: Short-term operation planning on cogeneration systems: A survey. *Journal: Electric Power Systems Research*. (2007). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779607001423>
- [56] Schaumann, Karl W. Gunter; Schmitz S. Gunter; Schmitz: *Kraft-Wärme-Kopplung*. Springer-Verlag GmbH, 2010. – ISBN 978–3–642–01424–6
- [57] Schill, Wolf-Peter ; Pahle, Michael ; Gambardella, Christian: On Start-up Costs of Thermal Power Plants in Markets with Increasing Shares of Fluctuating Renewables / DIW Berlin. 2016. – Forschungsbericht
- [58] Schröder, Andreas ; Kunz, Friedrich ; Meiss, Jan ; Mendelevitch, Roman ; Hirschhausen, Christian von: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 / DIW Berlin. 2013. – Forschungsbericht
- [59] Schütz, Thomas ; Streblov, Rita ; Müller, Dirk: A comparison of thermal energy storage models for building energy system optimization. In: *Energy and Buildings* 93 (2015), 23 - 31. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.02.031>. – DOI <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.02.031>. – ISSN 0378–7788
- [60] Schulz, Wolfgang ; Brandstät, Christine: Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. In: *Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung* (2013)
- [61] Stadtwerke Flensburg: *Entgelte Netznutzung*. <https://www.swfl-netz.de/strom/veroeffentlichungspflichten/entgelte-netze.html>. Version: 2018
- [62] Stadtwerke Flensburg GmbH: *District heating network data for the city of Flensburg from 2014 to 2016*. <http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.2553968>. Version: Januar 2019
- [63] Stadtwerke München: *Energiegewinnung der Zukunft: Geothermie-Anlage Sauerlach*. (2010)
- [64] Statistisches Bundesamt: Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2000 bis Juni 2018. In: *Datenabruf: 10.07.2018. Artikelnummer: 5619001181064*. (2018). <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html>
- [65] STEAG: *EBSILON Professional Release 13*. 2017
- [66] Steck, Michael Horst E.: *Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke*. Dissertation. (2013)
- [67] Sterner, Michael ; Stadler, Ingo: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, 2014. – ISBN 978–3–642–37380–0

- [68] Tuschy, Ilja ; Boysen, Cynthia ; Kaldemeyer, Cord ; Grotlüschen, Heike ; Großer, Hauke: Druckluftspeicherkraftwerk Schleswig-Holstein - Untersuchung zur Eignung Schleswig-Holsteins als Modellstandort für die Energiewende. In: *Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Hochschule (ZNES). Forschungsergebnisse 5. ISSN: 2195-4925* (2017)
- [69] VDI: *VDI 4608 Blatt 1: Energiesysteme Kraft-Wärme-Kopplung - Begriffe, Definitionen, Beispiele.* März 2005
- [70] VDI: *VDI 4608 Blatt 2: Energiesysteme Kraft-Wärme-Kopplung - Allokation und Bewertung.* 2008
- [71] Wang, Haichao ; Yin, Wusong ; Abdollahi, Elnaz ; Lahdelma, Risto ; Jiao, Wenling: Modelling and optimization of {CHP} based district heating system with renewable energy production and energy storage. In: *Applied Energy* 159 (2015), 401 - 421. <http://dx.doi.org/http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.020>. – DOI <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.020>. – ISSN 0306–2619
- [72] Weinläder, Helmut ; Klinker, Felix ; Yasin., Modar: PCM cooling ceilings in the Energy Efficiency Center - Regeneration behaviour of two different system designs. In: *Energy and Buildings* (2017)
- [73] Wissel, S. ; Fahl, U. ; Blesl, M. ; Voß, A.: Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015 / IER Stuttgart. 2010. – Forschungsbericht
- [74] Zahoransky, Richard A. ; Allelein, Hans-Josef ; Bollin, Elmar ; Oehler, Helmut ; Schelling, Udo ; Schwarz, Harald ; Zahoransky, Richard A. (Hrsg.): *Energietechnik - Systeme zur Umwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf.* Springer Vieweg, 2013. – ISBN 978–3–8348–2279–6

Anhang

A Detaillierte Technologiebeschreibung

Tab. A.1: Vergleich der KWK-Technologien: Verbrennungsmotoren

	Ottomotor	Dieselmotor
Allgemeines		
Beschreibung	Motor treibt den Generator an, Wärme wird aus den Motorabgasen sowie der Kühlung von Motor, Schmieröl & Generator gewonnen	
Anwendungsfelder	Nahwärmenetze, öffentliche Gebäude, Schwimmbäder, Krankenhäuser, Gewerbe- und Industriebetriebe, Kläranlagen und Deponien; kleine & mittlere Fernwärmenetze	
Entwicklungsstatus	Etabliert	Etabliert
Vorteile	guter elektrischer Wirkungsgrad; kurze Liefer- und Montagezeiten; schnelle Anpassung an Laständerungen; gute Brennstoffausnutzung; Zweistoffbetrieb möglich (Gas/Gas); geringer elektrischer Eigenbedarf; besseres Teillastverhalten als Dieselmotor [56]	hoher elektrischer Wirkungsgrad; kurze Liefer- & Montagezeiten; schnelle Anpassung an Laständerungen; hohe Brennstoffausnutzung; Zweistoffbetrieb (Öl/Gas möglich); geringer elektrischer Eigenbedarf; im Betrieb preiswerter & umweltschonender als Ottomotoren; bessere Wirkungsgrade durch höhere Verdichterdruckverhältnisse als Ottomotor [56, 74]
Nachteile	nur gasförmige Brennstoffe einsetzbar; Wärmeauskopplung mit Standardaggregaten bis 100 °C möglich [56]	auch im Gasbetrieb geringer Heizölverbrauch (4-10 % für Zündstrahl) erforderlich; bei Dauerbetrieb mit Heizöl Rauchgasreinigung (Kat) erforderlich; nur flüssige & gasförmige Brennstoffe einsetzbar; Wärmeauskopplung mit Standardaggregaten bis 100 °C möglich [56]
Eignung Fernwärme	Ja	Ja
Betriebsflexibilität		
Leistungsbereich (el.)	einige kW bis 10 MW; BHKWs i.D. 500kW [40]; üblich 2 MW, aber bis zu 4 MW [56]	
Freiheitsgrade	1	1
Vor-/ Rücklauftemperatur	Vorlauftemperaturen 90 -110 °C, Rücklauftemperaturen 50 -70 °C [56]	
Primärenergieeinsatz	Heizöl, Erdgas, Flüssiggas, Klärgas, Biogas, Deponiegas, Kokereigas, Restgase aus Produktionsanlagen + Kombinationen aus den genannten [56]	Heizöl, Diesel, Erdgas, Flüssiggas, Klärgas, Biogas, Deponiegas, Kokereigas, Restgase aus Produktionsanlagen + Kombinationen aus den genannten; Pflanzenöle [56, 74]
Effizienz		
Brennstoffausnutzungsgrad	0.7 - 0.9 [56], 0.70 - 0.92 [44]	0.7 - 0.9 [56], 0.65 - 0.9 [44]
Wärmeausbeute	0.35 - 0.65 [56]	0.35 - 0.65 [56]
Stromausbeute	0.25 - 0.45 [56], 0.25 - 0.43 [44]	0.3 - 0.45 [56], 0.35 - 0.45 [44]
Kosten		
Investitionskosten	300-1900 €/kW _{el} -> 9332.6*P _{el} ^(-0.4611) [8]	
Betrieb & Instandhaltung	0.5 - 3 ct/kWh _{el} -> 2.3133*P _{el} ^(-0.141) [8]	

Tab. A.2: Vergleich der KWK-Technologien: Dampfturbinen 1

	Gegendruckturbinen	Kondensationsturbinen
Allgemeines		
Beschreibung	Entspannung des Dampfes auf einen höheren Druck (als Kondensationsturbine) und Nutzung direkt oder über Heizkondensator	Entspannung des Dampfes bis auf sehr niedrige Drücke, Wärmeauskopplung im Kondensator
Anwendungsfelder	Industrie & Energieversorgungsgesellschaften; Fernwärmenetze & große Industriebetriebe	Bei geringen erforderlichen Temperaturniveaus
Entwicklungsstatus	Etabliert	Etabliert
Vorteile	Feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe einsetzbar; bei Auslegung mit Kondensationsanlage hohe Flexibilität bei Bedarfsschwankungen [56]	
Nachteile	Keine Flexibilität bei Bedarfsschwankungen; hoher Platzbedarf, geringer elektrischer Wirkungsgrad, hoher Eigenbedarf, hohe Kapitalkosten [56]	Keine Flexibilität bei Bedarfsschwankungen; hoher Platzbedarf, hoher Eigenbedarf, hohe Kapitalkosten; geringe Temperaturniveaus [56]
Eignung Fernwärme	Ja	Nein
Betriebsflexibilität		
Leistungsbereich (el.)	0.5 - 30 MW & größer [35]; einige kW bis 800 MW [56]	bis 1 200 MW
Freiheitsgrade	1	1
Vor-/ Rücklauftemperatur	Vorlauftemperatur bis ca. 120 °C, Rücklauftemperatur meist unter 65°C [56]	gering
Primärenergieeinsatz	Alle verfügbaren gasförmigen, flüssigen und festen Brennstoffe [56]	
Effizienz		
Brennstoffausnutzungsgrad	0.7 - 0.85 [35]; 0.8 - 0.9 [28]; 0.93 [36], 0.83 - 0.9 [44]	0.89 - 0.92 [2]; 0.82 [56]; 0.46 - 0.94 [36]; 0.55 - 0.92 [28]; 0.41 - 0.75 [15]
Wärmeausbeute	0.6 - 0.65; bzw. 0.55	0.58 [56]; 0 - 0.61 [36]
Stromausbeute	0.1 - 0.2 [35]; 0.25 - 0.35 [28]	0.24 [56]; 0.46 - 0.33 [36]; 0.33 -0.45 [28]
Kosten		
Investitionskosten	210 - 600 €/kW (thermische Kesselleistung) [56]	
Betrieb & Instandhaltung	1.5 - 3.5 %/a der jeweiligen anteiligen Investitionen [56]	

Tab. A.3: Vergleich der KWK-Technologien: Dampfturbinen 2

	Entnahme- kondensationsturbinen	Anzapf- kondensationsturbinen	Entnahme- gegendruckturbinen
Allgemeines			
Beschreibung	Wärmeerzeugung durch Nutzung der Wärme in Entnahmen; Einstellung des Entnahmedrucks durch Ventile an der Entnahmestelle	Wärmeerzeugung durch Nutzung der Wärme in Anzapfungen; Anzapfzustände variieren mit dem Lastpunkt	Nutzung der Wärme an der Entnahme und des Turbinenabdampfes über einen Heizkondensator
Anwendungsfelder	Industrie & Energieversorgungsgesellschaften; Fernwärmenetze & große Industriebetriebe		
Entwicklungsstatus	Etabliert	Etabliert	Etabliert
Vorteile	Feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe einsetzbar; bei Auslegung mit Kondensationsanlage hohe Flexibilität bei Bedarfsschwankungen [56]		
Nachteile	Hoher Platzbedarf, geringer elektrischer Wirkungsgrad, hoher Eigenbedarf, hohe Kapitalkosten; bei Kondensationsbetrieb große Energiemenden über Rückkühlanlagen abzuführen [56]	Hoher Platzbedarf, geringer elektrischer Wirkungsgrad, hoher Eigenbedarf, hohe Kapitalkosten; bei Kondensationsbetrieb große Energiemenden über Rückkühlanlagen abzuführen [56]	Hoher Platzbedarf, geringer elektrischer Wirkungsgrad, hoher Eigenbedarf, hohe Kapitalkosten [56]
Eignung Fernwärme	Ja	Ja	Ja
Betriebsflexibilität			
Leistungsbereich (el.)	0.5 - 30 MW und größer [35]; einige kW bis 800 MW [56]		
Freiheitsgrade	2	2	2
Vor-/ Rücklauftemperatur	Vorlauftemperatur bis ca. 120 °C, Rücklauftemperatur meist unter 65°C [56]		
Primärenergieeinsatz	Alle verfügbaren gasförmigen, flüssigen und festen Brennstoffe [56]		
Effizienz			
Brennstoffausnutzungsgrad	0.89 - 0.92 [2]; 0.82 [56]; 0.46 - 0.94 [36]; 0.55 - 0.92 [28]; 0.41 - 0.75 [15]		
Wärmeausbeute	0.58 [56]; 0 - 0.61 [36]		
Stromausbeute	0.24 [56]; 0.46 - 0.33 [36]; 0.33 -0.45 [28]		
Kosten			
Investitionskosten	210 - 600 €/kW (thermische Kesselleistung) [56]		
Betrieb & Instandhaltung	1.5 - 3.5 %/a der jeweiligen anteiligen Investitionen [56]		

Tab. A.4: Vergleich der KWK-Technologien: Gasturbinen 1

	Offene Gasturbinenanlage	STIG Gasturbine
Allgemeines		
Beschreibung	Entspannung des Gases über die Turbine; Wärmeauskopplung durch Nutzung der Abgase im Abhitzeessel	Teil des mit Abgasen erzeugten Dampfes wird in die Gasturbine zurückgeführt um die elektrische Leistung zu erhöhen
Anwendungsfelder	Kommunen; Versorgung Industriebetriebe; große Stromversorger; auch zur Dampfproduktion	
Entwicklungsstatus	Etabliert	Etabliert
Vorteile	Sehr kurze Liefer- und Montagezeit; schnelle Anpassung an Laständerungen ; geringer Platzbedarf; spezifisch geringes Gewicht; geringer elektrischer Eigenbedarf; Zweistoffbetrieb (Öl/Gas) möglich; geringere Investkosten als Dampfturbine [56]	Niedrigere Investitionskosten als GuD-Anlage; ansonsten ähnlich zu GuD-Anlage; abgegebene Wärme kann variiert werden; Effizienz zwischen normaler GT und GuD [56]
Nachteile	niedriger elektrischer Wirkungsgrad und ungünstigerer Teillastwirkungsgrad; nur flüssige und gasförmige Brennstoffe einsetzbar wie z.B. Heizöl EL, Erdgas, Flüssiggas, Deponiegas, Klärgas und dergleichen [56]	zusätzliche Kosten für Zusatzwasser und dessen Aufbereitung; spezielle Anforderungen an Gasturbinenanlage; ansonsten ähnlich zur GuD-Anlage [56]
Eignung Fernwärme	Ja	Ja
Betriebsflexibilität		
Leistungsbereich (el.)	Mikrogasturbinen 28 - 100 kW; Industrieturbinen bis 25 MW; schwere Kraftwerksturbinen 10 - 260 MW [56, 60]	bis 40 MW [7]
Freiheitsgrade	1	2
Vor-/ Rücklauftemperatur	bis zu Vorlauftemperaturen über 200 °C [56]	
Primärenergieeinsatz	weiter Brennstoffbereich, fest, flüssig, gasförmig; Rohöl bis Restgase -> Erdgas, Heizöl aber auch Deponie- und Klärgasnutzung [56]	
Effizienz		
Brennstoffausnutzungsgrad	0.76 - 0.79 (Heizöl); 0.8 - 0.84 (Erdgas) [56]; 0.8 - 0.85 [28]	0.7 - 0.85 [35]
Wärmeausbeute	0.59 - 0.48 (Heizöl); 0.63 -0.52 (Erdgas) [56]	0.42 [60]
Stromausbeute	0.17 - 0.31 (Heizöl); 0.17 - 0.32 (Erdgas) [56]; 0.29 - 0.36 [28]	0.4 [35]
Kosten		
Investitionskosten	200 - 600 €/kW Gasturbinenanlage [56]; 230 - 400 €/kW Gasturbinenanlage [40]	
Betrieb & Instandhaltung	0.007 -0.023 €/kWh _{el} ; Abhitzeessel 1.5 -3.5 %/a der jeweiligen anteiligen Investitionen [56]	

Tab. A.5: Vergleich der KWK-Technologien: Gasturbinen 2

	GuD-Anlage mit Gegendruckturbine	GuD-Anlage mit Kondensationsturbine
Allgemeines		
Beschreibung	An den Abhitzeessel ist ein Dampfkreislauf angeschlossen; Wärmeauskopplung im Kondensator	An den Abhitzeessel ist ein Dampfkreislauf angeschlossen; Wärmeauskopplung durch Entnahme in der Kondensationsturbine
Anwendungsfelder	Fernwärmenetze, Kommunen oder Industriebetriebe	
Entwicklungsstatus	Etabliert	Etabliert
Vorteile	Hohe Brennstoffausnutzung; hoher elektrischer Wirkungsgrad; geringer spezieller Platzbedarf; feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe einsetzbar (Zusatzfeuerung); Zweistoffbetrieb in Gasturbine (Öl/Gas) möglich [56]	
Nachteile	ungünstiger Teillastwirkungsgrad; Nachteile für Gasturbinenteil ; für die im Abhitzeessel durch Zusatzfeuerung eingebrachte Energiemenge siehe Dampfturbine ; feste Brennstoffe nur im Kessel-/Dampfturbinenteil nutzbar [56]	ungünstiger Teillastwirkungsgrad; Nachteile für Gasturbinenteil ; für die im Abhitzeessel durch Zusatzfeuerung eingebrachte Energiemenge siehe Dampfturbine ; feste Brennstoffe nur im Kessel-/Dampfturbinenteil nutzbar [56]
Eignung Fernwärme	Ja	Ja
Betriebsflexibilität		
Leistungsbereich (el.)	65 -600 MW [56]	
Freiheitsgrade	1	2
Vor-/ Rücklauftemperatur	bis zu Vorlauftemperaturen über 200 °C [56]	
Primärenergieeinsatz	weiter Brennstoffbereich, fest, flüssig, gasförmig; Rohöl bis Restgase -> Erdgas, Heizöl aber auch Deponie- und Klärgasnutzung [56]	
Effizienz		
Brennstoffausnutzungsgrad	0.8 - 0.9 [28]; 0.91 - 0.92 [36]	0.88 [60]; 0.6 - 0.8 [56]; 0.8 - 0.92 [28]; 0.85 - 0.82 [36]
Wärmeausbeute	0.03 - 0.31 [56]	0.42 [60]; 0.03 - 0.31 [56]
Stromausbeute	0.35 - 0.4 [28]	0.46 [?]; 0.57 - 0.49 [56]; 0.35 - 0.52 [28]
Kosten		
Investitionskosten	200 - 600 €/kW Gasturbinenanlage [56]; 230 - 400 €/kW Gasturbinenanlage [40]; 50 - 150 €/kW Abhitzeessel; 210 -600 €/kW Dampfturbinenanlage (bezogen auf th. Kesselleistung, je nach Feuerungsart) [56]; 350 - 700 €/kW GuD-Anlage (bezogen auf thermodyn. äquivalente Kondensationsleistung) [40]	
Betrieb & Instandhaltung	0.007 -0.023 €/kWh _{el} ; Abhitzeessel 1.5 -3.5 %/a der jeweiligen anteiligen Investitionen; Dampfturbinenanlage 1.5 - 3.5 %/a der jeweiligen anteiligen Investitionen [56]	

Tab. A.6: Vergleich der PtH-Technologien

	Kompressions- wärmepumpen	Elektrische Widerstandsheizung	Elektroden- heizkessel
Allgemeines			
Funktionsprinzip	Durch Zufuhr von elektrischer Energie Umwandlung von geringwertiger thermischer Energie in höherwertige thermische Energie auf höherem Temperaturniveau	Elektrische Energie wird über Widerstände vollständig dissipiert und als Wärme in den Raum abgegeben	Wärmeenergie durch das Einfahren von Elektroden in einen Elektrolyt (Wasser) erzeugt.; Regelung der Wärmeleistung mittels Wasserbedeckung des Elektrolyten
Anwendungsfelder	Warmwasser, Raum- & Prozesswärme; Anwendung in der Grundlast	Fernwärme, Prozessdampf	Fernwärme, Prozessdampf
Entwicklungsstatus	Etabliert	Etabliert	Etabliert
Vorteile	Betrieb mit "Überschussstrom"; Förderung der EE-Integration; Nutzung der Anergie aus der Umgebung; hohe Leistungszahlen; niedrige Betriebskosten	Zuverlässigkeit, niedrige Investitionskosten; flexibler als Wärmepumpen; einfache Wartung, schnelles Starten und einfache Leistungsanpassung	Leistungsvariation 10 - 100 % ; zuverlässig und einfache Wartung, schnelles Starten und einfache Leistungsanpassung
Nachteile	großer planerischer Aufwand; Vorlauftemperaturen von Fernwärmenetzen oftmals zu hoch (90 °C); hohe Investitionskosten; geringe Betriebsflexibilität	geringe Leistungszahl < 1	geringe Leistungszahl < 1; wartungsintensiver als Elektroheizkessel
Eignung Fernwärme	Ja	Ja	Ja
Betriebsflexibilität			
Leistungsbereiche	100 kW - 20 MW [41]; 3 - 5 typisch, bis zu 25 MW [26]	1 - 2 MW [25]	5 - 50 MW [11]
Effizienz			
Leistungszahl	2,4 - 5,3 [51]; 2,7 [41]; 3 - 5 [26]	0,99 [25]; > 0,98 [4]	0,99 [11, 25]
Kosten			
Investitionskosten	250 €/kW [51]; 100 - 200 €/kW [42]; 350 €/kW [26]	88 - 180 €/kW _{th} [4]; 180 €/kW _{th} [51]; 260 - 290 €/MW [25]	75 - 150 €/kW [11]; 180 - 290 €/kW [25]
Betrieb & Instandhaltung	1 - 2 % der Investitionskosten [51]; 2000 €/MWa + 2 €/MWh [26]	1100 €/MW + 0,5 €/MWh [25]	1100 €/MW + 0,5 €/MWh [25]

Tab. A.8: Vergleich thermischer Energiespeicher (Quelle: [67])

	Sensible Wärmespeicherung	Latente Wärmespeicherung	Thermochemische Wärmespeicherung
Allgemeines			
Beschreibung	Speicherung thermischer Energie durch die fühlbare Änderung der Temperatur ohne Phasenwechsel	Zusätzlich zur sensiblen Energiespeicherung Speicherung thermischer Energie durch Phasenwechsel der Materialien	Chemisch reversible Reaktionen von zwei oder mehreren Reaktionsprodukten; physikalische Ein- oder Anlagerungsprozesse von Molekülen in Sorptionsspeichern
Anwendungsfelder	Pufferspeicher in Heizungsanlagen; Warmwasserspeicher in Wärmenetzen; Einsatz in KWK, Solarthermie, Geothermie, etc.	Spezialanwendungen in der Klimatisierung; keine wesentliche Rolle zur Speicherung thermischer Energie im Energiesystem	Spezialanwendungen in der z.B. Langzeitwärmespeicherung von Gebäuden; keine wesentliche Rolle zur Speicherung thermischer Energie im Energiesystem
Beispiele	Erdsondenspeicher, Erdkollektorspeicher, Aquiferspeicher, Kavernenspeicher, Heißwassertanks, Kies-Wasser-Speicher, Heißwasserspeicherung in Erdbecken	Salzhydrate, Paraffine, Verbundwerkstoffe	Salzhydrate, Carbonate, Hydroxide; Zeolith, Silikagel; Lithium-Bromid
Entwicklungsstatus	Etabliert	Forschung & Entwicklung; Nischenanwendungen	Grundlagenforschung; Nischenanwendungen
Vorteile	Kostengünstiger Speicher; etablierte, bewährte und einfache Technik	Hohe Wirkungsgrade; geringe Investitionskosten; hohe Energiedichte	Sehr hohe Wirkungsgrade; geringe Investitionskosten
Nachteile	Mittlere Wirkungsgrade; mittlere Energiedichten; hohe Selbstentladung im Stand-by	Nicht etabliert; bisher Nischenanwendung	Nicht etabliert; Nischenanwendung
Energiedichte	100 - 300 kWh/m ³	113 kWh/m ³	120 - 250 kWh/m ³
Lebensdauer	5 000 Zyklen	5 000 Zyklen	3 500 Zyklen
Effizienz			
Wirkungsgrad	0,45 - 0,75	0,75 - 0,90	0,80 - 1,00
Kosten			
Investitionskosten	0,2 - 8 €/kW	15 - 50 €/kW	8 - 100 €/kW
Betrieb & Instandhaltung	0,1 €/kWh	0,1 - 0,5 €/kWh	k.A.

B Schaltbilder

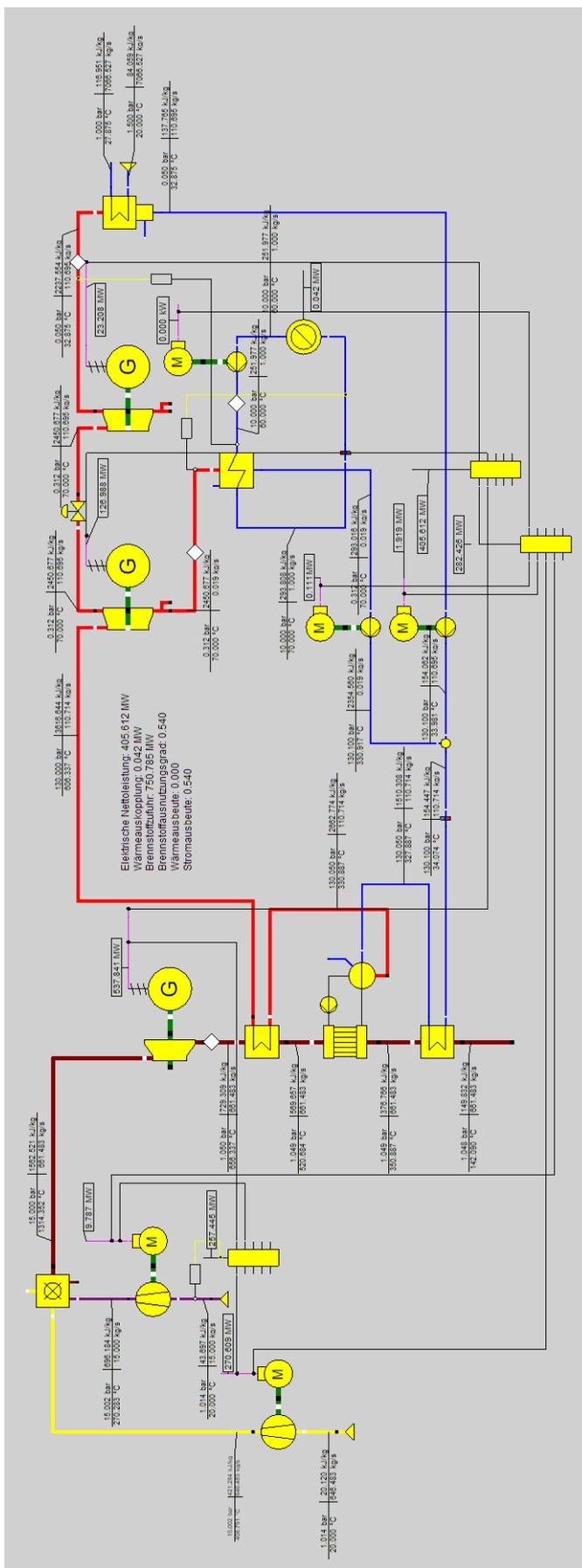


Abb. B.2: GUD

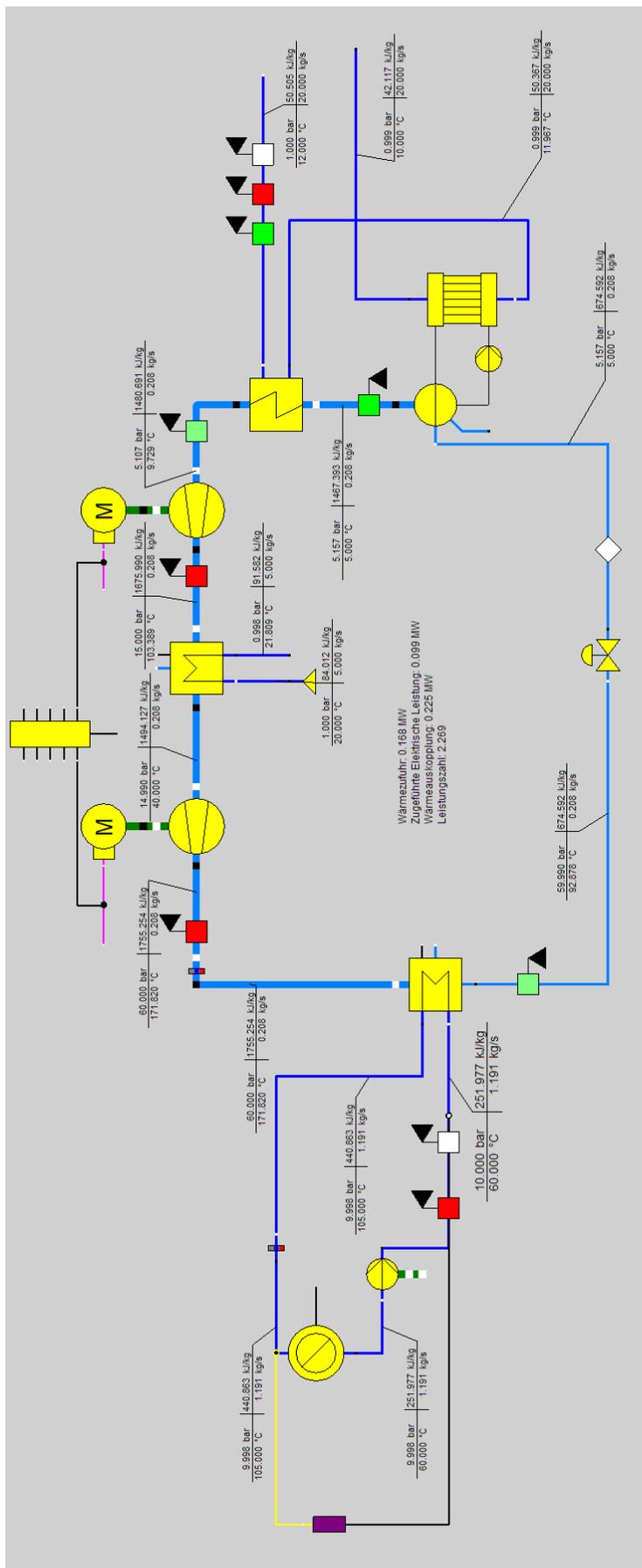


Abb. B.4: WP

C Annahmen der Technologieabbildung

Tab. C.1: Investitions- und Betriebskosten der modellierten Technologien

	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten	Variable Betriebskosten	Quellen
BHKW ¹	1 000 000 €/MW	10 000 €/MW	10,00 €/MWh	[8, 26, 60]
GUD ¹	1 000 000 €/MW	30 000 €/MW	4,50 €/MWh	[26, 31]
GDT ¹	1 300 000 €/MW	40 000 €/MW	3,00 €/MWh	[40, 56, 73]
WP ¹	220 350 €/MW	881 €/MW	0,88 €/MWh	[11, 25, 26]
EHK ²	80 000 €/MW	1 100 €/MW	0,50 €/MWh	[4, 25]
SLK ²	60 000 €/MW	2 000 €/MW	1,10 €/MWh	[26]
TES	18 750 €/MWh	88 €/MWh	0,00 €/MWh	[25, 67]

¹ Bezug auf elektrische Nennleistung und Energie

² Bezug auf thermische Nennleistung und Energie

Tab. C.2: Technische Kennzahlen der modellierten Technologien

	Wärmeausbeute	Stromausbeute	Wirkungsgrad	Leistungszahl	Quellen
BHKW	0,16 - 0,46	0,40 - 0,44	-	-	
GUD	0,00 - 0,37	0,37 - 0,54	-	-	
GDT	0,62 - 0,77	0,15 - 0,28	-	-	
WP	-	-	-	1,32 - 3,18	
EHK	-	-	0,99	-	[25, 41]
SLK	-	-	0,95	-	[9, 25]
TES			Ein: 0,99; Aus: 0,99		

Tab. C.3: Betriebsverhalten der modellierten Technologien

	Mindeststillstandszeit	Startkosten¹	Minimallast	Quellen
BHKW	1 h	2,00 MWh/MW	50 % der elektrischen Nennleistung	[26, 31]
GUD	4 h	3,00 MWh/MW	30 % der Nenngasturbinenleistung	[26, 57, 58, 19]
GDT	3 h	3,00 MWh/MW	30 % der Nenndampferzeugerleistung	[57, 58]
WP	3 h	2,00 MWh/MW	30 % des Nennmassenstroms	[26]
EHK	1 h	0,00 MWh/MW	0,05	
SLK	1 h	1,10 MWh/MW	0,15	[26]
TES	-	-	Ein: 0,02; Aus: 0,02	

¹ benötigte Antriebsenergie bezogen auf installierte Leistung



Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Hochschule / Europa-Universität Flensburg

Kanzleistraße 91-93

24943 Flensburg

Internet: www.znes-flensburg.de

In Kooperation mit Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg

Gefördert durch die EKSH Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

Flensburg, Mai 2019

Forschungsergebnisse 9

ISSN: 2195-4925