

Optimierung der Konfigurationen von Fernwärmeversorgungsanlagen unter Berücksichtigung der Einsatzpläne

vorgelegt von
M. Sc.
Stefan Bruche

an der Fakultät III – Prozesswissenschaften
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften
– Dr.-Ing. –

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Felix Ziegler

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. George Tsatsaronis

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Aaron Praktiknjo

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 29. September 2021

Berlin 2021

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz der TU Berlin. Herrn Prof. George Tsatsaronis danke ich für die Betreuung der Arbeit, das entgegengebrachte Vertrauen in meiner Zeit am Institut und die Möglichkeit ihn jederzeit um Rat und Unterstützung bitten zu können. Herrn Prof. Aaron Praktiknjo danke ich herzlich für die Übernahme des Koreferats und die hilfreichen Kommentare in meiner finalen Promotionsphase. Außerdem freue ich mich, dass sich Herr Prof. Felix Ziegler bereit-erklärt hat, den Vorsitz des Promotionsausschusses zu übernehmen – vielen Dank!

Meinem ehemaligen Kollegen Dr. Andreas Christidis gilt ein spezieller Dank. Er hat mich nach der Betreuung meiner Masterarbeit auf die Stelle am Institut hingewiesen, mit dem MVV-Projekt meine ersten Schritte im Bereich der Optimierung begleitet und mir auch anschließend in zahlreichen Diskussionen weitergeholfen. Den Kolleg*innen Dr. Eike Mollenhauer, Sebastian Spieker, Elisa Papadis und Sebastian Triebs danke ich herzlich für die vielen fachlichen Diskussionen und wertvollen Hinweise, die diese Arbeit entscheidend beeinflusst haben.

Teile der Arbeit wurden im Rahmen des Projekts „OEB-EnSys“ (FKZ: 03ET4053A) erstellt, welches im Zeitraum September 2017 bis März 2021 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wurde. Für die finanzielle Unterstützung danke ich den zuständigen Mitarbeiter*innen des Ministeriums und des Projektträgers Jülich. Auch den weiteren Projektpartner*innen aus Industrie und Wissenschaft, mit denen ich während meiner Zeit am Institut in verschiedenen Projekten kooperieren durfte, danke ich für die stets fruchtbare und lehrreiche Zusammenarbeit.

Meinen Kollegen Alexander Studniorz und Dr. Timo Blumberg danke ich für die tolle Zeit in unserem gemeinsamen Büro KT 208 – für zahlreiche Diskussionsrunden bei zu viel Kaffee und den immer gleichen Sets auf Soundcloud. Mein Dank gilt auch allen anderen Kolleg*innen und Studierenden des Fachgebiets für Energietechnik und Umweltschutz und des Zentralinstituts El Gouna für die schöne gemeinsame Zeit im Institutsalltag, auf Konferenzen und den Aufenthalten in Ägypten.

Abschließend richtet sich mein herzlichster Dank an meine wundervollen Eltern, meine Schwester Susann und meine Freundin Hanna. Ohne Eure Unterstützung, Motivation und Liebe wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen – Danke, Danke, Danke!

Stefan Bruche

Kurzfassung

Die Fernwärme spielt in Deutschland eine wichtige Rolle in der Wärmeversorgung und wird voraussichtlich, insbesondere im urbanen Raum, in Zukunft ihre Anteile noch weiter ausbauen können. Aktuell werden zur Fernwärmeerzeugung jedoch vielerorts noch alte, teilweise kohlegefeuerte Anlagen betrieben, die aus Klimaschutzgründen zeitnah ersetzt werden müssen. Diese Arbeit beschäftigt sich daher mit der Untersuchung von optimalen Konfigurationen für neue Fernwärmeversorgungsanlagen und nimmt dabei auch den Anlagenbetrieb explizit in den Blick. Die Untersuchung erfolgt dabei für einen exemplarischen Standort und unter Verwendung von mathematischen Optimierungsmodellen. Diese Modelle beinhalten alle relevanten technischen, ökonomischen und regulatorischen Randbedingungen und können mithilfe des eigens entwickelten Python-Pakets *aristopy* flexibel erstellt und parametriert werden. Zur Lösung der Modelle wird ein zweistufiger Ansatz basierend auf aggregierten Zeitreihen verwendet, welcher gegenüber der konventionellen einstufigen Lösung deutliche Rechenzeiteinsparungen bei vergleichbarer Lösungsqualität ermöglicht.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass das mathematische Problem über ein flaches Optimum, mit vielen unterschiedlichen nahe-optimalen Lösungen verfügt. Die aktuell wirtschaftlichsten Konfigurationen setzen einen starken Fokus auf die Verwendung erdgasbefuerter Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) zur Fernwärmeerzeugung. Dieser Trend scheint auch in Zukunft Bestand zu haben, wie Szenariorechnungen für die Jahre 2025 und 2030 verdeutlichen. Die Impulse hierfür kommen aus dem geltenden regulatorischen Rahmen – vor allem dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz. Bei der Berechnung von Fernwärmeemissionen liefert die Exergie-basierte Allokation plausiblere Ergebnisse und wirkungsvollere Anreize zur Emissionsreduktionen, als die aktuell vorgeschriebene Stromgutschrift-Methode. Konfigurationen mit reduzierten Emissionen gehen dabei in der Regel insbesondere mit höheren Investitionskosten einher, wodurch ein deutlicher Anstieg der Fernwärmepreise resultieren kann. In dieser Arbeit werden daher auch die Auswirkungen des neu eingeführten §7a des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes untersucht, der einen ökonomischen Anreiz setzt zur Verringerung der verwendeten KWK-Leistung, bei gleichzeitiger Installation von innovativen erneuerbaren Wärmeerzeugungstechnologien, wie Wärmepumpen oder Solarthermie-Kollektoren.

Abstract

District heating plays an essential role in Germany's heat supply and is expected to increase its share in the future, especially in urban areas. However, many cities currently rely on old and partly coal-fired combined heat and power plants (CHP) to provide district heating, which will have to be replaced soon for climate protection reasons. Hence, this thesis investigates optimal configurations for new district heating supply plants while explicitly considering the plant operation. The investigation is carried out on an exemplary plant site and is applying mathematical optimization models. These models include all relevant technical, economic, and regulatory constraints and can be flexibly created and parameterized using the specially developed Python package *aristopy*. A two-stage approach based on aggregated time series data is used to solve the models. Compared to the conventional single-stage solution, this approach significantly reduces the computation time while retaining comparable solution quality. The results of the calculations illustrate that the mathematical problem has a flat optimum with many different near-optimal solutions. Currently, the economically most viable configurations strongly focus on using natural gas-fired cogeneration plants to supply district heating. This trend seems to persist in the future, as illustrated by scenario calculations for the years 2025 and 2030, and is incentivized by the current regulatory framework – primarily the Combined Heat and Power Act. For calculating CO₂-emissions related to district heating, exergy-based allocation provides more plausible results and more effective incentives for emission reductions than the current legally mandated electricity credit method („Stromgutschrift-Method”). Configurations with reduced emissions are usually accompanied by higher investment costs, resulting in a significant increase in district heating prices. Therefore, this study also examines the effects of the newly introduced §7a of the Combined Heat and Power Act, which provides an economic incentive to reduce the CHP capacity when simultaneously installing innovative renewable heat generators, such as electric heat pumps or solar thermal collectors.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung und Abstract	iv
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	viii
Abkürzungen und Formelzeichen	xiii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Hintergrund	1
1.2 Herausforderungen und Ziele	4
1.3 Aufbau der Arbeit	6
2 Grundlagen und Stand der Forschung	7
2.1 Planung von Energieversorgungsanlagen	7
2.2 Optimierungsmethoden in der Energiesystemanalyse	9
2.2.1 Erfahrungsbasierte und metaheuristische Verfahren	10
2.2.2 Deterministische Optimierungsverfahren	12
2.2.3 Optimierung unter Unsicherheiten	14
2.3 Methoden zur Reduktion der Modellkomplexität	16
2.3.1 Zeitreihenaggregation	19
2.3.2 Mehrstufige Lösungsverfahren	20
2.4 Fernwärmebereitstellung in Deutschland	21
3 Modellierung	25
3.1 Untersuchtes Energiesystem	25
3.2 Energierechtlicher Rahmen	29
3.2.1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	29
3.2.2 Energiesteuergesetz	30
3.2.3 Eigenstrom- und Fremdstromnutzung	30
3.2.4 Primärenergiefaktor und CO ₂ -Emissionen	31
3.3 Ökonomische Modellierung	34
3.3.1 Zielfunktion der Optimierung	34
3.3.2 Einmalige Zahlungen und Erlöse	36
3.3.3 Periodische Zahlungen und Erlöse	38
3.4 Technische Komponentenmodelle	42
3.4.1 Heißwassererzeuger	42
3.4.2 Gasmotoren	43
3.4.3 Gas- und Dampfturbinenanlage	43
3.4.4 Gasturbine	48
3.4.5 Elektrodenheizkessel	51
3.4.6 Wärmepumpe	51
3.4.7 Photovoltaik	52
3.4.8 Solarthermie-Kollektoren	53
3.4.9 Fernwärmespeicher und Fernwärmenetzpumpen	55

3.5	Modellimplementierung	56
3.5.1	Computerprogramme zur Energiesystemoptimierung	56
3.5.2	Python-Paket <i>aristopy</i>	58
3.5.3	Modellbildung in <i>aristopy</i>	60
3.5.4	Mathematisches Optimierungsmodell	61
4	Vergleich von Modelllösungsansätzen	65
4.1	Einstufige Referenzlösung	65
4.2	Zweistufiger Lösungsansatz	68
4.2.1	Analyse und Aggregation der Zeitreihen	70
4.2.2	Ergebnis der zweistufigen Lösung	73
4.2.3	Modellerweiterung durch inter-periodische Zeitschritte . . .	75
4.2.4	Flexibilisierung der kontinuierlichen Entwurfsvariablen . . .	76
4.3	Vergleich anhand eines Beispiels mit Saisonalspeicherung	78
5	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen	81
5.1	Vergleich der KWK-Technologien	81
5.2	Nahe-optimaler Lösungsraum	84
5.3	Ökonomische und ökologische Zielkonflikte	87
5.4	Innovative erneuerbare Wärme nach §7a KWKG	91
5.5	Sensitivitätsanalysen	96
5.5.1	Stromnebenkosten für Power-to-Heat-Anlagen	96
5.5.2	Betriebstemperaturen des Fernwärmenetzes	99
5.5.3	Wahl des Referenzjahres	103
5.5.4	Szenariorechnungen 2025 und 2030	105
6	Limitierungen der Forschungsarbeit	111
7	Zusammenfassung und Ausblick	117
	Literaturverzeichnis	124
A	Anhänge zur Modellierung	148
A.1	Meteorologische Zeitreihen	148
A.2	Ermittlung der Wärmebedarfszeitreihe	149
A.3	Strompreise der Jahre 2014 bis 2019	152
A.4	Erläuterungen zum Zuschlag für KWK-Strom	153
A.5	Weitere Daten zur technischen Modellierung	158
A.6	Berechnung des Wirkungsgrades der Solarthermie-Kollektoren . . .	159
A.7	Einfaches Beispiel zur Modellierung mit <i>aristopy</i>	161
A.8	Parametrierung der Komponenten in <i>aristopy</i>	162
A.9	Modellierung der Energieumwandlungs- und Speicherkomponenten	168
A.10	Zusätzliche Modellgleichungen	177
A.11	Modellformulierung mit inter-periodischen Zeitschritten	181
A.12	Annahmen und Gleichungen der Exergie-basierten Allokation . . .	184
B	Anhänge zu den Ergebnissen	186

Abbildungsverzeichnis

1.1	Gesamtendenergieeinsatz nach Anwendungsbereichen, Energieträger für Wärmeanwendungen, Brennstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung 2019	3
1.2	Zielniveaus der Kohlekraftwerksleistung nach KVBG und Entwicklung der Emissionszertifikatpreise	4
2.1	Schematische Darstellung der Nicht-Null-Elemente in der Koeffizientenmatrix des integrierten Entwurfs- und Betriebsoptimierungsproblems .	17
3.1	Synthetisierter Wärmelastgang des Energiesystems im Basisjahr 2019 als Zeitreihe im Jahresverlauf und als geordnete Dauerlinie	26
3.2	Vereinfachte Überstruktur des modellierten Energiesystems	28
3.3	Jährliche mittlere Preise für ausgewählte Wirtschaftsgüter in Deutschland für die Jahre 2014 bis 2019	42
3.4	$P, \dot{Q}$ -Betriebsdiagramme der Gasmotoren und thermischer und elektrischer Wirkungsgrad über der Anlagenlast	44
3.5	Betriebsdiagramme der GuD-Anlage	46
3.6	Elektrische Vollastleistung der GuD-Anlage in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen (Ersatzmodell und Simulationsergebnisse)	48
3.7	Paritätsdiagramme der GuD-Anlage	49
3.8	Betriebsdiagramme der Gasturbine	50
3.9	Flusswassertemperatur, Umgebungslufttemperatur, Leistungszahl und Betriebsgrenze der Wärmepumpe im Basisjahr 2019	52
3.10	Globalstrahlung, normierter Stromertrag der PV-Anlagen, flächenspezifischer Wärmeertrag der Solarthermie-Kollektoren 2019 in Potsdam . . .	54
3.11	Einfaches Beispiel für die generische Modellbildung mit <i>aristopy</i> . . .	59
3.12	Überstruktur des untersuchten Energiesystemmodells aus den elementaren Komponentenarten des Python-Pakets <i>aristopy</i>	61
4.1	Beispielhafter Betrieb des Energiesystems der Referenzlösung für eine Winterwoche und eine Sommerwoche	67
4.2	Entwicklung der MIP-Gap in Abhängigkeit der Optimierungszeit für die Originaldaten des Referenzmodells und abgeleitete Testinstanzen	68
4.3	Ablaufplan des zweistufigen Lösungsansatzes	69
4.4	Autokorrelation der verwendeten Zeitreihen	71
4.5	Abschätzung der Clusteringqualität bei Anwendung des „k-medoids“-Verfahrens	72
4.6	Einfluss der Anzahl verwendeter Typtage auf die Modellgröße und die Rechenzeit im zweistufigen Lösungsansatz	74
4.7	Entwurfsergebnisse und Zielfunktionswerte des zweistufigen Lösungsansatzes über der Anzahl verwendeter Typtage	75

4.8	Füllstand des Wärmespeichers und Entwicklung der MIP-Gap für ein Anwendungsbeispiel mit STK-Größe von 50 ha	78
4.9	Entwurfsergebnisse und Zielfunktionswerte des zweistufigen Lösungsansatzes für ein Anwendungsbeispiel mit STK-Größe von 50 ha	79
5.1	Gegenüberstellung der Beiträge zum jeweils optimalen Zielfunktionswert bei einzelner Betrachtung der KWK-Anlagenarten	82
5.2	Konfigurationen und Zielfunktionswerte von 50 nahe-optimalen Lösungen (sortiert nach dem Zielfunktionswert)	85
5.3	Konfigurationen und Zielfunktionswerte von 20 nahe-optimalen Lösungen als Box-Whisker-Plot	86
5.4	Pareto-Fronten des Zielkonflikts zwischen den absoluten Fernwärmeemissionen (Exergie-basiert) und den Nettobarwerten ohne Wärmeerlöse	88
5.5	Ergebnisse der Berechnungen zum Bonus nach §7a KWKG: Zielfunktionswerte in Abhängigkeit vom innovativen Wärmeanteil und der installierten KWK-Leistung	93
5.6	Ergebnisse der Berechnungen zum Bonus nach §7a KWKG: Anteile der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien an der Wärmebereitstellung	95
5.7	Ergebnisvergleich für Optimierungsrechnungen mit aktuell gültigen und reduzierten Stromnebenkosten für Power-to-Heat-Anlagen	98
5.8	Gegendrucklinien der GuD-Anlage bei unterschiedlichen Fernwärmenetztemperaturen und verwendete Temperaturfahrkurve	100
5.9	Ergebnisvergleich für Optimierungsrechnungen mit verschiedenen Betriebstemperaturen des Fernwärmenetzes	102
5.10	Ergebnisspannweiten für Konfigurationen und Zielfunktionswerte unter Verwendung der Referenzjahre 2017, 2018 und 2019	104
5.11	Jahresdurchschnittswochen und geordnete Dauerlinien der Strompreise für die Jahre 2019, 2025 und 2030	107
5.12	Ergebnisspannweiten für Konfigurationen und Zielfunktionswerte als Box-Whisker-Plot unter Verwendung der Prognosejahre 2025 und 2030 im Vergleich zum Basisjahr 2019	108
A.1	Außenluftdruck und -temperatur, sowie diffuse und globale Strahlung am Standort Potsdam im Basisjahr 2019	148
A.2	Datenpunkte normierter Wärmenachfragen über der Umgebungstemperatur für die Jahre 2010 bis 2012 und Approximationsfunktionen	150
A.3	Vergleich der geordneten Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs basierend auf gemessenen und mittels Approximationsfunktion berechneten Daten	152
A.4	Häufigkeiten der Strompreise am EPEX Spot Day-Ahead-Markt als Violindiagramme für die Jahre 2014 bis 2019	152
A.5	Strompreise des EPEX Spot Day-Ahead-Marktes als geordnete Dauerlinien für die Jahre 2014 bis 2019	153
A.6	Maximale KWK-Wärmebereitstellung, KWK-Volllaststunden und Auszahlungsdauern in Abhängigkeit der installierten KWK-Leistung 2019 .	155

A.7	Barwerte des KWK-Investitionszuschusses in Abhängigkeit der installierten KWK-Leistung	156
A.8	Paritätsdiagramme der modellierten Gasturbine	159
A.9	Wirkungsgrad eines Vakuumröhrenkollektors	161
A.10	Beispielhafte schematische Darstellung des Superpositions-Prinzips zur Ermittlung des Wärmespeicherfüllstandes	182
B.1	Abschätzung der Clusteringqualität bei Anwendung des „k-medoids“-Verfahrens für die unterschiedlichen Modellzeitreihen	186
B.2	Pareto-Fronten des Zielkonflikts zwischen spezifischen Fernwärmeemissionen (Exergie-basiert) und den Break-Even-Fernwärmepreisen	187
B.3	Beiträge zum Zielfunktionswert für vier ausgewählte pareto-optimale Punkte (siehe Abbildung B.2)	187
B.4	Ergebnisse zur innovativen Wärme nach §7a KWKG. Annahme: Zusatzfläche unbegrenzt verfügbar, Kosten 0 €/m ²	188
B.5	Ergebnisse zur innovativen Wärme nach §7a KWKG. Annahme: Zusatzfläche unbegrenzt verfügbar, Kosten 50 €/m ²	189
B.6	Ergebnisse zur innovativen Wärme nach §7a KWKG. Annahme: Zusatzfläche unbegrenzt verfügbar, Kosten 200 €/m ²	190
B.7	Ergebnisse zur innovativen Wärme nach §7a KWKG. Annahme: Zusatzfläche nicht vorhanden	191

Tabellenverzeichnis

3.1	Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren der eingesetzten Energieträger nach Gebäudeenergiegesetz	34
3.2	Spezifische Investitionsausgaben der Energiesystemkomponenten	39
3.3	Betriebs- und Wartungskosten der Energiesystemkomponenten	40
3.4	Koeffizienten und Basisfunktionen der Approximationsfunktionen der GuD-Anlage	47
4.1	Beste gefundene Anlagenkonfiguration der einstufigen Referenzlösung nach 24 Stunden Rechenzeit.	66
5.1	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für vier ausgewählte pareto-optimale Punkte (siehe Abbildung 5.4).	89
5.2	Ausgewählte Ergebnisse der Rechnungen mit den Referenzjahren 2017, 2018 und 2019 für eine beispielhafte Konfiguration	105
A.1	Koeffizienten der Approximationsfunktionen des Wärmebedarfs	151
A.2	Gleichungsparameter zur Berechnung des Barwerts der KWK-Vergütung in Abhängigkeit der installierten KWK-Leistung	157
A.3	Parameter zur Modellierung der Anlagencharakteristik der Gasmotoren	158
A.4	Koeffizienten und Basisfunktionen der Approximationsfunktionen der modellierten Gasturbine	158
A.5	Typische Konversions- und Verlustfaktoren für beispielhafte Solarthermie-Kollektortypen	160
A.6	Parameterwerte der Komponentenklassen Source und Sink des aufgebauten <i>aristopy</i> -Modells	163
A.7	Parameterwerte der Komponentenklassen Bus und Conversion des aufgebauten <i>aristopy</i> -Modells	164
A.8	Parameterwerte der Komponentenklassen Conversion und Storage des aufgebauten <i>aristopy</i> -Modells	165
A.9	Weitere Parameterwerte (mit längerer Syntax) der modellierten Energiesystemkomponenten im aufgebauten <i>aristopy</i> -Modell.	166
A.10	Fortsetzung von Tabelle A.9 mit weiteren Parameterwerten (mit längerer Syntax) für die Wärmespeicher-Modellierung.	167
B.1	Ergebnisse zur innovativen Wärme. Kosten der Zusatzfläche: 0 €/m ²	188
B.2	Ergebnisse zur innovativen Wärme. Kosten der Zusatzfläche: 50 €/m ²	189
B.3	Ergebnisse zur innovativen Wärme. Kosten der Zusatzfläche: 200 €/m ²	190
B.4	Ergebnisse zur innovativen Wärme. Zusatzfläche nicht verfügbar.	191
B.5	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit aktuell gültigen und reduzierten Stromnebenkosten für Power-to-Heat-Anlagen	192

B.6	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit verschiedenen Betriebstemperaturen des Fernwärmenetzes	193
B.7	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit dem Referenzjahr 2017 und ohne Verfügbarkeit von Zusatzfläche	194
B.8	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit dem Referenzjahr 2018 und ohne Verfügbarkeit von Zusatzfläche	195
B.9	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit dem Referenzjahr 2019 und ohne Verfügbarkeit von Zusatzfläche	196
B.10	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2019“ mit Flächenkosten von 0 €/m ²	197
B.11	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2025“ mit Flächenkosten von 0 €/m ²	198
B.12	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2025 (EUA 150)“ (siehe Abschnitt 5.5.4) mit Flächenkosten von 0 €/m ²	199
B.13	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2030“ mit Flächenkosten von 0 €/m ²	200
B.14	Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2030 (EUA 150)“ (siehe Abschnitt 5.5.4) mit Flächenkosten von 0 €/m ²	201

Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

AML	Algebraische Modellierungssprache (algebraic modeling language)
CO ₂	Kohlendioxid
COP	Leistungszahl (coefficient of performance)
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EHK	Elektrodenheizkessel
EPEX	European Power Exchange
EUA	EU Emissionsberechtigung (European Union Allowance)
EU-ETS	EU Emissionshandelssystem (European Union Emissions Trading System)
GEG	Gebäudeenergiegesetz
Gl.	Gleichung
GM	Gasmotor
GuD	Gas- und Dampfturbinen (-Heizkraftwerk)
GT	Gasturbine
HWE	Heißwassererzeuger
IPZ	Inter-periodische Zeitschritte
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LP	Lineares Programm
MAD	Maximale absolute Abweichung (maximum absolute deviation)
MAE	Mittlerer absoluter Fehler (mean absolute error)
MILP	Gemischt-ganzzahlig lineares Programm (mixed-integer linear program)
MINLP	Gemischt-ganzzahlig nicht-lineares Programm
MIP-Gap	Relativer Unterschied zwischen primaler und dualer Lösung eines MILP
NLP	Nicht-lineares Programm
NPV	Nettobarwert (net present value)
NRMSE	Normierte Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers
P2H	Power-to-Heat
PEF	Primärenergiefaktor
PV	Photovoltaik
RMSE	Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers
STK	Solarthermie-Kollektoren
TFK	Temperaturfahrkurve
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
Vbh	Vollbenutzungsstunden
WP	Wärmepumpe
WSP	Wärmespeicher

Lateinische Buchstaben

A	Fläche
B	Brennstoffenergie
$\dot{B}$	Brennstoffleistung
c	spezifische Kosten
C	Netto-Cashflow
E	gespeicherte Energie oder Speicherkapazität
$\dot{E}^Q$	Exergie eines Wärmestromes
$\dot{E}m$	Emissionsstrom
f^{em}	Emissionsfaktor
f^{pe}	Primärenergiefaktor
G	solare Bestrahlungsstärke
i	Zinssatz
I	Netto-Investition
k	Koeffizient / Parameter
L	Anlagenlast (zwischen Null und Eins)
m	Anstieg einer linearen Gleichung
n	Y-Achsenabschnitt einer linearen Gleichung
p	Druck
P	elektrische Leistung
Q	thermische Energie
$\dot{Q}$	Wärmeleistung
T	Temperatur
W	elektrische Arbeit
Z	Investitionszuschuss

Griechische Buchstaben

α^{inno}	Anteil innovativer erneuerbarer Wärme
γ	binäre Existenzvariable
δ	binäre Betriebsvariable
Δt	Anzahl der Stunden pro Zeitschritt
η	Wirkungsgrad
ϵ	Leistungszahl
λ_p	Wichtungsfaktor einer typischen Periode
σ	binäre Startvariable
τ	wirtschaftliche Anlagennutzungsdauer
ζ^V	anteiliger Netzverlust
ω	Wichtungsfaktor einer Zeitreihe im Clusteringprozess

Indizes

0	Wert an der Systemgrenze
A,Extra	Wert bezogen auf die Zusatzfläche
Break	erforderlicher Wert zum Erreichen der Gewinnschwelle (Break-Even)
cFW=0	Berücksichtigung eines Wärmepreises von 0 €/MWh
el	elektrisch
FW	Fernwärme
H _i	Heizwertbezug (unterer Heizwert)
H _s	Brennwertbezug (oberer Heizwert)
inno	Wert bezogen auf innovative erneuerbarer Wärme nach §7a KWKG
Inter	Variable bezogen auf einen inter-periodischen Zeitschritt
inv	Wert bezogen auf die Investitionskosten
L,min	untere Lastgrenze
m	mittlerer Wert
N	nominal
NH	Nachheizung der Wärmespeicherentladung
O&M	Betrieb und Wartung
p	Peak
P,Eigen	elektrischer Eigenbedarf
Q,min	minimale installierte thermische Leistung
RBF	Rentenbarwertfaktor
ref	Referenz
RL	Rücklauf des Wärmenetzes
th	thermisch
U	Umgebung
Verdr.	Verdrängungsstrommix
VL	Vorlauf des Wärmenetzes
vol	volumenspezifischer Wert

Sets und Mengen

$k \in \mathcal{K}$	Set der Komponenten
$p \in \mathcal{P}$	Set der typischen Perioden
$q \in \mathcal{Q}$	Set der inter-periodischen Zeitschritte
$s \in \mathcal{S}$	Set der Zeitschritte innerhalb einer typischen Periode (time slice)
$t \in \mathcal{T}$	Set der Zeitschritte (konventionell, ohne Zeitreihenaggregation)
$z \in \mathcal{Z}$	Set der Zeitreihen

Kapitel 1

Einleitung

In diesem Kapitel wird das Thema der Arbeit in den aktuellen gesellschaftlichen, politischen und wirtschaftlichen Kontext gestellt (1.1), die erwarteten Herausforderungen und gesteckten Ziele benannt (1.2) und der Aufbau der Arbeit erläutert (1.3).

1.1 Motivation und Hintergrund

Im Jahr 2019 schaffte es die soziale Bewegung „Fridays For Future“ bei ihren globalen Klimastreiks regelmäßig Millionen von Menschen auf den Straßen zu versammeln, um gemeinsam für umfassende, schnelle und effiziente Klimaschutzmaßnahmen zu demonstrieren. Gleichzeitig verzeichnete die Forschungsgruppe Wahlen e.V. bei ihren Befragungen nach den wichtigsten Problemen in Deutschland beständig die meisten Nennungen im Themenfeld „Umwelt, Klima, Energiewende“ [1]. Durch den wachsenden gesellschaftlichen Druck gewannen die Forderungen nach ambitionierten Klimaschutzmaßnahmen und einer schnellen Umsetzung der Energiewende auch im politischen Umfeld zunehmend an Bedeutung. Der Ausbruch der Corona-Pandemie im Frühjahr 2020 führte mit seinen dramatischen Auswirkungen auf viele Lebensbereiche zu einem rasanten Wandel der Schwerpunktsetzung in Deutschland und weiten Teilen der Welt. Gleichwohl hat die Wissenschaft auch in dieser Zeit regelmäßig warnend angemerkt, dass dabei die Klimakrise nicht aus den Augen verloren werden darf. Die aktuellsten Sonderberichte des Weltklimarats IPCC [2–4] lassen erahnen, dass ein Fortschreiten der Erderhitzung sehr wahrscheinlich ebenfalls dramatische Einflüsse auf die Lebensbedingungen auf dem Planeten haben wird. Das Motto der Madrider Weltklimakonferenz aus dem Dezember 2019 hat daher nicht an Relevanz eingebüßt:

„Es tiempo de actuar – Es ist Zeit zu handeln.“

Motto der Weltklimakonferenz in Madrid

Dezember 2019

Die weltweiten Klimaschutzbemühungen fanden ihren bisherigen Höhepunkt im Dezember 2015 mit dem Übereinkommen von Paris, bei dem sich die internationale Staatengemeinschaft auf das Ziel einigen konnte, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter zwei, möglichst auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Deutschland hat sich im Zuge dessen mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz¹ verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65% gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu reduzieren. Erstmals wurden mit diesem Gesetz auch verpflichtende Minderungsziele für die sechs Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft eingeführt. Die Notwendigkeit hierzu ergibt sich aus der bislang starken Fokussierung der deutschen Energiewende auf den Bereich der Stromerzeugung. So konnte insbesondere durch die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)² der Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Stromverbrauch im Zeitraum 2000 bis 2020 von 6,3% auf 45,5% gesteigert werden [5]. Zur Einordnung dieser Zahlen ist anzumerken, dass lediglich ein Fünftel der Endenergie mithilfe des Energieträgers Strom bereitgestellt wird. Abbildung 1.1 (links, innen) zeigt die eingesetzte Endenergie in Deutschland aufgeteilt nach Anwendungsbereichen im Jahr 2019. Hier wird deutlich, dass mehr als die Hälfte der Endenergie für Wärmezwecke (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) aufgewendet wird. Der äußere Teilkreis veranschaulicht die dabei eingesetzten Energieträger. Die fossilen Brennstoffe Erdgas, Kohle und Mineralöl stellen mit gemeinsam mehr als zwei Dritteln den dominierenden Anteil dar. Die Fernwärme weist mit ca. 8% der wärmebezogenen Endenergie bzw. gut 4% des Gesamtendenergieeinsatzes zwar einen deutlich geringeren Anteil auf, dennoch ist ihre Bedeutung nicht zu unterschätzen. Die Energieszenarien verschiedener Studien prognostizieren für die kommenden Jahrzehnte einen steigenden Fernwärmeanteil am Endenergieeinsatz in Deutschland [6, Seite 15]. Dies ist zum einen auf die Verringerung des Gesamtendenergieeinsatzes durch verbesserte Gebäudedämmungen und andere Effizienzmaßnahmen zurückzuführen. Zum anderen wird ein weiterer Ausbau der Fernwärmenetze bei zusätzlicher Erhöhung der Anschlussdichte erwartet. Vor allem im städtischen Gebiet sind Wärmenetze gut geeignet, erneuerbare Wärme und industrielle Abwärme aus verschiedenen Quellen dezentral aufzunehmen und zu den jeweiligen Verbrauchseinheiten zu transportieren.

¹Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist

²Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

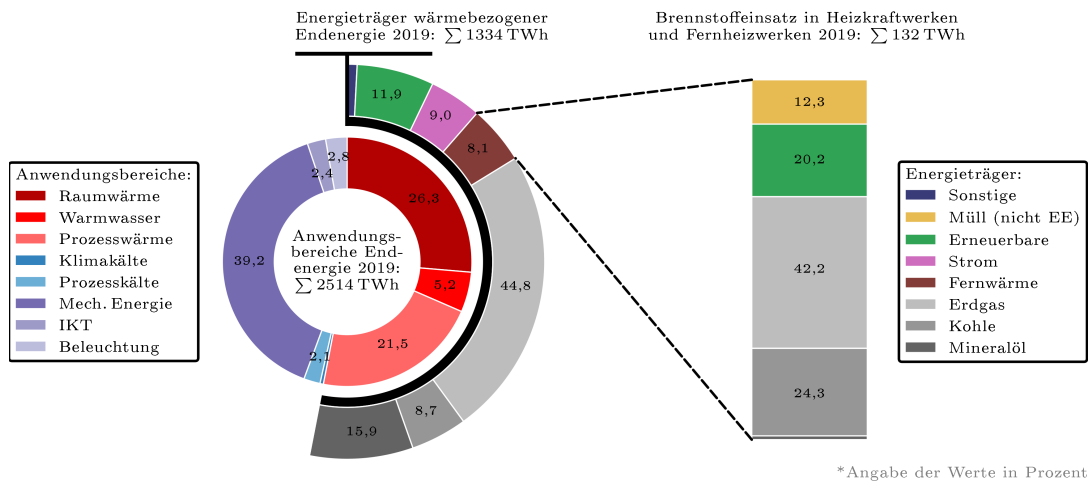


Abbildung 1.1: Links: Gesamtennergieeinsatz 2019 nach Anwendungsbereichen (innen) und Energieträgern für Wärmeanwendungen (außen). Rechts: Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken und Fernheizwerken 2019. Datenquelle: [5].

Eine Defossilisierung der Wärmenetze wirkt sich somit umgehend vorteilhaft auf die Emissionen der angeschlossenen Gebäude und Prozesse aus, ohne die Umsetzung vieler Einzelmaßnahmen zu erfordern (z.B. Wechsel von Heizungsanlagen). Außerdem ermöglichen Wärmenetze die effiziente Einbindung großer Saisonalwärmespeicher, zusätzlich zur ohnehin vorhandenen thermischen Speicherkapazität des Netzes selbst. Abbildung 1.1 (rechts) zeigt, dass die angesprochene Defossilisierung der Fernwärme jedoch noch in weiter Ferne liegt. Im Jahr 2019 konnten die erneuerbaren Brennstoffe einen Beitrag von ca. 20% zur Fernwärmebereitstellung in Heizkraftwerken und Fernheizwerken leisten [5]. Dieser Anteil ist jedoch nahezu gänzlich auf Biomasse und biogene Siedlungsabfälle zurückzuführen, deren nachhaltige Verfügbarkeit in Deutschland begrenzt ist [7]. Erdgas ist derzeit mit Abstand der wichtigste Energieträger in der Fernwärmeerzeugung (42,2%), die Brennstoffe Braun- (6,0%) und Steinkohle (18,3%) spielen ebenfalls eine bedeutende Rolle. Insbesondere die Anlagen mit Kohlefeuerung geraten allerdings zunehmend unter politischen Druck. Mit dem Anfang 2020 beschlossenen „Kohleausstieg“ und dem anschließend verabschiedeten Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)³ wurde ein geordneter Prozess ausgelöst, der zur schrittweisen Stilllegung aller Anlagen mit Braun- und Steinkohlefeuerung in Deutschland bis spätestens Ende 2038 führt (siehe Abbildung 1.2 links). Hiervon sind folglich auch diejenigen Anlagenstandorte betroffen, die derzeit

³Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

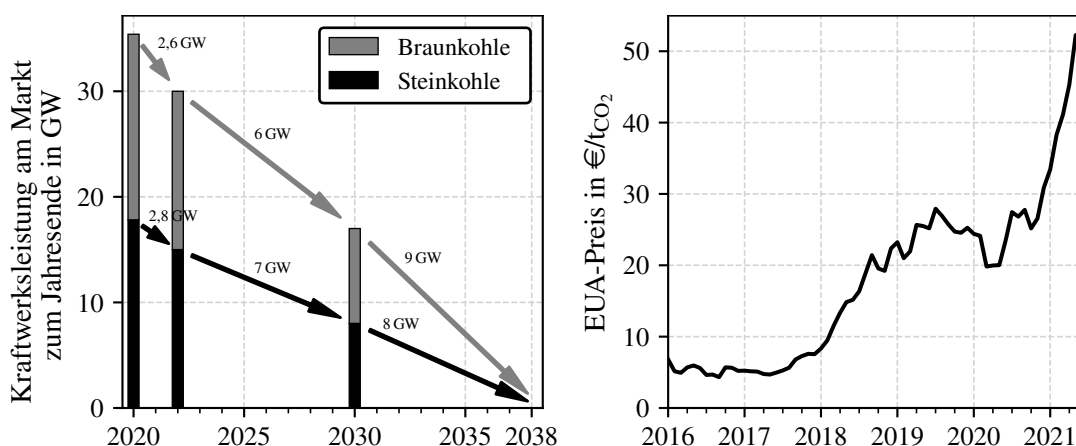


Abbildung 1.2: Links: Zielniveaus der Stein- und Braunkohlekraftwerksleistung am Markt zum Jahresende gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz. Rechts: Zeitliche Entwicklung der Emissionszertifikatpreise (Datenquelle: [5]).

Kohle in Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozessen (KWK) einsetzen und so gleichzeitig Strom produzieren und Wärme an Fernwärmenetze liefern.⁴ Zusätzlich ist in Abbildung 1.2 (rechts) die dynamische Entwicklung der Preise von Emissionsberechtigungen (European Emission Allowances, EUA) in den vergangenen Jahren dargestellt. Der vorherrschende Trend setzt Anlagenbetreiber, die den emissionsintensiven Brennstoff Kohle einsetzen zunehmend auch wirtschaftlich unter Druck. Unabhängig vom politisch vorgegebenen Kohleausstieg kann so deren Motivation gestärkt werden, die Fernwärmeerzeugung frühzeitig auf emissionsärmere Technologien umzustellen, um konkurrenzfähig gegenüber anderen Formen der Wärmeerzeugung zu bleiben.

1.2 Herausforderungen und Ziele

Viele Unternehmen der Fernwärmebranche stehen aufgrund des oben skizzierten gesellschaftlichen, politisch-regulatorischen und wirtschaftlichen Umfelds in den nächsten Jahren vor wichtigen Investitionen in das jeweilige Anlagenportfolio. Diese strategischen Entscheidungen müssen wegen der langen Investitionszyklen und hohen Kapitaleinsätze mit Bedacht und Weitsicht getroffen werden. In der Regel beträgt die Laufzeit neu errichteter Anlagen mindestens 20 Jahre. Gleichzeitig werden mit der Entscheidung für eine bestimmte Anlagenkonfiguration auch die mit dem Betrieb

⁴Die im allgemeinen Sprachgebrauch und der Praxis gebräuchlichen Ausdrücke „Strom“ und „Wärme“ werden in dieser Arbeit häufig verwendet. Hiermit sind in der Regel die elektrische bzw. thermische Leistung gemeint, je nach Kontext aber auch die elektrische oder thermische Energie. Für eine thermodynamisch korrekte Definition des Wärme-Begriffs sei verwiesen auf [8, Seite 68].

verbundenen Kosten und Emissionen für einen langen Zeitraum weitgehend festgelegt. Es ist somit wichtig im Planungsprozess den späteren Betrieb der Anlage ebenfalls zu berücksichtigen. An die neu entwickelten Anlagenkonzepte werden dabei besonders hohe Anforderungen hinsichtlich ihrer Flexibilität und Nachhaltigkeit gelegt. Gegenwärtig häufig beobachtete oder diskutierte Trends in der Gestaltung moderner Fernwärmeversorgungskonzepte sind daher unter anderem:

- Integration erneuerbarer Energien zur Emissionsreduktion, beispielsweise mittels großflächigen Solarthermie-Kollektoranlagen
- Verwendung von Wärmespeichern für die kurzfristige Lastglättung oder den saisonalen Ausgleich zwischen Wärmenachfrage und -bereitstellung
- Ermöglichen der Sektorenkopplung, insbesondere zwischen dem Strom- und Wärmebereich durch Power-to-Heat-Anlagen (z.B. Wärmepumpen)
- Modularisierung der Anlagenkonzepte, z.B. mit mehreren Gasmotoren, für eine größere Betriebsflexibilität bei gleichzeitig hohen Teillastwirkungsgraden

Diese Beispiele lassen erahnen, dass vielfältige Konfigurationen aus der Kombination der verfügbaren Technologien gebildet werden können. Neben der Auswahl der technischen Komponenten umfasst eine detaillierte Anlagenplanung insbesondere die folgenden Punkte: Dimensionierung der Anlagen und Festlegung ihrer Verschaltung, Erstellung eines Betriebsplans, Berechnung der Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens und der zukünftigen Entwicklung der Energiemärkte. Aus der hohen Komplexität dieser Aufgabe ergibt sich der Bedarf nach systematischen Methoden und Werkzeugen, die bei der Planung von Fernwärmeversorgungsanlagen zur Unterstützung herangezogen werden können. Da die Gegebenheiten an allen Anlagenstandorten unterschiedlich sind, müssen sich diese Werkzeuge bedarfsgerecht auf den jeweiligen Untersuchungsgegenstand anpassen lassen. Außerdem sollten die Ergebnisse mit vergleichsweise geringem Rechenaufwand ermittelt werden können, damit wichtige Annahmen und Randbedingungen einfach durch Sensitivitätsrechnungen überprüft werden können, um so das Vertrauen in die Ergebnisse zu stärken. Auch für politische Entscheidungsträger kann es interessant sein, die optimalen Anlagenkonfigurationen aus Sicht eines Fernwärmeunternehmens zu untersuchen. Hiermit lässt sich validieren, ob der gesetzte regulatorische Rahmen die richtigen Impulse für Investitionsentscheidungen setzt. Sollten die Anlagenkonfigurationen nicht zur gewünschten Transformation des deutschen Energiesystems passen, könnte so frühzeitig eine Anpassung des regulatorischen Rahmens vorgenommen werden.

Auf Grundlage der zuvor beschriebenen Herausforderungen werden für die vorliegende Forschungsarbeit die folgenden Aufgaben und Ziele formuliert:

1. Bereitstellung von Methoden und Datengrundlagen, mit deren Hilfe sich wirtschaftliche Konzepte für Fernwärmeversorgungsanlagen modellbasiert ermitteln lassen. Die Konfigurationsvorschläge werden auf Basis mathematischer Optimierungsrechnungen bestimmt, unter expliziter Berücksichtigung des Anlagenbetriebs. Dabei sollen die relevanten technischen, ökonomischen und regulatorischen Randbedingungen herausgearbeitet und beachtet werden.
2. Implementierung der entwickelten Methoden in einen flexiblen Framework, um den Modellaufbau zu vereinfachen, sowie Modellanpassungen unkompliziert zu ermöglichen. Außerdem soll durch systematische Methoden der Modellvereinfachung gewährleistet werden, dass auch komplexe Probleme innerhalb vertretbarer Zeit gelöst werden können.
3. Bestimmung optimaler Anlagenkonzepte anhand eines beispielhaften Fernwärmeversorgungsstandorts. Dabei werden wichtige Einflussgrößen für wirtschaftliche Konfigurationen abgeleitet und Trade-Offs zwischen ökonomischen und ökologischen Anlagendesigns identifiziert. Außerdem soll der Einfluss des regulatorischen Rahmens auf die optimalen Anlagenentwürfe untersucht werden und mögliche politische Handlungsmaßnahmen formuliert werden.

1.3 Aufbau der Arbeit

Im ersten Kapitel wird die Arbeit motiviert, in den aktuellen Kontext eingeordnet und die Zielstellung erläutert. Anschließend werden die relevanten Grundlagen und der Stand der Forschung präsentiert. Die Schwerpunkte liegen hierbei auf der Planung von Fernwärmeversorgungsanlagen und mathematischen Optimierungsmethoden. In Kapitel 3 wird die Überstruktur des untersuchten Energiesystems vorgestellt und detailliert auf die Modellierung der einzelnen Bestandteile eingegangen. Außerdem werden der energierechtliche Rahmen und die Modellimplementierung im hier entwickelten Python-Paket *aristopy* beschrieben. Kapitel 4 legt den Fokus auf den Vergleich unterschiedlicher Strategien zur Lösung der Optimierungsmodelle. In Kapitel 5 werden optimale und nahe-optimale Anlagenkonfigurationen mit unterschiedlichen Schwerpunktsetzungen und Randbedingungen ermittelt und bewertet. Im Kapitel 6 werden die Limitierungen der Arbeit diskutiert und im Kapitel 7 wird eine Zusammenfassung gegeben und Ansätze für weitere Forschungsarbeiten vorgeschlagen.

Kapitel 2

Grundlagen und Stand der Forschung

Im nachfolgenden Abschnitt 2.1 werden ausgewählte Hintergründe zur Planung von Energieversorgungsanlagen erläutert. Anschließend werden einige Grundlagen und der Stand der Forschung im Bereich der mathematischen Optimierung skizziert (2.2). Abschnitt 2.3 gibt einen Überblick zu den verfügbaren Methoden der Modellvereinfachung. Abschließend wird in Abschnitt 2.4 die gegenwärtige Fernwärmelandschaft in Deutschland beschrieben und ein Ausblick in deren mögliche Zukunft gegeben.

2.1 Planung von Energieversorgungsanlagen

Laut der Arbeit von Wirths [9, Seite 18] können die Planungs- und Optimierungsstrategien von Unternehmen in der Energiewirtschaft in die Bereiche „Prognose“ und „operative Betriebsführung“ unterteilt werden. Die Prognose-Planung ist charakterisiert durch unterschiedliche Fristigkeiten bzw. Zeithorizonte und umfasst die Kurzfrist-, Mittelfrist- und Langfristplanung. Die kurzfristige Planung berücksichtigt in der Regel lediglich einige wenige Tage (z.B. eine Woche) und legt den Einsatz der Produktionsfaktoren – hier also die Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung – rollierend fest. Dabei werden die zugrundeliegenden Prognosedaten für beispielsweise das Wetter, die Strompreise und den Fernwärmelastgang fortlaufend aktualisiert. Mithilfe der operativen Betriebsführung wird der gegenwärtige Systemzustand basierend auf der Kurzfristplanung und etwaigen unvorhergesehenen Einflüssen (z.B. Abweichungen prognostizierter Strompreise) prozessbegleitend kontrolliert und optimiert. Die mittelfristige Planung dient als Bindeglied zwischen Kurz- und Langfristplanung und umfasst einige Monate bis wenige Jahre. Sie regelt z.B. den Brennstoffeinkauf und die Datierung größerer Instandhaltungsmaßnahmen. Die Langfristplanung definiert Strategien zum Erreichen von Unternehmenszielen mit einer hohen Fristigkeit – z.B. mehr als fünf Jahre. Unter Berücksichtigung des vorhandenen Erzeugungsportfolios,

werden hier langfristige Investitionsentscheidungen getroffen. Als Grundlage dienen erwartete Entwicklungen bezüglich der technisch-wirtschaftlichen (z.B. neue Technologien, Effizienzerhöhungen, Kostensenkungen), energiewirtschaftlichen (z.B. Strom- und Brennstoffpreise) und energiepolitischen (z.B. Fördermöglichkeiten, Steuern und Abgaben) Randbedingungen. Da die zukünftigen Entwicklungen in der Regel nicht bekannt sind, müssen insbesondere die Entscheidungen der Langfristplanung unter dem Einfluss von Unsicherheiten getroffen werden. Die Qualität der Datenlage sinkt dabei umso mehr, je weiter die Planung in die Zukunft reicht. Mögliche Ansätze zum Umgang mit unsicheren Größen sind die Durchführung von Sensitivitäts- oder Szenarioanalysen, Monte-Carlo-Simulationen, oder die stochastische Programmierung. Anschauliche Beispiele zum Umgang mit Unsicherheiten in der modellbasierten Investitionsplanung finden sich bei Conejo et al. [10]. Eine ausführlichere Beschreibung der unternehmerischen Planungsschritte von der ersten Vorstudie bis zur Anlagenstilllegung liefern Bejan, Tsatsaronis und Moran am Beispiel thermischer Kraftwerke [11] und Biegler, Grossmann und Westermann für chemische Prozesse [12]. Die finanzmathematischen Grundlagen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Investitionsprojekten finden sich strukturiert aufbereitet bei Zweifel, Praktiknjo und Erdmann [13].

Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt auf der Bestimmung optimaler Konfigurationen von Fernwärmeversorgungsanlagen. Dabei kann zwischen der Konzepterstellung für einen neu erschlossenen Anlagenstandort (Greenfield-Ansatz) und der Erweiterung bzw. Modernisierung einer bestehenden Anlage (Retrofit) unterschieden werden. Daneben sind aber auch Mischformen denkbar, bei denen die Haupterzeugungsanlage vollständig ersetzt wird und einige Nebenanlagen und Hilfsaggregate, wie Fernwärmepumpen, Transformatoren oder Wasseraufbereitungsanlagen weitergenutzt werden. Unabhängig von der Art der Konzepterstellung liegt nach Frangopoulos et al. [14] ein hierarchisch strukturiertes Problem vor, welches aus den drei Ebenen „synthesis, design, operation“ besteht. Erstere umfasst die Auswahl der installierten Komponenten, sowie deren Verschaltung untereinander. Auf der „design“-Ebene erfolgt die Festlegung technischer Spezifikationen, wie Nominalleistungen und -kapazitäten. Abschließend wird ein Einsatzplan definiert, mit dem die Bedarfszeitreihen der Endenergienutzer erfüllt werden können. Die Entscheidungen auf allen drei Ebenen hängen stark voneinander ab und bedingen sich wechselseitig. Daher sollte die Konzeptionierung von Energieversorgungsanlagen möglichst mithilfe eines integrierten Prozesses erfolgen, bei dem die Konfiguration und der Betriebsplan gleichzeitig betrachtet werden [15]. Bei der modellbasierten Entwicklung moderner Anlagenkonzepte ist zu beachten, dass diese oft ganz, oder teilweise auf der Nutzung erneuerbarer Energien basieren.

Deren intermittierender Einspeisecharakter führt zusammen mit der Variabilität der Strompreise und des Fernwärmelastgangs zu einer Vielzahl zeitlich variabler Parameter, die im Modell durch Zeitreihen beschrieben werden. Folglich besteht die Notwendigkeit zeitlich hochaufgelöste Modelle zur Anlagenkonzeptionierung zu verwenden. Die in diesem Zusammenhang steigende Größe industriell relevanter Modelle und die damit verbundenen Herausforderungen bei deren Lösung werden von Grossmann [16] als wichtige, offene Forschungsfragen identifiziert.

2.2 Optimierungsmethoden in der Energiesystemanalyse

Die Energiesystemanalyse ist ein hilfreiches Werkzeug, um Energieversorgungsstrukturen unternehmerisch, politisch oder wissenschaftlich zu bewerten und Entscheidungen bezüglich deren Entwicklung systematisch abzuleiten [17, Seite 11]. Je nach Definition der Systemgrenze und Festlegung der Fragestellung können mithilfe der Energiesystemanalyse vielfältige Untersuchungen vorgenommen werden. Diese reichen von Technologievergleichen für Hausanwendungen, bis zur Erstellung langfristiger Transformationsstrategien nationaler oder transnationaler Systeme. Oft wird in der Energiesystemanalyse das Ziel verfolgt, einen Satz von Entscheidungsgrößen (Variablen) derart einzustellen, dass unter Einhaltung aller Nebenbedingungen (Constraints), der Wert eines definierten Kriteriums (Zielfunktion) maximiert oder minimiert wird. In diesem Fall liegt ein klassisches Optimierungsproblem vor. Im vorliegenden Beispiel der Planung von Fernwärmeversorgungsanlagen umfassen die Variablen insbesondere die Entscheidungen über die Konfiguration (Existenz, Leistung, Kapazität, etc.) und den Einsatzplan (Eingangs- und Ausgangsleistungen aller Komponenten). Die Nebenbedingungen betreffen beispielsweise die Beachtung der Minimal- und Maximalleistungen der Anlagenkomponenten und die Erfüllung der Fernwärmelast. Als Zielfunktion kann z.B. ein wirtschaftliches Kriterium, wie die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten oder die Maximierung des Nettobarwertes gewählt werden.

Das Optimierungsproblem kann je nach Art der verwendeten Variablen und Funktionen einer bestimmten Problemklasse zugewiesen werden. Sind alle Nebenbedingungen und die Zielfunktion als lineare Gleichungen bzw. Ungleichungen gegeben und alle Variablen als beliebige reelle Zahlen definiert, dann liegt ein lineares Optimierungsproblem vor (linear program, LP). Wenn einige Variablen nur ganzzahlige Werte annehmen dürfen (z.B. Null oder Eins), ist das Problem gemischt-ganzzahlig linearer Form (mixed-integer linear program, MILP). Zusätzliche nicht-lineare Gleichungen

in der Definition, haben ein gemischt-ganzzahlig nicht-lineares Problem (MINLP) zur Folge [18]. Für jede Problemklasse existieren mehrere geeignete Lösungsverfahren. Nachfolgend wird eine kleine Auswahl mit beispielhaften Anwendungen in der Energiesystemoptimierung präsentiert.

2.2.1 Erfahrungsbasierte und metaheuristische Verfahren

Bei den erfahrungsbasierten Verfahren werden auf der Grundlage des vorhandenen Wissens von Expertinnen und Experten Regeln zur Prozessverbesserung aufgestellt. Diese Regeln werden ausgehend von einem funktionsfähigen Konzept angewandt und so die schrittweise Änderung der Zielgröße in die gewünschte Richtung erreicht. Typische Vertreter sind die Experten- und Fuzzysysteme [19], sowie die exergiebasierten Methoden. Letztere basieren auf einer Exergieanalyse, mit der die wahren thermodynamischen Werte von Stoff- und Energieströmen und die realen thermodynamischen Verluste von Prozessen und Systemen ermittelt werden können [11]. Aus der Verbindung einer Exergieanalyse mit ökonomischen [20] und ökologischen [21] Prinzipien können zusätzliche Prozessinformationen, z.B. über die Kostenformierung bzw. die Emissionsbildung innerhalb einer Anlage, gewonnen werden. Mithilfe der Erkenntnisse aus den exergoökonomischen und exergoökologischen Analysen können energie- und verfahrenstechnische Prozesse durch iterative Anpassungen thermodynamisch, ökonomisch oder ökologisch verbessert werden. Die exergiebasierten Methoden wurden zur Analyse einer Vielzahl unterschiedlicher Anlagenkonzepte angewandt – beispielsweise für die Methanolerzeugung aus Erdgas [22], die Regasifizierung von Flüssigerdgas [23] und kryogene Energiespeichersysteme [24]. Ein noch detaillierteres Prozessverständnis, insbesondere über die wechselseitige Beeinflussung der Komponenten innerhalb einer Anlage, kann mithilfe der erweiterten Exergieanalyse erlangt werden. Deren Weiterentwicklung und Anwendung sind Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten [25, 26]. Der Vorteil der erfahrungsbasierten Verfahren liegt darin, dass die Erkenntnisse in einem sequentiellen und gut nachvollziehbaren Prozess generiert werden und diese somit auch an anderer Stelle hilfreich sein können. In der Regel sind auf dem problemspezifischen Lösungsweg jedoch einige manuelle, zeitintensive Schritte notwendig, so dass der Verbesserungsprozess meist nach wenigen Iterationen beendet wird.

Der Ansatz der metaheuristischen Verfahren besteht darin, die Expertise des Menschen durch andere Methoden zu ersetzen und mittels einer übergeordneten Strategie rechnergestützt zu steuern. Diese Methoden basieren häufig auf der Nachahmung

natürlicher oder physikalischer Phänomene. Bekannte Vertreter sind das Simulated Annealing, der Ameisenalgorithmus, die Partikelschwarmoptimierung und die Gruppe der evolutionären Algorithmen (z.B. Evolutionsstrategien und genetische Algorithmen). Einen Überblick zur Historie der Metaheuristiken liefern Sörensen et al. [27], die Funktionsweisen vieler Algorithmen sind ausführlich beschrieben in [28]. Eine Vorstellung vielfältiger Anwendungen im Bereich der Energiesystemanalyse, sowie Hilfestellungen bei der Auswahl eines geeigneten Algorithmus' bieten Chicco und Mazza [29]. In der Arbeit von Ahadi-Oskui [30] werden ein genetischer Algorithmus und die gemischt-ganzzahlig nicht-lineare Programmierung am Beispiel der Strukturoptimierung eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerkes miteinander verglichen. Bouvy [31] diskutiert für die kombinierte Struktur- und Einsatzoptimierung eines Energieversorgungssystems die Anwendung einer Evolutionsstrategie zur Integration in die kommerzielle Energiesystemsoftware TOP-Energy [32]. Falke et al. [33] nutzen einen evolutionären Algorithmus als Teil eines mehrstufigen Optimierungs- und Simulationsverfahrens zur Planung der Erzeugungsanlagen und der Gebäudesanierung im urbanen Raum. Ein interessanter Ansatz zur überstrukturfreien Optimierung der Anlagenkonfiguration eines Industrieparks mithilfe genetischer Algorithmen wird von Voll et al. [34] präsentiert. In der Arbeit von Wang et al. [35] wird dieser Ansatz erweitert und zur Strukturoptimierung von Dampfkraftprozessen verwendet.

Ein Vorteil der metaheuristischen Methoden liegt darin, dass einzelne Lösungen in der Regel schnell ermittelt werden können. Meist sind zum Auffinden hochwertiger Lösungen jedoch viele Iterationen nötig und der Rechenzeitvorteil wird überkompensiert. Gleichzeitig kann so allerdings ein großer Pool an gültigen und teils sehr unterschiedlichen Lösungen erzeugt werden. Die metaheuristischen Verfahren eignen sich deshalb besonders gut für die multikriterielle Optimierung, bei der pareto-optimale Lösungen bezüglich mehrerer Zielfunktionen gesucht werden.

Sowohl die erfahrungsbasierten, als auch die metaheuristischen Verfahren können gut mit komplexen, nicht-linearen Problemen umgehen. Eine detaillierte Modellbeschreibung kann beispielsweise in Form einer Prozesssimulation vorliegen, ist aber nicht zwingend erforderlich. Insbesondere metaheuristische Verfahren sind deshalb auch interessant zur Optimierung von Black-Box-Modellen, bei denen nur die Eingangs- und Ausgangsgrößen betrachtet werden und die Vorgänge innerhalb des Modells unberücksichtigt bleiben. Den erfahrungsbasierten und metaheuristischen Verfahren ist gemein, dass sie keine Aussage über die Qualität der gefundenen Lösungen erlauben. Je nach Art und Parametrierung einer Metaheuristik, sowie den vorgegebenen Startwerten kann der Lösungsprozess leicht in lokalen Optima stecken bleiben. Bei

den erfahrungsbasierten Ansätzen ist in der Regel selbst die lokale Optimalität nicht zu gewährleisten. Hierzu sind präzise, globale Verfahren notwendig, die anzeigen, ob bessere Lösungen als die bereits gefundenen theoretisch existieren können.

2.2.2 Deterministische Optimierungsverfahren

Die deterministischen Optimierungsverfahren (auch: mathematische Programmierung) benötigen, im Gegensatz zu den zuvor erläuterten erfahrungsbasierten und meta-heuristischen Verfahren, stets eine gleichungsbasierte Modellbeschreibung. Durch die iterative Anwendung mathematischer Algorithmen wird ausgehend von einem Startpunkt zielgerichtet eine Lösung des Optimierungsproblems gesucht. Wie oben beschrieben, unterscheiden sich die Modellklassen nach der Art der verwendeten Gleichungen und Variablen – für jede Modellklasse wiederum existieren typische Lösungsverfahren. Zur Lösung von linearen Programmen (LP) werden meist der Simplex-Algorithmus oder die Innere-Punkte-Verfahren angewendet. Hiermit können sehr große lineare Optimierungsprobleme mit mehreren Millionen Variablen gelöst werden. Aufgrund der inhärenten Konvexität der linearen Probleme ist gewährleistet, dass eine lokal optimale Lösung stets auch global optimal ist. Nicht-lineare Probleme (NLP), die zusätzlich nicht-konvex sind, können hingegen mehrere Optima aufweisen. Je nach gewähltem Startpunkt können gradientenbasierte NLP-Lösungsverfahren daher im nächstgelegenen lokalen Optimum terminieren [36]. In der globalen Optimierung wird versucht die globale Optimalität einer Lösung nachzuweisen, indem beispielsweise der Lösungsraum in mehrere konvexe Bereiche aufgeteilt wird [30]. Hierzu werden allerdings ganzzahlige Variablen benötigt, so dass ein gemischt-ganzzahlig nicht-lineares Problem (MINLP) entsteht. Die Modelle dieser Problemklasse sind besonders schwer zu lösen – oft erfolgt daher eine Beschränkung der Modellgröße auf einige Hundert Variablen [37]. Zur Handhabung von ganzzahligen Variablen in Optimierungsproblemen existieren weitere exakte Lösungsansätze. Hierzu zählen das Branch-and-Bound- und das Schnittebenen-Verfahren, bzw. die Kombination der beiden im Branch-and-Cut-Verfahren. Eine Beschreibung der wichtigsten mathematischen Lösungstechniken mit anschaulichen Beispielen findet sich im Kapitel 4 bei Kallrath [38]. Die benannten Verfahren und weitere deterministische und heuristische Algorithmen sind in kommerziell oder frei verfügbarer Lösungssoftware – den so genannten Solvern – eingebaut. Die derzeit besten kommerziellen Solver für LP- und MILP-Optimierungsprobleme sind Gurobi [39] und CPLEX [40]. Als frei verfügbare Löser stellen CBC [41] und SCIP [42] gute Alternativen dar. Für nicht-lineare Probleme

hat sich die Verwendung von IPOPT [43] bewährt. In der MINLP-Problemkategorie ist Baron [44] derzeit der performanteste Solver⁵.

Die mathematische Programmierung kommt in der Energiesystemanalyse zur Untersuchung vielfältiger Fragestellungen zur Anwendung. Lineare Modelle werden beispielsweise oft in der fundamentalen Strommarktmodellierung zur Ermittlung von Gleichgewichtspreisen verwendet [45, 46]. Außerdem können z.B. große, transnationale Energiesysteme modelliert werden und Fragen bezüglich der kostenoptimalen Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien beantwortet werden [47]. Nicht-lineare MINLP-Probleme sind weniger typisch in der Energiesystemmodellierung und werden insbesondere nur selten mit deterministischen, gradientenbasierten Verfahren gelöst. Eine dieser Ausnahmen stellt die Arbeit von Jüdes [48] dar, die sich mit der Strukturoptimierung einer GuD-Anlage mit mehreren Betriebspunkten beschäftigt und hier den globalen MINLP-Solver LaGO verwendet. Eine sonst beliebte Strategie im Umgang mit Nichtlinearitäten ist die Aufteilung der Modelle in mehrere Stufen. So kann z.B. ein übergeordneter, nicht-linearer Modellteil mithilfe eines gradientenfreien Verfahrens gelöst werden; für die untergeordnete lineare Stufe können deterministische Verfahren eingesetzt werden. Dieses Vorgehen wird beispielsweise in den Arbeiten von Fazlollahi et al. [49] und Elsidio et al. [50] gewählt. Hier werden evolutionäre Algorithmen zur Auswahl und Dimensionierung der Komponenten des jeweiligen Energiesystems verwendet, die Betriebsoptimierung erfolgt durch nachgeschaltete MILP-Modelle. Wenn die Nichtlinearitäten nicht stark ausgeprägt sind, können auch stückweise Linearisierungen hilfreich sein. Hierbei wird das nicht-lineare Modell zu einem linearen MILP umgewandelt. In der Arbeit von Voll [51] werden nicht-lineare Teillast- und Kostenfunktionen linearisiert und gezeigt, dass im Vergleich zum MINLP-Modell ähnliche Lösungen in kürzerer Zeit berechnet werden können. Daran anknüpfend haben Goderbauer et al. [52] einen problemspezifischen Algorithmus vorgestellt, der die manuelle Linearisierung durch einen automatischen, iterativen Adaptionsprozess mit MILP- und NLP-Modellen ersetzt.

MILP-Modelle stellen im Vergleich zu großen, aber vereinfachten LPs und detailreicheren, aber in der Problemgröße stark eingeschränkten MINLPs, einen guten Kompromiss dar. Die ganzzahligen Variablen können zur stückweisen Linearisierung und zur Abbildung wichtiger Eigenschaften von Energiesystemkomponenten verwendet werden (z.B. Startkosten, Mindestlasten, lastabhängige Wirkungsgrade). Gleichzeitig existieren performante Solver, mit denen in der Regel auch für große

⁵siehe Benchmarks von H. Mittelmann: <http://plato.asu.edu/ftp/minlp.html>

MILP-Modelle Lösungen gefunden werden können und die belastbare Aussagen bezüglich der Lösungsqualität liefern. Eine der ersten Veröffentlichungen über die Anwendung der gemischt-ganzzahlig linearen Programmierung zur überstrukturbasierten Prozessoptimierung stammt von Papoulias und Grossmann [53]. Hier wurde lediglich ein einzelner Betriebszustand in der Optimierung berücksichtigt. Eine Erweiterung zur Strukturoptimierung mit monatlich variierenden Nachfragewerten (12 Betriebszustände) lieferten später Iyer und Grossmann [54]. In älteren Arbeiten wurde insbesondere sparsam mit der Verwendung von ganzzahligen Variablen umgegangen. Yokoyama et al. [55] haben daher eine Methode vorgestellt, um teillastabhängige Wirkungsgrade für energietechnische Komponenten auch bei Verwendung kontinuierlicher Anlagengrößen zu ermöglichen. Mit der Weiterentwicklung der Solver und der Verfügbarkeit besserer Rechentechnik konnte die Modellierung auch für diskrete Anlagengrößen und eine höhere Anzahl an Zeitschritten erweitert werden [56]. MILP-Modelle werden im wissenschaftlichen und industriellen Umfeld zur Optimierung vielfältiger Energiesysteme eingesetzt. Beispielhafte Fallstudien umfassen die Optimierung von Gebäudeenergiesystemen [57, 58], Industrieparks [59, 60] und urbanen Versorgungssystemen mit Wärmenetzerweiterungen [61–63].

2.2.3 Optimierung unter Unsicherheiten

In der zuvor erläuterten deterministischen Optimierung wird eine „perfekte Voraussicht“ (engl.: perfect foresight) auf die Eingangsdaten des Modells unterstellt. In der Realität unterliegen die Parameter jedoch vielfältigen Unsicherheiten. Hiervon betroffen sind z.B. angenommene Preise und Kosten, meteorologische Daten, Energiebedarfe, Zinsen und Renditen, regulatorische Rahmenbedingungen, aber auch Anlagenausfälle oder sonstige unvorhergesehene Ereignisse [64]. In der Arbeit von Moret [65] wird beispielsweise gezeigt, dass sich die prognostizierten und die tatsächlich realisierten Preise für US-amerikanisches Erdgas zum Einsatz in der Stromerzeugung im Zeitbereich 1985 bis 2015 teilweise um den Faktor drei unterschieden haben. Wenn die Planung einer Energieversorgungsanlage unter der Annahme von derart stark abweichenden Eingangsdaten erfolgt ist, kann die Optimalität der ermittelten und installierten Anlagenkonfiguration nicht gewährleistet werden. Das bedeutet, die tatsächlich realisierten Zielfunktionswerte werden voraussichtlich negativ beeinflusst; im schlechtesten Fall kann die installierte Konfiguration sogar nicht zur bedarfsgerechten Deckung der Energienachfrage genügen, weil einige Anlagenteile unterdimensioniert sind. Im Review von Keirstead et al. [66] wird daher die Behandlung von Unsicherheiten als

eine bedeutende Herausforderung in der Modellierung und Planung von urbanen Energiesystemen herausgestellt. Grossmann et al. [67] benennen mehrere gegenwärtig vorhandene Hemmnisse für die systematische Behandlung von Unsicherheiten in Optimierungsmodellen. Hierzu zählen die Verfügbarkeit von Informationen über die Datenunsicherheit, die Auswahl einer geeigneten Strategie zur Absicherung gegen die Unsicherheit, der erhöhte Rechenaufwand zur Modelllösung und die Schwierigkeiten bei der korrekten Interpretation der Ergebnisse. Ein einfacher und häufig angewendeter Ansatz im Umgang mit unsicheren Parametern ist die Implementierung einer Sensitivitätsanalyse [68]. Hierbei kann der Einfluss einiger wichtiger Parameter separat abgeschätzt werden, aber es wird kein resultierendes Ergebnis vorgeschlagen, welches mehrere Parameter gleichzeitig berücksichtigt. Ein guter Überblick zur Klassifizierung von systematischen Methoden zur Behandlung von Unsicherheiten findet sich bei Sahinidis [69], oder Soroudi und Amraee [70]. Gemäß einer Stichwortsuche in der Arbeit von Schiefelbein [71, Seite 7] sind die Monte-Carlo Analyse, die stochastische Programmierung und die robuste Optimierung besonders verbreitet in der wissenschaftlichen Literatur zu den Themen „Energie“ und „Unsicherheiten“. Die Monte-Carlo Analyse wird aufgrund der hohen Anzahl erforderlicher Modelldurchläufe vorwiegend in Verbindung mit Prozesssimulationen und weniger mit Optimierungsrechnungen angewandt. Bei der stochastischen Programmierung werden die unsicheren Parameter als Zufallsvariablen mit definierten Wahrscheinlichkeitsverteilungen in das Modell integriert. Etablierte Methoden zum Umgang mit diesen unsicheren Größen sind der Erwartungswertansatz, der Wait-and-See-Ansatz und der Here-and-Now-Ansatz. Letzterer wird besonders häufig in der zweistufigen stochastischen Programmierung verwendet. Weiterführende Informationen hierzu finden sich bei Birge und Louveaux [72]. Aktuelle Herausforderungen der Methodik bestehen bei der Festlegung von Wahrscheinlichkeiten für die unsicheren Größen und dem starken Anstieg der benötigten Rechenzeit durch die zunehmende Modellkomplexität [70]. Anwendungen der zweistufigen stochastischen Programmierung zur Entscheidungsfindung unter Unsicherheiten finden sich beispielsweise für die Investitions- und Einsatzplanung von Großkraftwerken [73], für dezentrale Energiequartiere [74] und für kleinere Inselnetz-Anwendungen [75]. Bei der robusten Optimierung wird die Unsicherheit als Menge unsicherer Größen vorgegeben – jedes Element der Menge stellt eine mögliche Realisierung der Unsicherheit bzw. ein Szenario dar. Die Optimierung verfolgt das Ziel eine Lösung zu finden, die für alle (oder die meisten) Szenarios zulässig ist, während gleichzeitig die Zielfunktion minimiert oder maximiert wird [76]. Da meist auch das Worst-Case-Szenario eine mögliche Realisierung der Unsicherheiten darstellt, liefert

die robuste Optimierung oft sehr konservative Lösungen, in denen beispielsweise einige Anlagenteile deutlich überdimensioniert sind [67]. In neueren Arbeiten zur robusten Optimierung werden deshalb Ansätze untersucht, mit denen ein angemessener Ausgleich zwischen Robustheit und Zielfunktionswert der Lösung gefunden werden kann [77–79].

2.3 Methoden zur Reduktion der Modellkomplexität

Energiesysteme sind komplexe Gefüge aus untereinander verbundenen Subsystemen, die eine Vielzahl technischer Anlagen, Akteure und Märkte beinhalten können. Die verwendeten Modelle in der Energiesystemanalyse stellen naturgemäß lediglich eine Vereinfachung der komplexen Realität dar. Ausgehend von der vorliegenden Forschungsfrage muss im Zuge der Modellerstellung ein valider Kompromiss zwischen Modellgenauigkeit und Modellkomplexität gefunden werden [80]. Nach Kotzur et al. [81] existiert bislang keine einheitliche Definition für den Begriff „Komplexität“ im Kontext der Energiesystemanalyse. Ein Teil der Komplexität erwächst aus der Art des betrachteten Energiesystems selbst – insbesondere der Anzahl der integrierten Elemente (z.B. Anlagen, Akteure, Energieträger), sowie der Dynamik der zugrundeliegenden Prozesse. Hilfreich zur Begrenzung der hiermit verbundenen Komplexität sind eine enge Wahl der Systemgrenze und eine Modellbeschränkung auf besonders relevante Zusammenhänge. Auch der Prozess der Modellierung an sich – von der Datenbeschaffung, über die Gleichungsformulierung, bis zur Ergebnisaufbereitung – wird gelegentlich als komplex bezeichnet. Entscheidenden Einfluss hierauf haben z.B. die verwendeten Modellierungswerkzeuge, sowie die vorhandene Expertise des Modellierers. In der Regel meint Komplexität im Kontext der Energiesystemanalyse jedoch den algorithmischen Aufwand zur Lösung der Modelle. Dieser lässt sich beispielsweise durch die benötigte Rechenzeit bei Verwendung einer bestimmten Computerhardware ausdrücken.

Aus theoretischen Überlegungen können drei direkte Einflussgrößen auf die Rechenkomplexität von Optimierungsproblemen abgeleitet werden – die Modellklasse, die Modellgröße, sowie die Anzahl der Variablenverbindungen innerhalb des Modells. Die unterschiedlichen Modellklassen von mathematischen Optimierungsproblemen wurden bereits im Abschnitt 2.2 erläutert. Die Einteilung ergibt sich nach der Art der verwendeten Variablen bzw. der Linearität und Konvexität der Nebenbedingungen und der Zielfunktion. Jede Modellklasse ermöglicht ein bestimmtes Maß an Detailstärke für das betrachtete Energiesystemmodell. Die Modellierungsoptionen sind

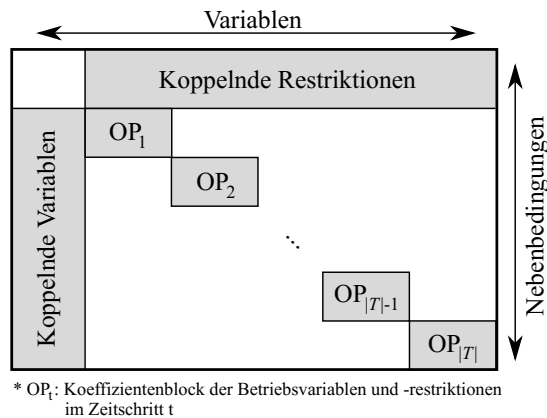


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung der Nicht-Null-Elemente in der Koeffizientenmatrix des integrierten Entwurfs- und Betriebsoptimierungsproblems

bei linearen Programmen (LP) am stärksten eingeschränkt, allerdings können diese Probleme besonders effizient gelöst werden. Mithilfe ganzzahliger (binärer) Variablen können komplexere technische Restriktionen abgebildet werden, z.B. Anfahrkosten, Mindestlasten, lastabhängige Wirkungsgrade und spezielle logische Zusammenhänge – Wenn-Dann-Sonst bzw. Entweder-Oder – formuliert werden [38]. Außerdem können sie zur stückweisen Linearisierung von nicht-linearen Funktionen eingesetzt werden. Das resultierende MILP umfasst zwar mehr Variablen und Nebenbedingungen als das ursprüngliche MINLP, kann allerdings meist deutlich effizienter gelöst werden [51, Seite 48]. Als Maßnahme des Komplexitätsmanagements ist daher zu empfehlen möglichst eine einfache Modellklasse zu wählen. Oft bieten MILPs einen guten Trade-Off zwischen Modellgenauigkeit und Rechenkomplexität, sie werden dementsprechend häufig zur Untersuchung von Energiesystemen angewendet [15]. Ganzzahlige Variablen erhöhen jedoch ebenfalls den Rechenaufwand. Ihre Verwendung sollte daher auf das notwendige Maß begrenzt werden. Priesmann et al. [82] schlagen hierfür einen systematischen Prozess vor, bei dem verschiedene Modellbestandteile iterativ (de-)aktiviert werden und die Einflüsse auf die Modellqualität und den Rechenaufwand einzeln bewertet werden. In der Arbeit von Goderbauer et al. [83] wird gezeigt, dass die Entwurfsoptimierung von Energiesystemen mithilfe von MILP-Optimierungsmodellen zur Klasse der NP-schweren Probleme gehört, die nicht innerhalb polynomialer Zeit gelöst werden können. Häufig sind daher zusätzliche Modellvereinfachungen notwendig. Der zweite genannte Einflussfaktor auf die Rechenkomplexität – die Modellgröße – steigt, je umfangreicher und detailreicher das Energiesystemmodell ist. Neben der Anzahl berücksichtigter Systemelemente (Komponenten, Akteure, Energieträger, etc.), ist hier vor allem die zeitliche Modellierung relevant. Letztere wird definiert durch den betrachteten Zeithorizont und die zeitliche Auflösung. Zusammen bestimmen sie

die Anzahl der Zeitschritte des Optimierungsproblems. Die meisten Elemente eines Energiesystemmodells verfügen über Variablen und Restriktionen, die für jeden einzelnen Zeitschritt berechnet werden müssen – z.B. die Energiebilanz einer Komponente mit den ein- und ausgangsseitigen Leistungen. Wenn Systeme mit zeitlich variablen Daten für beispielsweise den Energiebedarf, die Strompreise, oder die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien betrachtet werden, müssen viele hochaufgelöste Zeitreihen berücksichtigt werden und die Modellgröße wächst entsprechend stark an [84]. Der Zusammenhang zwischen Modellgröße und Anzahl der vorhandenen Zeitschritte ist schematisch in der Koeffizientenmatrix in Abbildung 2.1 angedeutet. Hierbei sind die Variablen in horizontaler Richtung und die Nebenbedingungen in vertikaler Richtung dargestellt. Der Großteil der Nicht-Null-Elemente (engl.: *nonzeros*), das heißt die Koeffizienten der Betriebsvariablen und -restriktionen, sind in diagonaler Richtung angeordnet und nicht miteinander gekoppelt. Nur lose oder gänzlich ungekoppelte Probleme können mithilfe von Modelldekomposition effizient gelöst werden [85]. Methoden wie Lagrange- oder Benders-Dekomposition werden aufgrund der Modellstruktur häufig für Einsatzplanungsprobleme und Optimierungen unter Unsicherheiten mit Szenariobäumen angewendet [86]. Insbesondere in Verbindung mit parallelen Computerstrukturen kann die Rechenkomplexität somit signifikant verringert werden. In der vorliegenden Arbeit weist das Planungsproblem jedoch vielfältige Kopplungen auf. Diese gehen zum einen auf die Entwurfsvariablen zurück – das heißt auf die binären Entscheidungen über das Vorhandensein aller Komponenten, sowie deren nominale Leistungen, Kapazitäten oder ähnliche Designgrößen. Die Entwurfsentscheidungen beeinflussen alle Betriebsvariablen, weil beispielsweise eine Komponente nur dann betrieben werden kann, wenn sie existiert und ihrer Nominalleistung ein Wert größer Null zugewiesen ist. Die unbekannten Entwurfsvariablen verbinden daher die Betriebsvariablen aller Zeitschritte in vertikaler Richtung der Koeffizientenmatrix in Abbildung 2.1. Außerdem existieren in Energiesystemmodellen häufig auch zeitlich koppelnde Restriktionen, wie z.B. die Energiebilanz eines Speichers oder die Startbedingung einer Anlage. Diese Nebenbedingungen verbinden die Betriebsvariablen in horizontaler Richtung der Koeffizientenmatrix und erschweren die Lösung der Optimierungsprobleme zusätzlich [87]. Die möglichen Strategien zum Umgang mit der Rechenkomplexität, die aus der Modellgröße und der modellinternen Variablenkopplung resultiert, sind abhängig vom jeweils betrachteten Anwendungsfall. Einige häufig angewandte Methoden sind beispielsweise: Modelldekomposition [85], Reduktion der Entwurfsoptionen durch Bilden von Technologieklassen [88], Verringerung der räumlichen Auflösung bzw. Aggregation von Modellknoten [89], rollierende [90]

oder myopische [91] Modellberechnung, Verringerung der zeitlichen Auflösung bzw. temporale Aggregation, mehrstufige Lösungsverfahren zur Vorauswahl von Werten der Entwurfsvariablen. Im Folgenden werden die Zeitreihenaggregation und die mehrstufigen Lösungsverfahren etwas genauer betrachtet, da sie in dieser Arbeit an späterer Stelle erneut aufgegriffen werden.

2.3.1 Zeitreihenaggregation

Die Zeitreihenaggregation verfolgt das Ziel die Anzahl der Zeitschritte eines Energiesystemmodells zu verringern, um dieses anschließend effizient lösen zu können. Dies kann durch das Herabsetzen der zeitlichen Auflösung erreicht werden, oder durch den Ansatz die Originalzeitreihen mithilfe einer geringeren Anzahl typischer Perioden nachzubilden. Im einfachsten Fall wird die Auflösung herabgesetzt (z.B. von stündlich zu vierstündlich), indem die jeweils gleiche Anzahl aufeinanderfolgender Zeitschritte durch Mittelwertbildung zusammengefasst wird. Dieses Verfahren (Downsampling) führt in der Regel zur Unterschätzung der Varianzen, sowie der Maximal- und Minimalwerte der ursprünglichen Zeitreihen [92]. Eine aufwändigere aber genauere Methode ist die Segmentierung. Hierbei werden aneinandergrenzende Zeitschritte mit ähnlichen Merkmalen zusammengefasst, so dass Modelle mit einer nicht-äquidistanten Zeitschrittweite entstehen [93, 94].

Die Erzeugung typischer Perioden erfolgte in früheren Arbeiten häufig heuristisch, indem aus den Originalzeitreihen z.B. ein Typtag für jeden Monat des Jahres [95] oder wenige saisonale Zeiträume ausgewählt wurden [96]. Mittlerweile werden bevorzugt systematische Aggregationsmethoden angewendet, bei denen die Zeitreihen auf einzelne Perioden definierter Länge aufgeteilt werden und anhand ihrer Ähnlichkeit einem Cluster zugewiesen werden. Im Optimierungsmodell wird anschließend jeweils nur eine repräsentative Periode jedes Cluster verwendet. Hierbei handelt es sich meist um eine neu erzeugte mittlere Periode (Zentroid), oder diejenige reale Periode, die dem Clusterschwerpunkt am nächsten liegt (Medoid). Als Ähnlichkeitsmaß zur Clusterzuordnung dient in der Regel die euklidische Distanz. Die am häufigsten angewendeten Clustering-Algorithmen in der Energiesystemanalyse sind „k-means“ [97], „k-medoids“ [98] und das „hierarchische Clustering“ [99]. Die Periodenlänge, also die Anzahl der Zeitschritte pro typischer Periode, stellt eine wichtige Entscheidungsgröße dar. Einzelne typische Zeitschritte ermöglichen meist eine sehr gute Nachbildung der originalen Zeitreihen mit einer moderaten Gesamtzahl an verwendeten Zeitschritten [100]. Wenn auch die Chronologie der Zeitschritte relevant ist – weil beispielsweise

Speicheranlagen im Modell enthalten sind – empfiehlt sich die Verwendung von längeren Perioden, z.B. Tagen oder Wochen [101]. Normalerweise werden die typischen Perioden als eigenständige Zeitabschnitte modelliert. Ein Informationsaustausch zwischen den Perioden – z.B. in Form eines Energietransports – ist damit nicht möglich. Dies verhindert den sinnvollen Einsatz von einigen Anlagentypen, insbesondere von saisonalen Energiespeichern. In der Arbeit von Renaldi und Friedrich [102] wird dieses Problem angegangen, indem die verschiedenen Energiesystemkomponenten mit unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen modelliert und überlagert werden. In den Arbeiten von Gabrielli et al. [103], Kotzur et al. [104] und van der Heijde et al. [105] werden Ansätze vorgestellt mit denen typische Perioden unter Zuhilfenahme zusätzlicher Variablen und Nebenbedingungen miteinander verbunden werden können. Beide Wege sind geeignet, um die Saisonalspeicherung in den Modellen abzubilden. Ein weiterer wichtiger Parameter für die Energiesystemoptimierung mit aggregierten Zeitreihen ist die Anzahl der verwendeten typischen Perioden. Je größer diese Anzahl ist, desto besser können in der Regel die originalen Zeitreihen nachgebildet werden, gleichzeitig nimmt jedoch die Modellgröße zu. Bei der Festlegung der Länge und Anzahl typischer Perioden müssen folglich die Abbildungsgenauigkeit der Originaldaten und die zulässige Rechenkomplexität gegeneinander abgewogen werden. Dabei ist festzuhalten, dass eine genauere Repräsentation der ursprünglichen Zeitreihen nicht zwangsläufig mit besseren Zielfunktionswerten in der Optimierung einhergehen muss [100]. Einen guten Überblick zu den Methoden der Zeitreihenaggregation, ihren Anwendungen für Energiesystemmodelle und den offenen Forschungsfragen liefert der Review von Hoffmann et al. [106].

2.3.2 Mehrstufige Lösungsverfahren

Das Optimierungsproblem der Anlagenplanung weist einen zweistufigen Charakter auf [107]. In der ersten Stufe werden die Entscheidungen über das Vorhandensein und die Auslegung der Energiesystemkomponenten getroffen. Sie werden damit auf der zweiten Stufe verfügbar für den Anlagenbetrieb. Die in Abschnitt 2.1 angesprochenen drei Planungsebenen „synthesis, design, operation“ nach Frangopoulos et al. [14] werden den beiden Stufen entsprechend zugeordnet. Die Entwurfs- und Betriebsebene beeinflussen sich wechselseitig und sorgen für die Erfordernis eines integrierten Planungsprozesses. Mehrstufige Lösungsverfahren verfolgen das Ziel komplexe Modelle unter Ausnutzung des zweistufigen Charakters effizienter lösen zu können. Die Idee hierbei ist, die Entwurfsentscheidungen der ersten Stufe unter Zuhilfenahme eines vereinfachten

Modells zu bestimmen. In der anschließenden zweiten Stufe wird die gefundene Entwurfslösung herangezogen und für das ursprüngliche Optimierungsproblem mit fixierten Entwurfsvariablen nachgerechnet. Durch die Fixierung wird die oben erwähnte Kopplung der Variablen in Abbildung 2.1 aufgehoben. Das verbleibende Modell zur Betriebsoptimierung kann effizienter gelöst werden. Die Modellvereinfachung der ersten Stufe kann auf unterschiedliche Arten erfolgen. In der Arbeit von Bruche und Tsatsaronis [108] wird der Betrieb der Energiesystemkomponenten in der ersten Stufe als LP mit konstanten Wirkungsgraden anstatt als MILP modelliert. In ähnlicher Weise wird bei Yokoyama et al. [56] die Vereinfachung durch Relaxierung der binären Betriebsvariablen erwirkt. Beide Methoden erfordern jedoch manuelle Modelleingriffe. Fazlollahi et al. [49] und Elsidio et al. [50] nutzen evolutionäre Algorithmen zur Bestimmung der Entwurfsvariablen, während die Betriebsoptimierung mithilfe von MILP-Modellen durchgeführt wird. Bei Kannengießer et al. [109] wird die Reduktion der Modellkomplexität der ersten Stufe durch Zeitreihenaggregation erreicht. Letzteres Verfahren wird auch in der Arbeit von Bahl et al. [60] umgesetzt. Hier wird gezeigt, dass die Lösungen aus dem vereinfachten Modell im Originalproblem nicht immer zulässig sind. Daher werden iterativ kritische Zeitschritte identifiziert und zur ersten Optimierungsstufe hinzugefügt, bis die Lösbarkeit erreicht ist. Aufgrund der Mehrstufigkeit der Berechnung ist nicht gewährleistet, dass eine gültige Entwurfslösung auch global optimal oder nahe-optimal im ursprünglichen einstufigen Problem ist. Um die Qualität der gefundenen Lösungen bewerten zu können, müssten im Lösungsprozess echte obere und untere Grenzen des Optimierungsproblems bereitgestellt werden. Zu den wenigen Arbeiten, die sich mit derartigen systematischen Verfahren beschäftigen, zählen Bahl et al. [110] für Systeme ohne zeitlich gekoppelte Betriebsvariablen, Bruche und Tsatsaronis [111] für Anlagen mit Kurzzeitspeichern und Bäumgärtner et al. für Energiesysteme mit Kurzzeit- und Saisonalspeichern [112, 113].

2.4 Fernwärmebereitstellung in Deutschland

Im Gegensatz zu den liberalisierten Strom- und Gasmärkten ist die Fernwärmebranche in Deutschland weniger stark reguliert. Dies hat auch negative Auswirkungen auf die öffentliche Verfügbarkeit von wissenschaftlich relevanten Informationen. Beispielsweise sind kaum Daten über die Erzeuger- und Verbraucherstrukturen, die Fernwärmelastgänge, die Netztemperaturen, oder die Zusammensetzung der Fernwärmepreise zugänglich. Als weitere Hürde bestehen die betrieblichen Geheimhaltungsbestrebungen der meist monopolistisch agierenden Unternehmen [114]. In aggregierter Form können einige

Informationen aus den jährlich erscheinenden Hauptberichten des AGFW – dem Interessenverband der Heizkraftwerks- und Fernwärmenetzbetreiber – entnommen werden [115]. Für viele Fernwärmenetze existieren außerdem aktuelle Studien und Projektberichte, die häufig Transformationsprozesse betrachten und hierbei auch einen Überblick zur Ausgangslage des Netzes präsentieren. Beispielsweise finden sich Studien zu den großen Fernwärmenetzen von Berlin [116, 117], Hamburg [118] und München [119]. Zukünftig kann eventuell auch der Fernwärmeatlas der Hochschule Hildesheim/Holzminden/Göttingen eine hilfreiche Informationsquelle darstellen [120]. Dieser befindet sich derzeit allerdings noch im Aufbau. Den aktuellsten Überblick zum Status-Quo der deutschen Fernwärmelandschaft liefert die Arbeit von Triebs et al. [121]. Hier wurden zum Stichtag 31.12.2019 Daten für 82 deutsche Fernwärmesysteme mit einer installierten Erzeugungsleistung von jeweils mehr als 50 MW_{th} recherchiert. Als Informationsquellen wurden verschiedene öffentlich zugängliche Quellen wie die Kraftwerksliste der „Open Power System Data Plattform“ genutzt [122], Publikationen der Fernwärmeerzeuger ausgewertet, sowie eigene Anfragen gestellt und Interviews geführt. Die recherchierten Daten umfassen die installierten Erzeugungsleistungen unterteilt nach Anlagentypen, die Art und Menge der eingesetzten Brennstoffe und die Kapazität des Wärmespeichers (falls vorhanden). Aufgrund von Geheimhaltungsanforderungen einiger Fernwärmeversorger erfolgte eine Datennormierung vor der Veröffentlichung. Außerdem wurden die 82 Fernwärmesysteme mithilfe eines Clusteringverfahrens gemäß der Ähnlichkeit ihrer Daten in acht Kategorien eingeteilt. Nachfolgend sind diese weiter zusammengefasst und einige Haupteigenschaften angegeben:

- **Kategorie 1 bis 3 (34 von 82 Systemen):**
Hauptbrennstoff Erdgas; KWK-Anlagen mit Entnahmekondensations- oder häufiger mit Gegendruckturbinen; mittlere Leistungsklasse (Ø 260 – 470 MW_{th})
- **Kategorie 4 und 5 (28 von 82 Systemen):**
Hauptbrennstoff Steinkohle bzw. ein Mix aus KWK-Anlagen mit Steinkohle- und Erdgasfeuerung; höhere Leistungsklasse (Ø 870 – 1040 MW_{th})
- **Kategorie 6 und 7 (13 von 82 Systemen):**
Hauptbrennstoffe Abfall und Biomasse; meist direkte thermische Verwertung ohne bzw. nur mit kleinem KWK-Leistungsanteil; geringere Leistungsklasse (Ø 170 – 210 MW_{th})
- **Kategorie 8 (7 von 82 Systemen):**
Hauptbrennstoff Braunkohle; KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen und hoher Stromkennzahl; mittlere thermische Leistungsklasse (Ø 450 MW_{th})

Zusätzlich steht in fast allen Fernwärmesystemen neben der KWK-Haupterzeugungsanlage eine Leistungsabsicherung in Form meist erdgasbefeuerter Heißwassererzeuger bereit. Circa 60% der Systeme verfügen über Wärmespeicher mit Kapazitäten im Bereich des ein- bis zehnfachen der stündlichen KWK-Volllastwärmeleistung. Power-to-Heat-Anlagen sind vereinzelt mit geringeren Anteilen an der Gesamtleistung installiert. Zusammenfassend zeigt der Überblick von Triebs et al. [121] einen starken Fokus der gegenwärtigen deutschen Fernwärmeversorgung auf KWK-Anlagen mit fossilem Brennstoffeinsatz. Erdgas ist der dominierende Energieträger, aber auch Stein- und Braunkohle kommen insbesondere bei größeren Anlagen weiterhin zum Einsatz (Vergleich Abbildung 1.1). Aufgrund des im Abschnitt 1.1 angesprochenen und mittels Abbildung 1.2 veranschaulichten politisch und wirtschaftlich induzierten Handlungsdrucks, stehen für viele der Fernwärmesysteme in den nächsten Jahren größere Veränderungen bevor. Zur wissenschaftlichen Begleitung dieser Transformationsprozesse existieren – neben den oben beispielhaft erwähnten Studien für einzelne Städte und deren Fernwärmenetze [116–119] – auch Untersuchungen mit nationaler Perspektive. In der vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) beauftragten Kurzstudie „Grüne Fernwärme für Deutschland – Potentiale, Kosten, Umsetzung“ werden sieben relevante energiepolitische Studien mit unterschiedlichen Szenarien herangezogen und die vorhergesehenen Entwicklungen bezüglich der Fernwärme verglichen [6, Seiten 11–19]. Die Studien zeigen, dass der Anteil der Fernwärme an der Raumwärme- und Warmwasserversorgung bis zum Jahr 2050 weiter steigen wird.⁶ Insbesondere im urbanen Ballungsraum wird die Fernwärme zukünftig eine dominante Rolle einnehmen. Die zur Erzeugung verwendeten Energieträger und Technologien werden bis zum Jahr 2050 deutlich diversifiziert. Ein Großteil der Fernwärme wird voraussichtlich auf Basis von Strom durch Großwärmepumpen bereitgestellt. Je nach lokal verfügbaren Potentialen werden auch Abwärme, Solarthermie, Geothermie und im geringeren Maße Biomasse und Wasserstoff genutzt. In der Übergangszeit sehen die Studien weiterhin eine wichtige Rolle für den Energieträger Erdgas, besonders in Kombination mit effizienten KWK-Anlagen. Gegebenenfalls kann Erdgas später, bei ausreichender Verfügbarkeit klimaneutraler Gase, substituiert werden [125].

⁶Über den absoluten Wert der Fernwärmebereitstellung herrscht weniger Einigkeit zwischen den betrachteten Studien. In einigen Szenarien der Studie des Umweltbundesamtes sinkt der jährliche Fernwärmeabsatz bis 2050 infolge starker Gebäudesanierung und weiterer Effizienzmaßnahmen auf ca. 60 TWh [123]. Die Szenarien der Studie des Fraunhofer ISE sehen im selben Zeitraum einen Anstieg der Fernwärmebereitstellung auf jährlich knapp 200 TWh [124].

Kapitel 3

Modellierung

Im Abschnitt 2.4 wurde erläutert, dass an vielen Standorten in Deutschland in naher Zukunft neue Anlagen zur Fernwärmebereitstellung benötigt werden. Daher wird die vorgestellte Fallstudie in diesem Kapitel so formuliert, dass sich einige allgemeine Erkenntnisse auch auf andere Standorte übertragen lassen. Dennoch ist anzumerken, dass die Anlagenplanung stets einer Vielzahl standortspezifischer Restriktionen und Besonderheiten unterliegt und daher immer eine Einzelfalluntersuchung erforderlich sein wird. Die nachfolgend vorgestellten Modellierungsansätze und Erklärungen können dabei hilfreich sein.

Im Abschnitt 3.1 wird zunächst das untersuchte Energiesystem kurz präsentiert, anschließend werden im Abschnitt 3.2 wichtige energierechtliche Rahmenbedingungen erläutert. Die Abschnitte 3.3, 3.4 und 3.5 beschreiben die Hintergründe zur ökonomischen und technischen Modellierung, sowie die Implementierung des mathematischen Modells mithilfe des eigens erstellten Python-Pakets *aristopy*.

3.1 Untersuchtes Energiesystem

Die vorliegende Untersuchung wird für einen exemplarischen, undefinierten Standort durchgeführt. Erforderliche standortspezifische Daten, wie meteorologische Zeitreihen, beziehen sich auf die Stadt Potsdam (Brandenburg). Die benötigten meteorologischen Daten für Umgebungslufttemperatur und -druck, sowie diffuse und globale Solarstrahlung sind in stündlicher Auflösung im Climate Data Center des Deutschen Wetterdienstes frei verfügbar [126]. Sie sind für 2019 – das gewählte Basisjahr der Untersuchung – in Abbildung A.1 im Anhang dargestellt. Der Wärmelastgang wird mit Hilfe einer systematischen Methode aus historischen Messdaten und der Umgebungslufttemperaturzeitreihe synthetisiert. Nähere Erläuterungen hierzu finden sich im Anhang A.2. Der so ermittelte und in der Optimierung verwendete Wärmelastgang ist in

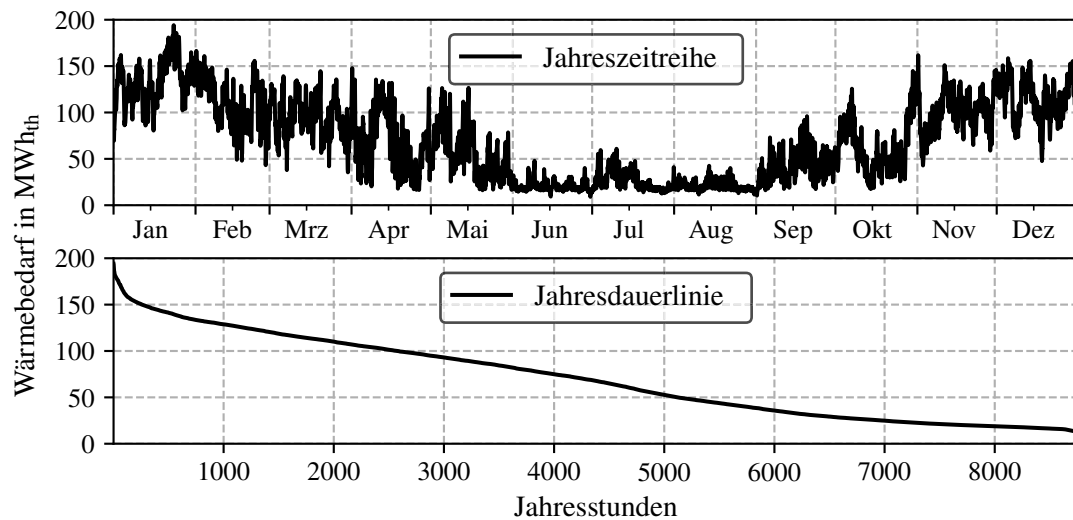


Abbildung 3.1: Synthetisierter Wärmelastgang des Energiesystems im Basisjahr 2019 als Zeitreihe im Jahresverlauf (oben) und geordnete Dauerlinie (unten).

Abbildung 3.1 im Jahresverlauf und als geordnete Dauerlinie dargestellt. Die maximale stündliche Anforderung thermischer Energie beträgt ca. $200 \text{ MWh}_{\text{th}}$. Der Bedarf muss zu jeder Zeit durch die Netzeinspeisung der wärmebereitstellenden Anlagen des Energiesystems gedeckt werden. Dabei wird angenommen, dass die Bedarfszeitreihe bereits die thermischen Verluste des Wärmenetzes an die Umgebung beinhaltet. Außerdem wird unterstellt, dass durch Modernisierungs- und Effizienzsteigerungsmaßnahmen der angeschlossenen Verbraucher ein Betrieb mit vergleichsweise geringen, ganzjährig konstanten Vor- (90°C) und Rücklauftemperaturen (60°C) ermöglicht wird.

Die Überstruktur des Energiesystems bildet den Ausgangspunkt der Entwurfsoptimierung. Sie beinhaltet alle verfügbaren Komponenten, sowie deren Verschaltung. Die Festlegung der Überstruktur ist ein wichtiger Schritt, weil nur hier bereits vorgesehene Konfigurationen in der Optimierung ausgewählt werden können. Bei der Definition der Überstruktur müssen die lokalen Gegebenheiten des Anlagenstandorts berücksichtigt werden. Hierzu zählen u.a. die vorhandene Infrastruktur (z.B. Leitungs- und Netzanschlüsse), Potenziale für Rückkühlanlagen und Wärmequellen (z.B. Industrieabwärme), verfügbare Flächen, Nähe zu Siedlungen und Eingriffe in das Ökosystem oder Landschaftsbild. Ihre Erstellung basiert auf dem Erfahrungswissen, der Kreativität und den persönlichen Präferenzen der zuständigen Planungs- und Betriebsinstanzen. Abbildung 3.2 zeigt die Überstruktur des Energiesystems der vorliegenden Arbeit.

Die Hauptaufgabe des Energiesystems ist die Lieferung von Fernwärme ($\dot{Q}^{\text{FW}}$) an das vorhandene Wärmeverteilnetz gemäß des Bedarfs aus Abbildung 3.1. Dazu stehen unter anderem ein Heißwassererzeuger (HWE), sowie die drei unterschiedlichen KWK-

Anlagentypen Gas- und Dampfturbine (GuD), Gasturbine (GT) und Gasmotor (GM) bereit. Diese Anlagen werden über den vorhandenen Gasanschluss mit den Brennstoffen Erdgas bzw. Biomethan versorgt.⁷ Bei der Modellierung der KWK-Anlagen werden real verfügbare Einheiten nachbildet, die Komponenten haben daher feste nominale Größen. Bei den Gasmotoren werden drei Einheiten mit unterschiedlichen Größen modelliert. Während der Energiesystementwurfsoptimierung können mehrere gleichartige Module aller KWK-Anlagen ausgewählt werden. Die nominalen Größen der anderen Anlagen sind frei wählbar. Die bereitgestellte elektrische Leistung der KWK-Anlagen (P^{KWK}) kann an das Stromnetz der öffentlichen Versorgung geliefert werden und dort Stromerlöse generieren. Alternativ kann der KWK-Strom auch zum Betrieb der beiden modellierten Power-to-Heat-Anlagen (P2H) Wärmepumpe (WP) und Elektrodenheizkessel (EHK) verwendet werden, um Wärme bereitzustellen ($\dot{Q}^{P2H}$). Ist nicht ausreichend Strom aus internen Anlagen verfügbar, kann für den Betrieb von Wärmepumpe, Elektrodenheizkessel und Fernwärmenetzpumpe zusätzlich elektrische Leistung vom vorgelagerten Stromnetz bezogen werden. Weiterhin sind als erneuerbare Strom- bzw. Wärmeerzeuger Photovoltaik-Anlagen (PV) und Solarthermie-Kollektoren (STK) in der Überstruktur vorgesehen. Diese Anlagen können auf Freiflächen installiert werden und mittels Solarstrahlung PV-Strom (P^{PV}) und solarthermische Wärme ($\dot{Q}^{STK}$) bereitstellen. Für die Zwischenspeicherung thermischer Energie ist in der Überstruktur zusätzlich ein Wärmespeicher (WSP) vorgesehen, dessen Kapazität ebenfalls eine Optimierungsgröße darstellt. Nähere Informationen zur technischen Modellierung der Energiesystemkomponenten finden sich im Abschnitt 3.4.

In der Optimierung werden aus der Überstruktur verschiedene Anlagen ausgewählt und – falls die Nominalleistungen und -kapazitäten flexibel sind – entsprechend dimensioniert. Dabei wird als zusätzliche Randbedingung eingeführt, dass die Summe der thermischen Nominalleistungen aller installierten Wärmeerzeuger mindestens dem Wert $k^{Q,min}$ entsprechen muss. Dieser Wert beinhaltet eine Sicherheitsreserve von ca. 10% bezogen auf die höchste erwartete und in den zurückliegenden Jahren maximal beobachtete Wärmenachfrage. Er wird auf den Wert 220 MW_{th} festgelegt.⁸

⁷Falls von der Optimierung gefordert, kann Biomethan bilanziell aus dem Gasnetz entnommen werden. Das heißt, es muss vertraglich gewährleistet werden, dass die gleiche Menge Biomethan an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist wird.

⁸Eine Absicherung des Anlagenbetriebs könnte auch durch die Modellierung der (n-1)-Regel erfolgen [127]. Hierbei würde sichergestellt, dass bei Ausfall eines Betriebsmittels weiter die Höchstlast bereitgestellt werden kann. Aufgrund der Modularität des vorliegenden Anlagenkonzepts inklusive Speichereinheiten wird diese zusätzliche Modellkomplexität vermieden und der einfachere Ansatz mittels eines Festwertes gewählt.

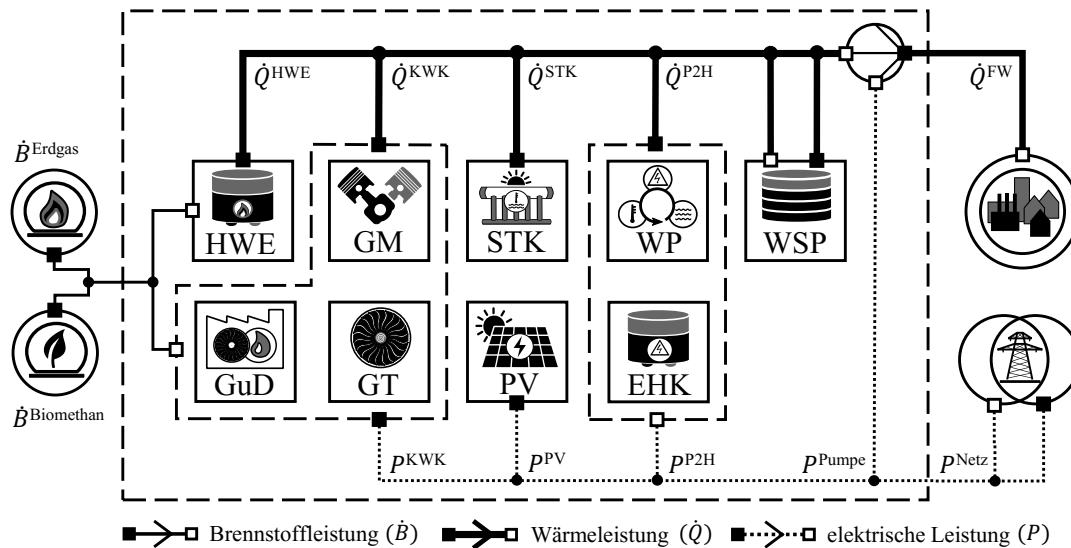


Abbildung 3.2: Vereinfachte Überstruktur des modellierten Energiesystems

Der verfügbare Platz am Kraftwerksstandort reicht aus, um alle ausgewählten neuen Erzeugungsanlagen zu installieren. Für den Wärmespeicher wird unterstellt, dass dieser bis zu einer volumetrischen Kapazität von 50.000 m^3 als oberirdischer Tankspeicher ausgeführt wird. Hierfür ist ebenfalls ausreichend Platz am Standort verfügbar. Es wird angenommen, dass größere Volumina besser als Erdbeckenspeicher umgesetzt werden können. Deren Installation ist mit geringeren Kosten verbunden, allerdings fällt ein zusätzlicher Flächenbedarf an. Unter den Annahmen einer Temperaturspreizung zwischen warmer und kalter Speicherschicht von 30 K und einer durchschnittlichen Bautiefe von zehn Metern⁹ beträgt der Flächenbedarf pro zwischengespeicherter Megawattstunde thermischer Energie ca. 3 m^2 . Die solaren Komponenten, d.h. die Photovoltaik-Anlagen und Solarthermie-Kollektoren, weisen ebenfalls einen hohen spezifischen Flächenbedarf auf. Für die Photovoltaik werden hierbei $1,5 \text{ ha/MW}_p$ [129, Seite 86] und für die Solarthermie das 2,5-fache der Kollektorfläche [130, Seite 24] angesetzt. Es liegt die Annahme zugrunde, dass für die Installation von Erdbeckenspeicher, Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen ein unbenutztes Nachbargrundstück erworben werden kann. Da dieses Grundstück sich in der direkten Nachbarschaft des eigentlichen Kraftwerksgeländes befindet, werden Transportverluste vernachlässigt und die gesamte Fläche als ein gemeinsamer Bilanzraum betrachtet.

⁹Die geeignete Bautiefe des Erdbeckenspeichers hängt von den lokalen Untergrundverhältnissen ab. Insbesondere beeinflussen der vorliegende Grundwasserspiegel die Wärmeverluste bzw. die benötigte Wärmedämmung des Speichers und die Art der Sedimente den erforderlichen Aufwand zum Aushub der Baugrube und die Statik des Speichers [128].

3.2 Energierechtlicher Rahmen

Im Folgenden werden die relevanten Passagen der gesetzlichen Regelungen kurz vorgestellt, welche einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Energiesystementwürfe im untersuchten Anwendungsbeispiel haben.

3.2.1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG)¹⁰ regelt die Abnahme von KWK-Strom aus KWK-Anlagen, sowie die Zahlung von Zuschlägen für KWK-Strom und den Bau von Wärme- und Kältenetzen und -speichern (siehe §1 Abs. 2 KWKG). Beim Anspruch auf Zuschläge für KWK-Strom wird laut §5 KWKG unterschieden zwischen Anlagen mit einer Leistung von mehr als 500 kW_{el} bis einschließlich 50 MW_{el}, und KWK-Anlagen außerhalb dieses Leistungsbereichs. Für Erstere wird die Höhe der Zuschlagszahlung durch Ausschreibungen ermittelt, welche halbjährlich von der Bundesnetzagentur durchgeführt werden (siehe §8a KWKG). Im vorliegenden Anwendungsfall ist davon auszugehen, dass die optimale KWK-Leistung mehr als 50 MW_{el} betragen wird.¹¹ Für neu errichtete KWK-Anlagen dieses Leistungsbereichs gelten die in §7 Abs. 1 KWKG geregelten und nach der Anlagengröße gestaffelten festen Zuschlagssätze für eingespeisten KWK-Strom. In der vorliegenden Größenordnung kann ein Wert von 34 €/MWh angesetzt werden (§7 Abs. 1 Nr. 5a KWKG).¹² Die Ausschüttung des Zuschlags für KWK-Strom erfolgt über 30.000 Vollbenutzungsstunden, wobei eine maximale Anzahl an förderfähigen Vollbenutzungsstunden pro Jahr vorgesehen ist (siehe §8 Abs. 4 KWKG)¹³. Hier wird angenommen, dass die Förderung für maximal 4.000 Stunden pro Jahr ausgezahlt wird. Ein zusätzlicher Bonus kann für Kohleersatzanlagen bereitgestellt werden. Dieser ist leistungsbezogen

¹⁰Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

¹¹Der stündliche Maximalwärmebedarf beträgt laut Abbildung 3.1 ca. 200 MW_{th}. Bei einer angenommenen Stromkennzahl von Eins entspräche eine KWK-Wärmeengpassleistung von 50 MW_{th} dem geringen Anteil von 25%.

¹²Gegebenenfalls erhöht sich dieser Wert ab dem 1.1.2023 auf 39 €/MWh. Die Anhebung des Zuschlags ist vorbehaltlich einer positiven Evaluierung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Jahr 2022 zur Notwendigkeit der Maßnahme (siehe §7 Abs. 1 KWKG).

¹³§8 Abs. 4 KWKG: „Ab dem Kalenderjahr 2021 wird der Zuschlag für bis zu 5.000 Vollbenutzungsstunden, ab dem Kalenderjahr 2023 für bis zu 4.000 Vollbenutzungsstunden und ab dem Kalenderjahr 2025 für bis zu 3.500 Vollbenutzungsstunden pro Kalenderjahr gezahlt.“

und die Höhe richtet sich nach den Inbetriebnahmedaten der alten Kohleanlage und der neuen Ersatzanlage (siehe §7c KWKG). Da dieser Bonus standortabhängig ist, wird er in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt. Mit dem §7a wurde in der Novelle des KWKG im August 2020 ein neuer „Bonus für innovative erneuerbare Wärme“ eingeführt. Dieser wird in Abschnitt 5.4 erläutert und näher untersucht.

Für die vorliegende Arbeit ist zusätzlich der §23 KWKG von Interesse. Hierin wird geregelt, dass für neu installierte Wärmespeicher ein Zuschlag von bis zu 30% der ansatzfähigen Investitionskosten beantragt werden kann. Die Obergrenze je Projekt ist mit zehn Millionen Euro festgelegt.

Außerdem ist zu erwähnen, dass laut §1 Abs. 3 KWKG KWK-Strom, der eine Förderung nach §19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)¹⁴ erhält, nicht in den Anwendungsbereich des KWKG fällt und folglich hieraus keine Zuschlagszahlung erhalten kann. Dies ist hier vor allem dann relevant, wenn Biomethan als Brennstoff einer KWK-Anlage eingesetzt werden würde (siehe §42 EEG). In der vorliegenden Arbeit wird daher eine mögliche EEG-Vergütung für KWK-Strom aus Anlagen mit Biomethan-Feuerung vernachlässigt.

3.2.2 Energiesteuergesetz

Beim Einsatz von Erdgas zu Heizzwecken oder zum Antrieb von ortsfesten KWK-Anlagen fällt nach §2 Abs. 3 Nr. 5 des Energiesteuergesetzes (EnergieStG)¹⁵ eine Steuer von 5,50 €/MWh_{HS} (Brennwertbasis) an. Nach §53a Abs. 6 EnergieStG kann die Energiesteuer auf Antrag für hocheffiziente KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% vollständig erstattet werden. Bei der Erdgasnutzung zur ungekoppelten Wärmebereitstellung (z.B. im HWE) ist die Steuer nicht rückerstattungsfähig.

3.2.3 Eigenstrom- und Fremdstromnutzung

Abbildung 3.2 verdeutlicht die Einsatzmöglichkeiten elektrischer Leistung im betrachteten Energiesystem. Innerhalb der Anlage erzeugter Strom kann zum einen an das öffentliche Netz geliefert und mit dem Strompreis der jeweiligen Betriebsstunde vergütet werden. Alternativ kann dieser Strom auch innerhalb der eigenen

¹⁴Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

¹⁵Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist

Anlage zur Versorgung der Fernwärmenetzpumpen¹⁶ oder Power-to-Heat-Anlagen genutzt werden. Für die Ermittlung der dabei anfallenden Kosten müssen – neben den Opportunitätskosten der entgangenen Stromerlöse – die Stromsteuer und die EEG-Umlage berücksichtigt werden. Die Stromsteuer beträgt 20,50 €/MWh_{el} laut §3 des Stromsteuergesetzes (StromStG)¹⁷. Nach §9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist der Strom, der mittels erneuerbarer Energien erzeugt wird, von der Stromsteuer befreit. Im vorliegenden Fall wird daher innerhalb der Anlage verwendeter PV-Strom, im Gegensatz zu KWK-Strom, nicht mit der Stromsteuer belastet. Zusätzlich gilt, dass nach §61 EEG bei der Eigenversorgung mit elektrischer Energie die EEG-Umlage an den Netzbetreiber zu entrichten ist (Umlagehöhe 2019: 64,05 €/MWh_{el}). Diese verringert sich auf 40% der Umlagenhöhe für Anlagen, welche ausschließlich erneuerbare Energien nutzen (§61b EEG) und für hocheffiziente KWK-Anlagen mit gasförmigem Brennstoff und einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% (§61c EEG).

Kann mittels eigener Anlagen nicht ausreichend elektrische Leistung für die internen Stromverbraucher bereitgestellt werden, kann zusätzlicher Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen werden. Hierbei fallen neben dem Strompreis der jeweiligen Betriebsstunde die Kosten des Fremdstrombezuges an. Dieser umfasst neben der Stromsteuer und der vollen EEG-Umlage, die Netznutzungsentgelte, die Konzessionsabgabe, sowie KWKG-, Offshore-Netz- und §19-StromNEV-Umlage. Die Kosten der Fremdstromnutzung werden insgesamt mit 120 €/MWh_{el} zuzüglich Strompreis abgeschätzt.¹⁸

3.2.4 Primärenergiefaktor und CO₂-Emissionen

Die Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie innerhalb der Anlage ist verbunden mit der Aufwendung von Primärenergie und der Entstehung von CO₂-Emissionen. Nach §4 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG)¹⁹ sind Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW verpflichtet am

¹⁶Die Antriebsleistung der Netzpumpen zählt nicht zum Anlageneigenbedarf für die Stromproduktion und wird daher mit Steuern und Abgaben belastet [131, Seite 54].

¹⁷Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist

¹⁸Auf eine genauere Bestimmung wird verzichtet, da in der Realität regionale Unterschiede vorliegen, der konkrete Netzanschluss von Bedeutung ist und Arbeits- und Leistungspreise berücksichtigt werden müssten.

¹⁹Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist

europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) teilzunehmen. Da die Anlagen in der vorliegenden Studie in dieser Leistungsklasse liegen, müssen Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen erworben werden. Emissionen, die aus der Verbrennung von Biomethan entstehen, sind von dieser Regelung ausgenommen [132].²⁰ Anlagen, die verpflichtet sind am EU-ETS teilzunehmen, sind gemäß §7 Abs. 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG)²¹ vom 2021 eingeführten nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) befreit, um eine Doppelbelastung zu vermeiden. Die zugehörige Rechtsordnung findet sich im §11 der Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 (EBeV)²², die im Dezember 2020 in Kraft getreten ist.

Der Primärenergiefaktor (PEF) wird als Maß bei der Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs von Gebäuden verwendet. Er berücksichtigt neben dem Energiegehalt eines eingesetzten Energieträgers auch dessen vorgelagerte Prozesskette, d.h. die Gewinnung, Umwandlung, Speicherung und Verteilung. Ein geringer PEF der produzierten Fernwärme wird angestrebt, weil von ihm u.a. die minimalen Anforderungen an die Gebäudehülle, die Baugenehmigung und der Zugang zu Fördermitteln für die belieferten Gebäude abhängen. Weiterführende Regelungen und Berechnungsvorschriften finden sich im Gebäudeenergiegesetz (GEG)²³, welches im November 2020 als Zusammenführung und Nachfolger der Energieeinsparverordnung, des Energieeinspargesetzes und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes in Kraft getreten ist. Im §85 Abs. 2 und 3 GEG ist außerdem geregelt, dass künftig auch die aus dem Jahres-Primärenergiebedarf berechneten Treibhausgasemissionen als äquivalente CO₂-Emissionen im Energieausweis eines Gebäudes aufgeführt werden müssen. Bei der Berechnung des Primärenergiefaktors und des Emissionsfaktors der Fernwärme besteht die Herausforderung, dass die im KWK-Prozess eingesetzte Primärenergie auf die beiden Produkte Strom und Wärme aufgeteilt werden muss. Zur Aufteilung existieren verschiedene Allokationsverfahren – eine gute Übersicht hierzu bieten beispielsweise Mauch et al. [133]. In der Arbeit von Mollenhauer wird grafisch gezeigt, dass die verschiedenen Allokationsverfahren zu teils sehr unterschiedlichen Ergebnissen für

²⁰Voraussetzungen sind die Einspeisung der entsprechenden Menge entnommenen Biomethans an anderer Stelle, sowie eine lückenlose Dokumentation und Bilanzierung von der Einspeisung bis zur Entnahme. In der Regel wird dazu ein Liefervertrag zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Biomethaneinspeiser geschlossen.

²¹Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist

²²Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 vom 17. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3016)

²³Gebäudeenergiegesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I. S. 1728)

Primärenergie- und Emissionsfaktoren führen können [134, Seite 23]. Bis zur Einführung des Gebäudeenergiegesetzes waren die Substitutionsmethode mit Stromgutschrift für den PEF [135] und die exergetische Aufteilung (auch: Carnot-Methode) für die CO₂-Emissionen [136] als Allokationsverfahren festgelegt. Im GEG wird das nun gültige Verfahren indirekt definiert, indem in Anlage 9 auf die Norm DIN V 18599-1:2018-09 [137] verwiesen wird. Dort findet sich im Anhang A Abschnitt A.4 die in Gl. (3.1)²⁴ (am Beispiel des PEF) adaptierte Berechnungsvorschrift, welche nun sowohl für die Berechnung des Primärenergiefaktors $f^{\text{pe,FW}}$ als auch des Emissionsfaktors $f^{\text{em,FW}}$ der Fernwärme anzuwenden ist.

$$f^{\text{pe,FW}} = \frac{\sum_i (B_i \cdot f_i^{\text{pe,B}}) + W^{\text{Import}} \cdot f^{\text{pe,Netz}} - W^{\text{KWK,Export}} \cdot f^{\text{pe,Verdr.}}}{Q^{\text{FW}} \cdot (1 - \zeta^{\text{v}})} \quad (3.1)$$

Hierbei stellt B_i die Energie der eingesetzten Brennstoffe dar, W^{Import} repräsentiert die vom Netz aufgenommene elektrische Arbeit, $W^{\text{KWK,Export}}$ ist die KWK-Stromlieferung der KWK-Anlagen an das öffentliche Netz²⁵ und wird mit dem jeweiligen Faktor des Verdrängungsstrommixes multipliziert. Q^{FW} repräsentiert die Gesamtfernwärmeherstellung, welche um den anteiligen Netzverlust ζ^{v} vermindert wird. Letzterer wird mit 10% angenommen.²⁶ Die zur Berechnung benötigten Primärenergie- und Emissionsfaktoren der Energieträger finden sich in Tabelle 3.1. Wie Gl. (3.1) zeigt, führt in der vorliegenden Allokationsmethode die Abgabe von KWK-Strom an das öffentliche Netz zu einer Verringerung des Primärenergiefaktors bzw. Emissionsfaktors der Fernwärme. Durch diese so genannte Stromgutschrift können – z.B. durch eine hohe Stromkennzahl der KWK-Anlage – sogar negative Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren für die Fernwärme berechnet werden. Zur Verhinderung wird daher in §22 Abs. 3 GEG ein minimaler PEF von 0,3 eingeführt.²⁷ Eine zweckmäßigere Allokation würde durch eine direkte Aufteilung der Primärenergie bzw. Emissionen nach dem Exergiegehalt der vorhandenen Produkte erreicht. Hierdurch würden

²⁴Gleichungsverweise werden in dieser Arbeit mit der Abkürzung „Gl.“ eingeleitet, gefolgt von der referenzierten Gleichungsnummer.

²⁵Zur Berechnung des zu verwendenden KWK-Anteils an der gesamten Bereitstellung elektrischer Arbeit einer KWK-Anlage kann das Arbeitsblatt AGFW FW 308 herangezogen werden [138].

²⁶Die Netzverluste sind u.a. abhängig von der Netzbeschaffenheit und den Netztemperaturen. Die im AGFW-Hauptbericht angegebenen durchschnittlichen Netzverluste liegen zwischen 11 und 14% [115]. Der hier gewählte Wert von 10% ist daher als eher optimistisch zu betrachten.

²⁷Der PEF kann „[...] um den Wert von 0,001 für jeden Prozentpunkt des aus erneuerbaren Energien oder aus Abwärme erzeugten Anteils der in einem Wärmenetz genutzten Wärme verringert“ werden. Somit ergibt sich ein minimaler PEF von 0,2.

Tabelle 3.1: Primärenergiefaktoren (nicht erneuerbarer Anteil) und Emissionsfaktoren der eingesetzten Energieträger nach Anlagen 4 und 9 des Gebäudeenergiegesetzes

Energieträger	Primärenergiefaktor f^{pe} (nicht erneuerbarer Anteil)	Emissionsfaktor f^{em} in $g_{CO_2}\text{-Äquiv.}/kWh$
Erdgas	1,1	240
Biogas	1,1 ^{a)}	140
Strom netzbezogen	1,8	560
Strom erzeugt aus PV	0,0	0
Verdrängungsstrommix	2,8	860
Solarthermie, Umweltwärme	0,0	0

^{a)} Nach §22 Abs. 1 Nr. 2 GEG kann der PEF für Biomethan beim Einsatz in hocheffizienten KWK-Anlagen auf den Wert 0,5 abgesenkt werden.

zum einen negative Primärenergie- und Emissionsfaktoren automatisch verhindert und gleichzeitig der unterschiedlichen Wertigkeit der Produkte Strom und Wärme Rechnung getragen. Die Umstellung des Berechnungsverfahrens und die einheitliche Festlegung auf die exergetische Allokation (Carnot-Methode) war ursprünglich mit der Einführung des GEG angedacht. Nun wurde mit §22 Abs. 5 GEG lediglich der geplante Diskussionsprozess über eine mögliche Umstellung ab dem Jahr 2030 festgeschrieben.

3.3 Ökonomische Modellierung

Nachfolgend werden die gewählte Zielfunktion der Optimierung, sowie die einmalig und periodisch anfallenden Zahlungen und Erlöse beschrieben.

3.3.1 Zielfunktion der Optimierung

In dieser Arbeit werden Energiesystementwürfe auf Basis mathematischer Optimierungsrechnungen bestimmt. Dabei können unterschiedliche Zielfunktionen als Gegenstand der Minimierung oder Maximierung herangezogen werden. Für energie-technische Fragestellungen werden typischerweise thermodynamische, ökonomische oder ökologische Kriterien gewählt. Im vorliegenden Fall basiert die Zielfunktion mit dem Nettobarwert auf einer ökonomischen Kenngröße.²⁸ Thermodynamische und

²⁸In der Arbeit von Kasaš et al. [139] werden mit dem internen Zinsfuß, dem Nettobarwert und dem Gewinn vor Steuern drei ökonomische Zielfunktionen zur Prozessentwurfsoptimierung eingesetzt und verglichen. Es wird herausgestellt, dass aus finanztheoretischer Sicht der Nettobarwert am besten geeignet ist, um mehrere Entwurfsoptionen (Investitionsprojekte) miteinander zu vergleichen.

ökologische Kriterien können mittels Kosten für Brennstoffe und Emissionszertifikate durch eine ökonomische Zielfunktion indirekt adressiert werden. Unter der Annahme einer konstanten Reihe von (jährlichen) Netto-Cashflows C und den einmalig zu Beginn des Projekts anfallenden Investitionsausgaben I und Investitionszuschüssen Z kann der Nettobarwert (englisch: net present value, NPV) mittels Gl. (3.2) berechnet werden. Dabei stellt k^{RBF} den Rentenbarwertfaktor dar. Er wird bestimmt aus dem Zinssatz i und der wirtschaftlichen Anlagennutzungsdauer τ .

$$NPV = -I + Z + C \cdot k^{RBF}, \quad \text{mit} \quad k^{RBF} = \sum_{a=1}^{\tau} \frac{1}{(1+i)^a} = \frac{(1+i)^{\tau} - 1}{i \cdot (1+i)^{\tau}} \quad (3.2)$$

Der reale, inflationsbereinigte Zinssatz i wird mit 5% festgelegt.^{29,30} Die Wirtschaftliche Nutzungsdauer τ der Gesamtanlage wird auf 20 Jahre angesetzt. Dabei gilt die Annahme, dass die installierten Anlagen innerhalb dieses Zeitraums nicht ersetzt werden müssen bzw. etwaig anfallende Aufwendungen in den jährlichen Betriebs- und Wartungskosten enthalten sind. Am Ende der Projektlaufzeit haben alle Komponenten einen monetären Restwert von Null.

Die jährlichen Netto-Cashflows C setzen sich nach Gl. (3.3) zusammen aus den Erlösen für Fernwärme- und Netto-Stromvermarktung abzüglich der Betriebs- und Wartungskosten sowie Startkosten der Energiesystemkomponenten und den Ausgaben für den Erwerb von Brennstoffen und Emissionsberechtigungen. Zusätzlich müssen die Steuern und Abgaben aus den Abschnitten 3.2.2 und 3.2.3 berücksichtigt werden.

$$C = C^{\text{Wärme}} + C^{\text{Strom, netto}} - \left(C^{\text{O\&M, Start}} + C^{\text{Gas\&CO}_2} + C^{\text{Steuern\&Abgaben}} \right) \quad (3.3)$$

²⁹Der Wert des angesetzten Zinssatzes hängt in der Regel von Art, Laufzeit und Aufteilung der Projektfinanzierung ab. Wird ein Projekt mit Fremdkapital finanziert, sollte der Fremdkapitalzins zuzüglich eines Risikozuschlags verwendet werden. Basiert die Finanzierung auf Eigenkapital, sollten Zinseinnahmen berücksichtigt werden, die mittels zuverlässiger Finanzprodukte auf dem Kapitalmarkt (z.B. Staatsanleihen) erzielt werden können. Bei Mischungen aus beidem, kann der Zinssatz mit Hilfe des WACC-Ansatzes (Weighted Average Cost of Capital) abgeschätzt werden. Laut [140] sind Zinssätze bis 5,7% plausibel für öffentliche Investitionen in Deutschland im Jahr 2019. Zinssätze privatwirtschaftlicher Investitionen können höher ausfallen.

³⁰Die Diskontierung führt zur Abwertung von Cashflows in späteren Projektphasen. Gleichzeitig führt die Inflation zur Erhöhung späterer Zahlungen. Zur Bewertung einer langfristigen Investition schlagen Zweifel et al. eine indirekte Berücksichtigung der Inflation vor [13, Seite 46]. Hierbei verwendet der Investierende einen konservativen Zinssatz zur Diskontierung, welcher in guter Näherung aus dem Nominalzinssatz abzüglich der erwarteten Inflation berechnet wird. Wenn umfassende Informationen über Zins- und Inflationsraten vorliegen, kann der reale Zinssatz mit der genaueren Methode aus [11, Seite 361] berechnet werden.

Die Berechnung des Wärmeerlöses erfolgt mittels Gl. (3.4). Die Fernwärmeleistung $\dot{Q}^{FW}$ ist unabhängig vom Entwurf des Energiesystems und muss in allen Zeitschritten ($t \in \mathcal{T}$) gemäß des Bedarfs aus Abbildung 3.1 an das Wärmenetz geliefert werden.

$$C^{Wärme} = c^{FW} \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} \dot{Q}_t^{FW} \cdot (1 - \zeta^V) \cdot \Delta t \quad (3.4)$$

In die Berechnung des Wärmeerlöses nach Gl. (3.4) gehen lediglich Parameter mit festen Werten ein, das heißt je nach festgelegtem Fernwärmepreis c^{FW} liefert der Wärmeerlös stets einen konstanten Beitrag zum Nettobarwert. In der Zielfunktion der Optimierung wird daher der Fernwärmepreis c^{FW} zunächst mit 0 €/MWh festgelegt. Der resultierende Nettobarwert exklusive Wärmeerlös $NPV^{c^{FW}=0}$ sollte folglich stark negativ ausfallen. Durch Umformung der Gleichungen (3.2) bis (3.4) kann nach Gl. (3.5) jedoch derjenige Fernwärmepreis berechnet werden, für den der Nettobarwert die Gewinnschwelle erreicht (Break-Even-Fernwärmepreis, $c^{FW,Break}$).

$$c^{FW,Break} = \frac{-NPV^{c^{FW}=0}}{kRBF \cdot \sum_{t \in \mathcal{T}} \dot{Q}_t^{FW} \cdot (1 - \zeta^V) \cdot \Delta t} \quad (3.5)$$

Zusammenfassend, besteht die Zielfunktion der Optimierung in der Maximierung des Nettobarwerts exklusive Wärmeerlösen bzw. mit einem Fernwärmepreis von 0 €/MWh ($NPV^{c^{FW}=0}$). Gleichzeitig ergibt sich gemäß Gl. (3.5) mit der Minimierung des Break-Even-Fernwärmepreises ($c^{FW,Break}$) eine alternative Lesart dieser Zielfunktion. Beide Varianten der Zielfunktion sind gleichwertig und ihre Werte können mit einem festen Faktor ineinander umgerechnet werden.³¹

3.3.2 Einmalige Zahlungen und Erlöse

Investitionsausgaben

Für die Energiesystemkomponenten fallen zu Beginn des Projektes Investitionsausgaben an. Im Kontext dieser Arbeit, sind mit den Investitionsausgaben alle Kosten gemeint, die bei der Planung, Beschaffung, Installation und Inbetriebnahme einer Anlage inklusive ihrer Hilfs- und Nebenanlagen, anfallen. Das heißt, alle Kosten

³¹Mit dem Rentenbarwertfaktor von rund 12,4 und der Jahressumme des Fernwärmebedarfs im Referenzjahr 2019 von 620,7 GWh_{th}, sowie den angenommenen Netzverlusten von 10% liegt der Umrechnungsfaktor zwischen $NPV^{c^{FW}=0}$ (in 10⁶ €) und $c^{FW,Break}$ (in €/MWh_{th}) bei ca. -1/7.

von der Projektvorbereitung bis zur Anlagenbetriebsbereitschaft sind abdeckt. Es wird angenommen, dass die Planung und der Bau der Anlage „über Nacht“ erfolgen. Zusätzliche Kosten für während des Baus verwendetes Kapital werden folglich nicht berücksichtigt.³² Soweit nicht anders angegeben, wird davon ausgegangen, dass sich das Grundstück des Anlagenstandorts bereits im Besitz der Betreibergesellschaft befindet und keine zusätzlichen Ausgaben für Landerwerb oder Pachtgebühren anfallen. Die verwendeten Werte der spezifischen Investitionsausgaben der berücksichtigten Energiesystemkomponenten sind zusammengefasst in Tabelle 3.2.³³

In Abschnitt 3.1 wird erwähnt, dass der Wärmespeicher bis zu einem Volumen von 50.000 m³ als oberirdischer Tankspeicher ausgeführt wird; oberhalb dieser Größe wird er in Erdbeckenbauweise errichtet. Die Berechnung der Investitionsausgaben I^{WSP} in Abhängigkeit der volumetrischen Speicherkapazität $E^{N,vol,WSP}$ nach Gl. (3.6) berücksichtigt unterschiedliche spezifische Kosten für beide Bauformen und setzt sich daher aus zwei Teilen zusammen.

$$I^{WSP} = \left(200 \frac{\text{€}}{\text{m}^3} \cdot E^{N,vol,WSP} + 2,5 \cdot 10^6 \text{€} \cdot \gamma^{WSP} \right) \cdot (1 - \gamma^{\text{Erdbecken}}) + \left(20 \frac{\text{€}}{\text{m}^3} \cdot E^{N,vol,WSP} + 11,5 \cdot 10^6 \text{€} \cdot \gamma^{WSP} \right) \cdot \gamma^{\text{Erdbecken}} \quad (3.6)$$

Dabei repräsentiert γ^{WSP} die binäre Existenzvariable des Wärmespeichers (zulässige Werte Null und Eins). Sie stellt sicher, dass die Investitionsausgaben auf den Wert Null absinken können, wenn die Komponente nicht im Energiesystementwurf enthalten ist ($\gamma=0$). Die Binärvariable $\gamma^{\text{Erdbecken}}$ zeigt an, ob der Wärmespeicher als Erdbeckenspeicher ausgeführt ist (Wert Eins) oder in Tankbauweise (Wert Null). Da in beiden Teilen der Gleichung jeweils zwei binäre bzw. eine binäre und eine kontinuierliche Variable miteinander multipliziert werden, ist eine Linearisierung erforderlich. Das hierbei angewandte Verfahren nach Glover [141] ist in Abschnitt A.9 im Anhang notiert. Die Kostenparameter der Tankbauweise sind angelehnt an eine Studie des Fraunhofer IFAM [142, Seite 24]. Für ein Speichervolumen von 10.000 m³ ergeben sich nach Gl. (3.6) spezifische Kosten von 450 €/m³, für 50.000 m³ resultieren 250 €/m³. Für die Kosten von Erdbeckenspeichern finden sich teilweise Angaben von 30 €/m³ für

³²In einer detaillierten Cash-Flow-Analyse müsste beachtet werden, dass normalerweise ein Großteil der Ausgaben für die Anlagenbeschaffung und -installation anfallen, lange bevor diese betriebsbereit ist und Einnahmen erwirtschaftet werden können.

³³Die Werte der Investitionsausgaben unterliegen großen Unsicherheiten. Die tabellierten Daten können daher lediglich Richtwerte darstellen. Für konkrete Projekte können die Kosten mitunter deutlich abweichen, z.B. infolge standortabhängiger Transport- oder Installationsbedingungen.

Speichergrößen von 100.000 €/m^3 und kleiner [143]. Die in Gl. (3.6) angegebenen Parameter sind eher konservativ abgeschätzt, sodass bei einem Volumen von 50.000 m^3 die Kosten von Tank- und Erdbeckenbauweise identisch sind. Für ein Volumen von 150.000 m^3 betragen die spezifischen Kosten knapp 100 €/m^3 ; für $1.000.000 \text{ m}^3$ ergeben sich etwa 30 €/m^3 . Die genannten Kosten liegen in den Bereichen, die auch in [144] für atmosphärische Großwärmespeicher bzw. saisonale Erdbeckenspeicher angegeben sind.

Investitionszuschüsse und Zuschlag für KWK-Strom

Die KfW fördert gegenwärtig Investitionen in große Solarthermieranlagen in Deutschland mit zinsgünstigen Krediten bis zu einer Höhe von maximal 25 Millionen Euro. Oft wird dabei ein Tilgungszuschuss in Höhe von 40% der Investitionssumme gewährt [166, 167]. Dieser Wert wird auch hier angenommen.

Nach §6 bis §8 des KWKG kann der KWK-Strom neu errichteter KWK-Anlagen mit einer Zuschlagszahlung bedacht werden. Im Modell wird der KWK-Zuschlag wie ein einmaliger Investitionszuschuss behandelt. Die Höhe der Zahlung richtet sich nach der installierten elektrischen KWK-Leistung. Nähere Erläuterungen zur modellhaften Umsetzung finden sich in Anhang A.4.

Wie unter Abschnitt 3.2.1 erwähnt, kann nach §23 KWKG ein Investitionszuschuss für Wärmespeicher von bis zu 30% der ansatzfähigen Kosten, maximal aber zehn Millionen Euro, beantragt werden. Dieser Zuschuss wird auch hier im Modell abgebildet.

3.3.3 Periodische Zahlungen und Erlöse

Die Bestandteile der jährlichen Netto-Cashflows C der Zielfunktion sind in Gl. (3.3) aufgeführt. Wie dort erwähnt ist, wird die Wärmebereitstellung in der Zielfunktion mit einem spezifischen Preis von 0 €/MWh berücksichtigt, um anschließend auf den Break-Even-Preis der Fernwärme rückschließen zu können.

Die Optimierung erfolgt auf Grundlage der Daten des gewählten Basisjahres 2019. Hierzu zählen Zeitreihen für den Zeitraum eines Jahres in stündlicher Auflösung (z.B. Strompreise) und skalare Werte der Wirtschaftsgüterpreise (z.B. Erdgaspreis). Falls die Veränderlichkeit von Parameterwerten im Modell berücksichtigt werden soll, kann der Betrachtungszeitraum theoretisch durch die Einführung von Stützjahren in mehrere Bereiche aufgeteilt werden, in denen unterschiedliche Datensätze gelten. Hierdurch würde die Anzahl der benötigten zeitabhängigen Variablen erhöht und damit die Lösung des Optimierungsproblems erschwert. Gleichzeitig können zukünftige

Tabelle 3.2: Spezifische Investitionsausgaben für die betrachteten Energiesystemkomponenten. Angesetzte Werte gelten für schlüsselfertige Anlagen (inkl. Planung, Beschaffung, Bau, Inbetriebnahme, etc.).

Anlagentyp	Kostenwert	Bemerkungen
Heißwasser- erzeuger	60 €/kW _{th} [145]	Höhere Werte finden sich in [146] und geringere in [147, Seite 160]. Aktuelle Beispiele: Bielefeld mit 57 €/kW (2,3 Mio.€/40 MW) [148], Leipzig mit 67 €/kW (4,7 Mio.€/ 2*35 MW) [149].
Gasmotor	1000 €/kW _{el} [150]	Kosten beinhalten einen Abhitzeheißwassererzeuger. Kostendegression im hohen Leistungsbereich vernachlässigbar [151]. Oft auch Angabe geringerer Kosten (z.B. 700 €/kW [151]). Aktuelle Beispiele: Göttingen mit 4,7 Mio.€/4,5 MW [152], Mainz-Wiesbaden mit 100 Mio.€/100 MW [153], Dresden mit 95 Mio.€/90 MW [154].
GuD-Anlage (Gegendruck)	1200 €/kW _{el} [155]	Aktuelles Beispiel: Berlin-Marzahn mit ca. 1250 €/kW (325 Mio.€/260 MW) [156] und tendenziell etwas teurerer Bauweise mit Entnahme-Kondensationsturbine.
Gasturbine	650 €/kW _{el}	Kosten beinhalten einen Abhitzeheißwassererzeuger. Literaturwerte reichen von ca. 500 €/kW [145] bis ca. 900 €/kW [157]. Gewählter Wert in Absprache mit Experten von Mitsubishi Power Europe.
Elektrodenheiz- kessel	150 €/kW _{th} [145]	Aktuelles Beispiel: Dresden mit 150 €/kW (6 Mio.€/40 MW) [158].
Wärmepumpe	660 €/kW _{th} [145]	Ähnliche Werte werden in [159] gezeigt für mehrere dänische Projekte der letzten Jahre. In [160] wird darauf hingewiesen, dass die Projektkosten – z.B. je nach Art der Einbindung der Wärmequelle – sehr unterschiedlich ausfallen können.
Photovoltaik	700 €/kW _p [161]	Kostenangabe für komplettes Freiflächen-PV-System inklusive Modulen, Inverter, BOS-Anlagen, Installation und Anschluss.
Solarthermie	300 €/m ² [162]	Kostenangabe pro Quadratmeter Bruttokollektorfläche (Typ: Vakuumröhren-Kollektoren). Gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen in [163]. Aktuelles Beispiel: Bernburg mit 3 Mio.€ (inklusive Wärmespeicher) für 8600 m ² [164].
Wärmespeicher	siehe Gl. (3.6)	Berechnung der Investitionsausgaben als Funktion der volumetrischen Speicherkapazität. In [165, Seite 39] finden sich Erläuterungen zur Kostenaufteilung von Wärmespeichern und mögliche Ursachen für die große Kostenstreuung realer Projekte.

Tabelle 3.3: Fixe und variable Betriebs- und Wartungskosten der Energiesystemkomponenten

Anlagentyp	Jährliche Betriebs- & Wartungskosten fix	variabel	Datenquelle
Heißwassererzeuger	$3,5\%_{\text{Inv.}}^{a)}$	–	[145]
Gasmotor	$12.500 \text{ €/MW}_{\text{el}}$	$6 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$	[168], [150], [169]
Gas- und Dampfturbine	$22.000 \text{ €/MW}_{\text{el}}$	$2 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$	[168]
Gasturbine	$8.000 \text{ €/MW}_{\text{el}}$	$5 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$	[168]
Elektrodenheizkessel	$1.000 \text{ €/MW}_{\text{th}}$	$1 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$	[145]
Wärmepumpe	$2.000 \text{ €/MW}_{\text{th}}$	$3 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$	[145]
Photovoltaik	$2,5\%_{\text{Inv.}}^{a)}$	–	[161]
Solarthermie	$1,0\%_{\text{Inv.}}^{a)}$	–	[170]
Wärmespeicher	$1,5\%_{\text{Inv.}}^{a)}$	–	[165, Seite 39]

^{a)} Prozentualer Anteil der Investitionsausgaben einer Komponente

Entwicklungen bezüglich Preisen, politischen Rahmenbedingungen, oder ähnlichem nur schwer abgeschätzt werden, und der Barwerteinfluss ist aufgrund der Abzinsung späterer Cashflows ohnehin verringert. Daher wird in dieser Arbeit angenommen, dass die verwendeten Parameter des Basisjahres im Betrachtungszeitraum konstant bleiben und sich folglich jährlich wiederholen. Der Einfluss unsicherer Zukunftsprognosen auf die Ergebnisse wird mittels Sensitivitätsanalysen abgeschätzt.

Betriebs- und Wartungskosten

Die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten der einzelnen Energiesystemkomponenten sind aufgeteilt in fixe und variable Anteile. Die fixen Betriebs- und Wartungskosten sind in Tabelle 3.3 entweder als prozentuale Anteile der Investitionsausgaben der Komponenten angegeben, oder werden über Multiplikation des Tabellenwertes mit der jeweiligen installierten Leistung bzw. Kapazität bestimmt. Für die KWK- und Power-to-Heat-Anlagen sind zusätzlich variable Betriebs- und Wartungskosten angegeben, die sich nach der bereitgestellten elektrischen oder thermischen Energie richten. Für die GuD-Anlagen und die Gasturbinen werden außerdem Startkosten als zusätzliche Betriebsaufwendungen berücksichtigt. Die angenommenen leistungsabhängigen Startkosten sind unabhängig von der Stillstandszeit oder Anfahrdauer und betragen $46 \frac{\text{€}}{\text{MW}_{\text{el}} \cdot \text{Start}}$ für die GuD-Anlagen, und $43 \frac{\text{€}}{\text{MW}_{\text{el}} \cdot \text{Start}}$ für die Gasturbinen [168].

Strompreise

Die Vermarktung der produzierten Elektroenergie des Energiesystems erfolgt stundenscharf über den Day-Ahead-Markt der European Power Exchange (EPEX Spot).³⁴ Abbildung 3.3 zeigt die mittleren Strompreise der Jahre 2014 bis 2019 (Baseloadpreis). Im Basisjahr 2019 betrug der Durchschnittspreis 37,7 €/MWh_{el} [5]. Die Strompreiszeitreihen finden sich als Violindiagramme und geordnete Dauerlinien in den Abbildungen A.4 und A.5 im Anhang.

Gaspreise

Der Grenzübergangspreis für Erdgas (Brennwertbasis) wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle monatlich berichtet [172]. Zum daraus berechneten Jahresdurchschnittspreis werden 2 €/MWh_{Hi} für Transport und Strukturierung addiert [169, 173]. Der verwendete Erdgaspreis (Heizwertbasis) für das Basisjahr 2019 beträgt somit 19,9 €/MWh_{Hi} (siehe Abbildung 3.3).

Im aktuellen „Branchenbarometer Biomethan“ der Deutschen Energie-Agentur werden die Preise für Biomethan mit ca. 70 €/MWh_{HS} angegeben [174]. Aufgrund langfristiger Lieferverträge für die Substrate zur Biogaserzeugung sind die Preise im langfristigen Mittel recht konstant. Werden auch hier 2 €/MWh_{Hi} als Transport- und Strukturierungskosten addiert, ergibt sich der verwendete Biomethanpreis (Heizwertbasis) von 79,6 €/MWh_{Hi}.

EUA-Preise

Anlagen, die in den Gültigkeitsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG) fallen, müssen Berechtigungen für die freigesetzten CO₂-Emissionen erwerben (European Emission Allowances, EUA). Als Preis für die CO₂-Emissionsberechtigungen wird der Jahresmittelwert des EEX Carbon Index angesetzt. Im Basisjahr 2019 betrug dieser 24,8 €/tCO₂ [175] (siehe Abbildung 3.3). Wie in Abschnitt 3.1 erwähnt, sind Anlagen mit biogenem Brennstoffeinsatz derzeit vom Emissionshandel befreit [132].

³⁴In den letzten Jahren hat der Intraday-Handel der EPEX Spot zwar kontinuierlich an Bedeutung gewonnen, die gehandelten Strommengen entsprechen mit Stand 2019 jedoch lediglich rund 20% des Day-Ahead-Volumens [171]. Im realen Anlagenbetrieb könnten gegebenenfalls zusätzliche Deckungsbeiträge durch die Teilnahme am Intraday-Handel oder am Regelleistungsmarkt erzielt werden. Die vorliegende Untersuchung beschränkt sich jedoch auf den Day-Ahead Markt.

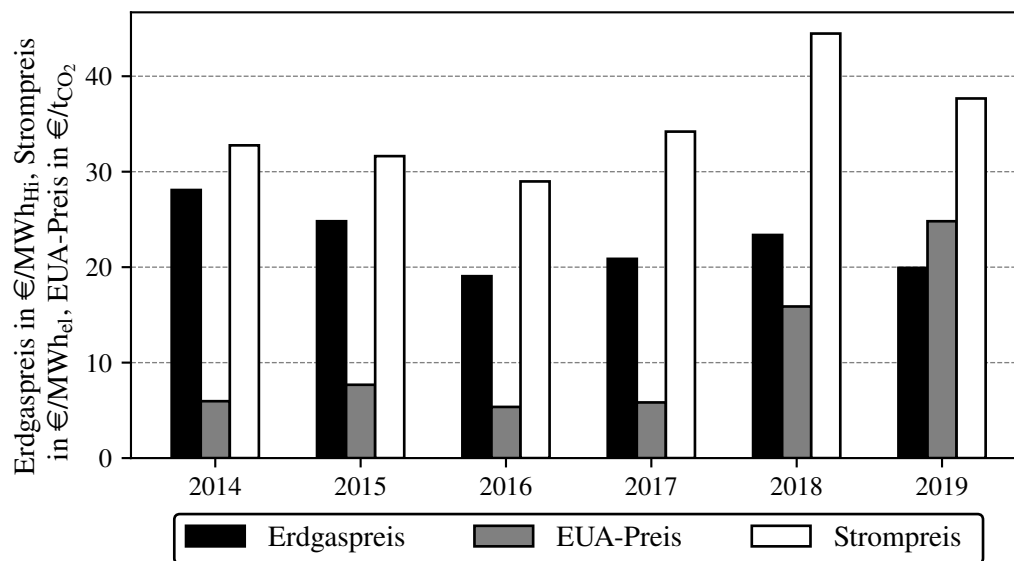


Abbildung 3.3: Jährliche mittlere Preise für ausgewählte Wirtschaftsgüter in Deutschland für die Jahre 2014 bis 2019. Erdgas als Grenzübergangspreis nach [172] plus 2 €/MWh_{Hi} für Transport und Strukturierung. Preise für Emissionsberechtigungen beziehen sich auf den EEX Carbon Index [5, 175]. Strompreise (Base) gelten für den Day-Ahead Spotmarkt der European Power Exchange [176].

3.4 Technische Komponentenmodelle

In diesem Abschnitt wird die technische Modellierung aller Energiesystemkomponenten präsentiert. Zunächst werden die gasbefeuerten Anlagen Heißwassererzeuger, Gasmotoren, Gas- und Dampfturbinen und Gasturbinen vorgestellt. Anschließend wird auf die Power-to-Heat-Anlagen (Elektrodenheizkessel und Wärmepumpe) und die solaren Komponenten (Photovoltaik und Solarthermie-Kollektoren) eingegangen. Zum Abschluss werden die Annahmen bezüglich des Fernwärmespeichers und der -netz pumpen erläutert.

3.4.1 Heißwassererzeuger

Der Heißwassererzeuger (HWE) kann mit Erdgas oder Biomethan betrieben werden und wird mit einem konstanten thermischen Wirkungsgrad von 87% modelliert.³⁵ Die installierte thermische Leistung ist frei wählbar. Außerdem wird keine technische

³⁵Konservative Abschätzung basierend auf dem durchschnittlichen Jahresausnutzungsgrad deutscher Heizwerke in 2018 [177, Seite 20]. Moderne HWEs erreichen im Auslegungsfall laut Herstellerangaben Wirkungsgrade bis 95%. Abhängig von der Rücklauftemperatur im Fernwärmenetz kann durch Kondensation ggf. weitere Niedertemperaturwärme generiert werden (Anpassungen der Installation vorausgesetzt).

Mindestlast vorgegeben, das heißt es ist ein kontinuierlicher Einsatz zwischen den Betriebspunkten Anlagenstillstand und Nominalleistung möglich.

3.4.2 Gasmotoren

Die Modellierung der Gasmotoren orientiert sich an real verfügbaren Anlagen, das heißt es werden konkrete Werte für die Nominalleistungen und Anlagencharakteristika festgelegt. Die drei Gasmotoren (GM1, GM2, GM3) basieren auf den Typen „MWM TCG 2032B V16“ ($P^{N,GM1} = 4,5 \text{ MW}_{el}$ [178]), „Jenbacher J920 FleXtra“ ($P^{N,GM2} = 10,4 \text{ MW}_{el}$ [179]) und „MAN 18V 51/60 G“ ($P^{N,GM3} = 20,3 \text{ MW}_{el}$ [180]). Von jeder Gasmotorengröße können mehrere Einheiten im Energiesystementwurf installiert werden. Die modellierten Anlagencharakteristika sind in Abbildung 3.4 dargestellt. Sie basieren auf den Daten der „VTU Kolbenmotoren-Bibliothek“ [181], welche in der Simulationssoftware EBSILON[®]Professional eingebunden werden kann [182]. Die verwendeten Parameterwerte sind in Tabelle A.3 im Anhang aufgeführt.^{36,37} In den Gasmotoren fällt nutzbare thermische Energie auf unterschiedlichen Temperaturniveaus im Motormantel, im Turbolader und im Schmierölsystem an. Diese Wärme muss permanent abgeführt werden, um die Anlagen vor einer Überhitzung zu schützen. Weitere thermische Energie wird über Abgaswärmeübertrager nutzbar gemacht. Oft werden Gasmotoren mit zusätzlichen elektrischen Rückkühlern ausgestattet, um etwaig vorhandene Überschusswärme abführen zu können. Auf diese Weise wird eine partielle Entkopplung zwischen Strom- und Wärmebereitstellung erzielt. Im vorliegenden Fall steht mit dem Fernwärmenetz ganzjährig eine große Wärmesenke zur Verfügung. Auf die Modellierung zusätzlicher Rückkühleinrichtungen wird daher verzichtet. Die resultierenden $P, \dot{Q}$ -Betriebsdiagramme der drei Motoren sind in Abbildung 3.4 (links) dargestellt.

3.4.3 Gas- und Dampfturbinenanlage

Die Modellierung der Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD) erfolgt als 1-1-Ausführung, mit der stationären Gasturbine „H-25“ ($P^N \cong 40 \text{ MW}_{el}$), einem Zweidruck-Abhitzekes-

³⁶Ein Zusammenhang zwischen Wirkungsgraden und Umgebungsbedingungen oder Vorlauftemperaturen kann in den Daten nicht festgestellt werden und wird daher im Modell vernachlässigt. Dies deckt sich auch mit Herstellerangaben [183].

³⁷Der nicht-lineare Wirkungsgradverlauf wird indirekt über eine lineare Gleichung mit einem von Null verschiedenen Y-Achsenabschnitt erzeugt.

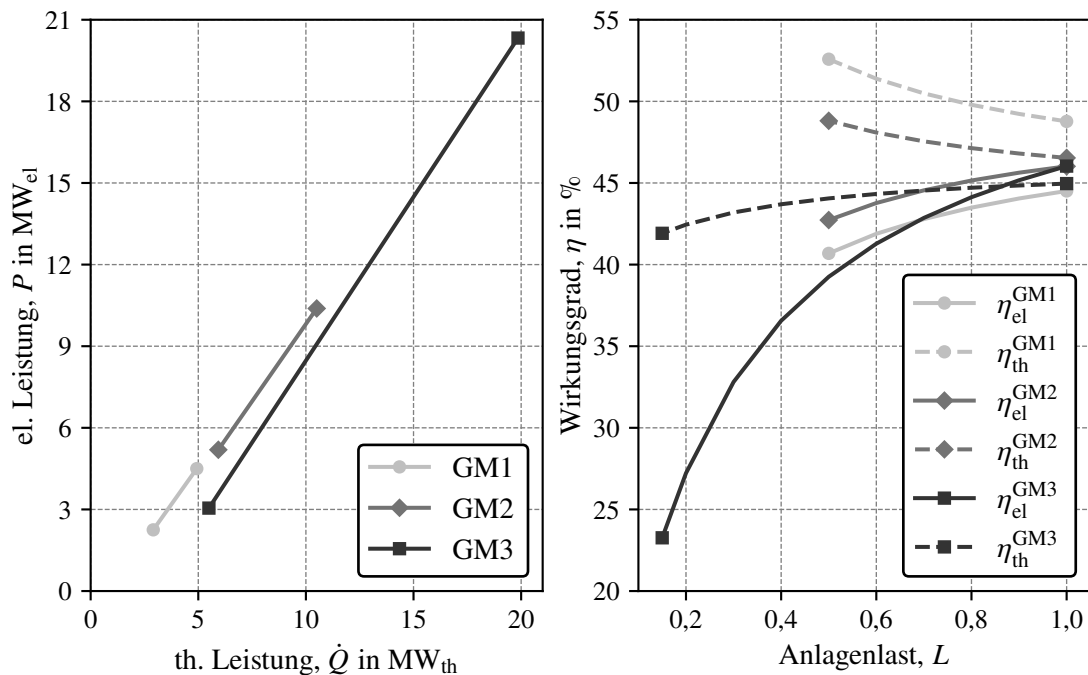


Abbildung 3.4: Links: P , $\dot{Q}$ -Betriebsdiagramme der Gasmotoren, rechts: thermischer und elektrischer Wirkungsgrad über der Anlagenlast (Daten basierend auf [181])

sel mit Kesselschleife und einer Gegendruckdampfturbine mit zwei angeschlossenen Heizkondensatoren. Letztere sind verantwortlich für die Wärmebereitstellung. Die Kesselschleife am oberen Ende des Abhitzekeessels leistet einen geringen zusätzlichen Beitrag. Der Eigenbedarf im Betrieb wird als konstant über dem gesamten Lastbereich angenommen und liegt bei $1,5 \text{ MW}_{\text{el}}$. Die nominalen Brutto-Gesamtleistungen der GuD-Anlage betragen ca. $56 \text{ MW}_{\text{el}}$ und $47 \text{ MW}_{\text{th}}$. Es ist ein modulierender Anlagenbetrieb zwischen 30% und 100% Last möglich. Im Anlagenentwurf können bei Bedarf mehrere gleichartige GuD-Module installiert werden.

Nachfolgend wird die technische Modellierung der GuD-Anlage beschrieben. Die benötigte Brennstoffleistung ($\dot{B}^{\text{GuD}}$), sowie die bereitgestellte elektrische (P^{GuD}) und thermische ($\dot{Q}^{\text{GuD}}$) Leistung variieren mit der Anlagenlast (L^{GuD}) und werden zusätzlich beeinflusst von der Außenlufttemperatur (T) und dem umgebenden Luftdruck (p). Der modellierte Einfluss der Umgebungsbedingungen und der Anlagenlast auf den Brennstoffeinsatz und die elektrischen und thermischen Leistungen kann aus Abbildung 3.5 abgeschätzt werden. Die schwarzen Linien repräsentieren den modellierten funktionalen Zusammenhang der jeweiligen Größe bei Normbedingungen ($T = 15^\circ \text{C}$, $p = 1,01325 \text{ bar}$). Die grau hinterlegten Bereiche stellen die Variationsbreiten bei Verwendung der Umgebungsbedingungen des Referenzjahres am gewählten Anlagenstandort dar (siehe Abbildung A.1). Die ebenfalls in Abbildung 3.5 dargestellten

Wirkungsgrade ergeben sich indirekt aus dem Zusammenspiel der drei Größen P , $\dot{Q}$ und $\dot{B}$. Die Histogramme auf der rechten Seite dienen zur qualitativen Gewichtung des theoretischen Betriebsbereichs und ergeben sich aus der Häufigkeitsverteilung der Umgebungsbedingungen im Referenzjahr.

Im Optimierungsmodell werden funktionale Zusammenhänge für die Größen P , $\dot{Q}$ und $\dot{B}$ benötigt. Zu deren Erstellung kommt die Software „ALAMO“ (Automatic Learning of Algebraic MOdels) zum Einsatz [184].³⁸ ALAMO wurde im Zuge eines Förderprogramms des Department of Energy (DOE) in kollaborativer Zusammenarbeit verschiedener Forschungsinstitute in den USA entwickelt. Die Software wird verwendet, um algebraische Ersatzmodelle von Black-Box-Systemen zu erzeugen, für die ein Simulationsmodell oder eine Versuchsanordnung zur Verfügung stehen. Im vorliegenden Fall existiert ein Modell der GuD-Anlage, welches von der Mitsubishi Power Europe GmbH mit der Simulationssoftware EBSILON[®] Professional erstellt wurde. Zur Bestimmung der oben angegebenen funktionalen Zusammenhänge werden zunächst die Ausgangsgrößen z festgelegt (hier: P , $\dot{Q}$, $\dot{B}$), welche als Funktionen f der Eingangsgrößen x (hier: T , p , L) dargestellt werden sollen. Anschließend werden alle möglichen Basisfunktionen f_k vorgegeben, aus denen die Funktionen f zusammengesetzt werden können. Im vorliegenden Fall werden für die Eingangsgrößen Potenzfunktionen (Exponenten: 1, 2, 3, 4), sowie einfache Wurzel-, Sinus- und Kosinusfunktionen berücksichtigt, und über Multiplikation die möglichen Kombinationen gebildet. Als Einschränkung gilt, dass die Produkte maximal aus drei Termen bestehen dürfen und die Linearität des mathematischen Modells nicht aufgehoben werden soll. Letzteres bedeutet, dass für die Lastvariable L lediglich eine Potenzfunktion mit dem Exponenten Null und Eins berücksichtigt werden kann. Im nächsten Schritt wird eine Kopplung von ALAMO mit der Simulationssoftware EBSILON[®] Professional und dem GuD-Modell über das Zusatzmodell EbsOpen hergestellt, das eine COM-basierte Schnittstelle bereitstellt. So können aus den Eingangsdaten (T , p , L), die Werte der Ausgangsgrößen (P , $\dot{Q}$, $\dot{B}$) über Simulationsrechnungen ermittelt werden. Über diese Verbindung generiert ALAMO iterativ neue Datenpunkte und versucht eine geeignete Kombination der Basisfunktionen f_k inklusive Vorfaktoren zu identifizieren, welche die gesammelten Daten möglichst gut nachbildet. Bei dieser Suche werden Methoden aus der ganzzahligen Programmierung und dem maschinellen Lernen verwendet.

³⁸Die Lizenzierung von ALAMO erfolgt über die Firma *The Optimization Firm* in Pittsburgh, PA. Diese wurde im Jahre 2001 von Prof. Sahinidis und seiner Arbeitsgruppe gegründet und ist auch für die Lizenzierung des derzeit leistungsstärksten MINLP-Solvers BARON verantwortlich. Für akademische Zwecke wird auf Anfrage eine kostenfreie ALAMO-Lizenz bereitgestellt.

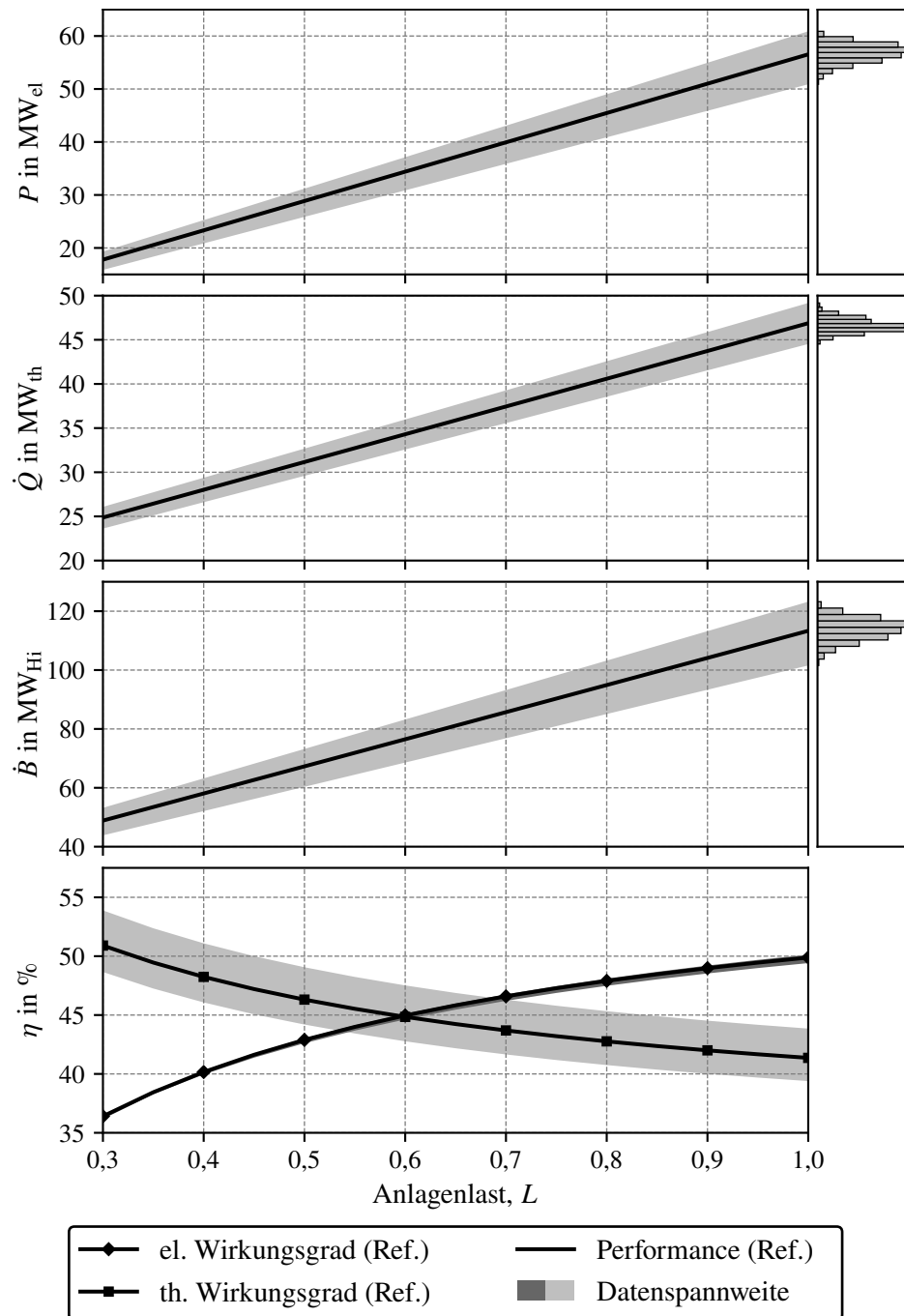


Abbildung 3.5: Betriebsdiagramme der GuD-Anlage. Wirkungsgrade, Brennstoffleistung, sowie elektrische und thermische Leistung über der Last bei Standardumgebungsbedingungen (Ref.) und den Standortbedingungen des Jahres 2019 (qualitative Häufigkeitsverteilung in den Histogrammen rechts).

Tabelle 3.4: Koeffizienten (c) und Basisfunktionen (b) der Terme i zur Approximation der Brennstoffleistung ($\dot{B}$) und der elektrischen (P) und thermischen ($\dot{Q}$) Leistung der Gas- und Dampfturbinen-Anlage (GuD) in Abhängigkeit von Umgebungslufttemperatur (T) und -druck (p), sowie der GuD-Last (L).

i	el. Leistung, P		th. Leistung, $\dot{Q}$		Brennstoffleistung, $\dot{B}$	
	c^P	b^P	c^Q	b^Q	c^B	b^B
1	$-1,19 \cdot 10^{-2}$	T^a	$-2,56 \cdot 10^{-2}$	T	$-7,87 \cdot 10^{-2}$	T
2	4,55	p^b	$1,35 \cdot 10^1$	p	$2,36 \cdot 10^1$	p
3	$3,00 \cdot 10^1$	L^c	$6,39 \cdot 10^1$	L	$2,00 \cdot 10^1$	1,00
4	$-6,77 \cdot 10^{-2}$	$T \cdot \cos(p) \cdot L$	9,14	1,00	$-3,92 \cdot 10^{-4}$	$T^2 \cdot L$
5	$-3,20 \cdot 10^{-8}$	$T^{3,5} \cdot L$	-2,93	$T^{0,5} \cdot \cos(p) \cdot L$	$-5,29 \cdot 10^{-7}$	$T^3 \cdot p \cdot L$
6	$8,96 \cdot 10^1$	$p^2 \cdot \cos(p) \cdot L$	-6,07	$p \cdot L$	$1,62 \cdot 10^2$	$\sin(p) \cdot L$

^{a)} T : Umgebungslufttemperatur in Kelvin ($233 \text{ K} \leq T \leq 313 \text{ K}$)

^{b)} p : Umgebungsluftdruck in bar ($0,80 \text{ bar} \leq p \leq 1,05 \text{ bar}$)

^{c)} L : Anlagenlast ($0,3 \leq L \leq 1,0$)

Da bei den letzteren auch stochastische Methoden eingesetzt werden, wird das beschriebene Verfahren mehrfach mit jeweils leicht geänderten Parametereinstellungen (z.B. Anzahl der initialen Datenpunkte) durchlaufen, um die Konfidenz der Ergebnisse zu erhöhen. Informationen zu den verfügbaren Parametern finden sich in der Software-Dokumentation [185]. Die Bewertung der gefundenen Lösung erfolgt anhand verschiedener Gütemaße, wie dem bayes'schen Informationskriterium (BIC), dem maximalen absoluten Fehler (MAD) oder der Summe der Fehlerquadrate (SSE). Die Gleichungen zur Berechnung der drei Zielgrößen P , $\dot{Q}$ und $\dot{B}$ sind angegeben in Gl. (3.7) bis Gl. (3.9). Um die Komplexität der Funktionen überschaubar zu halten, wird die Anzahl der zu verwendenden Terme auf sechs begrenzt.

$$P_t = \sum_i c_i^P \cdot b_{i,t}^P \quad \text{mit} \quad b_{i,t}^P = f(T_t, p_t, L_t) \quad (3.7)$$

$$\dot{Q}_t = \sum_i c_i^Q \cdot b_{i,t}^Q \quad \text{mit} \quad b_{i,t}^Q = f(T_t, p_t, L_t) \quad (3.8)$$

$$\dot{B}_t = \sum_i c_i^B \cdot b_{i,t}^B \quad \text{mit} \quad b_{i,t}^B = f(T_t, p_t, L_t) \quad (3.9)$$

Die Basisfunktionen und Koeffizienten der besten gefundenen Lösungen für die GuD-Anlage sind zusammengefasst in Tabelle 3.4. Da Umgebungslufttemperatur und -druck bekannt sind, also zeitabhängige Parameter (Index: t) darstellen, bleiben die resultierenden Gleichungen linear.

Exemplarisch ist in Abbildung 3.6 für den Volllastfall ($L = 1$) der funktionale Zusammenhang aus Gl. (3.7) mit den Daten aus Tabelle 3.4 für die elektrische Leistung

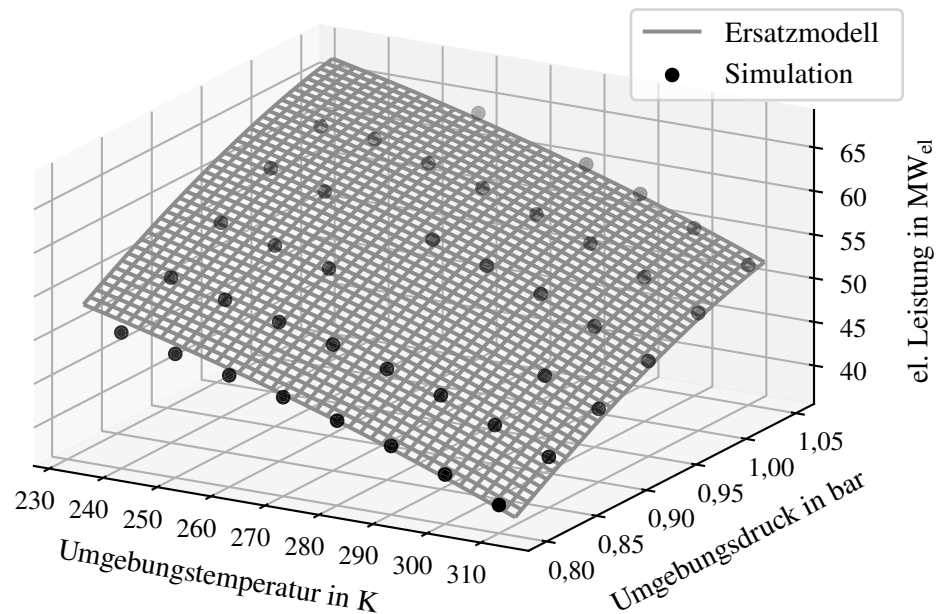


Abbildung 3.6: Elektrische Volllastleistung der GuD-Anlage in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen. Gitternetz: Ersatzmodell aus ALAMO; Punkte: Simulationsergebnisse aus EBSILON[®] Professional (an den Stellen fehlender Datenpunkte ist die Simulation nicht konvergiert).

veranschaulicht. Das Gitternetz stellt die von ALAMO generierte Approximation dar, die einzelnen Punkte dienen zum Vergleich und stammen aus Simulationsrechnungen mit EBSILON[®] Professional.

Die Paritätsdiagramme in Abbildung 3.7 zeigen die Datenpunkte, die im Zuge der Erstellung der Ersatzmodelle durch ALAMO generiert werden. Die Auftragung der Vorhersagewerte über den Simulationswerten erlaubt eine Abschätzung der Modellqualität. Bei perfekter Vorhersage stimmen beide Werte überein, d.h. ein Punkt liegt auf der schwarzen Winkelhalbierenden. Für die drei Zielgrößen elektrische und thermische Leistung, sowie Brennstoffleistung ist der Großteil der Datenpunkte in einem engen Bereich um die Winkelhalbierende zu finden. Die Ersatzmodelle weisen daher eine gute Genauigkeit auf. Der Punkt mit der größten absoluten Abweichung (MAD) zwischen Vorhersagewert und Simulationswert wird im Modell der elektrischen Leistung gefunden. Die maximale Abweichung liegt hier bei ca. 6%.

3.4.4 Gasturbine

Die Modellierung der Gasturbine erfolgt in Anlehnung an eine reale Aero-Derivat-Gasturbine mit einer nominalen Brutto-Gesamtleistung von ca. 70 MW_{el}. Die Gas-

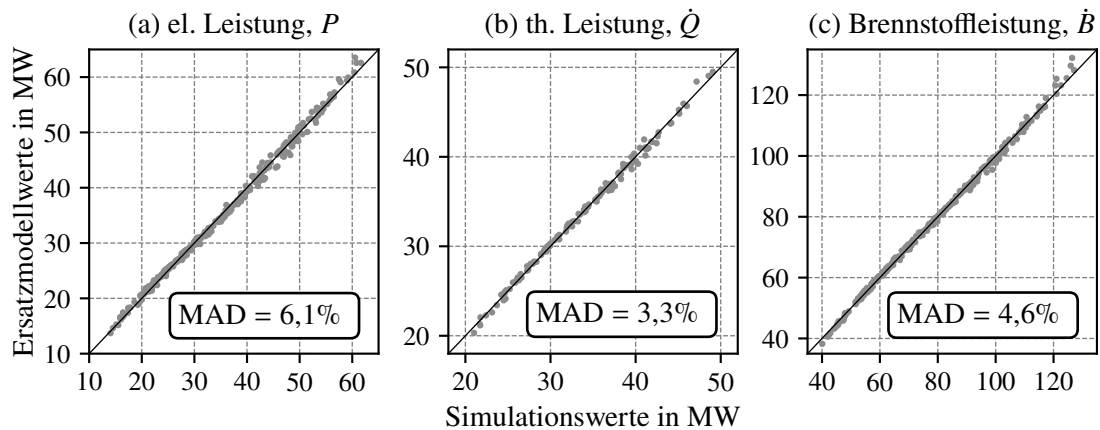


Abbildung 3.7: Paritätsdiagramme der GuD-Anlage mit Angabe des maximalen absoluten Fehlers (MAD) für die drei Zielgrößen elektrische (a) und thermische Leistung (b), sowie Brennstoffleistung (c).

turbine verfügt zusätzlich über einen angeschlossenen Abhitzeheißwassererzeuger zur Wärmebereitstellung durch Abkühlung des heißen Gasturbinenabgases. Es wird angenommen, dass die abgasseitige Austrittstemperatur aus dem Abhitzeheißwassererzeuger konstant 80 °C beträgt. Die Gasturbine kann modulierend zwischen 30% und 100% Last betrieben werden. Der Eigenbedarf im Betrieb ist konstant über dem gesamten Lastbereich und liegt bei 1,5 MW_{el}. Auch für die Gasturbine gilt, dass in der Optimierung mehrere gleichartige Module für den Energiesystementwurf ausgewählt werden können.

Wie bereits für die GuD-Anlage erläutert, bestehen auch für die Gasturbine bei der Brennstoffleistung, sowie bei der elektrischen und thermischen Leistung Zusammenhänge mit der gewählten Gasturbinenlast und den vorliegenden Umgebungsbedingungen. Zur Ermittlung dieser funktionalen Zusammenhänge wird erneut die Software ALAMO genutzt und das in Abschnitt 3.4.3 beschriebene Verfahren angewendet. Die erforderlichen Rohdaten werden auf Grundlage eines Simulationsmodells der Gasturbine generiert. Analog zur GuD-Anlage werden für die Berechnung der Zielgrößen P , $\dot{Q}$ und $\dot{B}$ die Gleichungen (3.7) bis (3.9) genutzt. Die Koeffizienten und Basis-terme der ermittelten Ersatzmodelllösung sind zusammengefasst in Tabelle A.4 im Anhang. Dort finden sich auch erneut die Paritätsdiagramme mit denen die Qualität der Modellapproximation abgeschätzt werden kann (Abbildung A.8). Die Variationsbreiten der Brennstoffleistung, der bereitgestellten elektrischen und thermischen Leistung, sowie der zugehörigen Wirkungsgrade der Gasturbine bei Verwendung der Umgebungsbedingungen des Referenzjahres sind in Abbildung 3.8 dargestellt.

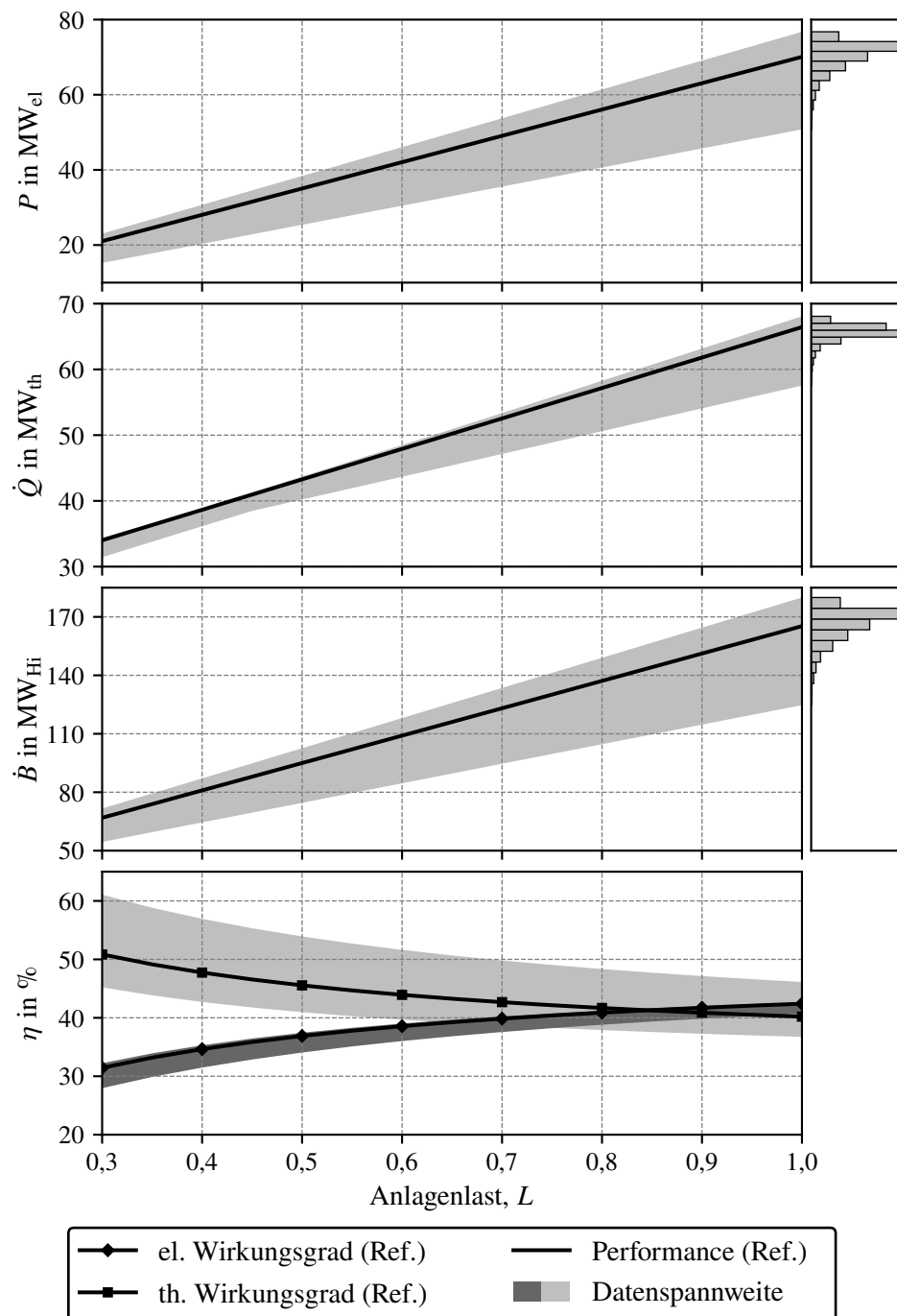


Abbildung 3.8: Betriebsdiagramme der Gasturbine. Wirkungsgrade, Brennstoffleistung, sowie elektrische und thermische Leistung über der Last bei Standardumgebungsbedingungen (Ref.) und den Standortbedingungen des Jahres 2019 (qualitative Häufigkeitsverteilung in den Histogrammen rechts).

3.4.5 Elektrodenheizkessel

Elektrische Heizkessel wandeln Elektroenergie direkt und nahezu verlustfrei in thermische Energie um. Sie existieren in den Ausführungen Elektrodenheizkessel (EHK) und Elektrodurchlauferhitzer, wobei im größeren Leistungsbereich in der Regel die erstere Variante realisiert wird [134, Seite 15]. Elektrische Heizkessel zeichnen sich durch ihre schnelle Regelbarkeit aus, wodurch sie speziell in Kombination mit Fernwärmenetzen oder Wärmespeichern prädestiniert sind für die Bereitstellung von negativer Regelleistung.³⁹ Im erstellten Optimierungsmodell wird der Elektrodenheizkessel mit einem konstanten Wirkungsgrad von 99% abgebildet [186]. Die installierte thermische Leistung kann frei gewählt werden. Zwischen Anlagenstillstand und Vollastbetrieb sind keine zusätzlichen Einsatzbeschränkungen im Modell vorgesehen.

3.4.6 Wärmepumpe

Wärmepumpen nutzen die thermische Energie einer oft niedrig temperierten Wärmequelle – z.B. industrielle Abwärme, oder Umweltwärme aus dem Erdreich, der Umgebungsluft, oder einem Fließgewässer. Beim Durchlaufen eines thermodynamischen Kreisprozesses geben sie diese, inklusive eines Großteils der aufgewendeten Antriebsenergie, auf einem höheren Temperaturniveau wieder ab. Wärmepumpen existieren als Kompressions-, Adsorptions- oder Absorptionsvarianten. In der vorliegenden Arbeit wird eine Kompressionswärmepumpe gewählt, da diese gut für den Einsatz in Wärmenetzen geeignet ist und den höchsten Entwicklungsstand aufweist. Es wird angenommen, dass am Anlagenstandort ein Fließgewässer mit ganzjährig ausreichend großer Wassermenge als Wärmequelle zur Verfügung steht. Die Flusstemperatur (Messstelle: Havel, Potsdam-Humboldtbrücke [187]) ist in Abbildung 3.9 dargestellt und zeigt einen ähnlichen, wenngleich weniger volatilen Jahresverlauf im Referenzjahr 2019 wie die Umgebungslufttemperatur. Die Effizienz der Wärmepumpe wird durch die Leistungszahl ϵ^{WP} (englisch: coefficient of performance, COP) charakterisiert und beschreibt das Verhältnis aus bereitgestellter thermischer Leistung und erforderlicher Antriebsleistung. Der COP ist abhängig von der Temperatur der Wärmequelle (Flusswassereintritt). Auf Basis von Angaben der Mitsubishi Power Europe GmbH wird der in Gl. (3.10) angegebene lineare Zusammenhang zwischen Leistungszahl und Flusswassereintrittstemperatur bestimmt. Der damit berechnete und in dieser Arbeit

³⁹Die Leistungspreise sind in den letzten Jahren in Deutschland stark gefallen. Zusätzliche Erlöspotentiale aus der Vermarktung von Regelleistung werden in dieser Studie nicht berücksichtigt.

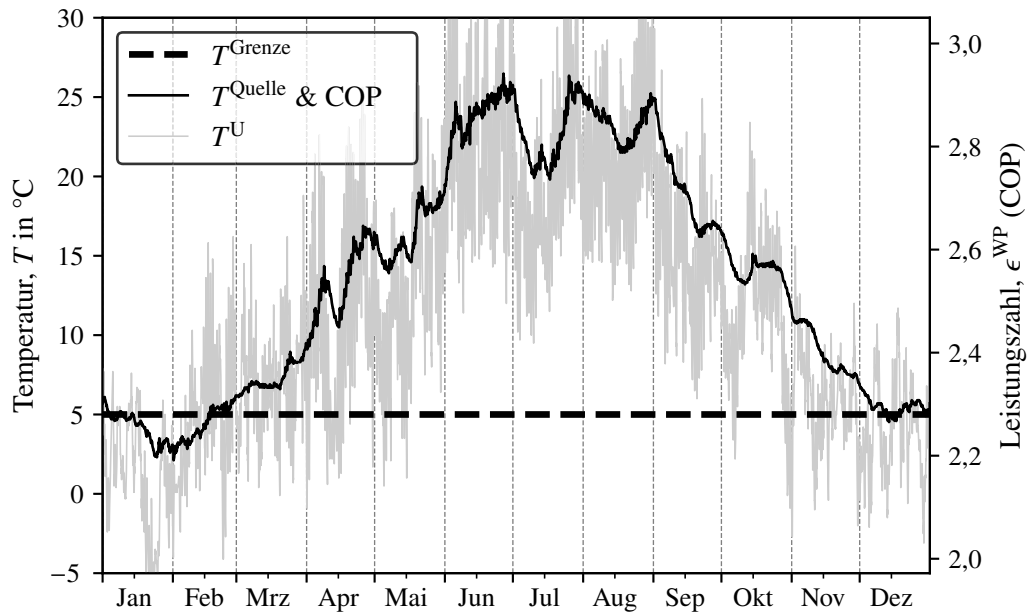


Abbildung 3.9: Verlauf der Flusswassertemperatur (Messstelle: Havel, Potsdam-Humboldtbrücke [187]), der berechneten Leistungszahl (COP), der unteren Wärmepumpen-Betriebsgrenze und der Umgebungslufttemperatur im Basisjahr 2019.

verwendete Jahresverlauf des COP, ist ebenfalls in Abbildung 3.9 dargestellt. Zum Schutz vor Vereisung des Verdampfers wird festgelegt, dass bei Quelltemperaturen unterhalb von 5 °C der Wärmepumpenbetrieb nicht möglich ist. Wie Abbildung 3.9 zeigt, ist dies im Referenzjahr in einigen Wintermonaten der Fall.

$$\epsilon^{\text{WP}} = \begin{cases} 0,0308 \cdot T^{\text{Quelle}} / ^\circ\text{C} + 2,126 & , \text{ wenn } T^{\text{Quelle}} \geq 5 ^\circ\text{C} \\ 0 & , \text{ wenn } T^{\text{Quelle}} < 5 ^\circ\text{C} \end{cases} \quad (3.10)$$

Weiterhin wird angenommen, dass die Wärmepumpe die maximale Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes stets erreichen kann. Damit ergeben sich für den Betrieb der Wärmepumpe keine zusätzlichen Einschränkungen, wie z.B. die Erfordernis zur Nachheizung. Aufgrund des Aufbaus größerer Wärmepumpenanlagen aus mehreren Modulen, wird außerdem auf die Modellierung einer technischen Mindestlast und einer Abhängigkeit der Leistungszahl von der Wärmepumpenlast verzichtet.

3.4.7 Photovoltaik

Mittels Photovoltaik-Anlagen (PV) kann Solarstrahlung direkt in elektrische Energie umgewandelt werden. Der Stromertrag der PV-Module hängt ab vom Standort und den dort vorhandenen Strahlungsdaten (Global- und Diffusstrahlung) und weiteren

Wetterdaten wie Umgebungslufttemperaturen und Windgeschwindigkeiten. Außerdem beeinflussen die technischen Daten der verwendeten PV-Module und Inverter, sowie die Modulaufstellung (Ausrichtung und Neigung) und -verschaltung das Ergebnis. Die zugrundeliegenden Strahlungs- und Wetterdaten am Standort Potsdam sind in Abbildung A.1 im Anhang dargestellt. Für die PV-Anlage werden moderne polykristalline Module des Herstellers Canadian Solar (Modulbezeichnung: „CS6X 300P“) mit einer Nennleistung von 300 W_p (unter Standardtestbedingungen) inklusive eines passenden Wechselrichters verwendet. Die Module werden in Südausrichtung mit einem Neigungswinkel von 30° aufgestellt.⁴⁰ Die Modellierung der PV-Module erfolgt mittels der quelloffenen Python-Bibliothek *pvlb* [188]. Der berechnete Ertrag wird auf die installierte PV-Leistung normiert und ist in Abbildung 3.10 (Mitte) dargestellt. Hier sind insbesondere die ausgeprägten Tages- und Jahresgänge des PV-Stromertrages und der Solarstrahlung (Abbildung 3.10, oben) zu erkennen. Im Optimierungsmodell berechnet sich der absolute PV-Ertrag jeder Betriebsstunde aus der vorberechneten normierten Zeitreihe aus Abbildung 3.10 (Mitte) multipliziert mit der installierten nominalen Leistung der PV-Anlage. Aufgrund der Modularität von PV-Systemen kann die PV-Leistung im Optimierungsmodell frei gewählt werden.

3.4.8 Solarthermie-Kollektoren

Mit Hilfe von Solarthermie-Kollektoren (STK) wird Solarstrahlung direkt in thermische Energie umgewandelt. Solarthermie-Kollektoren existieren in unterschiedlichen baulichen Ausführungen. In dieser Arbeit werden CPC-Vakuumröhren-Kollektoren (CPC: Compound Parabolic Concentrator) verwendet, da diese bei größeren Temperaturdifferenzen zwischen Umgebung und Kollektor geringere thermische Verluste und damit höhere Kollektorstufengrade aufweisen als Flachkollektoren [189, Seite 133]. Sie eignen sich damit besonders für den Einsatz in Fernwärmenetzen mit höheren Vorlauftemperaturen. Die Solarthermie-Kollektoren werden in Südausrichtung mit einem Neigungswinkel von 45° installiert. Die etwas steilere Modulaufstellung im Vergleich zur PV-Anlage begünstigt die solare Energieausbeute außerhalb der Sommermonate,

⁴⁰Mittlerweile werden PV-Freiflächenanlagen – ähnlich wie Anlagen auf Flachdächern – vermehrt in Ost-West-Ausrichtung aufgestellt. Hierbei werden jeweils ein nach Osten und ein nach Westen ausgerichtetes Modul mit einem flachen Anstellwinkel von ca. 10° in einer „Dachform“ zusammengestellt. Der geringe Anstellwinkel verhindert die gegenseitige Verschattung. Auf diese Weise können auf einer vorhandenen Fläche mehr Module verbaut werden und so der Solarertrag maximiert werden. Gleichzeitig verringert sich der Ertrag des Einzelmoduls und speziell die Mittagsspitzen werden vermieden.

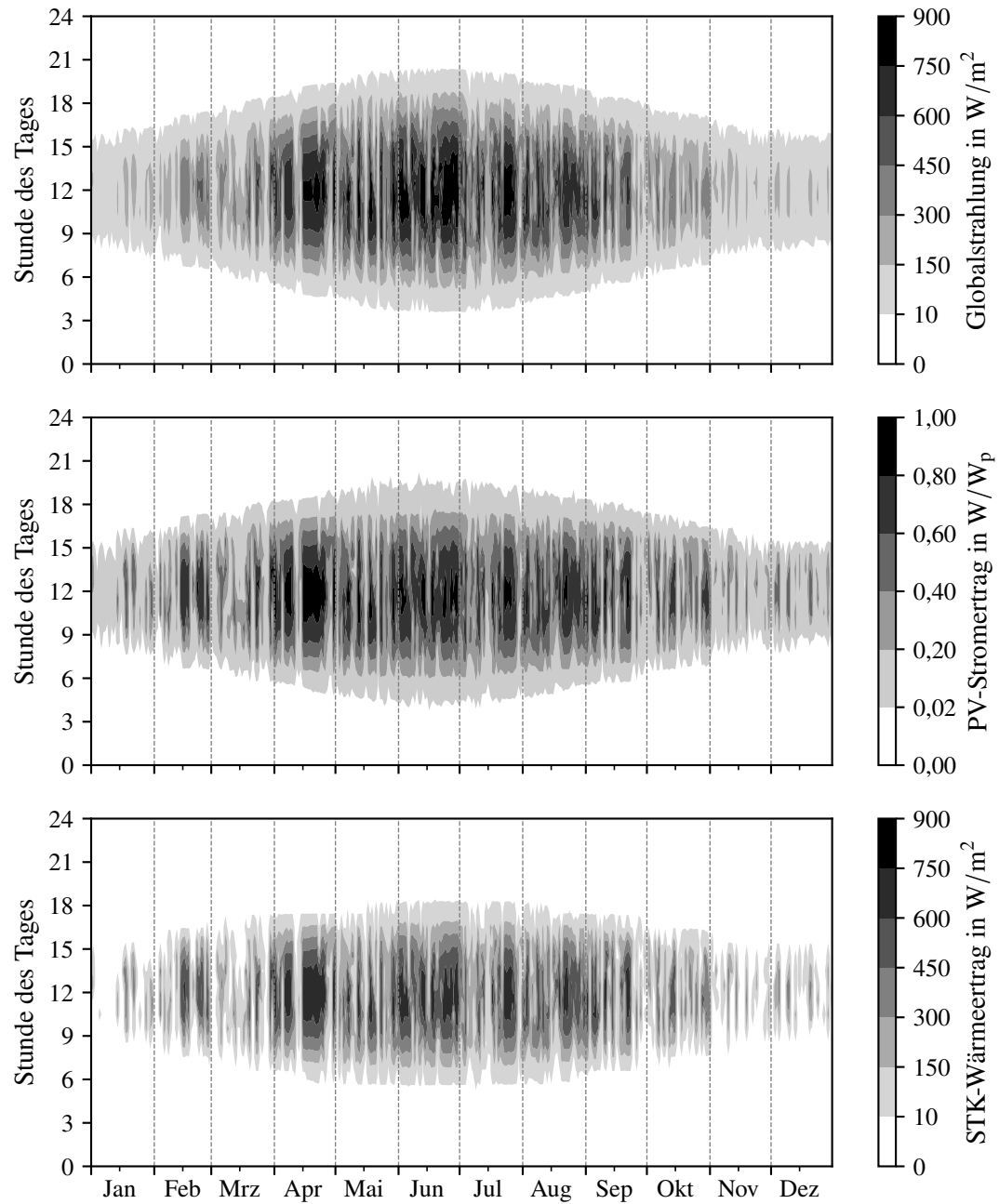


Abbildung 3.10: Tages- und Jahresgänge der Globalstrahlung (oben), des normierten Stromertrags der Photovoltaik-Anlagen (Mitte) und des flächenspezifischen Wärmeertrags der Solarthermie-Kollektoren (unten) für das Basisjahr 2019 am Standort Potsdam (Datenquelle: DWD [126], Ertragsrechnungen: *pvl*lib [188]).

wenn der Wärmebedarf höher ist. Für die Ermittlung der solaren Bestrahlungsstärke (G^{STK}) auf der Kollektorfläche (A^{STK}) am Anlagenstandort kommt erneut die Python-Bibliothek *pvl* zum Einsatz [188]. Die bereitgestellte thermische Leistung der Solarthermie-Kollektoren ($\dot{Q}^{\text{STK}}$) berechnet sich anschließend für alle Zeitschritte t des Optimierungsproblems mittels Gl. (3.11).

$$\dot{Q}_t^{\text{STK}} = G_t^{\text{STK}} \cdot \eta_t^{\text{STK}} \cdot A^{\text{STK}}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.11)$$

Das Vorgehen zur Berechnung des Kollektorwirkungsgrades η^{STK} ist in Abschnitt A.6 im Anhang erläutert. Im Optimierungsmodell stellt die Kollektorfläche A^{STK} eine Variable dar. Die Zeitreihe des spezifischen Wärmeertrags ($G^{\text{STK}} \cdot \eta^{\text{STK}}$) der Solarthermie-Kollektoren wird vor dem Optimierungsdurchlauf aus festgelegten Parametern ermittelt. Sie ist mit ihrem ausgeprägten Tages- und Jahresgang in Abbildung 3.10 (unten) veranschaulicht.

3.4.9 Fernwärmespeicher und Fernwärmenetzpumpen

In der vorliegenden Arbeit wird ein atmosphärischer Verdrängungswärmespeicher verwendet, in dem das Fernwärmewasser direkt zwischengespeichert wird. Eine gute Übersicht über allgemeine Unterscheidungsmerkmale von Wärmespeichern und speziell die unterschiedlichen Fernwärmespeicherarten findet sich in der Arbeit von Christidis [165, Seiten 30 ff.]. Wie bereits in Abschnitt 3.1 erwähnt, wird der Wärmespeicher bis zu einer volumetrischen Kapazität von 50.000 m³ in Tankbauweise errichtet; bei größeren Volumina wird die Bauform des Erdbeckenspeichers gewählt. Für die warme und kalte Schicht des Wärmespeichers werden, wie auch im Vor- und Rücklauf des Fernwärmenetzes, ganzjährig konstante Temperaturen von 90 °C bzw. 60 °C angenommen. Um für die Wärmespeicherinstallation einen Investitionszuschuss nach dem KWKG zu erhalten (siehe 3.2.1), muss sichergestellt werden, dass dessen Wärmeverluste geringer sind als 15 W/m². Hierbei ist hilfreich, dass Fernwärmespeicher in der Regel ein großes Verhältnis aus Volumen zu Oberfläche aufweisen. Zusätzlich werden die Mantelflächen, sowie die Bodenplatte und der Behälterdeckel mit Isoliermaterial verkleidet. So kann sichergestellt werden, dass die Wärmeverluste oft weniger als 0,1% der zwischengespeicherten Energie pro Tag betragen [160, Seite 85]. Sie werden in der vorliegenden Untersuchung daher vernachlässigt. Die volumetrische Kapazität des Wärmespeichers stellt in der Optimierung eine kontinuierliche Entscheidungsvariable dar.

Zusätzliche modellierte Randbedingungen betreffen die maximale Belade- und Entladeleistung des Speichers. Hier wird festgelegt, dass für eine vollständige Speicherbe- und -entladung mindestens sechs Stunden benötigt werden. In praktisch realisierten Fernwärmespeicherprojekten ist dies ein häufig beobachteter Wert [165, Seite 36]. Weiterhin wird angenommen, dass der Wärmespeicher zu Beginn der Optimierung zur Hälfte oder mehr gefüllt ist und am Ende des Betrachtungshorizontes der Anfangsfüllstand wieder erreicht ist.

Die benötigte Antriebsleistung der Fernwärmenetzpumpen berechnet sich für jeden Zeitschritt des Optimierungsproblems aus dem Produkt des geförderten Massenstroms und der spezifischen Pumparbeit (angenommener Wert: 1,46 kJ/kg). Zur Bestimmung des Fernwärmewassermassenstroms wird die bereitgestellte thermische Leistung mit der isobaren Wärmekapazität von Wasser (4,19 kJ/kgK) und der Temperaturspreizung zwischen Fernwärmeverlauf und -rücklauf (30 K) dividiert.

3.5 Modellimplementierung

Im folgenden Abschnitt werden zunächst ausgewählte Computerprogramme zur Energiesystemoptimierung besprochen. Anschließend wird das verwendete Python-Paket *aristopy* und die Implementierung des Energiesystemmodells vorgestellt. Abschließend wird eine vereinfachte Formulierung des mathematischen Optimierungsmodells präsentiert.

3.5.1 Computerprogramme zur Energiesystemoptimierung

Die erläuterten Zusammenhänge der Abschnitte 3.1 bis 3.4 sollen nachfolgend in ein mathematisches Optimierungsmodell überführt werden. Klassischerweise wird hierfür zunächst eine algebraische Modellierungssprache (englisch: algebraic modeling language, AML), wie beispielsweise GAMS [190], AMPL [191], oder Pyomo [192] ausgewählt und anschließend die Zielfunktion, sowie die benötigten Variablen und Nebenbedingungen (Constraints) mit der AML-spezifischen Syntax notiert. Bei diesem Vorgehen hat der Programmierende die volle Kontrolle über das Modell und kann auch Spezialfälle flexibel abbilden. Nachteilig sind jedoch, die aufwändige Modellerstellung und die erhöhte Fehleranfälligkeit speziell bei Modellanpassungen oder -erweiterungen. Außerdem ist das Reproduzieren der Ergebnisse oft schwierig, wenn nicht alle Modellgleichungen detailliert dokumentiert sind oder der gesamte Modellcode übergeben wird. Zur Vereinfachung des Modellierungsprozesses wurden

deshalb vielfältige kommerzielle und freie Computerprogramme entwickelt. Diese zielen auf unterschiedliche Anwendungsfälle und Nutzergruppen ab und bieten entsprechend angepasste Eigenschaften und Funktionalitäten. Kommerzielle Tools wie energyPRO [193], BoFiT Optimierung [194], oder TOP-Energy [32] besitzen grafische Oberflächen, auf denen Energiesysteme einfach durch Zusammenschalten und Parametrieren von vorgefertigten Standardkomponenten aufgebaut werden können. Die Möglichkeiten für umfassende Eingriffe in die Modellierung sind aufgrund der geschlossenen Softwarestruktur in der Regel begrenzt. Der Fokus dieser Programme liegt meist auf der Simulation oder Optimierung des Betriebs bestehender bzw. geplanter Anlagenkonzepte.

Der Quellcode freier Programme ist in der Regel einsehbar und gemäß ihrer Lizenz editierbar, so dass Möglichkeiten zur Weiterentwicklung gegeben sind. Viele der freien Modelle, Modellgeneratoren und Frameworks stammen aus dem wissenschaftlichen Umfeld und wurden ursprünglich zur Untersuchung bestimmter Sachverhalte entwickelt. Sie weisen somit unterschiedliche Eigenschaften auf, beispielsweise bezüglich des betrachteten Zeithorizonts, der zeitlichen und räumlichen Auflösung und der verwendeten Modellklasse [195]. Einige bekannte Beispiele sind die GAMS-basierten Modelle Balmorel [196] und TIMES [197] und die Python-basierten Modelle oemof [198], Calliope [199] und PyPSA [200]. Ein guter Überblick zum vorhandenen Funktionsumfang und den spezifischen Stärken und Schwächen der freien Tools findet sich auf der Webseite der „Open Energy Modelling Initiative“⁴¹ bzw. der „Open Energy Platform“⁴² und in den Arbeiten von Ringkjøb et al. [201] und Groissböck [202].

Für die Modellbildung in der vorliegenden Arbeit wird das Vorhandensein folgender Punkte als besonders relevant erachtet:

- (i) Python-basierte, objektorientierte, klare und erweiterbare Softwarestruktur
- (ii) Möglichkeit zur Nutzung von aggregierten Zeitreihendaten (auch in Verbindung mit saisonalen Speicherkomponenten)
- (iii) Flexible Formulierung der Komponenten-Restriktionen (z.B. Gleichungen für die Umwandlung von Eingangs- zu Ausgangsgrößen als LP, MILP oder MINLP).

Nach den oben erwähnten Übersichtsseiten und Reviews scheint keines der verfügbaren Tools zur Energiesystemmodellierung alle genannten Anforderungen zu erfüllen.

⁴¹<https://wiki.openmod-initiative.org/>

⁴²<https://openenergy-platform.org/factsheets/models/>

Während eine Vielzahl an Tools die Programmiersprache Python nutzt, ist besonders die Verfügbarkeit von mehrdimensionalen Zeitsets, welche für die Arbeit mit aggregierten Zeitreihen benötigt werden, kaum zu finden. Eine Ausnahme bildet der am Forschungszentrum Jülich entwickelte „Framework for Integrated Energy System Assessment (FINE)“ [203]. Hierbei ist die Modellierung jedoch prinzipiell linear angedacht – Binärvariablen werden lediglich zur Indikation der Komponentenverfügbarkeit eingesetzt.⁴³

3.5.2 Python-Paket *aristopy*

Das im Rahmen der vorliegenden Arbeit eigens entwickelte Python-Paket *aristopy* verfügt über alle oben genannten Eigenschaften und Funktionen. Für die Erstellung eines Energiesystemmodells mittels *aristopy* wird zunächst eine Instanz der übergeordneten Klasse `EnergySystem` erzeugt und anschließend die benötigten Energiesystemkomponenten darin eingefügt. Die `EnergySystem`-Instanz beinhaltet unter anderem das mathematische Modell, sowie Methoden zur Initialisierung von Zeitreihenaggregation, Modellerstellung, Optimierungsrechnung und Ergebnisausgabe. Bezüglich der verfügbaren Energiesystemkomponenten unterscheidet *aristopy* fünf Typen, welche ihre Parameter und Methoden jeweils aus der übergeordneten Klasse `Component`, sowie den abgeleiteten Subklassen `Source`, `Sink`, `Conversion`, `Bus` und `Storage` beziehen. Die Ein- und Ausgänge der Komponenten werden über Instanzen der `Flow`-Klasse miteinander verbunden. Jeder `Flow` beinhaltet eine `Variable` (z.B. Brennstoffleistung) und sorgt für deren Transport von einer Komponente zur nächsten. Die so erzeugte abstrakte Struktur kann in Analogie zur Graphentheorie als Menge von Knoten verstanden werden, welche paarweise durch gerichtete Kanten miteinander verbunden sind. Diese Form der generischen Modellierung ermöglicht die Untersuchung einer Vielzahl von Anwendungen. Neben den hier betrachteten zentralen Fernwärmesystemen könnten z.B. auch lokale Inselenergiesysteme, oder nationale Stromsysteme modelliert und analysiert werden. Ein einfaches Beispiel zur generischen Modellierung ist in Abbildung 3.11 dargestellt. Die `Source`-Komponente verfügt stets über nur einen Ausgang und stellt an diesem beispielsweise Brennstoff bereit. Mithilfe eines

⁴³Mit der Version 2.0 wurde in „FINE“ die Komponentensubklasse `ConversionPartLoad` eingeführt, die eine automatisch erzeugte, stückweise lineare Approximation der Eingangs-Ausgangs-Zusammenhänge für Energieumwandlungsanlagen unter Verwendung von Binärvariablen erlaubt. Hierbei wird zwar nicht die Flexibilität wie in *aristopy* erreicht, aber eine nützliche Zusatzfunktion bereitgestellt.

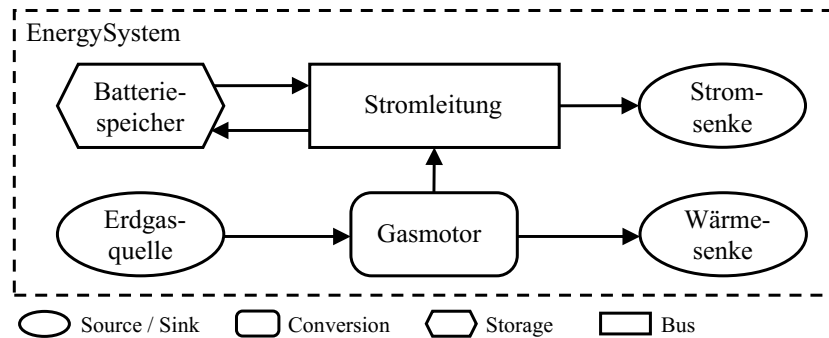


Abbildung 3.11: Einfaches Beispiel für die generische Modellbildung mithilfe der Energiesystemklasse `EnergySystem`, sowie der elementaren Komponentenklassen `Source`, `Sink`, `Conversion`, `Bus` und `Storage` im Python-Paket *aristopy*.

angeschlossenen Flows wird dieser zum Eingang der Conversion-Instanz geleitet und wird dort in der Regel umgewandelt, z.B. im KWK-Prozess eines Gasmotors. Die bereitgestellte elektrische Leistung wird zunächst an einen Bus übergeben. Dieser kann gleichartige Variablen (Ströme) von mehreren Komponenten sammeln und – bei Bedarf verlustbehaftet – vom Eingang zum Ausgang weitertransportieren. Dabei ist eine Zwischenspeicherung in der Storage-Komponente (z.B. Batteriespeicher) möglich. Letztendlich erfolgt die Übergabe an die Instanzen der Sink-Klasse, welche in umgekehrter Logik zur Source-Komponente jeweils lediglich einen Eingang haben können.

Aristopy verfügt zusätzlich über spezielle Klassen für die Arbeit mit Photovoltaik-Anlagen und Solarthermie-Kollektoren. Hierbei werden, wie bereits oben erwähnt, Methoden aus dem Python-Paket *pvlb* [188] verwendet. Zur Unterstützung des Debugging-Prozesses gibt es eine eigene Logger-Klasse. Außerdem sind häufig benötigte grafische Auswerteroutinen automatisch über die *Plotter*-Klasse verfügbar. Eine ausführliche Beschreibung von *aristopy* inklusive einer Installationsanleitung und mehreren Anwendungsbeispielen findet sich in der Online-Dokumentation des Pakets.⁴⁴ Um einen Eindruck über die verwendete Syntax zu vermitteln, ist in Abschnitt A.7 im Anhang der Quellcode eines einfachen Beispiels zur Modellierung mit *aristopy* angegeben. Die jeweils aktuellste Version des Pakets findet sich auf GitLab.⁴⁵ In der vorliegenden Arbeit kommt die Version 0.9.3 zum Einsatz [204]. Das von *aristopy* im Hintergrund erstellte mathematische Modell nutzt die algebraische Modellierungsspra-

⁴⁴<https://aristopy.readthedocs.io/>

⁴⁵<https://git.tu-berlin.de/etus/public/aristopy>

che Pyomo (Version: 5.6.9 oder höher) [192]. Die umfangreiche Pyomo-Dokumentation findet sich ebenfalls online.⁴⁶ Zum Lösen von Pyomo-Modellen kann eine Vielzahl unterschiedlicher Solver eingesetzt werden. Falls nicht anders angegeben, werden in der vorliegenden Arbeit die Modelle mithilfe des MILP-Solvers Gurobi (Version: 9.1) gelöst [39]. Für die Aggregation der Zeitreihen verwendet *aristopy* das Python-Paket *tsam* [106].⁴⁷

3.5.3 Modellbildung in *aristopy*

Die in den Abschnitten 3.1 bis 3.4 beschriebenen technischen und ökonomischen Zusammenhänge werden mithilfe der Methoden des Python-Pakets *aristopy* in ein mathematisches Modell übersetzt. Zur Abbildung der Überstruktur des untersuchten Energiesystems kommen die im vorherigen Abschnitt kurz erläuterten elementaren Komponentenarten Source, Sink, Conversion, Bus und Storage zum Einsatz. Die implementierte Überstruktur ist in Abbildung 3.12 dargestellt (Vergleich Abbildung 3.2). Der Bus „P-KWK“ ist optional und wird lediglich verwendet, um eine bessere Übersichtlichkeit herzustellen, indem alle elektrischen Ausgänge der KWK-Anlagen gesammelt und in einer Variable (P^{KWK}) vereint werden. Die Busse „P-KWK-Intern“ und „P-PV-Intern“ dienen zur Modellierung der Stromsteuer und der EEG-Umlage. Bei ihrer Benutzung fallen variable Betriebskosten in Höhe der jeweiligen Steuer- und Umlagenhöhe an (siehe Abschnitt 3.2.3). Die Parametrierung aller Energiesystemkomponenten ist in den Tabellen A.6 bis A.10 im Anhang A.8 vollständig angegeben.

Aristopy verfügt mit den Methoden „add_variable“, „add_constraint“ und „add_objective_function_contribution“ über Möglichkeiten zusätzliche Variablen, Nebenbedingungen und Zielfunktionsbestandteile zum Optimierungsmodell der Energiesysteminstanz hinzuzufügen. Dies kann erforderlich sein um Spezialfälle zu modellieren oder Bedingungen aufzuschreiben, die mehrere Komponenten betreffen. Im vorliegenden Fall betrifft dies:

- Die geforderte installierte thermische Gesamtleistung
- Die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten des Fernwärmespeichers, sowie die anteiligen Investitionszuschüsse für die Installation des Fernwärmespeichers und der Solarthermie-Kollektoren

⁴⁶<https://pyomo.readthedocs.io/>

⁴⁷<https://tsam.readthedocs.io/>

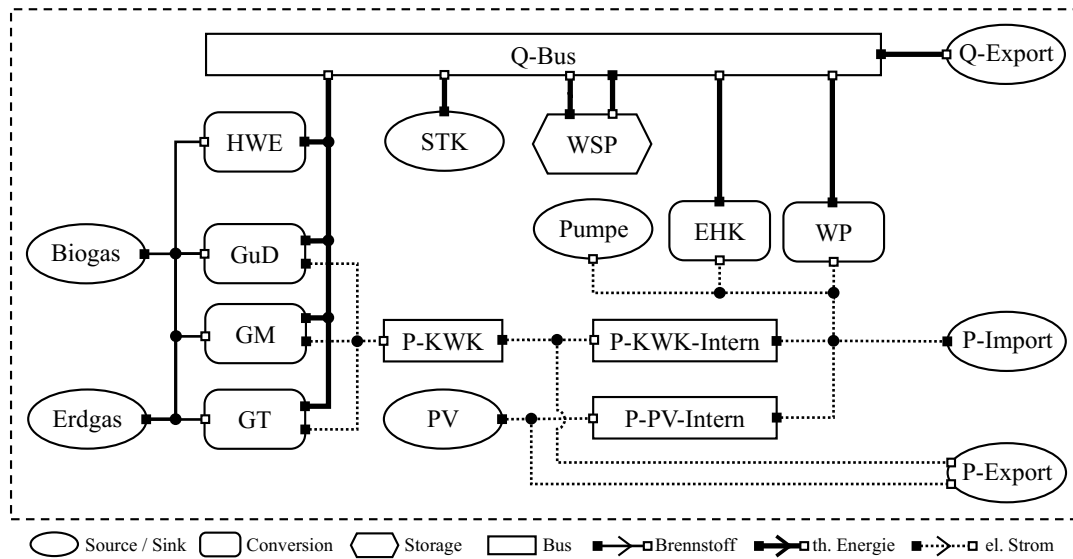


Abbildung 3.12: Implementierte Überstruktur des untersuchten Energiesystemmodells bestehend aus den elementaren Komponentenarten des Python-Pakets *aristopy*.

- Die verfügbare Zusatzfläche zur Installation der Photovoltaik-Anlagen, der Solarthermie-Kollektoren und des Erdbeckenspeichers, sowie die gegebenenfalls anfallenden Kosten zum Erwerb der Zusatzfläche
- Die Abbildung des Zuschusses für den bereitgestellten KWK-Strom

Alle Gleichungen und weitere Erläuterungen hierzu sind in Abschnitt A.10 im Anhang zu finden.

3.5.4 Mathematisches Optimierungsmodell

Das mathematische Optimierungsmodell wird automatisch von *aristopy* erzeugt. Zur Vollständigkeit werden nachfolgend dennoch einige wichtige Modellgleichungen präsentiert. Weitere Gleichungen, sowie Informationen zur verwendeten Notation finden sich in Abschnitt A.9 im Anhang.

Die Zielfunktion des Optimierungsproblems ist in Gl. (3.12) angegeben. Wie im Abschnitt 3.3 erläutert, soll der Nettobarwert exklusive Wärmeerlösen ($NPV^{cFW=0}$) als Zielgröße der Optimierung maximiert werden. Dieser setzt sich zusammen aus den einmalig anfallenden Investitionsausgaben I aller Energiesystemkomponenten und den Investitionszuschüssen Z , den Kosten der Zusatzfläche $I^{A,Extra}$, sowie den jährlichen Zahlungen und Erlösen C . Letztere werden mit dem Rentenbarwertfaktor

k^{RBF} multipliziert und müssen gegebenenfalls auf die volle Jahresdauer skaliert werden, falls nur ein verkürztes Jahr gerechnet wird ($|\mathcal{T}| < 8760$ Stunden).

$$\begin{aligned} \max \quad NPV^{\text{cFW}=0} = & - \sum_{k \in \mathcal{K}} I_k - I^{\text{A,Extra}} + Z^{\text{KWK}} + Z^{\text{WSP}} + Z^{\text{STK}} + k^{\text{RBF}} \cdot \left(\right. \\ & + C^{\text{Stromexport}} - C^{\text{Stromimport}} - C^{\text{Eigenstrom}} - C^{\text{Gas\&CO}_2} \\ & \left. - C^{\text{Startkosten}} - C^{\text{Energiesteuer}} - \sum_{k \in \mathcal{K}} C_k^{\text{O\&M}} \right) \cdot \frac{8760}{|\mathcal{T}|} \end{aligned} \quad (3.12)$$

Zur Berechnung der Stromvermarktungserlöse nach Gl. (3.13) werden für alle Zeitschritte des Optimierungsproblems ($t \in \mathcal{T}$) die Variablen des Stromexports mit dem jeweiligen Strompreis multipliziert und die Summe dieser Produkte gebildet. Der stündliche Strompreis wird der Source-Komponente „P-Export“ über den Parameter `commodity_revenues` übergeben.

$$C^{\text{Stromexport}} = \sum_{t \in \mathcal{T}} (k_t^{\text{commodity_revenues,P-Export}} \cdot P_t^{\text{P-Export}}) \quad (3.13)$$

Die Berechnung des vom Netz bezogenen Stroms mittels Gl. (3.14) erfolgt analog. Der Strompreis ist hier im Parameter `commodity_cost` hinterlegt. Zusätzlich werden Nebenkosten von 120 €/MWh_{el} für den Fremdstrombezug durch den Parameter `opex_operation` berücksichtigt.

$$\begin{aligned} C^{\text{Stromimport}} = \sum_{t \in \mathcal{T}} [& (k_t^{\text{commodity_cost,P-Import}} \\ & + k_t^{\text{opex_operation,P-Import}}) \cdot P_t^{\text{P-Import}}] \end{aligned} \quad (3.14)$$

Die in Abschnitt 3.2.3 erläuterten Kosten für die Eigenstromnutzung werden in den Bus-Komponenten „P-KWK-Intern“ und „P-PV-Intern“, sowie der davon abgeleiteten Gl. (3.15) über variable Betriebskosten (`opex_operation`) hinterlegt.

$$\begin{aligned} C^{\text{Eigenstrom}} = \sum_{t \in \mathcal{T}} (& k_t^{\text{opex_operation,KWK-Intern}} \cdot P_t^{\text{KWK-Intern}} \\ & + k_t^{\text{opex_operation,PV-Intern}} \cdot P_t^{\text{PV-Intern}}) \end{aligned} \quad (3.15)$$

Zur Berechnung der Kosten für den Bezug von Brennstoffen und Emissionszertifikaten wird Gl. (3.16) verwendet. Hier werden die Source-Komponenten „Erdgas“ und

„Biogas“ betrachtet und die ausgehenden Brennstoffströme $\dot{B}$ mit den Kosten der jeweiligen Wirtschaftsgüter (`commodity_cost`) multipliziert.

Für die Gasturbinen und GuD-Anlagen werden Startkosten berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt mit Gl. (3.17) unter Verwendung der binären Startvariablen σ .

Für den eingesetzten Brennstoff im Heißwassererzeuger wird die Energiesteuer von 5,5 €/MWh_{H₂O} fällig (siehe Abschnitt 3.2.2). Im Parameter `opex_operation` in Gl. (3.18) erfolgt eine Umrechnung mit dem thermischen Wirkungsgrad des Heißwassererzeugers und dem Heizwert-Brennwert-Verhältnis, um die Multiplikation mit der Basisvariable $\dot{Q}$ der Komponente zu ermöglichen (siehe Tabelle A.7).

$$C^{\text{Gas\&CO}_2} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{k \in \{n^{\text{Erdgas}}, n^{\text{Biogas}}\}} (k_{t,k}^{\text{commodity_cost}} \cdot \dot{B}_{t,k}) \quad (3.16)$$

$$C^{\text{Startkosten}} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{k \in \{\mathcal{K}^{\text{GT}}, \mathcal{K}^{\text{GuD}}\}} (k_k^{\text{start_up_cost}} \cdot \sigma_{t,k}) \quad (3.17)$$

$$C^{\text{Energiesteuer}} = \sum_{t \in \mathcal{T}} (k_t^{\text{opex_operation, HWE}} \cdot \dot{Q}_t^{\text{HWE}}) \quad (3.18)$$

Eine der wichtigsten Nebenbedingungen des Optimierungsproblems ist die Wärmebilanz, mit deren Hilfe die Erfüllung des Wärmebedarfs $\dot{Q}^{\text{FW}}$ in allen Zeitschritten sichergestellt wird. In Gl. (3.19) ist die Bilanzgleichung der Komponente „Q-Bus“ angegeben. An diesem sind alle Wärmeerzeuger und -verbraucher, inklusive des Wärmespeichers angeschlossen. Der geforderte Wärmebedarf wird in der Sink-Komponente „Q-Export“ über den Parameter `commodity_rate_fix` hinterlegt.

$$\begin{aligned} \dot{Q}_t^{\text{FW}} = & \dot{Q}_t^{\text{HWE}} + \dot{Q}_t^{\text{EHK}} + \dot{Q}_t^{\text{WP}} + \dot{Q}_t^{\text{STK}} + \sum_{k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}} \dot{Q}_{k,t} \\ & + (\dot{Q}_t^{\text{WSP} \rightarrow \text{Q-Bus}} - \dot{Q}_t^{\text{Q-Bus} \rightarrow \text{WSP}}), \quad \forall t \in \mathcal{T} \end{aligned} \quad (3.19)$$

In Gl. (3.20) ist die Brennstoffbilanz angegeben. Hierin wird gefordert, dass die im Heißwassererzeuger und den KWK-Anlagen eingesetzte Brennstoffleistung jederzeit in den beiden Brennstoffquellen zur Verfügung gestellt wird.

$$\dot{B}_t^{\text{Biogas}} + \dot{B}_t^{\text{Erdgas}} = \dot{B}_t^{\text{HWE}} + \sum_{k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}} \dot{B}_{k,t}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.20)$$

Die Gleichungen (3.21) und (3.22) verdeutlichen, dass der bereitgestellte PV- und KWK-Strom jeweils innerhalb des Energiesystems selbst genutzt, oder anteilig bzw.

vollständig an das öffentliche Stromnetz geliefert werden kann. Die gesamte exportierte Strommenge berechnet sich nach Gl. (3.23) aus den exportierten PV- und KWK-Anteilen.

$$\mathbf{P}_t^{\text{PV}} = \mathbf{P}_t^{\text{PV-Intern}} + \mathbf{P}_t^{\text{PV} \rightarrow \text{Export}}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.21)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}} \mathbf{P}_{k,t} = \mathbf{P}_t^{\text{KWK-Intern}} + \mathbf{P}_t^{\text{KWK} \rightarrow \text{Export}}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.22)$$

$$\mathbf{P}_t^{\text{P-Export}} = \mathbf{P}_t^{\text{KWK} \rightarrow \text{Export}} + \mathbf{P}_t^{\text{PV} \rightarrow \text{Export}}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.23)$$

Mittels Gl. (3.24) wird gewährleistet, dass die benötigte elektrische Leistung der Stromverbraucher (Fernwärmenetzpumpe und Power-to-Heat-Anlagen) jederzeit durch intern genutzten PV- und KWK-Strom oder zusätzliche Stromimporte zur Verfügung gestellt wird.

$$\mathbf{P}_t^{\text{KWK-Intern}} + \mathbf{P}_t^{\text{PV-Intern}} + \mathbf{P}_t^{\text{P-Import}} = \mathbf{P}_t^{\text{EHK}} + \mathbf{P}_t^{\text{WP}} + \mathbf{P}_t^{\text{Pumpe}}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.24)$$

Für alle weiteren Nebenbedingungen des Optimierungsproblems – insbesondere die Gleichungen zur Modellierung der Energieumwandlungs- und Speicheranlagen – sei an dieser Stelle nochmals verwiesen auf die Abschnitte A.9 und A.10 im Anhang.

Kapitel 4

Vergleich von Modelllösungsansätzen

In diesem Kapitel werden Lösungsansätze verglichen, mit denen optimale Anlagenentwürfe für das beschriebene Energiesystemmodell ermittelt werden können. Dabei wird insbesondere zwischen einem konventionellen, einstufigen Ansatz und einem zweistufigen Lösungsprozess unterschieden. Die konventionell berechnete Lösung wird im Abschnitt 4.1 vorgestellt. Sie dient als Referenz für den zweistufigen Lösungsansatz, welcher in den Abschnitten 4.2 und 4.3 diskutiert wird. Die verwendete Software zur Erstellung und Lösung der Modelle ist im Abschnitt 3.5 angegeben. Die Rechnungen werden auf einer Windows-basierten Workstation (64 Bit) mit dem Prozessor „AMD Ryzen Threadripper 1950X“ (3,4 GHz, 16 Kerne) und 128 GB RAM durchgeführt.

4.1 Einstufige Referenzlösung

Nachfolgend wird zunächst die Lösung des konventionellen, einstufigen Optimierungsansatzes für das vorgestellte Energiesystemmodell präsentiert. Der hierbei ermittelte Anlagenentwurf dient als Referenz für die zweistufige Lösungsmethode im nachfolgenden Abschnitt. Beim konventionellen Ansatz wird das Energiesystemmodell, wie es im Kapitel 3 beschrieben ist, vollumfänglich aufgebaut und unverändert an den MILP-Solver Gurobi übergeben. Der optimale Anlagenentwurf und -betrieb werden folglich in einem Prozessschritt gemeinsam berechnet. Nach Gurobi's Presolve-Verfahren umfasst das Optimierungsproblem rund 1,2 Millionen Variablen – davon sind ca. 580.000 binär – und etwa 2,7 Millionen Nebenbedingungen mit ca. 7,2 Millionen von Null verschiedenen Einträgen in der Koeffizientenmatrix. Für die Berechnung wird festgelegt, dass die verwendete Workstation bis zu vier Prozesse (Threads) gleichzeitig ausführen darf und als Abbruchkriterien für den Solver wird eine maximale Rechenzeit von 24 Stunden festgelegt. Weiterhin wird die maximale Größe der Zusatzfläche auf den Wert Null gesetzt – somit werden PV-Anlagen, Solarthermie-Kollektoren und

Tabelle 4.1: Beste gefundene Anlagenkonfiguration der einstufigen Referenzlösung nach 24 Stunden Rechenzeit.

Nominale th. Leistung in MW			Kapazität WSP in MWh
GM	GT	HWE	
123,3	66,4	30,3	1480

große Erdbeckenwärmespeicher aus dem Lösungsraum der Referenzrechnung ausgeschlossen. Die Entwurfslösung mit dem besten gefundenen Zielfunktionswert nach 24 Stunden Rechenzeit findet sich in Tabelle 4.1. Zur Fernwärmebereitstellung werden 25 Module der kleinsten modellierten Gasmotoren (GE1), ein Gasturbinenmodul, sowie ein zusätzlicher Heißwassererzeuger mit einer installierten Leistung von ca. $30 \text{ MW}_{\text{th}}$ ausgewählt. Die Anlage wird ergänzt durch einen Wärmespeicher mit einer Kapazität von ca. $1,5 \text{ GWh}_{\text{th}}$.

Der optimierte Betrieb dieser Anlagenkonfiguration ist in Abbildung 4.1 beispielhaft für eine Winter- und eine Sommerwoche dargestellt. Im Winterfall wird ein Großteil der benötigten Fernwärme durch die Gasmotoren erzeugt. Ein Modul wird dabei durchgängig gefahren, um die elektrische Antriebsleistung der Fernwärmenetzpumpen bereitzustellen, weil der Bezug vom Stromnetz mit hohen Steuern und Abgaben verbunden ist. Die weiteren Gasmotoren werden bedarfsgerecht betrieben und dabei häufig an- und abgefahren. Speziell in der Nacht werden die Gasmotoren zugunsten der Wärmespeicherentladung zurückgefahren. Bei sehr geringen Strompreisen – wie hier z.B. am Wochenende – übernimmt der Heißwassererzeuger einen Teil der Fernwärmeerzeugung. Die Gasturbinen werden aufgrund der zu berücksichtigenden Startkosten weniger flexibel eingesetzt. Ihr Betrieb erfolgt tendenziell über längere Zeiträume, wenn der Strompreis und der Wärmebedarf hoch sind oder ausreichend freie Kapazität im Wärmespeicher vorhanden ist. Im Sommer weisen die deutschen Strompreise aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Solarstrom oft eine „Doppelhöcker“-Charakteristik auf. Das heißt, die Preise sind nachts und tagsüber eher gering und zeigen mitunter hohe Peaks in den Morgen- und Abendstunden. Die flexiblen Gasmotoren nutzen dieses Preisprofil in Kombination mit dem Wärmespeicher optimal aus. Die Motoren werden an Sommertagen meist während der morgendlichen und abendlichen Strompreisspitzen gestartet und stark ausgefahren. Dabei sorgen sie neben der Bereitstellung elektrischer Leistung für eine ausreichende Befüllung des Wärmespeichers. Dieser übernimmt die Abdeckung der Fernwärmeversorgung bei niedrigeren Strompreisen.

Als Zielfunktionswert der Referenzlösung wird ein Nettobarwert exklusive Wärmeerlösen ($NPV^{\text{cFW}=0}$) von ca. –171,8 Millionen Euro berechnet. Gemäß Gl. (3.5) entspricht

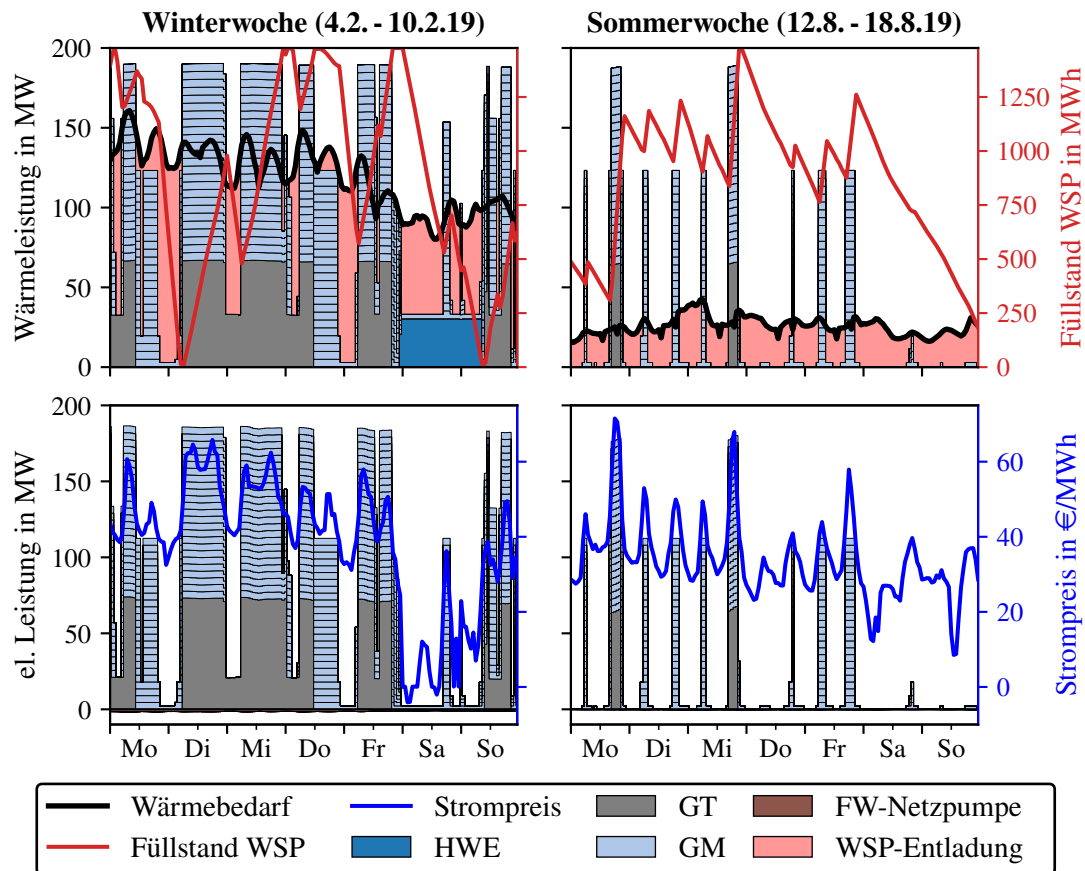


Abbildung 4.1: Beispielhafter Betrieb des Energiesystems der Referenzlösung für eine Winterwoche (links) und eine Sommerwoche (rechts). Oben: Wärmebereitstellung und Wärmespeicherfüllstand; unten: Stromerzeugung und -preis.

dies einem Break-Even-Fernwärmepreis von ca. $24,7 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$. Zur Bewertung dieses Wertes können die Angaben der Studie „Fernwärmepreisübersicht: Kurzumfrage“ [205] für das Jahr 2017 und die „Zahlen und Fakten: Energiedaten“ des BMWi [5] herangezogen werden. Hier kann abgeschätzt werden, dass die Fernwärmepreise für Endkunden in Deutschland meist im Bereich von ca. 70 bis $90 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ liegen. Die Kundenpreise setzen sich in der Regel aus Leistungs- und Arbeitspreisen zusammen; die genaue Gestaltung der Fernwärmepreise ist im Vergleich zu den Produkten des liberalisierten Strom- oder Gasmarkts leider kaum transparent [114]. Dennoch kann der hier ermittelte Break-Even-Preis der Referenzlösung als konkurrenzfähig betrachtet werden. In Abbildung 4.2 ist dargestellt, wie sich die MIP-Gap⁴⁸ im Laufe der Optimierung entwickelt. Im einstufigen Lösungsprozess wird die erste gültige

⁴⁸Relativer Unterschied zwischen der besten gefundenen, gültigen Lösung (primale Lösung, z_P) und der theoretischen Schranke für gültige Lösungen (duale Lösung, z_D); $\text{MIPGap} = |z_P - z_D|/|z_P|$.

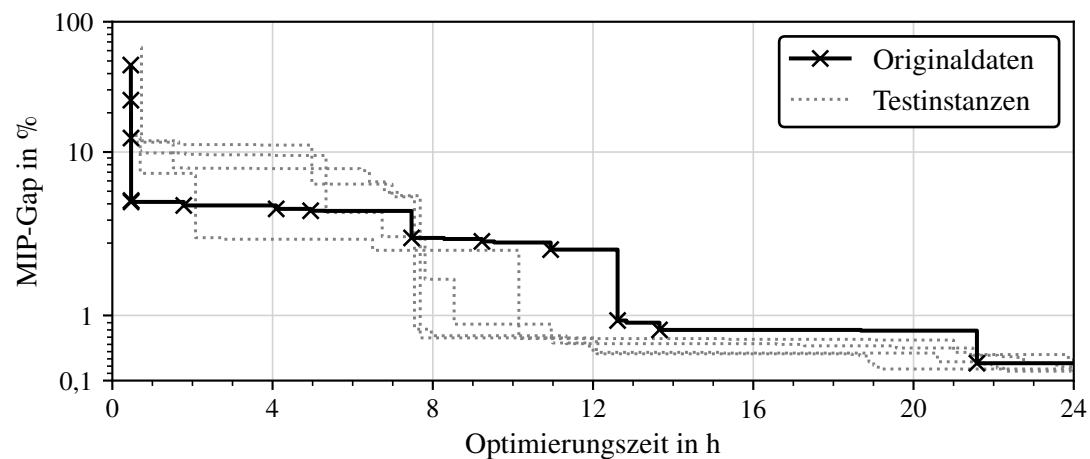


Abbildung 4.2: Entwicklung der MIP-Gap in Abhängigkeit der Optimierungszeit für die Originaldaten des Referenzmodells und vier davon abgeleitete Testinstanzen.

Lösung nach ca. 30 Minuten gefunden – der Zielfunktionswert ist jedoch noch weit vom Optimalwert entfernt ($>10\%$). Nach gut 12 Stunden wird die MIP-Gap von 1% unterschritten. Anschließend wird der Zielfunktionswert nur noch geringfügig verbessert. Die beste gefundene Lösung hat eine MIP-Gap von $0,3\%$ – das entspricht ca. einer halben Millionen Euro. Zur Validierung werden vier weitere, leicht veränderte Modellinstanzen erzeugt und ebenfalls berechnet. Dazu werden die Zeitreihen des Originaldatensatzes durch Anwendung der Latin-Hypercube-Sampling-Methode [206] mit einer Variation von 5% versehen. Das jeweilige Lösungsverhalten der vier Modellvarianten ist ebenfalls in Abbildung 4.2 angedeutet. Hier wird deutlich, dass zur Berechnung technisch und ökonomisch relevanter Lösungen für das betrachtete Energiesystemmodell (z.B. MIP-Gap im Bereich von 1%) stets eine signifikante Rechenzeit (ca. 8-12 Stunden) benötigt wird. Besonders wenn weitere nahe-optimale Lösungen ermittelt oder zusätzliche Sensitivitäten berechnet werden sollen, wäre eine schnelleres Lösungsverhalten bei ähnlicher oder gleicher Ergebnisqualität wünschenswert.

4.2 Zweistufiger Lösungsansatz

Im Abschnitt 2.3 wurden die Herausforderungen bei der integrierten Optimierung von Anlagenkonfiguration und -betrieb anhand einer schematischen Koeffizientenmatrix diskutiert. Dabei wurde erläutert, dass die Komplexität des vorliegenden Optimierungsproblems insbesondere aus den folgenden beiden Punkten resultiert:

1. Modellgröße, das heißt die Anzahl der Variablen und Nebenbedingungen

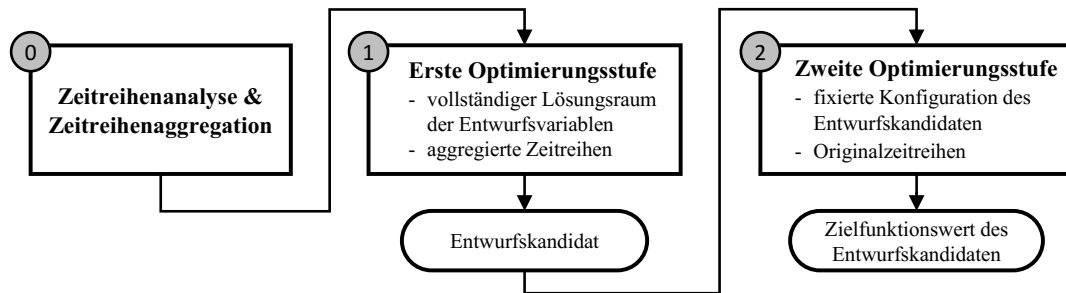


Abbildung 4.3: Ablaufplan des zweistufigen Lösungsansatzes

2. Variablenkopplungen innerhalb des Modells, vor allem durch die unbekannten Entwurfsentscheidungen (Existenz von Komponenten, Nominalleistungen, etc.)

Zur Reduktion der Modellkomplexität wird in diesem Abschnitt ein zweistufiger Lösungsansatz vorgeschlagen und angewandt. Der schematische Ablaufplan ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Vor dem Beginn der Optimierung werden die verwendeten Zeitreihen des Modells zunächst analysiert und aggregiert (siehe Abschnitt 4.2.1 für weitere Erläuterungen). Auf diese Weise wird die Anzahl der Zeitschritte des Modells im Vergleich zum Originalproblem deutlich reduziert. Das vereinfachte Problem kann anschließend in der ersten Optimierungsstufe mit geringerem Aufwand gelöst werden. Als Ergebnis wird eine optimale Anlagenkonfiguration für das vereinfachte Problem bestimmt. Diese wird nachfolgend auch als Entwurfskandidat bezeichnet. Die Konfiguration des Entwurfskandidaten wird anschließend an das Originalproblem (ohne aggregierte Zeitreihen) übergeben und fixiert. Das heißt den binären (Anlage existiert / existiert nicht) und kontinuierlichen (Leistung / Kapazität / Fläche) Entwurfsvariablen werden feste Werte zugewiesen. In der zweiten Optimierungsstufe wird folglich nur der Anlagenbetrieb optimiert und damit der „wahre Zielfunktionswert“ des Entwurfskandidaten ermittelt. Da die Bestimmung der Entwurfsvariablen jedoch unter Zuhilfenahme eines vereinfachten Modells erfolgt, können andere Konfigurationen mit besseren Zielfunktionswerten übersehen werden. Wenn deren Existenz untersucht werden soll, kann der zweistufige Ansatz aus Abbildung 4.3 erweitert werden. Dabei können in iterativ durchgeführten Berechnungen die folgenden Modellanpassungen vorgenommen werden:

- (i) Variation der zeitabhängigen Modellparameter, z.B. durch veränderte Anzahl typischer Perioden im Prozess der Zeitreihenaggregation (siehe Abschnitt 4.2.2).
- (ii) Ausschluss der Konfigurationen der bereits untersuchten Entwurfskandidaten aus dem Lösungsraum, so dass in folgenden Iterationen neue Konfigurationen generiert werden (siehe Abschnitt 5.2).

Die genannten Optionen wurden vom Autor der vorliegenden Arbeit in [111] zu einem systematischen Modelllösungsprozess kombiniert. Dieser liefert neben einer Vielzahl nahe-optimaler Lösungen auch eine Abschätzung zur Güte der gefundenen Lösungen durch einen zusätzlichen Relaxierungsschritt des MILP-Modells.

4.2.1 Analyse und Aggregation der Zeitreihen

Für die Zeitreihenaggregation kommt das Python-Paket „tsam“ zum Einsatz [106]. Dieses ermöglicht die Nutzung der gängigen Clusteringverfahren „k-means“, „k-medoids“ und das „hierarchische Clustering“. Dabei werden die Methoden des Python-Pakets „scikit-learn“ [207] für maschinelles Lernen verwendet. Eine anschauliche Beschreibung der unterschiedlichen verfügbaren Clusteringverfahren findet sich auf der Webseite von „scikit-learn“⁴⁹.

Unabhängig vom angewandten Verfahren, besteht der erste Schritt der Zeitreihenaggregation stets in der Zerlegung der verwendeten Zeitreihen in Perioden gleicher Länge. Diese Periodenlänge kann frei gewählt werden, allerdings sollten charakteristische Signale innerhalb der Daten beachtet werden, weil diese den späteren Anlagenbetrieb beeinflussen können. Im vorliegenden Fall wird die Autokorrelationsanalyse zur Identifikation einer geeigneten Periodenlänge verwendet. Hierbei wird die Korrelation einer Zeitreihe mit sich selbst unter Anwendung unterschiedlicher zeitlicher Verschiebungen ermittelt. Wenn ein charakteristisches Muster mit wiederkehrenden Peaks erkannt wird, ist eine Zerlegung der Zeitreihe sinnvoll. Die Periodenlänge sollte der Verzögerung zwischen zwei Peaks entsprechen. Die Korrelationskoeffizienten der verwendeten Zeitreihen sind in Abbildung 4.4 dargestellt. Wie zu erwarten, zeigen die Zeitreihen der Erträge von PV-Anlagen und Solarthermie-Kollektoren einen ausgeprägten Tag-Nacht-Zyklus. Der Tagesgang ist auch in den Zeitreihendaten des Wärmebedarfs und Strompreises, sowie der Umgebungstemperatur zu erkennen. Für den Strompreis zeigen sich außerdem charakteristische halbtägliche und wöchentliche Signale. Erstere resultieren aus den geringen Preisen während der Nacht bzw. der solaren Mittagsspitze und den höheren Preisen in den Morgen- und Abendstunden. Die wöchentliche Periodizität ergibt sich aus den oft geringeren Preisen an den Wochenenden, wenn die industrielle Stromnachfrage niedriger ist. In der Zeitreihe des Umgebungsdrucks kann kein periodisches Muster identifiziert werden. Nach der Autokorrelationsanalyse erscheint die Zeitreihenzerlegung mit Periodenlängen von 24 bzw. 168 Stunden am

⁴⁹<https://scikit-learn.org/stable/modules/clustering>

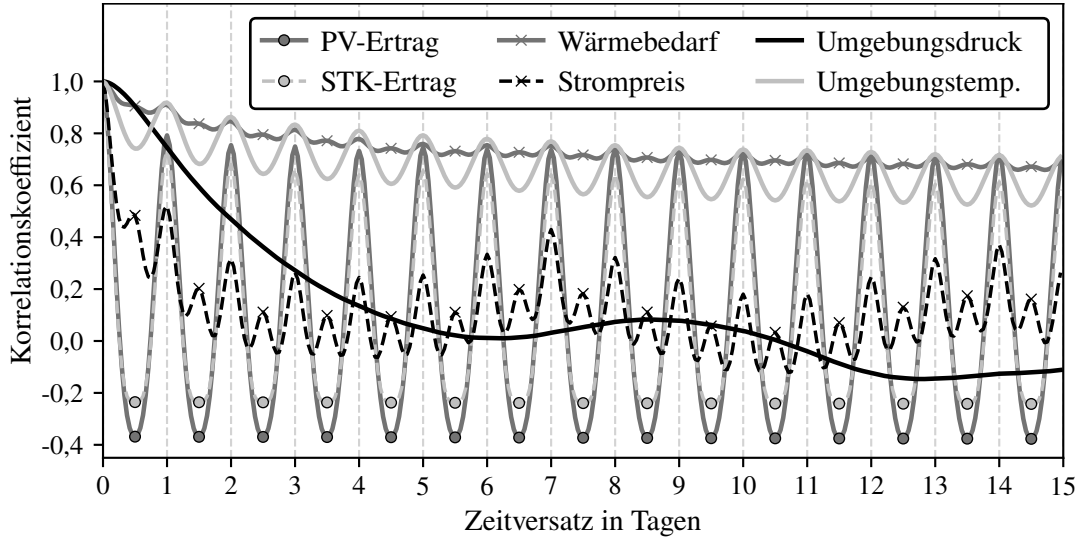


Abbildung 4.4: Autokorrelation der Zeitreihen von PV-Ertrag, Solarthermie-Kollektor-Ertrag, Wärmebedarf, Strompreis, Umgebungsdruck und -temperatur für Zeitversätze von bis zu 15 Tagen.

besten geeignet. Um auch der inter-saisonalen Variabilität der Daten gerecht zu werden, müssen im Optimierungsmodell mehrere Perioden berücksichtigt werden. Bei Verwendung von mehreren Typwochen würde der gewünschte Reduktionseffekt der Modellgröße schnell verringert. Daher wird in dieser Arbeit eine Periodenlänge von 24 Stunden für die Zerlegung verwendet.

Neben der Periodenlänge hat auch die Anzahl der verwendeten typischen Perioden einen Einfluss auf die Qualität des Clusterings. Die Bewertung der Qualität erfolgt nach Gl. (4.1) mithilfe der Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (engl.: root mean square error, RMSE) zwischen dem Originaldatensatz (y) und der von Typtagen repräsentierten Zeitreihe ($\hat{y}$). Um Zeitreihen mit unterschiedlichen Wertebereichen vergleichen zu können, wird der RMSE zusätzlich mit der jeweiligen Schwankungsbreite der Daten normiert (NRMSE).

$$\text{NRMSE} = \frac{\text{RMSE}}{y_{\max} - y_{\min}} \quad \text{mit} \quad \text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{\mathcal{T}} (\hat{y}_t - y_t)^2}{|\mathcal{T}|}} \quad (4.1)$$

In Abbildung 4.4 ist zu erkennen, dass einige Zeitreihen ein ähnliches periodisches Verhalten aufweisen, weil sie vergleichbaren Einflüssen unterliegen (z.B. Außenlufttemperatur und Wärmebedarf). Im Aggregationsprozess werden die Zeitreihen daher mit Wichtungsfaktoren (ω) versehen, um Doppelberücksichtigungen zu vermeiden. Hier wird festgelegt, dass die Zeitreihen des Wärmebedarfs, des Strompreises und der

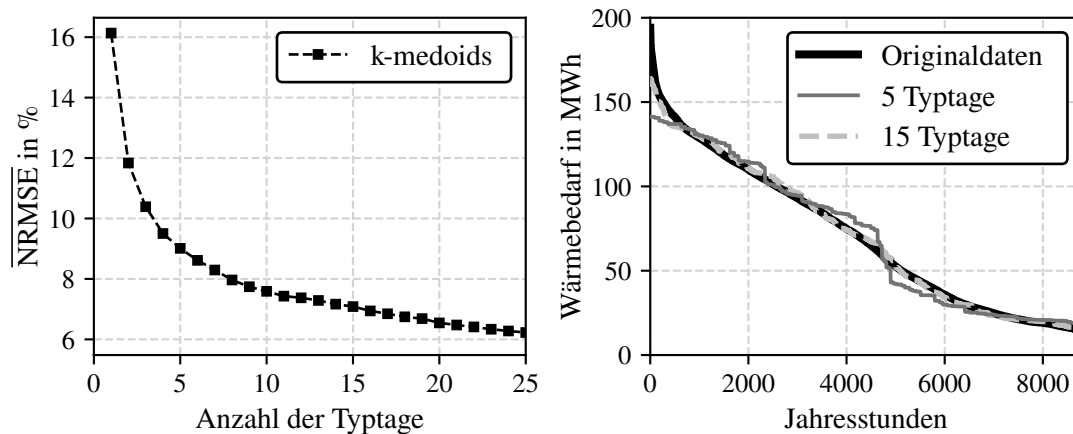


Abbildung 4.5: Abschätzung der Clusteringqualität bei Anwendung des „k-medoids“-Verfahrens. Links: gewichtete, normierte Wurzeln der mittleren Fehlerquadratsummen ($\overline{\text{NRMSE}}$) über Anzahl verwendeter Typtage. Rechts: Exemplarische geordnete Dauerlinien des Wärmebedarfs für Originaldaten und Approximationen mit fünf bzw. 15 Typtagen.

PV-Einspeisung mit dem Wichtungsfaktor Eins berücksichtigt werden – alle weiteren Zeitreihen erhalten einen Wichtungsfaktor nahe Null (10^{-6}). Mittels Gl. (4.2) kann somit ein gewichteter Wert der NRMSEs für alle Zeitreihen berechnet werden. Dieser ist in in Abbildung 4.5 für das Clusteringverfahren „k-medoids“ und unterschiedliche Anzahlen verwendeter Typtage aufgetragen. Zusätzlich sind in Abbildung B.1 im Anhang die Werte der NRMSEs, sowie der mittleren absoluten Fehler (engl.: mean absolute error, MAE) für alle Zeitreihen einzeln dargestellt.

$$\overline{\text{NRMSE}} = \frac{1}{|\mathcal{Z}|} \cdot \sum_{z \in \mathcal{Z}} (\omega_z \cdot \text{NRMSE}_z) \quad (4.2)$$

Abbildung 4.5 zeigt, dass bereits eine vergleichsweise geringe Anzahl an Typtagen ausreicht, um die Originaldaten gut nachzubilden. Anhand des $\overline{\text{NRMSE}}$ ist außerdem zu erkennen, dass zusätzliche Perioden anfänglich eine starke Verbesserung der Aggregationsqualität zur Folge haben. Ab einer bestimmten Anzahl an Typtagen (hier ca. 10) bewirkt die Hinzunahme weiterer Perioden nur noch geringe Verbesserungen. Die Ergebnisse verhalten sich nahezu identisch bei der Verwendung von „k-means“ oder dem „hierarchischen Clustering“. Die folgenden Untersuchungen beschränken sich daher auf die Anwendung des „k-medoids“-Verfahrens.⁵⁰ Weiterhin ist anzumerken, dass

⁵⁰Weitere Möglichkeiten zur Beeinflussung des Clusteringergebnisses sind z.B. das Hinzufügen von Extrempunkten oder die Anpassung der Wichtungsfaktoren der Zeitreihen [106].

eine genauere Abbildung der Originalzeitreihen (z.B. geringeres Fehlermaß $\overline{\text{NRMSE}}$) zwar wünschenswert ist, aber nicht zwangsläufig zu besseren Zielfunktionswerten in der Optimierung führen muss [100].

Durch die Einführung der Zeitreihenaggregation muss die Notation des Optimierungsproblems geringfügig angepasst werden. In der konventionellen Form sind die zeitabhängigen Variablen und Parameter einem der fortlaufend nummerierten Zeitschritte t der Menge $\mathcal{T}$ zugeordnet (siehe Abschnitt 3.5.4, sowie Anhänge A.9 und A.10). Nach der Zeitreihenaggregation ergibt sich eine Indizierung der zeitabhängigen Größen bezüglich der jeweiligen typischen Periode ($p \in \mathcal{P}$) und des Zeitschritts innerhalb der Periode ($s \in \mathcal{S}$). Die Anpassung der Notation ist in Gl. (4.3) am Beispiel der Berechnungsvorschrift der Energiesteuer dargestellt. Die ursprüngliche Formulierung findet sich in Gl. (3.18). Dabei stellt λ_p den Wichtungsfaktor der jeweiligen Periode dar. Dieser bestimmt sich aus der Anzahl der Perioden, die einer typischen Periode zugeordnet sind.⁵¹

$$c^{\text{Energiesteuer}} = \sum_{p \in \mathcal{P}} \lambda_p \cdot \sum_{s \in \mathcal{S}} \left(k_{p,s}^{\text{opex_operation,HWE}} \cdot \dot{Q}_{p,s}^{\text{HWE}} \right) \quad (4.3)$$

4.2.2 Ergebnis der zweistufigen Lösung

In diesem Abschnitt werden die ersten Ergebnisse des zweistufigen Lösungsansatzes vorgestellt. Für die Rechnungen wird festgelegt, dass in der ersten Optimierungsstufe vier Threads und in der zweiten Stufe ein Thread der Workstation belegt werden können. Als Abbruchkriterium wird jeweils eine absolute MIP-Gap von einer halben Millionen Euro definiert. Diese Einstellungen gelten auch in den beiden folgenden Abschnitten 4.2.3 und 4.2.4.

In Abbildung 4.6 ist der Einfluss der Anzahl der verwendeten Typtage auf die Modellgröße der ersten Optimierungsstufe (links) und die Rechenzeit beider Stufen (rechts) dargestellt. Hierbei zeigt sich zunächst der erwartete Zusammenhang, dass die Anzahl der Koeffizienten, Gleichungen und Variablen des Modells linear mit der Anzahl verwendeter Typtage anwächst. Im rechten Teil von Abbildung 4.6 ist zu erkennen, dass das lineare Modellwachstum der ersten Stufe zu einem überproportionalen Anstieg der Rechenzeit führt. Im Gegensatz dazu ist die Zeit zur Berechnung der zweiten Stufe

⁵¹ **Beispiel:** Aus den Zeitreihendaten eines Jahres werden durch ein Clusteringverfahren fünf Typtage gebildet. Dem Cluster des ersten Typtages sind 100 Perioden zugewiesen. Dessen Wichtungsfaktor λ_1 beträgt folglich $100/365$. Die Summe aller Wichtungsfaktoren muss Eins ergeben.

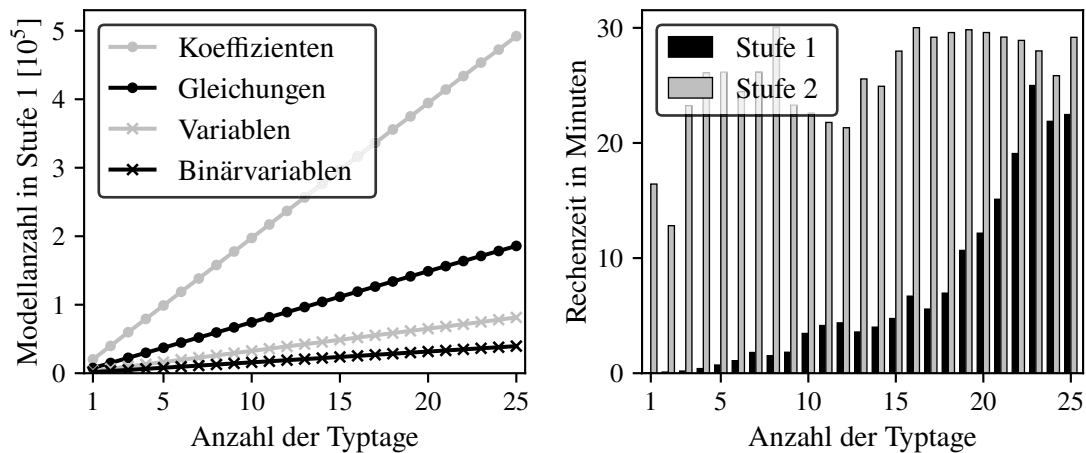


Abbildung 4.6: Einfluss der Anzahl verwendeter Typtage auf die Modellgröße und die Rechenzeit im zweistufigen Lösungsansatz. Links: Anzahl der Koeffizienten (nonzeros), Gleichungen und Variablen der ersten Optimierungsstufe. Rechts: Rechenzeit der ersten und zweiten Stufe.

mit fixierten Entwurfsvariablen vergleichsweise stabil. Die Schwankungen hängen hier weniger mit der Modellgröße, als mit den jeweiligen Energiesystementwürfen zusammen. Die Gesamtrechenzeit einer Iteration des zweistufigen Lösungsprozesses beläuft sich auf etwa 30 Minuten bei Verwendung einer moderaten Anzahl an Typtagen in der ersten Optimierungsstufe. Gegenüber dem konventionellen einstufigen Lösungsverfahren besteht somit ein großes Potential zur Rechenzeiteinsparung (Vergleich Abbildung 4.2).

Die Entwurfsergebnisse und erzielten Zielfunktionswerte der Optimierungsrechnungen sind im oberen Teil von Abbildung 4.7 dargestellt – erneut über der Anzahl verwendeter typischer Perioden. Wenn nur ein oder zwei Typtage genutzt werden, enthält die optimale Anlagenkonfiguration keine Gasturbine und dafür eine höhere Anzahl an Gasmotorenmodulen. Bei Verwendung von mehr Typtagen wird stets auch ein Gasturbinenmodul ausgewählt. Dazu kommen Gasmotoren im Leistungsbereich von 94 bis 123 MW_{th} und ein Heißwassererzeuger, der die verbleibende Leistung bis zum minimal geforderten Wert von 220 MW_{th} bereitstellt. Generell weisen die gefundenen Anlagenkonfigurationen somit eine hohe Ähnlichkeit mit der Referenzlösung aus Tabelle 4.1 auf. Auffällige Abweichungen ergeben sich jedoch bei der optimalen Kapazität des Wärmespeichers. Während diese in der Referenzlösung bei 1480 MWh liegt (siehe Tabelle 4.1), liefert der zweistufige Ansatz Ergebnisse im Bereich von ca. 500 bis 700 MWh. Diese systematische Unterschätzung der optimalen Speichergröße wirkt sich auch auf die Zielfunktionswerte aus. Diese sind mindestens zwei und durchschnittlich etwa vier Millionen Euro geringer als in der Referenzlösung.

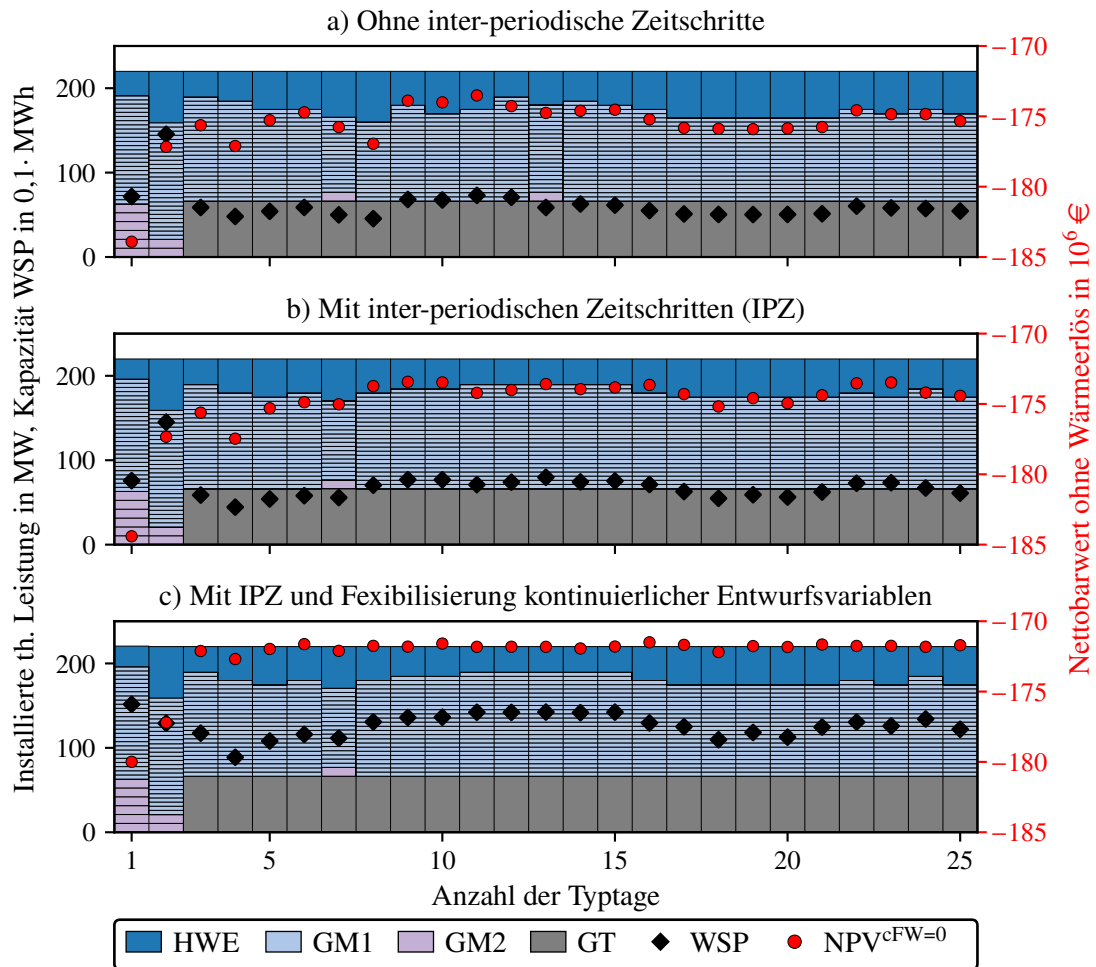


Abbildung 4.7: Entwurfsergebnisse und Zielfunktionswerte des zweistufigen Lösungsansatzes über der Anzahl verwendeter Typtage. Oben: Ohne Verwendung von inter-periodischen Zeitschritten (IPZ). Mitte: Mit IPZ. Unten: Mit IPZ und Flexibilisierung kontinuierlicher Entwurfsvariablen.

4.2.3 Modellerweiterung durch inter-periodische Zeitschritte

Im Optimierungsmodell des vorherigen Abschnitts 4.2.2 sind die Betriebsvariablen der ersten Stufe lediglich innerhalb der einzelnen typischen Perioden miteinander verbunden. Das heißt sie sind unabhängig von den Betriebsvariablen der anderen typischen Perioden und es können folglich auch keine Informationen, wie z.B. Speicherfüllstände, zwischen den Typtagen weitergereicht werden. Es liegt die Vermutung nahe, dass diese Modellformulierung zur beobachteten Unterschätzung der Speicherkapazität führt. In der Literaturübersicht des Abschnitts 2.3.1 wurden mehrere Arbeiten erwähnt, die sich mit Modellierungsansätzen für längerfristige bzw. saisonale Speicherzyklen beschäftigen [102–105]. Die Formulierung von Kotzur et al. [104] ist für die Ver-

wendung in Kombination mit aggregierten Zeitreihen geeignet. Sie wird daher in der vorliegenden Arbeit in das Optimierungsmodell der ersten Stufe integriert. Der Ansatz von Kotzur et al. basiert auf der Einführung eines zweiten Zeitsets in dem die nicht-aggregierten Perioden gemäß ihrer Reihenfolge im Originaldatensatz, sowie der Zuordnung zu den verfügbaren typischen Perioden berücksichtigt werden. Das neue Zeitset ermöglicht die Weitergabe von Informationen zwischen den Perioden des Optimierungsmodells mithilfe von inter-periodischen Zeitschritten ($q \in \mathcal{Q}$). In der Arbeit von Kotzur et al. werden auf diese Weise Saisonalspeicher in das Modell integriert. In der vorliegenden Arbeit wird das Prinzip der inter-periodischen Zeitschritte erweitert, um auch die Startbedingung der KWK-Anlagen (Wechsel des Betriebszustands von „Aus“ auf „An“) im Periodenübergang korrekt abzubilden. Auf diese Weise kann der sonst mögliche freie Start (ohne Anfahrkosten) zu Beginn jeder typischen Periode vermieden werden. Die notwendigen Modellanpassungen, sowie alle benötigten neuen Sets, Variablen und Nebenbedingungen sind im Anhang A.11 beschrieben. Dort findet sich mit Abbildung A.10 auch eine anschauliche schematische Darstellung des Superpositions-Prinzips mit dem die inter-periodische Weitergabe der Wärmespeicherfüllstände im Optimierungsmodell der ersten Stufe erreicht wird.

Die Optimierungsergebnisse des zweistufigen Lösungsansatzes mit der Erweiterung um inter-periodische Zeitschritte sind im mittleren Teil von Abbildung 4.7 dargestellt. Die hierbei ermittelten optimalen Anlagenentwürfe ähneln stark den Ergebnissen aus Abschnitt 4.2.2 ohne inter-periodische Zeitschritte. Die Kapazität des Wärmespeichers liegt durchschnittlich etwa 100 MWh höher, aber ist noch immer deutlich vom Ergebnis der Referenzlösung entfernt. Die mittlere Verbesserung der Zielfunktionswerte fällt mit ca. einer Millionen Euro entsprechend ebenfalls gering aus. Gleichzeitig steigt im Vergleich zum Modell ohne inter-periodische Zeitschritte die Rechenzeit der ersten Stufe um durchschnittlich ca. 20%, da zusätzliche Variablen und Nebenbedingungen verwendet werden müssen und somit die Modellgröße zunimmt.

4.2.4 Flexibilisierung der kontinuierlichen Entwurfsvariablen

Da mit der Einführung der inter-periodischen Zeitschritte im Abschnitt 4.2.3 die Unterschätzung der optimalen Speicherkapazität nicht ausreichend verringert werden konnte, wird nachfolgend eine weitere Modellvariante untersucht. Im Optimierungsmodell wird unterschieden zwischen diskreten und kontinuierlichen Entwurfsvariablen. Erstere entscheiden über das Vorhandensein der Komponenten im Anlagenentwurf ($\gamma_k \in \{0; 1\}$), gleichzeitig legen sie bei den KWK-Anlagen aufgrund deren diskreten Größen auch die

jeweiligen Nominalleistungen fest. Die kontinuierlichen Entwurfsvariablen unterscheiden sich je nach Komponententyp und repräsentieren die thermische (HWE, WP, EHK) oder elektrische (PV) Nominalleistung, die Kapazität (WSP) oder die Kollektorfläche (STK). In den beiden vorherigen Abschnitten werden sowohl die diskreten als auch die kontinuierlichen Entwurfsvariablen in der ersten Optimierungsstufe bestimmt und anschließend fixiert. In der Modellvariante dieses Abschnitts werden lediglich die diskreten Entwurfsvariablen fixiert und die kontinuierlichen Entscheidungsgrößen können in der zweiten Stufe flexibel geändert werden. Dabei muss festgelegt werden, ob die Flexibilisierung für alle oder nur für bestimmte Komponententypen erfolgen soll. Außerdem ist die Entscheidung zu treffen, ob eine kontinuierliche Variable vollständig flexibilisiert werden soll, oder sie ihren Wert ausgehend von der Lösung der ersten Stufe nur innerhalb eines bestimmten Bereichs verändern darf (z.B. $\pm 50\%$). Im vorliegenden Fall wird festgelegt, dass in der zweiten Stufe eine vollständige Flexibilisierung aller kontinuierlichen Entwurfsvariablen erfolgt. Aufgrund des vergleichsweise einfachen Anlagendesigns betrifft dies jedoch nur die Kapazität des Wärmespeichers und die thermische Nominalleistung des Heißwassererzeugers.

Die Ergebnisse der Untersuchung sind im unteren Teil von Abbildung 4.7 dargestellt. Hierbei zeigen sich im Vergleich zu den beiden vorherigen Modellvarianten deutlich größere optimale Kapazitäten des Wärmespeichers. Die gefundenen Ergebnisse liegen im Bereich der Referenzlösung (siehe Tabelle 4.1). Selbiges gilt für die Zielfunktionswerte, welche teilweise sogar geringfügig besser ausfallen als in der Referenzlösung. Dies hat seine Ursache im festgelegten Abbruch der einstufigen Optimierung nach 24 Stunden bei nicht vollständig geschlossener MIP-Gap. Beim Rechenzeitvergleich der Modellvarianten aus den Abschnitten 4.2.3 und 4.2.4 könnte erwartet werden, dass letztere langsamer konvergiert, weil durch die Flexibilisierung der Entwurfsvariablen erneut Variablenkopplungen im Modell entstehen (siehe Erläuterungen zur Abbildung 2.1). Tatsächlich kann in den Ergebnissen jedoch kein eindeutiger Trend beobachtet werden. Teilweise benötigen die Modelle aus Abschnitt 4.2.3 mehr Rechenzeit als die Instanzen aus Abschnitt 4.2.4 und teilweise ist es umgekehrt. Es liegt die Vermutung nahe, dass infolge der Flexibilisierung kontinuierlicher Entwurfsvariablen einige numerische Schwierigkeiten im Modell verringert werden, die sich aus einer starr vorgegebenen Konfiguration ergeben können. Beide Effekte sind gegenläufig und ihre stochastischen Einflüsse auf die Numerik und das Lösungsverhalten können sich von Modell zu Modell unterscheiden. Letztendlich bleibt es damit eine heuristische Entscheidung, ob Variablen im zweistufigen Lösungsverfahren flexibilisiert werden sollen und falls ja in welchem Maße.

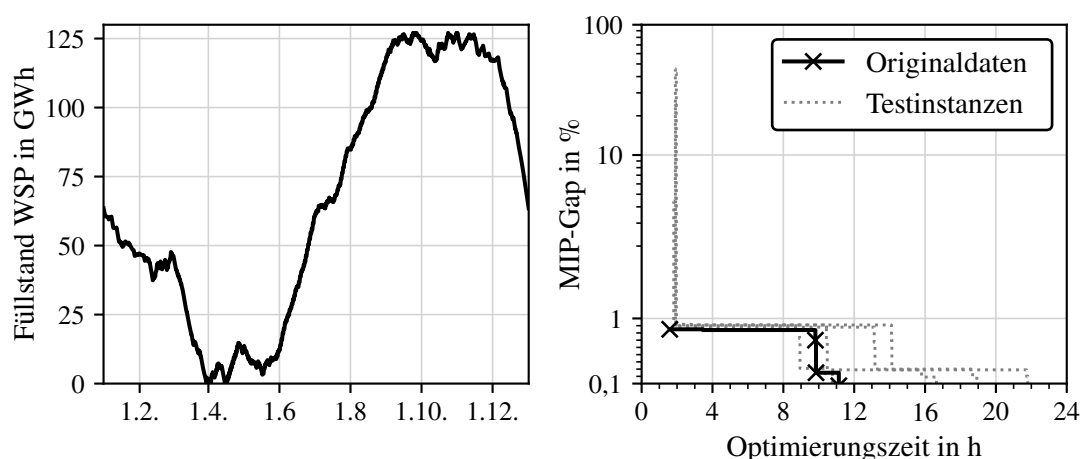


Abbildung 4.8: Füllstand des Wärmespeichers im Jahresverlauf (links) und Entwicklung der MIP-Gap in Abhängigkeit der Rechenzeit (rechts) für ein Anwendungsbeispiel mit vorgegebener Größe des Solarthermie-Kollektorfeldes von 50 ha.

4.3 Vergleich anhand eines Beispiels mit Saisonalspeicherung

In den vorherigen Abschnitten beinhalten die optimalen Anlagenentwürfe keine saisonalen Energiespeicherkomponenten. Bei der Einführung der inter-periodischen Zeitschritte wird deshalb keine signifikante Qualitätsverbesserung der Ergebnisse im zweistufigen Lösungsverfahren festgestellt. Zur Validierung des Prinzips der inter-periodischen Zeitschritte wird in diesem Abschnitt ein Anwendungsbeispiel mit Saisonalspeicherung erzwungen, indem ein großes Solarthermie-Kollektorfeld mit 50 Hektar Fläche zur Installation vorgegeben wird. Aus dem spezifischen Wärmeertrag in Abbildung 3.10 kann berechnet werden, dass die Jahresausbeute eines Kollektorfeldes dieser Größe ca. 359 GWh beträgt. Das entspricht etwa 58% des Gesamtjahreswärmebedarfs. Nach Gl. (A.29) muss die bereitgestellte Wärme der Solarthermie-Kollektoren jederzeit vollständig abgenommen werden – entsprechend wird ein großer Wärmespeicher benötigt, um die Überschüsse saisonal verschieben zu können.⁵² Die Saisonalität des Wärmespeicherfüllstandes ist in Abbildung 4.8 (links) für eine erneut durchgeführte einstufige Referenzrechnung dargestellt. Hier zeigt sich die starke Speicherbeladung in den Sommermonaten Juni, Juli, August und

⁵²Reale Anlagen sind in der Regel so ausgelegt, dass es zulässig ist, gelegentlich nicht die komplette Wärme abzuführen. Die Solarthermie-Anlage befindet sich dann im Zustand der „thermischen Stagnation“ bei dem das Wärmeträgerfluid ganz oder teilweise verdampft wird. Zum Schutz der Anlage sollte dieser Zustand jedoch nicht als Regelfahrweise vorgesehen werden.

4.3 Vergleich anhand eines Beispiels mit Saisonspeicherung

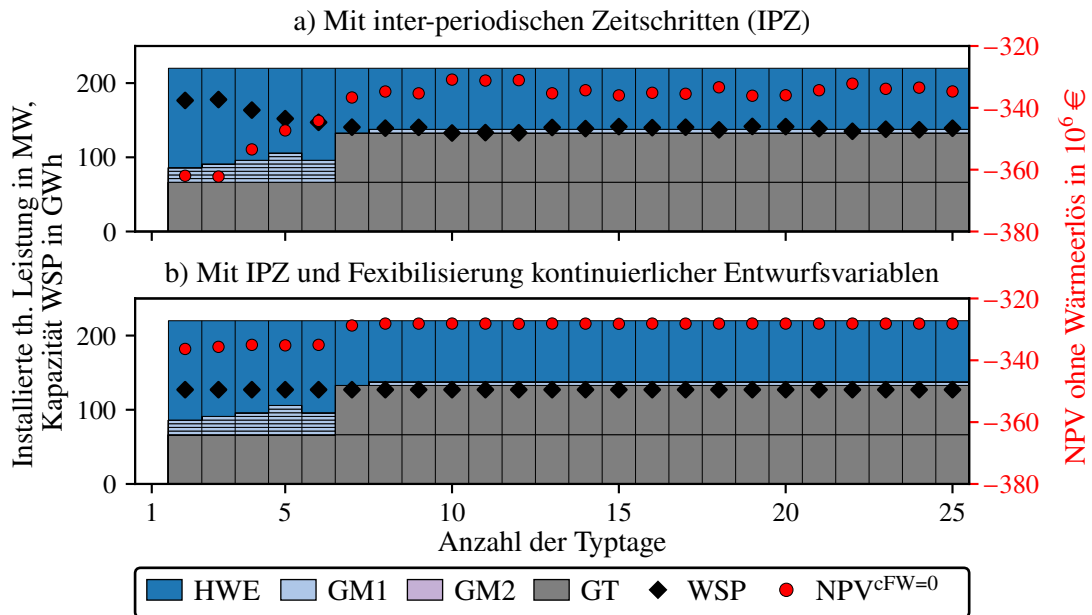


Abbildung 4.9: Entwurfsergebnisse und Zielfunktionswerte des zweistufigen Lösungsansatzes über der Anzahl verwendeter Typtage für ein Anwendungsbeispiel mit vorgegebener Größe des Solarthermie-Kollektorfeldes von 50 ha.

die vollständige Entladung in den Wintermonaten Dezember bis März. Neben dem 50 Hektar Solarthermie-Kollektorfeld und dem Wärmespeicher mit der Kapazität von 127 GWh beinhaltet die Konfiguration der einstufigen Referenzlösung zwei Gasturbinenmodule, einen kleinen Gasmotor (GM1) und einen Heißwassererzeuger mit der Nominalleistung $82 \text{ MW}_{\text{th}}$. Abbildung 4.8 (rechts) zeigt das Lösungsverhalten der Referenzrechnung. Da mit der vorgegebenen Solarthermie-Anlage ein großer Teil der Wärmebereitstellung ebenfalls bereits festgelegt ist, kann die Berechnung schneller erfolgen als im Abschnitt 4.1 der Fall. Für eine erste Lösung mit zufriedenstellender Lösungsqualität (MIP-Gap < 1%) werden jedoch auch etwa zwei Stunden benötigt. Die Entwurfsergebnisse und Zielfunktionswerte bei Anwendung des zweistufigen Verfahrens sind in Abbildung 4.9 angegeben. Zunächst muss erwähnt werden, dass ohne die Verwendung der inter-periodischen Zeitschritte keine gültige Lösung generiert werden kann. Dies liegt daran, dass – wie oben erwähnt – die solarthermisch bereitgestellte Wärme jederzeit vollständig abgenommen werden muss, aber diese insbesondere im Sommer den Bedarf teilweise deutlich übersteigt. Ohne den saisonalen Energietransport kommt es somit zur Verletzung der bilanziellen Speicherrandbedingungen der typischen Perioden (siehe Gl. (A.37)). Durch die Nutzung der inter-periodischen Zeitschritte wird die Lösung des Modells trotz Verwendung von aggregierten Zeitreihendaten ermöglicht. Die Ergebnisse in Abbildung 4.9 zeigen, dass sowohl ohne (oben) als auch mit Flexibilisierung der kontinuierlichen Entwurfsvariablen (unten) erneut

wenige typische Perioden ausreichen, um Lösungen mit guten Zielfunktionswerten zu ermitteln. Ab der Verwendung von acht Typtagen wird durchgängig diejenige Konfiguration gefunden, die auch in der einstufigen Referenzlösung ermittelt wurde. Die einzige Ausnahme bildet hierbei die Kapazität des Wärmespeichers, welche je nach zugrundeliegender Anzahl der Typtage etwas schwankt. Durch die Flexibilisierung der kontinuierlichen Entwurfsvariablen kann dies jedoch ausgeglichen werden, so dass Konfigurationen und Zielfunktionswerte des ein- und zweistufigen Lösungsansatzes exakt übereinstimmen.

Beim Vergleich der Rechenzeiten der beiden Modelllösungsansätze ergeben sich erneut deutliche Einsparpotenziale für die zweistufige Variante. Wie in Abbildung 4.8 (rechts) dargestellt, werden bei der einstufigen Referenzrechnung mindestens zwei, je nach geforderter MIP-Gap auch deutlich mehr Stunden zur Modelllösung benötigt. Im zweistufigen Ansatz zeigen die Ergebnisse der ersten Stufe je nach Anzahl verwendeter Typtage Rechenzeiten von wenigen Sekunden bis maximal fünf Minuten. Für die Berechnung der zweiten Stufe werden ohne flexible Behandlung der kontinuierlichen Entwurfsvariablen im Durchschnitt zusätzlich etwa zwei Minuten benötigt; mit Flexibilisierung erhöht sich die Zeit pro Iteration leicht auf ca. drei Minuten.

Kapitel 5

Ergebnisse der Optimierungsrechnungen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen vorgestellt. Dabei gelten unterschiedliche Prämissen und Schwerpunkte für die angestellten Untersuchungen. Im Abschnitt 5.1 werden die verfügbaren KWK-Technologien miteinander verglichen, anschließend wird der nahe-optimale Lösungsraum analysiert (5.2) und ökonomische und ökologische Zielkonflikte betrachtet (5.3). Im Abschnitt 5.4 wird der neu im KWKG eingeführte Bonus für innovative erneuerbare Wärme näher untersucht. Abschließend wird die Sensitivität der Ergebnisse auf einige ausgewählte Modellrandbedingungen geprüft (5.5). Insofern nicht anders angegeben, wird der zweistufige Ansatz mit inter-periodischen Zeitschritten und flexibilisierten kontinuierlichen Entwurfsvariablen aus Abschnitt 4.2.4 zur Lösung der Optimierungsmodelle verwendet. Bei der Zeitreihenaggregation der ersten Stufe werden 15 Typtage gebildet. Dieser Wert hat sich in den Ergebnissen des Kapitels 4 als guter Kompromiss zwischen Ergebnisqualität und Rechenzeit der ersten Stufe für das vorliegende Modell herausgestellt.

5.1 Vergleich der KWK-Technologien

In diesem Abschnitt werden die verfügbaren KWK-Anlagenarten zunächst einzeln betrachtet, um auf Grundlage eines Ergebnisvergleichs ein besseres Modellverständnis zu erzielen. Als KWK-Anlagen sind die drei Gasmotoren mit unterschiedlichen Größen (GM1, GM2, GM3), sowie das Gasturbinensystem (GT) und die GuD-Anlage modelliert. In der Untersuchung dieses Abschnitts sind keine Kombinationen dieser KWK-Anlagen zulässig. Als Freiheitsgrade der jeweiligen Konfiguration verbleiben somit die Anzahl der Module eines KWK-Anlagentyps, sowie die nominale thermische

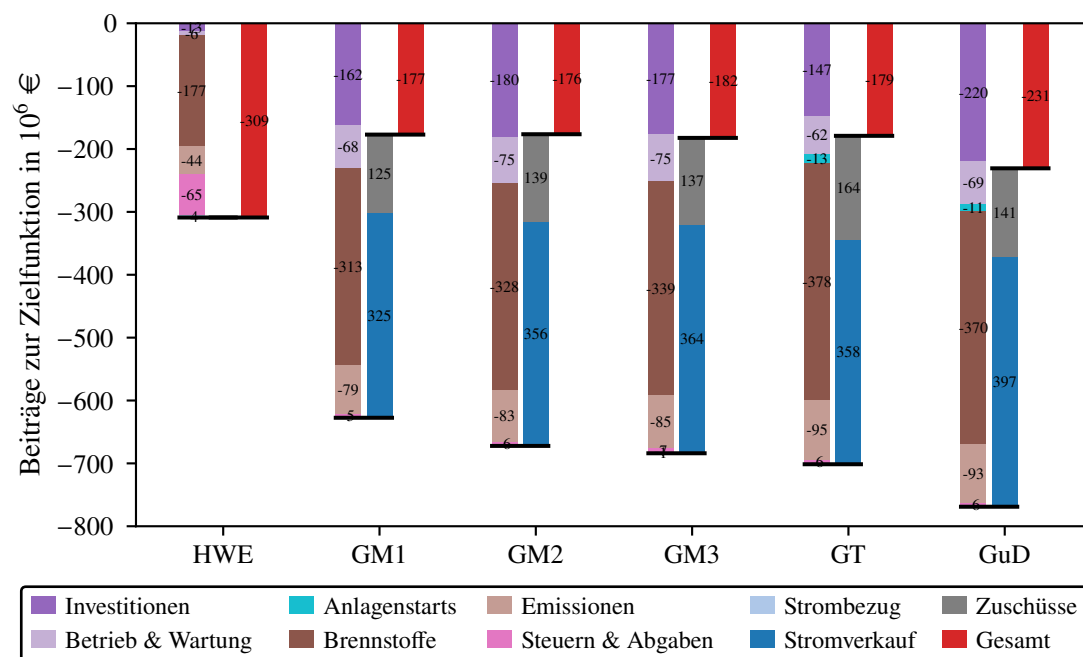


Abbildung 5.1: Gegenüberstellung der Beiträge zum jeweils optimalen Zielfunktionswert bei einzelner Betrachtung der KWK-Anlagenarten (Kombinationen unterschiedlicher KWK-Technologien sind nicht zulässig)

Leistung des Heißwassererzeugers und die Kapazität des Wärmespeichers. Eine zusätzliche Installationsfläche für Solarthermie-Kollektoren, PV-Anlagen und große Erdbeckenwärmespeicher steht nicht zur Verfügung. Die Beiträge zur Zielfunktion der Optimierungsrechnungen der einzelnen KWK-Technologien sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Die Ausgaben (Zielfunktionsbeiträge mit negativem Vorzeichen) finden sich als gestapelte Balken jeweils auf der linken Seite, die Einnahmen in der mittleren Spalte daneben.⁵³ Die resultierenden Zielfunktionswerte sind für alle Technologiearten jeweils rechts als roter Balken dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass für die Vermarktung der Fernwärme erneut ein spezifischer Preis von 0 €/MWh_{th} angesetzt wird (siehe Erläuterungen im Abschnitt 3.3).

Eine Modellvariante mit reiner Frischwärmeerzeugung im Heißwassererzeuger ist ganz links in Abbildung 5.1 dargestellt – das heißt hier sind keine KWK-Anlagen zulässig und folglich wird auch kein Wärmespeicher installiert. Das Ergebnis dieser Variante zeichnet sich durch besonders geringe Investitions- (-13 Mio. €), sowie

⁵³Die jährlich anfallenden Kosten und Erlöse (z.B. Startkosten, Brennstoffkosten, Stromerlöse) sind in dieser Darstellung mit ihrem jeweiligen Barwertbeitrag angegeben. Die jährlichen Werte können durch Division mit dem Rentenbarwertfaktor ($k^{RBF} \approx 12,4$) berechnet werden.

Betriebs- und Wartungskosten (–6 Mio. €) aus. Auffällig ist außerdem der hohe Wert für die anfallenden Steuern und Abgaben (–65 Mio. €). Diese sind zurückzuführen auf die Energiesteuer für den Erdgaseinsatz im Heißwassererzeuger zur ungekoppelten Wärmebereitstellung (–54 Mio. €) und die Stromnebenkosten beim Fremdstrombezug zum Betrieb der Fernwärmenetzpumpen (–11 Mio. €). Insgesamt ergibt sich ein Nettobarwert exklusive Wärmeerlösen von –309 Millionen Euro. Dies entspricht nach Gl. (3.5) einem Break-Even-Wärmepreis von $44,5 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$.

Die Optimierungsrechnungen mit Berücksichtigung von KWK-Anlagen weisen alle- samt bessere Zielfunktionswerte auf. Beim Vergleich der Ergebnisse für die Modell- varianten mit den drei verschiedenen Gasmotorengrößen (GM1, GM2, GM3) zeigen sich keine wesentlichen Unterschiede. Den besten Zielfunktionswert (–176 Mio. €, $c^{\text{FW,Break}} = 25,4 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$) liefert mit geringem Vorsprung die Variante mit mittlerer Gasmotorenleistung. Hier werden 16 Module mit der jeweiligen Nominalleistung von $10,5 \text{ MW}_{\text{th}}$ in der optimalen Konfiguration ausgewählt. In allen nachfolgenden Untersuchungen dieses Kapitels wird aufgrund der geringen Unterschiede nur noch der Motorentyp GM2 verwendet und somit die Modellgröße etwas verringert. Das op- timale Gasturbinensystem verfügt über eine höhere thermische KWK-Nominalleistung als die beste Variante mit Gasmotoren ($199 \text{ MW}_{\text{th}}$ bzw. $168 \text{ MW}_{\text{th}}$). Insgesamt sind die Zielfunktionswerte jedoch sehr ähnlich. Die Vorteile der Gasmotoren-Variante – insbesondere die hohen Teillastwirkungsgrade durch Modularität und der flexible Einsatz durch das Nichtvorhandensein von Startkosten – werden folglich durch die geringeren Investitionskosten des Gasturbinensystems kompensiert (siehe Tabelle 3.2). Die Modellvariante mit GuD-Anlagen fällt durch ihren höheren Investitionsaufwand im Vergleich etwas ab. In einer hier nicht dargestellten Modellrechnung wird zusätzlich der Einfluss der Startkosten für die Gasturbinen- und die GuD-Varianten untersucht. Hierbei zeigt sich, dass neben den eingesparten Zielfunktionsbeiträgen der Startkosten (–13 Mio. € bzw. –11 Mio. €) auch ein flexiblerer, stärker am Strompreis orientierter Betrieb ermöglicht wird. Infolgedessen könnte der Zielfunktionswert des Gastur- binensystems auf –148 Millionen Euro gesteigert werden und damit eine deutlich bessere Lösung als in der Gasmotoren-Variante erzielt werden. Gleichzeitig würde sich hierbei jedoch die durchschnittliche Anzahl der jährlichen Anlagenstarts pro Gasturbinenmodul von 118 auf 571 signifikant erhöhen.⁵⁴

⁵⁴Der Zielfunktionswert der GuD-Rechnung erhöht sich ohne Startkosten auf –208 Millionen Euro. Die durchschnittliche Anzahl der Startvorgänge pro GuD-Modul steigt hierbei von 111 auf 529.

5.2 Nahe-optimaler Lösungsraum

Wenn Investitionsentscheidungen auf Grundlage von Optimierungsrechnungen getroffen werden sollen, ist es hilfreich nicht nur eine optimale Lösung zu ermitteln, sondern auch den nahe-optimalen Lösungsraum zu untersuchen. Hierdurch kann der Anwender ein besseres Verständnis über das Optimierungsproblem erlangen und möglicherweise einige Eigenschaften identifizieren, die für qualitativ hochwertige Lösungen generell bedeutsam sind [208]. Wenn eine nahe-optimale Lösung einige schlecht modellierbare Anforderungen (z.B. Betriebssicherheit) besser erfüllt als die beste gefundene Lösung, kann diese im Entscheidungsprozess letztendlich bevorzugt werden [11]. Im Optimierungsproblem der vorliegenden Arbeit wird das Modellergebnis insbesondere beeinflusst von den diskreten Existenzentscheidungen bezüglich der Energiesystemkomponenten. Daher erfolgt die Untersuchung des nahe-optimalen Lösungsraums in diesem Abschnitt mithilfe von so genannten „Integer-Cut-Constraints“. Deren Logik ist als Pseudocode im Algorithmus 1 angegeben.⁵⁵

Algorithmus 1 Integer-Cut-Constraint

```

1: expr = 0                                     # Initialisiere eine leere Expression
2: for  $k \in \mathcal{K}$  do                         # Gehe durch alle Komponenten
3:     if  $\gamma_k = 0$  then                       # Wenn die binäre Existenzvariable den Wert Null hat ...
4:         expr +=  $\gamma_k$                      # ... addiere den Variablenausdruck zur Expression
5:     else                                     # Andernfalls (Wert Eins) addiere den Term ...
6:         expr +=  $(1 - \gamma_k)$                # ... Eins minus Variablenausdruck zur Expression
7: ADDCONSTRAINT(expr  $\geq 1$ )                 # Füge die neue Constraint „expr  $\geq 1$ “ zum Modell hinzu

```

Bei diesem Modellierungsansatz wird das Optimierungsproblem iterativ gelöst. Nach jeder Iteration wird ein neuer Integer-Cut erzeugt und als Nebenbedingung zum Modell hinzugefügt. Die Integer-Cut-Constraint führt dazu, dass die vorherige Kombination der binären Existenzvariablen aus dem Lösungsraum ausgeschlossen wird. In allen folgenden Iterationen müssen somit andere zulässige Entwurfslösungen gefunden werden. Die Funktionalität der Integer-Cuts ist im verwendeten Python-Paket *aristopy* bereits angelegt und kann dort über die Methode „`add_design_integer_cut_constraint`“ aufgerufen werden.

Die Rechnungen zur Untersuchung des nahe-optimalen Lösungsraums werden zunächst ohne das Vorhandensein einer zusätzlichen Installationsfläche durchgeführt. Im

⁵⁵Eine kompaktere mathematische Formulierung der Integer-Cut-Constraints findet sich in der Arbeit von Fazlollahi et al. [209].

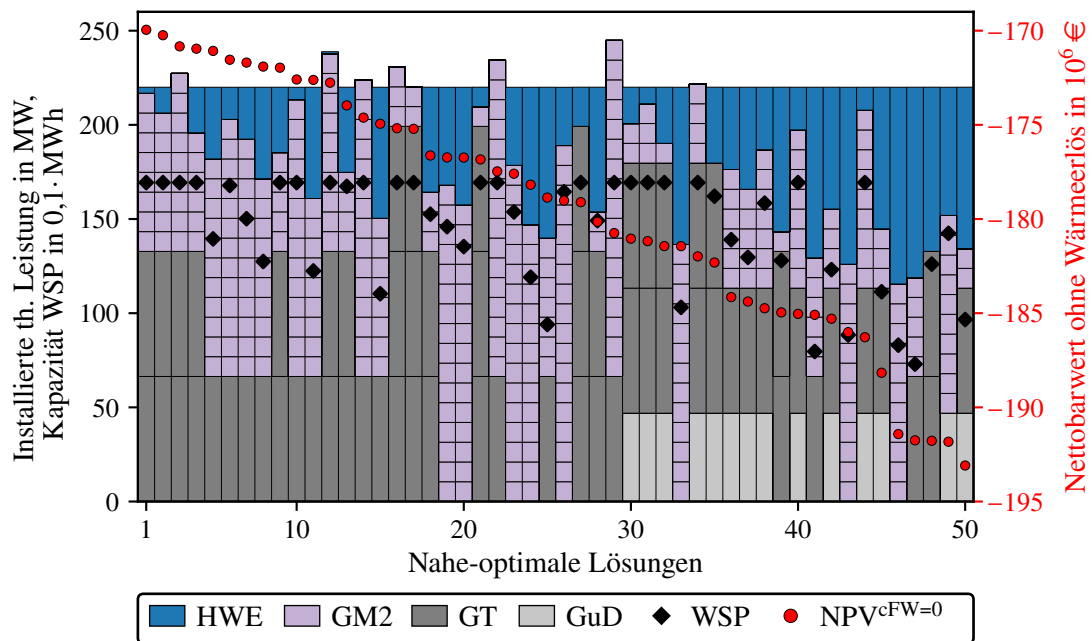


Abbildung 5.2: Konfigurationen und Zielfunktionswerte von 50 nahe-optimalen Lösungen (sortiert nach dem Zielfunktionswert)

Gegensatz zum vorherigen Abschnitt 5.1 sind Kombinationen unterschiedlicher KWK-Anlagen hier ausdrücklich erlaubt. Die Abbildung 5.2 zeigt die 50 besten gefundenen nahe-optimalen Lösungen sortiert nach ihrem Zielfunktionswert.⁵⁶ Außerdem finden sich für die 20 Lösungen mit den höchsten Zielfunktionswerten weitere ausführliche Daten in der Tabelle B.9 im Anhang.

Bei Betrachtung der Ergebnisse fällt auf, dass viele Lösungen mit unterschiedlichen Konfigurationen und vergleichbar hohen Zielfunktionswerten existieren. Das mathematische Problem weist tendenziell also ein eher flaches Optimum auf. Dies ist ein wünschenswerter Umstand im Planungsprozess, denn es bedeutet, dass kleinere Abweichungen vom Optimalwert nicht unmittelbar zu starken Einbußen bezüglich der Zielgröße führen. Generell kann in den nahe-optimalen Konfigurationsergebnissen ein starker Trend zur Installation von KWK-Anlagen beobachtet werden. Deren installierte thermische Nominalleistung beträgt bei den besten Lösungen mindestens $150 \text{ MW}_{\text{th}}$ und reicht bis zu $200 \text{ MW}_{\text{th}}$ und mehr. Außerdem sind die KWK-Anlagen für einen Anteil von mindestens 95% an der Jahreswärmebereitstellung verantwortlich.

⁵⁶Die Referenzlösung aus Abschnitt 4.1 (siehe Tabelle 4.1) ist kein Bestandteil der Ergebnisse. Wie im Abschnitt 5.1 erläutert, wird in den Untersuchungen dieses Kapitels lediglich der Gasmotor GM2 berücksichtigt; in der Referenzlösung wird die kleine Motorengröße GM1 verwendet. Die Konfigurationen und Zielfunktionswerte der Lösungsnummern 5 und 7 sind jedoch nahezu identisch.

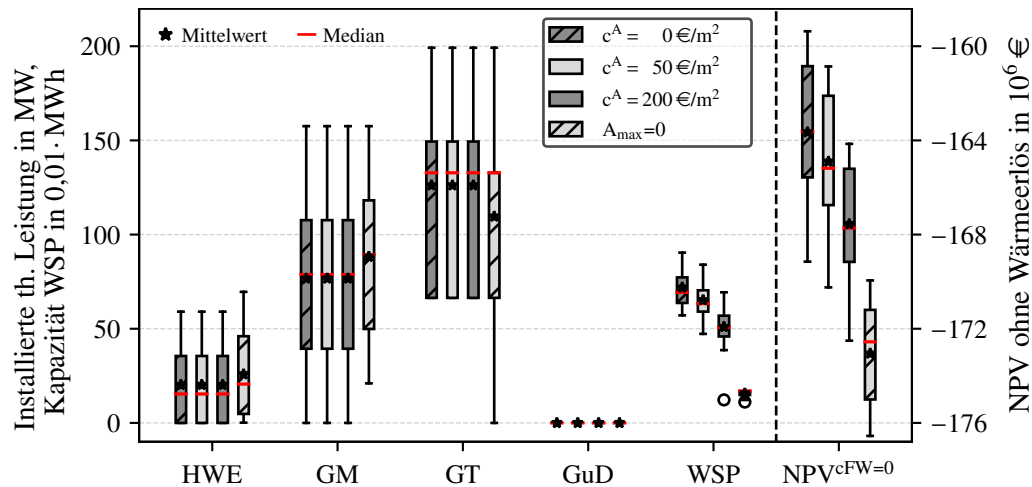


Abbildung 5.3: Ergebnisspannweiten für Konfigurationen und Zielfunktionswerte von 20 nahe-optimalen Lösungen als Box-Whisker-Plot mit unterschiedlichen Verfügbarkeiten und spezifischen Kosten der Zusatzfläche

Entsprechend gering sind die installierte Leistung des Heißwassererzeugers und die zugehörige Frischwärmeerzeugung. Die höchsten Zielfunktionswerte liefern Konfigurationen in denen Gasmotoren und Gasturbinen gemeinsam vertreten sind. Hierbei werden die vorteilhafte Modularität und Flexibilität der Gasmotoren mit den geringeren Investitionskosten der Gasturbinen kombiniert. Wie bereits anhand des beispielhaften Betriebsplans der Referenzlösung in Abbildung 4.1 diskutiert, sind die Gasturbinen dabei eher für die Deckung des Lastsockels zuständig. Die Gasmotoren werden im Vergleich stärker strompreisorientiert betrieben mit häufigeren An- und Abfahrvorgängen. Wie im vorherigem Abschnitt 5.1 herausgearbeitet, stellt die modellierte GuD-Anlage im Vergleich eine etwas weniger attraktive Option für den Energiesystementwurf dar. In der Tendenz zeigen die Ergebnisse, dass Konfigurationen mit größerer Gasturbinenleistung (zwei oder drei Module) mit einer höheren optimalen Wärmespeicherkapazität einhergehen als vergleichbare Gasmotoren-basierte Systeme. Dies ist mit deren Bestreben zu erklären, Wirkungsgradeinbußen im Teillastbetrieb und Startkosten für nicht erforderliche Anfahrvorgänge zu vermeiden. Große Wärmespeicher können dabei hilfreich sein, daher wird hier häufig die vorgegebene Kapazitätsgrenze der Tankbauweise von 50.000 m³ bzw. etwa 1.700 MWh erreicht.

In einer weiteren Rechnung wird deshalb die Möglichkeit zur Errichtung größerer Wärmespeicher ohne Kapazitätsbegrenzung freigegeben. Diese können in Erdbeckenbauweise auf einer Zusatzfläche installiert werden, für deren Nutzung unterschiedliche spezifische Flächenkosten angenommen werden ($c^A = \{0; 50; 200\} \text{ €/m}^2$). Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.3 als Box-Whisker-Plot dargestellt. Bezüglich der

Konfigurationen zeigen sich im Vergleich zur Rechnung ohne Verfügbarkeit der Zusatzfläche ($A_{\max} = 0$) etwas geringere Leistungen des Heißwassererzeugers und der Gasmotoren, bei gleichzeitig etwas höheren Gasturbinenleistungen. Generell werden deutlich größere optimale Wärmespeicherkapazitäten ermittelt – die maximale Kapazität findet sich in einer Rechnung mit Flächenkosten von 0 €/m^2 und liegt bei ca. 9.000 MWh. Dabei sinkt die optimale Kapazität, je höher der angenommene Wert der spezifischen Flächenkosten ist. Im Allgemeinen geht die Hinzunahme der Zusatzfläche mit einer Verbesserung der Zielfunktionswerte einher. Die beste gefundene Lösung mit Flächenkosten von 0 €/m^2 weist einen Nettobarwert ohne Wärmeerlöse von $-159,4$ Millionen Euro auf. Das entspricht einem Break-Even-Wärmepreis von $23 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$.

5.3 Ökonomische und ökologische Zielkonflikte

In den bisherigen Untersuchungen waren die Optimierungsrechnungen rein ökonomisch getrieben, ökologische Aspekte wurden lediglich indirekt über die Kosten von Brennstoffen und Emissionsberechtigungen berücksichtigt. In diesem Abschnitt soll der Zielkonflikt zwischen ökonomischen und ökologischen Kriterien durch die Identifikation von pareto-optimalen Konfigurationen analysiert werden. Dazu wird ein Modellierungsansatz basierend auf so genannten Epsilon-Constraints verwendet. Die Idee ist hierbei, weiterhin nach der ökonomischen Zielgröße – dem Nettobarwert exklusive Wärmeerlösen – zu optimieren und parallel die zulässigen Emissionen der Fernwärmeerzeugung iterativ zu reduzieren. Konkret werden in einem ersten Schritt optimale und nahe-optimale Lösungen ohne Limitierung der Emissionen bestimmt. Ausgehend vom dabei ermittelten maximalen Emissionswert werden in allen folgenden Iterationen neue Restriktionen eingeführt, die diesen maximalen Wert auf einen prozentualen Anteil (Epsilon) begrenzen. Weil in den Energiesystemkonfigurationen dieser Arbeit häufig KWK-Anlagen verwendet werden, ist es erforderlich festzulegen, wie die Emissionen den beiden Produkten Elektrizität und Fernwärme zugewiesen werden. Im Abschnitt 3.2.4 wurde erwähnt, dass laut Gebäudeenergiegesetz sowohl der Primärenergiefaktor als auch die äquivalenten CO_2 -Emissionen der Fernwärme mithilfe der Stromgutschrift-Methode berechnet werden müssen. Wie dort ebenfalls erläutert ist, wird in dieser Berechnungsvorschrift die Summe des eingespeisten KWK-Stroms mit einem Gutschriftswert in Höhe des Verdrängungsstrommixes multipliziert und von den berechneten Emissionen abgezogen. Insbesondere für gasbetriebene KWK-Systeme mit hoher Stromkennzahl können so sehr geringe Werte für den Primärenergiefaktor und die äquivalenten CO_2 -Emissionen berechnet werden. Emissionsarme, erneuerbare

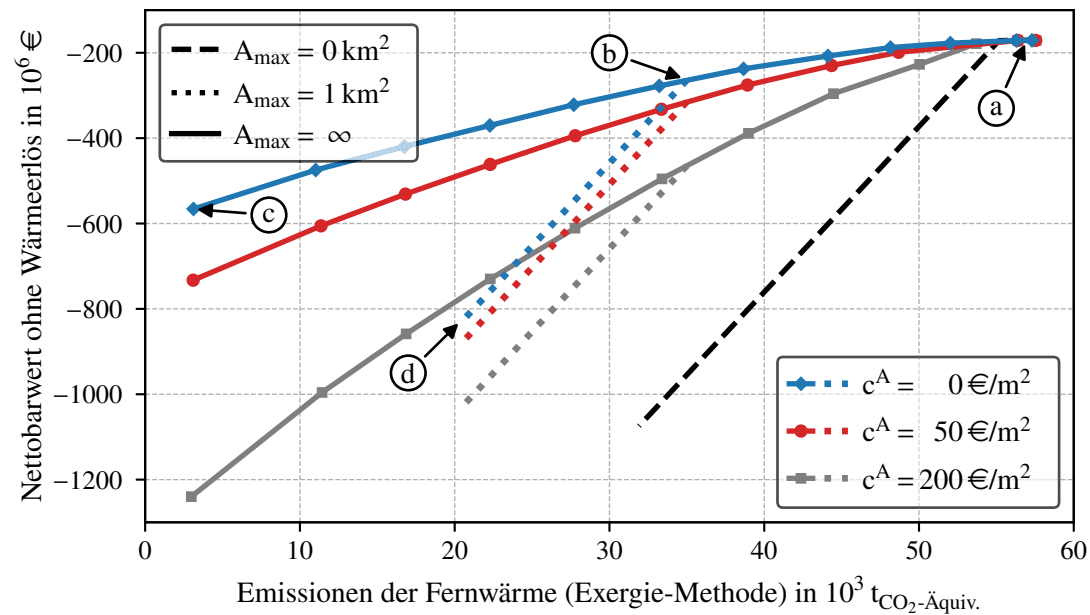


Abbildung 5.4: Pareto-Fronten des Zielkonflikts zwischen den absoluten Fernwärmeemissionen (Exergie-basiert) und den Nettobarwerten ohne Wärmeerlöse für unterschiedliche Verfügbarkeiten und spezifische Kosten der Zusatzfläche

Wärmerzeugungstechnologien, wie z.B. die Solarthermie, können von der Stromgutschrift nicht profitieren und werden in dieser Allokationsmethode daher tendenziell benachteiligt. Für die vorliegende Arbeit wird deshalb die Festlegung getroffen, die Emissionen im KWK-Prozess mittels der Exergie-Methode (Carnot) aufzuteilen, um auch den unterschiedlichen Wertigkeiten der Produkte Strom und Wärme Rechnung zu tragen. Die hierfür relevanten Annahmen und Berechnungsvorschriften sind im Abschnitt A.12 im Anhang zusammengefasst und erläutert.

Die ermittelten Pareto-Fronten der Optimierungsrechnungen sind in Abbildung 5.4 als Nettobarwerte ohne Wärmeerlöse über den absoluten Fernwärmeemissionen (berechnet nach der Exergie-Methode) dargestellt. Die durchgezogenen farbigen Linien (blau, rot, grau) sind berechnet ohne eine Begrenzung der zusätzlichen Installationsfläche für Solarthermie-Kollektoren, PV-Anlagen und große Erdbeckenwärmespeicher. Die verschiedenen Farben repräsentieren unterschiedliche Annahmen bezüglich der spezifischen Flächenkosten. Weiterhin sind die vier exemplarischen Punkte (a) bis (d) eingezeichnet, die zur Veranschaulichung der nachfolgenden Erklärungen verwendet werden. In der Tabelle 5.1 findet sich eine ausführliche Ergebnisübersicht für diese vier Punkten.

Auf der Pareto-Front mit den Flächenkosten von 0 €/m^2 (blaue durchgezogene Linie) erfolgt die Emissionsreduktion von Punkt (a) über (b) nach (c) durch eine schrittweise

Tabelle 5.1: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für vier ausgewählte pareto-optimale Punkte (siehe Abbildung 5.4).

Parameter	(a)	(b)	(c)	(d)
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	181,9	126,0	10,5	115,5
Modulanzahl GM2	11	12	1	11
Modulanzahl GT	1	0	0	0
Modulanzahl GuD	0	0	0	0
Nominalleistung HWE in MW _{th}	38,1	94,0	207,3	98,3
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0,0	0,0	2,2	0,0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0,0	0,0	0,0	6,2
Wärmespeicherkapazität in GWh	1,1	61,0	342,9	61,0
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0,0	31,8	85,6	31,9
Nominalleistung PV in MW _p	0,5	1,3	12,7	1,6
Größe der Zusatzfläche in ha	0,8	99,4	334,4	100,0
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620,7	620,7	620,7	620,7
Anteil GM2 in %	82,7	63,3	1,0	61,7
Anteil GT in %	14,9	0,0	0,0	0,0
Anteil GuD in %	0,0	0,0	0,0	0,0
Anteil HWE in %	2,4	0,0	0,0	0,0
Anteil STK in %	0,0	36,7	98,9	36,8
Anteil EHK in %	0,0	0,0	0,1	0,0
Anteil WP in %	0,0	0,0	0,0	1,5
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	189,4	241,8	508,2	221,5
Import Erdgas in GWh _{Hi} /a	1357	843	12	0
Import Biomethan in GWh _{Hi} /a	0,0	0,0	1,3	821,6
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	0,7	1,4	4,2	0,3
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	597,3	382,7	5,4	368,8
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0,32	-0,25	0,01	-1,11
nach Exergie-Methode	0,47	0,28	0,02	0,13
Fernwärme-Emissionen in kg _{CO₂-Äquiv.} /MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-336	-226	1	-362
nach Exergie-Methode	103	62	6	37
Nettobarwert in 10 ⁶ €	-170,9	-262,4	-565,9	-830,7
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	170,2	274,1	502,9	268,4
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	5,7	5,8	6,6	5,6
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0,2	0,0	0,0	0,0
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	27,0	16,8	0,3	65,4
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	6,8	4,2	0,1	0,0
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0,5	0,4	0,6	0,5
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	28,2	18,6	0,7	17,5
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	149,3	118,7	23,5	111,4

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Reduktion der KWK-Wärmeerzeugung ($\{97,6; 63,3; 1,0\}\%$) zugunsten von solarthermischer Wärmebereitstellung ($\{0,0; 36,7; 98,9\}\%$). Wie Tabelle 5.1 zeigt, ändert sich hierbei auch die installierte Erzeugungsleistung und Wärmespeicherkapazität entsprechend. Im Punkt (c) bei nahezu vollständiger Emissionsreduktion⁵⁷ wird lediglich ein Gasmotorenmodul zur Erzeugung des Netzpumpenstroms errichtet und der restliche Teil der geforderten Leistung von $220 \text{ MW}_{\text{th}}$ durch einen großen Heißwassererzeuger abgesichert. Die Solarthermie-Anlage, welche für fast 99% der Jahreswärmebereitstellung verantwortlich ist, verfügt über eine Kollektorfläche von ca. 86 Hektar. Für ihre Installation besteht somit ein Flächenbedarf von 214 ha. Zusätzlich wird ein großer Wärmespeicher mit einer Kapazität von 343 GWh benötigt. Dessen Platzbedarf in Erdbeckenbauweise beträgt ca. 120 Hektar. In Summe liegt der Flächenbedarf im Punkt (c) im Fall nahezu vollständiger Emissionsreduktion somit bei ca. 334 ha.⁵⁸ Die mit gestrichelten und gepunkteten Linien dargestellten Pareto-Fronten sind mit einer begrenzten Verfügbarkeit der Zusatzfläche von 1 bzw. 0 km^2 berechnet ($1 \text{ km}^2 \hat{=} 100 \text{ ha}$). Hier erfolgt die Emissionsreduktion von Punkt (b) zu (d) durch einen Brennstoffwechsel von Erdgas zu Biomethan, sobald die maximale Fläche erreicht wird. In diesem Fall sinkt der Zielfunktionswert linear aufgrund der deutlich höheren Brennstoffkosten des Biomethans. Allgemein wird in Abbildung 5.4 sichtbar, dass die Emissionsreduktion – je nach Kosten der Zusatzfläche – mit einer signifikanten Verringerung der Nettobarwerte exklusive Wärmeerlösen einhergeht. Abbildung B.2 im Anhang zeigt die Zielfunktionswerte umgerechnet in Break-Even-Fernwärmepreise. Diese Wärmepreise steigen von ursprünglich ca. $25 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ im Punkt (a) auf über $80 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ bei nahezu vollständiger Emissionsreduktion im Punkt (c). Bei Verwendung von spezifischen Flächenkosten von 200 €/m^2 sind sogar Werte bis etwa $180 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ möglich. Die tabellierten Beiträge zum Zielfunktionswert (Tabelle 5.1) bzw. deren grafische Veranschaulichung (Abbildung B.3 im Anhang) verdeutlichen, dass KWK-basierte Systeme, wie die Konfiguration in Punkt (a), dominiert werden von den variablen Betriebskosten. Die Systeme mit niedrigeren Emissionen und Nutzung von Solarstrahlung (v.a. Punkt (c)) zeichnen sich durch eine hohe Anfangsinvestition und anschließend deutlich geringere Betriebskosten aus.

⁵⁷Es wird keine vollständige Reduktion erreicht, weil der Strom zum Betrieb der Fernwärmenetzpumpen entweder emissionsbehaftet intern produziert oder importiert werden muss. Strom aus PV-Anlagen kann nur einen Teil abdecken, weil keine zusätzlichen Stromspeicher modelliert sind.

⁵⁸Zum Vergleich: Das entspricht in etwa 470 Fußballfeldern, oder der Fläche des Berliner Stadtparks „Tempelhofer Feld“ auf dem Gelände des ehemaligen Innenstadthafen Tempelhof.

Die auf Exergie-Basis berechneten äquivalenten CO₂-Emissionen und Primärenergiefaktoren der Fernwärme sinken in Tabelle 5.1 erwartungsgemäß bei Verringerung des KWK-Anteils und Erhöhung der solarthermischen Wärmeerzeugung von Punkt (a) nach (c). Bei Verwendung der Stromgutschrift-Methode zeigt sich der entgegengesetzte Fall – hier steigen beide Kennzahlen trotz Erhöhung des Solarthermie-Anteils. Letzteres entspricht nicht dem intuitiv erwarteten Verhalten. Auch wenn die nach Stromgutschrift-Methode berechneten Kennzahlen anschließend noch korrigiert werden müssen (siehe Fußnote der Tabelle 5.1), ergibt sich daraus kaum Anreizwirkung auf eine Fernwärmeversorgung mit erneuerbaren Energien zu setzen. Die Exergie-basierte Allokation liefert hierbei aussagekräftige und klarer unterscheidbare Ergebnisse. Sie empfiehlt sich daher als Ersatz für die derzeit vorgeschriebene Stromgutschrift-Methode.

5.4 Innovative erneuerbare Wärme nach §7a KWKG

Mit der Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 8. August 2020 wurde der neue Paragraph 7a eingeführt, der einen „Bonus für innovative erneuerbare Wärme“ vorsieht.⁵⁹ Dieser wird als Zuschlag zur regulären, nach §7 bzw. §8a KWKG bestimmten Vergütung für eingespeisten KWK-Strom gewährt (siehe Abschnitt 3.2.1). Die Zuschlagshöhe für innovative erneuerbare Wärme richtet sich nach deren Anteil an der so genannten Referenzwärme. Bei einem minimalen innovativen Wärmeanteil von 5% beträgt der Zuschlag 0,4 ct/kWh_{el}; der maximale Bonus liegt bei 7,0 ct/kWh_{el} für einen Anteil von mindestens 50%. Die in 5%-Schritten abgestuften Zwischenwerte der Zuschlagshöhe können §7a Abs. 1 Nr. 1–10 KWKG entnommen werden. Gemäß §2 Nr. 16 der KWK-Ausschreibungsverordnung (KWKAusV)⁶⁰ ist die Referenzwärme definiert als „[...] die Summe aus der Nutzwärme, die die KWK-Anlage eines innovativen KWK-Systems mit 3.000 Vollbenutzungsstunden bereitstellen kann, und der von dem gleichen innovativen KWK-System innerhalb eines Kalenderjahres bereitgestellten innovativen erneuerbaren Wärme“. Die Anforderungen an die innovative erneuerbare Wärme sind geregelt unter §2 Nr.12 KWKAusV. Weitere Erläuterungen finden sich im „Merkblatt für innovative KWK-Systeme“ des Bundesamts für Wirtschaft und

⁵⁹Es ist anzumerken, dass die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission für weite Teile der KWKG-Novelle erst am 3. Juni 2021 erteilt wurde. Der Bonus für innovative erneuerbare Wärme wird in dieser Arbeit daher lediglich in diesem gesonderten Abschnitt behandelt und findet keinen Eingang in die weiteren Berechnungen, wie beispielsweise zu den pareto-optimalen Energiesystementwürfen im Abschnitt 5.3.

⁶⁰KWK-Ausschreibungsverordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3167), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 14. Juli 2021 (BGBl. I S. 2860) geändert worden ist

Ausfuhrkontrolle [210]. Als förderfähige Technologien gelten demnach solarthermische und geothermische Anlagen, sowie elektrische oder mit gasförmiger Biomasse betriebene Wärmepumpen unter Nutzung einer Umweltwärmequelle und mit einer Jahresarbeitszahl von mindestens 1,25. Der Gesetzgeber verfolgt das Ziel den Marktanteil dieser emissionsarmen Technologien zu erhöhen. Mit dem §7a KWKG adressiert er gezielt Wärmeversorger, die planen in eine neue KWK-Anlage zu investieren und fördert die Kombination mit einer innovativen Erzeugungstechnologie, um so deren Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Aus der Definition der Referenzwärme und der Auszahlungslogik des Zuschlages kann bereits geschlussfolgert werden, dass die Wärmebereitstellungen mittels KWK-Anlagen und innovativen Erzeugungstechnologien in Konkurrenz zueinander stehen. In diesem Abschnitt soll die konkrete Ausprägung der gegenseitigen Beeinflussung näher untersucht werden. Dazu wird das Optimierungsmodell um die Gleichungen (5.1) bis (5.3) erweitert und anschließend iterativ gelöst. Dabei werden jeweils unterschiedliche Kombinationen für die installierte thermische KWK-Leistung und den Anteil der innovativen Wärme an der Referenzwärme vorgegeben. Mithilfe von Gl. (5.1) wird die innovative erneuerbare Wärme (Q^{inno}) berechnet durch Summierung der bereitgestellten Wärme von Solarthermie-Kollektoren und Wärmepumpe.

$$Q^{\text{inno}} = \sum_{p \in \mathcal{P}} \lambda_p \cdot \sum_{s \in \mathcal{S}} \left(\dot{Q}_{p,s}^{\text{STK}} + \dot{Q}_{p,s}^{\text{WP}} \right) \quad (5.1)$$

Gleichung (5.2) übersetzt die Definition der Referenzwärme nach §2 Nr. 16 KWKAusV in eine Nebenbedingung des Modells und Gl. (5.3) setzt die innovative Wärme und die Referenzwärme (Q^{ref}) über den innovativen Wärmeanteil (α^{inno}) ins Verhältnis.

$$Q^{\text{ref}} = 3000 \text{ h} \cdot \sum_{k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}} \dot{Q}_k^{\text{N}} + Q^{\text{inno}} \quad (5.2)$$

$$Q^{\text{inno}} = \alpha^{\text{inno}} \cdot Q^{\text{ref}} \quad (5.3)$$

Das Abtasten des Lösungsfeldes erfolgt für den Anteil innovativer Wärme in 5%-Schritten und für die nominale KWK-Leistung in Schritten von $10 \text{ MW}_{\text{th}}$. Bei jedem Optimierungslauf muss die Logik zur Berechnung des KWK-Investitionszuschusses berücksichtigt und der verwendete KWK-Zuschlag – als Summe aus konventionellem Wert und innovativem Bonus – angepasst werden. Hierbei ist hilfreich, dass sich der Wert des KWK-Zuschlags aufgrund des festgelegten innovativen Wärmeanteils automatisch ergibt und Gl. (A.2) somit nicht seine Linearität verliert.

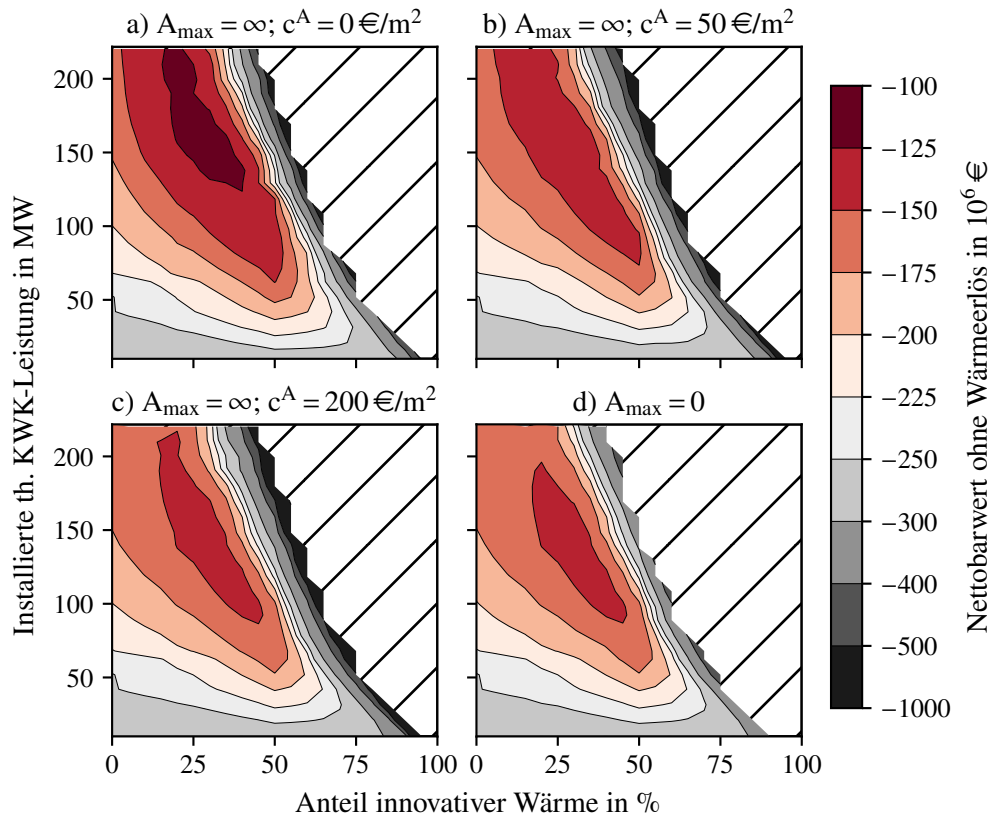


Abbildung 5.5: Ergebnisse der Berechnungen zum Bonus nach §7a KWKG: Zielfunktionswerte in Abhängigkeit vom innovativen Wärmeanteil und der installierten KWK-Leistung. Rechnungen a) bis c) mit unbegrenzt verfügbarer Zusatzfläche und unterschiedlichen Flächenkosten; Rechnung d) ohne Zusatzfläche

Die nachfolgende Untersuchung betrachtet vier unterschiedliche Szenarien. In den ersten drei Szenarien wird angenommen, dass eine zusätzliche Installationsfläche für Solarthermie-Kollektoren, PV-Anlagen und große Erdbeckenwärmespeicher ohne Größenlimitierung zur Verfügung steht. Wie bereits in den vorherigen beiden Abschnitten werden die Flächenkosten mit 0, 50 und 200 €/m^2 angenommen. Im vierten Szenario wird unterstellt, dass keine Zusatzfläche verfügbar ist. Die Zielfunktionswerte der Optimierungsrechnungen, das heißt die Nettobarwerte ohne Wärmeerlöse, sind für alle vier Szenarien in Abbildung 5.5 dargestellt. Jedes Szenario setzt sich zusammen aus über 300 Einzelrechnungen mit unterschiedlichen Vorgaben für den innovativen Wärmeanteil und die installierte KWK-Leistung. Eine detailliertere Ergebnisübersicht für die vier berechneten Szenarien findet sich in den Abbildungen und Tabellen auf den Seiten 188 bis 191 im Anhang.

In den Ergebnissen der vorherigen Abschnitte lagen die besten gefundenen Zielfunktionswerte im Bereich von maximal ca. -170 Millionen Euro. Mit der Berücksichtigung des Bonus nach §7a KWKG sind in allen vier Szenarien deutlich höhere Nettobarwerte

exklusive Wärmeerlösen möglich. Die Ergebnisse in Abbildung 5.5 verdeutlichen dabei einen Trade-Off zwischen dem innovativen Wärmeanteil und der thermischen KWK-Leistung. Je höher der angestrebte innovative Anteil ist, desto geringer sollte der Wert der installierten KWK-Leistung sein, um die bestmöglichen Zielfunktionswerte zu erzielen. Wenn die Zusatzfläche nicht verfügbar ist oder hohe spezifische Kosten aufweist, sinken die erreichbaren Zielfunktionswerte deutlich, aber sind noch immer höher als ohne Berücksichtigung des Bonus nach §7a KWKG. Die besten ermittelten Lösungen liegen für alle Szenarien im Bereich eines innovativen Wärmeanteils von ca. 20–40% und bei KWK-Leistungen von ca. 140–170 MW_{th}. Die jeweiligen Begrenzungen auf der rechten Seite ergeben sich automatisch aus der Berechnungsvorschrift der Referenzwärme. Gemäß Gl. (5.2) wird diese unter anderem beeinflusst von der Höhe der bereitgestellten innovativen Wärme. Folglich kann der Fall eintreten, dass die innovative Wärme die Gesamtwärmeanforderung übersteigt, wenn sehr hohe Anteile der innovativen Wärme an der Referenzwärme gefordert werden. Die entsprechenden Bereiche in denen die Gleichungen (5.1) bis (5.3) nicht erfüllt werden, sind in Abbildung 5.5 schraffiert dargestellt. In der Szenariorechnung ohne verfügbare Zusatzfläche (d) wird die Begrenzung auf der rechten Seite etwas früher erreicht. Die Wärmepumpe steht aufgrund der minimal erforderlichen Flusswassertemperatur nicht ganzjährig zur Verfügung und die zur Überbrückung benötigten großen Wärmespeicher oder Solarthermie-Anlagen können ohne die Zusatzfläche hier nicht errichtet werden. Aus wirtschaftlicher Sicht sind die Randgebiete in Abbildung 5.5 jedoch ohnehin kaum interessant.

Am Beispiel des Szenarios mit kostenloser Zusatzfläche ist in Abbildung 5.6 die Wärmebereitstellung aufgeschlüsselt nach den Anteilen von Heißwassererzeuger, KWK-Anlagen, Solarthermie-Kollektoren und Wärmepumpe. Im Bereich auf der linken Seite werden Solarthermie-Anlagen zur Bereitstellung des geringen innovativen erneuerbaren Wärmeanteils installiert und eingesetzt. Im Vergleich zur Wärmepumpe sind deren Kosten zunächst niedriger, weil für einen geringen solaren Anteil kein großer Wärmespeicher benötigt wird und ein Tilgungszuschuss in Höhe von 40% der Investitionssumme bzw. maximal zehn Millionen Euro für KfW-Kredite beantragt werden kann (siehe Abschnitt 3.3.2). Nach dem Erreichen des maximalen KfW-Zuschusses steigen die spezifischen Kosten der Solarthermie-Anlagen und die Wärmepumpe stellt ab ca. 15–25% innovativem Wärmeanteil die günstigere Alternative dar. Die Wärmepumpen werden hier in der Regel mit dem Strom aus den eigenen KWK-Anlagen angetrieben. Die dabei anfallenden Steuern und Umlagen für die Eigenstromnutzung (siehe Abschnitt 3.2.3) werden durch den zusätzlichen §7a-Bonus für ins Netz eingespeisten

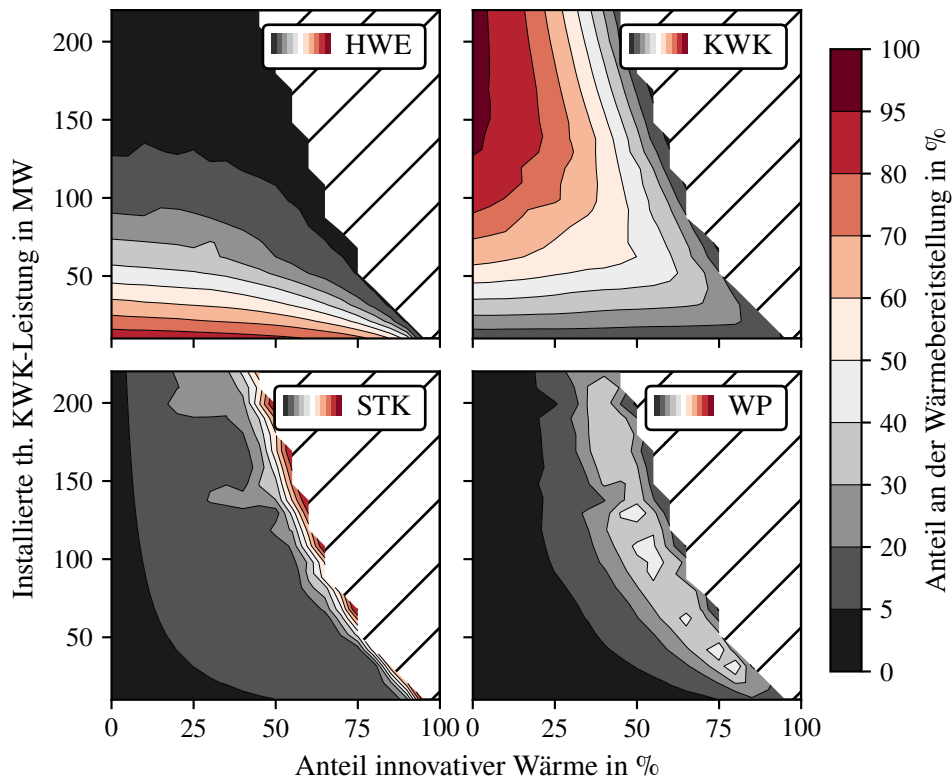


Abbildung 5.6: Ergebnisse der Berechnungen zum Bonus nach §7a KWKG: Anteile der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien an der Gesamtwärmebereitstellung in Abhängigkeit des Anteils innovativer Wärme und der installierten KWK-Leistung (Zusatzfläche unbegrenzt verfügbar mit Kosten von 0 €/m²).

KWK-Strom überkompensiert. Infolge der steigenden Anteile innovativer Wärme wird jedoch gleichzeitig die Wärmebereitstellung mittels KWK-Anlagen schrittweise verdrängt und ihre Vollbenutzungsstunden verringern sich dementsprechend signifikant. Wie oben beschrieben, bleibt aufgrund der Definition der Referenzwärme im Grenzbe-
reich auf der rechten Seite kaum oder kein Raum für konventionelle, nicht-innovative Wärmebereitstellung. Daher können die Gegendruck-KWK-Anlagen hier nicht weiter zur Produktion des Betriebsstroms der Wärmepumpen eingesetzt werden. In diesem Bereich konkurrieren deshalb die Wärmepumpen-Variante mit stark von Steuern und Umlagen belasteten Importstrom und die Solarthermie-Variante, die aufgrund des hohen Anteils an der Gesamtwärmeerzeugung zusätzlich einen großen saisonalen Wärmespeicher benötigt. Beide Fälle sind mit hohen Kosten verbunden, weshalb sich die Zielfunktionswerte aus Abbildung 5.5 in dieser Region rasant verschlechtern. Das in Abbildung 5.6 betrachtete Szenario berücksichtigt spezifische Kosten der Zusatzfläche von 0 €/m². In diesem Fall dominiert die Solarthermie den Grenzbe-
reich auf der rechten Seite. Wie die Ergebnisdarstellungen der weiteren Szenarien

auf den Seiten 189 bis 191 im Anhang zeigen, hängt die wirtschaftliche Abwägung zwischen Solarthermie und Wärmepumpe als verwendete innovative Erzeugungstechnologie insbesondere von den Kosten der Zusatzfläche ab. Beispielsweise finden die Solarthermie-Kollektoren im Szenario mit hohen Flächenkosten von 200 €/m² keinen Eingang in die Ergebnisse – hier wird die innovative Wärmebereitstellung vollständig mithilfe von Wärmepumpen realisiert. Allerdings ist zu erwähnen, dass zusätzliche nahe-optimale Lösungen existieren können, die sich in den installierten Leistungen bzw. den Anteilen an der Wärmebereitstellung etwas unterscheiden. Dies ist eine der Ursachen für die vereinzelt Unstetigkeiten in den Abbildungen 5.5 und 5.6. Ein weiterer Grund hierfür sind numerische Ungenauigkeiten, im vorliegenden Fall insbesondere hohe MIP-Gaps, die bei einigen der mehr als 300 Einzelrechnungen pro Szenario auftreten.

5.5 Sensitivitätsanalysen

In diesem Abschnitt werden das Optimierungsmodell und die ermittelten Ergebnisse auf ihre Sensitivität hinsichtlich ausgewählter Annahmen und Eingangsdaten untersucht. Konkret wird im Abschnitt 5.5.1 ein Szenario mit abgesenkten Stromnebenkosten für die Power-to-Heat-Anlagen berechnet. Anschließend wird der Einfluss veränderter Fernwärmenetztemperaturen auf die Ergebnisse betrachtet (5.5.2). Zuletzt werden in den Abschnitten 5.5.3 und 5.5.4 die zugrundeliegenden Zeitreihen und Wirtschaftsgüterpreise variiert, indem vergangene bzw. zukünftige Jahre referenziert werden.

5.5.1 Stromnebenkosten für Power-to-Heat-Anlagen

Die modellierten Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel werden in den ermittelten nahe-optimalen Energiesystemkonfigurationen des Abschnitts 5.2 nicht ausgewählt. Dies ist damit zu begründen, dass aktuell zahlreiche regulatorische Hemmnisse für einen breiteren Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen in der Wärmeversorgung bestehen [211]. Hierbei sind insbesondere die Steuern und Umlagen zu nennen, die beim Strombezug zusätzlich zum Strompreis zu entrichten sind, weil Power-to-Heat-Anlagen als Letztverbraucher im Sinne des §3 Nr. 33 EEG gelten. Die Zusammensetzung der Stromnebenkosten – bestehend aus der (anteiligen) EEG-Umlage, der Stromsteuer, den Netznutzungsentgelten und den weiteren Strompreisbestandteilen für die Eigenstrom- und Fremdstromnutzung – wurde im Abschnitt 3.2.3 erläutert. Im Optimierungsmodell

werden nach aktuell geltender Regelung Werte verwendet von rund 46,1 €/MWh_{el} für den Einsatz von selbst produziertem KWK-Strom, 25,6 €/MWh_{el} für die Verwendung von Strom aus eigenen PV-Anlagen und 120 €/MWh_{el} zzgl. Strompreis für den Import von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung. In diesem Abschnitt soll untersucht werden, ob eine geringere Belastung der Power-to-Heat-Anlagen mit Stromnebenkosten dazu führt, dass diese eine wirtschaftlichere Alternative darstellen und in den optimalen Energiesystemkonfigurationen berücksichtigt werden. Dazu wird ein Szenario betrachtet, indem die Eigenstromnutzung gänzlich von Steuern und Umlagen befreit wird (0 €/MWh_{el}) und die Stromnebenkosten des Fremdstrombezugs mit 40 €/MWh_{el} zzgl. Strompreis deutlich reduziert werden. Für die Untersuchung werden unterschiedliche Leistungen der Wärmepumpe bzw. des Elektrodenheizkessels vorgegeben ($\dot{Q}^N = \{10; 20; 30; 40; 50; 75; 100\} \text{ MW}_{\text{th}}$) und die Berechnungen einmal mit den aktuell gültigen Stromnebenkosten und einmal mit dem reduzierten Kostenszenario durchgeführt. Die Ergebnisse sind zusammengefasst in Abbildung 5.7, die zugrundeliegenden Daten finden sich in Tabelle B.5 im Anhang. Der obere Teil von Abbildung 5.7 zeigt jeweils die installierten Leistungen und die Kapazität des Wärmespeichers, im unteren Bereich sind die Anteile der unterschiedlichen Technologien an der Wärmebereitstellung und die ermittelten Zielfunktionswerte dargestellt. Auf der linken Seite sind die Ergebnisse mit vorgegebener Wärmepumpenleistung aufgeführt, rechts mit Leistungsvorgabe des Elektrodenheizkessels. Bei Hinzunahme der Power-to-Heat-Anlagen zeigen die optimalen Konfigurationen in der Tendenz eine Verringerung der installierten Gasturbinen- und Erhöhung der Gasmotorenleistung. Die geforderte Gesamtleistung von 220 MW_{th} wird teilweise deutlich übertroffen. Hier ist die Installation zusätzlicher KWK-Überkapazitäten wirtschaftlicher, als im hohen Lastbereich – unabhängig vom Strompreis – zwangsläufig auf den Betrieb der Power-to-Heat-Anlage angewiesen zu sein. Die optimalen Kapazitäten des Wärmespeichers nehmen bei der Hinzunahme von Wärmepumpen oder Elektrodenheizkesseln ab, zum einen weil die Gasturbinenleistung sinkt (siehe Erläuterung im Abschnitt 5.2) und zum anderen weil die Power-to-Heat-Anlage selbst zusätzliche Flexibilität bereitstellt, die nicht über den Speicher abgedeckt werden muss. In den Rechnungen mit aktuell gültigen Stromnebenkosten werden die Power-to-Heat-Anlagen auch bei Vorgabe großer Leistungen kaum eingesetzt. Insbesondere der Elektrodenheizkessel wird nur in wenigen Stunden des Jahres betrieben. Die Reduktion der Stromnebenkosten ermöglicht einen deutlich stärkeren Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen. So kann im Fall der Wärmepumpe mit einer installierten Leistung von 100 MW_{th} der Beitrag an der Jahreswärmebereitstellung von ca. 3% auf etwa 30% gesteigert werden. In allen untersuchten Fällen führt

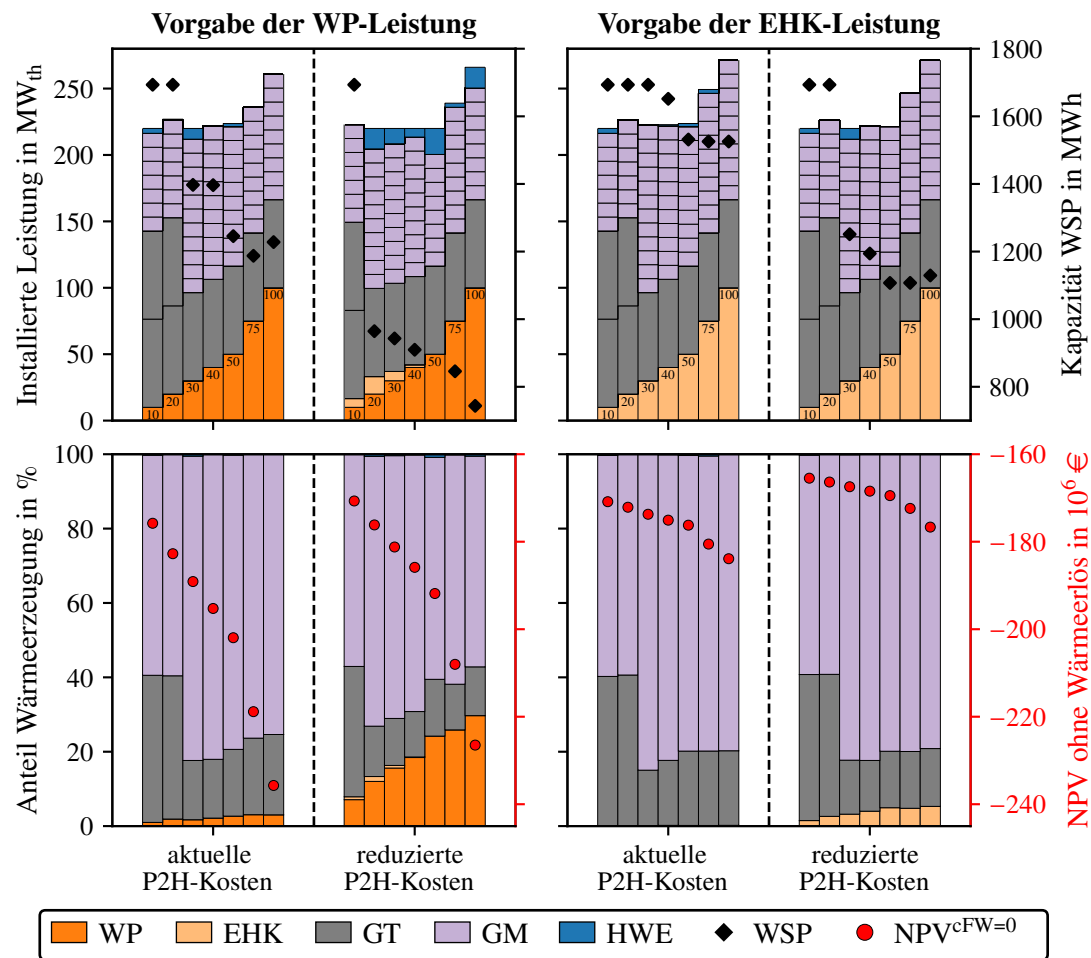


Abbildung 5.7: Ergebnisvergleich für Optimierungsrechnungen mit aktuell gültigen und reduzierten Stromnebenkosten für Power-to-Heat-Anlagen unter Vorgabe unterschiedlicher Leistungen von Wärmepumpen und Elektrodenheizkesseln

die vorgegebene Installation der Power-to-Heat-Anlagen jedoch zu einer Reduktion der Zielfunktionswerte. Dieser beobachtete Effekt fällt bei den Wärmepumpen stärker aus, aufgrund ihrer höheren spezifischen Investitionskosten im Vergleich zu den Elektrodenheizkesseln. Die Reduktion der Stromnebenkosten führt zwar zu einem etwas geringeren Abfall der Nettobarwerte exklusive Wärmeerlösen, dennoch sorgt sie im betrachteten Marktumfeld nicht für die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen oder Elektrodenheizkesseln. Hierfür müssten sich weitere Rahmenbedingungen für die Power-to-Heat-Anlagen ändern, beispielsweise geringere Wärmegestehungskosten durch niedrigere Strompreise bzw. Zuschüsse zum Betrieb oder zur Investition, oder eine Kostenerhöhung der konkurrierenden gasbefeuchten Technologien.

5.5.2 Betriebstemperaturen des Fernwärmenetzes

In den bisherigen Rechnungen wurde von ganzjährig konstanten Vor- und Rücklauf-temperaturen des Fernwärmenetzes von 90 °C bzw. 60 °C ausgegangen. Nachfolgend soll die Sensitivität der Ergebnisse auf diese Annahme mithilfe zweier zusätzlicher Temperaturszenarien untersucht werden. Zum einen wird eine konstante Absenkung der Netztemperaturen um 20 Kelvin angenommen, so dass die Vor- und Rücklauf-temperaturen bei 70 °C und 40 °C liegen. In einem zweiten Fall wird eine Temperaturfahrkurve (TFK) angesetzt, mit deren Hilfe die Vorlauf-temperaturen über die vorliegenden Außentemperaturen bestimmt wird. Beispielhaft wird die Fahrkurve „H“ des Berliner Fernwärmenetzes (Zweileitersystem) der Vattenfall Wärme Berlin AG gewählt [212]. Sie ist in Abbildung 5.8 rechts dargestellt – die Vorlauf-temperatur bewegt sich hierbei zwischen 130 °C und 80 °C. Die Rücklauf-temperatur wird in diesem Szenario weiterhin mit konstanten 60 °C angenommen. Die Änderung der Fernwärmenetz-temperaturen beeinflusst den Betrieb mehrerer Energiesystemkomponenten, so dass einige Modellanpassungen notwendig sind.

Bei den GuD-Anlagen muss zur Steigerung der Vorlauf-temperaturen mehr exergetisch wertvoller Dampf auf höherem Druckniveau in den Heizkondensatoren aufgewendet werden. Dieser Dampf steht anschließend nicht zur Verrichtung von Arbeit an den Turbinenschaufeln zur Verfügung, sodass sich die Dampfturbinenleistung verringert. Unter der Annahme eines konstanten energetischen Gesamtwirkungsgrades ergibt sich folglich eine Verschiebung der Gegendrucklinie im P - $\dot{Q}$ -Diagramm. Die Abschätzung des Stromverlusts erfolgt überschlägig mittels eines Exergie-basierten Ansatzes in Anlehnung an die Arbeit von Mollenhauer et al. [213]. Hierbei wird die Exergie der ausgekoppelten Wärme (siehe Gl. (A.67)) im Basisfall (90 °C / 60 °C) und bei den real vorliegenden Netztemperaturen berechnet und die Differenz jeweils zur Referenzstrom- und Wärmeerzeugung hinzuaddiert bzw. davon abgezogen. Die resultierende Veränderung des P - $\dot{Q}$ -Verhaltens bzw. der Stromkennzahl der GuD-Anlage ist in Abbildung 5.8 (links) für ausgewählte Netztemperaturen veranschaulicht. Die Gasmotoren und Gasturbinen mit Abhitze-kesseln weisen keinen Stromverlust auf, daher wird hier kein Einfluss der Betriebstemperaturen des Fernwärmenetzes berücksichtigt.

Für die Leistungszahl der Wärmepumpe, den Wirkungsgrad der Solarthermie-Kollektoren und die Leistungsaufnahme der Netzpumpen bestehen ebenfalls Abhängigkeiten von den vorliegenden Fernwärmenetztemperaturen. Aus den Daten zur Anlagencharakteristik der verwendeten Flusswasserwärmepumpe wird abgeschätzt, dass sich der COP pro Kelvin Abweichung vom Basisfall der bereitzustellenden Vorlauf-temperatur

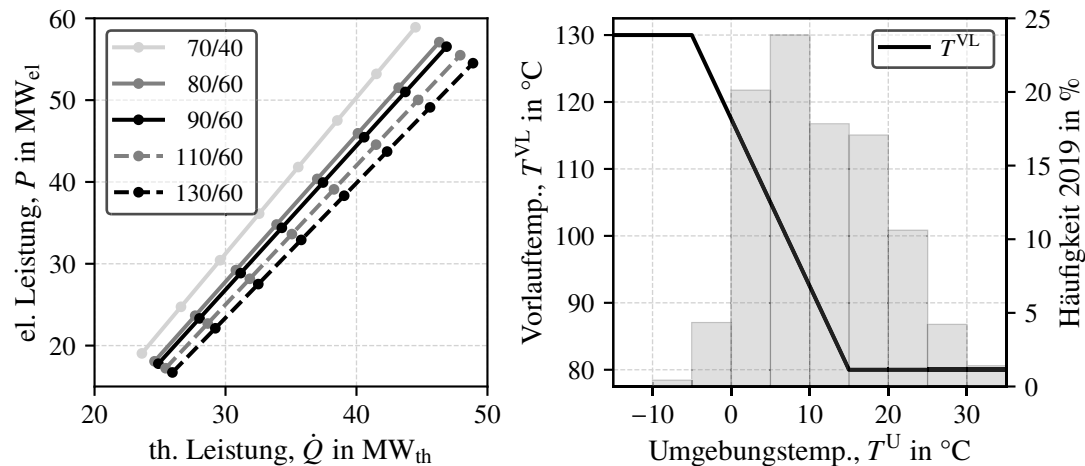


Abbildung 5.8: Links: Gegendrucklinien der GuD-Anlage bei unterschiedlichen Fernwärmenetztemperaturen. Rechts: Verwendete Temperaturfahrkurve (Vorlauf- über Umgebungstemperatur) und Häufigkeitsverteilung der Temperaturen in 2019

($T^{VL} = 90\text{ °C}$) um 0,3% verändert. Das heißt, dass beispielsweise eine Erhöhung der Vorlauftemperatur um 20 Kelvin auf 110 °C eine Verringerung der nach Gl. (3.10) ermittelten Leistungszahl um 6% zur Folge hat. Die Berechnung der Wirkungsgrade der Solarthermie-Kollektoren erfolgt gemäß des im Anhang A.6 vorgestellten Verfahrens. Während der jährliche Ertrag der Solarthermie-Kollektoren im Basisfall (90 °C / 60 °C) bei 717 kWh/m² liegt, erhöht sich dieser infolge der Netztemperaturabsenkung (70 °C / 40 °C) um ca. 15% auf 820 kWh/m². Bei Einstellung der Vorlauftemperaturen nach der Fahrkurve aus Abbildung 5.8 (rechts) bleibt der Ertrag nahezu konstant (727 kWh/m²), das heißt die Einflüsse von Vorlauftemperaturen oberhalb und unterhalb von 90 °C gleichen sich im Jahresverlauf aus.⁶¹ Die Leistungsaufnahme der Fernwärmenetzpumpen verändert sich ebenfalls leicht, da der umgewälzte Wassermassenstrom gemäß Gl. (A.32) von der vorherrschenden Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf abhängt.⁶² Weiterhin gilt die Annahme, dass der Fernwärmespeicher ganzjährig bei 90 °C betrieben wird. Eine Speicherentladung bei Vorlauftemperaturen

⁶¹Im Vergleich zu Vakuumröhren-Kollektoren sind Flachkollektoren weniger gut für hohe Temperaturen geeignet. Durch eine Absenkung der Netztemperaturen (70 °C / 40 °C) kann hier im Vergleich zum Basisfall eine Ertragssteigerung um 29% erzielt werden (von 498 auf 641 kWh/m², bei Verwendung der Daten des Flachkollektors mit Doppelverglasung aus Tabelle A.5). Mit ihren geringeren Investitionskosten können sie ggf. eine attraktive Alternative zu den hier verwendeten Vakuumröhren-Kollektoren darstellen. Dieser Fall wird jedoch nicht untersucht.

⁶²Tendenziell führt die Senkung der Fernwärmenetztemperaturen auch zu einer Verringerung der Wärmeverluste an die Umgebung. Dieser Effekt wird hier nicht berücksichtigt – das heißt, die Wärmebedarfszeitreihe und der Wert der Netzverluste (10%) werden unverändert übernommen.

oberhalb von 90 °C erfordert deshalb eine zusätzliche Nachheizung. Die Leistung der Nachheizung ($\dot{Q}^{\text{NH}} \in \mathbb{R}$) wird mithilfe der Bilanzgleichung (5.4) bestimmt. Nach Gl. (5.5) wird die Nachheizung vom Heißwassererzeuger und Elektrodenheizkessel, sowie den KWK-Anlagen ermöglicht, da hier der benötigte Temperaturhub jederzeit problemlos darzustellen ist.

$$\dot{Q}_t^{\text{NH}} = \dot{Q}_t^{\text{WSP} \rightarrow \text{Q-Bus}} \cdot \frac{T_t^{\text{VL}} - T^{\text{WSP}}}{T^{\text{WSP}} - T^{\text{RL}}}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.4)$$

$$\dot{Q}_t^{\text{NH}} \leq \dot{Q}_t^{\text{HWE}} + \dot{Q}_t^{\text{EHK}} + \sum_{k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}} \dot{Q}_{k,t}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.5)$$

Analog zum Verfahren des Abschnitts 5.2 wird das angepasste Optimierungsmodell verwendet, um den nahe-optimalen Lösungsraum mit und ohne Verfügbarkeit der Zusatzfläche zu untersuchen. In den ermittelten Ergebnissen können jedoch keine nennenswerten Unterschiede zur Modellversion mit konstanten Fernwärmenetztemperaturen von 90 °C / 60 °C beobachtet werden. Dies ist als positiv zu bewerten, da scheinbar keine starke Sensitivität der Konfigurationsergebnisse gegenüber dem betrachteten Temperaturszenario besteht. Um die Einflüsse der Betriebstemperaturen des Netzes dennoch weiter zu untersuchen, wird ein ähnliches Verfahren wie unter Abschnitt 5.5.1 angewandt. Hierbei werden bestimmte Konfigurationskriterien vorgegeben – in diesem Fall die Anzahl der GuD-Module ($\{0; 1; 2\}$), die Wärmepumpenleistung ($\{10; 50; 100\} \text{ MW}_{\text{th}}$) und die Solarthermie-Kollektorfläche ($\{5; 10; 20\} \text{ ha}$) – und die ergänzenden Energiesystemkomponenten und der Anlagenbetrieb werden in der Optimierungsrechnung bestimmt. Alle vorgegebenen Konfigurationen werden jeweils mit den drei Netztemperaturszenarien kombiniert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.9 zusammengefasst. Die zugehörigen Zahlenwerte und weitere Angaben finden sich in Tabelle B.6 im Anhang.

Die Berechnungen werden durchgeführt ohne Begrenzung der verfügbaren Zusatzfläche und mit spezifischen Flächenkosten von 0 €/m². Deshalb sind in den Konfigurationen generell deutlich größere optimale Speicherkapazitäten zu beobachten als in den Ergebnissen der Abschnitte 5.2 und 5.5.1, bei denen die Kapazitätsgrenze von 50.000 m³ regelmäßig erreicht wird. Infolge der Vorgabe zur Verwendung von ein oder zwei GuD-Modulen verringern sich die Zielfunktionswerte. Dies deckt sich mit der Erkenntnis aus Abschnitt 5.2, dass eine Kombination von Gasturbinen und Gasmotoren die wirtschaftlichere Option darstellt. Beim Temperaturszenario 70 °C / 40 °C fällt der negative Einfluss allerdings geringer aus, weil durch die höhere Stromkennzahl der

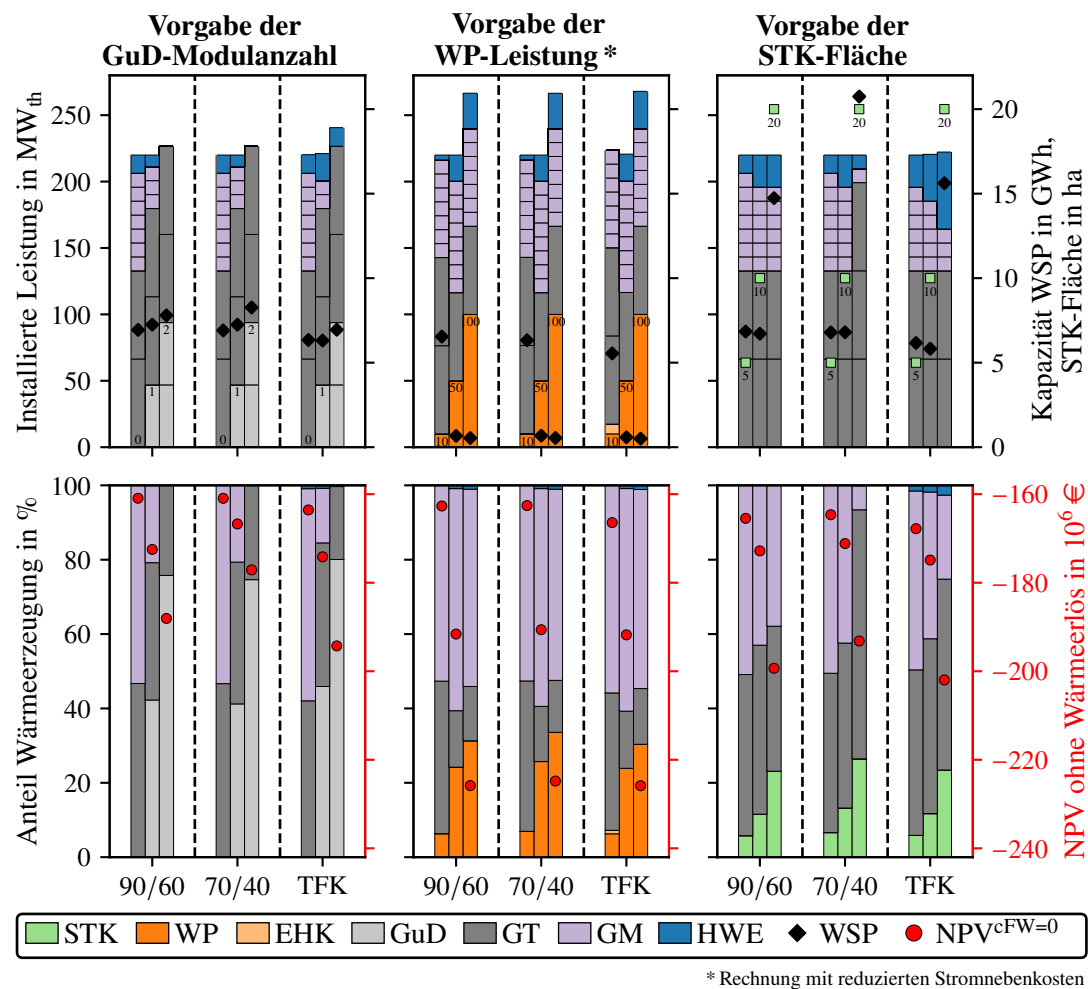


Abbildung 5.9: Ergebnisvergleich für Optimierungsrechnungen mit verschiedenen Betriebstemperaturen des Fernwärmenetzes und unterschiedlichen Vorgaben für GuD-Modulanzahl, Wärmepumpenleistung und Solarthermie-Kollektorfläche

GuD-Anlagen mehr Strom vermarktet werden kann als im Basisfall bei 90 °C / 60 °C. Wie ebenfalls bereits diskutiert, führt ein höherer Leistungsanteil von Gasturbinen und GuD-Anlagen zu größeren optimalen Speicherkapazitäten, da hierdurch die Anzahl der Anfahrvorgänge und die resultierenden Startkosten verringert werden können. Im Szenario mit der Temperaturfahrkurve sind die niedrigsten Zielfunktionswerte zu beobachten, weil die Nachheizung bei der Wärmespeicherentladung eine wichtige Rolle spielt und dafür eine höhere Leistung des Heißwassererzeugers installiert und betrieben wird. Bei den Ergebnissen mit Vorgabe der Wärmepumpenleistung ist zu erwähnen, dass hier erneut mit den reduzierten Stromnebenkosten aus Abschnitt 5.5.1 gerechnet wird (kostenlose Eigenstromnutzung; 40 €/MWh zzgl. Strompreis für den Fremdstrombezug), um die Effekte etwas deutlicher aufzeigen zu können. Wie im

Abschnitt 5.5.1 beschrieben, würde die Wärmepumpe bei Nutzung der aktuell gültigen Steuern und Abgaben ansonsten nur wenig eingesetzt werden. Auch in diesem Abschnitt gilt, dass die Installation der Wärmepumpe im derzeitigen Marktumfeld nicht wirtschaftlich ist und mit größeren Einbußen im Zielfunktionswert verbunden ist. Zwischen den drei verschiedenen Temperaturszenarien sind kaum Unterschiede zu erkennen. Dies liegt am vergleichsweise geringen Einfluss der Vorlauftemperatur auf die Leistungszahl der hier verwendeten Hochtemperatur-Wärmepumpe. Die besten Zielfunktionswerte sind in der Variante 70 °C / 40 °C zu finden, weil durch die Temperaturabsenkung der COP um 6% steigt.⁶³ Im Szenario mit Temperaturfahrkurve werden die Nachteile gegenüber der Basisvariante (90 °C / 60 °C) während des Sommerbetriebs bei Vorlauftemperaturen um 80 °C weitgehend kompensiert. Auch bei den Solarthermie-Anlagen ist derzeit keine Wirtschaftlichkeit gegeben, wie an den Einbußen des Zielfunktionswerts bei vorgegebener Installation zu erkennen ist. Während kleinere Solarwärmeanteile ganzjährig gut in das Wärmenetz eingespeist werden können, sind für größere Kollektorfelder und Solarerträge gleichzeitig deutlich höhere Wärmespeicherkapazitäten erforderlich. Die Unterschiede zwischen den drei Temperaturszenarien sind erneut eher gering. Die etwas höhere solare Ausbeute von ca. 15% im Szenario 70 °C / 40 °C (grüne Balken) im Vergleich zum Basisfall hat eine leichte Verbesserung des Zielfunktionswerts zur Folge, weil der konventionelle Brennstoffbedarf sinkt. Die Nettobarwerte ohne Wärmeerlöse sind bei Verwendung der Temperaturfahrkurve am geringsten, weil auch hier die Nachheizung bei der Entladung des großen Wärmespeichers eine bedeutendere Rolle spielt.

5.5.3 Wahl des Referenzjahres

Alle bisher präsentierten Ergebnisse wurden auf Basis des Referenzjahres 2019 generiert, weil dieses zum Zeitpunkt der Rechnungsdurchführung das aktuellste vollständige Jahr darstellte. Um die Robustheit der erzielten Erkenntnisse zu prüfen wird die Energiesystemplanung in diesem Abschnitt auf Basis anderer Referenzjahre wiederholt – konkret unter Verwendung der historischen Daten der Jahre 2017 und 2018. Dazu werden die meteorologischen Zeitreihen und die abgeleiteten Wärmebedarfe (siehe Anhänge A.1 und A.2), die Brennstoff- und Emissionszertifikatpreise (siehe

⁶³Die Wärmepumpen würden voraussichtlich stärker profitieren in Fernwärmenetzen der so genannten vierten Generation oder Low-Ex-Netzen mit weiter abgesenkten Vorlauftemperaturen, z.B. auf unter 50 °C [214]. In diesem Fall müssten keine Hochtemperatur-Wärmepumpen verwendet werden und es könnten Jahresarbeitszahlen größer vier erzielt werden.

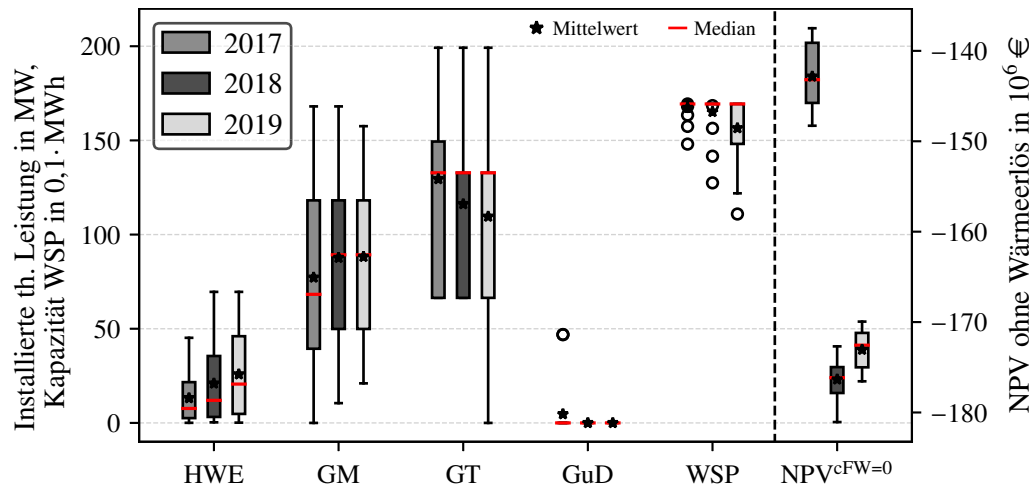


Abbildung 5.10: Ergebnisspannweiten für Konfigurationen und Zielfunktionswerte von 20 nahe-optimalen Lösungen als Box-Whisker-Plot unter Verwendung der Referenzjahre 2017, 2018 und 2019

Abbildung 3.3), sowie die Zeitreihe der Strompreise (siehe Anhang A.3) ausgetauscht. Es werden die gleichen Datenquellen wie beim Referenzjahr 2019 verwendet. Wie bereits im Abschnitt 5.2 werden iterativ 50 nahe-optimale Lösungen mithilfe von Integer-Cut-Constraints und ohne Verfügbarkeit der Zusatzfläche berechnet. Die unter Verwendung der unterschiedlichen Referenzjahre ermittelten Konfigurationen und Zielfunktionswerte sind in Abbildung 5.10 als Boxplot veranschaulicht, wobei in die Darstellung jeweils nur die 20 Lösungen mit den höchsten Zielfunktionswerten eingehen. Ausführlichere Angaben für diese Lösungen sind in den Tabellen B.7 bis B.9 im Anhang aufgeführt.

Im Allgemeinen sind die Spannweiten, Mediane und Mittelwerte der Konfigurationen in Abbildung 5.10 recht ähnlich. Tendenziell ist der Leistungsanteil der Gasturbinen in den Ergebnissen des Referenzjahres 2017 etwas höher, derjenige der Gasmotoren etwas geringer. Außerdem liegen die Zielfunktionswerte der Ergebnisse des Jahres 2017 um ca. 20% höher als in den Rechnungen mit den Referenzjahren 2018 und 2019. Die Ursache hierfür kann aus den Bestandteilen der Zielfunktionswerte abgeleitet werden. Diese sind in Tabelle 5.2 auszugsweise angegeben für die jeweils identische Konfiguration bestehend aus sieben Gasmotoren- (GM2) und zwei Gasturbinenmodulen zuzüglich eines Wärmespeichers mit der maximalen Kapazität von 50.000 m³. Diese Konfiguration weist in den Jahren 2018 und 2019 jeweils den besten Zielfunktionswert auf und findet sich auch beim Referenzjahr 2017 unter den besten ermittelten Lösungen (Platz 6). Da die gleichen Konfigurationen verwendet werden, sind die Investitionskosten und -zuschüsse, sowie die Betriebs- und Wartungskosten aller drei Varianten identisch oder

Tabelle 5.2: Ausgewählte Ergebnisse der Rechnungen mit den Referenzjahren 2017, 2018 und 2019 für eine beispielhafte Konfiguration (7*GM2, 1*GT, WSP: 50.000 m³)

	2017 (#6)	2018 (#1)	2019 (#1)
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	663,0	636,9	620,7
Import Erdgas in GWh _{Hi} /a	1521,3	1462,4	1422,3
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	644,3	619,9	609,3
Nettobarwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-139,2	-172,7	-169,9
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €	396,2	426,4	352,7
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €	22,2	58,4	88,6
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €	370,0	404,6	362,5

sehr ähnlich. Im Jahr 2017 wird der höchste Wert der Wärmebereitstellung verzeichnet, weshalb hier auch am meisten Erdgas konsumiert und KWK-Strom exportiert wird. Die höchsten Brennstoffkosten und Stromerlöse fallen jedoch im Jahr 2018 an, weil hier der Brennstoffpreis und das jahresmittlere Strompreisniveau am höchsten sind (siehe Abbildung 3.3). Wie Tabelle 5.2 verdeutlicht, resultieren die unterschiedlichen Zielfunktionswerte letztendlich aus den Kosten der Emissionsberechtigungen, deren spezifische Preise in den Jahren 2017 bis 2019 von 5,8 über 15,9 auf 24,8 €/tCO₂ deutlich gestiegen sind.

Insgesamt liefert die Analyse dieses Abschnitts damit ein ambivalentes Ergebnis. Als positiv ist hervorzuheben, dass die Veränderung des Referenzjahres im betrachteten Beispiel keinen signifikanten Einfluss auf die nahe-optimalen Konfigurationen des Energiesystems aufweist. Gleichzeitig wird deutlich, dass der Zielfunktionswert eine ausgeprägte Sensitivität gegenüber der Änderung einzelner Parameter, wie z.B. den Preisen der Emissionsberechtigungen, aufweisen kann. Im Planungsprozess sollte die Festlegung dieser kritischen Parameter demnach mit Bedacht erfolgen. Hierbei können zusätzliche Sensitivitätsrechnungen hilfreich sein, um die jeweiligen Auswirkungen einzeln zu prüfen und die Ergebnisse in die unternehmerischen Entscheidungsprozesse einfließen zu lassen.

5.5.4 Szenariorechnungen 2025 und 2030

Die Energiesystemmodellierung basierte in dieser Arbeit bisher vollständig auf historischen Daten. Eine Anlage die jetzt geplant und anschließend gebaut wird, muss ihre Wirtschaftlichkeit jedoch vor allem im zukünftigen Marktumfeld beweisen können. Diese Zukunft wird in Deutschland aller Voraussicht nach geprägt sein vom Vorschreiten der Energiewende und einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien. Klar

ist jedoch auch, dass zukünftige Entwicklungen stets ungewiss sind und sich aufgrund einer Vielzahl von Faktoren nur schwer vorhersagen lassen. Einige beispielhafte Einflüsse sind das Aufkommen neuer disruptiver Technologien, globale Trends und Umbrüche, sowie lokale politische oder gesellschaftliche Entscheidungen. Dennoch soll in diesem Abschnitt eine Validierung der bisher ermittelten Ergebnisse auf der Grundlage von Prognosedaten für die Jahre 2025 und 2030 erfolgen. Dabei wird weiterhin das Referenzjahr 2019 verwendet, jedoch werden die Strom-, Brennstoff- und EUA-Preise im Energiesystemmodell ausgetauscht. Für die angenommenen Erdgaspreise werden die Angaben des „Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020“ [215, Seite 48] von ENTSO-E und ENTSO-G herangezogen. Diese liegen im Jahr 2025 bei $23,3 \text{ €/MWh}_{\text{Hi}}$ und im Jahr 2030 bei $24,9 \text{ €/MWh}_{\text{Hi}}$, jeweils zuzüglich eines Beitrags von $2 \text{ €/MWh}_{\text{Hi}}$ für Gastransport und -strukturierung. Die Preise der Emissionsberechtigungen basieren ebenfalls auf dem TYNDP 2020 – hier wird für 2025 und 2030 ein identischer Wert von $56 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$ unterstellt. Die verwendeten Strompreise der Jahre 2025 und 2030 werden von Elisa Papadis mithilfe eines Fundamentalmodells des deutschen Strommarkts bereitgestellt [216], welches am Fachgebiet für Energietechnik und Umweltschutz der TU Berlin ursprünglich vor allem von Sebastian Spieker entwickelt wurde [217, 218]. Die hierbei angenommenen installierten Leistungen der konventionellen und erneuerbaren Anlagen in den Prognosejahren werden aus dem Netzentwicklungsplan 2035 (Version 2021) abgeleitet [219]. Für die Preise der Wirtschaftsgüter kommen erneut die Angaben des TYNDP 2020 zum Einsatz. Die resultierenden Strompreiszeitreihen der Jahre 2025 und 2030 sind in Abbildung 5.11 im Vergleich zum Basisjahr 2019 dargestellt, zum einen als geordnete Jahresdauerlinien (rechts) und zum anderen als Jahresdurchschnittswochen (links). Auffällig ist insbesondere im Jahr 2025 das sehr hohe Strompreisniveau, mit einem mittleren Jahrespreis von $73,9 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$. Für das Jahr 2030 prognostiziert das Fundamentalmodell geringere Strompreise verglichen mit 2025. In der Jahresdurchschnittswoche ist hier eine größere innertägliche Volatilität zu beobachten, außerdem werden gemäß Preisdauerlinie ca. 2.500 Jahresstunden mit Strompreisen von 0 €/MWh erwartet. Diese Effekte sind auf die hohen installierten Leistungen der volatil einspeisenden EE-Anlagen zurückzuführen, welche im interpolierten Szenario B 2030 des aktuellen Netzentwicklungsplans bei 76,3 GW Wind Onshore, 23,0 GW Wind Offshore und 96,3 GW Photovoltaik liegen. Die Strompreiszeitreihen der Jahre 2025 und 2030 werden zusammen mit den zugrundeliegenden Erdgas- und EUA-Preisen in den Optimierungsrechnungen verwendet. Für die beiden Prognosejahre wird außerdem jeweils ein zusätzliches Szenario gerechnet, indem der Preis der Emissionsberechtigungen auf einen Wert von $150 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$ gesetzt

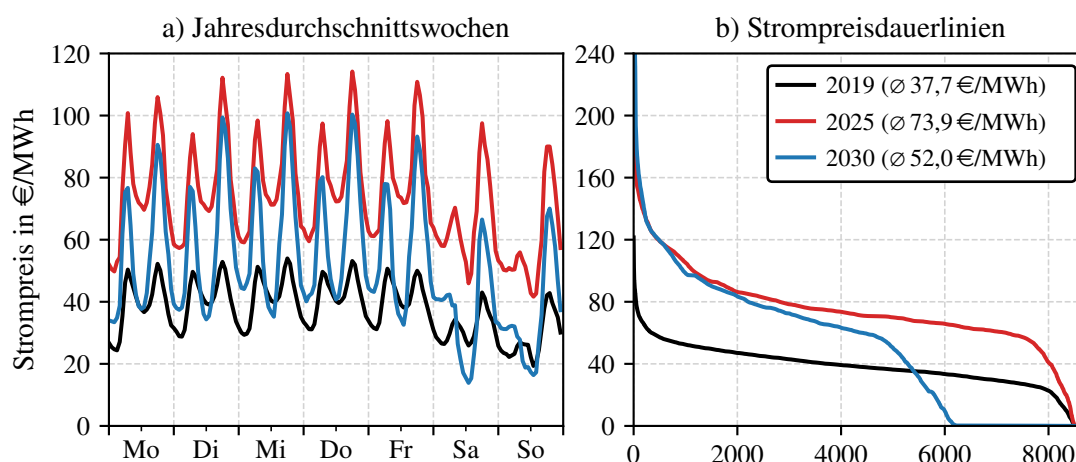


Abbildung 5.11: Jahresdurchschnittswochen und geordnete Dauerlinien der Strompreise für historische Daten des Jahres 2019 (Datenquelle: [176]) und Prognosewerte der Jahre 2025 und 2030 (Datenquelle: [216])

wird. Hierbei ist anzumerken, dass für diese beiden Szenarien „2025 (EUA 150)“ und „2030 (EUA 150)“ keine neuen fundamentalen Strompreiszeitreihen ermittelt werden. Das heißt, die Anpassung betrifft lediglich die Anlagen des hier betrachteten Energiesystems und ist daher als eine konservative Berechnung zu verstehen, bei der die ergasbefeuerten Anlagen tendenziell benachteiligt werden. In Analogie zum vorherigen Abschnitt 5.5.3 werden im zweistufigen Berechnungsverfahren vielfältige nahe-optimale Lösungen bestimmt. Hierbei gilt die Annahme, dass die Zusatzfläche ohne Limitierung und mit spezifischen Flächenkosten von 0 €/m^2 zur Verfügung steht. Die Spannweiten der Konfigurationen und Zielfunktionswerte der 20 besten gefundenen Lösungen aller fünf berechneten Szenarien sind in Abbildung 5.12 als Boxplot dargestellt. Ausführlichere Daten zu den zugrundeliegenden Ergebnissen finden sich in den Tabellen B.10 bis B.14 im Anhang.

Die Ergebnisse in Abbildung 5.12 zeigen auch für die Prognosejahre 2025 und 2030 eine starke Fokussierung der Energiesystemkonfigurationen auf erdgasbefeuerte KWK-Anlagen. Im Durchschnitt liegt die optimale KWK-Leistung im Vergleich zu den Ergebnissen des Referenzjahres 2019 sogar um etwa 10 bis 20% höher. Dies ist zurückzuführen auf die hohen erwarteten Strompreise, bei gleichzeitig moderatem Anstieg der variablen Erzeugungskosten durch höhere Brennstoff- und EUA-Preise.⁶⁴

⁶⁴Eine beispielhafte Erdgas-KWK-Anlage ($\eta^{\text{el},N} = 45\%$, $c^{\text{O\&M}} = 0$) weist im Jahr 2025 variable Erzeugungskosten von ca. $81\text{ €/MWh}_{\text{el}}$ auf. Nach Abbildung 5.11 wird somit auch ohne Wärmeerlöse in mehr als 2.500 Jahresstunden ein positiver „clean spark spread“ erreicht. Im Jahr 2019 werden die variablen Kosten der gleichen Anlage von ca. $55\text{ €/MWh}_{\text{el}}$ nur in etwa 700 Stunden übertroffen.

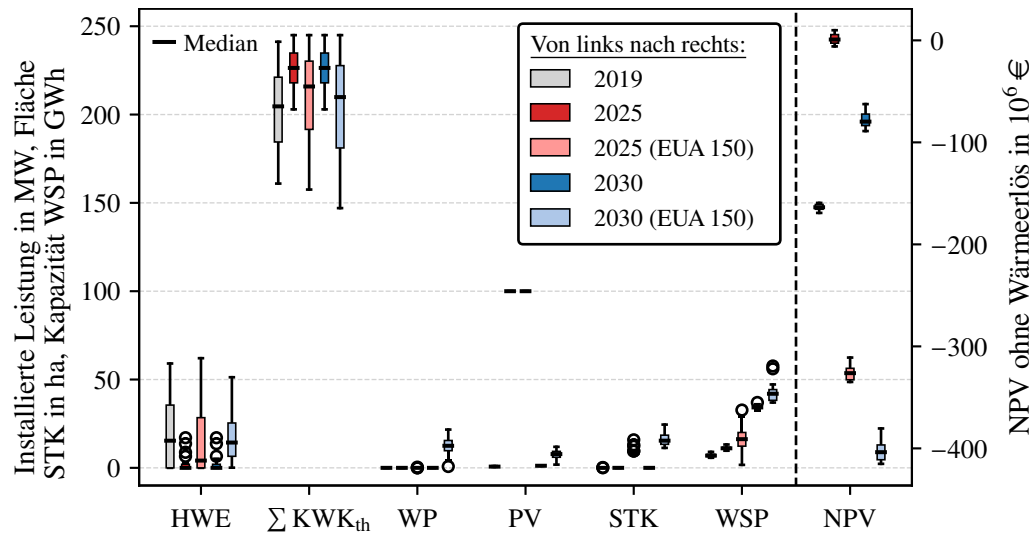


Abbildung 5.12: Ergebnisspannweiten für Konfigurationen und Zielfunktionswerte von 20 nahe-optimalen Lösungen als Box-Whisker-Plot unter Verwendung der Prognosejahre 2025 und 2030 im Vergleich zum Basisjahr 2019

Unter Verwendung der oben erläuterten Annahmen, lassen die Zielfunktionswerte der Prognosejahre 2025 und 2030 im Vergleich zum Referenzjahr 2019 eine weitere Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von KWK-basierten Fernwärmeversorgungsanlagen erwarten. In der Szenariorechnung 2025 fallen die Zielfunktionswerte teilweise sogar positiv aus, obwohl in die Berechnung des Nettobarwerts die Wärmeerlöse mit einem spezifischen Wärmepreis von 0 €/MWh_{th} eingehen. Das heißt, theoretisch könnte die Fernwärme hier kostenfrei bereitgestellt werden und trotzdem würde der positive Gesamtbarwert eine wirtschaftliche Investition ausweisen. Im Szenario 2025 tritt der Fall ein, dass aufgrund des hohen Strompreisniveaus bei unbegrenzt und kostenfrei verfügbarer Zusatzfläche die Installation von Photovoltaik-Anlagen auch ohne eine zusätzliche Einspeisevergütung lohnenswert ist. Daher wird in allen Lösungen der 2025er Szenarien die obere vorgegebene Leistungsgrenze von 100 MW_p erreicht. Bei Verwendung von höheren spezifischen Flächenkosten (z.B. 50 €/m²) tritt dieser Fall nicht auf. Der Photovoltaik-Strom wird in den Energiesystemen jedoch nicht in Kombination mit einer Power-to-Heat-Anlage eingesetzt, sondern lediglich zur Netzeinspeisung und zum anteiligen Betrieb der Fernwärmenetzpumpen vorgesehen. Mit Ausnahme der erwähnten PV-Anlageninstallation sind die Konfigurationsergebnisse der Szenarien 2025 und 2030 weitgehend ähnlich. Auffällig sind jedoch die deutlich größeren optimalen Wärmespeicherkapazitäten im Szenario 2030. Dies ist mit den häufig auftretenden geringen Strompreisen zu erklären (siehe Abbildung 5.11). Zur Überbrückung dieser Zeiten, in denen die Stromproduktion nicht rentabel ist,

kann ein sehr großer Wärmespeicher hilfreich sein und die Abschaltung oder Leistungsabsenkung der KWK-Anlagen erst ermöglichen. In den beiden Szenarien mit pauschaler Erhöhung der Emissionszertifikatpreise auf einen Wert von $150 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$ werden jeweils größere Solarthermie-Kollektorfelder installiert. Im Mittel tragen diese ca. 11% („2025 (EUA 150)“, siehe Tabelle B.12) bzw. ca. 19% („2030 (EUA 150)“, siehe Tabelle B.14) zur gesamten Jahreswärmebereitstellung bei. Außerdem geht die Auswahl der Solarthermie-Kollektoren mit der erforderlichen Installation größerer Wärmespeicherkapazitäten einher, wobei diese aus dem oben benannten Grund im Szenario 2030 größer sind als in 2025. Teilweise werden in den Konfigurationen des Szenarios „2030 (EUA 150)“ auch Wärmepumpen mit Leistungen bis ca. $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ vorgesehen. Laut Tabelle B.14 beträgt deren Anteil an der Jahreswärmebereitstellung maximal 15% und durchschnittlich ca. 9%. Insgesamt kann im Vergleich zum Szenario 2030 der Anteil der erdgasbasierten Wärmebereitstellung somit um etwa 18% bis 38% gesenkt werden. Diese fossile Brennstoffeinsparung, insbesondere bei den KWK-Anlagen, wirkt sich ebenfalls positiv auf die Primärenergiefaktoren und äquivalenten CO_2 -Emissionen der Fernwärme aus – wie bereits im Abschnitt 5.3 diskutiert – jedoch nur bei Verwendung der Exergie-basierten Allokation und nicht bei Anwendung der Stromgutschrift-Methode (siehe Tabellen B.11 bis B.14 im Anhang). Da in den beiden Szenarien mit pauschal von $56 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$ auf $150 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$ erhöhten EUA-Preisen weiterhin der Hauptteil der Wärmebereitstellung auf der Grundlage von Erdgas erfolgt, schlägt sich die Kostenerhöhung auch deutlich in den Zielfunktionswerten in Abbildung 5.12 nieder. Im Vergleich zum jeweiligen Basisfall ($56 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$) fallen die Nettobarwerte ohne Wärmeerlöse der variierten Szenarien ($150 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$) jeweils ca. 300 Millionen Euro geringer aus. Umgerechnet auf die Break-Even-Wärmepreise ergibt sich somit eine signifikante Erhöhung um etwa $43 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$. Hierbei zeigt sich erneut die große Bedeutung, die einzelne Parameter – wie beispielsweise der Preis der Emissionsberechnungen – für das wirtschaftliche Gesamtergebnis der Energiesystemkonfigurationen haben können.

Kapitel 6

Limitierungen der Forschungsarbeit

Nachfolgend werden einige Limitierungen der vorliegenden Forschungsarbeit kritisch diskutiert. Dabei wird eine Einteilung der Beschränkungen vorgenommen bezüglich der verwendeten Modelle und Daten, der angewandten Methoden, sowie der Frage zur Allgemeingültigkeit bzw. Übertragbarkeit von Ergebnissen.

Limitierungen der verwendeten Modelle und Daten

Die Energiesystemkonfigurationen dieser Arbeit werden auf Basis einer Überstruktur ermittelt, das heißt, es können nur diejenigen Anlagen ausgewählt werden, die hier bereits angelegt sind. Damit die Größe der verwendeten Optimierungsmodelle beherrschbar bleibt, kann eine Überstruktur jedoch nicht alle auf dem Markt verfügbaren Komponentenarten mit ihren jeweiligen Größenklassen und Subvarianten abbilden (Stichwort: „curse of dimensionality“). Die Überstruktur muss im Planungsprozess deshalb mit Bedacht erstellt werden, um zu vermeiden, dass ein Ergebnis bereits vor der Berechnung suboptimal ist, weil entscheidende Modellbestandteile fehlen. Für die vorliegende Untersuchung wurden im Abschnitt 5.5.2 Wärmepumpen mit alternativen Arbeitsmedien und solarthermische Flachkollektoren als zwei mögliche Erweiterungen der Überstruktur angesprochen, die im Kontext abgesenkter Fernwärmenetztemperaturen eventuell einen positiven Einfluss auf das Optimierungsergebnis haben könnten. Im Fall der untersuchten pareto-optimalen Energiesystementwürfe des Abschnitts 5.3 könnten die Modelle zur Emissionsreduktion um geothermische Anlagen oder Feuerungssysteme für feste Biomasse erweitert werden. Beim betrachteten exemplarischen Standort passen die angesprochenen Beispiele nicht zu den getroffenen Annahmen bzw. stellen keine lokal verfügbaren Ressourcen dar. Die Modellintegration wurde deshalb hier im Vorhinein ausgeschlossen, aber kann für andere Standorte durchaus sinnvoll sein. Die Erstellung der Überstruktur ist demzufolge als eine standortspe-

zifische Aufgabe zu verstehen, in der insbesondere auch die lokalen Gegebenheiten berücksichtigt werden müssen.

Die im Kapitel 5 ermittelten Konfigurationsergebnisse zeigen für das untersuchte Beispiel zumeist optimale KWK-Leistungen im Bereich größer 150 MW_{th}. Während die Gasmotoren derzeit in ihrer Größe bei ca. 20 MW begrenzt sind, könnten Gasturbinen- und GuD-Module in dieser Leistungsklasse am Markt gefunden und zur Überstruktur hinzugefügt werden. Hierdurch wäre voraussichtlich eine leichte Steigerung der elektrischen Wirkungsgrade möglich und es könnte insbesondere die Attraktivität der GuD-Anlagen erhöht werden, die derzeit in den Ergebnissen unterrepräsentiert sind. Das Fehlen dieser leistungsstärkeren KWK-Module kann als Schwäche des verwendeten Modells betrachtet werden. Eine mögliche Vermeidungsstrategie für künftig untersuchte Projekte, wäre die Anwendung eines mehrstufigen Verfahrens, bestehend aus Vor- und Hauptoptimierung. In der Voroptimierung würde mithilfe eines einfachen linearen Modells mit kontinuierlichen Anlagengrößen abgeschätzt, welche Anlagentypen in welcher Leistungsklasse potentiell interessant sind. Im Modell der Hauptoptimierung könnte anschließend die Produktpalette der relevanten Anlagentypen weiter aufgefächert werden und auch alternative Anlagendesigns abgebildet werden (z.B. für GuD-Anlagen: 1-1- oder 2-1-Ausführung, mit oder ohne Zusatzfeuerung, Zweidruck- oder Dreidruckkessel, Gegendruck- oder Entnahme-Kondensationsturbine).

Weitere Modellbeschränkungen können sich aus der gezielten Vernachlässigung einiger technischer, ökonomischer und regulatorischer Aspekte ergeben. So werden beispielsweise die Wärmepumpen ohne Teillastverhalten und Mindestlasten modelliert, der Regelleistungsmarkt wird als möglicherweise relevante Einnahmequelle z.B. für die Elektrodenheizkessel nicht berücksichtigt, ebenso wie die KWK-Anlagen nicht zusätzlich von den aktuell nach §18 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)⁶⁵ vorgegebenen vermiedenen Netznutzungsentgelten profitieren können. Diese Vereinfachungen wurden zwar mit Bedacht gewählt, dennoch können sie das Modellergebnis – zumindest in einigen Szenarien – beeinflussen. Andere vernachlässigte Planungsaspekte betreffen Randbedingungen, die sehr projektspezifisch und deshalb unbekannt sind, oder sich nur schwer in eine gleichungsbasierte Modellabbildung überführen lassen. Beispielhaft genannt seien die Anlagenverfügbarkeit bzw. -sicherheit, Revisionsmaßnahmen, die konkrete Projektfinanzierung und Vorlaufzeiten für Anlagenplanung, -bau und -inbetriebnahme.

⁶⁵Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

Wie in den Abschnitten 5.5.3 und 5.5.4 am Beispiel der Strom-, Brennstoff- und Emissionszertifikatpreise besprochen, können auch die verwendeten Eingangsdaten des Modells einen großen Einfluss auf das Optimierungsergebnis haben. Neben den Wirtschaftsgüterpreisen betrifft dies auch andere Parameter, die in dieser Arbeit nicht einzeln diskutiert wurden, z.B. den verwendeten Diskontierungszinssatz oder die Investitionskosten der Energiesystemkomponenten. Beispielsweise besteht bei den Investitionskosten das Problem, dass diese meist von den konkreten Transport-, Aufstell- und Anschlussbedingungen vor Ort abhängen und deshalb projektspezifisch stark schwanken können. Außerdem sind die Kostendaten aus Geheimhaltungsgründen in der Regel nicht öffentlich zugänglich und müssen somit z.B. aus Pressemitteilungen abgeleitet werden. Wenn für die Preise der Wirtschaftsgüter keine historischen, sondern zukünftige Daten verwendet werden sollen, besteht die Herausforderung, gute Quellen für Prognosewerte zu identifizieren. Die hier vorgenommene Referenzierung der Brennstoff- und EUA-Preise nach dem TYNDP (siehe Abschnitt 5.5.4) ist eine etablierte Praxis. Bei Betrachtung der dynamischen Entwicklungen der EUA-Preise (siehe Abbildung 1.2) kann jedoch erwartet werden, dass die prognostizierten Werte der Jahre 2025 und 2030 deutlich früher erreicht und übertroffen werden. Somit stellt sich generell die Frage nach der Behandlung von Unsicherheiten der verwendeten Daten im Optimierungsmodell. Einige mögliche Modellierungsansätze, wie die zweistufige stochastische Programmierung, wurden im Abschnitt 2.2.3 angesprochen, kommen hier allerdings nicht zur Anwendung, um die ohnehin kritische Lösbarkeit der Modelle nicht noch weiter zu reduzieren. Stattdessen wird in dieser Arbeit eine „perfekte Voraussicht“ (engl.: perfect foresight) auf alle verwendeten Daten unterstellt, das heißt, es liegen keine Prognoseunsicherheiten für die technischen und ökonomischen Randbedingungen, Wirtschaftsgüterpreise, Fernwärmebedarfe und meteorologischen Daten vor und es treten keine unvorhergesehenen Ereignisse auf. In der Realität sind diese Annahmen naturgemäß nicht zu erreichen. So können Prognoseabweichungen, beispielsweise bezüglich der Strompreise oder der Fernwärmelast, in der täglichen Einsatzplanung zu suboptimalen Betriebszuständen führen, die nicht vollständig über Betriebseingriffe und Intraday-Handel ausgeglichen werden können. Außerdem besteht im realen Betrieb stets die Gefahr eines Anlagenausfalls, weshalb zur Sicherheit gegebenenfalls zusätzliche Anlagen gefahren oder Speicherreserven vorgehalten werden müssen. Insgesamt ergibt sich dadurch tendenziell eine Überschätzung der Betriebserlöse und Unterschätzung der Betriebskosten, welche durch Optimierungsrechnungen auf Basis „perfekter Voraussicht“ ermittelt werden. Bei der Interpretation der Ergebnisse – also z.B. der berechneten Break-Even-Fernwärmepreise – sollte dies beachtet werden.

Limitierungen der angewandten Methoden

Die Ergebnisse der Forschungsarbeit werden mithilfe der gemischt-ganzzahlig linearen Programmierung (MILP) ermittelt. Alternativ könnten auch lineare Modelle ohne Binärvariablen (LP) oder nicht-lineare (NLP) bzw. gemischt-ganzzahlig nicht-lineare Modelle (MINLP) verwendet werden. Der Vorteil an einer LP-Formulierung ist, dass auch große Probleme meist effizient gelöst werden können und damit Modellvereinfachungen, wie der hier etablierte zweistufige Lösungsansatz (siehe Abschnitt 4.2), gegebenenfalls nicht erforderlich wären. Gleichzeitig können jedoch einige wichtige Modellelemente – wie z.B. lastabhängige Wirkungsgrade, Startkosten und Wenn-Dann-Logiken – nicht mittels linearer Modelle abgebildet werden. Die Lösung von nicht-linearen NLP und MINLP-Modellen ist hingegen numerisch sehr anspruchsvoll. Die Modelle dieser Problemklasse müssen deshalb in der Regel um mehrere Größenordnungen kleiner sein und die Möglichkeiten zur Abbildung praktisch relevanter Probleme sind somit stark eingeschränkt. Insgesamt liefern MILP-Modelle hier den besten Trade-Off zwischen Funktionalität und Lösungsverhalten.

Im Abschnitt 5.2 wurde gezeigt, dass das Optimierungsproblem über ein flaches Optimum und viele unterschiedliche Lösungen mit guten Zielfunktionswerten verfügt. Daher könnte die Frage aufkommen, ob die Anwendung komplexer mathematischer Optimierungsmethoden überhaupt notwendig ist. Alternativ wäre auch ein Verfahren denkbar, bei dem die Anlagenauswahl und der Anlageneinsatz auf Basis heuristischer oder metaheuristischer Logiken simuliert wird (siehe z.B. Software von HOMER Energy⁶⁶). Im vorliegenden Fall verfügt das Modell allerdings über sehr viele Kombinationsmöglichkeiten für die diskreten und kontinuierlichen Entwurfsvariablen. Hinzu kommt die große Anzahl an Betriebsentscheidungen, die insbesondere bei Verfügbarkeit von Speichersystemen, nur schwer mittels heuristischer Regeln zu treffen sind. Daher liegt die Vermutung nahe, dass der hier gewählte deterministische Ansatz besser zur systematischen Lösung der großen Energiesystemmodelle geeignet ist. Außerdem können dabei gesicherte Informationen über die Lösungsqualität bereitgestellt werden, welche mit heuristischen Methoden nicht abzuleiten wären.

Weitere methodische Beschränkungen können sich aus dem verwendeten zweistufigen Lösungsansatz ergeben. Die Festlegung der (diskreten) Entwurfsvariablen erfolgt hier mittels Modellen, die auf aggregierten Zeitreihen basieren. Verglichen mit den Originaldaten bringt die Aggregation einen Fehler mit sich, der allerdings durch die

⁶⁶<https://www.homerenergy.com/products>

Nutzung systematischer Clusteringverfahren – wie dem hier verwendeten „k-medoids“ – minimiert werden kann (siehe Abschnitt 4.2.1). Weil jedoch nicht das Originalproblem zur Optimierung verwendet wird, birgt der zweistufige Lösungsansatz die Gefahr, die global optimale Energiesystemkonfiguration zu übersehen. Im vorliegenden Fall wird dies adressiert, indem mithilfe von „Integer-Cut-Constraints“ auch der nahe-optimale Lösungsraum weitläufig abgetastet wird (siehe Abschnitt 5.2). Dabei kann gleichzeitig ein besseres Verständnis über das Optimierungsmodell und speziell die Eigenschaften guter Konfigurationslösungen erlangt werden.

Allgemeingültigkeit bzw. Übertragbarkeit von Ergebnissen

Eine allgemeine Erkenntnis dieser Arbeit ist die starke Abhängigkeit der Ergebnisse von einzelnen Annahmen und Randbedingungen. Einen entscheidenden Einfluss hat hierbei der modellierte regulatorische Rahmen. Mit dem aktuell gültigen Stand der Energiegesetzgebung (erste Jahreshälfte 2021), zeigen die ermittelten optimalen und nahe-optimalen Konfigurationsergebnisse eine starke Fokussierung auf erdgasbasierte KWK-Anlagen. Der Grund hierfür ist vor allem die gegenwärtig hohe Förderung der KWK-Stromeinspeisung über das KWKG. Diese Erkenntnis ist sicher auch auf Projekte an anderen deutschen Standorten und in anderen Leistungsbereichen übertragbar. Je nach maßgeblicher politischer Agenda kann sich die derzeitige Erdgas-KWK-Ausrichtung jedoch auch schnell ändern, weil beispielsweise Subventionen für fossile Infrastruktur reduziert werden, die Preise für Emissionsberechtigungen signifikant steigen, oder andere ordnungsrechtliche Maßnahmen erhoben werden. Der umgekehrte Fall gilt z.B. für die Installation von Großwärmepumpen, welche nach aktuellem Stand keine wirtschaftliche Option für die Fernwärmeversorgung darstellen. Bei entsprechender Anpassung des regulatorischen Rahmens mit einer zusätzlichen staatlich induzierten Zahlung von Investitions- oder Betriebszuschüssen, könnte die Bewertung der Wärmepumpen-Technologie anders ausfallen. Dieses Beispiel soll illustrieren, dass über die Energiegesetzgebung ein starker Einfluss auf das einzelne Planungsergebnis ausgeübt werden kann und somit große Transformationsprozesse des Energiesystems politisch in die gewünschte Richtung gelenkt werden können. Gleichzeitig hinterlassen häufig geänderte gesetzliche Rahmenbedingungen ein unsicheres Investitionsklima für langfristig betriebene Energieinfrastruktur. Beispielsweise galten für das wichtige Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz im Zeitraum 01.08.2020 bis 31.07.2021 vier unterschiedliche Fassungen. Hier ist der Gesetzgeber aufgefordert einen verlässlichen Rahmen vorzugeben, in dem langfristige Planungssicherheiten für Investitionen herrschen. Andernfalls

verringert sich die Aussagekraft der ermittelten Optimierungsergebnisse, wenn diese nach der Anpassung regulatorischer Rahmenbedingungen regelmäßig veralten.

Eine generelle Übertragbarkeit der Ergebnisse zwischen mehreren Projekten wird als nicht realistisch eingeschätzt – das heißt, es wird keine „one size fits all“-Lösung erwartet. Eine Ursache hierfür sind die jeweils zu beachtenden standortspezifischen Restriktionen. Außerdem ist ein wichtiger Schritt im Planungsprozess jedes Projektes, die getroffenen Annahmen und festgelegten Eingangsgrößen des Modells im Detail mit allen beteiligten Parteien abzustimmen, weil diese einen großen Einfluss auf das Ergebnis haben können. Beispielsweise sollte besprochen werden, welche prognostizierten Preise der Wirtschaftsgüter – also Strom-, Brennstoff- und EUA-Preise – jeweils als realistisch eingeschätzt werden. Nur so kann das notwendige Vertrauen aufgebaut werden, auf dessen Basis die Ergebnisse einer Optimierungsrechnung anschließend gegebenenfalls zum Treffen einer Investitionsentscheidung herangezogen werden. Daher wird in dieser Arbeit – neben dem Ableiten konkreter Konfigurationsvorschläge für einen exemplarischen Standort – ein starker Fokus gelegt auf die Bereitstellung von Werkzeugen und Methoden, mit deren Hilfe die Energiesystemmodelle, auch für den Einsatz in anderen Anwendungsfällen, schnell aufgebaut und effizient gelöst werden können.

Kapitel 7

Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Forschungsarbeit beschäftigt sich mit der Bestimmung optimaler Konfigurationen von Fernwärmeversorgungsanlagen unter expliziter Berücksichtigung des Anlagenbetriebs. Als untersuchter Anwendungsfall wird ein exemplarischer Anlagenstandort gewählt, für den eine Überstruktur aufgestellt wird, welche Gasmotoren, Gasturbinen, GuD-Anlagen, Wärmepumpen, Elektrodenheizkessel, PV-Anlagen, Solarthermie-Kollektoren, Heißwassererzeuger und Wärmespeicher beinhaltet. Diese Energiesystemkomponenten werden mit ihren jeweiligen technischen Restriktionen in ein mathematisches Optimierungsmodell überführt, welches außerdem die relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen – wie die Zahlung eines Zuschlags für eingespeisten KWK-Strom gemäß KWKG – berücksichtigt. Die Zielfunktion der Optimierung besteht in der Maximierung des Nettobarwerts der Investition bei Berücksichtigung eines Fernwärmepreises von 0 €/MWh. Um den Aufbau und die Parametrierung der Optimierungsmodelle zu vereinfachen, wird im Zuge der Arbeit mit dem Python-Paket *aristopy* ein flexibler Framework zur Energiesystemmodellierung entwickelt und als Open-Source-Software zur Verfügung gestellt.

Die Lösung der aufgestellten Optimierungsprobleme ist – aufgrund der Modellgröße und der vielfältigen Variablenkopplungen innerhalb der Modelle – sehr rechenintensiv und kann eine lange Zeit in Anspruch nehmen. Daher wird in dieser Arbeit ein zweistufiger Ansatz zur Lösung der Energiesystemmodelle vorgeschlagen und angewendet. Dieser basiert auf einer vereinfachten ersten Optimierungsstufe, in der zunächst eine Anlagenkonfiguration als Entwurfskandidat bestimmt wird. Der „wahre“ Zielfunktionswert dieses Entwurfskandidaten wird anschließend im Originalproblem der zweiten Optimierungsstufe mit vorgegebenen Entwurfsvariablen bestimmt. Die Vereinfachung der ersten Stufe wird erreicht, indem mithilfe einer Zeitreihenaggregation die Anzahl der Zeitschritte und damit die Modellgröße signifikant verringert wird. Die Daten werden in dieser Arbeit – unter Einsatz des Clustering-Algorithmus’

„k-medoids“ – zu Typtagen aggregiert. Die Ergebnisse zeigen, dass im zweistufigen Lösungsansatz bereits eine geringe Anzahl an verwendeten Typtagen ausreicht, um Lösungen zu finden, die bezüglich Anlagenkonfigurationen und Zielfunktionswerten vergleichbar sind mit der Lösung des konventionellen einstufigen Prozesses. Die erforderliche Gesamtrechenzeit kann hierbei im Vergleich zur konventionellen Lösung deutlich reduziert werden, insofern eine moderate Anzahl an Typtagen in der ersten Stufe verwendet wird. Für das untersuchte Beispiel hat sich ein Wert von 15 Typtagen als guter Kompromiss zwischen Ergebnisqualität und Rechenzeit herausgestellt – dieser Wert ist jedoch stark abhängig vom jeweiligen Anwendungsfall. Weiterführende Untersuchungen zum zweistufigen Lösungsansatz zeigen, dass die Modellierung von inter-periodischen Zeitschritten in Verbindung mit Saisonalspeichern hilfreich sein kann, um Unlösbarkeiten zu vermeiden. Aufgrund der zusätzlich eingeführten Variablen und Nebenbedingungen, kann sich dabei jedoch der Rechenaufwand der Modelle erhöhen. Ähnliches gilt für die untersuchte (partielle) Flexibilisierung der kontinuierlichen Entwurfsvariablen in der zweiten Optimierungsstufe. Diese kann zusätzliche Vorteile bezüglich der ermittelten Zielfunktionswerte ermöglichen, aber vereinzelt auch zu merklichen Rechenzeiterhöhungen führen.

Eine Analyse des nahe-optimalen Lösungsraums mithilfe von „Integer-Cut-Constraints“ zeigt, dass das mathematische Problem über ein flaches Optimum verfügt, das heißt, viele unterschiedliche Konfigurationen mit vergleichbaren Zielfunktionswerten existieren. Im Planungsprozess ist dies hilfreich, weil geringere Abweichungen vom Optimalwert nicht automatisch zu deutlichen Einbußen der Zielgröße führen müssen. Im untersuchten Anwendungsbeispiel stellen Kombinationen aus mehreren flexibel einsetzbaren Gasmotoren-Modulen und ein oder zwei kostengünstigeren Gasturbinen-Modulen die wirtschaftlichsten Lösungen dar. Die Konfigurationen werden ergänzt um einen großen Wärmespeicher und einen gasbefeuerter Heißwassererzeuger. Generell lassen die besten gefundenen Lösungen eine starke Konzentration der installierten Leistungen und der Wärmebereitstellung auf erdgasbefeuerte KWK-Anlagen erkennen. Die durchgeführten Szenariorechnungen für die Jahre 2025 und 2030 lassen erahnen, dass dieser Trend auch in näherer Zukunft Bestand haben könnte. Eine Analyse der Bestandteile der Zielfunktionswerte verdeutlicht, dass die KWK-Vergütung ein wichtiger Treiber für die Wirtschaftlichkeit der Anlagenkonfigurationen ist. Die KWK-Vergütung wird gegenwärtig über die KWK-Umlage von den Stromverbrauchern finanziert und ist jährlich auf 1,8 Milliarden Euro gedeckelt (inkl. Förderung von Speichern und Netzen, siehe §29 Abs. 1 KWKG). Politisch muss folglich entschieden werden, inwiefern die Ausrichtung auf erdgasbasierte Anlagen als „Brückentechnologie“ mittelfristig ge-

wünscht ist, oder ob andere Zieldesigns für Fernwärmeversorgungsanlagen finanziell unterstützt werden sollen.

Pareto-optimale Anlagenkonfiguration, mit reduzierten Emissionen der bereitgestellten Fernwärme, werden in dieser Arbeit mithilfe so genannter „Epsilon-Constraints“ berechnet. Weil hierbei auch KWK-Anlagen eine wichtige Rolle spielen, muss ein Verfahren zur Aufteilung der Emissionen auf die Produkte Strom und Wärme gewählt werden. Ein Vergleich zeigt, dass die Aufteilung nach dem Exergiegehalt der Produkte plausiblere Ergebnisse und wirkungsvollere Anreize zur Emissionsreduktion liefert, als die gesetzlich geforderte Stromgutschrift-Methode. Entsprechend wäre hier eine Umstellung der vorgeschriebenen Allokations-Methode zu empfehlen. Im untersuchten Anwendungsbeispiel erfolgt die Verringerung der Emissionen vor allem über die Verdrängung von KWK-Wärmeerzeugung durch solarthermische Anlagen. Dies geht einher mit einem großen Flächenbedarf für das Solarkollektorfeld und den gegebenenfalls benötigten saisonalen Wärmespeicher. Aufgrund der hohen erforderlichen Anfangsinvestitionen ergibt sich insgesamt eine deutliche Verschlechterung der Zielfunktionswerte für die Anlagenkonzepte mit stark reduzierten Emissionen. Bezüglich der berechneten Break-Even-Fernwärmepreise folgt hieraus eine Steigerung von ursprünglich ca. 25 €/MWh_{th} im Fall ohne Emissionsminderung, auf bis zu 180 €/MWh_{th} bei nahezu vollständiger Emissionsreduktion und Verwendung hoher Flächenkosten (200 €/m²). Diese Ergebnisse lassen erahnen, dass zur Umsetzung der Wärmewende zusätzliche Finanzierungsmaßnahmen erforderlich sein werden und auch die soziale Dimension politisch adressiert werden sollte.

Eine Möglichkeit zur Förderung emissionsarmer Wärmeerzeugungstechnologien wurde mit dem §7a als „Bonus für innovative erneuerbare Wärme“ im August 2020 in das KWKG eingeführt. Dieser Bonus wird zusätzlich zum Zuschlag für KWK-Strom ausgezahlt und richtet sich maßgeblich nach der installierten KWK-Leistung und der Menge bereitgestellter innovativer Wärme – hier, Wärme aus Solarthermie-Kollektoren und Wärmepumpen. Die angestellten Untersuchungen der Arbeit zeigen, dass der Bonus nach §7a KWKG einen wirtschaftlich lukrativen Anreiz zur Verringerung der installierten KWK-Leistung darstellen kann, wenn gleichzeitig Solarthermie-Kollektoren und / oder Wärmepumpen als innovative Wärmeerzeuger installiert werden und einen Teil der Wärmeerzeugung übernehmen. Die optimalen KWK-Leistungen sind dabei umso geringer, je höher der Anteil innovativer Wärme ausfällt. Die ökonomisch besten Lösungen finden sich für den untersuchten Anwendungsfall in einem Bereich von ca. 20% bis 40% innovativen Wärmeanteils. Prinzipiell ist jedoch anzumerken, dass der Bonus nach §7a KWKG stets an die Installation bzw. den Betrieb einer KWK-

Anlage gekoppelt ist. Ähnliche Förderprogramme für Systeme, die ausschließlich auf der Verwendung innovativer Wärmeerzeuger basieren, sind dem Autor derzeit nicht bekannt, aber könnten bei der Umsetzung der Wärmewende hilfreiche Beiträge leisten.

Ansätze für weitere Forschungsarbeiten

Im Kapitel 6 wurden verschiedene Möglichkeiten zur Modellanpassung diskutiert, mit denen die Konfidenz der Ergebnisse weiter erhöht werden könnte. Beispielsweise wäre interessant zu beobachten, ob die Gasmotoren auch dann häufig in den optimalen Anlagenkonfigurationen ausgewählt werden, wenn die Überstruktur des Modells um leistungstärkere Gasturbinen- und GuD-Module, mit gegebenenfalls höheren elektrischen Wirkungsgraden, erweitert werden würde. Diese Frage kann sich generell für Anlagenstandorte mit deutlich höheren benötigten Fernwärmeleistungen stellen. Ein möglicher Ansatz wäre daher, den Fokus vom exemplarisch untersuchten Anwendungsfall zu nehmen, und den Blick auch auf Anlagen in anderen Leistungsklassen, oder andere Versorgungskonzepte (z.B. Energiequartiere) zu richten. Die technischen und regulatorischen Randbedingungen des Modells müssten hierbei entsprechend angepasst werden. Die generische Modellbildung mittels der entwickelten Software *aristopy* sollte die Übertragbarkeit der Anwendung jedoch problemlos ermöglichen. Dabei identifizierte hilfreiche Funktionserweiterungen, können aufgrund des Open-Source Charakters der Software gegebenenfalls nachgerüstet werden.

Der Ansatz in dieser Arbeit besteht darin, optimale Konfigurationen für Fernwärmeversorgungsanlagen, unter Berücksichtigung des aktuell geltenden regulatorischen Rahmens, zu bestimmen. Insbesondere vor dem Hintergrund des Beschlusses des Bundesverfassungsgerichts vom 24. März 2021 zum Klimaschutzgesetz [220], sind in der kommenden Zeit stärkere politische Anstrengungen zur aktiven Gestaltung der Energiewende – das heißt Anpassungen der Energiegesetzgebung – zu erwarten. Eine weitere Option zur Fortführung dieser Arbeit könnte also darin bestehen, mögliche Anpassungen des regulatorischen Rahmens zu untersuchen, mit deren Hilfe gewünschte Zieldesigns wirtschaftlich attraktiver werden. Im Abschnitt 5.5.1 wurde hierfür ein erstes Beispiel präsentiert, in dem die Auswirkungen angepasster Stromnebenkosten für Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel betrachtet wurden und welches als Ausgangspunkt für weitere Untersuchungen dienen kann.

Eine mögliche Performance-Verbesserung des vorgestellten zweistufigen Lösungsansatzes könnte durch die zusätzliche Segmentierung der verwendeten typischen Perioden erreicht werden. Hierbei werden aneinandergrenzende Zeitschritte mit ähnlichen

Merkmale zusammengefasst, so dass die Modellgröße der ersten Optimierungsstufe weiter reduziert wird. Die methodischen Grundlagen der Segmentierung sind im Python-Paket *tsam*, welches zur Aggregation der Zeitreihen eingesetzt wird, seit der Version 1.01 vorhanden. Mit einigen Anpassungen könnten diese auch in die Software *aristopy* integriert werden. Im Ergebnis würde voraussichtlich die Rechenzeit der ersten Optimierungsstufe verringert, bzw. die Verwendung einer größeren Anzahl an typischen Perioden ermöglicht. Letzteres wäre insbesondere für Modelle mit vielen Zeitreihen interessant, in denen z.B. weitere erneuerbare Technologien oder mehrere vernetzte Anlagenstandorte berücksichtigt werden.

Die Optimierungsrechnungen werden in dieser Arbeit auf der Grundlage eines gewählten Basisjahres durchgeführt. Hierbei wird unterstellt, dass die zugrundeliegenden Parameter im Betrachtungszeitraum konstant bleiben und sich folglich jährlich wiederholen. Dies ist derzeit der gängige Ansatz im Kontext optimierungsbasierter Energiesystemanalyse, aber er bringt die Einschränkung mit sich, dass langfristige dynamische Effekte kaum in die Modelle integriert werden können. Beispiele hierfür sind die Veränderung des Wärmebedarfs, sowie der Strom-, Brennstoff- und EUA-Preise, aber auch Anlagendegradation und Anpassungen des regulatorischen Rahmens. In nachfolgenden Arbeiten könnte der Betrachtungszeitraum durch die Einführung von Stützjahren in mehrere Bereiche aufgeteilt werden, in denen jeweils unterschiedliche Datensätze vorgegeben werden. Somit könnte der Veränderlichkeit einiger Parameter Rechnung getragen und ein realistischeres Modell erstellt werden. Außerdem würde hiermit die Option zur Nutzung verschiedener Investitionszeitpunkte geschaffen. Dies könnte für Modelle interessant sein, die einen längeren Transformationsprozess untersuchen. Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Modelle durch die Einführung zusätzlicher Stützjahre größer werden und damit tendenziell schwerer zu lösen sind. Für den Umgang mit diesen größeren Modellen könnte die zweistufige Berechnung erneut hilfreich sein. Ein denkbarer Ansatz wäre, zunächst die Anlagenkonfiguration mittels eines aggregierten Modells zu ermitteln und anschließend die Berechnung der einzelnen Stützjahre – mit vorgegebenem Entwurf – in parallelen Prozessen durchzuführen.

Im Kapitel 6 wurde darauf eingegangen, dass die ermittelten Ergebnisse teilweise stark von den getroffenen Annahmen und festgelegten Eingangsdaten abhängen. Häufig sind diese jedoch mit schwer quantifizierbaren Unsicherheiten behaftet. Dennoch muss an einem Punkt im unternehmerischen Planungsprozess letztendlich eine Entscheidung für oder gegen eine bestimmte Investition getroffen werden. Weiterführende Arbeiten

sollten daher einen stärkeren Fokus auf die Erstellung von Modellen legen, mit denen die vorhandenen Unsicherheiten systematisch behandelt und robuste Ergebnisse abgeleitet werden können. Methodisch stehen hierfür beispielsweise die zweistufige stochastische Optimierung und die robuste Optimierung zur Verfügung. Für die Anwendung in großen Energiesystemmodellen besteht bei beiden jedoch noch weiterer Forschungsbedarf. Dies hat auch George B. Dantzig – der oft als „Vater der linearen Programmierung“ bezeichnete Entwickler des Simplex-Verfahrens – in einem Interview im Jahr 2001 angemerkt [221]. Als er gefragt wurde, an welchen Themen er gearbeitet hat, die bislang zu keinem zufriedenstellenden Ergebnis geführt haben, sagte er dazu:

„Planning under uncertainty.

This, I feel, is the real field that we should be all working in.”

George B. Dantzig

März 2001

Literaturverzeichnis

- [1] Forschungsgruppe Wahlen. Politbarometer, 2021. URL: <https://www.forschungsgruppe.de/Umfragen/Politbarometer/> [Zugriff am: 17.04.2021].
- [2] V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea und P. R. Shukla. Global warming of 1.5 C: An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, 2018.
- [3] P. R. Shukla, J. Skea, E. Calvo-Buendia, V. Masson-Delmotte, H.-O. Pörtner und D. C. Roberts. Climate Change and Land: An IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems, 2019.
- [4] H.-O. Pörtner, D. C. Roberts, V. Masson-Delmotte, P. Zhai, M. Tignor und E. Poloczanska. IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate, 2019.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zahlen und Fakten Energiedaten: Nationale und Internationale Entwicklung, 2021. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls> [Zugriff am: 23.04.2021].
- [6] Hamburg Institut Consulting GmbH und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung: Studie im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2021. URL: https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf [Zugriff am: 23.04.2021].
- [7] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung. URL: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/nettowaermeerzeugung-nach-energietraegern/> [Zugriff am: 22.04.2021].
- [8] H. D. Baehr und S. Kabelac. *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen*. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 15. Auflage, 2012. ISBN: 978-3-642-24160-4.

- [9] A. Wirths. *Zur Bewertung der Energieeffizienz von Fernwärmesystemen unter Berücksichtigung des Fernwärmemeterniverniveaus*. Dissertation, Technische Universität Dresden, 2014. URL: <https://d-nb.info/1068447494/34> [Zugriff am: 18.04.2021].
- [10] A. J. Conejo, L. Baringo Morales, S. J. Kazempour und A. S. Siddiqui. *Investment in Electricity Generation and Transmission: Decision Making under Uncertainty*. Springer International Publishing, 2016. ISBN: 978-3-319-29499-5.
- [11] A. Bejan, G. Tsatsaronis und M. Moran. *Thermal Design and Optimization*. Wiley, New York, 1996. ISBN: 978-0-471-58467-4.
- [12] L. T. Biegler, I. E. Grossmann und A. W. Westerberg. *Systematic methods of chemical process design*. Prentice-Hall, Upper Saddle River, NJ, 1997. ISBN: 0-13-492422-3.
- [13] P. Zweifel, A. Praktiknjo und G. Erdmann. *Energy Economics: Theory and Applications*. Springer Texts in Business and Economics. Springer, Berlin, 2017. ISBN: 978-3-662-53022-1.
- [14] C. Frangopoulos, M. Von Spakovsky und E. Sciubba. A brief review of methods for the design and synthesis optimization of energy systems. *International Journal of Applied Thermodynamics*, 5(4):151–160, 2002.
- [15] V. Andiappan. State-Of-The-Art Review of Mathematical Optimisation Approaches for Synthesis of Energy Systems. *Process Integration and Optimization for Sustainability*, 1(3):165–188, 2017. DOI: 10.1007/s41660-017-0013-2.
- [16] I. E. Grossmann. Advances in mathematical programming models for enterprise-wide optimization. *Computers & Chemical Engineering*, 47:2–18, 2012. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2012.06.038.
- [17] D. Möst, W. Fichtner und A. Grunwald, Herausgeber. *Energiesystemanalyse: Tagungsband des Workshops "Energiesystemanalyse" vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe*. Universitätsverlag Karlsruhe, 2009. ISBN: 978-3-86644-389-1.
- [18] P. Gritzmann. *Grundlagen der Mathematischen Optimierung: Diskrete Strukturen, Komplexitätstheorie, Konvexitätstheorie, Lineare Optimierung, Simplex-Algorithmus, Dualität*. Aufbaukurs Mathematik. Springer, Wiesbaden, 2013. ISBN: 978-3-8348-2011-2.

- [19] F. Czesla. *Produktkostenminimierung beim Entwurf komplexer Energieumwandlungsanlagen mit Hilfe von wissensbasierten Methoden*, Band 438 der Reihe *Fortschritt-Berichte VDI - 6*. VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000. ISBN: 3183438062.
- [20] G. Tsatsaronis und F. Czesla. Thermoeconomics. In *Encyclopedia of Physical Science and Technology*, Seiten 659–680. Elsevier, 2003. DOI: 10.1016/B0-12-227410-5/00944-3.
- [21] L. Meyer, G. Tsatsaronis, J. Buchgeister und L. Schebek. Exergoenvironmental analysis for evaluation of the environmental impact of energy conversion systems. *Energy*, 34(1):75–89, 2009. DOI: 10.1016/j.energy.2008.07.018.
- [22] T. D. Blumberg. *Comparative evaluation of methanol production processes using natural gas : A thermodynamic and economic assessment*. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2018. DOI: 10.14279/depositonce-7771.
- [23] S. J. Tesch. *Exergy-based methods applied to the processes of LNG regasification integrated into air separation units*. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2019. DOI: 10.14279/depositonce-8134.
- [24] S. Hamdy. *Cryogenic energy storage systems: An exergy-based evaluation and optimization*. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2019. DOI: 10.14279/depositonce-8916.
- [25] M. Penkuhn und G. Tsatsaronis. A decomposition method for the evaluation of component interactions in energy conversion systems for application to advanced exergy-based analyses. *Energy*, 133:388–403, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.03.144.
- [26] S. Sayadi. *Dynamic exergy-based methods for improving the operation of building energy systems*. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2020. DOI: 10.14279/depositonce-10971.
- [27] K. Sörensen, M. Sevaux und F. Glover. A History of Metaheuristics. In R. Marti, P. Panos und M. G. C. Resende, Herausgeber, *Handbook of Heuristics*, Seiten 1–18. Springer International Publishing, 2018. ISBN: 978-3-319-07153-4.
- [28] M. Gendreau und J.-Y. Potvin. *Handbook of Metaheuristics*, Band 272 der Reihe *International series in operations research & management science*. Springer International Publishing, 3. Auflage, 2019. ISBN: 978-3-319-91086-4.

-
- [29] G. Chicco und A. Mazza. Metaheuristic Optimization of Power and Energy Systems: Underlying Principles and Main Issues of the Rush to Heuristics. *Energies*, 13(19):5097, 2020. DOI: 10.3390/en13195097.
- [30] T. Ahadi-Oskui. *Optimierung des Entwurfs komplexer Energieumwandlungsanlagen*, Band 543 der Reihe *Fortschritt-Berichte VDI - 6*. VDI-Verlag, Düsseldorf, 2006. ISBN: 3183543060.
- [31] C. Bouvy. *Kombinierte Struktur- und Einsatzoptimierung von Energieversorgungssystemen mit einer Evolutionsstrategie*. Berichte aus der Energietechnik. Shaker, Aachen, 2007. ISBN: 978-3-8322-6147-4.
- [32] Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e. V. TOP-Energy, 2021. URL: <https://www.top-energy.de/> [Zugriff am: 26.05.2021].
- [33] T. Falke, S. Krengel, A.-K. Meinerzhagen und A. Schnettler. Multi-objective optimization and simulation model for the design of distributed energy systems. *Applied Energy*, 184:1508–1516, 2016. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.03.044.
- [34] P. Voll, M. Lampe, G. Wrobel und A. Bardow. Superstructure-free synthesis and optimization of distributed industrial energy supply systems. *Energy*, 45(1):424–435, 2012. DOI: 10.1016/j.energy.2012.01.041.
- [35] L. Wang, P. Voll, M. Lampe, Y. Yang und A. Bardow. Superstructure-free synthesis and optimization of thermal power plants. *Energy*, 91:700–711, 2015. DOI: 10.1016/j.energy.2015.08.068.
- [36] R. Reinhardt, A. Hoffmann und T. Gerlach. *Nichtlineare Optimierung: Theorie, Numerik und Experimente*. Springer, Berlin und Heidelberg, 2013. ISBN: 978-3-8274-2948-3.
- [37] P. Belotti, C. Kirches, S. Leyffer, J. Linderoth, J. Luedtke und A. Mahajan. Mixed-integer nonlinear optimization. *Acta Numerica*, 22:1–131, 2013. DOI: 10.1017/S0962492913000032.
- [38] J. Kallrath. *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis. Mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*. Springer, Wiesbaden, 2. Auflage, 2013. ISBN: 978-3-658-00690-7.
- [39] Gurobi Optimization, LLC. Gurobi Optimizer Reference Manual, 2020. URL: <https://www.gurobi.com>.

- [40] IBM. IBM ILOG CPLEX Optimization Studio, 2020. URL: <https://www.ibm.com/>.
- [41] J. Forrest, S. Vigerske, H. G. Santos, T. Ralphs, L. Hafer, B. Kristjansson, E. Straver, M. Lubin, H.-I. Gassmann und M. Saltzman. coin-or/Cbc: Version 2.10.5, 2020. DOI: 10.5281/zenodo.3700700. URL: <https://github.com/coin-or/Cbc> [Zugriff am: 04.05.2021].
- [42] G. Gamrath, D. Anderson, K. Bestuzheva, W.-K. Chen, L. Eifler und M. Gasse. The SCIP Optimization Suite 7.0: Technical Report, 2020. URL: http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2020/03/7705.html.
- [43] A. Wächter und L. T. Biegler. On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming. *Mathematical Programming*, 106(1):25–57, 2006. DOI: 10.1007/s10107-004-0559-y.
- [44] M. R. Kilinc und N. V. Sahinidis. Exploiting integrality in the global optimization of mixed-integer nonlinear programming problems with BARON. *Optimization Methods and Software*, 33(3):540–562, 2018. DOI: 10.1080/10556788.2017.1350178.
- [45] L. Hirth. *The Economics of Wind and Solar Variability*. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2014. DOI: 10.14279/depositonce-4291.
- [46] A. Zerrahn und W.-P. Schill. Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79:1518–1534, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.098.
- [47] T. Brown, D. Schlachtberger, A. Kies, S. Schramm und M. Greiner. Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. *Energy*, 160:720–739, 2018. DOI: 10.1016/j.energy.2018.06.222.
- [48] M. Jüdes. *MINLP-Optimierung des Entwurfs und des stationären Betriebs von Kraftwerken mit mehreren Arbeitspunkten*, Band 579 der Reihe *Fortschritt-Berichte VDI - 6*. VDI-Verlag, Düsseldorf, 2009. ISBN: 9783183579068.
- [49] S. Fazlollahi, G. Becker, A. Ashouri und F. Maréchal. Multi-objective, multi-period optimization of district energy systems: IV – A case study. *Energy*, 84:365–381, 2015. DOI: 10.1016/j.energy.2015.03.003.
- [50] C. Elsido, A. Bischi, P. Silva und E. Martelli. Two-stage MINLP algorithm for the optimal synthesis and design of networks of CHP units. *Energy*, 121:403–426, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.01.014.

-
- [51] P. Voll. *Automated optimization-based synthesis of distributed energy supply systems*, Band 1 der Reihe *Aachener Beiträge zur Technischen Thermodynamik*. Wissenschaftsverlag Mainz, 1. Auflage, 2014. ISBN: 978-3-86130-474-6.
- [52] S. Goderbauer, B. Bahl, P. Voll, M. E. Lübbecke, A. Bardow und A. M. Koster. An adaptive discretization MINLP algorithm for optimal synthesis of decentralized energy supply systems. *Computers & Chemical Engineering*, 95:38–48, 2016. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2016.09.008.
- [53] S. A. Papoulias und I. E. Grossmann. A structural optimization approach in process synthesis—I. *Computers & Chemical Engineering*, 7(6):695–706, 1983. DOI: 10.1016/0098-1354(83)85022-4.
- [54] R. R. Iyer und I. E. Grossmann. Synthesis and operational planning of utility systems for multiperiod operation. *Computers & Chemical Engineering*, 22(7-8):979–993, 1998. DOI: 10.1016/S0098-1354(97)00270-6.
- [55] R. Yokoyama, Y. Hasegawa und K. Ito. A MILP decomposition approach to large scale optimization in structural design of energy supply systems. *Energy Conversion and Management*, 43(6):771–790, 2002.
- [56] R. Yokoyama, Y. Shinano, S. Taniguchi, M. Ohkura und T. Wakui. Optimization of energy supply systems by MILP branch and bound method in consideration of hierarchical relationship between design and operation. *Energy Conversion and Management*, 92:92–104, 2015. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.12.020.
- [57] A. Ashouri, S. S. Fux, M. J. Benz und L. Guzzella. Optimal design and operation of building services using mixed-integer linear programming techniques. *Energy*, 59:365–376, 2013. DOI: 10.1016/j.energy.2013.06.053.
- [58] T. Wakui, H. Kawayoshi und R. Yokoyama. Optimal structural design of residential power and heat supply devices in consideration of operational and capital recovery constraints. *Applied Energy*, 163:118–133, 2016. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.154.
- [59] P. Voll, C. Klaffke, M. Hennen und A. Bardow. Automated superstructure-based synthesis and optimization of distributed energy supply systems. *Energy*, 50:374–388, 2013. DOI: 10.1016/j.energy.2012.10.045.
- [60] B. Bahl, A. Kümpel, H. Seele, M. Lampe und A. Bardow. Time-series aggregation for synthesis problems by bounding error in the objective function. *Energy*, 135:900–912, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.06.082.

- [61] A. Rieder, A. Christidis und G. Tsatsaronis. Multi criteria dynamic design optimization of a small scale distributed energy system. *Energy*, 74:230–239, 2014. DOI: 10.1016/j.energy.2014.06.007.
- [62] E. D. Mehleri, H. Sarimveis, N. C. Markatos und L. G. Papageorgiou. A mathematical programming approach for optimal design of distributed energy systems at the neighbourhood level. *Energy*, 44(1):96–104, 2012. DOI: 10.1016/j.energy.2012.02.009.
- [63] C. Weber und N. Shah. Optimisation based design of a district energy system for an eco-town in the United Kingdom. *Energy*, 36(2):1292–1308, 2011. DOI: 10.1016/j.energy.2010.11.014.
- [64] G. Mavromatidis, K. Orehounig und J. Carmeliet. A review of uncertainty characterisation approaches for the optimal design of distributed energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 88:258–277, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.02.021.
- [65] S. Moret, V. Codina Girones, M. Bierlaire und F. Maréchal. Characterization of input uncertainties in strategic energy planning models. *Applied Energy*, 202:597–617, 2017. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.106.
- [66] J. Keirstead, M. Jennings und A. Sivakumar. A review of urban energy system models: Approaches, challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6):3847–3866, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.047.
- [67] I. E. Grossmann, R. M. Apap, B. A. Calfa, P. Garcia-Herreros und Q. Zhang. Recent advances in mathematical programming techniques for the optimization of process systems under uncertainty. *Computers & Chemical Engineering*, 91:3–14, 2016. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2016.03.002.
- [68] S. Yoshida, K. Ito und R. Yokoyama. Sensitivity analysis in structure optimization of energy supply systems for a hospital. *Energy Conversion and Management*, 48(11):2836–2843, 2007. DOI: 10.1016/j.enconman.2007.06.045.
- [69] N. V. Sahinidis. Optimization under uncertainty: State-of-the-art and opportunities. *Computers & Chemical Engineering*, 28(6-7):971–983, 2004. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2003.09.017.
- [70] A. Soroudi und T. Amraee. Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28:376–384, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.039.

- [71] J. Schiefelbein. *Optimized placement of thermo-electric energy systems in city districts under uncertainty*, Band 70 der Reihe *E.ON Energy Research Center*. 2019. ISBN: 978-3-942789-69-1.
- [72] J. R. Birge und F. Louveaux. *Introduction to Stochastic Programming*. Springer New York, New York, NY, 2011. ISBN: 978-1-4614-0236-7.
- [73] N. Heitmann. *Modellierung von Investitionsentscheidungen und Kraftwerkseinsatzplanung unter Unsicherheit mittels Stochastischer Optimierung und Multi-Agenten-Ansatz am Beispiel des deutschen Strommarktes*. Dissertation, Universität Augsburg, 2013.
- [74] G. Mavromatidis, K. Orehounig und J. Carmeliet. Comparison of alternative decision-making criteria in a two-stage stochastic program for the design of distributed energy systems under uncertainty. *Energy*, 156:709–724, 2018. DOI: 10.1016/j.energy.2018.05.081.
- [75] J. Shin, J. H. Lee und M. J. Realff. Operational planning and optimal sizing of microgrid considering multi-scale wind uncertainty. *Applied Energy*, 195:616–633, 2017. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.03.081.
- [76] A. Ben-Tal, A. S. Nemirovski und L. El Ghaoui. *Robust optimization*. Princeton series in applied mathematics. Princeton University Press, 2009. ISBN: 978-0-691-14368-2.
- [77] D. E. Majewski, M. Lampe, P. Voll und A. Bardow. TRusT: A Two-stage Robustness Trade-off approach for the design of decentralized energy supply systems. *Energy*, 118:590–599, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2016.10.065.
- [78] S. Moret. *Strategic energy planning under uncertainty*. Dissertation, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2017. DOI: 10.5075/epfl-thesis-7961.
- [79] P. Gabrielli, F. Fürer, G. Mavromatidis und M. Mazzotti. Robust and optimal design of multi-energy systems with seasonal storage through uncertainty analysis. *Applied Energy*, 238:1192–1210, 2019. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.064.
- [80] R. J. Brooks und A. M. Tobias. Choosing the best model: Level of detail, complexity, and model performance. *Mathematical and Computer Modelling*, 24(4):1–14, 1996. DOI: 10.1016/0895-7177(96)00103-3.

- [81] L. Kotzur, L. Nolting, M. Hoffmann, T. Groß, A. Smolenko, J. Priesmann, H. Büsing, R. Beer, F. Kullmann, B. Singh, A. Praktiknjo, D. Stolten und M. Robinius. A modeler's guide to handle complexity in energy system optimization. *Advances in Applied Energy*, 4:100063, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100063>.
- [82] J. Priesmann, L. Nolting und A. Praktiknjo. Are complex energy system models more accurate? An intra-model comparison of power system optimization models. *Applied Energy*, 255:113783, 2019. DOI: [10.1016/j.apenergy.2019.113783](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113783).
- [83] S. Goderbauer, M. Comis und F. J. Willamowski. The synthesis problem of decentralized energy systems is strongly NP-hard. *Computers & Chemical Engineering*, 124:343–349, 2019. DOI: [10.1016/j.compchemeng.2019.02.002](https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2019.02.002).
- [84] S. Pfenninger, A. Hawkes und J. Keirstead. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33:74–86, 2014. DOI: [10.1016/j.rser.2014.02.003](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003).
- [85] C. Sagastizabal. Divide to conquer: decomposition methods for energy optimization. *Mathematical Programming*, 134(1):187–222, 2012. DOI: [10.1007/s10107-012-0570-7](https://doi.org/10.1007/s10107-012-0570-7).
- [86] W. van Ackooij, I. Danti Lopez, A. Frangioni, F. Lacalandra und M. Tahanan. Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey. *Annals of Operations Research*, 271(1):11–85, 2018. DOI: [10.1007/s10479-018-3003-z](https://doi.org/10.1007/s10479-018-3003-z).
- [87] K.-K. Cao, K. von Krbek, M. Wetzel, F. Cebulla und S. Schreck. Classification and Evaluation of Concepts for Improving the Performance of Applied Energy System Optimization Models. *Energies*, 12(24):4656, 2019. DOI: [10.3390/en12244656](https://doi.org/10.3390/en12244656).
- [88] B. Palmintier und M. Webster. Impact of unit commitment constraints on generation expansion planning with renewables. In *IEEE Power and Energy 2011*, Seiten 1–7. DOI: [10.1109/PES.2011.6038963](https://doi.org/10.1109/PES.2011.6038963).
- [89] J. Unternährer, S. Moret, S. Joost und F. Maréchal. Spatial clustering for district heating integration in urban energy systems: Application to geothermal energy. *Applied Energy*, 190:749–763, 2017. DOI: [10.1016/j.apenergy.2016.12.136](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.136).

-
- [90] J. F. Marquant, R. Evins und J. Carmeliet. Reducing Computation Time with a Rolling Horizon Approach Applied to a MILP Formulation of Multiple Urban Energy Hub System. *Procedia Computer Science*, 51:2137–2146, 2015. DOI: 10.1016/j.procs.2015.05.486.
- [91] J. Thomsen, N. S. Hussein, A. Dolderer und C. Kost. Effect of the Foresight Horizon on Computation Time and Results Using a Regional Energy Systems Optimization Model. *Energies*, 14(2):495, 2021. DOI: 10.3390/en14020495.
- [92] S. Pfenninger. Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability. *Applied Energy*, 197:1–13, 2017. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.03.051.
- [93] S. Fazlollahi, S. L. Bungener, P. Mandel, G. Becker und F. Maréchal. Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: I. Selection of typical operating periods. *Computers & Chemical Engineering*, 65:54–66, 2014. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2014.03.005.
- [94] B. Bahl, T. Söhler, M. Hennen und A. Bardow. Typical Periods for Two-Stage Synthesis by Time-Series Aggregation with Bounded Error in Objective Function. *Frontiers in Energy Research*, 5:333, 2018. DOI: 10.3389/fenrg.2017.00035.
- [95] G. Mavrotas, K. Florios und D. Vlachou. Energy planning of a hospital using Mathematical Programming and Monte Carlo simulation for dealing with uncertainty in the economic parameters. *Energy Conversion and Management*, 51(4):722–731, 2010. DOI: 10.1016/j.enconman.2009.10.029.
- [96] T. Wakui und R. Yokoyama. Optimal structural design of residential cogeneration systems in consideration of their operating restrictions. *Energy*, 64:719–733, 2014. DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.002.
- [97] H. Teichgraeber, P. G. Brodrick und A. R. Brandt. Optimal design and operations of a flexible oxyfuel natural gas plant. *Energy*, 141:506–518, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.09.087.
- [98] F. Dominguez-Munoz, J. M. Cejudo-López, A. Carrillo-Andrés und M. Gallardo-Salazar. Selection of typical demand days for CHP optimization. *Energy and Buildings*, 43(11):3036–3043, 2011. DOI: 10.1016/j.enbuild.2011.07.024.

- [99] P. Nahmmacher, E. Schmid, L. Hirth und B. Knopf. Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling. *Energy*, 112:430–442, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.06.081.
- [100] M. Hoffmann, J. Priesmann, L. Nolting, A. Praktiknjo, L. Kotzur und D. Stolten. Typical periods or typical time steps? A multi-model analysis to determine the optimal temporal aggregation for energy system models. *Applied Energy*, 304:117825, 2021. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117825.
- [101] L. Kotzur, P. Markewitz, M. Robinius und D. Stolten. Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design. *Renewable Energy*, 117:474–487, 2018. DOI: 10.1016/j.renene.2017.10.017.
- [102] R. Renaldi und D. Friedrich. Multiple time grids in operational optimisation of energy systems with short- and long-term thermal energy storage. *Energy*, 133:784–795, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.05.120.
- [103] P. Gabrielli, M. Gazzani, E. Martelli und M. Mazzotti. Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage. *Applied Energy*, 219:408–424, 2018. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.07.142.
- [104] L. Kotzur, P. Markewitz, M. Robinius und D. Stolten. Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage. *Applied Energy*, 213:123–135, 2018. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.01.023.
- [105] B. van der Heijde, A. Vandermeulen, R. Salenbien und L. Helsen. Representative days selection for district energy system optimisation: a solar district heating system with seasonal storage. *Applied Energy*, 248:79–94, 2019. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.04.030.
- [106] M. Hoffmann, L. Kotzur, D. Stolten und M. Robinius. A Review on Time Series Aggregation Methods for Energy System Models. *Energies*, 13(3):641, 2020. DOI: 10.3390/en13030641.
- [107] F. Lin, S. Leyffer und T. Munson. A two-level approach to large mixed-integer programs with application to cogeneration in energy-efficient buildings. *Computational Optimization and Applications*, 65(1):1–46, 2016. DOI: 10.1007/s10589-016-9842-0.
- [108] S. Bruche und G. Tsatsaronis. A Two-Stage Approach for the Optimization of Design and Operation of Energy Supply Systems. *ECOS 2018 - Proceedings of the 31 International Conference on Efficiency, Cost, Optimisation, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems in Guimarães, Portugal*, 2018.

- [109] T. Kannengießer, M. Hoffmann, L. Kotzur, P. Stenzel, F. Schuetz, K. Peters, S. Nykamp, D. Stolten und M. Robinius. Reducing Computational Load for Mixed Integer Linear Programming: An Example for a District and an Island Energy System. *Energies*, 12(14), 2019. DOI: 10.3390/en12142825.
- [110] B. Bahl, J. Lützow, D. Shu, D. E. Hollermann, M. Lampe, M. Hennen und A. Bardow. Rigorous synthesis of energy systems by decomposition via time-series aggregation. *Computers & Chemical Engineering*, 112:70–81, 2018. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2018.01.023.
- [111] S. Bruche und G. Tsatsaronis. A Multi-Stage Optimization Approach for Energy Supply Systems With Discrete Design Decisions. In *Volume 6: Energy*. American Society of Mechanical Engineers, 2019. ISBN: 978-0-7918-5943-8. DOI: 10.1115/IMECE2019-11519.
- [112] N. Baumgärtner, B. Bahl, M. Hennen und A. Bardow. RiSES3: Rigorous Synthesis of Energy Supply and Storage Systems via time-series relaxation and aggregation. *Computers & Chemical Engineering*, 127:127–139, 2019. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2019.02.006.
- [113] N. Baumgärtner, F. Temme, B. Bahl, M. Hennen, D. Hollermann und A. Bardow. RiSES4: Rigorous Synthesis of Energy Supply Systems with Seasonal Storage by relaxation and time-series aggregation to typical periods. *ECOS 2019 - Proceedings of the 32 International Conference on Efficiency, Cost, Optimisation, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems in Wroclaw, Poland*, 2019.
- [114] Bundeskartellamt. Sektoruntersuchung Fernwärme: Abschlussbericht gemäß §32e GWB, Bonn, 2012. URL: <https://bit.ly/3vvBYAH> [Zugriff am: 28.05.2021].
- [115] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. AGFW - Hauptbericht 2019: öffentliche Version, Frankfurt am Main, 2020.
- [116] Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH. Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030: Machbarkeitsstudie, Berlin, 2019. URL: <https://bit.ly/3vzxCIO> [Zugriff am: 28.05.2021].
- [117] M. Gonzalez-Salazar, T. Langrock, C. Koch, J. Spieß, A. Noack, M. Witt, M. Ritzau und A. Michels. Evaluation of Energy Transition Pathways to Phase out Coal for District Heating in Berlin. *Energies*, 13(23):6394, 2020. DOI: 10.3390/en13236394.

- [118] Hamburg Institut Consulting GmbH. Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg: Handlungsoptionen für einen kurzfristigen Ersatz des Kraftwerks Wedel, Hamburg, 2016. URL: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/07/Erneuerbare_Energien_im_Fernwaerme_netz_Hamburg_Teil1.pdf [Zugriff am: 03.08.2021].
- [119] Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. Wärmewende München 2040 –Handlungsempfehlungen: Endbericht, München, 2018. URL: <https://bit.ly/3c0WIZc> [Zugriff am: 28.05.2021].
- [120] J. Pelda, S. Holler und U. Persson. District heating atlas - Analysis of the German district heating sector. *Energy*, 233:121018, 2021. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121018.
- [121] M. S. Triebs, E. Papadis, H. Cramer und G. Tsatsaronis. Landscape of district heating systems in Germany – Status quo and categorization. *Energy Conversion and Management: X*, 9:100068, 2021. DOI: 10.1016/j.ecmx.2020.100068.
- [122] Open Power System Data. Data Package Conventional power plants: Version 2020-10-01, 2020. DOI: 10.25832/conventional_power_plants/2020-10-01.
- [123] K. Purr, J. Günther, H. Lehmann und P. Nuss. Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE, 2019. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/rescue> [Zugriff am: 29.05.2021].
- [124] P. Sterchele, J. Brandes, J. Heilig, D. Wrede, C. Kost, T. Schlegl, A. Bett und H.-M. Hennig. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Fraunhofer ISE, Herausgeber, Freiburg, 2020. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html> [Zugriff am: 29.05.2021].
- [125] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Dialog Klimaneutrale Wärme: Zielbild, Bausteine und Weichenstellungen 2030/2050, 2021. URL: <https://bit.ly/3p00Egp> [Zugriff am: 29.05.2021].
- [126] Deutscher Wetterdienst. Climate Data Center (CDC), 2020. URL: https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/cdc_node.html [Zugriff am: 30.05.2020].

- [127] D. E. Hollermann, D. F. Hoffrogge, F. Mayer, M. Hennen und A. Bardow. Optimal $(n-1)$ -reliable design of distributed energy supply systems. *Computers & Chemical Engineering*, 121:317–326, 2019. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2018.09.029.
- [128] Ingenieurbüro ste.p ZT-GmbH. Machbarkeits-Vorstudie eines saisonalen Groß-Wärmespeichers für Linz: Abschlussbericht der Sondierung, Wien, 2015. URL: <https://speicherinitiative.at/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/09-GWS-Linz-Abschlussbericht-.pdf> [Zugriff am: 02.02.2021].
- [129] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz: Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie: Abschlussbericht, Stuttgart, 2019.
- [130] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Freiflächensolaranlagen: Handlungsleitfaden, Stuttgart, 2019.
- [131] Bundesnetzagentur. Leitfaden zur Eigenversorgung, Bonn, 2016. URL: <https://bundesnetzagentur.de/eigenversorgung> [Zugriff am: 17.09.2020].
- [132] S. Meier. Biomethan im EU-Emissionshandel, 2019. URL: <https://bit.ly/2H8Z7Vc> [Zugriff am: 23.04.2021].
- [133] W. Mauch, R. Corradini, K. Wiesemeyer und M. Schwentzek. Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55(9):12–14, 2010.
- [134] E. Mollenhauer. *Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeversorgung*. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2019. DOI: 10.14279/depositonce-8950.
- [135] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme, Frankfurt am Main, 2014.
- [136] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO₂-Emissionsfaktoren, Frankfurt am Main, 2016.

- [137] DIN V 18599-1:2018-09, Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger, Berlin. DOI: 10.31030/2874317.
- [138] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. Arbeitsblatt AGFW FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes, Frankfurt am Main, 2015.
- [139] M. Kasaš, Z. Kravanja und Z. Novak Pintarič. Suitable Modeling for Process Flow Sheet Optimization Using the Correct Economic Criterion. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 50(6):3356–3370, 2011. DOI: 10.1021/ie101485z.
- [140] Gemeindeprüfungsanstalt Nordrhein-Westfalen. Hinweise zum kalkulatorischen Zinssatz 2019, 2018.
- [141] F. Glover. Improved Linear Integer Programming Formulations of Nonlinear Integer Problems. *Management Science*, 22(4):455–460, 1975. DOI: 10.1287/mnsc.22.4.455.
- [142] W. Schulz und C. Brandstätter. *Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt*. Bochum, 2013. ISBN: 978-3-920328-66-9.
- [143] B. Epp. Seasonal pit heat storage: Cost benchmark of 30 EUR/m³, 2019. URL: <https://www.solarthermalworld.org/news/seasonal-pit-heat-storage-cost-benchmark-30-eur-m3> [Zugriff am: 02.02.2021].
- [144] M. Maximini. Flexibilisierung der Strom-und Wärmeerzeugung durch Wärmespeicher, 2019. URL: <https://bit.ly/2Fc5MNa> [Zugriff am: 06.09.2020].
- [145] Danish Energy Agency. Technology data for energy plants for electricity and district heating generation, Copenhagen, 2016.
- [146] A. Scheunemann und M. Becker. Kennziffernkatalog: Investitionen in der Energiewirtschaft. GfEM - Gesellschaft für Energiemanagement, Herausgeber, 2004.
- [147] E. O. Heyden. *Kostenoptimale Abwärmerückgewinnung durch integriert-iteratives Systemdesign (KOARiS): Ein Verfahren zur energetisch-ökonomischen Bewertung industrieller Abwärmepotenziale*. Dissertation, Universität Stuttgart, 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.18419/opus-8951>.

- [148] Stadtwerke Bielefeld. enervision: Informationen für Geschäftskunden der Stadtwerke Bielefeld, 2015.
- [149] kommunalwirtschaft.eu. Stadtwerke Leipzig errichten zwei neue Heißwassererzeuger, 23.06.2015. URL: <https://kommunalwirtschaft.eu/tagesanzeiger/detail/i8400> [Zugriff am: 15. 10. 2020].
- [150] K. Darrow, R. Tidball, J. Wang und A. Hampson. Catalog of CHP Technologies: Section 2. Technology Characterization - Reciprocating Internal Combustion Engines. U.S. Environmental Protection Agency and Combined Heat and Power Partnership, Herausgeber, 2015. URL: <https://www.epa.gov/chp/catalog-chp-technologies> [Zugriff am: 08.02.2019].
- [151] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. BHKW-Kenndaten 2014/2015: Module, Anbieter, Kosten, Berlin, 2014.
- [152] Caterpillar Energy Solutions GmbH. Universitätsmedizin Göttingen setzt auf effiziente Energiepolitik: Uniklinikum installiert Erdgas BHKW mit MWM Gasmotor zur dezentralen Energieerzeugung, 2017. URL: <https://bit.ly/3lrDd1r> [Zugriff am: 03.08.2021].
- [153] Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG. Aktueller Blick auf die Baustelle, 2019. URL: <https://www.kmw-ag.de/projekte/bhkw/> [Zugriff am: 09.02.2019].
- [154] DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH. DREWAG unterzeichnet Verträge zum Kraftwerksneubau mit finnischer Firma Wärtsilä, 2019. URL: <https://bit.ly/3iknjUt> [Zugriff am: 03.08.2021].
- [155] Prognos AG, Fraunhofer IFAM, Öko-Institut e.V., BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht. Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung: Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Berlin, 2019. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.html> [Zugriff am: 01.11.2020].
- [156] O. Schürmann. Grundsteinlegung für neues Heizkraftwerk Marzahn, 2017. URL: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/blog-news-press/blog/2017/10/grundsteinlegung-fur-neues-heizkraftwerk-marzahn> [Zugriff am: 05.03.2020].

- [157] K. Darrow, R. Tidball, J. Wang und A. Hampson. Catalog of CHP Technologies: Section 3. Technology Characterization - Combustion Turbines. U.S. Environmental Protection Agency and Combined Heat and Power Partnership, Herausgeber, 2015. URL: <https://www.epa.gov/chp/catalog-chp-technologies> [Zugriff am: 22.02.2019].
- [158] euwid energie.de. Drewag baut Power-to-Heat-Anlage, 3.07.2017. URL: <https://euwid-energie.de/drewag-beginnt-bau-einer-power-to-heat-anlage/> [Zugriff am: 16.10.2020].
- [159] H. Pieper, T. Ommen, F. Buhler, B. L. Paaske, B. Elmegaard und W. B. Markussen. Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating. *Energy Procedia*, 147:358–367, 2018. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.07.104.
- [160] A. Christidis, E. Mollenhauer, G. Tsatsaronis, G. K. Schuchardt, S. Holler, D. Böttger und T. C. Bruckner. *EnEff:Wärme - Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung*, Band 44 der Reihe *Forschung und Entwicklung / AGFW*. AGFW, Frankfurt am Main, 2017.
- [161] Fraunhofer ISE. Levelized cost of electricity: renewable energy technologies, 2018. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf [Zugriff am: 13.05.2020].
- [162] Steinbeis Forschungsinstitut Solites und AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. Sdh-online-rechner, 2020. URL: <https://sdh-online.solites.de/> [Zugriff am: 14.05.2020].
- [163] C. Fink, S. Knabl, W. Wagner, R. Stelzer, B. Windholz und F. Helminger. Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm "Solarthermie - Solare Großanlagen 2010-2015", 2016. URL: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Solare-Gro%C3%9Fanlagen_2010-2015_Aggregierter-Bericht.pdf [Zugriff am: 14.05.2020].
- [164] EEB ENERKO Energiewirtschaftliche Beratung GmbH. Stadtwerke Bernburg nehmen große Solarthermieanlage in Betrieb. URL: <https://bit.ly/3529odZ> [Zugriff am: 15.10.2020].

- [165] A. Christidis. *Thermische Speicher zur Optimierung des Betriebs von Heizkraftwerken der allgemeinen Fernwärmeversorgung im liberalisierten Strommarkt*. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2019. doi: 10.14279/DEPOSITONCE-8103.
- [166] KfW. Merkblatt Erneuerbare Energien "Premium": Kredit 271/281 272/282, Frankfurt am Main, 2020. URL: <https://bit.ly/3xm4buL> [Zugriff am: 23.04.2021].
- [167] Steinbeis Forschungsinstitut Solites. Solare Wärmenetze: Marktstatus 2018 für Deutschland und Europa, 2019. URL: https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/05/Infoblatt_Solnet_Nr2.pdf [Zugriff am: 14.05.2020].
- [168] C. Perez Linkenheil, I. Küchle, T. Kurth und F. Huneke. Flexibility Needs and Options for Europe's Future Electricity System. Energy Brainpool, Herausgeber, Berlin, 2017. URL: <https://bit.ly/2HWUEV1> [Zugriff am: 08.02.2019].
- [169] A. Kraft. Kraftwerke - Rückgrat der Energieversorgung: Flexibilisierung der dezentralen Stromerzeugung in einem schwierigen Marktumfeld, 2013. URL: https://enerko.de/wp-content/uploads/2015/06/131017-Kraftwerkstagung_Vortrag-Kraft_2013.pdf [Zugriff am: 10.01.2019].
- [170] Hamburg Institut Research gGmbH. Förder- und Finanzierungsleitfaden für Freiflächen- Solarthermie-Anlagen mit Wärmespeicher und Anbindung an Wärmenetze, 2016. URL: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/07/Foerderleitfaden_Freiflaechen-Solarthermie.pdf [Zugriff am: 03.08.2021].
- [171] European Power Exchange. Trading Products. URL: <https://www.epexspot.com/en/tradingproducts> [Zugriff am: 22.10.2020].
- [172] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991, 2018. URL: http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.xls [Zugriff am: 02.11.2020].
- [173] M. Ritzau. Erzeugungsmix und Marktdesign, 2012. URL: <https://bit.ly/2ZcT1rB> [Zugriff am: 10.01.2019].

- [174] Deutsche Energie-Agentur. Branchenbarometer Biomethan 2020, Berlin, 2020. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Brachenbarometer_Biomethan_2020.pdf [Zugriff am: 03.08.2021].
- [175] Deutsche Emissionshandelsstelle. German Auctioning of Emission Allowances: Annual Report 2019, 2019. URL: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/auctioning/docs/ger_report_2019_en.pdf [Zugriff am: 22.10.2020].
- [176] Bundesnetzagentur. SMARD.de: Strommarktdaten, 2020. URL: <https://www.smard.de/> [Zugriff am: 23.10.2020].
- [177] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. AGFW - Hauptbericht 2018: öffentliche Version, Frankfurt am Main, 2019.
- [178] Caterpillar Energy Solutions GmbH. TCG 2032: Efficiency on a new level. Mannheim, 2017. URL: https://mwm.net/files/upload/mwm/issuu/MWM14015_LBro_2017_TCG2032B_210x297mm_EN_RGB_3_0_RZ_sl_screen.pdf [Zugriff am: 28.11.2018].
- [179] INNIO Jenbacher GmbH. Zuverlässige Leistung mit dem erstklassigen, 10 MW starken Jenbacher Gasmotor, 2020. URL: <https://www.innio.com/de/news-und-downloads/downloads/broschueren/j920-flextra-broschuere-de> [Zugriff am: 20.06.2020].
- [180] MAN Diesel & Turbo. MAN 51/60 Gas Variants: The catalyst for power engineering, Augsburg, 2018. URL: <https://bit.ly/3epvzzD> [Zugriff am: 09.11.2019].
- [181] VTU Energy GmbH. VTU Kolbenmotoren-Bibliothek 1.0, 2017.
- [182] STEAG Energy Services GmbH. EBSILON Professional 13, 2018.
- [183] N. Haga. Combustion Engine Power Plants: White Paper. Wärtsilä, Herausgeber, 2011. URL: <https://bit.ly/32T4Sxn> [Zugriff am: 09.02.2019].
- [184] Z. T. Wilson und N. V. Sahinidis. The ALAMO approach to machine learning. *Computers & Chemical Engineering*, 106:785–795, 2017. doi: 10.1016/j.compchemeng.2017.02.010.
- [185] The Optimization Firm. ALAMO user manual and installation guide: v. 2020.8.14, 2020. URL: <https://www.minlp.com/downloads/docs/alamo%20manual.pdf> [Zugriff am: 16.08.2020].

- [186] Zander & Ingeström. Introducing the world's best - Hot water and steam boilers. URL: http://www.zeta.se/siteassets/zander--ingestrom/elpannor/dokument-elpannor/hot-water-and-steam-boilers_en.pdf [Zugriff am: 07. 11. 2020].
- [187] Landesamt für Umwelt Brandenburg. Messstation Potsdam-Humboldtbrücke, Potsdam, 2019. URL: www.lfu.brandenburg.de.
- [188] F. W. Holmgren, W. C. Hansen und A. M. Mikofski. Pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29):884, 2018. DOI: 10.21105/joss.00884.
- [189] V. Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Klimaschutz*. 10. Auflage, 2019. ISBN: 978-3-446-46114-7.
- [190] GAMS Development Corporation. General Algebraic Modeling System (GAMS), Fairfax, VA, USA, 2020. URL: <https://www.gams.com/>.
- [191] R. Fourer, D. M. Gay und B. W. Kernighan. *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*. Duxbury Press/Brooks/Cole, 2. Auflage, 2003. ISBN: 978-0-534-38809-6. URL: <https://ampl.com/>.
- [192] W. E. Hart, J.-P. Watson und D. L. Woodruff. Pyomo: Modeling and solving mathematical programs in Python. *Mathematical Programming Computation*, 3(3):219–260, 2011. DOI: 10.1007/s12532-011-0026-8.
- [193] EMD International A/S. energyPRO, 2021. URL: <https://www.emd.dk/energypro/> [Zugriff am: 26.05.2021].
- [194] ProCom GmbH. BoFiT Optimierung, 2021. URL: <https://procom-energy.de/produkte/bofit-optimierung/> [Zugriff am: 26.05.2021].
- [195] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen und M. Leahy. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4):1059–1082, 2010. DOI: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- [196] F. Wiese, R. Bramstoft, H. Koduvere, A. Pizarro Alonso, O. Balyk, J. G. Kirkerud, Å. G. Tveten, T. F. Bolkesjø, M. Münster und H. Ravn. Balmorel open source energy system model. *Energy Strategy Reviews*, 20:26–34, 2018. DOI: 10.1016/j.esr.2018.01.003.

- [197] R. Loulou und M. Labriet. ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure. *Computational Management Science*, 5(1):7–40, 2008.
- [198] U. Krien, P. Schönfeldt, J. Launer, S. Hilpert, C. Kaldemeyer und G. Pleßmann. oemof.solph—A model generator for linear and mixed-integer linear optimisation of energy systems. *Software Impacts*, 6:100028, 2020. DOI: 10.1016/j.simpa.2020.100028.
- [199] S. Pfenninger und B. Pickering. Calliope: a multi-scale energy systems modelling framework. *Journal of Open Source Software*, 3(29):825, 2018. DOI: 10.21105/joss.00825.
- [200] T. Brown, J. Hörsch und D. Schlachtberger. PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software*, 6, 2018. DOI: 10.5334/jors.188.
- [201] H.-K. Ringkjøb, P. M. Haugan und I. M. Solbrekke. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:440–459, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.08.002.
- [202] M. Groissböck. Are open source energy system optimization tools mature enough for serious use? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102:234–248, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2018.11.020.
- [203] L. Welder, D. Ryberg, L. Kotzur, T. Grube, M. Robinius und D. Stolten. Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany. *Energy*, 158:1130–1149, 2018. DOI: 10.1016/j.energy.2018.05.059.
- [204] S. Bruche. sbruche/aristopy: Version 0.9.3, 2020. DOI: 10.5281/zenodo.4288526.
- [205] WIBERA Wirtschaftsberatung AG. Fernwärmepreisübersicht: Kurzumfrage, 2018. URL: <https://www.pwc.de/de/energiwirtschaft/ergebnisse-der-agfw-wibera-preisumfrage-10-2017.pdf> [Zugriff am: 15.01.2021].
- [206] M. D. McKay, R. J. Beckman und W. J. Conover. A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code. *Technometrics*, 21(2):239, 1979. DOI: 10.2307/1268522.

-
- [207] F. Pedregosa, G. Varoquaux, A. Gramfort, V. Michel, B. Thirion und O. Grisel. Scikit-learn: machine learning in Python. *Journal of Machine Learning Research*, 12:2825–2830, 2011.
- [208] P. Voll, M. Jennings, M. Hennen, N. Shah und A. Bardow. The optimum is not enough: A near-optimal solution paradigm for energy systems synthesis. *Energy*, 82:446–456, 2015. DOI: 10.1016/j.energy.2015.01.055.
- [209] S. Fazlollahi, P. Mandel, G. Becker und F. Maréchal. Methods for multi-objective investment and operating optimization of complex energy systems. *Energy*, 45(1):12–22, 2012. DOI: 10.1016/j.energy.2012.02.046.
- [210] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Merkblatt für innovative KWK-Systeme, 2018. URL: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_merkblatt_innovative_kwk-systeme.html [Zugriff am: 20.07.2021].
- [211] B. Grosse, Y. Werner, D. Held, J. Selinger, S. Schäfer-Stradowsky und J. Müller-Kirchenbauer. Bewertung regulatorischer Maßnahmen der Sektorenkopplung für den Einsatz von Power-to-Heat. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 44(4):261–274, 2020. DOI: 10.1007/s12398-020-00287-5.
- [212] Vattenfall Wärme Berlin AG. Technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Anschluss an das Wärmenetz, 2020.
- [213] E. Mollenhauer, A. Christidis und G. Tsatsaronis. Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 7(2):167–176, 2016. DOI: 10.1007/s40095-016-0204-6.
- [214] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund und B. V. Mathiesen. 4th Generation District Heating (4GDH). *Energy*, 68:1–11, 2014. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.089.
- [215] ENTSO-E und ENTSO-G. Ten-Year Network Development Plan 2020 (TYNDP): Scenario Report, 2020. URL: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-07/TYNDP_2020_Joint_Scenario%20Report%20ENTSOE_ENTSOE_June_Final.pdf [Zugriff am: 28.07.2021].
- [216] E. Papadis. Persönliche Übergabe fundamental modellierter Strompreisprognosen für die Jahre 2025 und 2030, 23. Juli 2021.

- [217] S. Spieker. Fundamentale Regelleistungsprognosen: Wert von Flexibilität im zukünftigen Regelleistungsmarkt 2035, 2016. URL: <http://www.strommarkttreffen.org/1.2-2016-09-02-Spieker-Fundamentale-Regelleistungspreisprognosen.pdf> [Zugriff am: 28.07.2021].
- [218] J. Kopiske, S. Spieker und G. Tsatsaronis. Value of power plant flexibility in power systems with high shares of variable renewables: A scenario outlook for Germany 2035. *Energy*, 137:823–833, 2017. doi: 10.1016/j.energy.2017.04.138.
- [219] Bundesnetzagentur. Netzentwicklungsplan 2035 (Version 2021, zweiter Entwurf), 2021. URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021> [Zugriff am: 28.07.2021].
- [220] Bundesverfassungsgericht. Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021 - 1 BvR 2656/18 -, Rn. 1-270. URL: https://www.bundesverfassungsgericht.de/e/rs20210324_1bvr265618.html [Zugriff am: 05.08.2021].
- [221] Irv Lustig. Interview of George Dantzig at his home in Stanford, California, 2001. URL: <https://www.informs.org/Explore/History-of-O.R.-Excellence/Biographical-Profiles/Dantzig-George-B> [Zugriff am: 06.05.2021].
- [222] J. Conrad, T. Schmid und C. Pellingner. Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65(9):52–54, 2015.

Anhang A

Anhänge zur Modellierung

A.1 Meteorologische Zeitreihen

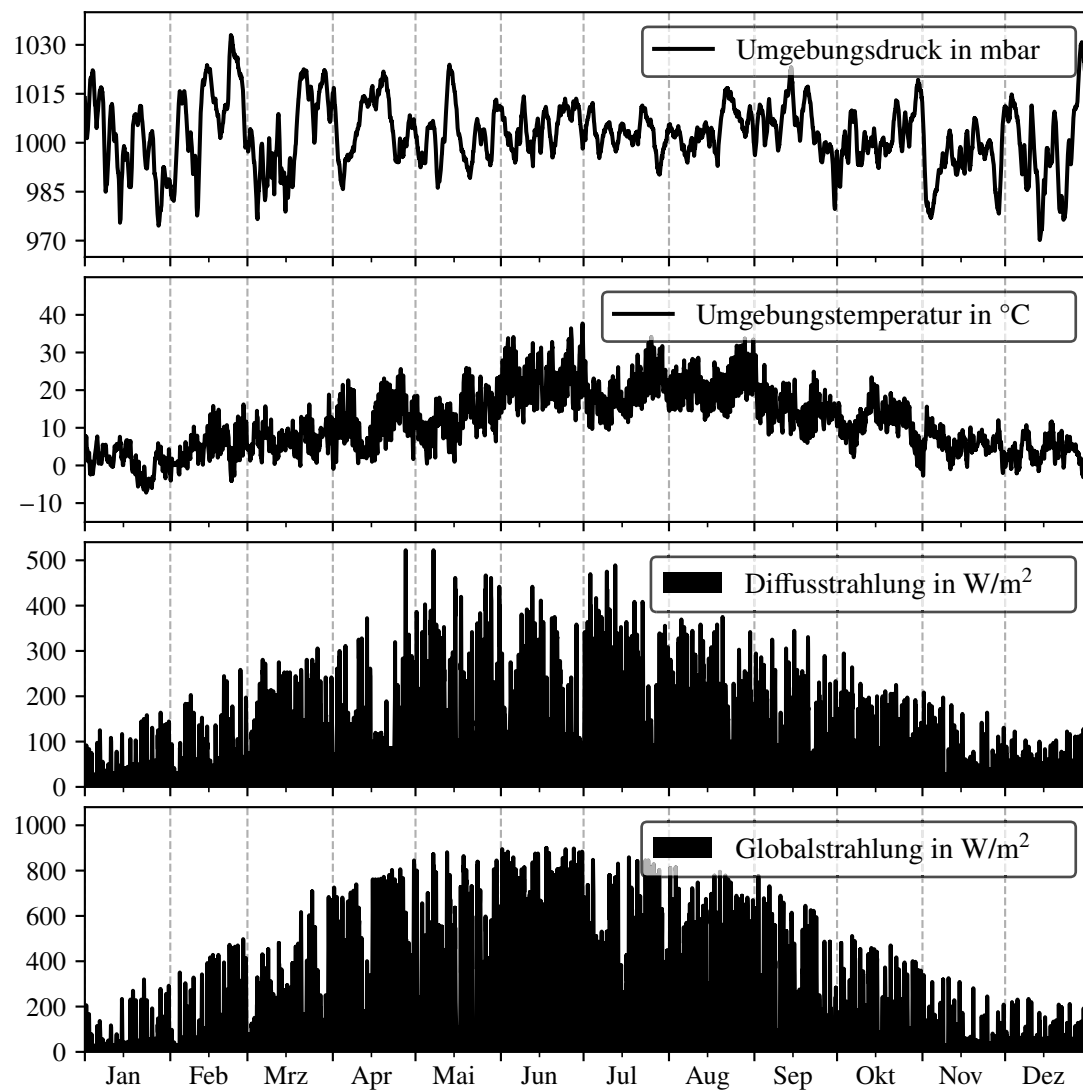


Abbildung A.1: Außenluftdruck und -temperatur, sowie diffuse und globale Strahlung am Standort Potsdam im Basisjahr 2019 (Datenquelle: [126]).

A.2 Ermittlung der Wärmebedarfszeitreihe

Die Zeitreihe des Wärmebedarfs ist eine wichtige Eingangsgröße für die Optimierung. Sie weist in der Regel charakteristische Tages-, Wochen- und Jahresgänge auf, welche auf klimatische und standortspezifische Einflüsse zurückzuführen sind. Entscheidende Einflussfaktoren sind u.a. die jahres- und tageszeitlichen Veränderungen der Außenlufttemperatur, die angeschlossene Verbraucherstruktur (Zusammensetzung aus privaten und industriellen Konsumenten), die Werk- und Schließzeiten der industriellen Wärmeabnehmer bzw. die Dienst- und Freizeiten der durchschnittlichen Arbeitnehmerschaft, und die Altersstruktur bzw. der Sanierungszustand der Gebäude im Versorgungsgebiet. Einem Energieversorger, der in Betracht zieht in eine neue Anlage zu investieren, sollten die gemessenen Zeitreihen der Wärmenachfrage in der Regel vollständig als Planungsdaten vorliegen. Im betrachteten Fall ist jedoch keine Zeitreihe für das gewählte Basisjahr 2019 vorhanden. In Anlehnung an [222] wird daher eine systematische Methode verwendet, um diese aus historischen Wärmelastgängen und zugehörigen Temperaturzeitreihen zu erzeugen. Bei der Synthetisierung der Zeitreihe wird ausgenutzt, dass zwischen Wärmelast und Außenlufttemperatur ein ausgeprägter Zusammenhang besteht für jeden Typtag (Werktag oder Wochenende / Feiertag) und jede Stunde des Tages. Dieser Zusammenhang lässt sich mathematisch in guter Näherung über eine Sigmoidfunktion der folgenden Form beschreiben:

$$q(\bar{T}) = A + \frac{B}{\left(1 + e^{\left(\frac{\bar{T}-D}{C}\right)}\right)^{10^5}} \quad (\text{A.1})$$

Hierbei stellt $\bar{T}$ die jeweilige Außentemperatur als Mittelwert der zurückliegenden vier Stunden dar.⁶⁷ Die Koeffizienten A bis D bestimmen die konkrete Form der Sigmoidfunktion. Sie werden mittels Optimierungsrechnungen für jeden Typtag und jede Stunde so eingestellt, dass die Summe der Fehlerquadrate zwischen historischen Daten und Approximationskurven minimiert wird. Zur Erstellung der Näherungsfunktionen werden vorliegende Daten der Jahre 2010 bis 2012 verwendet und auf den Maximalwert normiert. Die normierten Wärmenachfragen dieser drei Jahre sind beispielhaft zusammen mit der resultierenden Approximationskurve für einen Wochenend- / Feiertag und einen Werktag und die Zeiten nachts 0 bis 1 Uhr bzw. mittags 12 bis 13 Uhr in Abbildung A.2 dargestellt.

⁶⁷Die Mittelwertbildung dient der vereinfachten Berücksichtigung der thermischen Trägheit der beheizten Gebäude und der Verzögerung durch Laufzeiten innerhalb des Wärmenetzes.

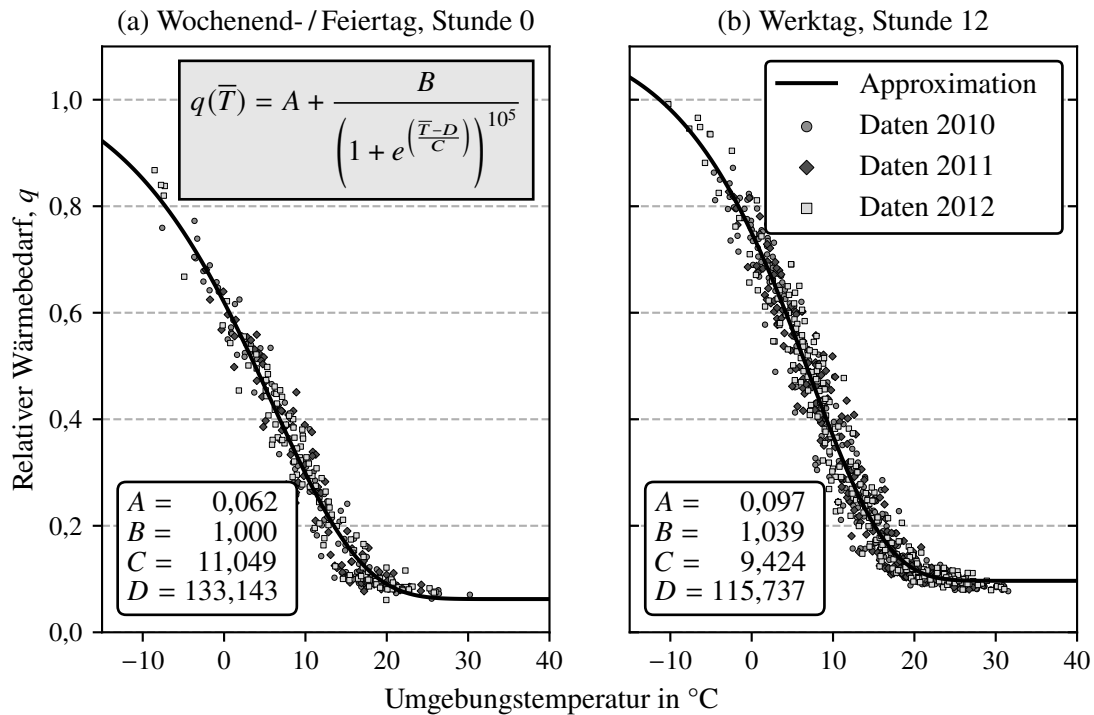


Abbildung A.2: Datenpunkte normierter Wärmenachfragen über der Umgebungstemperatur für die Jahre 2010 bis 2012 und Approximationsfunktionen beispielhaft für einen Wochenend-/Feiertag (0 bis 1 Uhr) und einen Werktag (12 bis 13 Uhr).

In der Tabelle A.1 sind die ermittelten Werte der Koeffizienten A bis D für Werktage und Wochenend-/Feiertage für alle Stunden des Tages zusammengefasst. Eine Plausibilisierung der ermittelten Näherungsfunktionen kann über die in Abbildung A.3 gegenübergestellten geordneten Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs der betrachteten Jahre erfolgen. Hier ist zu sehen, dass sich die vorhandenen Messdaten des Wärmebedarfs mithilfe der generierten Approximationsfunktionen und der Temperaturzeitreihe des jeweiligen Jahres gut nachbilden lassen.

Tabelle A.1: Optimale Werte der Koeffizienten A bis D zur Beschreibung der Approximationsfunktionen des Wärmebedarfs für Werkzeuge und Wochenend- / Feiertage und alle Stunden des Tages.

Stunde	Wochenend- / Feiertage				Werkzeuge			
	A	B	C	D	A	B	C	D
0	0,062	1,000	11,049	133,143	0,069	0,949	9,923	120,817
1	0,058	0,970	10,531	127,459	0,068	0,918	9,234	113,063
2	0,049	1,019	11,235	134,892	0,069	0,922	9,197	112,227
3	0,047	1,035	11,156	133,746	0,069	0,930	9,108	111,050
4	0,043	1,061	11,280	135,249	0,071	0,924	8,720	106,952
5	0,040	1,049	10,662	129,121	0,079	0,923	8,004	99,368
6	0,040	1,037	10,114	123,373	0,086	0,931	7,657	95,641
7	0,040	1,087	10,659	128,936	0,092	0,955	7,819	97,198
8	0,041	1,127	11,163	134,452	0,093	0,994	8,264	101,847
9	0,058	1,099	10,938	131,843	0,096	1,002	8,404	103,209
10	0,071	1,063	10,691	129,272	0,099	1,002	8,548	104,980
11	0,078	1,067	10,813	130,849	0,096	1,031	9,130	111,801
12	0,079	1,088	11,249	136,103	0,097	1,039	9,424	115,737
13	0,079	1,102	11,669	141,355	0,080	1,009	8,533	105,888
14	0,081	1,080	11,610	141,359	0,097	1,070	10,028	123,672
15	0,083	1,063	11,312	138,524	0,096	1,102	10,395	128,009
16	0,084	1,073	11,148	136,827	0,094	1,133	10,812	132,799
17	0,085	1,093	10,994	135,007	0,092	1,151	11,042	135,456
18	0,084	1,139	11,466	139,877	0,089	1,181	11,571	141,153
19	0,085	1,156	11,702	142,138	0,083	1,099	9,848	121,457
20	0,084	1,120	11,490	139,687	0,082	1,184	11,924	144,357
21	0,081	1,063	10,884	132,719	0,079	1,137	11,507	139,336
22	0,076	1,038	10,891	132,141	0,077	1,073	10,986	132,937
23	0,065	1,079	11,854	141,977	0,074	1,007	10,464	126,687

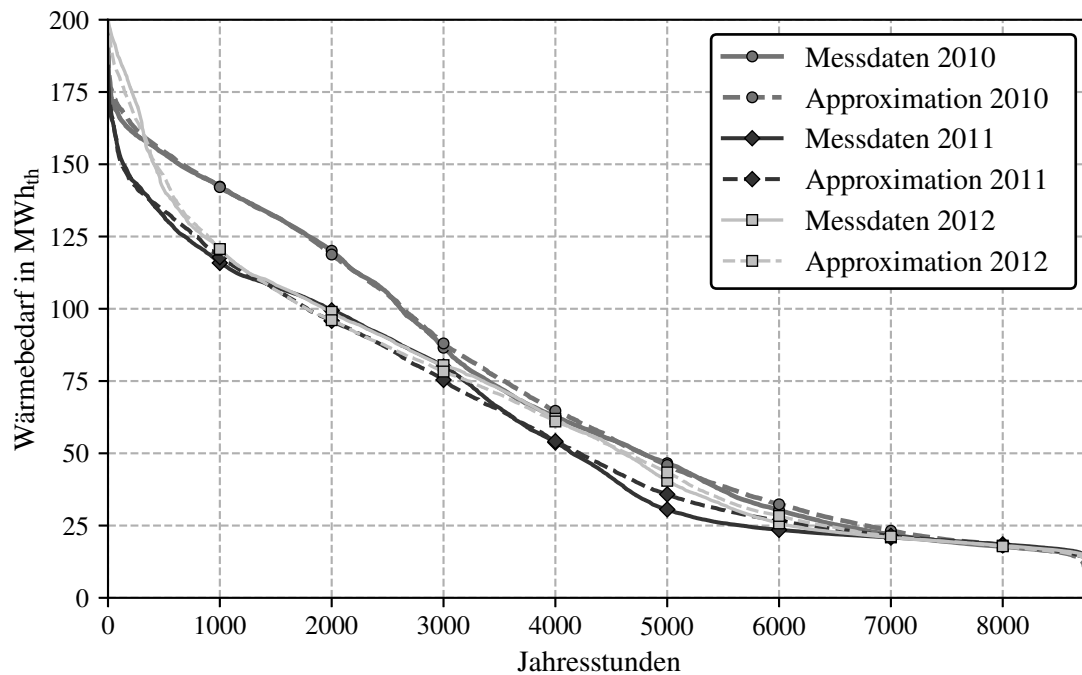


Abbildung A.3: Vergleich der geordneten Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs basierend auf gemessenen und mittels Approximationsfunktion berechneten Daten für die Jahre 2010 bis 2012.

A.3 Strompreise der Jahre 2014 bis 2019

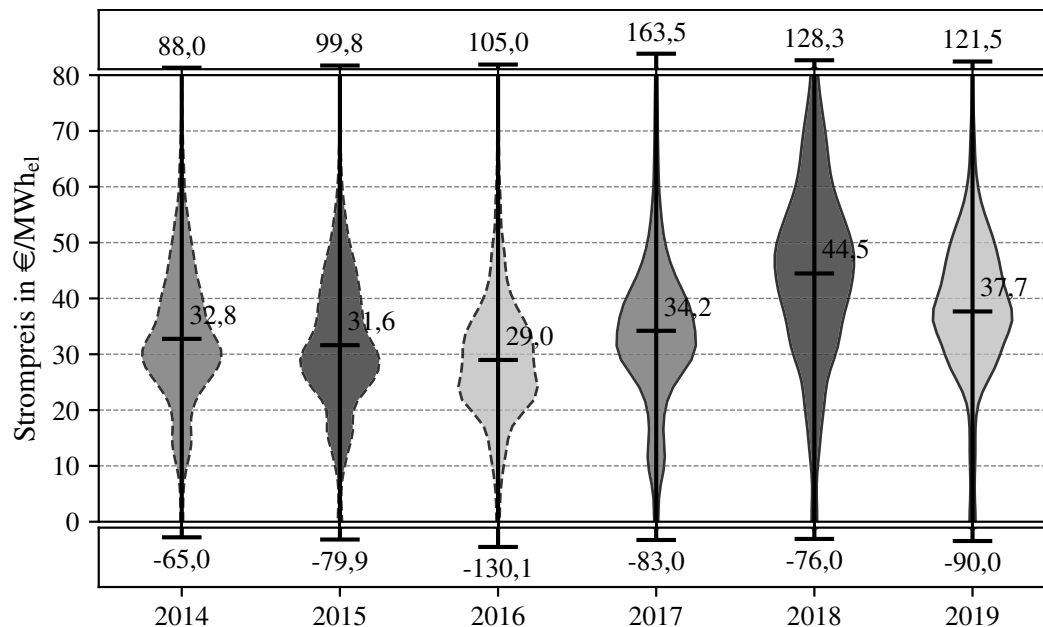


Abbildung A.4: Häufigkeiten der Strompreise am EPEX Spot Day-Ahead-Markt als Violindiagramme mit Angabe der minimalen, mittleren und maximalen Preise für die Jahre 2014 bis 2019 (Datenquelle: [176]).

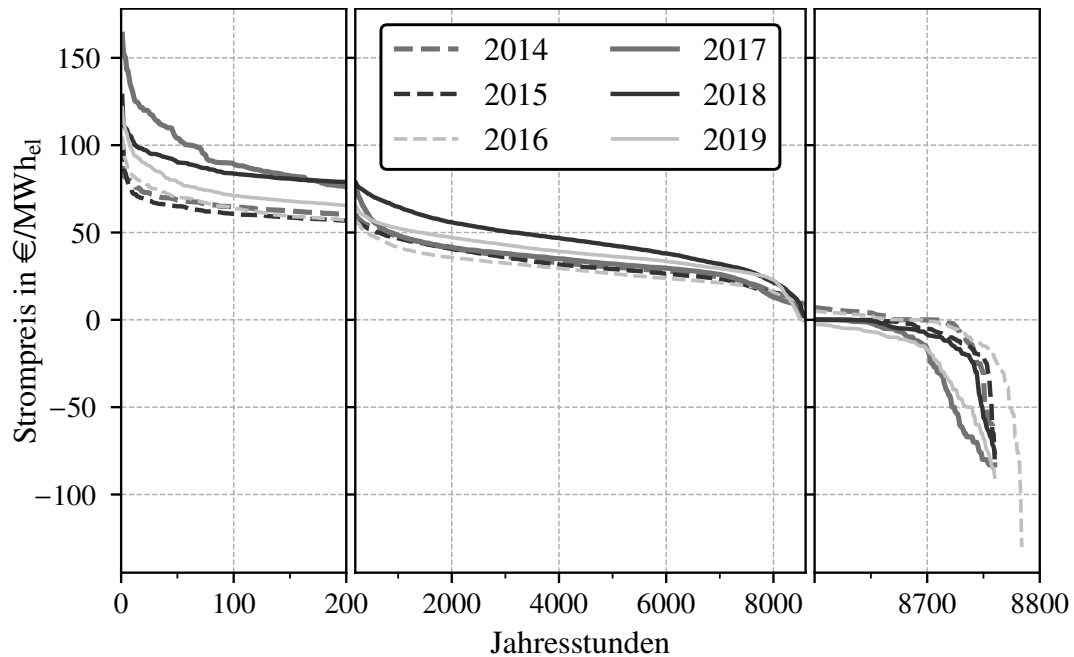


Abbildung A.5: Strompreise des EPEX Spot Day-Ahead-Marktes als geordnete Dauerlinien für die Jahre 2014 bis 2019 (Datenquelle: [176]).

A.4 Erläuterungen zum Zuschlag für KWK-Strom

In der täglichen Einsatzplanung hat ein Anlagenbetreiber zwei Möglichkeiten mit dem Zuschlag für eingespeisten KWK-Strom (hier auch „KWK-Vergütung“ genannt) umzugehen. Diese seien kurz am Beispiel der Wärmebereitstellung eines einfachen Anlagenportfolios, bestehend aus einem Heißwassererzeuger und einer KWK-Anlage, erläutert. Im ersten Fall wird die KWK-Vergütung als fester Erlösbeitrag für die Ermittlung der Wärmerestkosten⁶⁸ der KWK-Anlage eingeplant. Die Wärmerestkosten werden anschließend mit den Wärmekosten des Heißwassererzeugers verglichen. Die Anlage mit den geringeren Wärme(rest)kosten wird zur Bereitstellung der Wärme ausgewählt. Durch das Hinzurechnen der KWK-Vergütung erhält die KWK-Anlage einen erheblichen Vorteil gegenüber der Frischwärmeerzeugung und wird dementsprechend oft für den Einsatz ausgewählt. Bei diesem Vorgehen werden die 30.000 zuschlagsberechtigten Vollbenutzungsstunden zügig erreicht und die KWK-Vergütung schnell im vollen Umfang ausgezahlt. Unter Berücksichtigung des Zeitwerts des Geldes ist dies als vorteilhaft zu erachten. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass laut aktuellem

⁶⁸Die Wärmerestkosten einer KWK-Anlage berechnen sich für jeden Betriebszeitpunkt aus den variablen Erzeugungskosten (Brennstoffe, Emissionsberechtigungen und variable Anteile der Betriebs- und Wartungskosten) abzüglich der variablen Erlöse, d.h. in der Regel Stromerlöse.

KWKG⁶⁹ pro Jahr maximal 4.000 Vollbenutzungsstunden vergütet werden (siehe Fußnote 13 auf Seite 29). Die minimale Auszahlungsdauer beträgt daher 7,5 Jahre. Im Anschluss an diesen Zeitraum wird keine KWK-Vergütung mehr ausgezahlt und die Anlagen konkurrieren mit ihren realen Wärme(rest)kosten miteinander. Durch das Hinzurechnen der KWK-Vergütung in der Einsatzplanung ergeben sich allerdings auch Nachteile. Angenommen der Wert der KWK-Vergütung liegt bei 34 €/MWh_{el}, die Kosten der Frischwärme betragen 30 €/MWh_{th} und die Wärmerestkosten der KWK-Anlage (exklusive KWK-Zuschuss) belaufen sich in einer Betriebsstunde auf 63 €/MWh_{th}. Durch das Einplanen der KWK-Vergütung ist die Wärmeerzeugung der KWK-Anlage um einen Euro günstiger als die Frischwärmeerzeugung (29 €/MWh_{th}) und sie wird entsprechend zum Einsatz ausgewählt. Ein Betreiber sollte in diesem Fall jedoch auch die entgangenen Erlöse (Opportunitätskosten) von 33 €/MWh berücksichtigen, die in einer Stunde erwirtschaftet worden wären, in der die KWK-Anlage auch ohne KWK-Vergütung den Vorzug zur Wärmebereitstellung erhalten hätte. Aus Betreibersicht ist es daher sinnvoll und gängige Praxis die KWK-Vergütung nicht in der Einsatzplanung des Anlagenportfolios anzusetzen, oder ggf. nur einen Teil zu berücksichtigen, um im Jahresverlauf die Gesamtsumme der Vollbenutzungsstunden auf einen gewünschten Wert einzustellen.

Für die Modellierung ergibt sich zusätzlich die Einschränkung, dass bei Berücksichtigung der KWK-Vergütung in der Anlageneinsatzplanung mindestens zwei verschiedene Zeiträume abgebildet werden müssten. Ein Zeitraum in dem die KWK-Vergütung ausgezahlt wird und ein Zeitraum in dem die zuschlagsberechtigten Vollbenutzungsstunden bereits aufgebraucht sind. Im Modell wird daher der Ansatz gewählt, den KWK-Bonus als einmaligen Investitionszuschuss anzurechnen, der zu Beginn des Betrachtungszeitraums gewährt wird. Die Höhe des angesetzten Wertes wird nachfolgend erläutert.

In der Praxis kann eine KWK-Anlage nur dann vergüteten KWK-Strom erzeugen, wenn gleichzeitig die gekoppelte Wärme abgenommen wird. Das heißt die KWK-Stromerzeugung und damit auch die installierte elektrische KWK-Leistung, sind an den Wärmebedarf gebunden. Aus der Zeitreihe des Wärmebedarfs für das Basisjahr 2019 kann die maximale KWK-Wärmebereitstellung für jede Größe der verfügbaren nominalen KWK-Leistung ermittelt werden (siehe Abbildung A.6). Die Jahreshöchstlast beträgt hier etwa 200 MWh_{th}, das heißt eine Anlage mit der KWK-Wärmeleistung

⁶⁹Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

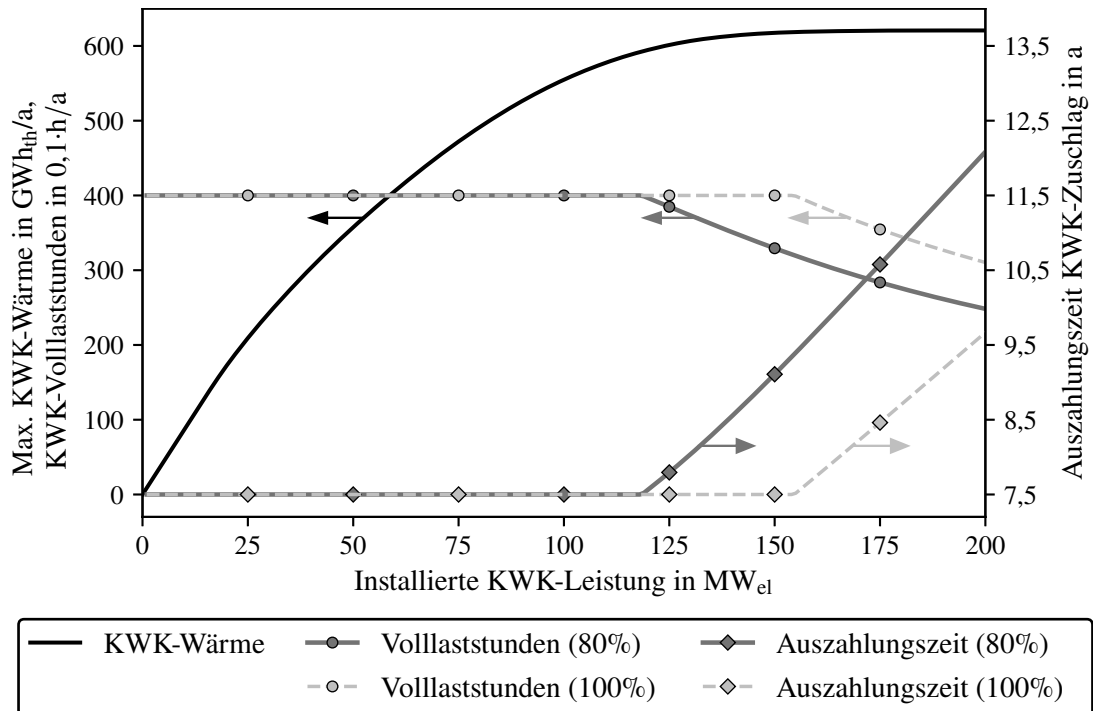


Abbildung A.6: Maximale Wärmebereitstellung durch KWK-Anlagen in Abhängigkeit der installierten KWK-Leistung für das Basisjahr 2019. Außerdem, resultierende KWK-Volllaststunden und Auszahlungsdauern für die KWK-Anteile 80% und 100% an der Jahreswärmebereitstellung.

von 200 MW_{th} kann theoretisch den kompletten Jahreswärmebedarf von ca. 621 GWh abdecken.⁷⁰ Mit der Annahme einer festen Stromkennzahl, welche im vorliegenden Fall vereinfacht zu Eins gesetzt wird, können aus diesem Verlauf die jährlichen Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlage im rein wärmegeführten Betrieb und die Auszahlungsdauer des KWK-Bonus – also die Zeit bis zum Erreichen der 30.000 Vollbenutzungsstunden – berechnet werden. Im entworfenen Energiesystem können jedoch neben KWK-Anlagen auch andere Technologien vorhanden sein und zur Wärmebereitstellung beitragen. Hierdurch werden die Jahresvollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen herabgesetzt und die Auszahlungsdauer des Zuschlags kann sich erhöhen. In Abbildung A.6 ist dies beispielhaft dargestellt für die beiden Fälle 100% und 80% KWK-Anteil an der Jahreswärmebereitstellung. Aufgrund der Diskontierung der Zahlungsströme, beeinflussen die KWK-Vollbenutzungsstunden bzw. die Auszahlungsdauer auch den Barwert der KWK-Vergütung. Die Formel zur Berechnung der KWK-Vergütung (Z^{KWK}) als Funktion der installierten elektrischen Nominalleis-

⁷⁰Revisionsmaßnahmen und sonstige geplante oder ungeplante Anlagenstillstände werden nicht berücksichtigt.

tungen (P^N) aller KWK-Anlagen ist in Gl. (A.2) angegeben. Hierbei stellt Vbh die anzusetzenden Vollbenutzungsstunden dar. Außerdem sind der Diskontierungszins (5%) und der verwendete KWK-Zuschlag (34 €/MWh_{el}) bereits in der Gleichung eingetragen.

$$Z^{KWK} = 34 \text{ €/MWh} \cdot Vbh \cdot \frac{1,05^{\frac{30.000}{Vbh}} - 1}{0,05 \cdot 1,05^{\frac{30.000}{Vbh}}} \cdot \sum_{k \in \mathcal{K}^{KWK}} P_k^N \quad (\text{A.2})$$

Abbildung A.7 zeigt die mittels Gl. (A.2) berechnete KWK-Vergütung als abgezinste Investitionszuschuss erneut für die beiden Fälle 100% und 80% KWK-Anteil an der Jahreswärmebereitstellung. Beide Verläufe sind v.a. im Bereich niedriger KWK-Leistungen sehr ähnlich bzw. identisch, weil hier ohnehin weitere Technologien zur Wärmebereitstellung benötigt werden. Etwas größere Unterschiede ergeben sich erst bei sehr hohen KWK-Leistungen, oder bei deutlich geringeren KWK-Anteilen an der Jahreswärmebereitstellung. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Verläufe in Abbildung A.7 nicht-linear sind. Um die funktionalen Zusammenhänge im MILP-Optimierungsmodell verwenden zu können, bedarf es einer stückweise linearen Reformulierung. Im vorliegenden Fall besteht diese aus 3 linearen Gleichungen. Die Anstiege, Y-Achsenabschnitte und Gültigkeitsgrenzen sind für verschiedene KWK-Anteile in Tabelle A.2 angegeben.

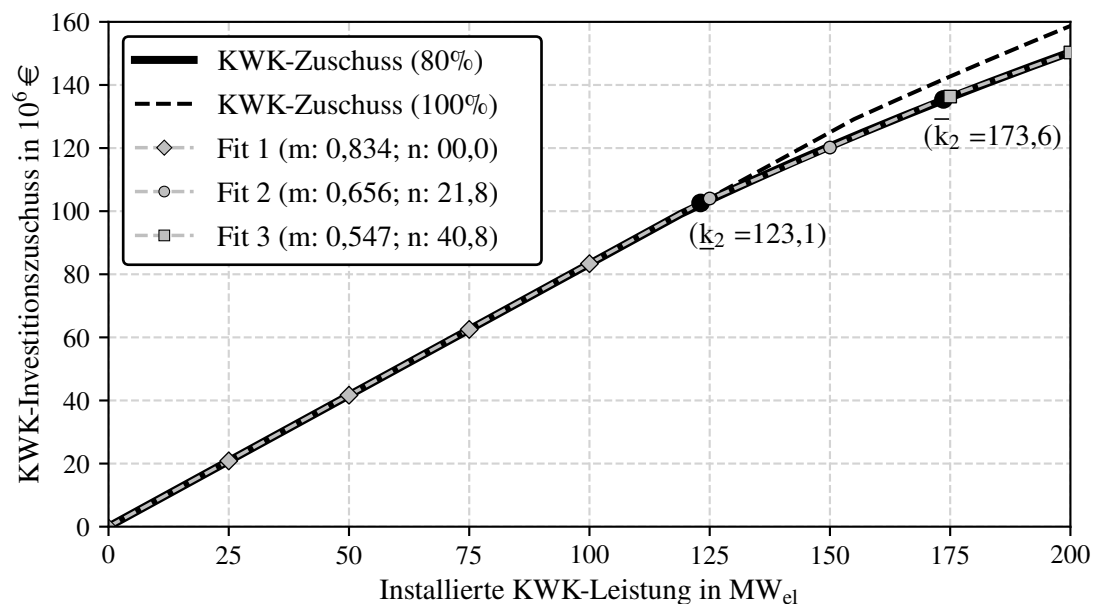


Abbildung A.7: Barwerte des KWK-Investitionszuschusses in Abhängigkeit der installierten KWK-Leistung für die KWK-Anteile 80% und 100% an der Jahreswärmebereitstellung, als Rechenergebnisse und stückweise linearisierte Funktionen (m: Anstieg; n: Y-Achsenabschnitt).

Tabelle A.2: Anstiege, Y-Achsenabschnitte und Gültigkeitsgrenzen für die drei stückweise linearen Gleichungen zur Berechnung des Barwerts der KWK-Vergütung in Abhängigkeit der installierten elektrischen KWK-Leistung.

Anteil KWK	Grenzen		Anstiege, $k_j^{Z,KWK,m}$			Y-Achsenabschnitte, $k_j^{Z,KWK,n}$		
	$\underline{k}_2^{P,KWK}$	$\bar{k}_2^{P,KWK}$	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=1$	$j=2$	$j=3$
1,0	155,9	192,5	0,834	0,662	0,603	0,0	26,7	38,1
0,9	140,3	184,4	0,834	0,656	0,576	0,0	24,9	39,6
0,8	123,1	173,6	0,834	0,656	0,547	0,0	21,8	40,8
0,7	102,7	160,5	0,833	0,667	0,514	0,0	17,1	41,7
0,6	79,4	148,6	0,833	0,680	0,472	0,0	12,2	43,0
0,5	66,4	142,5	0,820	0,659	0,414	0,0	10,7	45,6
0,4	63,4	139,6	0,785	0,607	0,337	0,0	11,3	49,1
0,3	60,5	136,5	0,731	0,532	0,239	0,0	12,1	52,0
0,2	55,4	130,5	0,640	0,424	0,126	0,0	12,0	50,9
0,1	43,5	118,3	0,460	0,262	0,027	0,0	8,6	36,5
0,0	10,0	240,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Für den Ablauf des Optimierungsprozesses ist zu erwähnen, dass vor dem Start der Berechnung ein Wert für den KWK-Anteil an der Jahreswärmebereitstellung festgelegt werden muss. Dies erfolgt im Preprocessing durch eine Abschätzung der Wärme(rest)kosten der unterschiedlichen Anlagentechnologien. Auf Grundlage dieser Schätzung werden mithilfe der Parameter aus Tabelle A.2 automatisch die benötigten Gleichungen zur Berechnung des Barwerts der KWK-Vergütung in Abhängigkeit der installierten elektrischen KWK-Leistung aufgestellt. Da die Funktionswerte für unterschiedliche KWK-Anteile vergleichsweise eng beisammen liegen, genügt eine grobe Schätzung des verwendeten Wertes (siehe Abbildung A.7). Dennoch können in iterativen Rechnungen zu Testzwecken auch andere KWK-Anteile angesetzt werden, um somit das resultierende Entwurfsergebnis gegebenenfalls leicht zu beeinflussen. Nach dem Abschluss der Optimierungsrechnung kann aus den Ergebnissen die tatsächlich in das Netz eingespeiste KWK-Strommenge abgelesen werden und so die reale KWK-Vergütung berechnet werden. Mit diesem Wert wird der Zielfunktionswert – das heißt der Nettobarwert ohne Wärmeerlöse – nachträglich korrigiert. Bei einer hinreichend guten Schätzung des KWK-Anteils an der Jahreswärmebereitstellung im Vorhinein, liegen der in der Optimierung berechnete und der nachträglich korrigierte Zielfunktionswert nah beieinander.

A.5 Weitere Daten zur technischen Modellierung

Tabelle A.3: Parameter zur Modellierung der Anlagencharakteristik der Gasmotoren. Generiert als Näherung zu Daten der „VTU Kolbenmotoren-Bibliothek“ [181].

Parameter ^{a)}	Einheit	GM1	GM2	GM3
$k^{m,L P}$	$MW_{el}/100\%_{cL}$	4,500	10,387	20,327
$k^{n,L P}$	MW_{el}	0	0	0
$k^{m,L Q}$	$MW_{th}/100\%_{cL}$	4,046	9,141	16,894
$k^{n,L Q}$	MW_{th}	0,885	1,362	2,960
$k^{m,L B}$	$MW_B/100\%_{cL}$	9,160	20,831	36,529
$k^{n,L B}$	MW_B	0,950	1,739	7,628
$k^{L,min}$	–	0,50	0,50	0,15

^{a)} k^m : Anstieg einer linearen Gleichung; k^n : Y-Achsenabschnitt einer linearen Gleichung; $k^{L,min}$: untere Lastgrenze im Anlagenbetrieb

Tabelle A.4: Koeffizienten (c) und Basisfunktionen (b) der Terme i zur Approximation der Brennstoffleistung ($\dot{B}$) und der elektrischen (P) und thermischen ($\dot{Q}$) Leistung der modellierten Gasturbine in Abhängigkeit von Umgebungslufttemperatur (T) und -druck (p), sowie der Gasturbinenlast (L).

i	el. Leistung, P		th Leistung, $\dot{Q}$		Brennstoffleistung, $\dot{B}$	
	c^P	b^P a), b), c)	c^Q	b^Q	c^B	b^B
1	$5,36 \cdot 10^1$	$T^{0,5} \cdot \cos(p) \cdot L$	$7,98 \cdot 10^{-2}$	$T \cdot p^3 \cdot \cos(p)$	$2,44 \cdot 10^1$	p
2	$-6,02 \cdot 10^{-2}$	$T^2 \cdot \cos(p) \cdot L$	$-2,88 \cdot 10^{-3}$	$T^2 \cdot \cos(p) \cdot L$	$-4,57 \cdot 10^{-5}$	$T^3 \cdot \cos(p) \cdot L$
3	$5,25 \cdot 10^{-3}$	$T^2 \cdot \sin(p) \cdot L$	$7,47 \cdot 10^{-6}$	$T^3 \cdot \cos(p) \cdot L$	$7,18 \cdot 10^{-6}$	$T^{3,5} \cdot L$
4	$2,83 \cdot 10^{-4}$	$T^3 \cdot \cos(p) \cdot L$	$6,94 \cdot 10^{-7}$	$T^3 \cdot \sin(p) \cdot \cos(p)$	$4,81 \cdot 10^{-7}$	$T^4 \cdot \sin(p) \cdot L$
5	$-1,46 \cdot 10^{-5}$	$T^3 \cdot \sin(p) \cdot L$	$2,06 \cdot 10^{-6}$	$T^{3,5} \cdot L$	$-7,62 \cdot 10^{-7}$	$T^4 \cdot p^{0,5} \cdot L$
6	$-3,90 \cdot 10^{-7}$	$T^4 \cdot \cos(p) \cdot L$	$-1,10 \cdot 10^{-7}$	$T^4 \cdot L$	$4,02 \cdot 10^{-8}$	$T^4 \cdot L$

^{a)} T : Umgebungslufttemperatur in Kelvin ($233 \text{ K} \leq T \leq 313 \text{ K}$)

^{b)} p : Umgebungsluftdruck in bar ($0,80 \text{ bar} \leq p \leq 1,05 \text{ bar}$)

^{c)} L : Anlagenlast ($0,3 \leq L \leq 1,0$)

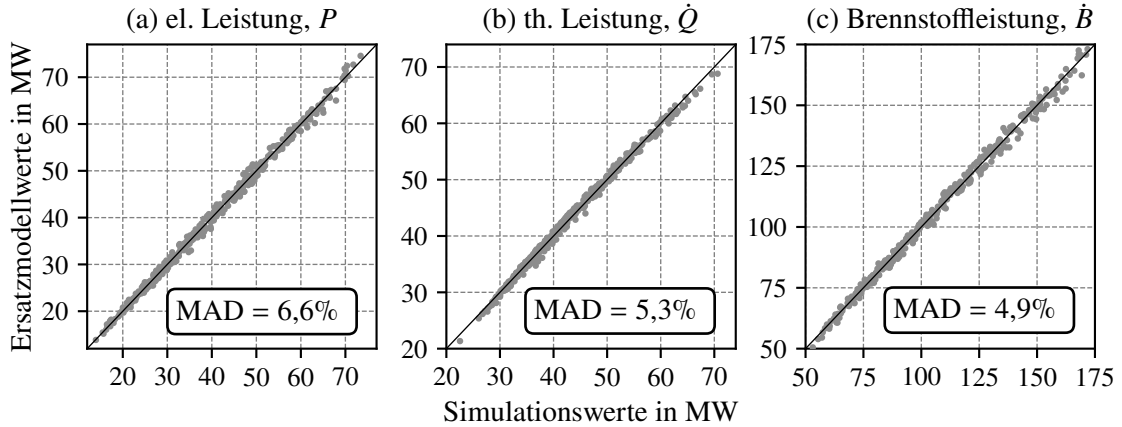


Abbildung A.8: Paritätsdiagramme der modellierten Gasturbine mit Angabe des maximalen absoluten Fehlers (MAD) für die drei Zielgrößen elektrische (a) und thermische Leistung (b), sowie Brennstoffleistung (c).

A.6 Berechnung des Wirkungsgrades der Solarthermie-Kollektoren

Für die Berechnung des Solarthermie-Kollektorwirkungsgrades wird das Vorgehen aus [189, Seiten 131 ff.] adaptiert, welches im Folgenden kurz vorgestellt wird.

Auf einen Kollektor mit der Fläche A trifft Solarstrahlung der Stärke G , wovon der Anteil τ (Transmissionsgrad) durch die Abdeckung in den Kollektor eintreten kann und in thermische Energie umgewandelt wird. Zur Berechnung der Kollektor-Nutzleistung $\dot{Q}^N$ mittels Gl. (A.3) werden hiervon die Verluste durch Reflexion ($\dot{Q}^R$), Konvektion ($\dot{Q}^K$) und Strahlung ($\dot{Q}^S$) abgezogen.

$$\dot{Q}^N = \tau \cdot G \cdot A - \dot{Q}^R - \dot{Q}^K - \dot{Q}^S \quad (\text{A.3})$$

Die Konvektions- und Strahlungsverluste werden als thermische Verluste ($\dot{Q}^V$) zusammengefasst. Werden außerdem die Transmissions- und Reflexionsgrade zum optischen Kollektorwirkungsgrad η_0 vereint, vereinfacht sich Gl. (A.3) wie folgt:

$$\dot{Q}^N = \eta_0 \cdot G \cdot A - \dot{Q}^V \quad (\text{A.4})$$

Die thermischen Verluste sind abhängig von der Differenz zwischen der mittleren Kollektortemperatur $\bar{T}^{\text{STK}}$ und der Umgebungstemperatur T^U und können mithilfe der Koeffizienten a_1 und a_2 über Gl. (A.5) angenähert werden. Die Konversions- und Verlustfaktoren (η_0, a_1, a_2) werden in der Regel experimentell für jedes Kollektor-

Tabelle A.5: Typische Konversions- und Verlustfaktoren für beispielhaft ausgewählte Solarthermie-Kollektortypen [189, Seite 133].

Kollektortyp	η_0	a_1 in W/m ² K	a_2 in W/m ² K
Unverglaster Absorber	0,91	12,0	0
Flachkollektor, Einfachverglasung ^{a)}	0,81	3,8	0,009
Flachkollektor, Doppelverglasung ^{a)}	0,73	1,7	0,016
Vakuumröhrenkollektor	0,80	1,1	0,008

^{a)} mit selektivem Absorber

modell individuell bestimmt. In Tabelle A.5 sind typische Parameterwerte für einige beispielhafte Bauarten angegeben.⁷¹

$$\dot{Q}^V = a_1 \cdot A \cdot (\bar{T}^{\text{STK}} - T^U) + a_2 \cdot A \cdot (\bar{T}^{\text{STK}} - T^U)^2 \quad (\text{A.5})$$

Der Kollektorwirkungsgrad η^{STK} berechnet sich nach Gl. (A.6) als Quotient aus der Kollektor-Nutzleistung $\dot{Q}^N$ und der auf der Kollektorfläche verfügbaren Gesamtstrahlung ($A \cdot G$).

$$\begin{aligned} \eta^{\text{STK}} &= \frac{\dot{Q}^N}{A \cdot G} = \eta_0 - \frac{\dot{Q}^V}{A \cdot G} \\ &= \eta_0 - \frac{a_1 \cdot (\bar{T}^{\text{STK}} - T^U) + a_2 \cdot (\bar{T}^{\text{STK}} - T^U)^2}{G} \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

In Abbildung A.9 ist für einen Vakuumröhrenkollektor (verwendete Parameter aus Tabelle A.5) der Kollektorwirkungsgrad η^{STK} in Abhängigkeit der solaren Bestrahlungsstärke G und der Temperaturdifferenz $(\bar{T}^{\text{STK}} - T^U)$ aufgetragen. Hier zeigt sich, dass die thermischen Verluste bei höheren Temperaturdifferenzen zwischen Kollektor und Umgebung zunehmen. Entsprechend sinkt der Kollektorwirkungsgrad bis er letztendlich einen Wert von Null erreicht und keine thermische Nutzleistung mehr bereitgestellt werden kann. Dieses Verhalten ist besonders ausgeprägt bei geringen solaren Bestrahlungsstärken zu beobachten. Beispielsweise liegt der Kollektorwirkungsgrad bei ca. 70%, wenn eine Bestrahlungsstärke von 900 W/m², eine Umgebungstemperatur von 15 °C und Fernwärmenetztemperaturen von 90 °C und 60 °C für den Vor- bzw. Rücklauf angenommen werden. Durch eine Absenkung der Netztemperaturen auf

⁷¹Für die Berechnung der mittleren Kollektortemperatur zwischen Ein- und Austritt werden die Vor- bzw. Rücklaufemperaturen des Fernwärmenetzes verwendet: $\bar{T}^{\text{STK}} = (T^{\text{VL}} + T^{\text{RL}}) / 2$

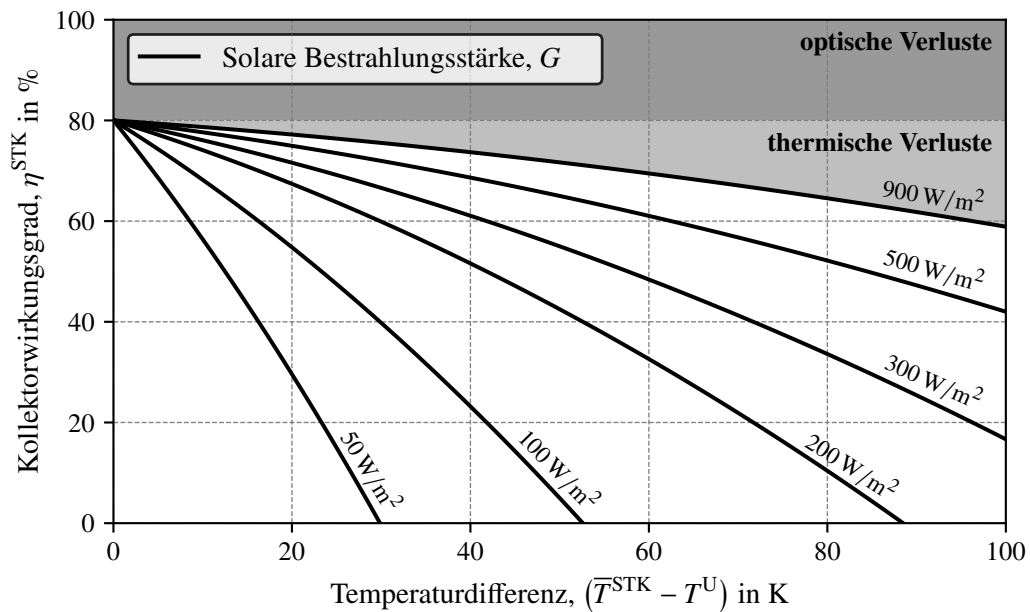


Abbildung A.9: Wirkungsgrad eines Vakuumröhrenkollektors in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Umgebung für ausgewählte solare Bestrahlungsstärken. Eigene Darstellung in Anlehnung an [189, Seite 132].

60 °C / 40 °C würde der Kollektorwirkungsgrad bei sonst gleichen Bedingungen auf 75% steigen. Unter der Annahme einer Bestrahlungsstärke von 200 W/m² beträgt der Wirkungsgradzuwachs im sonst gleichen Fall hingegen 23 Prozentpunkte (von 33% auf 56%). Für andere Kollektortypen (siehe Parameter in Tabelle A.5) ist die Temperaturabhängigkeit des Wirkungsgrades sogar noch deutlicher ausgeprägter.

A.7 Einfaches Beispiel zur Modellierung mit *aristopy*

```
import aristopy as ar

# Create basic energy system instance
es = ar.EnergySystem(
    number_of_time_steps=3, hours_per_time_step=1,
    interest_rate=0.05, economic_lifetime=20)

# Add a gas source, two different conversion units and sinks
gas_source = ar.Source(
    ensys=es, name='gas_source',
    outlet=ar.Flow(commodity='Fuel'),
    commodity_cost=20)

gas_boiler = ar.Conversion(
```

```

ensys=es, name='gas_boiler', basic_variable='Heat',
inlet=ar.Flow(commodity='Fuel', link='gas_source'),
outlet=ar.Flow(commodity='Heat', link='heat_sink'),
capacity_max=150, capex_per_capacity=600e3,
user_expressions='Heat == 0.9 * Fuel')

chp_unit = ar.Conversion(
    ensys=es, name='chp_unit', basic_variable='Elec',
    inlet=ar.Flow(commodity='Fuel', link='gas_source'),
    outlet=[ar.Flow(commodity='Heat', link='heat_sink'),
            ar.Flow(commodity='Elec', link='elec_sink')],
    capacity_max=100, capex_per_capacity=600e3,
    user_expressions=['Heat == 0.5 * Fuel',
                      'Elec == 0.4 * Fuel'])

heat_sink = ar.Sink(
    ensys=es, name='heat_sink', inlet=ar.Flow(commodity='Heat'),
    commodity_rate_fix=ar.Series(
        name='heat_demand', data=[100, 200, 150]))

elec_sink = ar.Sink(
    ensys=es, name='elec_sink', inlet=ar.Flow(commodity='Elec'),
    commodity_revenues=30)

# Run the optimization and plot some results
es.optimize(solver='cbc', results_file='results.json')

plotter = ar.Plotter(json_file='results.json')
plotter.plot_operation(component_name='heat_sink', commodity='Heat',
                       bar_lw=0.5, ylabel='Thermal energy [MWh]')
plotter.plot_objective(lgd_pos='lower center')

```

A.8 Parametrierung der Komponenten in *aristopy*

In den Tabellen A.6, A.7 und A.8 sind die verwendeten Parametrierungen der Komponenten des untersuchten Energiesystemmodells angegeben. Dabei erfolgt eine Aufteilung anhand der Komponentenklassen Source, Sink, Bus, Conversion und Storage. In den Tabellen A.9 und A.10 sind weitere Parameter mit längerer Syntax notiert, die aus Platzgründen nicht in die Tabellen A.6 bis A.8 eingefügt werden können.

Tabelle A.6: Parameterwerte der Komponentenklassen Source und Sink des aufgebauten *aristopy*-Modells (Default-Werte sind heller dargestellt; nicht-verfügbare Parameterfelder sind grau hinterlegt).

Parameter	Erdgas	Biogas	Source STK	PV	P-Import	P-Export	Sink Pumpe	Q-Export
basic_variable	'outlet_variable'	'outlet_variable'	'AREA'	'outlet_variable'	'outlet_variable'	'inlet_variable'	'inlet_variable'	'inlet_variable'
has_existence_binary_var	False	False	False	False	False	False	False	False
has_operation_binary_var	False	False	False	False	False	False	False	False
time_series_data	None	None	→ Tab. A.9 Nr. 1	→ Tab. A.9 Nr. 3	None	None	None	→ Tab. A.9 Nr. 7
scalar_params	None	None	None	None	None	None	None	None
additional_vars	None	None	→ Tab. A.9 Nr. 2	None	None	None	None	None
user_expressions	None	None	'Q == stc_feedin*AREA'	'P == pv_feedin*CAP'	None	None	None	None
capacity	None	None	None	None	None	None	None	None
capacity_min	None	None	0	0	None	None	None	None
capacity_max	None	None	1e7	100	None	None	None	None
capacity_per_module								
maximal_module_number								
capex_per_capacity	0	0	300	700e3	0	0	0	0
capex_if_exist	0	0	0	0	0	0	0	0
opex_per_capacity	0	0	0.01*300	0.025*700e3	0	0	0	0
opex_if_exist	0	0	0	0	0	0	0	0
opex_operation	0	0	0	0	120	0	0	0
commodity_rate_min	None	None	None	None	None	None	None	None
commodity_rate_max	None	None	None	None	None	None	None	None
commodity_rate_fix	None	None	None	None	None	None	→ Tab. A.9 Nr. 6	→ Tab. A.9 Nr. 8
commodity_cost	19.9 + 24.8*0.2016 ^{a)}	79.6	0	0	→ Tab. A.9 Nr. 4	0	0	0
commodity_revenues	0	0	0	0	0	→ Tab. A.9 Nr. 5	0	0
losses								
start_up_cost								
min_load_rel								
instances_in_group								
group_has_existence_order								
group_has_operation_order								
use_inter_period_formulation								
precise_inter_period_formulation								
charge_rate								
discharge_rate								
self_discharge								
charge_efficiency								
discharge_efficiency								
soc_min								
soc_max								
soc_initial								

^{a)} Spezifische Brennstoffkosten [€/MWh_{Hi}] plus Kosten für Emissionsberechtigungen [€/t_{CO₂}] mit Erdgas-Emissionsfaktor von 0,2016 [t_{CO₂}/MWh_{Hi}].

Tabelle A.7: Parameterwerte der Komponentenklassen Bus und Conversion des aufgebauten *aristopy*-Modells (Default-Werte sind heller dargestellt; nicht-verfügbare Parameterfelder sind grau hinterlegt).

Parameter	Bus				Conversion		
	P-KWK	P-KWK-Intern	PV-Intern	Q-Bus	HWE	EHK	WP
basic_variable	'inlet_variable'	'inlet_variable'	'inlet_variable'	'inlet_variable'	'Q'	'Q'	'Q'
has_existence_binary_var	False	False	False	False	False	False	False
has_operation_binary_var					False	False	False
time_series_data	None	None	None	None	None	None	→ Tab. A.9 Nr. 9
scalar_params	None	None	None	None	None	None	None
additional_vars	None	None	None	None	None	None	None
user_expressions	None	None	None	None	'Q == 0.87*B'	'Q == 0.99*P'	'Q == cop*P'
capacity	None	None	None	None	None	None	None
capacity_min	None	None	None	None	None	None	None
capacity_max	None	None	None	None	300	220	220
capacity_per_module					None	None	None
maximal_module_number					None	None	None
capex_per_capacity	0	0	0	0	60e3	150e3	660e3
capex_if_exist	0	0	0	0	0	0	0
opex_per_capacity	0	0	0	0	0.035*60e3	1e3	2e3
opex_if_exist	0	0	0	0	0	0	0
opex_operation	0	20.5 + 0.4*64.05 ^{a)}	0.4*64.05 ^{b)}	0	5.5/0.9024/0.87 ^{c)}	1	3
commodity_rate_min							
commodity_rate_max							
commodity_rate_fix							
commodity_cost							
commodity_revenues							
losses	0	0	0	0			
start_up_cost					0	0	0
min_load_rel					None	None	None
instances_in_group					1	1	1
group_has_existence_order					True	True	True
group_has_operation_order					True	True	True
use_inter_period_formulation					True	True	True
precise_inter_period_formulation							
charge_rate							
discharge_rate							
self_discharge							
charge_efficiency							
discharge_efficiency							
soc_min							
soc_max							
soc_initial							

^{a)} Wenn elektrische Energie über diesen Bus geleitet wird, fallen die Stromsteuer (20,5 €/MWh_{el}) plus 40% der EEG-Umlage an.

^{b)} Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ist von der Stromsteuer befreit. Bei Verwendung werden 40% der EEG-Umlage fällig.

^{c)} Energiesteuer für ungekoppelte Wärmebereitstellung von 5,5 €/MWh_{th} wird umgerechnet mit dem Heizwert-Brennwert-Verhältnis und dem thermischen Wirkungsgrad des HWE.

Tabelle A.8: Parameterwerte der Komponentenklassen Conversion und Storage des aufgebauten *aristopy*-Modells (Default-Werte sind heller dargestellt; nicht-verfügbare Parameterfelder sind grau hinterlegt).

Parameter	Conversion					Storage WSP
	GM1	GM2	GM3	GT	GuD	
basic_variable	'P'	'P'	'P'	'P_GROSS'	'P_GROSS'	'inlet_variable'
has_existence_binary_var	True	True	True	True	True	True
has_operation_binary_var	True	True	True	True	True	
time_series_data	None	None	None	→ Tab. A.9 Nr. 13	→ Tab. A.9 Nr. 13	None
scalar_params	{'dt': 1} ^{a)}	{'dt': 1}	{'dt': 1}	{'dt': 1 'p_aux': 1.5} ^{c)}	{'dt': 1 'p_aux': 1.5}	→ Tab. A.10 Nr. 18
additional_vars	Var(name='L', ub=1) ^{b)}	Var(name='L', ub=1)	Var(name='L', ub=1)	→ Tab. A.9 Nr. 14	→ Tab. A.9 Nr. 14	→ Tab. A.10 Nr. 17
user_expressions	→ Tab. A.9 Nr. 10	→ Tab. A.9 Nr. 11	→ Tab. A.9 Nr. 12	→ Tab. A.9 Nr. 15	→ Tab. A.9 Nr. 16	→ Tab. A.10 Nr. 19
capacity	4.5	10.387	20.327	None	None	None
capacity_min	None	None	None	None	None	None
capacity_max	None	None	None	100 ^{d)}	100 ^{d)}	2e7*970*30*4.19/3.6e6 ^{e)}
capacity_per_module	None	None	None	None	None	None
maximal_module_number	None	None	None	None	None	None
capex_per_capacity	1000e3	1000e3	1000e3	0	0	None
capex_if_exist	0	0	0	650e3*68.4	1200e3*56.2	None
opex_per_capacity	12.5e3	12.5e3	12.5e3	0	0	None
opex_if_exist	0	0	0	8e3*68.4	22e3*56.2	None
opex_operation	6	6	6	5	2	1e-6 ^{f)}
commodity_rate_min						
commodity_rate_max						
commodity_rate_fix						
commodity_cost						
commodity_revenues						
losses						
start_up_cost	0	0	0	43*68.4	46*56.2	
min_load_rel	0.5	0.5	0.15	None	None	
instances_in_group	30	19	9	3	3	
group_has_existence_order	True	True	True	True	True	
group_has_operation_order	True	True	True	True	True	
use_inter_period_formulation	True	True	True	True	True	True
precise_inter_period_formulation						False
charge_rate						1/6
discharge_rate						1/6
self_discharge						0
charge_efficiency						1
discharge_efficiency						1
soc_min						0
soc_max						1
soc_initial						0.5

^{a)} 'dt': Anzahl der Stunden pro Zeitschritt^{b)} Zusätzliche Variable L zur Charakterisierung des Lastzustandes ($L \in \mathbb{R} \mid 0 \leq L \leq 1$)^{c)} 'p_aux': Elektrischer Eigenbedarf im Anlagenbetrieb [MW_{el}]^{d)} Überschätzwert; die Anlage hat einen festen (leicht mit den Umgebungsbedingungen schwankenden) Leistungswert.^{e)} Umrechnung von volumen- [m³] in energiebezogene Werte [MWh] mittels Dichte, Temperaturdifferenz und der spezifischen Wärmekapazität von Wasser.^{f)} Geringer Hilfswert zur Vermeidung von gleichzeitigen Speicherbe- und -entladevorgängen.

Tabelle A.9: Weitere Parameterwerte (mit längerer Syntax) der modellierten Energiesystemkomponenten im aufgebauten *aristopy*-Modell.

Nr.	Parameterwert	Bemerkungen
1	<code>Series(name='stc_feedin', data=stc_heat, weighting_factor=1e-6)</code>	Spezifische Wärmeleistung der Solarthermie-Kollektoren [MW/m^2] (Daten siehe Abb. 3.10 (unten)).
2	<code>Var(name='AREA', has_time_set=False)</code>	Einführen einer skalaren Variable (keine Zeitabhängigkeit) für die Solarthermie-Kollektorfläche.
3	<code>Series(name='pv_feedin', data=pv_elec)</code>	Spezifische Strombereitstellung der PV-Anlage [MW/MW_p] (Daten siehe Abb. 3.10 (Mitte)).
4	<code>Series(name='c_el', data=c_el, weighting_factor=1e-6)</code>	Strompreiszeitreihe (Daten siehe Abb. A.5). Der Wichtungsfaktor wird auf einen Wert nahe Null gesetzt, um eine Mehrfachberücksichtigung bei der Zeitreihenaggregation zu vermeiden.
5	<code>Series(name='c_el', data=c_el)</code>	Strompreiszeitreihe (siehe Nr. 4)
6	<code>Series(name='pump_elec', data=(q_demand/(4.19*30)*1.46), weighting_factor=1e-6)</code>	Leistung der Fernwärmenetzpumpen berechnet aus dem Wärmebedarf, der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und -rücklauf (30 K), der isobaren Wärmekapazität von Wasser und der spezifischen Pumparbeit (1,46 kJ/kg).
7	<code>[Series(name='T', data=t_amb_in_K), Series(name='p', data=p_amb)]</code>	Zeitreihen für die Umgebungslufttemperatur und den Umgebungsluftdruck (siehe Abb. A.1).
8	<code>Series(name='q_demand', data=q_demand)</code>	Wärmebedarfszeitreihe (Daten siehe Abb. 3.1)
9	<code>Series(name='cop_hp', data=cop_hp, weighting_factor=1e-6)</code>	Zeitreihe des coefficient of performance (COP) der Wärmepumpe (Daten siehe Abb. 3.9).
10	<code>['L <= BI_OP', 'P == (4.5*L)*dt', 'Q == (4.046*L + 0.885*BI_OP)*dt', 'B == (9.16*L + 0.95*BI_OP)*dt']</code>	<code>user_expressions</code> des Gasmotors 1 zur Performance-Modellierung. Zeile 1: Die Werte der Lastvariable sind stets kleiner-gleich als die binäre Betriebsvariable; Zeilen 2-4: Funktionale Zusammenhänge zwischen Last, Strom, Wärme und Brennstoff (siehe Tab. A.3).
11	<code>['L <= BI_OP', 'P == (10.387*L)*dt', 'Q == (9.141*L + 1.362*BI_OP)*dt', 'B == (20.831*L + 1.739*BI_OP)*dt']</code>	<code>user_expressions</code> des Gasmotors 2 zur Performance-Modellierung (siehe Erläuterung in Nr. 10)
12	<code>['L <= BI_OP', 'P == (20.327*L)*dt', 'Q == (16.894*L + 2.96*BI_OP)*dt', 'B == (36.529*L + 7.628*BI_OP)*dt']</code>	<code>user_expressions</code> des Gasmotors 3 zur Performance-Modellierung (siehe Erläuterung in Nr. 10)
13	<code>[Series(name='T', data=t_amb_in_K, weighting_factor=1e-6), Series(name='p', data=p_amb, weighting_factor=1e-6)]</code>	Zeitreihen von Umgebungslufttemperatur und -druck mit Wichtungsfaktor nahe Null (siehe Erläuterung in Nr. 4).
14	<code>[Var(name='L', ub=1), Var(name='P_GROSS')]</code>	Einführen zusätzlicher Variablen für die Anlagenlast (L) und die elektrische Bruttoleistung (P_GROSS).
15	<code>['L <= BI_OP', 'L >= 0.3*BI_OP', 'P == P_GROSS - p_aux*BI_OP*dt', 'P_GROSS == (53.6*T**0.5*cos(p)*L + ...)*dt', 'Q == (7.98e-2*T*p**3*cos(p)*BI_OP + ...)*dt', 'B == (24.4*p - 4.57e-5*T**3*cos(p)*L + ...)*dt']</code>	<code>user_expressions</code> der Gasturbine zur Performance-Modellierung. Zeile 1: Die Werte der Lastvariable sind stets kleiner-gleich als die binäre Betriebsvariable; Zeile 2: Die minimale Betriebsteillast beträgt 30%; Zeile 3: Die abgegebene elektrische Leistung berechnet sich aus der elektrischen Bruttoleistung abzüglich des Eigenbedarfs; Zeilen 4-6: Verkürzte funktionale Zusammenhänge zwischen Last, Strom, Wärme und Brennstoff (siehe Tab. A.4). Terme ohne Lastvariable (L) werden zusätzlich mit der Betriebsvariable (BI_OP) multipliziert.
16	<code>['L <= BI_OP', 'L >= 0.3*BI_OP', 'P == P_GROSS - p_aux*BI_OP*dt', 'P_GROSS == (-1.19e-2*T*BI_OP + 30*L + ...)*dt', 'Q == (-2.56e-2*T*BI_OP + 63.9*L + ...)*dt', 'B == (-7.87e-2*T*BI_OP + 162*sin(p)*L + ...)*dt']</code>	<code>user_expressions</code> der GuD-Anlage zur Performance-Modellierung (siehe Erläuterungen in Nr. 15 und Daten in Tab. 3.4).

Tabelle A.10: Fortsetzung von Tabelle A.9 mit weiteren Parameterwerten (mit längerer Syntax) für die Wärmespeicher-Modellierung.

Nr.	Parameterwert	Bemerkungen
17	<pre>[Var(name='HS_CAPEX', domain='Reals', has_time_set=False, ub=0), Var(name='HS_OPEX_PA', domain='Reals', has_time_set=False, ub=0), Var(name='BI_IS_PIT', domain='Binary', has_time_set=False, Var(name='BI_EX_AND_IS_PIT', domain='Binary', has_time_set=False, Var(name='BI_EX_AND_IS_TANK', domain='Binary', has_time_set=False, Var(name='CAP_AND_IS_PIT', has_time_set=False, Var(name='CAP_AND_IS_TANK', has_time_set=False, Var(name='HS_GRANT', has_time_set=False, ub=10e6)]</pre>	Zusätzliche Variablen zur Modellierung der Wärmespeicherkosten und zur Linearisierung von Gleichung 3.6
18	<pre>{'sep_tank_pit': 50e3, 'hs_cap_max': 2e7*970*30*4.19/3.6e6, 'capex_per_cap_tank': 200/30/0.00419/970*3600, 'capex_if_exist_tank': 2.5e6, 'capex_per_cap_pit': 20/30/0.00419/970*3600, 'capex_if_exist_pit': 11.5e6, 'opex_share': 0.015, 'hs_grant_share': 0.3}</pre>	Zusätzliche Parameter zur Modellierung der Wärmespeicherkosten. Es gelten unterschiedliche Werte für die Bauarten Tankspeicher und Erdbeckenspeicher.
19	<pre>['CAP <= sep_tank_pit + hs_cap_max * BI_IS_PIT', 'CAP >= sep_tank_pit * BI_IS_PIT', 'BI_EX_AND_IS_TANK <= BI_EX', 'BI_EX_AND_IS_TANK <= (1 - BI_IS_PIT)', '1 >= BI_EX + (1 - BI_IS_PIT) - BI_EX_AND_IS_TANK', 'BI_EX_AND_IS_PIT <= BI_EX', 'BI_EX_AND_IS_PIT <= BI_IS_PIT', '1 >= BI_EX + BI_IS_PIT - BI_EX_AND_IS_PIT', 'CAP_AND_IS_TANK <= hs_cap_max * (1 - BI_IS_PIT)', 'CAP_AND_IS_TANK <= CAP', 'CAP_AND_IS_TANK >= CAP + hs_cap_max * (1 - BI_IS_PIT) - hs_cap_max', 'CAP_AND_IS_PIT <= hs_cap_max * BI_IS_PIT', 'CAP_AND_IS_PIT <= CAP', 'CAP_AND_IS_PIT >= CAP + hs_cap_max * BI_IS_PIT - hs_cap_max', 'HS_CAPEX == -(capex_if_exist_tank * BI_EX_AND_IS_TANK + capex_per_cap_tank * CAP_AND_IS_TANK) -(capex_if_exist_pit * BI_EX_AND_IS_PIT + capex_per_cap_pit * CAP_AND_IS_PIT)', 'HS_OPEX_PA == HS_CAPEX * opex_share', 'HS_GRANT <= -HS_CAPEX * hs_grant_share']</pre>	Zusätzliche Nebenbedingungen zur Modellierung der Wärmespeicherkosten. Weitere Erläuterungen zur Formulierung der linearisierten Gleichungen finden sich im Abschnitt A.9.

A.9 Modellierung der Energieumwandlungs- und Speicherkomponenten

Bevor die Modellgleichungen der Energieumwandlungs- und Speicherkomponenten präsentiert werden, wird die verwendete Notation kurz erläutert.

Variablen werden in den Gleichungen des Optimierungsproblems mit kursiven, fetten, Großbuchstaben geschrieben. Eine Ausnahme bilden die Binärvariablen – hier werden fettgedruckte, griechische Buchstaben verwendet (δ : Betriebsvariable, γ : Existenzvariable, σ : Startvariable). Parameter (Koeffizienten) werden in der Regel mit einem aufrecht geschriebenen „k“ eingeleitet. Eine nähere Beschreibung der Parameter und Variablen – beispielsweise der zugeordnete Komponententyp – ist in der Regel hochgestellt und aufrecht hinzugefügt. Interne Bezeichnungen aus dem Python-Paket *aristopy* sind im Schreibmaschinenstil formatiert (z.B. „capacity_max“). Sets beziehungsweise Laufindizes werden tiefgestellt und sind kursiv geschrieben. Mathematische Mengen sind mit kalligrafisch dargestellten Buchstaben gekennzeichnet (z.B. „ $\mathcal{K}$ “).

Das Energiesystemmodell umfasst die Komponenten n der Menge $\mathcal{K}$, welche sich aus den Elementen von *aristopy*'s Komponentenklassen zusammensetzt:

$$\mathcal{K} = \mathcal{K}^{\text{Source}} \cup \mathcal{K}^{\text{Sink}} \cup \mathcal{K}^{\text{Conversion}} \cup \mathcal{K}^{\text{Bus}} \cup \mathcal{K}^{\text{Storage}} \quad (\text{A.7})$$

Zur Veranschaulichung der in Gl. (A.8) angegebenen Zugehörigkeit der Energiesystemkomponenten zu den einzelnen Teilmengen sei verwiesen auf Abbildung 3.12 im Abschnitt 3.5.3.

$$\begin{aligned} \mathcal{K}^{\text{Source}} &= \{n^{\text{Biogas}}, n^{\text{Erdgas}}, n^{\text{P-Import}}, n^{\text{PV}}, n^{\text{STK}}\} \\ \mathcal{K}^{\text{Sink}} &= \{n^{\text{Q-Export}}, n^{\text{P-Export}}, n^{\text{Pumpe}}\} \\ \mathcal{K}^{\text{Bus}} &= \{n^{\text{P-KWK}}, n^{\text{P-KWK-Intern}}, n^{\text{P-PV-Intern}}, n^{\text{Q-Bus}}\} \\ \mathcal{K}^{\text{Storage}} &= \{n^{\text{WSP}}\} \\ \mathcal{K}^{\text{Conversion}} &= \{n^{\text{HWE}}, \mathcal{K}^{\text{KWK}}, \mathcal{K}^{\text{P2H}}\} \\ \mathcal{K}^{\text{KWK}} &= \mathcal{K}^{\text{GM}} \cup \mathcal{K}^{\text{GT}} \cup \mathcal{K}^{\text{GuD}} = \{n_1^{\text{GM1}}, \dots, n_{|\mathcal{K}^{\text{GM1}}|}^{\text{GM1}}\} \\ &\quad \cup \{n_1^{\text{GM2}}, \dots, n_{|\mathcal{K}^{\text{GM2}}|}^{\text{GM2}}\} \cup \{n_1^{\text{GM3}}, \dots, n_{|\mathcal{K}^{\text{GM3}}|}^{\text{GM3}}\} \\ &\quad \cup \{n_1^{\text{GT}}, \dots, n_{|\mathcal{K}^{\text{GT}}|}^{\text{GT}}\} \cup \{n_1^{\text{GuD}}, \dots, n_{|\mathcal{K}^{\text{GuD}}|}^{\text{GuD}}\} \\ \mathcal{K}^{\text{P2H}} &= \{n^{\text{EHK}}, n^{\text{WP}}\} \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

Modellgleichungen der KWK-Anlagen

Für alle KWK-Anlagen – das heißt Gasmotoren, Gasturbinen und GuD-Anlagen – gelten die Gleichungen (A.9) bis (A.12). Mittels Gl. (A.9) wird sichergestellt, dass eine Komponente nur dann betrieben werden kann ($\delta = 1$), wenn auch ihre binäre Existenzvariable γ den Wert Eins annimmt. Gleichung (A.10) koppelt die eingeführte Lastvariable L an die binäre Betriebsvariable δ und legt gleichzeitig eine obere Grenze von Eins fest. Die Gleichungen (A.11) und (A.12) werden angewandt zur Verringerung der kombinatorischen Komplexität des Problems (Symmetriebrüche). Die erste Nebenbedingung stellt sicher, dass aus einer Menge gleichartiger Anlagen die nächste Anlage γ_k erst dann für einen Entwurf ausgewählt werden kann, wenn die vorherige bereits existiert ($\gamma_{k-1} = 1$). Somit können kombinatorisch redundante Energiesystementwürfe vermieden werden. In Analogie dazu führt Gl. (A.12) eine Betriebsreihenfolge der Anlagen ein.⁷²

$$\delta_{k,t} \leq \gamma_k, \quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.9})$$

$$L_{k,t} \leq \delta_{k,t}, \quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.10})$$

$$\gamma_k \leq \gamma_{k-1}, \quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}} \setminus \{\mathcal{K}_1^{\text{KWK}}\} \quad (\text{A.11})$$

$$\delta_{k,t} \leq \delta_{k-1,t}, \quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}} \setminus \{\mathcal{K}_1^{\text{KWK}}\}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.12})$$

Modellgleichungen der Gasmotoren

Der Gleichungssatz (A.13) beschreibt die Modellierung der Betriebseigenschaften (Brennstoff, Wärme, Strom) der Gasmotoren. Der Parameter Δt repräsentiert die Anzahl der Stunden pro Zeitschritt t . Die Koeffizienten k^m und k^n sind die Anstiege und Y-Achsenabschnitte der linearen Gleichungen und finden sich in Tabelle A.3.

$$\begin{aligned} \dot{B}_{k,t} &= (k_k^{m,L|B} \cdot L_{k,t} + k_k^{n,L|B} \cdot \delta_{k,t}) \cdot \Delta t, \\ \dot{Q}_{k,t} &= (k_k^{m,L|Q} \cdot L_{k,t} + k_k^{n,L|Q} \cdot \delta_{k,t}) \cdot \Delta t, \\ P_{k,t} &= (k_k^{m,L|P} \cdot L_{k,t} + k_k^{n,L|P} \cdot \delta_{k,t}) \cdot \Delta t, \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

$$\forall k \in \mathcal{K}^{\text{GM}}, \forall t \in \mathcal{T}$$

⁷²Diese Formulierungen sollten nicht angewandt werden, wenn sich die Anlagen einer Gruppe unterscheiden, oder zusätzliche Restriktionen wie Mindeststillstands- oder -betriebszeiten verwendet werden. Die Gleichungen der Symmetriebrüche können mit den Parametern „group_has_existence_order“ bzw. „group_has_operation_order“ der Conversion-Klasse an- und abgestellt werden.

Die Festlegung der elektrischen Nominalleistung im Falle der Anlageninstallation ($\gamma = 1$) und die Einführung einer oberen Grenze für die elektrische Leistung im Anlagenbetrieb erfolgt mithilfe der Gleichungen (A.14).

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_k^N &= (\mathbf{k}_k^{\text{m,L|P}} + \mathbf{k}_k^{\text{n,L|P}}) \cdot \boldsymbol{\gamma}_k, & \forall k \in \mathcal{K}^{\text{GM}} \\ \mathbf{P}_{k,t} &\leq \mathbf{P}_k^N, & \forall k \in \mathcal{K}^{\text{GM}}, \forall t \in \mathcal{T} \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Die Gleichungen (A.15) begrenzen die elektrische Leistung im Betrieb ($\delta = 1$) auf den Bereich zwischen Nominalleistung und Mindestlast und sorgen dafür, dass sie beim Anlagenstillstand ($\delta = 0$) auf Null gesetzt wird.

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_{k,t} &\leq (\mathbf{k}_k^{\text{m,L|P}} + \mathbf{k}_k^{\text{n,L|P}}) \cdot \boldsymbol{\delta}_{k,t}, & \forall k \in \mathcal{K}^{\text{GM}}, \forall t \in \mathcal{T} \\ \mathbf{P}_{k,t} &\geq (\mathbf{k}_k^{\text{m,L|P}} + \mathbf{k}_k^{\text{n,L|P}}) \cdot \mathbf{k}_k^{\text{L,min}} \cdot \boldsymbol{\delta}_{k,t}, & \forall k \in \mathcal{K}^{\text{GM}}, \forall t \in \mathcal{T} \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

Die Berechnung der Investitionsausgaben und der Betriebs- und Wartungskosten der Gasmotoren erfolgt mittels Gl. (A.16).

$$\begin{aligned} \mathbf{I}_k &= \mathbf{k}_k^{\text{capex_per_capacity}} \cdot \mathbf{P}_k^N, \\ \mathbf{C}_k^{\text{O\&M}} &= \mathbf{k}_k^{\text{opex_per_capacity}} \cdot \mathbf{P}_k^N + \sum_{t \in \mathcal{T}} (\mathbf{k}_k^{\text{opex_operation}} \cdot \mathbf{P}_{k,t}), \\ &\forall k \in \mathcal{K}^{\text{GM}} \end{aligned} \quad (\text{A.16})$$

Modellgleichungen der Gasturbinen und GuD-Anlagen

Im Gleichungssatz (A.17) sind die verkürzten Berechnungsvorschriften für die Brennstoffleistung ($\dot{B}$), sowie die thermische ($\dot{Q}$) und elektrische Leistung (P^{Gross}) der GuD-Anlagen in Abhängigkeit der Last (L) angegeben. Alle Koeffizienten der vollständigen Formeln sind in Tabelle 3.4 in Abschnitt 3.4.3 zu finden. Die Terme ohne Lastvariable L werden zusätzlich mit der binären Betriebsvariable δ multipliziert, um sie beim Anlagenstillstand zu Null zu setzen.

Die Gleichungen (A.17) werden in Analogie auch für die Gasturbinen notiert. Hier gelten die Koeffizienten aus Tabelle A.4 im Anhang.

$$\begin{aligned} \dot{B}_{k,t} &= (-7,87 \cdot 10^{-2} \cdot T_t \cdot \boldsymbol{\delta}_{k,t} + 162 \cdot \sin(p_t) \cdot L_{k,t} + \dots) \cdot \Delta t, \\ \dot{Q}_{k,t} &= (-2,56 \cdot 10^{-2} \cdot T_t \cdot \boldsymbol{\delta}_{k,t} + 63,9 \cdot L_{k,t} + \dots) \cdot \Delta t, \\ \mathbf{P}_{k,t}^{\text{Gross}} &= (-1,19 \cdot 10^{-2} \cdot T_t \cdot \boldsymbol{\delta}_{k,t} + 30 \cdot L_{k,t} + \dots) \cdot \Delta t, \\ &\forall k \in \mathcal{K}^{\text{GuD}}, \forall t \in \mathcal{T} \end{aligned} \quad (\text{A.17})$$

Gleichung (A.18) koppelt die nominale elektrische Leistung mit der binären Existenzvariable mittels eines Überschätzerwerts. In der anschließenden Gl. (A.19) wird die elektrische Bruttoleistung jedes Zeitschritts durch diese Nominalleistung begrenzt. In Gl. (A.20) kommt erneut der Überschätzer zum Einsatz, um eine Verbindung zwischen den binären Betriebsvariablen und der elektrischen Bruttoleistung jedes Zeitschritts herzustellen.

$$\mathbf{P}_k^N \leq k_k^{\text{capacity_max}} \cdot \gamma_k, \quad \forall k \in \{\mathcal{K}^{\text{GuD}}, \mathcal{K}^{\text{GT}}\} \quad (\text{A.18})$$

$$\mathbf{P}_{k,t}^{\text{Gross}} \leq \mathbf{P}_k^N, \quad \forall k \in \{\mathcal{K}^{\text{GuD}}, \mathcal{K}^{\text{GT}}\}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.19})$$

$$\mathbf{P}_{k,t}^{\text{Gross}} \leq k_k^{\text{capacity_max}} \cdot \delta_{k,t}, \quad \forall k \in \{\mathcal{K}^{\text{GuD}}, \mathcal{K}^{\text{GT}}\}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.20})$$

In Gl. (A.21) erfolgt die Umrechnung der Brutto- zur Nettoleistung durch Abzug des elektrischen Anlageneigenbedarfs $k_k^{\text{P,Eigen}}$. Die Festlegung der minimalen Anlagenlast wird mittels Gl. (A.22) realisiert.

$$\mathbf{P}_{k,t} = \mathbf{P}_{k,t}^{\text{Gross}} - k_k^{\text{P,Eigen}} \cdot \delta_{k,t} \cdot \Delta t, \quad \forall k \in \{\mathcal{K}^{\text{GuD}}, \mathcal{K}^{\text{GT}}\}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.21})$$

$$\mathbf{L}_{k,t} \geq k_k^{\text{L,min}} \cdot \delta_{k,t}, \quad \forall k \in \{\mathcal{K}^{\text{GuD}}, \mathcal{K}^{\text{GT}}\}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.22})$$

Der Wert der binären Startvariable σ , welcher zur Berechnung der Startkosten Verwendung findet, wird über Gl. (A.23) gesetzt. Wenn der Wert der Betriebsvariable von einem Zeitschritt zum nächsten von Null auf Eins wechselt ($\delta_{t-1} = 0$ und $\delta_t = 1$), muss die Startvariable den Wert Eins annehmen.⁷³

$$\delta_{k,t-1} - \delta_{k,t} + \sigma_{k,t} \geq 0, \quad \forall k \in \{\mathcal{K}^{\text{GuD}}, \mathcal{K}^{\text{GT}}\}, \forall t \in \mathcal{T} \setminus \{\mathcal{T}_1\} \quad (\text{A.23})$$

Die Investitionsausgaben und Betriebs- und Wartungskosten der Gasturbinen und GuD-Anlagen werden mithilfe der Gleichungen (A.24) berechnet.

$$\begin{aligned} \mathbf{I}_k &= k_k^{\text{capex_if_exist}} \cdot \gamma_k, \\ \mathbf{C}_k^{\text{O\&M}} &= k_k^{\text{opex_if_exist}} \cdot \gamma_k + \sum_{t \in \mathcal{T}} (k_k^{\text{opex_operation}} \cdot \mathbf{P}_{k,t}^{\text{Gross}}), \end{aligned} \quad (\text{A.24})$$

$$\forall k \in \{\mathcal{K}^{\text{GuD}}, \mathcal{K}^{\text{GT}}\}$$

⁷³Beim Abschalten der Anlage ($\delta_{t-1} = 1$ und $\delta_t = 0$) und beim Gleichbleiben des Wertes der Betriebsvariable, kann die binäre Startvariable beide Zustände annehmen. Allerdings forciert die Zielfunktion die Annahme des Wertes Null.

Modellgleichungen weiterer Energieumwandlungsanlagen

Für den Heißwassererzeuger und die Power-to-Heat-Anlagen wird die thermische Nominalleistung jeweils durch Gl. (A.25) nach oben begrenzt. Gleichung (A.26) stellt sicher, dass die thermische Leistung jedes Zeitschritts maximal dem Nominalwert entspricht.

$$\dot{Q}_k^N \leq k_k^{\text{capacity_max}}, \quad \forall k \in \{n^{\text{HWE}}, \mathcal{K}^{\text{P2H}}\} \quad (\text{A.25})$$

$$\dot{Q}_{k,t} \leq \dot{Q}_k^N, \quad \forall k \in \{n^{\text{HWE}}, \mathcal{K}^{\text{P2H}}\}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.26})$$

Die bereitgestellte thermische Leistung des Heißwassererzeugers, des Elektrodenheizkessels und der Wärmepumpe wird mithilfe des Gleichungssatzes (A.27) bestimmt. Hierbei werden die jeweiligen Wirkungsgrade (η) bzw. Leistungszahlen (ϵ) und die eingangsseitige Brennstoffleistung oder Elektrizität verwendet.

$$\begin{aligned} \dot{Q}_t^{\text{HWE}} &= \eta^{\text{HWE}} \cdot \dot{B}_t^{\text{HWE}}, & \forall t \in \mathcal{T} \\ \dot{Q}_t^{\text{EHK}} &= \eta^{\text{EHK}} \cdot P_t^{\text{EHK}}, & \forall t \in \mathcal{T} \\ \dot{Q}_t^{\text{WP}} &= \epsilon_t^{\text{WP}} \cdot P_t^{\text{WP}}, & \forall t \in \mathcal{T} \end{aligned} \quad (\text{A.27})$$

Die bereitgestellte elektrische Leistung der PV-Anlage wird nach Gl. (A.28) berechnet aus dem spezifischen PV-Stromertrag $\hat{g}^{\text{PV}}$ und der installierten Nominalleistung (Peak). Gleichung (A.29) ist bereits im Abschnitt 3.4.8 angegeben. Sie wird verwendet zur Ermittlung der thermischen Leistung der Solarthermie-Kollektoren unter Berücksichtigung der installierten Kollektorfläche A^{STK} und der Zeitreihe des flächenspezifischen Wärmeertrags ($G^{\text{STK}} \cdot \eta^{\text{STK}}$).

$$P_t^{\text{PV}} = P^{\text{N,PV}} \cdot \hat{g}_t^{\text{PV}}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.28})$$

$$\dot{Q}_t^{\text{STK}} = G_t^{\text{STK}} \cdot \eta_t^{\text{STK}} \cdot A^{\text{STK}}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.29})$$

Die Investitionsausgaben von PV-Anlage, Solarthermie-Kollektoren, Heißwassererzeuger und Power-to-Heat-Anlagen werden mithilfe des Gleichungssatzes (A.30) berechnet.

$$\begin{aligned} I^{\text{PV}} &= k^{\text{capex_per_capacity,PV}} \cdot P^{\text{N,PV}}, \\ I^{\text{STK}} &= k^{\text{capex_per_capacity,STK}} \cdot A^{\text{STK}}, \\ I_k &= k_k^{\text{capex_per_capacity}} \cdot \dot{Q}_k^N, \quad \forall k \in \{n^{\text{HWE}}, \mathcal{K}^{\text{P2H}}\} \end{aligned} \quad (\text{A.30})$$

Zur Ermittlung der Betriebs- und Wartungskosten der oben genannten Anlagen werden die Gleichungen (A.31) verwendet.

$$\begin{aligned}
 C^{\text{O\&M,PV}} &= k^{\text{opex_per_capacity,PV}} \cdot P^{\text{N,PV}} \\
 C^{\text{O\&M,STK}} &= k^{\text{opex_per_capacity,STK}} \cdot A^{\text{STK}} \\
 C^{\text{O\&M,HWE}} &= k^{\text{opex_per_capacity,HWE}} \cdot \dot{Q}^{\text{N,HWE}} \\
 C_k^{\text{O\&M}} &= k_k^{\text{opex_per_capacity}} \cdot \dot{Q}_k^{\text{N}} + \sum_{t \in \mathcal{T}} (k_k^{\text{opex_operation}} \cdot \dot{Q}_{k,t}), \\
 &\quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{P2H}}
 \end{aligned} \tag{A.31}$$

Die elektrische Antriebsleistung der Fernwärmenetzpumpen berechnet sich nach Gl. (A.32) aus dem Fernwärmebedarf, der isobaren Wärmekapazität von Wasser, der Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf und der spezifischen Pumparbeit $k^{\text{P,Pumpe}}$.

$$P_t^{\text{Pumpe}} = \frac{\dot{Q}_t^{\text{FW}}}{c_p^{\text{H}_2\text{O}} \cdot \Delta T^{\text{FW}}} \cdot k^{\text{P,Pumpe}}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \tag{A.32}$$

Modellgleichungen des Wärmespeichers

Die verfügbare nominale Wärmespeicherkapazität wird mithilfe der Gleichungen (A.33) nach oben und unten begrenzt. γ^{WSP} stellt die globale Existenzvariable des Wärmespeichers dar.

$$\begin{aligned}
 E^{\text{N,WSP}} &\leq k^{\text{capacity_max,WSP}} \cdot \gamma^{\text{WSP}} \\
 E^{\text{N,WSP}} &\geq k^{\text{capacity_min,WSP}} \cdot \gamma^{\text{WSP}}
 \end{aligned} \tag{A.33}$$

Der Wärmespeicher kann nach Gl. (A.34) jederzeit maximal bis zur nominalen Kapazität gefüllt sein. Außerdem können Mindest- und Maximalfüllstände berücksichtigt werden – z.B. zur Einführung von Reserven oder Verhinderung von Tiefentladung.

$$\begin{aligned}
 E_t^{\text{WSP}} &\leq E^{\text{N,WSP}}, & \forall t \in \mathcal{T} \\
 E_t^{\text{WSP}} &\leq k^{\text{soc_max}} \cdot E^{\text{N,WSP}}, & \forall t \in \mathcal{T} \\
 E_t^{\text{WSP}} &\geq k^{\text{soc_min}} \cdot E^{\text{N,WSP}}, & \forall t \in \mathcal{T}
 \end{aligned} \tag{A.34}$$

Die Be- und Entladeleistungen des Wärmespeichers werden mittels Gl. (A.35) begrenzt auf einen Anteil der nominalen Speicherkapazität.

$$\begin{aligned}\dot{Q}_t^{\text{Q-Bus} \rightarrow \text{WSP}} &\leq E^{\text{N,WSP}} \cdot k^{\text{charge_rate}} \cdot \Delta t, & \forall t \in \mathcal{T} \\ \dot{Q}_t^{\text{WSP} \rightarrow \text{Q-Bus}} &\leq E^{\text{N,WSP}} \cdot k^{\text{discharge_rate}} \cdot \Delta t, & \forall t \in \mathcal{T}\end{aligned}\quad (\text{A.35})$$

Gleichung (A.36) setzt den Speicherfüllstand zu Beginn des Optimierungshorizontes auf einen bestimmten Wert. Gleichung (A.37) fordert, dass im letzten Zeitschritt das Anfangsniveau wieder erreicht ist.

$$E_1^{\text{WSP}} = k^{\text{soc_initial}} \cdot E^{\text{N,WSP}} \quad (\text{A.36})$$

$$E_{|\mathcal{T}|}^{\text{WSP}} = E_1^{\text{WSP}} \quad (\text{A.37})$$

Die Wärmespeicherbilanz inklusive ggf. verlustbehafteten Be- und Entladevorgängen, sowie Speicherverlusten bzw. Selbstentladungen ist angegeben in Gl. (A.38).

$$\begin{aligned}E_{t+1}^{\text{WSP}} &= E_t^{\text{WSP}} \cdot (1 - k^{\text{self_discharge}})^{\Delta t} \\ &\quad + \dot{Q}_t^{\text{Q-Bus} \rightarrow \text{WSP}} \cdot k^{\text{charge_efficiency}} \\ &\quad - \dot{Q}_t^{\text{WSP} \rightarrow \text{Q-Bus}} / k^{\text{discharge_efficiency}}, & \forall t \in \mathcal{T}\end{aligned}\quad (\text{A.38})$$

Die konventionellen Berechnungsvorschriften der Investitionsausgaben, sowie der Betriebs- und Wartungskosten des Wärmespeichers sind in den Gleichungen (A.39) angegeben.

$$\begin{aligned}I^{\text{WSP}} &= k^{\text{capex_per_capacity,WSP}} \cdot E^{\text{N,WSP}} \\ &\quad + k^{\text{capex_if_exist,WSP}} \cdot \gamma^{\text{WSP}} \\ C^{\text{O\&M,WSP}} &= k^{\text{opex_per_capacity,WSP}} \cdot E^{\text{N,WSP}} \\ &\quad + k^{\text{opex_if_exist,WSP}} \cdot \gamma^{\text{WSP}} \\ &\quad + \sum_{t \in \mathcal{T}} (k^{\text{opex_operation,WSP}} \cdot \dot{Q}_t^{\text{Q-Bus} \rightarrow \text{WSP}})\end{aligned}\quad (\text{A.39})$$

Im vorliegenden Fall wird ein individueller Weg gewählt. Wie im Abschnitt 3.3.2 beschrieben, werden unterschiedliche spezifische Investitionskosten für die beiden möglichen Wärmespeicherbauformen „Tankpeicher“ und „Erdbeckenspeicher“ vorgegeben. Die im gleichen Abschnitt angegebene Gl. 3.6 muss zur Verwendung in einem gemischt-ganzzahligen Programm zunächst linearisiert werden. Dazu werden mithilfe

von *aristopy*'s Komponentenparametern `additional_vars` und `scalar_params` einige neue Variablen und Parameter zum Wärmespeichermodell hinzugefügt:

- $\gamma^{\text{Erdbecken}}$: Binäre Variable, die anzeigt ob der Wärmespeicher als Erdbeckenspeicher ausgeführt ist (1) oder nicht (0).
- $\gamma^{\text{WSP\&Erdbecken}}$: Binäre Variable, die anzeigt ob der Wärmespeicher existiert ($\gamma^{\text{WSP}}=1$) und als Erdbeckenspeicher ausgeführt ist (1) oder nicht (0).
- $\gamma^{\text{WSP\&Tank}}$: Binäre Variable, die anzeigt ob der Wärmespeicher existiert ($\gamma^{\text{WSP}}=1$) und als Tankspeicher ausgeführt ist (1) oder nicht (0).
- $E^{\text{N,WSP\&Erdbecken}}$: Kontinuierliche, nicht-negative Variable, welche die nominale Speicherkapazität angibt, wenn der Wärmespeicher in Erdbeckenbauweise vorliegt. Andernfalls zeigt sie den Wert Null an.
- $E^{\text{N,WSP\&Tank}}$: Kontinuierliche, nicht-negative Variable, welche die nominale Speicherkapazität angibt, wenn der Wärmespeicher in Tankbauweise vorliegt. Andernfalls zeigt sie den Wert Null an.
- $k^{\text{Tank,max}}$: Parameter, der die Grenze von Tankbauweise zu Erdbeckenspeicher vorgibt (hier: 50.000 m³)

Mittels der Ungleichungen A.40 wird die Binärvariable $\gamma^{\text{Erdbecken}}$ auf den Wert Null oder Eins gesetzt, je nachdem ob die Wärmespeicherkapazität unterhalb oder oberhalb des Grenzwertes $k^{\text{Tank,max}}$ liegt.

$$\begin{aligned} E^{\text{N,WSP}} &\leq k^{\text{Tank,max}} + k^{\text{capacity_max,WSP}} \cdot \gamma^{\text{Erdbecken}} \\ E^{\text{N,WSP}} &\geq k^{\text{Tank,max}} \cdot \gamma^{\text{Erdbecken}} \end{aligned} \tag{A.40}$$

Das Binärvariablenprodukt „ $\gamma^{\text{WSP}} \cdot (1 - \gamma^{\text{Erdbecken}})$ “ in Gl. 3.6 wird mithilfe der drei Ungleichungen A.41 linearisiert. Dabei wird erwirkt, dass die Binärvariable $\gamma^{\text{WSP\&Tank}}$ nur dann den Wert Eins annimmt, wenn der Wärmespeicher im Energiesystementwurf vorhanden ist und nicht als Erdbecken ausgeführt ist. In Analogie dazu wird das Produkt „ $\gamma^{\text{WSP}} \cdot \gamma^{\text{Erdbecken}}$ “ mit den Ungleichungen A.42 linearisiert und somit der Wert der Binärvariable $\gamma^{\text{WSP\&Erdbecken}}$ eingestellt.

$$\begin{aligned} \gamma^{\text{WSP\&Tank}} &\leq \gamma^{\text{WSP}} \\ \gamma^{\text{WSP\&Tank}} &\leq (1 - \gamma^{\text{Erdbecken}}) \\ \gamma^{\text{WSP\&Tank}} &\geq \gamma^{\text{WSP}} + (1 - \gamma^{\text{Erdbecken}}) - 1 \end{aligned} \tag{A.41}$$

$$\begin{aligned}
 \gamma^{\text{WSP\&Erdbecken}} &\leq \gamma^{\text{WSP}} \\
 \gamma^{\text{WSP\&Erdbecken}} &\leq \gamma^{\text{Erdbecken}} \\
 \gamma^{\text{WSP\&Erdbecken}} &\geq \gamma^{\text{WSP}} + \gamma^{\text{Erdbecken}} - 1
 \end{aligned}
 \tag{A.42}$$

Die beiden Multiplikationen von kontinuierlichen mit binären Variablen in Gl. 3.6 werden über die beiden Ungleichungssets A.43 und A.44 linearisiert. Dabei wird erwirkt, dass die Variable $E^{\text{N,WSP\&Tank}}$ den Wert der nominalen Wärmespeicherkapazität annimmt, wenn der Speicher existiert und in Tankbauweise errichtet ist. Andernfalls wird sie auf den Wert Null gesetzt. Analog stellt die Variable $E^{\text{N,WSP\&Erdbecken}}$ das Produkt „ $\gamma^{\text{Erdbecken}} \cdot E^{\text{N,WSP}}$ “ dar.

$$\begin{aligned}
 E^{\text{N,WSP\&Tank}} &\leq k^{\text{capacity_max,WSP}} \cdot (1 - \gamma^{\text{Erdbecken}}) \\
 E^{\text{N,WSP\&Tank}} &\leq E^{\text{N,WSP}} \\
 E^{\text{N,WSP\&Tank}} &\geq E^{\text{N,WSP}} + k^{\text{capacity_max,WSP}} \cdot (1 - \gamma^{\text{Erdbecken}}) \\
 &\quad - k^{\text{capacity_max,WSP}}
 \end{aligned}
 \tag{A.43}$$

$$\begin{aligned}
 E^{\text{N,WSP\&Erdbecken}} &\leq k^{\text{capacity_max,WSP}} \cdot \gamma^{\text{Erdbecken}} \\
 E^{\text{N,WSP\&Erdbecken}} &\leq E^{\text{N,WSP}} \\
 E^{\text{N,WSP\&Erdbecken}} &\geq E^{\text{N,WSP}} + k^{\text{capacity_max,WSP}} \cdot \gamma^{\text{Erdbecken}} \\
 &\quad - k^{\text{capacity_max,WSP}}
 \end{aligned}
 \tag{A.44}$$

Durch Einführung der vier Linearisierungen A.41, A.42, A.43 und A.44 kann Gl. 3.6 nun linear dargestellt werden. Die linearisierte Berechnungsvorschrift der Investitionskosten des Wärmespeichers ist in Gl. A.45 angegeben. Dabei stellen die Koeffizienten $k^{\text{Kapazität}}$ und k^{Existenz} die (energiebezogenen) Kostenparameter aus Gl. 3.6 für beide Wärmespeicherbauformen dar.

$$\begin{aligned}
 I^{\text{WSP}} &= k^{\text{Kapazität,Tank}} \cdot E^{\text{N,WSP\&Tank}} + \gamma^{\text{WSP\&Tank}} \cdot k^{\text{Existenz,Tank}} \\
 &\quad + k^{\text{Kapazität,Erdbecken}} \cdot E^{\text{N,WSP\&Erdbecken}} \\
 &\quad + \gamma^{\text{WSP\&Erdbecken}} \cdot k^{\text{Existenz,Erdbecken}}
 \end{aligned}
 \tag{A.45}$$

A.10 Zusätzliche Modellgleichungen

Installierte thermische Gesamtleistung

Gleichung (A.46) fordert, dass die installierte thermische Gesamtleistung mindestens dem Wert $k^{Q,\min}$ entsprechen muss. Dieser ist festgelegt auf $220 \text{ MW}_{\text{th}}$. Für die Wärmeerzeuger mit freier Größenskalierung – Heißwassererzeuger, Elektrodenheizkessel und Wärmepumpe – werden hierfür direkt die Variablenwerte der installierten thermischen Nominalleistungen in der Bilanz erfasst. Die KWK-Anlagen verfügen über fest vorgegebene elektrische und thermische Nominalleistungen. Daher wird hier jeweils der thermische Leistungswert als Parameter $k^{Q,N}$ mit der binären Existenzvariable γ multipliziert und zur Bilanz addiert.

$$\sum_{k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}} (\gamma_k \cdot k_k^{Q,N}) + \dot{Q}^{\text{N,HWE}} + \dot{Q}^{\text{N,EHK}} + \dot{Q}^{\text{N,WP}} \geq k^{Q,\min} \quad (\text{A.46})$$

Es gelten folgende Werte der thermischen Nominalleistungen: $k^{Q,N,\text{GE1}} = 4,93 \text{ MW}$, $k^{Q,N,\text{GE2}} = 10,50 \text{ MW}$, $k^{Q,N,\text{GE3}} = 18,85 \text{ MW}$, $k^{Q,N,\text{GT}} = 66,4 \text{ MW}$, $k^{Q,N,\text{GuD}} = 46,9 \text{ MW}$. Die Werte der Gasturbine und GuD-Anlage beziehen sich auf Normbedingungen (15°C und $1,01325 \text{ bar}$).

Kosten und Investitionszuschuss des Wärmespeichers

Das Verfahren zur Berechnung der Investitionsausgaben des Wärmespeichers I^{WSP} ist im Abschnitt A.9 beschrieben. Die dort angegebenen Gleichungen werden dem Modell des Wärmespeichers direkt mittels *aristopy's* „user_expressions“ übergeben. Um die Investitionskosten letztendlich zur Zielfunktion hinzuzufügen wird die Methode „add_objective_function_contribution“ genutzt. Hierbei ist zu beachten, dass die Kosten mit minus Eins multipliziert werden müssen, damit sie vom Zielfunktionswert abgezogen werden. Mit den Betriebs- und Wartungskosten wird analog verfahren. Sie werden als prozentualer Anteil der Investitionsausgaben (1,5%) zur Zielfunktion hinzugefügt. Zusätzlich müssen sie mit dem Rentenbarwertfaktor k^{RBF} multipliziert werden, da es sich hierbei um eine jährlich wiederkehrende Zahlung handelt.

Zur Berücksichtigung des möglichen Zuschusses für die Installation eines Wärmespeichers gemäß §23 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, wird die Zuschussvariable Z^{WSP} als nicht-negative reelle Zahl mit einer oberen Grenze $\bar{Z}^{\text{WSP}}$ von zehn Millionen Euro eingeführt ($Z^{\text{WSP}} \in \mathbb{R} \mid 0 \leq Z^{\text{WSP}} \leq \bar{Z}^{\text{WSP}}$). Nach Gl. (A.47) berechnet sich diese aus den Investitionsausgaben multipliziert mit dem anteiligen Zuschuss $k^{\text{Zuschuss,WSP}}$, welcher auf den Wert 30% festgelegt ist. Die Zuschussvariable wird anschließend

ebenfalls mittels *aristopy*'s „`add_objective_function_contribution`“-Methode zur Zielfunktion hinzugefügt.

$$Z^{WSP} \leq k^{Zuschuss,WSP} \cdot I^{WSP} \quad (A.47)$$

Investitionszuschuss für Solarthermie-Kollektoren

Die Berechnung des möglichen Investitionszuschusses für die Installation von Solarthermie-Kollektoren erfolgt analog zum oben beschriebenen Vorgehen beim Wärmespeicherzuschuss. Die obere Grenze $\bar{Z}^{STK}$ der Zuschussvariable Z^{STK} liegt auch hier bei zehn Millionen Euro ($Z^{STK} \in \mathbb{R} \mid 0 \leq Z^{STK} \leq \bar{Z}^{STK}$). Der gewährte Tilgungszuschuss $k^{Zuschuss,STK}$ wird mit dem Wert 40% angenommen. Die installierte Fläche A^{STK} wird bei der Initialisierung der Solarthermie-Kollektoren als Basisvariable festgelegt (siehe Tabelle A.8) und somit auch hier in Gl. (A.48) für die Berechnung der größenabhängigen Investitionsausgaben verwendet.

$$Z^{STK} \leq k^{Zuschuss,STK} \cdot \left(k^{capex_per_capacity,STK} \cdot A^{STK} + k^{capex_if_exist,STK} \cdot \gamma^{STK} \right) \quad (A.48)$$

Zusatzfläche für solare Anlagen und Erdbeckenspeicher

Wie unter Abschnitt 3.1 erläutert, entsteht durch die Aufstellung von Photovoltaik-Anlagen und Solarthermie-Kollektoren, sowie durch die Installation eines Wärmespeichers in Erdbeckenbauweise (volumetrische Kapazität $>50.000 \text{ m}^3$) ein zusätzlicher Flächenbedarf. Für diese Zusatzfläche wird die Variable A^{Extra} eingeführt ($A^{Extra} \in \mathbb{R} \mid 0 \leq A^{Extra} \leq \bar{A}^{Extra}$). Sie ist nach oben limitiert durch die maximal verfügbare Gesamtfläche $\bar{A}^{Extra}$. Zur Berechnung mittels Gl. (A.49) werden die spezifischen Flächenbedarfe $k^{A,Nutz}$ verwendet. Für die PV-Anlagen wird der spezifische Flächenbedarf ($1,5 \text{ ha/MW}_p$) mit der installierten elektrischen Nominalleistung $P^{N,PV}$ multipliziert. Bei den Solarthermie-Anlagen wird das 2,5-fache der installierten Kollektorfläche A^{STK} angesetzt. Für den Erdbeckenspeicher wird die Variable $E^{N,WSP\&Erdbecken}$ aus Gl. A.44 zur Berechnung verwendet. Diese nimmt den Wert der installierten nominalen Wärmespeicherkapazität an, wenn dieser als Erdbeckenspeicher

ausgeführt ist. Andernfalls wird sie zu Null gesetzt. Sie wird mit dem spezifischen Flächenbedarf von $3 \text{ m}^2/\text{MWh}$ multipliziert und hinzuaddiert.

$$A^{\text{Extra}} = k^{\text{A,Nutz,PV}} \cdot P^{\text{N,PV}} + k^{\text{A,Nutz,STK}} \cdot A^{\text{STK}} + k^{\text{A,Nutz,Erdbecken}} \cdot E^{\text{N,WSP\&Erdbecken}} \quad (\text{A.49})$$

$$I^{\text{A,Extra}} = -1 \cdot A^{\text{Extra}} \cdot c^{\text{A,Extra}} \quad (\text{A.50})$$

Durch den Erwerb der Zusatzfläche werden Kosten verursacht, die vom Zielfunktionswert abgezogen werden müssen. Folglich wird in Gl. (A.50) das Produkt aus Zusatzfläche und spezifischen Flächenkosten $c^{\text{A,Extra}}$ zusätzlich mit dem Wert minus Eins multipliziert. Anschließend kann der Term zur Zielfunktion hinzugefügt werden.

Zuschuss für KWK-Strom

Die Stromerzeugung durch KWK-Anlagen wird im Modell mittels eines einmaligen Investitionszuschusses Z^{KWK} vergütet. Die getroffenen Annahmen und der Berechnungsablauf sind im Abschnitt A.4 beschrieben. Dort zeigt Abbildung A.7 eine nicht-lineare Kurve, die den abgezinsten Barwert des KWK-Zuschusses in Abhängigkeit der installierten KWK-Kapazität beschreibt. Diese Kurve wird durch Aufteilung in drei Abschnitte ($\mathcal{J}=\{1, 2, 3\}$) linearisiert. Das prinzipielle Vorgehen zur stückweisen Linearisierung ist unter anderem beschrieben in [38]. Die drei linearen Abschnitte werden jeweils nach oben ($\bar{k}_{\mathcal{J}}^{\text{P,KWK}}$) und unten ($\underline{k}_{\mathcal{J}}^{\text{P,KWK}}$) begrenzt. Die eingeführte Binärvariable ($\gamma_{\mathcal{J}}^{\text{P,KWK}} \in \{0; 1\}$) zeigt an, ob ein Abschnitt aktiv ist ($\gamma_{\mathcal{J}}^{\text{P,KWK}} = 1$). In diesem Fall werden mittels Gl. (A.51) und (A.52) die obere und untere Grenze auf die ebenfalls neu eingeführte KWK-Leistungsvariable $P_{\mathcal{J}}^{\text{N,KWK}}$ des Abschnitts übertragen. Nach Gl. (A.53) kann immer nur einer der drei Abschnitte aktiv sein. Folglich werden die KWK-Leistungsvariablen der inaktiven Abschnitte zu Null gesetzt. Die gesamte verfügbare KWK-Leistung berechnet sich nach Gl. (A.54) durch Summierung der nominalen elektrischen Leistungen $k_{\mathcal{K}^{\text{KWK}}}^{\text{P,N,KWK}}$ aller installierten KWK-Anlagen ($\gamma_k = 1$).

$$P_j^{\text{N,KWK}} \geq \gamma_j^{\text{P,KWK}} \cdot \underline{k}_j^{\text{P,KWK}}, \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad (\text{A.51})$$

$$P_j^{\text{N,KWK}} \leq \gamma_j^{\text{P,KWK}} \cdot \bar{k}_j^{\text{P,KWK}}, \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad (\text{A.52})$$

$$\sum_{j \in \mathcal{J}} \gamma_j^{\text{KWK}} \leq 1 \quad (\text{A.53})$$

$$\sum_{j \in \mathcal{J}} P_j^{\text{N,KWK}} = \sum_{k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}} (\gamma_k \cdot k_k^{\text{P,N,KWK}}) \quad (\text{A.54})$$

Die Berechnung des Investitionszuschusses Z^{KWK} kann nun mittels Gl. (A.55) erfolgen. Hierbei stellen $k_j^{Z,KWK,m}$ und $k_j^{Z,KWK,n}$ die Anstiege bzw. Y-Achsenabschnitte der drei linearen Gleichungen dar. Die nachgestellte Multiplikation mit dem Faktor 10^6 dient zur Angleichung der monetären Größenordnungen von Abbildung A.7 (Millionen Euro) und der Zielfunktion (Euro). Die Variable Z^{KWK} wird anschließend mittels der Methode „add_objective_function_contribution“ zur Zielfunktion hinzugefügt.

$$Z^{KWK} = \sum_{j \in \mathcal{J}} \left(k_j^{Z,KWK,m} \cdot P_j^{N,KWK} + k_j^{Z,KWK,n} \cdot \gamma_j^{P,KWK} \right) \cdot 10^6 \quad (A.55)$$

Die oberen und unteren Grenzen, sowie die Koeffizienten der linearen Gleichungen der drei Abschnitte sind in Tabelle A.2 angegeben. Für die nominalen elektrischen Leistungen der KWK-Anlagen werden folgende Werte angesetzt: $k^{P,N,GE1} = 4,5 \text{ MW}$, $k^{P,N,GE2} = 10,39 \text{ MW}$, $k^{P,N,GE3} = 20,33 \text{ MW}$, $k^{P,N,GT} = 68,6 \text{ MW}$, $k^{P,N,GuD} = 55,0 \text{ MW}$. Die Werte der Gasturbine und GuD-Anlage beziehen sich auf Normbedingungen (15 °C und 1,01325 bar) und berücksichtigen den elektrischen Anlageneigenbedarf.

A.11 Modellformulierung mit inter-periodischen Zeitschritten

Zur Beschreibung der inter-periodischen Zeitschritte wird das neue Set $\mathcal{Q}$ eingeführt. Die Set-Einträge sind durchgehend nummeriert von Eins bis zur Gesamtzahl der Perioden zuzüglich Eins. Das heißt, wenn beispielsweise jährliche Zeitreihendaten verwendet und Typtage gebildet werden, laufen die Einträge q des Sets $\mathcal{Q}$ von 1 bis 366. Die inter-periodischen Zeitschritte befinden sich jeweils zwischen den Perioden und vor der ersten bzw. nach der letzten Periode des Optimierungsmodells.

Inter-periodische Modellgleichungen des Wärmespeichers

Die nachfolgenden Formulierungen der inter-periodischen Modellgleichungen des Wärmespeichers sind adaptiert aus der Arbeit von Kotzur et al. [104]. Sie ersetzen bzw. ergänzen die im Abschnitt A.9 angegebenen Gleichungen (A.34) bis (A.38). Die Gleichungen (A.33) und (A.39) bis (A.45) gelten weiter wie bisher.

Die Begrenzung der Be- und Entladeleistungen mithilfe der Gleichungen (A.56) ist im Vergleich zur ursprünglichen Formulierung (A.35) nahezu unverändert. Es wird lediglich die Indizierung verändert und das fortlaufende Zeitset $\mathcal{T}$ ersetzt durch die typischen Perioden ($p \in \mathcal{P}$) und die Zeitschritte innerhalb der jeweiligen Periode ($s \in \mathcal{S}$).

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{p,s}^{\text{Q-Bus} \rightarrow \text{WSP}} &\leq E^{\text{N,WSP}} \cdot k^{\text{charge_rate}} \cdot \Delta t, & \forall p \in \mathcal{P}, s \in \mathcal{S} \\ \dot{Q}_{p,s}^{\text{WSP} \rightarrow \text{Q-Bus}} &\leq E^{\text{N,WSP}} \cdot k^{\text{discharge_rate}} \cdot \Delta t, & \forall p \in \mathcal{P}, s \in \mathcal{S} \end{aligned} \quad (\text{A.56})$$

Der Füllstand des Wärmespeichers wird in der ursprünglichen Modellformulierung für jeden Zeitschritt t durch die nicht-negative Variable E_t^{WSP} angezeigt. In der inter-periodischen Modellnotation erfolgt die Berechnung mithilfe der Superposition von zwei Variablen. Zur Anzeige des Füllstandes innerhalb („intra“) einer typischen Periode wird die Variable $E_{p,s}^{\text{WSP}}$ verwendet. Diese kann per Definition sowohl positive als auch negative Werte annehmen ($E_{p,s}^{\text{WSP}} \in \mathbb{R}$). Die nicht-negative Variable $E_q^{\text{Inter,WSP}}$ ist definiert für das Set $\mathcal{Q}$ und liefert den saisonalen Beitrag des Speicherfüllstandes, der zwischen („inter“) den Perioden virtuell weitergereicht wird.

Das Superpositions-Prinzip ist schematisch am Beispiel von drei Typtagen in Abbildung A.10 dargestellt. Die Tabelle am unteren Rand der Abbildung zeigt die Zuordnung der nicht-aggregierten Perioden zu den Clustern der drei typischen Perioden und stellt diese in der zeitlichen Abfolge des Originaldatensatzes dar. Beim ersten der drei beispielhaften Typtage stimmen der Speicherinhalt am Anfang und am Ende der

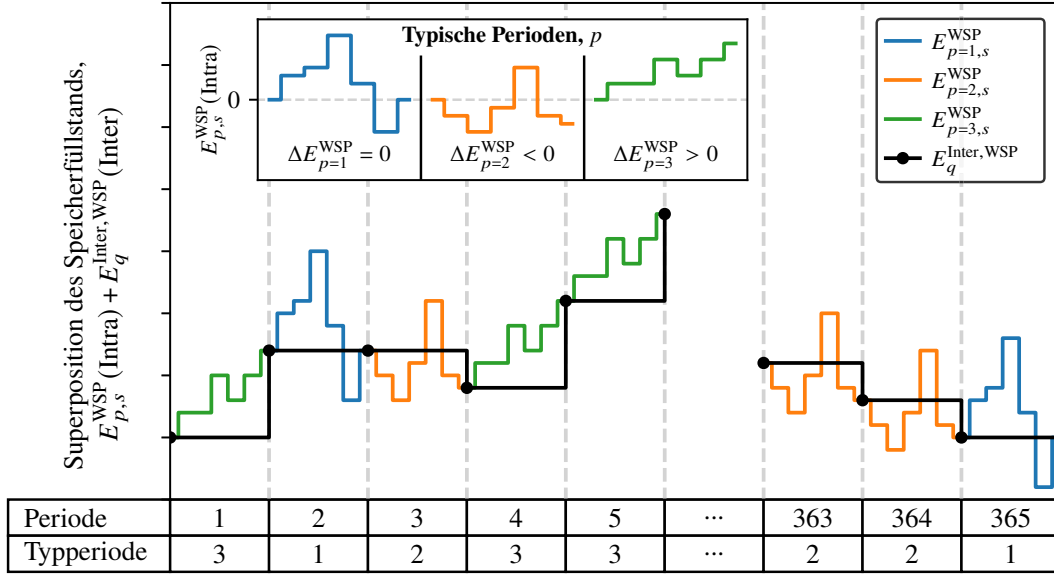


Abbildung A.10: Beispielhafte schematische Darstellung des Superpositions-Prinzips aus Intra- und Inter-Variablenanteil zur Ermittlung des Wärmespeicherfüllstandes bei Verwendung von drei Typtagen.

Periode überein ($\Delta E_{p=1}^{\text{WSP}} = 0$), beim zweiten Typtag übersteigt die Summe der Entladungen die Beladungen ($\Delta E_{p=2}^{\text{WSP}} < 0$) und beim dritten Typtag ist dies umgekehrt ($\Delta E_{p=3}^{\text{WSP}} > 0$). Die Überschüsse und Fehlsommen am Ende der Typtage werden für alle inter-periodischen Zeitschritte an die Variable $E_q^{\text{Inter,WSP}}$ übertragen. Je nach Chronologie der Perioden können somit saisonale Speicherbeiträge im Jahresverlauf weitergereicht werden.

Zur Bilanzierung des Wärmespeicherfüllstandes innerhalb der typischen Perioden wird Gleichung (A.57) verwendet.

$$\begin{aligned}
 E_{p,s+1}^{\text{WSP}} &= E_{p,s}^{\text{WSP}} \cdot (1 - k^{\text{self_discharge}})^{\Delta t} \\
 &+ \dot{Q}_{p,s}^{\text{Q-Bus} \rightarrow \text{WSP}} \cdot k^{\text{charge_efficiency}} \\
 &- \dot{Q}_{p,s}^{\text{WSP} \rightarrow \text{Q-Bus}} / k^{\text{discharge_efficiency}}, \quad \forall p \in \mathcal{P}, s \in \mathcal{S}
 \end{aligned} \tag{A.57}$$

Als Randbedingung (A.58) gilt, dass der Intra-Variable zu Beginn jeder typischen Periode der Wert Null zugewiesen wird.

$$E_{p,1}^{\text{WSP}} = 0, \quad \forall p \in \mathcal{P} \tag{A.58}$$

Der Wert der Inter-Variable am Ende jeder Periode ($E_{q+1}^{\text{Inter,WSP}}$) berechnet sich nach Gleichung (A.59) aus dem Anfangswert ($E_q^{\text{Inter,WSP}}$) abzüglich der Selbstentladung

und zuzüglich des Füllstands der Intra-Variable im letzten Zeitschritt der zugehörigen typischen Periode ($E_{p=f(q),|S|}^{\text{WSP}}$).

$$E_{q+1}^{\text{Inter,WSP}} = E_q^{\text{Inter,WSP}} \cdot (1 - k^{\text{self_discharge}})^{|S| \cdot \Delta t} + E_{p=f(q),|S|}^{\text{WSP}}, \quad (A.59)$$

$$\forall q \in \mathcal{Q} \setminus \{\mathcal{Q}_{|\mathcal{Q}|}\}$$

Analog zu den Gleichungen (A.36) und (A.37) werden mit den Gleichungen (A.60) und (A.61) die Anfangs- und Endfüllstände für die Inter-Variable $E^{\text{Inter,WSP}}$ definiert.

$$E_1^{\text{Inter,WSP}} = k^{\text{soc_initial}} \cdot E^{\text{N,WSP}} \quad (A.60)$$

$$E_{|\mathcal{Q}|}^{\text{Inter,WSP}} = E_1^{\text{Inter,WSP}} \quad (A.61)$$

Die Begrenzung des Speicherfüllstandes erfolgt aus der Superposition der beiden Speichervariablen gemäß der Definition im Gleichungssatz (A.62).

$$E_q^{\text{Inter,WSP}} \cdot (1 - k^{\text{self_discharge}})^{s \cdot \Delta t} + E_{p=f(q),s}^{\text{WSP}} \geq k^{\text{soc_min}} \cdot E^{\text{N,WSP}},$$

$$E_q^{\text{Inter,WSP}} \cdot (1 - k^{\text{self_discharge}})^{s \cdot \Delta t} + E_{p=f(q),s}^{\text{WSP}} \leq k^{\text{soc_max}} \cdot E^{\text{N,WSP}}, \quad (A.62)$$

$$\forall q \in \mathcal{Q} \setminus \{\mathcal{Q}_{|\mathcal{Q}|}\}, s \in \mathcal{S}$$

Da die obige Formulierung für jeden Zeitschritt des Originalproblems notiert werden müsste, liefern Kotzur et al. im Anhang ihrer Arbeit [104] eine alternative zweite Formulierung zur Vorgabe der Speichergrenzen. Hierbei werden die beiden zusätzlichen Variablen $E_p^{\text{max,WSP}}$ und $E_p^{\text{min,WSP}}$ eingeführt und die Speichergrenzen mithilfe der Gleichungen (A.63) und (A.64) forciert. Die Anzahl der erforderlichen Nebenbedingungen kann somit deutlich reduziert werden. Bei moderaten Selbstentladungsraten $k^{\text{self_discharge}}$ ist der Fehler des alternativen Modellierungsansatzes zu vernachlässigen [104]. In *aristopy* kann mit dem Parameter `precise_inter_period_formulation` der Storage-Klasse die gewünschte Variante ausgewählt werden.

$$E_{p,s}^{\text{WSP}} \leq E_p^{\text{max,WSP}}, \quad \forall p \in \mathcal{P}, s \in \mathcal{S}$$

$$E_{p,s}^{\text{WSP}} \geq E_p^{\text{min,WSP}}, \quad \forall p \in \mathcal{P}, s \in \mathcal{S} \quad (A.63)$$

$$E_q^{\text{Inter,WSP}} + E_{p=f(q)}^{\text{max,WSP}} \leq k^{\text{soc_max}} \cdot E^{\text{N,WSP}},$$

$$E_q^{\text{Inter,WSP}} \cdot (1 - k^{\text{self_discharge}})^{|S| \cdot \Delta t} + E_{p=f(q)}^{\text{min,WSP}} \geq k^{\text{soc_min}} \cdot E^{\text{N,WSP}},$$

$$\forall q \in \mathcal{Q} \setminus \{\mathcal{Q}_{|\mathcal{Q}|}\} \quad (A.64)$$

Inter-periodische KWK-Anfahrbedingungen

Das Prinzip der inter-periodischen Zeitschritte wird nachfolgend auch für die Anfahrbedingungen der KWK-Anlagen eingeführt und damit die Berechnung der Startkosten erweitert. Dies ist darin begründet, dass mit der konventionellen Berechnungsvorschrift (A.23) jeweils zu Beginn der typischen Perioden der Wert der binären Betriebsvariable frei gewählt werden kann, ohne dabei die Startkosten zu beeinflussen. Mithilfe von Gleichung (A.65), die für alle Perioden des Optimierungsproblems gilt, wird dies vermieden. Hierbei wird jeweils der Betriebszustand im letzten Zeitschritt der vorherigen zugeordneten typischen Periode ($\delta_{k,p=f(q-1),|S|}$) mit dem Betriebszustand im ersten Zeitschritt der nächsten zugeordneten typischen Periode ($\delta_{k,p=f(q),1}$) verglichen. Wenn die Betriebsvariable von Null auf Eins wechselt – das heißt ein Anfahrvorgang vorliegt – muss die neu eingeführte inter-periodische Startvariable $\sigma_{k,q}^{\text{Inter}}$ den Wert Eins annehmen. Die dabei anfallenden Startkosten werden automatisch in der Zielfunktion berücksichtigt. Die Entscheidung über die Verwendung der inter-periodischen Gleichungen der Anfahrbedingungen kann in *aristopy* mithilfe des booleschen Parameters `precise_inter_period_formulation` der *Conversion*-Klasse getroffen werden.

$$\delta_{k,p=f(q-1),|S|} - \delta_{k,p=f(q),1} + \sigma_{k,q}^{\text{Inter}} \geq 0, \quad (A.65)$$

$$\forall k \in \{\mathcal{K}^{\text{GuD}}, \mathcal{K}^{\text{GT}}\}, \forall q \in \mathcal{Q} \setminus \{\mathcal{Q}_1\}$$

A.12 Annahmen und Gleichungen der Exergie-basierten Allokation

Nachfolgend werden in Ergänzung zum Abschnitt 5.3 einige weitere Informationen geliefert, die für die Berechnung der äquivalenten CO₂-Emissionen und Primärenergiefaktoren der bereitgestellten Fernwärme relevant sind.

Die gesamte Primärenergie und alle Emissionen aus dem Brennstoffeinsatz im Heißwassererzeuger, sowie den Stromimporten zum Betrieb der Netzpumpen und Power-to-Heat-Anlagen sind der Erzeugung von Fernwärme zuzuschreiben. Beim Erdgas- oder Biomethaneinsatz in KWK-Anlagen muss der exportierte KWK-Strom als zusätzliches Produkt berücksichtigt werden. Für die Allokation existieren verschiedene Methoden (siehe Abschnitt 3.2.4) – in der vorliegenden Arbeit soll die Aufteilung Exergie-basiert erfolgen. Prinzipiell ist die Idee hierbei den Produkten Strom und Wärme einer KWK-Anlage die zugeführten Brennstoffe bzw. die damit verbundenen Emissionen nach dem Exergiegehalt anteilig zuzuweisen. Als Berechnungsvorschrift hierfür wird

Gl. (A.66) verwendet. Die Berechnung der Exergie der Wärme $\dot{E}^Q$ erfolgt mithilfe des Carnot-Faktors nach Gl. (A.67). Dabei repräsentieren T^0 die Temperatur an der Systemgrenze, welche mit der Jahresmitteltemperatur von ca. 284 Kelvin abgeschätzt wird, und T^m die mittlere Temperatur der Fernwärme, welche bei Netztemperaturen von 90 °C bzw. 60 °C bei ca. 348 Kelvin liegt.

$$\dot{B}_{k,t}^Q = \dot{B}_{k,t} \cdot \frac{\dot{E}_{k,t}^Q}{\dot{E}_{k,t}^Q + P_{k,t}}, \quad \forall k \in \mathcal{K}^{\text{KWK}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.66})$$

$$\dot{E}^Q = \dot{Q} \cdot \left(1 - \frac{T^0}{T^m}\right), \quad \text{mit } T^m = \frac{T^{\text{VL}} - T^{\text{RL}}}{\ln T^{\text{VL}}/T^{\text{RL}}} \quad (\text{A.67})$$

Weil Gl. (A.66) jedoch nicht-linear ist, kann sie in dieser Form nicht in einem gemischt-ganzzahlig linearen Optimierungsproblem verwendet werden. Im Optimierungsmodell wird daher weiterhin mittels einer Stromgutschrift gearbeitet, allerdings werden die Gutschriftwerte auf Basis der Exergie abgeschätzt. Als Annahmen gelten hierfür pauschale elektrische und thermische Wirkungsgrade der KWK-Anlagen von jeweils 45%. Die Emissionsfaktoren der Brennstoffe Erdgas und Biomethan werden aus Tabelle 3.1 entnommen und liegen bei 0,24 t_{CO₂-Äquiv.}/MWh und 0,14 t_{CO₂-Äquiv.}/MWh. Die Berechnung erfolgt mithilfe nachfolgender einfacher Bilanzgleichungen:

$$\begin{aligned} f^{\text{em,Exergie,P-Export}} &= \frac{\dot{E}m^{\text{ges}} - \dot{E}m^Q}{P}, \\ \dot{E}m^{\text{ges}} &= f^{\text{em,Brennstoff}} \cdot \dot{B}, \\ P &= \eta^{\text{el}} \cdot \dot{B}, \\ \dot{E}m^Q &= \dot{E}m^{\text{ges}} \cdot \frac{\dot{E}^Q}{\dot{E}^Q + P}, \\ \dot{E}^Q &= \eta^{\text{th}} \cdot \dot{B} \cdot \left(1 - \frac{T^0}{T^m}\right) \end{aligned} \quad (\text{A.68})$$

Für den auf Basis von Erdgas produzierten KWK-Stromexport wird mittels der Gleichungen (A.68) ein Gutschriftwert von 0,450 t_{CO₂-Äquiv.}/MWh berechnet. Beim Einsatz von Biomethan beträgt dieser Wert 0,254 t_{CO₂-Äquiv.}/MWh. Diese Werte finden Eingang in das Optimierungsmodell, um die Emissionen überschlägig mithilfe von Epsilon-Constraints zu begrenzen (siehe Abschnitt 5.3). Die tatsächlichen Exergie-basierten Größen für den Primärenergiefaktor und die äquivalenten CO₂-Emissionen werden im Postprocessing berechnet und in dieser Form in den Abbildungen und Tabellen der Ergebnisse verwendet.

Anhang B

Anhänge zu den Ergebnissen

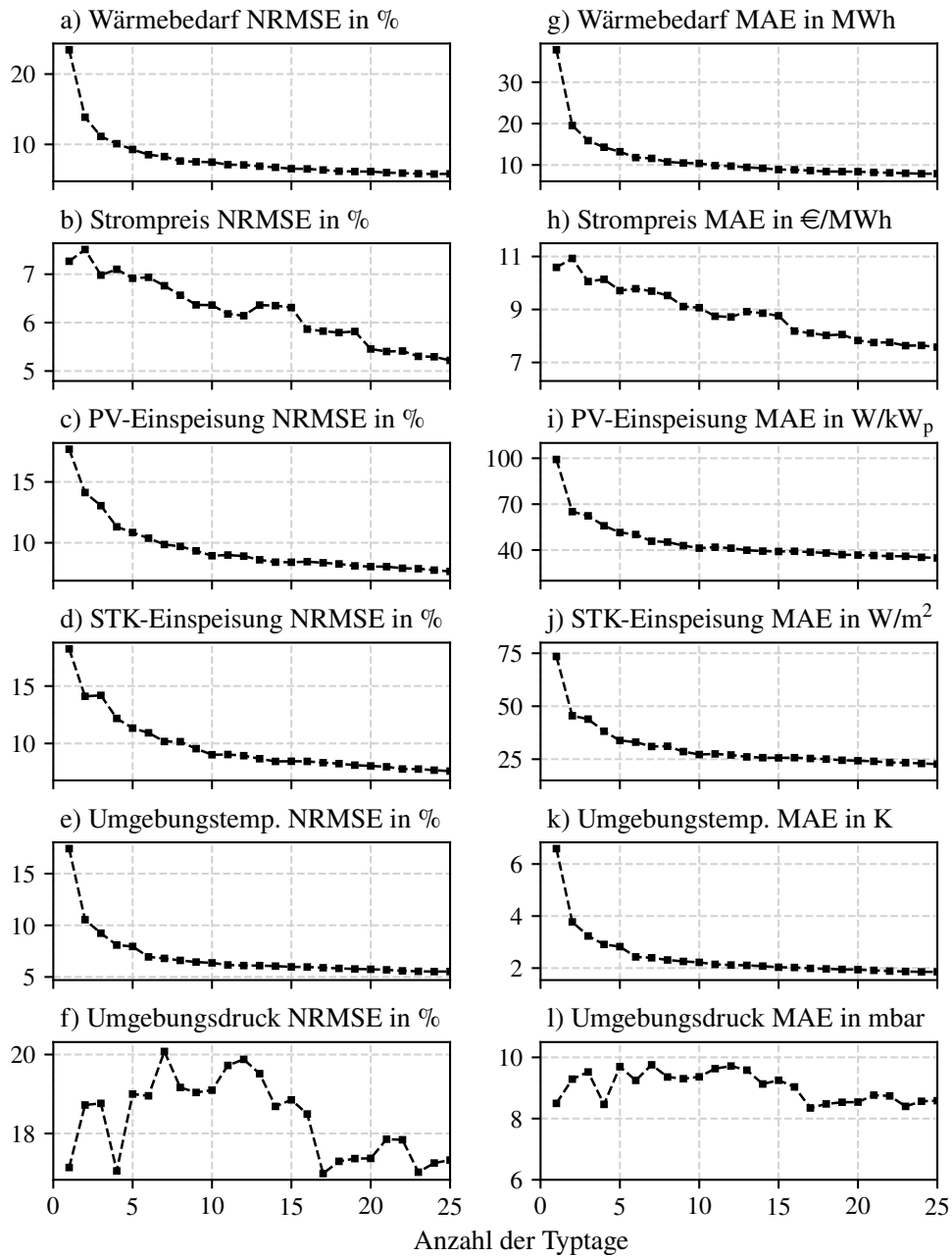


Abbildung B.1: Abschätzung der Clusteringqualität bei Anwendung des „k-medoids“-Verfahrens für die unterschiedlichen Modellzeitreihen über der Anzahl verwendeter Typtage. Links: normierte Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (NRMSE). Rechts: mittlerer absoluter Fehler (MAE).

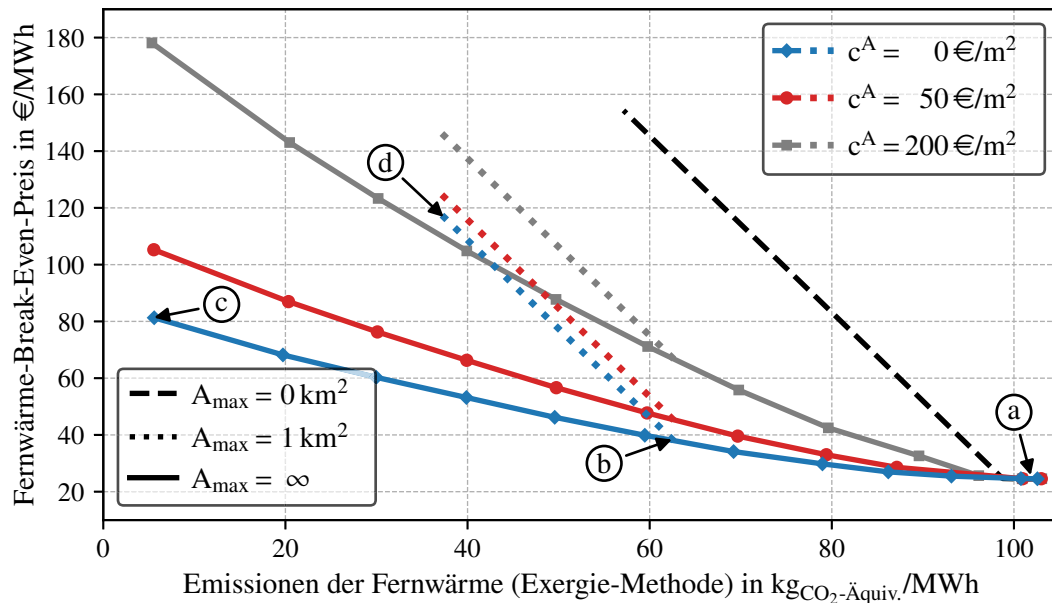


Abbildung B.2: Pareto-Fronten des Zielkonflikts zwischen spezifischen Fernwärmeemissionen (Exergie-basiert) und den Break-Even-Fernwärmepreisen für unterschiedliche Verfügbarkeiten und spezifische Kosten der Zusatzfläche

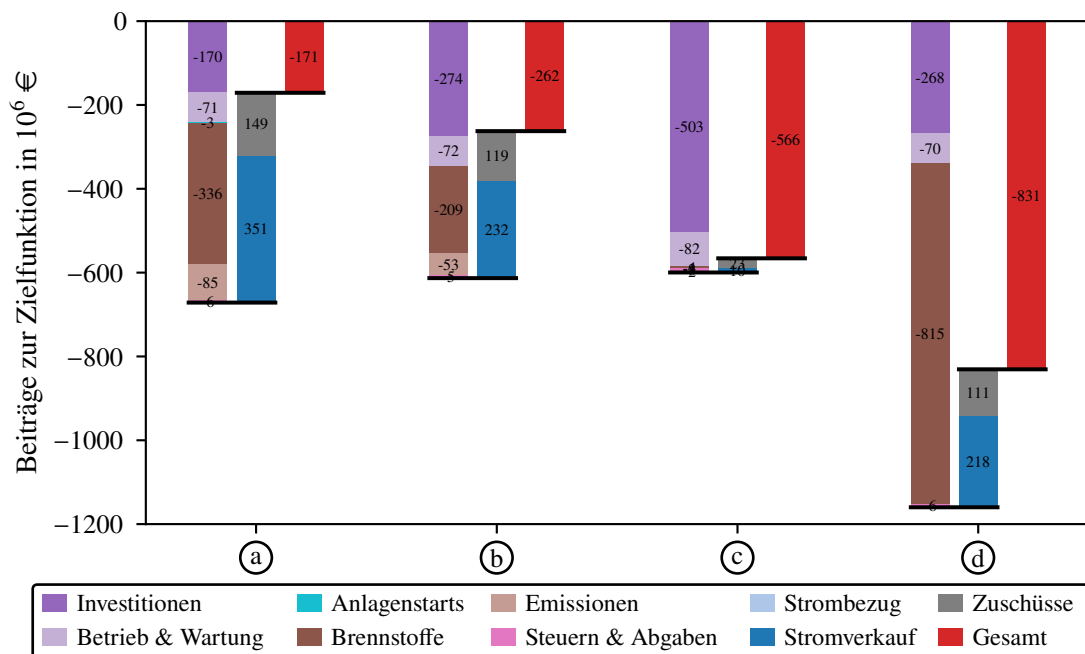
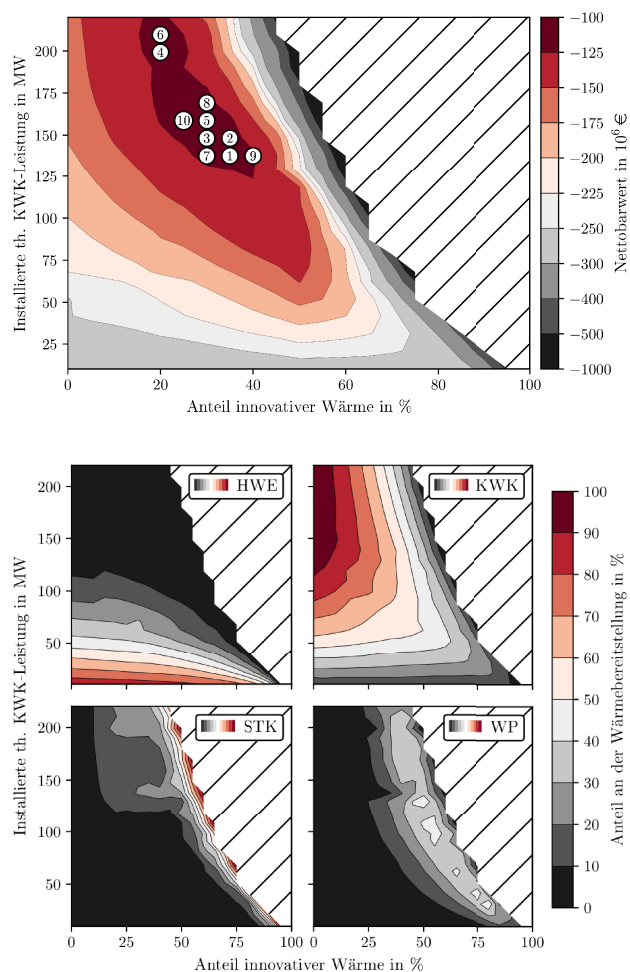


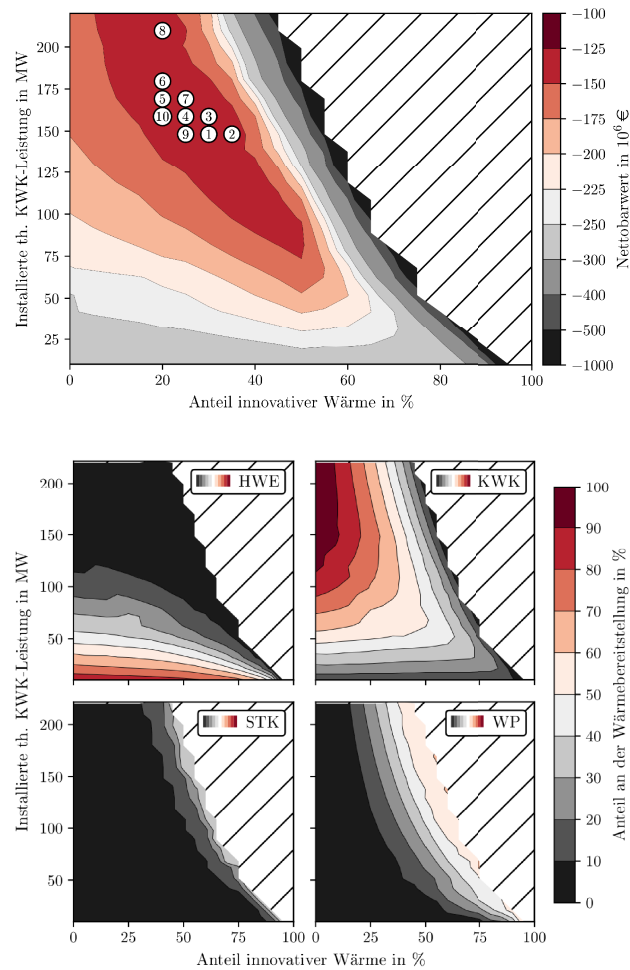
Abbildung B.3: Beiträge zum Zielfunktionswert für vier ausgewählte pareto-optimale Punkte (siehe Abbildung B.2)



Parameter	Lösungsauswahl									
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	137.7	148.2	148.2	199.2	158.7	209.7	137.7	169.2	137.7	158.7
Modulanzahl GM1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1
Modulanzahl GM2	0	1	1	0	2	1	0	3	0	2
Modulanzahl GT	2	2	2	3	2	3	2	2	2	2
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nominalleistung HWE in MW _{th}	69.8	48.6	58.0	20.8	44.3	3.8	73.6	30.6	50.1	52.7
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	12.4	23.2	13.7	0.0	17.0	6.5	8.7	20.1	32.2	8.6
Wärmespeicherkapazität in GWh	22.1	8.0	7.7	15.3	7.5	9.2	9.6	7.5	19.3	7.3
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	22.7	16.9	16.4	20.8	16.2	17.1	18.3	15.8	21.5	15.5
Nominalleistung PV in MW _p	2.3	2.5	3.0	1.2	3.3	3.3	1.3	4.4	14.1	3.9
Größe der Zusatzfläche in ha	66.7	48.3	47.7	58.4	47.6	50.4	50.6	48.2	80.5	46.9
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM in %	4.7	13.3	12.9	0.0	19.2	8.6	4.9	24.7	4.5	18.8
Anteil GT in %	59.4	48.1	56.2	75.9	47.9	66.0	64.6	40.2	51.1	55.4
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil HWE in %	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.2
Anteil STK in %	9.6	19.1	11.8	0.0	14.2	5.6	7.3	16.9	19.6	7.6
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	26.3	19.5	18.9	24.1	18.7	19.8	21.2	18.2	24.8	18.0
Anteil innov. Wärme nach §7a KWKG in %	35.0	35.0	30.0	20.0	30.0	20.0	30.0	30.0	40.0	25.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	204.2	177.9	187.7	278.9	189.4	269.0	189.7	190.3	206.8	198.7
Import Erdgas in GWh _{th} /a	999.2	940.3	1061	1199	1014	1160	1098	969.6	863.9	1126
Import Biomethan in GWh _{th} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	0.8	0.5	0.4	2.8	0.5	0.5	0.5	0.5	2.6	0.3
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	379.5	339.9	406.4	483.9	386.8	461.3	419.5	368.6	308.1	447.9
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	0.07	0.15	0.05	-0.06	0.06	-0.03	0.06	0.06	0.17	-0.03
nach Exergie-Methode	0.42	0.49	0.45	0.38	0.46	0.41	0.45	0.46	0.45	0.43
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-154	-119	-170	-227	-159	-211	-174	-150	-100	-206
nach Exergie-Methode	91	107	99	84	100	93	93	93	93	93
Netto-Barwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-112.5	-114.4	-115.7	-116.7	-116.7	-118.1	-118.5	-119.8	-120.3	-120.4
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	200.1	190.7	183.6	218.5	194.8	218.8	176.7	205.9	214.8	188.2
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	4.7	4.7	4.7	5.1	4.9	5.2	4.6	5.0	4.7	5.0
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.2	0.3	0.3	0.6	0.3	0.6	0.3	0.3	0.2	0.3
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	23.6	22.2	25.0	28.3	23.9	27.3	25.9	22.9	20.4	26.5
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	1.3	1.2	1.4	1.6	1.3	1.5	1.4	1.3	1.1	1.5
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	1.5	2.5	1.7	0.5	1.9	0.9	1.3	2.2	2.6	1.1
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	18.4	16.9	19.8	24.2	19.2	23.4	20.1	18.6	15.7	21.8
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	247.4	250.1	234.2	249.4	242.2	253.2	224.6	249.1	261.4	225.1

^{a)} siehe Fußnote in Tabelle B.7

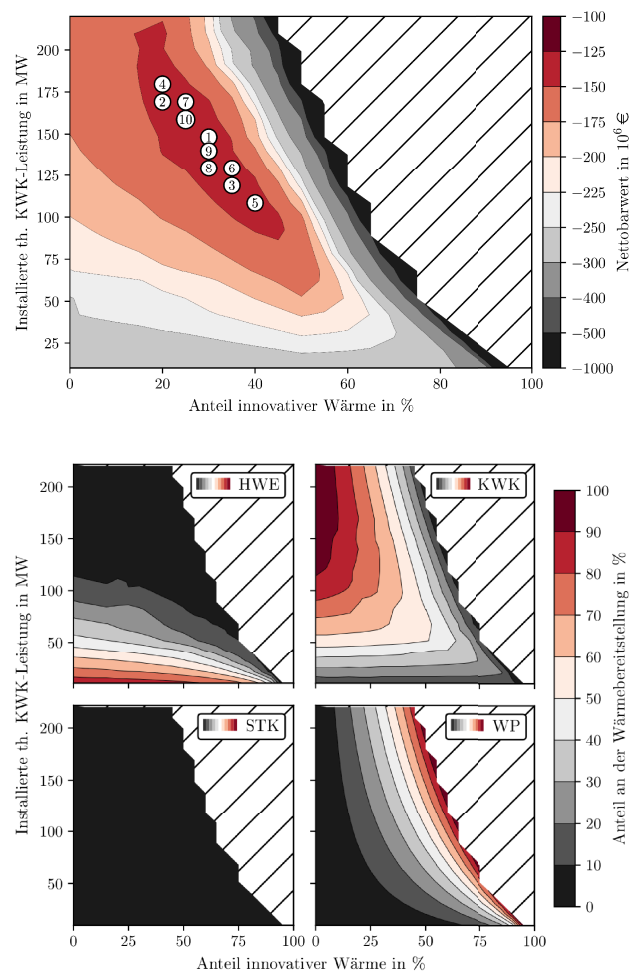
Abbildung B.4 & Tabelle B.1: Ergebnisse zur innovativen Wärme nach §7a KWKG. Annahme: Zusatzfläche unbegrenzt verfügbar, Kosten 0 €/m². Links: Zielfunktionswerte (oben) und Technologieanteile an der Wärmebereitstellung (unten) in Abhängigkeit des innovativen Wärmeanteils und der th. KWK-Leistung. Rechts: Konfigurationen mit den besten Zielfunktionswerten.



Parameter	Lösungsauswahl									
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	148.2	148.2	158.7	158.7	169.2	179.7	169.2	209.7	148.2	158.7
Modulanzahl GM1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
Modulanzahl GM2	1	1	2	2	3	4	3	1	1	2
Modulanzahl GT	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nominalleistung HWE in MW _{th}	49.0	39.8	35.5	43.3	39.8	26.4	31.3	0.0	55.2	51.8
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	22.8	31.9	25.8	18.0	11.0	13.9	19.4	15.3	16.6	9.4
Wärmespeicherkapazität in GWh	4.8	4.6	4.8	4.9	5.3	4.9	5.0	6.7	5.4	5.6
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3
Nominalleistung PV in MW _p	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Größe der Zusatzfläche in ha	22.3	22.2	22.2	22.3	22.4	22.3	22.3	22.8	22.4	22.5
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM in %	15.4	16.1	22.3	21.9	28.1	34.2	28.1	11.0	15.0	21.7
Anteil GT in %	53.7	45.3	44.8	52.4	51.3	44.1	44.7	63.7	60.5	58.4
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil HWE in %	0.2	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.6	0.7
Anteil STK in %	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	21.1	28.9	23.3	15.9	10.8	12.1	17.6	15.7	14.3	9.6
Anteil innov. Wärme nach §7a KWKG in %	30.0	35.0	30.0	25.0	20.0	20.0	25.0	20.0	25.0	20.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	150.9	140.8	151.5	163.6	181.5	184.1	167.9	228.2	162.0	174.3
Import Erdgas in GWh _{th} /a	1054	932	1007	1117	1182	1152	1080	1153	1156	1212
Import Biomethan in GWh _{th} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	0.4	0.7	0.5	0.4	0.3	0.4	0.5	0.6	0.3	0.3
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	378.8	311.5	360.0	421.3	464.8	454.8	407.8	431.4	435.7	474.1
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	0.18	0.28	0.18	0.09	0.00	-0.01	0.08	0.11	0.09	0.01
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Exergie-Methode	0.56	0.60	0.56	0.52	0.49	0.49	0.53	0.53	0.53	0.50
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-130	-78	-121	-168	-207	-205	-163	-168	-174	-209
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Exergie-Methode	122	130	122	115	108	108	115	116	115	108
Netto-barwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-132.7	-134.0	-134.3	-136.5	-136.6	-136.7	-137.2	-137.2	-137.8	-137.9
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	187.4	177.0	184.7	195.2	166.7	174.9	205.4	165.2	156.9	155.1
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	4.6	4.5	4.7	4.8	5.0	5.1	4.9	5.1	4.7	4.9
Starkkosten in 10 ⁶ €/a	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.7	0.4	0.4
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	24.9	22.0	23.7	26.3	27.9	27.2	25.5	27.2	27.3	28.6
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	1.4	1.2	1.3	1.5	1.6	1.5	1.4	1.5	1.5	1.6
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	2.8	3.7	3.0	2.2	1.6	1.7	2.4	2.1	2.0	1.5
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	18.7	15.6	18.0	20.8	22.9	22.6	20.4	22.2	21.3	23.1
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	229.8	243.3	237.1	221.5	217.3	225.1	229.2	247.8	213.1	208.9

^{a)} siehe Fußnote in Tabelle B.7

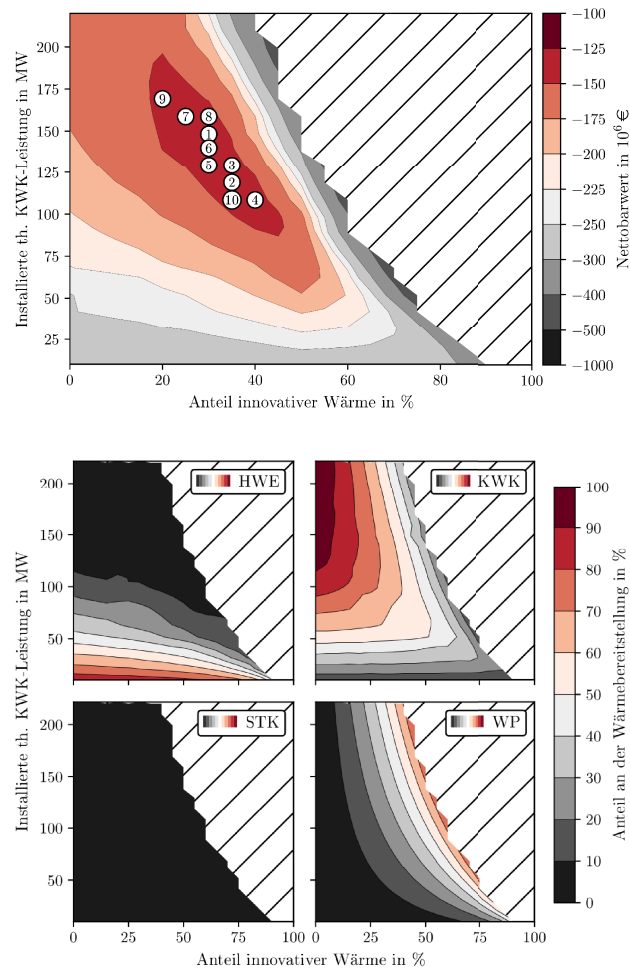
Abbildung B.5 & Tabelle B.2: Ergebnisse zur innovativen Wärme nach §7a KWKG. Annahme: Zusatzfläche unbegrenzt verfügbar, Kosten 50 €/m². Links: Zielfunktionswerte (oben) und Technologieanteile an der Wärmebereitstellung (unten) in Abhängigkeit des innovativen Wärmeanteils und der th. KWK-Leistung. Rechts: Konfigurationen mit den besten Zielfunktionswerten.



Parameter	Lösungsauswahl									
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	148.2	169.2	118.9	179.7	108.4	129.4	169.2	129.4	139.9	158.7
Modulanzahl GM1	1	1	0	1	0	0	1	0	0	1
Modulanzahl GM2	1	3	5	4	4	6	3	6	7	2
Modulanzahl GT	2	2	1	2	1	1	2	1	1	2
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nominalleistung HWE in MW _{th}	39.4	30.5	65.5	19.5	70.1	50.7	25.0	60.1	46.5	34.3
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	32.4	20.3	35.5	20.8	41.5	39.9	26.3	30.5	33.6	27.0
Wärmespeicherkapazität in GWh	0.9	4.0	0.5	4.0	0.5	0.6	3.7	0.6	0.7	1.0
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung PV in MW _p	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Größe der Zusatzfläche in ha	0.0	1.2	0.0	1.2	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM in %	17.1	31.0	41.7	36.5	35.5	45.6	30.2	48.2	51.5	24.5
Anteil GT in %	49.6	48.5	22.4	41.7	23.2	17.5	42.5	21.1	17.1	47.6
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil HWE in %	2.6	0.1	4.9	0.0	6.4	3.2	0.0	4.0	2.4	2.3
Anteil STK in %	30.7	20.4	30.9	21.7	34.9	33.7	27.3	26.8	29.0	25.6
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil innov. Wärme nach §7a KWKG in %	30.0	20.0	35.0	20.0	40.0	35.0	25.0	30.0	30.0	25.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	89.4	149.7	73.9	155.0	65.8	80.3	143.1	86.6	95.7	98.9
Import Erdgas in GWh _{th} /a	1024	1177	945	1147	885	911	1076	1005	977	1090
Import Biomethan in GWh _{th} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	0.5	0.3	0.7	0.3	0.8	0.8	0.5	0.7	0.8	0.4
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	334.6	442.4	314.7	432.0	271.7	303.2	384.9	357.6	348.6	380.2
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	0.34	0.10	0.29	0.09	0.38	0.28	0.19	0.19	0.18	0.24
nach Exergie-Methode	0.67	0.58	0.67	0.58	0.71	0.66	0.61	0.63	0.62	0.64
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-75	-175	-78	-172	-37	-75	-130	-118	-116	-117
nach Exergie-Methode	147	127	146	127	154	144	134	138	136	139
Netto-Barwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-142.6	-142.8	-143.3	-143.4	-144.0	-144.1	-144.4	-144.8	-145.1	-145.4
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	135.3	156.0	129.3	166.1	123.1	141.9	159.3	136.4	148.5	142.7
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	4.3	5.0	4.3	5.1	4.1	4.5	4.9	4.6	4.7	4.6
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.4	0.4	0.1	0.4	0.1	0.1	0.4	0.1	0.2	0.4
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	24.2	27.8	22.3	27.1	20.9	21.5	25.4	23.7	23.0	25.7
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	1.4	1.6	1.2	1.5	1.2	1.2	1.4	1.3	1.3	1.4
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	4.0	2.7	4.1	2.8	4.7	4.4	3.4	3.6	3.8	3.3
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	16.7	21.9	15.2	21.6	13.3	14.9	19.3	17.3	17.1	18.9
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	210.4	204.6	196.1	212.0	198.6	206.3	215.5	191.6	201.6	204.1

^{a)} siehe Fußnote in Tabelle B.7

Abbildung B.6 & Tabelle B.3: Ergebnisse zur innovativen Wärme nach §7a KWKG. Annahme: Zusatzfläche unbegrenzt verfügbar, Kosten 200 €/m². Links: Zielfunktionswerte (oben) und Technologieanteile an der Wärmebereitstellung (unten) in Abhängigkeit des innovativen Wärmeanteils und der th. KWK-Leistung. Rechts: Konfigurationen mit den besten Zielfunktionswerten.



Parameter	Lösungsauswahl									
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10
KWK-Nominalleistung in MW_{th}	148.2	118.9	129.4	108.4	129.4	139.9	158.7	158.7	169.2	108.4
Modulanzahl GM1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0
Modulanzahl GM2	1	5	6	4	6	7	2	2	3	4
Modulanzahl GT	2	1	1	1	1	1	2	2	2	1
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nominalleistung HWE in MW_{th}	39.4	65.3	50.7	70.4	60.2	46.8	34.4	24.6	29.3	79.5
Nominalleistung EHK in MW_{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW_{th}	32.3	35.8	39.8	41.1	30.4	33.2	26.9	36.7	21.5	32.1
Wärmespeicherkapazität in GWh	0.9	0.5	0.5	0.4	0.6	0.7	1.0	1.0	1.2	0.4
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung PV in MW_p	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Größe der Zusatzfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmebereitstellung in GWh_{th}/a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM in %	17.1	41.9	45.6	35.0	48.3	51.5	24.2	24.3	31.3	36.2
Anteil GT in %	49.7	22.0	17.5	23.6	20.9	17.1	48.2	41.3	46.3	28.3
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil HWE in %	2.5	5.1	3.2	6.4	4.0	2.4	2.0	1.4	2.0	7.3
Anteil STK in %	30.7	30.9	33.7	34.9	26.8	29.0	25.6	32.9	20.4	28.2
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil innov. Wärme nach §7a KWKG in %	30.0	35.0	35.0	40.0	30.0	30.0	25.0	30.0	20.0	35.0
Wärmespeicherung in GWh_{th}/a	88.4	72.1	78.4	64.5	85.7	94.2	97.2	90.1	112.6	63.5
Import Erdgas in GWh_{H_2}/a	1024	943.2	910	885	1005	977	1091	983.5	1156	978
Import Biomethan in GWh_{H_2}/a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh_{el}/a	0.5	0.7	0.8	0.8	0.7	0.8	0.3	0.6	0.3	0.7
Export KWK-Strom in GWh_{el}/a	334.5	313.4	302.8	270.9	357.7	348.2	380.5	321.4	425.6	322.4
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	0.34	0.29	0.28	0.39	0.19	0.18	0.24	0.33	0.14	0.31
nach Exergie-Methode	0.67	0.67	0.66	0.71	0.63	0.62	0.63	0.67	0.60	0.68
Fernwärme-Emissionen in $kg_{CO_2-A_{equiv}}/MWh$ nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-74	-77	-74	-36	-118	-116	-117	-72	-158	-76
nach Exergie-Methode	147	146	144	154	138	136	139	146	131	149
Nettoarbeitswert ohne Wärmeerlöse in 10^6 €	-142.5	-143.5	-144.1	-144.2	-144.6	-144.8	-145.2	-145.3	-145.4	-145.7
Investitionsausgaben in 10^6 €	135.3	129.4	141.6	122.4	136.4	148.3	142.6	148.1	150.0	116.6
Betriebs- und Wartungskosten in 10^6 €/a	4.3	4.3	4.5	4.1	4.6	4.7	4.6	4.5	4.8	4.1
Startkosten in 10^6 €/a	0.4	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.4	0.4	0.5	0.1
Brennstoffkosten in 10^6 €/a	24.1	22.2	21.5	20.9	23.7	23.0	25.7	23.2	27.3	23.1
Emissionszertifikatkosten in 10^6 €/a	1.4	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.3	1.5	1.3
Steuern und Abgaben in 10^6 €/a	4.0	4.1	4.4	4.7	3.6	3.8	3.3	4.2	2.7	3.9
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10^6 €/a	16.6	15.2	14.9	13.2	17.3	17.1	18.8	16.2	21.0	15.4
Investitionszuschüsse in 10^6 €	210.4	195.9	206.1	198.4	191.7	201.6	204.2	217.6	201.2	184.1

^{a)} siehe Fußnote in Tabelle B.7

Abbildung B.7 & Tabelle B.4: Ergebnisse zur innovativen Wärme nach §7a KWKG. Annahme: Zusatzfläche nicht vorhanden. Links: Zielfunktionswerte (oben) und Technologieanteile an der Wärmebereitstellung (unten) in Abhängigkeit des innovativen Wärmeanteils und der th. KWK-Leistung. Rechts: Konfigurationen mit den besten Zielfunktionswerten.

Tabelle B.5: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit aktuell gültigen und reduzierten Stromnebenkosten für Power-to-Heat-Anlagen unter Vorgabe unterschiedlicher Leistungen von Wärmepumpen und Elektrodenheizkesseln

Parameter	Vorgabe der WP-Leistung																Vorgabe der EHK-Leistung															
	aktuelle P2H-Kosten								reduzierte P2H-Kosten								aktuelle P2H-Kosten								reduzierte P2H-Kosten							
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	206.3	206.3	181.9	181.9	171.4	160.9	160.9	206.3	171.4	171.4	171.4	150.4	160.9	150.4	206.3	206.3	192.4	181.9	171.4	171.4	171.4	206.3	206.3	181.9	181.9	171.4	171.4	171.4	171.4			
Modulanzahl GM2	7	7	11	11	10	9	9	7	10	10	10	8	9	8	7	7	12	11	10	10	10	7	7	11	11	10	10	10	10			
Modulanzahl GT	2	2	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1			
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Nominalleistung HWE in MW _{th}	3.7	0.6	8.1	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	15.4	11.6	6.5	19.6	3.1	15.6	3.7	0.0	0.2	0.9	2.3	2.9	0.0	3.7	0.0	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	13.2	7.0	2.1	0.0	0.0	0.0	10.0	20.0	30.0	40.0	50.0	75.0	100.0	10.0	20.0	30.0	40.0	50.0	75.0	100.0	100.0			
Nominalleistung WP in MW _{th}	10.0	20.0	30.0	40.0	50.0	75.0	100.0	10.0	20.0	30.0	40.0	50.0	75.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Wärmespeicherkapazität in GWh	1.7	1.7	1.4	1.4	1.2	1.2	1.2	1.7	1.0	0.9	0.9	0.7	0.8	0.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.5	1.5	1.5	1.7	1.7	1.3	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1			
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Nominalleistung PV in MW _p	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Größe der Zusatzfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7			
Anteil GM2 in %	59.2	59.5	81.8	82.0	79.1	76.4	75.4	57.1	72.6	70.7	69.0	59.7	61.7	56.6	59.4	59.4	84.9	82.2	79.5	79.3	79.7	59.0	59.2	82.1	82.3	79.9	79.9	79.2	79.2			
Anteil GT in %	39.6	38.5	15.9	15.8	17.9	20.6	21.6	35.0	13.5	12.6	12.2	15.3	12.3	13.1	40.2	40.5	14.9	17.5	20.0	20.0	20.1	39.3	38.2	14.5	13.7	15.2	15.3	15.5	15.5			
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Anteil HWE in %	0.3	0.1	0.5	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.6	0.4	0.2	0.8	0.2	0.5	0.3	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Anteil STK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.3	0.7	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	1.5	2.6	3.2	4.0	4.9	4.8	5.3	5.3			
Anteil WP in %	1.0	1.9	1.7	2.2	2.7	3.1	3.0	7.1	12.0	15.6	18.4	24.2	25.9	29.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	193.2	188.7	192.8	192.3	172.1	155.5	162.5	182.4	154.3	149.8	145.9	109.6	121.8	134.3	195.3	196.6	217.5	199.9	183.0	182.4	182.8	193.5	189.0	187.3	182.3	164.2	164.6	165.8	165.8			
Import Erdgas in GWh _{th} /a	1414	1401	1346	1344	1340	1344	1346	1316	1188	1146	1117	1045	1021	968	1427	1428	1370	1372	1378	1377	1380	1408	1391	1327	1316	1308	1310	1303	1303			
Import Biomethan in GWh _{th} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	0.7	0.8	1.1	1.1	1.0	1.1	1.4	1.8	2.3	2.4	2.6	3.3	6.5	9.2	0.8	0.8	1.1	1.0	0.9	0.9	0.9	1.4	2.1	3.2	4.2	5.2	6.9	8.9	8.9			
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	605.7	598.8	592.1	591.9	586.3	585.5	586.0	547.3	489.5	466.3	450.3	399.1	392.5	358.2	612.8	613.9	610.1	607.0	607.6	606.1	608.9	597.4	585.2	572.9	565.7	556.4	560.2	555.0	555.0			
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.25	-0.24	-0.31	-0.32	-0.30	-0.29	-0.28	-0.15	-0.11	-0.07	-0.05	0.07	0.06	0.14	-0.26	-0.26	-0.36	-0.34	-0.33	-0.32	-0.33	-0.22	-0.19	-0.25	-0.23	-0.20	-0.20	-0.19	-0.19			
nach Exergie-Methode	0.47	0.47	0.46	0.46	0.47	0.47	0.47	0.51	0.54	0.54	0.55	0.58	0.58	0.61	0.47	0.47	0.45	0.46	0.46	0.46	0.46	0.49	0.51	0.51	0.52	0.54	0.54	0.55	0.55			
Fernwärme-Emissionen in kg _{CO₂} -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-324	-319	-332	-333	-326	-323	-322	-276	-241	-223	-211	-162	-159	-126	-330	-331	-350	-344	-342	-341	-344	-314	-301	-309	-301	-289	-292	-286	-286			
nach Exergie-Methode	103	104	102	101	102	103	103	113	118	119	120	128	129	135	103	102	99	100	100	101	100	108	113	112	115	119	119	122	122			
Nettoanwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-175.8	-182.7	-189.1	-195.3	-201.9	-218.8	-235.7	-151.9	-144.6	-134.4	-139.5	-113.5	-126.1	-150.4	-170.9	-172.1	-173.7	-175.1	-176.2	-180.5	-183.9	-165.5	-166.4	-167.4	-168.4	-169.5	-172.4	-176.7	-176.7			
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	180.9	187.4	189.7	195.9	191.3	196.9	213.7	181.7	172.6	177.9	183.3	168.2	195.1	201.4	175.8	177.1	186.1	177.0	167.5	171.3	174.8	175.8	177.1	173.6	174.3	164.9	168.6	172.5	172.5			
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	5.7	5.7	5.8	5.8	5.6	5.5	5.6	5.6	5.4	5.4	5.3	5.0	5.2	5.0	5.7	5.7	5.9	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.5	5.5	5.5	5.5			
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.6	0.6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.6	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.6	0.6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.6	0.6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2			
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	28.1	27.9	26.8	26.7	26.7	26.7	26.8	26.2	23.6	22.8	22.2	20.8	20.3	19.3	28.4	28.4	27.3	27.3	27.4	27.4	27.5	28.0	27.7	26.4	26.2	26.0	26.1	25.9	25.9			
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	7.1	7.0	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.6	5.9	5.7	5.6	5.2	5.1	4.8	7.1	7.1	6.8	6.9	6.9	6.9	6.9	7.0	7.0	6.6	6.6	6.5	6.6	6.5	6.5			
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4			
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	29.0	28.7	28.2	28.2	27.7	27.3	27.4	26.8	24.0	23.0	22.4	19.9	19.9	18.2	29.2	29.3	29.1	28.7	28.4	28.3	28.4	28.8	28.4	27.5	27.2	26.6	26.6	26.4	26.4			
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	167.6	167.2	149.6	149.6	142.4	135.5	135.6	163.6	136.6	135.0	133.8	117.8	123.3	114.6	168.1	168.1	157.7	150.9	143.9	143.9	144.0	167.1	166.3	148.4	147.9	140.7	140.9	140.7	140.7			

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Tabelle B.6: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit verschiedenen Betriebstemperaturen des Fernwärmenetzes und unterschiedlichen Vorgaben für GuD-Modulanzahl, Wärmepumpenleistung und Solarthermie-Kollektorfläche

Parameter	Vorgabe der GuD-Modulanzahl									Vorgabe der WP-Leistung									Vorgabe der STK-Fläche								
	90/60	70/40	TFK	90/60	70/40	TFK	90/60	70/40	TFK	90/60	70/40	TFK	90/60	70/40	TFK	90/60	70/40	TFK	90/60	70/40	TFK	90/60	70/40	TFK	90/60	70/40	TFK
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	206.3	206.3	206.3	211.2	211.2	200.7	226.6	226.6	226.6	206.3	206.3	206.3	150.4	150.4	150.4	139.9	139.9	139.9	206.3	206.3	195.8	195.8	195.8	185.3	195.8	209.7	164.3
Modulanzahl GM2	7	7	7	3	3	2	0	0	0	7	7	7	8	8	8	7	7	7	7	7	6	6	6	5	6	1	3
Modulanzahl GT	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	2
Modulanzahl GuD	0	0	0	1	1	1	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nominalleistung HWE in MW _{th}	13.7	13.7	14.0	8.8	8.8	20.4	0.0	0.0	14.0	3.7	3.5	0.0	19.6	19.6	20.2	26.7	26.6	28.0	13.7	13.7	24.2	24.2	24.2	35.2	24.2	10.3	57.9
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	7.4	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	10.0	10.0	50.0	50.0	50.0	100.0	100.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherkapazität in GWh	6.9	6.9	6.3	7.3	7.2	6.3	7.8	8.3	6.9	6.5	6.3	5.5	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	6.8	6.8	6.2	6.7	6.8	5.8	14.7	20.7	15.6
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	5.0	5.0	10.0	10.0	10.0	20.0	20.0	20.0
Nominalleistung PV in MW _p	0.7	0.7	1.0	0.6	0.6	0.8	0.7	0.7	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	1.0	0.8	0.7	1.0	0.8	1.0	1.2
Größe der Zusatzfläche in ha	3.0	3.0	3.3	3.0	3.0	3.1	3.4	3.5	3.4	1.9	1.9	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.6	15.6	15.8	28.1	28.1	28.3	55.6	57.6	56.3
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM2 in %	53.3	53.3	57.0	20.7	20.6	14.7	0.0	0.0	0.0	52.7	52.6	55.8	59.7	58.6	59.9	53.1	51.4	53.5	50.9	50.5	48.1	43.0	42.4	39.5	37.9	6.5	22.6
Anteil GT in %	46.7	46.7	42.1	36.9	38.1	38.6	24.2	25.4	19.6	41.0	40.4	37.0	15.2	14.8	15.4	14.6	14.0	15.0	43.3	42.9	44.5	45.5	44.4	47.0	39.0	67.0	51.3
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	42.3	41.2	45.9	75.8	74.6	80.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil HWE in %	0.0	0.0	0.9	0.1	0.0	0.8	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	1.8	0.0	0.1	2.6
Anteil STK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	6.9	6.3	24.2	25.7	23.9	31.3	33.6	30.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8	6.6	5.9	11.6	13.2	11.7	23.1	26.4	23.4
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	247.4	247.1	223.1	213.5	211.8	194.2	203.8	201.3	177.7	228.9	226.8	201.5	111.1	110.9	108.4	113.3	112.4	115.5	235.6	234.6	207.6	229.7	228.3	199.2	240.7	297.3	205.8
Import Erdgas in GWh _{HI} /a	1445	1445	1428	1501	1535	1498	1534	1594	1508	1350	1340	1326	1045	1024	1048	949	917	962	1363	1351	1353	1292	1267	1280	1126	1153	1132
Import Biomethan in GWh _{HI} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	0.9	0.9	0.6	0.8	0.8	0.5	1.4	1.4	0.8	1.5	1.5	1.5	3.4	3.2	3.3	7.9	9.1	8.0	1.1	1.1	0.7	1.1	1.1	0.8	1.3	2.1	1.0
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	619.9	619.8	613.4	667.6	696.1	660.1	704.7	756.3	687.3	565.6	560.8	552.3	399.8	390.3	400.8	341.9	328.1	349.0	585.6	580.1	574.9	551.0	540.5	537.9	480.8	472.3	464.2
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.26	-0.26	-0.26	-0.39	-0.46	-0.36	-0.51	-0.65	-0.47	-0.17	-0.17	-0.15	0.07	0.07	0.07	0.18	0.19	0.17	-0.25	-0.24	-0.22	-0.21	-0.21	-0.17	-0.19	-0.09	-0.10
nach Exergie-Methode	0.46	0.36	0.50	0.45	0.35	0.49	0.44	0.33	0.48	0.50	0.40	0.54	0.58	0.51	0.61	0.62	0.56	0.64	0.44	0.34	0.48	0.42	0.32	0.46	0.36	0.28	0.42
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-333	-332	-330	-382	-411	-372	-425	-478	-409	-289	-286	-279	-163	-158	-163	-111	-102	-116	-315	-312	-303	-292	-286	-278	-255	-230	-227
nach Exergie-Methode	102	79	109	99	76	108	97	73	104	109	89	119	128	113	133	138	125	142	96	74	105	91	70	101	80	63	92
Nettoarbeitswert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-160.9	-160.9	-163.6	-172.5	-166.7	-174.1	-188.1	-177.1	-194.3	-143.7	-143.6	-147.6	-113.2	-112.7	-113.4	-132.7	-132.7	-132.2	-146.3	-145.6	-149.5	-136.5	-135.1	-140.3	-120.5	-110.1	-133.1
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	178.5	178.5	178.4	204.2	204.2	194.1	240.4	240.7	240.9	183.8	183.7	184.1	168.2	168.2	167.7	190.5	190.5	190.3	193.5	193.5	183.5	198.7	198.7	188.6	233.4	228.8	205.1
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	5.8	5.8	5.7	5.6	5.7	5.4	5.8	5.9	5.7	5.7	5.7	5.6	5.0	5.0	5.0	4.8	4.8	4.8	5.7	5.7	5.5	5.5	5.5	5.3	5.5	5.2	5.1
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.4	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.5	0.3
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	24.9	24.9	24.6	25.8	26.4	25.8	26.4	27.4	26.0	23.2	23.1	22.8	18.0	17.6	18.0	16.3	15.8	16.6	23.5	23.3	23.3	22.2	21.8	22.0	19.4	19.9	19.5
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	11.1	11.1	11.0	11.5	11.8	11.5	11.8	12.2	11.6	10.4	10.3	10.2	8.0	7.9	8.1	7.3	7.0	7.4	10.5	10.4	10.4	9.9	9.7	9.8	8.7	8.9	8.7
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	30.5	30.4	29.7	32.0	33.3	31.2	33.5	35.7	32.2	28.2	28.0	27.3	19.9	19.5	19.9	17.2	16.6	17.5	28.9	28.6	28.0	27.1	26.6	26.1	23.8	23.9	22.5
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	169.4	169.4	168.9	180.5	182.1	173.5	197.3	200.5	196.0	165.8	165.4	164.7	117.8	117.1	117.7	107.2	106.0	107.8	173.2	172.8	166.2	168.8	168.1	161.6	164.9	173.9	146.2

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Tabelle B.7: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit dem Referenzjahr 2017 und ohne Verfügbarkeit von Zusatzfläche. Angegeben sind die 20 Konfigurationen mit den höchsten gefundenen Zielfunktionswerten (sortiert nach dem Nettobarwert ohne Wärmeerlöse).

Parameter	Nahe-optimale Lösung																			
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	241.2	230.7	216.8	227.3	220.2	206.3	237.8	195.8	209.7	185.3	199.2	202.9	174.8	213.4	192.4	223.9	181.9	234.4	211.2	221.7
Modulanzahl GM2	4	3	8	9	2	7	10	6	1	5	0	13	4	14	12	15	11	16	3	4
Modulanzahl GT	3	3	2	2	3	2	2	2	3	2	3	1	2	1	1	1	1	1	2	2
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Nominalleistung HWE in MW _{th}	0.2	0.1	3.2	4.7	0.5	13.7	2.6	24.2	10.3	34.7	20.8	17.1	45.2	6.6	27.6	3.3	38.1	2.4	8.8	0.1
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherkapazität in GWh	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.7	1.7	1.6	1.7	1.7	1.7	1.5	1.7	1.7	1.7
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung PV in MW _p	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Größe der Zusatzfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0
Anteil GM2 in %	35.8	28.0	60.4	65.8	19.4	56.0	70.4	50.8	10.1	44.0	0.0	83.1	37.0	85.7	80.5	87.7	77.6	89.6	19.9	26.3
Anteil GT in %	64.2	71.9	39.3	33.8	80.5	42.6	29.3	46.9	88.8	52.6	97.7	15.3	58.7	13.4	17.0	11.9	18.8	10.0	33.7	29.5
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45.5	44.3
Anteil HWE in %	0.0	0.0	0.3	0.4	0.1	1.4	0.3	2.4	1.1	3.4	2.3	1.6	4.4	0.9	2.6	0.4	3.7	0.4	0.9	0.0
Anteil STK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	207.2	203.3	214.0	223.5	201.2	199.9	234.0	185.5	202.3	171.4	190.2	239.5	156.1	252.0	222.0	266.1	200.9	281.0	163.7	172.7
Import Erdgas in GWh _{Hi} /a	1578	1595	1519	1508	1609	1521	1500	1526	1619	1532	1622	1455	1540	1454	1453	1453	1450	1449	1588	1583
Import Biomethan in GWh _{Hi} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	0.5	0.4	0.8	0.9	0.4	0.8	1.0	0.7	0.4	0.6	1.2	1.1	0.5	1.2	1.1	1.2	1.0	1.3	0.6	0.6
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	652.8	652.7	649.7	651.3	648.9	644.3	653.5	638.9	641.6	632.2	627.6	642.1	627.7	645.6	636.5	647.8	629.2	648.9	697.6	702.9
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.15	-0.12	-0.25	-0.27	-0.08	-0.22	-0.30	-0.18	-0.03	-0.14	0.05	-0.33	-0.10	-0.35	-0.30	-0.36	-0.28	-0.37	-0.34	-0.38
nach Exergie-Methode	0.48	0.49	0.47	0.47	0.50	0.48	0.46	0.49	0.51	0.51	0.53	0.46	0.52	0.46	0.48	0.45	0.49	0.45	0.47	0.46
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-306	-299	-325	-331	-288	-316	-338	-307	-273	-295	-251	-339	-285	-344	-332	-348	-322	-351	-366	-376
nach Exergie-Methode	105	107	103	102	108	105	101	108	112	111	116	102	114	100	104	99	107	98	102	99
Nettobarwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-137.5	-137.8	-138.4	-138.8	-139.0	-139.2	-139.5	-140.3	-140.6	-142.5	-143.9	-145.1	-145.4	-145.6	-145.6	-146.3	-146.8	-147.9	-148.2	-148.3
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	187.4	177.0	184.7	195.2	166.7	174.9	205.4	165.2	156.9	155.1	147.1	193.0	145.0	202.8	183.2	213.0	172.2	223.3	200.5	210.4
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	5.9	5.8	6.0	6.2	5.6	5.9	6.4	5.7	5.4	5.5	5.1	6.3	5.4	6.4	6.1	6.5	5.9	6.7	5.6	5.8
Startkosten in 10 ⁶ €/a	1.0	1.0	0.5	0.6	1.0	0.5	0.5	0.5	1.0	0.5	0.9	0.2	0.5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.7	0.7
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	33.0	33.3	31.7	31.5	33.6	31.8	31.4	31.9	33.8	32.0	33.9	30.4	32.2	30.4	30.4	30.4	30.3	30.3	33.2	33.1
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	1.8	1.9	1.8	1.8	1.9	1.8	1.8	1.8	1.9	1.8	1.9	1.7	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.9	1.9
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	0.6	0.6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5	0.4	0.4
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	30.7	30.5	30.0	30.3	30.2	29.7	30.6	29.3	29.9	28.9	29.3	29.6	28.5	29.9	29.2	30.3	28.6	30.5	31.4	31.7
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	192.7	186.7	176.6	182.9	180.3	169.9	189.2	163.1	173.6	156.1	166.4	165.9	149.0	172.5	159.0	179.0	151.6	185.2	181.2	188.0

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Tabelle B.8: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit dem Referenzjahr 2018 und ohne Verfügbarkeit von Zusatzfläche. Angegeben sind die 20 Konfigurationen mit den höchsten gefundenen Zielfunktionswerten (sortiert nach dem Nettobarwert ohne Wärmeerlöse).

Parameter	Nahe-optimale Lösung																			
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	206.3	216.8	227.3	195.8	237.8	181.9	202.9	192.4	185.3	213.4	171.4	230.7	241.2	223.9	220.2	174.8	160.9	234.4	209.7	150.4
Modulanzahl GM2	7	8	9	6	10	11	13	12	5	14	10	3	4	15	2	4	9	16	1	8
Modulanzahl GT	2	2	2	2	2	1	1	1	2	1	1	3	3	1	3	2	1	1	3	1
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nominalleistung HWE in MW _{th}	13.7	3.2	8.4	24.2	0.3	38.1	17.1	27.6	34.7	6.6	48.6	0.6	4.1	2.4	3.1	46.5	59.1	1.2	10.3	69.6
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherkapazität in GWh	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.4	1.7	1.7	1.3
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung PV in MW _p	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Größe der Zusatzfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9	636.9
Anteil GM2 in %	55.8	60.9	65.6	50.1	69.9	76.8	83.7	80.0	44.1	86.4	73.7	28.6	35.8	88.6	19.8	37.1	69.3	90.2	10.7	64.3
Anteil GT in %	42.3	38.5	33.5	46.4	30.0	18.8	14.2	16.5	51.0	12.8	20.6	71.3	63.5	11.1	79.6	56.2	23.0	9.6	87.3	26.1
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil HWE in %	1.9	0.6	0.9	3.5	0.1	4.4	2.1	3.5	4.9	0.7	5.8	0.1	0.7	0.3	0.6	6.7	7.6	0.2	2.0	9.6
Anteil STK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	198.2	204.7	213.1	184.1	223.3	194.8	218.5	206.4	172.9	232.5	176.2	203.9	207.6	245.5	200.0	160.3	157.3	258.2	204.8	140.0
Import Erdgas in GWh _{HI} /a	1462	1459	1447	1459	1446	1390	1393	1389	1463	1397	1387	1535	1516	1396	1548	1464	1381	1392	1555	1376
Import Biomethan in GWh _{HI} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	1.0	1.0	1.1	0.9	1.1	1.2	1.2	1.3	0.8	1.3	1.1	0.7	0.7	1.3	0.6	0.8	1.0	1.4	0.6	0.9
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	619.9	624.7	624.7	608.3	630.5	601.2	614.9	606.1	602.1	622.0	594.1	629.7	626.7	624.6	625.4	591.8	582.5	624.8	617.0	570.8
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.22	-0.25	-0.27	-0.17	-0.30	-0.27	-0.33	-0.29	-0.13	-0.35	-0.24	-0.13	-0.15	-0.37	-0.08	-0.08	-0.19	-0.38	-0.03	-0.15
nach Exergie-Methode	0.49	0.47	0.47	0.50	0.46	0.49	0.47	0.48	0.52	0.45	0.51	0.49	0.49	0.45	0.50	0.54	0.53	0.45	0.52	0.55
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-317	-326	-330	-301	-340	-319	-338	-326	-290	-347	-310	-301	-305	-351	-290	-274	-295	-353	-274	-279
nach Exergie-Methode	106	103	103	110	100	108	103	106	114	99	111	107	107	98	109	119	116	98	113	120
Nettobarwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-172.7	-172.9	-173.6	-174.0	-174.2	-175.2	-175.4	-175.5	-175.5	-176.0	-176.3	-176.4	-176.6	-177.4	-177.7	-178.2	-178.5	-179.8	-179.8	-181.1
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	174.9	184.7	195.4	165.2	205.3	173.4	193.0	183.3	155.4	202.8	163.0	177.1	187.7	212.9	166.8	145.7	152.3	223.2	156.9	141.8
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	5.7	5.9	6.1	5.5	6.2	5.8	6.1	5.9	5.4	6.3	5.6	5.6	5.8	6.4	5.4	5.2	5.4	6.5	5.2	5.2
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.3	0.3	0.6	0.2	0.3	1.1	1.1	0.2	1.2	0.6	0.3	0.2	1.2	0.2
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	34.2	34.1	33.9	34.1	33.8	32.5	32.6	32.5	34.2	32.7	32.4	35.9	35.5	32.7	36.2	34.3	32.3	32.6	36.4	32.2
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	4.7	4.7	4.6	4.7	4.6	4.5	4.5	4.5	4.7	4.5	4.4	4.9	4.9	4.5	5.0	4.7	4.4	4.5	5.0	4.4
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.5	0.4	0.5	0.6	0.4	0.6	0.5	0.6	0.6	0.5	0.7	0.4	0.4	0.5	0.4	0.7	0.8	0.5	0.5	0.8
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	32.5	32.7	32.9	31.9	33.2	31.4	32.2	31.7	31.5	32.6	30.9	33.2	33.2	32.8	33.0	31.0	30.2	33.0	32.6	29.4
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	168.5	175.0	181.1	161.5	187.5	150.6	164.4	157.4	154.7	171.1	143.4	185.1	190.8	177.5	178.8	147.5	135.8	183.5	172.1	128.1

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Tabelle B.9: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit dem Referenzjahr 2019 und ohne Verfügbarkeit von Zusatzfläche. Angegeben sind die 20 Konfigurationen mit den höchsten gefundenen Zielfunktionswerten (sortiert nach dem Nettobarwert ohne Wärmeerlöse).

Parameter	Nahe-optimale Lösung																			
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	206.3	216.8	195.8	227.3	181.9	171.4	192.4	202.9	185.3	237.8	160.9	213.4	174.8	150.4	230.7	241.2	220.2	223.9	164.3	157.5
Modulanzahl GM2	7	8	6	9	11	10	12	13	5	10	9	14	4	8	3	4	2	15	3	15
Modulanzahl GT	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	1	1	2	1	3	3	3	1	2	0
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nominalleistung HWE in MW _{th}	13.7	6.2	24.2	0.4	38.1	48.6	27.6	17.1	34.7	0.1	59.1	6.6	45.2	69.6	0.2	0.4	0.5	6.4	55.7	62.5
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherkapazität in GWh	1.7	1.7	1.7	1.7	1.4	1.3	1.5	1.7	1.7	1.7	1.2	1.7	1.6	1.1	1.7	1.7	1.7	1.7	1.5	1.3
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung PV in MW _p	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Größe der Zusatzfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM2 in %	59.1	65.4	53.4	70.7	81.8	79.4	85.1	87.6	46.2	75.1	75.1	90.0	38.7	69.9	29.7	37.7	20.8	91.8	30.3	98.2
Anteil GT in %	39.7	34.1	44.8	29.2	16.0	18.0	12.9	11.2	51.1	24.9	21.5	9.3	57.7	25.8	70.3	62.2	79.1	7.8	65.1	0.0
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil HWE in %	1.2	0.6	1.8	0.0	2.2	2.7	2.0	1.2	2.8	0.0	3.4	0.6	3.6	4.3	0.0	0.0	0.1	0.4	4.5	1.8
Anteil STK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	194.2	202.5	182.1	211.4	194.7	175.3	208.8	227.1	170.1	218.6	159.4	241.6	157.1	142.7	198.4	199.9	192.7	253.3	145.3	219.9
Import Erdgas in GWh _{th} /a	1422	1413	1429	1407	1360	1363	1355	1356	1436	1397	1367	1354	1444	1370	1492	1476	1506	1351	1452	1322
Import Biomethan in GWh _{th} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	0.8	0.9	0.8	1.0	1.1	1.0	1.1	1.2	0.7	1.0	0.9	1.2	0.7	0.8	0.5	0.6	0.5	1.2	0.6	1.2
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	609.4	612.2	605.8	616.1	598.1	596.5	599.4	604.4	599.1	615.1	593.0	607.1	594.3	587.0	615.4	616.3	612.5	607.3	587.2	595.7
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.25	-0.28	-0.22	-0.31	-0.32	-0.30	-0.33	-0.36	-0.17	-0.33	-0.28	-0.37	-0.13	-0.24	-0.15	-0.18	-0.10	-0.38	-0.08	-0.38
nach Exergie-Methode	0.48	0.47	0.48	0.46	0.47	0.48	0.47	0.46	0.50	0.45	0.49	0.45	0.51	0.50	0.48	0.48	0.49	0.45	0.53	0.46
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-326	-334	-318	-343	-335	-332	-340	-347	-305	-346	-325	-351	-294	-314	-306	-314	-295	-353	-280	-348
nach Exergie-Methode	104	102	106	100	103	104	102	100	109	99	106	99	112	109	106	105	107	98	115	100
Nettobarwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-169.9	-170.4	-170.4	-171.0	-171.2	-171.2	-171.7	-171.9	-172.1	-172.5	-172.6	-173.4	-173.8	-174.9	-174.9	-175.2	-175.3	-175.6	-176.5	-176.6
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	174.9	184.9	165.2	194.9	171.8	161.5	182.2	192.9	155.4	205.3	151.2	202.8	145.0	140.8	177.0	187.4	166.7	213.1	134.8	170.0
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	5.7	5.9	5.5	6.0	5.8	5.6	5.9	6.1	5.4	6.2	5.5	6.2	5.2	5.3	5.6	5.7	5.4	6.3	5.0	5.8
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.6	0.6	0.6	0.6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.6	0.5	0.2	0.2	0.6	0.2	1.0	1.0	1.0	0.2	0.6	0.0
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	28.3	28.1	28.4	28.0	27.1	27.1	27.0	27.0	28.6	27.8	27.2	27.0	28.7	27.3	29.7	29.4	30.0	26.9	28.9	26.3
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	7.1	7.1	7.1	7.0	6.8	6.8	6.8	6.8	7.2	7.0	6.8	6.8	7.2	6.9	7.5	7.4	7.5	6.8	7.3	6.6
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.4	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	0.5
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	29.1	29.2	28.8	29.5	28.4	28.0	28.6	29.0	28.4	29.6	27.7	29.3	28.1	27.2	29.5	29.6	29.3	29.5	27.7	28.1
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	167.8	174.2	161.3	180.5	150.0	143.0	156.8	163.7	154.5	186.3	135.9	170.2	147.5	128.4	184.0	189.9	177.9	176.3	140.3	132.0

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Tabelle B.10: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2019“ mit Flächenkosten von 0 €/m². Angegeben sind die 20 Konfigurationen mit den höchsten gefundenen Zielfunktionswerten (sortiert).

Parameter	Nahe-optimale Lösung																			
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	220.2	230.7	241.2	209.7	216.8	206.3	227.3	195.8	237.8	185.3	199.2	202.9	192.4	181.9	213.4	174.8	171.4	223.9	164.3	160.9
Modulanzahl GM2	2	3	4	1	8	7	9	6	10	5	0	13	12	11	14	4	10	15	3	9
Modulanzahl GT	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	1	1	1	1	2	1	1	2	1
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nominalleistung HWE in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	10.3	3.2	13.7	0.0	24.2	0.0	34.7	20.8	17.1	27.6	38.1	6.6	45.2	48.6	0.0	55.7	59.1
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherkapazität in GWh	8.9	8.8	9.0	9.0	7.1	6.9	7.2	7.2	7.4	6.9	9.0	6.3	6.2	6.1	6.4	6.6	6.0	6.4	6.6	5.7
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
Nominalleistung PV in MW _p	0.6	0.6	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.7	0.6	1.0	0.8	0.8	0.7	0.8	0.6	0.7	0.8	0.6	0.8
Größe der Zusatzfläche in ha	3.5	3.6	3.7	3.6	3.1	3.1	3.2	3.5	3.2	3.0	4.1	3.0	3.0	2.9	3.1	2.9	2.8	3.1	2.8	3.4
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM2 in %	17.5	24.4	31.2	9.5	58.5	53.3	63.5	47.0	67.8	41.6	0.0	84.4	81.7	78.8	86.8	35.0	75.2	89.0	27.8	70.7
Anteil GT in %	82.5	75.6	68.8	90.5	41.5	46.7	36.5	52.9	32.2	58.3	99.9	15.6	18.3	21.2	13.2	64.4	24.8	11.0	70.9	28.6
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil HWE in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	1.3	0.5
Anteil STK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	286.5	287.7	290.9	285.8	253.7	247.0	257.9	243.6	265.3	225.8	277.7	258.8	244.6	230.6	271.5	214.0	216.1	283.7	201.4	202.7
Import Erdgas in GWh _{HI} /a	1522	1508	1497	1539	1435	1445	1424	1459	1415	1468	1555	1374	1380	1386	1368	1478	1394	1363	1489	1398
Import Biomethan in GWh _{HI} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	0.8	0.9	1.0	0.8	1.0	1.0	1.0	1.8	1.1	0.8	2.3	1.1	1.2	1.0	1.1	0.8	1.0	1.2	0.7	1.7
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	623.5	624.0	626.2	624.4	620.2	620.1	620.0	622.3	619.8	619.2	623.1	613.9	614.8	614.4	613.7	616.5	614.8	613.1	613.5	612.8
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.13	-0.15	-0.19	-0.10	-0.28	-0.26	-0.30	-0.24	-0.32	-0.21	-0.05	-0.37	-0.36	-0.35	-0.38	-0.18	-0.33	-0.39	-0.14	-0.31
nach Exergie-Methode	0.49	0.48	0.48	0.49	0.46	0.46	0.46	0.47	0.45	0.47	0.50	0.44	0.45	0.45	0.44	0.48	0.45	0.44	0.49	0.46
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-305	-312	-320	-299	-337	-333	-342	-329	-345	-322	-289	-354	-352	-349	-356	-313	-347	-357	-304	-341
nach Exergie-Methode	106	105	104	107	101	101	100	102	99	103	109	97	98	98	97	105	99	97	108	100
Nettobarwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-159.4	-159.6	-160.2	-160.5	-160.6	-160.9	-161.4	-162.4	-162.9	-163.4	-163.9	-164.9	-164.9	-165.3	-165.5	-165.6	-166.5	-167.1	-168.8	-169.1
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	171.3	181.7	192.2	161.6	188.4	178.5	198.6	169.2	209.1	158.9	152.1	196.3	186.4	176.6	206.1	149.0	166.7	216.1	139.2	157.5
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	5.5	5.6	5.8	5.3	5.9	5.8	6.1	5.6	6.2	5.5	5.2	6.1	6.0	5.9	6.3	5.3	5.8	6.4	5.2	5.6
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.8	0.8	0.8	0.8	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.7	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.2	0.2	0.5	0.2
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	35.9	35.6	35.3	36.3	33.8	34.1	33.6	34.4	33.4	34.6	36.7	32.4	32.6	32.7	32.3	34.9	32.9	32.1	35.1	33.0
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	2.1	1.8	1.8	1.8	1.8	2.0	1.8	1.8	2.0	1.8
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	31.0	31.2	31.5	31.0	30.6	30.5	30.8	30.3	30.9	30.0	30.7	30.2	30.0	29.7	30.4	29.7	29.4	30.6	29.3	29.1
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	179.9	185.9	192.0	173.9	175.7	169.4	181.8	163.3	187.7	156.5	167.5	165.1	158.7	152.1	171.4	149.6	145.3	177.5	142.6	138.5

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Tabelle B.11: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2025“ mit Flächenkosten von 0 €/m². Angegeben sind die 20 Konfigurationen mit den höchsten gefundenen Zielfunktionswerten (sortiert).

Parameter	Nahe-optimale Lösung																			
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	245.0	237.8	234.4	241.2	223.9	227.3	230.7	213.4	216.8	232.2	239.3	228.8	221.7	202.9	220.2	218.3	206.3	236.0	211.2	225.5
Modulanzahl GM2	17	10	16	4	15	9	3	14	8	5	12	11	4	13	2	10	7	18	3	17
Modulanzahl GT	1	2	1	3	1	2	3	1	2	2	1	1	2	1	3	1	2	0	2	0
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1
Nominalleistung HWE in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17.1	0.0	1.7	13.7	0.0	8.8	0.0
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherkapazität in GWh	13.2	12.2	12.5	12.4	11.3	10.9	11.1	10.9	10.2	11.7	11.0	11.2	11.4	10.5	10.6	10.6	9.7	11.7	11.0	10.4
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung PV in MW _p	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Größe der Zusatzfläche in ha	153.9	153.6	153.7	153.7	153.3	153.2	153.3	153.2	153.0	153.5	153.2	153.3	153.4	153.1	153.1	153.1	152.9	153.5	153.3	153.1
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM2 in %	83.6	59.1	82.5	27.2	81.4	55.9	21.6	80.3	52.6	27.2	54.5	53.0	22.9	78.6	15.3	49.9	48.5	72.4	18.1	71.7
Anteil GT in %	16.4	40.9	17.5	72.8	18.6	44.1	78.4	19.7	47.4	37.7	15.2	15.7	40.5	21.4	84.7	17.1	51.5	0.0	43.8	0.0
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.1	30.3	31.3	36.6	0.0	0.0	33.0	0.0	27.6	38.1	28.3
Anteil HWE in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil STK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	339.5	305.2	327.2	328.1	313.1	296.3	321.5	298.0	285.7	267.5	297.9	284.1	257.9	282.7	318.6	270.2	277.6	326.1	249.7	316.5
Import Erdgas in GWh _{th} /a	1377	1442	1380	1524	1383	1450	1539	1386	1459	1501	1433	1436	1511	1390	1556	1443	1469	1388	1522	1389
Import Biomethan in GWh _{th} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	1.4	1.2	1.3	1.0	1.2	1.1	0.9	1.2	1.0	1.1	1.3	1.2	1.0	1.1	0.9	1.2	1.0	1.5	0.9	1.4
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	619.1	631.2	619.6	646.2	620.0	632.7	648.7	620.6	634.2	674.2	657.4	658.8	677.2	621.4	652.0	661.4	636.0	646.4	680.5	647.2
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.39	-0.32	-0.38	-0.23	-0.38	-0.31	-0.22	-0.38	-0.30	-0.42	-0.47	-0.47	-0.42	-0.37	-0.20	-0.47	-0.29	-0.50	-0.41	-0.50
nach Exergie-Methode	0.44	0.45	0.44	0.47	0.44	0.45	0.47	0.44	0.45	0.44	0.43	0.43	0.44	0.44	0.47	0.43	0.45	0.42	0.44	0.42
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-360	-351	-360	-339	-359	-350	-337	-359	-349	-392	-395	-396	-392	-358	-334	-397	-347	-398	-393	-398
nach Exergie-Methode	96	98	96	102	96	99	102	96	99	97	94	95	97	96	103	95	99	93	97	93
Nettoarbeitswert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	9.9	8.9	8.1	6.9	5.8	5.6	2.4	2.4	1.4	1.3	0.3	-1.0	-1.6	-2.0	-2.7	-3.0	-4.3	-5.3	-5.8	-5.9
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	310.3	281.5	299.5	263.8	288.4	270.3	252.6	278.2	259.7	296.7	324.5	314.3	286.1	268.2	241.9	303.6	249.7	342.8	276.0	331.7
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	8.4	8.0	8.3	7.7	8.1	7.8	7.5	8.0	7.7	7.8	8.3	8.2	7.6	7.9	7.3	8.0	7.6	8.7	7.5	8.5
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.6	1.3	0.6	2.2	0.6	1.3	2.3	0.6	1.4	1.9	1.1	1.2	1.9	0.6	2.3	1.2	1.5	0.6	1.9	0.6
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	34.8	36.5	34.9	38.6	35.0	36.7	38.9	35.1	36.9	38.0	36.3	36.3	38.2	35.2	39.4	36.5	37.2	35.1	38.5	35.1
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	15.5	16.3	15.6	17.2	15.6	16.4	17.4	15.6	16.5	16.9	16.2	16.2	17.1	15.7	17.6	16.3	16.6	15.7	17.2	15.7
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.3	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	70.1	70.5	69.6	72.1	69.0	70.0	71.8	68.4	69.6	73.3	72.7	72.2	72.9	67.8	71.5	71.8	69.1	72.2	72.5	71.6
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	191.0	189.4	185.0	194.1	178.8	183.3	188.1	172.6	177.1	194.1	195.2	189.3	188.1	166.3	182.1	183.2	170.9	190.9	181.9	184.7

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Tabelle B.12: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2025 (EUA 150)“ (siehe Abschnitt 5.5.4) mit Flächenkosten von 0 €/m². Angegeben sind die 20 Konfigurationen mit den höchsten gefundenen Zielfunktionswerten (sortiert).

Parameter	Nahe-optimale Lösung																			
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	245.0	213.4	189.1	178.6	202.9	237.8	168.0	234.4	223.9	192.4	227.3	157.5	236.0	225.5	181.9	214.9	216.8	239.3	204.4	228.8
Modulanzahl GM2	17	14	18	17	13	10	16	16	15	12	9	15	18	17	11	16	8	12	15	11
Modulanzahl GT	1	1	0	0	1	2	0	1	1	1	2	0	0	0	1	0	2	1	0	1
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	1	1
Nominalleistung HWE in MW _{th}	0.0	6.6	30.9	41.4	17.1	0.0	52.0	0.0	0.1	27.6	0.0	62.1	0.0	0.0	38.1	5.1	3.2	0.0	15.6	0.0
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherkapazität in GWh	20.1	17.7	13.1	10.9	12.1	19.5	20.0	1.7	1.7	20.9	24.5	12.3	14.7	14.2	29.3	18.4	32.7	12.8	19.4	12.1
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	8.3	8.3	8.3	8.3	8.4	9.5	8.3	8.3	8.3	9.5	12.3	8.6	8.3	8.3	13.1	8.3	15.9	8.3	8.3	8.3
Nominalleistung PV in MW _p	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Größe der Zusatzfläche in ha	176.8	176.1	174.7	174.1	174.6	179.5	176.7	170.8	170.8	180.0	187.9	175.0	175.2	175.0	191.3	176.3	199.3	174.6	176.5	174.4
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM2 in %	80.8	78.1	90.4	90.4	77.9	61.3	90.4	82.3	81.2	74.6	56.8	89.9	70.8	69.9	69.9	69.4	50.8	57.8	68.4	56.1
Anteil GT in %	9.6	12.3	0.0	0.0	12.4	27.8	0.0	8.1	9.1	14.4	29.0	0.0	0.0	0.0	15.0	0.0	30.8	9.0	0.0	9.5
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.6	20.4	0.0	20.9	0.0	23.6	22.0	24.8
Anteil HWE in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil STK in %	9.6	9.6	9.6	9.6	9.7	11.0	9.6	9.6	9.6	11.0	14.2	9.9	9.6	9.6	15.1	9.6	18.3	9.6	9.6	9.6
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	302.4	260.6	282.5	266.4	237.7	252.5	255.4	258.0	244.6	230.4	248.7	228.4	319.2	309.6	222.9	301.3	253.9	275.1	290.1	260.6
Import Erdgas in GWh _{HI} /a	1231	1237	1205	1205	1237	1259	1205	1227	1230	1224	1220	1199	1243	1245	1171	1246	1169	1275	1248	1279
Import Biomethan in GWh _{HI} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	1.3	1.2	1.2	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	1.5	1.4	0.9	1.4	1.7	1.2	1.3	1.2
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	556.3	556.9	551.1	551.2	556.5	555.1	551.2	555.3	555.8	549.0	535.9	547.7	576.3	577.1	523.8	577.9	512.2	585.9	579.3	587.0
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.36	-0.35	-0.39	-0.39	-0.35	-0.30	-0.39	-0.36	-0.36	-0.34	-0.28	-0.38	-0.44	-0.44	-0.32	-0.44	-0.26	-0.42	-0.44	-0.42
nach Exergie-Methode	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.40	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.37	0.39	0.37	0.39	0.38	0.39
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-326	-325	-330	-330	-324	-313	-330	-327	-326	-318	-300	-327	-352	-352	-303	-353	-284	-353	-354	-353
nach Exergie-Methode	86	86	85	85	86	87	85	86	86	85	84	85	84	84	82	84	81	85	84	85
Nettobarwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-311.0	-316.7	-317.3	-320.9	-321.4	-321.5	-324.5	-325.1	-325.8	-325.9	-326.6	-330.9	-332.2	-332.3	-332.7	-332.9	-333.2	-333.6	-334.7	-334.9
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	339.4	307.2	303.0	292.0	294.4	314.3	287.6	318.2	307.8	293.2	315.1	274.2	369.6	358.9	299.0	351.3	320.6	350.6	342.1	339.8
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	8.4	8.0	8.0	7.9	7.8	8.0	7.9	8.1	8.0	7.8	7.8	7.7	8.8	8.6	7.7	8.5	7.7	8.4	8.4	8.3
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	1.0	0.0	0.4	0.4	0.5	1.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.9	0.9	0.5	0.9
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	47.3	47.5	46.3	46.3	47.5	48.4	46.3	47.1	47.2	47.0	46.8	46.0	47.7	47.8	45.0	47.8	44.9	49.0	47.9	49.1
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	21.1	21.2	20.6	20.6	21.2	21.6	20.6	21.0	21.1	21.0	20.9	20.5	21.3	21.3	20.1	21.3	20.0	21.9	21.4	21.9
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	64.0	62.4	61.1	60.4	61.3	63.0	60.1	61.4	61.0	60.5	60.9	58.6	66.0	65.5	57.9	65.2	58.4	65.8	64.8	65.3
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	218.0	198.7	196.9	188.7	191.0	215.4	182.2	208.5	202.2	202.8	228.2	172.3	217.2	210.8	211.4	205.1	239.4	221.5	198.7	215.2

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Tabelle B.13: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2030“ mit Flächenkosten von 0 €/m². Angegeben sind die 20 Konfigurationen mit den höchsten gefundenen Zielfunktionswerten (sortiert).

Parameter	Nahe-optimale Lösung																			
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	245.0	237.8	234.4	241.2	223.9	227.3	230.7	239.3	213.4	232.2	216.8	236.0	228.8	225.5	220.2	221.7	218.3	202.9	214.9	206.3
Modulanzahl GM2	17	10	16	4	15	9	3	12	14	5	8	18	11	17	2	4	10	13	16	7
Modulanzahl GT	1	2	1	3	1	2	3	1	1	2	2	0	1	0	3	2	1	1	0	2
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	0
Nominalleistung HWE in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	0.0	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	17.1	5.1	13.7
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherkapazität in GWh	33.9	33.7	34.0	34.3	33.6	33.8	34.1	34.8	32.7	35.1	33.5	34.5	34.7	34.0	33.2	37.0	36.0	35.3	34.5	35.3
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung PV in MW _p	1.3	1.2	1.3	1.2	1.3	1.2	1.1	1.2	1.2	1.1	1.2	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.1
Größe der Zusatzfläche in ha	12.0	11.8	12.0	11.9	11.8	11.8	11.8	12.1	11.5	12.1	11.6	12.1	12.0	11.9	11.5	12.6	12.4	12.2	12.0	12.1
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM2 in %	80.9	53.8	79.2	23.5	77.6	50.7	18.4	55.3	75.6	26.2	46.9	76.2	52.9	74.8	13.0	22.0	50.2	73.8	73.8	43.0
Anteil GT in %	19.1	46.2	20.8	76.5	22.4	49.3	81.6	18.7	24.2	45.2	52.9	0.0	20.3	0.0	87.0	48.4	21.9	25.7	0.0	56.0
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.0	0.0	28.6	0.0	23.8	26.8	25.2	0.0	29.7	27.9	0.0	26.2	0.0
Anteil HWE in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	1.1
Anteil STK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	357.8	337.5	348.3	350.1	337.3	327.8	342.9	332.7	324.1	316.8	319.7	351.9	323.4	340.0	335.4	308.9	313.2	310.8	329.0	306.7
Import Erdgas in GWh _{Hi} /a	1384	1454	1388	1531	1392	1462	1542	1432	1395	1506	1469	1379	1438	1381	1555	1515	1443	1396	1383	1470
Import Biomethan in GWh _{Hi} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	2.7	2.5	2.6	2.4	2.5	2.5	2.4	2.6	2.5	2.4	2.4	2.7	2.5	2.6	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.3
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	619.6	632.1	620.1	645.0	620.6	632.7	645.6	651.2	619.8	666.6	632.3	639.8	653.2	641.0	647.3	669.1	654.3	617.8	642.1	627.4
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.37	-0.30	-0.37	-0.21	-0.36	-0.29	-0.19	-0.44	-0.35	-0.37	-0.27	-0.48	-0.43	-0.48	-0.17	-0.36	-0.43	-0.34	-0.49	-0.24
nach Exergie-Methode	0.44	0.46	0.45	0.47	0.45	0.46	0.48	0.44	0.45	0.45	0.46	0.43	0.44	0.43	0.48	0.46	0.44	0.45	0.43	0.48
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-357	-346	-356	-333	-355	-344	-329	-385	-352	-377	-340	-390	-385	-391	-326	-377	-385	-349	-392	-332
nach Exergie-Methode	98	101	98	104	98	101	105	97	99	100	102	95	97	95	106	100	97	100	95	104
Nettoarbeitswert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-62.5	-66.5	-66.6	-68.2	-71.6	-72.5	-75.1	-76.4	-78.4	-79.6	-79.7	-79.7	-80.5	-82.9	-83.0	-85.4	-85.5	-86.6	-87.3	-88.9
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	253.5	225.0	243.1	207.5	232.5	214.7	197.0	269.4	221.9	241.3	204.3	287.1	258.9	276.4	186.0	232.0	249.4	213.7	266.7	195.6
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	6.9	6.4	6.7	6.1	6.6	6.3	5.9	6.9	6.5	6.4	6.1	7.2	6.8	7.1	5.8	6.3	6.6	6.4	6.9	6.0
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.6	1.4	0.6	2.1	0.6	1.4	2.1	1.2	0.7	1.9	1.4	0.6	1.2	0.6	2.1	1.9	1.2	0.7	0.6	1.4
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	37.2	39.1	37.3	41.2	37.5	39.3	41.5	38.5	37.5	40.5	39.5	37.1	38.7	37.1	41.8	40.8	38.8	37.6	37.2	39.5
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	15.6	16.4	15.7	17.3	15.7	16.5	17.4	16.2	15.8	17.0	16.6	15.6	16.2	15.6	17.6	17.1	16.3	15.8	15.6	16.6
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	60.6	61.1	59.9	62.5	59.2	60.4	61.9	62.8	58.3	63.4	59.6	62.0	62.2	61.3	61.1	62.9	61.5	57.4	60.6	58.6
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	194.7	193.3	188.9	197.9	182.8	187.4	192.0	199.0	176.5	197.8	181.1	194.5	193.1	188.5	185.8	192.1	187.3	170.5	182.5	174.9

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.

Tabelle B.14: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für das Szenario „2030 (EUA 150)“ (siehe Abschnitt 5.5.4) mit Flächenkosten von 0 €/m². Angegeben sind die 20 Konfigurationen mit den höchsten gefundenen Zielfunktionswerten (sortiert).

Parameter	Nahe-optimale Lösung																			
	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20
KWK-Nominalleistung in MW _{th}	245.0	234.4	223.9	189.1	213.4	202.9	237.8	178.6	192.4	227.3	168.0	239.3	157.5	216.8	181.9	228.8	147.0	206.3	171.4	218.3
Modulanzahl GM2	17	16	15	18	14	13	10	17	12	9	16	12	15	8	11	11	14	7	10	10
Modulanzahl GT	1	1	1	0	1	1	2	0	1	2	0	1	0	2	1	1	0	2	1	1
Modulanzahl GuD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1
Nominalleistung HWE in MW _{th}	0.1	0.4	4.9	19.5	8.3	13.9	8.2	26.9	15.8	11.2	33.8	0.1	43.4	17.6	24.9	2.6	51.3	14.7	28.4	7.1
Nominalleistung EHK in MW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nominalleistung WP in MW _{th}	0.8	9.2	9.7	11.5	10.5	11.6	11.8	14.5	13.1	13.7	18.1	3.9	19.1	15.5	15.6	9.2	21.7	15.2	20.1	9.6
Wärmespeicherkapazität in GWh	44.1	38.6	39.8	37.0	41.8	40.4	43.6	37.0	47.2	45.0	37.0	43.6	37.0	42.3	56.1	40.7	37.0	57.6	44.8	42.1
Solarthermie-Kollektorfläche in ha	14.8	13.1	14.2	11.3	15.5	16.0	18.5	11.7	18.4	19.7	12.1	15.3	12.8	19.5	21.0	14.8	13.4	24.5	18.5	16.1
Nominalleistung PV in MW _p	1.8	6.0	6.0	7.3	6.8	6.7	7.5	8.7	8.2	8.2	10.6	3.2	10.6	9.3	9.5	5.8	11.9	9.2	11.7	6.0
Größe der Zusatzfläche in ha	52.8	53.0	56.2	50.2	61.3	62.0	70.4	53.1	72.1	74.8	57.2	55.8	58.9	75.3	83.4	57.6	62.2	92.1	77.0	61.7
Wärmebereitstellung in GWh _{th} /a	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7	620.7
Anteil GM2 in %	70.9	68.0	64.9	75.7	61.1	58.1	44.7	72.1	53.8	41.1	68.3	49.9	65.5	37.1	48.4	46.8	61.9	32.6	45.9	43.2
Anteil GT in %	11.4	11.1	11.3	0.0	11.9	12.2	24.2	0.0	12.7	24.5	0.0	11.2	0.0	25.3	11.5	11.3	0.0	25.4	12.7	11.6
Anteil GuD in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0	18.9
Anteil HWE in %	0.0	0.1	1.0	3.7	1.9	3.3	1.7	4.7	3.7	2.5	5.6	0.0	6.6	4.6	5.3	0.4	7.6	3.7	6.4	1.5
Anteil STK in %	17.1	15.1	16.4	13.1	17.9	18.4	21.4	13.5	21.2	22.8	14.0	17.6	14.8	22.6	24.3	17.1	15.5	28.3	21.4	18.6
Anteil EHK in %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anteil WP in %	0.5	5.7	6.4	7.6	7.1	8.0	8.0	9.7	8.6	9.3	12.1	2.6	13.1	10.5	10.5	5.6	15.1	10.0	13.6	6.2
Wärmespeicherung in GWh _{th} /a	322.9	294.9	283.1	278.6	274.6	259.0	274.4	263.5	257.8	265.6	247.9	303.7	229.2	254.5	248.3	284.6	213.9	265.5	227.5	275.2
Import Erdgas in GWh _{HI} /a	1129	1083	1053	1034	1017	992	993	994	945	955	950	1129	920	929	866	1091	879	866	860	1059
Import Biomethan in GWh _{HI} /a	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Import Elektroenergie in GWh _{el} /a	3.9	4.1	4.4	4.9	4.8	4.3	5.2	4.9	5.9	5.2	5.7	4.9	5.2	5.8	6.3	4.3	5.9	5.8	8.2	4.6
Export KWK-Strom in GWh _{el} /a	507.4	476.1	458.4	447.9	437.6	418.6	416.9	422.3	396.4	393.7	396.1	510.9	375.9	372.9	353.4	485.0	351.1	347.3	341.8	466.4
Primärenergiefaktor der Fernwärme nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-0.31	-0.24	-0.21	-0.19	-0.17	-0.13	-0.12	-0.14	-0.11	-0.08	-0.10	-0.32	-0.06	-0.02	-0.04	-0.27	-0.01	-0.02	0.01	-0.24
nach Exergie-Methode	0.37	0.39	0.40	0.43	0.40	0.42	0.40	0.45	0.41	0.40	0.46	0.37	0.47	0.43	0.42	0.38	0.48	0.39	0.45	0.39
Fernwärme-Emissionen in kgCO ₂ -Äquiv./MWh nach Stromgutschrift-Methode ^{a)}	-292	-264	-249	-240	-232	-214	-210	-218	-198	-191	-196	-297	-178	-169	-165	-274	-157	-157	-148	-258
nach Exergie-Methode	82	87	88	96	90	93	88	99	92	90	102	82	104	95	93	85	107	88	101	87
Nettobarwert ohne Wärmeerlöse in 10 ⁶ €	-380.5	-385.8	-389.2	-393.0	-393.6	-397.6	-398.2	-398.2	-403.6	-403.7	-403.7	-406.7	-407.9	-408.2	-411.1	-411.2	-413.4	-414.0	-414.6	-415.1
Investitionsausgaben in 10 ⁶ €	304.9	294.4	288.7	268.1	284.7	276.0	299.1	262.1	278.9	294.9	257.4	324.4	250.2	284.9	284.9	316.3	244.6	298.0	265.0	311.5
Betriebs- und Wartungskosten in 10 ⁶ €/a	6.8	6.6	6.5	6.3	6.3	6.1	6.3	6.1	6.0	6.1	6.0	7.0	5.8	5.9	5.9	6.8	5.6	5.9	5.6	6.6
Startkosten in 10 ⁶ €/a	0.4	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4	0.7	0.0	0.4	0.7	0.0	0.9	0.0	0.7	0.4	0.9	0.0	0.7	0.4	0.9
Brennstoffkosten in 10 ⁶ €/a	30.4	29.1	28.3	27.8	27.4	26.7	26.7	26.7	25.4	25.7	25.6	30.4	24.7	25.0	23.3	29.3	23.7	23.3	23.1	28.5
Emissionszertifikatkosten in 10 ⁶ €/a	34.1	32.7	31.8	31.3	30.8	30.0	30.0	30.1	28.6	28.9	28.7	34.1	27.8	28.1	26.2	33.0	26.6	26.2	26.0	32.0
Steuern und Abgaben in 10 ⁶ €/a	0.6	1.2	1.3	1.6	1.5	1.6	1.6	1.9	1.8	1.7	2.2	0.9	2.3	2.0	2.1	1.2	2.6	1.9	2.6	1.3
Stromerlöse (abzgl. Strombezug) in 10 ⁶ €/a	50.6	47.7	45.8	44.2	43.7	41.7	42.8	41.7	39.5	40.4	39.2	50.8	37.1	38.5	35.9	48.4	34.7	35.9	34.4	46.4
Investitionszuschüsse in 10 ⁶ €	236.1	245.2	235.7	208.4	252.7	241.7	267.6	221.0	230.3	255.8	209.0	259.2	214.9	244.5	234.0	248.5	224.3	252.5	248.5	238.9

^{a)} Gemäß § 22 GEG ist der minimale Wert des Primärenergiefaktors 0,3 (siehe auch Fußnote 27 auf Seite 33). Negative Emissionswerte werden zu Null korrigiert.