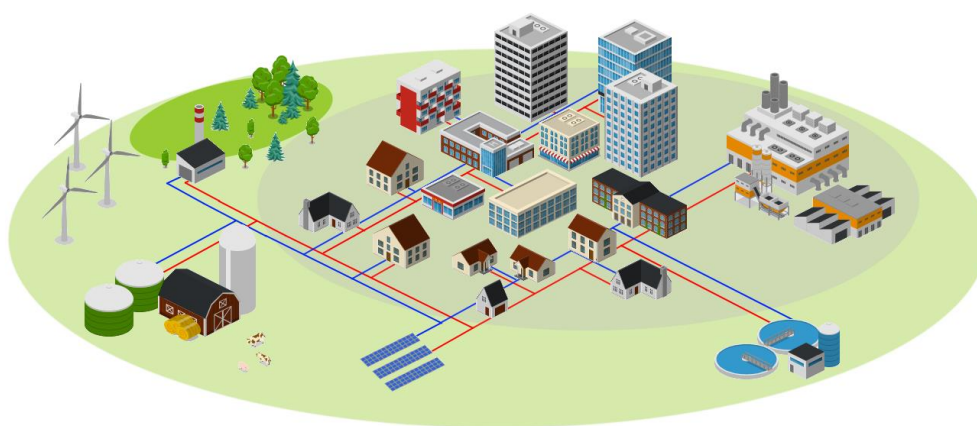


Optionen zum Einsatz fester Biomasse in dekarbonisierten Wärmenetzen (SmartBioGrid)

Schlussbericht

**Anja Bartsch (HS Ansbach), Astrid von Blumenthal (HS Ansbach),
Peter Stange (TU Dresden), Felix Panitz (TU Dresden), Tiedo
Behrends (TU Dresden), Heike Gebhardt (DBFZ), Daniel Büchner
(DBFZ), Volker Lenz (DBFZ), Kerstin Wurdinger (DBFZ)**



© DBFZ 2019, Heike Gebhardt, created with: icograms.com

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Datum: 30.06.2023

Zuwendungsempfänger	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH Torgauer Straße 116 04347 Leipzig Technische Universität Dresden (TUD) Fakultät Maschinenwesen Institut für Energietechnik Helmholzstraße 14 D-01062 Dresden Hochschule Ansbach Biomasse Institut (BIT) Residenzstraße 8 D-91522 Ansbach
Förderkennzeichen	03KB159
Vorhabenbezeichnung	Optionen zum Einsatz fester Biomasse in dekarbonisierten Wärmenetzen
Laufzeit des Vorhabens	01.09.2019 – 31.12.2022

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen FKZ 03KB159 A-C gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

I	Kurzdarstellung.....	4
1	Aufgabenstellung.....	4
2	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde.....	4
3	Planung und Ablauf des Vorhabens.....	5
4	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde.....	6
4.1	Status Quo und Trends deutscher Fernwärme	7
4.2	Rechtlicher Status Quo.....	8
4.3	Status Quo Optimierung zur Erzeugereinsatzplanung und Dimensionierung	9
5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	10
II	Eingehende Darstellung.....	11
1	Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele	11
1.1	Datenrecherche	11
1.2	Einflüsse untersuchter Netzmaßnahmen.....	36
1.3	Entwicklung Optimierungstool	53
1.4	Rechtliche Bewertung	145
2	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	152
3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	152
4	Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans	152
5	Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen.....	153
6	Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen	155
III	Literaturverzeichnis	157
	Anhang A, Optimierungssoftware Lastenheft	168

I Kurzdarstellung

1 Aufgabenstellung

Zum Erreichen der Klimaschutzziele bis 2030/2050 wird auch der Sektor der Wärmeversorgung einen Wandel von fossilen hin zu regenerativen Energieträgern vollziehen müssen. Neben dezentralen Versorgungsanlagen für einzelne Wohneinheiten und Gebäude betrifft das auch Nah- und Fernwärmenetze. Laut AGFW [1] sind mehr als 83 % des in Heizwerken und Heizkraftwerken eingesetzten Brennstoffs fossilen Ursprungs und verantwortlich für etwa 28 Mio. t CO₂-Emissionen pro Jahr. Für bestehende Netze bedeutet das, dass die derzeit eingesetzten fossilen Wärmeerzeuger mittelfristig nicht mehr zur Verfügung stehen. Für die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung gibt es eine Vielzahl von technischen Lösungen, die sich in verschiedenen Leistungen und Konfigurationen kombinieren lassen und darüber hinaus durch die Anforderungen der Abnehmer und des vorhandenen Wärmenetzes beeinflusst werden.

Ziel des Vorhabens war es daher, die Transformation von fossil betriebenen hin zu mit erneuerbarer Energie versorgten Wärmenetzen zu untersuchen, um so die Rolle der Bioenergie in zukünftigen Wärmeversorgungsstrukturen herauszuarbeiten. Die Entwicklung eines kostenfreien Optimierungstools für die Unterstützung bei der Bewertung und der Auswahl geeigneter Transformationsstrategien war dabei ein zentraler Aspekt des Vorhabens. Das Programm soll auf Basis der Nutzervorgaben selbstständig die optimale Erzeugerstruktur und Betriebsstrategie ermitteln. Die zentrale Entwicklung der Software wurde durch eine umfassende Analyse des erforderlichen Pre- und Post-Processings flankiert. Dadurch sollen dem Anwender detaillierte Hilfestellungen sowohl für die vorbereitenden Analysen der möglichen technischen und rechtlichen Anpassungen als auch für die abschließende Bewertung der Ergebnisse gegeben werden. Die hierfür entwickelten Hilfsmittel und Programme sollen allen Anwendern nach Projektabschluss kostenfrei zur Verfügung gestellt werden.

2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Im Jahr 2015 entfielen laut BMUB [2] 38,5 % aller in Deutschland emittierten Treibhausgase auf den Sektor der Energiewirtschaft, sind also der Bereitstellung von Strom und Wärme geschuldet. Weiterhin stellte das BMUB fest, dass 50 % der in diesem Jahr genutzten Endenergie der Wärmeversorgung diente. Zum Erreichen der Klimaschutzziele bis 2030 und 2050 wird daher neben dem Stromsektor auch der Sektor der Wärmeversorgung einen Wandel von fossilen hin zu regenerativen Energieträgern vollziehen müssen. Da gemäß Aussage des Umweltbundesamts [3] etwa ein Zehntel der im Jahr 2016 in Deutschland für Wärmezwecke verbrauchten Endenergie mittels Fernwärme gedeckt wurde, betrifft der Wandel innerhalb des Wärmesektors neben dezentralen Versorgungsanlagen auch Nah- und Fernwärmenetze.

Wärmenetze können dabei einen erheblichen Beitrag zur Emissionsminderung leisten, da sowohl die Möglichkeit der räumlichen Trennung von Wärmequelle und Wärmesenken als auch des zeitlichen Ausgleichs zwischen Wärmeangebot und Wärmebedarf besteht und somit der Einsatz von volatilen, regenerativen Wärmequellen erleichtert wird. Darüber hinaus bietet die Transformation von Wärmenetzen die Option der Effizienzsteigerung, der Senkung der Wärmeverluste und der

dezentralen Einspeisung beispielsweise durch Kunden sowie der potentiellen Kostensenkung. Allerdings sind die möglichen Optionen und die Wirtschaftlichkeit verschiedener Varianten stark von der jeweiligen Netz- und Abnehmerstruktur sowie der Verfügbarkeit von Flächen und unterschiedlichen Wärmequellen abhängig. Es gibt daher keine universelle Netztransaktionsstrategie für alle Bestandsnetze.

Vor diesem Hintergrund war es Ziel des Vorhabens, Optionen für die Transformation von vorrangig mit fossilen Energieträgern betriebenen hin zu mit erneuerbarer Energie versorgten Wärmenetzen durch die Entwicklung eines standardisierten, softwaregestützten Vorgehens aufzuzeigen.

Das von der TU Dresden entwickelte Optimierungstool FreeOpt¹ wurde dafür derart angepasst, dass die Einbindung fester Biomasse in Kombination mit anderen erneuerbaren Energieträgern abgebildet werden kann. Dabei sollen die Anlagenauswahl und die Dimensionierung je nach Nutzerwunsch mit unterschiedlichen Schwerpunkten (z. B. Wärmegestehungskosten, Betriebskosten, Primärenergiefaktor, THG-Emissionen) durchgeführt werden. Im Gegensatz zur klassischen Betrachtung sollen im hier verfolgten Optimierungsansatz unsichere Randbedingungen berücksichtigt werden. Die zentrale Entwicklung der Software wurde durch eine umfassende Analyse des erforderlichen Pre- und Post-Processings flankiert. Dadurch sollen dem Anwender detaillierte Hilfestellungen sowohl für die vorbereitenden Analysen der möglichen technischen und rechtlichen Anpassungen als auch für die abschließende Bewertung der Ergebnisse gegeben werden.

3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Planung und Durchführung des Vorhabens erfolgte entsprechend dem ursprünglichen Projektplan in fünf Arbeitspaketen. Abbildung 1 zeigt den ursprünglichen Strukturplan des Vorhabens und Abbildung 2 den Arbeitsplan mit den Änderungen durch die kostenneutrale Laufzeitverlängerung.

In den Arbeitspaketen (AP) 1 und 2 sollte zunächst eine umfangreiche Beschreibung der für die Software in Frage kommenden Technologien und Netzmaßnahmen erstellt werden. Auf deren Basis sollten die für die nähere Betrachtung in Frage kommenden Transformationsszenarien ausgewählt und letztlich eine Variantenmatrix erstellt werden, die als Grundlage für die Auswahl der in der Software zu berücksichtigenden Parametern dienen sollte. In Bezug auf die Erstellung der Variantenmatrix in AP 2 waren rechtliche Einzelfragen zu klären, z. B. zur Zusammensetzung des Strompreises. Die Beantwortung der mit den Transformationsszenarien einhergehenden, wärmespezifischen Rechtsfragen erfolgte in AP 3, welches ausschließlich durch das Biomasse-Institut bearbeitet wurde. Gemeinsam mit dem DBFZ wurde abschließend in AP 6 eine Handreichung für die Benutzer der Software erstellt, welches u. a. Informationen zu den rechtlichen Fragestellungen bei der Realisierung der denkbaren Transformationsmaßnahmen beinhaltet².

¹ FreeOpt ist ein Ergebnis des Teilthema 4 des BMWi-Projektes (FKZ 0327400B) „LowEx-Fernwärme – MULTILEVEL DISTRICT HEATING“.

² vgl. Webseite des Projektes SmartBioGrid beim Begleitprogramm Energetische Biomassenutzung auf <https://www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/details/project/show/Project/SmartBioGrid-615>



Abbildung 1: Strukturplan des Vorhabens

Das Vorhaben wurde mit einer ursprünglichen Laufzeit von 36 Monaten beantragt und genehmigt. Während der Projektlaufzeit wurde die Bearbeitungszeit mit Hilfe einer kostenneutralen Verlängerung auf 40 Monate ausgedehnt.

Die Verlängerung um 4 Monate bis zum 31.12.2022 wurde im Frühjahr 2022 beantragt und begründete sich vor allem in dauerhaften und anhaltenden Einschränkungen aufgrund der Corona-Pandemie.

	2019				2020												2021												2022													
	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
AP0 Koordinierung																																										
AP1 Variantenmatrix																																										
AP2 Netztransformation																																										
AP3 Rechtliche Aspekte																																										
AP4 Softwareentwicklung																																										
AP5 Validierung																																										
AP6 Zusammenfassung																																										

Abbildung 2: Arbeitsplan des Vorhabens (rot schraffiert sind die Anpassungen in Folge der kostenneutralen Laufzeitverlängerung gekennzeichnet)

4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Zukünftig stellt die netzgebundene Fern- und Nahwärmeversorgung einen wesentlichen Baustein eines THG-freien Energiesystems dar, erlaubt sie doch die effiziente Kombination fluktuierender erneuerbarer Energiequellen mit lokalen Wärmequellen, wie z. B. Abwärme, und verschiedenen Wärmeabnehmern sowie Großwärmespeichern. Trotz der eindeutigen Vorteile wird die Errichtung

neuer, auf erneuerbarer Energie basierender Netze durch die hohen Investitionen, die Unsicherheiten hinsichtlich des zukünftigen Wärmebedarfs und die sich daraus ergebenden langen Amortisationszeiten erschwert. Ähnliche Herausforderungen zeigen sich bei bestehenden Netzen. Erschwerend kommt dort der zukünftige Wegfall vorhandener fossiler Wärmeerzeuger hinzu.

Neben den technischen Herausforderungen ist im Rahmen der Netztransformation auch eine Vielzahl an zivil- und öffentlich-rechtlichen Normen zu berücksichtigen. Sofern dazu Energieerzeugungsanlagen in den angeschlossenen Gebäuden errichtet und die Gebäude selbst als Wärmespeicher genutzt werden sollen, stellt sich in rechtlicher Hinsicht in erster Linie – noch vor der Einholung eventuell erforderlicher Genehmigungen für die Anlagen nach Bau- oder Immissionschutzrecht – die Frage, in welcher Form die beteiligten Parteien künftig zusammenwirken wollen. Ein klar geregeltes Einspeise- und Vergütungssystem bei kundeneigenen Anlagen wie für das Stromnetz im EEG gibt es für Wärme nicht: Das EEWärmeG enthält lediglich Regelungen zur Einhaltung gewisser Standards bei der Wärmeversorgung in Neubauten, jedoch nicht bei Änderungen im Gebäudebestand. Auch die AVBFernwärmeV sieht für eine Deckung des Wärmebedarfs aus regenerativen Quellen durch kundeneigene Anlagen lediglich ein Recht des Kunden zur Anpassung des Vertrages mit dem Netzbetreiber vor, enthält jedoch keine Regelungen für die weitere Ausgestaltung der Rechtsbeziehung, insbesondere den eventuellen Anschluss der zusätzlichen Anlagen an das Wärmenetz. Durch die weitgehend fehlenden gesetzlichen Vorgaben für die Umstellung von Wärmenetzen auf erneuerbare Energien bestehen in der Praxis Unsicherheit und – damit einhergehend – Zurückhaltung bei der Planung von Maßnahmen zur Dekarbonisierung der bestehenden Wärmeversorgung.

4.1 Status Quo und Trends deutscher Fernwärme

In rund 8.500 der deutschen Städte und politisch selbständigen Gemeinden sind Wohngebäude an Fernwärmenetze angeschlossen [4], die insgesamt rund 5,5 Mio. Wohnungen [5] mit Wärme versorgen. 86 % dieser Netze verfügen über eine Rohrleitungslänge von mehr als 100 km und sind in Ballungsräumen verlegt. Aktuell werden 13,5 % aller deutschen Wohneinheiten mit Fernwärme versorgt [5]. Im Jahr 2020 wurden laut AGFW in Deutschland in die bestehenden 1160 Wasser- und 36 Dampfnetze insgesamt 76 TWh_{th} Wärme eingespeist [6]. Bei den eingesetzten Energieträgern dominieren Erdgas (52 %), Steinkohle (19 %) und Braunkohle (7 %) (siehe Abbildung 3). Der Anteil erneuerbarer Wärmequellen ist mit 6 % dementsprechend gering.

Vorbilder für die Umsetzung von mit erneuerbaren Energien versorgten Wärmenetzen finden sich bereits. Die bisherigen Konzepte berücksichtigen verschiedenste Wärmequellen, Erzeuger- und Speichertechnologien, Netztemperaturen, Netzumstrukturierungen wie Sekundärnetzbildung oder dezentrale Nacherwärmung.

Beispielsweise das Wärmenetzsystem der dänischen Kleinstadt Vojens. Zwischen 2012 und 2015 wurden zur Wärmeversorgung der gesamten Stadt eine solarthermische Anlage mit einer Kollektorfläche von insgesamt 70.000 m² aufgestellt sowie eine Absorptions-Wärmepumpe, einen Gaskessel, einen Elektrodenkessel und drei Gasmotoren-BHKW integriert. Zusätzlich befindet sich ein 200.000 m³ großer saisonaler Erdbeckenspeicher im Wärmesystem [7].

Ein ähnliches Konzept wurde bereits 2006 im Rahmen des Forschungsprogramm Solarthermie2000plus als Pilotanlage SNAB (solare Nahwärme am Ackermannbogen) in München umgesetzt. Hierbei wurden, zur Versorgung eines Neubaugebietes, auf den Gebäuden solar-

thermische Anlagen mit einer Kollektorfläche von insgesamt 2.700 m² kombiniert mit einer Absorptions-Wärmepumpe sowie einem Behälterspeicher mit 5.700 m³ [8]. Der weitere Wärmebedarf wird durch das Heißwasser-Fernwärmenetz der Stadtwerke München (SWM) abgedeckt [9].

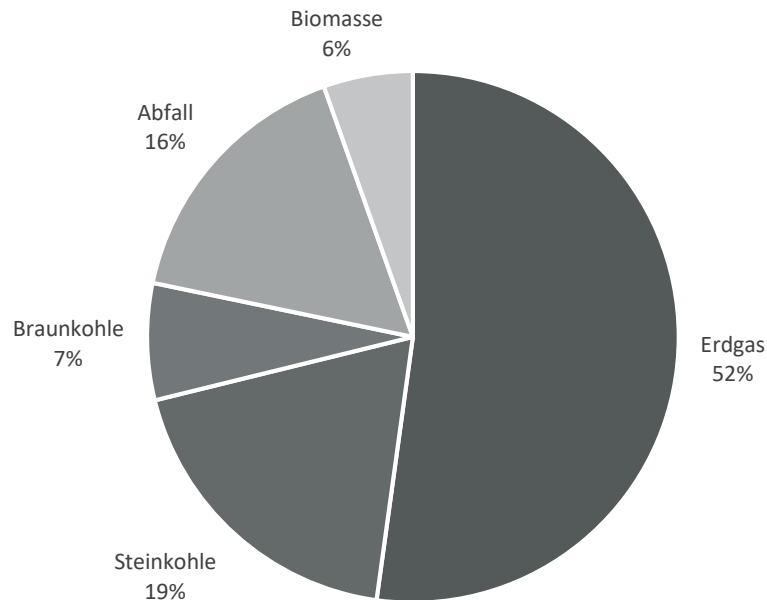


Abbildung 3: Zusammensetzung der zur Bereitstellung von Fernwärme genutzten Primärenergieträger (2020) (Darstellung basierend auf [6])

In der Gemeinde Dollnstein wurde 2014 ein gleitendes Kalt-/ Warmes- Nahwärmenetz etabliert. In diesem Gesamtsystem wird die Wärme zentral mittels einer 100 m² großen solarthermischen Kollektorfläche, einem Flüssiggas-BHKW und einer Wärmepumpe bereitgestellt. Die Wärmepumpe wird durch einen Grundwasserbrunnen oder die solarthermische Anlage gespeist. Zusätzlich verfügen die Hausübergabestationen des Wärmenetzes über dezentrale Wärmepumpen. Im Winter wird das Netz als Warmes Netz mit einer Vorlauftemperatur von 80 °C betrieben und im Sommer als Niedertemperaturnetz mit einer Vorlauftemperatur von 35 °C [10, 11].

Im Jahr 2017 startete die Stadt Hennigsdorf die Ergänzung des bereits bestehenden Biomasse-Heizwerks und des Erdgas-BHKW's um einen 22.000 m³ großen saisonalen Wärmespeicher, eine Solarkollektorfläche von 20.000 m² sowie die Einspeisung der Abwärme aus dem örtlichem Stahlwerk um somit das Bestandsnetz mit Vorlauftemperaturen von 108 – 85 °C ganzjährig zu 80 % mittels erneuerbarer Wärme zu speisen [12].

Obwohl es bereits erfolgreich umgesetzte Konzepte für ausschließlich oder überwiegend mittel erneuerbarer Energien versorgten Wärmenetze gibt, wurden die meisten für Neubaugebiete (Quartiere) oder für bestehende Gebäude als Netzneubau umgesetzt und lassen sich aufgrund der Abweichenden Anforderungen von Bestandsnetzen, der Individualität von Wärmenetzen allgemein und der jeweilig lokal verfügbaren Wärmequellen, nur in den wenigsten Fällen übertragen.

4.2 Rechtlicher Status Quo

Ein klar geregeltes Einspeise- und Vergütungssystem für den Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien, wie z. B. für Stromnetze im EEG, gibt es für Fernwärmenetze nicht [13]. Einen Anspruch auf Drittzugang zu Fernwärmenetzen zwecks Einspeisung oder Durchleitung von Wärme gibt es nach deutschem Recht bislang höchstens im Einzelfall unter

kartell- und wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten [14]. Auch das EnWG gilt lediglich für Strom und Gas, sodass für Fernwärmenetze z. B. auch keine zwingende Entflechtung zwischen Energieerzeugung und Netzbetrieb vorgegeben ist. Bei der Fernwärme gibt es in Deutschland **lediglich gesetzliche Vorgaben für einzelne Teilaspekte**: Das EEWärmeG bzw. nunmehr das GEG enthält Regelungen zur Einhaltung gewisser Standards bei der Wärmeversorgung in Neubauten, macht aber beim Einsatz von Fernwärme keine bestimmten Vorgaben für die Wärmeerzeugung an sich. Das KWKG wiederum fördert zwar teilweise „innovative erneuerbare Wärme“ im Rahmen eines „innovativen KWK-Systems“ (vgl. § 7a KWKG), enthält jedoch keine weiteren Regelungen für Szenarien, die eine Dezentralisierung der Wärmeeinspeisung o. ä. vorsehen. Mietrechtliche Regelungen im BGB und die WärmeLV betreffen lediglich spezielle Fragen beim Einsatz von Fernwärme in vermietetem Wohnraum.

Für das Verhältnis zwischen Fernwärmeversorgungsunternehmen und Kunden ist in den meisten Fällen die **AVBFernwärmeV** maßgeblich, welche Vorgaben für die Ausgestaltung der entsprechenden Wärmelieferverträge enthält und dabei von der in Fernwärmenetzen bislang üblichen Aufgabenverteilung ausgeht – ein Unternehmen kümmert sich um die Erzeugung oder Beschaffung von Wärme, deren Verteilung sowie den Vertrieb und die Versorgungssicherheit der Anschlussnehmer, welche die Wärme nach ihrem Bedarf verbrauchen und die vereinbarte Vergütung entrichten [15]. Enthalten sind u. a. Regelungen zu Vertragsabschluss und -laufzeit, zur Haftung bei Versorgungsstörung, Zutrittsrechten und Zugang zu Kundenanlagen, Abrechnungen und Preisänderungen. Im Hinblick auf erneuerbare Energien ist zwar in § 3 AVBFernwärmeV ein Recht des Kunden zur Vertragsanpassung oder auch Sonderkündigung enthalten, wenn er sich künftig selbst teilweise oder vollständig aus erneuerbaren Energien versorgen möchte, die Integration dieser erneuerbaren Energien in das Netz ist hierbei jedoch nicht vorgesehen. Für den möglichen, sogenannten Prosumer [16] lassen sich hier also keine Regeln ableiten, soweit es um die Einspeisung von Wärme in das bestehende Netz geht. Für das Verhältnis zwischen Fernwärmeversorgungsunternehmen und Industriekunden im Sinne von § 1 Abs. 2 AVBFernwärmeV sowie möglichen Dritten, die Wärme oder Abwärme in das vorhandene Netz einspeisen wollen, gibt es ebenfalls keine besonderen Vorgaben. Im Ergebnis ist die AVBFernwärmeV ausschließlich auf die im Fernwärmebereich weit verbreitete Praxis ausgelegt, dass ein einziger, zentraler Versorger viele Verbraucher mit Wärmelieferung in nur einer Richtung bedient. Für die im Rahmen einer Netztransformation eventuell erforderlichen, alternativen Szenarien, wie z. B. die Einrichtung von Wärmeerzeugungsanlagen im Verantwortungsbereich des Kunden, enthält die AVBFernwärmeV keine spezifischen Regelungen. Sie kann lediglich Anhaltspunkte für die von den Parteien auch in diesen Fällen zu berücksichtigenden Themen geben.

4.3 Status Quo Optimierung zur Erzeugereinsatzplanung und Dimensionierung

Die Anwendung mathematischer Optimierung zur konkreten Erzeugereinsatzplanung und zur modellprädiktiven Regelung ist speziell im Anwenderfeld großer Versorgungsunternehmen verbreitet und seit teilweise Jahrzehnten Stand der Technik [17]. Als beispielhafte Vertreter hierzu verfügbarer, kommerzieller Softwarelösungen sind unter anderem BoFIT [18], TOP-Energy [19], BelVis ResOpt [20] oder auch die magis service engine [21] zu nennen.

In Ergänzung zur konkreten Erzeugereinsatzplanung und Regelung kommen mathematische Optimierungsansätze ebenfalls in Planungsprozessen zum Einsatz. Dies umfasst sowohl Betrachtung

tungen zur Potenzialanalyse aktueller Regelungsmethoden gegenüber dem theoretischen Optimalfall [22] als auch Optimierungsrechnungen zur bestmöglichen Auslegung von Erzeugern und Speichern [23, 24].

An der Professur für Gebäudeenergiechnik und Wärmeversorgung der TUD wurde hierzu bereits 2010 im Rahmen des Projekts „LowEx Fernwärme – Multilevel District Heating“ [25] das Optimierungswerkzeug „FreeOpt“ entwickelt. Dieses verwendet im Kern den in diesem Kontext üblichen mathematischen Ansatz der gemischt ganzzahligen, linearen Optimierung (MILP). Das Programm „FreeOpt“ wurde lizenzfrei zur Verfügung gestellt. Ziel dabei war es, mit Hilfe eines niederschweligen und kostenfreien Einstiegs in die Thematik der Erzeugereinsatzoptimierung einem breiten Nutzerkreis erste einfache Rechnungen zu ermöglichen. Seit Veröffentlichung des Programms bestand kontinuierlich Interesse und Bedarf an dessen Nutzung in einem breiten Spektrum an studentischen Arbeiten, Forschungsprojekten und Anwendungen in der Industrie.

Weitere frei zugängliche, softwaregestützte Entscheidungshilfesysteme zur Auslegung von Erzeugerparks waren zum Zeitpunkt des Projektstarts in sehr überschaubarem Umfang verfügbar. Zu nennen ist hier hauptsächlich die Software Sophena [26] von C.A.R.M.E.N. e.V. Der schwerpunktmäßige Anwendungsfall des Programms sind Problemstellungen zur Planung der Wärmeversorgung und Sektorenkopplung per KWK-Anlagen und Wärmepumpen. Sophena beinhaltet eine umfangreiche Produktdatenbank, welche den Aufwand zur Recherche, Parametrierung und Auswahl möglicher Anlagen deutlich reduziert. Die Berechnungen selbst basieren allerdings nicht auf einem MILP-Ansatz. Somit liefert das Programm keine theoretisch optimale Betriebsführung im mathematischen Optimierungssinn. Ein weiteres Open-Source Framework zur Energiesystemmodellierung ist oemof [27], welches mit oemof.solph [28] ein auf MILP-Optimierung beruhendes Paket zur Erzeugereinsatzoptimierung sowie optimalen Auslegung von Energiesystemen beinhaltet.

Im Zuge von Transformationsprozessen zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung, zur kommunalen Wärmeplanung sowie im Kontext immer komplexer werdender Energiesysteme steigt die Nachfrage nach Softwarelösungen zu deren Optimierung rasant. Vielfältige Varianten zur Versorgung, komplexe Rahmenbedingungen und unterschiedliche Möglichkeiten der Sektorenkopplungen erschweren es, sämtliche Optionen und deren Wechselwirkungen ohne Optimierungsunterstützung vollständig zu überblicken. Diese extrem gewachsene Komplexität der Problemstellungen sowie der Schwerpunkt hin zu einer kombinierten Betrachtung von optimaler Dimensionierung und Betriebsführung von Erzeugerparks begründen die Notwendigkeit der Neuentwicklung eines zeitgemäßen, performanten, generisch anwendbaren Optimierungstools. Dies geht einher mit der auch von Anwenderseite immer weiterwachsenden Bereitschaft zum Einsatz von Softwarelösungen in diesem Kontext.

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Abstimmung der jeweils erzielten Ergebnisse sowie des weiteren Vorgehens zwischen den Projektpartnern (DBFZ, TU Dresden und Biomasse-Institut) erfolgte vor allem in über den gesamten Projektzeitraum hinweg durchgeführten, in der Regel monatlichen Projektbesprechungen sowie ggf. weiteren, anlassbezogenen Besprechungen, z. B. wegen Inhalt und Datengrundlage der Software oder zur Vorbereitung gemeinsamer Konferenz-Teilnahmen oder Veröffentlichungen. Infolge der Corona-Pandemie erfolgten die Absprachen meist telefonisch oder über Web-Konferenzen.

II Eingehende Darstellung

1 Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

1.1 Datenrecherche

Autoren: Heike Gebhardt; Dr. Daniel Büchner - DBFZ

1.1.1 Aufgabenstellung

Auf Basis vorliegender Daten, Modelle, Szenarien und Bewertungsansätzen der Projektpartner sowie dem Studium aktueller Datenquellen sollen für das Jahr 2019 Informationen für (i) verfügbare technische Optionen für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen, (ii) typische Netzarten und (iii) typische Abnehmer und deren Eigenschaften (z. B. Sektoren, Energieverbräuche, Lastprofile, Temperaturniveaus) erstellt werden.

1.1.2 Ergebnisse

1.1.2.1 Kategorisierung von Wärmenetzen

In rund 8.500 der deutschen Städte und politisch selbständigen Gemeinden sind Wohngebäude an Nah- oder Fernwärmenetze angeschlossen [4], die insgesamt rund 5,5 Millionen Wohnungen [5] mit Wärme versorgen. Heutzutage dient im überwiegenden Anteil der Wärmenetze Wasser als Trägermedium, es gibt jedoch auch noch 36 Dampfnetze unterschiedlicher Rohrleitungslängen in Deutschland [6]. Zur Kategorisierung von Fernwärmenetzen können die nachfolgend beschriebenen Netzeigenschaften dienen.

Temperaturniveau

Das Temperaturniveau im Netzvor- und -rücklauf ist ausschlaggebend für die Wärmeverluste über die Verteilleitungen und die Integrationsmöglichkeit verschiedener Wärmeerzeuger. Abhängig von den Vorlauftemperaturen mit denen das Verteilnetz beschickt wird, kann gemäß der Übersicht in Tabelle 1 eine Zuordnung der unterschiedlichen Netzarten erfolgen.

Wärmenetze deren Temperaturniveau je nach Wärmebedarf der Abnehmer, also beispielsweise saisonal, angepasst wird, werden als Gleitnetze bezeichnet. Weiterhin gibt es seltener auch klein ausgelegte, so-leitfähige Kältenetze zur Kühlbedarfsdeckung. Diese Netze werden bei Temperaturen unter null Grad Celsius betrieben und finden ihren Einsatz meist in großen Industrie- und Gewerbeanlagen mit multiplem Kältebedarf.

Tabelle 1: Temperaturniveaus verschiedener Netzarten

Bezeichnung	Dampfnetz	Hochtemperaturnetz	Heißwassernetz	Warmes Netz	Niedertemperaturnetz	Low-Ex-Netz	Kaltes Netz
Temperaturniveau	druckabhängig	> 140 °C	110 – 140 °C	90 – 110 °C	40 – 95 °C	20 – 40 °C	< 20 °C

Netzstruktur

Abhängig von den Anforderungen und Möglichkeiten zu Erschließung der Verbraucher und deren geographischen Verteilung ergeben sich unterschiedlich ausgeführte Netzstrukturen.

Die einfachste Ausgestaltung eines Netzes ist das **Strangnetz**. Gemäß der Darstellung I in Abbildung 4 werden hierbei alle Verbraucher durch einen einzigen Hauptstrang und von diesem abzweigenden Nebensträngen vom Erzeuger versorgt. Dieser Netzaufbau bietet sich insbesondere für industrielle Anlagen zur Versorgung einzelner oder mehrerer Großabnehmer mit vergleichbaren Wärmeanforderungen in geringer Entfernung voneinander an. Verfügt ein Netz über mehr als einen Hauptstrang, bezeichnet man dieses als Strahlennetz. In einem **Strahlennetz** führen mehrere sich gabelnde Hauptstränge vom Erzeuger zu Verbrauchern, die räumlich weit voneinander entfernt liegen können. Besteht der Hauptstrang des Wärmenetzes aus einer geschlossenen Leitungsschleife, von der aus ebenfalls Stränge zu den Verbrauchern führen, so spricht man von einem **Ringnetz**. Es besteht die Möglichkeit weitere Erzeuger zu integrieren und somit die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Ein **Maschennetz** fügt sich aus mehreren untereinander verbundenen Ringnetzen zusammen und kann durch viele Erzeuger versorgt werden. Diese Netze sind mit hohen Investitionskosten und hydraulischen Komplexität verbunden, ermöglichen jedoch eine hohe Versorgungssicherheit und sind mit nur geringem Aufwand erweiterbar [29].

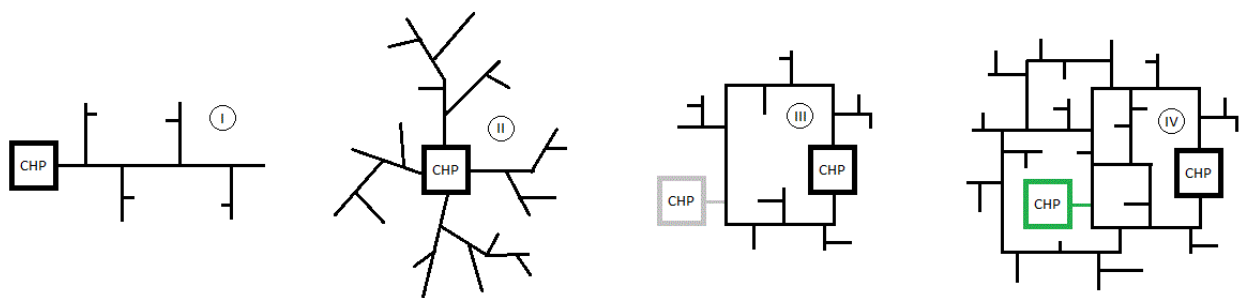


Abbildung 4: Übersicht verschiedener Netzstrukturen ((I) Strangnetz, (II) Strahlennetz, (III) Ringnetz, (IV) Maschennetz; Darstellung basierend auf [29])

Einige Wärmenetze lassen sich in ein Hauptnetz und ein oder mehrere **Teilnetze** untergliedern. Unter einem Teilnetz versteht man einen räumlich und hydraulisch abgrenzbaren Netzzweig oder eine Netzmasche. **Sekundärnetze** sind einem Hauptnetz untergeordnete Teilnetze mit eigenem, meist niedrigerem Temperaturniveau. Die Einrichtung eines Netzteils als Sekundärnetz ist jedoch nur möglich, wenn dieses keine Durchleitungsfunktion hat, sich darin Verbraucher mit ähnlichen Anforderungen an das Temperaturniveau befinden oder die Option zum dezentralen Nachheizen bei Kunden mit höherem Temperaturbedarf besteht. Je nach Temperaturniveau im Haupt- und Sekundärnetz kann das Sekundärnetz mittels einer Übergabestation in den Vor- oder Rücklauf des Hauptnetzes integriert werden.

Einspeisepunkte

Eine weitere Kategorisierung von Fernwärmenetzen kann gemäß Abbildung 5 nach Anzahl und Position der Einspeisepunkte erfolgen. Wird die gesamte Wärme an einem einzigen Punkt in das Wärmenetz eingespeist, erfolgt die Einspeisung **monozentral**. Existieren im Netz zwei Einspeisepunkte, wird das Wärmenetz als **zentral** versorgt bezeichnet. Als **mehrzentrisch** gilt ein Wärmenetz, das durch mehrere Anlagen an unterschiedlichen Punkten des Netzes versorgt wird. Ein Wärmenetz mit verteilter Einspeisung über vielfältige Einspeisepunkte ist als **dezentral** versorgtes Netz definiert.

Wird die Anbindung eines Verbrauchers an das Versorgungsnetz sowohl zur Abnahme als auch zur Einspeisung von Wärme genutzt, der Verbraucher ist also Produzent und Konsument innerhalb des Netzes, spricht man von Prosumern [16].

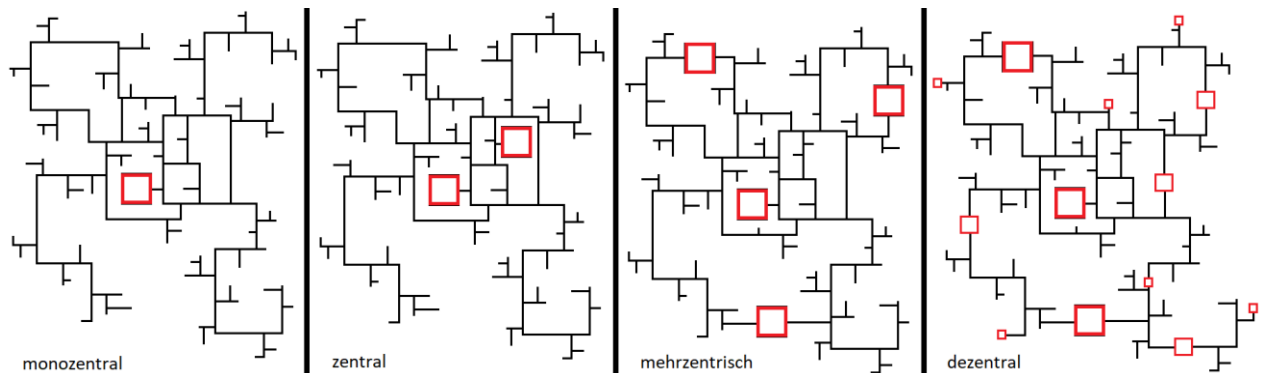


Abbildung 5: Übersicht verschiedener Einspeisestrukturen (Darstellung basierend auf [30])

Rohrleitungssysteme

Das **Einleiternetz** ist das einfachste und kostengünstigste Rohrleitungssystem. Es besteht gemäß Abbildung 6 ausschließlich aus einer Zuleitung vom Erzeuger zum Verbraucher und verfügt nicht über eine Rückleitung. Das erwärmte Wasser fällt beim Verbraucher nach der Nutzung als Abwasser an. Da dieses Netzsystem nur für wenige Anwendungen geeignet ist, findet es nur selten Anwendung.

Beim **Zweileiternetz** wird das Warmwasser über einen Vorlauf an den Verbraucher geliefert und nach der Wärmeabgabe durch Rücklaufleitungen zur erneuten Erwärmung zum Erzeuger zurückgeführt. Diese Netzsysteme sind mit vergleichsweise geringen Investitionskosten umsetzbar, da die Vorlauftemperatur jedoch über der höheren, verbraucherseitigen Bedarfstemperatur liegt, ist mit höheren Wärmeverlusten zu rechnen.

Beim **Dreileiternetz**, einer Kombination aus Einleiter- und Zweileiternetz, sind Vor- und Rücklaufleitungen für den Heizwärmebedarf um eine separate Zuleitung erweitert. Dies ermöglicht die Versorgung mit zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus und somit eine Verringerung der Wärmeverluste im gesamten Netz.

Wird ein getrennter Vor- und Rücklauf sowohl für verschiedene Temperaturniveaus vorgesehen, resultiert ein **Vierleiternetz**. Die Trennung der Rohrleitungen und die benötigten Vorlauftemperaturen ermöglichen geringere Wärmeverluste. Das Temperaturniveau des Rücklaufs der heißen Leitung entspricht etwa der Temperatur des kalten Systems und bietet somit die Option zur Integration vieler Wärmeerzeuger, die erneuerbaren Energien nutzen. Nachteilig sind jedoch die hohen Investitionskosten für die doppelte Anzahl der zu verlegenden Rohrleitungen [31].

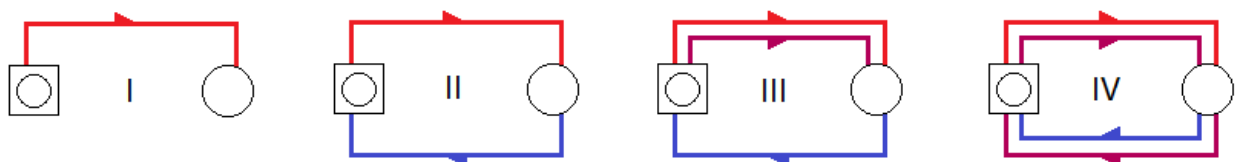


Abbildung 6: Übersicht verschiedener Rohrleitungssysteme ((I) Einleiternetz, (II) Zweileiternetz, (III) Dreileiternetz, (IV) Vierleiternetz; Darstellung basierend auf [32])

Netzgröße

Die Unterteilung von Wärmenetzen einsprechend der Netzgröße erfolgt umgangssprachlich meist in die Kategorien Nahwärmenetz und Fernwärmenetz. Laut Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH) vom 25. Oktober 1989 (VIII ZR 229/88 – OLG Köln) gilt für den Begriff Fernwärme die folgende Definition:

„Wird aus einer nicht im Eigentum des Gebäudeeigentümers stehenden Heizungsanlage von einem Dritten nach Unternehmenswirtschaftlichen Gesichtspunkten eigenständig Wärme produziert und an andere geliefert, so handelt es sich um Fernwärme. Auf die Nähe der Anlage zu dem versorgten Gebäude oder das Vorhandensein eines größeren Leitungsnetzes kommt es nicht an.“ ([33] Seite 1)

Gemäß dieser Definition gelten Wärmenetze mit geringen Rohrleitungslängen, die als Nahwärmenetze deklariert werden, ebenfalls als Fernwärmenetze. Es liegt keine Definition zur Trennung dieser beiden Begriffe vor. Demensprechend empfiehlt sich eine Einteilung nach verlegter Rohrleitungslänge: **Großnetze** mit mehr als 100 km Länge, **große Netze** bei Leitungslängen zwischen 10 und 100 km, **kleine Netze** für Rohrleitungen zwischen 1 und 10 km und **Kleinstnetze** bei Längen unter 1 km. Aufgrund der höheren erzielbaren Abnehmerdichte in Städten und Großstädten und der damit einhergehenden höheren Wirtschaftlichkeit werden fast 90 % der leitungsgebundenen Wärmemengen mittels Rohrleitungssystemen von mehr als 100 km Länge geliefert [34].

Siedlungsstruktur

Die Siedlungsstruktur gibt Aufschluss über die potenzielle Abnehmerdichte und unter Berücksichtigung des Gebäudebestandes den zu erwartenden Wärmebedarf innerhalb eines Gebietes.

Bebauungen des Siedlungstypen 1 (ST 1) sind meist kleine Gebäude in Vororten und Dörfern mit **sehr geringer baulicher Dichte** und daher weitestgehend ungeeignet für die Fernwärmeversorgung. Die Siedlungstypen zwei bis sechs (ST 2 - 6) umfassen Ein- und Mehrfamilienhaus-siedlungen in Stadtrandlage oder in ländlichen Gebieten mit **geringer baulicher Dichte**. Städtische Mehrfamilienhäuser und Wohnblöcke mit Innenhöfen in und um Großstädte sind in den Siedlungstypen sieben und acht (ST 7 & 8) zusammengefasst und weisen eine **mittlere bauliche Dichte** auf. Als Bebauung mit **hoher baulicher Dichte** gelten historische Stadtkerne mit verwinkelten Straßen und geschlossenen Baublocks mit schmalen Innenhöfen (ST 9) [35].

Große Sonderbauten wie Krankenhäuser, Universitätskomplexe und Kaufhäuser werden mit dem Siedlungstypen zehn (ST 10) deklariert, Industriebauten mit Siedlungstyp elf (ST 11). Der Wärmebedarf und das Abnehmerverhalten dieser Siedlungstypen (ST 10 & 11) variiert stark und kann nur individuell bestimmt werden.

1.1.2.2 Abnehmer und Abnehmerstruktur

Die Verbraucheranforderungen geben die Rahmenbedingungen für die umsetzbaren Maßnahmen der Netztransformation vor. Anhand der Verbraucherstruktur kann entschieden werden, welche Mindesttemperaturen und Druck im Netz vorliegen müssen, ob die Installation einer dezentralen Nacherwärmung oder Speicherung bei einigen Verbrauchern möglich ist, oder einige als Prosumer agieren können. Daher ist eine detaillierte Analyse der ans Wärmenetz angeschlossenen Abnehmer im Vorfeld einer Netztransformation notwendig.

Insgesamt gibt es in ganz Deutschland rund 19 Mio. Gebäude. Der überwiegende Anteil dieser Gebäude dient überwiegend, oder ausschließlich als Wohngebäude und stellt etwa 40 Mio.

Wohneinheiten zur Verfügung. Nur 4 % des Gebäudebestands [36] dienen anderen Verwendungszwecken.

Wohngebäude

Bei der Zuordnung von Gebäuden zu Clustern kann daher entsprechend der IWU-Gebäudetypologie [37] unterschieden werden in Wohngebäude (WG) und Nicht-Wohngebäude (NWG).

Die Wohngebäude lassen sich wiederum unterteilen in:

- freistehende Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH)
- Reihenhäuser als Doppelhaus oder gereihtes Haus (RH)
- Mehrfamilienhäuser bis 12 Wohneinheiten (MFH)
- große Mehrfamilienhäuser ab 13 Wohneinheiten (GMH)
- Hochhäuser (HH)

Rund 83 % der Wohngebäude sind freistehende Ein- und Zweifamilienhäuser oder Reihenhäuser und stellen etwa die Hälfte aller Wohneinheiten dar. Die andere Hälfte der Wohneinheiten befindet sich in Mehrfamilienhäusern, überwiegend mit mehr als 12 Wohnungen in einem Gebäude [36].

Eine weitere Einteilung der Wohngebäude, kann entsprechend des Baujahres erfolgen. Gebäude, die vor dem Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung am ersten November 1977 erbaut worden sind, gelten als „Altbau“ [38]. Im Zeitraum von 1977 bis 2002 kann in drei Dämm- und Effizienzstandards, entsprechend der jeweiligen Wärmeschutzverordnung, unterschieden werden. Als „Neubau“ werden hingegen Gebäude definiert die nach Inkrafttreten der Energieeinsparverordnung (EnEV) am ersten Februar 2002 errichtet wurden. Rund 70 % aller Bestandsgebäude sind vor 1977 und nur etwa 5 % nach 2003 erbaut worden.

Nichtwohngebäude

Obwohl der Anteil an Nichtwohngebäuden am deutschen Gebäudebestand gering ist, sind diese Gebäude für Wärmenetze von großer Bedeutung. Die in Deutschland abgenommene Wärme aus Fernwärmenetzen dient zu rund 20 % der Versorgung des Sektors: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und zu annähernd gleichen Anteilen Industrie und Haushalte [39]. Bei Nichtwohngebäuden wird hinsichtlich der Nutzung unterschieden in:

- Wohngebäude mit Mischnutzung
- Bildung, Büro und Verwaltung
- Gewerbe und Industrie
- Handel, Dienstleistung und Praxisgebäude
- Beherbergung, Gastronomie und Kliniken
- Sonstige (Sport und Kultur)

Die Verbrauchsprofile der Nichtwohngebäude sind sehr individuell und können daher nicht allgemein angenommen oder prognostiziert, sondern müssen für jeden Verbraucher einzeln am jeweiligen Standort bestimmt werden.

Baujahr und Dämmstandard

Eine weitere Einteilung, kann entsprechend vom Baujahr bzw. Dämmstandard erfolgen. Gebäude, die vor dem Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung am ersten November 1977 erbaut worden sind, gelten als „Altbau“ [40]. Im Zeitraum von 1977 bis 2002 kann in drei Dämm- und Effizienzstandards, entsprechend der jeweiligen Wärmeschutzverordnung, unterschieden werden.

II Eingehende Darstellung

Als „Neubau“ werden hingegen Gebäude definiert die nach Inkrafttreten der Energieeinsparverordnung (EnEV) am ersten Februar 2002 errichtet wurden. Rund 70 % aller Bestandsgebäude sind vor 1977 und nur etwa 5 % nach 2003 erbaut worden.

Wärmebedarfsprofile

Um den Einfluss und die Umsetzbarkeit von Maßnahmen am Netz beurteilen zu können, ist es notwendig den genauen Verlauf des Wärmebedarfs im Wärmenetz zu kennen. Die Bedarfsstruktur ist auch bei der Auslegung und Betriebsplanung der Erzeugeranlagen zu berücksichtigen. Wenn keine Messwerte für den Wärmebedarf vorliegen, kann die Bedarfsermittlung alternativ mittels Standardlastprofilen, durch die Verwendung von Software-Tools oder mathematischer Nachbildung des Netzbedarfs erfolgen. Eine Auswahl an Bedarfsermittlungsverfahren die für Wärmenetze in Deutschland zur Verfügung stehen ist in Tabelle 2 gezeigt. Darüber hinaus gibt es für die dynamische Modellierung und Simulation von Wärmenetzen unterschiedliche Software wie z. B. TRNSYS, DYMOLA und SimulationX [41, 42].

Tabelle 2: Auswahl verschiedener Bedarfsermittlungsverfahren (Lastprofilgeneratoren) [43]

Name	Ursprung	Auflösung	Kosten
BDEW	Gaswirtschaft	60 Min.	kostenlos
VDI 4655		1/15 Min.	gering
Sophena	Planung von Wärmenetzen	60 Min.	kostenlos
BHKW Plan		60 Min.	hoch
Freeplan	Messdaten TUD	15/60 Min.	kostenlos

Entwicklung des Wärmebedarfs

Um das Fortschreiten der Sanierungen und die Entwicklung des Gebäudebestandes bis 2050 zu prognostizieren wurden im Projekt EPISCOE [40] basierend auf Daten von 17 verschiedener europäischer Partnerländer verschiedene Szenarien entwickelt. Als Ausgangspunkt für die Szenarien wurde mittels der IWU-Gebäudetypologie [37] ein Gebäudebestand für das Jahr 2009 hinsichtlich Heizungsanlagen und gebäudehüllen generiert. Daraufhin wurde die Entwicklung bis ins Jahr 2050 unter Berücksichtigung der Sanierungen, Neubau und Abriss von Gebäuden. Zielstellung war die Prognose über zukünftiger Primärenergiefaktoren Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche.

Hierzu wurden basierend auf den Resultaten des Projektes „Zieleerreichungsszenario“ drei verschiedene Szenarien entwickelt die das Erreichen der langfristigen Klimaschutzziele ermöglichen und die Verdopplung der Modernisierungsrate vorsehen. Dabei ist die Wärmeschutz-Modernisierungsrate definiert als die jährlich erneuerte Bauteilfläche geteilt durch die Gesamtfläche der thermischen Gebäudehülle des Gebäudebestands im Referenz Jahr 2009. Der Trendwert der aktuellen Modernisierungsrate wird in der Studie 2015 auf 0,8 %/a geschätzt. Je nach Gebäudebauteil variiert die individuelle Modernisierungsrate aufgrund der jeweiligen aufzubringenden Investitionskosten stark, sodass die in den Szenarien festgelegte Wärmeschutz-Modernisierungsrate von 1,8 %/a einen pauschalisierten Mittelwert darstellt. Außerdem wird angenommen, dass eine gesteigerte Sanierungsrate nur bis zum Erreichen eines Modernisierungsfortschrittes von 77 % erreicht bezogen auf die Bauteilfläche von Bestandsgebäuden des Jahres 2009, die 2050 noch existieren. Für das Jahr 2009 wird ein Modernisierungsfortschritt von 21 % definiert.

II Eingehende Darstellung

Ein vergleichbares Vorgehen fand bei der Erstellung der Klimaschutzszenarien 2050-Studie [44] Anwendung. Die hier angenommenen Modernisierungsraten sind jahrzehnteweise für drei unterschiedliche Szenarien gemäß Tabelle 3 gestaffelt. Laut Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) lag die Sanierungstätigkeit in Deutschland bezüglich der Gebäudehülle in den vergangenen Jahren bei knapp 1 %/a [45]. Es sind jedoch aktuell keine Daten zur derzeitigen Sanierungsrate oder über die nach der Sanierung vorliegenden Dämmungsstandards der Gebäude verfügbar.

Tabelle 3: Annahmen zur energetischen Modernisierungsrate der Klimaschutzszenarien 2050 [44, 45]

Szenario	2010 – 2020	2020 – 2030	2030 – 2040	2040 – 2050
Aktuelle Maßnahmen (2012)	0,8 %	1,6 %	2,0 %	2,0 %
Klimaschutzszenario 80	1,3 %	1,8 %	2,4 %	3,1 %
Klimaschutzszenario 95	1,4 %	2,8 %	3,7 %	3,9 %

Häufig betrachten Studien nicht den Sanierungsfortschritt, sondern treffen Annahmen zu den im Betrachtungsjahr erreichten Minderungen gegenüber dem Ausgangszustand. Hierbei handelt es sich um Prognosen auf Basis von Betrachteten Entwicklungen und den notwendigen noch zu leistenden Maßnahmen zum Erreichen der Klimaschutzziele. In Tabelle 4 sind einige Prognosen der zukünftigen Entwicklung des Wärmebedarfs zusammengetragen.

Tabelle 4: Übersicht ausgewählter Prognosen bezüglich des zukünftigen Wärmebedarf im Jahr 2050

Studie	Szenario	Prognose	Referenz-jahr
Europa			
Energy Roadmap 2050 [46]	EU Energy Efficiency (EU-EE)	- Heizwärme: -62 % - Trinkwarmwasser: -55 %	2010
Heat Roadmap Europe [47]	Heat Roadmap Europe (HRE-EE)	- Heizwärme: -34 % - Trinkwarmwasser: +16 %	2014
Building renovation in Europe [48]	„shallow renovation + high use of renewable energy” scenario	- Gesamter Wärmebedarf - 58 %	2010
	„shallow renovation” scenario	- Gesamter Wärmebedarf - 32 %	
Deutschland			
EPISCOE [40]	Basis	- Gesamter Wärmebedarf - 43 %	2009
Energieeffizienzstrategie Gebäude [49]	Energieeffizienz	- Endenergieverbrauch -36 %	2015
	Erneuerbare Energien	- Endenergieverbrauch -54 %	
Klimaschutzszenarien 2050 [44]	Klimaschutzszenario 80	- Heizwärme: -68 % - Trinkwarmwasser: 0 %	2015
	Klimaschutzszenario 95	- Heizwärme: -77 % - Trinkwarmwasser: -2 %	

Demografischer Wandel

Welche Auswirkungen der demografische Wandel auf die zukünftigen Wärmeverbräuche hat und wie stark diese sind, ist stark von der jeweiligen Region und der dort vorliegenden Gemeindestruktur abhängig.

In Großstädten sind die Auswirkungen des demografischen Wandels auf die Abnehmerstruktur eher gering, da dort in der Regel ein steter Zuwachs an Einwohnern herrscht und heutzutage bei weitem noch nicht alle potenziellen Abnehmer erschlossen werden. Einen wesentlichen Einfluss hat der demografische Wandel dagegen auf kleine Gemeinden. Sowohl durch Zuzug als auch durch den Verlust von Einwohnern besteht die Möglichkeit, dass sich der Wärmebedarf im Versorgungsgebiet, bei gleichbleibender Bebauung, Leitungslängen und Abnehmerdichte, so stark verändert, dass der Betrieb des Netzes mit der vorhandenen Konfiguration nicht mehr möglich ist. Die Altersstruktur hat Potenzial, Sanierungen voranzutreiben, denn 88 % der Einfamilienhäuser werden von den Eigentümern selbst genutzt. Da die Hälfte dieser bereits älter als 60 Jahre sind [50], kann künftig mit einem Eigentümerwechsel und somit auch baulichen Maßnahmen und Sanierungen am Gebäude oder in ländlichen Regionen mit Leerstand gerechnet werden [51].

Im Zeitraum zwischen 2005 und 2015 stieg in 68,8 % der Großstädte die Zahl der Einwohner an. Insbesondere in Städten mit Hochschulen und Universitäten, zeigte sich für diesen Zeitraum eine Wachstumsrate von 5 %. Auch 48 % der Mittel- und 35 % aller Kleinstädte weisen ein Bevölkerungswachstum auf. Gleichzeitig schrumpften jedoch 37 % der Mittelstädte und 52 % der Kleinstädte. Die übrigen Städte hielten die Einwohnerzahl stabil [52].

1.1.2.3 Technologien

Wärmepumpen

Als Wärmepumpe wird eine Anlage bezeichnet, die unter Nutzung von elektrischer, thermischer oder mechanischer Antriebsenergie einen Wärmestrom von einem Medium niedriger Temperatur aufnimmt und an ein Medium höherer Temperatur abgibt [53]. Bei diesem Vorgang wird die physikalische Eigenschaft von Fluiden genutzt, dass sich mit zunehmendem Druck auch die Siedetemperatur erhöht [54]. Am häufigsten finden Kompressions- und Sorptionswärmepumpen Anwendung.

(A) Wärmequellen

Als Wärmequelle können je nach benötigtem Temperaturniveau Außenluft und Abluft, das Erdreich oder Grund- und Fließwässer sowie Abwasser genutzt werden. Das jeweilige Temperaturniveau der Umweltwärmequellen zeigt Tabelle 5. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit Meerwasser als Niedertemperaturquelle zu nutzen. Auf diese Option wird aufgrund starker örtlicher Begrenzung der Anwendbarkeit nicht weiter eingegangen.

Tabelle 5: Temperaturniveau verschiedener Umweltwärmequellen [55]

Wärmequelle	Variante	Temperaturniveau [°C]
Luft	Außenluft	-25 bis 15
Erdreich (oberflächennah)	horizontal indirekt	-5 bis 15
	vertikal indirekt	-2 bis 10
	Grabenkollektor	-2 bis 10
Erdreich (Tiefengeothermie)	hydrothermal	40 bis 150
Abwasser	Kanalisation / Kläranlage	10 bis 15
Wasser	Grundwasser	8 bis 15
	Binnen- und Fließwässer	-2 bis 15

1) Außenluft

Obwohl Luft-Wasser-Wärmepumpen standortunabhängig und ohne Genehmigung mit geringem technischen Aufwand installiert werden können, eignen diese sich aufgrund der über das Jahr azyklisch zum Bedarf schwankenden und vergleichsweise geringen Temperaturen von Außenluft und des großen benötigten Luftvolumenstroms nicht für zentrale Anwendungen. Die Verwendung von industrieller Abluft kann, abhängig von dem zur Verfügung stehenden Temperaturniveau und den Volumenströmen, auch ohne den Einsatz von Wärmepumpe erfolgen und wird daher im Abschnitt Abwärme eingehender betrachtet.

2) Oberflächennahe Geothermie

Unter Geothermie versteht man die im Inneren der Erde gespeicherte Wärme, die aus der Erdentstehung und radioaktiven Zerfall resultiert. Grundsätzlich kann zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie unterschieden werden. Da das durch Tiefengeothermie erschließbare Temperaturniveau von 40 – 150 °C keinen Einsatz einer Wärmepumpe voraussetzt, wird diese Technologie im Abschnitt Geothermie separat betrachtet. Bis zu einer Tiefe von 400 m wird die Nutzung von Erdwärme als oberflächennahe Geothermie bezeichnet. Bereits in dieser Tiefe liegen über das ganze Jahr konstant 8 bis 12 °C vor. Bis zu einer Tiefe von 25 m wirkt sich der Einfluss solarer Strahlung auf die Temperatur des Erdreichs aus [56]. Erdwärmekollektoren nutzen diesen solaren Wärmeeintrag ins Erdreich. Hierbei werden Rohrschleifen in einer Tiefe von 1,2 – 1,5 m unterhalb der Erdoberfläche verlegt. Die Einbringung dieser Kollektoren ist vergleichsweise günstig, doch aufgrund der niedrigen erreichbaren Temperaturen, den azyklischen Schwankungen des Wärmeangebots und der eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten der Fläche oberhalb der Kollektoren, sind die Anwendungsmöglichkeiten dieser Systeme stark begrenzt.

Im ländlichen Raum besteht die Möglichkeit von, in 2 m Tiefe verlegten, Agrokollektoren in den umliegenden Ackerflächen [57]. Mittels Erdwärmekollektoren kann das konstante Temperaturniveau im 50 – 150 m als Wärmequelle genutzt werden. Auch die dort vorherrschenden Temperaturen eignen sich ohne weiter Nachheizung nur zur Einbringung in kalte Netze mit geringem Wärmebedarf und dezentralen Wärmepumpen bei den Abnehmern. Außerdem ist zur Gewährleistung der Regeneration des Temperaturniveaus des Erdreichs die Wärmeentnahme auf 180 – 650 MJ/m*a beschränkt.

3) Abwasser

Die Wärme in Abwässern (oder auch Grauwasser [58]) entstammt aus industriellen Anlagen, GDH und privaten Haushalten und kann ganzjährig eine Temperatur von 10 bis 15 °C bieten. Die Möglichkeiten zur Nutzung dieses Wärmepotenzials hängen jedoch stark von den Eigenschaften der Kanalstruktur und der Kläranlage ab. Beispielsweise darf die Kanalgröße einen Minstdurchmesser von 80 cm nicht unterschreiten um eine ausreichende Abwassermenge von 15 l/s im Tagesmittel zu gewährleisten. Außerdem sollte der Kanal Raum für einen 20 bis 200 m langen Wärmeübertrager und die Wärmepumpe bieten und leicht zugänglich sein um hohe Kosten für Installation und Wartung zu vermeiden [54]. Die Entnahme einer zu großen Wärmemenge aus dem Abwasser beeinflusst nachgelagerte Prozesse zur Klärung und Wasseraufbereitung. Es muss darauf geachtet werden, dass die durchschnittliche Temperatur des Zulaufs in die Kläranlage 10 °C nicht unterschreitet. Zur Vermeidung der Unterschreitung der Durchschnittstemperatur kann die Wärme auch nach dem Klärvorgang entnommen werden, sofern die Entfernung zwischen Kläranlage und Abnehmern nicht zu groß ist.

4) Grundwasser

Aus Wärmequelle für Wärmepumpen kann oberflächennahes Grundwasser dienen, das mittels eines Saugbrunnen angezapft und zur Wärmepumpe an der Erdoberfläche transportiert wird, bevor es mittels eines Schluckbrunnens wieder zurückgeführt wird. Das Grundwasser liefert hierbei eine nahezu konstante Temperatur zwischen 8 bis 15 °C. Nicht überall ist Grundwasser erreichbar oder in ausreichender Menge verfügbar. Darüber hinaus ist auch die Qualität des Grundwassers relevant. Um Korrosion zu vermeiden, sollte das Wasser eine möglichst geringe Leitfähigkeit und einen niedrigen Sauerstoffgehalt und wenig Schwebstoffe aufweisen.

5) Oberflächenwasser

Auch Oberflächenwasser wie Binnen- und Fließgewässer können als Wärmequelle für Wärmepumpen dienen. Hierzu kann ein Wärmeübertrager mittels einer Verankerung an der Gewässersohle sowie an Ufer befestigt werden. Die vorliegenden Temperaturen liegen je nach Gewässer zwischen -2 bis 15 °C und schwanken insbesondere bei kleineren Binnengewässern saisonal. Auch Oberflächenwasser müssen eine gute Qualität ausweisen um die Beschädigung der Komponenten und des Wärmeübertragers zu verhindern. Zusätzlich ist sicherzustellen, dass die Anlage Eisfrei bleibt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Verwendung von Frostschutzmitteln im Wärmeträgermedium als wassergefährdend eingestuft wird.

6) Wärmenetz

Als Wärmequelle für Wärmepumpen kann auch der Vor- oder Rücklauf des Wärmenetzes selbst dienen. So kann durch den Einsatz einer Großwärmepumpe zwischen Netzvorlauf und Netzzrücklauf, das Temperaturniveau des Vorlaufs angehoben und zeitgleich das des Rücklaufs abgesenkt werden. Eine geringere Rücklauftemperatur kann zur Steigerung der Gesamteffizienz beitragen und die Einbindung von Wärmequellen mit niedrigeren Temperaturen ermöglichen. Alternativ besteht die Möglichkeit zum dezentralen Einsatz von Wärmepumpen bei den Abnehmern.

(B) Einbindung in Wärmenetze

Die Wirtschaftlichkeit der Integration von Niedertemperatur-Wärmequellen in Wärmenetze sind stark abhängig von dem Temperaturniveau im Netz. Vorlauftemperaturen von über 90 °C sind zu hoch um Wärmepumpen effizient zu integrieren. Ist die Differenz zwischen Temperaturniveau der Wärmequelle und des Netz-Vorlauf gering, kann die Wärme direkt abgegeben werden und bedarf keiner weiteren Nachheizung. Ist die Differenz zu groß für eine effiziente, direkte Einbindung, kann die Wärme in den Rücklauf gespeist und anschließend in der Heizzentrale nachgeheizt werden. Liegt die zu nutzende Wärmequelle nicht in direkter Nähe, bietet sich eine ungedämmte Zuführung des Wärmeträgermediums auf ursprünglichem Temperaturniveau bis zur nächstliegenden Heizzentrale an. Unabhängig von der Einspeisung in Vor- oder Rücklauf und der eventuellen Notwendigkeit der Nachheizung kann die Wärmepumpe bei passender Auslegung direkt in das Netz integriert werden. Das im Wärmenetz zirkulierende Wasser dient somit als Wärmesenke im Kondensator der Wärmepumpe [30].

(C) Anwendungsbeispiele

Ein 2012 errichtetes kaltes Nahwärmenetz versorgt in der Gemeinde Wüstenrot in Baden-Württemberg ein Neubaugebiet mit 25 Gebäude mit Wärme. Bezogen wird die Wärme aus naheliegenden, 1,5 ha umfassenden Ackerflächen. Mittels in 2 m Tiefe verlegten Agrokollektoren kann eine Heizlast von 230 kW_{th} gedeckt werden. Zusätzlich wird die Einspeisung von Abwärme eines Lebensmittelmarktes für die Netzerweiterung geplant. Das Netz wird mit einer Vorlauftemperatur von 5 bis 15 °C betrieben. Durch dezentrale Wärmepumpen bei den Abnehmern wird die Temperatur anschließend nach Bedarf angehoben. Die Investitionskosten für das Netz betrugen rund 0,4 Mio. € [59].

Im baden-württembergischen March wurde im Jahre 2009 ein offenes Netz zur Versorgung von 55 neuen Gebäuden des Gemeindeteils Hugstetten mit Grundwasser umgesetzt. Das Grundwasser wird aus sieben Brunnen entnommen und mit einer durchschnittlichen Vorlauftemperatur von 10 – 12 °C als Wärmequelle für die dezentralen Wärmepumpen der Abnehmer zur Verfügung gestellt bevor es im Anschluss wieder in einen Schluckbrunnen entlassen wird. Das Grundwasser deckt einen Leistungsbedarf an Wärme von 760 kW [59].

Im Jahr 2014 wurde in der bayrischen Gemeinde Dollnstein ein Wärmenetz zur Versorgung von 42 Bestandsgebäuden installiert. Die Wärmebereitstellung erfolgt mittels einer 150 m² großen Solarthermianlage und einem Flüssiggas-BHKW mit einer thermischen Leistung von 235 kW und einer elektrischen Leistung von 185 kW. Zur Spitzenlastabdeckung dient ein ebenfalls mit Flüssiggas betriebener Heizkessel mit 200 kW_{th} Leistung. Ein 25 m³ großer Speicher und eine zentrale, mit Brunnenwasser betriebene CO₂-Wärmepumpe vervollständigen das Konzept. Die Vorlauftemperatur des Netzes wird saisonal dem Wärmebedarf angepasst. Im Winter wird das Netz mit einer Vorlauftemperatur zwischen 70 – 80 °C betrieben, in den Sommermonaten mit Temperaturen zwischen 25 30 °C. Dezentrale Wärmepumpen bei den Abnehmern ermöglichen die Wärmeentnahme für die Warmwasserbereitung während der Sommermonate. Die Investitionskosten für die Netzausgestaltung betrugen rund 1,6 Mio. € [10, 11].

Im Aachener Bezirk Wiesental werden 120 Wohneinheiten mit der Abwärme versorgt, die mittels eines 80 m langen Wärmeübertragers aus einem 3,2 m breiten und 2,55 m hohen Kanal gewonnen wird. Der Kanal führt rund 300 l/s an Abwässern ab. Die entnommene Wärme wird über zwei Wärmepumpen an einen 1.200 l großen Speicher abgegeben. Dieser Speicher liefert Heiz- und Brauchwasser mit 50 °C über ein Nahwärmenetz an die Verbraucher [60].

Biogene Festbrennstoffe

Brennstoffe aus Biomasse, die zum Zeitpunkt ihrer energetischen Nutzung in fester Form vorliegen, werden als biogene Festbrennstoffe bezeichnet [61]. Zu ihnen werden überwiegend Wald- und Industrierestholz sowie Alt- und Landschaftspflegeholz [62], aber auch Rapsstroh oder Heu [61] gezählt. Ihre Verbrennung in Öfen oder Kesseln zur Wärme- und z. T. auch gekoppelten Stromerzeugung macht den bedeutendsten Anteil an der energetischen Nutzung von Biomasse aus [61].

(A) Einbindung in Wärmenetze

Die Einbindung von mit biogenen Festbrennstoffen betriebenen Kesseln und KWK-Anlagen in Wärmenetze erfolgt in der Regel an zentralen Erzeugungsstandorten (Heizwerke, Heizkraftwerke) in gleicher Weise wie die Einbindung fossiler Erzeuger an den Vorlauf des Wärmenetzes (ähnliche Parameter im Dampfkraftprozess und ähnliche Regelstrategie des jeweiligen Netzes) [30, 63]. Eine Einbindung ist jedoch auch an dezentralen Standorten möglich, sofern das Wärmenetz die dafür notwendige Kapazität besitzt [30]. Eine sehr gute Einbindung ist in Hochtemperatur- und Dampfnetze möglich [30]. Wärme aus ORC³-Anlagen wird auf einem niedrigeren Temperaturniveau (ca. 80 bis 90 °C) ausgekoppelt [30], womit sie eher für Niedertemperaturnetze geeignet ist. Die Einbindung biogener Festbrennstoffe in Wärmenetze ist daher technisch maximal eine Frage des jeweiligen Temperaturniveaus, das durch verschiedene Wandlungsprozesse erreicht werden kann, der technologieabhängigen Wirtschaftlichkeit und der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse als Brennstoff [35]. Aufgrund der hohen Temperaturen beim Verbrennungsprozess haben biogene Festbrennstoffe eine besondere Bedeutung für große Bestandswärmenetze [30].

(B) Anwendungsbeispiele

Das Wärmenetz der Fernwärme Ulm GmbH (FUG) ist ca. 160 km lang und aufgeteilt in vier Temperaturbereiche. Durch zwei Biomasse-Heizkraftwerke (Leistung: 58 und 20 MWth, Brennstoff: Hackschnitzel aus Frisch- und Altholz), die zwischen 2004 und 2012 an zentralem Standort errichtet und in Betrieb genommen wurden, wird der Einsatz bestehender fossiler Wärmeerzeugungsanlagen zeitweise substituiert. Die Wärmeerzeugung für das Wärmenetz erfolgt in Ulm durch weitere Erzeugeranlagen, wobei 2012 rund 2/3 der Wärmearbeit aus erneuerbaren Energien (ohne Abfall) bereitgestellt wurde [30].

Biogas und Biomethan

Gasförmige Energieträger werden aus Energiepflanzen, Rückständen, Nebenprodukten und vergärbaren Abfällen gewonnen, flüssige Energieträger aus stärke-, zucker- oder ölhaltigen Energiepflanzen oder Abfallfetten [62, 64]. Sie werden in Konversionsanlagen wie Biogasanlagen, Gasmotoren oder -turbinen eingesetzt und dienen der Bereitstellung von Wärme und Strom durch Verbrennung.

(A) Einbindung in Wärmenetze

Die Errichtung von Biogasanlagen mit Blockheizkraftwerken (Biogas-BHKW, Biomethan-BHKW) erfolgt häufig in räumlicher Nähe zur Substratquelle [30, 63]. Damit ist die Einbindung in Wärmenetze an Standorten im ländlichen Raum, an Stadträndern oder Gewerbegebieten zu erwarten [30]. Hydraulisch und regelungstechnisch werden sie – wie auch die Anlagen für biogene Festbrennstoffe – wie fossil befeuerte Anlagen in Wärmenetze eingebunden. BHKW und (seltener)

³ Organic Ranking Cycle

II Eingehende Darstellung

Mikrogasturbinen bedienen üblicherweise Temperaturbereiche von 90 bis 110 °C bzw. bis zu 180 °C, je nach festgelegter Rücklauftemperatur [30]. Das erforderliche Temperaturniveau, die technologieabhängige Wirtschaftlichkeit der Anlage und die Verfügbarkeit der Biomassesubstrate sind auch hier wieder die hauptsächlichen Fragestellungen für die Einbindung ins Wärmenetz.

(B) Anwendungsbeispiele

Im Wärmenetz der Stadtwerke Energie Jena-Pößneck (SWEJ) in Jena sind hohe Netztemperaturen anzutreffen (Dampf bzw. Heißwasser von 95 bis 130 °C gleitend), es wird aber aus verschiedenen Gründen keine holzartige Biomasse eingesetzt. In das an das Hauptwärmenetz gekoppelte Sekundärnetz mit niedrigeren Temperaturen (70 bis 110 °C) speist jedoch ein Biogas-BHKW Wärme ein [30].

Im Wärmenetz der Fernwärme Ulm GmbH (FUG) dienen im Jahr 2012 u. a. zwei Biogasanlagen mit Blockheizkraftwerk (Leistung: 500 kW_{th} und 1,05 MW_{th}, Substrat: Mais & Gräser) als Wärmeerzeuger. Da die Abwärmtemperatur der BHKW (Motorwärme) nur ca. 90 °C beträgt, erfolgte der Anschluss an den Fernwärmerücklauf [30].

Geothermie

Unter Geothermie versteht man die im Inneren der Erde gespeicherte Wärme, die aus der Erdentstehung und radioaktiven Zerfall resultiert. Grundsätzlich kann zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie unterschieden werden.

Im Bereich der Tiefengeothermie liegt das verfügbare Temperaturniveau zwischen 40 – 150 °C, sodass meist keine weitere Temperaturanhebung notwendig ist und sogar die Option zur zeitgleichen Stromerzeugung gegeben sein kann. Tiefengeothermie wird dabei in hydrothermale und petrothermale Systeme unterschieden.

Bei hydrothermaler Geothermie wird heißes Thermalwasser als Wärmequelle verwendet, das in Porenräumen oder Klufträumen im Untergrund vorliegt. Das Thermalwasser dient als Wärmeträgermedium und wird über eine Förderbohrung aus dem Untergrund an die Oberfläche befördert und nach der Wärmeübertragung mittels einer Injektionsbohrung wieder in die Schicht verpresst [65]. Petrothermale Geothermie nutzt die Wärme von Gesteinsschichten mit geringer hydraulischer Durchlässigkeit. Zur Nutzung der Wärme ist es notwendig das Gestein durch Injektion von Sole zu stimulieren, also künstlich Fließwege in das Gestein einzubringen. Anschließend werden diese Fließwege, über einer Förderbohrung und einer Injektionsbohrung mit einem Wärmeträgermedium (Sole) durchspült und die Wärme des Gesteins an die Sole übertragen [66].

(A) Einbindung in Wärmenetze

Je nach Temperatur des Thermalwassers und des Temperaturniveaus im Netz, bestehen unterschiedliche Möglichkeiten zu Einbindung. Wird eine Geothermieranlage mit Stromerzeugung betrieben, so kann dies wärmegeführt erfolgen. Im Sommer und bei Teillastverhalten im Netz kann die überschüssige Wärme zur Stromerzeugung genutzt werden. Bei einer reinen Nutzung als Heizwerk, kann Geothermie in Kombination mit einem Speicher zur Grundlastdeckung dienen. Reicht das Temperaturniveau des Thermalwassers nicht aus um direkt in den Vorlauf einzuspeisen und eine Absenkung der Netztemperaturen ist nicht möglich, so kann entweder eine Nachheizung erfolgen (z. B. mittels Wärmepumpe) oder nur ein Teilstrom des Rücklaufs erhitzt werden [30].

(B) Anwendungsbeispiele

In der Gemeinde Unterhaching im Süden Münchens wurde ein geothermisches Heizkraftwerk zur Stromerzeugung und Einspeisung ins Fernwärmenetz umgesetzt. 2004 wurde die erste Bohrung in 3.350 m Tiefe vorgenommen und eine Thermalwasserschicht mit einer Temperatur von 120 °C erschlossen. In 3 km Entfernung wurde eine zweite Bohrung in eine Tiefe von 3.864 m umgesetzt. Durch das Fernwärmenetz konnte mittels der geothermischen Anlage eine Anschlussleistung von 30 MW_{th} ganzjährig bedient werden [67].

Solarthermie

Der Begriff Solarthermie steht für die Umwandlung solarer Strahlung in nutzbare Wärme. Dies erfolgt mittels Solarkollektoren, die die elektromagnetische Strahlungsenergie transformiert in thermische Innere Energie. Das Wirkungsprinzip aller Kollektoren ist dabei gleich, auch wenn sich die Bauformen voneinander unterscheiden. Die kurzwelligen Sonnenstrahlen treffen auf den Absorber des Kollektors, werden von diesem teilweise aufgenommen, in langwellige Infrarotstrahlung umgewandelt und an ein Wärmeträgermedium übertragen [65].

Bei der Bestimmung der notwendigen Aufstellfläche einer solarthermischen Großanlage ist zu berücksichtigen, dass die Kollektoren in ausreichendem Abstand zueinander aufgestellt werden müssen um gegenseitige Verschattungen zu vermeiden. Der Schatten eines aufgeständerten Kollektors ist im Winter je nach Aufstellung 2,5 – 4-mal länger als die Fläche des Kollektors selbst. Diese Fläche ist bei der Planung der Anlage zu berücksichtigen.

(A) Einbindung in Wärmenetze

Die Einbindung der Solarthermieanlage kann zentral mit weiteren angeschlossenen Erzeugern über einen Wärmespeicher oder dezentral als solares Sekundär oder zusätzlicher Erzeugerstandort erfolgen. Dabei kann in den Rücklauf oder Vorlauf eingespeist werden. Durch das Einspeisen in den Netzzücklauf, kann die Effizienz und Wärmeeinspeisung der solarthermischen Anlage gesteigert werden. Befinden sich an den Einspeisepunkt nachgelagerter KWK-Anlagen senkt die Erhöhung der Rücklauftemperaturen jedoch den Wirkungsgrad dieser Prozesse.

Da Temperaturschwankungen im Netz zu wechselnden mechanischen Spannungen und somit zu einer Minderung der Lebensdauer der Materialien führt, sollte bei der Einbindung darauf geachtet werden, dass die Einspeisetemperaturen trotz der fluktuierenden Erzeugung an das Temperaturniveau des Netzes an der Einspeisestelle angepasst wird. Erreicht wird dies durch hydraulische Weichen, Zwischenspeicher und temperaturgeregelter Pumpen, die den Förderstrom in dem Solarkollektorkreis anpassen.

Die dezentrale Einspeisung in das Wärmenetz von solarthermischen Großanlagen erfolgt in der Praxis entsprechend Tabelle 6 auf drei verschiedenen Möglichkeiten.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 6: Möglichkeiten zur dezentralen Einspeisung von solarthermischen Großanlagen in Wärmenetze [68]

Einspeiseoption	Anmerkungen
Entnahme und Einspeisung im Vorlauf	- geringer Wirkungsgrad bei geringer Temperaturspreizung - Pumpenenergie wird vom Netz aufgebracht
Entnahme und Einspeisung im Rücklauf	- Option mit höchstmöglichem Wirkungsgrad - Pumpenenergie wird vom Netz aufgebracht - Rücklauftemperaturerhöhung verringert Wirkungsgrad nachgelagerter Prozesse - Hohe Wärmeverluste bei langen Rücklaufleitungen
Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Vorlauf	- Einspeisung kann nur bei Erreichen des notwendigen Temperaturniveaus erfolgen - Pumpenenergie wird durch separate Pumpen erbracht - hoch Pumpenenergieaufwand zum Ausgleich des Differenzdrucks zwischen Vor- und Rücklauf - Rücklauftemperaturen bleiben konstant

(B) Anwendungsbeispiele

In Eggenstein wurde 2009 eine solarthermische Anlage mit einer Kollektorfläche von 1.600 m² sowie einem Kies / Wasser-Speicher mit einem Volumen von 4.500 m³ und zwei Gaskesseln mit je 750 kW zur Versorgung einer Schule, einem Schwimmbad, einem Feuerwehrgebäude und zwei Sporthallen in Betrieb genommen. Zur Entladung bei niedrigen Speichertemperaturen ist darüber hinaus eine Wärmepumpe vorgesehen. Die Vorlauftemperatur im Netz beträgt 60 – 70 °C Die Investitionskosten betrugen etwa 1,3 Mio. € [69].

Weiterhin wurde für das Neubaugebiet in Neckarsulm-Amorbach im Jahr 2000 ein Nahwärmenetz zur Versorgung der 270 Wohneinheiten umgesetzt. Eine Heizzentrale mit Gaskessel und Pufferspeicher und eine solarthermische Anlage mit einer Kollektorfläche von 5.044 m² versorgen das Wärmenetz und beladen den Speicher den Erdsonden-Speicher der mit 528 Sonden ein Speichervolumen von 63.360 m³ erschließt. Betrieben wird das Netz mit einer Vorlauftemperatur von 70 °C [70].

Aber auch in Rostock, im Wohngebiet Brinckmannshöhe, wurde 2000 ein solarunterstütztes Nahwärmenetz zur Versorgung von insgesamt 108 Mehrfamilienhäusern integriert. Die angeschlossene Kollektorfläche der solarthermischen Anlage beträgt 980 m². Zusätzlich wurden ein Gas-Brennwertkessel und ein Pufferspeicher und Aquifer-Wärmespeicher sowie eine Wärmepumpe zum Be- und Entladen des Speichers installiert [71].

Abwärme

Abwärme kann einen wichtigen Beitrag zur Einsparung von Primärenergie und Treibhausgasemissionen leisten und wurde gesetzlich teilweise mit erneuerbaren Energien gleichgestellt, z. B. im EEWärmeG oder GEG.

Das technische oder wirtschaftliche Abwärmepotenzial in Deutschland liegt bei 316 PJ Abwärme mit einer Temperatur über 140 °C und weiteren 160 PJ Abwärme mit einer Temperatur zwischen 60 – 140 °C pro Jahr [72]. Welches Potenzial individuell am Standort des Wärmenetzes verfügbar und wirtschaftlich nutzbar ist, muss jedoch fallbezogen analysiert werden [73].

(A) Einbindung in Wärmenetze

Abwärme ist meist unabhängig von Jahres- und Tageszeiten oder Witterung und abhängig von den jeweiligen Prozessen auch ganzjährig verfügbar und planbar. Daher bietet sich Abwärme vor allem zur Grundlastversorgung an. Fällt die Wärme auf den Prozessen diskontinuierlich oder verschoben zum Wärmebedarf an, so ist die Integration eines Wärmespeichers am Einspeisepunkt

sinnvoll. Je nach Temperaturniveau der Abwärme kann über einen Wärmeübertrager direkt, oder mittels einer Wärmepumpe zur Anhebung des Temperaturniveaus indirekt in das Wärmenetz eingespeist werden [30].

(B) Anwendungsbeispiele

Das Fernwärmenetz der Stadt Karlsruhe versorgt rund 43.000 Wohneinheiten mit Vorlauftemperaturen um die 100 °C. Im Jahre 2010 wurden 40 MW_{th} an Abwärme aus einer Mineralölraffinerie als Grundlastwärme in das Netz eingespeist. Hierzu wurde eine 5 km lange Transporttrasse von der Raffinerie zum Einspeisepunkt eines bereits im Netz installierten Heizkraftwerks errichtet. Im Jahre 2015 wurde die eingespeiste Wärmeleistung um weitere 50 MW erhöht. Die Investitionskosten für die Erschließung der Prozessanlagen lag bei insgesamt 54 Mio. € [74].

Die Stadtwerke Hennigsdorf konzeptionierten die Versorgung des Fernwärmenetzes mittels einer 20.000 m² großen solarthermischen Anlage, einem Biomasse-Heizkraftwerk sowie einem Biogas-Blockheizkraftwerk, diese liefern gemeinsam 82,5 MW_{th}, zusammen mit der Abwärmenutzung des örtlichen Stahlwerks mit einer diskontinuierlichen thermischen Leistung von 6 MW und einem Großwärmespeicher mit einem Wasservolumen von 22.000 m³. Umgesetzt werden soll die Netztransformation bis 2020 [75].

Direktelektrisches Heizen

Unter direktelektrischem Heizen, oder auch Power-to-Heat (P2H), versteht man die Umwandlung von elektrischer Energie in thermische, Innere Energie des zu heizenden Mediums.

Da die Bereitstellung von elektrischer Energie zumeist aufwendiger und kostenintensiver ist als die von Wärme, ist die Umwandlung nur dann sinnvoll, wenn es sich um einen Überschuss an Strom handelt, der im Stromnetz nicht gebraucht wird, aber auch nicht gespeichert werden kann. Der Überfluss an Strom wird überwiegend durch regenerative Erzeugungsanlagen, wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen erzeugt. Liegt im Stromnetz ein Überfluss vor, so kann dieser mittels Elektrokesseln genutzt werden um Heißwasser zu erzeugen.

(A) Einbindung in Wärmenetze

Zur Einbindung in das Wärmenetz sollte ein großer Wärmespeicher vorhanden sein. Der Anschluss des Elektrokessels erfolgt dann über eine hydraulische Weiche. So kann je nach Wärmebedarf im Netz und Verfügbarkeit durch den Kessel direkt oder in den Speicher eingespeist werden [30].

(B) Anwendungsbeispiel

In Nürnberg speisen zwei Elektrodenkessel mit einer Leistung von jeweils 25 MW über einen Heißwasserspeicher mit einem Temperaturniveau von rund 100 °C in das Fernwärmenetz ein [76].

Die Dresdner Stadtwerke installieren für rund 7 Mio.€ neben dem Kraftwerk „Nossener Brücke“ einen Elektrodenkessel mit 40 MW, um Stromspitzen aus den PV-Anlagen abzufangen und in Wärme umzuwandeln, die gespeichert und bei Bedarf in das Fernwärmenetz eingespeist werden kann [77].

Thermische Speicher

Wärmespeicher ermöglichen sowohl das Abfangen von Lastspitzen und somit eine kleinere Auslegung der regelbaren Erzeugeranlagen im Netz, als auch die Nutzung von Überschusswärme.

(A) Übersicht der wichtigsten Bauarten

1) Heißwasserspeicher / Behälterspeicher

Heißwasserspeicher sind unabhängig von örtlichen Gegebenheiten und damit nahezu universell einsetzbar. Auch die Speichergröße lässt sich je nach Bedarf dimensionieren. Die großen, meist zylindrischen Behälter werden aus Stahlbeton, Beton-Fertigteilen oder glasfaserverstärktem Kunststoff gefertigt und können freistehend, teilweise oder komplett ins Erdreich eingelassen installiert werden. Im Inneren wird der Behälter mit verschweißten Edelstahlbahnen abgedichtet [40]. Je nach Anforderungen an die Geländenutzung variiert die Ausführung der Abdeckung. Die Ausführung kann entweder durch eine Abstützung der Abdeckung, einer selbsttragenden, kuppelförmigen Abdeckung oder einer aufschwimmenden Abdeckung erfolgen [78]. Der Behälter wird außen mit druckfesten Dämmstoffen versehen um die Wärmeverluste zu reduzieren. Im Inneren des Speichers kommt es aufgrund der geringen Wärmeleitfähigkeit von Wasser zur Ausbildung von Schichten mit verschiedenen Temperaturen. Beim Be- und Entladen kann die Zone mit dem entsprechenden Temperaturniveau genutzt werden [79].

2) Kies/Wasserspeicher / Erdbeckenspeicher

Speichermedium dieser Speicherform ist ein Gemisch aus Kies, Sand und Erde mit Wasser, das in ein gedämmtes und mit Kunststoffbahnen wasser- und wasserdampfdicht ausgekleidetes Erdbecken eingebracht wird. Das Be- und Entladen kann über perforierte Rohre direkt, oder indirekt über im Becken verlegte Rohrschlangen erfolgen. Durch die Kiesfüllung ist die Konstruktion zwar selbsttragend und erfordert keine weiteren baulichen Maßnahmen, allerdings ist auch die Wärmekapazität des Speichers bei gleicher Größe geringer als die eines reinen Wasser-Wärmespeichers. Weiterhin weisen die Kies-Wasserspeicher bei gleichem Volumen häufig eine größere Oberfläche auf, da der Böschungswinkel und die Eingrabbtiefe des Erdbeckens von der Festigkeit des Erdreichs bestimmt werden. Da die Entladungsleistung dieser Speicherform gering ist, sind vorgelagerte Wasser-Wärmespeicher notwendig die eine schnelle Wärmeübertragung ans Netz ermöglichen und von Kies-Wasserspeicher kontinuierlich beladen werden [69].

3) Erdsonden-Wärmespeicher

Bei dieser Speicherform wird die Wärme direkt im Erdreich gespeichert. Über eine Vielzahl von seriell und parallel geschalteten Erdsonden wird die Wärme ins oder aus dem Erdreich gefördert. Eine Dämmung des Speicherbereichs erfolgt aus konstruktiven Gründen ausschließlich auf der Speicherseite. Der Speicher lässt sich durch die Ergänzung weiterer Sonden beliebig erweitern, ist jedoch aufgrund der geologischen und hydrologischen Anforderungen an das Erdreich nicht überall umsetzbar. Wie auch beim Kies-Wasserspeicher ist die Wärmekapazität deutlich geringer als bei einem Wasser-Wärmespeicher des gleichen Volumens und auch die Entladeleistung ist nicht ausreichend um direkt in das angeschlossene Netz einzuspeisen. Daher sind auch hier Wasser-Wärmespeicher vorgelagert [80].

4) Aquifer-Wärmespeicher

Dieser Speicherform dienen grundwasserführende Schichten im Erdreich (Aquifere) als Speichermedium. Voraussetzung für die Nutzung eines Aquifers ist, dass die grundwasserführende Schicht ausreichend groß ist und vollständig im Gestein eingeschlossen ist. Da dies nicht überall gegeben ist, kann ein Aquifer-Wärmespeicher nicht an jedem Ort installiert

werden. Durch mindestens ein Brunnenpaar werden die wasserführenden Schichten erschlossen. Beim Beladen des Speichers wird Wasser aus dem einen Brunnen entnommen, an der Erdoberfläche durch Überschusswärme aufgeheizt und über den zweiten Brunnen zurück in den Speicher gepumpt. Durch die lange Be- und Entladedauer ist die Vorschaltung von Wasser-Wärmespeichern auch in diesem Speicherkonzept notwendig. Um biochemische Veränderungen des Grundwassers durch starke Temperaturerhöhungen zu verhindern, ist die Temperatur des Speicherwassers begrenzt. Daher ist zum Be- und Entladen aufgrund der niedrigen Temperaturdifferenzen eine Wärmepumpe vorzusehen [69].

5) Weitere Bauformen

Nutzt ein Speichersystem zusätzlich zur sensiblen Wärme die latente Wärme der Phasenübergänge eines Mediums aus, so spricht man von Latent-Wärmespeichern. Innerhalb von Low-Ex und kalten Fernwärmenetzen können Niedertemperaturspeicher eingesetzt werden, die zusätzlich die beim Gefrieren des Wassers freiwerdende latente Wärme nutzen. Bisher sind solche Speicher in Deutschland jedoch nur in kleiner Ausführung in Systeme zur Versorgung eines oder weniger Gebäude eingebunden worden. So beispielsweise für die Speicherung der saisonalen Überschusswärme in der nautischen Zentrale in Hamburg [81].

Zurzeit werden Latent-Wärmespeicher – bei denen Salze als Speichermedium dienen – auf ihre Einsatzmöglichkeiten und -grenzen hin überprüft. Aufgrund des im erstarrten Medium höheren Wärmeleitwiderstands und der mit der Entladung zunehmenden Wanddicken der erstarrten Schicht, nimmt bei dieser Speicherart der Wärmestrom über die Entladungszeit immer wieder ab. Die Entwicklung und Verbesserung der Speichermedien und Speichergeometrien ist daher Gegenstand von aktuellen Forschungen [82].

(B) Einbindung in Wärmenetze

Die Ausführung der Einbindung ins Netz ist von der Art und des Speichers abhängig. Für Erdbeckenspeicher, die ausschließlich mit Wasser befüllt sind, wird beim Be- und Entladen äquivalent zu den Behälterspeichern ein Austausch des im Speicher enthaltenen Wassers vorgenommen. Um eine möglichst effiziente Nutzung der gespeicherten Energie zu ermöglichen, ist die Aufrechterhaltung der im Speicher vorherrschenden, thermischen Schichtung wichtig. Kommt eine Schichtbeladeeinrichtung zum Einsatz, muss auch die maximal zulässige Strömungsgeschwindigkeit beachtet werden, um Verwirbelungen zu vermeiden. Innerhalb von Erdbeckenspeichern kann abhängig von der Beschaffenheit des Gemisches statt eines direkten Austausches des Wassers auch ein indirekter Austausch mittels Rohrschlangen erfolgen, um die benötigte Pumpenleistung zu verringern. Dann kommt es jedoch auch zu einer geringeren thermischen Schichtung im Speicher [83].

„klassische“ Pufferspeicher sind meist als Behälterspeicher ausgeführte Systeme mit vergleichsweise geringem Volumen und können verwendet werden, um Schwankungen im Stunden- oder Tagesbereich abzufangen. Saisonale Großspeicher, die lange Be- und Entladezeiten aufweisen, wie es auch bei Erdbeckenspeichern der Fall ist, benötigen häufig einen vorgelagerten Wasser-Wärmespeicher um kurzweilig vorliegende Leistungsspitzen speichern zu können [83].

(C) Anwendungsbeispiele

In Nordrhein-Westfalen wurde im Jahre 1999 ein 1.500 m³ großer Kies-Wasserspeicher in Kombination mit einem Gas-Brennwertkessel und einer solarthermischen Anlage mit 510 m² Kollektorfläche zur Versorgung einer Siedlung gebaut. Das Verteilnetz wurde als Niedertemperaturnetz mit

einer Vorlauftemperatur von 43 °C bis 50 °C und einer Rücklauftemperatur von 25 °C ausgelegt. Die Radiatoren sowie die Fußbodenheizung der Gebäude sind ohne weitere Wärmeübertrager direkt an das Verteilnetz angeschlossen. Auch die in diesem Projekt geplante Rücklauftemperatur wurde in der Praxis um 10 K überschritten und es zeigte sich, dass die gewählte Vorlauftemperatur zur Warmwasserbereitung ungeeignet ist [84].

In Neckarsulm-Amorbach wurde im Jahr 2000 ein Erdsonden-Wärmespeicher in einem solar unterstützten Wärmenetz in Betrieb genommen. Der Erdsonden-Speicher erschließt mit 528 Sonden ein Speichervolumen von 63.360 m³. Eine Heizzentrale mit Pufferspeicher und eine solarthermische Anlage mit einer Kollektorfläche von 5.044 m² versorgen das Wärmenetz und beladen den Speicher. Im Jahr 2002 wurde der Erdsonden-Wärmespeicher erweitert [70].

Eine prominente Anwendung eines Aquifer-Wärmespeichers findet sich unter dem deutschen Reichstag in Berlin. Zur Wärme- und Kälteversorgung des Parlamentsgebäudes wurden zwei separate Aquifere unterhalb des Gebäudes erschlossen. Der obere Speicher wird im Winter mittels einer Wärmepumpe auf 5 °C abgekühlt und dient somit der Speicherung von Kälte. Der tiefere Wärmespeicher wird mittels Überschusswärme aus solarthermischen Anlagen und einer mit Biodiesel betriebenen KWK-Anlage bis auf 70 °C beladen [79].

1.1.2.4 Netzmaßnahmen

Neben der Auswahl und Zusammenstellung der für die Netztransformation individuell geeigneten Technologien, sollten Transformationskonzepte auch Maßnahmen am Netz beinhalten. Netzmaßnahmen können dazu beitragen, dass zusätzliche Technologien potenziell nutzbar sind, oder die Wirtschaftlichkeit der Konzepte insgesamt erhöht wird.

Umstrukturierung des Netzes

(A) Neuerschließung von Einspeisepunkten

Große Fernwärmenetze werden meist aus mehreren Einspeisepunkten versorgt. Häufig gibt es ein bis zwei Hauptstandorte der Grundlasterzeuger und einige Weitere an denen Spitzenlastanlagen positioniert sind. Die Einbringung einer erneuerbaren Wärmequelle in ein Bestandsnetz ist an einem bereits bestehenden Einspeisepunkt am einfachsten. Wird der Bestandserzeuger ausgetauscht und durch eine Anlage gleicher oder ähnlicher Leistungsgröße ersetzt, können die Nennweiten der Rohrleitungen, die Pumpenanlagen und die Regelungstechnik übernommen werden. Bei der Überprüfung der Möglichkeiten zur Erschließung neuer Einspeiseorte sind die nachfolgenden Rahmenbedingungen zu beachten [30].

- Differenz zwischen der Netztemperatur und der vom Erzeuger bereitgestellten Vorlauftemperatur muss aufeinander abgestimmt sein
- Ort der Errichtung des neuen Erzeugers ist in räumlicher Nähe zum Netz (Wärmeverluste über Transportleitungen geringhalten)
- Ort der Errichtung des Erzeugers muss auf dessen Flächenbedarf abgestimmt sein
- für die Nutzung des Erzeugers notwendige Infrastruktur muss eingeplant und angelegt werden (Brennstofflager, Stromnetz, Speicher, Wartungs- und Lieferverkehr)
- der zur Einspeisung nötige Differenzdruck kann aufgebracht werden
- die Versorgungssicherheit muss weiterhin zu jeder Zeit gewährleistet sein (Thermohydraulik des Netzes)
- Sensorik und Regelungsstrategien müssen an den neuen Erzeugerpark angepasst werden

Sollen zusätzlich Erzeugungsanlagen an neuen Einspeisepunkten in ein Bestandsnetz integriert werden, wirkt sich das auf eine große Anzahl Betriebsparameter aus, sodass eine Analyse der

resultierenden Netzhydraulik vorab mittels einer Simulation vorgenommen werden muss. Die Simulation sollte für mindestens zwei Lastfälle (z. B.: Höchstlastfall Winter; Teillastfall Sommer mit Lastfaktor 15 %) und für unterschiedliche Einspeisestrukturen und -ort vergleichend vorgenommen werden [30]. Besonders zu betrachten sind hierbei die nachfolgenden Parameter:

1) Pumpenleistung

Die erforderliche Pumpenstromleistung ist vom Massestrom, dem Pumpenwirkungsgrad und der Förderhöhe abhängig und dann am geringsten, wenn die räumliche Verteilung der Einspeisepunkte gut auf die im Netz vorhandenen Nennweiten und Lastgänge abgestimmt wird. Im Vergleich zum Höchstlastfall ist die im Teillastfall aufzubringenden Pumpenleistung aufgrund des geringeren Massestrom ebenfalls geringer, jedoch ist dann die räumliche Verteilung relevant. Aufgrund des für kleinere Pumpen schlechter angenommenen Wirkungsgrades im Teillastzustand steigt die benötigte Leistung leicht.

2) kritischer Verbraucher

Bei monozentrischer und zentrischer Einspeisung bleibt der kritische Kunde identisch und verändert sich nur bei mehrzentrischer oder verteilter Einspeisung. Bei verteilter Einspeisung kommt es auch zwischen Teillastfall und Höchstlastfall zu einer Änderung des kritischen Kunden.

3) Regelung

Die Regelung des Netzes lässt sich am einfachsten gestalten, wenn der kritische Verbraucher sich in den Lastfällen und Betriebszuständen nicht verändert und nimmt mit Anzahl an möglichen Fällen des kritischen Kunden und Wechselhäufigkeit an Komplexität zu. Daher sind für Netze mit verteilter Einspeisung eine hohe Dichte an Messpunkten und eine Regelung, die alle Pumpen im Netz aufeinander abstimmen kann, erforderlich. Ein derartiges Regelkonzept bedarf einer großräumigen Nachrüstung an Messtechnik und muss auf jedes Netz und dessen Erzeugerpark individuell angepasst werden.

(B) Dezentrale Einspeisung

Die Realisierung einer dezentralen Einspeisestruktur, beziehungsweise die Einbindung erneuerbarer Erzeugertechnologien an multiplen Einspeisepunkten in ein Bestandsnetz mit vorgegebenen Leitungsverläufen und Nennweiten sowie einer festen Netztopologie, bedarf einer besonders gründlichen Voruntersuchung. Vor der Durchführung der Integration der neuen Erzeuger und Einspeisepunkte müssen die komplexen hydraulischen und thermodynamischen Vorgänge innerhalb des bestehenden Netzes mittels Simulationen auf ihre Umsetzbarkeit überprüft werden, damit die Versorgungssicherheit und der planmäßige Netzbetrieb sichergestellt werden können. Zusätzlich erfordert der häufige Wechsel des kritischen Verbrauchers je nach Lastfall, Einspeiseverhalten und Abnehmerbedarf umfangreiche Messtechnik innerhalb des Netzes sowie ein individuell abgestimmtes Regelkonzept und die zugehörige Aktorik zum Steuern jeder einzelnen Einspeisepumpe [68]. Die Umsetzung ist daher mit hohen Investitionskosten verbunden und bietet sich beim Netzbau oder -neubau an. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dass jeder Kunde potentiell auch Lieferant, also zum Prosumer [16] wird und, ähnlich wie bereits im Stromnetz realisiert, eigene Überschusswärme in das Netz einspeisen kann. Neben den generellen Problemstellungen und Hemmnissen der verteilten Einspeisung fehlt es für die Umsetzung der Prosumer-Netze in

Deutschland bislang zusätzlich an rechtlichen Regelungen und angewendeten Marktmodellen für die Vergütungsregelung.

(C) Etablierung von Teil- und Sekundärnetzen

Besonders in historisch gewachsenen Bestandsnetzen mit unterschiedlichen Abnehmerverhalten und verschiedenen baulichen Standards ist eine gesamtheitliche Reduzierung der Vor- und Rücklaufemperatur meist nicht möglich. Alternativ können schrittweise Sekundärnetze mit niedrigeren Temperatur- und Druckniveaus auf regenerative Wärmequellen umgestellt werden. Auf diese Weise lassen sich Neubausiedlungen mit niedrigen Temperaturanforderungen der Kunden in ein bestehendes Netz eingliedern und Stadtteile mit hohem Sanierungsstand sowie große Gebäudekomplexe, die eine Temperatursenkung zulassen, nachträglich abgrenzen. Ein Sekundärnetz kann jedoch nur dann eingerichtet werden, wenn sich innerhalb eines Teilnetzes, also einem räumlich und hydraulisch abgrenzbaren Netzzweig oder einer Netzmasche (siehe Abschnitt Netzstruktur), das keine Durchleitungsfunktion hat, Verbraucher mit ähnlicher Temperaturanforderung befinden oder dezentral bei einzelnen Kunden nachgeheizt werden kann. Sekundärnetze können über eine Übergabestation je nach Temperaturanforderung in den Vor- oder Rücklauf des ursprünglichen Netzes integriert werden. Die Auslegung der Wärmeerzeuger kann für den Grund- und Teillastfall vorgenommen und die hydraulischen und thermodynamischen Netzsimulationen auf dieses Teilnetz begrenzt werden. Das vorgelagerte Wärmenetz kann zur Spitzenlastabdeckung genutzt und dementsprechend als Erzeuger für das Sekundärnetz angenommen werden, während das Sekundärnetz im vorgelagerten Netz als einzelner Verbraucher betrachtet werden kann.

(D) Erschließung und Abkopplung von Verbrauchern

Durch das Erschließen neuer Verbraucher kann gegebenenfalls der Verminderung des Wärmebedarfs durch Sanierungen der Bestandsgebäude entgegengewirkt und die Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes gesteigert werden. Unterschieden werden kann hierbei in Verdichtung, also neue Kunden an bereits vorhandenen Rohrleitungen anbinden, und Erweiterung, also durch Verlegung neuer Rohrleitungen weitere Kunden anbinden. Die Ausbreitung des Rohrleitungsnetzes kann neue Einspeisepunkte ermöglichen, oder, durch den Ausbau von Netzmaschen, die Hydraulik im Wärmenetz verbessern.

Werden Neubaugebiete mit Gebäuden mit hohem energetischen Standard erschlossen, bieten diese die Möglichkeit zur Errichtung eines Sekundärnetzes mit niedrigerer Netztemperatur sowie eigenen Speicher und regenerativen Wärmeversorgungstechnologien.

Beim Abkoppeln von Verbrauchern vom Wärmenetz werden einzelne, oder mehrere Verbraucher abgetrennt. Sinnvoll ist diese Maßnahme, wenn aufgrund einer großen geografischen Entfernung und hohen Leitungslängen auch große Wärmeverluste durch die Versorgung resultieren. Auch bei einer höheren, benötigten Netzvorlaufemperatur oder hydraulisch ungünstigen Position, beispielsweise des kritischen Verbrauchers, ist eine Abkopplung möglicherweise sinnvoll.

Betriebsführung

(A) Senkung der Netztemperaturen

Die Absenkung der Netztemperatur ist eine Option um die Integration von erneuerbaren Wärmeerzeugern zu erleichtern und die Effizienz im Netz durch verringerte Wärmeverluste zu erhöhen. Eine Übersicht über mögliche Netztemperaturen gibt Abschnitt Temperaturniveau. Bei der Auswahl der Vorlaufemperatur im Netz sind die Anforderungen der Abnehmer, die Wärmekapazität des Netzes und die Wärmeverluste die über die Verteilleitungen auftreten zu berücksichtigen. Eine

II Eingehende Darstellung

wesentliche, zu berücksichtigenden Temperaturgrenze ist die Mindesttemperatur für die Legionellen-Prophylaxe. Beim Abnehmer muss das Erwärmen des Warmwassers auf 60 °C ermöglicht werden. Verfügt der Kunde nicht über eine dezentrale Anlage zur Nacherwärmung, so muss im Netz eine Vorlauftemperatur von 65 – 70 °C an der Übergabestation vorliegen. Die Rücklauftemperatur im Netz ist hauptsächlich vom Wärmebedarf der Kunden abhängig. Um eine Senkung der Netztemperaturen zu erzielen sollten verschiedenen Maßnahmen im Netz vorgesehen werden [30]:

- 1) Absenkung der Rücklauftemperaturen bei Großkunden und Verbrauchern, die den Netzzücklauf maßgeblich bestimmen und
- 2) Absenkung der Rücklauftemperaturen bei einzelnen Kunden durch:
 - a. hydraulischen Abgleich
 - b. Trinkwarmwasserbereitung durch dezentrale Nachheizung
- 3) Absenkung der Vorlauftemperatur bei einer Kundengruppe durch die Etablierung von Sekundärnetzen

Die Absenkung des Druckniveaus innerhalb von Bestandsnetzen gestaltet sich noch komplexer als die Absenkung der Temperaturen, besonders bei zeitgleicher Reduzierung. Häufig wird das Druckniveau im Netz sogar angehoben, damit bei verringerten Temperaturen die benötigte Leistung an die Verbraucher übermittelt werden kann [30].

(B) Betrieb als Gleitnetz

Alternativ zur dauerhaften Absenkung der Netztemperaturen, kann das Wärmenetz auch als Gleitnetz betrieben werden. Hierbei wird saisonal die Netzzorlauftemperatur an den Wärmebedarf der Verbraucher angepasst. Beispielsweise wird während der Heizperiode eine Vorlauftemperatur von 90 °C bereitgestellt, im Sommer zur Trinkwassererwärmung hingegen 65 – 70 °C. Somit werden Wärmeverluste im Sommer vermindert sowie die Einspeisung durch erneuerbare Energien wie Solarthermie erleichtert. Wird bei den Verbrauchern zusätzlich eine dezentrale Nacherwärmung verwendet, lassen sich auch geringere Temperaturen umsetzen. Auch für den Betrieb als Gleitnetz gilt es zu prüfen, ob die Versorgungssicherheit aller Verbraucher zu jedem Zeitpunkt und während jedes Betriebszustandes gewährleistet werden kann.

(C) Betrieb als Netzspeicher

Um einen Überschuss an Wärme speichern zu können ohne die Investition in einen zentralen Großspeicher zu tätigen, kann auch das Wärmenetz genutzt werden. Dieses Vorgehen kann genutzt werden, um Abfahrprozesse zentraler Versorgungsanlagen zu verhindern, verringert jedoch die Gesamteffizienz des Wärmenetzes, da die Wärmeverluste mit steigenden Netztemperaturen ebenfalls zunehmen. Zusätzlich erhöht sich die Rücklauftemperatur und verringert den Wirkungsgrad der einspeisenden Wärmebereitstellungsanlagen.

(D) Dezentrale Nacherwärmung

Um die Senkung der Netzzorlauftemperatur realisieren zu können, ist es möglich einzelne Verbraucher eines Netzstrangs, oder sogar die Kunden ganzer Teilnetze, die einen höheren Temperaturbedarf aufweisen, mit einer Anlage zur dezentralen Nacherwärmung, wie beispielsweise einer Wärmepumpe, auszustatten. In Neubaugebieten oder sanierten Stadtteilen lassen sich auf diese Weise auch Netzzorlauftemperaturen von weniger als 65 °C umsetzen. Werden Wärmepumpe oder direktelektrischem Heizer verwendet, ist zu vereinbaren in wessen Besitz sich die

Anlage zur Nacherwärmung befindet, wer für die anfallenden Stromkosten aufkommt und ob der Netzbetreiber befugt ist, die nachgeschaltete Anlage bei Bedarf hoch- oder abzuregeln.

Befinden sich die Anlagen zur Nacherwärmung im Eigentum des Netzbetreibers, ist die Integration einer entsprechenden KWK-Technologie im Transformationskonzept sinnvoll [85, 86].

(E) Nutzung dezentraler Pufferspeicher

Um überschüssige Wärme zu speichern, gibt es neben zentralen Großspeichern und der Nutzung des Netzes als Speichermedium, auch die Möglichkeit dezentrale Pufferspeicher zu nutzen. Um dieses Betriebskonzept umzusetzen ist ein hohes Maß an Mess- und Regelungstechnik im Wärmenetz notwendig. Zusätzlich muss festgelegt werden in wessen Besitz sich der Pufferspeicher befindet, wie mit den zur Regelung nötigen Daten verfahren wird und wie das Entgelten der Speichernutzung umgesetzt werden soll.

Unter der Bedingung, dass sich sowohl eine elektrisch betriebene Nacherwärmungsanlage, als auch ein ausreichend großer Pufferspeicher beim Verbraucher befinden, besteht darüber hinaus die Option eines stromnetzdienlichen Betriebes der Komponenten als dezentrale Power-to-Heat Anlage.

1.1.2.5 Vorgehen zur Konzepterstellung

Die Ermittlung eines oder mehrerer möglicher Konzepte für die Netztransformation beginnt mit der Analyse des Bestandsnetzes. Optional kann eine Überprüfung der Umsetzbarkeit von Netzmaßnahmen zur Effizienzsteigerung oder Umstrukturierung für das gesamte Wärmenetz oder ein Teilnetz erfolgen. Nachdem mittels einer Potentialanalyse die am Standort verfügbaren Ressourcen und Wärmequellen sowie deren Dimension erfasst wurde, erfolgt durch den Abgleich des Anforderungsprofils des Netzes (mit oder ohne Umsetzung von Maßnahmen) mit den zur Verfügung stehenden Potentialen, die Auswahl der zu berücksichtigenden Technologien. Im Nachfolgenden wird auf die in den einzelnen Teilanalysen relevanten Punkte eingegangen [30, 63].

Analyse des Bestandsnetzes

Bei der Analyse des Bestandsnetzes gilt es die Bedarfsstruktur, den aktuellen Anlagenpark sowie die Netztopologie möglichst detailliert zu erfassen. Hierbei wird eine Datenbasis für die Konzeptentwicklung, die Auswahl geeigneter Technologien und die Optimierung und Auslegung der gewählten Erzeugungsanlagen und Speicher ermittelt. Darüber hinaus können Möglichkeiten zur Verbesserung der Netzeffizienz abgeleitet werden.

(A) Bedarfsstruktur

Bei der Analyse der Bedarfsstruktur werden die Netzeigenschaften bezüglich des zu versorgenden Wärmebedarfs und deren Verfügbarkeit erfasst. Relevante Kenngrößen sind hierbei insbesondere:

- die Mindest-Vorlauftemperatur sowie die durchschnittliche Rücklauftemperatur
- Anschlussleistung sowie Wärmebedarfsprofil des Gesamtnetzes und der Einzelabnehmer
- Lastprofil; Spitzenlast, Grundlast, Winter- und Sommerlastgang
- aufzubringender Differenzdruck sowie Wärmeverlustleistung je Lastgang

Auch die Position im Netz, an der die Kenngrößen erfasst und gemessen werden, beispielsweise Einspeisepunkte, Knotenpunkte und direkt bei einem oder mehreren Abnehmern, ist relevant. Je detaillierter die Daten vorliegen, desto mehr Optionen sind bei der Konzepterstellung möglich.

(B) Bestandsanlagen

Auch den aktuell zur Wärmeversorgung genutzte Anlagenpark gilt es zu erfassen, damit Konzept zur schrittweise vollzogenen Netztransformation sowie ein kostenoptimierter Austausch der Technologien geplant werden kann. Darüber hinaus können somit die Anforderungen an die Laufzeiten und Betriebsweisen der Neuanlagen abgeleitet werden. Zu erfassen sind hierfür insbesondere:

- Art der Wärmebereitstellungsanlagen (Brennstoffart, Brennstoffeinsatz, Leistung (thermisch und ggf. auch elektrisch), Laufzeiten, An- und Abfahrtszeit, Wirkungsgrade
- Art der Wärmespeicher (Kapazität, Be- und Entladeprofil, max. Beladetemperatur, min. Entladetemperatur)
- Anzahl der Pumpen und deren Pumpenleistungen, Laufzeiten und Strombedarf

(C) Topologie

Bei der Untersuchung der Netztopologie ist insbesondere für die Ermittlung von möglichen Netzmaßnahmen relevant. Durch die Analyse der geografischen Ausdehnung des Netzes und die Dichte und Verteilung der Abnehmer gilt es, Optionen für Neukundenerschließung, neue Einspeisepunkte für alternative Anlagen, abkoppelbare Teilstränge oder die Einrichtung von Teil- und Sekundärnetzen abschätzen zu können.

(D) Entwicklungsszenarien

Basierend auf dem aktuellen Bestand der angeschlossenen Gebäude sowie der Topologie des vorhandenen Rohrleitungsnetz können unter Einbezug verschiedener Entwicklungsprognosen hinsichtlich voranschreitender Gebäudesanierung, klimatischer Veränderung, durch demografischen oder klimapolitischen Wandel hervorgerufene Zu- oder Abnahme angeschlossener oder interessierte Abnehmer unterschiedliche Entwicklungsszenarien zusätzlich zum Bestand entwickelt und bei der Auswahl und Dimensionierung der zukünftigen Wärmebereitstellungsanlagen berücksichtigt werden. Der Anschluss von neuen Abnehmern, sowie das Abkoppeln von Verbrauchern ist eine mögliche Netzmaßnahme. Veränderungen durch Gebäudesanierungen und klimatischen Bedingungen sind Netzunabhängig und können als potenzielle Änderung des Bedarfs im Bestand angenommen werden.

Potenziale der Technologien

Die Analyse der vor Ort verfügbaren Potenziale sollte unabhängig von den limitierenden Faktoren des existierenden Wärmenetzes, wie Mindesttemperaturen und Wärmebedarf vorgenommen werden, da diese, je nach Umsetzung von Netzmaßnahmen oder Berücksichtigung von Entwicklungsszenarien, veränderlich sind.

Hierbei gilt es je Technologie die Limitierungen hinsichtlich der Auslegung und Leistung sowie der Einsatzmöglichkeiten zusammen zu tragen. Die Leistungs- und Auslegungsgröße von Technologien wird beispielsweise durch das vorliegende Temperaturniveau der Umweltwärme- oder Abwärmquellen sowie dem verfügbaren Masse- oder Volumenstrom des Wärmetragenden Mediums aber auch durch die Verfügbarkeit von Flächen limitiert. Das Fehlen von für die Nutzung einer Anlage essenziellen Ressourcen an Standort, deren zu große Entfernung zu einem geeigneten Einspeisepunkt oder dem Wärmenetz insgesamt, schließt Technologien gänzlich aus.

Darüber hinaus sind Einsatzlimitierung zu berücksichtigen. Dazu zählen gesellschaftliche und rechtliche Einschränkungen der Einsatzmöglichkeiten von Technologien, wie beispielsweise Akzeptanz der Bürger und Anwohner gegenüber einer neuen Anlage.

Überprüfung der Umsetzbarkeit von Maßnahmen

Unter Netzmaßnahmen werden strukturelle Umbauten oder Änderungen der Betriebsführung des Wärmenetzes verstanden. Die Umsetzung einer oder mehrerer Netzmaßnahmen kann zur Erhöhung der Gesamteffizienz im Wärmenetz, durch Verringerung der Wärmeverluste, oder zur Erleichterung der Integration von auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungsanlagen beitragen. Bei der Analyse hinsichtlich realisierbarer Maßnahmen ist es sinnvoll zukünftige Entwicklungsszenarien wie Gebäudesanierungen, demografischer Wandel sowie die geplante Entwicklung des Gemeinde- und Netzausbaus zu berücksichtigen. Neben der Betrachtung des Gesamtnetzes kann auch die Unterteilung in Teilnetze oder Sekundärnetz vorgenommen werden, die aufgrund der vorliegenden Topologie oder Abnehmerstruktur Maßnahmen zulassen, die nicht auf das gesamte Wärmenetz übertragbar sind.

Bei der Prüfung der Möglichkeit zur Umsetzung von Netzmaßnahmen ist zusätzlich eine detaillierte thermohydraulische Analyse zwingend notwendig, damit die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet werden kann. Im Anschluss an die Umsetzung von Netzmaßnahmen ergeben sich Veränderungen der Netzeigenschaften die im Rahmen der Netzanalyse erfasst wurden. Daher bedarf es gegebenenfalls einer erneuten Ermittlung des veränderten Wärmebedarfs der Teil- und Gesamtnetze, sowie der Netztemperaturen und Lastgängen, als Ausgangspunkt für die Auswahl geeigneter Technologien und die weitere Konzeptentwicklung.

Auswahl der geeigneten Technologien

Die Auswahl geeigneter Technologien erfolgt zu aller erst durch den Abgleich der Netzspezifikationen, unter Berücksichtigung von gegebenenfalls umgesetzten oder geplanten Netzmaßnahmen, mit den verfügbaren Potenzialen. Technologien mit unpassenden Lastprofilen oder Temperaturniveaus werden für die weitere Konzepterstellung eliminiert.

Die je Technologie möglichen Anlagentypen und deren Dimensionierungsgrenzen müssen ebenfalls hinsichtlich der Kombinierbarkeit mit anderen Anlagen überprüft werden, um alle Lastgänge abdecken und die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Hierbei muss unterschieden werden, ob die Netztransformation gesamtheitlich oder schrittweise vollzogen werden soll.

Geht man von der gesamtheitlichen Erneuerung des Erzeugerarks aus, so ist im Wesentlichen die Abnehmer- und die Netzstruktur ausschlaggebend für Möglichkeiten und technischen Rahmenbedingungen der Erzeugerintegration.

Wird ein sukzessiver Austausch von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Wärmeerzeugungsanlagen durch erneuerbare Wärmebereitstellungsanlagen geplant, muss jede neue Anlage nicht nur perspektivisch gewählt werden, sondern auch auf den aktuellen Erzeugerpark angepasst sein. Logistik und Regelung, Temperaturniveau und Leistung sowie die Auslegung zur Grund- oder Spitzenlastabdeckung ist entsprechend der im Bestand befindlichen Erzeuger zu wählen.

Art und Anzahl der Erzeugeranlagen: Die Anlagen des Erzeugerarks müssen so ausgewählt werden, dass Grund- und Spitzenlast des Wärmenetzes abgedeckt werden können. Grundlastanlagen werden dabei so ausgelegt, dass sie rund 25 – 30 % der Höchstlast und 60 – 70 % des jährlichen Wärmebedarfs abdecken. Besonders in Großstädten bedarf es häufig mehreren Grundlastanlagen. Bei der Auswahl der Grundlastanlagen sollten auf niedrige spezifische Wärmegestehungskosten geachtet werden. Zur restlichen Bedarfsdeckung werden je nach Netzgröße eine oder mehrere Spitzenlastanlagen benötigt, die flexibel regelbar sind. Die Auslegung dieser Spitzenlastanlagen ist im Besonderen bei der Integration von Solarthermie oder direktelektrischer Heizung mit Überschussstrom komplex.

1.2 Einflüsse untersuchter Netzmaßnahmen

Autoren: Heike Gebhardt; Dr. Daniel Büchner - DBFZ

1.2.1 Aufgabenstellung

Die technischen Herausforderungen bei der Umrüstung bestehender Wärmenetze werden anhand verschiedener Netzvarianten (siehe AP1) exemplarisch mittels detaillierter Netzsimulation untersucht. Dabei werden Maßnahmen am Netz wie z. B. Änderungen der Netztemperatur und Leitungssanierung sowie Auswirkungen zukünftiger Änderungen, z. B. die Abnehmerstruktur, der Wärmebedarf der Anschlussnehmer, berücksichtigt. Anschließend werden verschiedene Anlagen- und Betriebskonzepte hinsichtlich der technischen und ökonomischen Eignung sowie der Anwendung von fester Biomasse als steuerbarer Option untersucht. Auf Basis der Untersuchungen werden Entscheidungshilfen für die Erstellung einer Variantenmatrix erarbeitet.

1.2.2 Ergebnisse

Für zwei real bestehende, anonymisierte Wärmenetze wurden in der Simulationssoftware SimulationX Modelle erstellt und diese unter Abgleich der simulierten Jahreslastprofile mit den verfügbaren Messdaten validiert. Anschließend wurde für beide Wärmenetze, unter Verwendung desselben Wetterdatensatzes, für ein Jahr und den gleichen angenommenen Standort, erneut ein Jahreslastprofil simuliert, um die Vergleichbarkeit zu erhöhen und Skalierungseffekte untersuchen zu können. Für das Wärmenetz „Netz 1“ erfolgte dies darüber hinaus mit der Softwareanwendung Sophena. Ebenfalls für Netz 1 erfolgte die Anpassung der Modelle in SimulationX sowie Sophena zur Erstellung von weiteren, veränderten Jahreslastprofilen zur Abbildung verschiedener Netzmaßnahmen.

Für beide Netze wurden möglichen Anlagenvarianten angenommen und diese dann für die erstellten Jahreslastkurven unter Verwendung des entwickelten Optimierungstools für unterschiedliche Optimierungsziele dimensioniert. Um die Auswirkungen der möglichen Netzmaßnahmen sowie der für die Bedarfsermittlung verwendeten Software auf die Dimensionierungsoptimierung zu untersuchen, wurden für Netz 1 zusätzlich die in Sophena und SimulationX erzeugten Lastprofile der Netzmaßnahmen mit den größten Abweichungen vom Status Quo implementiert und optimiert.

1.2.2.1 Referenz – Wärmenetze

Tabelle 7 zeigt die Kenngrößen der nachfolgend beschriebenen Referenzwärmenetze.

Netz 1

Bei Netz 1 handelt es sich um ein Strahlennetz mit 51 angeschlossenen Ein- und Mehrfamilienhäusern, einer Anschlussleistung von insgesamt 2,2 MW und einer Gesamtlänge der im Vor- und Rücklauf verlegten Rohrleitungen von 2,65 km. In das Netz wird Wärme monozentral mit gleitender Vorlauftemperatur zwischen 90 °C und 65 °C eingespeist. Netz 1 ist der Teilstrang eines größeren Wärmenetzes und verfügt daher über keine eigenen Wärmeversorgungs- und Speichereinrichtungen und wird daher als Referenz für die Abtrennung selbstversorgter Sekundärnetze, bzw. die Versorgungsplanung von Quartierslösungen und Nahwärmenetzen verwendet.

Netz 2

Netz 2 ist ein Strahlennetz mit 280 gewerblichen und privaten Abnehmer und einer Gesamtlänge der im Vor- und Rücklauf verlegten Rohrleitungen von 32,7 km. Das Wärmenetz besitzt eine Anschlussleistung von 6,2 MW. In das Netz wird monozentral mit gleitender Vorlauftemperatur

II Eingehende Darstellung

zwischen 92 °C und 78 °C eingespeist. Der bestehende Anlagenpark setzt sich aus zwei Holzkessel mit insgesamt 4 MW, einem Reserve-Ölkessel mit 5 MW und einem in der Heizzentrale aufgestellten 60 m³ großen Pufferspeicher zusammen.

Tabelle 7: Kenngrößen der Referenzwärmenetze

Referenznetze	Netz 1	Netz 2
Struktur	Strahlennetz	Strahlennetz
Vorlauftemperatur	90 – 65 °C	92 – 78 °C
Einspeisung	monozentral	monozentral
Leitungssystem	Zweileiternetz	Zweileiternetz
Leitungslänge (Vorlauf)	1,5 km	16 km
Netzgröße	kleines Netz	großes Netz
Abnehmeranzahl	51	280
Abnehmerart	HH	HH/Gewerbe
Anschlussleistung	2,2 MW	6,2 MW
Jahreswärmebedarf SQ	5,2 GWh	12,7 GWh
Erzeugerbestand	keine	2x Holzkessel insgesamt 4 MW Ölkessel 5 MW
Speicherbestand	keine	Behälter-Pufferspeicher 60 m ³ Aufstellung in Innenraum ~15 °C

1.2.2.2 Verwendete Software zur Lastprofilerstellung

SimulationX

SimulationX wurde von ESI ITI GmbH entwickelt und ist eine auf der Programmiersprache Modelica basierende Software für dynamische Simulation. SimulationX stellt eine graphisch aufbereitete Plattform für unterschiedliche Domänen dar, welche durch den Benutzer selbst mit Bibliotheken erweitert werden kann. Die durch die Firma EA-Systems Dresden GmbH entwickelte Bibliothek „Green City“ liefert Komponenten und Modelle für die Untersuchung energietechnischer Systeme auf Gebäude oder Quartiersebene. Enthalten sind beispielsweise Komponenten wie Heiz- und Kühlelemente, Solarthermie und Wärmeübertrager, Gebäudemodelle, PV-Anlagen und Elektromobilität. Für die thermohydraulische und energiebilanzielle Simulation von Wärmenetzen bietet EA-Systems Dresden GmbH die Bibliothek „Heat-Grid Lib“ mit Komponenten und Modellen wie Rohrleitungen, Abnahmestellen, Zweigstellen, nachgelagerten Netzteilen sowie Wärmebereitstellungsanlagen für die mono- oder multivalente Versorgung an.

Sophena

Die Open-Source-Software Sophena wurde von dem Ingenieurbüro Greendelta entwickelt, wird durch C.A.R.M.E.N.e.V. bereitgestellt und dient zur technischen und ökonomischen Planung von Heizwerken und Wärmenetzen. Bei der energetischen Betrachtung in Sophena werden Parameter des Heizsystems wie die Heizgrenztemperatur, die Volllaststunden und der Anteil des Warmwasserverbrauchs am Gesamtverbrauch berücksichtigt. Außerdem wird eine vereinfachte Verlustberechnung des vorliegenden Rohrleitungsnetzes durchgeführt. Eine thermohydraulische Betrachtung findet in Sophena nicht statt. In Sophena gibt es Basisdaten bezüglich des Klimas, Energieträgern, Gebäudetypen und Kostenfaktoren. Abgesehen von den Klimadaten sind Änderungen und Ergänzungen dieser Basisdaten möglich. Neben den Basisdaten wird eine

Produktdatenbank zur Verfügung gestellt, welche eine Auswahl an Wärmeerzeugern, Pufferspeichern, Rauchgasreinigungstechnologien, Wärmerückgewinnungsanlagen, Wärmeleitungen und Hausübergabestationen enthält. Die Datenbank beinhaltet neben standardisierten Produkten, beruhend auf Durchschnittswerten technischer und preislicher Kenndaten der jeweiligen Produktklasse, real auf dem Markt erhältliche Produkte. Daneben ist es möglich, die Produktdatenbank durch eigene Einträge zu erweitern.

1.2.2.3 Untersuchte Netzentwicklungsszenarien

Der Einfluss jeder nachfolgend vorgestellten Netzmaßnahme und Prognosen wurde alleinig, also nicht in Kombination mit weiteren zeitgleich umsetzbaren Maßnahmen, bewertet. Die Jahreslastprofile für jede Maßnahme wurden für Netz 1 unter Verwendung von Sophena und SimulationX jeweils für denselben Wetterdatensatz erzeugt. Ausgenommen sind die betrachteten Wetterprognosen. Diese wurden für Netz1 ausschließlich mittels SimulationX erstellt.

Wetterprognosen

Aufgrund der sich verändernden klimatischen Verhältnisse, wird sich zukünftig auch der Wärmebedarf ändern. Um diese alternativen Anforderungen abbilden und deren Einfluss untersuchen zu können, wurden für denselben Standort die, für den Zeitraum von 2031 bis 2060 vom Deutschen Wetterdienst entwickelten Testreferenzjahre verwendet [87]. Die verfügbaren Prognose-Testreferenzjahre umfassen drei Datensätze für ein durchschnittliches „mittleres“ Jahr, sowie ein Jahr mit heißem „extremem“ Sommer und einem Jahr mit kaltem „extremem“ Winter.

Senkung der maximalen Netzzorlaufteperatur

Der Einfluss der Reduktion der Netzzorlaufteperaturen wurde zum einen für die Absenkung um 10 K, zum anderen auf die für das Netz hinsichtlich der Versorgungssicherheit möglichen maximalen Temperaturabsenkung untersucht. Geprüft wurde die Unterschreitung der am Endkunden ankommenden Vorlaufteperatur von zulässigen 70 °C, sowie die Überschreitung von Volumenströmen und Druckverlusten in kritischen Rohrabschnitten. Die vorgenommene thermohydraulische Netzsimulation ergab für Netz1 daher die Netzzorlaufteperaturabsenkung um 10 K von 90 °C auf 80 °C und um 15 K von 90 °C auf 75 °C. Da die gleitende Anpassung der Vorlaufteperatur entsprechend der Außenluftteperatur in SimulationX möglich ist, wurde jeweils die maximale Vorlaufteperatur herabgesetzt und die minimale Vorlaufteperatur beibehalten. In Sophena erfolgt die Eingabe der Vorlaufteperatur als konstanter Wert. Hier wurde auf den maximalen Wert der Vorlaufteperatur zurückgegriffen.

Integration neuer Abnahmestellen

Diese Transformationsmaßnahme berücksichtigt die zukünftige Verdichtung bestehender Wärmenetze sowie die Erschließung von neuen Kunden. Dafür wurden acht bereits im Netz existierende Einzelverbraucher dupliziert und an andere Stelle im Netz zusätzlich integriert. Im Falle (1) des Netzausbaus wurde neben der Integration der zusätzlichen Abnehmer auch der Ausbau der Rohrleitungstrasse berücksichtigt, weshalb innerhalb der Simulation neben den Abnahmestellen zusätzlich die Anschlussrohrleitungen und die verbindenden Rohrleitungen zur Trasse ebenfalls dupliziert wurden. Für die Maßnahme (2) der Netzverdichtung wurden die duplizierten Abnehmer am bereits bestehenden Netz angeknüpft, wodurch die Trasse lediglich durch die direkt zur Übergabestation führenden Leitungen ausgebaut wird und Verluste bei der Wärmeverteilung vermieden werden können. Während die Implementierung neuer Abnahmestellen thermohydraulisch überprüft und

angepasst werden konnte, ändert sich in Sophena nur die Anzahl der entsprechenden Abnehmer in Fall (2) und der zusätzlichen Rohrleitungen (1).

Verbesserung der Rohrleitungsdämmung

Die Sanierung, beziehungsweise der Austausch, von Rohrleitungen mit dem Ziel der Verbesserung der Wärmedämmung ist eine Maßnahme die in der Praxis aufgrund hoher Investitionskosten nicht alleinig, sondern in Kombination mit weiteren Maßnahmen, die den Leitungsaustausch ggf. notwendig machen, erfolgen wird. Um die Auswirkung dieser Maßnahme unüberlagert beurteilen zu können, wurde der Fall der Verbesserung der Rohrleitungsdämmung vom Dämmstandard Stufe 1 auf Stufe 3 untersucht [88].

Reduktion der Anschlussleistung

Gebäudesanierungen an Abnehmern bestehender Wärmenetze führen zu einer Reduzierung des Wärmebedarfs und der erforderlichen Anschlussleistungen. Für die Bewertung der entsprechenden Effekte wurden die hinterlegten Werte für die Anschlussleistungen der Wärmeabnehmer angepasst. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass die Sanierungsmaßnahmen nur Einfluss auf die erforderliche Leistung zur Bereitstellung der Raumwärme haben, wie etwa durch den Austausch von Fenster und Türen oder Eingriffe in die Außenfassade. Die Grundlast zur Deckung des Warmwasserbedarfs bleibt unverändert. Die Reduzierung der Anschlussleistung je Abnehmer wurde um 5 % und um 10 % untersucht.

1.2.2.4 Jahreslastprofile

Vergleich der verwendeten Software

Für die Ermittlung des Wärmebedarfs der Verbraucher können in SimulationX folgende Parameter eingestellt werden: Auslegungsaußentemperatur, maximale Außentemperatur des Wärmeverbrauchs, Auslegungswärmeverbrauch bei Auslegungsaußentemperaturniveau, Grundwärmeverbrauch und Gleichzeitigkeitsfaktor. Das Modell sieht vor, dass die angegebene Anschlussleistung bei der Auslegungsaußentemperatur eingesetzt wird und der Verbrauch linear in Abhängigkeit von der Außentemperatur abnimmt, bis die Heizgrenztemperatur erreicht ist. Darüber hinaus wird nur die Grundlast, d. h. der Warmwasserbedarf, benötigt. Für die betrachteten Wärmenetze wird eine Auslegungsaußentemperatur von -14 °C, eine Heizgrenztemperatur 15 °C, ein Grundwärmeverbrauch von 5 % der Anschlussleistung bei Auslegungsaußentemperatur und ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,8 verwendet. Die Vorlauftemperatur wurde, entsprechend der realen Netze, gleitend in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur vorgegeben. Die Rücklauftemperatur am Ausgang der Übergabestationen der Verbraucher wird auf einen vom Nutzer vorgegebenen Maximalwert begrenzt und für den jeweiligen Lastfall im Netz entsprechend dem Wärmeverbrauch berechnet. Auf der Grundlage der erhaltenen Datenbasis wurde der Maximalwert auf 55 °C festgelegt.

Die Modellierung des Rohrnetzes in SimulationX erfordert die Angabe der Länge, des Durchmessers und des Wärmedurchgangskoeffizienten für jeden einzelnen Rohrabschnitt der Vor- und Rücklaufleitungen sowie die Angabe, ob Freileitungen oder Erdleitungen verwendet werden. Bei erdverlegten Leitungen wird auch die Verlegetiefe benötigt. Die thermohydraulische Netzsimulation erfordert auch die Eingabe von Parametern des Fernwärmenetzanschlusses. Abgefragt werden der konstante Druckverlust sowie der maximale Volumenstrom über die Übergabestation. Um spezifische Wetterdaten bereitzustellen, können beliebige Datensätze verschiedener Standorte, Jahre oder für Testreferenzjahre (TRY) in SimulationX importiert werden. Zu den Datensätzen gehören die

II Eingehende Darstellung

Außenlufttemperatur, Windschwankungen und -richtungen sowie die direkte, diffuse und globale Sonneneinstrahlung (Version 4.1). Für die Lage des realen Wärmenetzes wurden die notwendigen Wetterdaten vom Deutschen Wetterdienst bezogen.

Die Ermittlung des Wärmebedarfs der Endverbraucher in Sophena erfordert die Angabe der maximalen Außentemperatur des Wärmeverbrauchs und des Warmwasserbedarfs als prozentualen Anteil am Jahreswärmebedarf. Im Gegensatz zu SimulationX werden die Anzahl der Volllaststunden für den Wärmebedarf sowie der Sanierungszustand oder das Baujahr des Wohngebäudes abgefragt. Es werden die Heizgrenztemperatur, ein Gleichzeitigkeitsfaktor und der prozentuale Anteil des Warmwasserbedarfs sowie die Volllaststunden abgefragt und entsprechend der Werte in SimulationX hinterlegt.

Der Heizwärmebedarf wird ebenfalls über eine linearisierte Funktion in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur ermittelt. Da in Sophena nur eine konstante Vor- und Rücklauftemperatur vorgegeben werden kann, wurde die maximale Vorlauftemperatur als konstant und eine Rücklauftemperatur von 55 °C gewählt. Sophena bietet die Möglichkeit, einzelne Rohrabschnitte mit entsprechender Länge, Durchmesser und Wärmedurchgangskoeffizient zu implementieren oder, da keine hydraulischen Überlegungen angestellt werden, die Eingabe der Summe der Längen aller Rohre mit gleichem Durchmesser und Wärmedurchgangskoeffizient. Es wird nicht nach der Art der Verlegung oder der Tiefe der Rohrleitungen unterschieden, sondern eine durchschnittliche Temperatur von 10 °C im Erdreich oder der Außenluft vorgegeben. Sophena stellt eine Bibliothek mit verschiedenen Testreferenzjahren (TRY) zur Verfügung, die nur die Außenlufttemperatur für verschiedene Standorte enthalten, und ermöglichte es dem Benutzer, eigene Datensätze zu importieren bzw. zu ergänzen. Es wurden die gleichen Außentemperaturdaten wie in SimulationX eingepflegt.

Die Ergebnisausgabe erfolgt in Sophena in Stundenwerten der Netzlast, der Wärmeverluste im gesamten Netz und der Lastgänge jedes Einzelverbrauches. Um den gesamte Wärmeverbrauch darzustellen, werden die einzelnen Lastgänge der Wärmeabnehmer summiert. Die summierten Einzelverbräuche besitzen eine Abweichung von 10^{-6} gegenüber einer Berechnung des Wärmeverbrauchs durch Bilanzierung der Netzlast und der Wärmeverluste. Ähnlich zu den Ergebnissen in Sophena liegt auch bei SimulationX ein Fehler 10^{-3} bei der Bilanzierung der Wärmeverluste und der Einzelverbraucher mit der Netzlast vor. Hierbei ist von einer internen Fehlerfortpflanzung innerhalb der Simulation auszugehen. Aufgrund der geringen Fehlergröße wird diese Abweichung in der weiteren Auswertung nicht weiter berücksichtigt.

Für das Jahreslastprofil aus Sophena und SimulationX zeigt sich ein gemäß Abbildung 7 ein ähnlicher stündlicher Verlauf. Es lässt sich erkennen, dass SimulationX zu mehreren Zeitpunkten sowohl eine höhere als auch eine geringere Wärmebedarfsleistung für Netz 1 ermittelt als Sophena. Um die Ergebnisse besser miteinander vergleichen zu können ist in Abbildung 8 sind die geordneten Jahresdauerlinien aus Sophena und SimulationX gegenübergestellt.

II Eingehende Darstellung

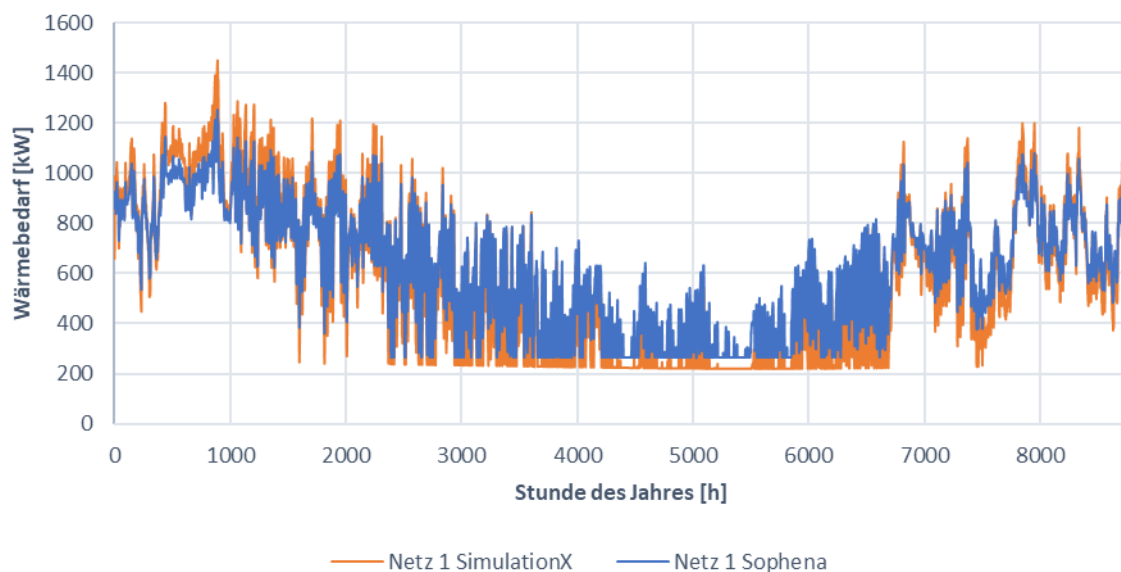


Abbildung 7: Wärmebedarfskurven für Netz 1 in Stundenwerten über ein Jahr erzeugt mit SimulationX und Sophena

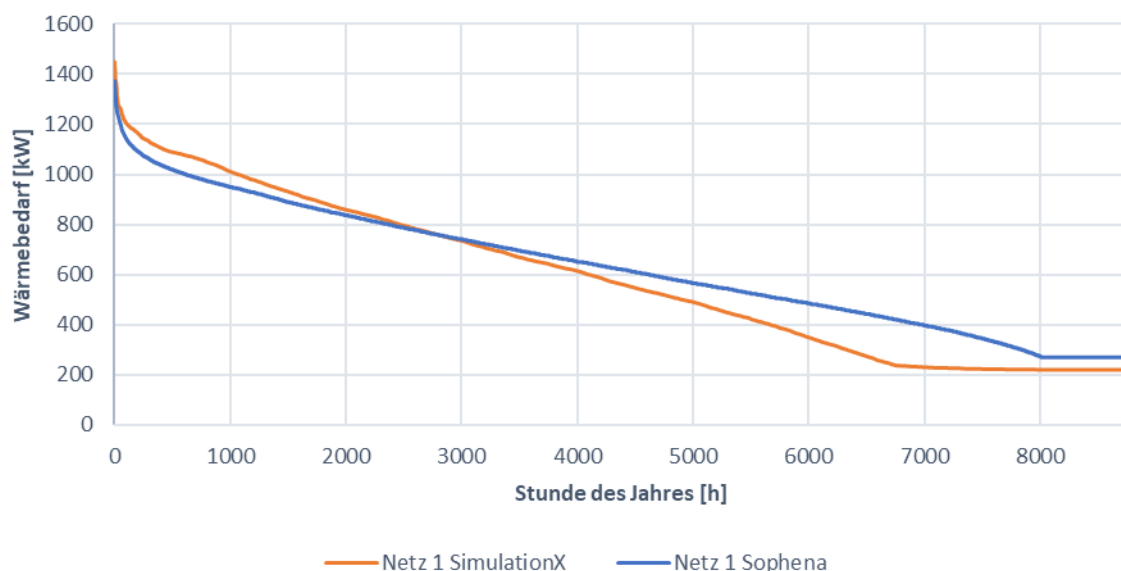


Abbildung 8: Geordnete Jahresdauerlinien für Netz 1 erzeugt mit SimulationX und Sophena

Die Netzlast hat einen maximalen Wert von 1.253 kW in Sophena und von 1.448 kW in SimulationX und sinkt linear auf die Grundlast von 270 kW (Sophena) beziehungsweise 220 kW (SimulationX) ab. Der summierte Wärmebedarf in Sophena entspricht 5.521 MWh. Der Jahreswärmebedarf gemäß in SimulationX liegt bei 5.278 MWh. Sowohl in SimulationX als auch in Sophena wird der Wärmebedarf, gemäß Abbildung 9, näherungsweise linear abhängig zur Außentemperatur ermittelt. Dabei ist die Heizgrenztemperatur von 15 °C ausschlaggebend für die Unterscheidung von Heiztagen und Nicht-Heiztagen. In Sophena wird keine saisonale Unterscheidung des Heizverhaltens abgebildet, wodurch in der Simulation ein unrealistisches Heizverhalten der Sommerstunden, an denen die Temperatur unter der Heizgrenztemperatur liegt, vorhergesagt wird. In SimulationX liegt bereits bei einer Außentemperatur von unter 15 °C zu bestimmten Zeitpunkten nur die Grundlast vor. Es werden demnach saisonale Unterschiede im Heizverhalten simuliert.

II Eingehende Darstellung

Zusätzliche Abweichungen der Lastgänge in SimulationX und Sophena werden durch die Berücksichtigung solarer Einstrahlung und Windstärke in SimulationX hervorgerufen.

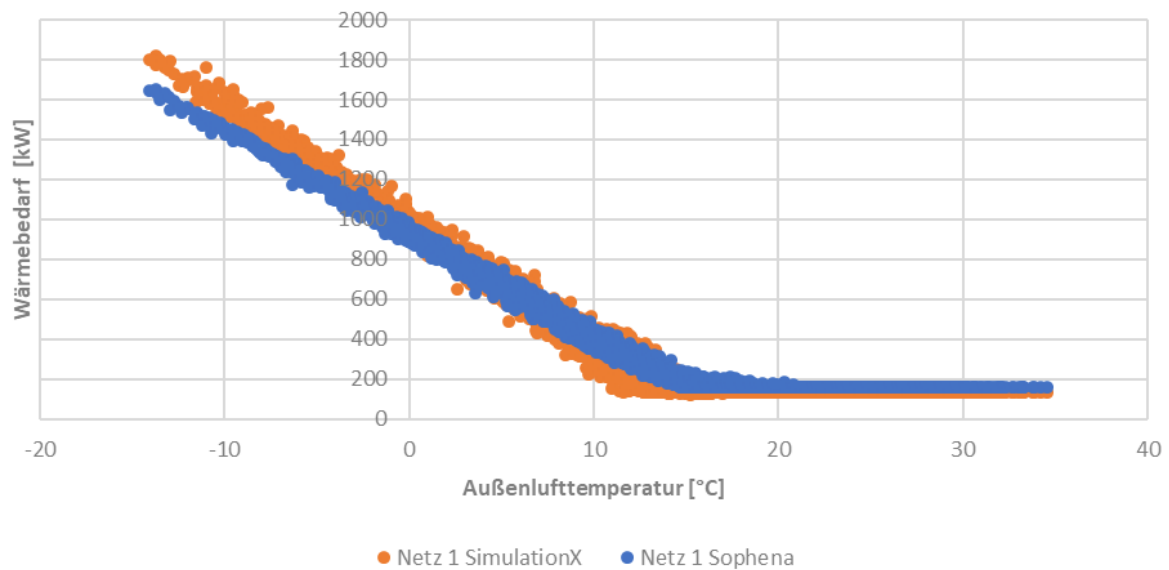


Abbildung 9: Mittels SimulationX und Sophena ermittelter Wärmebedarf je Außenlufttemperatur für Netz 1

Die durch beide Softwareanwendungen ermittelten Werte für den jährlichen Wärmebedarf sind in Tabelle 8 zusammen mit deren Abweichung von den Messwerten von Netz 1 in Prozent.

In beiden Simulationen liegt die maximale Spitzenlast unter dem realen Wert, wodurch eine Dimensionierung der Erzeuger anhand der Simulationsergebnisse beider Programme zu einer zu geringen Auslegung kommen könnte. Die Wärmemenge, die nach einer Dimensionierung mithilfe von Sophena nicht gedeckt werden kann, beläuft sich auf 126 MWh und betrifft 32 volle Heiztage. Im Falle einer Dimensionierung nach SimulationX liegt die Unterversorgung bei 31 MWh innerhalb von zehn Heiztagen. Da die unterschätzten Leistungsbedarfe jedoch nicht innerhalb eines unmittelbar zusammenhängenden Zeitraums auftreten, könnte diese in einem realen Wärmenetz durch Wärmespeicher gepuffert werden.

Der jährliche Verlauf des Warmwasserbedarfs ist in der Realität unter Anderem abhängig von der eingesetzten Technologie zur Trinkwasserbereitung [89]. Ein konstanter Verlauf, wie in Abbildung 8 zu erkennen ist, ist eine vereinfachte Annahme und trifft in bestimmten realen Fällen näherungsweise zu. Im Durchschnittswert der Grundlast (gemäß Abbildung 8 auf die Werte an der Stunde 8000 festgelegt) bestimmt SimulationX die Grundlast um rund 5 % zu gering während Sophena diese um ca. 13 % überschätzt. Diese Abweichung ist auf die höheren Wärmeverluste über das Rohrleitungsnetz aufgrund der über das Jahr konstant als maximal angenommenen Vorlauftemperaturen. Durch die Überschätzung der Grundlast wäre bei Dimensionierung von Erzeugern Bereitstellung von Warmwasser gesichert, doch überdimensionierte Erzeuger und Pufferspeicher sind gegebenenfalls, in Teillastnutzung und damit weniger effizient und wirken sich nachteilig auf die Investitionskosten aus.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 8: Mittels SimulationX und Sophena bestimmte Ergebnisse für den Wärmebedarf von Netz 1 und deren Abweichungen zum Messwert von Netz 1

Software	SimulationX	Sophena
Jahreswärmebedarf [GWh]	5,27 +2,55 %	5,52 +10,66 %
Absolute Spitzenlast [MW]	1,45 -3,87 %	1,25 -12,60 %
Ø Grundlast [kW]	225 -4,86 %	270 +13,32 %
Wärmeverluste übers Jahr [MWh]	457	615
Wärmeverluste [%]	9	11

Vergleich der Referenznetze

Für beide Wärmenetze wurde mit SimulationX ein Jahreslastprofile für die einen einjährigen Wetterdatensatz stündlich aufgelöst simuliert. Die ermittelten, am zentralen Einspeisepunkt anliegenden Wärmebedarfsleistungen sind in Abbildung 10 als Stundenwerte über das gesamte Jahr für Netz 1 in blau und Netz 2 in orange aufgetragen. Für beide Netze ist der Verlauf der Wärmebedarfsleistung, trotz verschiedet Beträge, äquivalent. Dies ist auf die in Abbildung 11 dargestellte, hohe lineare Abhängigkeit der ermittelten Wärmebedarfe von der Außenlufttemperatur in SimulationX zurückzuführen. Sowohl individuelles, menschliches Verhalten als auch durch gewerbliche oder industrielle Wärmenutzung resultierende zusätzliche Schwankungen der Wärmelast werden nicht berücksichtigt, sofern nicht vom Nutzer bereits als Lastkurve der Abnahmestelle hinterlegt.

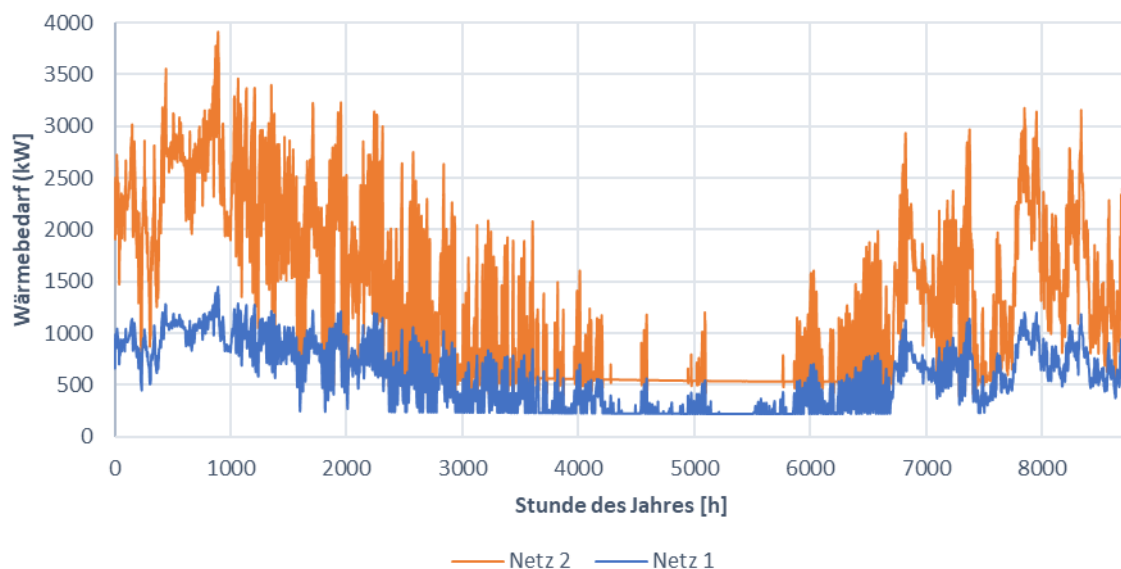


Abbildung 10: Wärmebedarfskurve der Referenzwärmenetze als Stundenwerte über ein Jahr erzeugt mit SimulationX

II Eingehende Darstellung

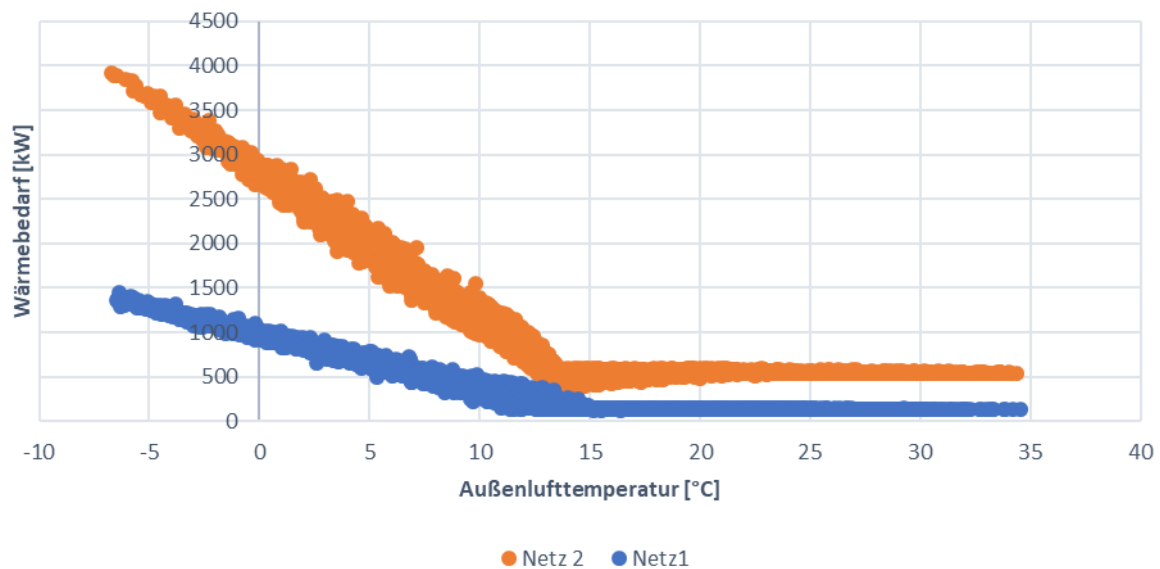


Abbildung 11: Durch SimulationX ermittelter Wärmebedarf je Außenlufttemperatur für die Referenznetze

In Tabelle 9 sind die aus den mittels SimulationX erstellten Jahreslastprofilen resultierenden Bedarfskenngrößen beider Referenznetze zusammengefasst. Wichtig bei der Bewertung der Daten zu berücksichtigen ist, dass die Ergebnisse ausschließlich die Heizwärmebedarfe für die Gebäudeheizung beinhalten. Der Anteil an gewerblichem Wärmebedarf von Netz 2 wurde nur als konstant, also erhöhter Grundlast berücksichtigt, da keine näheren Lastprofile verfügbar waren. Auch wird der Vorteil einer hohen Anschlussdichte in Netz 1 deutlich. Aufgrund der zehnmal längeren Rohrleitungen in Referenznetz 2 bei einer nur rund dreimal höheren Anschlussleistung resultiert für Netz 2 trotz vergleichbarem Dämmstandard ein deutlich größerer prozentualer Anteil der Wärmeverluste am jährlichen Wärmebedarf als für Netz 1.

Tabelle 9: Simulationsergebnisse für Wärmebedarfe der Referenznetze

Referenznetze	Netz 1	Netz 2
Jahreswärmebedarf [GWh]	5,27	11,79
Absolute Spitzenlast [MW]	1,45	3,91
Ø Grundlast [kW]	225	530
Wärmeverluste übers Jahr [MWh]	457	2712
~ Wärmeverluste [%]	9	23

Vergleich der Wetterprognosen

Für Netz 1 wurde mit SimulationX ein Jahreslastprofile für die drei unterschiedlichen Prognosen des DWD für die Jahre 2031 - 2060 einen einjährigen Wetterdatensatz stündlich aufgelöst simuliert. Auf die zusätzliche Untersuchung der Prognoseszenarien in Sophena wurde verzichtet, da, wie in Abbildung 9 gezeigt, die Wärmebedarfe sowohl in SimulationX also auch in Sophena näherungsweise linear abhängig zur Außentemperatur, wenn auch mit unterschiedlichem Anstieg. Die durch veränderte Außenlufttemperatur resultierende mengenmäßige Änderung der Wärmebedarfe der

II Eingehende Darstellung

Abnahmestellen ist identisch. Gewählt wurde SimulationX, da die Wärmeverluste über die Rohrleitungen und somit die Auswirkungen der Außenlufttemperatur in höherem Detailierungsgrad ermittelt werden können.

Die am zentralen Einspeisepunkt anliegenden Wärmebedarfsleistungen je Stunde für die Wetterdaten des Status Quo und die Prognose-Testreferenzjahre sind in Abbildung 12 als geordnete Jahresdauerlinien für Netz 1 aufgetragen. Die Ergebnisse für die Simulation der Status Quo Wetterdaten (SQ) sind in blau, für ein durchschnittliches „mittleres“ Jahr (AVG) in orange, für ein Jahr mit heißem „extremem“ Sommer (Sommer) in Gelb und ein Jahr mit kaltem „extremem“ Winter (Winter) in Grau dargestellt.

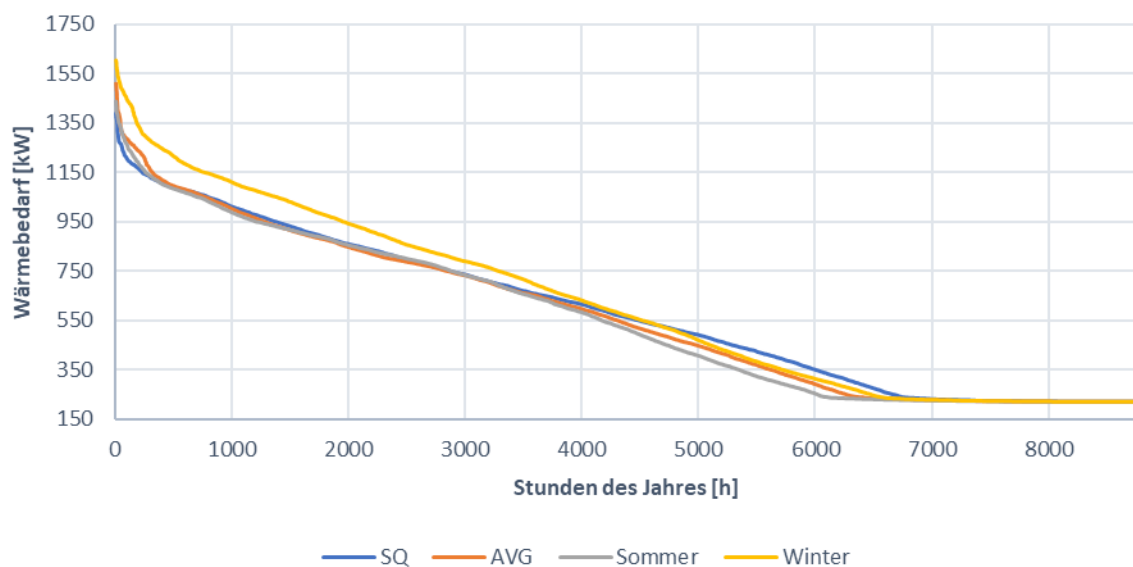


Abbildung 12: Geordnete Jahresdauerlinien für Netz 1 erzeugt mit SimulationX für Wetterdaten des Status Quo und Prognose-Testreferenzjahre für 2031-2060

In Tabelle 9 Tabelle 10 sind die mittels SimulationX erhaltenen Bedarfskenngrößen je Wetterdatensatz zusammengefasst. Gemäß den unveränderten Angaben für den Brauchwarmwasserbedarf in den Simulationen unterschiedlicher Wetterdaten, blieb der Betrag der Grundlast konstant. Eine Änderung zeigt sich jedoch bei der Grundlastdauer aufgrund der je Wetterdatensatz variierenden Anzahl an Stunden mit Außenlufttemperaturen über 15 °C, zu sehen in Tabelle 11. Der Betrag der absoluten Spitzenlast variiert entsprechend der minimalen Außenlufttemperatur innerhalb des Jahres. Diese unterschreitet in keiner der Wetterdatensätze die für den Standort des Wärmenetzes vorgegebene Auslegungstemperatur von -14 °C. Dies ist bei der Auswahl für die Auslegung des Anlagenpark geeignete oder verwendeten Lastprofile und der Ergebnisbewertung im Hinblick auf die Versorgungssicherheit zu berücksichtigen. Der Jahreswärmebedarf der für die vier Wetterdatensätze ermittelt wurde, schwankt um +/- 6 % um einen Mittelwert von 5,13 GWh. Diese Abweichung (Schwankungsbreite) ist nicht uneingeschränkt als Annahme auf andere Wärmenetze übertragbar, da es sich bei Netz 1 um ein vergleichsweise kleines Wärmenetz mit hoher Anschlussdichte und guter Rohrleitungsdämmung handelt. Darüber hinaus sind die Prognose-Testreferenzjahre aufgrund der Methodik zur Erstellung dieser basierend auf mehrjährigen Wettermessdaten von 1995 bis 2012 für eine Vorhersage, nicht aber eine Robustheitsanalyse hinsichtlich Extrema geeignet.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 10: Simulationsergebnisse für Wärmebedarfe der Wetterprognosen

Wetterdatensätze	Status Quo	2031 – 2060 Mittleres Jahr	2031 – 2060 extremer Sommer	2031 – 2060 extremer Winter
Jahreswärmebedarf [GWh]	5,27	5,02	4,92	5,43
Absolute Spitzenlast [MW]	1,45	1,67	1,47	1,67
Ø Grundlast [kW]	225	226	224	227
Grundlastdauer [h]	1740	2087	2302	1960

Tabelle 11: Anzahl Stunden je Temperaturniveau der Außenluft innerhalb der untersuchten Wetterdatensätze

Wetterdatensätze	Status Quo	2031 – 2060 Mittleres Jahr	2031 – 2060 extremer Sommer	2031 – 2060 extremer Winter
Minimale Temperatur	-6,6 °C	-11,0 °C	-7,3 °C	11,0 °C
< -6 °C	4	20	10	141
-6 – 8 °C	3544	3436	3422	3627
8 – 15 °C	2728	2431	2163	2268
> 15 °C	2484	2873	3165	2724

Auswirkungen der untersuchten Maßnahmen

Bei der Auswertung der Auswirkungen der Netzmaßnahmen auf die Jahreslastprofile wurde unterschieden nach den quantitativen Abweichungen die aus den Simulationen für Netz 1 resultieren und deren Umfang sich nur bedingt auf andere Wärmenetze übertragen lässt sowie den qualitativen Änderungen, die netzunspezifisch in variabler Ausprägung auftreten.

(A) Qualitative Auswirkungen

Um die Auswirkungen jeder Netzmaßnahmen auf den Jahreswärmebedarf und die unterschiedlichen Bereiche des Wärmelastgang qualitative und somit netzunspezifische zu bestimmen, wurden zusätzlich zu den quantitativen Gegenüberstellungen der Ergebnisse auch die je Maßnahme resultierenden geordneten Jahresdauerlinien verglichen. Die Variation der geordneten Jahresdauerlinie trat für die betrachteten Maßnahmen an vier Punkten auf, die in Abbildung 13 zusammen mit den Verschiebungsrichtungen dargestellt sind. Die für eine Maßnahme und einen Punkt (Lastbereich) aufgetretene Verschiebung entlang der dargestellten Richtung wurden in Tabelle 12 zusammengefasst. Jede Maßnahme wurde als alleinig durchgeführt betrachtet und mit den Ergebnissen des Status Quo verglichen. Die Auswirkungen zeigten sich als Abweichung vom Status Quo, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß, für jede Maßnahme sowohl in SimulationX als auch in Sophena. Die Auswirkungen die bei der Simulation der Maßnahmen mit SimulationX auf die Netzhydraulik und die Wärmeverluste beobachtet wurden sind ebenfalls qualitativ in Tabelle 13 zusammen aufgezeigt.

II Eingehende Darstellung

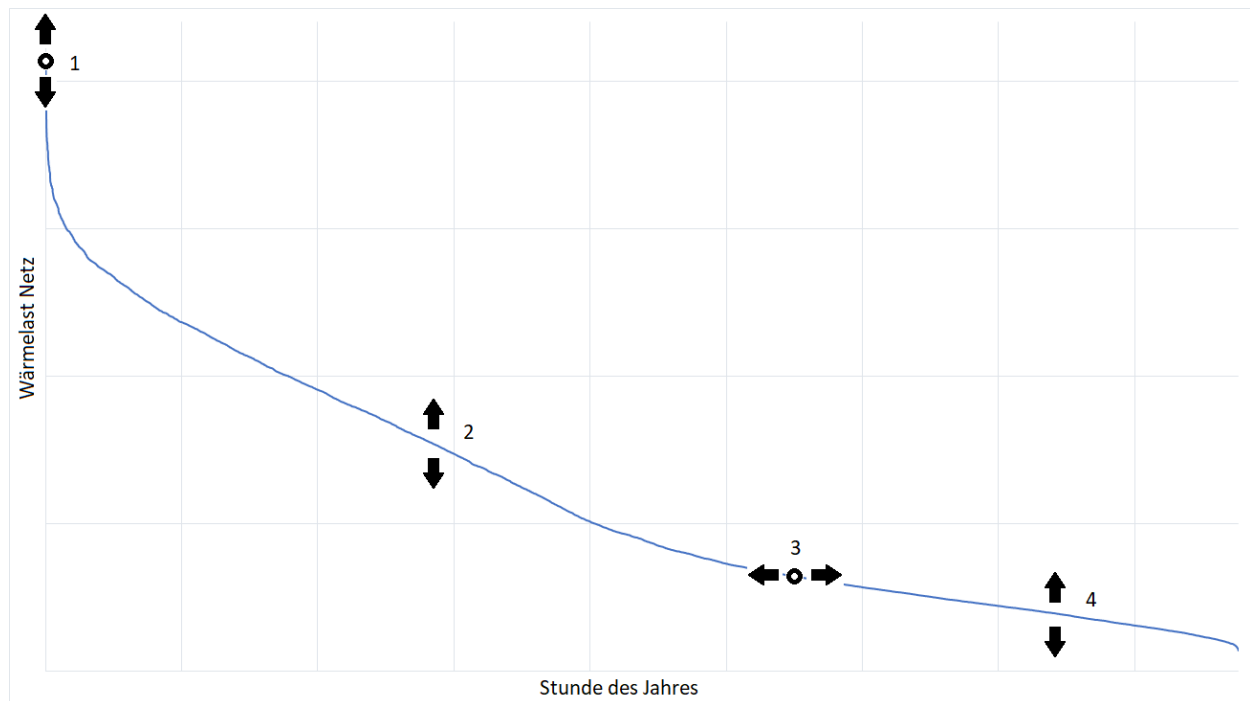


Abbildung 13: Symbolische geordnete Jahresdauerlinie zur Darstellung der qualitativen Auswirkungen von Netzmaßnahmen auf den Jahreswärmebedarf

Die Senkung der maximalen Netzvorlauftemperatur führt bei einer in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur gleitenden Vorlauftemperaturregelung zu einer Minderung der Netzwärmeverluste im Spitzenlast- (1) und Mittellastbereich (2). Sofern die sommerlichen Vorlauftemperaturen gleichbleiben, bleibt auch der Grundlastbereich (3/4) unverändert. Bei konstanter Vorlauftemperatur oder einer gleichzeitigen Absenkung der minimalen Vorlauftemperatur, verringern sich ebenfalls die Wärmeverluste im Sommer und somit wird auch die Grundlast reduziert. Die Möglichkeit zur Absenkung der Vorlauftemperaturen ist jedoch durch die abnehmerseitigen Temperaturanforderungen begrenzt und führt bei gleichbleibenden Wärmebedarf zur Steigerung des benötigten Volumenstroms und damit auch zu einer Steigerung der benötigten elektrischen Antriebsenergie (Pumpenstrom). Die erzielbare Reduktion der Wärmeverluste sollte daher unbedingt dem zusätzlichen Energiebedarf gegenübergestellt werden. Die Kombination mit der Reduktion abnehmerseitiger Temperatur- und Wärmebedarfs (Reduktion der Anschlussleistung) durch Gebäudesanierungen oder dezentrale Nacherwärmung kann gegebenenfalls eine weitere Absenkung der Vorlauftemperatur ermöglichen.

Die Integration neuer Abnahmestellen im Wärmenetz erhöht Spitzen- (1), Mittel- (2) und Grundlast (4), allerdings, abhängig von der Art und dem Wärmebedarfen der Abnehmer, nicht zwingend proportional. Gewerbekunden können unter Umständen zu einer Verschiebung der Grundlaststunden (3) oder stärkeren Anhebung der Grundlast oder der Spitzenlast durch hohe Lastspitzen führen, während die Integration von Gebäuden hoher energetischen Standards einen gleichförmigeren Leistungsanstieg verursachen. Da zusätzliche Abnehmer im Wärmenetz zu neuen Bedarfen und Zweigen führt, ist die thermohydraulische Umsetzbarkeit zu überprüfen. Erfolgt die Integration von neuen Abnehmern nicht direkt an bereits bestehende Rohrleitungen, sondern mittels einer Erweiterung der Trasse und somit einer Verlängerung des Rohrleitungssystems, ist das zusätzlich Verhältnis der Wärmebedarfssteigerung durch Kundenbedarfe zu denen durch Wärmeverluste zu berücksichtigen.

II Eingehende Darstellung

Die Verbesserung der Rohrleitungsdämmung führt durch die resultierende Minderung der Wärmeverluste zu einer Reduktion im Spitzenlast- (1), Mittellast- (2) und Grundlastbereich (4). Der technologische Aufwand einer nachträglichen Isolierung ist bei oberirdischer Rohrleitungsführung geringer als bei unterirdisch verlegten Rohren und kann in diesem Fall in Betracht gezogen werden. Dennoch ist eine Maßnahmenumsetzung für bestehende Netze im Hinblick auf die ökonomische Bewertung nur in Kombination mit weiteren, einen Rohrleitungsaustausch (bzw. eine Erweiterung) notwendig machenden Maßnahme sinnvoll.

Bei einer Reduzierung des Wärmeverbrauchs durch Energieeinsparmaßnahmen auf der Abnehmerseite, sinkt die Spitzen (1) und Mittellast (2). Das Grundlastniveau (4) bleibt unverändert, während die Stunden mit Leistungsbedarfen, die gemäß der geordneten Jahresdauerlinie als Grundlast zugeordnet werden zunehmen. Eine Veränderung der Anschlussleistung durch Gebäudesanierung hat einen starken Einfluss auf die maximale Spitzenlast. Daneben kann, unter Berücksichtigung der Netzhydraulik, bei Reduzierung der Anschlussleistungen ein Anschluss neuer Wärmeabnehmer ohne eine Änderung der erforderlichen Erzeugerleistung erfolgen. Da durch die Reduktion des Wärmeverbrauchs der Abnehmer der Anteil der Wärmeverluste am gesamten Wärmebedarf steigt, kann die Kombination mit einer Maßnahme zur Reduzierung der Wärmeverluste den Gesamtwärmebedarf signifikanter verringern.

Tabelle 12: Zusammenfassung qualitativer Änderungen der Netzmaßnahmen auf die verschiedenen Bereiche des jährlichen Wärmelastgangs

Maßnahme	(1) Spitzenlast	(2) Mittellast	(3) Grundlaststunden	(4) Grundlastniveau
Absenkung Netzvorlauftemperatur	-	-	0	0
Integration neuer Abnahmestellen	+	+	±0	+
Verbesserung Rohrleitungsdämmung	-	-	0	-
Reduktion der Anschlussleistung	-	-	+	0

Tabelle 13: Übersicht thermohydraulischer Auswirkungen der Netzmaßnahmen

Maßnahme	Ø Druckverlust	Volumenströme	Rücklauftemp.	Wärmeverluste
Absenkung Netzvorlauftemperatur	+	+	-	-
Integration neuer Abnahmestellen	+	+	±0	+
Verbesserung Rohrleitungsdämmung	0	0	0	-
Reduktion der Anschlussleistung	0	0	+	0

(B) Quantitative Auswirkungen

Im Folgenden werden die Auswirkungen der betrachteten Maßnahmen auf die Ergebnisse von SimulationX und Sophena als Abweichung vom Status Quo für das Referenznetz 1 quantitativ dargestellt und beschrieben. Analysiert wurden der Jahreswärmebedarf, die maximale Spitzenlast und die jährlichen Wärmeverluste. Der jeweilige Betrag der Abweichungen ist netzspezifisch und somit nicht allgemeingültig oder auf andere Wärmenetze übertragbar.

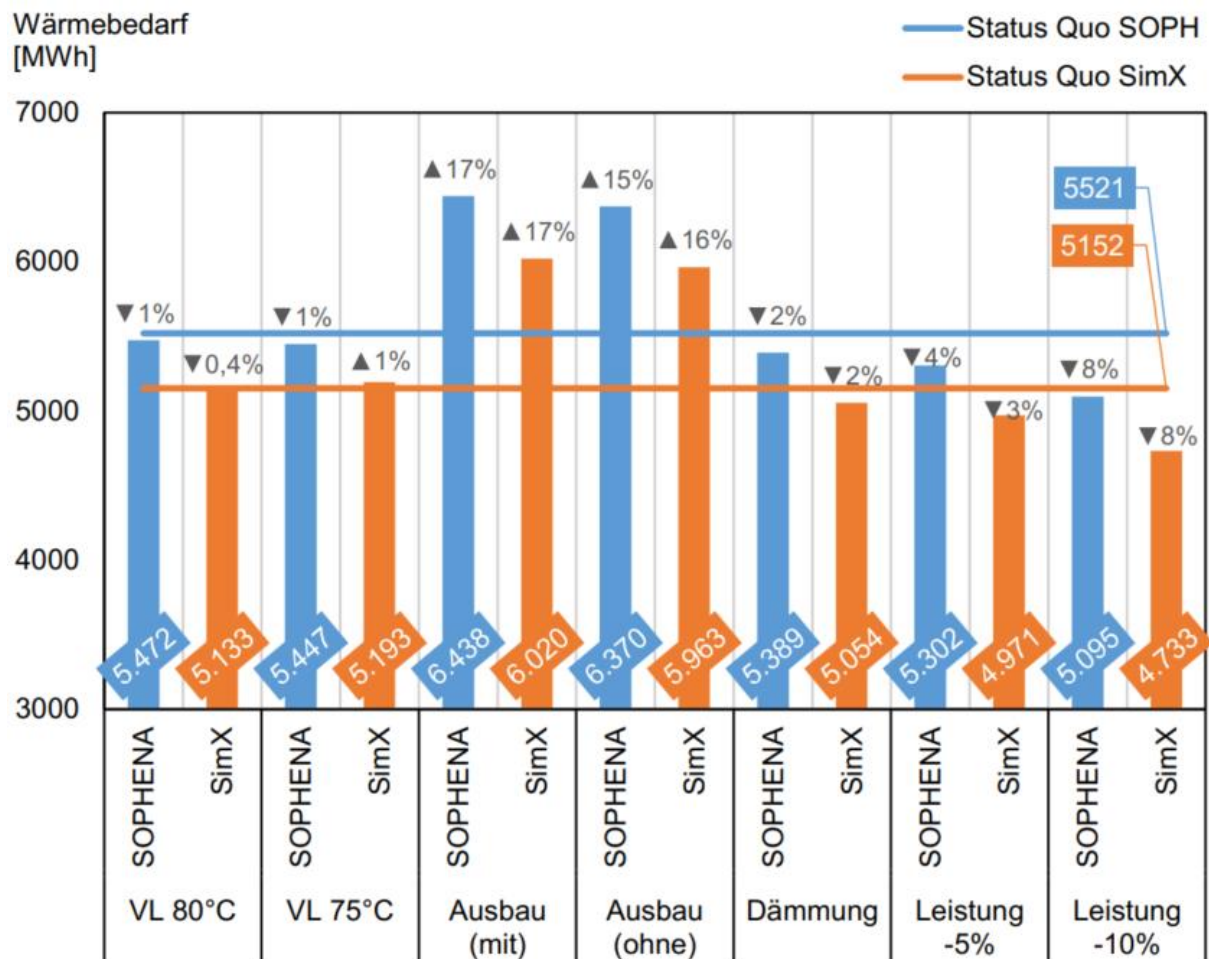


Abbildung 14: Quantitative Abweichung des für Netz 1 mittels SimulationX und Sophena bestimmten Jahreswärmebedarf je Maßnahmen vom Status Quo

In Abbildung 14 ist die prozentuale Veränderung des Wärmebedarfs unter den Maßnahmen gegenüber dem Status Quo in Sophena und SimulationX dargestellt. In sämtlichen Szenarien wird sowohl in Sophena als auch in SimulationX ein ähnlicher prozentuale Einfluss simuliert. Durch die Maßnahmen der Senkung der maximalen Netzvorlauftemperatur „VL 80 °C / VL 75 °C“ und der Verbesserung der Rohrleitungsämmung „Dämmung“ wird eine Reduzierung des Wärmebedarfs durch Vermeidung der Wärmeverluste erreicht. In der Maßnahme „Dämmung“ wird die Sanierung des gesamten Rohrleitungsnetzes betrachtet, indem die Dämmstärke der Rohrleitungen erhöht wurde. Diese Transformation übt einen stärkeren Einfluss (-2 %) auf den Wärmebedarf aus als eine Änderung der Vorlauftemperatur (-1 %). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Wärmeverluste für Netz 1 aufgrund der geringen Verteilungslänge sowie dem bereits hohen Dämmstandard, nur einen geringen Anteil des gesamten Wärmebedarfs ausmachen. Somit erscheint der Einfluss dieser Maßnahmen bei einer ganzheitlichen Betrachtung des Wärmebedarfs für Netz 1 gering, fällt jedoch für Netze mit längeren Rohrleitungen gegebenenfalls größer aus. Beispielsweise ergab für Netz 2 die Absenkung der maximalen Netzvorlauftemperatur auf 80 °C in SimulationX eine Reduktion des Jahreswärmebedarf um 3,6 %.

Eine stärkere Reduzierung des Wärmebedarfs wird durch die Gebäudesanierungen in den Maßnahmen „Leistung -5 % / Leistung -10 %“ erreicht. So kann etwa bei einer Reduzierung der Anschlussleistung um 10 % der Wärmebedarf um 8 % gesenkt werden. Der Anteil der Wärmeverluste

am Gesamtwärmebedarf steigt dadurch auf 12 % (Status Quo: 11 %). Dass der Einfluss der Anschlussleistung auf den Wärmebedarf nicht direkt proportional ist, ist dadurch begründet, dass Lastspitzen in Höhe der Anschlussleistung nur in einem geringen Zeitraum auftreten und die Grundlast durch die Maßnahme unverändert bleibt. Insgesamt unterstreichen die Simulationsergebnisse die Bedeutung von Gebäudesanierungen als wichtigen, bei der Planung zukünftiger Wärmebereitstellung für Wärmenetze zu berücksichtigenden Faktor.

Durch den Netzausbau beziehungsweise die Nachverdichtung in den Maßnahmen „Ausbau (mit)“ und „Ausbau (ohne)“ wird der Wärmebedarf zwischen 15-17 % erhöht. Grundsätzlich ist bei der Bewertung der Ausprägung der Zunahme des Wärmebedarfs die im Verhältnis zum Wärmenetz große Anzahl zusätzlicher Abnehmer zu berücksichtigen. Dabei ist auffällig, dass die Umsetzung eines Trassenausbaus in der Maßnahme „Ausbau (mit)“ gegenüber der Maßnahme „Ausbau (ohne)“ nur einen geringen Einfluss auf den gesamten Wärmebedarf hat. Auch hier ist zu beachten, dass es sich bei den simulierten zusätzlichen Rohrleitungen um sehr geringe Längen (455 m) handelt. Durch die Verdichtung des bestehenden Wärmenetzes anhand der Integration neuer Wärmeabnehmer ohne zusätzlichen Trassenausbaus in „Ausbau (ohne)“ werden gegenüber der Maßnahme „Ausbau (mit)“ Wärmeverluste vermieden.

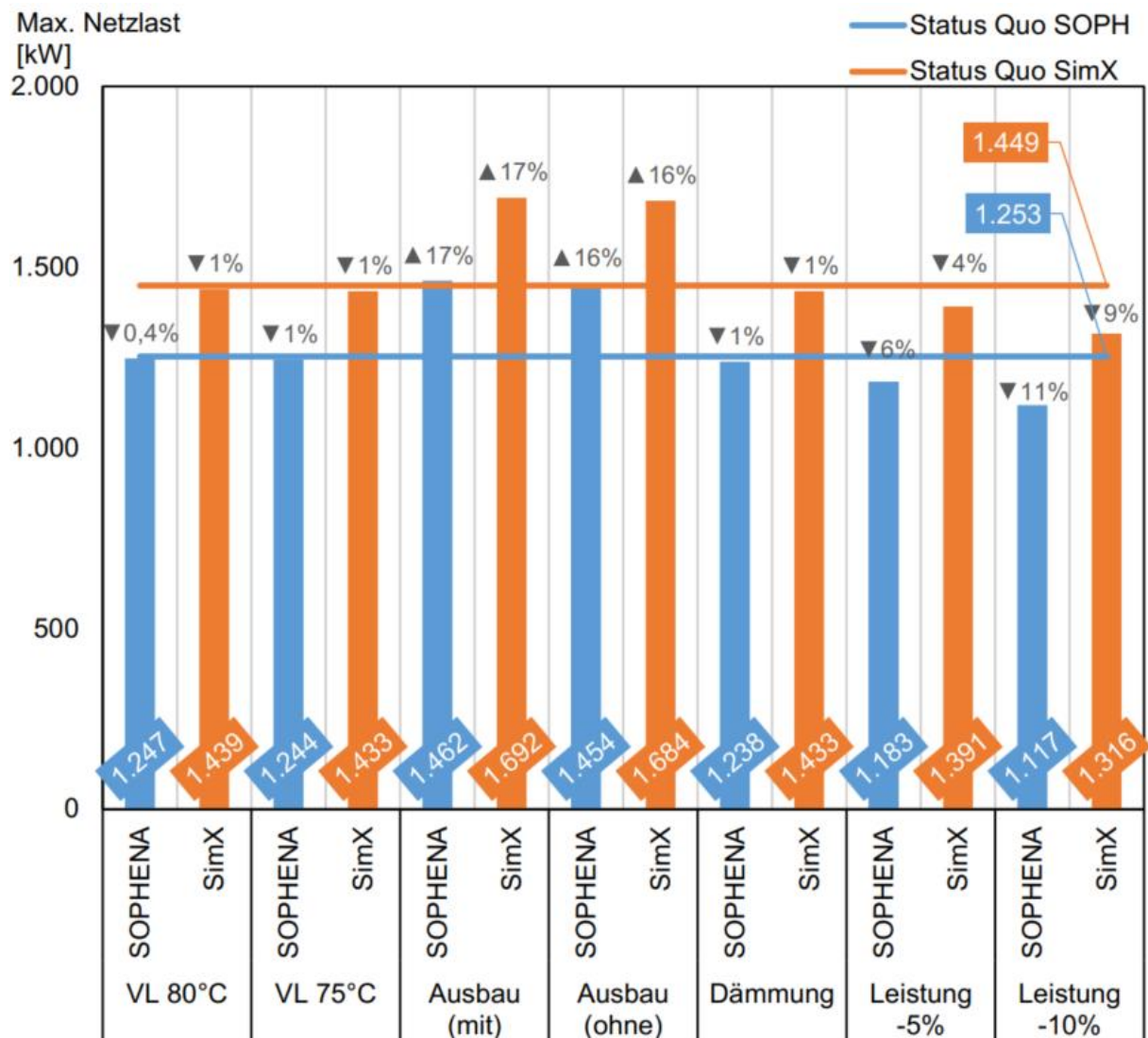


Abbildung 15: Quantitative Abweichung der für Netz 1 mittels SimulationX und Sophena bestimmten maximalen Spitzenlast je Maßnahmen vom Status Quo

Durch die Maßnahmen ändert sich neben dem Jahreswärmebedarf auch die maximale Spitzenlast, wobei die Art und das Ausmaß der Veränderung je nach Maßnahme unterschiedlich ausfallen (siehe Abbildung 15). Durch die Maßnahmen Senkung der maximalen Netzvorlauftemperatur „VL 80 °C“ bzw. „VL 75 °C“ und Verbesserung der Rohrleitungsdämmung „Dämmung“ wird eine Reduzierung der auftretenden Verlustleistung und dementsprechend auch eine Reduzierung der maximalen Spitzenlast erreicht. Dabei ist das Ausmaß der Änderung gering.

Der stärkste Einfluss auf die maximale Spitzenlast wird durch den Ausbau des Wärmenetzes in den Maßnahmen „Ausbau (mit)“ und „Ausbau (ohne)“ ausgeübt. Die Anzahl an Wärmeabnehmern steigt um 15 %, wobei die Anschlussleistungen der neuen Wärmeabnehmer näherungsweise im Durchschnitt der Anschlussleistung aller vorliegender Wärmeabnehmer liegen. Daher ist sowohl in Sophena als auch in SimulationX ein nahezu proportionaler Anstieg der maximalen Spitzenlast um 17 % „Ausbau (mit)“ und 16 % „Ausbau (ohne)“ zu verzeichnen. Bei Verdichtung bestehender Fernwärmenetze durch Anschluss neuer Wärmeabnehmer ist demnach die Sicherstellung der Spitzenlasten durch die vorhandenen Wärmeerzeugern zwingend zu überprüfen. Es liegt bezüglich der maximalen Spitzenlast nur ein geringer Unterschied zwischen einer Netzerweiterung mit oder ohne Trassenausbau vor, da Änderungen an der Trasse innerhalb der Simulationen allein die Verlustberechnung beeinflussen und die ergänzte Trassenlänge in Netz 1 nur gering ausfiel. Durch die Reduzierung der Anschlussleistung „Leistung -5 %“ und „Leistung -10 %“ ist eine näherungsweise lineare Reduzierung der maximalen Spitzenlast zu verzeichnen. Abweichungen eines direkt proportionalen Zusammenhangs zwischen der Anschlussleistung und der maximalen Spitzenlast lassen sich für SimulationX anhand des gleichbleibenden Wärmeverlustes und für Sophena zusätzlich anhand der gleichbleibenden Vorgabe der Vollaststunden begründen. Insgesamt ist festzustellen, dass eine Veränderung der Anschlussleistung durch eine Gebäudesanierung entsprechend der „Leistung -5 % / -10 %“ einen erheblichen Einfluss auf die maximale Spitzenlast und somit auch auf eine Dimensionierung von Wärmeerzeugern besitzt. Daneben kann, unter Berücksichtigung der Netzhydraulik, bei Reduzierung der Anschlussleistungen ein Anschluss neuer Wärmeabnehmer ohne eine Änderung der erforderlichen Erzeugerleistung erfolgen.

Die Betrachtung von Wärmeverlusten in Fernwärmenetzen ist aufgrund der weitflächigen Wärmeverteilung von besonderer Relevanz. In den betrachteten Maßnahmen sind die Maßnahme „VL 80 °C“ (Reduzierung der VL-Temperatur) und die Maßnahme „Dämmung“ (Rohrleitungssanierung) entscheidende Strategien zur Vermeidung von Wärmeverlusten in bestehenden Fernwärmesystemen. Daneben kann eine Netzverdichtung der Maßnahme „Ausbau (ohne)“ (ggf. auch „Ausbau (mit)“) zu einer relativen Abnahme der Verteilungsverluste führen. Dabei ist die Betrachtung des Einflusses eines Trassenausbaus auf die Verteilungsverluste entscheidend. In einem Vergleich der Wärmeverluste der verschiedenen Szenarien gegenüber dem Status Quo in Abbildung 16 zeigt sich in Sophena durch die Maßnahme der Absenkung der maximalen Netzvorlauftemperatur eine Reduzierung der Wärmeverluste um 8 % für „VL 80 °C“ und um 12 % für „VL 75 °C“. In SimulationX ist eine Reduzierung der Wärmeverluste um 3% „VL 80 °C“ und 4% „VL 75 °C“ zu verzeichnen. Somit ist die Sensivität einer Simulation in Sophena bezogen auf eine Veränderung der Vorlauftemperatur höher als in SimulationX. Dies folgt aus der Variabilität der Netzvorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur in SimulationX. Durch die Schwankungen im Temperaturverlauf werden Veränderungen am Vorgabewert der maximalen Vorlauftemperatur eher gedämpft und übertragen sich nicht in vollem Umfang auf die Verlustberechnung. Durch die konstante Vorlauftemperatur in Sophena übt sich eine Änderung dieser hingegen maßgeblich auf die Wärmeverluste im Netz 1 aus. Der Einfluss Temperaturabsenkung auf die

II Eingehende Darstellung

Wärmeverluste, der in Sophena abgebildet wird, wird daher als überdimensioniert eingestuft. Dennoch sollte die Möglichkeit zur Absenkung der Vorlauftemperatur insbesondere dann auf thermohydraulische Umsetzbarkeit überprüft werden, wenn dies keine Umstellung der Übergabestation in den Abnehmergebäuden erfordern.

In beiden Simulationsprogrammen wird durch die Rohrleitungssanierung in der Maßnahme „Dämmung“ eine Reduzierung der Wärmeverluste von 20 % erreicht. Dabei unterscheiden sich die Ergebnisse beider Simulationen nicht voneinander, die vereinfachte Verlustberechnung in Sophena unter der Annahme einer mittleren Vorlauf- und Rücklauftemperatur anstelle der Betrachtung jedes einzelnen Rohrleitungsstücks scheint daher zulässig. Wie bei der Betrachtung des Wärmebedarfs festgestellt wurde, besitzen die Wärmeverluste nur einen geringen Anteil am gesamten Wärmebedarf. Dabei ist die Umsetzung der „Dämmung“ unter Umständen mit einem hohen technischen und ökonomischen Aufwand verbunden.

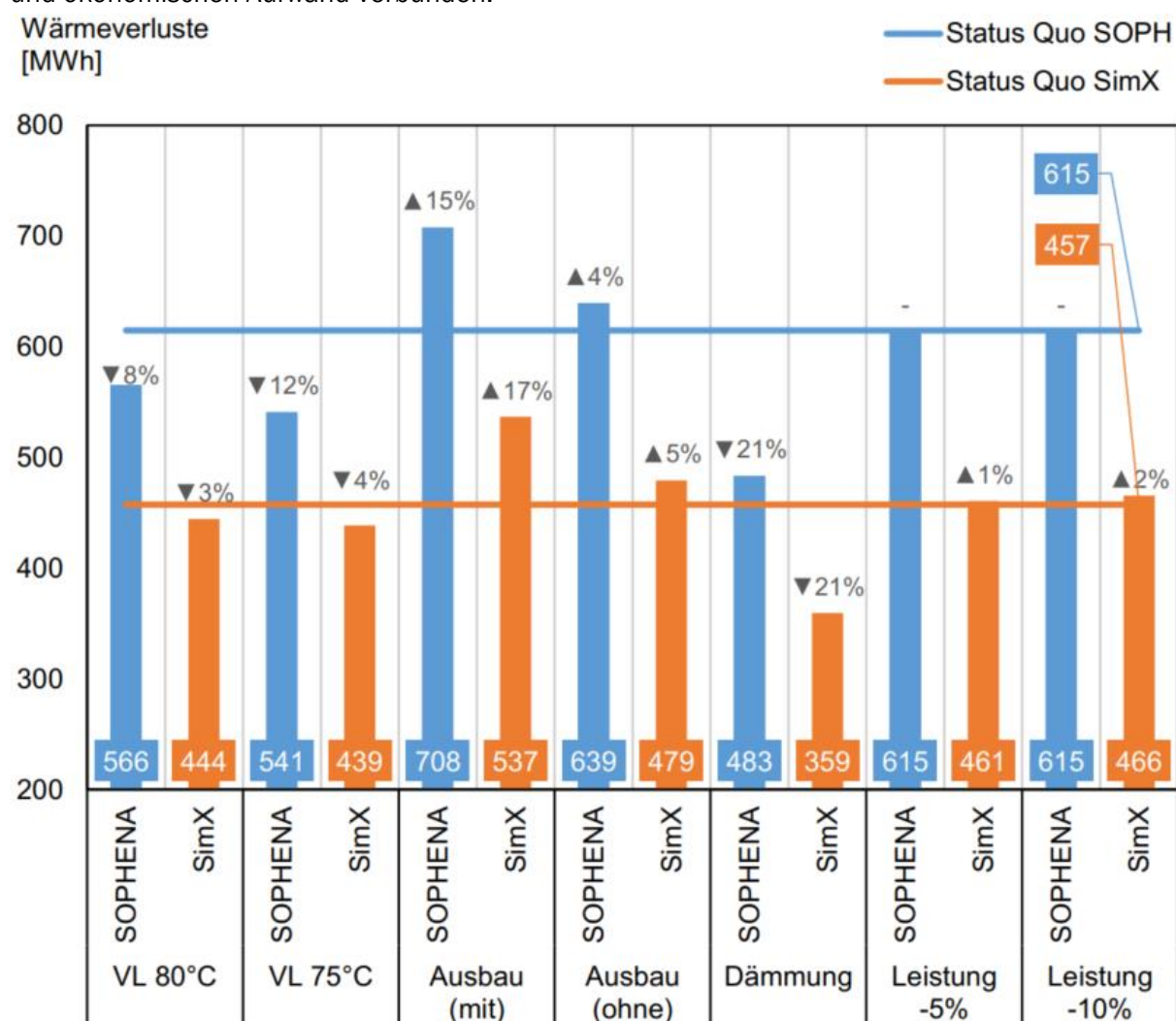


Abbildung 16: Quantitative Abweichung der für Netz 1 mittels SimulationX und Sophena bestimmten jährlichen Wärmeverluste je Maßnahmen vom Status Quo

Bei Gegenüberstellung des Netzausbaus wird der Einfluss eines Trassenausbaus auf die Wärmeverluste deutlich. Durch die Vermeidung eines umfänglichen Trassenausbaus in der Maßnahme „Ausbau (ohne)“ werden je nach betrachteter Simulation Wärmeverluste in Höhe von 58-69 MWh vermieden. So steigen die Wärmeverluste gegenüber dem Status Quo durch die Verdichtung nur um 4-5 % an. Der Anteil der Wärmeverluste liegt nun bei 10 % (Status Quo: 11 %). Die prozentuale

Veränderung gegenüber dem Status Quo ist in SimulationX höher als in Sophena, da in SimulationX thermohydraulische Effekte eines Netzausbaus berücksichtigt werden. Da die Abweichungen jedoch nur wenige Prozent betragen, ist die vereinfachte Verlustberechnung in Sophena dennoch angemessen.

Die Gebäudesanierung besitzt in der Simulation in Sophena keinen Einfluss auf die Wärmeverluste, da diese unabhängig von den Wärmeabnehmer berechnet werden. In SimulationX werden die RL-Temperaturen in Abhängigkeit der verbrauchten Wärmemenge am Abnehmer berechnet, wodurch eine Änderung der Anschlussleistung die Verlustberechnung beeinflusst. Aufgrund des gesenkten Wärmeverbrauchs und der daraus resultierenden gestiegenen Rücklauftemperaturen ist ein leichter Anstieg der Wärmeverluste um 1-2 % zu verzeichnen. Diese Wärmeverluste könne in realen Fernwärmenetzen durch die Integration zusätzlicher Wärmesenken in Form von Pufferspeichern oder das zeitgleiche Absenken der Vorlauftemperatur vermieden werden.

1.3 Entwicklung Optimierungstool

Autoren: Peter Stange; Felix Panitz; Tiedo Behrends – TUD

1.3.1 Aufgabenstellung

Aufbauend auf dem von der TU Dresden entwickelten Optimierungstool FreeOpt [25] für die Betriebsoptimierung von Erzeugungsanlagen und Speichern zur Versorgung von Wärmenetzen soll ein kostenfreies Optimierungstool für die Unterstützung und Bewertung bei der Auswahl der Transformationsstrategie erstellt werden. Das Programm soll dabei selbstständig die optimale Erzeugerstruktur und Betriebsstrategie ermitteln. Für die Ermittlung des Optimums sollen dabei je nach Nutzerwunsch verschiedene Zielkriterien ausschlaggebend sein. Dies sind beispielsweise Betriebskosten, kombinierte Investitions- und Betriebskosten, THG-Emissionen sowie Primärenergieverbrauch. Des Weiteren soll ermöglicht werden, eine Internalisierung zwischen verschiedenen Kriterien vorzunehmen, was beispielsweise die Berücksichtigung eines CO₂-Zertifikatspreises im Rahmen einer Betriebskostenoptimierung ermöglicht.

Der Modellumfang des Programms soll möglichst alle relevanten Strom- und Wärmeerzeuger sowie Strom- und Wärmespeicher berücksichtigen. Zur Optimierung benötigte Lastgänge sind vom Nutzer im Pre-Processing zu generieren und stellen eine Nebenbedingung für die Optimierung dar. Zukünftige Änderungen von Verbrauchertypen sowie der Abnehmerstruktur (z. B. durch Dämmmaßnahmen, demografischer Wandel) sind im Rahmen dieser Vorgabe vom Nutzer zu definieren. Für die im Vorfeld erforderlichen Entscheidungen hinsichtlich der Gestaltung bzw. Anpassung des Netzes und möglichen dezentralen Einspeisungen wird auf zusätzliche Entscheidungshilfen, welche im Rahmen des Projekts erarbeitet wurden, zurückgegriffen. Es wird angestrebt, unsichere Randbedingungen (z. B. Last- oder Preisprognosen) in geeigneter Weise in die Optimierung einzubeziehen, um, sofern notwendig, ein robusteres Optimierungsergebnis zu erhalten.

Eine ausführliche Beschreibung des zu erzielenden Funktionsumfangs des Optimierungstools ist im Lastenheft (siehe Anhang A, Optimierungssoftware Lastenheft) enthalten.

Die neu zu entwickelnde Software wird für die Optimierung mehrerer, im Projekt festgelegter Beispielszenarien eines konkreten praktischen Anwendungsfalls im Rahmen des Akteurskreises sowie für Vergleichsrechnungen gegenüber bestehender kommerzieller Software angewandt.

1.3.2 Struktur der Software

Das neue Optimierungstool wurde modular aufgebaut. Die anwenderorientierte Schnittstelle mit Web-basierter, grafischer Benutzeroberfläche (GUI) ist dabei vom eigentlichen funktionalen Kern

II Eingehende Darstellung

der Software, dem Energiesystemmodellierungs-Framework, getrennt. Dieser Ansatz vereinfacht unter anderem zukünftige Erweiterungen und Neuentwicklungen von angepassten, anwendungs-spezifischen Nutzerschnittstellen.

Für die Module wurden im Projekt folgende Bezeichnungen eingeführt:

flixBpt	Framework zur Energiesystemoptimierung <i>Gemischt ganzzahlige, lineare Modellierung und Optimierung komplexer Netzwerke/Systeme mit Energie- und Materialflüssen</i>
flixBptWeb	Anwenderorientiertes Web-Interface für Optimierungsprobleme <i>Auf Sektoren Wärme und Strom zugeschnittenes, leicht zugängliches Optimierungstool</i>

Das Framework flixBpt bietet auch ohne die grafische Oberfläche flixBptWeb die Möglichkeit, Energiesystemmodelle skriptbasiert zu beschreiben und zu optimieren. Dies ist insbesondere für komplexere Analysen und Parameterstudien wichtig. Weiterhin bietet die skriptbasierte Anwendung aufgrund der generischen Implementation des Frameworks einen deutlich erweiterten Funktionsumfang und Anwendungsmöglichkeiten. Demgegenüber steht jedoch eine größere Einarbeitungszeit sowie die Notwendigkeit grundlegender Programmierkenntnisse.

Das Tool flixBptWeb bietet dahingegen eine niedrigschwellige Nutzeroberfläche für den schnellen Einstieg und ist konkret auf Optimierungsprobleme in den Sektoren Wärme und Strom zugeschnitten.

In den folgenden Kapiteln erfolgt eine detaillierte Beschreibung des Frameworks flixBpt sowie der Nutzerschnittstelle flixBptWeb. Die Darstellung bezieht sich auf den finalen Stand nach Abschluss des Projekts. Da eine Weiterentwicklung beider Komponenten vorgesehen ist, besteht die Möglichkeit, dass diese Beschreibung teilweise nicht mehr exakt dem aktuell verfügbaren, ggf. bereits weiterentwickelten Stand entsprechen. Die zum Stand dieses Berichts gehörige Version ist aufgrund der Veröffentlichung in Form eines Repository auf GitHub nach wie vor einzusehen, weiterführende Änderungen sind dort nachvollziehbar.

1.3.3 Framework FlixBpt

1.3.3.1 Motivation und Ausgangslage

Das grundlegende Ziel des Teilprojekts ist die Entwicklung eines Tools zur Erzeugereinsatz- und Investitionsoptimierung, das einen hohen Funktionsumfang und hohe Freiheitsgrade in der Definition der zu optimierenden Energiesysteme und Fragestellungen bietet.

Im länger zurückliegenden Projekt LowEx Fernwärme - MultiLevel District Heating [25] wurde bereits die Software FreeOpt zur Betriebsführungsoptimierung entwickelt. Diese wurde für den speziellen KWK-Anwendungsfall konzipiert und weist gegenüber der in SmartBioGrid angestrebten Funktionalität einen deutlich geringeren Funktionsumfang hinsichtlich Modellierungs- und Optimierungsmöglichkeiten auf. Des Weiteren ist festzuhalten, dass aufgrund der Implementierung von FreeOpt in Visual Basic, der nicht-generischen Umsetzung sowie der reduzierten Möglichkeit externer Löseranbindungen eine direkte Weiterentwicklung des bestehenden Programms nicht zielführend war. Der hier geforderte Funktionsumfang legt stattdessen einen deutlich generischen, objektorientierten Ansatz in der Programmarchitektur nahe. Nichtsdestotrotz wird auf einen Großteil der in FreeOpt vorliegenden, über viele Jahre validierten, mathematischen und energietechnischen Modelle aufgebaut.

Einige der geforderten Verbesserungen gegenüber FreeOpt sind:

- beliebige Art und Anzahl an Erzeugern und Speichern
- Erweiterung von der reinen Wärme/Strom – Betrachtung, zur Abbildung von z. B. Kälte, Dampf, mehreren Bilanzkreisen einzelner Energieflüsse, und damit allgemein die Abbildbarkeit komplexer, sektorenübergreifender Systeme
- Optimierung von Investitionsentscheidungen
- vielfältige Parametrierbarkeit der Einzelkomponenten, z. B. durch Mindestpausenzeiten, Mindestlaufzeiten, zulässigem Bereich von Vollbenutzungsstunden u. v. m.
- vielfältige Kostenbeiträge und Internalisierungen, zeitbasierte Betriebskosten
- Funktionalitäten zur Problemgrößen- und damit Rechenzeitreduktion
- frei definierbare Zeitschrittweiten
- Schnittstelle zur Anbindung frei verfügbarer sowie kommerzieller Optimierungslöser
- Modellierung komponentenübergreifender Einschränkungen, z. B. gemeinsame Flächenbeschränkung für Solarthermie und Photovoltaik

In der Anwendung des Tools sollen möglichst einfach verschiedene Varianten (z. B. durch Variation von Preisen oder Erzeugern) modelliert und berechnet werden können. Für Investitionsentscheidungen sind zumeist zwingend Jahressimulationen erforderlich und damit einhergehend variablenreiche, komplexe mathematische Optimierungsprobleme mit entsprechendem Lösungsaufwand zu behandeln. Für eine nutzerfreundliche Anwendung sind daher möglichst geeignete Optionen zur Reduzierung der Problemgröße und damit Reduzierung der Rechenzeiten essenziell.

Recherche und Rechenzeitvergleich

Vorbereitend wurde zunächst analysiert, inwieweit bereits frei verfügbare Frameworks existieren und welche Features und Performance diese bieten, um sie gegebenenfalls zukünftig der Eigenentwicklung vorzuziehen. PuLP [90] und Pyomo [91, 92] sind hierbei wichtige Vertreter zur algebraischen Formulierung komplexer, mathematischer Optimierungsprobleme in Python. Beide Pakete bieten eine Schnittstelle zur Nutzung verschiedener Solver. Vorteile von Pyomo sind, dass auch nichtlineare Probleme modelliert werden können sowie die deutlich größere Nutzer- und Entwickler-Community. Für C++ ist hauptsächlich die Bibliothek FlopC++ [93] zur algebraischen Modellierung von Optimierungsproblemen zu nennen.

Inzwischen existieren, teilweise aufbauend auf den genannten Modellierungsframeworks, teilweise mit eigenen Modellierungsumsetzungen, verschiedene Frameworks, die sich speziell der Modellierung und Optimierung von Problemen im energietechnischen Kontext widmen, z. B. OMEGAlpes [94], TEMOA [95], oemof.solph [28], GENeSYS-MOD [96] etc.

Eine Vielzahl der Lösungen sind jedoch oftmals schlecht dokumentiert, verzeichnen eine geringe Entwickleraktivität, sind auf spezielle, ausgewählte Problemstellungen zugeschnitten oder auf bestimmte Optimierungslöser beschränkt. Dies schränkt die infrage kommenden Alternativen für eine Weiterentwicklung bereits deutlich ein.

Weiterhin existieren an der TU Dresden die bereits zuvor genannte, eigenentwickelte Software FreeOpt sowie das im Projekt FAKS [97] entwickelte vektorbasierte Matlab-Framework flixOptMat zur Einsatzoptimierung von Energieanlagen. In letzterem wurde bereits ein erster generischer, objektorientierter Ansatz umgesetzt. Jedoch sind in diesem Fall sowohl Matlab-spezifische

II Eingehende Darstellung

Einschränkungen, speziell in der objektorientierten Programmierung, sowie die anfallenden Lizenzgebühren zu beachten und Hinderungsgrund einer Erweiterung.

Für eine Vorauswahl bzw. einen Vergleich bestehender Tools, wurden Testrechnungen an einem Minimalbeispiel aus der Fernwärme durchgeführt (Abbildung 17), um Modellierungsmöglichkeiten, Rechenzeit aber auch Handhabbarkeit zu testen.

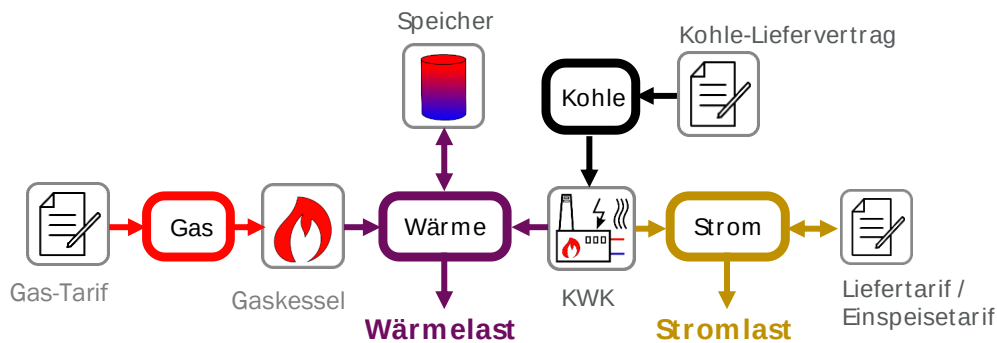


Abbildung 17: Schematische Übersicht der Komponenten des Fernwärme-Minimalbeispiels, welches für erste Vergleichsrechnungen genutzt wurde.

Im gewählten Anwendungsbeispiel sind die Betriebskosten, welche zur Versorgung des Wärmenetzes anfallen zu minimieren. Des Weiteren besteht die Möglichkeit der Erzeugung und Einspeisung von Strom. Das Energiesystem besteht in diesem Beispiel aus den folgenden Komponenten:

- eine mit Kohle befeuerte KWK-Anlage
- ein gasbetriebenes Heizwerk
- ein Wärmespeicher

In der Kostenoptimierung werden zeitvariable Preise für Strom- und Brennstoffbezug sowie Stromlieferung einbezogen. Die Rechnung erfolgt in einer 15-minütigen Zeitauflösung. Es sind Wärmebedarfe zu decken sowie Stromverträge zu erfüllen.

Zur Modellierung und Optimierung dieses Systems kamen für eine vergleichende Betrachtung die rein mathematischen Modellierungspakete Pyomo und FlopC++, die Energiesystem-Modellierungsframeworks oemof.solph und flixOptMat sowie die Programme FreeOpt und TOP-Energy zur Anwendung. Die Solver Cbc [98], GLPK [99], CPLEX [100], SCIP [101], Gurobi [102], und intlinprog (Matlab) [103] wurden je nach verfügbaren Schnittstellen der Tools eingesetzt. In Abbildung 18 sind für verschiedene Tools bzw. Frameworks die durch Optimierung ermittelten Kosten des Beispiels sowie die hierfür benötigte Rechenzeit dargestellt.

II Eingehende Darstellung

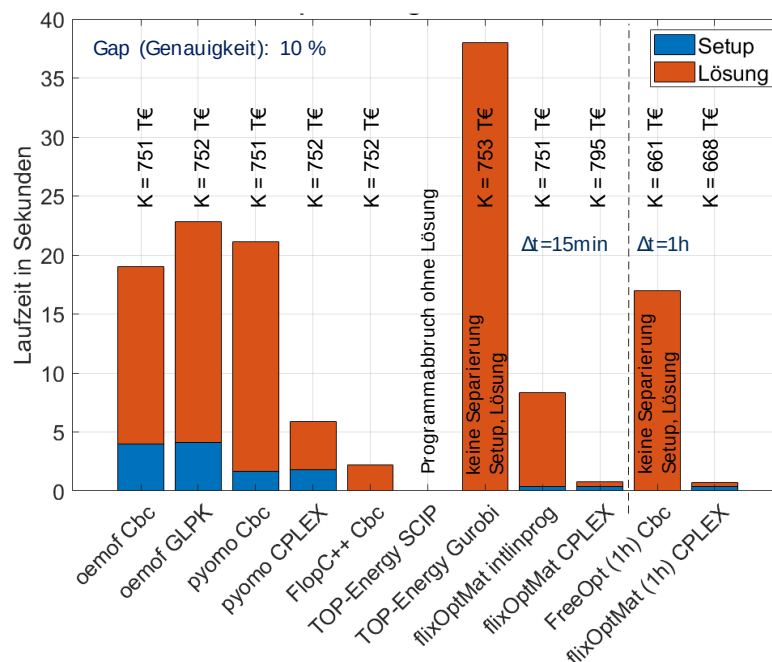


Abbildung 18: Rechenzeiten und Ergebnisse verschiedener Kombinationen von Optimierungstools und Solvern (neueste Versionen der Tools zum Stand Dezember 2020) für das Fernwärme-Minimalbeispiel für eine Winterwoche (Setup: Modellierung des Problems; Lösung: Laufzeit des Solvers).

Mit Ausnahme der Variante TOP-Energy/SCIP, in welcher keine Lösung erzielt wurde, führen alle Optionen mit 15-Minuten-Schrittweite zu ähnlichen Optimierungsergebnissen. Diese variieren dabei in sieben der neun Framework/Löser-Kombinationen im Bereich zwischen $K = 751.000 \text{ €}$ und $K = 753.000 \text{ €}$. Lediglich die Variante „flixOptMat CPLEX“ liefert mit $K = 795.000 \text{ €}$ als Optimierungsergebnis höhere Kosten, welche jedoch im Bereich der über eine relative GAP⁴ von 10 % definierten Genauigkeit liegt.

Die Rechenzeiten fallen demgegenüber jedoch sehr unterschiedlich aus. Warum dies so ist, kann nicht vollständig geklärt werden. Naheliegende Gründe hierfür sind unter anderem, dass sich je nach genutztem Framework aufgrund unterschiedlicher Modellierungsansätze auch bei diesem relativ einfachen Beispiel die resultierenden mathematischen Optimierungsprobleme unterscheiden. Des Weiteren wird vermutet, dass die Schnittstellen zwischen Tool und Solver unterschiedlich performant sind bzw. die Solver mit unterschiedlicher Parametrierung aufgerufen wurden.

Das Programm FreeOpt kann nur mit einer Zeitschrittweite von einer Stunde genutzt und demnach nur bedingt mit den in 15-minütiger Auflösung erzielten Ergebnissen verglichen werden. Während das Matlab-Framework flixOptMat bisher auf die Domänen Wärme, Kälte und Strom beschränkt ist, kann oemof.solph die angestrebte freie Wahl von Domänen (im oemof-Wording „Bus“) bereitstellen. Dies ist im Hinblick auf zukünftige Aufgabenstellungen eine wichtige, zu übertragende Weiterentwicklung, z. B. um eventuelle Stoffströme (Asche, Biomasse, Rohbiogas) aber auch Wärme unterschiedlichen Temperaturniveaus oder mehrere Bilanzräume eines Mediums (z. B. mehrere Wärmenetze) abbilden zu können.

⁴ Die GAP kann als Art Benchmark beschrieben werden, welcher angibt um wieviel die aktuell gefundene, beste zulässige Lösung des Optimierungsproblems eventuell noch verbessert werden könnte. Dies muss jedoch nicht möglich sein. Die GAP kann sowohl relativ als auch absolut betrachtet werden. Durch den Abbruch der Rechnung bei einer GAP größer Null kann die Rechenzeit signifikant reduziert werden. Gleichzeitig stellt man sicher, dass nur noch ein begrenztes Verbesserungspotenzial im Vergleich zum aktuell besten gefundenen Ergebnis vorliegt.

Eine Integration nichtexistierender Funktionen in `oemof.solph` und damit Kollaboration mit dem `oemof.solph`-Entwicklerteam zur Weiterentwicklung dieses freien Frameworks wurde angestrebt, jedoch nach intensiver Codestrukturanalyse verworfen, da einige Aspekte der Softwarearchitektur zum Zeitpunkt der Entscheidung dagegensprachen. So ist `oemof.solph` sehr stark an die algebraische Modellierungssprache Pyomo gebunden. Diese unterstützt jedoch keine vektorbasierte Gleichungsübergabe, was zukünftig zu Einschränkungen im Hinblick auf die Rechenzeit zur Modellerstellung führen könnte. Ebenso erfordert die in `oemof.solph` implementierte Struktur, z. B. in Komponenten und separaten Modellierungsblöcken einen hohen Einarbeitungsaufwand zur Weiterentwicklung. Gewisse Strukturen sowie Parameter- und Variablenbezeichnungen, insbesondere die Unterscheidung in Arbeits- und Leistungsvariablen haben sich im Matlab-Framework `flixBASE` etabliert. Dies war in `oemof.solph` zum Entscheidungszeitpunkt in Teilen noch unscharf bzw. mit einem abweichenden Ansatz umgesetzt. Optionen zur Rechenzeitminimierung existierten in `oemof.solph` nicht und deren mögliche Implementierung in das Framework erschien aufgrund der fortgeschrittenen Komplexität sehr aufwändig.

Im Ergebnis der Recherchen und Testrechnungen wurde entschieden ein eigenständiges Python-Framework „`flixBASE`“ zu entwickeln. Die Modellierung erfolgt ebenso wie in `flixBASE` vektorbasiert. Struktur und Bezeichnungen des Frameworks „`flixBASE`“ orientieren sich an dem an der Professur entwickelten Matlab-Framework `flixBASE` zur Einsatzoptimierung [97], gehen jedoch vom Funktionsumfang weit darüber hinaus. Es greift dabei einige sinnvolle Strukturelemente bzw. auch etabliertes Wording des Open-Source-Tools `oemof.solph` auf.

1.3.3.2 Architektur und Berechnungsablauf

Hauptmodule des Frameworks

Der modulare Aufbau des neu entwickelten Frameworks ist in Abbildung 19 dargestellt. Innerhalb des `flixBASE`-Pakets enthält der `flixBASE`-Baustein alle Funktionalitäten und Komponenten zur Energiesystemmodellierung, während in `flixBASE` sämtliche Routinen des Post-Processings und der Ergebnisvisualisierung enthalten sind.

`flixBASE` nutzt Pyomo als mathematische Modellierungssprache für das Optimierungsproblem. Pyomo übernimmt auch die Solver-Kommunikation.

Die momentane Beschränkung auf Pyomo besitzt jedoch auch Nachteile. So ist die Anzahl an implementierten Solver-Schnittstellen begrenzt. Weiterhin kann mit Pyomo keine vektorbasierte Modellierung durchgeführt werden. In Vorbereitung für alternative Modellierungssprachen wie z. B. CVXPY oder auch die Umsetzung eines eigenen Gleichungs- und Variablenmanagements existiert im `flixBASE`-Paket der weitere Baustein `flixBASE`. `flixBASE` stellt eine Variablenklasse (`cVariable`) und eine Klasse zur Formulierung linearer Gleichungen (`cEquation`) zur Verfügung, die eine vektorbasierte Modellierung der Zusammenhänge in `flixBASE` ermöglichen. Die zunächst in `flixBASE` definierten Variablen und Gleichungen werden durch die Zwischenebene `flixBASE` für die ausgewählte Modellierungssprache (aktuell: Pyomo) übersetzt.

Strukturell ist der Code klar in Pre-Processing, Berechnung und Post-Processing aufgeteilt. Dies ermöglicht eine intuitive Bedienbarkeit in der skript-basierten Variante. Außerdem ist dadurch eine klare Definition von Schnittstellen (Parametereingabe, Ergebnisausgabe) zu alternativen Nutzeroberflächen möglich.

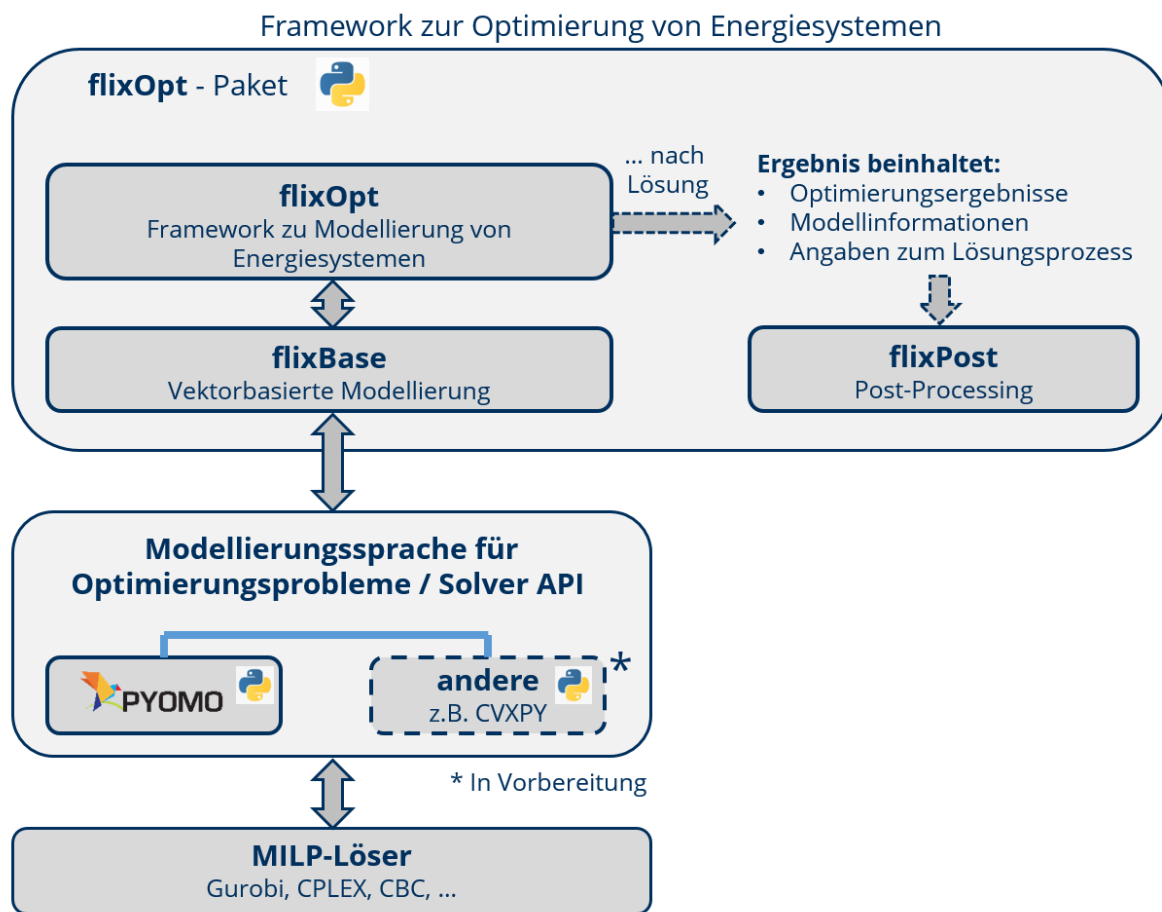


Abbildung 19: Architektur von flixBest

Anwendersicht – Definition des Energiesystems, Modellerstellung und Berechnung

Die Bearbeitung einer konkreten Optimierungsaufgabe erfolgt in folgenden Schritten im Baustein flixBest:

1. Definition von Elementen des Energiesystems
 - a. Definition von allgemeinen Randbedingungen, Betrachtungszeiträumen, u. ä.
 - b. Definition von Systemkomponenten (Erzeuger, Speicher, Quellen, Senken, ...) und zugehörige Verknüpfungen zu Bilanzkreisen.
 - c. Definition von Zielfunktion und weiteren systemübergreifenden Effekten.
2. Hinzufügen der Elemente zum zu betrachtenden Energiesystem
3. Optimierungsrechnung
 - a. Definition von Parametern der Berechnung, z. B. Modellierungsoption: vollständig/ segmentiert/ aggregiert, Solver Auswahl, Solver Parameter
 - b. Start der Berechnung
4. Nach erfolgter Lösung durch den Solver: Ergebnisauswertung

Für den Nutzer stehen verschiedene flexible Anwendungsmöglichkeiten zur Verfügung. So kann beispielsweise in Schritt 1 eine Bibliothek an Komponenten definiert werden, welche jedoch in

Schritt 2 nicht alle gleichzeitig im Energienetzwerk registriert werden müssen, sondern auch nur teilweise genutzt werden können. So lassen sich im Bearbeitungs- und Analyseprozess sehr schnell reduzierte Modelle realisieren.

Für ein definiertes Energiesystem können in Schritt 3 beliebig viele Berechnungen mit unterschiedlichsten Einstellungen bzgl. der Modellierungsoption und des Optimierungslösers vorgenommen werden. Dies ist möglich, ohne dass das Energienetzwerk erneut definiert werden muss.

Verschiedene Aspekte der Bausteine des Frameworks sowie zur Energiesystemmodellierung werden in den folgenden Kapiteln ausführlich beschrieben.

1.3.3.3 Modellierung von Energiesystemen mit flixOpt

Zugrundeliegendes Optimierungsproblem

Dem Optimierungsframework liegt ein klassisches gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem der Erzeugereinsatzoptimierung zugrunde. Im Fall der weitverbreiteten Kostenoptimierung im KWK-Kontext berechnet sich dessen von den Optimierungsvariablen abhängiges Ergebnis $K_{\text{Einsatz}}(\vec{x})$ typischerweise aus einer zu minimierenden **Zielfunktion** folgender Zusammensetzung:

$$K_{\text{Einsatz}}(\vec{x}) = \min_{\vec{x}} \left(\sum_i K_{\text{Brennstoffe},i}(\vec{x}) + \sum_j K_{\text{Stromverträge},j}(\vec{x}) + \sum_k K_{\text{Anlagenbetrieb},k}(\vec{x}) \right)$$

Hierbei umfassen:

- $K_{\text{Brennstoffe},i}(\vec{x})$ die Kosten durch Brennstoffnutzung,
- $K_{\text{Stromverträge},j}(\vec{x})$ die Kosten und Erlöse durch Stromverträge,
- $K_{\text{Anlagenbetrieb},k}(\vec{x})$ weitere Kosten durch den Anlagenbetrieb, z. B. Anfahrkosten.

Je nach Komplexität des betrachteten Systems und der Modellierungstiefe sind natürlich weitere Terme in der Kostenbetrachtung möglich.

In obiger Zielfunktion repräsentiert der Vektor $\vec{x}$ die **Variablen** des Optimierungsproblems. Diese sind in der Regel diskret zeitabhängig und setzen sich aus konkreten Handlungsmöglichkeiten (z. B. Einschalten einer Anlage, Laden des Speichers, u. ä.), optimalen System- bzw. Komponenten-zuständen (z. B. Speicherstände, Modulationsgrad eines Erzeugers, u. ä.) sowie modellierungsbedingten Hilfsvariablen zusammen. Die in $\vec{x}$ enthaltenen Variablen x_i sind dabei entweder reelle oder ganze Zahlen, in letzterem Fall hauptsächlich binäre Werte.

Diese Variablen unterliegen zahlreichen **Nebenbedingungen**, sowohl in Form von Gleichungen als auch von Ungleichungen, welche das Energiesystem modellieren. Diese umfassen beispielsweise Bilanzgleichungen, zugelassene Betriebsbereiche von Anlagen, wirkungsgradabhängige Zusammenhänge zwischen Brennstoffen und erzeugter Wärme, Speicher(ent)ladevorgänge und Speicherverlustberechnungen, Schaltvorgänge und vieles mehr.

Im Rahmen von flixOpt wurde dieses Optimierungsproblem um den Aspekt der optimalen Auslegung von Komponenten erweitert. Das heißt, im Gegensatz zur reinen Erzeugereinsatzoptimierung sind beispielsweise Nennleistungen und maximale Speicherkapazitäten nicht notwendigerweise

II Eingehende Darstellung

fest vorgegeben, sondern deren optimale Größe sind weitere, durch die Optimierung bestmöglich zu bestimmende, Variablen.

Hieraus folgt, dass die Zielfunktion, erneut unter Annahme einer Kostenminimierung, um optimierungsvariablenabhängige Terme der Investitionskostenberechnung erweitert wird:

$$K_{\text{Einsatz+Auslegung}}(\vec{\tilde{x}}) = \min_{\vec{\tilde{x}}} \left(\sum_i K_{\text{Brennstoffe},i}(\vec{\tilde{x}}) + \sum_j K_{\text{Stromverträge},j}(\vec{\tilde{x}}) + \sum_k K_{\text{Anlagenbetrieb},k}(\vec{\tilde{x}}) + \sum_l K_{\text{Investition},l}(\vec{\tilde{x}}) \right)$$

Hierbei stellt der Vektor der Optimierungsvariablen $\vec{\tilde{x}}$ eine Erweiterung und ggf. Modifikation der zuvor genutzten Variablen $\vec{x}$ um zusätzliche Elemente, welche zur Modellierung des Auslegungsproblems notwendig sind, dar. Entsprechend der neuen Problemstellung vergrößert sich ebenfalls die Anzahl an Nebenbedingungen des Optimierungsproblems.

Weitere Details und Erweiterungen der Energiesystemmodellierung und -optimierung mit dem Framework flixOpt werden in den folgenden Kapiteln eingehend beschrieben.

Grundbausteine zur Modellierung eines Energiesystems im Framework

Ein flixOpt-Modell besteht aus den folgenden Grundbausteinen:

- Komponenten (Components)
- Flüsse (Flows)
- Bilanzknoten (Bus)

Jede Komponente hat eingehende und ausgehende Flüsse. Für den Fall eines Gaskessel gibt es beispielsweise einen eingehenden Flow „Brennstoff“ mit einer Variable für den Leistungswert des Flows $P_{\text{Brennstoff},\tau}$ und einen ausgehenden Flow „Wärme“ mit dem Leistungswert des Flows $P_{\text{Waerme},\tau}$ für die Wärmeleistung (Abbildung 20). Der Index τ bezeichnet hierbei den betrachteten Zeitschritt innerhalb des Optimierungszeitraums.

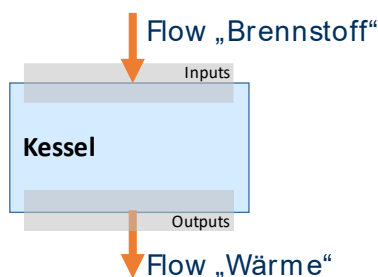


Abbildung 20: Beispiel einer Komponente Kessel mit zugehörigem eingehenden und ausgehenden Flow.

In der Komponente wird der physikalische Zusammenhang zwischen den Flows beschrieben. Im Fall des Kessels ist dies für jeden Zeitschritt τ :

$$\eta_{\tau} \cdot P_{\text{Brennstoff},\tau} - P_{\text{Waerme},\tau} = 0$$

II Eingehende Darstellung

Jeder Flow einer Komponente ist immer mit einem Bus verknüpft. Entsprechend hat jeder Bus eingehende und ausgehende Flows. Im Bus muss die Knotenbilanz

$$\sum_i P_{in,i,\tau} - \sum_j P_{out,j,\tau} = 0$$

der Werte aller verknüpften Input-Flows $P_{in,i}$ und Output-Flows $P_{out,j}$ für jeden Zeitschritt τ gelten.

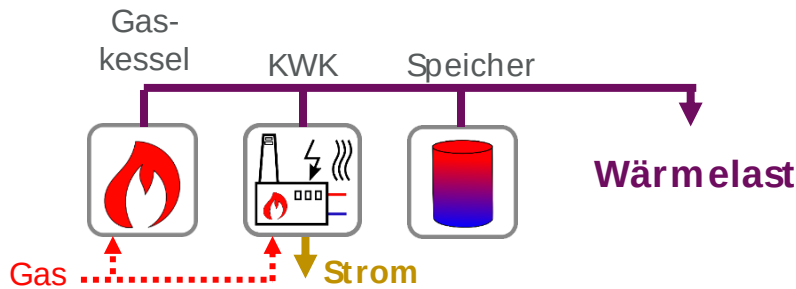


Abbildung 21: Einfaches Beispiel „KWK“ einer Wärmelastdeckung durch KWK-Anlage, Gaskessel und Wärmespeicher.

Für das in Abbildung 21 dargestellte einfache Beispiel „KWK“ bestehend aus KWK-Anlage, Gas-kessel und Wärmespeicher ist das in flixOpt übersetzte Netzwerk in Abbildung 22 dargestellt: Wärme, Strom und Gas sind die genutzten Busse. Die Komponente KWK-Anlage unterscheidet sich vom Gaskessel durch einen zusätzlichen Output-Flow „Elektrische Leistung“. Beide Wärme-leistungs-Flows, von Kessel und KWK-Anlage, sind verknüpft mit dem Wärme-Bus. Diese stellen Wärme bereit, die durch den Flow der Komponente Wärmebedarf dem Bus wieder entzogen wird. Zusätzlich ist ein Wärmespeicher mit dem Wärme-Bus verbunden. Er besitzt einen Flow zur Beladung und einen zur Entladung des Speichers.

Für die Bilanz des Strom-Busses gibt es eine Komponente „Einspeisetarif“, die als Stromsenke dient. Die Komponente „Gastarif“ dient als Gasquelle und hat einen Flow als Input in den Gas-Bus, welcher den benötigten Gas-Fluss für die anderen Komponenten bereitstellt.

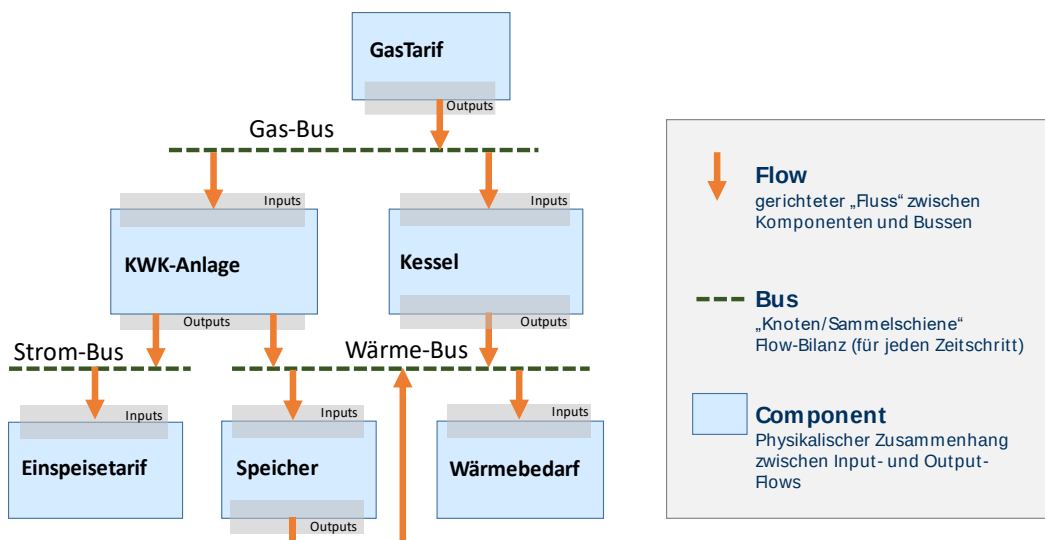


Abbildung 22: Energieflussnetzwerk in flixOpt-Bausteinen für das Beispiel „KWK“

Somit ist das Netzwerk definiert. Alle Parameter und Randbedingungen des Beispiels, wie Wirkungsgrade, Kosten, Begrenzungen etc. werden als Parameter der Flows und Komponenten übergeben.

Komponentenauswahl

Im Framework ist die allgemeine Komponente (`cBaseComponent`) als Klasse enthalten. Mit dieser ist es möglich für eine beliebige Anzahl ausgehender und eingehender Flows die physikalischen Zusammenhänge einer Komponente abzubilden.

Für wesentliche Elemente eines Energiesystems existieren weitere, teilweise vordefinierte Unterklassen von `cBaseComponent`. Hier sind die mathematischen Modelle zwischen den Flows, speziell für die Anwendung, bereits vollständig hinterlegt. Unterklassen von `cBaseComponent` sind:

- Transformer (`cBaseLinearTransformer`)
- Speicher (`cStorage`)
- Senke (`cSink`)
- Quelle (`cSource`)
- Kombinierte Quelle und Senke (`cSinkAndSource`)

Transformer

Der Transformer bildet verallgemeinert Anwendungen ab, in welchen direkte lineare Zusammenhänge zwischen Input- und Output-Flows (für jeden Zeitschritt entkoppelt) existieren. Aus der Komponente Transformer sind zur einfacheren Anwendung bereits weitere Komponenten für

- Kessel (`cBoiler`),
- Wärmepumpe (`cHeatPump`) und
- KWK-Anlage (`cKWK`)

abgeleitet worden. Hier sind die eingehenden und ausgehenden Flows bereits entsprechend verknüpft und grundlegend eingeschränkt. Statt allgemeiner Gleichungen werden vom Nutzer nur entsprechende Wirkungsgrade vorgeben. Diese Komponentenbibliothek ist in zukünftigen Weiterentwicklungen zur vereinfachten Bedienbarkeit des Frameworks beliebig erweiterbar (z. B. Kühlturm, Absorptionskältemaschine, ...).

Speicher

Die Komponente „Speicher“ hat je einen eingehenden sowie einen ausgehenden Flow. Sie bildet ganz allgemein die Speicherung eines Mediums ab und kann zur Modellierung von Wärmespeichern oder Batteriespeichern aber genauso auch zur Modellierung von Brennstoff- oder Materiallagern genutzt werden.

Quellen und Senken

Die Komponente „Quelle“ hat nur einen ausgehenden Flow und kann genutzt werden, um Versorgungstarife, z. B. für Strom oder Gas, abzubilden. Ebenso dient sie zur Modellierung von fixen zeitaufgelösten Erzeugerprofilen von beispielsweise Solarthermie- oder PV-Anlagen.

Die Komponente „Senke“ hat nur einen eingehenden Flow und kann genutzt werden, um Bedarfe, z. B. zeitaufgelöste Wärmelastprofile, abzubilden oder um Einspeise-Tarife zu realisieren.

II Eingehende Darstellung

Entsprechend ergibt sich für das obige Beispiel „KWK“ die in Abbildung 23 dargestellte Verwendung der Komponentenklassen.

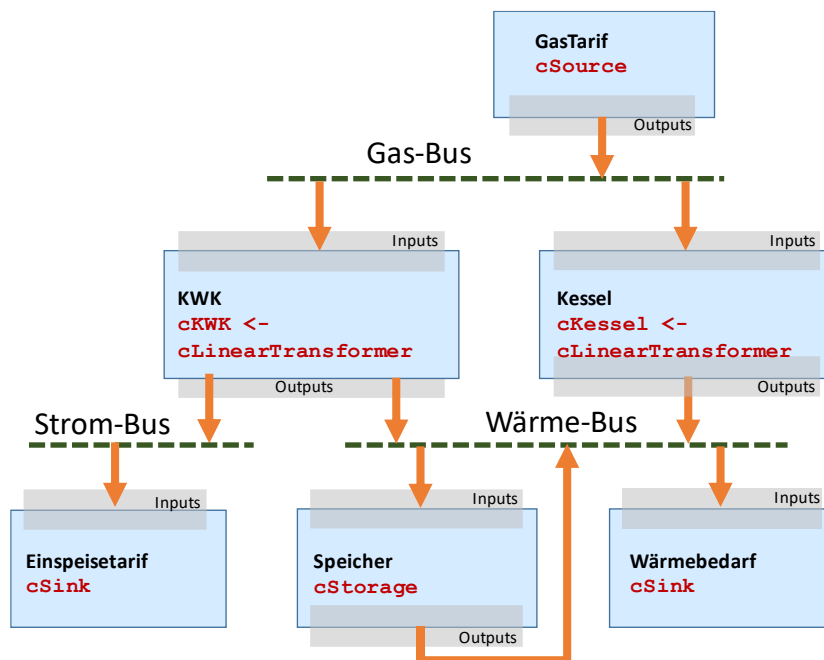


Abbildung 23: Energieflussnetzwerks als flixOpt-Netzwerk mit Verwendung vordefinierter Komponentenklassen (rot) für das Beispiel „KWK“.

Parametrierung des Modells

Alle Randbedingungen und Details, die für das Modell gelten, wie z. B. Kosten, Wirkungsgrade, Restriktionen etc. werden als Argumente den Komponenten und Flows übergeben und darin intern für die mathematische Modellierung des Optimierungsproblems verwendet. Ausgewählte Parameter werden in Kapitel 1.3.3.5 vorgestellt.

1.3.3.4 Modellierung von Kosten, Effekten und Zielfunktion

Kosten, Emissionen, Primärenergieaufwand etc. sind in flixOpt sogenannte Effekte (`cEffectType`) und frei definierbar in beliebiger Anzahl. Einzelne Beiträge zu den Effekten können in jeder Komponente und jedem Flow definiert werden (z. B. Kosten pro Kilowattstunde). Jeder Effekt kann als Optimierungsziel gewählt werden. Die kombinierte Nutzung von verschiedenen Effekten als Optimierungsziel ist durch Internalisierung möglich. Wenn beispielsweise der Effekt „Kosten“ als Optimierungsziel ausgewählt ist und ein weiterer Effekt „CO₂-Emissionen“ existiert, können die spezifischen Kosten der CO₂-Emissionen als Parameter (`specificShareToOtherEffects`) definiert werden. Damit ist beispielsweise die Modellierung von CO₂-Zertifikatspreisen möglich.

Eine weitere Möglichkeit der Kombination von Optimierungszielen ist die Festlegung von Randbedingungen für Effekte. So ist zum Beispiel die Definition eines maximal zulässigen Emissions-Budgets oder einer maximalen Gesamtsumme des Primärenergieaufwands denkbar, während das Finden einer kostenoptimalen Lösung für das Energiesystem das mathematische Optimierungsziel ist.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 14: Ausgewählte Parameter der Effekte (cEffectType) dargestellt anhand eines Beispiels.

Funktion	cEffect-Argument	Beispiel-Konfiguration		
		Effekt „Kosten“	Effekt „Emissionen“	Effekt „Baufläche“
Standard-Effekt Ja/Nein	isStandard	Ja	Nein	Nein
Zielfunktion Ja/Nein	isObjective	Ja	Nein	Nein
Beitrag zu anderem Effekt (Betrieb)	specificShareToOther Effects_operation	-	Kosten: 100 €/kg _{CO2}	-
Beitrag zu anderem Effekt (Invest)	specificShareToOther Effects_invest	-	-	Kosten: 100 €/m ²
minimale/maximale Gesamtsumme (nur Betrieb)	min_operationSum, max_operationSum	-	max. 1.500 t _{CO2}	-
minimale/maximale Gesamtsumme (nur Invest)	min_investSum, max_investSum	-	-	max. 5.000 m ²
minimale/maximale Gesamtsumme (Betrieb + Invest)	min_Sum, max_Sum	-	-	-

In Tabelle 14 sind ausgewählte Parameter der Effekte sowie eine exemplarische Beispiel-Konfiguration dargestellt, welche nachfolgend kurz beschrieben werden soll. In diesem Beispiel werden die drei Effekte „Kosten“, „Emissionen“ und „Baufläche“ definiert. Als Optimierungsziel sind Kosten festgelegt. Die im Betrieb der Anlagen anfallenden Emissionen werden mit 100 €/kg_{CO2} in die kostenminimierende Zielfunktion internalisiert. Die Emissionen sind für den untersuchten Optimierungszeitraum auf 1.500 t_{CO2} beschränkt. Durch den Effekt „Baufläche“ wird ein Grundstückspreis von 100 €/m² in den Investitionskosten berücksichtigt. Die Gesamtfläche, welche im Rahmen der Investitionsentscheidung genutzt werden kann, ist auf 5.000 m² beschränkt. Der Parameter `isStandard` ermöglicht lediglich die vereinfachte Definition von Kosten in den Modellkomponenten und ist inhaltlich weniger relevant.

Im Framework kann diese Effektdefinition wie folgt implementiert werden:

```
Kosten      = cEffectType('Kosten', '€' , 'Gesamtkosten',
                          isStandard = True, isObjective = True)

Emissionen = cEffectType('CO2', 'kg' , 'Emissionen',
                          specificShareToOtherEffects_operation = {costs: 0.1},
                          max_operationSum = 1500000)

Bauflaeche = cEffectType('Flaeche', 'qm' , 'Bauflaeche',
                          specificShareToOtherEffects_invest = {costs: 100},
                          max_investSum = 5000)
```

Die im Code enthaltenen, in Tabelle 14 nicht aufgeführten Parameter definieren die Einheit des Effekts sowie verschiedene Label. Details hierzu sind der Kommentierung des Frameworks zu entnehmen.

Einige mögliche Anwendungen dieser generischen Beschreibung durch Effekte seien hier aufgezählt:

- **CO₂-Emissionen für Betrieb und/oder Investitionen**
alternatives Optimierungsziel oder Randbedingung: Begrenzung der Menge
- **Primärenergiebedarf**
alternatives Optimierungsziel oder Randbedingung: Begrenzung der Menge
- **Thermische Nennleistung der Komponenten**
Randbedingung: Bereitstellung einer minimal geforderten Nennleistung (z. B. nominelle Heizlast) für die Versorgungsaufgabe
- **Elektrische Anschlussleistung von Maschinen**
Randbedingung: Begrenzung durch lokal verfügbare Anschlussleistung
- **Notwendiges Betriebspersonal in Vollzeitstellen je Maschine**
Randbedingung: Maximal verfügbare Vollzeitstellen
- **Grundflächenbedarf, z. B. für Speicher, Solarthermie und Photovoltaik**
Randbedingung: maximal verfügbare Grundstücksfläche oder vollauszunutzende Grundstücksfläche, Flächenkosten

Weitere Einsatzfelder wären ggf. Anzahl von Maschinen, Platzbedarf im Maschinenraum, Lärmemissionen, Gewicht. Ebenso können auch Förderkriterien wie z. B. Mindestanteil Erneuerbarer Energie oder Maximalanteil Biomasse über Effekte „erneuerbare Wärmemenge“ oder „Biomassebasierte Wärmemenge“ mit entsprechenden Begrenzungen abgebildet werden.

Dieser Modellierungsansatz ermöglicht somit eine Funktionalität, welche weit über die im Lastenheft in Kapitel 2.3 formulierte Anforderung bezüglich der Zielfunktion hinausgeht (vgl. Anhang A, Optimierungssoftware Lastenheft).

1.3.3.5 Modellierung der Energiesystemkomponenten im Detail

Allgemeines

Der Funktionsumfang soll wesentliche Randbedingungen energietechnischer Anlagen sowie Kostenbeiträge abbilden. Wo möglich und technisch sinnvoll, können Eingabeparameter wie Kosten, Randbedingungen, Wirkungsgrade, Verluste etc. entweder als Skalar oder als Zeitreihe übergeben werden. Dies erweitert die mögliche Modellkomplexität. Technische Anwendungen von Zeitreihen-Parametern sind neben zeitabhängigen Preisen und Lasten zum Beispiel:

- außentemperaturabhängige Speicherverluste oder Wirkungsgrade,
- außentemperaturabhängig oder zeitplanabhängig verfügbare Leistungsbereiche von Komponenten,
- Vorhaltung von Speicherreserven in Form von Mindestladezuständen.

Diese Parameter werden als „TS-fähig“ (TS - timeseries) bezeichnet. Die Zeitschritte der Zeitreihe des zu untersuchenden Gesamtsystems kann sowohl äquidistant oder nicht-äquidistant sein.

In den folgenden Abschnitten werden die für den Anwender wichtigsten Klassen zur Modellierung eines Energiesystems in flixOpt vorgestellt. Außerdem wird jeweils eine Auswahl der wichtigsten Parameter vorgestellt. Eine vollständige Liste der Parameter befindet sich dokumentiert in der entsprechenden Klassendefinition im Quellcode.

Flow, Klasse: cFlow

Der Flow bildet eingehende und ausgehende Flüsse der Komponenten ab, vgl. 1.3.3.2., und bietet vielfältige Möglichkeiten der Parametrierung (siehe Tabelle 15). Viele davon sind TS-fähig.

Begrenzungen des Flow-Wertes bzw. dessen Integralwertes über die Zeit sowie Modellierung verschiedener Ein- und Ausschaltbedingungen und Betriebszeitrandbedingungen sind ebenso möglich wie die Modellierung vielfältiger Kostenbestandteile, wie z. B. mengenbezogene Kosten, betriebszeitbezogene Kosten, Einschaltkosten etc. Ebenso können Investitionsoptionen abgebildet werden. Diese werden am Ende dieses Abschnitts 1.3.3.5 näher beschrieben.

Andererseits kann für den Flow-Wert auch ein festes relatives Lastprofil vorgeben werden. Dann ist der Flow im Falle, dass der Nennwert fest ist (d. h. keine Investitionsgröße ist) fixiert.

Die Einheit des Flow-Wertes kann je nach Anwendungsgebiet unterschiedlich sein, z. B. W, kW, kg. Aus diesem Grund wird im Framework auch die Bezeichnung Flow-Hour genutzt, welche gleichzusetzen ist mit der entsprechenden Einheit je Stunde.

Für die meisten Anlagen ist es ausreichend, Parameter nur für einen einzelnen Flow (Input oder Output) zu definieren, wie im Beispiel „KWK“, vgl. Abbildung 21 und Abbildung 22, nur an den Wärmeleistungs-Flow als bestimmende Größe des Kessels.

Tabelle 15: Ausgewählte Parameter des Elements cFlow

Funktion	TS-fähig	cFlow-Argument	Beispiel: Wärmeleistung des Kessels
verknüpfter Bus	-	bus	Bus „Wärme“
Begrenzung des Flow-Werts	x	min_rel, max_rel	min_rel = 0,1; max_rel = 1
Nennwert des Flow-Werts	-	nominal_val	100 kW
Begrenzung Auslastungsgrad (mittlerer Flow-Wert bezogen auf Nennwert bzw. Investgröße)	x	loadFactor_min, loadFactor_max	minimal 30 % Auslastung
Arbeitspreis	x	costsPerFlowHour	-
min./max. Gesamtbetriebszeit	-	onHoursSum_min, onHoursSum_max	-
min./max. Laufzeit (Betriebszeit am Stück)	-	onHours_min, onHours_max	-
min./max. Pausenzeiten	-	offHours_min, offHours_max	min. 10 h Pausenzeit
Anfahrkosten	x	switchOnCosts	10 €/Start
max. Anzahl Anfahrvorgänge	-	switchOn_maxNr	1000 Starts
Betriebskosten	x	costsPerRunningHour	5 €/h
min./max. gesamte Arbeit (Flow-Stunden)	-	sumFlowHours_max	-
Startwert	-	valuesBeforeBegin	-
fixiertes, relatives Lastprofil	x	val_rel	-
Medium	-	medium	„heat“
Investitionsoptionen	-	investArgs	(siehe Tabelle 19)

Die Richtung des Flusses wird darüber definiert, ob er in der Komponente als Input (und damit Output eines Buses) oder Output (und damit Input eines Busses) definiert ist. Der Flow-Wert kann prinzipiell positiv oder negativ sein. Jedoch gelten bei der Richtungsumkehr in der Praxis meist

andere Randbedingungen und Kosten. Daher wird empfohlen, diesen Fall immer über zwei getrennte Flows (mit Flow-Werten ≥ 0) abzubilden.

Eine Vielzahl der zur Verfügung stehenden Funktionalitäten bedingen im mathematischen Modellierungsprozess die Einführung von Binärvariablen als Hilfsgrößen. Die Binärvariable On_τ gibt beispielsweise an, ob der Wert des Flows Null ist ($On_\tau=0$) oder größer Null ($On_\tau=1$). Die zusätzliche Binärvariable $SwitchOn_\tau$ gibt an, ob ein Wechsel von $On_{\tau-1}=0$ auf $On_\tau=1$ erfolgte, und beinhaltet im resultierenden Optimierungsergebnis die Information über vorliegende Startvorgänge. FlixOpt ist so konzipiert, dass Variablen nur dann im mathematischen Modell implementiert werden, wenn dies durch die Modellierung erzwungen ist, siehe Kapitel 1.3.3.9. Da die Anzahl an Variablen einen signifikanten Einfluss auf die Rechenzeit hat, ist es demnach empfehlenswert nur jene Funktionalitäten zu parametrieren, welche tatsächlich für das zu untersuchende Problem relevant sind.

Bus, Klasse: `cBus`

Da ein Bus nur einen Bilanzknoten darstellt, ist er zwar ein wichtiges Element der Netzwerkmodellierung, hat aber darüber hinaus kaum eigenständige Funktionalitäten (Tabelle 16).

Tabelle 16: Parameter des Elements `cBus`

Funktion	cBus-Argument	Beispiel Bus „Wärme“
zulässige Medien	<code>media</code>	„heat“
Strafkosten	<code>excessCostsPerFlowHour</code>	10e5

Die Definition zulässiger Medien dient der Fehlervermeidung bei der Netzwerkerstellung, sodass Flows nicht versehentlich mit falschen Bussen verknüpft werden.

In Fällen, in denen die Flow-Bilanz eines Bilanzknotens mathematisch nicht lösbar ist, soll der Löser trotzdem ein Ergebnis zurückgeben. Anstelle einer allgemeinen Rückmeldung über die Unlösbarkeit des Problems vom Optimierungslöser, ermöglicht dies dem Nutzer das Problem einzugrenzen. Dafür werden in jedem Bus (optional) ein zusätzlicher Input-Exzess-Wert $E_{in,\tau}$ und Output-Exzess-Wert $E_{out,\tau}$ definiert, welche eine physikalisch unmögliche Bilanzverletzung abbilden. Die Bilanz des Buses für jeden Zeitschritt erweitert sich damit zu

$$\sum_i (P_{in,i,\tau}) + E_{in,\tau} - \sum_j (P_{out,j,\tau}) - E_{out,\tau} = 0$$

Für die Exzess-Werte werden entsprechende spezifische Strafkosten k_{penalty} festgelegt. Diese gehen als zusätzliche Beiträge

$$k_{\text{penalty}} \cdot \sum_{\tau} (E_{in,\tau} + E_{out,\tau})$$

separat für jeden Bus in die gewählte Zielfunktion ein. Für k_{penalty} muss ein geeignet hoher Wert festgelegt werden, so dass Exzesswerte nur dann größer Null sind, wenn keine andere Lösung möglich ist. Ein solcher Exzesswert größer Null gibt dem Anwender damit die Information, in welchem Bus eine Bilanzverletzung auftritt und ermöglicht somit eine gezielte Fehlersuche in der Parametrierung.

Transformer, Klasse: cBaseLinearTransformer

Der Transformer bildet verallgemeinert Komponenten ab, in welchen zeitabhängige lineare Zusammenhänge zwischen den eingehenden und ausgehenden Flows existieren (siehe Tabelle 17).

Tabelle 17: Parameter des Elements cBaseLinearTransformer

Funktion	cBaseLinearTransformer-Argument	Beispiel Kessel 1	Beispiel Kessel 2																			
Input-Flows und Output-Flows	inputs, outputs	Input: Brennstoff-Flow (Q_{fu}) Output: Wärme-Flow (Q_{th})																				
Lineare Gleichungen	factor_Sets	$1 \cdot Q_{th, val, \tau} = 0,9 \cdot Q_{fu, val, \tau}$	-																			
Lineare Segmente	segmentsOfFlows	-	<table><tr><td></td><td colspan="2">Seg. 1</td><td colspan="2">Seg. 2</td></tr><tr><td>Q_{th} in kW</td><td>1</td><td>30</td><td>30</td><td>100</td></tr><tr><td>Q_{fu} in kW</td><td>1,5</td><td>35</td><td>35</td><td>110</td></tr></table>						Seg. 1		Seg. 2		Q_{th} in kW	1	30	30	100	Q_{fu} in kW	1,5	35	35	110
	Seg. 1		Seg. 2																			
Q_{th} in kW	1	30	30	100																		
Q_{fu} in kW	1,5	35	35	110																		

Hierzu werden Gleichungen der Form

$$\sum_i a_{i,\tau} \cdot P_{in,i,\tau} = \sum_j b_{j,\tau} \cdot P_{out,j,\tau}$$

intern abgebildet. Die Faktoren $a_{i,\tau}$ und $b_{j,\tau}$ sind die zu definierenden Parameter des Transformers (factor_Sets). Es können so viele Gleichungen definiert werden, dass sich aus einer Flow-Variable die anderen Flow-Variablen ergeben (dies entspricht dem Freiheitsgrad $f = 1$ für jeden Zeitschritt), wie dies zum Beispiel für einen Gaskessel oder eine KWK-Anlage der Fall ist. Es können aber auch mehrere Freiheitsgrade für den Optimierer verbleiben, zum Beispiel für einen Biomasse-Kessel, der verschiedene Input-Flows mit entsprechend unterschiedlichen thermischen Wirkungsgraden für unterschiedliche Arten von biogenen Brennstoffen hat. In diesem Fall kann der Optimierer entscheiden, welcher Brennstoff bzw. welches Mischungsverhältnis genutzt wird.

Alternativ kann der Zusammenhang in Transformatoren auch durch eine beliebige Anzahl von stückweise linearisierten Segmenten (segmentsOfFlows) definiert werden. Ein Segment wird für jeden Flow-Wert, z. B. $P_{in,i,\tau}$ und $P_{out,i,\tau}$ durch die jeweils beiden Segmentgrenzen $\hat{P}_{\tau,0}$ und $\hat{P}_{\tau,1}$ gebildet. Unter Zuhilfenahme mehrerer binärer Hilfsvariablen wird diese stückweise Linearität im Optimierungsproblem abgebildet. Als Ergebnis liefert der Löser die entsprechend zusammengehörigen Werte der einzelnen Flows, hier dargestellt für zwei Segmente:

$$P_{in,i,\tau} \in [\hat{P}_{in,i,\tau,0}, \hat{P}_{in,i,\tau,1}] \vee [\hat{P}_{in,i,\tau,2}, \hat{P}_{in,i,\tau,3}]$$

$$P_{out,i,\tau} \in [\hat{P}_{out,j,\tau,0}, \hat{P}_{out,j,\tau,1}] \vee [\hat{P}_{out,j,\tau,2}, \hat{P}_{out,j,\tau,3}]$$

Diese Art der Modellierung ermöglicht die Approximation nichtlinearer Zusammenhänge, wie beispielsweise vom Modulationsgrad eines Erzeugers abhängige Wirkungsgrade oder von der Investitionsgröße abhängige spezifische Investitionskosten.

Senken und Quellen, Klassen: `cSink`, `cSource`, `cSourceAndSink`

Quelle und Senke besitzen außer dem zugeordneten Output-Flow (Quelle) bzw. Input-Flow (Senke) keine weiteren Parameter. Alle notwendigen Randbedingungen und Kosten werden dort allein über den jeweiligen Flow beschrieben. Eine `cSourceAndSink` ist eine Kombination von Quelle und Senke, mit der zusätzlichen Möglichkeit festzulegen, dass der Flow-Wert von Quelle und Senke nicht gleichzeitig größer Null sein kann (gegenseitige Sperrung).

Speicher, Klasse: `cStorage`

Speicher können über entsprechende Flows mit einem beliebigen Bus verbunden werden. Somit sind diese im Modell für alle Busse, sei es Energie, Masse oder anderes, nutzbar. Neben der Speicherkapazität, dem Speicherverlust und Be- und Entladewirkungsgraden, kann auch der zulässige Ladezustand für jeden Zeitschritt separat in begrenzt werden, z. B. um gewisse Speicherreserven abzubilden.

Für Start- und Endzustand der Speicherladung ist zum einen die explizite Vorgabe absoluter Werte möglich. Zum anderen besteht die Option vorzugeben, dass der Startzustand dem Endzustand entsprechen muss. Diese Variante ist speziell dann sinnvoll, wenn der Speicher für eine mehrfache Wiederholung eines Betrachtungszeitraums optimiert werden soll. Ausgewählte Parameter des Speichers sind in Tabelle 18 zusammengestellt.

Tabelle 18: Ausgewählte Parameter der Komponente `cStorage`

Funktion	TS-fähig	<code>cStorage</code> -Argument	Beispiel Wärmespeicher
Speicherkapazität	-	<code>capacity_inFlowHours</code>	500 kWh
Begrenzung des Ladezustands	x	<code>min_rel_chargeState</code> , <code>max_rel_chargeState</code>	-
Startzustand	-	<code>capacity_inFlowHours</code>	0 kWh
Belade- /Entladewirkungsgrad	x	<code>eta_load</code> , <code>eta_unload</code>	Beladung 0,9, Entladung 1
relativer Verlust pro Stunde	x	<code>fracLossPerHour</code>	0,01 % pro Stunde
Sperrung gleichzeitiger Be- und Entladung Ja/Nein	-	<code>avoidInAndOutAtOnce</code>	ja
Investitionsoptionen	-	<code>investArgs</code>	(siehe Tabelle 19)

Die Anzahl an Speichern je Bus ist nicht beschränkt. Jedoch ist im Allgemeinen festzuhalten, dass mit steigender Anzahl von Speichern die Rechenzeit zur Lösung des Optimierungsproblems sehr stark zunimmt.

Investitionsentscheidungen, Klasse: `cInvestArgs`

Die bisherige Beschreibung beschränkte sich auf die Funktionalität des Frameworks für die Einsatz- bzw. Betriebsführungsoptimierung mit dem Ziel der Minimierung von z. B. Betriebskosten oder auch betriebsbedingten CO₂-Emissionen. Eine Berechnung mit dem Ziel der optimalen Investitionsentscheidung würde ohne zusätzliche Modellierungsmöglichkeiten damit eine Variantenrechnung bedingen. Für jede mögliche Variante (z. B. verschiedene Erzeugerarten, verschiedene Leistungsstufen, verschiedene Speichergrößen usw.) müsste jeweils eine Einsatzoptimierung durchgeführt werden. Hieran würden im Post-Processing entsprechende Investitionsberechnungen je Variante angefügt. Diese, je Variante, separaten Ergebnisse müssten abschließend vom Nutzer zusammengeführt und im Hinblick auf eine optimale Investitionsentscheidung interpretiert werden. Aufgrund

der Vielzahl an Varianten, welche in der Regel zu betrachten sind, bedingt dieses Vorgehen eine relativ hohe Rechenzeit sowie einen nicht unerheblichen Aufwand in der Ergebnisinterpretation.

Um diese Variantenrechnung zu vermeiden, wurde die Möglichkeit einer direkten Optimierung hinsichtlich Investitionsentscheidungen in das Framework `flixBOpt` integriert. Hierzu fand eine umfassende Erweiterung der zu Grunde liegenden mathematischen Formulierungen der Nebenbedingungen und Zielfunktion des Optimierungsproblems statt. Das erzielte Ergebnis ermöglicht nun auch Optimierungsrechnungen mit dem Ziel einer optimalen Investitionsentscheidung in Kombination mit der Einsatzoptimierung in einem einzigen, in sich geschlossenen Problem darzustellen und direkt vom Framework lösen zu lassen.

Investitionsentscheidungen können im aktuellen Stand des Frameworks für folgende Komponenten durchgeführt werden:

- nominale Kapazität eines Speichers (`cStorage`)
- nominaler Wert eines Flows (`cFlow`)

Da der Flow-Wert integraler Bestandteil aller Komponenten ist, lassen sich hiermit verschiedenste, umfassende Investitionsfragestellungen modellieren und lösen.

Die Investitionskosten können über Fixkosten, spezifische Investkosten aber auch als stückweise Segmente mit linearem Zusammenhang ausgedrückt werden. Über die zuletzt genannte Option lassen sich außerdem zulässige Bereiche der Investitionsgröße und im Umkehrschluss dazu auch Nichtverfügbarkeits-Bereiche festlegen.

Die Investitionsgröße kann sowohl als fester Wert vorgegeben oder aber innerhalb eines gegebenen Wertebereichs optimiert werden. Wird ein fester Wert vorgegeben, so besteht für den Löser als einzige Entscheidung, ob die Investition getätigt wird oder nicht. Es ist weiterhin möglich eine Investition optional zu erzwingen, was augenscheinlich nur in Kombination mit einem gegebenen Wertebereich aus Modellsicht Sinn ergibt. Kosten die anfallen, wenn nicht investiert wird, lassen sich ebenso definieren. Investitionskosten können je Effekt definiert werden.

Die zur Verfügung stehenden Parameter, welche in Tabelle 19 aufgelistet sind, bieten eine Vielzahl an Modellierungsmöglichkeiten, zum Beispiel:

- Investitionsoptionen sowohl mit fest vorgegebener als auch variabler Investitionsgröße in einem zu definierenden Wertebereich sind möglich.
- Größenabhängige (spezifische) Investkosten sind beschreibbar.
- Eine beliebige Anzahl konkreter Investitionsoptionen, z. B. für je eine konkrete Komponente, zu der ein Angebot vorliegt, können als redundante Komponenten in ein `flixBOpt`-Energiesystem eingepflegt werden.
- Die Sinnhaftigkeit des Weiterbetriebs von vorhandenen Komponenten (d. h. ohne Investkosten, aber mit Betriebskosten und bedarfsgebundenen Kosten) kann untersucht werden.
- Eine Investitionsoption kann problemlos zu einer erzwungenen Investition abgeändert werden.
- Kosten für den Rückbau von Anlagen bzw. Vertragsstrafen bei Kündigung können über Desinvestitionskosten beschrieben werden.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 19: Parameter der Investitionsentscheidung (cInvestArgs).

Input	cInvestArgs-Argument	Beispiel Wärmepumpe (Flow Wärmeleistung)
Fixkosten der Investition	fixCosts	2.000 €
Desinvestitionskosten	divestCosts	500 € (Rückbau bereits realisiertes Fundament)
spezifische Investkosten	specificCosts	1000 €/kW _{th} 0,25 tCO ₂ /kW _{th}
Investkosten in linearen Segmenten (implizit: Definition von zulässigen Bereichen)	costsInInvestsizeSegments	Stützstellen: 30 kW _{th} : 30.000 € 100 kW _{th} : 80.000 € 250 kW _{th} : 180.000 €
Investgröße ist festgelegt: Ja/Nein	investmentSize_is_fixed	Nein
Investition ist optional: Ja/Nein	investment_is_optional	Ja
minimale Investgröße	min_investmentSize	30 kW _{th}
maximale Investgröße	max_investmentSize	250 kW _{th}

1.3.3.6 Framework-Syntax am Beispiel

In diesem Kapitel ist beispielhaft die Modellsyntax anhand von Auszügen des `simple_example` dargestellt, welches im Unterordner `/examples` des Frameworks enthalten ist. Der hier dargestellte Quellcode entspricht nicht dem vollständigen Beispiel, sondern wurde auf für die Modellierung relevante Abschnitte beschränkt. Auf eine detaillierte Darstellung der einzelnen Zeilen soll an dieser Stelle verzichtet werden. Diese sind direkt im Framework am vollständigen Beispiel bzw. der weiterführenden Kommentierung der entsprechenden Methoden zu entnehmen.

Definition der Zeitreihen für Wärmebedarf und flexiblen Einspeisetarif elektrischer Energie:

```
Q_th_Last = [30, 0, 90, 110, 110, 20, 20, 20, 20] # kW
p_el = [80, 80, 80, 80, 80, 80, 80, 80, 80] # €/MWh
```

Definition der Busse/ Bilanzkreise „Strom“, „Fernwaerme“ und „Gas“:

```
Strom = cBus('el', 'Strom')
Fernwaerme = cBus('heat', 'Fernwärme')
Gas = cBus('fuel', 'Gas')
```

Modellierung der Zielfunktion „Kosten“ sowie des Effekts „CO₂“. In diesem Fall werden CO₂-Emissionen mit 0,2 €/kg internalisiert:

```
costs = cEffectType('costs', '€', 'Kosten', isStandard = True,
                    isObjective = True)

CO2 = cEffectType('CO2', 'kg', 'CO2_e-Emissionen',
                  specificShareToOtherEffects_operation = {costs: 0.2})
```

II Eingehende Darstellung

Modellierung einer KWK-Anlage mit einem auf den Brennstoff bezogenen thermischen Wirkungsgrad von 0,5 und einem elektrischen Wirkungsgrad von 0,4. Die maximale Leistung beträgt $P_{el,max} = 60$ kW. Ist die Anlage in Betrieb, so ist die minimale Teillast $P_{el,min} = 5$ kW:

```
aKWK = cKWK('CHP_unit', eta_th = 0.5, eta_el = 0.4,
            # defining flows:
            P_el = cFlow('P_el', bus = Strom,
                        nominal_val = 60, # kW_el
                        min_rel = 5/60), # kW_el
            Q_th = cFlow('Q_th', bus = Fernwaerme),
            Q_fu = cFlow('Q_fu', bus = Gas))
```

Modellierung eines Wärmespeichers mit einer Kapazität von 30 kWh. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums ist der Speicher entladen. Lade- und Entladeleistung sind aufgrund der Vorgabe von 10.000 kW praktisch unbeschränkt. Der Ladewirkungsgrad beträgt 90 %. Der Speicherverlust ist durch 0,08 % des jeweils aktuellen Energieinhalts je Stunde modelliert. Eine gleichzeitige Ladung und Entladung innerhalb eines Zeitschritts wird unterbunden:

```
aSpeicher = cStorage('Speicher',
                    inFlow = cFlow('Q_th_load', bus = Fernwaerme,
                                    nominal_val = 1e4),
                    outFlow = cFlow('Q_th_unload', bus = Fernwaerme,
                                    nominal_val = 1e4),
                    capacity_inFlowHours = 30, # kWh
                    chargeState0_inFlowHours = 0, # kWh
                    eta_load = 0.9,
                    eta_unload = 1,
                    fracLossPerHour = 0.08, # %/h
                    avoidInAndOutAtOnce = True)
```

Modellierung zweier Senken, zum einen der Wärmelast, welche als festes Profil vorgegeben ist, das zu decken ist. Die Stromeinspeisung ist zum anderen im Hinblick auf Leistung und Energie nicht beschränkt. Je eingespeister Kilowattstunde wird die im Profil `p_el` definierte variable Vergütung erhalten:

```
aWaermeLast = cSink('Wärmelast',
                    sink = cFlow('Q_th_Last', bus = Fernwaerme,
                                nominal_val = 1, val_rel = Q_th_Last))

aStromEinspeisung = cSink('Einspeisung',
                        sink=cFlow('P_el', bus = Strom,
                                costsPerFlowHour = -1*p_el))
```

Weiterführende Syntaxbeispiele zur Optimierung mit dem Framework `flixOpt` sind im Unterverzeichnis `/examples` enthalten.

1.3.3.7 Ausgewählte Aspekte der Implementierung

Objektorientierte Umsetzung

Die Modellierung ist objektorientiert aufgebaut und besteht aus einer Vielzahl an einzelnen Modellierungsbausteinen, in denen Variablen und Gleichungen definiert sind. Grundklasse aller Modellierungsbausteine ist `cModelingElement`. Diese stellt die Grundorganisation von Variablen und Gleichungen zur Verfügung. Von dieser sind die Energiesystem-Grundbausteine `cFlow`, `cBus` und `cBaseComponent` abgeleitet. Aus der Klasse `cBaseComponent` sind die zuvor vorgestellten Basiskomponentenklassen `cLinearTransformer`, `cStorage`, `cSink`, `cSource` und `cSourceAndSink` abgeleitet. Aus dem `cLinearTransformer` gehen die Klassen `cKessel`, `cKWK` und `cHeatPump` hervor.

Des Weiteren sind verschiedene funktionale Blöcke separat als Klasse, ebenfalls abgeleitet von `cModelingElement`, vorhanden. So werden beispielsweise, abhängig vom übergebenen Parametersatz, die Definition der On- und SwitchOn-Variablen von Flows und die Modellierung aller damit in Zusammenhang stehenden Randbedingungen und Kostenbestandteile nicht in `cFlow` direkt, sondern in `cFeatureOn` modelliert. Dies vereinfacht die Übersichtlichkeit über Variablen und Gleichungen, aber bietet auch die Möglichkeit Features für verschiedene Zwecke zu nutzen. So wird beispielsweise `cFeatureInvest` sowohl im Flow als auch im Speicher genutzt. Alle Feature-Instanzen haben einen Besitzer, d. h. sie sind direkt im Flow oder in einer Komponente als Unter-Element definiert. Der Zusammenhang der einzelnen Modellierungsbausteine ist in folgender Abbildung 24 schematisch dargestellt.

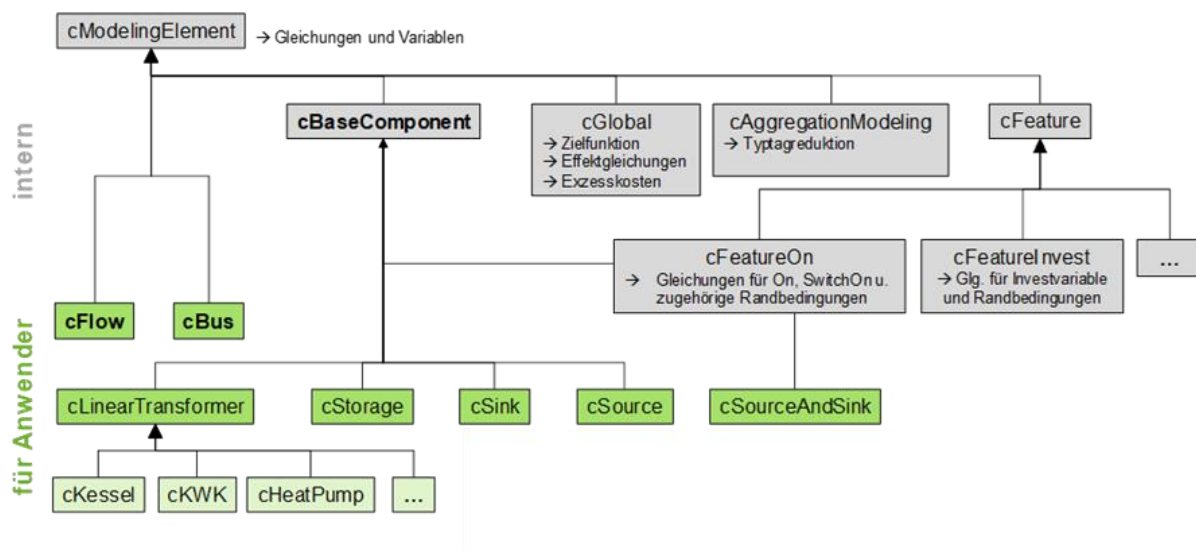


Abbildung 24: Struktureller Zusammenhang der zur Modellierung genutzten Klassen.

Details zur mathematischen Beschreibung der Investitionsoptimierung

An dieser Stelle soll ein kleiner Einblick in die mathematischen Formulierungen der resultierenden Nebenbedingungen im Optimierungsmodell gegeben werden, welche im Rahmen dieses Projektes umfangreich neu entwickelt werden mussten. Im Investitionsfeature `cFeatureInvest`, das sowohl von `cStorage` als auch `cFlow` genutzt werden kann, ist die Auslegungsgröße zu bestimmen. Im Fall des Flows ist dies der maximale Fluss (z. B. Nennleistung), im Fall des Speichers ist dies die Speicherkapazität. Im Investitionsfeature ist es zum einen möglich diese Größe fix vorzugeben

II Eingehende Darstellung

(`investmentSize_is_fixed = True`) oder deren Optimalwert vom Löser berechnen zu lassen. Dies soll als variable Auslegungsgröße bezeichnet werden. Dabei werden vom Anwender lediglich Grenzen definiert, innerhalb welcher sich die Auslegungsgröße befinden darf (`min_investmentSize, max_investmentSize`). In der praktischen Nutzung kann der erste Fall beispielsweise Anwendung finden, wenn Angebote zu konkreten Anlagen vorliegen und der Optimierer aus diesen die bestmögliche(n) bestimmen soll. Die zweite Variante kann dann Anwendung finden, wenn es sich um eine Technologie mit relativ frei wählbarer Leistung handelt (z. B. zu installierende PV-Fläche) oder wenn sich zuerst ein Anhaltspunkt über die benötigte Auslegungsgröße verschafft werden soll. Während der erste Fall in der mathematischen Formulierung der Nebenbedingungen relativ problemlos umzusetzen ist, verursacht eine variable Auslegungsgröße deutlich umfangreichere Nebenbedingungen sofern die Linearität und die bestehenden Modellierungsmöglichkeiten der reinen Erzeugereinsatzoptimierung erhalten werden sollen. Aufwändig in der Umsetzung ist speziell die Kombination von variabler Auslegungsgröße und einer binären „On“-Variable, welche den Wert Eins annimmt, wenn eine Anlage in Betrieb ist und entsprechend den Wert Null, wenn dies nicht der Fall ist. Eine solche Variable ist für die Modellierung unverzichtbar, da sie unter anderem zur Identifikation von kostenbehafteten Anfahrvorgängen, für die Beschränkung von Lauf- und Pausenzeiten und speziell auch für die Einhaltung einer minimal möglichen Teillast, benötigt wird.

Letzteres könnte im Fall einer bekannten Nennleistung wie folgt im mathematischen Modell abgebildet werden:

$$\begin{aligned} P_\tau &\leq On_\tau \cdot P_{\text{nenn}} \cdot m_{\text{max}} \\ P_\tau &\geq On_\tau \cdot P_{\text{nenn}} \cdot m_{\text{min}} \end{aligned}$$

Hierbei ist P_τ die Leistung der Anlage im Zeitschritt τ , On_τ der Schaltzustand (1 = ein, 0 = aus) der Anlage im Zeitschritt τ , m_{min} und m_{max} der relative minimale und maximale Modulationsgrad (wobei m_{max} üblicherweise gleich Eins ist) und P_{nenn} die bekannte Nennleistung der Anlage.

Im Fall, dass die Anlage ausgeschaltet ist, würde aus diesen Gleichungen $0 \leq P_\tau \leq 0 \Leftrightarrow P_\tau = 0$ folgen. Im Fall dass sie eingeschaltet ist, kann die Leistung einen Wert im Intervall $[P_{\text{nenn}} \cdot m_{\text{min}}, \dots, P_{\text{nenn}} \cdot m_{\text{max}}]$, also zwischen minimaler und maximaler Teillast annehmen.

Im Fall der Auslegungsoptimierung mit variabler Auslegungsgröße ist P_{nenn} nicht mehr a priori bekannt, sondern wird durch die zu optimierende Variable P_{inv} ersetzt. Damit ist die Formulierung obiger Nebenbedingungen nicht mehr anwendbar, da $On_\tau \cdot P_{\text{inv}}$ das Produkt zweier Optimierungsvariablen ist und damit eine Nichtlinearität darstellt, welche dem gemischt-ganzzahligen, linearen Ansatz widerspricht.

Um dies zu vermeiden wird zunächst folgende Umformulierung vorgenommen:

$$\begin{aligned} P_\tau &\leq On_\tau \cdot m_{\text{max}} \cdot P_{\text{inv,max}} \\ P_\tau &\geq On_\tau \cdot \max(\varepsilon, m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv,min}}) \end{aligned}$$

II Eingehende Darstellung

Hierin bezeichnen die Konstanten $P_{\text{inv,min}}$ und $P_{\text{inv,max}}$ die Grenzen des vorgegebenen variablen Auslegungsbereichs der Variablen P_{inv} , d. h. $P_{\text{inv,min}} \leq P_{\text{inv}} \leq P_{\text{inv,max}}$. Für ε wird eine im Anwendungskontext und unter Beachtung der numerischen Stabilität beliebig kleine Konstante größer Null, beispielsweise $\varepsilon = 10^{-6}$, verwendet.

Diese beiden Gleichungen sind linear und schränken On_τ sinnvoll ein. Allerdings wird noch nicht abgesichert, dass P_τ bei eingeschalteter Anlage ($On_\tau = 1$) nur Werte größer $P_{\text{inv}} \cdot m_{\text{min}}$, welches im Allgemeinen ungleich $P_{\text{inv,min}}$ ist, annehmen darf. Hierzu wird folgende, zusätzliche Gleichung benötigt:

$$P_\tau \geq \max(m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv,max}}, \varepsilon) \cdot (On_\tau - 1) + m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv}},$$

welche im Fall $m_{\text{min}} = 0$ entfallen kann.

In folgender Abbildung 25 ist eine umfangreiche Übersicht der in diesem Kontext zur Modellierung genutzten Nebenbedingungen gegeben. Auf eine ausführliche Beschreibung der darin dargestellten (Un-)Gleichungen soll verzichtet werden, da dies an dieser Stelle zu sehr in mathematische Details der Modellierung führen würde.

	fixe Auslegungsgröße $P_{\text{nom}} = \dots$	variable Auslegungsgröße $P_{\text{inv,min}} = \dots \quad P_{\text{inv,max}} = \dots$
	Zulässiger Variablenbereich $P(t)$ (statisch)	
Max	$P(t) \leq m_{\text{max}} \cdot P_{\text{nom}} \quad (1f)$	$P(t) \leq m_{\text{max}} \cdot P_{\text{inv,max}} \quad (1v)$
	<u>$I_{\text{canSwitchOff}} = 0$ AND $\text{invest is optional} = 0$:</u>	
	$P(t) \geq m_{\text{min}} \cdot P_{\text{nom}} \quad (2f)$	$P(t) \geq m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv,min}} \quad (2v)$
Min	<u>$I_{\text{canSwitchOff}} = 1$ OR $\text{invest is optional} = 1$:</u>	
	$P(t) \geq 0 \quad (3)$	
	Randbedingungen $P(t)$ (dynamisch)	
	$P(t) \leq m_{\text{max}} \cdot P_{\text{inv}} \quad (4)$	
	<u>$I_{\text{canSwitchOff}} = 0$:</u>	
	$P(t) \geq m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv}} \quad (5)$	
	<u>$I_{\text{canSwitchOff}} = 1$:</u>	
	Big = $m_{\text{max}} \cdot P_{\text{nom}}$ Min = $\max(\varepsilon, m_{\text{min}} \cdot P_{\text{nom}})$	Big = $m_{\text{max}} \cdot P_{\text{inv,max}}$ Min = $\max(\varepsilon, m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv,min}})$
	$P(t) \leq On(t) \cdot \text{Big} \quad (6)$	
	$P(t) \geq On(t) \cdot \text{Min} \quad (7)$	
	$m_{\text{min}} \cdot P_{\text{nom}} \geq P(t) \geq m_{\text{max}} \cdot P_{\text{nom}} \leftrightarrow On(t) = 1$ $P(t) = 0 \leftrightarrow On(t) = 0$	$P(t) > 0 \leftrightarrow On(t) = 1$ $P(t) = 0 \leftrightarrow On(t) = 0$
	Wenn $\text{min_rel} > 0$ zusätzlich:	
	$P(t) \geq \text{Big} \cdot (On(t) - 1) + m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv}} \quad (8)$	
	Mit Big = $\max(m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv,max}}, \varepsilon)$	
	$P < m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv}} \rightarrow On = 0$ $On = 1 \rightarrow P \geq m_{\text{min}} \cdot P_{\text{inv}}$	
	Zulässiger Variablenbereich P_{inv} (statisch)	
	<u>$\text{invest is optional} = 0$:</u>	
	$P_{\text{inv}} = P_{\text{nom}} \quad (9f)$	$P_{\text{inv}} \geq P_{\text{inv,min}} \quad P_{\text{inv}} \leq P_{\text{inv,max}} \quad (9v)$
	<u>$\text{invest is optional} = 1$:</u>	
	$P_{\text{inv}} \geq 0 \quad P_{\text{inv}} \leq P_{\text{nom}} \quad (10f)$	$P_{\text{inv}} \geq 0 \quad P_{\text{inv}} \leq P_{\text{inv,max}} \quad (10v)$
	Randbedingungen P_{inv} (dynamisch)	
	<u>$\text{invest is optional} = 1$:</u>	
	$P_{\text{inv}} = On_{\text{inv}}(t) \cdot P_{\text{nom}} \quad (11f)$	$P_{\text{inv}} \leq On_{\text{inv}} \cdot P_{\text{inv,max}} \quad (12v)$
	$P_{\text{inv}} \geq On_{\text{inv}} \cdot \max(P_{\text{inv,min}}, \varepsilon) \quad (13v)$	
	$P_{\text{inv}} = 0 \leftrightarrow On_{\text{inv}} = 0$ $P_{\text{inv}} = P_{\text{nom}} \leftrightarrow On_{\text{inv}} = 1$	$\min \geq P_{\text{inv}} \geq \max \leftrightarrow On_{\text{inv}} = 1$ $P_{\text{inv}} = 0 \leftrightarrow On_{\text{inv}} = 0$

Abbildung 25: Gleichungen des Investitionsproblems je nach Anwendungsfall

Vektorbasierte Formulierung

FlixBase ist ein eigenentwickeltes Modellierungskonzept für vektorbasierte, lineare Modellierung, welches eine Zwischenebene zwischen dem vom Anwender modellierten Problem und der letztendlich vor der Übergabe an den Löser genutzten Modellierungssprache (z. B. Pyomo, CVXPY) bildet. FlixBase stellt die Grundklassen für Variablen (`cVariable`) und Gleichungen (`cEquation`) zur Verfügung.

Variablen $\vec{x}_i$ der Klasse `cVariable` können sowohl Skalare als auch Vektoren sein und sind die Bestandteile, aus denen sich der globale Variablenvektor $\vec{x}$ des Optimierungsproblems ergibt.

Ein Objekt der Klasse `cEquation` kann eine Gleichung oder Ungleichung ausdrücken und besteht jeweils aus $j = 1, \dots, m_j$ einzelnen Summanden $\vec{s}_j$ und einer „rechten Seite“ $\vec{y}$ der Art

$$\sum_j \vec{s}_j = \vec{y}$$

bzw. im Falle einer Ungleichung

$$\sum_j \vec{s}_j \leq \vec{y}$$

Jeder Summand $\vec{s}_j$ entsteht aus einem Parametervektor $\vec{f}_j$ und einem Variablenvektor $\vec{x}_j$ mit jeweils $k = 1, \dots, n_j$ Elementen. Entweder wird der Summand als elementweise Multiplikation (flixBase-Methode `addSummand`), hier durch den Operator $\star$ ausgedrückt,

$$\vec{s}_j = \vec{f}_j \star \vec{x}_j$$

bzw.

$$s_{j,k} = f_{j,k} \cdot \hat{x}_{j,k}$$

oder aber als Skalarprodukt (flixBase-Methode `addSummandSumOf`)

$$s_j = \vec{f}_j^T \vec{x}_j$$

bzw.

$$s_j = \sum_k f_{j,k} \cdot \hat{x}_{j,k}$$

definiert. Im ersten Fall ergibt sich demzufolge der Summand als Vektor im zweiten Fall als Skalar. Innerhalb einer `cEquation` dürfen nur Summanden sowie eine rechte Seite mit der gleichen Anzahl an Elementen vorkommen.

In Abbildung 26 ist dies anhand eines Gaskessels als Implementierungsbeispiel für den Zusammenhang zwischen Brennstoffleistung $\dot{Q}_{fu}$ und Wärmeleistung $\dot{Q}_{th}$ über den zeitlich variablen Wirkungsgrad η_τ

$$\dot{Q}_{th,\tau} - \dot{Q}_{fu,\tau} \cdot \eta_\tau = 0$$

für vier Zeitschritte τ dargestellt (vektoriell).

II Eingehende Darstellung

```
# Wirkungsgrad
eta = [0.8, 0.8, 0.85, 0.75]
nrOfTimesteps = 4
# Wärmeleistung zwischen 200 und 500 kW:
Q_th = cVariable('Q_th', nrOfTimesteps, owner, modBox, min = 200, max = 500)
# Brennstoffleistung:
Q_fu = cVariable('Q_fu', nrOfTimesteps, owner, modBox)

# Gleichung : Q_th(i) = eta(i) * Q_fu
# Umgestellt: eta(i)*Q_fu(i) - Q_th(i) = 0
eq_eff = cEquation('efficiency', self, modBox)
eq_eff.addSummand(Q_fu, eta)
eq_eff.addSummand(Q_th, -1)
eq_eff.addRightSide(0) # Komplettierung der Glg.
```

Abbildung 26: Syntax der Gleichungserstellung in flixBase. Beispiel: Zusammenhang der Brennstoff- und Wärmeleistung für vier Zeitschritte (Stundenschrittweite) mit unterschiedlichem Wirkungsgrad.

In Abbildung 27 ist die Implementierung der Gleichung

$$-K_{\text{Kessel}} + \sum_{\tau} \dot{Q}_{\text{fu},\tau} \cdot 1\text{h} \cdot p_{\text{fu},\tau} = 0$$

zur Beschreibung der Variablen „bedarfsgebundene Gesamtkosten des Kessels“ mit den spezifischen Gaskosten $p_{\text{fu},\tau}$ in Euro pro kWh als flixBase-Gleichung dargestellt (Skalar).

```
p_fu = [0.10, 0.12, 0.10, 0.11] # €/kWh

K_Kessel = cVariable('K_Kessel', len = 1) # Wärmeleistung zwischen 200 und 500 kW

# Gleichung : K = sum(p_fu * Q_fu)
eq_K_Kessel = cEquation('Kosten_Kessel', self, modBox)
eq_eff.addSummand(K_Kessel, factor = -1)
eq_eff.addSummandSumOf(Q_fu, factor = p_fu)
eq_eff.addRightSide(0) # Komplettierung der Glg.
```

Abbildung 27: Syntax der Gleichungserstellung in flixBase. Beispiel: Kosten für Kesselbrennstoff.

Vorteile der Zwischenebene flixBase sind:

- Die Anbindung beliebiger mathematischer Modellierungsframeworks wie z. B. CVXPY ist möglich, ohne die (zuvor mit flixBase) modellierten Komponenten und Funktionalitäten abändern zu müssen.
- Durch die vektorbasierte Schreibweise bleibt die Anzahl an Variablen und Gleichungen übersichtlich.
- Für jeden Index einer Gleichung lässt sich eine vereinfachte Text-Darstellung der Gleichung mit flixBase ausgeben, in der diese auf Plausibilität geprüft werden kann. Für obige Beispiele ergeben sich folgende Ausgaben:

Wirkungsgrad [ZS 3]: $0.85 \cdot Q_{\text{fu}} [3] + -1.0 \cdot Q_{\text{th}} [3] = 0$

Kosten Kessel: $-1.0 \cdot K_{\text{Kessel}} + \sum (0.1 \cdot Q_{\text{fu}}[0] + \dots) = 0$

- FlixBase bietet die Möglichkeit zusätzliche Funktionen, zum Beispiel für ein erweitertes Pre-Processing, zu inkludieren.

Neben den genannten Vorteilen der Zwischenschicht flixBase, könnte diese zukünftig um einfache Presolving-Routinen, bspw. zur Reduktion der Variablenanzahl und somit Reduktion der Problemgröße, erweitert werden.

1.3.3.8 Ergebnisausgabe: Dateien und Post-Processing

Die Möglichkeiten des Zugriffs auf die vom Nutzer definierten Modellkomponenten sowie die Rückgabe der Optimierungsergebnisse ist in der skriptbasierten Anwendung des Frameworks in vielfältiger Art und Weise realisiert.

Standardmäßig werden die im Folgenden beschriebenen Ergebnisdateien in den Unterordner `/results` des Arbeitspfads geschrieben:

- `Datum_<fullModel><aggModel><segModel><Szenario>_data.pickle`
- `Datum_<fullModel><aggModel><segModel><Szenario>_solvingInfos.yaml`
- `Datum_<fullModel><aggModel><segModel><Szenario>_solver.log`

Die hier dargestellte Formatierung des Dateinamens geschieht halbautomatisch. Vom Anwender ist lediglich optional die Bezeichnung des Szenarios `<Szenario>` zu definieren. Das Datum, die Information, ob es sich um eine die Optimierung des vollständigen Problems `<fullModel>` oder um eine problemgrößenreduzierte Betrachtung `<aggModel>` bzw. `<segModel>` handelt, sowie Präfix und Dateityp werden vom Framework gesetzt.

Datei: `*_data.pickle`

Diese Binärdatei enthält eine Instanz des Typs `flix_results`. Diese kann jederzeit über die in `flixPost` enthaltene Methode `flix_results` in den Python-Workspace geladen werden, z. B.:

```
import flixPostprocessing as flixPost
aCalc_post=flixPost.flix_results('2023-03-01_fullModel_Szen_1',
                                'C:/Optimierung/2022_Szenarien/results')
```

Diese Instanz, in diesem Fall `aCalc_post`, enthält die Modellkomponenten, die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen sowie Methoden auf deren Zugriff. Dies ermöglicht eine einfache Ergebnisanalyse durch eigenentwickelte Post-Processing- und Auswertemethoden.

Neben dem reinen Zugriff auf numerische Werte sind einfache Methoden zur grafischen Veranschaulichung der Ergebnisse umgesetzt wurden. Basierend auf den Paketen Matplotlib [104] bzw. Plotly [105] ist die bus- und komponentenbezogene Visualisierung von Zeitreihen als Linien- und Balkendiagramm `plotInAndOuts()` sowie von Anteilen als Kreisdiagramm `plotShares()` möglich. Die zeitaufgelöste grafische Ausgabe aller Ein- und Ausgänge eines Busses, ist in Abbildung 28 anhand der Bilanz des Busses „Fernwaerme“ in dem als Beispiel im Framework enthaltenen „simple_example“ dargestellt. Negative Werte stellen hierbei einen negativen Beitrag zur Bilanz dar, z. B. Lasten oder Speicherladung, positive Werte stellen entsprechend den Beitrag eines Erzeugers, eine Speicherentladung oder eine anderweitige Quelle dar.

II Eingehende Darstellung

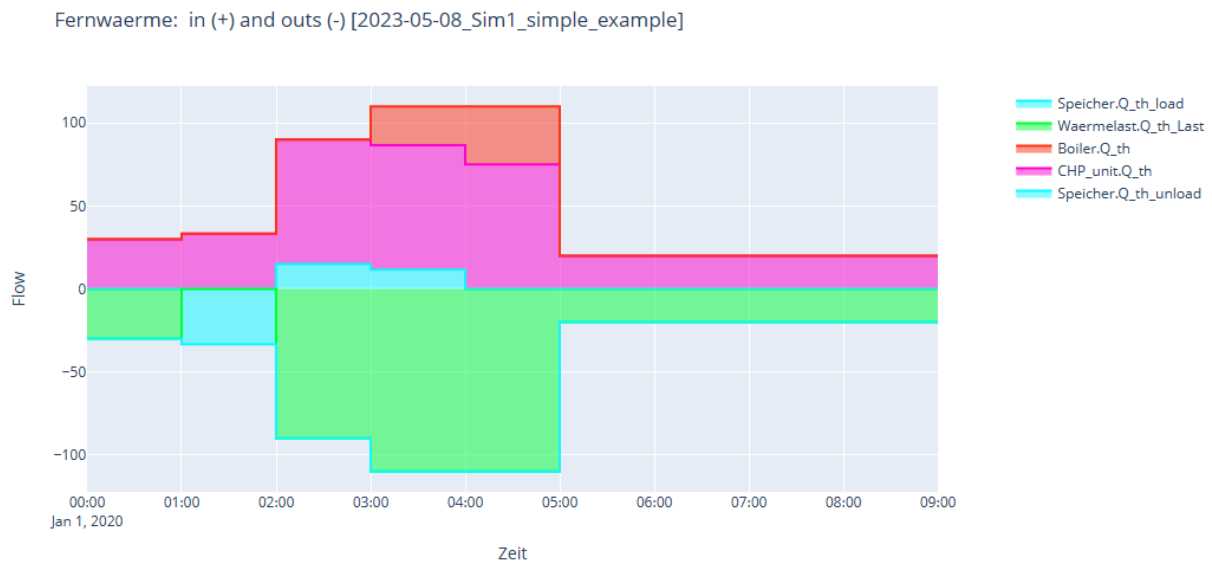


Abbildung 28: Ausgabe der Fernwaerme-Bilanz anhand des „simple_example“. Für neun Zeitschritte werden negative (Last, Speicherladung) und positive (KWK-Anlage, Kessel, Speicherentladung) Beiträge zur Wärmebilanz dargestellt.

Der diese Abbildung erzeugende Quellcode ist:

```
fig = aCalc_post.plotInAndOuts('Fernwaerme', stacked = True,  
                               plotAsPlotly = True)  
fig.show()
```

Weitere Parametrierungsmöglichkeiten der grafischen Ausgabe, z. B. Farben und Beschriftungen, sind direkt dem Framework sowie den Beispielen zu entnehmen.

Neben der grafischen Ausgabe ist außerdem eine Methode zum vereinfachten Export der Daten als csv-Datei implementiert. Analog zur Grafikausgabe ist auch diese auf Busse oder Komponenten bezogen. Die in der Abbildung dargestellten Daten würden um den Zeitstempel ergänzt per

```
aCalc_post.to_csv('Fernwaerme', 'FW.csv')
```

in die Datei „FW.csv“ geschrieben.

Datei: *_solvingInfos.yaml

Diese ASCII-Datei enthält in menschenlesbarer Form grundlegende, zusammengefasste Informationen zur Modellierung sowie den Ergebnissen. Dies sind unter anderem:

- Übersicht über die Systemkomponenten und deren Zusammenhänge
- Rechenzeit zur mathematischen Modellbildung sowie zur Lösung des Optimierungsproblems
- Übersicht zur Problemgröße (Anzahl und Art der Variablen, Anzahl Nebenbedingungen)
- Ergebnisse aller definierten Effekte
- Übersicht aller Variablen, deren Typ und Schranken
- Auszug aller Nebenbedingungen
- Auszug aller Zielfunktionsbeiträge

Diese Datei liefert einen komprimierten Überblick über Modell und Ergebnis und eignet sich zum Plausibilitätstest und ggf. zur Fehlersuche sowie als Grundlage erster Auswertungen.

Datei: *_solver.log

Diese ASCII-Datei enthält die vom Optimierungslöser an das Terminal gelieferten Rückgaben. Je nach Löser und dessen Parametrierung sind unterschiedliche Daten enthalten. Relevante Informationen im Hinblick auf die Ergebnisauswertung sind hierbei in der Regel:

- Angaben zur Optimierungsproblemgröße
- vorgegebene Abbruchkriterien (z. B. GAP und Zeit)
- Lösung des relaxierten Problems
- protokollarische Darstellung des MILP-Lösungsprozesses
- finale GAP und Rechenzeit
- Zielfunktionswert

Die Informationen dieser Datei eignen sich hauptsächlich zur Auswertung des mathematischen Optimierungsprozesses.

1.3.3.9 Performance und Problemreduktion

Im Allgemeinen ist es schwierig die zur Lösung der Optimierungsprobleme benötigte Rechenzeit im Voraus abzuschätzen. Neben der mathematischen Modellierung des Problems, der Problemgröße und der Verwendung unterschiedlich performanterer MILP-Löser spielt ebenfalls die konkrete Parametrierung des zu betrachtenden Energiesystems eine entscheidende Rolle.

So benötigen Ganzjahresoptimierungen für typische, praxisnahe Wärmeversorgungsaufgaben sehr schnell Rechenzeiten von mehreren Stunden bis Tagen. Im Sinne der Anwenderfreundlichkeit sollten die Rechenzeiten jedoch so gering wie möglich gehalten werden.

Hierzu wurden verschiedene Ansätze im Framework flixOpt umgesetzt. Unter anderem umfasst dies:

1. eine effiziente Modellbildung,
2. die Möglichkeit der Problemgrößenreduktion durch Segmentierung,
3. die Möglichkeit der Problemgrößenreduktion durch automatische Zeitreihenvereinfachung.

Effiziente Modellbildung

Das Framework bietet die Möglichkeit, variable Zeitschrittweiten zu benutzen. Durch variable Zeitauflösung lässt sich gegenüber einer konstant hohen Zeitauflösung über den gesamten Zeitbereich die Anzahl an Gleichungen und Variablen erheblich reduzieren.

Weiterhin können für das erzeugte Energiesystem mit definierten Zeitstempeln und definierten Datenserien als Parameter auch Berechnungen durchgeführt werden, in denen nur eine beliebige Untermenge an Zeitstempeln der definierten globalen Zeitreihe für die Berechnung aktiviert wird, ohne dass die Definition des Energiesystems angepasst werden muss.

In den Code-Abschnitten der mathematischen Modellierung der einzelnen Modellkomponenten (`cModelingElements`) wurde außerdem darauf Wert gelegt, dass Variablen und zugehörige Gleichungen, die nur der Abbildung mathematischer Zusammenhänge spezieller Parameter, d. h. spezieller Randbedingungen und Kosten-Inputs der Flows und Komponenten, dienen, nicht immer, sondern nur dann erstellt werden, wenn diese Parameter auch aktiviert worden sind bzw. deren

Ausgabe zwingend erwünscht ist. So werden beispielsweise „On“-Variablen für Flows, welche typischerweise zur Modellierung von Schaltzuständen und Anfahrvorgängen Verwendung finden, nur erzeugt, wenn dies explizit gefordert wird oder aber Parameter des Flows genutzt werden, die eine „On“-Variable erfordern, wie zum Beispiel Einschaltkosten, Begrenzungen der Laufzeit etc. So lässt sich im Vergleich zum vollständigen, d. h. den gesamten zur Verfügung stehenden Funktionsumfang abbildenden, mathematischen Modell, die Größe des tatsächlich zu lösenden Problems anwendungsspezifisch deutlich reduzieren.

Problemgrößenreduktion durch Segmentierung

Einer der Hauptgründe für lange Rechenzeiten ist die geschlossene Optimierung eines langen Betrachtungszeitraums in hoher zeitlicher Auflösung. Sämtliche Nebenbedingungen, durch welche das Optimierungsproblem beschrieben wird, müssen in jedem Zeitschritt gelten. Des Weiteren bedingt eine möglichst realitätsnahe Modellierung in der Regel eine große Anzahl an Variablen, welche nahezu ausschließlich ebenfalls je Zeitschritt existieren. Hinzu kommen weitere, zeitübergreifende Effekte, welche zu modellieren sind. Als Konsequenz folgt aus einer großen Anzahl an Zeitschritten somit in der Regel ein Optimierungsproblem mit hoher Anzahl an Variablen und Nebenbedingungen. Die Rechenzeit, welche zur Lösung der Probleme benötigt wird, nimmt üblicherweise überproportional zur Anzahl an Zeitschritten zu. Ein möglicher Ansatz zur Reduktion der für die Optimierung eines langen Betrachtungszeitraums benötigten Rechenzeit kann somit die Zerlegung des Gesamtzeitraums in mehrere kleinere, in Summe schneller zu lösende Teilprobleme sein, vgl. Abbildung 29. Ein solcher Segmentierungsansatz wird in nahezu allen Energiesystem-Optimierern zur Rechenzeitreduktion zur Verfügung gestellt. So ist beispielsweise auch in FreeOpt neben der „geschlossenen Optimierung“ eine „tageweise Optimierung“ möglich. Letzteres entspricht in diesem Fall nichts anderem als die separate Berechnung der optimalen Betriebsführung für jeden einzelnen Tag des Gesamtzeitraums. Diese Teilergebnisse werden letztendlich zusammengeführt und die Gesamtbetriebskosten durch deren Summierung bestimmt.

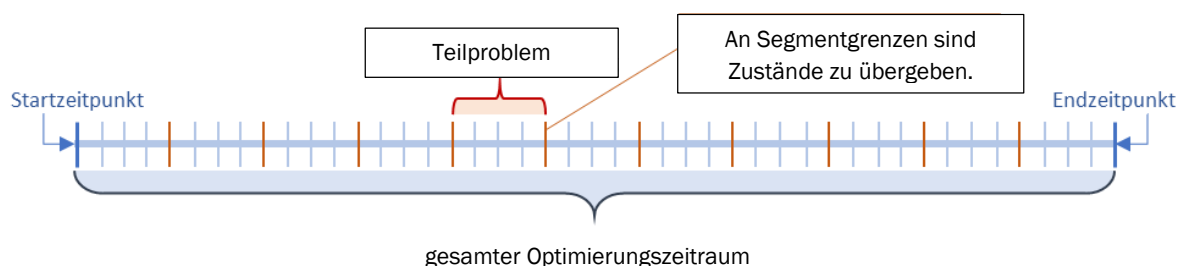


Abbildung 29: Schematische Darstellung des Segmentierungsansatzes. Anstelle einer einzigen Rechnung, welche den gesamten Optimierungszeitraum umfasst, werden mehrere Teilprobleme deutlich geringerer Größe gelöst. Durch abschließende Aufsummierung der Teilergebnisse ergibt sich eine in der Regel suboptimale Gesamtlösung. Die Güte dieser Lösung ist sehr stark vom betrachteten Problem abhängig.

Zwar bietet die Verwendung eines solchen Ansatzes ein erhebliches Potenzial zur Rechenzeitverkürzung, jedoch ist dessen Anwendbarkeit zahlreichen Einschränkungen unterworfen:

1. Sofern zeitschrittübergreifende Effekte im Modell abgebildet werden, sind diese auch segmentübergreifend zu beachten. Das heißt, dass beispielsweise Speicherladezustände und Schaltzustände von Anlagen an den Segmentgrenzen passend übergeben werden müssen. Sollten Effekte, welche über mehrere Zeitschritte wirken, modelliert werden, wie beispielsweise Mindestlaufzeiten oder längere Anfahrvorgänge, sind entsprechende Informationen, welche meist erst Ergebnis der Optimierung sind, segmentübergreifend zu

übergeben. Alternativ können entsprechende Größen a-priori vordefiniert werden, z. B. durch die Festlegung, dass bei jedem Segmentübergang der Speicher zu 50 % geladen sein muss. Dies schränkt jedoch den möglichen Lösungsraum des Optimierers stark ein und kann zu praktisch unsinnigen Ergebnissen führen.

2. Zeitübergreifende Gegebenheiten, welche den Zeitraum eines Segments überschreiten, können vom Löser nicht optimal beachtet werden. Sollte beispielsweise ein Speicher zur Verfügung stehen, dessen Kapazität den Bedarf über den Zeitraum eines gesamten Segments um ein Vielfaches übersteigt, so kann dieser vom Löser niemals optimal betrieben werden. Da während der Optimierung eines Segments, z. B. Tages, die Bedarfe und Erzeugung der Folgetage nicht bekannt sind, kann der Speicher auch nicht entsprechend langfristig vorausschauend be- oder auch entladen werden.
3. Ein mit 2. im Zusammenhang stehendes Problem kann sein, dass, hauptsächlich bei zu klein gewählten Segmenten, nichtlösbare Teilprobleme entstehen. Dies wäre beispielsweise dann der Fall, wenn die Deckung des Wärmebedarfs innerhalb eines Segments nur durch einen vorherig aufgeladenen Speicher möglich ist.
4. Die Länge des Betrachtungszeitraums ist nur ein Faktor, von welchem die Rechenzeit zur Lösung der hier beschriebenen Optimierungsprobleme abhängt. Unter Umständen kann der Fall eintreten, dass eines der Segmente im Sinne der Optimierung derart ungünstig parametrisiert ist, dass dessen Optimierung eine vergleichsweise lange Rechenzeit bedingt. Sollte dies gehäuft auftreten, kann somit der seltene Fall eintreten, dass sich die Gesamt-Rechenzeit durch die Segmentierung gegenüber der geschlossenen Optimierung erhöht.
5. Das Gesamtergebnis bei Lösung einzelner Teilprobleme ist im Allgemeinen schlechter, als in der geschlossenen Betrachtung. Dies ist speziell dann der Fall, wenn viele über einen längeren Zeitraum wirkende Gegebenheiten im Modell auftreten (Speicher, hohe Anfahrkosten, ...).
6. Eine weitere, speziell im Projektkontext erhebliche Einschränkung ist, dass die kombinierte Optimierung von Betriebsführung und bestmöglicher Auslegung nicht möglich ist. Eine solche Investitionsbetrachtung wäre nur in Form einer Variantenrechnung für vorgegebene Erzeugerkombinationen, deren Betrieb separat gemäß Zielfunktion optimiert wird, möglich.

Trotz der zahlreichen Einschränkungen kann der segmentierte Ansatz fallabhängig eine geeignete Möglichkeit sein, verlässliche Optimierungsergebnisse in deutlich reduzierter Rechenzeit zu erhalten. Unumgänglich hierbei ist die geeignete Wahl der Segmentlänge in Abhängigkeit relevanter, zeitübergreifender Gegebenheiten, d. h. im hier betrachteten Kontext hauptsächlich in Abhängigkeit des Verhältnisses der maximalen Speicherkapazität zu zeitlich aggregierten Lasten.

Die Anwendbarkeit dieses Ansatzes lässt sich mit verschiedenen Anpassungen auf eine größere Anzahl von Problemen anwenden. Eine übliche Methode ist dazu beispielsweise die Nutzung von Überschneidungsbereichen zwischen benachbarten Segmenten, vgl. Abbildung 30. Hierbei besteht jedes Teilproblem aus zwei Segmenten, hier Hauptsegment und Überschneidungssegment genannt. Das Hauptsegment enthält die Zeitschritte jedes Teilproblems, deren Optimierungsergebnisse in die Gesamtlösung einfließen. Die Werte, welche die Optimierungsvariablen zum Zeitschritt des Übergangs zwischen den Segmenten annehmen, werden als initiale Zustände (Anfangsbedingung) für die Optimierung des folgenden Segments genutzt.

II Eingehende Darstellung

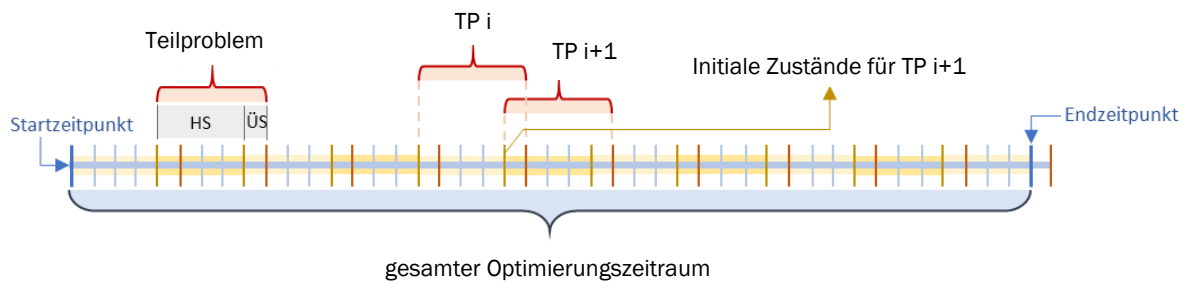


Abbildung 30: Schematische Darstellung des Segmentierungsansatzes mit Überschneidungsbereich. Der gesamte Optimierungszeitraum wird in Teilprobleme zerlegt. Diese setzen sich aus einem Hauptsegment gefolgt einem Überschneidungssegment zusammen. In das Endergebnis fließen nur die Lösungen für die Hauptsegmente ein. Der Zustand zum Zeitpunkt zwischen Haupt- und Überschneidungssegment dient als initialer Zustand zur Optimierung des folgenden Teilproblems.

Die Überschneidungsbereiche dienen dem Zweck, Nebenbedingungen des folgenden Teilproblems teilweise in jenem zuvor zu beachten. Dies würde zum Beispiel das Ausschalten eines Erzeugers oder die komplette Entladung eines Speichers zum Ende eines Teilproblems verhindern, wenn zu Beginn des folgenden Teilproblems ein entsprechend hoher Bedarf vorliegt. Die Wahl der Länge des Hauptsegments und des Überschneidungsbereichs ist stark problemabhängig. Allgemein lässt sich sagen, dass die Gesamtlösung in der Regel mit größerem Überschneidungsbereich näher an die Lösung einer geschlossenen Optimierung des gesamten Zeitraums heranreicht, als bei kleinerem Bereich. Damit einhergehend steigt jedoch auch die benötigte Rechenzeit.

Dieser Ansatz entspricht bei Wahl eines sehr kurzen Hauptsegments, z. B. eine Stunde, und der Wahl eines deutlich längeren Überschneidungsbereichs, z. B. 24 Stunden, einer rollierenden Optimierung. Werden hierbei die Nebenbedingungen zur Laufzeit an sich ändernde Gegebenheiten angepasst, z. B. gemäß neuer Wetterprognosen angepasste Lastverläufe, ermöglicht ein solcher Ansatz eine Grundlage zur optimierungsbasierten, modellprädiktiven Betrachtung.

Weitere Optionen zur Erweiterung und Verbesserung des segmentierten Ansatzes, zum Beispiel Multilevel Ansätze mit sich schrittweise verkleinernden Segmentbereichen bei zeitgleich kleiner werdender Zeitschrittweite, sind beispielsweise in [106, 107] zu finden.

Umsetzung im Framework - Nutzerhinweise

Das Framework `flixBOpt` ermöglicht dem Nutzer die Nutzung des zuvor beschriebenen Ansatzes der Segmentierung mit Überschneidungsbereich. Hierbei ist die Anzahl an Zeitschritten für Hauptsegment und Überschneidungsbereich frei definierbar. Im „examples“-Ordner des Frameworks ist hierzu ein Beispiel („03_full_seg_agg.py“) enthalten. Die Definition der Segmentlänge geschieht hierin:

- für das Hauptsegment mit: `nrOfUsedSteps = 96*1`
- für den Überschneidungsbereich mit: `segmentLen = nrOfUsedSteps + 1*96`
-

Dies entspricht in diesem Beispiel mit viertelstündlichen Zeitschritten einer identischen Länge beider Bereiche von jeweils einem Tag.

Problemgrößenreduktion durch automatische Zeitreihenvereinfachung

Die Grundidee hinter einer weiteren, im Folgenden vorgestellten, Methodik zur Zeitreihenvereinfachung ist, dass speziell im Fall der Auslegungsoptimierung eine zeitschrittexakte Betriebsführung zur Abschätzung der jährlichen Betriebskosten nicht zwangsweise notwendig ist. Diese Methodik hat zum Ziel, die dem Problem zugrundeliegenden Zeitreihen zu vereinfachen, gleichzeitig aber die Grundcharakteristik derer Zusammenhänge zu erhalten. Hierzu wurde ein Verfahren umgesetzt, welches auf automatisierter Typisierung von Zeiträumen beruht. Ein Großteil dieser Methodik wurde in der im Rahmen dieses Projekts betreuten Diplomarbeit „Rechenzeitreduktion der Erzeugereinsatzoptimierung durch Zeitreihenaggregation“ [108] entwickelt. Ein Teil der in diesem Abschnitt dargestellten Inhalte sowie Abbildungen entstammen dieser Arbeit. Mit dem Begriff „Zeitreihenaggregation“ ist hierbei nicht die Reduktion oder das Zusammenfassen der Anzahl an Zeitschritten des Optimierungsproblems gemeint. Stattdessen werden durch geeignete Methoden der Mustererkennung automatisch typisierte Zeiträume (z. B. Typtage) identifiziert und der Originalzeitreihe zugeordnet. Diese typisierten Zeiträume werden anschließend in der Optimierung im Hinblick auf ihre Variablen weitestgehend identisch betrachtet, wodurch die Problemgröße des resultierenden Optimierungsproblems signifikant reduziert wird. Das Jahr wird im Gegensatz zum vorher beschriebenen Verfahren der Segmentierung jedoch noch immer zeitlich geschlossen als ein Optimierungsproblem betrachtet.

Der im Framework automatisierte Ablauf der Modellbildung und Problemlösung bei Nutzung dieser Option besteht aus den Schritten:

1. Automatisierte Identifikation der typisierten Zeiträume
2. Zeitreihenvereinfachung anhand der typisierten Zeiträume
3. Reduktion der Größe des Optimierungsproblems
4. Lösung des Optimierungsproblems

Wichtige Aspekte dieser in der Anwendung hauptsächlich automatisch stattfindenden Schritte werden im Anschluss ausführlicher dargestellt.

1. Automatisierte Identifikation der typisierten Zeiträume

Der erste Schritt ist die Identifikation von typisierten Zeiträumen anhand der gegebenen Zeitreihen. Innerhalb des Frameworks ist hierbei zunächst vom Nutzer die gewünschte Länge der zu typisierenden Perioden vorzugeben. Üblicherweise werden 24 Stunden angewandt, was Typtagen entspricht. Im Folgenden wird der einfacheren Verständlichkeit halber ebenfalls von Typtagen anstatt von typisierten Perioden gesprochen.

Des Weiteren ist vom Nutzer die Anzahl an zu verwendenden Typtagen festzulegen. Die optimale Anzahl ist hierbei sehr problemabhängig. Allgemein kann nur festgehalten werden, dass bei Verwendung einer kleinen Anzahl an Typtagen die Rechenzeit stark beschleunigt, aber das Originalproblem auch stärker verfälscht wird. Bei der Verwendung vieler Typtage fällt demgegenüber die Rechenzeitverkürzung geringer aus, dafür wird auch das Originalproblem weniger stark verändert. Die Typisierung selbst wird mittels eines k-Means Verfahrens aus dem Python Paket tsam [109] durchgeführt. Ein beispielhaftes Ergebnis eines solchen Typtages für den Tagesverlauf der Wärmelast ist in Abbildung 31 dargestellt. Die dunkelblaue Linie stellt hier einen resultierenden Typtag dar. In hellblau ist der Wertebereich der originalen Lastverläufe dargestellt, aus welchen dieser generiert wurde. In diesem Fall sind dies 21 Tage.

II Eingehende Darstellung

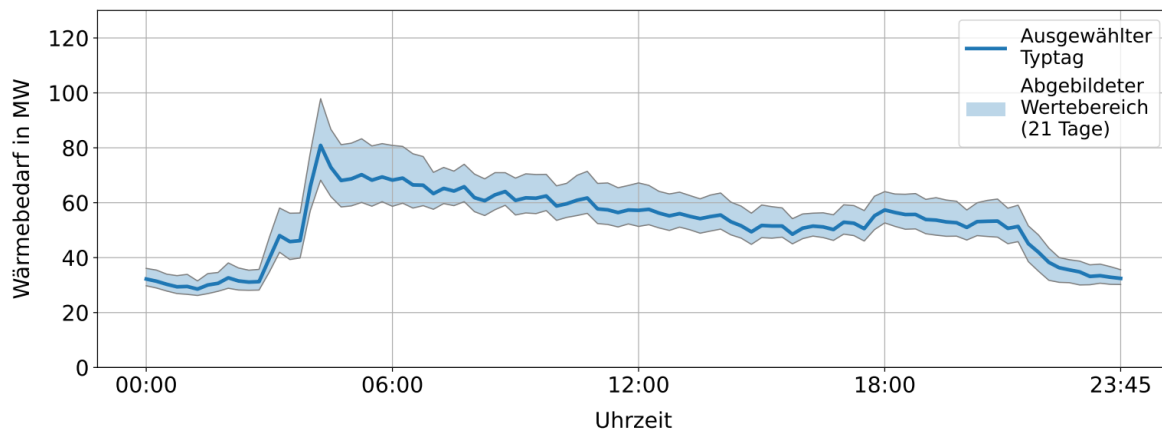


Abbildung 31: Beispielhafter Verlauf eines Typtages (dunkelblau), sowie des zugehörigen Wertebereichs der originalen Lastverläufe, aus welchem dieser generiert wurde.

Ein wichtiges Kriterium, welches Einfluss auf die optimale Anzahl von Typtagen hat, ist die Anzahl an Zeitreihen, welche im zu optimierenden Energiesystem einen Einfluss haben. Für den Fall, dass im betrachteten Energiesystem nur eine Größe, z. B. der Wärmebedarf, in Form einer Zeitreihe zu betrachten ist, ist die Typtagfindung relativ einfach und gut nachvollziehbar durchführbar. Bereits der Fall, dass zusätzlich ein gegebenes elektrisches Lastprofil vorliegt, verkompliziert die Identifikation und Festlegung der Typtage deutlich, da diese Profile nicht separat voneinander betrachtet werden können. Es könnte beispielsweise der Fall auftreten, dass zum abgebildeten Wertebereich der originalen Lastverläufe in Abbildung 31 ein Teil der zeitlich zugehörigen, elektrischen Tagesprofile einem Peak am Vormittag aufweisen und ein Teil der Profile einen Peak am Nachmittag. Somit wären zwei Typtage notwendig, um in diesem Fall die charakteristischen Verläufe von Wärme und Strom in Kombination beizubehalten. Würde nur ein Typtag genutzt, welcher sich an der Wärmelast orientiert, wäre mit einer starken Verfälschung der Stromlastgänge zu rechnen. Wird dieses nun als Grundlage zur Optimierung genutzt, ist mit einer resultierenden Betriebsführung, beispielsweise von KWK-Anlagen, zu rechnen, welche nicht auf das Originalproblem übertragbar ist und demnach auch zu suboptimalen Investitionsentscheidungen führen könnte.

Diese Problematik verstärkt sich mit zunehmender Anzahl an relevanten Zeitreihen, wie z. B. variable Preise, Strahlungsdaten, witterungsabhängige Wirkungsgrade (COP von Wärmepumpen) und vielem mehr. Resultierend kann damit festgehalten werden, dass die optimale Typtaganzahl mit Anzahl der Zeitreihen, welche zu beachten sind, notwendigerweise steigt.

Unter Umständen kann der Fall eintreten, dass einzelne Zeitreihen weniger relevant sind als andere, zum Beispiel sofern nur eine geringe Varianz in deren Verlauf vorliegt, bzw. deren Einfluss auf das resultierende Optimierungsergebnis weniger relevant ist. Für einen solchen Fall ist es möglich, den einzelnen Zeitreihen im Framework einen Wichtungsfaktor zuzuweisen, welcher deren Relevanz zur Typisierung festlegt. Als weiterer Parameter kann vom Nutzer vorgegeben werden, dass die Maximal- und Minimalwerte aller oder auch nur einer Auswahl von Zeitreihen zwingend in den resultierenden Typtagen erhalten bleiben müssen. Speziell für Lastverläufe ist dies entscheidend, damit durch die Zeitreihenvereinfachung kein unzulässiges Abschneiden relevanter Maximallasten stattfindet, welches die Grundcharakteristik des Originalproblems sehr stark ändern würde. Die Typisierung ist automatisch so parametrisiert, dass die Summe und damit auch der Mittelwert der Originalzeitreihe über den in der Optimierung betrachteten gesamten Optimierungszeitraum erhalten bleibt. Somit bleiben Größen wie beispielsweise der Jahreswärmebedarf oder der mittlere Strompreis im vereinfachten Modell gegenüber dem Originalproblem erhalten.

2. Zeitreihenvereinfachung anhand der typisierten Zeiträume

Grundlage zur späteren Reduktion der Optimierungsproblemgröße ist die Vereinfachung der Zeitreihen. Dies geschieht, indem die originalen, täglichen Zeitverläufe durch deren entsprechende Typtage ersetzt werden. Dies ist beispielhaft in Abbildung 32 visualisiert. Dargestellt ist hier die Zuordnung von 30 Typtagen zu den einzelnen Tagen des Jahres.

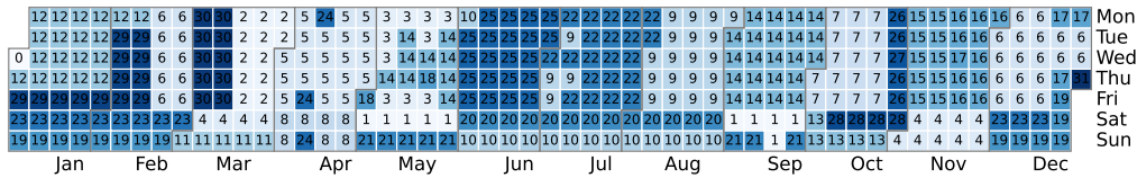


Abbildung 32: Automatisierte Zuordnung von 30 Typtagen zu den originalen, täglichen Lastverläufen. Die Nummern 0 bis 29 stellen die Kennung des Typtages dar, d. h. Tage mit gleicher Nummer weisen einen ähnlichen Lastverlauf auf und werden in der späteren Optimierung gleich betrachtet.

Die Zahlen 0 bis 29 stellen dabei die Kennung des Typtages dar. Tage mit gleicher Kennung weisen demnach ein ähnliches Profil auf und können dem gleichen Typtag zugeordnet werden. Am dargestellten Beispiel ist sehr gut die Unterscheidung zwischen Werktagen, Samstagen und Sonntagen erkennbar. Ebenso sind die Typtage innerhalb verschiedener Jahreszeiten wie erwartet unterschiedlich. Auch einzelne Feiertage wie Karfreitag und Ostermontag am 10. bzw. 13. April werden korrekt erkannt und Typtagen zugeordnet.

Im Gegensatz zur originalen Zeitreihe, in welcher jeder einzelne Tag in der Regel ein unterschiedliches Profil aufweist, sind diese nach der Zeitreihenvereinfachung für Tage mit gleicher Kennung identisch. Dies bedeutet, dass der originale Lastverlauf abgeändert wurde. Wie stark diese Verfälschung ausfällt, hängt stark vom Problem, von der Anzahl vorhandener Zeitreihen sowie in diesem Kontext von der Anzahl der genutzten Typtage ab. In Abbildung 33 ist die Abweichung des Wärmebedarfs beispielhaft anhand eines Teppichdiagramms für eine unterschiedliche Anzahl an Typtagen dargestellt.

Es ist zu sehen, dass bei Verwendung von nur vier Typtagen die Originaldaten sehr stark vereinfacht werden. Es ist zwar noch eine Unterscheidung in Sommer, Übergang, Winter Werktag und Winter Wochenende möglich, aber innerhalb dieser Phasen ist jeder Tag identisch. Bei Nutzung von zwölf Typtagen ist bereits eine deutlich bessere Differenzierung der einzelnen Tage möglich, während bei Anwendung von 30 Typtagen in dieser Darstellung so gut wie kein Unterschied mehr zu den Originaldaten erkennbar ist.

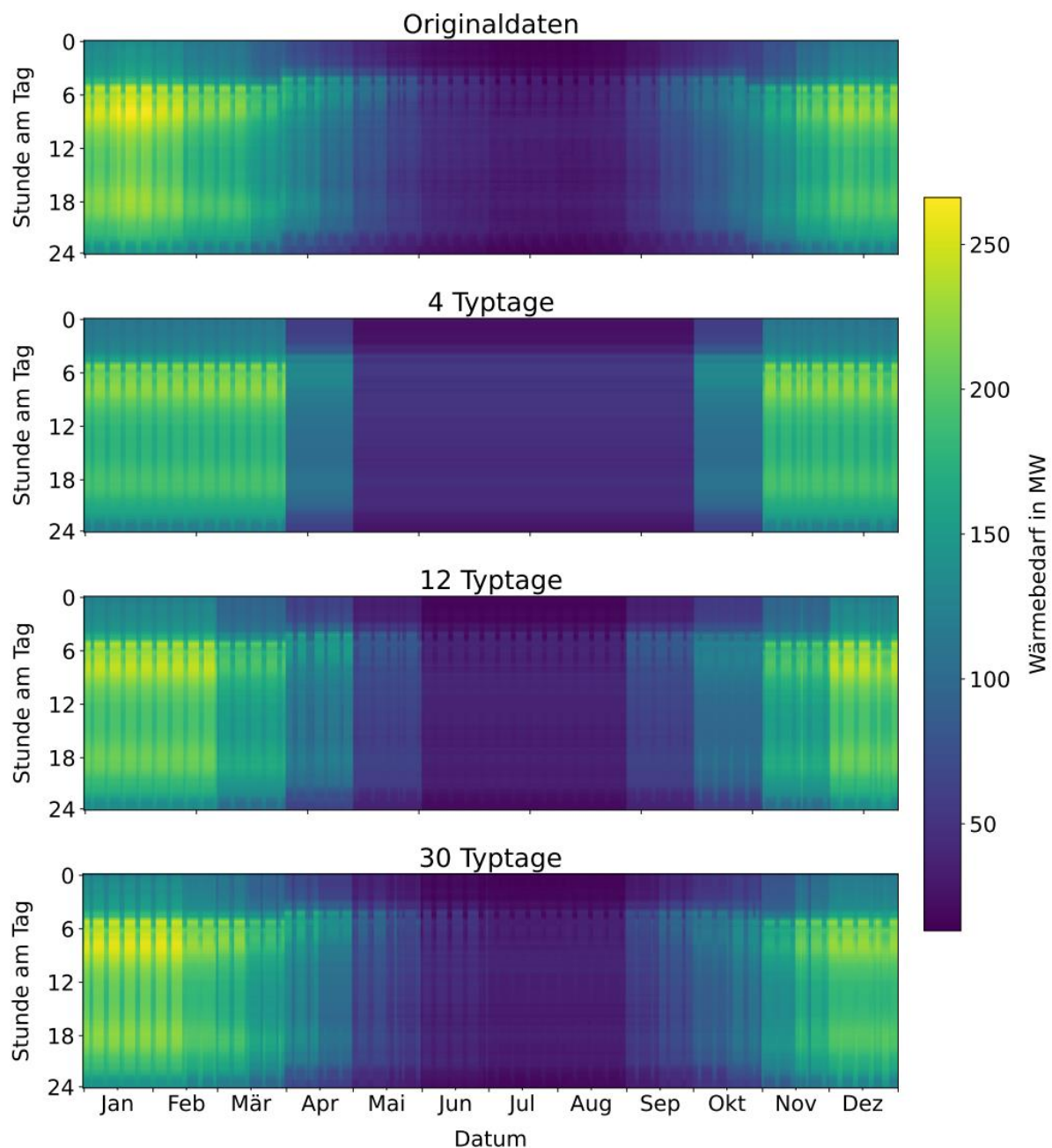


Abbildung 33: Vereinfachung der Originaldaten durch die Zuordnung von 4, 12, bzw. 30 Typtagen. Eine steigende Anzahl an Typtagen zeigt eine deutlich bessere Approximation der Originaldaten. Die Anwendung von nur 4 Typtagen ermöglicht in diesem Beispiel lediglich eine Unterscheidung in Sommer, Übergang, Winter Werktag und Winter Wochenende.

3. Reduktion der Größe des Optimierungsproblems

Die eigentliche Reduktion der Größe des Optimierungsproblems liegt darin, dass Variablen innerhalb eines Typtages für den Optimierer als identisch definiert werden. Dies bedeutet beispielsweise, dass die Leistung eines Erzeugers zu einer bestimmten Stunde des Tages für jeden Tag, dem der gleiche Typtag zugeordnet ist, identisch ist. Diese Vereinfachung kann optional auf Binärvariablen beschränkt werden. Das heißt, im soeben genannten Fall wäre für alle Tage des gleichen Typtages lediglich der Schaltzustand (An oder Aus), eines Erzeugers identisch. Seine tatsächliche Leistung, sofern variabel, könnte jedoch jeweils verschieden sein.

II Eingehende Darstellung

Ein leicht modifizierter Ansatz wird für die Optimierung des Speichereinsatzes verfolgt. Würde dieser ohne weitere Anpassung der Modellierung an jedem Typtag identisch genutzt werden, brächte dies verschiedene Probleme mit sich. Zum einen könnte aufgrund unterschiedlicher Speicherladezustände an den Typtagübergängen eine Nichtlösbarkeit des Problems resultieren. Zum anderen könnten Speicher niemals optimal tagesübergreifend genutzt werden. Dies würde analog zur Problemgrößenreduktion durch Segmentierung die Optimierung von Energiesystemen, welche Speicher großer Kapazität, speziell saisonale Speicher, enthalten, unmöglich machen.

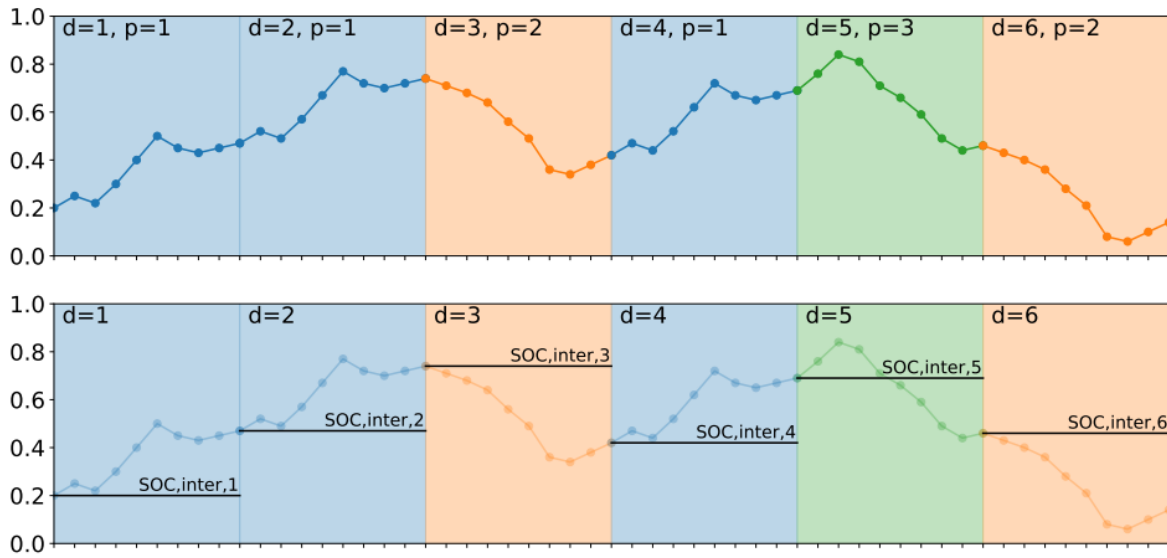


Abbildung 34: Darstellung des Modellierungsansatzes zum tagübergreifenden, optimalen Speicherbetrieb. Angewandt wird hierzu die Abbildung des Speicherinhalts durch die Summe einer globalen (inter) sowie lokalen (intra) Variable für den Füllstand.

Um diese Problematik zu umgehen, wird ein auf [110] basierender Ansatz verfolgt, welcher in Abbildung 34 veranschaulicht ist. Dargestellt sind sechs zu optimierende Tage, welche mit $d = 1, \dots, 6$ nummeriert sind. Diese sechs Tage werden durch drei verschiedene Typtage, nummeriert mit $p = 1, \dots, 3$ und zusätzlich farblich gekennzeichnet, ersetzt. In der oberen Abbildung ist der optimale Speicherfüllstand, relativ als state of charge (SOC) bezeichnet, über den gesamten Zeitbereich dargestellt. Dieser berechnet sich im Optimierungsmodell zu jedem beliebigen Zeitschritt τ aus der Summe zweier Variablen:

$$SOC_{\tau} = SOC_{inter,d} + SOC_{intra,p,\hat{\tau}}$$

Hierbei repräsentiert $SOC_{intra,p,\hat{\tau}}$ den Verlauf des SOC zum Zeitschritt $\hat{\tau}$ innerhalb eines Typtages p . Die Variable $SOC_{inter,d}$ stellt wiederum den optimalen Ladezustand zu Beginn eines Tages d dar. Während der innertägliche Speicherverlauf für identische Typtage somit identisch ist, kann ein längerfristiger Lade- oder Entladetrend über die Variable $SOC_{inter,d}$ abgebildet werden. Die Summe beider Variablen ergeben, wie im unteren Teil der Abbildung 34 dargestellt, den optimalen Ladezustand je Zeitschritt. Diese Summe muss durch untere und obere maximale Ladezustände, z. B. Null und Eins, beschränkt sein.

Auch im Fall der Speichermodellierung kann somit aufgrund des identischen, relativen Tagesverlaufs für gleiche Typtage, die Anzahl an Variablen reduziert werden.

Weitere, gesonderte Betrachtungen wurden außerdem zur Modellierung anderer, tagesübergreifender Effekte, wie beispielsweise hohe Anfahrkosten oder Laufzeitbeschränkungen vorgenommen. Auf deren Darstellung soll an dieser Stelle aus Gründen der Kompaktheit jedoch verzichtet werden. Weitere Details hierzu sind [108] zu entnehmen

4. Lösung des Optimierungsproblems

Die finale Lösung des Optimierungsproblems unterscheidet sich prinzipiell nicht zur unreduzierten Betrachtung. Die Zuordnung von Typtagen in der Modellbildung als auch die Zuordnung der Optimierungsergebnisse in der Lösungsdarstellung erfolgt im Framework vollautomatisch.

Die Reduktion der Variablenanzahl bringt für den Lösungsprozess durch den MILP-Solver zahlreiche Vorteile. Dies spiegelt sich hauptsächlich im benötigten Speicherbedarf für den Lösungsprozess als auch in der Rechenzeit wieder. In Testfällen konnte beides um bis zu 90 % reduziert werden. Dieser Wert ist jedoch nicht auf beliebige Problemstellungen übertragbar.

Je nach Energiesystem und speziell der Anzahl darin enthaltener zeitabhängiger Parameter, und damit Daten, welche in Form von Zeitreihen vorliegen, ist außerdem zu beachten, dass die Verfälschung der Originaldaten unterschiedlich stark zum Tragen kommt.

Umsetzung im Framework – Nutzerhinweise

Im „examples“-Ordner des Frameworks ist die Anwendung anhand eines Beispiels („03_full_seg_agg.py“) zu finden. Hierbei ist speziell auf folgende Stellen im Code hinzuweisen:

- `periodLengthInHours = 6`, die Länge der zu typisierenden Periode beträgt im Beispiel sechs Zeitschritte
- `noTypicalPeriods = 4`, es sollen vier typisierende Perioden genutzt werden
- `useExtremeValue = True`, Extremwerte in den Zeitreihen sollen erhalten bleiben
- `addPeakMax = [TS_Q_th_Last]`, Definition der Zeitreihe(n), für welche der Maximalwert in der Typisierung erhalten bleiben muss
- `addPeakMin = [TS_P_el_Last, TS_Q_th_Last]`, Definition der Zeitreihe(n), für welche der Minimalwert in der Typisierung erhalten bleiben muss, kann von `addPeakMax` abweichen

Weitere Möglichkeiten der Parametrierung dieser Methodik sind dem Quellcode und der darin enthaltenen Kommentierung zu entnehmen.

Regelbasierte Ansätze

Als weitere Methode zur Rechenzeitreduktion wurden erste Untersuchungen hinsichtlich vereinfachter, regelbasierter Ansätze, deren Regelparametrisierung auf Ergebnissen einer gemischt-ganzzahligen, linearen Optimierungsrechnung beruht, abgeschlossen. Diese Arbeit wurde in der im Rahmen dieses Projekts betreuten Diplomarbeit „Performance und Methoden regelbasierter Erzeugereinsatzoptimierung“ [111] durchgeführt.

Dieser Ansatz führte anhand eines konkret gegebenen Beispiels erwartungsgemäß zu extrem stark reduzierten Laufzeiten. Die resultierenden iterativen Regeln sind im aktuellen Stand jedoch nicht bzw. nur sehr stark eingeschränkt verallgemeinerbar. Aufgrund der Unsicherheit, ob die Möglichkeit einer Anwendung in Variantenrechnungen zum Vergleich sehr unterschiedlicher Erzeugersets besteht, wurde dieser Ansatz im Rahmen des Projekts nicht weiterverfolgt und verbleibt Inhalt zukünftiger Forschungsarbeiten.

1.3.3.10 Betrachtung von unsicheren Annahmen

Im Allgemeinen wird bei der Lösung des in Abschnitt 1.3.3.3 vorgestellten Optimierungsproblems davon ausgegangen, dass sämtliche Parameter in diesem bekannt und störungsfrei sind. Diese Vorgehensweise wird als deterministische Optimierung bezeichnet und ermöglicht die Berechnung eines global optimalen Ergebnisses für das definierte Szenario.

Im hier betrachteten Fall der Erzeugereinsatz- sowie der darauf beruhenden Investitionsoptimierung unterliegen verschiedene relevante Größen jedoch verschiedenartigen Unsicherheiten.

Einen zentralen Einfluss auf den optimalen Erzeugereinsatz hat beispielsweise der angenommene, zu deckende Bedarf. Es ist offensichtlich, dass es speziell bei der Betrachtung längerer zu optimierender Zeiträume im Allgemeinen unmöglich ist, ein exaktes Bedarfsprofil vorherzusagen. Da dieses in der Regel von zahlreichen Faktoren wie klimatischen Einflüssen und individuellem Nutzerverhalten abhängt, unterliegt die entsprechende, in der Optimierung einzuhaltende Nebenbedingung der Bedarfsdeckung einer Unsicherheit. Abweichungen können sowohl in der angenommenen Gesamtlast, in der Höhe, in der Häufigkeit und Dauer von Maximalanforderungen als auch im zeitlichen Verlauf der Lastanforderung auftreten.

Weitere Unsicherheiten treten typischerweise in der langfristigen Prognose von Brennstoffpreisen und der Prognose von solaren Erträgen auf. Unter Beachtung dieser Problematik der Unsicherheiten stellen sich zwei hauptsächliche Fragestellungen:

1. Wie zuverlässig ist ein Optimierungsergebnis, welches unter deterministischen Annahmen berechnet wurde im Fall von eintretenden Abweichungen?
2. Wie lassen sich angenommene Unsicherheiten direkt in das Optimierungsproblem einbeziehen, so dass diese in dessen Lösung Berücksichtigung finden?

Zur Beantwortung der ersten Frage lässt sich keine allgemeingültige Aussage treffen. Letztendlich ist ein mit dem hier angewandten Optimierungsansatz erzieltetes Ergebnis für den deterministisch modellierten Anwendungsfall optimal, da es Grenzen maximal ausreizt. Dies bedeutet, eine Abweichung der deterministischen Annahmen wird im Allgemeinen immer dazu führen, dass eine andere Betriebsweise bzw. Investitionsentscheidung im Sinne des Optimierungsziels vorteilhafter wäre. Art und Höhe der Abweichungen können jedoch unterschiedliche Auswirkungen nach sich ziehen. In günstigen Fällen ist die optimale Auslegung der Komponenten auch unter Betrachtung der Abweichungen nahezu optimal und die Versorgung kann durch eine geringfügig angepasste Erzeugereinsatzführung nahezu kostenoptimal stattfinden.

In ungünstigen Fällen reichen die durch Abweichungen von deterministischen Annahmen eintretenden Auswirkungen von suboptimalem Erzeugereinsatz über ungünstige Investitionsentscheidungen bis hin zu Versorgungslücken. Letzteres kann beispielsweise auftreten, sofern Lastspitzen im Bedarf in Höhe und Dauer initial deutlich unterschätzt wurden und die Komponenten mit der berechneten, optimalen Auslegung von ihrer Nennleistung bzw. Speicherkapazität gar nicht in der Lage sind, tatsächlich auftretende, höhere Anforderungen zu erfüllen.

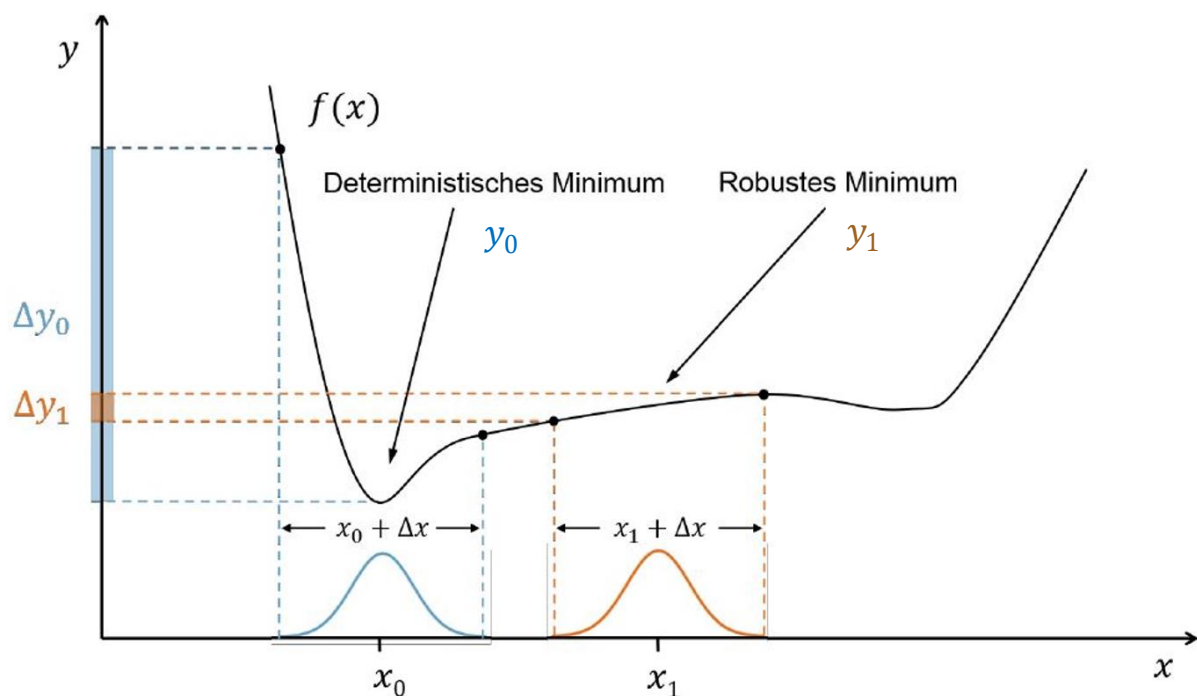


Abbildung 35: Schematische Darstellung zur Veranschaulichung des Unterschieds zwischen deterministischem und robustem Minimum. [112]

Bezüglich der zweiten Fragestellung wurden Möglichkeiten untersucht, inwieweit Unsicherheiten bereits in den Optimierungsprozess einbezogen werden können. In diesem Fall wäre es nicht das Ziel, für ein einziges, spezielles Szenario im Sinne der Zielfunktion das optimale Ergebnis zu finden. Stattdessen wird eine Art „bestmögliche Kompromisslösung“ gesucht, welche mögliche Unsicherheiten einbezieht. Dies ist in Abbildung 35, welche [112] entnommen ist, schematisch dargestellt. Hierin wird angenommen, dass y das zu minimierende Zielkriterium ist, welches von der Variablen x durch die Funktion $f(x)$ beschrieben werden kann. Offensichtlich liegt das bestmöglich zu erreichende Minimum, das „deterministische Minimum“, der Funktion im Punkt x_0 und nimmt einen zugehörigen Wert y_0 an. Sei nun angenommen, dass aufgrund von eintretenden Unsicherheiten der tatsächliche Wert von x in der Anwendung normalverteilt um das deterministische Optimum streut. Dies hätte zur Folge, dass auch der resultierende Zielfunktionswert vom Optimum abweicht und Werte im gesamten Bereich Δy_0 annehmen kann. Speziell im Fall der unteren Schranke des Intervalls $x_0 + \Delta x$ hätte dies eine deutliche Verschlechterung des Zielfunktionswerts zur Folge. Demgegenüber ist mit x_1 ein „robustes Minimum“ gekennzeichnet. Dieses kennzeichnet sich im Beispiel dadurch aus, dass unter Beachtung der möglichen Varianz des x -Wertes, also $x_1 + \Delta x$, die zugehörigen Funktionswerte, das Intervall Δy_1 , möglichst wenig von $y_1 = f(x_1)$ abweichen. Dieses Beispiel stellt eine Art von vielen möglichen Robustheitsmaßen dar und soll lediglich den Sachverhalt veranschaulichen.

Mit der Theorie und den Methoden zur Berechnung solcher robusten Minima befasst sich das Gebiet der „robusten Optimierung“ [113, 114]. Hierbei ist zunächst festzustellen, dass keine allgemein gültige Definition von Robustheit existiert [115, 116]. Im hier dargestellten Kontext soll die Berechnung eines robusten Ergebnisses, anlehnend an [117] wie folgt verstanden werden: „Das Ziel ist, ein Optimum zu finden, welches möglichst unempfindlich gegenüber Unsicherheiten in den Nebenbedingungen ist, diese aber dennoch in jedem Fall erfüllt.“

Ebenso vielfältig, wie sich die Definitionsmöglichkeiten robuster Optima erweisen, sind die möglichen Verfahren, welche zur Lösung dieser Problemstellungen angewandt werden können. Im energietechnischen Kontext sei hierbei speziell auf [118] verwiesen, worin anhand eines Anwendungsbeispiels im Kontext der optimalen Auslegung von Windkraft, Photovoltaik und Batteriespeicher der Einfluss von Vorhersageungenauigkeiten auf das optimale Ergebnis untersucht wird. In dieser Arbeit wird zu Beginn anhand einer tabellarischen Zusammenfassung die Methodenvielfalt anschaulich dargestellt. Allein die darin aufgeführten 25 Veröffentlichungen beinhalten sechs verschiedene Methoden zur Quantifizierung der Unsicherheiten und elf verschiedene Ansätze zur robusten Optimierung.

Unter anderem aufgrund dieses Umfangs an Methoden war es notwendig, im Rahmen von SmartBioGrid nur eine Auswahl an Verfahren genauer zu betrachten. Weiter einschränkend musste außerdem auf die Aspekte der universellen Anwendbarkeit der Optimierungsverfahren, die Beibehaltung einer akzeptablen Rechenzeit sowie die Nutzerakzeptanz der Methodik geachtet werden.

Inwieweit dies im Rahmen von SmartBioGrid umgesetzt wurde, wird in den folgenden Abschnitten dargestellt. Basierend auf der im Projektkontext zu verstehenden Definition von Robustheit werden Methoden zur Lösung dieser Probleme betrachtet und ein pragmatischer Lösungsansatz vorgestellt. Dieser wurde außerdem an den im Projekt betrachteten Anwendungsbeispielen in einzelnen Szenarien zur Einbeziehung von Unsicherheiten in das Optimierungsproblem umgesetzt. Die zugehörigen Ergebnisse sind in den Kapiteln 1.3.4.2 und 1.3.4.3 enthalten.

Unsicherheiten

Wie bereits einleitend beschrieben, treten Unsicherheiten im hier betrachteten Kontext in vielfältiger Form auf. Eine erste Schwierigkeit besteht bereits darin, diese in geeigneter Weise abzuschätzen. Sehr häufig beruhen die Unsicherheiten auf der bereits grundlegend unsicheren Prognose von Wetterdaten. Aus einer mit Unsicherheiten behafteten Temperaturprognose wird nahezu immer eine unsichere Prognose des Wärmebedarfs folgen. Aus der unsicheren, langfristig nahezu unmöglich zeitexakt vorzunehmenden Prognose der Globalstrahlung auf eine geographisch exakt festgelegte Fläche (z. B. durch Verschattung durch Wolkenzug) folgt eine unsichere Prognose des Ertrags solarer Erzeuger. Unabhängig von Wetterdaten entstehen Unsicherheiten außerdem unter anderem durch sich ändernde politische Rahmenbedingungen, sich ändernde Preise und nicht zuletzt durch individuelles Nutzerverhalten.

Erfahrungswerte aus Projektbearbeitung und Diskussionen mit potenziellen Anwendern der Software zeigen, dass im Allgemeinen keine mathematisch exakte Darstellung der anzunehmenden Unsicherheiten, z. B. in Form von stochastischen Verteilungsfunktionen, bekannt ist. Selbst die Definition von worst-case oder best-case Szenarien ist nicht in jedem Anwendungsfall offensichtlich, speziell wenn mehrere zeitabhängige Größen miteinander „interagieren“. Eine hohe zu deckende thermische Last kann beispielsweise im kostenoptimierenden Fall schlecht sein, wenn diese einen höheren Brennstoffeinsatz oder das Zuschalten eines weiteren Erzeugers bedingt. Diese Last kann unter Umständen aber auch einen positiven Einfluss auf die Kosten haben, sofern beispielsweise zeitgleich eine gewinnbringende Einspeisemöglichkeit von Strom besteht und beides über KWK-Anlagen generiert werden kann.

II Eingehende Darstellung

Aufgrund dieser Schwierigkeiten wird häufig bevorzugt, verschiedene Annahmen zu treffen und diese in Form einzelner Szenarien zu betrachten. Basierend auf dieser Grundannahme verschiedener Szenarien wurde als Teilaspekt in zwei Anwendungsbeispielen (Kapitel 1.3.4.2 und 1.3.4.3) der Einfluss von Unsicherheiten auf das Optimierungsergebnis untersucht. In beiden Fällen wurde hierbei als unsicherheitsbehaftete Randbedingung zunächst der Wärmebedarf betrachtet. In einem Beispiel variiert dieser aufgrund verschiedener möglicher Netztransaktionsmaßnahmen, in einem weiteren Beispiel aufgrund verschiedener, angenommener zukünftiger Klimaszenarien. Zusätzlich wurde außerdem ein unsicherer Brennstoffpreis angenommen.

Variantenrechnung einzelner Szenarien

Die Ausgangssituation zur Betrachtung von Unsicherheiten besteht aus der separaten Lösung der durch den Anwender definierten Szenarien und dem Vergleich derer Ergebnisse. Das abschließende Ziel ist, letztendlich hieraus eine Kompromissentscheidung zu treffen. Je nach Anwendungsfall ist dieses Vorgehen mehr oder weniger praktikabel.

Geht es zum Beispiel im Rahmen einer Planung um die Abschätzung der benötigten Brennstoffmenge zur Versorgung unter der Annahme verschiedener Lastfälle, so lässt sich sehr wahrscheinlich eine Kompromisslösung anhand separater Optimierungsergebnisse treffen.

Soll eine optimale Kompromisslösung zur Auslegung der Erzeuger und Speicher für verschiedene, denkbare Lastszenarien getroffen werden, stellt sich die darauf abzielende Analyse der separat erhaltenen Ergebnisse schon schwieriger dar. Sollte sich in diesen die Auslegung des Erzeuger-parks grundsätzlich unterscheiden, ist es in der Regel schwer möglich, einen möglichst optimalen Kompromiss zu finden.

Kombination aus gewichteten Szenarien

Als Alternative zur separaten Betrachtung einzelner Szenarien hat sich der Ansatz als praktikabel erwiesen, einzelne Szenarien in einem Problem zeitlich aneinanderzufügen und gemeinsam zu betrachten. Dies soll anhand der Abbildung 36 beschrieben werden.



Abbildung 36: Betrachtung unsicherer Randbedingungen durch geschlossene Optimierung der Aneinanderreihung verschiedener Szenarien.

Angenommen wird in diesem Fall, dass die beste Kompromisslösung einer optimalen Dimensionierung des Erzeuger-parks für vier verschiedenen relevante bzw. verschieden wahrscheinlich eintretende Szenarien gefunden werden soll. Diese vier Szenarien repräsentieren dabei anhand ihrer abweichenden Lasten und Preise die Unsicherheit des Problems. Betrachtet werden sollen:

- höchste Relevanz: „Status-Quo“, Prognose von Preisen und Lasten gemäß aktuell vorherrschenden Gegebenheiten
- hohe Relevanz: „steigende Brennstoffkosten“, Annahme, dass die Brennstoffkosten zukünftig höher sind als unter der Annahme des Status-Quo
- weniger relevant: Szenarien „steigender Wärmebedarf“ und „sinkender Wärmebedarf“, z. B. durch Sanierungen, Änderung des Nutzerverhaltens oder Erweiterung des Versorgungsgebiets

Anstelle jeweils einer Investitions- und Einsatzoptimierung über den Optimierungszeitraum eines Jahres für jedes der Szenarien werden diese zu einem Problem mit einem Optimierungszeitraum von vier Jahren konkateniert. Hierbei ist zu beachten, dass zeitübergreifende Effekte an den Jahresgrenzen voneinander getrennt werden, damit die Unabhängigkeit des Erzeugereinsatzes der einzelnen Szenarien voneinander gewahrt bleibt. Hierbei sind speziell Speicherladezustände zu nennen, welche an den jeweiligen Jahresgrenzen identisch definiert werden sollten. Weiterhin ist auf eine korrekte Behandlung der Investitionsrechnung zu achten, wenn einmalig anfallende Investkosten mit den Betriebskosten über mehrere Jahre gemeinsam betrachtet werden.

Anhand der Kosten ist es möglich, die unterschiedliche Relevanz der einzelnen Szenarien darzustellen. In Abbildung 36 sind hierzu beispielhafte Gewichtungsfaktoren gegeben. Diese lassen sich anhand des Beispiels mit Relevanz der Szenarien von 50 %, 30 % und zweimal jeweils 10 % interpretieren.

Das Ergebnis nach Lösung dieses szenarienübergreifenden Optimierungsproblems beinhaltet eine optimale Kompromisslösung bezüglich der Investitionsentscheidung. Ein Vorteil dieser Umsetzung ist, dass in der Betriebsführung alle Nebenbedingungen zu jedem Zeitschritt aller Szenarien eingehalten werden. Das bedeutet, dass die Versorgungssicherheit, die Einhaltung von technischen Grenzen und alle weiteren Einschränkungen in jedem Fall gewährleistet sind, egal, welches Szenario tatsächlich eintreten wird. Ein Nachteil dieser Methodik ist die durch den langen Betrachtungszeitraum resultierende Rechenzeit zur Lösung des Optimierungsproblems sowie der hohe Speicherbedarf zur initialen Formulierung des Problems. Es wird in diesem Zusammenhang empfohlen, auf das in Kapitel 1.3.3.9 beschriebene Verfahren zur Problemgrößenreduktion durch Zeitreihenvereinfachung zurückzugreifen.

Dieses Verfahren wurde anhand verschiedener Beispiele in Kapitel 1.3.4.2 und 1.3.4.3 angewandt. Dabei erzielte Ergebnisse werden in den jeweiligen Kapiteln beschrieben.

Weitere Ansätze zur robusten Optimierung

Im Rahmen des Projekts wurden weitere Ansätze zur Berechnung robuster Optimierungsergebnisse recherchiert und teilweise zu Testzwecken umgesetzt [119–121]. Unter anderem wurden dabei klassische Ansätze der robusten Optimierung betrachtet, statistische, auf Monte-Carlo-Simulationen beruhende Variantenrechnungen sowie heuristische Optimierungsverfahren mit dem Ziel, automatisiert worst-case Fälle zu identifizieren und lösen.

Diese Methoden wurden aus unterschiedlichen Gründen im Rahmen der im Projekt betrachteten Anwendung und der zur Verfügung stehenden Kapazitäten nicht weiterverfolgt. Hauptsächlichste Hinderungsgründe waren:

- nur eingeschränkte Anwendbarkeit auf gemischt-ganzzahlige Probleme
- nur anwendbar auf kurze Optimierungshorizonte
- notwendige, komplexe Problemumformulierungen im Rahmen des generischen Modellierungsansatzes des Frameworks nicht umsetzbar
- die Linearität des Problems geht durch Problemtransformationen verloren
- extrem lange Rechenzeiten
- Standardlöser nicht anwendbar
- Lösung zu konservativ und zur praktischen Entscheidungshilfe unbrauchbar

Auf eine weitere Darstellung der verfolgten Ansätze soll an dieser Stelle aus Gründen der mathematischen Komplexität zu deren Beschreibung verzichtet werden.

1.3.3.11 Publikation und Anwendung des Python-Frameworks

Veröffentlichung

Das Framework `flixOpt` ist unter Open-Source-Lizenz (MIT-Lizenz) am 23.09.2022 unter <https://github.com/flixOpt> veröffentlicht worden. Bis zum Ende der Projektlaufzeit 12/2022 wurde das Framework bereits 83 Mal heruntergeladen („unique clones“).

Optimierungslöser

Zur Lösung des Optimierungsproblems muss der Variablen `solver_name` im Skript ein entsprechender MILP-Löser zugewiesen werden. Diese Information wird untergeordneten Routinen für den weiteren Lösungsprozess übergeben. Das Framework wurde mit den Lösern ‘GLPK’, ‘Cbc’, ‘Gurobi’ und ‘CPLEX’ erfolgreich getestet.

Die korrekte Installation sowie Lizenzierung des genutzten MILP-Lösers obliegt dabei dem Nutzer.

Python Pakete

Zur Ausführung des Frameworks ist neben der Installation des MILP-Lösers außerdem die Installation folgender Python-Pakete notwendig:

- Modellierung des Optimierungsproblems, Pyomo [91, 92]
- mathematische Berechnungen, Numpy [122]
- Zeitreihenverarbeitung, Pandas [123, 124]
- Ergebnisausgabe im yaml-Format, Pyyaml [125]
- grundlegende Grafikausgabe, matplotlib [104]
- optional: erweiterten Grafikausgabe, plotly [105]
- optional: automatisierten Typisierung von Zeiträumen, tsam [126]

Beispielsyntax zum Einstieg

Im Unterverzeichnis „/examples“ des Frameworks sind vier kommentierte Beispiele enthalten, welche als Vorlage zur Modellerstellung und zur weiterführenden Vertiefung in die Möglichkeiten der Modellierung dienen.

Beispiel 1: /01_simple

Der Erzeugerpark in diesem Beispiel „`simple_example.py`“ umfasst einen Kessel, eine KWK-Anlage sowie einen Wärmespeicher. Beide Erzeuger werden mit Gas betrieben. Der eingespeiste Strom wird vergütet. Es ist eine thermische Last sowie ein variabler Strompreis für neun Zeitschritte gegeben. Ein Bilanzschema des Energiesystems ist in Abbildung 37 dargestellt.

Das Optimierungsziel in diesem Beispiel ist die Minimierung der Betriebskosten. Als zweiter Effekt werden CO₂-Emissionen berechnet, welche in die Kosten internalisiert werden.

Im Pre-Processing sind Möglichkeiten der Definition von Zeitreihen sowie zur Löserparametrierung gegeben. Im Post-Processing sind diverse Möglichkeiten der grafischen Ausgabe der Optimierungsergebnisse sowie deren Ausgabe im csv-Format enthalten.

Beispiel 2: /02_complex

Dieses Beispiel „`example_complex_ModelandSolve.py`“ enthält dieselben Komponenten wie Beispiel 1 sowie eine zweite, alternativ wählbare KWK-Anlage. Die Parametrierung des Kessels umfasst in diesem Fall nahezu alle möglichen Parameter, welche zur Modellierung vorgesehen sind. Des Weiteren ist für diesen eine Investitionsentscheidung zu treffen. Die Wirkungsgrade der

II Eingehende Darstellung

wahlweise aktivierbaren KWK-Anlage sind als stückweise lineare Funktionen definiert. Ein Bilanzschema des Energiesystems ist in Abbildung 37 dargestellt.

Die optimale Größe des Speichers ist in diesem Beispiel als Ergebnis zu bestimmen. Als Optimierungsziel sind kombinierte Betriebs- und Investitionskosten implementiert. Weitere Effekte sind CO₂-Emissionen sowie Primärenergie. Während die Emissionen in die Zielfunktion internalisiert werden, ist die maximal aufwendbare Primärenergie durch eine obere Schranke begrenzt.

Eine Variante mit umfangreichem Post-Processing ist in das separate Skript „example_complex_WithPostprocessing.py“ ausgelagert.

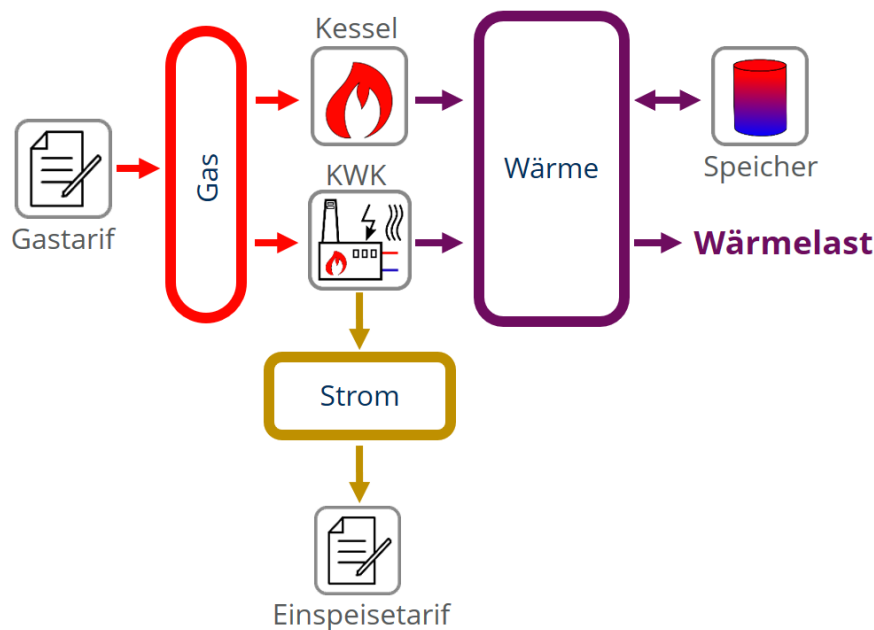


Abbildung 37: Schematische Darstellung des Energiesystems der im Framework enthaltenen Beispiele 1 und 2. Während die Komponenten und bilanziellen Verknüpfungen identisch sind, unterscheiden sich die Beispiele in der Modellierungstiefe sowie den Zielfunktionen. Des Weiteren umfasst nur Beispiel 2 eine Fragestellung zur Investitionsentscheidung, während Beispiel 1 eine reine Erzeugereinsatzoptimierung ist.

Beispiel 3: /03_full_seg_agg

Dieses Beispiel „Model_and_solve.py“ umfasst als Komponenten eine mit Kohle betriebene KWK-Anlage, einen Gaskessel sowie einen Wärmespeicher. Es sind keine Investitionsentscheidungen zu treffen. Lasten sowie Strom- und Gaspreise sind in der Datei „Zeitreihen2020.csv“ in viertelstündlicher Auflösung für ein Jahr gegeben. Das Optimierungsziel ist die Minimierung der Betriebskosten. Die Effekte CO₂-Emissionen sowie Primärenergie werden betrachtet, gehen aber nicht in die Zielfunktion ein. Ein Bilanzschema des Energiesystems ist in Abbildung 38 dargestellt.

Anhand dieses Beispiels mit 35.040 Zeitschritten werden die Möglichkeiten der Problemvereinfachung dargestellt. Es findet sowohl die Optimierung des originalen, unreduzierten Problems statt als auch eine Variante, in welcher das Problem in Segmente der Länge eines Tages sowie einen Überschneidungsbereich eines weiteren Tages unterteilt wird. In einer dritten Variante findet die Problemvereinfachung durch Typisierung von Zeitbereichen statt. In diesem Beispiel umfasst eine typisierte Periode nicht wie häufig üblich eine Typtag, sondern lediglich sechs Stunden. Für das Problem werden optional 21 oder 4 dieser typischen Perioden bestimmt und der Originalzeitreihe zugeordnet.

II Eingehende Darstellung

Die Ergebnisse aller Varianten werden ausgegeben sowie in entsprechende Dateien im Unterordner `/results` geschrieben.

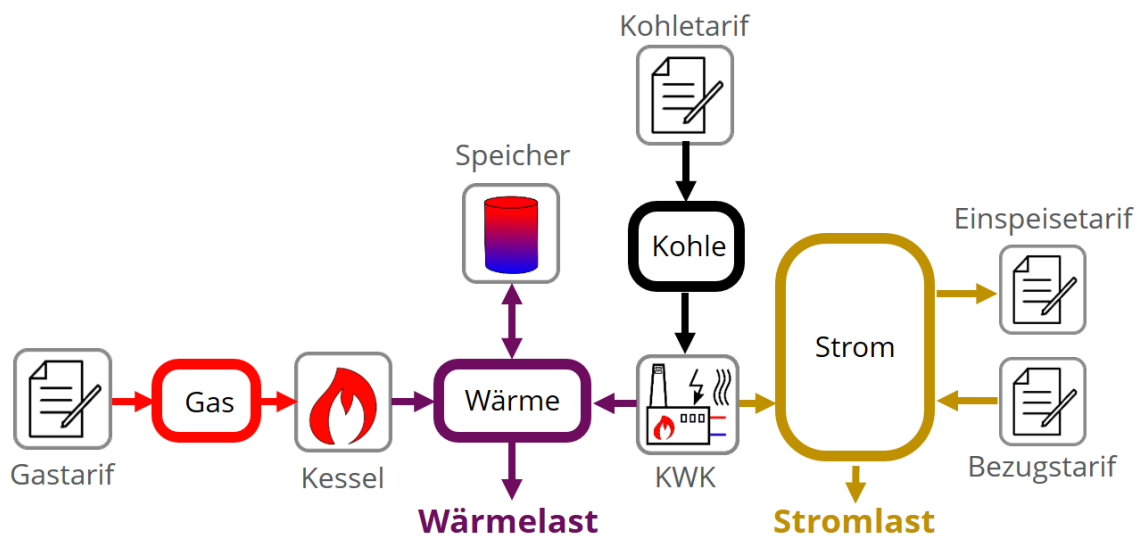


Abbildung 38: Schematische Darstellung des Energiesystems des im Framework enthaltenen Beispiels 3.

Beispiel 4: `/04_transportation`

In diesem Beispiel „`example_transportation.py`“ wird anhand zweier Quellen und Senken, welche durch eine Instanz der Klasse `cTransportation` verbunden sind, die Modellierungsmöglichkeiten des Wärmetransports durch eine Leitung abgebildet. Dies umfasst sowohl Betrieb als auch Investition dieser. Der betrachtete Zeitbereich umfasst neun Zeitschritte. Ein Bilanzschema des Energiesystems ist in Abbildung 39 dargestellt.

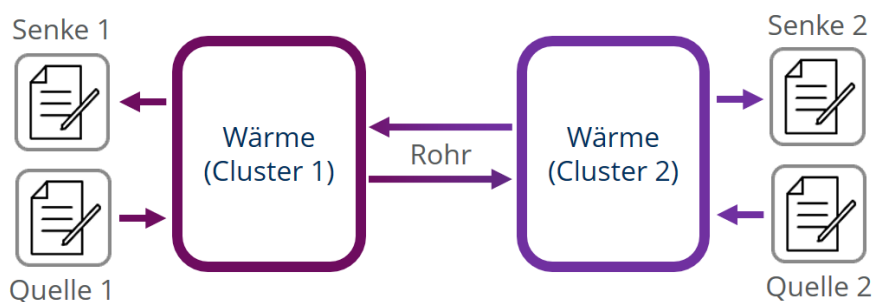


Abbildung 39: Schematische Darstellung des Energiesystems des im Framework enthaltenen Beispiels 4.

Weiterführende Modellierungsmöglichkeiten

Das Framework wurde bereits während der Entwicklungszeit in verschiedenen Projekten und studentischen Arbeiten angewandt. Hierbei wurden teilweise Szenarien betrachtet, welche für die ursprünglich angedachten Anwendungsfälle nicht vorgesehen waren und die generische Anwendbarkeit des Modellierungsansatzes zeigen. Einige ausgewählte Aspekte sollen an dieser Stelle zur Motivation einer weiterführenden Nutzung und Erweiterung des Frameworks kurz benannt werden:

II Eingehende Darstellung

- Leistungsbegrenzung von Technologien:

Durch die Definition eines Effektes lässt sich der Einsatz von Technologien, unabhängig von der Anzahl an Komponenten, welche diese nutzen, bezogen auf verschiedene Größen sowohl durch obere als auch untere Grenzen einschränken. Dies kann beispielsweise angewandt werden, um im Ergebnis der Auslegung der Anlagen und/oder Betriebsführungsoptimierung einen minimalen KWK-Anteil in der Wärmeversorgung zu erzwingen.

- Netzstrukturen:

Prinzipiell werden im Framework, analog zum üblichen Ansatz in der Erzeugereinsatzoptimierung, Energiebilanzen betrachtet. Es findet in der Regel keine Betrachtung von Netzstrukturen statt. Es ist jedoch denkbar, verschiedene Abschnitte eines Netzes (bis hin zu jedem einzelnen Abnehmer oder Erzeugerstandort) durch separate Busse (Bilanzen) zu modellieren. Der Energietransport zwischen diesen Bussen kann durch Komponenten der Klasse `cBaseLinearTransformer` erfolgen. Inflow und outflow entsprechen in diesem Fall der Verbindung mit den Netzabschnitten (Busse); über den Wirkungsgrad der Komponente selbst (Rohr) kann ein Wärmeverlust modelliert werden. Dieser Modellierungsansatz ist in einem der im Framework enthaltenen Beispiele dargestellt. Zur vereinfachten Anwendung wurde bereits die separate Modellklasse `cTransportation` zur Modellierung von Transportleitungen implementiert.

- Verschiedene Temperaturniveaus:

Die Betrachtung von Wärmebilanzen erfolgt, analog zum üblichen Ansatz in der Erzeugereinsatzoptimierung, rein energetisch. Das heißt, Temperaturniveaus spielen in der Optimierungsrechnung typischerweise keine Rolle. Dies ist aus vielerlei Hinsicht eine sehr starke Vereinfachung, z. B. bei Betrachtung von saisonalen Speichern, Einbindung von Wärmequellen niedrigerer Temperatur, Unterscheidung von Wärmebedarf für Heizung und Trinkwarmwasser oder zieltemperaturabhängigem COP von Wärmepumpen. Eine Möglichkeit zumindest einzelne, sich unterscheidende Temperaturniveaus zu modellieren, ist einmal mehr die Verwendung separater Busse (Bilanzen) für diese. Durch geeignete Verknüpfungen mit anderen Komponenten ist somit auch die vereinfachte Modellierung von Speicherschichtungen oder einer notwendigen Nacherwärmung möglich. Wärmepumpen können mit unterschiedlichen COP über separate Flows an die Busse, welche verschiedene Temperaturen repräsentieren, angebunden werden.

- Investitionszeitpunkte:

Neben der Frage der optimalen Auslegungsgröße von Anlagen, kann speziell im Fall komplexer Systeme und beschränkter Mittel, auch die Fragestellung nach der optimalen zeitlichen Abfolge der Investitionen relevant sein. Dies lässt sich im Framework umsetzen, indem in der Betrachtung eines mehrjährigen Optimierungszeitraums der Parameter `max_rel` einer Anlage erst ab einem bestimmten Jahr größer Null ist. Soll beispielsweise für einen Kessel durch die Optimierung bestimmt werden, ob dieser im dritten oder fünften Jahr angeschafft werden soll, könnte dies geschehen, indem zunächst zwei identische Kessel parametrisiert werden. Der einzige Unterschied zwischen beiden bestünde im Zeitpunkt, zu welchem die Variable `max_rel` den Wert Eins (einmal ab dem dritten, einmal ab dem fünften Jahr) anstatt Null, zugewiesen bekommt. Da in der Realität

II Eingehende Darstellung

nur ein Kessel angeschafft werden soll, muss ein zusätzlicher Effekt (z. B. „Kesselanzahl“) definiert werden, welcher nach oben durch Eins beschränkt ist. Beiden zuvor genannten Kessels könnten diesbezügliche Effektkosten Eins zugewiesen werden, was die gemeinsame Anschaffung beider verhindert.

1.3.3.12 Webanwendung flixOptWeb

Unter www.tu-dresden.de/mw/flixopt (Stand: 05/2023) ist der Zugriff auf die Browser-basierte Version des Optimierungstools „flixOptWeb“ möglich. Hinweise zur Bedienung des Tools sind direkt in der Anwendung in Form von Mouse-Over zu erhalten. Auf der genannten Webseite stehen außerdem die Beispiele 1 bis 3 aus Kapitel 1.3.3.11 im json-Format zum Import in die Web-Anwendung zur Verfügung. Zur Nutzung ist eine Registrierung notwendig. Details hierzu sind ebenfalls zuvor genannter Webseite zu entnehmen.

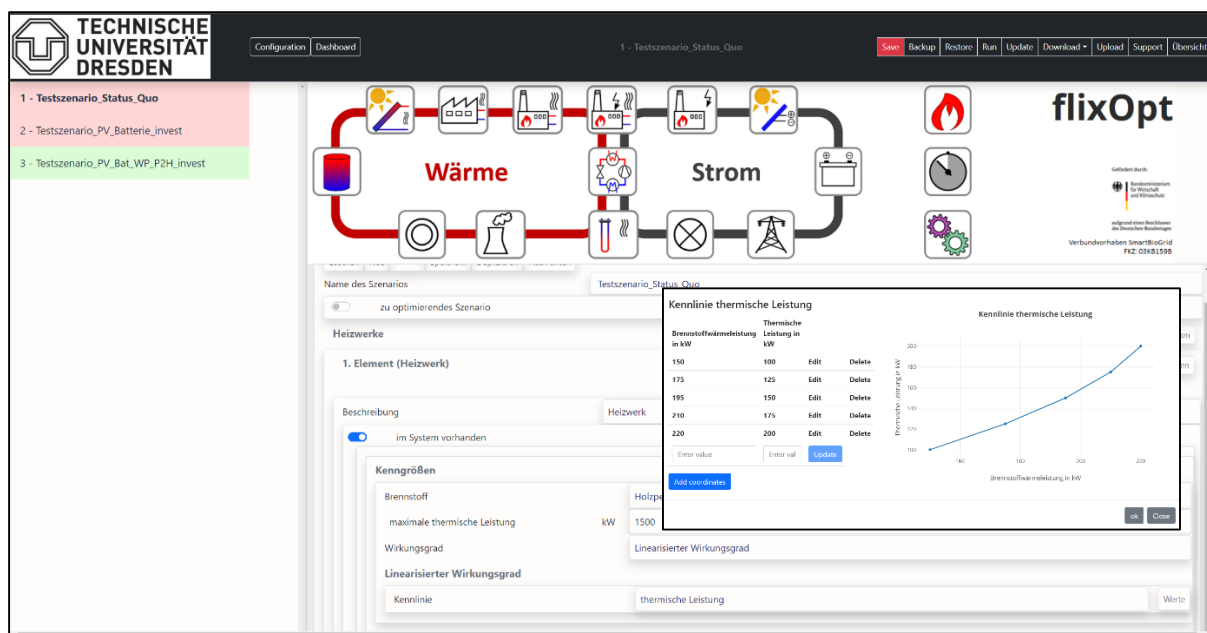


Abbildung 40: Screenshot der Webanwendung flixOptWeb. Parametrierung eines Heizwerks mit Linearisierung des Wirkungsgrads.

Die Modellierungsmöglichkeiten der Webanwendung (vgl. Abbildung 40) sind gegenüber des skriptbasiert zu bedienenden Python-Frameworks eingeschränkt. Dies bezieht sich hauptsächlich auf die Bilanzkreise, welche auf Wärme und Strom beschränkt sind, sowie auf die Zielfunktionsauswahl und weitere Effekte. In der Webanwendung kann eine Optimierung nach Kosten, CO₂-Emissionen oder Primärenergie erfolgen. Zur Internalisierung von Emissionen kann ein CO₂-Preis definiert werden. Je Bilanzkreis ist es möglich, beliebig viele Komponenten zu definieren. Folgende Anlagen stehen dabei zur Auswahl:

Wärme:

- Heizwerke
- Heizkraftwerke
- Wärmepumpe
- Power2Heat
- Abwärme

Strom:

- Kraftwerke
- Heizkraftwerke
- Wärmepumpe
- Power2Heat
- Photovoltaik

1.3.4.1 Praxisbeispiel: Akteur „Sonnenwald“

Das Optimierungsframework wurde für eine konkrete Praxisanwendung des Akteurs „Sonnenwald“ verwendet. Hintergrund der Aufgabenstellung ist die Neuauslegung der Energieversorgung zweier Höfe, welche zur „Gemeinschaft Sonnenwald“, einer Ökodorf-Gemeinschaft im Kreis Freudenstadt, gehören [127]. Die hauptsächliche Problemstellung war hierbei, inwieweit eine optional denkbare Wärmetrasse zwischen beiden Höfen sinnvoll ist, siehe Abbildung 42.

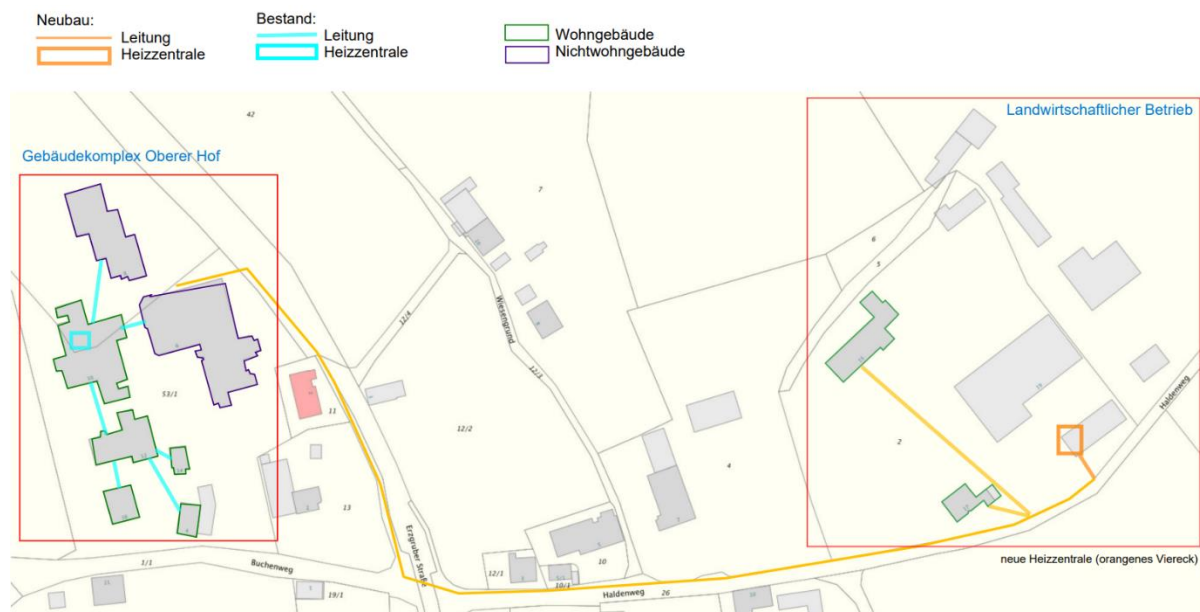


Abbildung 42: Lageplan der getrennten Bereiche "Oberer Hof" und "Unterer Hof / Landwirtschaftlicher Betrieb". Die optional zu errichtende Wärmetrasse ist gelb dargestellt.

Weiterhin besteht die Fragestellung nach der optimalen Art und Auslegung von Erzeugern und Speichern. Die im Folgenden aufgeführten Anlagen kommen hierzu prinzipiell in Frage. Die Standorte UH und OH bezeichnen hierbei den unteren Hof bzw. den oberen Hof. Je nachdem, ob eine Wärmetrasse gebaut wird, kann der Standort einzelner Erzeuger variieren. Sofern nicht anders vermerkt, handelt es sich um optional neu zu errichtende Anlagen.

Heizkessel 1:

- Brennstoff: Holzhackschnitzel
- Nennleistung: 105 – 350 kW
- Standort: UH oder OH

Heizkessel 2:

- Brennstoff: Holzpellets
- Nennleistung: 32 kW fix
- Standort: UH
- nur Szenario „getrennte Versorgung“

Heizkessel 3:

- Brennstoff: Holzpellets
- Nennleistung: 60 kW fix
- Standort: UH
- nur Szenario „getrennte Versorgung“

Wärmepumpe:

- COP als Zeitreihe standortabhängig gegeben (UH: Ø 4,1, OH: Ø 3,9)

II Eingehende Darstellung

- thermische Nennleistung: 269 kW fix
- Standort: UH oder OH

Wärmespeicher 1:

- Volumen: 1 m³ – 18 m³
- Verlust: 0,001 %/h
- Standort: UH oder OH

Wärmespeicher 2:

- Volumen: 2 m³ fix
- Verlust: 0,001 %/h
- Standort: UH

Wärmetrasse:

- maximale Übertragungsleistung: 500 kW
- Leitungsverluste als Zeitreihe gegeben
- nur Szenario „gemeinsame Versorgung“

Photovoltaik 1:

- Ausrichtung Süd, Neigung 18 °
- maximal 400 kW_{peak}
- Standort: UH

Photovoltaik 2:

- Ausrichtung Süd, Neigung 45 °
- maximal 46 kW_{peak}
- Standort: OH

Photovoltaik 3:

- Ausrichtung Ost, Neigung 45 °
- maximal 61 kW_{peak}
- Standort: OH

Photovoltaik 4:

- Ausrichtung West, Neigung 45 °
- maximal 81 kW_{peak}
- Standort: OH

Des Weiteren sind am oberen Hof bereits folgende PV-Anlagen installiert:

Photovoltaik Bestand 1:

- Ausrichtung Süd, Neigung 45 °
- Leistung: 27 kW_{peak}

Photovoltaik Bestand 2:

- Ausrichtung Ost, Neigung 45 °
- Leistung: 46 kW_{peak}

Photovoltaik Bestand 3:

- Ausrichtung West, Neigung 45 °
- Leistung: 23 kW_{peak}

Zur Modellierung sind zeitabhängige Daten notwendig. Diese wurden vom Akteur aufbereitet und für die Optimierungsrechnung zur Verfügung gestellt. Im Detail handelt es sich dabei um:

- Wärme- und Strombedarf beider Höfe
- Ertragsprofile Photovoltaik gemäß Ausrichtung und Neigung
- COP der Wärmepumpe
- Leitungsverluste der Wärmetrasse

Für Brennstoff- und Strombezug sowie Stromeinspeisung wurden folgende Preise angenommen:

Holz-Hackschnitzel: 0,040 €/kWh
Holz-Pellets: 0,075 €/kWh

II Eingehende Darstellung

Strombezug: 0,330 €/kWh
PV-Einspeisevergütung: 0,066 €/kWh

Als Investitionskosten wurden individuelle Angebote sowie Abschätzungen genutzt, welche an dieser Stelle nicht anlagenspezifisch wiedergegeben werden sollen. Die Optimierungsrechnung erfolgte separat für die beiden Szenarien „getrennte Versorgung“ und „gemeinsame Versorgung“. Die Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt.

Szenario: getrennte Versorgung

In Abbildung 43 ist schematisch der bilanzielle Zusammenhang zwischen den Modellkomponenten dargestellt. Mit Ausnahme des PV-Bestands ist keine der abgebildeten Anlagen vorhanden. Für diese sind die optimalen Auslegungen mit dem Ziel der Minimierung von Investitions- und Betriebskosten zu bestimmen.

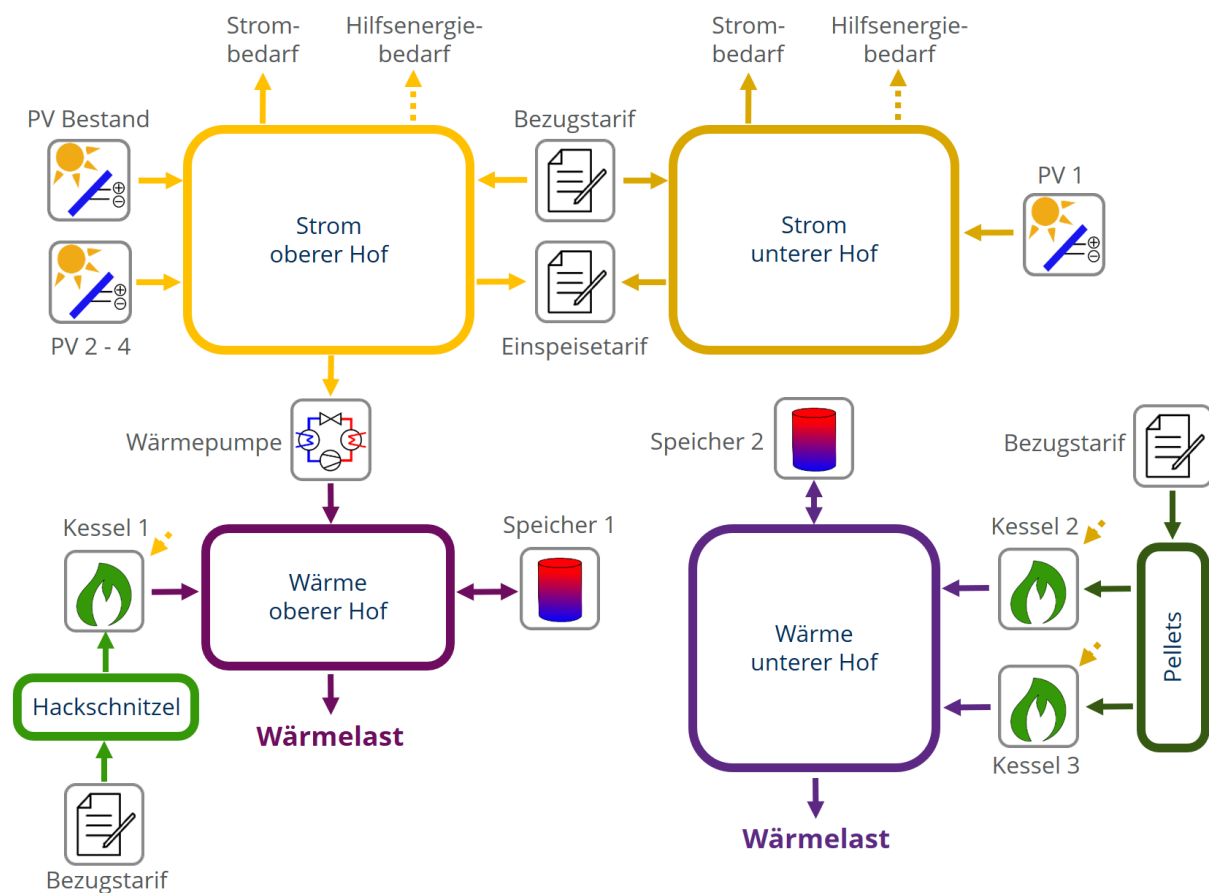


Abbildung 43: Schematische Darstellung des Szenarios: „getrennte Versorgung“.

Die Optimierung wurde ohne Problemvereinfachung für den stündlich aufgelösten Zeitraum eines Jahres durchgeführt. Das nach dem Pre-Processing des MILP-Solvers zu lösende Optimierungsproblem beinhaltete 252.734 Variablen (ca. 50 % davon binär) sowie 332.738 Nebenbedingungen. Die Berechnung wurde nach acht Stunden mit einer GAP von 1,3 % beendet. Folgende in Tabelle 20 gegebene Auslegung wurde als theoretisch optimal bestimmt.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 20: Ergebnis der Optimierungsrechnung zum Szenario „getrennte Versorgung“.

Wärme		Strom	
Anlage	Größe	Anlage	Größe
Kessel 1 (OH)	266 kW	Photovoltaik 1 (UH)	15 kW _{peak}
Kessel 2 (UH)	32 kW	Photovoltaik 2 (OH)	31 kW _{peak}
Kessel 3 (UH)	60 kW	Photovoltaik 3 (OH)	-
Wärmepumpe (OH)	269 kW	Photovoltaik 4 (OH)	-
Speicher 1 (OH)	14 m ³	Netzanschluss (OH)	104 kW
Speicher 2 (UH)	2 m ³	Netzanschluss (UH)	9,5 kW

Es ist offensichtlich, dass aufgrund der angenommenen Kosten, Einspeisevergütung und Solarerträge ein weiterer Ausbau der Photovoltaik-Anlagen am oberen Hof aus Kostensicht trotz Wärmepumpennutzung nur eingeschränkt und ausschließlich mit Südausrichtung sinnvoll ist. Kessel 1 ist mit 266 kW nicht in seiner größtmöglichen Dimensionierung in der optimalen Auslegung enthalten. Diese Nennleistung ist in Kombination mit der Wärmepumpe ausreichend, um die maximal angenommenen Lastspitzen abzudecken. Der Speicher wird hauptsächlich eingesetzt, um mittägliche Ertragsspitzen der PV-Anlage unter Verwendung der Wärmepumpe zu speichern und direkt anschließend zur anteiligen Lastdeckung zu nutzen. Die monatlich aggregierten Energiebilanzen für den oberen Hof sind in Abbildung 44 und Abbildung 45 dargestellt.

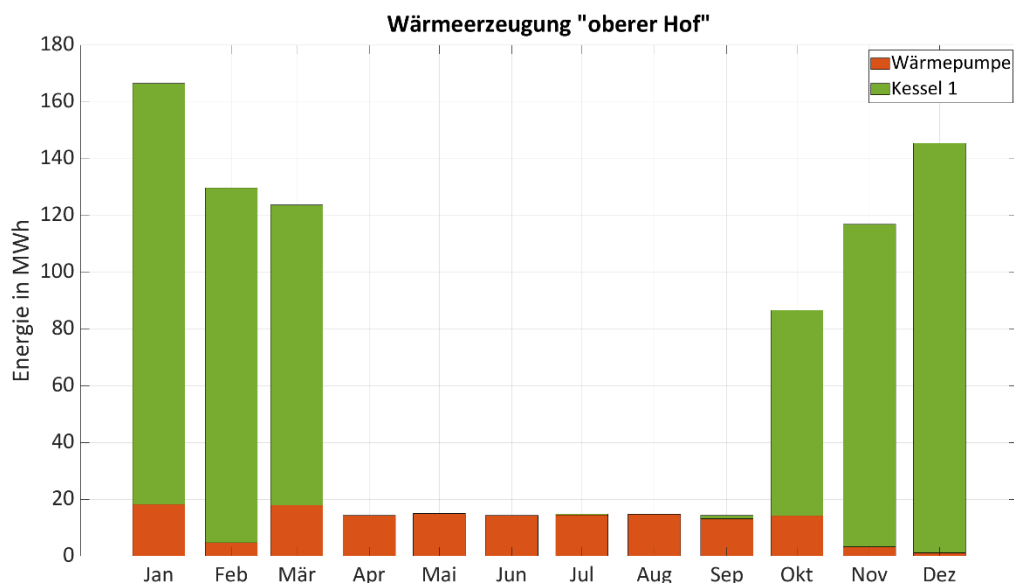


Abbildung 44: Monatlich aggregierte Wärmeerzeugung im „oberen Hof“. Außerhalb der Heizperiode erfolgt die Versorgung nahezu ausschließlich durch die Wärmepumpe.

II Eingehende Darstellung

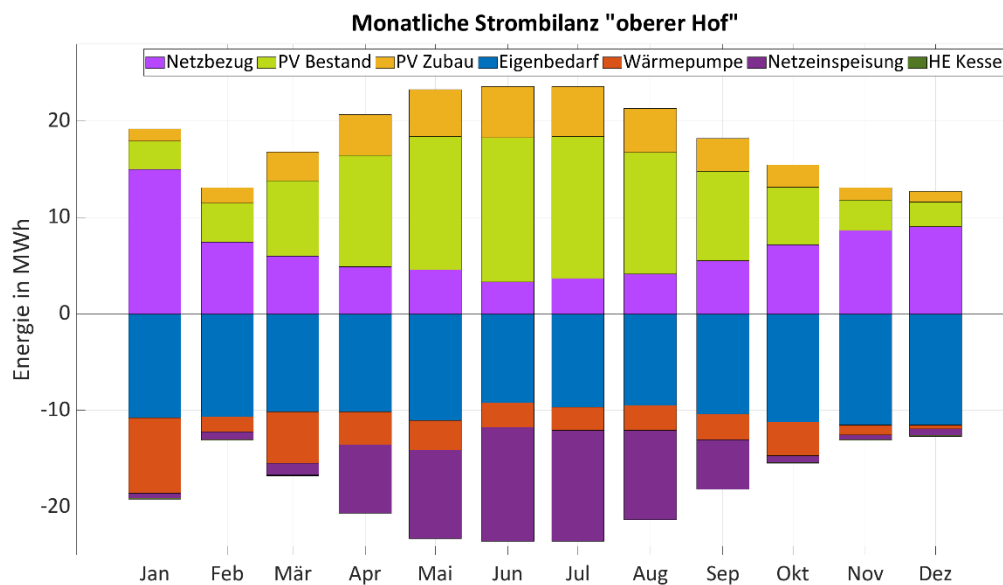


Abbildung 45: Monatlich aggregierte Strombilanz „oberer Hof“. Negativ dargestellte Werte stellen Lasten bzw. Netzeinspeisung dar. HE steht für Hilfsenergie des Kessels und ist in der Größenordnung vernachlässigbar.

Der in Abbildung 46 gegebene fünftägige Ausschnitt der stündlich aufgelösten Strombilanz verdeutlicht die hauptsächliche Nutzung der PV-Erträge zum Betrieb der Wärmepumpe sowie zur Deckung des Eigenbedarfs. Die Wärmepumpe wird hier ausschließlich mit PV-Strom betrieben und bleibt zu Zeiten, in welchen Strom vom Netz bezogen werden muss, ausgeschaltet.

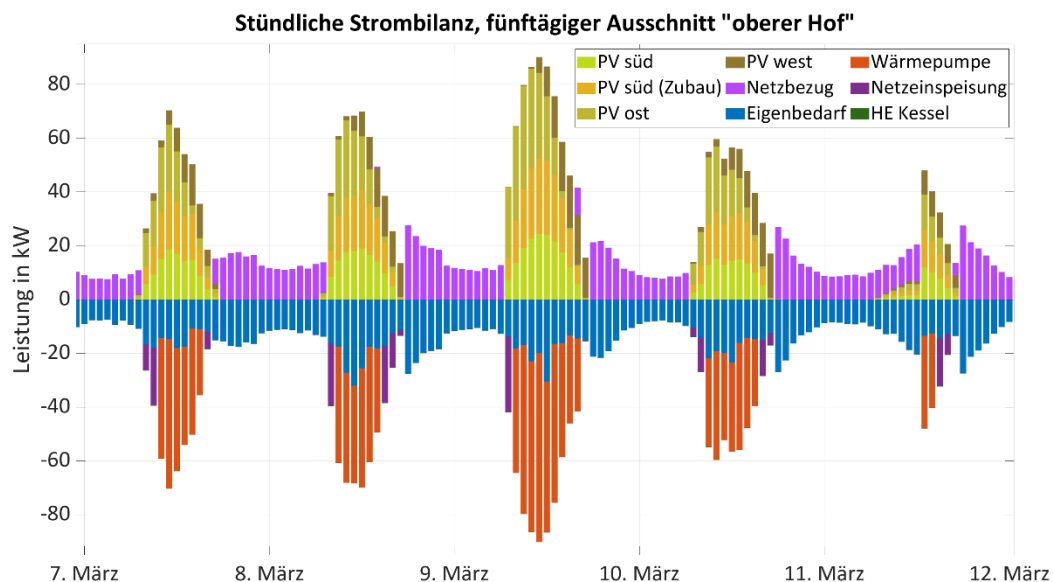


Abbildung 46: Beispielhaft dargestellte Strombilanz des oberen Hofes anhand eines fünftägigen Ausschnitts gegen Ende der Heizperiode. Es ist ersichtlich, dass ein bedeutender Anteil der benötigten elektrischen Energie durch die PV-Anlagen generiert wird. Auffällig ist die geringe Netzeinspeisung, was auf eine passend zum Eigenbedarf sowie zum Wärmepumpenbetrieb ausgelegte Dimensionierung hindeutet.

Ein typischer Speicherbetrieb in der Nicht-Heizperiode ist für einen dreitägigen Zeitraum in folgender Abbildung 47 gegeben.

II Eingehende Darstellung

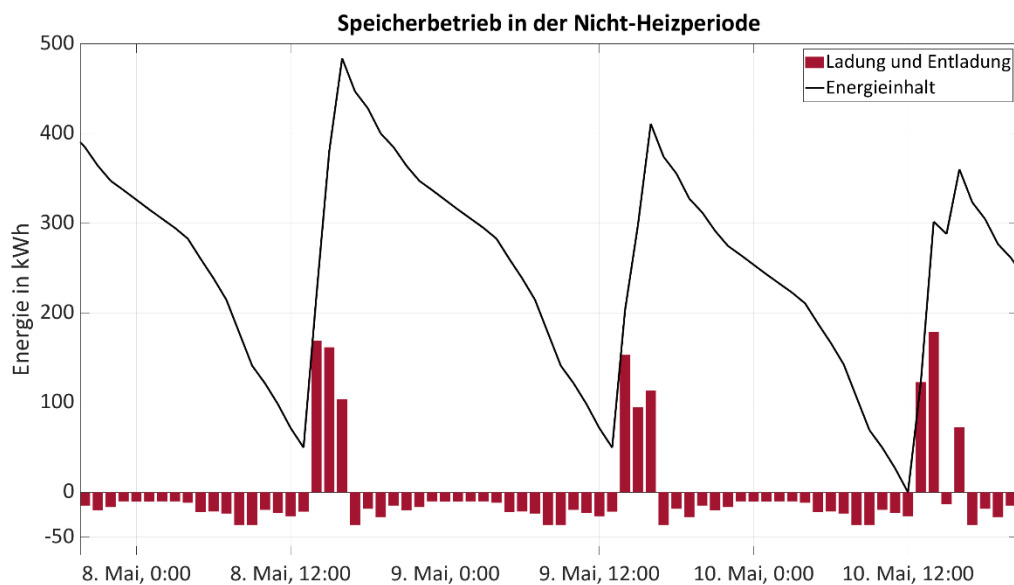


Abbildung 47: Typischer Speicherbetrieb in der Nicht-Heizperiode. Zur Mittagszeit wird der maximalen PV-Ertrag genutzt, um mit diesem die Wärmepumpe zu betreiben und damit den Speicher zu laden. Die Darstellung der Ladung und Entladung erfolgt im Diagramm als kWh je Zeitschritt und entspricht aufgrund der stündlichen Auflösung vom Absolutwert der durchschnittlichen Leistung.

In Tabelle 21 sind die Vollbenutzungsstunden der Wärmeerzeuger sowie die Anzahl der Ladezyklen beider Speicher gegeben.

Tabelle 21: Auslastung des theoretisch optimal dimensionierten Erzeugerparcs bei betriebskostenoptimaler Fahrweise.

Anlage	Vollbenutzungsstunden
Kessel 1 (OH)	2.672,6
Kessel 2 (UH)	3.770,5
Kessel 3 (UH)	129,4
Wärmepumpe (OH)	540,6
Speicherladezyklen	
Speicher 1 (OH)	184
Speicher 2 (UH)	239

Trotz summarisch ausreichendem PV-Ertrag zur Selbstversorgung mit elektrischer Energie in den Sommermonaten am unteren Hof ist aufgrund der fehlenden Speichermöglichkeit Netzbezug sowie Einspeisung notwendig. Sowohl eine Batterie als auch die Kombination aus Wärmepumpe und Wärmespeicher könnten die Autarkie erhöhen und die Betriebskosten senken. Diese Optionen waren in den Optimierungsszenarien jedoch nicht enthalten. Die monatlich aggregierten Energiebilanzen für den unteren Hof sind in Abbildung 48 und Abbildung 49 dargestellt.

II Eingehende Darstellung

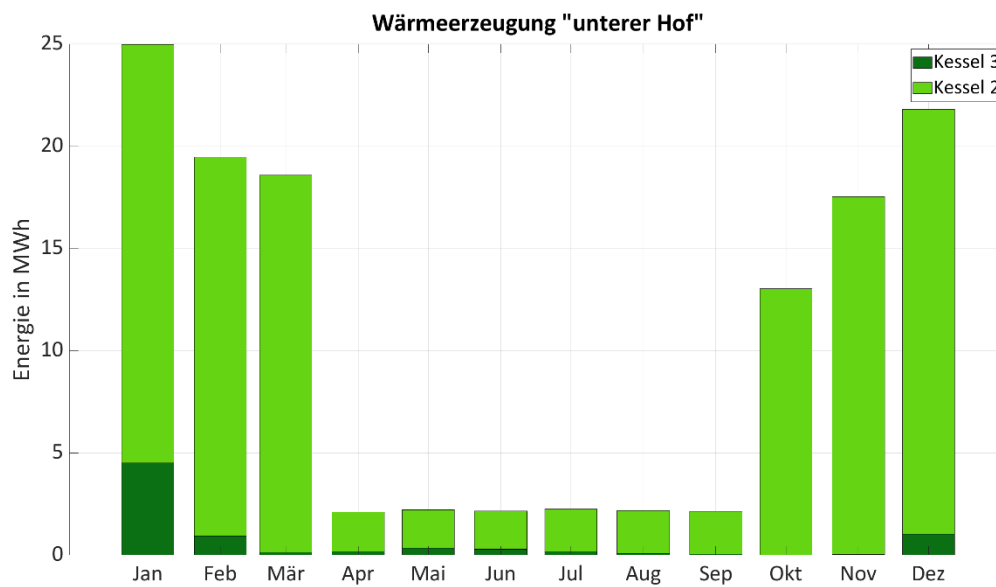


Abbildung 48: Monatlich aggregierte Wärmeerzeugung im „unteren Hof“.

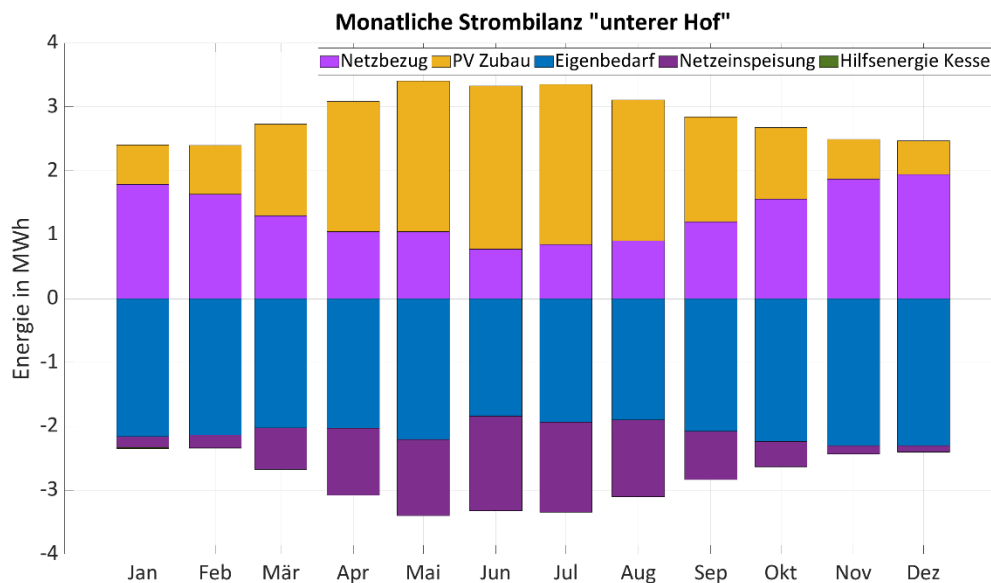


Abbildung 49: Monatlich aggregierte Strombilanz „unterer Hof“. Negativ dargestellte Werte stellen Lasten bzw. Netzeinspeisung dar.

Bei theoretisch optimalem Betrieb gemäß der vorgegebenen Versorgungsaufgabe setzen sich die jährlichen Kosten für beide Höfe wie folgt zusammen:

Kosten Betrieb:	69.094 €
Kosten Investition:	34.912 €
Kosten gesamt:	104.006 €

Es wurde ein kalkulatorischer Zinssatz von 3,75 % angesetzt. Als Nutzungsdauer wurde für die Kessel und die Wärmepumpe 15 Jahre, für die Photovoltaik-Anlagen 20 Jahre und für die Speicher 30 Jahre angenommen.

Szenario: gemeinsame Versorgung

In Abbildung 50 ist schematisch der bilanzielle Zusammenhang zwischen den Modellkomponenten dargestellt. Mit Ausnahme des PV-Bestands ist keine der abgebildeten Anlagen vorhanden. Für diese sind die optimalen Auslegungen mit dem Ziel der Minimierung von Investitions- und Betriebskosten zu bestimmen. Im Rahmen dieses Szenarios wurde die Klasse `cTransportation`, welche von der Basis-Komponente abgeleitet wird, implementiert (vgl. Kapitel 1.3.3.5). Mit dieser Klasse ist es möglich leitungsgebundenen Energietransport zu modellieren. Hierbei ist die Definition absoluter Verluste sowie relativer Verluste möglich. Es ist möglich Laufzeiten zu modellieren sowie bidirektionalen Transport wahlweise zu (de)aktivieren.

In diesem Anwendungsfall ist der Wärmetransport ausschließlich vom unteren zum oberen Hof zulässig, da sich am oberen Hof keine Erzeugungsanlagen oder Speicher befinden. Nach Akteurs-Vorgaben wird davon ausgegangen, dass die Leitung niemals auskühlen soll, was einen dauerhaften, außentemperaturabhängigen Verlust nach sich zieht. Eine Abschätzung dieser Verluste wurde zur Verfügung gestellt. Aufgrund der relativ kurzen Distanz des Wärmetransports wird auf die Modellierung eines zusätzlichen relativen Verlusts verzichtet.

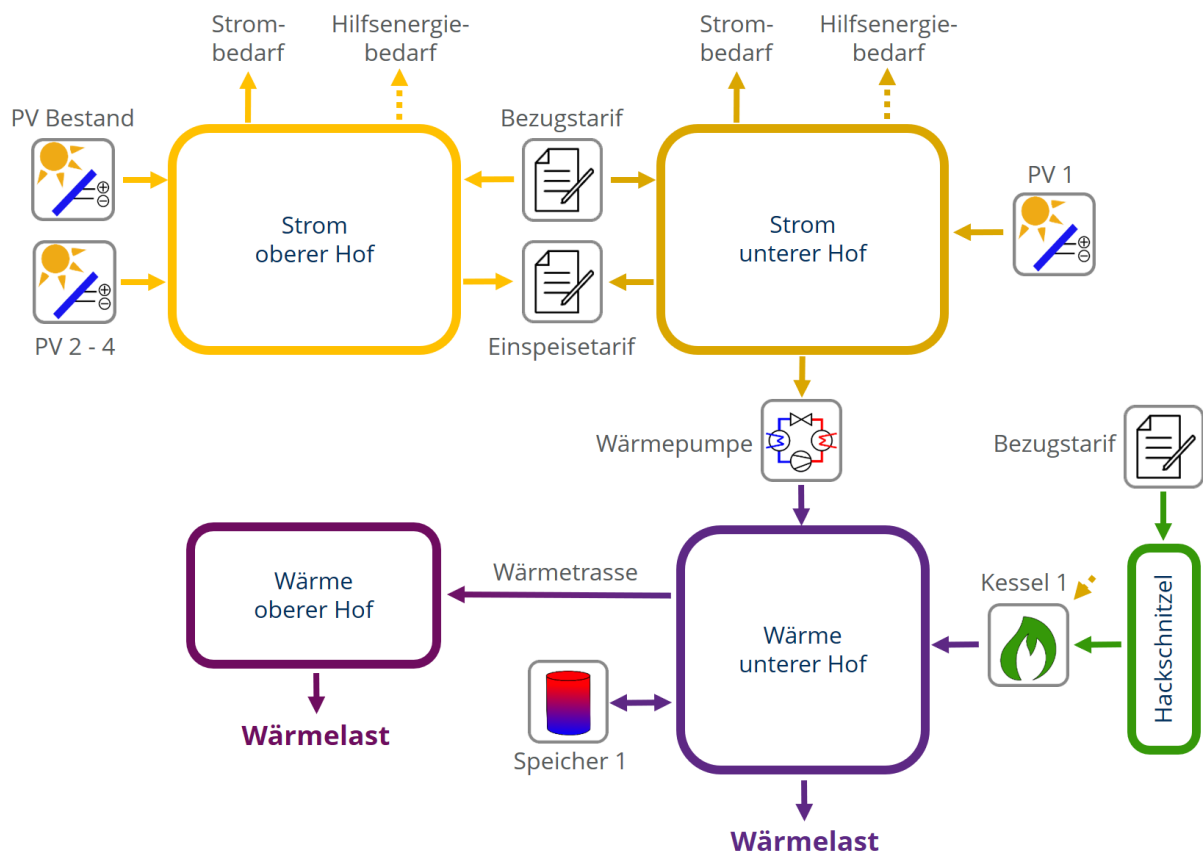


Abbildung 50: Schematische Darstellung des Szenarios: „gemeinsame Versorgung“.

Die Optimierung wurde ohne Problemvereinfachung für den stündlich aufgelösten Zeitraum eines Jahres durchgeführt. Das nach dem Pre-Processing des MILP-Solvers zu lösende Optimierungsproblem beinhaltete 148.923 Variablen (ca. 50 % davon binär) sowie 175.200 Nebenbedingungen. Die Berechnung wurde nach zwei Stunden mit einer GAP von 1,5 % beendet. Folgende in Tabelle 22 dargestellte Auslegung wurde als theoretisch optimal bestimmt.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 22: Ergebnis der Optimierungsrechnung zum Szenario „gemeinsame Versorgung“.

Wärme		Strom	
Anlage	Größe	Anlage	Größe
Kessel 1 (UH)	319 kW	Photovoltaik 1 (UH)	74 kW _{peak}
Wärmepumpe (UH)	269 kW	Photovoltaik 2 (OH)	-
Speicher 1 (UH)	18 m ³	Photovoltaik 3 (OH)	-
Wärmetrasse	500 kW	Photovoltaik 4 (OH)	-
		Netzanschluss (OH)	47 kW
		Netzanschluss (UH)	95 kW

Zur Versorgung ist nicht die maximal mögliche Dimensionierung des Kessels notwendig. Eine Nennleistung von 319 kW reicht in Kombination mit Wärmepumpe und Speicher aus, um die Wärmeversorgung beider Höfe unter Nutzung der Wärmetrasse zu gewährleisten. Die monatlich aggregierte Wärmebilanz ist in Abbildung 51 dargestellt.

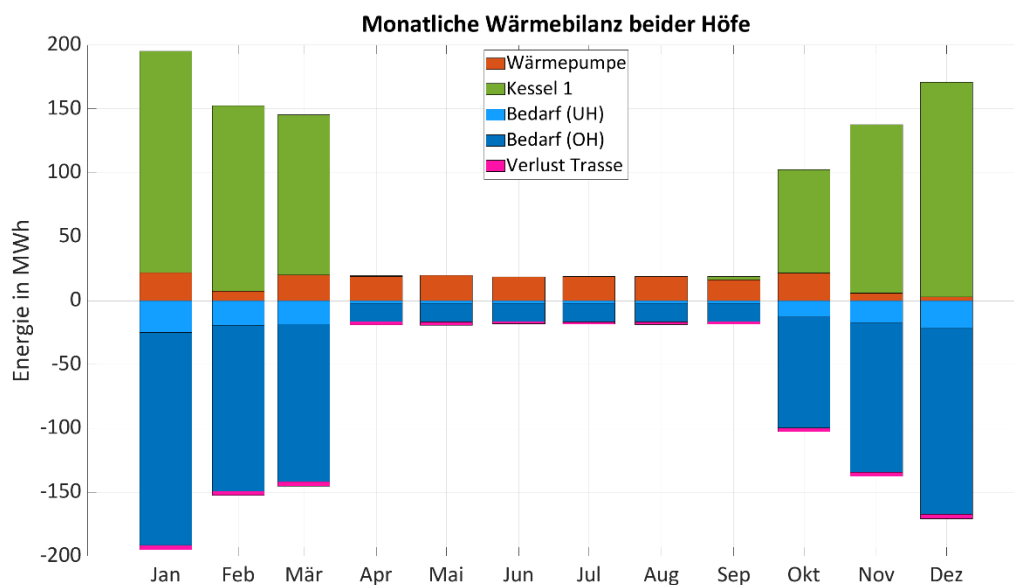


Abbildung 51: Monatlich aggregierte Wärmebilanz beider Höfe. Negative Werte stellen Lasten bzw. Wärmeverluste dar. Auch bei gemeinsamer Versorgung erfolgt außerhalb der Heizperiode die Versorgung nahezu ausschließlich durch die Wärmepumpe.

In Tabelle 23 sind die Vollbenutzungsstunden der Wärmeerzeuger, der Wärmetrasse mit und ohne Beachtung des Wärmeverlustes, sowie die Anzahl der Ladezyklen beider Speicher gegeben.

Tabelle 23: Auslastung des theoretisch optimal dimensionierten Erzeugerparks bei betriebskostenoptimaler Fahrweise.

Anlage	Vollbenutzungsstunden
Kessel 1 (UH)	2.596,7
Wärmepumpe (UH)	476,8
Wärmetrasse (mit Verlust)	1.777,8
Wärmetrasse (ohne Verlust)	1.710,0
	Speicherladezyklen
Speicher 1 (UH)	245

II Eingehende Darstellung

Aufgrund des Standorts der Wärmepumpe am unteren Hof fällt die Erweiterung der PV-Fläche dort entsprechend größer aus als im Fall der getrennten Versorgung. Eine Erweiterung der PV-Fläche am oberen Hof ist unter dem Zielkriterium der Kostenminimierung demgegenüber nicht zielführend. Aufgrund der Dimension der bereits bestehenden Anlagen würde die zusätzliche Leistung hauptsächlich zur Einspeisung genutzt, was unter den gegebenen Annahmen nicht kostendeckend ist. Die höhere Anschlussleistung ans Stromnetz wechselt im Gegensatz zur getrennten Versorgung aufgrund des Wärmepumpenstandorts zum unteren Hof. Die monatlichen Strombilanzen der beiden Höfe sind in Abbildung 52 und Abbildung 53 dargestellt.

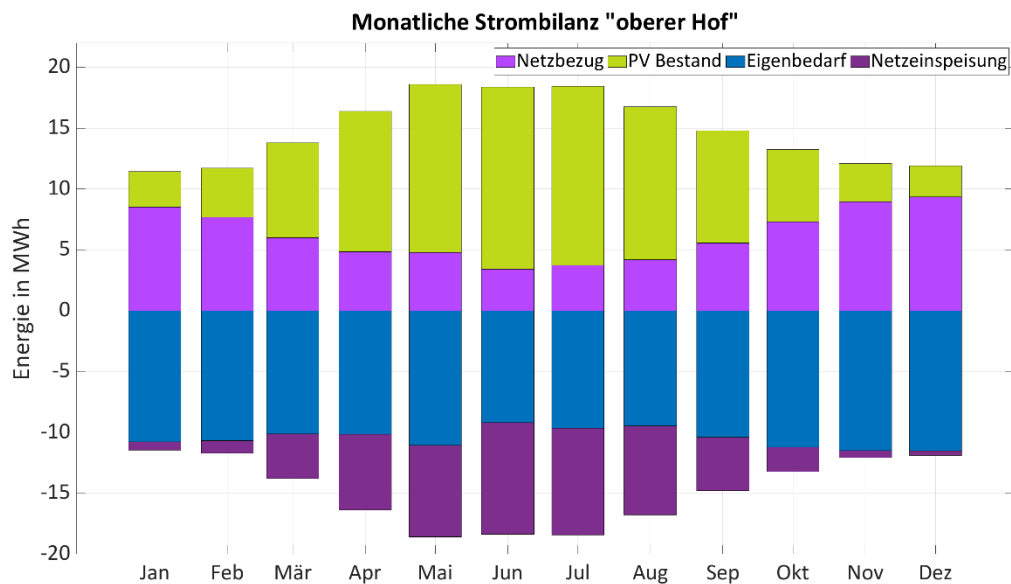


Abbildung 52: Monatlich aggregierte Strombilanz „oberer Hof“. Negativ dargestellte Werte stellen Lasten bzw. Netzeinspeisung dar.

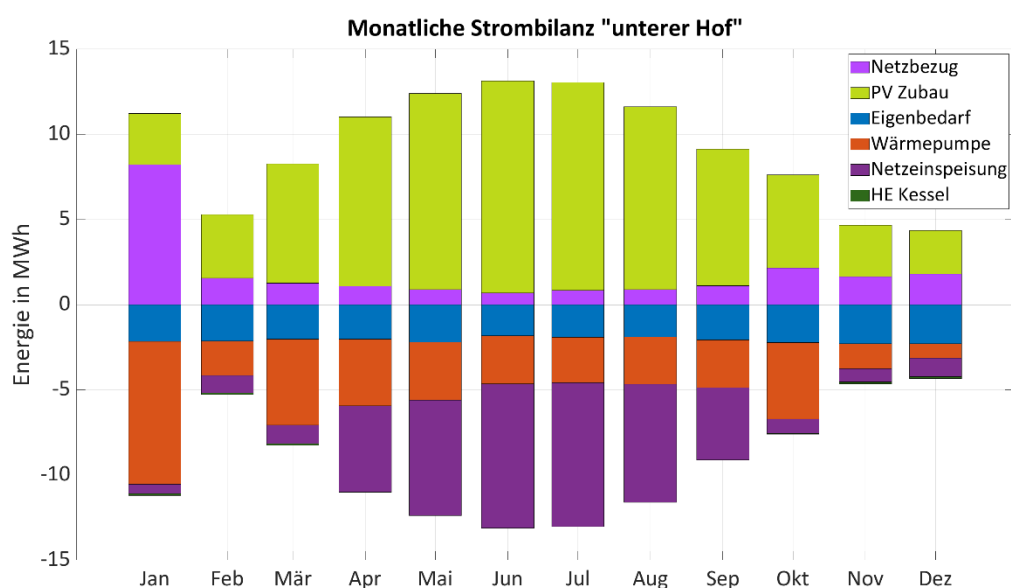


Abbildung 53: Monatlich aggregierte Strombilanz „unterer Hof“. Negativ dargestellte Werte stellen Lasten bzw. Netzeinspeisung dar. HE steht für Hilfsenergie des Kessels.

II Eingehende Darstellung

Bei theoretisch optimalem Betrieb gemäß der vorgegebenen Versorgungsaufgabe setzen sich die jährlichen Kosten wie folgt zusammen:

Kosten Betrieb:	70.102 €
Kosten Investition:	45.772 €
Kosten gesamt:	115.874 €

Es wurde ein kalkulatorischer Zinssatz von 3,75 % angesetzt. Als Nutzungsdauer wurde für den Kessel und die Wärmepumpe 15 Jahre, für die Photovoltaik-Anlagen 20 Jahre und für den Speicher sowie die Wärmetrasse 30 Jahre angenommen.

Szenarienvergleich und Fazit

Die Betriebskosten unterscheiden sich in beiden Szenarien nur marginal. Trotz schlechterem mittlerem COP der Wärmepumpe am oberen Hof und der zusätzlichen Nutzung der im Einkauf teureren Pellets zum Betrieb der Kessel am unteren Hof sind die Betriebskosten bei getrennter Versorgung minimal geringer. Dies liegt zum einen an den nicht auftretenden Wärmeverlusten der Trasse, zum anderen an der bereits installierten und damit investitionskostenfreien Verfügbarkeit an PV-Leistung am oberen Hof.

Die annuisierten Investitionskosten sind im Fall der gemeinsamen Versorgung beider Höfe durch eine Heizzentrale am unteren Hof und einer neu zu verlegenden Wärmetrasse zum oberen Hof um 31 % deutlich höher als im Fall der getrennten Versorgung. Hier kommen hauptsächlich die kostenintensiven Tiefbauarbeiten sowie die Kosten der Rohre und Wärmeübertragerstationen zum Tragen.

Letztendlich wurde vom Akteur die Entscheidung getroffen, auf den Bau der Wärmeleitung zu verzichten und bei der Neuauslegung der Energieversorgung auf eine getrennte Versorgung beider Höfe zu setzen. Sowohl Betriebs- als auch Investitionskosten sind bei theoretischer Betrachtung im Fall der getrennten Versorgung geringer. Eine gemeinsame Versorgung wäre nur im Fall deutlich geringerer Kosten infrage gekommen, da hierbei zusätzlich Risiken aufgrund von Unwägbarkeiten bei den notwendigen Tiefbauarbeiten sowie aufgrund von zum Zeitpunkt der Betrachtung vorherrschenden Lieferschwierigkeiten der Rohre einkalkuliert werden mussten.

Bezüglich der Anwendung des Optimierungstools ist festzuhalten, dass die Datenaufbereitung zur Parametrierung einen erheblichen Zeitaufwand bedeutete. Demgegenüber fiel der Aufwand zur reinen Modellierung sowie die Rechenzeit zur Lösung des Optimierungsproblems selbst mit wenigen Stunden kaum ins Gewicht. Die im Framework enthaltenen Auswerteroutinen erwiesen sich für diesen Anwendungsfall als praktikabel.

1.3.4.2 Beispiel: Netz 1

Das Framework flixOpt wurde angewandt, um die zur Versorgung des in Abschnitt 1.2.2.1 beschriebenen Netz 1 notwendigen Erzeuger und Speicher sowohl optimal auszulegen, als auch deren optimale Betriebsweise für den Zeitraum eines Jahres zu berechnen. Hierbei wurden verschiedene Annahmen hinsichtlich der infrage kommenden Komponenten untersucht. Des Weiteren wurden unterschiedliche Lastverläufe gemäß der in Abschnitt 1.2.2.4 vorgenommenen Szenarienanalyse durchgeführt. Zunächst sei an dieser Stelle das für die Optimierungsrechnung grundlegende Energiesystem vorgestellt.

Energiesystem

Die gegebenen Systemkomponenten sowie deren Zusammenhang für zeitschrittgenau zu erfüllende Energiebilanzen sind für zwei verschiedene in der Optimierung betrachtete Varianten in Abbildung 54 sowie Abbildung 55 dargestellt. Die Varianten unterscheiden sich dabei ausschließlich in der Anzahl möglicher, auszulegender Kessel. In Variante 1 (Abbildung 54) wird davon ausgegangen, dass zur Versorgung eine Auswahl von maximal sechs, sich in Nennleistung und Brennstoff unterscheidenden Kessel zur Verfügung stehen. In Variante 2 (Abbildung 55) können maximal zwei Kessel zur Versorgung angeschafft werden. Deren Nennleistung ist jedoch nicht von vornherein festgelegt, sondern bestmöglich vom Optimierer zu bestimmen. Eine umfangreiche Beschreibung der einzelnen Systemkomponenten erfolgt in den anschließenden Abschnitten.

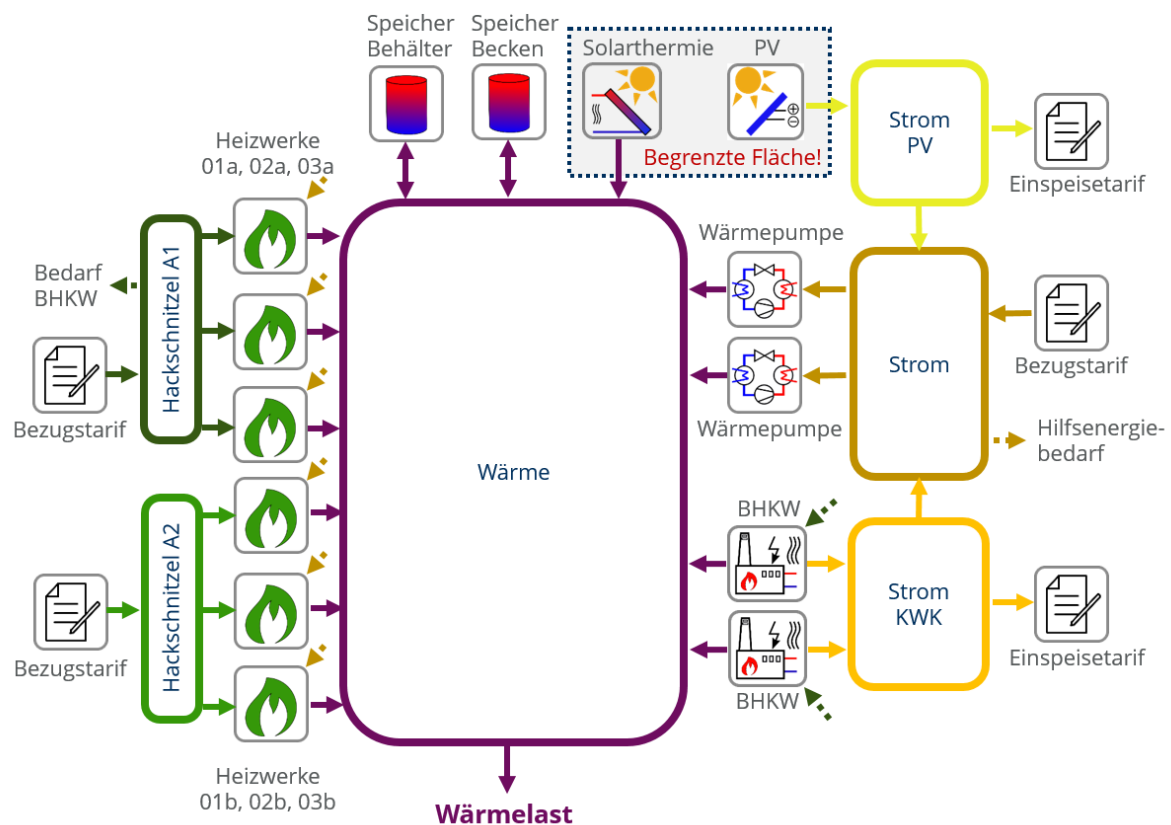


Abbildung 54: Bilanzskizze Netz 1, Variante 1: „Kesselgrößen fix“. Sämtliche dargestellte Anlagen sind nicht vorhanden und somit vom Optimierer bestmöglich auszulegen, sofern eine Investition unter Optimalitätsforderung sinnvoll ist. Die braunen Pfeile, welche mit den Heizwerken verbunden sind, stellen die Verknüpfung zum Hilfsenergiebedarf, welcher von der Strombilanz abgeht, dar. Eine analoge Form der Darstellung erfolgt für den Brennstoff A1, welcher von den BHKW genutzt wird.

II Eingehende Darstellung

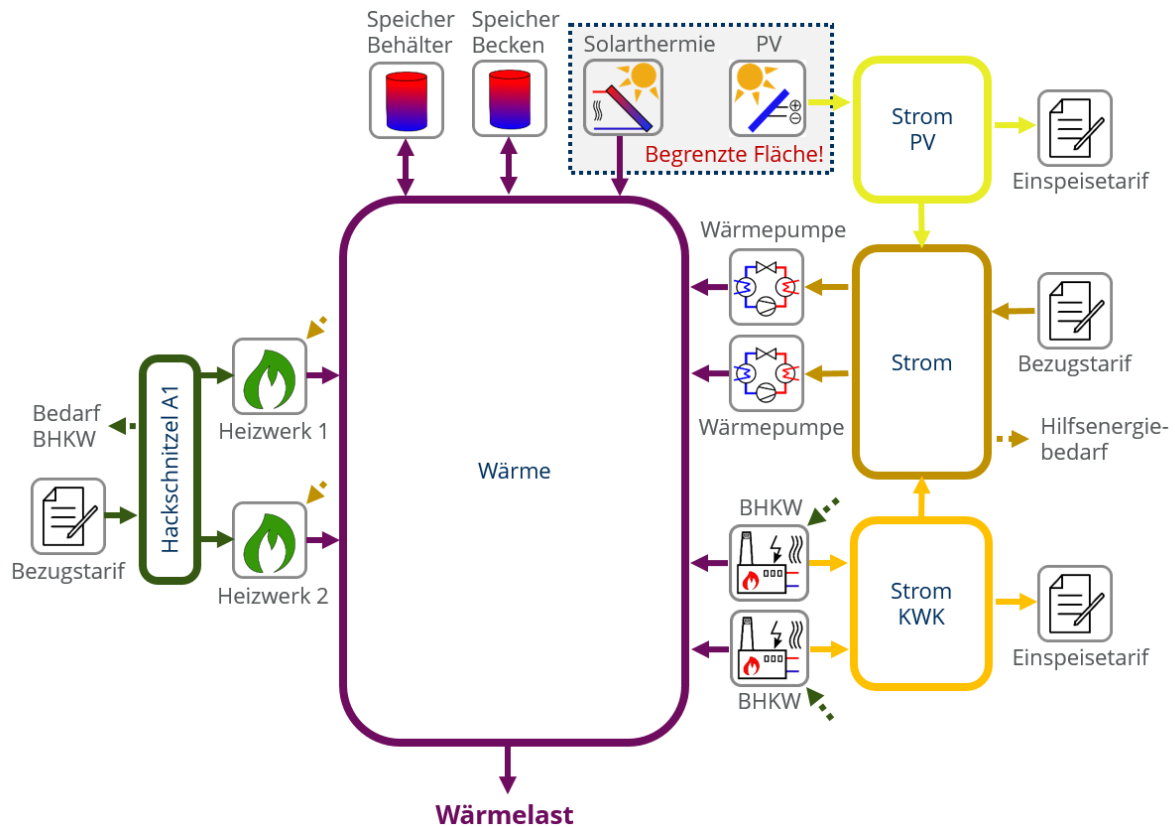


Abbildung 55: Bilanzskizze Netz 1, Variante 2: „Kesselgrößen variabel“. Sämtliche dargestellte Anlagen sind nicht vorhanden und somit vom Optimierer bestmöglich auszulegen, sofern eine Investition unter Optimalitätsforderung sinnvoll ist. Die braunen Pfeile, welche mit den Heizwerken verbunden sind, stellen die Verknüpfung zum Hilfsenergiebedarf, welcher von der Strombilanz abgeht, dar. Eine analoge Form der Darstellung erfolgt für den Brennstoff A1, welcher von den BHKW genutzt wird.

Wärmelast

Die zu deckende gesamte Wärmelast des Netzes ist als Zeitreihe eines Jahres mit einer Schrittweite von einer Stunde gegeben. Für den Status quo wird der von SimulationX simulierte Bedarf, vgl. Abschnitt 1.2.2.4, genutzt. Dieser ist in folgender Abbildung 56 dargestellt.

II Eingehende Darstellung

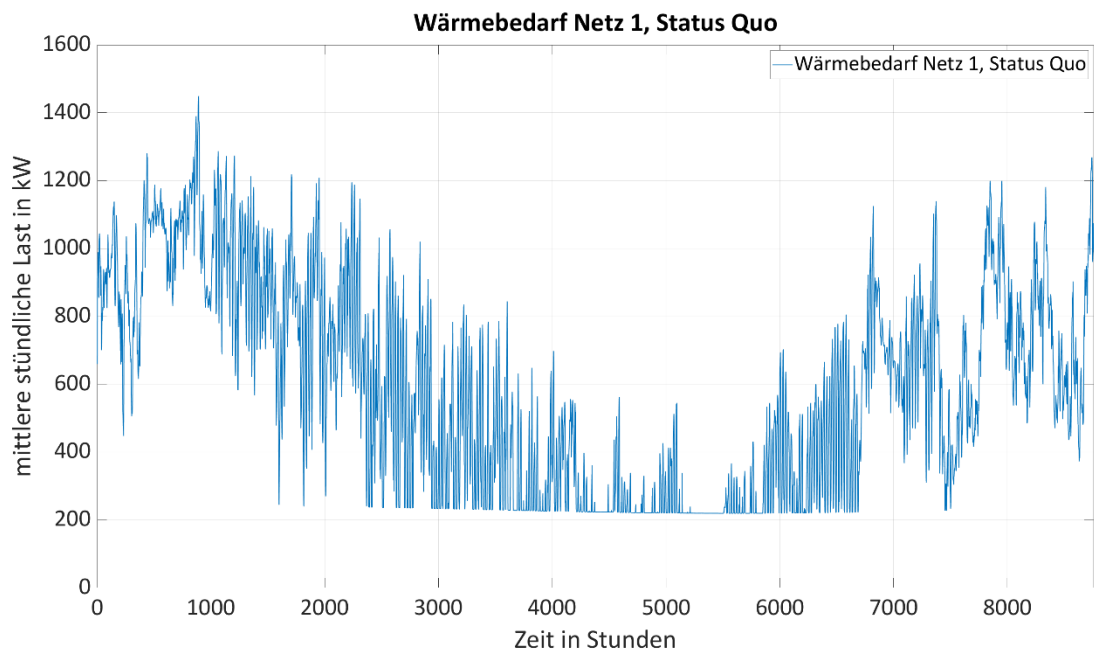


Abbildung 56: Wärmebedarf von Netz 1 im Status Quo. Dargestellt ist die mittlere stündliche Leistung für das in der Optimierungsrechnung betrachtete Jahr.

Strom

Es wird keine explizit zu deckende elektrische Last angenommen. Auch sind keine vordefinierten, zu erfüllenden Stromverträge gegeben. Gegebenenfalls selbst erzeugte elektrische Leistung kann entweder in das vorgelagerte Stromnetz eingespeist oder zur Eigennutzung, d. h. zum Beispiel zum Betrieb einer Wärmepumpe, genutzt werden. Für den Eigenbedarf ist es ebenfalls möglich, Strom aus dem Netz zu beziehen.

Für Strombezug und Stromeinspeisung werden folgende, über den Optimierungszeitraum konstante Preise angenommen:

- Strombezug Netz: $p_{\text{Bezug}} = 0,45 \text{ €/kWh}$
- Stromeinspeisung KWK: $p_{\text{Einspeisung,KWK}} = 0,164 \text{ €/kWh}$
- Stromeinspeisung PV: $p_{\text{Einspeisung,PV}} = 0,059 \text{ €/kWh}$

Brennstoffe

Folgende Annahmen werden für die als Brennstoff zur Verfügung stehenden Holzhackschnitzel getroffen:

	Qualität A1	Qualität A2
Heizwert	4,3 kWh/kg	3,8 kWh/kg
Bezugspreis	0,216 €/kg	0,174 €/kg

Kessel

Bezüglich der Kessel wurden Optimierungsrechnungen in zwei verschiedenen Varianten durchgeführt. In Variante 1 (als „Kesselgrößen fix“ bezeichnet) stehen als Investitionsoptionen die in folgender Tabelle 24 aufgeführten Kessel zur Verfügung. Der besseren Übersicht halber werden nur die für die Optimierung relevantesten Parameter dargestellt.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 24: Zur Auswahl stehende Kessel für Variante 1.

	Einheit	Kessel					
Kennung	-	01a	01b	02a	02b	03a	03b
Nennleistung	kW	600	530	800	710	950	840
min. Teillast	%	50	50	50	50	50	50
konstanter Wirkungsgrad	-	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Brennstoff	-	A1	A2	A1	A2	A1	A2
Kosten je Startvorgang	€	32,56	27,77	43,90	36,60	55,94	47,09
elektrischer Hilfsenergiebedarf	kW _{el} /kW _{th}	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Investkosten	T€	182	230	212	272	237	302
jährliche Kosten	T€/a	6,37	12,65	7,42	14,96	8,30	16,61

In Variante 2 (als „Kesselgrößen variabel“ bezeichnet) wird angenommen, dass die Nennleistung der Anlagen frei konfigurierbar ist. Der angenommene, mögliche Leistungsbereich liegt dabei im Bereich $\dot{Q}_{th,nenn} = 500 \text{ kW}, \dots, 1.500 \text{ kW}$. Die Investitionskosten berechnen sich hiervon abhängig als $K_{HW} = 303 \text{ T€} + 300 \text{ €} \cdot \dot{Q}_{th,nenn}$. Daraus ergeben sich investitionskostenabhängige jährliche Kosten von $K_a = 0,035 \cdot K_{HW}$. Der Wirkungsgrad, die minimale Teillast sowie der elektrische Hilfsenergiebedarf entsprechen den Angaben aus obiger Tabelle 24. Als Brennstoff wird in dieser Variante Hackschnitzel A1 festgelegt. Die Kosten je Startvorgang werden nennleistungsunabhängig als 78,19 € angenommen. Es können maximal zwei Kessel zur Versorgung angeschafft werden.

Heizkraftwerke

Optional ist die Anschaffung von einem oder zwei baugleichen Heizkraftwerken möglich. Die hierfür zur Verfügung stehende Anlage ist wie folgt charakterisiert:

el. Nennleistung:	68 kW	Brennstoff:	A1
min. el. Teillast:	68 kW	Investkosten:	270 T€
el. Wirkungsgrad:	0,29	jährliche Kosten:	17,55 T€
therm. Wirkungsgrad:	0,53	Kosten je Startvorgang:	10,15 €

Solare Energiegewinnung

Für die Optimierungsrechnung wird festgelegt, dass 5.000 m² Fläche zur Aufstellung von Anlagen zur solaren Energiegewinnung verfügbar sind. Hierbei kann optional Solarthermie, Photovoltaik oder eine Kombination beider Technologien zum Einsatz kommen. Der Einfachheit halber wird ausschließlich von direkter Südausrichtung und einer Kollektorneigung von 30° ausgegangen. Die hieraus resultierenden Erträge sind in Abbildung 57 und Abbildung 58 dargestellt. Diese wurden mit dem Python-Paket FreeSolCalcPy [128] gemäß der gegebenen Strahlungsdaten berechnet.

II Eingehende Darstellung

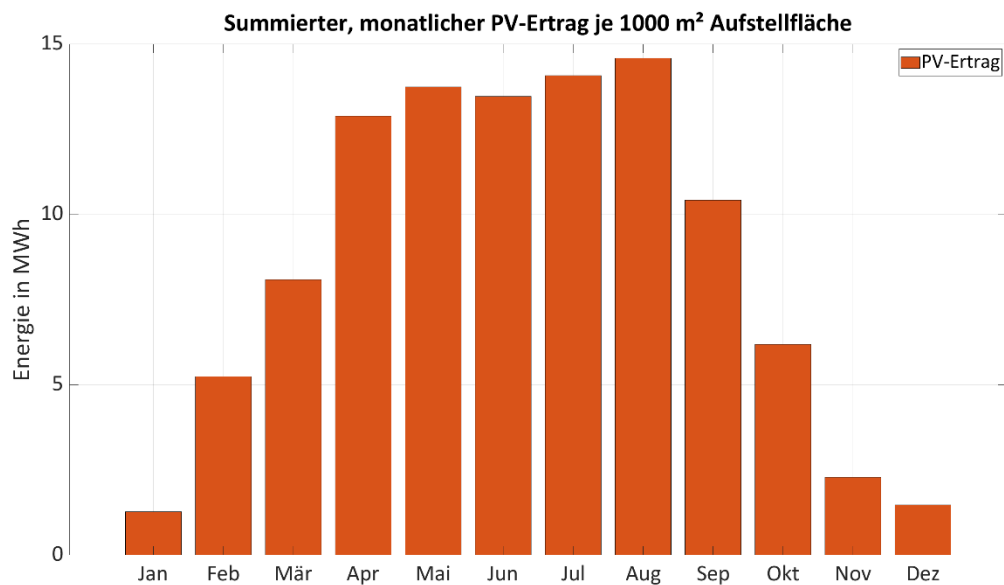


Abbildung 57: Summierter, monatlicher PV-Ertrag je 1.000 m² Aufstellfläche. Die Berechnung erfolgte für direkte Südausrichtung und eine Kollektorneigung von 30 °. Das Verhältnis von Aufstellfläche zu Kollektorfläche beträgt 2:1.

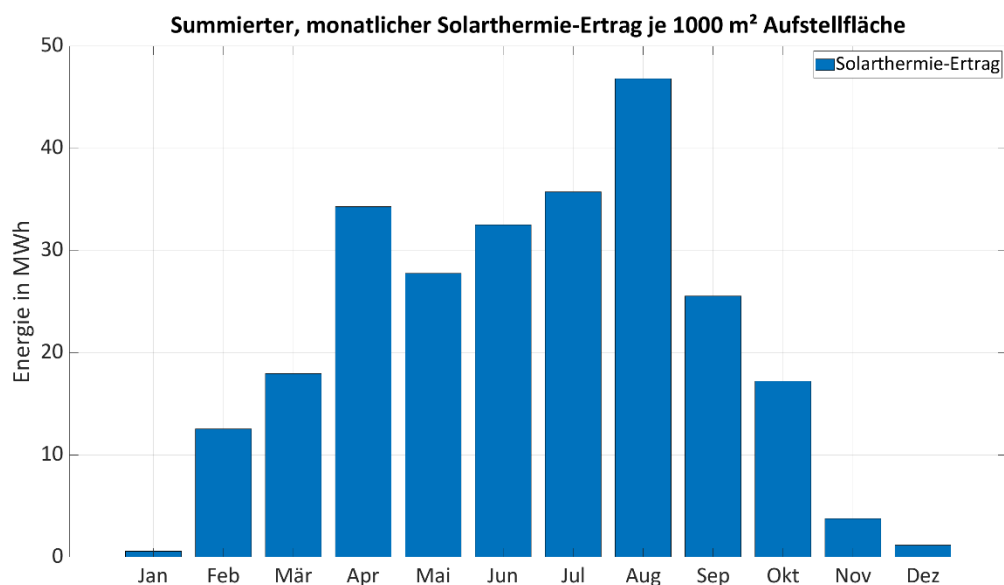


Abbildung 58: Summierter, monatlicher Solarthermie-Ertrag je 1.000 m² Aufstellfläche. Die Berechnung erfolgte für direkte Südausrichtung und eine Kollektorneigung von 30 °. Das Verhältnis von Aufstellfläche zu Kollektorfläche beträgt 1,8:1.

Als Investitionskosten wurden für die Photovoltaik 900 € je installiertem Kilowatt Peak-Leistung sowie 3.500 € leistungsunabhängiger Fixkosten angenommen. Für Solarthermieranlagen wurde die in Abbildung 59 dargestellte Linearisierung der Investitionskosten in Abhängigkeit der Kollektorfläche verwendet.

II Eingehende Darstellung

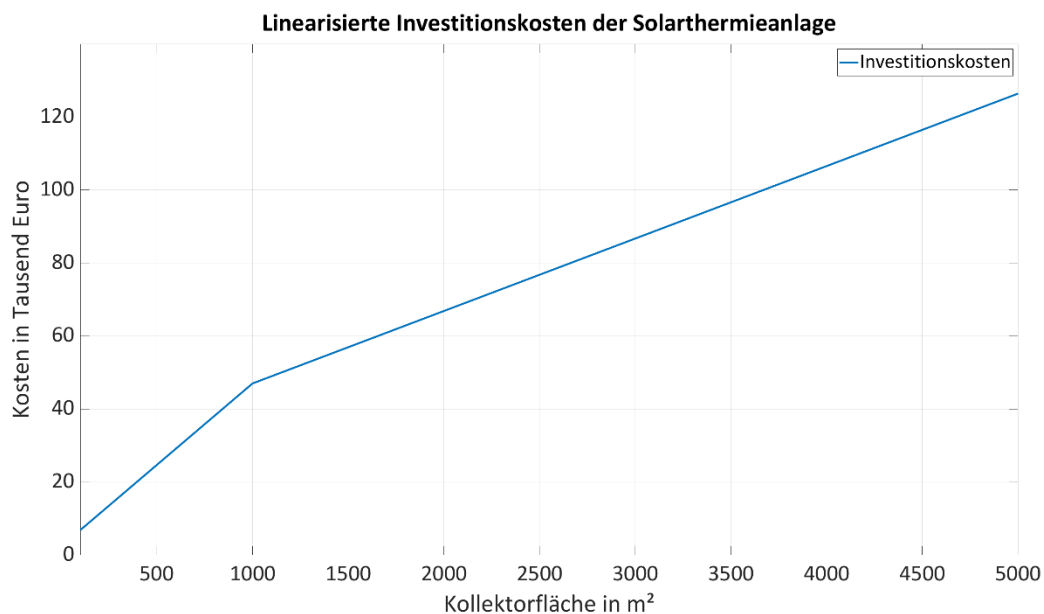


Abbildung 59: Abschnittsweise linearisierte Investitionskosten der Solarthermieanlage in Abhängigkeit der Kollektorfläche.

Es wird davon ausgegangen, dass die Fläche zur Installation der Anlage bereits in geeigneter Form zur Verfügung steht. Kosten, welche in direktem Zusammenhang mit dem Grundstück stehen, z. B. zu dessen Erwerb oder Erschließung, werden nicht in der Optimierung beachtet, ließen sich aber ohne Schwierigkeiten in das Modell integrieren.

Wärmepumpen

Als weitere Option zur Wärmeversorgung ist die optionale Anschaffung von maximal zwei Wärmepumpen möglich. Folgende Annahmen und Freiheitsgrade wurden hierzu für die Investition getroffen (vgl. Tabelle 25):

Tabelle 25: Charakterisierung der optional zur Versorgung verfügbaren Wärmepumpen

	Wärmepumpe 1	Wärmepumpe 2
Quelle	Abwasser	Grundwasser
therm. Nennleistung, $\dot{Q}_{\text{nenn}}$	200 – 1.500 kW	250 – 2.000 kW
min. Teillast	50 %	50 %
Mittlerer COP	2,8	2,6
Investkosten	$K_{\text{WP}} = 10 \text{ T€} + 450 \text{ €} \cdot \dot{Q}_{\text{nenn}}$	$K_{\text{WP}} = 10 \text{ T€} + 450 \text{ €} \cdot \dot{Q}_{\text{nenn}}$
jährliche Kosten	$K_a = 0,027 \cdot K_{\text{WP}}$	$K_a = 0,026 \cdot K_{\text{WP}}$

Wärmespeicher

Als Wärmespeicher seien sowohl ein Behälterspeicher als auch ein Erdbeckenspeicher möglich. Für die Speichervolumina wurden hierbei folgende Grenzen festgelegt:

- Behälter: min. 20 m³, max. 10.000 m³
- Erdbecken: min. 4.000 m³, max. 200.000 m³

II Eingehende Darstellung

Die äußeren thermischen Verluste wurden für beide Arten mit 0,12 % des energetischen Ladezustands je Stunde angenommen. Die Investitionskosten wurden in Abhängigkeit des Speichervolumens gemäß Abbildung 60 stückweise linearisiert.

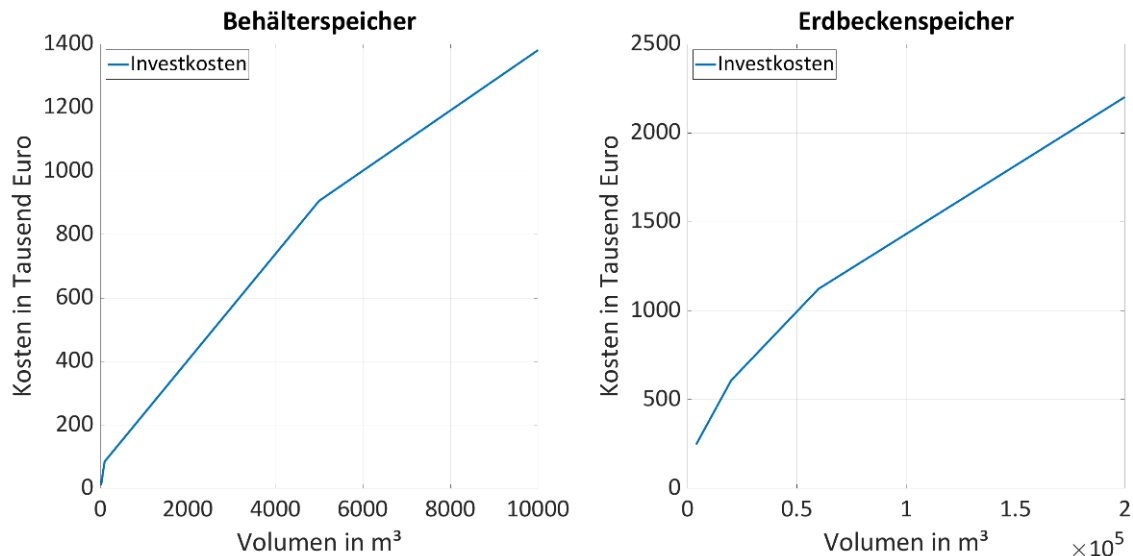


Abbildung 60: Stückweise linearisierte Investitionskosten der Wärmespeicher. In der Optimierungsrechnung wurden folgende maximale Speicherkapazitäten angenommen: 35 kWh/m³ für Behälterspeicher, 15 kWh/m³ für Erdbeckenspeicher.

Als initialer Ladezustand wurden 50 % der jeweils minimal möglichen Speicherkapazität angenommen. Dieser Zustand wurde ebenso als minimaler Füllstand zum Ende des Betrachtungszeitraums festgelegt.

Weitere Annahmen

In diesem Beispiel existieren keinerlei Bestandsanlagen. Das heißt, der Optimierer muss gemäß der Zielgröße sämtliche Anlagen bestmöglich dimensionieren. Alle zuvor genannten Komponenten zur Energieerzeugung und -speicherung können dabei optional zum Einsatz kommen. Es besteht kein Zwang zur Nutzung oder Vermeidung einer der Technologien oder Brennstoffe.

Bei einer kombinierten Minimierung von Betriebs- und Investitionskosten ist es notwendig, beide Größen auf den gleichen Zeitraum, d. h. ein Jahr, zu beziehen. Hierzu wird zur Annualisierung der Investitionskosten ein kalkulatorischer Zinssatz von $i = 7\%$ angenommen. Die Nutzungsdauer n der einzelnen Anlagen wurde wie folgt festgelegt:

	Heizwerk	Heizkraftwerk	Wärmepumpe	ST/PV	Wärmespeicher
n (Jahre)	20	20	20	30	30

Szenarien

Es wurde eine kombinierte Investitions- und Betriebsführungsoptimierung für folgende der in 1.2.2.4 definierten Szenarien durchgeführt. Hierbei wurden die von SimulationX generierten Lastprofile als Grundlage genutzt:

- Status quo
- Netzausbau, „Ausbau (mit)“
- Sanierung, „Leistung -10%“

II Eingehende Darstellung

- Zukunftsszenario „mittleres Jahr“
- Zukunftsszenario „extremer Sommer“
- Zukunftsszenario „extremer Winter“

Für einige dieser Szenarien fanden weitere Variantenrechnungen statt. Dabei erfolgte eine Variation des Optimierungsziels (z. B. Minimierung von Kosten oder von CO₂-Emissionen), die Variation bezüglich fest definierter und frei wählbarer Nennleistungen der Kessel, die optionale Einbeziehung von CO₂-Zertifikatskosten sowie der Vergleich zwischen der Optimierung des unreduzierten, originalen sowie eines durch Zeitreihenvereinfachung reduzierten Problems.

Zur Einbeziehung unsicherer Randbedingungen wurden außerdem Optimierungsrechnungen für folgende Szenarienkombinationen durchgeführt:

- Status quo + Netzausbau + Sanierung
- Zukunftsszenarien: „mittleres Jahr“ + „extremer Sommer“ + „extremer Winter“

In den folgenden Abschnitten wird eine Auswahl der hierbei erzielten Optimierungsergebnisse vorgestellt. Aufgrund der erheblichen Rechenzeiten bei Verwendung der originalen, nicht vereinfachten Zeitreihen und fixer Kesselgrößen wurden die meisten Rechnungen unter Verwendung der Zeitreihenvereinfachung durch Aggregation sowie der Annahme variabler Kesselgrößen durchgeführt. Die Optimierungsrechnung erfolgte auf einem handelsüblichen Notebook mit Intel Core i7 mit vier Kernen und 16 GB RAM.

Optimierungsergebnisse

Szenario: Status quo

Dieses Szenario stellt sowohl bzgl. des Energiesystems als auch bzgl. der Optimierung den Referenzfall dar. Als standardmäßiges Optimierungsziel wurde die kombinierte Minimierung von Invest- und Betriebskosten festgelegt.

In zwei ersten Optimierungsrechnungen werden zunächst sowohl Variante 1 des Szenarios (Kesselgrößen gemäß Tabelle 24 fixiert) sowie Variante 2 (Kesselgrößen variabel, maximal zwei Heizwerke) ohne jegliche Reduktion der Problemgröße gelöst.

Die hierbei erzielten Ergebnisse bilden die Grundlage zur Festlegung, in welcher Variante die weiteren Szenarienrechnungen durchgeführt werden.

Problemgröße, Rechenzeit und Genauigkeit

Um einen Eindruck der Problemgröße zu vermitteln, ist in Tabelle 26 die aus der Modellbildung resultierende Anzahl an Variablen und Nebenbedingungen dargestellt. In der Spalte „Modellierung“ ist jeweils die Größe des Problems angegeben, welches nach der Modellierung vom Framework an den MILP-Optimierungslöser übergeben wird. Die Spalte „Pre-Solve“ zeigt jeweils entsprechende Werte nach der mathematischen Problemreduktion durch den Pre-Solve Prozess des MILP-Lösers.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 26: Übersicht über Anzahl und Art der Variablen sowie Anzahl der Nebenbedingungen der unreduzierten Varianten des Szenario Status quo.

	Variante 1		Variante 2	
	Modellierung	Pre-Solve	Modellierung	Pre-Solve
reelle Variablen	709.715	315.255	604.563	271.456
Binärvariablen	429.254	364.596	289.090	245.074
Nebenbedingungen	1.182.765	751.040	884.895	564.560

Die Rechenzeiten zur Lösung dieser Optimierungsprobleme betrug:

- Variante 1: 28 Stunden, GAP = 7,3 %
- Variante 2: 20 Stunden, GAP = 8,6 %

Optimale Auslegung und Betriebsweise

Die in folgender Tabelle 27 dargestellten Auslegungen wurden gemäß der gegebenen Daten jeweils als theoretisch optimale Lösung ermittelt. In einer praktischen Anwendung wäre dies als erste Entscheidungshilfe zu verstehen und bedürfte weiterer Betrachtungen bezüglich vielfältiger Aspekte, welche nicht in der Optimierung einbezogen wurden bzw. werden können.

Tabelle 27: Theoretisch, optimale Auslegung für die Szenarien Status-Quo, Variante 1 und Variante 2

Anlage	Variante 1		Variante 2	
	Größe	Investkosten	Größe	Investkosten
Kessel	950 kW	30.934 €	500 kW	19.448 €
BHKW 1	68 kW _{el}	43.355 €	68 kW _{el}	43.355 €
BHKW 2	68 kW _{el}	43.355 €	68 kW _{el}	43.355 €
Wärmepumpe Abwasser	383 kW	22.110 €	742 kW	41.723 €
Photovoltaik	3.654 m ²	29.480 €	5.000 m ²	40.103 €
Wärmespeicher Behälter	24 m ³	1.126 €	20 m ³	949 €
Wärmespeicher Erdbecken	4.000 m ³	48.495 €	4.000 m ³	48.495 €
		gesamt: 218.855 €		
			gesamt: 237.428 €	

Neben den in obiger Tabelle aufgeführten annualisierten Investitionskosten fallen weitere, sich aus Brennstoffbezug, Strombezug, Stromeinspeisung und Anfahrtvorgängen zusammensetzende, in der Optimierung berücksichtigte Betriebskosten an. Für die optimale Betriebsweise der obigen ausgelegten Anlagen ergeben sich diese zu:

- Variante 1: 162.937 €
- Variante 2: 155.404 €

Hieraus folgen summierte Gesamtkosten (Investition + Betrieb) von:

- Variante 1: 381.792 €
- Variante 2: 392.832 €

Insgesamt ist festzustellen, dass den höheren Investitionskosten der Variante 2 höhere Betriebskosten in Variante 1 gegenüberstehen. Die verbleibende Differenz ist damit zu begründen, dass die Investitionskosten der in Variante 1 auswählbaren Kessel deutlich günstiger sind als jene in

II Eingehende Darstellung

Variante 2. Hieraus folgt ebenfalls die höhere Nennleistung des Kessels in Variante 1. Obwohl es optional möglich gewesen wäre, in Variante 1 einen weiteren der günstigen verfügbaren Kessel zu nutzen, ist stattdessen dennoch eine Wärmepumpe die ökonomisch bessere Lösung, da diese in Kombination mit KWK-Strom sowie Wärmespeicher und PV-Strom über längere Zeiträume günstig zu betreiben ist.

Da es sich bei Netz 1 nicht um ein wirklich umzusetzendes Praxisbeispiel handelt, dient dieser Vergleich hauptsächlich zur Entscheidungsfindung, welche der beiden Varianten „Kesselgrößen fix“ oder „Kesselgrößen variabel“ für die weiteren Szenarienbetrachtungen als Grundlage dienen soll. Aufgrund der deutlich geringeren, resultierenden Größe des zu lösenden Optimierungsproblems und aufgrund der Tatsache, dass die Komplexität der optimalen Auslegung sehr ähnlich ist, wurde entschieden, Variante 2 mit den zu erwartenden geringeren Rechenzeiten weiter zu betrachten.

Szenario: Status quo, Variante 2, mit Zeitreihenvereinfachung

Im Vergleich zu den zuvor beschriebenen Varianten wurde in diesem Fall die in Kapitel 1.3.3.9 beschriebene Zeitreihenvereinfachung durch Aggregation durchgeführt. Anhand der für den gesamten Optimierungszeitraum gegebenen Originalzeitreihen (Last, solare Erträge) wurden automatisiert 26 Typtage identifiziert. Diese Typtagdefinition berücksichtigte den Erhalt jährlicher Summen der Zeitreihen sowie den Erhalt von Minimal- und Maximalwerten der thermischen Last. Anstelle der originalen Zeitreihen wurde jedem Tag des betrachteten Jahres der jeweils passende Typtag zugeordnet, vgl. Abbildung 61.

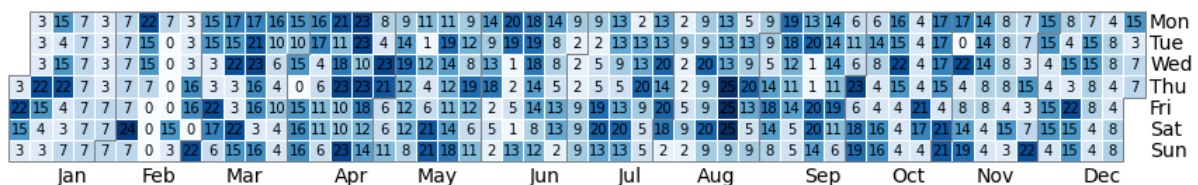


Abbildung 61: Übersicht der zugeordneten Typtage zu den einzelnen Tagen des betrachteten Jahres. Die Nummerierung (0 bis 25) entspricht der Nummer des Typtages. Die Farbgebung unterstützt hierbei die Visualisierung der Nummerierung und hat keine weitere Aussage.

Problemgröße und Rechenzeit

Sowohl die Problemgröße als auch die benötigte Rechenzeit zur Lösung des Optimierungsproblems konnte durch die Zeitreihenvereinfachung deutlich reduziert werden. Das Problem umfasst nach dem Pre-Solve Prozess des Lölers 149.659 reelle- und 53.978 Binärvariablen sowie 182.636 Nebenbedingungen. Im Vergleich zum nicht vereinfachten Problem entspricht dies einer Reduktion der reellen Variablen um 44,9 %, der Binärvariablen um 78 % und der Nebenbedingungen um 67,6 %. Ein zulässiges Ergebnis mit einer relativen GAP von 0,5 % wurde nach einer Rechenzeit von 2.840 Sekunden bestimmt, was einer Rechenzeitreduktion um 96 % entspricht.

Optimale Auslegung und Betriebsweise

Folgende, in Tabelle 28 dargestellte Auslegung wurde gemäß den gegebenen Daten als theoretisch optimale Lösung ermittelt. Die annualisierten Investitionskosten belaufen sich auf 205.397 €.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 28: Theoretisch, optimale Auslegung für Szenario Status Quo, Variante 2 mit Zeitreihenvereinfachung.

Anlage	Größe	Investkosten
Kessel	500 kW	19.448 €
BHKW 1	68 kW _{el}	43.355 €
BHKW 2	68 kW _{el}	43.355 €
Wärmepumpe Abwasser	356 kW	20.648 €
Photovoltaik	3.611 m ²	29.147 €
Wärmespeicher Behälter	20 m ³	948 €
Wärmespeicher Erdbecken	4.000 m ³	48.496 €

gesamt: 205.397 €

Die optimale Betriebsweise der Anlagen führt in diesem Szenario zu folgenden, in Tabelle 29 dargestellten Brennstoffkosten, Kosten durch Anfahrvorgänge von Anlagen sowie Einnahmen und Ausgaben durch Stromeinspeisung bzw. Strombezug.

Tabelle 29: Betriebskosten des Szenarios „Status quo“, Variante 2 mit Zeitreihenreduktion. Als Betriebskosten werden in der Optimierung der Bezug von Brennstoffen, der Bezug sowie die Einspeisung elektrischer Energie sowie die durch Anfahrvorgänge der einzelnen Anlagen verursachten Kosten beachtet.

Energieträger, Bezug und Einspeisung		Anfahrvorgänge der Anlagen	
Hackschnitzel A1	273.409 €	Heizwerk	1.094 €
Strombezug	18 €	BHKW 1	10 €
Einspeisung KWK	-105.610 €	BHKW 2	10 €
Einspeisung PV	-9.347 €	Wärmepumpe	97 €

Die hieraus resultierenden Betriebskosten belaufen sich insgesamt auf 159.645 €. Weitere Kosten zum Betrieb der Anlage wurden in dieser Optimierungsrechnung vernachlässigt, wären jedoch sowohl absolut, in Abhängigkeit der Betriebsstunden als auch in Abhängigkeit der tatsächlichen Leistung im Framework modellierbar.

Insgesamt ergibt sich als optimales Ergebnis die Summe aus annualisierten Investitionskosten sowie den Betriebskosten zu 365.042 €.

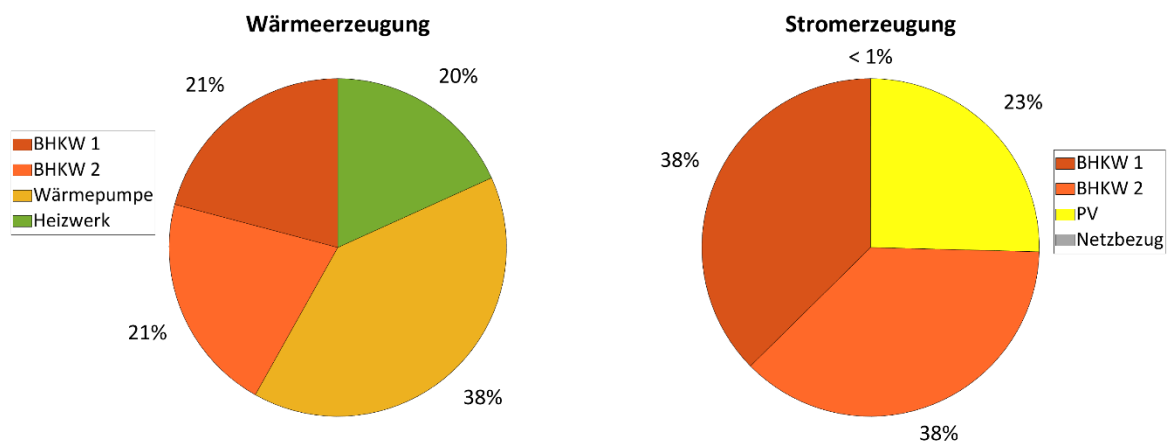


Abbildung 62: Links sind die anteiligen Beiträge der einzelnen Anlagen zur Wärmeerzeugung, rechts diejenigen zur Stromerzeugung dargestellt.

II Eingehende Darstellung

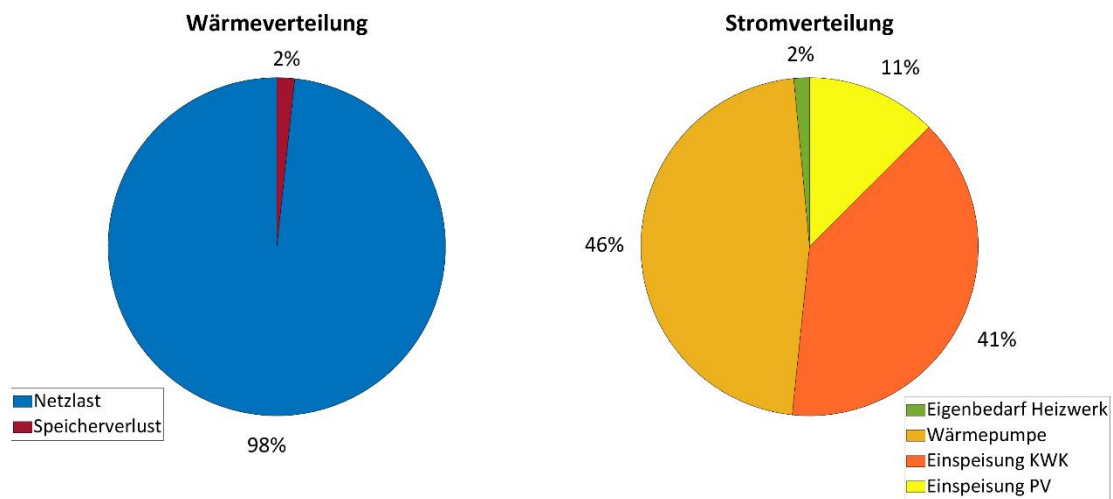


Abbildung 63: Links ist die Verteilung der erzeugten Wärme, rechts die der erzeugten bzw. bezogenen elektrischen Energie dargestellt. Nahezu die gesamte Wärme wird zur Deckung der Netzlast genutzt. Lediglich ein kleiner Anteil von 2 % geht durch äußere Wärmeverluste der beiden Speicher verloren. Auf der Stromseite ergibt sich nahezu eine Gleichverteilung zwischen Eigennutzung und Netzeinspeisung.

In Abbildung 64 ist die monatlich aggregierte Wärmeerzeugung der in der optimalen Auslegung vorhandenen Anlagen dargestellt. Zunächst fällt auf, dass die beiden BHKW nahezu das gesamte Jahr in Betrieb sind. Während ihr Anteil an der monatlichen Wärmebereitstellung in der Heizperiode zwischen 20 % und 40 % schwankt, nimmt dieser in den Sommermonaten bis auf nahezu 100 % zu. Die beiden Wärmespeicher ermöglichen dabei den kontinuierlichen Betrieb der KWK Anlagen. Einen um nur 3 % geringeren Gesamtanteil an der jährlichen Wärmebereitstellung, vgl. Abbildung 62, übernimmt die Wärmepumpe. Aufgrund des ganzjährig zur Verfügung stehenden KWK-Stroms kann diese jederzeit kosteneffizient betrieben werden. In den Sommermonaten fällt diese Rolle vorrangig dem PV-Strom zu, da dieser verglichen zur KWK-Einspeisung deutlich schlechtere Erträge liefert. Die verbleibenden Lastspitzen werden durch den Biomasse-Kessel abgedeckt.

II Eingehende Darstellung

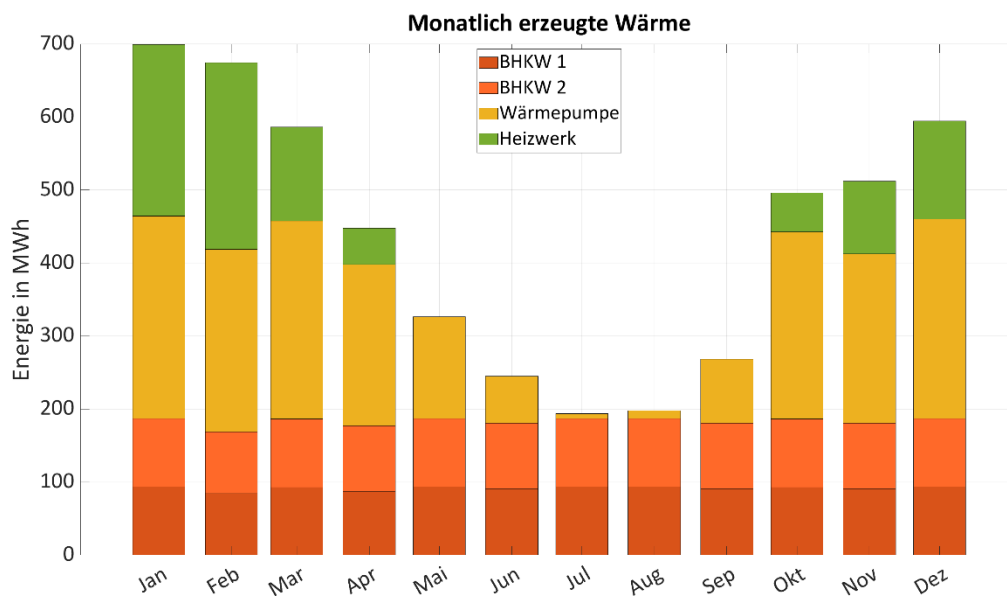


Abbildung 64: Monatlich aggregierte Wärmeerzeugung der verschiedenen Anlagen im Szenario „Status quo“ bei Optimierung der Auslegung mit dem Ziel der Gesamtkostenminimierung. Zur Zeitreihenvereinfachung wurden 26 Typtage verwendet.

In Abbildung 63 rechts ist zunächst der jährliche Anteil des selbst generierten Stroms durch KWK und Photovoltaik dargestellt. 48 % des im gesamten Jahr erzeugten Stroms dienen im Eigenbedarf fast vollständig dem Betrieb der Wärmepumpe und zu einem kleinen Teil der Deckung des elektrischen Eigenbedarfs des Kessels. Ein mit 52 % ähnlich großer Anteil wird ins Netz eingespeist. Dieser setzt sich zu 21 % aus PV-Strom, zu 79 % aus KWK-Strom zusammen. Die monatliche Verteilung des selbst generierten Stroms ist in Abbildung 65 dargestellt. Dieser wird in der Heizperiode nahezu vollständig zum Betrieb der Wärmepumpe genutzt und in den Monaten mit geringer Last hauptsächlich eingespeist. Aufgrund der deutlich besseren KWK-Vergütung gegenüber der PV-Einspeisevergütung wird bei paralleler Verfügbarkeit zunächst weitestgehend der PV-Strom zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt. In den wärmeren Übergangs- sowie Sommermonaten dienen die Wärmespeicher zur zeitlich passenden Verteilung der durch die Wärmepumpe hauptsächlich zur Solarspitze in der Mittagszeit erzeugten thermischen Energie in die Tagesrandbereiche mit höherer Wärmelast.

II Eingehende Darstellung

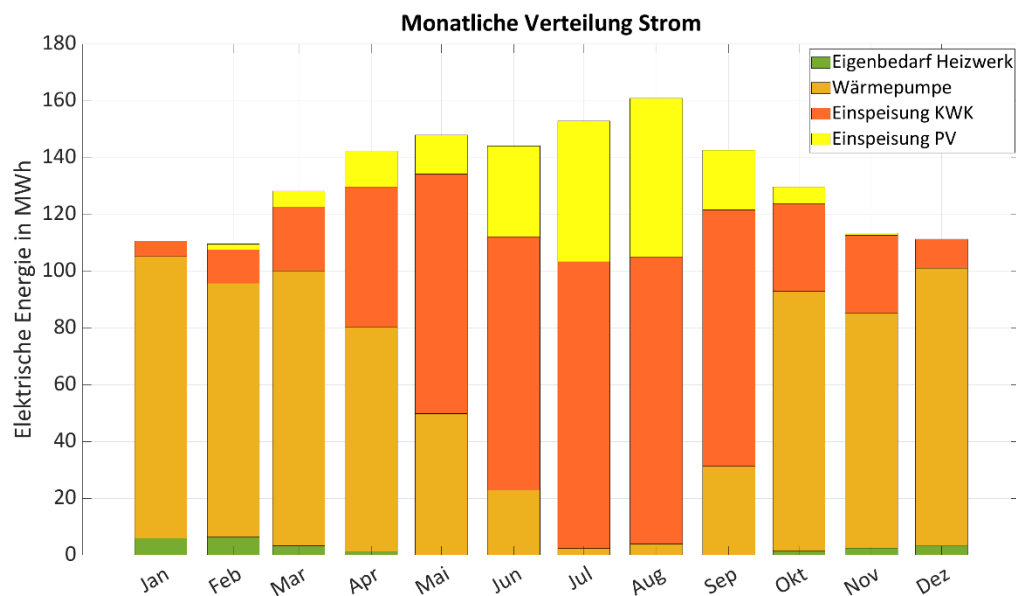


Abbildung 65: Monatlich aggregierte Stromverteilung der verschiedenen Anlagen im Szenario „Status quo“ bei Optimierung der Auslegung mit dem Ziel der Gesamtkostenminimierung. Zur Zeitreihenvereinfachung wurden 26 Typtage verwendet.

Die CO₂-Emissionen betragen unter Beachtung des Betriebs der Anlagen sowie des bezogenen Netzstroms für das betrachtete Jahr insgesamt 130.629 kg, welche nahezu ausschließlich durch die Nutzung der Holzhackschnitzel verursacht werden.

Vergleich zur nicht vereinfachten Betrachtung

Im Vergleich zur nicht vereinfachten Rechnung fällt auf, dass die Nennleistung der Wärmepumpe ca. 300 kW niedriger ausfällt. Außerdem ist die optimale Größe des PV-Feldes um ca. 28 % geringer. Während die annualisierten Investitionskosten im vereinfachten Fall geringer sind als in der nicht vereinfachten Rechnung, verhalten sich die Betriebskosten gegenteilig. Es resultieren 27.790 € geringere Gesamtkosten bei Betrachtung des vereinfachten Problems. Relativ betrachtet entspricht dies einer Abweichung von 7,1 %. Diese Differenz kann auf zwei hauptsächliche Ursachen zurückgeführt werden:

- 1.) Durch die Verwendung von Typtagen und sich damit ändernden Lastverläufen ändern sich ebenfalls die entsprechenden Nebenbedingungen des mathematischen Optimierungsproblems. Eine abweichende Lösung, mindestens in der Betriebsführung, ist demnach unvermeidbar.
- 2.) Das Ergebnis der nicht vereinfachten Rechnung weist eine verbleibende GAP von 8,6 % aus, während die GAP im vereinfachten Fall nur 0,5 % betrug. Dies bedeutet, dass es nicht auszuschließen ist, dass bei einer weiteren Verringerung der maximal zugelassenen GAP der Löser auch im nicht vereinfachten Fall noch die Auslegung der vereinfachten Betrachtung erzielt hätte. Diese Suboptimalität der Lösung lässt sich jedoch nur bei Vorgabe einer extrem geringen GAP, optimalerweise gleich Null, als Abbruchkriterium für den MILP-Löser reduzieren. Hieraus würden in der Regel jedoch extrem lange Rechenzeiten resultieren.

Aufgrund der geringen relativen Abweichung der Optimierungsergebnisse und der zusätzlich deutlich reduzierten Rechenzeit wurden weitere Variantenrechnungen auf Basis des Ansatzes der Zeitreihenvereinfachung mit Typtagen durchgeführt.

II Eingehende Darstellung

Minimierung der CO₂-Emissionen

In drei weiteren Rechnungen zum Status quo wurden CO₂-Emissionen in unterschiedlicher Weise in die Optimierung einbezogen. In Fall 1 („Internalisierung“) wurden anfallende CO₂-Emissionen mit 100 €/t in die zu minimierende Kostenfunktion internalisiert. Diese entspricht der Berücksichtigung eines entsprechenden CO₂-Zertifikatspreises. In Fall 2 („Minimierung“) wurde als einziges Optimierungsziel die Minimierung der CO₂-Emissionen festgelegt, ohne Investitions- und Betriebskosten bei Auslegung und Betrieb zu beachten. In Fall 3 („Kostenschranke“) wurde ebenfalls die Minimierung der CO₂-Emissionen als Optimierungsziel definiert. Zusätzlich wurde jedoch die Summe aus Betriebs- und Investitionskosten auf maximal 400.000 € beschränkt. Eine Übersicht über die vom Optimierer bestimmten Kosten, Emissionen sowie die optimale Auslegung in diesen Fällen ist in Tabelle 30 und Tabelle 31 gegeben.

Tabelle 30: Übersicht der erzielten Ergebnisse für Kosten und Emissionen bei verschiedenartiger Beachtung von CO₂-Emissionen.

	CO ₂ -Emissionen Internalisierung	CO ₂ -Emissionen Minimierung	CO ₂ -Emissionen Kostenschranke
Kosten Betrieb	171.379 €	208.272 €	170.097 €
Kosten Invest	207.223 €	314.562 €	229.903 €
Kosten gesamt	378.602 €	522.834 €	400.000 €
CO ₂ -Emissionen	130,81 t	78,04 t	88,2 t
Rechenzeit	4.143 s	3.126 s	14.400 s
GAP	0,81 %	2,12 %	6,08 %

Tabelle 31: Optimale Auslegung gemäß des Optimierungsziels bei verschiedenartiger Beachtung von CO₂-Emissionen.

	CO ₂ -Emissionen Internalisierung	CO ₂ -Emissionen Minimierung	CO ₂ -Emissionen Kostenschranke
Anlage	Größe	Größe	Größe
Kessel 1	500 kW	515 kW	500 kW
Kessel 2	-	1232 kW	-
BHKW 1	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}
BHKW 2	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}
Wärmepumpe Abwasser	362 kW	667 kW	604 kW
Wärmepumpe Grundwasser	-	444 kW	-
Photovoltaik	3.803 m ²	5.000 m ²	5.000 m ²
Wärmespeicher Behälter	20 m ³	114 m ³	20 m ³
Wärmespeicher Erdbecken	4.000 m ³	4.000 m ³	4.000 m ³

Fall 1 zeigt, dass der CO₂-Preis von 100 €/t nur eine unerhebliche Änderung in der Auslegung der Anlagen, in Form einer minimal höheren Nennleistung der Wärmepumpe sowie einer leicht größeren PV-Anlage, gegenüber dem Status quo bewirkt. Die Emissionen selbst bleiben verglichen zum Status quo ebenso nahezu unverändert wie auch die Investitionskosten. Lediglich die Betriebskosten ändern sich im Rahmen des angesetzten Preises für CO₂-Emissionen.

In Fall 2 reduzieren sich die Emissionen um 40 %. Hierzu wird die zur Verfügung stehende Fläche vollständig mit Photovoltaik belegt. Es wird in zwei Wärmepumpen investiert, welche eine gemeinsame Nennleistung von 1.111 kW aufweisen. Weiterhin erfolgt die Auslegung zweier Kessel mit

515 kW sowie 1.232 kW Nennleistung. Das Volumen des Behälterspeichers wird um 94 m³ vergrößert. Dieses Ergebnis erscheint aus praktischer Anwendersicht zunächst unsinnig. Weder die hohen Nennleistungen der Kessel noch die Anschaffung einer zweiten Wärmepumpe mit schlechterem COP und zusätzlichen Fixkosten, ohne dass die maximal mögliche Nennleistung der ersten Wärmepumpe erreicht wurde, ist aus Kostensicht sinnvoll. Jedoch ist in diesem Fall das einzige Zielkriterium für die Optimierung die Minimierung der CO₂-Emissionen. Sowohl Investitions- als auch Betriebskosten sind in der Betrachtung irrelevant. Dies zeigt, dass bei der Untersuchung alternativer Optimierungsziele (z. B. CO₂-Emissionen) in Betracht gezogen werden sollte, die Möglichkeiten der Internalisierung oder Beschränkung anderer Effekte (z. B. Kosten) gemäß den im Framework zur Verfügung gestellten Möglichkeiten, vgl. 1.3.3.4, einzubeziehen.

In Fall 3 wurde dies in Form der Begrenzung der Gesamtkosten auf maximal 400.000 €, d. h. knapp 10 % mehr gegenüber dem kostenoptimalen Fall, getan. Diese Einschränkung verhindert sowohl die unsinnige Investition in einen zweiten überflüssigen Kessel, noch wird eine zweite Wärmepumpe ausgelegt. Auch die Speichergröße des Behälters liegt analog zum Status quo bei 20 m³. Die 10 % zusätzliches Budget, verglichen zum Status quo, bewirken im Hinblick auf die zu minimierenden Emissionen letztendlich eine Vergrößerung der Nennleistung der Wärmepumpe um 40 % sowie eine jetzt vollständige Belegung der zur Verfügung stehenden Fläche mit Photovoltaik. Diese Maßnahmen senken die betriebsbedingten CO₂-Emissionen im Betrachtungszeitraum von einem Jahr um 32 % auf 88,2 t.

Szenarien: Netzmaßnahmen

Die Optimierungsrechnung wurde für folgende zwei der in Abschnitt 1.2.2.4 aufgeführten Netzmaßnahmen mit dem Ziel der kombinierten Investitions- und Betriebskostenminimierung durchgeführt:

- Netzausbau, „Ausbau (mit)“
- Sanierung, „Leistung -10%“

Es wurde eine Zeitreihenvereinfachung durch die Verwendung von 26 Typtagen angewandt. In einer weiteren Rechnung wurden die beiden Szenarien sowie das Szenario Status quo zu einer Optimierungsrechnung über drei Jahre kombiniert, vgl. Abschnitt 1.3.3.10. Für diese Rechnung wurden 52 Typtage verwendet.

In folgender Tabelle 32 sind zunächst die wichtigsten Ergebnisse der Optimierungsrechnungen beider Szenarien, vergleichend zum Status quo dargestellt. Außerdem ist das durchschnittliche Ergebnis der kombinierten Betrachtung aller drei Szenarien enthalten. Die konkrete, optimale Anlagendimensionierung ist für die genannten Szenarien in Tabelle 33 aufgeführt.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 32: Optimierungsergebnisse der Gegenwartsszenarien: Status-Quo, Netzausbau, Sanierung sowie einer Kombination dieser drei Szenarien. Problemreduktion durch Verwendung von Typtagen. Hervorgehoben ist das Optimierungsziel „Kosten gesamt“.

	Sanierung	Netzausbau	Status-Quo	kombiniert
Wärmebedarf	4,73 GWh	5,96 GWh	5,15 GWh	Ø 5,28 GWh
Kosten Betrieb	144.520 €	199.224 €	159.645 €	Ø 163.272 €
Kosten Invest	195.824 €	221.646 €	205.397 €	213.471 €
Kosten gesamt	340.344 €	420.870 €	365.042 €	Ø 376.743 €
CO ₂ -Emissionen	132,58 t	146,92 t	130,63 t	Ø 132,11 t
Rechenzeit	8.992 s	6.224 s	2.840 s	115.620 s
GAP	1,58 %	0,71 %	0,5 %	1,17 %

Die berechneten Kosten fallen hierbei erwartungsgemäß aus. Im Fall der Sanierung ermöglichen der geringere Wärmebedarf sowie die niedrigeren Lastspitzen die Versorgung mit einer Wärmepumpe geringerer Nennleistung. Damit einhergehend fällt auch die optimale Größe der PV-Anlage geringer aus als im Status quo. Hieraus folgen zum einen geringere Investitionskosten und letztendlich aufgrund des geringeren Jahreswärmebedarfs auch geringere Betriebskosten.

Ein gegenteiliges Bild zeigt sich im Fall der Netzverdichtung. In der vom Optimierer berechneten Lösung erfolgt hier die Deckung höherer Lastspitzen hauptsächlich durch den größer dimensionierten Kessel. Verglichen mit dem Status quo beinhaltet die optimale Auslegung außerdem eine Wärmepumpe mit geringfügig höherer Leistung als auch eine deutlich größere Photovoltaikanlage. Letztere ermöglicht in Kombination mit den Speichern eine kontinuierlich höhere Auslastung der Wärmepumpe zur Deckung der durchgängig höheren Wärmelast. Aus der größeren Dimensionierung sowie dem höheren Wärmebedarf folgen letztendlich höhere Investitions- als auch Betriebskosten.

Tabelle 33: Optimale Auslegung für die Gegenwartsszenarien: Status-Quo, Netzausbau, Sanierung sowie einer Kombination dieser drei Szenarien. Problemreduktion durch Verwendung von Typtagen.

	Sanierung	Netzausbau	Status-Quo	kombiniert
Anlage	Größe	Größe	Größe	Größe
Kessel	500 kW	580 kW	500 kW	659 kW
BHKW 1	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}
BHKW 2	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}
Wärmepumpe Abwasser	276 kW	395 kW	356 kW	388 kW
Photovoltaik	2.948 m ²	5.000 m ²	3.611 m ²	4.213 m ²
Wärmespeicher Behälter	20 m ³	20 m ³	20 m ³	20 m ³
Wärmespeicher Erdbecken	4.000 m ³	4.000 m ³	4.000 m ³	4.000 m ³

Im Fall der kombinierten Betrachtung sticht zunächst die deutlich größere Nennleistung des Kessels hervor. Die Wärmepumpe sowie PV-Anlage befinden sich mit ihrer Dimensionierung zwischen den Werten der Szenarien Status quo und Netzausbau. Naheliegender zeigt dieses Ergebnis, dass sich die optimale Auslegung in der kombinierten Betrachtung mehrerer Szenarien an jenen mit den höchsten Anforderungen, d. h. in diesem Fall Wärmelasten, orientiert.

Szenarien zukünftiger Wetterprognosen

Weitere Optimierungsrechnungen wurden für folgende, bereits in Abschnitt 1.2.2.4 dargestellten zukünftigen Wetterprognosen durchgeführt:

- durchschnittliches Jahr
- extremer Sommer, d. h. ein überdurchschnittlich warmes Sommerhalbjahr
- extremer Winter, d. h. ein überdurchschnittlich kaltes Winterhalbjahr

Ziel der Berechnungen ist es, den Einfluss der hieraus resultierenden, sich nicht nur in der Jahreswärmesumme, sondern auch in der Verteilung von Hoch- und Niedriglastphasen unterscheidenden Lastprofile sowie der sich unterscheidenden Strahlungsprognosen auf die optimale Auslegung festzustellen. Die mit SimulationX aus den Wetterprognosen generierten Wärmebedarfe sowie die Strahlungsdaten der Szenarien sind monatlich aggregiert in Abbildung 66 bzw. Abbildung 67 dargestellt.

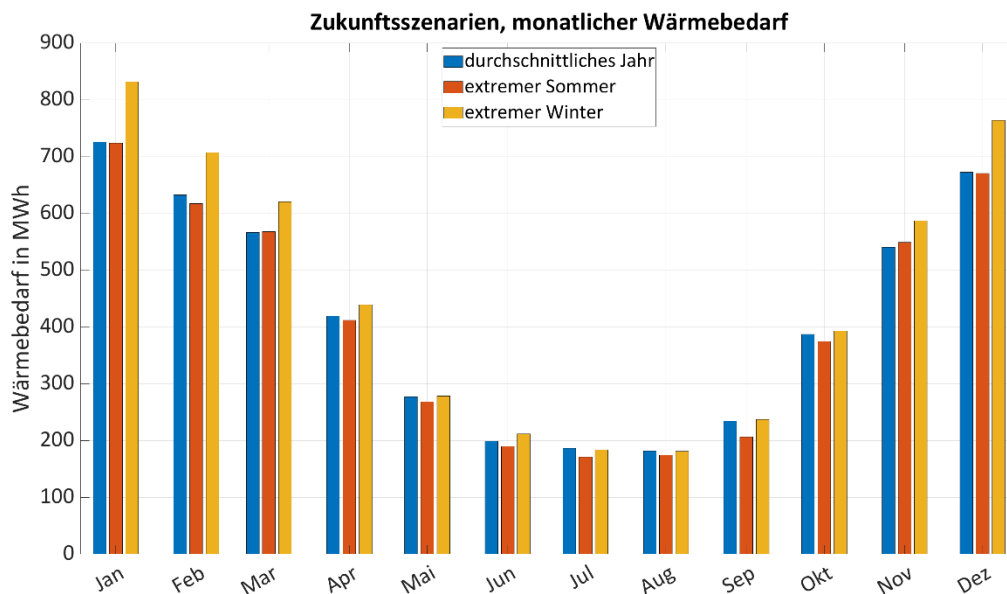


Abbildung 66: Monatlich aggregierter Wärmebedarf der drei Zukunftsszenarien. Dieser wurde mit SimulationX anhand zugrundeliegender Wetterprognosen des DWD simuliert, vgl. Kapitel 1.2.2.3.

II Eingehende Darstellung

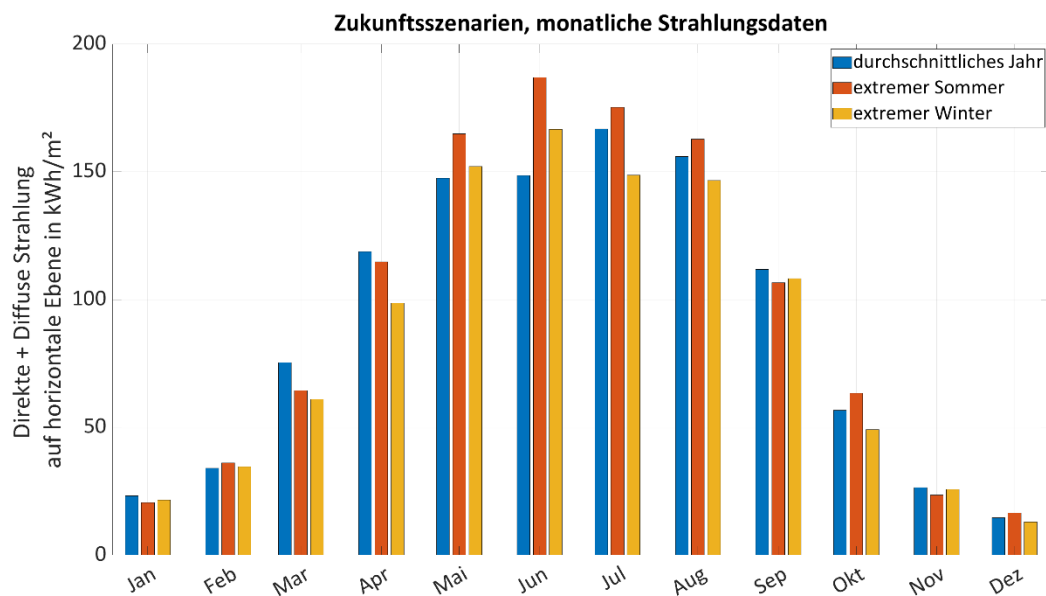


Abbildung 67: Monatlich aggregierte Strahlung der drei zukünftigen Wetterprognosen.

In einer weiteren Rechnung wurde ein Optimierungszeitraum von drei Jahren betrachtet, welcher sich aus den zuvor genannten Einzeljahren zusammensetzt. Dies simuliert den Fall unsicherer Randbedingungen, hier im Sinne unsicherer zukünftiger klimatischer Verhältnisse. Für diese Rechnung wurden anstatt der 26 Typtage, welche jeweils für die Betrachtung der einzelnen Jahre angesetzt wurden, 52 Typtage⁵ genutzt.

In folgender Tabelle 34 sind zunächst die Optimierungsergebnisse der Kostenminimierung und resultierende CO₂-Emissionen für die Zukunftsszenarien sowie Angaben zur Rechenzeit und zur zum jeweiligen Ergebnis gehörenden GAP angegeben. Die Rechenzeit zur Lösung war unter Beachtung der Problemgröße in allen Fällen relativ gering. Die finale GAP von jeweils deutlich unter einem Prozent stellt sicher, ein Ergebnis nahe dem globalen Optimum erzielt zu haben.

Tabelle 34: Optimierungsergebnisse der Zukunftsszenarien für die Wetterprognosen: durchschnittliches Jahr, extremer Sommer und extremer Winter sowie für die Kombination der drei Szenarien. Problemreduktion durch Verwendung von Typtagen. Hervorgehoben ist das Optimierungsziel „Kosten gesamt“.

	Durchschnitt	ex. Sommer	ex. Winter	Kombination
Kosten Betrieb	162.616 €	161.122 €	194.473 €	Ø 172.524 €
Kosten Invest	199.666 €	197.916 €	200.138 €	201.889 €
Kosten gesamt	362.282 €	359.038 €	394.611 €	Ø 374.413 €
CO ₂ -Emissionen	137,99 t	135,38 t	147,69 t	137,76 t
Rechenzeit	3.022 s	4.109 s	4.950 s	17.311 s
GAP	0,6 %	0,64 %	0,27 %	0,28 %

Der Vergleich der optimalen Auslegung der Anlagen, siehe Tabelle 35 zeigt hauptsächlich eine Variation in der Größe der Photovoltaikanlage sowie eine deutlich größere Nennleistung des

⁵ Es wurde davon ausgegangen, dass sich ähnliche Typtage ohne größere Verfälschung der Originalzeitreihen jahresübergreifend zuordnen lassen. Aus diesem Grund wurde die Anzahl an Typtagen nicht analog zur Länge des Betrachtungszeitraums verdreifacht, was eine deutlich längere Rechenzeit bedingen würde.

Kessels im Szenario „extremer Winter“. Aufgrund der nahezu konstant bleibenden Grundlast in den drei Varianten ändert sich auch die optimale Nennleistung der Wärmepumpe, welche diese hauptsächlich in Kombination mit den beiden KWK Anlagen deckt, kaum. Die optimale Auslegung des Szenarios eines durchschnittlichen, zukünftigen Jahres ähnelt denen des Status quo. Mit diesem verglichen fallen lediglich die Nennleistung der Wärmepumpe sowie die Photovoltaikfläche aufgrund des etwas geringeren Wärmebedarfs ebenfalls kleiner aus. Gegenüber dem Durchschnittsjahr verkleinert sich im Szenario „extremer Sommer“ die optimale Fläche der benötigten Photovoltaikanlage um ungefähr sechs Prozent. Aufgrund der höheren Globalstrahlung ist dies jedoch ausreichend um die sich nur um ca. zwei Prozent in der Nennleistung reduzierende Wärmepumpe kosteneffizient zu betreiben. Für das Szenario „extremer Winter“ wird in der optimalen Auslegung ein Kessel mit ca. 20 % größerer Nennleistung vorgesehen. Dieser wird hauptsächlich in den Hochlastphasen im Winter sowie zur Abdeckung der in diesem Fall auftretenden höheren Lastspitzen benötigt. Zur Deckung der Grundlast verbleiben weiterhin hauptsächlich die beiden BHKW sowie die Wärmepumpe.

Tabelle 35: Optimale Auslegung der Anlagen für die Zukunftsszenarien bzgl. der Wetterprognosen: durchschnittliches Jahr, extremer Sommer und extremer Winter sowie für die Kombination der drei Szenarien.

	Durchschnitt	ex. Sommer	ex. Winter	Kombination
Wärmebedarf	5,02 GWh	4,92 GWh	5,43 GWh	Ø 5,12 GWh
Globalstrahlung	1.079 kWh/m ²	1.135 kWh/m ²	1.026 kWh/m ²	1.080 kWh/m ²
Anlage	Größe	Größe	Größe	Größe
Kessel	500 kW	500 kW	604 kW	572 kW
BHKW 1	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}
BHKW 2	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}
Wärmepumpe	331 kW	325 kW	329 kW	341 kW
Photovoltaik	3.058 m ²	2.878 m ²	2.612 m ²	2.914 m ²
Behälterspeicher	20 m ³	20 m ³	20 m ³	20 m ³
Erdbeckenspeicher	4.000 m ³	4.000 m ³	4.000 m ³	4.000 m ³

Aus der Optimierungsrechnung, welche die drei Szenarien in Kombination betrachtet, ergibt sich als optimale Auslegung verglichen gegenüber den einzelnen Jahren eine Wärmepumpe mit ca. 3 % größerer Nennleistung, eine Photovoltaikfläche in der Größenordnung von „durchschnittlichem Jahr“ und „extremem Sommer“ sowie ein Kessel mit einer Nennleistung die um ca. 15 % größer als in diesen beiden Fällen, jedoch noch um 5 % kleiner als im Fall „extremer Winter“ ausfällt. Die Auslegung der BHKW und Speicher sind in allen Fällen identisch. Die optimale Auslegung orientiert sich somit hauptsächlich an den Extremen. Damit ist für alle drei Fälle die Versorgungssicherheit bei relativ geringen Betriebskosten gewährleistet. Dies bedingt jedoch leicht erhöhte Investitionskosten gegenüber einer Optimierung für nur speziell einen der Fälle.

Weitere Szenarien

In keinem der bisherigen Szenarien wurde eine Solarthermieranlage in die optimale Erzeugerauslegung einbezogen. Um Modellierungsfehler auszuschließen sowie die Auswirkung der Einbeziehung einer Solarthermieranlage auf Kosten und CO₂-Emissionen zu betrachten, wurde diese Technologie in drei weiteren Rechnungen als obligatorisch angenommen. Hierbei wurde als minimal zu nutzende Aufstellfläche für Solarthermie 100 m², 500 m² sowie 2.500 m² angesetzt. Die wichtigsten Ergebnisse hierzu sind in Tabelle 36 sowie Tabelle 37 dargestellt.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 36: Optimale Kosten sowie resultierende CO₂-Emissionen für das Szenario-Quo mit erzwungener Nutzung von Solarthermie.

Mindestfläche Solarthermie	100 m ²	500 m ²	2.500 m ²	Status-Quo
Kosten Betrieb	160.667 €	156.824 €	154.363 €	159.645 €
Kosten Invest	211.387 €	221.032 €	242.684 €	205.397 €
Kosten gesamt	372.054 €	375.856 €	397.048 €	365.042 €
CO ₂ -Emissionen	135,35 t	127,44 t	126,82 t	130,63 t
Rechenzeit	5.290 s	6.849 s	4.088 s	2.840 s
GAP	0,96 %	0,83 %	0,87 %	0,5 %

Mit zunehmender Größe der Solarthermieanlage ist ein Anstieg der Gesamtkosten festzustellen, welcher sich bei sinkenden Betriebskosten durch die verhältnismäßig höheren Investitionskosten ergibt. In allen drei Fällen belaufen sich die Kosten dennoch nur minimal, zwischen 2 % und 8 %, über der Optimalvariante ohne Solarthermie des Status quo. In Anbetracht der GAP von bis zu 1 % sowie der relativ grob abgeschätzten Kosten zur Investition der solaren Erzeuger, können diese Ergebnisse als gleichwertige Alternative betrachtet werden. Bei Hinzunahme der Solarthermie reduziert sich erwartungsgemäß die optimale Nennleistung der Wärmepumpe sowie die Fläche der PV-Anlage. Mit zunehmender Solarthermiefläche sinken die CO₂-Emissionen im Betrieb. Bei zunehmender Fläche, hier zu sehen am Beispiel von 2.500 m², fällt diese Reduktion jedoch geringer aus. Dies resultiert aus der daraus folgenden, kleineren Dimensionierung von Wärmepumpe und PV-Anlage. Diese sind zwar weiterhin gesamtkostenoptimal zueinander ausgelegt, jedoch ist ein höherer zusätzlicher Strombezug zum Betrieb der Wärmepumpe nötig. Dieser Strombezug verursacht durch die getroffenen Annahmen verhältnismäßig hohe CO₂-Emissionen.

Tabelle 37: Optimale Auslegung für das Szenario-Quo mit erzwungener Nutzung von Solarthermie.

Mindestfläche Solarthermie	100 m ²	500 m ²	2.500 m ²	Status-Quo
Anlage	Größe	Größe	Größe	Größe
Kessel	500 kW	500 kW	500 kW	500 kW
BHKW 1	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}
BHKW 2	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}	68 kW _{el}
Wärmepumpe Abwasser	327 kW	313 kW	263 kW	356 kW
Photovoltaik	3.600 m ²	3.526 m ²	2.099 m ²	3.611 m ²
Solarthermie	183 m ²	500 m ²	2.500 m ²	-
Wärmespeicher Behälter	20 m ³	20 m ³	20 m ³	20 m ³
Wärmespeicher Erdbecken	4.000 m ³	4.000 m ³	4.000 m ³	4.000 m ³

Dieses Beispiel zeigt, dass die von der mathematischen Optimierung erzielten Ergebnisse auf jeden Fall kritisch zu hinterfragen sind. Zum gegenwärtigen Stand liefert das Framework genau ein Optimierungsergebnis zurück. Existieren im Sinne des Optimierungsziels ähnliche Alternativlösungen mit gegebenenfalls abweichender Technologieauswahl bleiben diese zunächst unerkannt. Bei verschiedenen Alternativen, beispielsweise Photovoltaik und Wärmepumpe gegenüber Solarthermie, ist somit angeraten in der Optimierung eine Fallunterscheidung mit wechselseitig obligatorisch zu nutzenden Technologien durchzuführen und deren Ergebnisse zu vergleichen. Des Weiteren ist festzuhalten, dass eine möglichst exakte Vorgabe von Investitions- und Betriebskosten unabdingbar ist. Bereits geringe Fehlannahmen oder zu grobe

Linearisierungen, z. B. von spezifischen Kosten, können zu Fehlinterpretationen des Optimierungsergebnisses führen.

Fazit

Am hier dargestellten Beispiel wurden zahlreiche Szenarien zur Investitionsoptimierung mit dem Framework flixOpt berechnet. Aufgrund der gegebenen Anlagenkonfigurationen und Investitionskosten stellte sich heraus, dass die optimale Auslegung des Erzeugerparks nur geringfügig variiert. Die optimale Zusammensetzung besteht in nahezu allen Szenarien aus einem Biomasse-Kessel, zwei BHKW, einer Wärmepumpe, einer PV-Anlage sowie beiden Speichern.

Die hohe KWK-Einspeisevergütung sowie die Möglichkeit selbst generierten Strom sowohl für den elektrischen Eigenbedarf des Kessels und vor allem auch für den Betrieb der Wärmepumpe nutzen zu können, bedingt, dass beide BHKW jeweils nahezu den gesamten Betrachtungszeitraum in Betrieb sind. Eine gewisse Varianz ist in der Nennleistung der Wärmepumpe festzustellen, welche mit der Gesamtlast korreliert. Die optimale Größe der PV-Anlage orientiert sich wiederum an der Leistung der Wärmepumpe. Ohne diese als Verbraucher ist unter gegebenen Annahmen die Einspeisevergütung für PV-Strom für eine Amortisation einer vollflächigen PV-Anlage zu gering.

Die beiden Speicher dienen hauptsächlich der zeitlichen Entkopplung von Zeiträumen mit hoher Wärmelast und jenen Zeiten, in welchen die Wärmepumpe kosteneffizient mit PV-Strom betrieben werden kann. Die Auslegung der Speicher ist in nahezu allen Szenarien identisch, was mit den angenommenen Investkosten begründet werden kann. Der Biomasse-Kessel dient der zusätzlichen Wärmeversorgung in den Hochlastzeiten im Winter und teilweise zum Ausgleich von Lastspitzen in der Übergangszeit. Bis auf die beiden Szenarien „Netzausbau“ sowie „Zukunft, extremer Winter“, welche vergleichsweise deutlich höhere Wärmebedarfe aufweisen, ist hierzu eine Auslegung mit minimal möglicher Nennleistung des Kessels optimal.

Die erzielten Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit kombinierten Szenarien bewegten sich jeweils im erwartbaren Rahmen verglichen zu den Einzelergebnissen. Das verwendete, relativ einfache Vorgehen der Konkatenation der Einzeljahre stellt sich im Rahmen des Beispiels als vielversprechender Ansatz zur Einbeziehung unsicherer Randbedingungen heraus.

Es fällt auf, dass in keinem der ursprünglich betrachteten Szenarien eine Solarthermieranlage zum Einsatz kommt. Aus diesem Grund wurde in drei weiteren Rechnungen die obligatorische Installation einer Solarthermieranlage mit jeweils unterschiedlicher Fläche verlangt. Die Ergebnisse zeigen, dass sich durch Hinzunahme der Solarthermie die optimale Nennleistung der Wärmepumpe sowie die Fläche der PV-Anlage reduziert. Die resultierenden Kosten liegen jedoch nur unwesentlich über der Auslegung ohne obligatorischer Solarthermieranlage. Da die Optimierung nur genau ein Ergebnis zurückliefert, besteht die Gefahr, dass bezüglich des Optimierungsziels gleichwertige Lösungen, ggf. mit anderer Technologiewahl, unerkannt bleiben. Hiermit zeigt sich, dass die Anwendung des Optimierungsframeworks lediglich eine Entscheidungshilfe bieten kann, welche vor einer endgültigen Investitionsentscheidung gemeinsam mit weiteren Kriterien betrachtet und bewertet werden muss.

Weitere Erkenntnisse konnten bezüglich der Anwendbarkeit des Frameworks gewonnen werden. Nach einer initial aufwendigen Datenbeschaffung und deren Aufbereitung ist die Definition des Energiesystems anhand der in flixOpt enthaltenen Klassen zur Modellbildung relativ unkompliziert. Mit den Möglichkeiten zur Parametrierung aller Komponenten konnte der gewünschte Detaillierungsgrad der Modellierung vollkommen abgebildet werden. Die Betrachtung verschiedener Szenarien erforderte nur minimale Änderungen (z. B. das Einlesen anderer Bedarfsdaten) bzw. konnte bereits durch logische Schalter direkt integriert werden. Die im Framework zur Verfügung

gestellten Möglichkeiten der Ergebniszusammenfassung sowie des Datenexports genügten ebenfalls den Anforderungen.

Die Rechnungen wurden mit dem leistungsstarken Optimierungslöser Gurobi durchgeführt. Die damit benötigten Rechenzeiten variierten fallabhängig sehr stark zwischen 45 Minuten und 32 Stunden. Die am häufigsten angewandte Art der Optimierung, d. h. die Betrachtung eines Zeitraums von einem Jahr mit Zeitreihenvereinfachung durch Identifikation und Zuordnung von 26 Typtagen, führte zu einer durchschnittlichen Rechenzeit von knapp 1,5 Stunden. Die Szenarien, welche mit unreduzierter Zeitreihennutzung bzw. mit einer Betrachtung von drei Jahren durchgeführt wurden, führten erwartungsgemäß zu deutlich längeren Rechenzeiten, welche in Anbetracht der Problemgröße jedoch noch immer akzeptabel sind. Des Weiteren ist anzunehmen, dass die erzielten Rechenzeiten durch eine verbesserte Löserparametrierung sowie durch weitere Modelladaptionen noch reduziert werden können.

1.3.4.3 Beispiel: Netz 2

Für Netz 2 sind zwei verschiedene, angenommene Problemstellungen zu unterscheiden. Fall 1 geht von einer tatsächlichen Versorgungssituation aus, in welcher bereits Bestandsanlagen zur Versorgung des Netzes vorhanden sind. Im Rahmen der Optimierung soll hierfür untersucht werden, inwieweit eine Erweiterung des Erzeugerparks ökonomisch sinnvoll ist. In Fall 2 wird davon ausgegangen, dass keine Bestandsanlagen vorhanden sind, und somit der gesamte Erzeugerpark ausgelegt werden muss.

Im Folgenden wird das für die Optimierungsrechnungen grundlegende Energiesystem von Netz 2 vorgestellt.

Energiesystem

Eine Veranschaulichung der gegebenen Systemkomponenten sowie deren Zusammenhang über zeitschrittgenau zu erfüllende Energiebilanzen sind für die beiden in der Optimierung betrachteten Fälle in Abbildung 68 sowie Abbildung 69 gegeben.

II Eingehende Darstellung

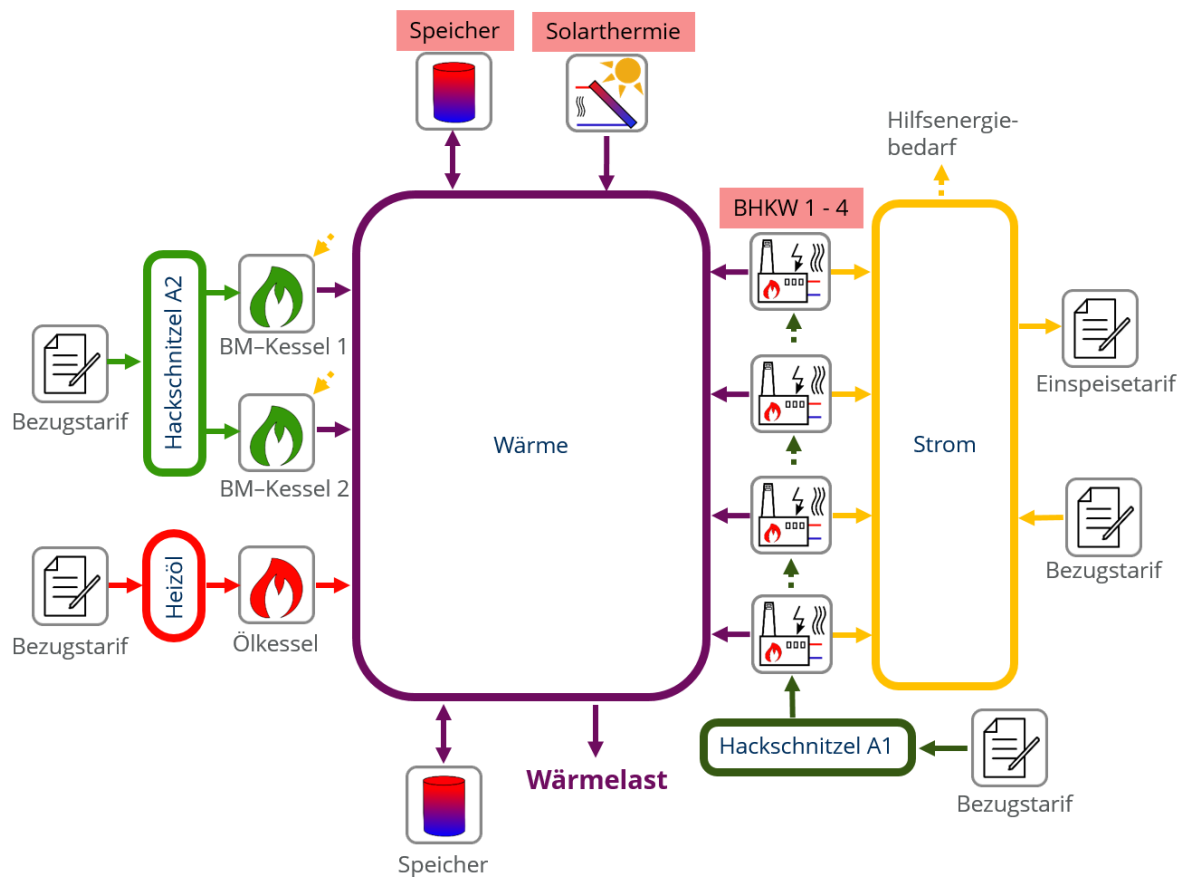


Abbildung 68: Bilanzskizze Netz 2, Fall 1: „Erweiterung“. Die rot hervorgehobenen Anlagen „Speicher“, „Solarthermie“ sowie vier „BHKW“ werden optional zur Erweiterung des bestehenden Erzeugerarks in Betracht gezogen. Dieser besteht aus den restlichen, nicht hervorgehobenen Komponenten. Die gelben Pfeile, welche mit den Kesseln verbunden sind, stellen die Verknüpfung zum Hilfsenergiebedarf, welcher von der Strombilanz abgeht, dar. Eine analoge Form der Darstellung erfolgt für den Brennstoff A1, welcher von den BHKW genutzt wird.

II Eingehende Darstellung

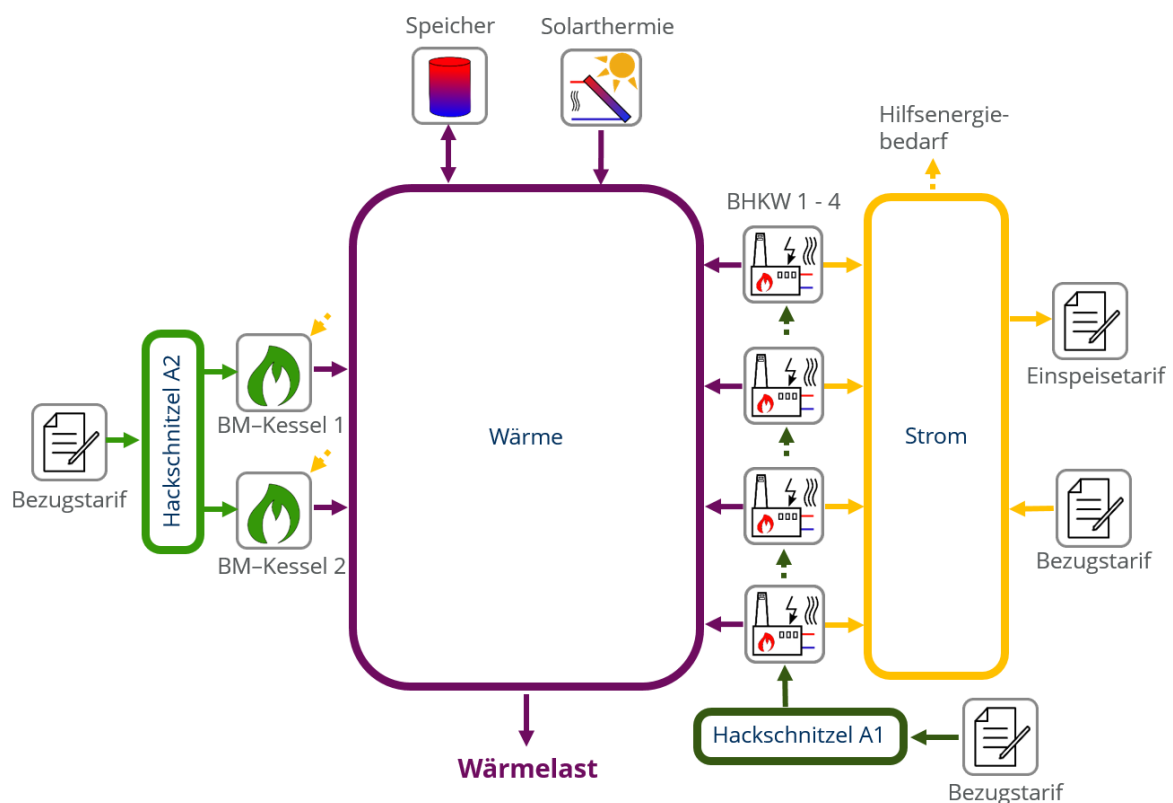


Abbildung 69: Bilanzskizze Netz 2, Fall 2: „Neuauslegung“. Sämtliche dargestellten Anlagen werden optional zur optimalen Auslegung des Erzeugerarks in Betracht gezogen. Die gelben Pfeile, welche mit den Kesseln verbunden sind, stellen die Verknüpfung zum Hilfsenergiebedarf, welcher von der Strombilanz abgeht, dar. Eine analoge Form der Darstellung erfolgt für den Brennstoff A1, welcher von den BHKW genutzt wird.

Wärmelasten

Die zu deckende, gesamte Wärmelast des Netzes ist als Zeitreihe eines Jahres mit einer Schrittweite von einer Stunde gegeben. Für die Rechnung wird der mit SimulationX simulierte Bedarf, vgl. Abschnitt 1.2.2.4, genutzt. Dieser ist nochmals in folgender Abbildung 70 dargestellt.

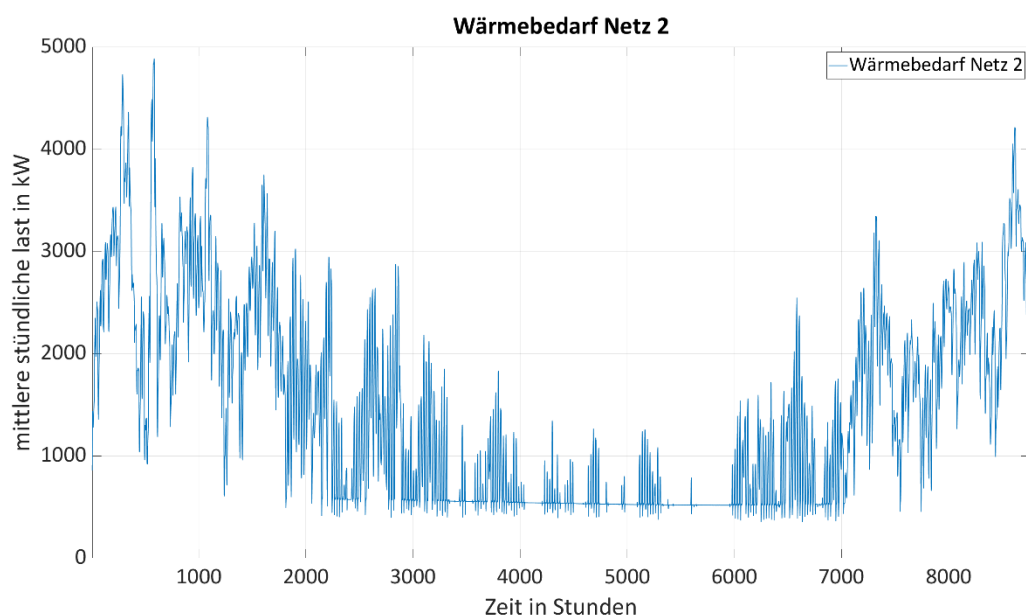


Abbildung 70: Wärmebedarf von Netz 2. Dargestellt ist die mittlere stündliche Leistung für das in der Optimierungsrechnung betrachtete Jahr.

II Eingehende Darstellung

Strom

Es wird keine explizit zu deckende elektrische Last angenommen. Auch sind keine vordefinierten, zu erfüllenden Stromverträge gegeben. Gegebenenfalls selbst erzeugte, elektrische Leistung kann entweder in das vorgelagerte Stromnetz eingespeist oder zur Eigennutzung, d. h. zum Beispiel zur Deckung des Eigenstrombedarfs der Heizwerke, genutzt werden. Für den Eigenbedarf ist es ebenfalls möglich, Strom aus dem Netz zu beziehen.

Für Strombezug und Stromeinspeisung werden folgende, über den Optimierungszeitraum konstante Preise angenommen:

- Strombezug Netz: $p_{\text{Bezug}} = 0,45 \text{ €/kWh}$
- Stromeinspeisung KWK: $p_{\text{Einspeisung,KWK}} = 0,164 \text{ €/kWh}$

Brennstoffe

Folgende Annahmen werden für die als Brennstoff zur Verfügung stehenden Holzhackschnitzel getroffen:

	Qualität A1	Qualität A2
Heizwert	4,3 kWh/kg	3,8 kWh/kg
Bezugspreis	0,216 €/kg	0,174 €/kg

Weiterhin wird eine der Bestandsanlagen mit Heizöl betrieben. Hierfür wurde ein Preis von $p_{\text{öl}} = 0,15 \text{ €/kWh}$ angenommen.

Heizwerke

Folgende Heizwerke sind zur Versorgung von Netz 2 bereits vorhanden (vgl. Tabelle 38):

Tabelle 38: Charakterisierung der Bestandsanlagen für Fall 1.

	Einheit	Heizwerk		
Kennung	-	Kessel 1	Kessel 2	Ölkessel
Nennleistung	kW	2.500	1.500	5.000
min. Teillast	%	30	30	30
konstanter Wirkungsgrad	-	0,8	0,8	0,75
Brennstoff	-	A2	A2	Heizöl
Kosten je Startvorgang	€	139,05	78,17	5
elektrischer Hilfsenergiebedarf	kW _{el} /kW _{th}	0,025	0,025	0

Im Betrachtungsfall der Neuauslegung werden maximal zwei mit Holzhackschnitzeln betriebene Kessel zugelassen. Die Investition in eine Anlage mit dem Brennstoff Heizöl ist nicht möglich. Jeder der beiden Kessel kann eine Nennleistung im Bereich von $\dot{Q}_{\text{nenn}} = 500 \text{ kW}$ bis 2.500 kW haben. Die Investitionskosten je Anlage werden mit $K_{\text{Kessel,invest}} = 303 \text{ T€} + 300 \text{ €} \cdot \dot{Q}_{\text{nenn}}$ angenommen. Des Weiteren fallen jährliche Betriebskosten von 3,5 % der Investkosten an. Dieser Betrag kann bei der Erweiterungsrechnung vernachlässigt werden, da er als in diesem Fall konstanter Wert keinen Einfluss auf die Zielfunktion der Optimierung hat.

II Eingehende Darstellung

Heizkraftwerke

Sowohl im Fall der Erzeugerparkerweiterung sowie der Neuauslegung ist die Investition in bis zu vier baugleiche mit Hackschnitzeln betriebenen BHKW möglich. Ein jedes dieser BHKW ist wie folgt charakterisiert:

el. Nennleistung:	68 kW	Brennstoff:	A1
min. el. Teillast:	68 kW	Investkosten:	270 T€
el. Wirkungsgrad:	0,29	jährliche Kosten:	17,55 T€
therm. Wirkungsgrad:	0,53	Kosten je Startvorgang:	10,15 €

Solare Energiegewinnung

In beiden Betrachtungsfällen können außerdem maximal 3.000 m² Kollektorfläche Solarthermie installiert werden. Es wird hierbei von direkter Südausrichtung und einer Kollektorneigung von 30° ausgegangen. Der hieraus resultierende Ertrag ist in Abbildung 71 dargestellt. Dieser wurde mit dem Python-Paket FreeSolCalcPy [128] berechnet.

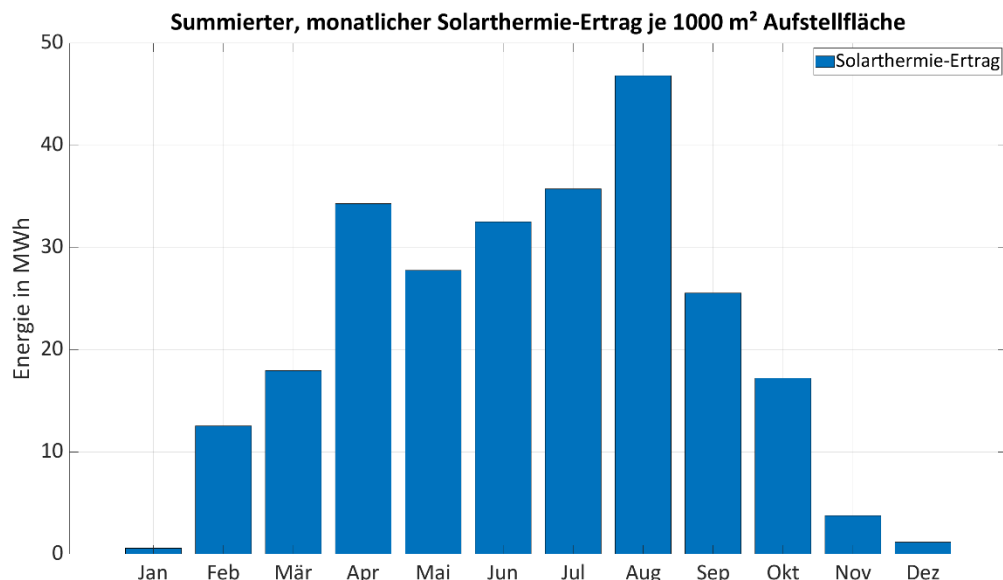


Abbildung 71: Summierter, monatlicher Solarthermie-Ertrag je 1000 m² Aufstellfläche. Die Berechnung erfolgte für direkte Südausrichtung und eine Kollektorneigung von 30°. Das Verhältnis von Aufstellfläche zu Kollektorfläche beträgt 1,8:1.

Wärmespeicher

Der bestehende Erzeugerpark beinhaltet einen Wärmespeicher mit einem Volumen von 60 m³. Die sich hieraus ergebende maximale Speicherkapazität wurde mit 2.090 kWh abgeschätzt. Im Fall der Erzeugerparkerweiterung ist es möglich einen zusätzlichen Wärmespeicher mit einem Volumen von mindestens 40 m³ und maximal 100 m³ zu errichten. Im Fall der Neuauslegung ist die optionale Errichtung eines Wärmespeichers mit einem Volumen von mindestens 60 m³ und maximal 1.000 m³ möglich.

Für die äußeren thermischen Verluste wurden für alle der zuvor genannten Speicher 0,12 % des energetischen Ladezustands je Stunde angenommen. Die Investitionskosten entsprechen denen des Behälterspeichers aus Netz 1. Diese sind in Abbildung 60 links dargestellt.

Optimierungsergebnisse

Für die beiden Fälle „Erweiterung“ sowie „Neuauslegung“ wurden unterschiedliche Zielkriterien betrachtet. Des Weiteren wurden zur Simulation unsicherer Randbedingungen Optimierungsberechnungen über einen mehrjährigen Zeitraum durchgeführt. Wie in Kapitel 1.3.3.10 beschrieben, wurden hierin für die einzelnen Jahre verschiedene Randbedingungen angenommen. Im Folgenden wird eine Auswahl der erzielten Optimierungsergebnisse dargestellt.

Fall 1: Erweiterung des bestehenden Erzeugerparcs

Die optimale Erweiterung des bestehenden Erzeugerparcs wurde sowohl mit dem Optimierungsziel der Kostenminimierung als auch mit dem Ziel der Minimierung der CO₂-Emissionen durchgeführt. In einer Variante der Kostenminimierung wurden die CO₂-Emissionen mit 100 €/t bepreist. Ein beispielhafter, siebentägiger Ausschnitt des optimalen Erzeugereinsatzes im Fall der Kostenoptimierung ohne CO₂-Bepreisung ist in Abbildung 72 dargestellt.

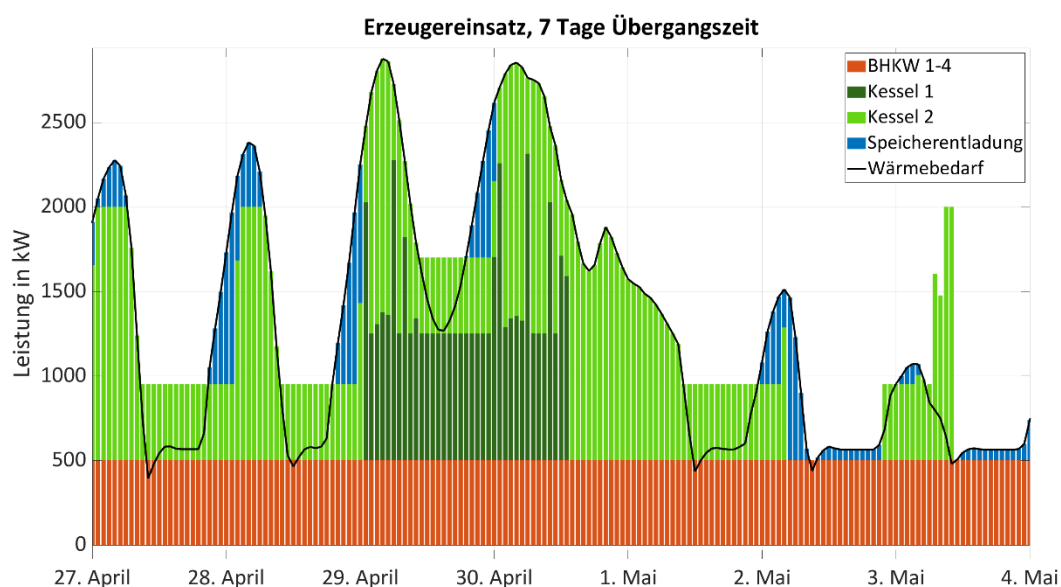


Abbildung 72: Beispielhafter optimaler Erzeugereinsatz in der Übergangszeit. Die vier BHKW's sind zusammengefasst dargestellt. Diese sind den gesamten Optimierungszeitraum in Betrieb. Die verbleibende Bedarfsdeckung wird von den beiden Kesseln übernommen. Aufgrund der geringeren Anfahrkosten wird hierbei hauptsächlich Kessel 2 genutzt. In Blau ist die Entladung der Speicher dargestellt. Erzeugerleistungen, welche über den Bedarf hinausgehen, stellen eine Beladung des Speichers dar.

In Tabelle 39 sind die auf der Erzeugereinsatzoptimierung basierenden Ergebnisse der optimalen Dimensionierung der Anlagen für die drei zuvor genannten Varianten enthalten.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 39: Bestmögliche Auslegung bei Erweiterung des Erzeugerparks mit den Zielen der Minimierung der Gesamtkosten, der Minimierung der CO₂-Emissionen sowie der Minimierung der Gesamtkosten unter Annahme von CO₂-Emissionskosten von 100 €/t.

Optimierungsziel	Kosten	Kosten	CO ₂ -Emissionen
CO ₂ -Kosten	0 €/t	100 €/t	0 €/t
Kosten Betrieb	539.973 €	584.219 €	929.421 €
Kosten Invest	177.070 €	177.449 €	237.542 €
Kosten gesamt	717.043 €	761.668 €	1.166.963 €
CO₂-Emissionen	447,1 t	447,1 t	369,1 t
zusätzliche BHKW	4	4	4
Solarthermie	-	-	3.000 m ²
Zusatzspeicher	83 m ³	89 m ³	100 m ³
Rechenzeit	81.667 s	69.931 s	21.656 s
GAP	1,06 %	1,00 %	0,74 %

Die beiden Varianten, welche eine Kostenminimierung zum Ziel haben, führen in der Optimierungsbetrachtung zu einem sehr ähnlichen Ergebnis. Es werden jeweils vier zusätzliche BHKW angeschafft. Die optimale Größe eines zusätzlichen Wärmespeichers beträgt 83 m³ im Fall ohne CO₂-Kosten bzw. 89 m³ mit Beachtung dieser. Die Betriebsweise ändert sich jedoch in beiden Fällen nur marginal. Der Unterschied in den Betriebskosten besteht nahezu ausschließlich in der Summe der durch die CO₂-Bepreisung entstehenden Kosten von 44.710 €. Diese zusätzlichen Aufwendungen haben im Speziellen keine emissionsreduzierende Wirkung.

In der Variante, welche eine Minimierung der Emissionen als einziges Optimierungsziel hat, wird erwartungsgemäß sowohl die gesamte, zur Verfügung stehende Fläche mit Solarthermie belegt als auch die maximal mögliche Speicherkapazität vollständig ausgereizt. Auch in dieser Variante wird auf alle BHKW zurückgegriffen. Mit diesem Erzeugerpark ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen um ca. 17,5 % im Vergleich zur kostenminimierenden Betrachtung möglich. Eine weitere Reduktion ist aufgrund fehlender Fläche für weitere Solarthermieranlagen nicht möglich. Des Weiteren müsste eine deutlich höhere Speicherkapazität verfügbar sein, um den zeitlichen Versatz zwischen maximalem solaren Ertrag und Bedarf auszugleichen.

Eine detaillierte Interpretation, vor allem der Betriebskosten, ist im Fall der ausschließlichen Emissionsminimierung nicht möglich. Da sowohl Investitions- als auch Betriebskosten in keiner Weise in das Optimierungsziel einfließen, ist es denkbar, dass weitere Betriebsweisen mit den gleichen bestmöglichen CO₂-Emissionen, aber mit geringeren Kosten möglich sind. Hierzu wurde eine weitere Vergleichsrechnung durchgeführt, welche die Investitions- und Betriebskosten in die Zielfunktion der Emissionsminimierung internalisiert. Es wurden hierzu 0,001 kg/€ angenommen. Diese Annahme dient dem Ziel der Einbeziehung der Kosten in das Optimierungsziel. Im Ergebnis, und nach Herausrechnen der praktisch unsinnigen Emissionsanteile, welche durch Kosten verursacht werden, führt dies zu CO₂-Emissionen von 370,0 t, Investitionskosten von 237.542 € und Betriebskosten von 888.151 €. Dies zeigt, dass die zuvor getroffene Annahme, dass die in der dritten Spalte von Tabelle 39 erzielten minimalen Emissionen auch mit geringeren Betriebskosten erreicht werden können, korrekt ist.

Eine solche Betrachtung, welche prinzipiell zwei (oder mehr) Optimierungsziele beinhaltet, bedarf letztendlich umfangreicher Variantenrechnungen bzw. Methoden der multikriteriellen Optimierung. Dies geht jedoch über den Projektkontext hinaus.

II Eingehende Darstellung

Des Weiteren wurden für den Fall der Erzeugerparkerweiterung drei Rechnungen durchgeführt, in welchen unsichere Randbedingungen, gemäß dem Ansatz aus Kapitel 1.3.3.10, einbezogen wurden. Hierzu wurde der Optimierungszeitraum jeweils auf drei Jahre erweitert. Diese drei Jahre setzen sich aus drei denkbaren Szenarien zusammen, welche jeweils als gleich wahrscheinlich angenommen werden. Diese Betrachtung dient zur Optimierung der Auslegung, mit dem Ziel einen bestmöglichen Kompromiss zu finden, mit welchem die Versorgung gewährleistet ist und der zeitgleich einen effizienten Betrieb im Hinblick auf das Optimierungsziel ermöglicht. Die Ergebnisdarstellung der Kosten und Emissionen dieser Rechnungen in Tabelle 40 erfolgt als einjähriger Durchschnitt über diese drei Jahre. Dies ermöglicht eine bessere Vergleichbarkeit gegenüber den Ergebnissen in Tabelle 39. Es ist jedoch zu beachten, dass die dargestellten Durchschnittswerte über verschiedene, möglicherweise eintretende Szenarien gebildet wurden. Das heißt, die tatsächlich im Betrieb eintretenden Kosten und Emissionen hängen stark vom letztendlich tatsächlich eintretenden Fall ab.

In einer ersten Variante wurde hierbei zusätzlich zu den oben beschriebenen Vorgaben des Fall 1 (Status quo) angenommen, dass der gegebene Wärmelastverlauf um 20 % geringer oder 20 % höher ausfallen könnte. Diese Abweichung kann im Sinne der Betrachtung von Unsicherheiten verschiedene Aspekte einbeziehen, wie beispielsweise schwer vorhersagbares Nutzerverhalten, den Neuanschluss weiterer Abnehmer oder die Sanierung und somit Bedarfsreduktion. Die Ergebnisse dieser Rechnung sind in der linken Spalte von Tabelle 40 dargestellt.

In einer zweiten Variante wurde zusätzlich zum Status quo die Annahme getroffen, dass sich der Preis der Holzhackschnitzel verdoppelt bzw. vervierfacht. In der dritten Variante wurde diese Preiserhöhung zusätzlich auch für das Heizöl angenommen. Die zugehörigen Optimierungsergebnisse sind in der dritten bzw. vierten Spalte von Tabelle 40 dargestellt.

Tabelle 40: Ergebnisse der Betrachtung unsicherer Randbedingungen. Im Fall „Bedarf“ wurde eine Verringerung, sowie eine Vergrößerung des Wärmebedarfs um 20% in Kombination mit dem Ist-Zustand betrachtet. Im Fall „Brennstoffkosten“ wurde zusätzlich zum Ist-Zustand eine Verdopplung sowie eine Vervierfachung des Preises für Hackschnitzel A1 und A2 angenommen. In Variante 3 erfolgt diese Preiserhöhung zusätzlich auch für den Brennstoff Öl.

Unsicherheit	Variante 1 (Bedarf)	Variante 2 (Brennstoffpreis HS)	Variante 3 (Brennstoffpreis HS+Öl)
Optimierungsziel	Kosten	Kosten	Kosten
CO ₂ -Kosten	0 €/t	0 €/t	0 €/t
Kosten Betrieb	Ø 571.622 €	Ø 1.435.698 €	Ø 1.642.137 €
Kosten Invest	Ø 177.709 €	Ø 237.278 €	Ø 149.820 €
Kosten gesamt	Ø 749.331 €	Ø 1.672.976 €	Ø 1.791.957 €
CO ₂ -Emissionen	Ø 454,1 t	Ø 1.917,5 t	Ø 392,8 t
zusätzliche BHKW	4	4	2
Solarthermie	-	2.976 m ²	2.930 m ²
Zusatzspeicher	97 m ³	100 m ³	94 m ³
Rechenzeit	78.148 s	28.819 s	90.890 s
GAP	4,72 %	4,94 %	2,74 %

Das Ergebnis von Variante 1 ist sehr ähnlich zum zuvor betrachteten Fall der Kostenoptimierung ohne Betrachtung abweichender Bedarfe. Lediglich der Speicher wird etwas größer dimensioniert.

Dies ermöglicht eine Reduktion der Betriebskosten im Jahr mit dem um 20 % geringeren Wärmebedarf, da so auch in diesem Fall, bei geringerer thermischer Last, die BHKW effizient betrieben werden können. Die deutlich höheren, mittleren Betriebskosten sind durch das Jahr mit dem um 20 % höheren Wärmebedarf bedingt. In diesem Fall erhöhen sich die Betriebsstunden der beiden Kessel deutlich, welche im Gegensatz zu den BHKW höhere Kosten zur Versorgung verursachen. Aufgrund der Einbeziehung von doppelt bzw. vierfach höheren Bezugspreisen von Hackschnitzeln beinhaltet die optimale Erzeugerparkerweiterung in Variante 2 die nahezu maximal mögliche Größe der Solarthermieranlage sowie den maximal möglichen Speicher. Die hiermit reduzierbaren Betriebskosten wiegen die höheren Investitionskosten auf. Die im Vergleich zum Status quo extrem gestiegenen CO₂-Emissionen folgen aus der starken Nutzung des bei steigendem Hackschnitzelpreis kosteneffizienter zu betreibenden Ölkessels. Die allgemein höheren Betriebskosten folgen direkt aus dem Preisanstieg der Hackschnitzel, welche nach wie vor zum Betrieb der BHKW sowie Biomassekessel notwendig ist, als auch aus der Verwendung des Ölkessels, welcher verglichen zu den Annahmen im Status quo kostenmäßig ineffizient ist.

Steigt parallel zum Preis der Hackschnitzel auch der Preis des Heizöls, wie in Variante 3 angenommen, entfällt analog zum Status quo die Nutzung des Ölkessels. Kostenmäßig ist es unter diesen Annahmen erneut lohnenswert, in eine Solarthermieranlage sowie einen möglichst großen Speicher zu investieren. Aus deren Betrieb folgen die um 12 % reduzierten Emissionen im Vergleich zum Status quo. Die allgemein höheren Betriebskosten sind einmal mehr direkt durch die gestiegenen Brennstoffpreise bedingt. Das bei dieser Variante nur zwei der vier BHKW zum Einsatz kommen liegt ebenfalls an den gestiegenen Brennstoffkosten, welche den Betrieb der BHKW, welcher sich hauptsächlich durch die Einspeisung von Strom lohnt, unter den getroffenen Annahmen an die Rentabilitätsgrenze bringt.

Fall 2: Neuauslegung des Erzeugerparks

Die optimale Neuauslegung des Erzeugerparks wurde analog zu Fall 1 sowohl mit dem Optimierungsziel der Kostenminimierung als auch mit dem Ziel der Minimierung der CO₂-Emissionen durchgeführt. In einer Variante der Kostenminimierung wurden die CO₂-Emissionen mit 100 €/t bepreist. Die erzielten Optimierungsergebnisse sind in Tabelle 41 dargestellt.

Analog zum Fall der Neuauslegung ist die optimale Dimensionierung der Anlagen in beiden Varianten der Kostenoptimierung nahezu identisch. Die maximale Nennleistung der Kessel ist gegenseitig etwas verschoben und in Summe minimal abweichend. Des Weiteren unterscheidet sich das optimale Speichervolumen um 4 m³. Diese Unterschiede sind als nicht relevant zu bewerten, da sie zu nahezu identischen Investitions- und Betriebskosten führen. Die in Tabelle 41 zu sehende Abweichung der Betriebskosten zwischen Spalte 2 und Spalte 3 entspricht nahezu den zusätzlich anfallenden Kosten durch die Bepreisung der CO₂-Emissionen. Diese Kosten von 100 €/t haben unter gegebenen Annahmen demzufolge keinerlei Auswirkung auf die Investitionsentscheidung und den Betrieb der Anlagen. Die resultierenden CO₂-Emissionen selbst bleiben ebenfalls identisch.

II Eingehende Darstellung

Tabelle 41: Bestmögliche Auslegung bei Neuauslegung des Erzeugerparks mit den Zielen der Minimierung der Gesamtkosten, der Minimierung der CO₂-Emissionen sowie der Minimierung der Gesamtkosten unter Annahme von CO₂-Emissionskosten von 100 €/t.

Optimierungsziel	Kosten	Kosten	CO ₂ -Emissionen
CO ₂ -Kosten	0 €/t	100 €/t	0 €/t
Kosten Betrieb	538.927 €	583.296 €	866.014 €
Kosten Invest	324.726 €	324.683 €	436.980 €
Kosten gesamt	863.653 €	907.979 €	1.302.993 €
CO ₂ -Emissionen	448,2 t	448,2 t	368,55 t
BM Kessel 1	2.500 kW	2.472 kW	2.500 kW
BM Kessel 2	700 kW	723 kW	1.889 kW
Anzahl BHKW	4	4	4
Solarthermie	-	-	3.000 m ²
Speicher	771 m ³	775 m ³	1.000 m ³
Rechenzeit	29.788 s	35.242 s	6.430 s
GAP	0,26 %	0,32 %	0,70 %

Dass eine Reduktion der Emissionen möglich wäre, zeigt das Ergebnis der Optimierungsrechnung mit dem Ziel der Emissionsminimierung, welches in der letzten Spalte von Tabelle 41 aufgeführt ist. Durch die Nutzung der maximal verfügbaren Fläche durch Solarthermie sowie der maximal möglichen Speicherkapazität lassen sich die Emissionen in diesem Fall um 17,8 % verringern. Die zugehörig angegebenen Kosten sind jedoch nicht aussagekräftig, da diese keinerlei Relevanz in der Zielfunktion haben und somit weder der Betrieb der Anlagen noch die Dimensionierung kosteneffizient sind. Dass speziell die Auslegung der Anlagen aus Kostensicht relativ beliebig ist, ist sehr gut an der in Summe überdimensionierten Nennleistung der beiden Kessel ersichtlich. Speziell vor dem Hintergrund der zusätzlich verfügbaren Leistung der Solarthermieranlage ist diese zur Deckung des Bedarfs offensichtlich nicht notwendig.

1.4 Rechtliche Bewertung

Autoren: Anja Bartsch; Prof. Astrid von Blumenthal - BIT

1.4.1 Aufgabenstellung

Die Umstellung von fossilen auf nichtfossile Energiequellen im Wärmenetz kann aufgrund der den erneuerbaren Energien innewohnenden Besonderheiten – wie z. B. Schwankungen bei der Verfügbarkeit und der Notwendigkeit des Einsatzes verschiedener Quellen oder Speicher zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit – nicht nur technische, sondern auch rechtliche Konsequenzen für die verschiedenen Akteure im Wärmenetz bedeuten. Im Teilvorhaben C wurden daher die rechtlichen Anforderungen an die Netztransformation v. a. aus Sicht des Netzbetreibers untersucht. Schwerpunkte lagen dabei auf dem möglichen Einsatz von Prosumern und dezentralen Einspeisekonzepten für Wärmenetze. Zudem wurden rechtliche Besonderheiten der ausgewählten Technologien analysiert.

Die rechtliche Bewertung der im Projekt betrachteten und letztlich in der Software abgebildeten Wärmeversorgungskonzepte erfolgte in AP 3. Nachdem im Zuge der Netztransformation vor allem die Dezentralisierung der Wärmeerzeugung und -einbindung von Bedeutung ist, war dabei ein besonderes Augenmerk auf die rechtliche Ausgestaltung von Szenarien zu legen, bei denen

II Eingehende Darstellung

- i. der Anschlussnehmer selbst Wärme in das Netz einspeisen darf,
- ii. die angeschlossenen Objekte als passiver Speicher berücksichtigt werden,
- iii. zeitlich hoch aufgelöste Verbrauchsdaten erfasst werden oder
- iv. der Netzbetreiber weitere Zugriffsmöglichkeiten auf die angeschlossenen Heizungssysteme besitzt.

Zur Einordnung der vorgenannten Themenfelder wurde zunächst eine Basisanalyse des bestehenden Rechtsrahmens für die Fernwärmeversorgung in Deutschland vorgenommen, anhand derer sodann die rechtlichen Voraussetzungen und Hindernisse für die Umsetzung der im Projekt untersuchten Transformationsstrategien ermittelt wurden. Gemeinsam mit dem DBFZ wurde abschließend in AP 6 eine Handreichung für die Benutzer der Software erstellt, welches u. a. Informationen zu den rechtlichen Fragestellungen bei der Realisierung der denkbaren Transformationsmaßnahmen beinhaltet.

1.4.2 Ergebnisse

Angesichts der fehlenden rechtlichen Vorgaben für die Umstellung von Wärmenetzen auf erneuerbare Energien konzentrierte sich die Untersuchung in AP 3 darauf, den im Falle einer Netztransformation betroffenen Akteuren bzw. den Nutzern der im Projekt entwickelten Software einen Kriterienkatalog für die Planung der tatsächlichen Umsetzung der empfohlenen Umstrukturierungen und Netzmaßnahmen an die Hand zu geben. Ein Schwerpunkt lag dabei auf Fallgestaltungen, wie sie in der Umgebung der meisten bereits bestehenden Fernwärmenetze auftreten können, wie z. B. der Einbeziehung fremder Grundstücke oder Anlagen infolge eines begrenzten Platzangebots im urbanen Raum und der Nutzung von Abwärme (vgl. [129]). Speziell in Bezug auf den Einsatz erneuerbarer Energien, welche in ihrer Verfügbarkeit stark schwanken können und in der Regel Ausgleichsmaßnahmen in Form von Speichern oder weiterer Anlagen erfordern, stand außerdem die zunehmende Dezentralisierung der Wärmeeinspeisung im Vordergrund, wobei auch der mögliche Einsatz von Prosumern in Betracht gezogen wurde. Die Ergebnisse wurden vorrangig aus der Perspektive des Netzbetreibers, welcher in den vorhandenen Wärmenetzen in der Regel eine zentrale Schlüsselrolle innehat [130, 131], für die Benutzerhandreichung zur Software aufbereitet.

In Wärmenetzen spielen die folgenden **Akteure** eine Rolle:

- Netzbetreiber bzw. Fernwärmeversorgungsunternehmen
- Anschlussnehmer bzw. Kunden
- Eigentümer oder sonst (neben den Kunden) Berechtigte von Grundstücken oder Gebäuden
- Betreiber von Wärmeerzeugungsanlagen
- Abwärmelieferanten
- Prosumer

Das Verhältnis zwischen Fernwärmeversorgungsunternehmen und Kunden unterliegt dabei in der Regel den Vorgaben der AVBFernwärmeV. Für die geschäftlichen Beziehungen zwischen dem Netzbetreiber und den weiteren möglichen Akteuren bzw. Betreibern externer Wärmeerzeugungsanlagen gibt es dagegen keine speziellen rechtlichen Vorgaben. Die Parteien sollten jedoch insbesondere die folgenden Punkte vertraglich regeln:

- Welche Wärmemengen sollen wann zu welchem Preis abgenommen werden?
- Soll es die Möglichkeit für Preiserhöhungen oder -senkungen geben?

II Eingehende Darstellung

- Wie müssen die technischen Vorrichtungen zur Einspeisung sowie die verwendete Messtechnik beschaffen sein?
- Wer trägt die Kosten sowie die Verantwortung für die Funktionstüchtigkeit der Anlage bzw. einzelner Anlagenteile?
- Welche evtl. wechselseitigen Zugangsrechte haben die Parteien?
- Soll es eine Möglichkeit zur Fernsteuerung der Anlage geben?
- Wer haftet im Falle von Störungen gegenüber wem und in welchem Umfang?
- Gibt es Regressmöglichkeiten für den Fall von Schäden bei Dritten oder den Anschlussnehmern?
- Unter welchen Voraussetzungen und in welchem Umfang besteht ein Recht zur Eigenversorgung (insbesondere bei Prosumern)?
- Wann und unter welchen Voraussetzungen soll der Vertrag ordentlich oder außerordentlich gekündigt werden können?

Nachdem jedes Wärmenetz anderen Bedingungen hinsichtlich Lage, Größe sowie technischer Möglichkeiten und verfügbarer Wärmequellen unterliegt, sind pauschale Aussagen zur tatsächlichen Ausgestaltung der o. g. Punkte nicht möglich. Vielmehr muss für jedes Szenario eine individuelle, an die bestehenden tatsächlichen und rechtlichen Verhältnisse vor Ort angepasste Lösung ermittelt werden. Bei der Ausgestaltung der geschäftlichen Beziehungen zwischen dem Betreiber eines Wärmenetzes und den Eigentümern oder sonst Nutzungsberechtigten von als Anlagenstandort benötigten Grundstücken oder Gebäuden, Abwärmelieferanten und Prosumern können dabei jeweils weitere Besonderheiten zu berücksichtigen sein, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

1.4.2.1 Einbeziehung fremder Grundstücke und Gebäude als Anlagenstandort

Bei der tatsächlichen Umsetzung der zur Dekarbonisierung empfohlenen Netzmaßnahmen kann es erforderlich sein, für Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien, wie z. B. Solarthermieranlagen, geeignete Standorte zu finden. Gerade bei einem begrenzten Platzangebot im städtischen Umfeld liegt es dabei nahe, dass auch fremde, private Dachflächen oder Räume mit einbezogen werden müssen. Auch bei der Errichtung von Speichern auf für den Fernwärmeversorger bzw. Netzbetreiber fremden Grundstücken oder der Berücksichtigung von angeschlossenen Gebäuden als passive Speicher müssen mit den jeweiligen Eigentümern entsprechende **Vereinbarungen über die Standortnutzung** getroffen werden. Die in diesem Zusammenhang aufkommenden Fragen können in der Software nicht abschließend beantwortet werden und finden daher ergänzend Erwähnung in der Benutzerhandreichung.

Sofern der Netzbetreiber eine Vereinbarung über die Nutzung bestimmter Flächen oder Räume mit deren Eigentümern zur Errichtung von Wärmeerzeugungsanlagen oder Speichern in Betracht zieht, spielt es grundsätzlich keine Rolle, ob die Eigentümer der jeweiligen Immobilie gleichzeitig Anschlussnehmer bzw. Kunden im Sinne der AVBFernwärmeV sind. Entsprechend wird sich auch an den bestehenden Vereinbarungen mit den übrigen Kunden nichts ändern. Sofern ein Kunde die notwendige Fläche für eine Anlage des Netzbetreibers bzw. Fernwärmeversorgers bereitstellt, wird er auch nicht automatisch zum Prosumer. Die Vereinbarung über die Nutzung eines bestimmten Standortes kann daher in der Regel unabhängig von den restlichen rechtlichen Rahmenbedingungen des Fernwärmenetzes getroffen werden. In den meisten Fällen wird sich vorrangig die Frage stellen, ob sich die Eingehung einer entsprechenden Verpflichtung aus wirtschaftlicher Sicht lohnt, also ob die vom Grundstückseigentümer geforderte Vergütung für die Standortnutzung in Relation zum Nutzen der Anlage tragbar ist.

Bei der Vereinbarung über die Nutzung eines bestimmten Standorts an sich handelt es sich in der Regel um einen **Mietvertrag** über Gewerbeflächen oder Nicht-Wohnraum, für den die in § 578 BGB genannten Vorschriften gelten [132]. Im Vergleich zu Wohnraummietverträgen sind die Parteien dabei wesentlich freier in der Gestaltung und können z. B. auch von den in § 580a BGB vorgesehenen Kündigungsfristen abweichen [133]. Der Mietvertrag sollte außerdem durch eine **beschränkte persönliche Dienstbarkeit** nach §§ 1090 ff. BGB abgesichert werden, die gleichzeitig einen etwaigen Eigentumsverlust an der Anlage und den zugehörigen Leitungen durch Verbindung mit einem Grundstück nach §§ 94 ff. BGB verhindern kann. Bei Fernwärmeversorgungsleitungen verhindert diesen Eigentumsverlust zwar bereits § 8 AVBFernwärmeV als „öffentliches Recht“ iSd § 95 Abs. 1 S. 2 BGB [134]. Ob diese Norm jedoch auch auf Leitungen von und zu einer Wärmeerzeugungsanlage anwendbar ist, ist umstritten. Der Wortlaut erstreckt sich zunächst nur auf Leitungen, die zur „örtlichen Versorgung“ erforderlich sind, sodass Leitungen von und zu einer Energieerzeugungsanlage, die der Versorgung des gesamten Netzgebietes dient, ausgeschlossen sein könnten [135]. Durch eine beschränkte persönliche Dienstbarkeit kann somit in jedem Fall für klare Verhältnisse gesorgt werden. In diesem Zusammenhang ist außerdem zu beachten, dass die Anwendbarkeit von § 1092 Abs. 3 BGB, wonach eine beschränkte persönlich Dienstbarkeit zugunsten eines Fernwärmeversorgungsunternehmens ausnahmsweise auch Rechtsnachfolger des Grundstückseigentümers binden kann, für den Fall von Leitungen, die nicht ausschließlich der Versorgung von Anschlussnehmern dienen, ebenfalls umstritten ist, sodass die **Bindung von Rechtsnachfolgern ebenfalls** gesondert vereinbart werden sollte, z. B. durch den Abschluss eines durch Vormerkung gesicherten Vertrags zugunsten Dritter bzw. des Fernwärmeversorgers mit den eventuellen Nachfolgern [136].

Sofern die Anlage in den Räumlichkeiten eines Fernwärmekunden im Sinne der AVBFernwärmeV aufgestellt werden soll, kann sich der Fernwärmeversorger zudem nicht auf § 11 AVBFernwärmeV berufen, der den Kunden verpflichtet, die Fläche für die Übergabestation unentgeltlich zur Verfügung zu stellen, und es dem Fernwärmeversorger gestattet, die Übergabestation ggf. auch für „andere Zwecke“ zu nutzen. Dem Wortlaut nach muss der Kunde nur Einrichtungen dulden, die zu seiner Versorgung erforderlich sind. Eine dem gesamten Netz dienliche Wärmeerzeugungsanlage ist von der Norm daher nicht mehr erfasst. Die Möglichkeit des Fernwärmeversorgers, eine Übergabestation auch für „andere Zwecke“ zu nutzen, beschränkt sich zudem auf die Nutzung der Übergabestation an sich und schließt nicht deren Erweiterung um eine Wärmeerzeugungsanlage oder einen Speicher ein. Die Nutzung der Übergabestation „für andere Zwecke“ muss dem Anschlussnehmer außerdem zumutbar sein, was im Falle der Errichtung einer weiteren Anlage, die ggf. mit erheblich höherem Wartungsaufkommen oder Emissionsrisiken verbunden ist, nicht gegeben ist.

1.4.2.2 Einbeziehung von Abwärme

Für Abwärme gibt es verschiedene gesetzliche Begriffsbestimmungen. So wird in § 3 Abs. 1 Nr. 1 GEG Abwärme als „die Wärme oder Kälte, die aus technischen Prozessen und aus baulichen Anlagen stammenden Abluft- und Abwasserströmen entnommen wird“ definiert. Sie kann hier nach § 42 Abs. 1 GEG als Ersatz für erneuerbare Energien für die Deckung des Wärme- und Kältebedarfs bei der Errichtung neuer Gebäude eingesetzt werden. Laut § 2 Nr. 9 KWKG ist „industrielle Abwärme“ die „nicht genutzte Wärme aus industriellen Produktionsanlagen oder -prozessen in Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes“. In Art. 2 Nr. 9 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbare-Energien-Richtlinie/ RED II) (vgl. [137]) ist „Abwärme und -kälte“ die „unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt

in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärmesystem oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist“.⁶ Abwärme entsteht jedoch in jedem Fall als **Beiprodukt** eines nicht auf die Wärmeproduktion ausgerichteten Vorgangs und wird nicht zielgerichtet für die Nutzung in einem Fernwärmenetz produziert. Sie unterliegt damit einem erheblichen **Ausfallrisiko**, das der Fernwärmeversorger und der Abwärmelieferant im Rahmen einer möglichen Kooperation berücksichtigen müssen [139]. Die AVBFernwärmeV ist auch in diesem Verhältnis nicht einschlägig, sodass die Parteien bei der vertraglichen Gestaltung ihres künftigen Zusammenwirkens relativ frei sind.

Als Schwierigkeit bei der Integration von Abwärme werden häufig die in der Fernwärmeversorgung üblichen, langen Vertragslaufzeiten von bis zu zehn Jahren genannt (vgl. § 32 AVBFernwärmeV), die den dortigen Kalkulationen zugrunde liegen und an die sich Industrieunternehmer in der Regel nicht binden wollen [140]. Solange keine rechtlichen Vorgaben für die Art und Weise der Abwärmeeinnutzung vorliegen, bleibt es jedoch auch hier den Parteien überlassen, eine individuelle und für ihren Fall passende Lösung zu finden.

1.4.2.3 Einbeziehung von kundeneigenen Anlagen bzw. Prosumern

Ein Prosumer unterscheidet sich von einem einfachen Anschlussnehmer, der ggf. eine Fläche oder einen Raum für eine Wärmeerzeugungsanlage zur Verfügung stellt, dadurch, dass er sich durch eine **eigene Wärmeerzeugungsanlage** zunächst selbst versorgen und nur deren Überschuss ins Netz einspeisen möchte. Gleichzeitig möchte er für den Fall, dass seine eigene Anlage nicht ausreicht, z. B. bei Defekten oder unvorhergesehen hohem Wärmebedarf, die Möglichkeit behalten, sich aus dem Netz zu versorgen. Grundsätzlich sollten also zunächst Art und vor allem Dimensionierung der kundeneigenen Anlage geklärt werden, um die beidseitigen wirtschaftlichen Risiken abschätzen zu können. Ähnlich wie bei fremden Wärmeerzeugungsanlagen und Abwärme muss der Netzbetreiber hier Maßnahmen zur Absicherung gegen einen außerplanmäßigen Ausfall des Prosumers treffen, der in diesem Fall aber nicht nur zu einer geringeren verfügbaren Wärmemenge führt, als erwartet, sondern außerdem eventuell mit einem zusätzlichen, erhöhten Wärmebedarf seitens des Prosumers, dem in diesem Moment die Möglichkeit zur Eigenversorgung fehlt, einhergeht. Aus Sicht des Prosumers ist vorrangig zu klären, ob und in welchem Umfang er für die von ihm eingespeiste Wärme eine Vergütung verlangen kann, die idealerweise zumindest zu einer teilweisen Refinanzierung seiner Investitionen führt.

Fraglich ist, in welchem Ausmaß die AVBFernwärmeV im Verhältnis zwischen Fernwärmeversorger und Prosumer anzuwenden ist. Generell kann der evtl. bereits bestehende Wärmeliefervertrag unverändert weiterlaufen und lediglich parallel dazu ein Prosumer-Vertrag abgeschlossen werden, der dann die Bedingungen für die Wärmeeinspeisung aus der kundeneigenen Anlage regelt. Realistischer und zielführender ist aber, vor allem angesichts der in § 3 AVBFernwärmeV für den Kunden vorgesehenen Möglichkeit zur Anpassung oder auch Sonderkündigung⁷ des Wärmeliefervertrages für den Fall, dass er sich teilweise oder vollständig aus erneuerbaren Energien versorgen möchte, eine einheitliche Vereinbarung, die einerseits sowohl der verbrauchenden als auch der produzierenden Rolle des Prosumers gerecht wird und andererseits die Interessen des Netzbetreibers v.a. hinsichtlich der o.g. Risiken berücksichtigt. Die hierdurch aufgeworfenen Fragestellungen werden von der AVBFernwärmeV, die ausschließlich Regelungen für das herkömmliche

⁶ zur näheren Auseinandersetzung mit dieser Definition vgl. [138].

⁷ Diese Möglichkeit ist seit der Novelle der AVBFernwärmeV im September 2021 vorgesehen, vgl. [141].

Versorgungsverhältnis zwischen einem Fernwärmeversorger und vielen Verbrauchern enthält, nicht abgedeckt. Der Prosumer, der in der Regel nur einen einzigen Abnehmer in Form des Netzbetreibers haben wird, wird nicht zum Fernwärmeversorger im Sinne der AVBFernwärmeV und möchte dies in den meisten Fällen vermutlich auch gar nicht werden, ebenso wenig, wie der bestehende Fernwärmeversorger seine Verantwortung für das Netz insgesamt wegen der damit für ihn v. a. im Verhältnis zu den „einfachen“ Anschlussnehmern einhergehenden Risiken abgeben oder teilen möchte.

In Art. 24 Abs. 4b, Abs. 5 und Abs. 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbare-Energien-Richtlinie/ RED II) (vgl. [137]) sind zwar Anhaltspunkte enthalten, wie die gesetzliche Regelung des verpflichtenden Drittzugangs zu Fernwärmenetzen in einem Mitgliedsstaat der Europäischen Union ausgestaltet werden sollte, sofern sich der entsprechende nationale Gesetzgeber dafür entscheidet, auf diesem Weg eine Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien in der Wärme- und Kälteversorgung zu erreichen. Insbesondere sind in Art. 24 Abs. 5 und Abs. 6 der RED II Voraussetzungen genannt, unter denen Netzbetreibern eine Verweigerung des Zugangs ermöglicht werden soll, bzw. Arten von Fernwärme- und Fernkältesystemen, die der Gesetzgeber von den entsprechenden Regelungen von vornherein ausnehmen kann. Vor allem hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung⁸ kann so ggf. von dem Erfordernis, eine Netzöffnung zu ermöglichen, befreit werden. Auch, wenn die Netzöffnung zu einer übermäßigen Preissteigerung für den Endkunden führen würde oder die jeweiligen technischen Voraussetzungen nicht erfüllt sind, soll der Netzbetreiber Dritten den Zugang verweigern können. Bislang hat der deutsche Gesetzgeber sich jedoch nicht für diese Option entschieden, sodass es für Netzbetreiber und Anschlussnehmer, die dennoch ein Prosumer-Modell realisieren wollen, bis auf weiteres keine gesetzlichen Vorgaben gibt.

In der Praxis sind Prosumer aufgrund der mit ihrer Integration einhergehenden technischen Schwierigkeiten für bestehende Wärmenetze – zumindest bislang – in der Regel keine Option. Vor dem Hintergrund der nunmehr erleichterten Vertragsanpassungsmöglichkeiten in § 3 AVBFernwärmeV, die eine Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien für interessierte Kunden attraktiver machen, könnte es jedoch für Fernwärmeversorger künftig unabdingbar sein, Geschäftsmodelle für Prosumer anzubieten, um ihre Kunden möglichst zu halten – und gleichzeitig ihren Energiemix zu dekarbonisieren.

1.4.2.4 Mess- und Kommunikationstechnik

Die im September 2021 in Kraft getretene **FFVAV** (Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung vom 28. September 2021, BGBl. I S. 4591, 4831) enthält genaue Vorgaben für die in einem Fernwärmeversorgungsverhältnis zu verwendenden Messeinrichtungen. So müssen alle seit 05.10.2021 installierten Zähler fernablesbar sein. Ältere Messeinrichtungen müssen bis spätestens 31.12.2026 entsprechend nachgerüstet oder ausgetauscht werden. Die Einrichtungen müssen außerdem in der Lage sein, den tatsächlichen Verbrauch widerzugeben und den Standards des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik entsprechen, vgl. § 3 Abs. 1, Abs. 3 und Abs. 4 FFVAV. Sofern ein Anschluss an ein Smart-Meter-Gateway und damit die Integration in ein intelligentes Messsystem erfolgen, sind die Vorschriften des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) vorrangig, § 3 Abs. 5 ff. FFVAV.

⁸ vgl. zur Definition in Deutschland § 2 Nr. 8a KWKG.

Fraglich ist jedoch, inwieweit die FFVAV auf die im Projekt behandelten Szenarien anwendbar ist und ob dementsprechend auch die im Falle des Einsatzes von Prosumern, externen Wärmeerzeugern oder Abwärme benötigten Messeinrichtungen zur Erfassung der Wärmeeinspeisung den dortigen Vorgaben entsprechen müssen, die Wärmeerzeuger also z. B. auch im Verhältnis zum Netzbetreiber den in §§ 4, 5 FFVAV vorgesehenen Informationspflichten, etwa über die Kontaktdaten von Verbraucherschutzverbänden, unterliegen. Nachdem die FFVAV im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens mit dem letzten Beschluss des Bundesrats [142] nochmals deutlich auf den Schutz von Endverbrauchern im Fernwärmebereich bzw. den Schutz von Verbrauchern iSd § 13 BGB ausgerichtet wurde, also auf den Schutz nicht gewerblich tätiger, natürlicher Personen, spricht viel dafür, dass der Gesetzgeber beim Erlass der Verordnung nicht an die vorgenannten Szenarien der Wärmeeinspeisung, die sich zudem in der Regel zwischen Unternehmern abspielen, gedacht hat – auch wenn die Definitionen für Fernwärme etc. in § 2 FFVAV bewusst offen und technologie-neutral gehalten wurden und allein dem Wortlaut nach auch Fälle erfasst sein könnten, in denen der „Kunde“ der Betreiber eines Fernwärmenetzes ist und die Wärme zur Einspeisung in sein Netz erwirbt [143]. Dem Sinn und Zweck nach ist die Anwendung der FFVAV insgesamt jedoch nur im herkömmlichen Massengeschäft der Fernwärmeversorgung sinnvoll, also dann, wenn ein zentraler Versorger mehrere Verbraucher bzw. Endkunden beliefert und aus Sicht dieser Kunden lediglich Messeinrichtungen zur Verbrauchserfassung erforderlich sind. In anderen Fällen – wie bei der Integration von Prosumern, externen Anlagen oder Abwärme – könnten die Regelungen dementsprechend außer Betracht bleiben.

Nachdem die Norm erst kurze Zeit in Kraft ist, fehlen noch praktische Erfahrungen mit entsprechenden Anwendungsfällen. Der Fernwärmeversorger muss jedoch auch beim Bezug extern erzeugter Wärme darauf achten, seinen Informationspflichten z. B. über Energiemix und Treibhausgasemissionen nach §§ 4, 5 FFVAV gegenüber seinen Anschlussnehmern iSd AVBFernwärmeV nachkommen zu können und sollte daher entsprechende **Auskunftspflichten** mit den Betreibern weiterer Wärmeerzeugungsanlagen vereinbaren.

1.4.2.5 Umlage von Investitionskosten

Ob ein Fernwärmeversorger die ihm im Zuge einer Netztransformationen entstehenden Investitionskosten an seine Anschlussnehmer iSd AVBFernwärmeV weitergeben kann, hängt vor allem davon ab, ob und inwieweit die **in den bestehenden Verträgen verwendete Preisänderungsklausel** dies erlaubt. Seit der letzten Änderung der AVBFernwärmeV im September 2021 [142] ist die einseitige Änderung von Preisänderungsklauseln nach § 24 Abs. 4 S. 3 AVBFernwärmeV ausgeschlossen. Zuvor genügte auch eine öffentliche Bekanntmachung der geänderten Preisänderungsklausel für eine wirksame Vertragsänderung [144]. Sofern die vorhandene Preisänderungsklausel eine Weitergabe der infolge der Netztransformation entstehenden Kosten oder Preisänderungen also nicht zulässt, bleiben dem Fernwärmeversorger, wenn er nicht mit allen Anschlussnehmern eine neue Vereinbarung treffen kann oder sich durch Änderungskündigungen dem Risiko des Verlusts von Kunden aussetzen möchte, aktuell keine Möglichkeiten, seine Investitionen auf diese Weise zu refinanzieren.

Im Verhältnis zu externen Anlagenbetreibern, Prosumern oder Abwärmelieferanten unterliegen die Kostenverteilung im Hinblick auf Errichtung und Betrieb der notwendigen Anlagen sowie die Vergütung für die eingespeiste Wärme jedoch – wie die entsprechenden Vertragsverhältnisse insgesamt – keinen besonderen gesetzlichen Vorgaben.

1.4.2.6 Technologiespezifische rechtliche Anforderungen

Zusätzlich zu den bisher behandelten, vor allem vertragsrechtlichen Fragen können im Zuge von Transformationsmaßnahmen im Wärmenetz je nach verwendeter Technologie weitere gesetzliche Anforderungen zu berücksichtigen sein. In der Software werden als Optionen zur Ergänzung oder zum Ersatz der bisherigen Wärmequellen thermische Speicher, Wärmepumpen, Geothermie, Solarthermie, Abwärme, direktelektrisches Heizen, biogene Festbrennstoffe sowie Biogas und Biomethan in Betracht gezogen. Die genannten Technologien unterliegen den jeweils im Hinblick auf die Genehmigung entsprechender Anlagen relevanten, rechtlichen Anforderungen, wobei insbesondere Fragen des **Bau- und Immissionsschutzrechts** von Belang sind. Je nach verwendeter Technologie und Standort kann außerdem **Wasserrecht** eine Rolle spielen, ebenso **Bergrecht**, **Bodenschutz** und ggf. **Abfallrecht**. Für eine abschließende rechtliche Bewertung des jeweiligen Anwendungsfalls sind jedoch die standortspezifischen tatsächlichen und rechtlichen Gegebenheiten im betroffenen Wärmenetz maßgeblich, sodass vorliegend lediglich allgemeine Hinweise auf in der Regel zu beachtende Normen gegeben werden können. Das konkrete Vorgehen muss jeweils mit den zuständigen Behörden abgestimmt werden.

2 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Für alle Teilvorhaben lagen die höchsten Ausgaben bei den Personalkosten, gefolgt von den allgemeinen Verwaltungsausgaben. Die Ausgaben für Dienstreisen nehmen aufgrund der Coronapandemie nur eine sehr untergeordnete Rolle ein. Die über die gesamte Projektlaufzeit in den einzelnen Positionen angefallenen Kosten sind dem Verwendungsnachweis zu entnehmen.

Für das **Teilvorhaben A** entstanden darüber hinaus Kosten für die Beschaffung der Software für die thermo-hydraulische Simulation von Wärmenetzen. Für das **Teilvorhaben B** fielen weiterhin Kosten für die Lizenz der kommerziellen Optimierungssoftware „TOP-Energy“ an, welche für Vergleichs- und Validierungsrechnungen während der Tool-Entwicklung genutzt wurde. Für das **Teilvorhaben C** war zusätzlich die Beschaffung aktueller Fachliteratur und insbesondere das Abonnement entsprechender juristischer Datenbanken erforderlich.

3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die durchgeführten Forschungsarbeiten im Verbundprojekt sowie die dafür aufgewandten Ressourcen waren notwendig und angemessen, da sie der im Projektantrag formulierten Planung entsprachen und alle wesentlichen im Arbeitsplan formulierten Aufgaben erfolgreich bearbeitet wurden. Darüber hinaus waren keine zusätzlichen Ressourcen für das Projekt notwendig.

4 Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Im Rahmen des **Teilvorhabens B** wurde das Optimierungsframework flixOpt für Energiesysteme entwickelt. Dieses bietet eine Entscheidungshilfe für Investitionsentscheidungen zur Neuauslegung und Transformation von Erzeugerparks sowie deren Betriebsführung zur Deckung von Energiebedarfen. Speziell im hier vorliegenden Projektkontext wurde dabei der Schwerpunkt auf die Wärmeversorgung gelegt. Die Investitionsoptimierung konnte dabei direkt in die mathematische Modellierung klassischer gemischt-ganzzahliger, linearer Erzeugereinsatzoptimierung

integriert werden. Somit können rechenzeitintensive Variantenrechnungen mit entsprechend hohem Aufwand im Post-Processing für Analyse und Vergleich einzelner Teilergebnisse vermieden werden. Die bei der Implementierung gelegten Schwerpunkte auf generische Anwendbarkeit sowie hohe Performanz ermöglichen ein weites Anwendungsfeld des Optimierungsframeworks auch weit über die Grenzen der klassischen „KWK-Kostenoptimierung“ hinaus. Das Optimierungsframework wurde in Python entwickelt und Open-Source auf GitHub zur Verfügung gestellt. Aufgrund der weiten Verbreitung von Python ermöglicht dies einem weiten Anwenderkreis in Lehre, Forschung und Industrie die einfache und kostenfreie Nutzung, Verbreitung und Weiterentwicklung der Software. Des Weiteren wurde mit der Browser-basierten, grafischen Oberfläche *flixOptWeb* eine Nutzerschnittstelle mit niedriger Einstiegshürde zur Bearbeitung von Problemen von kleiner bis mittlerer Komplexität geschaffen. Bereits kurze Zeit nach Veröffentlichung stieß das Optimierungsframework auf erstes Interesse bei kommerziellen Anwendern. Es findet außerdem bereits Verwendung in verschiedenen Forschungsprojekten, der Lehre und in studentischen Arbeiten der TU Dresden.

Im Rahmen des **Teilvorhabens C** konnten umfangreiche Erkenntnisse über die bestehende Rechtslage für Fernwärmenetze gewonnen und im Hinblick auf die auch in bereits vorhandenen Strukturen notwendige Wärmewende ausgewertet werden. Die Aufbereitung der Ergebnisse in Form von Handlungsempfehlungen für die Betreiber bestehender Fernwärmenetze, die unabhängig von einem weiteren Tätigwerden des Gesetzgebers eine Netztransformation anstreben, ist vor allem vor dem Hintergrund der interdisziplinären Zusammenarbeit im Projekt, welche eine Abstimmung zwischen technischer Sinnhaftigkeit und rechtlichen Möglichkeiten erlaubte, besonders auf die Bedürfnisse der Praxis zugeschnitten und gut für eine umfassende Information der Netzbetreiber geeignet. Gleichzeitig können die Ergebnisse des Teilvorhabens als Basis für weitere Arbeiten mit Bezug zur rechtlichen Situation im Fernwärmebereich sowie dem Einsatz von erneuerbaren Energien zugunsten der Wärmewende herangezogen werden.

5 Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Anfang 2020 veröffentlichte die Stadt Helsinki im Rahmen der **Helsinki Energy Challenge** Daten des Fernwärmenetzes, der Versorgungsanlagen und der vorangegangenen Analysen zu verfügbaren Wärmepotenzialen wie Abwärme, Geothermie und Meerwasser. Ziel der Challenge war das Entwickeln von Konzepten zur kohlefreien Wärmeversorgung bis 2029 unter möglichst geringem Einsatz von Biomasse. Im Juni 2021 wurden die zehn vielversprechenden, eingesandten Konzepte veröffentlicht und die hilfreichsten Ideen gekürt. Die eingesendeten Konzepte beinhalteten konkrete technologische Versorgungskonzepte, Stadtentwicklungspläne und Strategien zur Entwicklung zukünftiger Marktmodelle. [145] Die Ideen wurden speziell für das Wärmenetz in Helsinki ausgestaltet, das mit einer Rohrleitungslänge von 1.400 km und einem jährlichen Wärmebedarf von 6.412 GWh um den Faktor 10 größer ist, als die durchschnittlichen deutschen Wärmenetze. Die direkte Übertragbarkeit der Konzepte ist daher und aufgrund der in Deutschland überwiegend fehlenden Option zur Nutzung von Meerwasser und/oder Geothermie als Wärmequelle sowie abweichenden rechtlichen Rahmenbedingungen nur eingeschränkt möglich, dennoch bieten insbesondere „Flexible Future“ [146] und „Sustainable Heat Coalition“ [147] gute Ausgangspunkte für die Erstellung weiterer individueller Transformationskonzepte.

Anfang 2021 veröffentlichte die Technische Universität Berlin eine Studie über den Status Quo der deutschen Fernwärme mit einem Ansatz zu Clusterung verschiedener Wärmenetzarten mit dem Titel: „**Landscape of district heating systems in Germany – Status quo and categorization**“. [148] Neben der Datenverfügbarkeit und Wärmenetzkategorien wurden auch die verwendeten Technologien untersucht. Die beschriebenen wesentlichen Erkenntnisse sind im nachfolgenden ins Deutsche übersetzten wörtlichen Zitat zusammengefasst:

„Mehrere deutsche Kommunen haben "Klimaschutzstudien" durchgeführt und veröffentlicht, in denen sie ihre strategischen Energieplanungsziele und Wege zur Dekarbonisierung definieren. Aus einer Literaturrecherche geht hervor, dass 90 % der untersuchten Städte {} solche Studien durchgeführt haben {...}. Hinsichtlich des Potenzials und der Integration spezifischer Technologien schreiben die meisten Städte der Integration von Solarthermie in der Zukunft eine bedeutende Rolle zu, d. h. rund 70 % der Studien erwähnen die Aufdach- oder Großflächenintegration als eine Technologieoption im Wärmesektor. Die Integration von Erdwärme wird in etwa der Hälfte der Studien erwähnt, während Wärmepumpen in etwa 40 % der Studien genannt werden. Etwa 60 % der Studien erwähnen Biomasse als Brennstoff für KWK-Anlagen, während 30 % angeben, dass sie Erdgas als Brennstoff verwenden werden, ohne näher darauf einzugehen, wie es in Zukunft ersetzt werden soll. Allerdings beziehen sich die untersuchten Studien in der Regel auf Potenziale und Zukunftspläne und führen keine konkreten Maßnahmen auf.“* {*} Untersucht wurden 88 Städte und 83 gefundene Klimaschutzstudien.

Resultierend aus dem Verbundvorhaben „EnEff: Wärme **UrbanTurn**: Wandlung der urbanen leitungsgebundenen Wärmeversorgung“ veröffentlichte die AGFW im Mai 2022 den Bericht: „Fernwärmenetze im Kontext nationaler Klimaziele: Potenziale für „UrbanTurn““ [149]. Ein Ziel des Projektes ist die Analyse des Status Quo bestehender Fernwärmenetze und aktuellen Transformationsprojekten zur Beurteilung der Potenziale und Herausforderungen zukünftiger Wärmenetze hinsichtlich (klima-)politischer Zielsetzungen. Die Ergebnisse der Untersuchungen unterstreichen das Potenzial zum Beitrag des Erreichens der Klimaschutzziele, dass der Ausbau und die Dekarbonisierung von bestehenden Wärmenetzen bietet.

Im Rahmen des Verbundvorhabens: „Innovative Konzepte und Geschäftsmodelle für zukunftsfähige Bioenergiedörfer – klimafreundlich, demokratisch, bürgernah; Teilvorhaben 1: Geschäftsmodelle und Nahwärmenetze - Akronym: **PerspektivenBED**“ wurden die zukünftigen Perspektiven für Bioenergiedörfer nach Ablauf der EEG-Vergütung beleuchtet. Im abschließend veröffentlichten Leitfaden, werden die gewonnenen Erkenntnisse zu Nahwärmenetzen innerhalb von Bioenergiedörfern sowie mögliche Transformationskonzepte von einem ausschließlich durch Bioenergie versorgten Wärmenetz hin zu einer multivalenten Nutzung erneuerbarer Energien [150]. Die Ergebnisse zeigen die Notwendigkeit der Transformation auch von bereits vollständig mit Bioenergie versorgten (Nah-)Wärmenetzen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit. Damit einher geht die Option zum Fortschritt der Umstellung der Wärmeversorgung auf CO²-freie Wärmebereitstellungsanlagen.

Das Projekt **KoWa** – Wärmewende in der kommunalen Energieversorgung startete 2020 und hat zum Ziel vier beispielhaften Versorgungsgebieten dabei zu unterstützen die Energieeffizienzsteigerung und den Defossilisierung voranzubringen. Dabei sollen Zugangshürden und Hemmnisse

bei der Implementierung oder der Erweiterung kommunaler Wärmenetze identifiziert und technisch wie ökonomisch-juristisch abgestimmte Konzepte entwickelt werden [151].

Im Rahmen des HotMaps-Projekts **H2020** wurde eine **Toolbox** entwickelt, die bei der strategischen Wärme- und Kälteplanung auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene unterstützt. Das Fraunhofer ISI entwickelte eine Open-Source-Industriedatenbank, die industrielle Überschusswärmepotenziale für identifiziert und Lastprofile für den Wärmebedarf aller Sektoren liefert. Es ist damit möglich, die Übereinstimmung von künftigem Wärmebedarf und -angebot innerhalb eines Hektar zu bewerten um zukünftige Abwärmenutzung zu erleichtern [152].

Seit Januar 2020 entwickelt das Konsortium des Projektes **open_plan** bestehend aus dem Reiner Lemoine Institut (RLI), der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) und dem Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK) ein gleichnamiges kostenloses Open-Source Softwaretool. Das Tool soll zur optimierten Planung von Energiezellen für die (Teil-)Versorgung des Strom- und Wärmebedarfs von Quartieren, Gewerbe und Industrie in Deutschland eingesetzt werden [153].

2022 veröffentlichte **nPro Energy GmbH** ein gleichnamiges Softwaretool für die energetische Planung von Quartieren und Energiezentralen. Die Anwendung ist unterteilt in zwei Module. Das Modul „Lastprofile & Wärmenetz“ ermöglicht die gebäudegenaue Erstellung von Bedarfsprofilen für Strom, Wärme und Kälte sowie deren Zusammenschluss zu einem Wärme- / Kältenetz unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors. Das Modul „Energiezentrale“ ermöglicht die Auslegung und Simulation Strom, Wärme und Kälte erzeugender und speichernder Komponenten. Die Software kann eingeschränkt kostenfrei verwendet werden. Die vollumfängliche Lizenz ist für akademische Forschung und Lehre ebenfalls kostenlos, für die kommerzielle Nutzung kostenpflichtig [154].

Aktuelle **gesetzgeberische Aktivitäten oder Förderprogramme** wie das BEG beziehen sich überwiegend auf die energieeffiziente Ausgestaltung von Neubauten bzw. von neu errichteten Strukturen zur Energieversorgung und fokussieren sich stärker auf einzelne Gebäude als auf die Belange der Wärmenetze. Im Falle der FFVAV sowie der Novellierung der AVBFernwärmeV im September 2021 stand die Stärkung von Verbraucherrechten im Vordergrund und nicht der Einsatz erneuerbarer Energien in den vorhandenen Strukturen, sondern – durch die Möglichkeit zur Abkopplung der vollständig aus erneuerbaren Energien versorgten Einheiten von der bestehenden Fernwärmeversorgung – eher deren Auflösung. Eine dem Strom- und Gassektor vergleichbare Regulierung von Wärmenetzen ist gegenwärtig nicht absehbar. Die Dekarbonisierung vorhandener Fernwärmenetze ist damit momentan noch der Initiative der beteiligten Akteure überlassen, welchen die hier erzielten Ergebnisse eine Hilfestellung bieten können.

6 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen

Kalenderjahr 2020

- Gebhardt, H.; Büchner, D.; Stange, P.; Bartsch, A. (2020): „Options for an efficient usage of solid biofuels in decarbonized heating grids“, Poster für 6. Mitteleuropäische Biomassekonferenz Graz, 22. – 24.01.2020

II Eingehende Darstellung

- Bartsch, A. (2020): "Rechtliche Herausforderungen der dezentralen Einspeisung in Fernwärmenetze", in: 14. Rostocker Bioenergieforum, Kurzbeitrag, Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, Band 98, Rostock 2020
- von Blumenthal, A., Bartsch, A. (2020): „District Heating grids and Renewable Energies“, in: 2nd International Conference „Business meets Technology“, Hochschule Ansbach, 02. – 04.07.2020
- Gebhardt, H.; Büchner, D.; Bartsch, A.; Panitz, F.; Stange, P. (2020): „SmartBioGrid: Optionen zum Einsatz von fester Biomasse in dekarbonisierten Wärmenetzen“, in: Reader Fachkonferenz Bioenergie und Energiewendebauen 24.11.2020

Kalenderjahr 2021

- Bartsch, A, Gebhardt, H., von Blumenthal, A. (2021): „Technical requirements of bonuses for renewable heat in CHP-systems under German law“, CET (submitted)

Kalenderjahr 2022

- Gebhardt, H., Gebhardt, M., Büchner, D. (2022): „Effects of different software applications on generated heat load profiles for district heating grids“, in: Reader 30. European biomass conference exhibition – EUBCE, 09. – 12.05.2022
- Gebhardt, H. (2022): „Auswirkungen unterschiedlicher Softwareanwendungen auf die resultierenden Wärmelastprofile für Fernwärmenetze“, Poster für DBFZ Jahrestagung 2022, 21. – 23.06.2022
- Stange, P., Panitz, F. (2022): Softwaregestützte Dimensionierung von Erzeugern und Speichern, Poster zum 32. Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme 2022, Kloster Banz, 03. – 05.05.2022
- Panitz, F., Stange, P. (2022): FlixOpt: Optimierungsbasierte Dimensionierung von Erzeugern und Speichern, Präsentation des Tools am Messestand der TU-Dresden, 27. Dresdner Fernwärmekolloquium, Dresden, September 2022
- Panitz, F., Stange, P. (2022): Investment optimization for district heating supply systems, Poster und Conference Paper zur Eurosun 2022, Kassel, Oktober 2022

Kalenderjahr 2023

- Stange, P. (2023): FlixOpt: Einsatzplanung und Dimensionierung von Erzeugerparks, Vortrag, 5. ADerN-Workshop, Februar 2023
- Stange, P. (2023): FlixOpt: Optimierungsframework zur Einsatzplanung und Dimensionierung von Erzeugerparks, Vortrag und Publikation auf <https://www.fernwaerme-digital.de/software-tools>, AGFW: Software & Tools für Fernwärmeanwendungen, März 2023
- Stange, P., Panitz, F., Behrends, T. (2023): flixOpt – Einsatzplanung und Dimensionierung von Erzeugerparks, Poster, 13. Projektleitungstreffen EnergiewendeBauen, Dresden, April 2023
- Gebhardt, H., Stange, P. (2023): SmartBioGrid – Optionen zum Einsatz von fester Biomasse in dekarbonisierten Wärmenetzen, in: DBFZ Jahresbericht 2022. Leipzig: DBFZ, ISBN 978-3-946629-90-0, S. 58 ff

III Literaturverzeichnis

- [1] KARIN SCHMITZ ; ULLRICH MÜLLER: *AGFW Hauptbericht 2016 : Energiewirtschaft und Politik*. Frankfurt am Main, 2017
- [2] SALB, Caterina ; GÜL, Sarah ; CUNTZ, Charlotte ; MONSCHAUER, Yannick ; BEYSCHLAG, Linda; WEIß, Martin (Mitarb.); WELKE, Mareike (Mitarb.) : *Klimaschutz in Zahlen - Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik*. Ausgabe 2017. Berlin, 2017
- [3] UMWELTBUNDESAMT: *Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme>. – Aktualisierungsdatum: 2018-12-18 – Überprüfungsdatum 2019-01-16
- [4] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER: *Gebäude mit Wohnraum nach Heizungsart - Stichtag 09.05.2011 regionale Tiefe: Gemeinden : Version 2.0. | Stand: 22.06.2023 / 14:52:56*. URL <https://www.regionalstatistik.de/genesis//online?operation=table&code=31211-04-01-5&bypass=true&levelindex=1&levelid=1687530297214> – Überprüfungsdatum 2023-06-23
- [5] DR.-ING. TUSCHEK, Anke; Livia Beier (Mitarb.); Christian Bantle (Mitarb.) : *Wie heizt Deutschland? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt*. Juli 2015
- [6] DORNBERGER, Johannes ; SCHMITZ, Karin: *AGFW - Hauptbericht 2020*. Frankfurt am Main, August 2021
- [7] RADLOFF, Ralf: *Weltgrößte Solarthermieranlage in Vojens : Wärmewende-Info 15*. Januar 2015
- [8] MANGOLD, D. ; SCHMIDT, Th.: *Saisonale Wärmespeicher: neue Pilotanlagen im Programm Solarthermie2000plus und Forschungsperspektiven*. Symposiumsschrift. 3. November 2006
- [9] INFORMATIONSDIENST BINE (Hrsg.): *Mit Sommersonne gegen Winterkälte*, 2011
- [10] KRUCK, Alfons: *Eröffnung „kaltes“ Nahwärmenetz in Dollnstein : Bayerische Marktgemeinde gibt Einblick in eines der ersten intelligenten Nahwärmnetze in Deutschland*. Dollnstein, Mai 2015. URL https://ratiotherm.de/fileadmin/Content-Bilder/Pressebereich/2015/PM_Eroffnung_Nahwa_rme-Netz_Dollnstein_ratiotherm.pdf – Überprüfungsdatum 2019-03-26
- [11] DIPL.-ING. MOISES, Wolfgang: *Kombinierte Kalt-/Warme-Nahwärmenetze im Vergleich zu Standard-Nahwärmenetzen : Projektbeispiel „Dollnstein“*. Fachbericht. 2015
- [12] INFORMATIONSDIENST BINE (Hrsg.): *Fernwärmenetz wird zur Wärmedrehscheibe*, 2018
- [13] TOPP, Adolf: *Fernwärme ist anders!* In: *EnWZ* (2017), Nr. 12, S. 433
- [14] KÖRBER, Torsten: *Drittzugang zu Fernwärmenetzen*. 2. Aufl. [Jena] : JWV, Jenaer Wiss. Verl.-Ges, 2015 (Schriften des Instituts für Energiewirtschaftsrecht an der Friedrich-Schiller-Universität Jena Bd. 2)
- [15] DUNKELBERG, Elisa ; GÄHRS, Swantje ; WEIß, Julika ; SALECKI, Steven: *Wirtschaftlichkeit von Mehrleiter-Wärmenetzen : Ökonomische Bewertung von Mehrleiter-Wärmenetzen zur Nutzung von Niedertemperaturwärme*. Schriftenreihe des IÖW 215/18 (2018), S. 25 f. URL https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen

- /2018/IOEW-SR_215_Wirtschaftlichkeit_Mehrleiter-W%C3%A4rmenetze.pdf –
Überprüfungsdatum 2023-05-23
- [16] LUND, Henrik ; WERNER, Sven ; WILTSHIRE, Robin ; SVENDSEN, Svend ; THORSEN, Jan Eric ;
HVELPLUND, Frede ; MATHIESEN, Brian Vad: *4th Generation District Heating (4GDH)*. In: *Energy*
68 (2014), S. 1–11
- [17] STANGE, Peter ; MATTHEES, Anja ; SANDER, Thomas: *Operational optimization of energy
systems, 25 years – established and promising use cases*. In: *16th International Symposium
on District Heating and Cooling, DHC2018, 9–12 September 2018, Hamburg, Germany* 149
(2018), S. 15–24
- [18] VOLUE: *BoFiT Optimierung*. URL <https://www.volue.com/de/product/bofit-optimization> –
Überprüfungsdatum 2023-05-04
- [19] GESELLSCHAFT ZUR FÖRDERUNG ANGEWANDTER INFORMATIK E.V.: *TOP-Energy 3.2*. URL
<https://www.top-energy.de/> – Überprüfungsdatum 2023-05-03
- [20] KISTERS: *Prognose und Optimierung*. URL [https://energie.kisters.de/resopt-
optimierung/software](https://energie.kisters.de/resopt-optimierung/software) – Überprüfungsdatum 2023-05-04
- [21] MAGIS CONSULT GMBH: *Einsatzoptimierung mit der magis service engine*. URL
<https://www.magis-consult.com/de/service-engine/> – Überprüfungsdatum 2023-05-04
- [22] STANGE, P. ; HAFNER, B. ; ARNOLD, C.: *Betriebskostenoptimierte Einsatzplanung von
Wärmeerzeugern* (4. VDI-Fachtagung, Dezentrale und Hybride Energiesysteme für Gebäude
und Quartiere). Würzburg, 2016
- [23] STANGE, P.: *Innovative Systeme für die Versorgung von Quarteren und Siedlungen –
Optimierungsbasierte Auslegung* (5. VDI-Fachtagung, Energiesysteme und
Energieversorgung für Gebäude, Quartiere und Industrieanlagen). Köln, 2017
- [24] RICHTER, L.: *Auslegungsoptimierung zur sektorenübergreifenden Versorgung eines
Arealnetzes*. Technische Universität Dresden. Diplomarbeit. 2018
- [25] TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN: *LowEx Fernwärme – Multilevel District Heating : Teilthema
4: Software zur Verbesserung der Einsatzchancen von Fernwärmesystemen*. FKZ
0327400B. 2010
- [26] C.A.R.M.E.N. E.V.: *SOPHENA – Software zur Planung von Heizwerken und Nahwärmenetzen*.
URL <https://www.carmen-ev.de/service/sophena/> – Überprüfungsdatum 2023-05-12
- [27] HILPERT, S. ; KALDEMEYER, C. ; KRIEN, U. ; GÜNTHER, S. ; WINGENBACH, C. ; PLESSMANN, G.: *The
Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in
energy system modelling*. In: *Energy Strategy Reviews* 22 (2018), S. 16–25
- [28] KRIEN, Uwe ; SCHÖNFELDT, Patrik ; LAUNER, Jann ; HILPERT, Simon ; KALDEMEYER, Cord ;
PLEßMANN, Guido: *oemof.solph—A model generator for linear and mixed-integer linear
optimisation of energy systems*. In: *Software Impacts* 6 (2020), S. 100028
- [29] WINKENS, Hans Peter; BROCKHAUS, Ass. W. (Mitarb.); TOPP, A. (Mitarb.) : *Heizkraftwirtschaft
und Fernwärmeversorgung : Ein Kompendium*. Frankfurt am Main : VWEV- Verlag, 1999
- [30] PAAR, Angelika ; HERBERT, Florian ; DR. PEHNT, Martin ; OCHSE, Susanne ; DR. RICHTER, Stephan
; MAIER, Stefanie ; KLEY, Magalie ; DR. HUTHER, Heiko ; DR. KÜHNE, Jens ; DR. WEIDLICH, Ingo;

II Eingehende Darstellung

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (Mitarb.):
Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien : Endbericht. Frankfurt am Main, 2013 (Forschung und Entwicklung / AGFW)

- [31] GASSEL, Andreas: *Beiträge zur Berechnung solarthermischer und exergieeffizienter Energiesysteme.* Dissertation. Juli 1997
- [32] PROF. DR. NUSSBAUMER, Thomas ; THALMANN, Stefan ; JENNI, Andres ; KÖDEL, Joachim; Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme (Mitarb.): *Planungshandbuch Fernwärme : Schlussbericht.* ISBN 3-90870505-30-4. Bern, 25. April 2017
- [33] BUNDESGERICHTSHOF: VIII ZR 229/88 VIII ZR 229/88 - OLG KÖLN. In:
<https://dejure.org/dienste/vernetzung/rechtsprechung?Text=NJW%201990,%20990>
(1989-10-25). URL
<https://dejure.org/dienste/vernetzung/rechtsprechung?Text=NJW%201990,%20990>
- [34] SCHNELLER, Andreas ; FRANK, Leonard ; TÖPFER, Kora: *Wärmenetze 4.0 im Kontext der Wärmewende : Analyse der Regelungs - und Förderlandschaft innovativer Wärmenetzsysteme.* Berlin, Juli 2017
- [35] DR. PEHNT, Martin; NAST, Michael (Mitarb.); GÖTZ, Christian (Mitarb.); BLÖMER, Sebastian (Mitarb.); BARCKHAUSEN, Anton (Mitarb.); SCHRÖDER, David (Mitarb.); MILJES, Rolf (Mitarb.); POTTBÄCKER, Christian (Mitarb.); BREIER, Henriette (Mitarb.); NABE, Christian (Mitarb.); LINDNER, Sigrid (Mitarb.); DANNEMANN, Benjamin (Mitarb.) : *Wärmenetzsysteme 4.0 Endbericht – Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“ : Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi.* April 2017
- [36] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER: *Gebäude- und Wohnungsbestand in Deutschland : Erste Ergebnisse der Gebäude- und Wohnungszählung 2011.* Januar 2014
- [37] LOGA, Tobias ; STEIN, Britta ; DIEFENBACH, Nikolaus ; BORN, Rolf: *Deutsche Wohngebäudetypologie : Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden ; erarbeitet im Rahmen der EU-Projekte TABULA - "Typology approach for building stock energy assessment", EPISCOPE - "Energy performance indicator tracking schemes for the continuous optimisation of refurbishment processes in European housing stocks".* 2., erw. Aufl. Darmstadt : IWU, 2015
- [38] DIEFENBACH, Nikolaus ; STEIN, Britta ; LOGA, Tobias ; RODENFELS, Markus ; GABRIEL, Jürgen ; FETTE, Max; Fraunhofer IFAM (Mitarb.): *Monitoring der KfW-Programme "Energieeffizient Sanieren" und "Energieeffizient Bauen" 2014.* 24. November 2015
- [39] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Energiedaten: Gesamtausgabe : Stand: Januar 2018.* 2018
- [40] DIEFENBACH, Nikolaus ; LOGA, Tobias ; STEIN, Britta: *Szenarienanalysen und Monitoringkonzepte im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele im deutschen Wohngebäudebestand : Bericht im Rahmen des europäischen Projekts EPISCOPE.* Darmstadt : Institut Wohnen und Umwelt, 2015
- [41] GRAUBNER-MÜLLER, Constantin: *Literaturrecherche. Numerische Simulationsmodelle und analytische Ansätze von Nah- und Fernwärmenetzen :* GRIN, 2018

- [42] SALZMANN, Michael; HEIMRATH, Richard (Mitarb.): *Vergleich von Software zur dynamischen Simulation von Fernwärmenetzen*. Graz, Februar 2017
- [43] VANNAHME, Anna: *Bedarfsermittlungsverfahren im Vergleich : Untersuchung der gängigen Wärmebedarfsermittlungsverfahren für den Praktiker* (24. Dresdner Fernwärmekolloquium). Dresden, 24.09.2019. URL www.dresdner-kolloquium.de – Überprüfungsdatum 2019-10-04
- [44] ÖKO-INSTITUT E.V. UND FRAUNHOFER ISI: *Klimaschutzszenario 2050 : 2. Endbericht*. Studie im Auftrag der Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, 18. Dezember 2015
- [45] SCHÖLER, Mandy: *Stand der Gebäudesanierung in Deutschland : Drucksache 19/29715*. 18.05.2021
- [46] EUROPEAN COMMISSION: *Energy Roadmap 2050 // Energy roadmap 2050*. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2012 (Energy)
- [47] CONNOLLY, D. ; LUND, H. ; MATHIESEN, B. V. ; WERNER, S. ; MÖLLER, B. ; PERSSON, U. ; BOERMANS, T. ; TRIER, D. ; ØSTERGAARD, P. A. ; NIELSEN, S.: *Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system*. In: *Energy Policy* 65 (2014), S. 475–489
- [48] BOERMANS, Thomas ; BETTGENHÄUSER, Kjell ; OFFERMANN, Markus ; SCHIMSCHAR, Sven: *Renovation Tracks for Europe up to 2050 : Building renovation in Europe - what are the choices?* Juni 2012
- [49] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *BWMI Broschüre Energieeffizienzstrategie Gebäude : Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand*. Kurzfassung. November 2015
- [50] PÖTZSCH, Olga ; RÖßGER, Felix: *Bevölkerung Deutschlands bis 2060 : 13. koordinierte Bevölkerungsvorrausberechnungen*. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden, 2015
- [51] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Sanierungsbedarf im Gebäudebestand : Ein Beitrag zur Energieeffizienzstrategie Gebäude* (2014)
- [52] BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG (BBSR) (Hrsg.); ZARTH, Michael (Mitarb.): *Raumordnungsbericht 2017 : Daseinsvorsorge sichern*. Stand Juni 2017. Bonn : Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2018
- [53] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, VDI-RICHTLINIEN: *Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - Wärmepumpen* (in Kraft getr. am September 1998) (September 1998)
- [54] LAMBAUER, J. ; FAHL, U. ; OHL, M. ; BLES, M. ; VOß, A.; Ochsner Wärmepumpen GmbH (Mitarb.): *Industrielle Großwärmepumpen : - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice-Beispiele -*. Forschungsbericht - Endbericht. Stuttgart, Juli 2008
- [55] MÜLLER, Berit ; TASTEKIN, Silvia ; NEUHÄUSER, Achim ; SCHINDLER, Kirsten: *Gebäudebezogene Nutzung von Abwasserwärme*. 01/2011
- [56] GEITMANN, Sven: *Erneuerbare Energien : Mit neuer Energie in die Zukunft*. [3., überarb. Aufl.]. Oberkrämer : Hydrogeit-Verl., 2010

- [57] PIETZSCH, Ursula: *Wüstenrot wird zur Plusenergiegemeinde*. URL <https://www.hft-stuttgart.de/Aktuell/Rueckblick/2012/Wuestenrot/de> – Überprüfungsdatum 2019-04-05
- [58] NOLDE, Erwin: *Dezentrale Wärmerückgewinnung aus Grauwasser - Erprobung, Optimierung und Monitoring verschiedener Technologien an unterschiedlichen Standorten : DBU-AZ 34056/01*. Berlin, September 2021
- [59] C.A.R.M.E.N. E.V.: *Wärmenetze neu gedacht*. URL <https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/waermenetze/1966-waermenetze-neu-gedacht> – Überprüfungsdatum 2019-04-04
- [60] STAWAG STADTWERKE AACHEN AG: *Erstmals Abwasserwärmenutzung in Aachen : Pressemeldung*. URL <https://www.stawag.de/ueber-uns/presseaktuelles/pressemeldungen/erstmals-abwasserwaermenutzung-in-aachen>. – Aktualisierungsdatum: 2015-02-19 – Überprüfungsdatum 2019-03-21
- [61] ELTROP, Ludger ; HÄRDTLEIN, Marlies ; HARTMANN, Hans ; HENßLER, Martin ; JENSSEN, Till ; KRUCK, Christoph ; ÖZDEMİR, Enver Doruk ; POBOSS, Norman ; SCHEFFKNECHT, Günter: *Leitfaden Feste Biobrennstoffe : Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich*. 4., vollständig überarbeitete Auflage. Gülzow b Güstrow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2014
- [62] KLEPPER, Gernot (Hrsg.); THRÄN, Daniela (Hrsg.); WITTE, Julika (Mitarb.); ERLACH, Berit (Mitarb.); HENNIG, Christiane (Mitarb.); SCHÜNEMANN, Franziska (Mitarb.); HÖHNE, Marie-Christin (Mitarb.) : *Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik : Potenziale - Technologien - Zielkonflikte*. München : acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V, 2019 (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft)
- [63] MAAß, Christian ; MÖHRING, Paula ; DR. PURKUS, Alexandra ; DR. SANDROCK, Matthias ; FREIBERGER, Leona ; KLEINERTZ, Britta: *Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung : Kurzstudie*. Hamburg - München, 08.03.2021
- [64] KALTSCHMITT, Martin ; HARTMANN, Hans ; HOFBAUER, Hermann: *Energie aus Biomasse : Grundlagen, Techniken und Verfahren*. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Vieweg, 2016
- [65] WESSELAK, Viktor ; SCHABBACH, Thomas ; LINK, Thomas ; FISCHER, Joachim: *Handbuch Regenerative Energietechnik*. 3rd ed. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2017
- [66] DR. PLENEFISCH, Thomas ; DR. BÖNNEMANN, Christian ; BRÜCKNER, Lisa ; DR. CERANNA, Lars ; GESTERMANN, Nicolai ; DR. HOUBEN, Georg ; DR. TISCHNER, Torsten ; DR. WEGLER, Ulrich ; WELLBRINK, Matthias: *Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen*. Hannover, Dezember 2015
- [67] STOBER, Ingrid ; FRITZER, Thomas ; OBST, Karsten ; SCHULZ, Rüdiger: *BMU-Broschüre: Tiefe Geothermie - Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland*. 3. Auflage. September 2011
- [68] DR.-ING. RÜHLING, Karin ; DR.-ING. GNÜCHTEL, Stefan ; PROF. DR.-ING. FELSMANN, Clemens ; HEYMANN, Martin ; ROSEMAN, Toni: *Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie* (2015-11-11)

- [69] MARX, R. ; NUßBICKER-LUX, J. ; BAUER, D. ; HEIDEMANN, W. ; DRÜCK, H.: *Saisonale Wärmespeicher - Bauarten, Betriebsweise und Anwendungen*. In: *Chemie Ingenieur Technik* (2011), 83, No.II, S. 1994–2001. URL www.cit-journal.com – Überprüfungsdatum 2019-07-02
- [70] NUßBICKER, J. ; MANGOLD, D. ; HEIDEMANN, W. ; MÜLLER-STEINHAGEN, H.: *Erfahrungen aus Betrieb und Ausbau der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm-Amorbach*. Symporiumsschrift. 26. April 2002
- [71] FRIEDRICH, Uwe: *Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude : Informationsdienst BINE; Projekt-Info 13/03*. 2003
- [72] DR. PEHNT, Martin ; BÖDEKER, Jan ; ARENS, Marlene ; DR. JOCHEM, Eberhard ; IDRISOVA, Farikha: *Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung*. Heidelberg, 13. Juli 2010
- [73] GROTE, Lars ; HOFFMANN, Patrick ; TÄNZER, Guillem: *Abwärmenutzung - Potentiale, Hemmnisse und Umsetzungsvorschläge : Studie*. Saarbrücken, 01.10.2015
- [74] STADTWERKE KARLSRUHE GMBH ; MIRO MINERALOELRAFFINERIE OBERRHEIN GMBH & CO. KG: *RAFFINIERT: MiRO wärmt unsere Stadt : Karlsruhes größtes Umweltprojekt*. Flyer. 2016
- [75] STADTWERKE HENNIGSDORF: *Fernwärmenetz integriert Abwärme und Solarenergie*. URL <https://projektinfos.energiewendebauen.de/projekt/fernwaermenetz-integriert-abwaerme-und-solarenergie/>. – Aktualisierungsdatum: 2018-05-08 – Überprüfungsdatum 2019-12-19
- [76] BIEDERMANN, Franziska; KOLB, Michael (Mitarb.): *Power to Heat : Faktenblatt | Power to Heat*. Endbericht. November 2014
- [77] WECKBRODT, Heiko: *Elektrodenkessel als Zwischenspeicher für Solarstrom : Dresdner Stadtwerke experimentieren weiter mit Speichertechnologien für die Energiewende*. URL <https://oiger.de/2019/08/15/elektrodenkessel-als-zwischenspeicher-fuer-solarstrom/172483> – Überprüfungsdatum 2020-02-02
- [78] OCHS, F. ; LICHTENFELS, A. ; KOCH, H. ; HEIDEMANN, W. ; MÜLLER-STEINHAGEN, H.;)DLR Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik (ITT) (Mitarb.); Pfeil & Koch ingenieurgesellschaft, Stuttgart (Mitarb.) : *Heißwasser-Erdbecken-Wärmespeicher mit freitragender Abdeckung für solare Nahwärmesysteme*. 11.05.2007
- [79] SCHMIDT, T. ; MÜLLER-STEINHAGEN, H.; Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) (Mitarb.); Universität Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik (ITT), DLR Stuttgart (Mitarb.) : *Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland*. OTTI Profiforum. 15. April 2005
- [80] NUßBICKER-LUX, Janet: *Simulation und Dimensionierung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Erdsonden-Wärmespeicher*. 2010
- [81] HAMBURG PORT AUTHORITY: *HPA goes smartPORT : Die Zukunft des Hafens: Effiziente Nutzung von Energie und Infrastruktur*. April 2015
- [82] HEINZ, Andreas ; STREICHER, Wolfgang ; SCHRANZHOFER, Hermann ; PUSCHING, Peter ; EISL, Georg ; HEIMRATH, Richard ; WALLNER, Gernot ; SCHOBBERMAYR, Harald: *Fortschrittliche Wärmespeicher; Erhöhung von solarem Deckungsgrad und Kesselnutzungsgrad und Emissionsverringierung durch verringertes Takten : Projekt zum IEA-SHC Task 32*. Oktober 2006

- [83] SOLITES ; STEINBEIS FORSCHUNGSINSTITUT FÜR SOLARE UND ZUKUNFTSFÄHIGE THERMISCHE ENERGIESYSTEME: *Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung*. URL <http://www.saisonalspeicher.de/> – Überprüfungsdatum 2019-07-18
- [84] BODMANN, M. ; KOCH, H. ; PFEIL, M.; PKi, Pfeil & Koch ingenieure, innovative Energieplanung (Mitarb.): *Solare Nahwärmeversorgung mit Kies/Wasser-Wärmespeicher in Steinfurt-Borghorst*. 2001
- [85] ROBBI, Steffen: *Lowex-Fernwärme : Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für eine effiziente Multifunktionale Fernwärmeversorgung*. Dissertation (2013-05-24)
- [86] FELSMANN, Clemens ; DITTMANN, Achim ; RICHTER, Wolfgang ; RÜHLING, Karin ; GNÜCHTEL, Stefan ; SANDER, Thomas ; REIHN, Martin ; WIRTHS, Andreas ; ROBBI, Steffen ; HAAS, Dominik ; ECKSTÄDT, Elisabeth ; KNORR, Martin ; MEINZENBACH, Andrea ; GROß, Sebastian ; ROTHMANN, Regina; FELSMANN, Clemens (Mitarb.): *LowEx-Fernwärme : Multilevel District Heating ; Zusammenfassung*. Dresden : TUDpress, 2011
- [87] DEUTSCHER WETTERDIENST DWD: *Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse : Handbuch*. Offenbach, Juli 2017
- [88] MIEHE, Marius ; FACHVERBAND SANITÄR HEIZUNG KLIMA NRW: *Dämmstandards von Fernwärmeleitungen : Ein Vergleich zwischen der Verlegepraxis von Fernwärmeleitungen und den Anforderungen der Energieeinsparverordnung an Rohrleitungen und Gebäuden. Nah- und Fernwärmenetze - IKZ-Haustechnik*. August 2014
- [89] DÖTSCH, Christian ; TASCHENBERGER, Jan ; SCHÖNBERG, Ingo ; BEIER, Carsten: *Leitfaden Nahwärme : Hilfe bei der Planung von Nahwärmenetzen*. 2018
- [90] DUNNING, Iain ; MITCHELL, Stuart ; O'SULLIVAN, Michael: *PuLP: A Linear Programming Toolkit for Python*. Department of Engineering Science The University of Auckland, September 2011. URL <https://optimization-online.org/?p=11731>
- [91] HART, William E. ; WATSON, Jean-Paul ; WOODRUFF, David L.: *Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python*. In: *Mathematical Programming Computation* 3 (2011), Nr. 3, S. 219–260
- [92] BYNUM, Michael L. ; HACKEBEIL, Gabriel A. ; HART, William E. ; LAIRD, Carl D. ; NICHOLSON, Bethany L. ; SIROLA, John D. ; WATSON, Jean-Paul ; WOODRUFF, David L.: *Pyomo – Optimization Modeling in Python*. Cham : Springer, 2021 (67)
- [93] HULTBERG, Tim Helge: *FLOPC++ An Algebraic Modeling Language Embedded in C++*, Bd. 2006. In: WALDMANN, Karl-Heinz; STOCKER, Ulrike M. (Hrsg.): *Operations Research Proceedings 2006*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2007 (Operations Research Proceedings), S. 187–190
- [94] HODENCQ, Sacha ; BRUGERON, Mathieu ; FITÓ, Jaume ; MORRIET, Lou ; DELINCHANT, Benoit ; WURTZ, Frédéric: *OMEGAAlpes, an Open-Source Optimisation Model Generation Tool to Support Energy Stakeholders at District Scale*. In: *Energies* 14 (2021), Nr. 18, S. 5928
- [95] DECAROLIS, Joseph ; HUNTER, Kevin ; SREEPATHI, Sarat: *The TEMOA project: tools for energy model optimization and analysis* (International Energy Workshop). Stockholm, 21-23 June 2010

- [96] LÖFFLER, Konstantin ; HAINSCH, Karlo ; BURANDT, Thorsten ; OEI, Pao-Yu ; KEMFERT, Claudia ; HIRSCHHAUSEN, Christian von: *Designing a Model for the Global Energy System—GENeSYS-MOD: An Application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS)*. In: *Energies* 10 (2017), Nr. 10, S. 1468
- [97] HAY, Stefan ; SEYER, Maximilian ; HUTHER, Heiko ; SCHICKEL, Clemens ; TUSCHY, Stefan ; MAY, Ronny ; PETERSEN, Stefan ; ALBERS, Jan ; ZIEGLER, Felix: *Feldtest Absorptionskälteanlagen für KWKK-Systeme - FAKS : Abschlussbericht : Kapitel 8. Gesamtsystembetrachtung KWKK*. Project, founded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (FKZ: 03ET1171B). In: *Feldtest Absorptionskälteanlagen für KWKK-Systeme - FAKS*
- [98] JOHN FORREST ; TED RALPHS ; HAROLDO GAMBINI SANTOS ; STEFAN VIGERSKE ; LOU HAFER ; BJARNI KRISTJANSSON ; JPFASANO ; EDWINSTRAVER ; MILES LUBIN ; JAN-WILLEM ; RLOUGEE ; JPGONCAL1 ; SAMUEL BRITO ; H-I-GASSMANN ; CRISTINA ; MATTHEW SALTZMAN ; TOSTTOST ; BRUNO PITRUS ; FUMIAKI MATSUSHIMA ; TO-ST: *coin-or/Cbc: Release releases/2.10.10* : Zenodo, 2023
- [99] GLPK (GNU Linear Programming Kit). In: OKI, Eiji (Hrsg.): *Linear programming and algorithms for communication networks : A practical guide to network design, control, and management*. 1st edition. Boca Raton : CRC Press, 2013, S. 19–38
- [100] CPLEX, I.I.: *V12.1: User's Manual for CPLEX*. In: *International Business Machines Corporation* 46 (2009), Nr. 53, S. 157
- [101] ACHTERBERG, Tobias: *SCIP: solving constraint integer programs*. In: *Mathematical Programming Computation* 1 (2009), Nr. 1, S. 1–41
- [102] *Gurobi Optimization : Inc. Gurobi Optimizer Reference Manual Version 3.0*. Houston, Texas: Gurobi Optimization, 2010
- [103] THE MATHWORKS INC.: *MATLAB version 2019b*. Natick, Massachusetts, United States, 2019. URL <https://www.mathworks.com>
- [104] HUNTER, John D.: *Matplotlib: A 2D Graphics Environment*. In: *Computing in Science & Engineering* 9 (2007), Nr. 3, S. 90–95
- [105] PLOTLY TECHNOLOGIES INC.: *Collaborative data science*. Montreal, QC : Plotly Technologies Inc., 2015. URL <https://plot.ly>
- [106] ZHOU, J.: *Vergleich verschiedener Ansätze zur Ganzjahresoptimierung des betriebskostenoptimalen Einsatzes von Energieerzeugern und Wärmespeichern*. Technische Universität Dresden. Diplomarbeit. 2021
- [107] MEIER, J.: *Rechenzeitreduktion der Betriebsführungsoptimierung durch Segmentierung des Optimierungszeitraums*. Technische Universität Dresden. Oberseminar. 2021
- [108] BEHRENDTS, T.: *Rechenzeitreduktion der Erzeugereinsatzoptimierung durch Zeitreihenaggregation*. Technische Universität Dresden. Diplomarbeit. 2021
- [109] LEANDER KOTZUR ; CORD KALDEMEYER ; SMN: *FZJ-IEK3-VSA/tsam: Include build testing* : Zenodo, 2019
- [110] KOTZUR, Leander ; MARKEWITZ, Peter ; ROBINIUS, Martin ; STOLTEN, Detlef: *Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage*. In: *Applied Energy* 213 (2018), S. 123–135

- [111] SCHEDER-BIESCHIN, C.: *Performance und Methoden regelbasierter Erzeugereinsatzoptimierung*. Technische Universität Dresden. Diplomarbeit. 2020
- [112] MADERSPACHER, J.: *Robuste Optimierung in der Gebäudesimulation*. Technische Universität München. Dissertation. 2017
- [113] BEN-TAL, Aharon ; EL GHAOU, Laurent ; NEMIROVSKI, Arkadi: *Robust Optimization*. Course book. Princeton, N.J. : Princeton University Press, 2009 (Princeton Series in Applied Mathematics)
- [114] BERTSIMAS, Dimitris ; BROWN, David B. ; CARAMANIS, Constantine: *Theory and Applications of Robust Optimization*. In: *SIAM Review* 53 (2011), Nr. 3, S. 464–501
- [115] ZANG, C. ; FRISWELL, M. I. ; MOTTERSHEAD, J. E.: *A review of robust optimal design and its application in dynamics*. In: *Computers & Structures* 83 (2005), 4-5, S. 315–326
- [116] BEYER, Hans-Georg ; SENDHOFF, Bernhard: *Robust optimization – A comprehensive survey*. In: *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering* 196 (2007), 33-34, S. 3190–3218
- [117] SCHENUIT, C.: *Analyse der Auswirkungen unsicherer Randbedingungen auf die Erzeugereinsatzoptimierung*. Technische Universität Dresden. Studienarbeit. 2019
- [118] MOHSENI, Soheil ; BRENT, Alan C.: *Quantifying the effects of forecast uncertainty on the role of different battery technologies in grid-connected solar photovoltaic/wind/micro-hydro micro-grids: An optimal planning study*. In: *Journal of Energy Storage* 51 (2022), S. 104412
- [119] MORET, Stefano ; BIERLAIRE, Michel ; MARÉCHAL, François: *Robust Optimization for Strategic Energy Planning : Report TRANSP-OR 141115*, Transport and Mobility Laboratory, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne. 2014
- [120] MÍNGUEZ, Roberto ; CASERO-ALONSO, Víctor: *Robust solutions of uncertain mixed-integer linear programs using decomposition techniques* : CoRR, abs/1409.8593, <http://arxiv.org/abs/1409.8593>. 2014
- [121] JIA, Zhenya ; IERAPETRITOU, Marianthi G.: *Uncertainty analysis on the righthand side for MILP problems*. In: *AIChE Journal* 52 (2006), Nr. 7, S. 2486–2495
- [122] HARRIS, Charles R. ; MILLMAN, K. Jarrod ; VAN DER WALT, Stéfan J. ; GOMMERS, Ralf ; VIRTANEN, Pauli ; COURNAPEAU, David ; WIESER, Eric ; TAYLOR, Julian ; BERG, Sebastian ; SMITH, Nathaniel J. ; KERN, Robert ; PICUS, Matti ; HOYER, Stephan ; VAN KERKWIJK, Marten H. ; BRETT, Matthew ; HALDANE, Allan ; DEL RÍO, Jaime Fernández ; WIEBE, Mark ; PETERSON, Pearu ; GÉRARD-MARCHANT, Pierre ; SHEPPARD, Kevin ; REDDY, Tyler ; WECKESSER, Warren ; ABBASI, Hameer ; GOHLKE, Christoph ; OLIPHANT, Travis E.: *Array programming with NumPy*. In: *Nature* 585 (2020), Nr. 7825, S. 357–362
- [123] THE PANDAS DEVELOPMENT TEAM: *pandas-dev/pandas: Pandas : Version 1.5.0*, doi: 10.5281/zenodo.3509134 : Zenodo, 2020
- [124] MCKINNEY, Wes: *Data Structures for Statistical Computing in Python*. In: *Proceedings of the 9th Python in Science Conference : SciPy, 2010* (Proceedings of the Python in Science Conference), S. 56–61
- [125] PYAML: *PyYAML 6.0*. URL <https://pypi.org/project/PyYAML/> – Überprüfungsdatum 2023-05-04

- [126] KOTZUR, Leander ; MARKEWITZ, Peter ; ROBINIUS, Martin ; STOLTEN, Detlef: *Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design*. In: *Renewable Energy* 117 (2018), S. 474–487
- [127] GEMEINSCHAFT SONNENWALD SCHERNBACH EG: *Gemeinschaft Sonnenwald*. URL <https://sonnenwald.org/> – Überprüfungsdatum 2023-04-20
- [128] NARUSAVICIUS, B.: *Implementation and validation of a python package for the calculation of time-resolved solar yields*. Technische Universität Dresden. Diplomarbeit. 2022
- [129] HERTLE, Hans ; PEHNT, Martin ; GUGEL, Benjamin ; DINGELDEY, Miriam ; MÜLLER, Kerstin: *Wärmewende in Kommunen – Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau der Wärmeversorgung*. Berlin : Heinrich Böll Stiftung, 2015, Schriften zur Ökologie, Band 41, S. 44
- [130] BUNDESKARTELLAMT: *Sektoruntersuchung Fernwärme*. August 2012, Rn. 2
- [131] GREB, Klaus ; BÖCKER, Lina: *Wettbewerbliche Öffnung der letzten Bastionen? – Netzzugangsansprüche und Regulierungsdiskussionen im Fernwärme- und Wassersektor*. In: *RdE* (2013)
- [132] LANGE, Knut Werner ; LÄNDNER, Eva-Maria: *Errichtung und Betrieb von Photovoltaikanlagen in der zivilgerichtlichen Entscheidungspraxis*. In: *EnWZ* (2019), S. 99
- [133] STREYL, Elmar. In: *Mietrecht*. 15. Auflage. München : C.H. Beck, 2021, § 580a, Rn. 17
- [134] STRESEMANN, Christina. In: *Münchener Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch : Band 1*. 9. Auflage. München : C.H. Beck, 2021, § 95 Rn. 3, 27
- [135] STRESEMANN, Christina. In: *Münchener Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch : Band 1*. 9. Auflage. München : C.H. Beck, 2021, § 95 Rn. 8
- [136] MOHR, Jochen. In: *Münchener Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch : Band 8*. 8. Auflage. München : C.H. Beck, 2020, § 1092 Rn. 7
- [137] *Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)*. URL <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32018L2001:DE:HTML#d1e3215-82-1> – Überprüfungsdatum 2022-04-04
- [138] UMWELTBUNDESAMT: *Systemische Herausforderung der Wärmewende : Abschlussbericht*. Climate Change 18/2021, S. 369 f.
- [139] AGFW: *Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung*. Frankfurt a. M. : Nov. 2020, S. 45
- [140] FRAUNHOFER ISI ; BECKER BÜTTNER HELD ; IKEM E.V. ; ÖKO-INSTITUT E.V.: *Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg : Abwärmenutzung in Unternehmen*. März 2019, S. 176
- [141] BUNDESRAT: *Drucksache 310/21 vom 25.06.2021*
- [142] BUNDESRAT: *Beschluss vom 25.06.2021, Drucksache 310/21*
- [143] BUNDESRAT: *Vorlage des BMWi vom 15.04.2021, Drucksache 310/21*

II Eingehende Darstellung

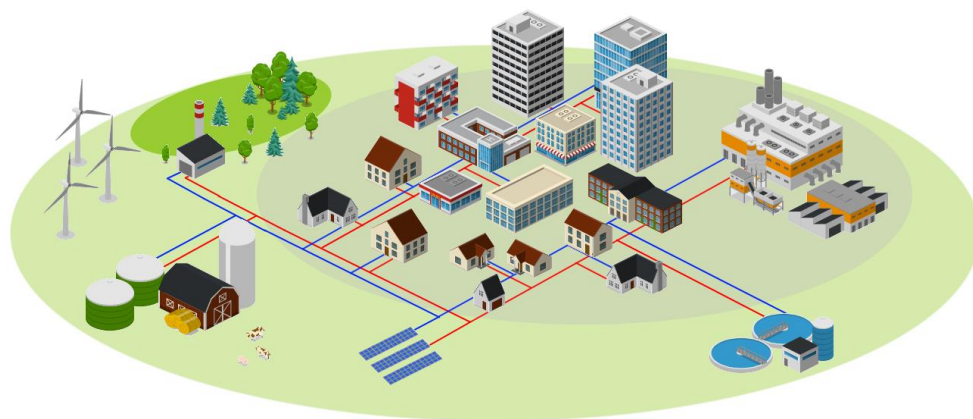
- [144] WOLLSCHLÄGER, Stefan. In: *EnWZ* (2020), 57 mwN
- [145] CITY OF HELSINKI: *Results of the Helsinki Energy Challenge*. URL <https://energychallenge.hel.fi/results-helsinki-energy-challenge> – Überprüfungsdatum 2022-11-09
- [146] KUIVALA, Jussi-Pekka ; LUND, Andreas ; SIHVONEN, Sami ; REINIKAINEN, Ville ; LEHDONVIRTA, Herkko ; KESKINEN, Jyrki ; LÖWENDAHL, Tommy ; MATTILA, Toni: *FLEXIBLE FUTURE : Helsinki Energy Challenge*. Juni 2021
- [147] GONÇALVES, Sofia ; SÖDERBOM, Johan: *Sustainable Heat Coalition : Helsinki Challenge Proposal*. EIT InnoEnergy (Sweden). Juni 2021
- [148] TRIEB, Merlin Sebastian ; PAPADIS, Elisa ; CRAMER, Hannes ; TSATSARONIS, George: *Landscape of district heating systems in Germany – Status quo and categorization*. In: *Energy Conversion and Management: X* 9 (2021), Nr. 4, S. 100068
- [149] HAY, et al: *Fernwaermenetze im Kontext nationaler Klimaziele: Potenziale für "URBANTURN"*. Frankfurt am Main, Juni 2022
- [150] UNIVERSITÄT KASSEL UND GEORG-AUGUST-UNIVERSITÄT GÖTTINGEN: *Vom Bioenergiedorf zum Energiewendedorf : Leitfaden*. Geschäftsmodelle für zukunftsfähige Bioenergiedörfer. Februar 2022
- [151] IZES GMBH – INSTITUT FÜR ZUKUNFTSENERGIE- UND STOFFSTROMSYSTEME: *KoWa – Wärmewende in der kommunalen Energieversorgung*. URL <https://www.kowa-projekt.de/> – Überprüfungsdatum 2022-11-17
- [152] FRAUNHOFER ISI: *Final conference of the H2020 Hotmaps project presents an open data toolbox*. URL <https://www.forecast-model.eu/forecast-en/aktuelles/meldungen/news-2020-2.php>. – Aktualisierungsdatum: 2020-08-07 – Überprüfungsdatum 2022-11-09
- [153] REINER LEMOINE INSTITUT (RLI), DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE (DGS) AND THE POTSDAM INSTITUT FÜR KLIMAFOLGENFORSCHUNG: *open_plan : We plan energy systems from a cellular perspective*. URL <https://open-plan-tool.org/> – Überprüfungsdatum 2022-11-17
- [154] NPRO ENERGY GMBH: *nPro Home : Tool Dashboard*. URL <https://app.npro.energy/dashboard> – Überprüfungsdatum 2022-11-11

Anhang A, Optimierungssoftware Lastenheft



SmartBioGrid

Förderkennzeichen: 03KB159



© DBFZ 2019, Heike Gebhardt, created with: icograms.com

Lastenheft

P. Stange, F. Panitz, D. Büchner, H. Gebhardt, A. Bartsch

Stand 29. Juli 2020

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektkoordinator:



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Daniel Büchner
Tel.: +49 (0)341 2434-543
E-Mail: daniel.buechner@dbfz.de

Verbundpartner:



Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik
Helmholtzstr. 14
01069 Dresden

Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann
Tel.: +49 (0)351 463-32145
E-Mail: clemens.felsmann@tu-dresden.de



Biomasse Institut, Hochschule Ansbach
Residenzstr. 8
91522 Ansbach

Prof. Dr. iur Astrid von Blumenthal
Tel.: +49 (0)981 4877-300
E-Mail: Astrid.vonBlumenthal@hs-ansbach.de

Inhalt

1.	Lastenheft – Zielbestimmung.....	1
1.1	Optimierung.....	1
1.2	Modellumfang.....	1
1.2.1	Komponenten zur Versorgung des Energiesystems.....	1
1.2.2	Zeitabhängige Daten.....	2
1.3	Programmnutzung.....	2
1.3.1	Ein- und Ausgabe.....	2
1.3.2	Programmlaufzeit und Lösungsgenauigkeit.....	2
1.3.3	Systemvoraussetzungen, Lizenz und Support.....	2
1.4	Modellvereinfachungen und Abgrenzungskriterien.....	3
1.4.1	Modellvereinfachungen.....	3
1.4.2	Abgrenzungskriterien.....	3
2.	Pflichtenheft – Umsetzung.....	4
2.1	Optimierungsmodell - Energiesystem.....	4
2.2	Optimierungsmodell – zeitvariable Randbedingungen.....	4
2.3	Optimierungsmodell – Zielfunktionen.....	5
2.4	Lösung des Optimierungsproblems.....	6
2.5	Betrachtung unsicherer Randbedingungen.....	6
2.6	Minimierung der Programmlaufzeit.....	7
2.7	Validierung und Ergebnisvergleich.....	7
2.8	Beachtung von Systemvoraussetzungen, Lizenz und Support.....	7
3.	Beispielhafter Anwendungsfall.....	8
	Anhang zur Parameterübersicht.....	10

1. Lastenheft – Zielbestimmung

Die zu erstellende Software (im Folgenden auch *Programm* genannt) soll anhand mathematischer Optimierungsverfahren sowie Variationsrechnungen den Anwender (im Folgenden auch *Nutzer* oder *Benutzer* genannt) bei Investitionsentscheidungen, die im Zusammenhang mit dem Um- und Ausbau von Wärmeerzeugeranlagen notwendig sind, unterstützen. Ein besonderes Augenmerk soll dabei auf die zukünftige Integration von Biomassekonversionsanlagen als flexible Option in dekarbonisierten Wärmenetzen gelegt werden.

1.1. Optimierung

Gegenstand der Optimierung ist die:

- Berechnung der optimalen Dimensionierung von Erzeugern (hinsichtlich thermischer und elektrischer Leistung) und Wärmespeichern (hinsichtlich des Energieinhaltes und des Volumens) sowie die
- Berechnung der optimalen Betriebsweise

für zeitlich begrenzte, charakteristische Bedarfsverläufe und die folgenden, vom Nutzer auszuwählenden, Optimierungsziele:

- Betriebskosten minimieren
- Wärmegestehungskosten minimieren
- THG Emissionen minimieren
- Primärenergiefaktor minimieren

Es wird ermöglicht unsichere Randbedingungen in der Berechnung zu beachten. Diese Funktionalität muss mindestens für

- Bedarfsdaten und
- optimierungsrelevante wirtschaftliche Randbedingungen, z.B. Brennstoffpreise

gewährleistet sein.

1.2. Modellumfang

1.2.1. Komponenten zur Versorgung des Energiesystems

Der zu erstellende Modellumfang für die Optimierungsrechnung umfasst mindestens folgende Komponenten:

- Biomasse-Heizwerk
- Biomasse-Heizkraftwerk
- Solarthermie
- Wärmepumpen
- Abwärme
- Geothermie
- fossil betriebene Heizwerke
- fossil betriebene Heizkraftwerke
- Wärmespeicher

Die Details zu den Parametern der einzelnen Komponenten können dem Anhang entnommen werden.

Jede dieser Komponenten soll mehrfach auswählbar sein.

1.2.2. Zeitabhängige Daten

Zeitlich variable Daten können in der Optimierung – in Abhängigkeit der Nutzervorgabe – in einer zeitdiskreten Auflösung zwischen 15 und 60 Minuten berücksichtigt werden. Je nach Anwendungsfall sind dies:

- Wärmebedarf
- Strombedarf
- variable Preise für z.B. Strombezug bzw. -einspeisung
- variable Brennstoffpreise
- Temperaturen
- Globalstrahlung

1.3. Programmnutzung

1.3.1. Ein- und Ausgabe

Die Bedienung des Programms soll über eine grafische Benutzeroberfläche erfolgen. Auf dieser muss es dem Benutzer möglich sein, verschiedene Varianten der Versorgung, Bedarfsszenarien sowie das zu untersuchende Optimierungsziel zu definieren. Die Eingaben sollen über übliche GUI-Strukturen sowie Dateiimport für größere Datenmengen (z.B. zeitaufgelöste Bedarfsdaten) möglich sein. Zur vereinfachten Eingabe soll es dem Nutzer möglich sein, Erzeugerdaten zu duplizieren. Für jeden Parameter ist ein beispielhafter Vorgabewert (default) vorzuhalten.

Es soll möglichst eine Auswahl zwischen detaillierter sowie vereinfachter Eingabestruktur vorgesehen werden. Damit soll es für den Nutzer ermöglicht werden, auch bei geringerer Datenverfügbarkeit Überschlagsrechnungen durchzuführen. Das Speichern sowie Laden von Szenarien ist zu ermöglichen.

Die Ergebnisse der auf diesen Angaben beruhenden Optimierungsrechnungen werden dem Benutzer anhand umfassender numerischer Daten sowie auszugsweise grafisch ausgegeben.

1.3.2. Programmlaufzeit und Lösungsgenauigkeit

Die Durchführung von Optimierungsrechnungen ganzzähriger Zeiträume ist ein hochdimensionales Problem, dessen Lösung typischerweise eine lange Rechenzeit erfordert. Es ist dennoch anzustreben diese relativ gering zu halten.

Die mathematische Formulierung erfolgt als gemischt ganzzahliges lineares Problem (MILP), wodurch das Erzielen einer global optimalen Lösung bzw. eine Abschätzung der Lösungsgüte (Gap) zu jedem Zeitpunkt der Rechnung gewährleistet ist.

1.3.3. Systemvoraussetzungen, Lizenz und Support

Für die Installation und Nutzung des Programms sollen unabhängig vom Verwendungszweck keine Lizenzgebühren anfallen. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung ist sicherzustellen, dass das Programm auf gängigen Windows-Umgebungen lauffähig ist. Es ist wünschenswert, dass die Installation des Programms keine Administratorenrechte voraussetzt.

Zum Stand der Veröffentlichung ist begleitend zum Programm eine ausführliche Dokumentation zu dessen Benutzung zur Verfügung zu stellen.

Ein fortführender, kostenfreier Support nach Ende der Projektlaufzeit wird nicht gewährleistet.

1.4. Modellvereinfachungen und Abgrenzungskriterien

1.4.1. Modellvereinfachungen

Aufgrund der Forderung eines linear, ganzzahligen Modells und speziell im Hinblick auf die möglichst gering zu haltende Rechenzeit sind zahlreiche Vereinfachungen notwendig. Diese umfassen u.a.:

- Die Wärmenutzung wird nicht gebäudeweise simuliert, sondern nur als aggregiertes Lastprofil hinterlegt.
- Es erfolgt keine Netzsimulation und somit keine detaillierte Betrachtung von damit im Zusammenhang stehenden Effekten.
- Es erfolgt keine Differenzierung bzgl. verschiedener Standorte der Erzeuger im Versorgungsgebiet. Deren Leistung wird summiert betrachtet.
- Eine zeitaufgelöste, detaillierte Betrachtung des Temperaturniveaus von Vor- und Rücklauf wird nicht vorgenommen. Die Unterscheidung zwischen zwei Vorlauftemperaturniveaus wird angestrebt.
- Der Wärmespeicher wird nur vereinfacht energetisch betrachtet. Wärmeverluste sollen ladestands- und umgebungstemperaturabhängig abgeschätzt werden. Sofern dies rechenzeitbedingt möglich ist, soll zwischen zwei Temperaturniveaus innerhalb des Speichers unterschieden werden.

1.4.2. Abgrenzungskriterien

- Das Programm leistet lediglich eine unterstützende Bewertung zur Investitionsentscheidung.
- Das Programm eignet sich nicht zur automatischen Regelung von Energiesystemen.
- Je nach konkretem Anwendungsfall können evtl. nicht alle Gegebenheiten abgebildet werden.
- Mit dem Programm ist keine Optimierung der Übertragungsnetzstruktur (z.B. Wärmenetz) möglich.
- Rechtliche Fragestellungen sind nicht Bestandteil der Optimierung.

2. Pflichtenheft – Umsetzung

2.1. Optimierungsmodell - Energiesystem

Alle im Lastenheft, Kapitel 1.2.1, genannten Komponenten werden durch lineare gemischt ganzzahlige Modelle abgebildet. Je nach Art des Erzeugers sind hierzu unterschiedliche Zusammenhänge, Zustände und Abhängigkeiten zu modellieren. Diese umfassen beispielsweise:

- konstante Wirkungsgrade
- variable, linearisierte Wirkungsgrade
- diskrete Schaltzustände
- Leistungsgradienten
- minimale Pausen- und Laufzeiten
- Energieverluste
- Darstellung von Anfahr- und Abfahrvorgängen
- Einhaltung von Energiebilanzen

Umfassende Angaben zu einer maximal angestrebten Detailtiefe und hierfür benötigte Parameter für die Modellierung sind anlagenspezifisch der tabellarischen Übersicht im Anhang 0 dieses Dokuments zu entnehmen. Bedingt durch Rechenzeit sowie Linearisierung sind gegenüber dieser Darstellung eventuell weitere Vereinfachungen nötig, welche sich erst im Laufe der Entwicklung und Testphase des Programms zeigen werden. Für sämtliche Parametersätze werden default-Werte im Programm hinterlegt.

2.2. Optimierungsmodell – zeitvariable Randbedingungen

Die in der Rechnung benötigten zeitvariablen Größen (vgl. 1.2.2) sind vom Nutzer in entsprechender Auflösung vorzugeben. Es wird angestrebt die Optimierung wahlweise in viertelstündlicher bzw. stündlicher Auflösung durchzuführen. Für alle Größen wird mindestens ein beispielhafter Datensatz im Programm hinterlegt.

Bedarfsdaten

Für die Optimierungsrechnung ist zwingend die Definition eines Lastprofils des Wärmebedarfs vorzunehmen. Dieses Lastprofil ist entweder summiert endkundenbezogen oder alternativ ab zentraler Erzeugung vorzugeben. Im Programm selbst erfolgt weder eine Lastprognose noch eine Gebäude- bzw. Übertragungsnetzsimulation. Eventuell auftretende Verluste oder zeitliche Varianzen durch beispielsweise den Transport der Wärme zwischen Erzeuger und Verbraucher sind bereits vom Nutzer in das genannte Lastprofil zu integrieren.

Sofern in der Optimierung außerdem eine stromseitige Berücksichtigung der Versorgung bzw. Bedienung von Verträgen vorgenommen werden soll, sind hierzu entsprechende Lastprofile des Strombedarfs vorzugeben. Es wird angestrebt im Programm hierzu die Definition mehrerer Profile (z.B. Eigenbedarf, mehrere Liefer- und Bezugsverträge) zuzulassen.

Die Betrachtung weiterer Bedarfe (z.B. Kälte, Dampf) ist, speziell im Hinblick auf die zu erwartende Rechenzeit, vorerst nicht vorgesehen. Das Programm soll jedoch diesbezüglich so konstruiert werden, dass eine spätere Implementation dieser möglich ist.

Wetterdaten

Die Leistung bzw. der Wirkungsgrad einiger in Kapitel 1.2.1 genannten Komponenten ist offensichtlich stark witterungsabhängig (z.B. Solarthermie, Wärmepumpe). Aber auch die detaillierte Betrachtung äußerer Wärmeverluste eines Wärmespeichers erfordert die Kenntnis von dessen

Umgebungstemperatur. Sofern eine solche Witterungsabhängigkeit im zu optimierenden Szenario gegeben ist, sind die relevanten Wetterdaten (z.B. Außentemperatur, Globalstrahlung, Erdoberflächtemperatur) als ganzjährige Zeitreihe in geeigneter zeitlicher Auflösung, d.h. passend zu den Bedarfsdaten, anzugeben. Als vereinfachende Hilfestellung werden bis zu drei verschiedene, in Deutschland typische Witterungsszenarien zur vereinfachten Auswahl im Programm hinterlegt.

Zeitvariable Preise

Treten im zu untersuchenden Szenario variable Preise bzw. Vergütungen auf, müssen diese als ganzjährige Zeitreihe in entsprechender zeitlicher Auflösung vom Nutzer vorgegeben werden. Es wird vorgesehen die Definition variabler Preise mindestens für folgende Werte zu ermöglichen: Stromhandel (Ein- und Verkauf bzgl. mehrerer Verträge), Brennstoffpreise, Kosten für CO₂ Emissionen. Als vereinfachende Hilfestellung wird jeweils ein Standarddatensatz im Programm hinterlegt.

2.3. Optimierungsmodell – Zielfunktionen

Die in Abschnitt 1.1 vorgesehen Optimierungsziele werden in Form separater Zielfunktionen formuliert und zur Verwendung im Programm implementiert.

Wirtschaftliche Betrachtung

Zur Betrachtung der Optimierungsziele Wärmegestehungskosten bzw. Betriebskosten sind wirtschaftliche Berechnungen durchzuführen. Der Schwerpunkt der Optimierungsrechnungen liegt hierbei auf der Minimierung der Betriebskosten basierend auf der optimalen Betriebsführung. Außerdem werden von der konkreten Betriebsführung unabhängige Kosten, z.B. einmalig anfallende Investitionen, gemäß dem jeweiligen Betrachtungszeitraum annualisiert. Diese Kosten werden schließlich im Postprocessing zu den jährlichen Betriebskosten addiert. Dies ermöglicht sowohl die Betrachtung der reinen Betriebskosten als auch einen Variantenvergleich mehrerer Investitionsmöglichkeiten hinsichtlich ihrer Wärmegestehungskosten.

Die Einbeziehung einfacher kalkulatorischer Sachverhalte, wie beispielsweise Preissteigerungen, ist vorgesehen.

THG Emissionen und Primärenergiefaktor

Alternativ zur wirtschaftlichen Betrachtung kann die Optimierung auch mit dem Ziel der Reduktion von THG Emissionen oder der Minimierung des Primärenergiefaktors durchgeführt werden. Die entsprechende Berechnungsvorschrift und deren mathematische Darstellung in Form einer linear von den Optimierungsgrößen abhängigen Zielfunktion erfolgt gemäß aktuellem Stand der Wissenschaft.

Multikriterielle Optimierung

Es findet keine Optimierung im multikriteriellen Sinn statt. Vom Nutzer muss genau eines der Optimierungsziele aus Abschnitt 1.1 ausgewählt werden, für welches die Berechnung durchgeführt wird. Nur gemäß dieser Größe wird die optimale Betriebsführung aller Varianten gemäß Variantenmatrix (vgl. Abschnitt 2.4) bestimmt. Die entsprechend resultierenden Werte der weiteren Zielgrößen werden zusätzlich im Postprocessing vom Programm berechnet und dem Nutzer für Vergleichszwecke zur Verfügung gestellt. Die zuvor berechnete Betriebsführung ist hinsichtlich dieser Ziele jedoch nicht optimal.

Die Betrachtung mehrerer Optimierungsziele ist somit nur getrennt voneinander in separaten Rechnungen möglich.

2.4. Lösung des Optimierungsproblems

Variantenrechnung

Basierend auf Vorabbetrachtungen, z.B. durch Nutzung von im Projekt erstellten Leitfäden und Handlungsempfehlungen, definiert der Nutzer per GUI eine sogenannte Variantenmatrix als Basis für die Optimierungsrechnungen. Diese muss eine oder mehrere mögliche Kombinationen der Komponenten aus Abschnitt 1.2.1 sowie deren Leistungsgrößen enthalten, welche zur Versorgung im zu betrachtenden Szenario infrage kommen.

Darauf basierend wird für jede Kombination eine separate Optimierung der Betriebsführung gemäß ausgewähltem Optimierungsziel durchgeführt. Ein Vergleich der so erzeugten Einzelergebnisse ermöglicht letztendlich eine variantenvergleichende Gesamtauswertung.

Zur Dimensionierung des Wärmespeichers ist jeweils die Angabe einer minimalen und maximalen Kapazität ausreichend. Die optimale Speichergröße für jede Variante ist somit automatisch ein Teilergebnis der Betriebsführungsoptimierung.

Zur beispielhaften Darstellung des Ablaufs sei an dieser Stelle auf Kapitel 3 verwiesen.

MILP Lösung

Zur Lösung der linear, gemischt ganzzahligen Optimierungsprobleme (MILP) kommen vorgefertigte, dem Stand der Wissenschaft entsprechende Löser zum Einsatz. Zusammen mit dem Programm wird mindestens ein kostenfrei verfügbarer Löser zur Verfügung gestellt.

Es ist vorgesehen Schnittstellen zu weiteren, ggf. kommerziellen hochperformanten Lösern zu schaffen. Deren Beschaffung liegt in der Verantwortung des späteren Nutzers.

Alternative Optimierungsansätze

Es ist zu erwarten, dass die Lösung der MILP eine lange Rechenzeit erfordert. Aus diesem Grund wird untersucht, inwieweit es möglich ist alternative, iterative Ansätze zu nutzen, um zeiteffizient zumindest eine erste Abschätzung der optimalen Betriebsführung und der damit verbundenen Zielgröße vorzunehmen. Dies könnte zu einer ersten Vorauswahl und Reduktion der Variantenmatrix für die resultierende, tatsächliche Optimierung genutzt werden. Ob eine solche Umsetzung möglich und zielführend ist, wird erst im Rahmen der Projektbearbeitung festgestellt werden.

2.5. Betrachtung unsicherer Randbedingungen

Einige die Optimierungsrechnung stark beeinflussende Randbedingungen typischer Betrachtungsszenarien sind im Allgemeinen gewissen Unsicherheiten unterworfen. So ist beispielsweise die ganzjährig stundengenaue Vorgabe von Wärmelast- bzw. Stromlastprofilen nicht möglich. Auch flexible Strom- bzw. Brennstoffpreise können in der Regel nicht für ein gesamtes Jahr exakt prognostiziert werden. Diese Unsicherheit in der Vorhersage soll von der Optimierung beachtet werden, wodurch das Ergebnis schließlich robuster gegenüber evtl. tatsächlich auftretenden Abweichungen in der Praxis ist.

Zur Betrachtung unsicherer Randbedingungen in der Optimierung werden verschiedene Herangehensweisen im Projekt untersucht und mindestens eine hiervon in der Software implementiert. Genauer betrachtet werden, sollen in diesem Kontext:

- Klassische Verfahren der robusten Optimierung
- Nutzung von Monte-Carlo Simulationen zur Generierung von Variantenrechnungen
- Betrachtung einer eingeschränkten Anzahl von min/max bzw. Worst Case - Szenarien

Welches der zuvor genannten Verfahren tatsächlich zur Anwendung kommt ist hauptsächlich von deren Nutzbarkeit im MILP Kontext sowie von der zu erwartenden Rechenzeitverlängerung aufgrund der Notwendigkeit der Optimierung zahlreicher Varianten (z.B. bei Monte-Carlo) abhängig.

2.6. Minimierung der Programmlaufzeit

Bereits die Durchführung einer einzelnen Optimierungsrechnung über einen ganzjährigen zu betrachtenden Zeitraum ist ein hochdimensionales Problem, dessen Lösung typischerweise eine lange Rechenzeit erfordert. Durch die Definition verschiedener zu untersuchender Optionen – gemäß der vom Nutzer vorgegebenen Variantenmatrix – sowie durch die ggf. einzubeziehenden unsicheren Randbedingungen folgt, dass in der Regel nicht nur eine einzelne, sondern eine Vielzahl an Optimierungsrechnungen durchzuführen ist. Es ist vorgesehen im Projekt verschiedene Ansätze zur Reduktion der Gesamtlaufzeit zu untersuchen und ggf. im Programm umzusetzen. Folgende Möglichkeiten sollen dabei betrachtet werden:

1. Reduktion der Variantenmatrix durch Vorabbetrachtungen, vgl. Kapitel 2.4 „Alternative Optimierungsansätze“
2. Reduktion des Optimierungszeitraums, z.B. durch Zeitreihenaggregation der Bedarfsprofile
3. Schaffung einer Schnittstelle zur Nutzung hochperformanter Löser
4. Vorgabe einer maximalen Laufzeit bzw. einer Gap - Toleranz

Es ist zu beachten, dass einige der zuvor genannten Optionen, wie z.B. der vorzeitigen Abbruch der Rechnung (4.) oder die Aggregation gewisser Zeitbereiche (2.) bestenfalls die Berechnung einer suboptimalen Betriebsführung gewährleisten. Inwieweit deren Qualität ausreichend ist, ist vom Anwender fallabhängig zu bewerten.

Option 3 setzt voraus, dass entsprechende Lizenzen hochperformanter, meist kommerzieller Löser beim Nutzer vorliegen.

2.7. Validierung und Ergebnisvergleich

Vor Veröffentlichung der Software werden Vergleichsrechnungen zur Validierung vorgenommen. Hierzu kommen sowohl frei verfügbare Programme, z.B. FreeOpt, sowie ein kommerzielles Produkt, Top-Energy, zum Einsatz. Bei Auswertung der Vergleichsrechnung sind Unterschiede im Funktionsumfang der verschiedenen Software-Tools zu berücksichtigen.

2.8. Beachtung von Systemvoraussetzungen, Lizenz und Support

Die in 1.3.3 geforderten Eigenschaften der Software sollen umgesetzt bzw. eingehalten werden.

3. Beispielhafter Anwendungsfall

Zur beispielhaften Darstellung der Anwendung und Funktionsweise der Software wird im Folgenden ein rein fiktives Anwendungsszenario beschrieben. Dieses soll ausschließlich die grundlegende, angestrebte Funktionsweise beschreiben und kann sich vom tatsächlichen Ergebnis noch unterscheiden.

Fiktives Beispiel

Ein Nutzer möchte einen älteren Ölkessel, welcher ein Quartier mit Wärme versorgt durch eine umweltfreundliche Alternative ersetzen. Nach vorangehender Recherche und Datenbeschaffung möchte er folgende Varianten hinsichtlich der zu erwartenden THG-Emissionen und Wärmegestehungskosten untersuchen:

- 1.) ausschließliche Nutzung eines Holzpelletkessels ohne Wärmespeicher
- 2.) kombinierte Nutzung einer Solarthermianlage, eines Holzpelletkessels sowie eines Wärmespeichers
- 3.) Nutzung einer Wärmepumpe sowie eines Wärmespeichers

Für die Nutzung im Programm ergibt sich daraus folgende zu untersuchende Variantenmatrix möglicher Erzeuger. Die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte werden vom Anwender wie folgt gewählt:

- a) Holzpelletkessel mit einer Leistung von $\dot{Q}_{\max,1}$
- b) Holzpelletkessel mit einer Leistung von $\dot{Q}_{\max,2}$
- c) Solarthermianlage mit gegebener Kollektorleistung und -fläche, Holzpelletkessel mit $\dot{Q}_{\max,3}$, thermischer Speicher mit einem Volumen zwischen $V_{\text{Sp,min}}$ und $V_{\text{Sp,max}}$
- d) Solarthermianlage mit gegebener Kollektorleistung und -fläche, Holzpelletkessel mit $\dot{Q}_{\max,4}$, thermischer Speicher mit einem Volumen zwischen $V_{\text{Sp,min}}$ und $V_{\text{Sp,max}}$
- e) Wärmepumpe mit einer therm. Leistung von $\dot{Q}_{\text{WP}}$, Speicher mit einem Volumen zwischen $V_{\text{Sp,min}}$ und $V_{\text{Sp,max}}$

Diese Varianten werden als zu untersuchende Optionen vom Nutzer in der GUI des Programms vorgegeben. Weiterhin sind ihm sämtliche Investitions- sowie ggf. anfallende Brennstoff- und Stromkosten bekannt. Diese Daten werden ebenfalls dem Programm übergeben. Für die Wirkungsgrade der Anlagen nutzt er mangels genauerer Kenntnis die default Werte des Programms. Ebenso nutzt er hinterlegte Profile von Globalstrahlung und Außentemperatur, welche zur zeitaufgelösten Berechnung der Leistung der Solarthermianlage benötigt werden. Aus Erfahrungswerten vergangener Jahre ist dem Nutzer ein ungefähres Wärmebedarfsprofil bekannt. Dieses liest er im Programm ein und markiert es als unsichere Randbedingung innerhalb einer gewissen Bandbreite von $\pm x$ Prozent.

In einer ersten Rechnung wählt er Wärmegestehungskosten als Optimierungsziel aus und startet die Berechnung. Intern führt das Programm nun einzelne ganzjährige Betriebsführungsoptimierungen mit dem Ziel der Minimierung der Wärmegestehungskosten für die Varianten a) – e) sowie unter Beachtung der unsicheren Bedarfsdaten durch. Nach Beendigung dieser zeitaufwendigen Rechnungen werden dem Anwender Ergebnisgrafiken sowie umfassende numerische Ausgaben der Optimierungsergebnisse für die einzelnen Varianten zur Verfügung gestellt. Das numerisch bestmögliche Ergebnis wird hervorgehoben, z.B. Variante a).

Im Folgenden startet der Anwender erneut die Optimierungsrechnung mit der Vorgabe der Minimierung der THG-Emissionen. Das Programm führt erneut einzelne Optimierungsrechnungen gemäß diesem Ziel durch und die Ergebnisse werden analog zum ersten Durchlauf ausgegeben. Diesmal ist das optimale Ergebnis c). Die optimale Speichergröße $V_{\text{Sp,opt}}$ für diesen Fall wurde ebenfalls berechnet und wird ausgegeben.

Die Ergebnisse des Programms liefern einen Baustein, welcher den Anwender in seiner Entscheidung unterstützen soll, letztendlich die für ihn beste Option zur Ersetzung des Ölkessels zu finden.

Anhang zur Parameterübersicht

Die in diesem Abschnitt aufgeführten Parameter stellen eine maximal anzustrebende Grundlage für die Modellierung einzelner Komponenten dar und können sich zur letztendlichen Umsetzung hinsichtlich Art, Detaillierungsgrad, Bezeichnung und Einheit noch deutlich unterscheiden.

Allgemeine Projektdaten

Bezeichnung	Gruppe	Typ	Einheit, Auswahlmöglichkeiten	Beispieldaten
Projektbezeichnung	Projektdaten	Eingabefeld	Freitext	Testanlage
Beschreibung	Projektdaten	Eingabefeld	Freitext	
Standort Wetterstation	Projektdaten	Auswahlfeld	geg. Standorte in D sowie "Datensatz einlesen"	Musterhausen
Import des Lastganges	Wärmenutzung	Bedienfeld	Datei öffnen, "Datensatz einlesen"	...
Import des Lastganges	Stromnutzung	Bedienfeld	Datei öffnen, "Datensatz einlesen"	...
maximale Vorlauftemperatur	Wärmenutzung	Eingabefeld	°C	85.0
minimale Vorlauftemperatur	Wärmenutzung	Eingabefeld	°C	50.0
Betrachtungsdauer	Wirtschaftlichkeit	Eingabefeld	Jahre	20
Mischzinssatz	Wirtschaftlichkeit	Eingabefeld	%	3.0
jährlicher Preisanstieg	Wirtschaftlichkeit	Eingabefeld	%	2.0
Stundenlohn	Wirtschaftlichkeit	Eingabefeld	EUR/h	25.0
Strompreis konstant	Wirtschaftlichkeit	Eingabefeld	EUR/kWh	0.25
Strompreis variabel	Wirtschaftlichkeit	Bedienfeld	Datei öffnen, "Datensatz einlesen"	...
Bodenrichtwert	Wirtschaftlichkeit	Eingabefeld	EUR/m²	280.00

Heizwerk

Bezeichnung	Gruppe	Typ	Einheit, Auswahlmöglichkeiten	Beispieldaten
Name	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	Spitzenlastkessel
Erzeugertyp	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Hackschnitzelkessel (HHS), Holzpelletkessel (HP)	Hackschnitzelkessel
Temperaturniveau der Wärme	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	60 ... 95 °C	65 ... 95 °C
Status	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Bestandsanlage / Geplante Anlage	...
Beschreibung	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	ökotherm. Feuerungen
Brennstoffspezifikation	Brennstoffspezifikation		siehe Extra-Tabelle	
Gültigkeitsbereich der Daten	Kosten und Aufwand	Auswahlfeld	50...100 kW; 100...500 kW; 500...1000 kW	400...1000 kW

spezifische Investitionskosten IO	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/kW; EUR/MW	3000 EUR/kW
Nutzungsdauer der Anlage	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	Jahre	15
Instandsetzung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	
Wartung und Instandhaltung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	
Sonstige Kosten	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	2.5
Sonstige bedarfsgebundene Kosten	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	% von $Q_{th,a}$	1.0
Bedienaufwand	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	h/a; h/h_Betrieb	
spez. Kosten für die Ascheentsorgung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/t	
Erlöse durch Förderung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR; % von IO	30% von IO
Abgasreinigungsanlage	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/t	
Eingabemaske	Betrieb	Eingabefeld	Eingabemaske	keine
Anzahl an bekannten Betriebspunkten	Betrieb	Auswahlfeld	2 ... 5	2
Interpolation von Zwischenwerten	Betrieb	Auswahlfeld	nein, linear	linear
Q_{th} an Punkten i bis n	Betrieb	Eingabefeld	%	100 30
Eta an Punkt i bis n	Betrieb	Eingabefeld	%	80 75
Hilfsenergiebedarf	Betrieb	Eingabefeld	% von Q_{th}	2.50
Wirkungsgradkennlinie	Betrieb	Ausgabefeld		
Mindestlaufzeit	Betrieb	Eingabefeld	h	1.00
Mindestpausenzeit	Betrieb	Eingabefeld	h	1.00
positiver Leistungsgradient	Betrieb	Eingabefeld	%/min	5
negativer Leistungsgradient	Betrieb	Eingabefeld	%/min	15
Maximale Startanzahl pro Jahr	Betrieb	Eingabefeld	...	5000
Dauer bis Kaltstart	Betrieb	Eingabefeld	> h	3.00
Dauer pro Starttyp	Betrieb	Eingabefeld	h	0.5 3.0
Brennstoffmenge je Starttyp	Betrieb	Eingabefeld	t je Start	
Strombedarf je Starttyp	Betrieb	Eingabefeld	MWh je Start	
<u>Alternativ:</u> Kosten je Starttyp	Betrieb	Eingabefeld	EUR je Start	

Heizkraftwerk

Bezeichnung	Gruppe	Typ	Einheit, Auswahlmöglichkeiten	Beispieldaten
Name	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	Grundlast-abdeckung
Erzeugertyp	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Dampfturbine (DT), Organic Rankine (ORC), Stirlingmotor (STR)	DT
Temperaturniveau der Wärme	Informationen, allgemein	Eingabefeld	60 ... 95 °C	60 ... 95 °C
Status	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Bestandsanlage / Geplante Anlage	...
Beschreibung	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	
Brennstoffspezifikation	Brennstoff-spezifikation		siehe Extra-Tabelle	
Gültigkeitsbereich der Daten	Kosten und Aufwand	Auswahlfeld	50...100 kW; 100...500 kW; 500...1000 kW	400...1000 kW
spezifische Investitionskosten IO	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/kW; EUR/MW	3000 EUR/kW
Nutzungsdauer der Anlage	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	Jahre	15
Instandsetzung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	
Wartung und Instandhaltung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	
Sonstige Kosten	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	2.5
Sonstige bedarfsgebundene Kosten	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	% von Q _{th,a}	1.0
Bedienaufwand	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	h/a; h/h _{Betrieb}	
spez. Kosten für die Ascheentsorgung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/t	
Ermittlung Erlöse	Kosten und Aufwand	Auswahlfeld	Eingabe / Berechnung	
EIN: Festpreis	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/kWh	
BER: Marktprämie	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/kWh	
BER: Markler	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%	
Erlöse durch Förderung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR; % von IO	30% von IO
Abgasreinigungsanlage	Kosten und Aufwand			

Eingabemaske	Betriebsunterbrechnungen	Eingabefeld	Eingabemaske	keine
Betriebsweise	Betrieb	Auswahlfeld	stromgeführt, wärmegeführt	
Stromlastgang	Betrieb	Bedienfeld	kWel	
Anzahl an bekannten Betriebspunkten	Betrieb	Auswahlfeld	2 ... 5	2
Interpolation von Zwischenwerten	Betrieb	Auswahlfeld	nein, linear, logarithmisch	linear
Q _{th} an Punkten i bis n	Betrieb	Eingabefeld	%	
Eta _{th} an Punkt i bis n	Betrieb	Eingabefeld	%	
P _{el} an Punkten i bis n	Betrieb	Eingabefeld	%	
Eta _{el} an Punkt i bis n	Betrieb	Eingabefeld	%	
Wirkungsgradkennlinie	Betrieb	Ausgabefeld		
Hilfsenergiebedarf	Betrieb	Eingabefeld	% von Q _{th} ; % von P _{el}	
Mindestlaufzeit	Betrieb	Eingabefeld	h	1.00
Mindestpausenzeit	Betrieb	Eingabefeld	h	1.00
positiver Leistungsgradient	Betrieb	Eingabefeld	%/min	5
negativer Leistungsgradient	Betrieb	Eingabefeld	%/min	15
Maximale Startanzahl pro Jahr	Betrieb	Eingabefeld	...	5000
Dauer bis Kaltstart	Betrieb	Eingabefeld	> h	3.00
Dauer pro Starttyp	Betrieb	Eingabefeld	h	0.5 3.0
Brennstoffmenge je Starttyp	Betrieb	Eingabefeld	t je Start	
Strombedarf je Starttyp	Betrieb	Eingabefeld	MWh je Start	
<u>Alternativ:</u> Kosten je Starttyp	Betrieb	Eingabefeld	EUR je Start	

Solarthermie

Bezeichnung	Gruppe	Typ	Einheit, Auswahlmöglichkeiten	Beispieldaten
Name	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	Solarpark 1
Kollektortyp	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Flachkollektor, Vakuum-Röhrenkollektor	Flachkollektor
Status	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Bestandsanlage / Geplante Anlage	...
Beschreibung	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	...
Wirkungsgradberechnung	Kollektorspezifikation	Auswahlfeld	manuelle Eingabe (EIN), Berechnung (BER)	Berechnung

EIN: optischer Wirkungsgrad	Kollektorspezifikation	Eingabefeld	%	80.9
BER: Wärmeverlustkoeffizient linear	Kollektorspezifikation	Eingabefeld	W/m ² K	3.312
BER: Wärmeverlustkoeffizient quadratisch	Kollektorspezifikation	Eingabefeld	W/m ² K ²	0.0181
Wirkungsraddkennlinie des Kollektors	Kollektorspezifikation	Ausgabefeld	Grafik	...
Verlauf der Kollektorleistung	Kollektorspezifikation	Ausgabefeld	Grafik	...
Solarfluid	Kollektorspezifikation	Auswahlfeld	Hersteller oder Variationen angeben	...
spezifische Wärmekapazität Solarfluid	Kollektorspezifikation	Ausgabefeld	kJ/kgK	2.49
Dichte des Solarfluides	Kollektorspezifikation	Ausgabefeld	kg/m ³	1.03
Wärmeleistung der Anlage	Kollektorspezifikation	Eingabefeld	kWh/a	
Kollektorfläche	Kollektorspezifikation	Eingabefeld	m ²	
Ausrichtung	Kollektorspezifikation	Eingabefeld	°	0
Neigung	Kollektorspezifikation	Eingabefeld	°	45
Korrekturfaktor (Neigung)	Kollektorspezifikation	Ausgabefeld		1.05
Wärmeleistung der Anlage	Kollektorspezifikation	Ausgabefeld	kWh/a	
Anzahl Wärmeübertrager	Kollektorspezifikation	Eingabefeld		3
Auslegungsfaktor (Kollektor)	Kollektorspezifikation	Ausgabefeld		
Aufstellfläche	Kollektorspezifikation	Ausgabefeld	m ²	
Gültigkeitsbereich der Daten	Kosten und Aufwand	Auswahlfeld	10...100 m ² ; 100...200 m ²	10...50 m ²
spezifische Investitionskosten IO	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/m ²	700 EUR/m ²
Investitionskosten Flächenerwerb	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/m ²	280.00
Nutzungsdauer der Anlage	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	Jahre	20
Instandsetzung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	0.5
Wartung und Instandhaltung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	1.0
Sonstige Kosten	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	0.0

Bedienaufwand	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	h/a	5.0
Erlöse durch Förderung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR; % von I0; EUR/m ²	150 EUR/m ²
Hilfsenergiebedarf	Betrieb	Eingabefeld	% von Q _{th}	2.50
maximaler Durchfluss	Betrieb	Eingabefeld	l/m ² h	45 l/m ² h
minimaler Durchfluss	Betrieb	Eingabefeld	l/m ² h	15 l/m ² h

Wärmepumpe

Bezeichnung	Gruppe	Typ	Einheit, Auswahlmöglichkeiten	Beispieldaten
Name	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	WP S/W 1
Wärmepumpentyp	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Luft/Wasser (L/W); Wasser/Wasser (W/W); Sole/Wasser (S/W)	S/W
Status	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Bestandsanlage / Geplante Anlage	...
Beschreibung	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	...
Nennwärmeleistung (thermisch)	Wärmepumpen-spezifikation	Eingabefeld	kW	1000
Wirkungsgrad (COP / Leistungszahl)	Wärmepumpen-spezifikation	Auswahlfeld	manuelle Eingabe (COP), dynamische Berechnung (BER)	dynamische Berechnung
COP: Wirkungsgrad	Wärmepumpen-spezifikation	Eingabefeld	%	
BER: Wirkungsgrad der Wärmeübertrager	Wärmepumpen-spezifikation	Eingabefeld	%	87
BER: Leistungsgradkennlinie der WP	Wärmepumpen-spezifikation	Ausgabefeld	Grafik	...
Arbeitsmittel	Wärmepumpen-spezifikation	Auswahlfeld	Variationen angeben	R744
Art der Wärmequelle	Wärmequelle	Auswahlfeld	Außenluft (A); Abluft (B); Grundwasser (B); Oberflächenwasser (A); Oberflächennahe Geothermie (A); Tiefengeothermie (B)	Tiefengeothermie
durchschnittliche Quelltemperatur	Wärmequelle	Eingabefeld	°C	70°C
Außentemperaturabhängigkeit	Wärmequelle	Ausgabefeld	Grafik	...
maximaler Durchfluss	Wärmequelle	Eingabefeld	l/s	70 l/s
minimaler Durchfluss	Wärmequelle	Eingabefeld	l/s	20 l/s
spezifische Wärmekapazität Quellmedium	Wärmequelle	Eingabefeld	kJ/kgK	2.49
Dichte des Quellmedium	Wärmequelle	Eingabefeld	kg/m ³	1.03
Abwärmequelle	Wärmequelle	Eingabefeld	...	

Verdichtertyp	Wärmepumpen-spezifikation	Auswahlfeld	Scroll- ;Schrauben- ;Turbo-; Hubkolbenverdichter	Turbo
Anzahl an bekannten Betriebspunkten	Wärmepumpen-spezifikation	Auswahlfeld	2...5	-
Betriebsbereich stufenloser Betrieb	Wärmepumpen-spezifikation	Eingabefeld	kW	500 - 1000
Interpolation von Zwischenwerten	Wärmepumpen-spezifikation	Auswahlfeld	nein, linear, logarithmisch	linear
Q _{th} an Punkten i bis n	Wärmepumpen-spezifikation	Eingabefeld	%	100 70
Verlauf des Verdichter-wirkungsgrades	Wärmepumpen-spezifikation	Ausgabefeld	Grafik	...
Hilfsenergiebedarf	Wärmepumpen-spezifikation	Eingabefeld	% von Q _{th}	2.50
Gültigkeitsbereich der Daten	Kosten und Aufwand	Auswahlfeld	10...1000 kW; 1000...10000 kW; 10000...20000kW	10...1000 kW
spezifische Investitionskosten IO	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/kW(th)	700 EUR/kW
Nutzungsdauer der Anlage	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	Jahre	20
Instandsetzung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	1.5
Wartung und Instandhaltung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	1.0
Sonstige Kosten	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	0.5
Bedienaufwand	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	h/a	5.0
Erlöse durch Förderung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR; % von IO; EUR/kW	80 EUR/kW

Geothermie

Bezeichnung	Gruppe	Typ	Einheit, Auswahlmöglichkeiten	Beispieldaten
Name	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	Hyd. Geothermie
Status	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Bestandsanlage / Geplante Anlage	...
Beschreibung	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	...
Wärmeleistung der Anlage	Informationen, allgemein	Eingabefeld	kWh/a	
Art der Wärmequelle	Wärmequelle	Auswahlfeld	Hydrothermale Tiefengeothermie; Petrothermale Geothermie	
durchschnittliche Quelltemperatur	Wärmequelle	Eingabefeld	°C	70°C
Bohrtiefe	Wärmequelle	Eingabefeld	m	3000 m

Anzahl an bekannten Betriebspunkten	Betrieb	Auswahlfeld	2...5	-
Q _{th} an Punkten i bis n	Betrieb	Eingabefeld	%	100 70
Hilfsenergiebedarf	Betrieb	Eingabefeld	% von Q _{th}	2.50
spezifische Investitionskosten IO	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/kW	2600 EUR/kW
Nutzungsdauer der Anlage	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	Jahre	20
Instandsetzung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	0,5 - 2,0
Wartung und Instandhaltung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	0.5
Sonstige Kosten	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	0.5
Bedienaufwand	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	h/a	1.0
Erlöse durch Förderung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR; % von IO; EUR/kW	200 EUR/kW

Abwärmenutzung

Bezeichnung	Gruppe	Typ	Einheit, Auswahlmöglichkeiten	Beispieldaten
Name	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	Wäscherei
Status	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Bestandsanlage / Geplante Anlage	...
Beschreibung	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	...
Temperaturniveau der Abwärme	Wärmelastgang	Eingabefeld	°C	80 °C
Abwärmelastprofil	Wärmelastgang	Eingabefeld	kW	
Hilfsenergiebedarf	Wärmelastgang	Eingabefeld	% von Q _{th}	
spezifische Investitionskosten IO	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/kW	700 EUR/kW
Nutzungsdauer der Anlage	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	Jahre	20
Instandsetzung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	0.5
Wartung und Instandhaltung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	1.0
Sonstige Kosten	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	%/a von IO	0.0
Bedienaufwand	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	h/a	5.0
Erlöse durch Förderung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR; % von IO; EUR/kW	

Wärmespeicher

Bezeichnung	Gruppe	Typ	Einheit, Auswahlmöglichkeiten	Beispieldaten
Name	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	Pufferspeicher 1
Speichertyp	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	HW-Zylinder, PCM...	HW-Zylinder
Status	Informationen, allgemein	Auswahlfeld	Bestandsanlage / Geplante Anlage	...
Beschreibung	Informationen, allgemein	Eingabefeld	Freitext	zentraler Speicher
maximale Speichertemperatur	Speicherspezifikation	Eingabefeld	°C	95
Speichergeometrie	Speicherspezifikation	Auswahlfeld	Zylindrisch, Pyramidenstumpf	zylindrisch
Speicherhöhe	Speicherspezifikation	Eingabefeld	m	70
Wärmekapazität des Speichermedium (cv)	Speicherspezifikation	Eingabefeld	kJ/m³K	4175
Speicherkapazität	Speicherspezifikation	Eingabefeld	kWh/m³	
Speichervolumen	Speicherspezifikation	Eingabefeld	m³	
Aufstellfläche	Speicherspezifikation	Eingabefeld	m²	
Speicheroberfläche	Speicherspezifikation	Eingabefeld	m²	
Speicherkapazität	Speicherspezifikation	Ausgabefeld	kWh/m³	
Speichervolumen	Speicherspezifikation	Ausgabefeld	m³	
Aufstellfläche	Speicherspezifikation	Ausgabefeld	m²	
Speicheroberfläche	Speicherspezifikation	Ausgabefeld	m²	
Wärmedurchgangskoeffizient	Speicherspezifikation	Eingabefeld	W/m²K	0.20
Grenzt an	Speicherspezifikation	Auswahlfeld	Erdreich Außenluft	
Verlustleistung	Speicherspezifikation	Ausgabefeld	W/K	
maximale Beladeleistung	Betrieb	Eingabefeld	kW	
minimale Beladeleistung	Betrieb	Eingabefeld	kW	
maximale Entladeleistung	Betrieb	Eingabefeld	kW	
minimale Entladeleistung	Betrieb	Eingabefeld	kW	

Hilfsenergiebedarf	Betrieb	Eingabefeld	% von Q _{th}	2.50
Gültigkeitsbereich der Daten	Kosten und Aufwand	Auswahlfeld	500...100.000 m ³ ; 200...10.000m ³ ; 5000...200.000m ³	
spezifische Investitionskosten IO	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	EUR/m ³	
Investitionskosten Flächenerwerb	Kosten und Aufwand	Ausgabefeld	EUR/m ²	280.00
Nutzungsdauer der Anlage	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	Jahre	40
Instandsetzung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	% von IO	1.0
Wartung und Instandhaltung	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	% von IO	0.3
Bedienaufwand	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	h/a	0.0
Sonstige Kosten	Kosten und Aufwand	Eingabefeld	% von IO	0.5

Brennstoffspezifikationen

Bezeichnung	Gruppe	Typ	Einheit, Auswahlmöglichkeiten	Beispieldaten
Biomasse				
Holzsortiment	Brennstoffspezifikation	Auswahlfeld	Buche, Eiche, Fichte, Hartholz, Weichholz, Mischung	Fichte
Bezugseinheit	Brennstoffspezifikation	Auswahlfeld	Srm; t	t
Heizwertermittlung	Brennstoffspezifikation	Auswahlfeld	Eingabe (EIN), Berechnung (BER)	Berechnung
Heizwert (bezogen auf Liefergut)	Brennstoffspezifikation	Eingabefeld	MWh/t _{FM} ; MWh/srm _{FM} --> je nach Auswahl A4	
Wassergehalt	Brennstoffspezifikation	Eingabefeld	%	20 %
Aschegehalt (optional)	Brennstoffspezifikation	Eingabefeld	%	3 %
Bezugspreis (Frischmasse)	Brennstoffspezifikation	Eingabefeld	EUR/t _{FM} ; EUR/srm _{FM} --> je nach Auswahl A4	20 EUR/t _{FM}
Pelletqualität	Brennstoffspezifikation	Auswahlfeld	ENPlus, DIN Enxxx	
Bezugspreis (Frischmasse)	Brennstoffspezifikation	Eingabefeld	EUR/t _{FM}	
CO ₂ -äq. Emissionen (mit Vorkette)	Brennstoffspezifikation	Eingabefeld	kg/MWh _{th} (Wärmeabgabe)	24 kg/MWh _{th}
Heizwert (bezogen auf Liefergut)	Brennstoffspezifikation	Ausgabefeld	MWh/t _{FM}	4.02 MWh/t _{FM}
Bezugspreis (Frischmasse)	Brennstoffspezifikation	Ausgabefeld	EUR/t _{FM} ; EUR/srm _{FM} --> je nach Auswahl A4	20 EUR/t _{FM}

Fossil:

Brennstoffart	Brennstoffspezifikation	Auswahlfeld	Schweres Heizöl; Leichtes Heizöl; Erdgas H; Erdgas L	Erdgas H
Heizwert	Brennstoffspezifikation	Eingabefeld	MJ/m ³	10 MJ/m ³
Brennstoffpreis	Brennstoffspezifikation	Eingabefeld	EUR/m ³	7 EUR/m ³
CO₂-äq. Emissionen (mit Vorkette)	Brennstoffspezifikation	Eingabefeld	kg/MWh _{th} (Wärmeabgabe)	246 kg/MWh _{th}

