

Schlussbericht EnEff:Wärme MeFlexWärme, "Methodenbaukasten für Flexible Wärmenetze der Zukunft"



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Technische Universität Darmstadt; Entega AG; Siemens AG
30.04.2024



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Projektlaufzeit: 01.01.2020 - 31.12.2023
Förderkennzeichen: 03EN3012A
Projektpartner:
Technische Universität Darmstadt
Entega AG
Siemens AG

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren

Inhaltsverzeichnis

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1 Kurzdarstellung | 6 |
| 1.1 Aufgabenstellung | 6 |
| 1.2 Bezug zu den förderpolitischen Zielen | 6 |
| 1.3 Projektstruktur | 7 |
| 1.3.1 Technische Universität Darmstadt (TUDa) | 7 |
| 1.3.2 Entega AG | 9 |
| 1.3.3 Siemens AG | 9 |
| 1.3.4 Arbeitsaufteilung | 10 |
| 1.4 Stand der Wissenschaft und Technik & Ausgangssituation | 10 |
| 2 Ausgangslage in Darmstadt | 13 |
| 2.1 Wärmenetze in Darmstadt | 13 |
| 2.2 Erzeugerstruktur in Darmstadt | 14 |
| 3 Zusammenfassung der wichtigsten Projektergebnisse | 15 |
| 4 Modellierungsansätze Wärmenetze | 17 |
| 4.1 Modellvariablen | 17 |
| 4.2 Strukturelle Modellvereinfachungen (Reduzierte Netzabbildung) | 18 |
| 4.3 Modellierung | 18 |
| 4.3.1 Allgemeine Gleichungen | 18 |
| 4.3.2 Gleichgewichtsmodell | 21 |
| 4.3.3 Modell Zustandsschätzung | 22 |
| 4.3.4 Vereinfachtes Marktmodell (Ansatz für lokalen Energiemarkt als reines LP modelliert) | 22 |
| 4.3.5 Vereinfachtes Marktmodell (Ansatz für lokalen Energiemarkt als MILP modelliert) | 23 |
| 4.3.6 Erweitertes Marktmodell (NLP-Ansatz) | 24 |
| 4.3.7 Modell der globalen Optimierung | 24 |
| 4.4 Implementierung in Modelica | 24 |
| 5 Arbeiten in den einzelnen Arbeitspaketen | 28 |
| 5.1 TP 1 Methoden für die Zustandsschätzung | 28 |
| 5.1.1 AP 1.1 Aufbau Messnetz | 28 |
| 5.1.2 AP 1.2 Algorithmen Zustandsschätzung | 31 |
| 5.2 TP 2 Methoden für den lokalen Handel | 36 |
| 5.2.1 AP 2.1 Markttaugliche Wärmenetzmodellierung | 36 |
| 5.2.2 AP 2.2 Lokale Handelsplattform Wärme / Multimodal | 38 |
| 5.2.3 AP 2.3 Integration Zentrale Wärmeerzeugung | 47 |
| 5.2.4 AP 2.4 Integration Großwärmespeicher | 49 |
| 5.2.5 AP 2.5 Integration Flexible Fabrik | 49 |
| 5.2.6 AP 2.6 Integration Wohn-/Bürogebäude und sonstige Verbraucher | 61 |

| | | |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 5.3 | TP 3 Methoden für die mathematische Optimierung mit Wärmegleichungen | 63 |
| 5.3.1 | AP 3.1 Grundlegende Formulierung des Einsatzoptimierungsproblems | 63 |
| 5.3.2 | AP 3.2 Konvexe Relaxationen und Schleifen | 63 |
| 5.3.3 | AP 3.3 Modellverfeinerungen | 67 |
| 5.3.4 | AP 3.4 Robuste Optimierung | 69 |
| 5.3.5 | AP 3.5 Integration mit den anderen Arbeitspaketen | 70 |
| 5.4 | TP 4 Gemeinsame Simulation und Bewertung | 71 |
| 5.4.1 | AP 4.1 Software-Architektur | 71 |
| 5.4.2 | AP 4.2 Simulation und Validierung des Netzes Heute | 72 |
| 5.4.3 | AP 4.3 Szenario Wärmenetz 2030 | 73 |
| 5.4.4 | AP 4.4 Testläufe | 75 |
| 5.4.5 | AP 4.5 Techno-Ökonomische Bewertung | 75 |
| 5.4.6 | Einordnung der Ergebnisse aus Sicht eines Energieversorgers | 79 |
| 6 | Fazit | 82 |
| 7 | Öffentlichkeitsarbeit und Einbindung in die Lehre | 83 |
| 7.1 | Veröffentlichungen | 83 |
| 7.1.1 | Journals & Konferenzen mit Proceedings | 83 |
| 7.1.2 | Konferenzteilnahmen | 84 |
| 7.1.3 | Workshops & Summer Schools: | 86 |
| 7.2 | Studentische Arbeiten | 86 |
| 8 | Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen | 88 |

Akronyme

AG OPT Arbeitsgruppe Optimierung, Fachbereich Mathematik

BEW Bundesförderung für effiziente Wärmenetze

BHKW Blockheizkraftwerk/e

COP Arbeitszahl einer Wärmepumpe (Coefficient of Performance)

DNN Tiefes neuronales Netz (deep neural network)

EINS Fachgebiet Energy Information Networks & Systems

FFVAV Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsverordnung

FG Fachgebiet/e

FMU Functional-Mockup-Unit

GHG Greenhouse Gas Protocol

GK Gaskessel

HK Heizkessel

HKW Heizkraftwerk

HLR Hochleistungsrechner

IBPSA International Building Performance Simulation Association

KI Künstliche Intelligenz

KWK Kraft-Wärme-Kopplung

LHM Wärmemarkt mit linearer Modellierung

LoRa-WAN Long Range Wide Network

LP Lineare Programmierung / Lineare Optimierung

MCMC Markov-Ketten Monte Carlo

MeFlexWärme Methodenbaukasten flexible Wärmenetze der Zukunft

MHKW Müllheizkraftwerk

MILHM Wärmemarkt mit gemischt ganzzahliger linearer Modellierung (siehe 5.2.1)

MILP Gemischt-ganzzahlige Lineare Optimierung

MINLGO Globale Betriebsoptimierung mit nichtlinearer Modellierung

MINLP Gemischt ganzzahliges nichtlineares (Optimierungs-)Problem

MMES Fachgebiet Technik und Ökonomie Multimodaler Systeme

NLP Nicht-lineare Optimierung

PTW Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen

SCOP Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe

SET Sequential Execution Test

SOAP Betriebsplanung nach Stand der Technik

TTD Fachgebiet Technische Thermodynamik

TUDa Technische Universität Darmstadt

WP Wärmepumpe

WSP Wärmespeicher

WTG Wärmeübertragergruppen

WÜS Wärmeübertragerstation

1 Kurzdarstellung

1.1 Aufgabenstellung

Zur Begrenzung des Klimawandel ist eine rasche Dekarbonisierung unserer Energieversorgung notwendig. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist die Dekarbonisierung des Wärmesektors als größtem Endenergieverbraucher dabei ein zentrales Handlungsfeld. Hierzu ist es einerseits notwendig, verfügbare, CO₂-arme Wärmequellen, beispielsweise Industrieabwärme, konsequent zu nutzen und andererseits den Wärmesektor enger mit dem Stromsektor zu verzähnen. Hierdurch kann nicht nur erneuerbare Wärme bereitgestellt werden, sondern auch die günstige Speicherung von Wärme als Ausgleich für die fluktuierende Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom dienen.

Für die Flexibilisierung des Wärmesektors sind Wärmenetze ein zentrales Hilfsmittel, da sich verschiedene Komponenten je nach aktueller Verfügbarkeit über das Netz gegenseitig aushelfen können. Traditionell sind Fernwärmennetze im Wesentlichen zur Wärmeverteilung von gleichmäßig betriebenen Großkraftwerken konzipiert worden. Die thermische Verknüpfung verschiedener Teilnetze und die Einbindung flexibler Erzeuger, Verbraucher und Prosumer stellt zusammen mit der Absenkung der Netzvorlauftemperatur den Übergang zu Wärmenezen der 4. Generation dar. Im Kontext dieser Flexibilisierung ergeben sich neue methodische, ökonomische und technische Fragestellungen, welche im Projekt „EnEff:Wärme MeflexWärme - Methodenbaukasten flexible Wärmenetze der Zukunft“ (MeFlexWärme) untersucht wurden.

Um den optimalen Einsatz dezentraler Wärmequellen zu ermitteln, wurden in MeFlexWärme umfassende Systemoptimierungsmodelle entwickelt. Diese Modelle erfordern eine volle Transparenz aller Wärmequellen, welche im Falle unterschiedlicher Eigentumsverhältnisse nicht notwendigerweise gegeben ist. Es wurden daher zusätzlich marktbaserte Einsatzplanmodelle entwickelt, welche ein geringeres Maß an Transparenz erfordern. Diese Modelle erlauben es außerdem Rückschlüsse auf den ökonomischen Nutzen für jeden Teilnehmer zu ziehen. Ein besonderer Fokus in diesem Bereich war die Kopplung mit lokalen Strommärkten und die Gebotsstruktur für Prosumer mit komplexen internen Wärmeverteilsystemen. Validiert wurden die Untersuchungen durch detaillierte, zeitlich aufgelöste Simulationen des Fernwärmennetzes in der Modellierungssprache Modelica. Für die Überwachung des aktuellen Betriebs wurden Modelle auf Basis künstlicher Intelligenz (KI) zur probabilistischen Schätzung des vorherrschenden Netzzustandes entwickelt. .

1.2 Bezug zu den förderpolitischen Zielen

Das Projekt MeFlexWärme trug zum 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung entsprechend der Bekanntmachung vom 01.10.2018 bei. Das Projekt adressiert die Herausforderungen einer zukünftigen leitungsgebundenen Wärmeversorgung und untersuchte insbesondere den wirtschaftlich und ökologisch sinnvollen Einsatz verschiedener Einspeiser mit zeitlich fluktuierender Wärmeverfügbarkeit und Kostenstruktur. Diese Fragestellungen entsprachen den Zielen des Abschnitts 3.1.3. Die durchgeführten Arbeiten zu flexiblen Fabriken und zur probabilistischen Zustandsschätzung trugen zum Abschnitt 3.2.9. „Künstliche Intelligenz und Digitalisierung“ bei.

1.3 Projektstruktur

In dem Projekt MeFlexWärme haben drei Projektpartner zusammengearbeitet. Im Folgenden werden die Partner kurz vorgestellt, sowie die Kooperation im Projekt beschrieben.

1.3.1 Technische Universität Darmstadt (TUDa)

Die Technische Universität Darmstadt (TUDa) ist mit ca. 24.400 Studierenden, 4.500 wissenschaftlichen und technischen Beschäftigten und 325 Professoren eine der führenden technischen Universitäten Deutschlands. In ihren Forschungsfeldern „Energy and Environment“ und „Information and Intelligence“ haben sich große, fächerübergreifende Verbünde geformt, welche aktiv die technische Spitzenforschung vorantreiben. Folgende Fachgebiete (FG) waren an MeFlexWärme beteiligt:

Energy Information Networks & Systems (EINS)

Leitung: Prof. Dr. Florian Steinke

Das Fachgebiet wurde 2017 als Brücke zwischen den obig genannten Profilbereichen der TUDa gegründet. Themen sind (multimodales) Energiesystemdesign, Algorithmen für den Betrieb von Energiesystemen, und die Energieautomatisierung. Das Fachgebiet war im Projekt MeFlexWärme zuständig für die Entwicklung neuer Algorithmen zur probabilistischen Zustandsschätzung in Fernwärmennetzen. Schon zuvor wurden in verschiedenen Projekten am Fachgebiet Untersuchungen zur Modellierung und zur (stochastischen) Optimierung von Energiesystemen durchgeführt, auf die in MeFlexWärme aufgebaut werden konnte.

Fachgebiet Technik und Ökonomie Multimodaler Systeme (MMES)

Leitung: Prof. Dr.-Ing. Stefan Nießen

Das Fachgebiet wurde zum Februar 2019 an der TUDa neu gegründet. Im Zentrum von Forschung und Lehre steht die Analyse von multimodalen Energiesystemen, deren Modellierung, Simulation und Optimierung hinsichtlich des Umweltschutzes, der Wirtschaftlichkeit, der Versorgungssicherheit und der gesellschaftlichen Akzeptanz. Im Projekt hat das Fachgebiet die Modellierungstiefe des Fernwärmennetzes untersucht. Diese ist die Grundlage für die Bewertung eines Markt-Clearing Algorithmus. Die Ermittlung der einerseits hinreichend genauen und hinsichtlich Rechenzeit auch umsetzbaren Abbildung der Physik des Fernwärmennetzes stellt hierbei eine anspruchsvolle wissenschaftliche Herausforderung dar.

Arbeitsgruppe Optimierung, Fachbereich Mathematik (AG OPT)

Leitung: Prof. Dr. Marc Pfetsch (Diskrete Optimierung), Prof. Dr. Stefan Ulbrich (Nichtlineare Optimierung)

Die Arbeitsgruppe Optimierung ist in zwei Fachgebiete unterteilt, die Diskrete Optimierung und die Nichtlineare Optimierung. Die Gruppe von Prof. Pfetsch (Diskrete Optimierung) untersucht mathematische Optimierungsprobleme, die ganzzahlige Variablen enthalten. Fast alle entwickelten Methoden werden mit Hilfe des Optimierungsframeworks SCIP entwickelt bzw. dort eingebracht. Die

Gruppe von Prof. Ulbrich beschäftigt sich mit der Entwicklung, Analyse und Anwendung von Verfahren für die Nichtlineare Optimierung, die Optimale Steuerung von gewöhnlichen sowie partiellen Differentialgleichungen und die gemischt-ganzzahlige Optimierung. Hierbei wird insbesondere auch die effiziente algorithmische Behandlung von unsicheren Daten untersucht. Im herausfordernen Bereich der gemischt-ganzzahligen, nichtlinearen Optimierung arbeiten die beiden Gruppen eng zusammen. Dies betrifft insbesondere auch die mathematische Optimierung mit Wärmegleichungen, wo sich ein komplexes Optimierungsproblem mit gemischt-ganzzahligen Variablen und nichtlinearen Gleichungen ergibt. Dieses Optimierungsproblem wurde im Rahmen von MeFlexWärme aufgestellt und anhand dessen Methoden zur besseren Lösbarkeit solcher Probleme entwickelt.

Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen (PTW)

Leitung: Prof. Dr.-Ing. Matthias Weigold und Prof. Dr.-Ing. Joachim Metternich

Das PTW ist eines der führenden Produktionsforschungsinstitute in Deutschland und strebt mit der Forschungsgruppe „ETA | Energietechnologien und Anwendungen in der Produktion“ nach der Vision, die industrielle Produktion klimaneutral zu gestalten. Daher wird seit 2016 das Energie-, Technologie- und Anwendungszentrum (ETA-Fabrik) als Pionier auf dem Gebiet der energieeffizienten Produktion betrieben. Durch zahlreiche Projekte konnten zum einen Abwärme potentielle im industriellen Umfeld identifiziert und nutzbar gemacht werden (ETA-Fabrik, ETA-Transfer, etc.), zum anderen wurden Flexibilitätspotentielle dieses Umfelds untersucht (SynErgie, Phi-Factory). Im Projekt MeFlexWärme wurde nun die Einbindung industrieller Abwärme in übergeordnete flexible Wärmenetze im Rahmen der Betriebsoptimierung und Integration von Wärmemärkten betrachtet. Im Reallabor DELTA untersucht das PTW parallel die Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme in der Planung.

Fachgebiet Technische Thermodynamik (TTD)

Leitung: Prof. Dr.-Ing. Peter Stephan

In der TTD-Forschungsgruppe „Analyse Thermischer Energiesysteme“ (Gruppenleitung: Dr.-Ing. Frank Dammel) werden grundlegend energetische, exergetische und exergoökonomische Methoden weiterentwickelt und angewendet. Vor allem die Arbeiten zur Energieversorgung von Quartieren sind relevant für MeFlexWärme. Im Projekt „EnEff: Stadt Campus Lichtwiese“ ist das Fachgebiet TTD zuständig für die Forschung im Bereich der thermischen Energieversorgung. In einem weiteren Projekt wird ein Großwärmespeicher, den die Entega AG errichtet, messtechnisch und numerisch detailliert untersucht, um daraus vereinfachte Modelle abzuleiten, die in komplexen Systemen genutzt werden können.

Das Fachgebiet TTD hat an den Forschungsprojekten „EBC Annex 64: LowEx Communities – Optimised Performance of Exergy Principles“ und „DHC Annex TS2: Implementation of Low Temperature Heating Systems“ der Internationalen Energieagentur (IEA) mitgewirkt und beteiligt sich aktuell am Projekt „DHC Annex TS5 - Integration of Renewable Energy Sources into existing District Heating and Cooling Systems“. Im Rahmen von MeFlexWärme wurden Wärmenetzmodelle und ihre Komponenten entwickelt, um mithilfe von dynamischen Simulationen das Verhalten realer Netze zu repräsentieren. Diese schaffen die Grundlage für die Vergleichbarkeit der anderen, im Projekt entwickelten, Methoden.

1.3.2 Entega AG

Der ENTEGA-Konzern ist mit rund 3,3 Terrawattstunden Ökostrom und 2,4 Terrawattstunden klimaneutralem Erdgas einer der größten Anbieter von klimaneutralen Energien. Mit seiner Tochtergesellschaft e-netz Südhesse GmbH & Co. KG ist die Entega AG zudem einer der großen Verteilnetzbetreiber in Deutschland. Im Bereich der Fernwärme versorgt die Entega AG mit eigenen Anlagen und Wärmenetzen aktuell ca. 11.500 Privathaushalte, öffentliche Einrichtungen und Industrieunternehmen effizient und klimaschonend mit Wärme. Die gelieferte Fernwärme stammt hauptsächlich aus modernen Heizkraftwerken mit gekoppelter Wärme- und Stromproduktion. Einen großen Baustein stellt dabei die thermische Abfallverwertung im Müllheizkraftwerk (MHKW) Darmstadt dar, die auch das Fernwärmeverbundnetz Darmstadt Nord und TUDa mit Wärme versorgt. In Summe liefert die Entega AG eine jährliche Wärmemenge von ca. 300 GWh an ihre Kunden. In einer europaweiten Ausschreibung hat die Entega AG in einer Bietergemeinschaft mit der STEAG New Energies GmbH (heute Iqony GmbH) zudem Ende 2015 das Energiedienstleistungscontracting der TUDa akquiriert und versorgt die TUDa nun für 15 Jahre mit den Medien Wärme, Strom und Kälte. Die Projektgesellschaft ENTEGA Iqony Wärme GmbH (EIW) betreibt zu diesem Zweck auch die Erzeugungsanlagen der TUDa sowie die Verteilnetze und erweitert die Infrastruktur.

Im eigenen Verteilnetz hat die Entega AG mit der Errichtung eines thermischen Großspeichers (Wasservolumen ca. 4.000 m³) zur Optimierung der Erzeugungsstruktur begonnen. Die wissenschaftliche Begleitung dieses Vorhabens wird vom Land Hessen im Rahmen eines Forschungsprojekts der TUDa (Fachgebiet Technische Thermodynamik) gefördert. Die Inbetriebnahme des Wärmespeichers (WSP) erfolgte im Jahr 2021. Als Konsortialführer des Europäischen Forschungsprojekts Web2Energy hat die Entega AG mehrere Kleinspeicher und Speichersimulatoren installiert, welche als Bausteine innerhalb eines virtuellen Kraftwerks erprobt wurden. In weiteren Forschungsprojekten hat Entega AG eine Handelsplattform für Speicherdiestleistungen aufgebaut (SolVer) und die Integration der Elektromobilität als aktive Komponente im Verteilungsnetz getestet (Well2Wheel).

Die Entwicklung von Nutzern als zentrale Akteure in Smart-Grids (InnoSmart) wurde bis Mitte 2016 untersucht. Darüber hinaus fungierte die Entega AG als Konsortialpartner für das Forschungsprojekt Flex4Energy (2015 – 2018), das sich mit einem Flexibilitätsmanager für die dezentrale Energieversorgung der Zukunft beschäftigte.

1.3.3 Siemens AG

Die Siemens AG (Berlin und München) ist ein internationaler, fokussierter Technologiekonzern, der die reale und digitale Welt verbindet – zum nachhaltigen Nutzen für die Menschen. Das Unternehmen – im Jahre 2022 bereits 175 Jahre alt – ist vorrangig auf den Gebieten intelligente Infrastruktur bei Gebäuden und Energiesystemen, Automatisierung und Digitalisierung in der Prozess- und Fertigungsindustrie sowie intelligenten Mobilitätslösungen für den Schienen- und Straßenverkehr aktiv, daneben aber auch in der Medizintechnik, Consulting, Financial Services und Real Estate.

Bei Siemens – seit seiner Gründung mit prägend bei jeder der bislang vier industriellen Revolutionen – sind in mehr als 200 Ländern/Regionen rund 311.000 Mitarbeiter*innen beschäftigt, rund 44.000 darunter in digitalen Jobs. 86.000 oder rund 28% der Mitarbeiter*innen arbeiten davon im Stammland Deutschland. Nimmt man alle Siemens-Unternehmen zusammen, so waren es im GJ20 sogar 385.000 Mitarbeiter*innen weltweit.

Innovation ist der wichtigste Wachstums- und Produktivitätstreiber von Siemens. Im GJ22 hat das Unternehmen €5,6 Mrd. in Forschung und Entwicklung (FuE) investiert, um weiterhin führend an der Spitze des technischen Fortschritts bleiben zu können. Das bedeutet ein Anstieg seit dem GJ14 um >40%. Heute (GJ21) beschäftigt das Unternehmen weltweit rund 46.900 Forscher*innen und Entwickler*innen und 6.400 Auszubildende und dual Studierende. Sie arbeiten an Innovationen, mit denen sich bestehende Geschäfte absichern und neue Märkte erschließen lassen.

Das Patentportfolio von Siemens besteht weltweit aus 43.300 erteilten Patenten, mit 2.520 Patentanmeldungen – davon rund ein Drittel in digitalen Technologien – sowie rund 4.650 Erfindungen (GJ22). Laut Statistiken zur Anzahl der Patentanmeldungen liegt Siemens seit Jahren an der Spitze (z. B. 2020: 6. Platz EPO) in Europa, ist führend hierin in Deutschland und zählt weltweit zu den innovativsten Unternehmen (d.h. 2021: 11. Platz BCG Innovation Survey).

Mit 2.100 Mitarbeitern weltweit – davon 1.700 forschend und allein rund 430 im Bereich IP – (GJ21) und seit nunmehr 1905 spielt die **Technology (T)** eine Schlüsselrolle bei FuE innerhalb von Siemens. Sie arbeitet in zahlreichen Ländern weltweit eng mit den FuE-Teams in den Divisionen zusammen. Technology verfügt über ein Netzwerk, welches die effiziente Kooperation zwischen den verschiedenen FuE-Standorten weltweit und dem übrigen Unternehmen ermöglicht.

Die Entwicklung von Methoden und Verfahren für die Optimierung des Betriebs dezentraler Energiesysteme bildet seit Jahren einen Schwerpunkt der Aktivitäten der **Research Group “Infrastructure Operation”**. Neben der Optimierung des Betriebs einzelner Liegenschaften wurde ein marktbares Verfahren zur Koordination unterschiedlicher Akteure in einem Abschnitt des elektrischen Netzes entwickelt (siehe BMWK-Pebbles). Im Projekt MeFlexWärme wurden die für einen lokalen Strommarkt entwickelten Methoden konzeptionell für den Handel mit Strom und Wärme weiterentwickelt, prototypisch implementiert und gemeinsam mit den Projektpartnern in Simulationsstudien hinsichtlich des technooökonomischen Potentials bewertet.

1.3.4 Arbeitsaufteilung

Ein Kernaspekt des Projektes war, neben der Methodenentwicklung in den einzelnen Forschungsschwerpunkten, die interdisziplinäre Verzahnung der Forschungsergebnisse. Dies wird insbesondere am gemeinsamen Softwareframework deutlich, welches in Abschnitt 5.4.1 genauer vorgestellt wird und das Beiträge aller Projektbeteiligten verbindet. Darüber hinaus bestand stetiger Austausch über Methoden zur Modellierung und Optimierung der Wärmenetze sowie zur Auswertung der Ergebnisse und verwendeter Testparameter.

Tabelle 1 zeigt auf, welcher Projektpartner, bzw. welches Institut, die einzelnen Arbeitspakete jeweils federführend bearbeitet oder unterstützt hat.

1.4 Stand der Wissenschaft und Technik & Ausgangssituation

Das Projekt MeFlexWärme hat an verschiedene themenrelevante Vorarbeiten der einzelnen Projektpartner sowie externer Stellen angeknüpft. Dabei sind insbesondere folgende Forschungsprojekte hervorzuheben:

- **EnEff:Stadt Campus Lichtwiese II:** In dem Projekt wurde ein Gesamtkonzept für die Entwicklung eines CO₂-armen Campus erstellt und bereits teilweise umgesetzt. Zu den umgesetz-

ten Maßnahmen gehört beispielsweise die dezentrale Einspeisung der Abwärme des Hochleistungsrechners (HLR) „Lichtenberg“ in das Fernwärmennetz der Universität. Es wurde u.a. mit Hilfe eines digitalen Zwillinges untersucht, wie eine Absenkung der Netztemperaturen im bestehenden Netz möglich ist. Diese Anpassung ist ein Kernelement der flexiblen Wärmennetze der 4. Generation, welche in MeFlexWärme untersucht wurden.

Zudem konnte im Projekt MeFlexWärme auf die im Zuge von „EnEff: Stadt Campus Lichtwiese II“ installierte Messinfrastruktur zurückgegriffen werden.

- **ETA-Fabrik:** Im Projekt „ETA-Fabrik“ wurde eine reale Prozesskette aus der metallverarbeitenden Industrie aufgebaut. Die Fabrik zeichnet sich durch ein innovatives Energiekonzept aus, bei dem anfallende Abwärme in das fabrikeigene Wärmennetz eingespeist wird um sie an anderer Stelle zu nutzen. Die Analyse dieser Potenziale und der internen Wärmennetze bildete die Grundlage, für die Entwicklung möglicher Geschäftsmodelle flexibler Fabriken im Handel mit übergeordneten Fernwärmennetzen.
- **SynErgie:** In dem Projekt wurde untersucht, wie die Kommunikation zwischen industriellen Prozessen und lokalen Energiehandelsplattformen standardisiert werden kann. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse flossen in die Entwicklung der lokalen Handelsplattform für MeFlexWärme ein.
- **DELTA:** Im Reallabor DELTA wird untersucht, ob überschüssige Abwärme des Produktionsstandortes der Merck KGaA in Darmstadt in das angrenzende Fernwärmennetz der Entega AG eingespeist werden kann. Die Erkenntnisse hierbei, bzgl. Geschäftsmodellen und der energetischen Bilanzierung, flossen fortlaufend in das Projekt MeFlexWärme mit ein.
- **Pebbles:** Im Projekt Pebbles wurde ein Demonstrator eines lokalen Energiemarktes für elektrische Energie in der Ortschaft Wilpoldsried aufgebaut. Die gesammelten Erfahrungen und konzipierten Methoden für den elektrischen lokalen Energiemarkt dienten im MeFlexWärme Projekt als Grundlage für die Entwicklung eines lokalen multi-modalen Energiemarktes für thermisch-elektrisch gekoppelte Fernwärmesysteme.
- **Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzwerken:** Im SFB Transregio 154 Projekt wurden mathematische Methoden zur Optimierung von Betrieb, Steuerung und Design von Gasnetzen entwickelt. Durch Überschneidungen von physikalischen Eigenschaften in Wärme- und Gasnetzen, sowie ähnlichen Herausforderungen hinsichtlich Nicht-Linearitäten und binären Entscheidungsvariablen, konnte auf die dort entwickelten Methoden aufgebaut werden.

Im Rahmen des wissenschaftlichen Projektvorgehens wurden internationale Forschungsansätze und Forschungsergebnisse, welche die Themengebiete von MeFlexWärme betrafen, verfolgt und in unserer Arbeit und den wissenschaftlichen Publikationen berücksichtigt. Die Referenzen in den unter Abschnitt 7.1 aufgeführten Veröffentlichungen geben daher auch ein Bild der FuE-Ergebnisse Dritter, welche für die hier durchgeföhrten Arbeiten wichtig waren.

Tabelle 1: Zuständigkeiten für die einzelnen Arbeitspakete. Jedes AP wurde durch einen Projektpartner federführend betreut, wobei i.d.R. weitere Projektpartner an dem jeweiligen AP mitgewirkt haben.

| AP | Titel | Federführend | Unterstützend |
|------|------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------------------------------|
| | 1. TP Methoden für die Zustandsschätzung | | |
| 1.1. | Aufbau Messnetz | Entega AG | EINS, AG OPT |
| 1.2. | Algorithmen Zustandsschätzung | EINS | MMES, AG OPT |
| | 2. TP Methoden für den lokalen Handel | | |
| 2.1. | Markttaugliche Wärmenetzmodellierung | MMES | Siemens AG |
| 2.2. | Lokale Handelsplattform Wärme / Multimodal | Siemens AG | MMES |
| 2.3. | Integration Zentrale Wärmeerzeugung | TTD | Entega AG, MMES |
| 2.4. | Integration Großwärmespeicher | TTD | Entega AG, MMES, Siemens AG |
| 2.5. | Integration Flexible Fabrik | PTW | Siemens AG |
| 2.6. | Integration Wohn-/Bürogebäude und sonstige Verbraucher | TTD | EINS, Entega AG |
| | 3. TP Methoden für die Mathematische Optimierung mit Wärmegleichungen | | |
| 3.1. | Grundlegende Formulierung des Einsatzoptimierungsproblems | AG OPT | |
| 3.2. | Konvexe Relaxationen und Schleifen | AG OPT | |
| 3.3. | Modellverfeinerungen | AG OPT | |
| 3.4. | Robuste Optimierung | AG OPT | |
| 3.5. | AP Integration mit den anderen Arbeitspaketen | AG OPT | EINS, MMES, TTD |
| | 4. TP Gemeinsame Simulation & Bewertung | | |
| 4.1. | Software-Architektur / Schnittstellendefinition | MMES | EINS, AG OPT, PTW, Siemens AG, TTD |
| 4.2. | Simulation und Validierung des Netzes Heute | TTD | EINS |
| 4.3. | Szenario Wärmenetz 2030 | TTD | MMES, PTW |
| 4.4. | Testläufe | MMES | Siemens AG, TTD |
| 4.5. | Techno-Ökonomische Bewertung | MMES | Entega AG, PTW, Siemens AG, TTD |

2 Ausgangslage in Darmstadt

Ziel des Projektes war die Entwicklung neuer Methoden für zukünftige Wärmenetze. Um die Praxistauglichkeit dieser Methoden zu testen, wurden sie, soweit möglich, simulativ auf den Wärmenetzverbund Darmstadt angewendet.

2.1 Wärmenetze in Darmstadt

Der Fernwärmeverbund Darmstadt besteht aus den Fernwärmennetzen der Entega AG und der TUDa, welche beide als klassische Zweileiter-systeme aufgebaut sind. Das Netz der Universität gliedert sich in die zwei Bereiche Campus Stadtmitte und Campus Lichtwiese. Das Netz auf dem Campus Lichtwiese besteht primär aus einem Wärmering, während der Bereich der Stadtmitte über ein strahlenförmiges Netz versorgt wird. Das städtische Netz „Darmstadt Nord“ der Entega AG hingegen ist ein reines Strahlennetz. Abbildung 1 zeigt die beschriebenen Netztopologien.

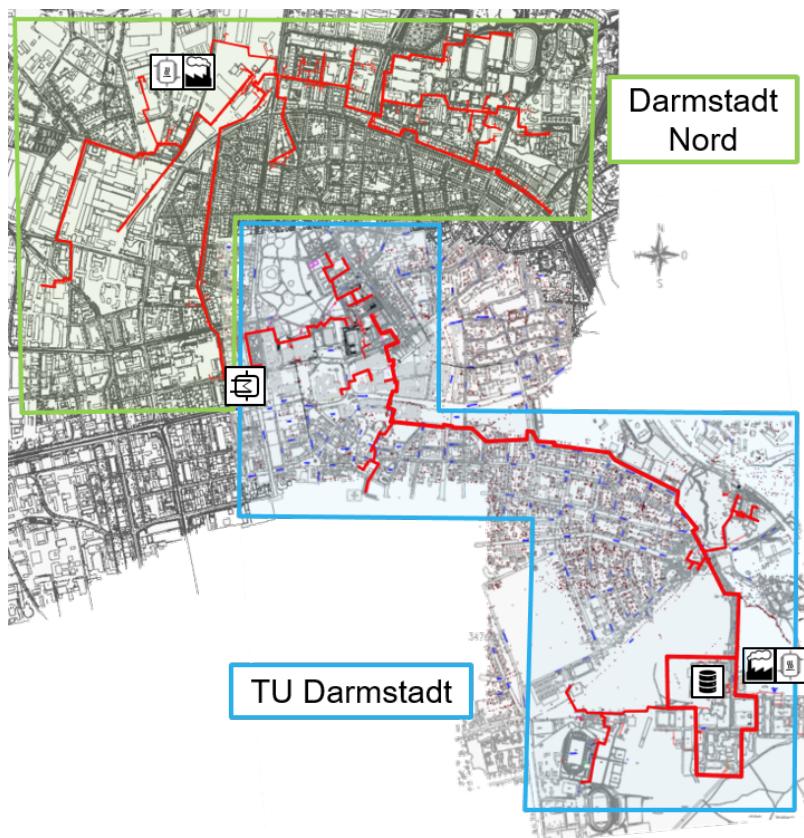


Abbildung 1: Netztopologie Fernwärmeverbund Darmstadt

Seit 2018 sind die beiden Netze über eine Wärmeübertragerstation (WÜS) miteinander verbunden, sodass knapp die Hälfte des Wärmebedarfs der TUDa aus dem Netz der Entega AG gedeckt werden kann. Während das Nordnetz vornehmlich Wohngebäude versorgt, verfügt das Netz der

TUDa über universitätstypische Abnehmer wie Hörsäle, Labore oder Bürogebäude. Weiterhin unterscheiden sich die Netze in den Betriebstemperaturen, welche mit einer Vorlauftemperatur zwischen 70–130 °C und einer Rücklauftemperatur von bis zu 70 °C im Nordnetz höher sind, als im TUDa-Netz, welches im Mittel mit 88 °C im Vorlauf und 58 °C im Rücklauf betrieben wird, siehe [38].

2.2 Erzeugerstruktur in Darmstadt

Haupterzeuger des Netzes der Entega AG ist das MHWK des Zweckverbandes zur Abfallverwertung Südhessen, welches von der Entega AG betrieben wird. Dieses liefert in Abhängigkeit von den sich in Betrieb befindenden Müllverbrennungslinien sowie der zu verbrennenden Menge Abfall, einen über das Jahr variierenden Wärmestrom. Je nach Deckung der benötigten Leistung wird in einem Heizwerk mithilfe von Gaskesseln nachgeheizt oder überschüssige Wärme rückgekühlt. Die Abfallmenge beläuft sich auf ca. 200.000 t pro Jahr und wird auf bis zu drei unabhängig voneinander betriebene Verbrennungslinien verteilt. Die Stromerzeugung erfolgt durch eine Dampfturbine und einen Generator mit 10 MW elektrischer Leistung. Mit etwa 38 Mio. kWh werden so über 35.000 Einwohner mit Strom versorgt. In Kraft-Wärme-Kopplung werden außerdem jährlich über 150.000 t Dampf erzeugt, siehe [49].

Die Wärmeerzeugung der TUDa erfolgt in einem Heizkraftwerk (HKW) am Campus Lichtwiese. Dieses beinhaltet drei Blockheizkraftwerke (BHKW), sechs Heizkessel (HK) sowie zwei Wärmespeichers (WSP). Dabei liefern zwei der BHKW jeweils ein Leistungsspektrum von 1180 kW bis 2009 kW thermisch nutzbarer Leistung, während das dritte 1808 kW bis 3019 kW liefert. Die Leistung des HK beträgt 1180 kW bis 9,3 MW, die WSP fassen je 125 m³ Wasser. Alle drei Komponenten BHKW, HK und WSP sind parallel zueinander angeordnet. Sowohl die BHKW, als auch die HK werden mit Erdgas betrieben. Die HK dienen dabei vorrangig der Deckung von Spitzenlasten in den Wintermonaten. Der in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Strom darf nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden, sondern nur zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt werden. Das bedeutet, dass die Wärmeerzeugung der BHKW durch den Strombedarf begrenzt wird und in Zeiten höheren Wärmebedarfs andere Quellen genutzt werden [38]. Eine weitere Wärmequelle stellt die Abwärmenutzung des am Campus Lichtwiese verorteten HLR Lichtenberg dar. Dieser wird genutzt, um mittels einer Wärmepumpe (WP) die Rücklauftemperatur des Netzes vor Eintritt in das HKW anzuheben.

Aufgrund der Übertragung von Wärme des Nordnetzes an das Netz der TUDa, kann die Wärmeübertragerstation (WÜS) als weitere dezentrale Erzeugungsquelle im TUDa-Netz betrachtet werden.

3 Zusammenfassung der wichtigsten Projektergebnisse

Die wesentlichen Erkenntnisse von MeFlexWärme sind im Folgenden zusammengefasst:

Methoden für die Zustandsschätzung

- Es konnte gezeigt werden, dass die thermische Lastflussrechnung effizient und Ergebnistreu durch tiefe neuronale Netze ersetzt werden kann. Neu entwickelte Methoden reduzieren zudem den Rechenaufwand zum Training dieser Netze deutlich. Dies ist insbesondere für große Fernwärmenetze sehr relevant.
- Die Verbindung der neuen, KI-basierten Methoden zur thermischen Lastflussrechnung mit Markov-Ketten-Monte-Carlo-Algorithmen ermöglichte eine flexible, verteilungsfreie Zustandschätzung, welche den Anforderungen der Zustandsüberwachung von Fernwärmenetzen der 4. Generation gerecht wird.

Methoden für den lokalen Energiehandel

- Es wurden die techno-ökonomischen Auswirkungen eines lokalen Energiehandels für thermisch-elektrisch gekoppelte Fernwärmesysteme auf verschiedenen Detailtiefen untersucht. Das Marktmodell auf Basis einer linearen Optimierung (LP) bildet detaillierter die internen Abhängigkeiten der Handelsteilnehmer ab, während die gemischt-ganzzahlige (MILP) Formulierung die physikalischen Gegebenheiten des Fernwärmenetzes genauer berücksichtigt.
- Die Marktmodelle zeigen gegenüber der Betrieboptimierung auf Basis der nicht-linearen (NLP) Formulierung Einbußen in Bezug auf die Optimalität der Ergebnisse. Sie haben sich jedoch im Betrieb als robuster erwiesen. Insbesondere konnten so geringere Rechenzeiten in räumlich ausgedehnten Fernwärmesystemen erreicht werden.
- Die Untersuchung der flexiblen Fabrik mit der Konzeptionierung einer Wärmeübergabestation, der Entwicklung von Simulationsmodellen und Betriebsstrategien der verschiedenen Systemkomponenten der flexiblen Fabrik und der Fernwärmeanbindung sowie der Umsetzung eines Handelsagenten zeigt, dass eine systemische Betrachtung von Industrie und Fernwärmennetz sinnvoll ist, um Abwärmepotenziale bestmöglich auszunutzen. Da die Wärme fabrikseitig aus verschiedenen Quellen stammt und auf verschiedenen Temperaturniveaus bereitgestellt bzw. benötigt wird, ergeben sich hier komplexe System- und Gebotsstrukturen. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme positive Effekte auf die Nutzung überschüssiger Wärme erzielen kann, die Ausnutzung des Potenzials jedoch stark von der technischen Komplexität sowie den Preisbildungsmechanismen abhängt.

Methoden für die Optimierung mit Wärmegleichungen

- Als Modell für die mathematische Optimierung von Wärmenetzen ergibt sich ein komplexes gemischt-ganzzahliges nichtlineares Optimierungsproblem, welches zur Lösung in SCIP implementiert wurde.

- Je nach Netzstruktur ergeben sich unterschiedliche Schwierigkeiten im Lösungsprozess, welche durch die Einbindung geeigneter Methoden behandelt wurden. Durch ein erweitertes Presolving und das Einbinden von passenden Heuristiken, konnte die Zeit, bis eine zulässige Lösung gefunden wurde, verringert und die gefundenen Lösungen insgesamt verbessert werden.
- Die mathematische Optimierung von Wärmenetzen wurde in das gemeinsame Softwareframework eingebunden, wodurch die Methoden zur Laufzeitverbesserung an Beispielnetzen getestet werden konnten.
- Zusätzlich wurden die Ergebnisse der globalen Optimierung zu den im Projekt entwickelten Szenarien mit den anderen Arbeitspaketen verglichen, und die Vorteile des globalen nichtlinearen Optimierungsansatzes in Bezug auf Kosten- und CO₂-Einsparungen gezeigt.

Methoden für die Simulation und Bewertung

- Eine detaillierte Simulation der Wärmenetze in Modelica erlaubte ein schnelles und flexibles Testen zuvor erstellter Einsatzpläne. Die Simulation bildete dabei auch dynamische Vorgänge wie die Laufzeiten des Wassers und Regelstrategien der Kraftwerke realitätsgerecht ab, wodurch sie eine zuverlässige Repräsentation realen Netzverhaltens darstellt.
- Ein gemeinsames Softwareframework hat Einsatzplanung und Simulation mit der Vorbereitung der Daten und der Auswertung der Ergebnisse verbunden. Durch den modularen Aufbau konnten einzelne Aufgaben einfach getauscht und verglichen werden
- Einheitliche Szenarien ermöglichen einen direkten Vergleich der verschiedenen Methoden zur Einsatzplanung in modernen Wärmenetzen der 4. Generation

4 Modellierungsansätze Wärmenetze

Eine gängige und auch in diesem Projekt verwendete mathematische Beschreibung der Wärmenetze ist die Darstellung als gerichtete Graphen $G = (V, E)$ mit Knoten V und Kanten E . Kanten repräsentieren einzelne Rohre oder fassen mehrere physikalische Komponenten zusammen. Knoten repräsentieren Verbindungspunkte von Rohrleitungen. Rohre haben keine natürliche Vorzugsrichtung, mathematisch hat es dennoch Vorteile ihnen eine Orientierung zuzuweisen, da so angegeben werden kann, in welche Richtung Energie- oder Massenflüsse fließen, d.h. in oder gegen die Nominalflussrichtung.

Erzeuger und Verbraucher können über eine komplexe innere Struktur verfügen und bestehen aus verschiedenen Komponenten, beispielsweise Rohre, Ventile, Wärmeübertrager und Pumpen. Für unsere Modellierungen der Wärmenetze werden sie jeweils als einzelne Kante modelliert, welche das Verhalten der internen Komponenten und Regler zusammenfasst.

Die Kantenmenge E wurde in aktive und passive Kanten $E = E^{\text{passive}} \cup E^{\text{active}}$ unterteilt. Passive Kanten E^{passive} repräsentieren die Rohre im Netz, deren Verhalten (Druckverluste, thermische Verluste etc.) vollständig über physikalische Gleichungen beschrieben werden kann. Aktive Kanten E^{active} repräsentieren Erzeuger oder Verbraucher, deren Verhalten durch interne Regler „aktiv“ beeinflusst wird (siehe auch Abschnitt 4.3.1). Die Richtung der Kanten hat keine physikalische Bedeutung und kann beliebig gewählt werden. Zur vereinfachten mathematischen Beschreibung gelten jedoch folgende Konventionen: Massenströme werden mit positiven Vorzeichen versehen, wenn sie entlang der Kantenorientierung fließen und mit negativen Vorzeichen anderenfalls. Für aktive Kanten gilt, dass die Richtung der Kante stets so gewählt ist, dass der entsprechende Massenstrom ein positives Vorzeichen hat.

4.1 Modellvariablen

In Tabelle 2 sind die zugrunde liegenden Modellvariablen abgebildet. Wichtige Modellvariablen sind Massenstrom, Druck und Temperatur in Rohren und Knoten. Weitere Variablen sind die Leistungen an den Erzeugern sowie Wirkungsgrad, elektrische Leistung und Quellwärme von Wärmepumpen.

| Symbol | Beschreibung | Indizes | Einheit |
|-------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------|
| \dot{m}_{ij} | Massenstrom einer Kante (i, j) | $\forall(i, j) \in E$ | $\frac{\text{kg}}{\text{s}}$ |
| T_{ij}^{end} | Temperatur am Auslass einer Kante (i, j) | $\forall(i, j) \in E$ | K |
| T_{ij}^{start} | Temperatur am Einlass einer Kante (i, j) | $\forall(i, j) \in E$ | K |
| T_i | Temperatur an einem Knoten i | $\forall i \in V$ | K |
| p_i | Druck an Knoten i | $\forall i \in V$ | bar |
| \dot{Q}_{ij} | Wärmestrom an der Kante (i, j) | $\forall(i, j) \in E^{\text{active}}$ | W |
| P_{ij}^{el} | Zugeführte elektrische Leistung Wärmepumpe (i, j) | $\forall(i, j) \in E^{\text{heatpump}}$ | W |
| Q_{ij}^{in} | Quellwärme Wärmepumpe (i, j) | $\forall(i, j) \in E^{\text{heatpump}}$ | W |
| COP_{ij} | Wirkungsgrad Wärmepumpe (i, j) | $\forall(i, j) \in E^{\text{heatpump}}$ | – |

Tabelle 2: Modellvariablen.

Zur vereinfachten Notation werden zusätzlich die (redundanten) Variablen $\dot{m}_{ji} = -\dot{m}_{ij}$ für alle Kanten $(i, j) \in E$ definiert. Die Variablen T_{ij}^{start} und T_{ij}^{end} werden abhängig von der Flussrichtung definiert. T_{ij}^{start} bezeichnet stets die Fluidtemperatur vor dem Durchfließen der Kante $(i, j) \in E$ und T_{ij}^{end} die Fluidtemperatur nach dem Durchfließen.

4.2 Strukturelle Modellvereinfachungen (Reduzierte Netzabbildung)

In den durch die Entega AG bereitgestellten Netzplänen sind die ursprünglichen Netzdaten bis auf Hausanschlussebene verfügbar. Die Rechenzeiten für gemischt ganzzahlig-lineare oder gemischt-ganzzahlig nichtlineare Optimierungsprobleme steigen typischerweise stark nichtlinear mit der Anzahl der vorhandenen Variablen an. Daher ist eine Reduktion der Netzstruktur ein vielversprechender Ansatz, um eine signifikante Beschleunigung der Berechnungen zu erreichen.

Es stehen einer begrenzten Anzahl von Erzeugern eine Vielzahl gleichartiger Verbraucher gegenüber, womit eine Reduktion in nachbarschaftliche Verbrauchergruppen eine deutliche Beschleunigung der Berechnungen verspricht. Um die grundlegenden Fluidströme beizubehalten, wird auf Vereinfachungen verzichtet, die in die grundlegende Struktur des Netzes eingreifen. Dieser Ansatz deckt sich mit der bestehenden Literatur [15].

Insbesondere werden serielle Rohre zusammengelegt, Teilbäume zu einem einzigen Knoten kondensiert und benachbarte Abgänge von Hauptleitungen zusammengefasst. Diese strukturellen Vereinfachungen werden mit Bedacht eingesetzt, um die Analyse zu vereinfachen, ohne die Darstellung der Dynamik innerhalb des Netzes erheblich zu beeinträchtigen. Die Untersuchung von Vereinfachungen auf thermohydraulische Berechnungen wurde im Rahmen des Projekts wissenschaftlich publiziert [6].

4.3 Modellierung

Das physikalische Verhalten von Wärmenetzen kann sehr detailliert durch partielle Differentialgleichungen beschrieben werden, welche sich im Allgemeinen nicht analytisch lösen lassen. Für die Untersuchungen der Wärmenetze können aber auch vereinfachte Modelle eingesetzt werden. Dabei liegen zunächst allen Modellen die gleichen Gleichungen zugrunde (siehe Kapitel 4.3.1). Diese werden auf unterschiedliche Weise auf das jeweilige Teilprojekt entsprechend den Anforderungen an Detaillierungsgrad, Rechenzeit und Modelltransparenz angepasst (siehe Kapitel 4.3.2 bis 4.3.7). Jedes Modell liefert als Ergebnis Zeitreihen für den Betrieb des entsprechenden Wärmenetzes, die es ermöglichen mithilfe einer physikalischen Simulation (siehe Kapitel 4.4) einen Vergleich der Methoden zu ziehen.

4.3.1 Allgemeine Gleichungen

Die Basis zur Beschreibung von Wärmenetzen bilden Zustands- und Erhaltungsgleichungen. Die Zustandsgrößen sind im Allgemeinen zeitabhängige Größen. Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird diese Abhängigkeit in den Gleichungen nicht explizit angegeben. Basierend auf der eingangs vorgestellten mathematischen Betrachtung von Wärmenetzen als gerichtete Graphen, beschreiben

die folgenden Gleichungen die thermodynamischen Zusammenhänge der Knoten und Kanten. Dabei wird Wasser als inkompressibles Fluid betrachtet und angenommen, dass alle Stoffeigenschaften konstant sind. In den Rohren wird außerdem Wärmeübergang in axialer Richtung vernachlässigt.

Aus dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik folgt für den Wärmestrom \dot{Q}_{ij} , der über eine Kante aufgenommen oder abgegeben wird, mit der spezifischen Wärmekapazität für Wasser c_W :

$$\dot{Q}_{ij} = \dot{m}_{ij} c_W (T_{ij}^{start} - T_{ij}^{end}) \quad \forall (i, j) \in E^{active}. \quad (1)$$

Im Falle von Wärmenetzen gilt dies an allen Erzeugern, Verbrauchern sowie Rohren. An jedem Knoten $i \in V$ mit Nachbarknoten N_i gilt für die Massenerhaltung:

$$\sum_{j \in N_i} \dot{m}_{ij} = 0 \quad \forall i \in V. \quad (2)$$

Für die Mischung von Massenströmen unterschiedlicher Temperatur gilt für Fluide gleicher spezifischer Wärmekapazitäten und unter der Bedingung, dass kein Wärmeaustausch mit der Umgebung erfolgt:

$$T_i = \frac{\sum_{j \in N_i, \dot{m}_{ij} < 0} \dot{m}_{ij} T_{ij}^{end}}{\sum_{j \in N_i, \dot{m}_{ij} < 0} \dot{m}_{ij}} \quad \forall i \in V. \quad (3)$$

Die Temperaturänderung zwischen Ein- und Austritt eines Rohres bei konstanter Umgebungs-temperatur T_a und der Verweilzeit $\Delta\tau_{ij}$ kann durch folgende Gleichung beschrieben werden:

$$T_{ij}^{end} = (T_{ij}^{start} - T_a) \exp\left(-\frac{\Delta\tau_{ij}}{R_{ij} C_{ij}}\right) + T_a, \quad \forall (i, j) \in E^{passive} \quad (4)$$

$$T_{ij}^{start} = \begin{cases} T_i, & \text{if } \dot{m}_{ij} \geq 0 \\ T_j, & \text{if } \dot{m}_{ij} < 0 \end{cases} \quad \forall (i, j) \in E^{passive}. \quad (5)$$

Dabei entspricht R_{ij} dem Wärmewiderstand des Rohres und C_{ij} der Wärmekapazität des Wassers. In isolierten Rohren, wie sie in Wärmenetzen Anwendung finden, kann der Wärmewiderstand R_{ij} in guter Näherung durch reine Wärmeleitung durch das Dämmmaterial beschrieben werden. Für diesen ergibt sich mit einem Innenradius r_{ij}^i , Außenradius r_{ij}^o , der Wärmeleitfähigkeit des Dämm-materials λ_{ins} sowie der Rohrlänge l_{ij} :

$$R_{ij} = \frac{\ln\left(\frac{r_{ij}^o}{r_{ij}^i}\right)}{\lambda_{ins} 2\pi l_{ij}}. \quad (6)$$

Die Wärmekapazität

$$C_{ij} = c_W \rho_W A_{ij} l_{ij}. \quad (7)$$

ergibt sich aus der Dichte ρ_W von Wasser, dem Rohrquerschnitt A_{ij} und der Röhrlänge l_{ij} .

In Rohren tritt Druckverlust über die Länge durch Reibung

$$\Delta p_{ij}^{friction} = f_{D,ij} \frac{8l_{ij}}{\pi^2 \rho_W d_{ij}^5} \dot{m}_{ij} |\dot{m}_{ij}| \quad \forall (i,j) \in E^{passive}, \quad (8)$$

sowie an Knicken

$$\Delta p_{ij}^{bend} = \zeta_{ij} \frac{8l_{ij}}{\pi^2 \rho_W d_{ij}^4} \dot{m}_{ij} |\dot{m}_{ij}| \quad \forall (i,j) \in E^{passive}, \quad (9)$$

auf. Für die Bestimmung der jeweiligen Verlustkennziffern $f_{D,ij}$ und ζ_{ij} sind in der Literatur verschiedene Zusammenhänge beschrieben [44, 8, 20], im Allgemeinen hängen diese u.a. von der Reynoldszahl und damit Massenstrom ab, womit sie keine Konstante darstellen. In einer gemeinsamen Veröffentlichung [6] konnte gezeigt werden, dass die Variabilität von $f_{D,ij}$ und ζ_{ij} vernachlässigt werden kann. Da Druckverluste durch Knicke wie Reibung quadratisch vom Massenstrom und einer Reihe von konstanten Werten abhängen, können beide Effekte nun mit einem einzelnen konstanten Druckverlustwert k_{ij} modelliert werden:

$$p_i - p_j = k_{ij} \dot{m}_{ij} |\dot{m}_{ij}| \quad \forall (i,j) \in E^{passive}. \quad (10)$$

Der Druckverlust in einem Rohr hängt nicht vom absoluten Druck an den Knoten ab, sondern lediglich vom Massenstrom. Verbraucher und Erzeuger weisen keine eigenen Druckverluste auf. Deren Einfluss auf die Druckverteilung im Wärmenetz ergibt sich ausschließlich durch die bezogenen oder eingespeisten Massenströme. Als Bezugspunkt des Absolutdrucks wird der Druck im Rücklauf eines Erzeugers p_j^{set} gewählt.

Ein besonderer Erzeugertyp ist die Wärmepumpe. Eine Wärmepumpe $(i,j) \in E^{heatpump} \subseteq E^{active}$ stellt den Wärmestrom durch Zuführen von elektrischer Leistung P_{ij}^{el} in Abhängigkeit von ihrem Wirkungsgrad COP_{ij} bereit (**Coefficient Of Performance**):

$$\dot{Q}_{ij} = P_{ij}^{el} COP_{ij} \quad \forall (i,j) \in E^{heatpump}. \quad (11)$$

Die Arbeitszahl der Wärmepumpe ergibt sich nach Carnot ([43]) aus der Quelltemperatur T_{ij}^{source} , der ausgehenden Temperatur T_{ij}^{end} und einem Faktor für den Gütegrad η_{ij}^{HP} :

$$COP_{ij} = \eta_{ij}^{HP} \frac{T_{ij}^{end}}{T_{ij}^{end} - T_{ij}^{source}} \quad \forall (i,j) \in E^{heatpump}. \quad (12)$$

Zur Bestimmung der Kosten wird zusätzlich die Quellwärme benötigt. Diese ergibt sich aus der Differenz von bereitgestelltem Wärmestrom und zugeführter elektrischer Leistung:

$$\dot{Q}_{ij}^{in} = \dot{Q}_{ij} - P_{ij}^{el} \quad \forall (i,j) \in E^{heatpump}. \quad (13)$$

Die Wahl des Gütegrads η_{ij}^{HP} in Gleichung (12) für größere Temperaturbereiche ist nicht trivial, da bei geringen Temperaturhüben und hohem Gütegrad die Arbeitszahl stark ansteigt, während

die Kompensation dieses Effekts mit einem geringen Gütegrad zu niedriger Effizienz bei höheren Temperaturhüben führt. [41] analysieren die Betriebsdaten einer Reihe von existierenden Großwärmepumpen und ermitteln eine empirische Gleichung der Arbeitszahl für verschiedene Wärmepumpentechnologien:

$$COP_{ij} = a(T_{ij}^{end} + b)^d(T_{ij}^{end} - T_{ij}^{source} + 2b)^c \quad \forall(i, j) \in E^{heatpump}. \quad (14)$$

Die Koeffizienten a, b, c, d sind technologiespezifische Parameter. Aufgrund des weiten Temperaturbereichs, passend zu den im Projekt untersuchten Wärmenetzen der 4. Generation, fällt die Wahl auf die Koeffizienten für Kompressionswärmepumpen mit Fluorkohlenwasserstoffen („SHPs & HTHPs with HFC or HFO“ [41]):

$$a = 1,4480 * 10^{12} \quad (15)$$

$$b = 88,730 \quad (16)$$

$$c = -4,9460 \quad (17)$$

$$d = 0 \quad (18)$$

Um realitätsnahe Betriebsverhalten abzubilden, wird anhand Gleichung (14) der Gütegrad η_{ij}^{HP} in Gleichung (12) einer jeden modellierten Wärmepumpe so gewählt, dass die Abweichungen im relevanten Temperaturbereich minimal sind.

Im Folgenden wird genauer auf die Unterschiede, die in den verschiedenen Arbeitspaketen verwendeten Modelle, basierend auf den hier vorgestellten Gleichungen, eingegangen.

4.3.2 Gleichgewichtsmodell

Die statische Lösung der Differentialgleichungen ist ein Satz von Gleichungen, welcher im Kontext der Wärmenetzen als Gleichgewichtsmodell bezeichnet wird und häufig als vereinfachte Beschreibung für Wärmenetze genutzt wird. Diese Vereinfachung reduziert die Komplexität und Dimension der Modelle erheblich, es können jedoch keine trassierten Effekte, z.B. die Ausbreitung von Wärmewellen in Rohren, abgebildet werden. In MeFlexWärme fanden diese Modelle Anwendung im Bereich der Zustandsschätzung, der globalen Optimierung sowie der Wärmemärkte für die Einsatzplanung. Das Modell übernimmt die Formulierungen der allgemeinen Beschreibung des Wärmenetzes aus Abschnitt 4.3.1. Die Zustandsgrößen sind jedoch nicht zeitabhängig, wodurch sich die Gleichung (4) in vereinfachter Form darstellen lässt.

Die Verweilzeit des Wassers im Rohr $\Delta\tau_{ij}$ entspricht genau der Zeit, die das nachfließende Wasser benötigt um das gesamte Rohrvolumen auszufüllen, d.h.,

$$\int_{t-\Delta\tau_{ij}}^t \dot{m}_{ij}(t') dt' = A_{ij}l_{ij}\rho_W, \quad (19)$$

wobei l_{ij} die Länge des Rohrs bezeichnet. Für zeitkonstante Massenströme lässt sich das Integral einfach lösen und in (4) einsetzen,

$$\Delta\tau_{ij} = \frac{A_{ij}l_{ij}\rho_W}{\dot{m}_{ij}}, \quad (20)$$

$$T_{ij}^{end} = (T_{ij}^{start} - T_a) \exp\left(-\frac{1}{R_{ij}c_W\dot{m}_{ij}}\right) + T_a, \quad \forall(i, j) \in E^{passive}. \quad (21)$$

Für Gleichgewichtsmodelle gilt, dass die gesamte Erzeugungsleistung gleich dem gesamten Verbrauch plus der Netzverluste ist. Durch diese zusätzliche Bedingung ist das System in seiner allgemeinen, hier dargestellten Form überbestimmt.

4.3.3 Modell Zustandsschätzung

Für die Zustandsschätzung wird das Gleichgewichtsmodell aus Abschnitt 4.3.2 genutzt. Dabei wurde angenommen, dass die Erzeuger und Verbraucher $(i, j) \in E^{active}$ mit einer vorgegebenen, bekannten Temperatur T_{ij}^{fi} in das Wärmenetz einspeisen,

$$T_{ij}^{end} = T_{ij}^{fi} \quad \forall (i, j) \in E^{active}, \quad (22)$$

und, dass die eingespeisten und entnommenen Leistungen bekannt sind. Um den Gleichgewichtszustand zu gewährleisten wurde ein Kraftwerk als Ausgleichskraftwerk E^{slack} modelliert. Die Leistung dieses Kraftwerks wird nicht vorgegeben, sondern ergibt sich aus den anderen Leistungen und den Netzverlusten.

Mit diesen Annahmen definieren die Gleichungen (1) - (10) und (19) - (22) implizit eine Funktion

$$\mathbf{h}(\dot{\mathbf{Q}}, \mathbf{T}^{fi}) = \mathbf{x} \quad (23)$$

welche die thermischen Leistungen $\dot{\mathbf{Q}} = [\dot{Q}_{ij}]_{(i,j) \in E^{active} \setminus E^{slack}}$ und die Einspeisetemperaturen $\mathbf{T}^{fi} = [T_{ij}^{fi}]_{(i,j) \in E^{active}}$ auf den Netzzustand $\mathbf{x} = [\mathbf{T}, \dot{\mathbf{m}}, \mathbf{p}, \mathbf{T}^{end}]$ umfasst dabei die Knotentemperaturen $\mathbf{T} = [T_i]_{i \in V}$, Massenströme $\dot{\mathbf{m}} = [\dot{m}_{ij}]_{(i,j) \in E}$, Drücke $\mathbf{p} = [p_i]_{i \in V}$ und Kantenendtemperaturen $\mathbf{T}^{end} = [T_{ij}^{end}]_{(i,j) \in E}$.

Im Folgenden wird der Begriff der **thermischen Lastflussrechnung** für das Auswerten der Funktion (23), d.h. für das Lösen des zugrundeliegenden Gleichungssystems, verwendet. Der Begriff lehnt sich an die elektrische Lastflussrechnung an, welcher im Kontext elektrischer Netze für die gleiche Funktion sehr geläufig ist. Da die Funktion keine geschlossene Form hat, erfolgt die Berechnung des thermischen Lastflusses durch iterative Verfahren. Ein gängiger Ansatz ist es, abwechselnd die hydraulischen Gleichungen (2), (10) und die thermischen Gleichungen (1), (3) und (21) zu lösen bis die Ergebnisse konvergieren [33]. Alternativ können Löser für nicht-lineare Gleichungssysteme wie beispielsweise der Newton-Raphson Algorithmus eingesetzt werden, um die thermischen und hydraulischen Gleichungen gleichzeitig zu lösen [47]. Im Zuge von MeFlexWärme wurde am FG EINS zusammen mit der AG OPT ein Löser entwickelt, welcher die beiden zuvor erwähnten Ansätze vereint. Details zum Lösungsalgorithmus sind [5] zu entnehmen.

Für die Arbeiten im Bereich der Sensoroptimierung und Zustandsschätzung wurde stets angenommen, dass die Einspeisetemperaturen konstant sind und die Wärmeleistungen eine unsicherheitsbehaftete Größe darstellen. Die thermische Lastflussrechnung wird daher verkürzt als $\mathbf{x} = \mathbf{h}(\dot{\mathbf{Q}})$ beschrieben.

4.3.4 Vereinfachtes Marktmodell (Ansatz für lokalen Energiemarkt als reines LP modelliert)

Das **lineare Modell** des Fernwärmennetzes basiert auf der Annahme einer konstanten Vorlauftemperatur T_{sub}^{sup} in hydraulisch abgeschlossenen Subnetzen des Fernwärmennetzes. Eine wichtige Begrenzung bei der Wärmeübertragung stellt dabei der maximal übertragbare Wärmestrom \dot{Q}_{ij} einer

Rohrleitung dar. Diese wird für eine Rohrleitung zwischen den Knoten i und j durch die Formel (24) beschrieben und ist abhängig von der spezifischen Wärmekapazität des Wassers c_W , den Vorlauf- und Rücklauftemperaturen T_{sub}^{sup} und T_{sub}^{ret} sowie dem maximalen Massenstrom \dot{m}_{ij}^{\max} . Der charakteristische Massenstrom einer Rohrleitung $\dot{m}_{ij}^{\text{char}}$ kann dem Datenblatt der Rohrleitung entnommen werden [21].

$$\bar{Q}_{ij} = c_W \dot{m}_{ij}^{\max} (T_{sub}^{sup} - T_{sub}^{ret}) \quad \forall (i, j) \in E^{\text{passive}}, \quad (24)$$

In Fernwärmesystemen entstehen bei der Wärmeverteilung signifikante Wärmeverluste. Die Berechnung der Wärmeverluste kann gemäß der Formel (25) linear approximiert werden und hängt von der Eintrittstemperatur T_{ij}^{start} in die Rohrleitung und der Umgebungstemperatur T_a ab [32].

$$Q_{ij}^{loss} = \frac{1}{R_{ij}} (T_{ij}^{start} - T_a) \quad \forall (i, j) \in E^{\text{passive}}, \quad (25)$$

Für die Überprüfung der physikalischen Validität der Ergebnisse des linearen Marktverfahrens wurde ein **nichtlineares Modell** des Fernwärmesystems eingesetzt. Dieses nichtlineare Modell wird nicht zur Lösung des linearen Market Matching Problems eingesetzt. Der Grund hierfür liegt in der hohen Rechenzeit, welche für die Lösung eines nichtlinearen Optimierungsmodells erforderlich ist¹. Im Rahmen der nichtlinearen Modellierung werden die Temperaturverluste entlang der Rohrleitung berücksichtigt. Die Temperatur T_{ij}^{end} am Ende einer Rohrleitung wird nach Formel (21) berechnet und ist nichtlinear abhängig von der Anfangstemperatur T_{ij}^{start} und dem Massenfluss \dot{m}_{ij} .

$$p_i - p_j = \lambda_{ij} (\dot{m}_{ij})^2 \quad \forall (i, j) \in E^{\text{passive}}. \quad (26)$$

4.3.5 Vereinfachtes Marktmodell (Ansatz für lokalen Energiemarkt als MILP modelliert)

Dieses Modell umfasst im Wesentlichen dieselben Terme wie das in Abschnitt 4.3.4 vorgestellte Modell, erweitert um die diskretisierte Darstellung von Wärmeübertragerkapazitäten. Basis bildet die logarithmische mittlere Temperaturdifferenz ΔT^m für Gegenstromwärmeübertrager [43]:

$$\Delta T^{\text{sup}} = T_1^{\text{in}} - T_2^{\text{out}} \quad (27)$$

$$\Delta T^{\text{ret}} = T_1^{\text{out}} - T_2^{\text{in}} \quad (28)$$

$$\Delta T^m = \frac{\Delta T^{\text{sup}} - \Delta T^{\text{ret}}}{\ln \left(\frac{\Delta T^{\text{sup}}}{\Delta T^{\text{ret}}} \right)} \quad (29)$$

$$\dot{Q} = k A_0 \Delta T^m \quad (30)$$

Hier fließen die Temperaturen ein- und ausfließenden Wassers ("in" bzw. "out") an der Primär- ("1") bzw. Sekundärseite ("2") ein, sowie zur Berechnung der ausgetauschten Wärme die Transmittanz k sowie Wärmeübertragerfläche A_0 . Diese kann bei der Initialisierung des Problems für die im Handel festgelegten Temperaturniveaus ("Commodities"), siehe Abschnitt 5.2.2, ausgewertet und der resultierende Wert für ΔT^m als indizierte Parameter hinterlegt werden.

¹Im MeFlexWärme-Projekt hat sich die AG OPT intensiv mit der Thematik eines nichtlinearen Optimierungsmodells zur Fahrplanerstellung befasst.

4.3.6 Erweitertes Marktmodell (NLP-Ansatz)

Für den Temperaturabfall in einem Rohr wurde ein Ansatz entwickelt [14], welcher die exponentielle Gleichung (21) vereinfacht und Austrittstemperaturen unterhalb der Umgebungstemperatur bei verschwindenden Massenströmen durch einen Korrekturterm vermeidet. Dieser nutzt zur Reduktion der Anzahl von bilinearen Termen den Enthalpiestrom \dot{H} .

$$\dot{H}_{ij}^{\text{start}} - \dot{H}_{ij}^{\text{end}} = \frac{1}{R_{ij}}(T_{ij}^{\text{start}} - T_a) + c_W \dot{m}_{ij}^{\text{char}}(T_{ij}^{\text{start}} - T_{ij}^{\text{end}}), \quad (31)$$

$$\dot{m}_{ij}^{\text{char}} = \frac{1}{R_{ij} c_W}, \quad (32)$$

$$\dot{H} = c_W \dot{m} T \quad (33)$$

Die Flussrichtungsabhängigkeit von Temperatur- und Druckabfall wurde durch die Aufspaltung eines Rohres in zwei gegenläufige, virtuelle Sub-Rohre und eine komplementäre Modellierung des Zusammenhangs beider Sub-Rohre mittels Binärvariablen erreicht, siehe [14].

4.3.7 Modell der globalen Optimierung

Das Modell der globalen Optimierung basiert auf dem in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Gleichgewichtsmodell. Für den Temperaturverlauf in den Rohren wurde jedoch eine vereinfachte Modellierung gewählt, bei der der Temperaturabfall folgendermaßen approximiert wird:

$$\exp\left(-\frac{1}{c_W R_{ij} |\dot{m}_{ij}|}\right) = 1 - \frac{1}{c_W R_{ij} |\dot{m}_{ij}|}. \quad (34)$$

4.4 Implementierung in Modelica

Um die in Kapitel 4.3.2 bis Kapitel 4.3.7 vorgestellten Modelle zu vergleichen, wurden mithilfe der Modellierungssprache Modelica Wärmenetzmodelle erstellt, die durch die Berücksichtigung dynamischer Effekte reales Netzverhalten repräsentieren. Modelica ist eine frei verfügbare, objektorientierte Modellierungssprache zur Modellierung physikalischer Systeme. Dabei werden verschiedene Modellkomponenten über Erhaltungs- und Zustandsgleichungen beschrieben und an Schnittstellen definiert, welche physikalischen Größen die Systemgrenze überschreiten sollen. Im Zuge dessen erfolgt eine Unterscheidung von zwei Variablentypen: Fluss- und Potentialvariablen. Flussgrößen folgen an den Schnittstellen Erhaltungssätzen und müssen in Summe Null ergeben, wie es bspw. bei Massenbilanzen der Fall ist. Im Gegensatz dazu sind Potentialgrößen an den Verknüpfungspunkten identisch und beschreiben üblicherweise physikalische Zustände wie bspw. Drücke. Die Definition der erstellten Komponenten erfolgt über diese Variablentypen unabhängig von der Umgebung. Das bedeutet, dass sie zunächst allgemeingültig ohne Definition von Ein- und Ausgang vorliegen und erst im Kontext mit anderen Komponenten eine physikalische Funktion einnehmen. Dieser Modellierungsansatz wird als aksual bezeichnet. Daraus folgt, dass Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Komponenten abgebildet werden können. Erstellte Komponenten werden nach dem Klassenprinzip in Bibliotheken strukturiert.

Im Bereich der Abbildung von Fernwärmenetzen und Gebäudeheizsystemen entwickelte die International Building Performance Simulation Association (IBPSA) die frei verfügbare Modelica IBPSA library [36], auf deren Grundlage die Entwicklung von weiteren Bibliotheken zur Abbildung von Gebäuden und kommunalen Energiesystemen für Endnutzer erfolgte. Eine solche Bibliothek ist die Modelica Buildings Library [35], die auch in MeFlexWärme Anwendung findet.

Zur letztendlichen Problemlösung wird eine Modellierungs- und Simulationsumgebung benötigt. Im Rahmen von MeFlexWärme wurde die Software Dymola der Firma Dassault Systèmes gewählt.

Die Modellierung der betrachteten Netze in Modelica erfolgte auf Basis der wesentlichen Netzteilnehmer und -komponenten: Verbraucher, Erzeuger und Rohre sowie Prosumer-Modelle. Letztere ähneln im Wesentlichen den Verbrauchermodeilen, weswegen diese gemeinsam erläutert werden. Hinzu kommen Knotenmodelle zur Modellierung der Mischung von Massenströmen.

Verbraucher und Prosumer

Verbraucherkomponenten dienen der Simulation von Wärmeabnahme im Netz. Diese wurden in Modelica so modelliert, dass sie als Eingangsdaten eine Zeitreihe ihres Wärmebedarfs \dot{Q}_{ij} erhalten. Dabei handelt es sich um die gleichen Daten, die auch in der Einsatzplanung berücksichtigt wurden. Es wurde außerdem eine von der Einsatzplanung definierte Rücklauftemperatur T_{ij}^{end} übergeben, die einzuhalten ist. Nur für den Fall, dass die Vorlauftemperatur T_{ij}^{start} , die in der Simulation den Verbraucher erreicht, niedriger sein sollte als die vorgegebene Rücklauftemperatur, weicht das Modell von der Vorgabe ab. Dies erfolgt in der Art, dass immer eine Mindestdifferenz von ΔT_{min} vorliegt. Die Vorlauftemperatur ist somit eine Eingangsgröße in das Verbrauchermodeil, die sich durch den Betrieb des Gesamtnetzes innerhalb der Simulation ergibt. Es ergibt sich für die Rücklauftemperatur am Austritt einer Verbraucherkante:

$$T_{ij}^{end} = \min(T_{ij}^{end}, T_{ij}^{start} - \Delta T_{min}) \quad (35)$$

Der Zusammenhang zwischen den Temperaturen und dem Wärmebedarf wurde durch Gleichung (1) hergestellt. Das bedeutet, dass die zu berechnende Größe in den Verbrauchermodeilen, der Massenstrom m_{ij} ist.

Prosumer sind Netzteilnehmer, die zwischen Erzeuger- und Verbraucherverhalten wechseln können. In der Modellierung wurde dies über das Vorzeichen in der Wärmebedarfszeitreihe berücksichtigt. Der Massenstrom ist dabei weiterhin die zu berechnende Größe innerhalb des Modells. Im Unterschied zum zuvor erläuterten Verbraucherverhalten ist im Falle der Erzeugung nun die Definition der Temperaturen genau entgegengesetzt. Das bedeutet, dass eine Vorlauftemperatur als Zieltemperatur vorgegeben wird und sich die Rücklauftemperatur aus dem Netzbetrieb ergibt.

Durch die Möglichkeit anhand der übergebenen Fahrpläne zwischen Erzeuger- und Verbraucherverhalten zu wechseln, musste für die Simulation verschiedener Erzeugerstrukturen nicht jedes Mal ein neues Modell erstellt werden, sondern nur die Fahrpläne entsprechend angepasst werden. Das bedeutet auch, dass andere Erzeuger wie beispielsweise Wärmepumpen anhand dieser Modelle einfach durch Berücksichtigung der charakteristischen Eigenschaften und Randbedingungen in der Fahrplanerstellung eingebunden werden konnten.

Erzeuger

Bei der Modellierung der Erzeuger wurden zwei Varianten unterschieden:

- QT-Erzeuger: Erzeuger zur Einspeisung eines vorgegebenen Wärmestroms
- pT-Erzeuger: Erzeuger zur Aufrechterhaltung des Netzdrucks und Bereitstellung von Regelenergie

QT-Erzeuger wurden wie auch Verbraucher auf Basis von Gleichung (1) modelliert. Sie erhalten als Eingangsdaten von der Einsatzplanung jedoch neben der zu erzeugenden Wärme \dot{Q}_{ij} auch eine Zeitreihe mit der zugehörigen Vorlauftemperatur T_{ij}^{start} . Die sich aus dem Netzbetrieb ergebende Rücklauftemperatur T_{ij}^{end} stellt die letzte Eingangsgröße dar, sodass auch hier der Massenstrom \dot{m}_{ij} berechnet wird. Der zweite Erzeugertyp, der pT-Erzeuger, wurde benötigt, um zu gewährleisten, dass die Massenerhaltung nach Gleichung (2) eingehalten wird. Dies geschieht, indem in dieser Komponente der Massenstrom nicht berechnet wird, sondern der Durchfluss sich aus den Betriebspunkten der anderen Erzeuger und Verbraucher ergibt. Stattdessen wurde eine Druckdifferenz zwischen Ein- und Austritt definiert, die der Erhaltung eines ausreichenden Netzdrucks dient. Außerdem wurde eine Zeitreihe der Vorlauftemperatur übergeben, mit welcher eingespeist werden soll. Aus der sich im Betrieb ergebenden Rücklauftemperatur errechnet sich auf Basis von Gleichung (1) der Wärmestrom \dot{Q}_{ij} , den dieser Erzeuger letztlich bereitgestellt hat. Sollte zur Einhaltung der Massen- bzw. Wärmebilanz negative Regelleistung durch den pT-Erzeuger notwendig sein, passen stattdessen alle anderen Erzeuger ihre Leistung an. Dies geschieht durch eine gleichmäßige Regulierung, sodass die erzeugte Leistung am pT-Erzeuger Null ist.

Rohre

Die Abbildung der Rohre im Netz basiert auf dem „PlugFlowPipe“-Modell der Modelica Buildings Library. Dies ist ein Rohrmodell mit Wärmeverlust unter Verwendung von zeitverzögerten Wärmeverlusten und Transport des Fluids unter Verwendung eines Kolbenströmungsmodells, anwendbar für die Simulation von Rohren, wie sie in Fernwärmesystemen vorkommen. Dieses Modell berücksichtigt den Transportverzug entlang der Rohrlänge, der als Kolbenströmung idealisiert wird. Dieses Modell wurde um Rohrdaten des Herstellers isoPlus [21] erweitert, sodass bei der Simulation Daten zu Wärmeleitfähigkeit des Dämmmaterials und zur Geometrie gemäß Datenblatt zur Berechnung herangezogen werden.

Die Berechnung der Austrittstemperatur T_{ij}^{end} aus dem Rohrmodell erfolgt nach Gleichung (4) aus Kapitel 4. Aus dieser errechnet sich dann nach Gleichung (1) der Wärmeverlust (vgl. [48]).

Knoten

Zur Abbildung der Mischung von Massenströmen bei der Zusammenführung von Rohren wurden Knotenmodelle eingeführt, die eine ideale Mischung nach Gleichung (3) berücksichtigen. Darüber hinaus tragen sie dazu bei, die Trägheit des Gesamtsystems zu erhöhen und dadurch insbesondere bei einem Wechsel der Strömungsrichtung für ein robusteres Systemverhalten zu sorgen.

Abbildung 2 zeigt beispielhaft die grafische Darstellung eines Netzmodells in Modelica mit allen erwähnten Komponenten. Dabei ist der Vorlauf durch eine rote, der Rücklauf durch eine blaue Linie gekennzeichnet,

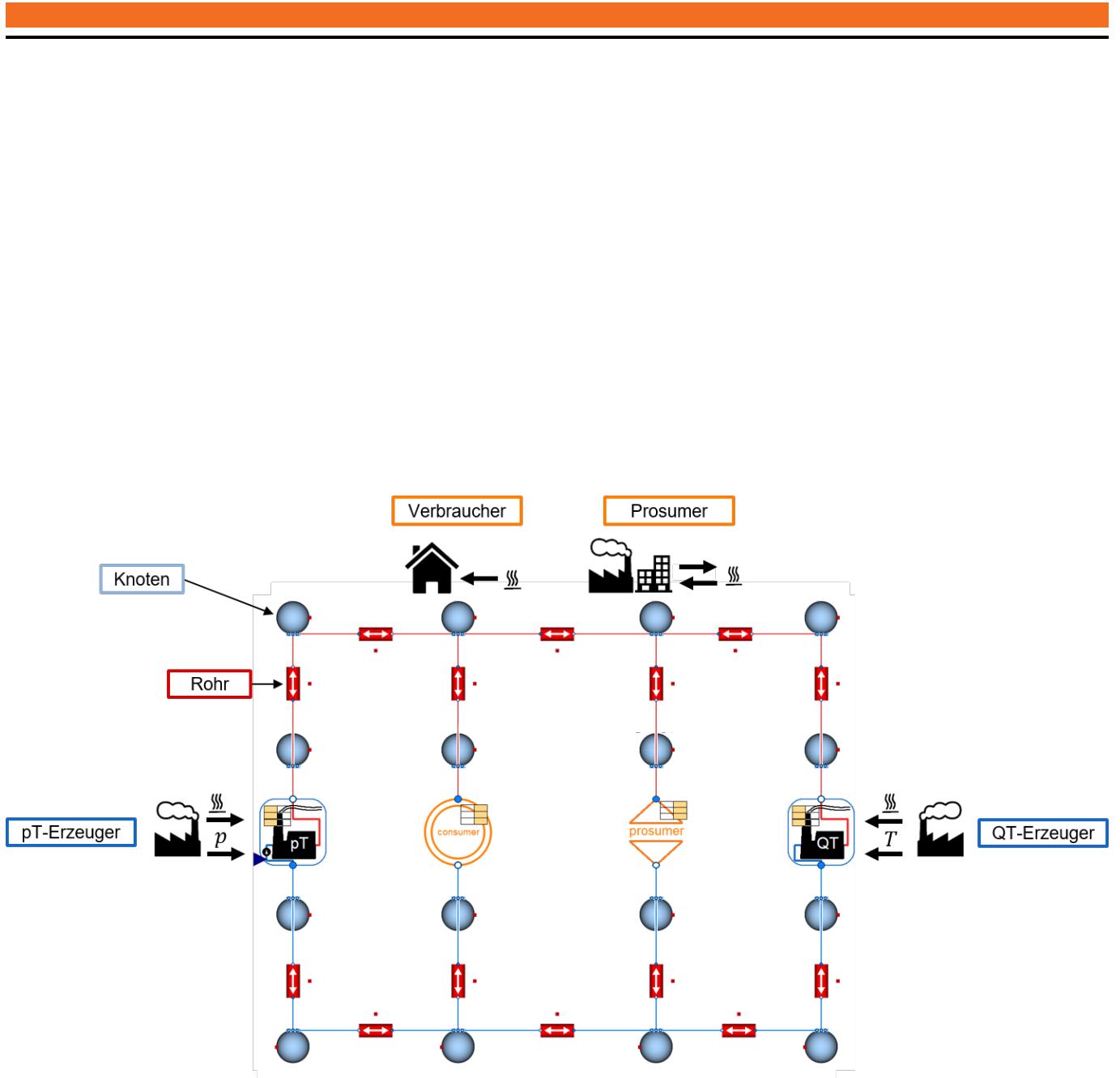


Abbildung 2: Grafische Darstellung eines Modelica-Modells mit pT-Erzeuger, Verbraucher, Prosumer und QT-Erzeuger

5 Arbeiten in den einzelnen Arbeitspaketen

Im Folgenden werden die Arbeiten der einzelnen Arbeitspakete im Detail vorgestellt.

5.1 TP 1 Methoden für die Zustandsschätzung

Das Teilpaket 1 „Methoden für die Zustandsschätzung“ umfasst die beiden Arbeitspakete „Aufbau Messnetz“ und „Algorithmen Zustandsschätzung“.

5.1.1 AP 1.1 Aufbau Messnetz

Ziel des Arbeitspaketes war es, das Wärmenetz im Bereich der TUDa sowie im Netzbereich Darmstadt Nord mit zusätzlichen Sensoren auszustatten und reale Messdaten des Fernwärmeverbunds zu erheben. Dies sollte einerseits dazu dienen, die benötigten Daten für die Simulation und Zustandsschätzung bereit zu stellen, andererseits sollten die Messungen genutzt werden, um die Simulationsmodelle zu validieren.

Bei diesem Arbeitspaket ergab sich im Laufe des Projektes eine signifikante Umplanung. Ein Grund war, dass sich im Laufe des Projektes zeigte, dass die geplanten Arbeiten nicht ausreichen, um die dynamischen Simulationsmodelle im Detail zu validieren. Dafür müssten noch deutlich mehr Verbraucher als geplant hochauflöst gemessen werden. Der zu erwartende zusätzliche Aufwand überwog gegenüber dem Nutzen für das Projekt, da die im Modell / Modelica benutzten Netzmodelle bereits von anderen Arbeitsgruppen validiert wurden [48]. Andererseits hat die Entega während der Projektlaufzeit aus Gründen, welche außerhalb des Projektes liegen, bei allen Verbrauchern in Darmstadt Nord fernausslesbare Zähler angebracht. Diese liefern niedrig aufgelöste Verbrauchsdaten. Der Zusatznutzen weiterer Messinfrastruktur wurde dadurch stark reduziert.

Im Folgenden werden die verschiedenen, im Projekt durchgeführten Arbeiten vorgestellt.

Darmstadt Nord

Messungen: Aufgrund der aus der Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsverordnung (FFVAV) resultierenden gesetzlichen Vorgaben werden inzwischen die Wärmemengenzähler im Netzbereich Darmstadt Nord der Entega mit stündlicher Auflösung „fernabgelesen“. Hierzu wurden die Wärmemengenzähler vor Ort im Rahmen eines Pilotprojekts zur Umsetzung der Richtlinie mit Kommunikationsmodulen, sogenannten Long Range Wide Area Network (LoRa-WAN) Modulen, umgerüstet. Die umgerüsteten Wärmemengenzähler erfassen unter anderem die Wärmemenge, den Volumenstrom sowie die Vor- u. Rücklauftemperatur am Übergabepunkt vom Wärmenetzbetreiber zum Kunden. Daraus ergibt sich in Bezug auf diese Parameter eine deutlich höhere Netztransparenz als ursprünglich im Projektantrag angenommen wurde.

Die gewonnenen Daten standen dem Projekt zur Verfügung und dienten als Basis für die Gesamt-simulationen.

Experimentdesign weitere Messungen: Für den Netzabschnitt Darmstadt Nord wurde außerdem ermittelt, welche Positionen für zusätzliche Sensoren geeignet sind, um noch genauer als aus den reinen Verbrauchsdaten die Netzzustände rekonstruieren zu können.

Diese Fragestellung fällt in das Themenfeld des Experimentdesigns und wurde vom Institut EINS zusammen mit der AG OPT und in enger Abstimmung mit der Entega bearbeitet. Als primäre Unsicherheitsquelle wurde der tatsächliche Wärmeverbrauch identifiziert. Basierend auf den Verbrauchsmessungen der Entega wurden diese als multivariate Normalverteilung modelliert. Das Wärmenetz selbst wurde als Gleichgewichtsmodell abgebildet und lokal um den a priori wahrscheinlichsten Wärmeverbrauch $\mu_{\dot{Q}}$ linearisiert:

$$\mathbf{x} \approx \mathbf{h}(\mu_{\dot{Q}}) + \mathbf{J}_{\mu_{\dot{Q}}} (\dot{\mathbf{Q}} - \mu_{\dot{Q}}). \quad (36)$$

Hierbei bezeichnet \mathbf{x} den Zustandsvektor des Wärmenetzes, welcher alle Temperaturen, Drücke und Massenflüsse umfasst. $\dot{\mathbf{Q}}$ ist der Vektor der Wärmeleistungen und $\mu_{\dot{Q}}$ die mittlere erwartete Wärmeleistung. $\mathbf{h}(\cdot)$ bezeichnet das Modell des Wärmenetzes und $\mathbf{J}_{\mu_{\dot{Q}}}$ die lokale Jakobimatrix.

In dieser Betrachtung ergibt sich ebenfalls eine multimodale Normalverteilung für die a priori Unsicherheit des Netzzustandes. Unter Berücksichtigung möglicher Sensormessungen kann gemäß der Bayes'schen Regel eine a posteriori Unsicherheitsverteilung ermittelt werden. Zur Auswahl der Sensorpositionen wurde ein Optimierungsmodell erstellt. Die Entscheidungsvariablen des Modells waren die möglichen Sensorpositionen. Die Zielfunktion setzte sich aus einem Maß dieser a posteriori Unsicherheit und den Sensorkosten zusammen. Details zum Optimierungsmodell sind in [34] veröffentlicht.

In einem iterativen Verfahren wurden die Ergebnisse des Optimierungsmodells mit der Entega hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit überprüft und das Optimierungsmodell entsprechend angepasst. Da in der Praxis die Zugänglichkeit der Rohre für den Einbau von Sensoren nicht überall ausreichend gegeben ist, wurden die möglichen Positionen für die Sensoren auf Rohre in Versorgungsschächten und schlussendlich auf verbrauchernahe Rohrabschnitte reduziert.

Da die Verbräuche bereits mit stündlicher Auflösung erfasst werden und sich Wärmebedarfe nur relativ langsam ändern, reduzieren zusätzliche Messungen die Unsicherheit nur unwesentlich. Aufgrund des geringen Nutzens in Relation zu den entstehenden Kosten wurde auf einen Einbau zusätzlicher Sensoren im Netzabschnitt Darmstadt Nord verzichtet.

TU Darmstadt

Ausgangslage: Das Wärmenetz im Bereich der TUDa unterteilt sich in die Abschnitte Campus Stadtmitte und Campus Lichtwiese (siehe Kapitel 2.1). Der Campus Lichtwiese wurde im Projekt EnEff:Stadt Campus Lichtwiese II bereits mit zusätzlichen Sensoren ausgestattet und als digitaler Zwilling nachgebildet. Die hierbei erfassten Daten wurden auch in MeFlexWärme genutzt und sollten durch zusätzliche Messungen auf dem Campus Stadtmitte ergänzt werden.

Die gewählten Positionen der zusätzlichen Sensoren ergeben sich aus der Struktur des Wärmenetzes und der Zugänglichkeit der Rohre. Der Campus Stadtmitte wird zu großen Teilen über vier Sekundärnetze versorgt. Drei der Sekundärnetze („Nord“, „Alex“, „Audimax“), sind in einer zentralen Wärmeverteilstation über Wärmeübertragergruppen (WTG) mit dem Primärnetz verbunden.

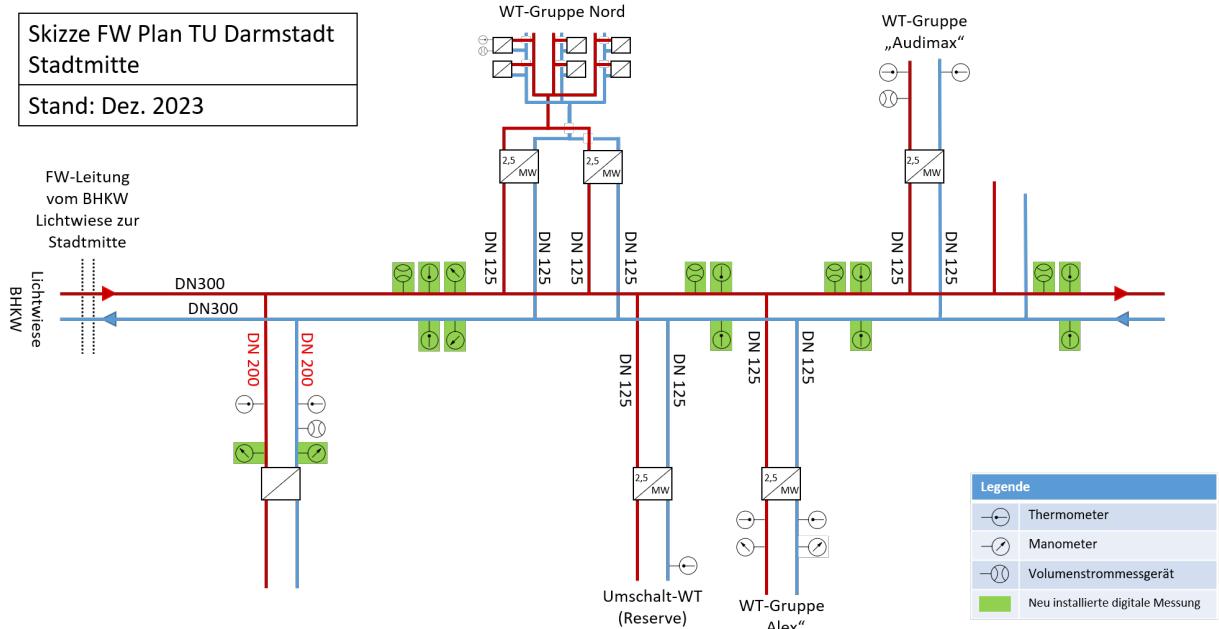


Abbildung 3: Struktur der Wärmeversorgung für den Campus Stadtmitte.

Die WTG für das vierte Sekundärnetz („E-Technik und Schloss“) liegen zwischen der Wärmeverteilstation und der Verbindungsleitung zum Campus Lichtwiese. Ziel der Messungen war es, die abgenommene Wärmemenge je Sekundärnetz zu erfassen und zu messen, welcher Anteil der Wärme über die Verbindungsleitung mit dem Campus Lichtwiese aus der dortigen HKW bzw. aus dem Wärmenetz DA-Nord bezogen wird. Vor Beginn des Projektes gab es lediglich Messungen für das Sekundärnetz („E-Technik und Schloss“).

Messkonzept: Abbildung 3 zeigt schematisch die Netztopologie im Bereich der Stadtmitte sowie die Position der neuen Sensoren. Aufgrund baulicher Gegebenheiten konnte der primärseitige Wärmestrom der einzelnen Wärmeübertrager in der Wärmeverteilstation nicht direkt gemessen werden, stattdessen wurden vier Wärmemengenzähler in der Hauptleitung zwischen den Wärmeübertragern installiert. Zusätzlich wurden bestehende Druckmessstellen in der Wärmeverteilstation sowie vor dem Sekundärnetz „E-Technik und Schloss“ digitalisiert.

Abbildung 4 zeigt beispielhaft Messungen einer Woche im Oktober 2023 der Sensoren „Audimax-Alex“ und „Alex-Nord“. Diese befinden sich jeweils zwischen den WTG mit den entsprechenden Namen. Das obere Diagramm zeigt die gemessenen Massenströme. Das positive Vorzeichen entspricht einem Bezug der Wärme aus dem Netz Darmstadt Nord. Das mittlere Diagramm zeigt die gemessenen Temperaturen im Vorlauf (durchgezogene Linie) und Rücklauf (gestrichelte Linie). Das untere Diagramm zeigt die berechneten Wärmeströme für beide Sensoren sowie den über die WTG Alex abgeföhrten Wärmestrom, welcher sich aus der Differenz des Wärmestroms vor und hinter der WTG ergibt.

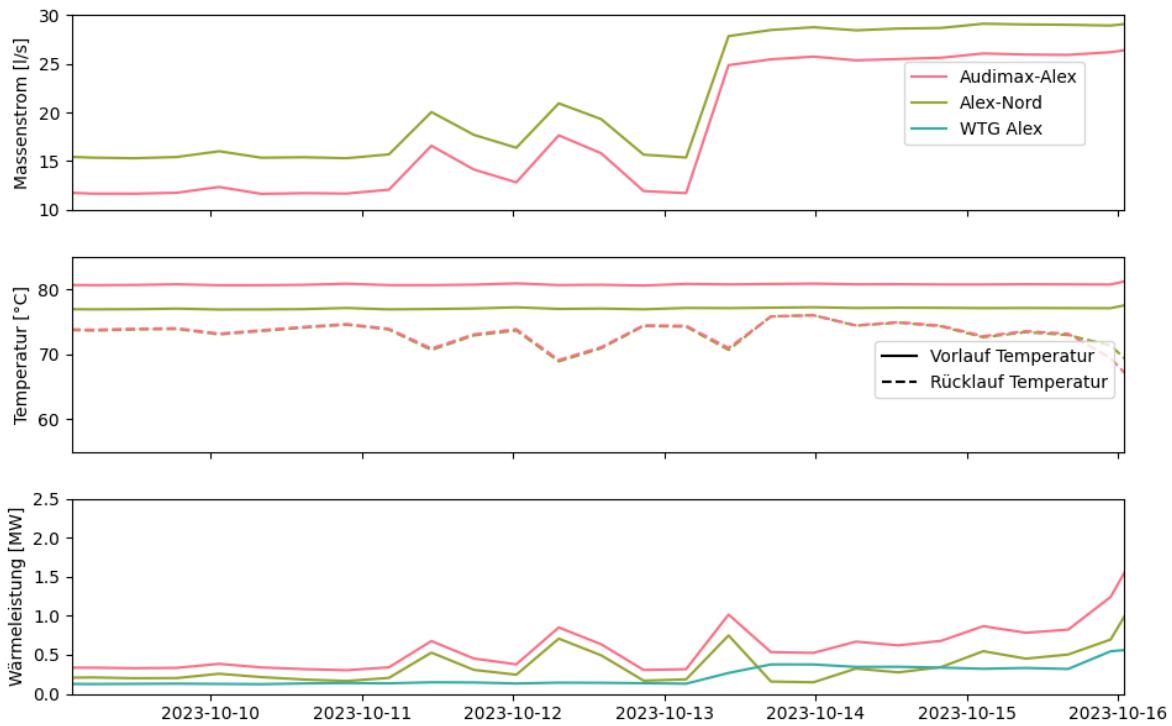


Abbildung 4: Messwerte der Sensoren „Audimax-Alex“ und „Alex-Nord“

Daten für Simulation & Zustandsschätzung: Zusammen mit den im Projekt EnEff: Stadt Campus Lichtwiese II erhobenen Daten und den mit LoRa-WAN ausgerüsteten Wärmemengenzählern im Netzbereich Darmstadt Nord ergeben die zusätzlichen Messungen auf dem Campus Stadtmitte einen guten Überblick über die Wärmeströme im Verbundnetz. Einzelne fehlende Verbraucherdaten konnten aus den bestehenden Messungen interpoliert werden oder wurden durch Lastprofile abgebildet.

Diese Daten gingen in die Gesamtsystemsimulation als Verbrauchsdaten ein.

5.1.2 AP 1.2 Algorithmen Zustandsschätzung

Die Methoden der Zustandsschätzung zielen darauf ab, den Netzzustand, also alle Temperaturen, Drücke und Massenströme im Netz, oder Teile des Netzzustandes abzuschätzen, wobei die benötigten Informationen unvollständig und/oder unsicherheitsbehaftet sein können.

In MeFlexWärme wurde für die Zustandsschätzung angenommen, dass die genauen Wärmeverbräuche unsicher sind,² es aber eine a priori Verteilung $q^a(\dot{\mathbf{Q}})$ über diese gibt. Diese Annahme war dadurch motiviert, dass zwar zuvor eine Einsatzplanung durchgeführt wurde, es aber verbraucherseitig zu Abweichungen von der geplanten Wärmeabnahme kommen kann. Zudem wurde angenom-

²Die wie im DA-Nord Netz bestehende Erfassung aller Verbraucher ist heute noch nicht überall umgesetzt. Außerdem werden hier nur stündliche Werte erfasst und Schwankungen dazwischen können den Netzzustand signifikant beeinflussen.

men, dass einzelne Netzzustände gemessen werden, die Anzahl der Messungen aber nicht ausreicht um den Netzzustand eindeutig festzulegen. Da Messungen zusätzlich Messgenauigkeiten aufweisen werden diese als Wahrscheinlichkeitsverteilung $p(\mathbf{m})$ modelliert, wobei die Messunsicherheiten der einzelnen Sensoren nicht miteinander korreliert sind.

Das Ziel der Zustandsschätzung war es, die a posteriori Verteilung über die Netzzustände $q^p(\mathbf{x})$ gegeben der a priori Verteilung der Wärmeverbräuche und der Messwerte zu ermitteln. Hierzu wurden am FG EINS mit Unterstützung durch die AG OPT und das FG MMES zwei verschiedene Zustandsschätzer entwickelt.

Es wurde angenommen, dass die Unsicherheit der Verbraucherleistungen als (beschränkte) multivariate Normalverteilung mit Mittelwert $\mu_{\dot{\mathbf{Q}}}$ und Kovarianzmatrix $\Sigma_{\dot{\mathbf{Q}}}$ beschrieben werden kann. Die Messungen \mathbf{m} wurden als multivariate Normalverteilung modelliert, wobei der Mittelwert dem Messwert entspricht und die Standardabweichung der jeweiligen Messgenauigkeit.

Über die thermische Lastflussrechnung $\mathbf{x} = \mathbf{h}(\dot{\mathbf{Q}})$ (siehe Kapitel 4.3.3) kann die a priori Unsicherheit der Verbraucherleistungen auf eine a priori Unsicherheit der Netzzustände abgebildet werden. Gemäß der Bayes'schen Regel gilt dann die Posteriorverteilung

$$q^p(\mathbf{x}) = p(\mathbf{x}|\mathbf{m}) \propto p(\mathbf{m}|\mathbf{h}(\dot{\mathbf{Q}}))q^a(\dot{\mathbf{Q}}). \quad (37)$$

Linearer Zustandsschätzer

Das Modell des linearen Zustandsschätzers entsprach im Wesentlichen dem Modell, welches für die optimale Auswahl möglicher Sensorpositionen eingesetzt wurde. Die Netzgleichungen wurden lokal um den wahrscheinlichsten Wärmebedarf linearisiert (36), wodurch die geschätzte a priori Verteilung der Netzzustände ebenfalls einer Normalverteilung folgt. Die Parameter $\mu_{\mathbf{x}}$ und $\Sigma_{\mathbf{x}}$ dieser Verteilung lassen sich analytisch als

$$\mu_{\mathbf{x}} = \mathbf{h}(\mu_{\dot{\mathbf{Q}}}), \quad (38)$$

$$\Sigma_{\mathbf{x}} = \mathbf{J}_{\mu_{\dot{\mathbf{Q}}}} \Sigma_{\dot{\mathbf{Q}}} \mathbf{J}_{\mu_{\dot{\mathbf{Q}}}}^T \quad (39)$$

bestimmen. Ebenso folgt die Posteriorverteilung der Netzzustände einer Normalverteilung mit analytisch berechenbaren Parametern, Details zu dieser Rechnung sind [7] zu entnehmen.

DNN-MCMC Zustandsschätzer

Der zweite entwickelte Zustandsschätzer vereint tiefes neuronales Netz (deep neural network) (DNN)) mit einem Markov-Ketten Monte Carlo Algorithmus (MCMC). Das Ziel dieses Ansatzes war es, die Unsicherheit der Netzzustände verteilungsfrei zu approximieren. Der Algorithmus ist in Algorithmus 1 zusammengefasst.

Das Grundprinzip des Zustandsschätzers basiert auf einem MCMC Verfahren, bei dem Ketten aus Realisierungen einer zufälligen Variablen erzeugt werden, ohne dass direkt Stichproben aus der gesuchten Verteilung gezogen werden. Das Verfahren ist dabei streng sequenziell aufgebaut: in jedem Schritt wird, basierend auf dem letzten Kettenglied eine neue mögliche Realisierung der Zufallsvariable gebildet. Dies kann beispielsweise geschehen, indem zufälliges Rauschen auf den letzten Wert aufaddiert wird, oder es erfolgt über einen komplexeren stochastischen Prozess $\mathbf{g}(\dot{\mathbf{Q}}_{i-1})$. Anschließend wird die (nicht normierte) Wahrscheinlichkeit des Kandidaten bezüglich der gesuchten Verteilung der Zufallsvariable berechnet. Je nachdem, ob die Wahrscheinlichkeit größer oder kleiner ist,

Algorithmus 1 : MCMC Algorithmus

Input : Initiale Stichprobe $\dot{\mathbf{Q}}$, Anzahl der Schritte N
Output : Stichproben $\dot{\mathbf{Q}}_1 \dots \dot{\mathbf{Q}}_N$ aus der posteriori Verteilung

```
1 for  $i \leftarrow 1$  to  $N$  do
2   erzeuge Kandidaten  $\dot{\mathbf{Q}}'_i \leftarrow g(\dot{\mathbf{Q}}_{i-1})$ ;
3   löse  $\mathbf{x}'_i \leftarrow h_{\Theta}(\dot{\mathbf{Q}}'_i)$ ;
4    $\alpha \leftarrow \min \left( \frac{p(\mathbf{m}|\mathbf{x}'_i)p(\dot{\mathbf{Q}}'_i)}{p(\mathbf{m}|\mathbf{x}_{i-1})p(\dot{\mathbf{Q}}_{i-1})}, 1 \right)$ ;
5   ziehe Zufallswert zwischen 0 und 1:  $\epsilon \leftarrow U[0, 1]$ ;
6   if  $\alpha \geq \epsilon$  then
7     akzeptiere Kandidaten  $\dot{\mathbf{Q}}_i \leftarrow \dot{\mathbf{Q}}'_i$ ;
8   else
9     lehne Kandidaten ab  $\dot{\mathbf{Q}}_i \leftarrow \dot{\mathbf{Q}}_{i-1}$ ;
10  end
11 end
```

als bei dem Glied davor, wird der Kandidat immer oder nur mit einer entsprechenden Wahrscheinlichkeit an die Kette angehängt. Lässt man diesen Prozess hinreichend lange laufen, repräsentieren die so erzeugten Stichproben die gesuchte Verteilung.

MCMC Verfahren haben zwei Vorteile, welche für unseren Anwendungsfall sehr wichtig sind: Erstens ist stochastische Prozess zur Erzeugung der Kandidaten unabhängig von der gesuchten Verteilung, wodurch sich das Verfahren auch für Verteilungen eignet, aus denen Realisierungen nicht direkt gezogen werden können. Zweitens tasten die Ketten den Zustandsraum lokal ab, wodurch Zufallswerte effizienter erzeugt werden als bei anderen Monte Carlo Verfahren.

In MeFlexWärme wurde dieses bekannte stochastische Verfahren auf Zustandsschätzer für Wärmenetze übertragen. Hierzu wurden zunächst Realisierungen für die unsicheren Wärmeverbräuche generiert (Zeile 2 in Algorithmus 1) und die zugehörige thermische Lastflussrechnung durchgeführt um den zugehörigen Netzzustand zu erhalten (Zeile 3 in Algorithmus 1). Dieses Paar, bestehend aus den Wärmeleistungen und dem Netzzustand, bildet den Kandidaten für das MCMC Verfahren. Der Vergleich des Netzzustandes mit den Messungen und der Wärmeabnahme mit der a priori Verteilung erlaubt es die posteriori Wahrscheinlichkeit des Kandidaten und damit seine Akzeptanzwahrscheinlichkeit zu berechnen (Zeile 4 in Algorithmus 1). Ein Nachteil dieses Verfahrens war es, dass für jedes Kettenglied die thermische Lastflussrechnung gelöst werden musste, wodurch das Verfahren sehr rechenintensiv wurde. In MeFlexWärme wurde daher ein DNN entwickelt, welches die Lösung des thermischen Lastflusses in Schritt (3) des Algorithmus approximiert. Hierdurch konnte die Rechenzeit um mehrere Größenordnungen reduziert und das Verfahren für praktische Anwendungen nutzbar gemacht werden. Details zu dem Algorithmus und zu den Ergebnissen wurden in der Fachliteratur veröffentlicht [7].

Zum Vergleich der beiden Zustandsschätzer wurde das Wärmenetz in Abbildung 5 untersucht. Das Netz besteht aus einen einfachen Wärmering, der einen Erzeuger und vier Verbraucher verbindet. Die mittlere erwartete Leistung für die Verbraucher A, C und D betrug 200 kW und 20 kW für Verbraucher B. Für die Messungen in dem Testnetz wurde angenommen, dass Sensoren die

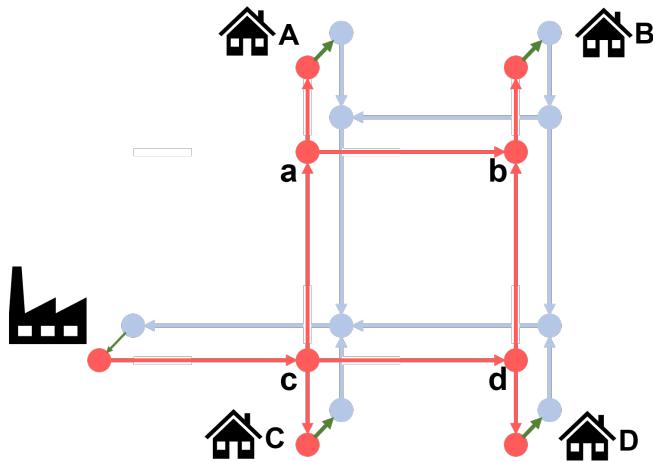


Abbildung 5: Testnetz zur Erprobung der Zustandsschätzungsalgorithmen

Rücklauftemperatur und den Massenstrom am Kraftwerk erfassen. Details zum Testnetz sind in [7] veröffentlicht.

Abbildung 6 zeigt die realen Unsicherheiten (linke Spalte) sowie die Approximationen durch den linearen Zustandsschätzer (mittlere Spalte) und den DNN-MCMC Zustandsschätzer (rechte Spalte) für ausgewählte Netzzustände. Die oberste Reihe zeigt den Differenzdruck an den Verbrauchern, die mittlere Reihe die Massenströme in den vier Vorlaufrohren, die den Wärmering bilden und die unterste Reihe die Vorlauftemperaturen an den Verbrauchern. Die Unsicherheitsverteilung für die Differenzdrücke folgt annähernd einer Normalverteilung und kann durch beide Zustandsschätzer gut approximiert werden. Die Verteilungen der beiden anderen Zustandsgrößen ähneln keiner parametrischen Verteilung und sind teilweise bimodal. Der lineare Zustandsschätzer kann dies nicht abbilden, der DNN-MCMC Zustandsschätzer lieferte auch für diesen Fall gute Ergebnisse.

DNN Training

Das Training des DNN für die thermische Lastflussrechnung erforderte eine große Anzahl an Trainingsdaten, welche jeweils aus Wärmelasten, Einspeisetemperaturen und dem zugehörigen Netzzustand bestanden. Der erste Ansatz diese Daten zu erzeugen bestand darin, zufällige Wärmebedarfe und Einspeisetemperaturen zu generieren und die zugehörigen Netzzustände mittels der thermischen Lastflussrechnungen zu ermitteln. Dieses Vorgehen stellte sich jedoch insbesondere für große Wärmenetze als sehr rechenaufwändig dar. Am FG EINS wurde daher ein neues Verfahren zur Erstellung der Trainingsdaten entwickelt. Die Idee dieses Verfahrens war es, zunächst zufällige Massenströme an Verbrauchern zu generieren. Ausgehend von diesen Massenströmen konnten dann die zugehörigen Netzzustände und Wärmelasten effizient berechnet werden. Abbildung 7 zeigt die Rechenzeit pro Trainingspunkt für verschiedene Netztopologien. Der neu entwickelte Ansatz reduziert die Rechenzeit je nach Topologie um bis zu zwei Größenordnungen. Das Verfahren wurde auf der Smart Energy Systems Conference 2023 vorgestellt und ist in der Fachliteratur veröffentlicht [5].

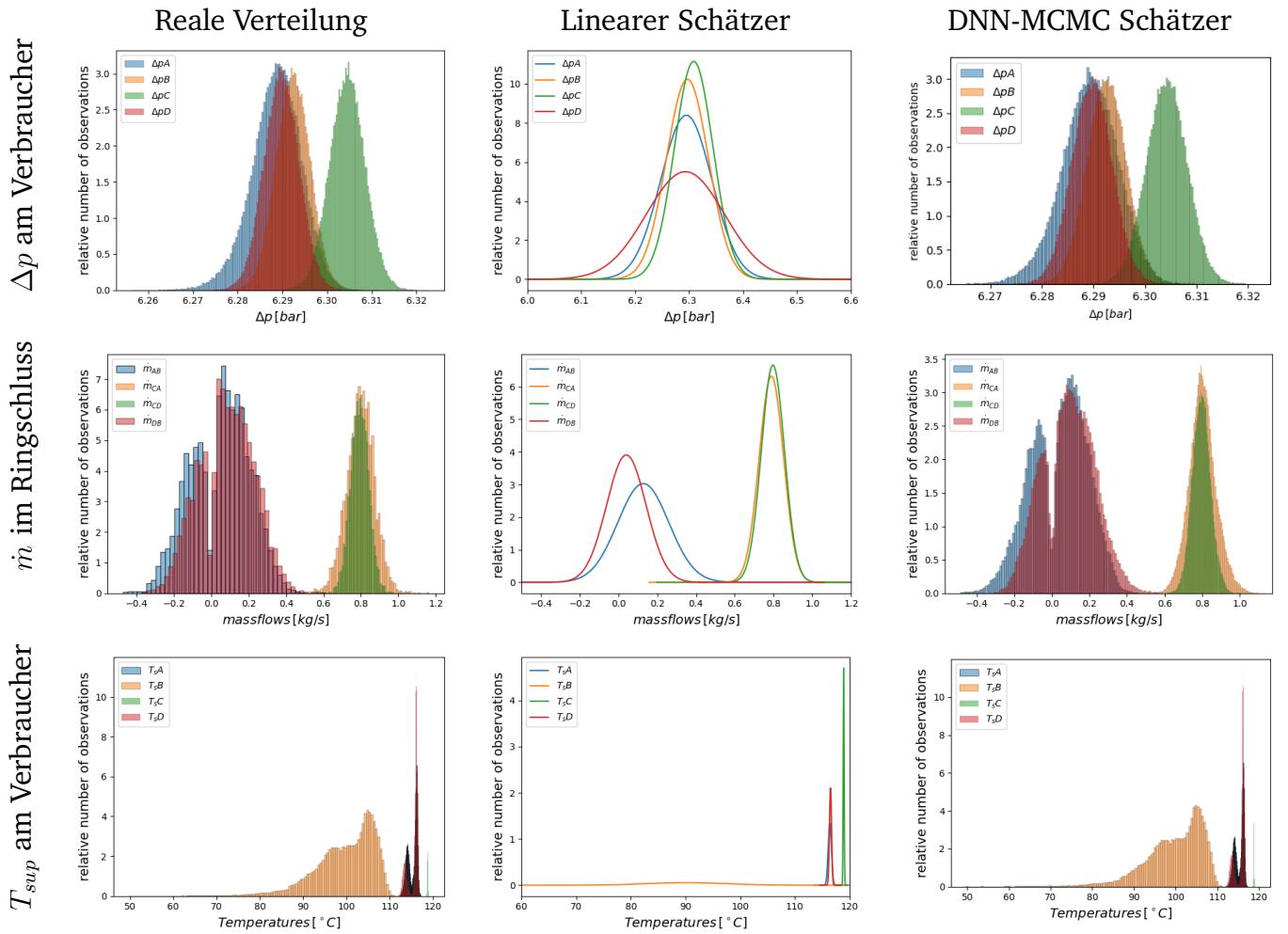


Abbildung 6: Vergleich der realen Verteilung von Druck, Massenstrom und Temperatur mit den geschätzten Zustandsverteilungen

Weiterführende nicht abgeschlossene Arbeiten

Die verwendeten DNNs wurden auf zufällig generierten Trainingsdaten trainiert und konnten das Ergebnis der thermischen Lastflussrechnung mit geringem Fehler approximieren. Es handelte sich dabei aber um rein statistische Modelle, welche agnostisch gegenüber der zugrundeliegenden Physik der Wärmenetze waren. Es wurden verschiedene Untersuchungen durchgeführt, wie die Physik besser berücksichtigt werden könnte, die Untersuchungen führten jedoch im Laufe des Projektes noch nicht zu abschließenden Ergebnissen. In zwei studentischen Arbeiten wurde untersucht, ob sogenannte graphneuronale Netze eingesetzt werden können. Bei dieser Art von neuronalem Netz wird die Topologie des Wärmenetzes in die Architektur des neuronalen Netzes integriert. In beiden Arbeiten konnte die grundsätzliche Tauglichkeit graphneuronaler Netze nachgewiesen werden, die Genauigkeit blieb jedoch hinter der der DNNs zurück. In einer weiteren Untersuchung wurde versucht die physikalischen Gleichungen in die Kostenfunktion zu integrieren, welche beim Training des DNN minimiert wird. Allerdings konnte auch mit diesem Ansatz keine Verbesserung zum klassischen Trainingsschema erreicht werden. Darüber hinaus wurden erste Untersuchungen durchge-

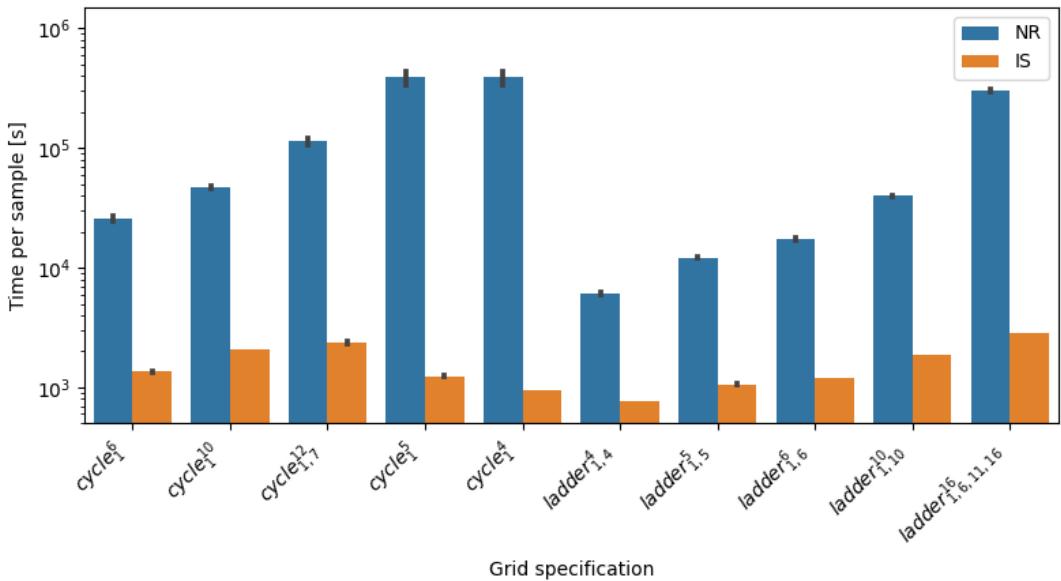


Abbildung 7: Rechenzeit für die Erstellung der Trainingsdaten bei verschiedenen Netztopologien

führt, ob die neuronalen Netze genutzt werden können, um die Einsatzpläne für Kraftwerke dynamisch anzupassen sollten Verbraucher nicht die erwartete Wärmemenge abnehmen. Hierzu sollte ein Optimierungsproblem lokal mittels Gradientenabstieg gelöst werden, wobei die netzbasierten Randbedingungen (z. B. minimale Versorgungstemperaturen) über ein DNN eingebunden wurden. Die ersten Untersuchungen waren vielversprechend, konnten jedoch nicht mehr im Projektrahmen abgeschlossen werden. Die Arbeiten in diesem Bereich sollen auch nach Projektende fortgesetzt werden.

5.2 TP 2 Methoden für den lokalen Handel

5.2.1 AP 2.1 Markttaugliche Wärmenetzmodellierung

Eine der Herausforderung bei der Entwicklung des lokalen multimodalen Energiemarktes in AP 2.2 Lokale Handelsplattform Wärme / Multimodal (Kapitel 5.2.2) war die Modellierung des Fernwärmesystems für den Wärmeaustausch zwischen den Marktteilnehmern. Das Fernwärmennetz stellt ein nichtlineares System dar, welches thermisch-hydraulische Kopplungen aufweist. Optimierungsmodelle mit nichtlinearen Eigenschaften bedürfen in der Regel einer hohen Rechenzeit zur Lösungsfindung. Daher wurde das Fernwärmennetz für den lokalen Energiemarkt linear approximiert modelliert. Zusätzlich wurde in Abschnitt 4.3.6 ein stationäres, nichtlineares Netzmodell mit größeren Freiheitsgraden bspw. durch Mischungsvorgänge modelliert. Beide Modelle des Fernwärmennetzes wurden als Randbedingung in das Marktproblem integriert. Darüber hinaus konnte anhand eines zeitabhängigen Simulationsmodells mit großer Detailtiefe die Praxistauglichkeit der erstellten Fahrpläne überprüft werden. Hiermit konnten der Einfluss verschiedener Modellierungstiefen auf sowohl das Optimierungsergebnis als auch auf den Betrieb des Fernwärmennetzes untersucht werden.

Dazu wurden synthetische Testnetze herangezogen, an welchen sich durch ihre einfache Struktur die Auswirkungen einzelner Effekte isoliert untersuchen lassen. Annahmen zu Eingangspreisen, Erzeugerwirkungsgraden und Förderungen wurden anhand des Stands der Forschung und studenterischer Arbeiten so gewählt, dass quantitative Aussagen zum Betrieb im Jahre 2030 gemacht werden können.

Ein erster wesentlicher Vorteil nichtlinearer Modellierung ist die Abbildung von Mischungsvorgängen. Dies ermöglicht bei geeigneter Netztopologie das Absenken von Vorlauftemperaturen an Wärmepumpen unter die Mindestanforderungen von Verbrauchern und damit die Senkung von Produktionskosten, wenn ein weiterer Erzeuger ohne temperaturabhängige Kostenstruktur wie bspw. ein BHKW zur Verfügung steht. Die nötige Mindesttemperatur kann dann durch Beimischung erreicht werden. Im in Abb. 8a dargestellten Experiment *MIX* kann eine Absenkung der Temperaturen an der Wärmepumpe um 9°C erreicht werden, was zu einer Kostenreduktion von 11% laut Fahrplan führt. Der Anteil der einzelnen Erzeuger an der Gesamterzeugung hat sich dabei nicht signifikant verändert. Bei den auf thermischer Seite bilanzierten CO_2 -Emissionen kann trotz effizienteren Betriebs der Wärmepumpe sogar ein leichter Anstieg verzeichnet werden. Grund hierfür ist die genutzte Carnot-Methode zur Allokation der CO_2 -Emissionen [2]. Die an der Wärmepumpe gesenkten Vorlauftemperaturen werden durch höhere Temperaturen am BHKW ausgeglichen, was zu einer erhöhten Allokation von Emissionen auf thermischer Seite führt.

Ein weiterer Vorteil nichtlinearer Modellierung ist die Möglichkeit, das Netz auf lokal unterschiedlichen Temperaturen zu betreiben, während eine lineare Formulierung homogene Vor- und Rücklauftemperaturen über hydraulisch verbundene Leitungen fordert. Dies könnte in Netzen, bei denen bspw. durch voranschreitende Sanierung des Gebäudebestands unterschiedliche Mindesttemperaturanforderungen bestehen, zu Kosteneinsparungen führen. Auch hier ist geeignete Topologie eine Grundvoraussetzung, indem bspw. eine Wärmepumpe in der Nähe bereits saniertes Gebäudes installiert ist. Im in Abb. 8b gezeigten Szenario *RENO* ergibt nichtlineare Modellierung einen Kostenvorteil von 19% bei CO_2 -Einsparungen von 11%. Der Produktionsanteil der Wärmepumpe wurde dabei um 3 Prozentpunkte gesteigert.

Werden im gleichen Netz ein Wärmeübertrager zur Trennung renovierter und nicht-renovierter Versorgungsgebiete eingeführt (Abb. 8c), reduzieren sich die Kosteneinsparungen durch nichtlineare Modellierung auf 3%, bei Mehremissionen von 4,5%. Zur Abbildung von Wärmeübertragern in der Optimierung wurde ein Ansatz entwickelt, welcher unter Berücksichtigung von Extremwerten die logarithmische Mitteltemperatur in einem Gegenstromwärmeübertrager mittels Schnittebenen linear approximiert, um den gesamten Betriebsbereich ohne vorherige Kenntnis des Betriebspunktes geeignet abzubilden.

Der Einfluss der Netztopologie wurde in einem Renovierungsszenario mit getauschter Erzeugerplatzierung *SWITCH* untersucht (Abb. 8d). Hier kann zu kleinem Ausmaß Mischung zur Effizienzsteigerung genutzt werden, eine großräumige Trennung des Netzes in Temperaturzonen ist jedoch nicht mehr möglich. In diesem Szenario belaufen sich Kostenvorteile nach Fahrplan nur noch auf 8%.

In allen untersuchten Optimierungsmodellen wurden Laufzeiten von Wasser in Rohren vernachlässigt, wodurch die Modellkomplexität entscheidend reduziert wurde. Auswirkung dieser Vereinfachung zeigen sich in den Experimenten *MIX* und *RENO*. In beiden Netzen wird mit nichtlinearer Optimierung Mischung zur genauen Einstellung der Vorlauftemperaturen nach Anforderungen der Verbraucher vorgenommen. Bei dynamischem Erzeugereinsatz, resultierend aus schwankender

Nachfrage und zeitabhängigen Erzeugungskosten, wird so neben Massenstrom auch die Vorlauf-temperatur laufend angepasst. Somit ergeben sich in Realbetrieb bzw. der dynamischen Simulation Wärmewellen, welche mit endlicher Geschwindigkeit im Netz ausbreiten. An Mischknoten kann das zeitgerechte Eintreffen nicht gewährleistet werden, womit sich an den Verbrauchern vom Fahrplan abweichende Temperaturen einstellen, auf welche zur Deckung des Bedarfs mit abweichenden Massenströmen reagiert wird, welche durch positive oder negative Regelleistung reagiert werden muss. Im Fall linearer Netzmodelle tritt dieser Effekt nicht auf, Regelleistung wird bei fahrplantreuen Verbrauchern lediglich zum Ausgleichen von Abweichungen der Verlustmodellierung oder bei etwaigen Wiederanlauf eines nach längerem Stillstand abgekühlten Stranges benötigt. Im Experiment *RENO* beträgt der Anteil der Regelleistung $\overline{|Q|}^{slack}$ an der Gesamterzeugung im Schnitt 15%. Im Fall *MIX* treten beständige, starke Oszillationen der Regelleistung auf, wodurch sich $\overline{|Q|}^{slack}$ auf knapp 76% beläuft. Durch die benötigte Regelung ergeben sich in der dynamischen Simulation statt des im Fahrplan prognostizierten Kostenvorteils von 11% Mehrkosten von 7% ggü. dem Betrieb mit linearer Optimierung.

Zusammenfassend bedeutet dies, dass sich durch nichtlineare Optimierung deutliche Kosteneinsparungen erzielen lassen, während dies auf (allokierte) Treibhausgasemissionen nicht zwangsläufig zutrifft. Jedoch sind bei nichtlinearer Optimierung mit Temperaturschwankungen in Kauf zu nehmen, die neben schnellerer Alterung des Netzes durch thermische Belastung zu Problemen bei der Regelung im Betrieb führen können. Das Einsparpotential von Mischung lässt sich somit vsl. durch Platzierung der jeweiligen Erzeugungsanlagen in unmittelbarer Nähe, bestenfalls zusammengefasst als hybride Erzeugungsanlage an einem Standort, optimal heben. Durch eine geschickte Platzierung von Erzeugern und Wärmeübertragern in Kombination mit einer angepassten Sanierungsreihenfolge lassen sich die weiteren Nachteile einer linearen Netzmodellierung deutlich verringern. Für die Nutzung von lokalen Wärmemärkten überwiegen in einem entsprechend beschaffenen Netz die Vorteile linearer Modellierung hinsichtlich Ergebnistransparenz, Lösbarkeit und Betriebssicherheit gegenüber kleineren Kosteneinsparungen.

5.2.2 AP 2.2 Lokale Handelsplattform Wärme / Multimodal

Das Ziel dieses Arbeitspakets ist die Entwicklung und Implementierung eines **lokalen Energiemarktes für Fernwärme- und multimodale Energiesysteme**. Die Entwicklungsgrundlage bildet die Forschung aus dem Projekt *pebbles*, das eine lokale Handelsplattform für ausschließlich elektrische Energie darstellt.

Abbildung 9 zeigt schematisch den lokalen Energiemarkt für Wärme bzw. multimodale Energie. Die lokale Handelsplattform fungiert als zentrales Element, um Energieangebote und -nachfragen unter Einbeziehung von Flexibilitätsoptionen zu koordinieren. Den Marktteilnehmern wird als Marktergebnis Fahrpläne zur Verfügung gestellt. Dabei werden Marktstrategien entwickelt, die unter anderem Handelspräferenzen und physikalische Netzkapazitäten berücksichtigen.

Für die Erstellung der Fahrpläne dient ein entwickeltes Marktverfahren, welches einem linearen Optimierungsmodell zugrunde liegt und auf die Maximierung der sozialen Wohlfahrt im lokalen Energiemarkt, die Minimierung von Netzentgelten sowie die Minimierung von Netztemperaturen im Fernwärmennetz abzielt. Im lokalen Energiemarkt ermöglicht ein Fernwärmennetz den Handel mit

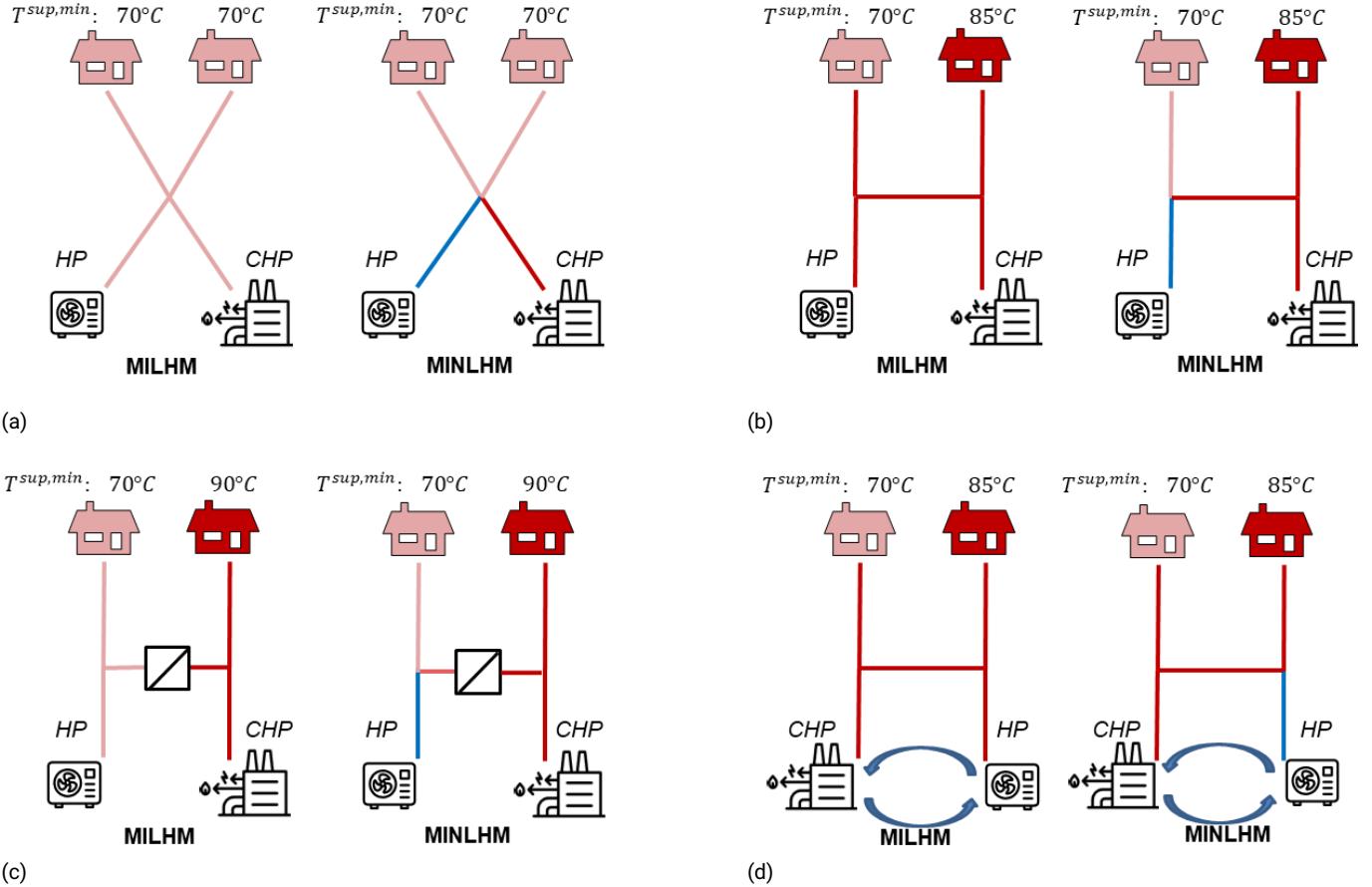


Abbildung 8: Testnetze für Experimente zu Modellierungseffekten. (a) Szenario *MIX* für Mischung (b) Szenario *RENO* für Temperaturzonen (c) Szenario *HEX* für Wärmeübertrager (d) Szenario *SWITCH* für Erzeugeranordnung.

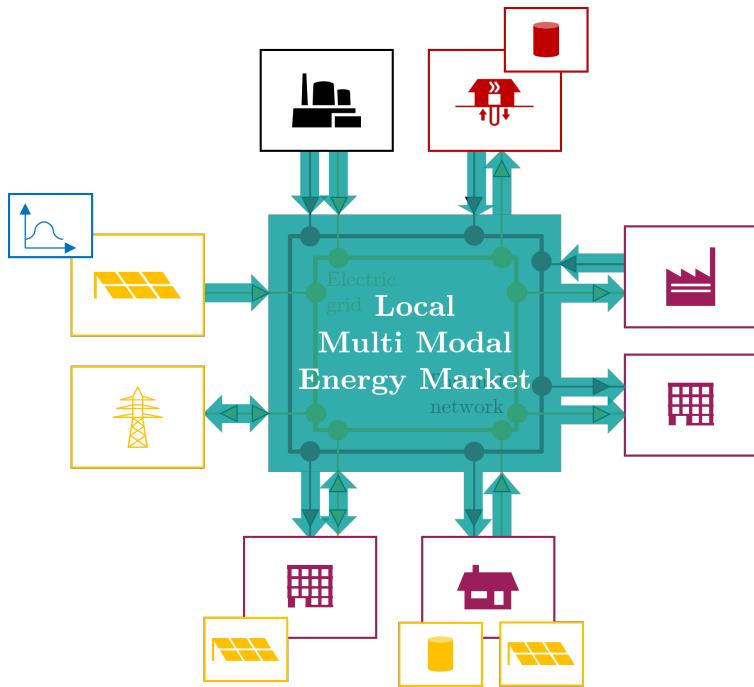


Abbildung 9: Übersicht des lokalen multimodalen Energiemarkt für ein Fernwärme- und multimodale Energiesysteme. Die Nachfrage bzw. Erzeugung von Wärme und elektrischer Energie werden unter Berücksichtigung von Handelspräferenzen der Marktteilnehmer und physikalischer Netzkapazitäten allokiert.

Wärme, während das elektrische Verteilnetz für den Austausch elektrischer Energie genutzt wird. Marktteilnehmer können Energie kaufen, verkaufen oder Flexibilitätsoptionen über vordefinierte Handelsprodukte und Marktgebote am lokalen Energiemarkt anbieten.

Im Rahmen von MeFlexWärme wurden drei Methoden zur Fahrplanerstellung entwickelt und verglichen. Ein Merkmal der lokalen Handelsplattform der Siemens AG ist die Integration mehrerer Energieformen (multimodale Energie) und die Formulierung des Market Matching Problems im Marktverfahren als lineares Optimierungsproblem. Die Entscheidung für ein lineares Modell fiel, um auch komplexe multimodale Energiesysteme effizient und rechenzeitoptimiert abbilden zu können. Zudem erlaubt diese Modellierung die Generierung von Dualvariablen für die Bestimmung von Marktpreisen, ein Aspekt, der nur bei der Formulierung als lineares Problem möglich ist.

Zur physikalischen Validierung der Marktergebnisse des linearen Marktverfahrens wurden zudem nichtlineare Simulationen für das Fernwärmennetz und des elektrischen Verteilnetzes eingesetzt.

Anforderungen an die lokale Handelsplattform für Wärme und multimodale Energie

Die Entwicklung des lokalen Energiemarktes und der Handelsplattform gingen aus einer Literaturrecherche, Diskussionen mit Projektpartnern sowie Erkenntnissen aus dem *pebbles*-Projekt hervor. Die daraus resultierenden zentralen Anforderungen an das Verfahren des lokalen Energiemarktes sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Diese Anforderungen wurden bei der Entwicklung des Verfahrens für den lokalen Energiemarkt für Wärme und multimodale Energie berücksichtigt und stellen die auch die Ausgangsbasis für die

Modellierung der Marktteilnehmer, des Fernwärmennetzes, des elektrischen Verteilnetzes, der Handelsprodukte und der Marktgebote dar.

Verfahrensübersicht des lokalen Energiemarktes für Wärme und multimodale Energie

Für die Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität in einem lokalen multimodalem Energiemarkt wurde ein Verfahren entwickelt, welches in Abbildung 10 illustriert ist.

Die **Eingangsdaten** des Verfahrens für den lokalen Energiemarkt sind vom gewählten Szenario abhängig. Diese umfassen unter anderem Marktgebote der Marktteilnehmer, Informationen über das Fernwärme- und elektrische Verteilnetz, Wetterdaten oder Großhandelspreise des überregionalen elektrischen Marktes. Handelsagenten erstellen individuelle Marktgebote, die sich nach dem Energiebedarf, den Erzeugungskapazitäten, den Flexibilitätsoptionen und den Präferenzen der Marktteilnehmer richten.

Diese Eingangsdaten werden zentral in der **lokalen Handelsplattform** gesammelt und auf die grundsätzlichen Anforderungen des spezifizierten Datenmodells geprüft. Der Kern der Handelsplattform bildet das Marktverfahren, welchem ein lineares Optimierungsmodell zugrunde liegt und

| Eigenschaft | Beschreibung |
|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Day-Ahead Markt | Erstellung von Fahrplänen für Marktteilnehmer mit 24 Handelsintervallen für den nächsten Tag. |
| Zweiseitige Auktion | Marktgebote für Angebot, Nachfrage und Flexibilitätsoptionen von Energie werden vor der Erstellung der Fahrpläne in einem nicht offen gelegten Orderbuch gesammelt. |
| Energy-Only | Marktteilnehmer werden für tatsächlich eingespeiste Energie vergütet. |
| Multimodale Energie | Mehrere Energieträger werden auf dem Energiemarkt berücksichtigt. Im Projekt werden Wärme und elektrische Energie betrachtet |
| Energiespeichersysteme | Flexibilität aus Energiespeichersystemen wird im Markt berücksichtigt. |
| Multi Time Step | Bei der Erstellung der Fahrpläne werden die Handelsintervalle zeitgekoppelt im gesamten Handelszeitraum berücksichtigt. |
| Locational Marginal Pricing | Ein lokaler und zeitspezifischer Marktpreis wird für jedes gehandelte Handelsprodukt bestimmt. |
| Optimierung der Subnetztemperaturen | Eine Netztemperatur wird für jedes Subnetz im Fernwärmennetz je Handelsintervall bestimmt. |

Tabelle 3: Zentrale Anforderungen an den lokalen Energiemarkt für Wärme und multimodale Energie im Arbeitspaket *Lokale Handelsplattform Wärme / Multimodal*.

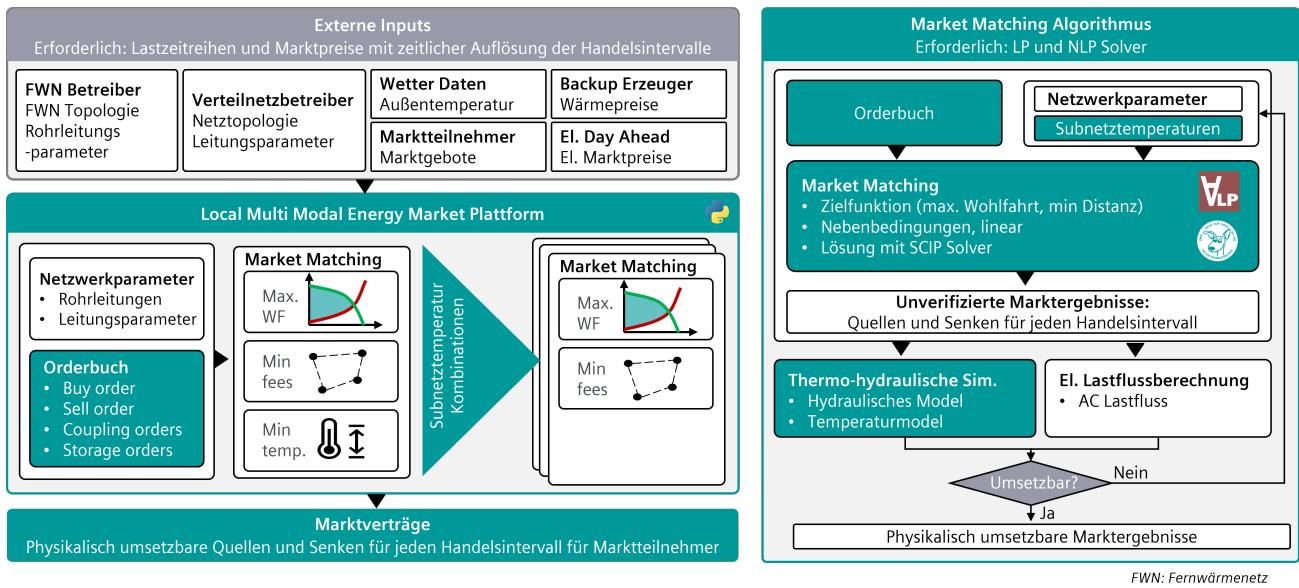


Abbildung 10: Übersicht des lokalen multimodalen Energiemarktes. Die Eingangsdatendaten sind vom gewählten Szenario abhängig und werden zentral in der lokalen Handelsplattform gesammelt. Ein Marktverfahren basierend auf einem linearen Optimierungsmodell erstellt Fahrpläne, welche durch nichtlineare Lastflussimulationen validiert werden. Das Ergebnis des Verfahrens sind Marktverträge, welche den Marktteilnehmern übermittelt werden.

unter Berücksichtigung der Marktgebote und der vorhandenen Daten Fahrpläne erstellt. Diese Fahrpläne werden durch eine nichtlineare Leistungsflusssimulation für das Fernwärme- und elektrische Verteilnetz auf ihre physikalische Umsetzbarkeit hin überprüft.

Das nichtlineare Modell, beschrieben in Abschnitt 4.3.4, dient im lokalen Energiemarkt als Basis für eine detaillierte Simulation des thermisch-hydraulischen Fernwärmennetzes. Wie in Abbildung 10 ersichtlich, wird die Simulation mit den Ergebnissen des linearen Marktverfahrens parametriert und hinsichtlich ihrer physikalischen Umsetzbarkeit überprüft. Diese Überführung der Marktergebnisse in die nichtlineare Simulation ermöglicht eine umfassende Bewertung der praktischen Anwendbarkeit der Marktergebnisse und stellt sicher, dass die simulierten Szenarien den realen physikalischen Bedingungen des Fernwärmennetzes entsprechen.

Das Verfahren führt zu physikalisch validen **Marktverträgen**, die detaillierte Fahrpläne für die Marktteilnehmer enthalten. Diese Verträge legen für jeden Handelsintervall des nächsten Tages die genauen Mengen an Wärme oder elektrischer Energie fest, die von den Marktteilnehmerenergiesystemen entnommen oder einzuspeisen sind.

Generische Modellierung der Marktteilnehmerenergiesysteme

Die Modellierung der Energiesysteme der Marktteilnehmer im lokalen Energiemarkt stellte eine Herausforderung dar, da eine Vielzahl unterschiedlicher Teilnehmertypen abgebildet werden sollte. Im Teilpaket *Methoden für den lokalen Handel* sollten verschiedene Energiesysteme, darunter zentrale Wärmeerzeuger, Wohngebäude, Großwärmespeicher und komplexe Prosumer wie die ETA-Fabrik in Darmstadt, integriert werden. Aus diesem Grund wurde eine generische Modellierung der Ener-

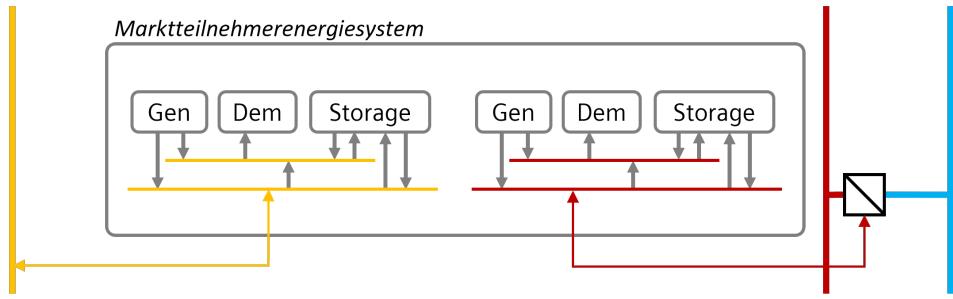


Abbildung 11: Generisches Model eines multimodalen Marktteilnehmerenergiesystems, welches intern nach Energieform und Betriebsmodi differenziert ist. Die Energiesysteme sind extern über ein Fernwärmennetz und ein elektrisches Verteilnetz miteinander verbunden, welches den Austausch von Wärme und elektrischer Energie ermöglicht.

giesysteme der Marktteilnehmer entwickelt, welche in Abbildung 11 illustriert ist.

Die Energiesysteme der Marktteilnehmer werden intern differenziert für Wärme und elektrischer Energie modelliert. Zentral sind dabei die generischen Betriebsmodi *Generation* für die Erzeugung, *Demand* für den Bezug und *Storage* für die Speicherung von Energie. Diese Modi können miteinander gekoppelt werden, um eine umfassende Abbildung des Energiesystems zu ermöglichen. Durch diese Modellierung können Präferenzen der Marktteilnehmer wie die Priorisierung der Eigenerzeugung oder Abhängigkeiten innerhalb des Energiesystems am lokalen Energiemarkt abgebildet werden. So kann eine thermisch-elektrische Kopplung einer Wärmepumpe hinreichend am lokalen Energiemarkt berücksichtigt werden.

Der externe Austausch von Wärme und elektrischer Energie zwischen den Marktteilnehmerenergiesystemen erfolgt über das angebundene Fernwärmennetz bzw. das elektrische Verteilnetz.

Konzeptentwicklung für die Integration von Wärmeprodukten in die Marktplattform

Ein wesentlicher Bestandteil des Arbeitspaketes *Lokale Handelsplattform Wärme / Multimodal* war die Definition der Handelsprodukte und Marktgebote, welche von den Marktteilnehmern an die lokale Handelsplattform übermittelt werden. Eine Herausforderung bestand darin, verschiedene Energieformen adäquat zu berücksichtigen und dabei Abhängigkeiten zwischen diesen sowie zeitliche Kopplungen abzubilden.

Für den lokalen multimodalen Energiemarkt wurden adäquate Handelsprodukte, die sogenannten **Commodities**, definiert. Diese sind nach der Energieform wie Wärme und elektrische Energie differenziert und berücksichtigen spezifische Emissionswerte bei der Erzeugung. Für Wärmeprodukte ist insbesondere die Temperatur als *energy level* relevant, während bei elektrischer Energie das *energy level* die Spannungsebene auf der gehandelt angibt.

Marktgebote dienen der Kommunikation zwischen Marktteilnehmern und der Handelsplattform. Diese Gebote sind anhand vordefinierter Parameter strukturiert und basieren auf Konzepten des elektrischen Energiemarktes von *pebbles*, erweitert um Aspekte von Wärme und multimodaler Kopplung [42]. Die Marktgebote umfassen **Sell**, **Buy**, **Storage** und **Coupling Order**.

Eine **Sell Order** (zu dt.: Verkaufsgebot) ermöglicht es Marktteilnehmern, Energie am lokalen

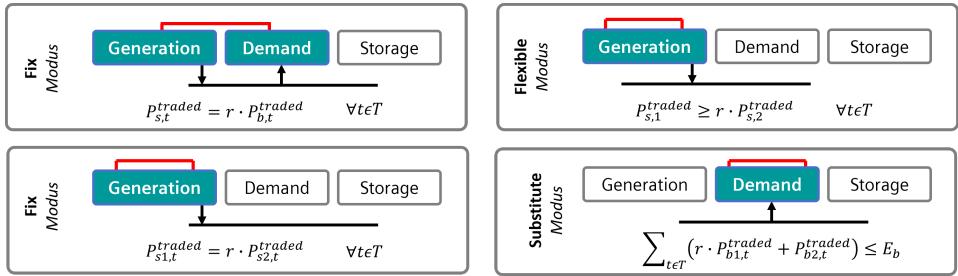


Abbildung 12: Kopplungsgebote im lokalen Energiemarkt mit verschiedenen Modi. Fix Coupling Order zur Abbildung von Abhängigkeiten der Energie oder zeitlichen Abhängigkeiten. Flex Coupling Order für die Abbildung von Mindestverhältnissen zwischen Marktgeboten. Substitute Coupling Order für flexible Marktteilnehmerenergiesysteme.

Energiemarkt anzubieten. Sie ist definiert durch einen minimalen Verkaufspreis $\underline{c}_{s,t}$ in €ct./kWh für das Handelsintervall t , eine maximale Einspeiseleistung $\bar{P}_{b,t}$ und die gehandelte Commodity. Bei Wärme kann in das Fernwärmennetz eingespeist werden, wenn die angebotene Temperatur $\bar{\tau}_s$ gleich oder höher als die Netztemperatur τ^{sup} ist.

Eine **Buy Order** (zu dt.: Kaufgebot) erlaubt es Marktteilnehmern, Energie am lokalen Energiemarkt beziehen. Sie ist definiert durch einen maximalen Kaufpreis $\bar{c}_{b,t}$, eine maximale Entnahmleistung $\bar{P}_{b,t}$, eine maximale Energiemenge \bar{E}_b über den gesamten Handelszeitraum und die gehandelte Commodity. Der Bezug von Wärme ist nur möglich, wenn die nachgefragte Temperatur $\underline{\tau}_b$ gleich oder niedriger als die Netztemperatur τ^{sup} ist. Überdies ist es durch die Formulierung der Buy order nach Gleichung (40) dem Marktteilnehmer möglich Flexibilität mittels *Load Shifting* anzubieten. Eine zeitliche Verschiebung der Lasten wird unterbunden, indem $\sum_{t \in \mathcal{T}} P_{b,t} \Delta t = \bar{E}_b$ gewählt wird.

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} P_{b,t} \Delta t \leq \bar{E}_b \quad \forall b \in \mathcal{B}. \quad (40)$$

Ein zentraler Aspekt des lokalen multimodalen Energiemarktes, der im Rahmen des Arbeitspakets *Lokale Handelsplattform Wärme / Multimodal* entwickelt wurde, ist die Definition der **Coupling Order** (zu dt.: Kopplungsgebot) [19], dargestellt in Abbildung 12. Das Hauptziel dieses Marktgebotes ist es, die Abhängigkeiten zwischen Wärme- und elektrischer Energie sowie zeitliche Abhängigkeiten im Markt zu berücksichtigen. Eine *Coupling Order* dient dazu, zwei oder mehrere *Sell Orders* und *Buy Orders* miteinander zu verknüpfen. Um flexibel auf die unterschiedlichen Bedürfnisse der Marktteilnehmer eingehen zu können, sind die *Coupling Orders* in vier verschiedenen Modi verfügbar: *fix, flex, substitute, step*.

Ein wesentlicher Bestandteil zukünftiger Wärmesysteme stellt die Wärmepumpe dar. Sie findet sowohl dezentral in den Energiesystemen der Marktteilnehmer als auch in zentralen Großanlagen zur Wärmeeinspeisung in Fernwärmesysteme Anwendung [12]. Die nutzbare Wärmeleistung $power_{ij}$ einer Wärmepumpe zwischen den Knoten i und j und die dafür erforderliche elektrische Energie P_{ij}^{el} ist vom Coefficient of Performance COP_{ij} der Wärmepumpe abhängig und kann nach Gleichung (11) bestimmt werden.

Um die Abhängigkeit zwischen zugeführter elektrischer Energie und bereitgestellter Wärme einer Wärmepumpe im lokalen Energiemarkt abzubilden, bietet sich der Einsatz einer **Coupling Order**

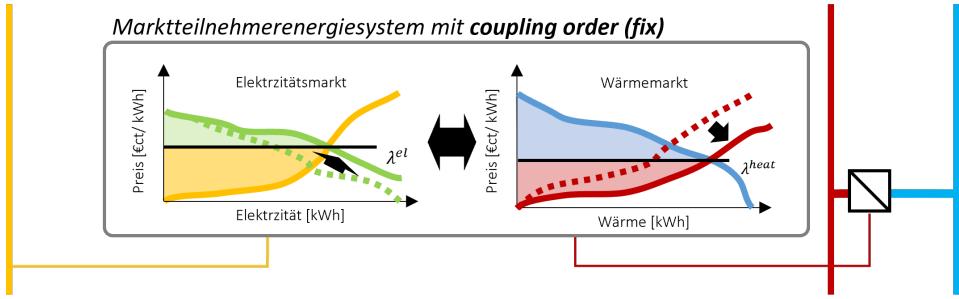


Abbildung 13: Direkte Kopplung des elektrischen und des Wärmemarktes im lokalen multimodalen Energiemarkt minimiert für Marktteilnehmer mit einer Wärmepumpe das Preis- und Volumenrisiko.

im Modus *fix* an. Hierbei wird die *Sell Order* für Wärme $P_{s,t}^{traded}$ mit einer *Buy Order* für elektrische Energie $P_{b,t}^{traded}$ gekoppelt. Das Verhältnis (*ratio*) zwischen diesen beiden Größen repräsentiert den COP der Wärmepumpe. Wie in Abbildung 13 illustriert, ermöglicht die *Coupling Order* eine direkte Verknüpfung des elektrischen und des Wärmemarktes im lokalen multimodalen Energiemarkt. Diese Kopplung bringt den Vorteil mit sich, dass Preis- und Volumenrisiken für Marktteilnehmer, die eine Wärmepumpe nutzen, minimiert werden können [19].

Überdies ist der *fix*-Modus auch geeignet, um zeitliche Abhängigkeiten im lokalen Markt darzustellen, beispielsweise durch die Fixierung der gehandelten Energie $P_{s,t}^{traded}$ von mehreren *Sell Orders* über verschiedene Handelsintervalle t hinweg.

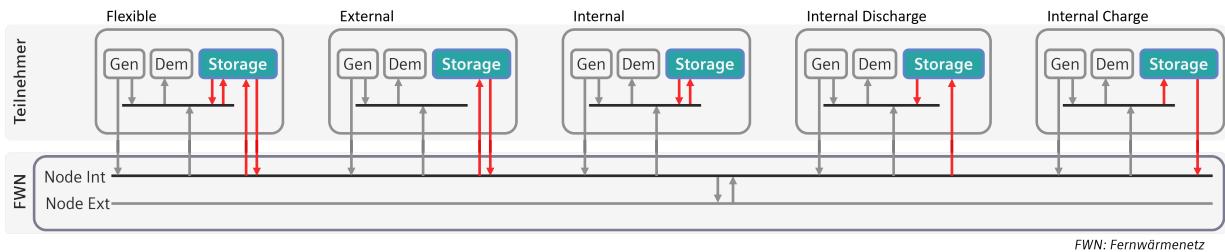
Sollte keine starre Fixierung, sondern flexible Verhältnisse zwischen Marktgeboten benötigt werden, kommt die *Coupling Order* im Modus *flex* zum Einsatz. Dieser Modus ermöglicht es Marktteilnehmern, ein Mindestverhältnis zwischen verschiedenen Marktgeboten zu definieren, wodurch zusätzliche Flexibilität seitens des Marktteilnehmers angeboten wird.

Um unterschiedliche Temperaturniveaus von Wärmeerzeugungsanlagen im lokalen Energiemarkt zu berücksichtigen, wird eine *Coupling Order* im Modus *step* verwendet. Diese koppelt die gehandelte Energie $P_{s,t}^{traded}$ von zwei oder mehr *Sell Orders* mit verschiedenen Temperaturen $\tau_{s,t}$ in jedem Handelsintervall t . Dadurch wird in jedem Handelsintervall nur eine bestimmte Temperatur unter den *Sell Ordern* ausgewählt.

Der Modus *substitute* einer *Coupling Order* kommt zum Einsatz, wenn es für den Marktteilnehmer gleichwertig ist, ob elektrische Energie oder Wärme vom lokalen Energiemarkt bezogen wird. Dies bietet eine zusätzliche Flexibilitätsoption, indem es Marktverfahren ermöglicht wird, zwischen verschiedenen Energieformen zu wählen.

Energiespeichersysteme sind ein wesentlicher Bestandteil zukünftiger Energiesysteme. Sie ermöglichen die zeitliche Entkopplung von Energieerzeugung und -verbrauch. Im Rahmen des lokalen Energiemarktes wurden daher spezielle **Storage Orders** (zu dt.: Speichergebote) definiert. Diese dienen der Abbildung von Energiespeichersystemen für elektrische Energie oder Wärme am lokalen Energiemarkt.

Eine *Storage Order* wird durch verschiedene Parameter definiert: eine maximale Kapazität \bar{E}_{st} , maximale Ladeleistung $\bar{P}_{st,t}^{ch}$, maximale Entladeleistung $\bar{P}_{st,t}^{dch}$, Lade- und Entladewirkungsgrade η_{st}^{ch} und η_{st}^{dch} sowie einen minimalen Preis $c_{st,t}$. Die Modellierung der Energiespeichersysteme im lokalen Energiemarkt, die in der Gleichung (41) beschrieben wird, ermöglicht eine zeitliche Verschiebung



FWN: Fernwärmennetz

Abbildung 14: Speichergebote mit fünf verschiedenen Modi. Eine bidirektionale Ladung und Entladung in das interne oder externe Energiesystem ist mit den Modi *flexible*, *external* und *internal* möglich. Die unidirektionale Ladung und Entladung ist besonders für thermische Speicher geeignet und kann durch die Modi *internal discharge* und *internal charge* am Markt abgebildet werden.

von Energie über den gesamten Handelszeitraum T .

$$E_{st,t+1} = E_{st,t} + (\eta_{st}^{ch} P_{st,t}^{ch} - \frac{1}{\eta_{st}^{dch}} P_{st,t}^{dch}) \quad \forall (st) \in \mathcal{ST}. \quad (41)$$

Die *Storage Order* im lokalen Energiemarkt bietet durch fünf unterschiedlichen Modi den Marktteilnehmern die Möglichkeit, ihre Marktgebote individuell auf die Anforderungen und Präferenzen ihres Energiesystems abzustimmen. Die verschiedenen Modi *flexible*, *external*, *internal*, *internal discharge*, *internal charge* sind in Abbildung 14 illustriert.

Die *Storage Order* bietet mit dem Modus *flexible* Flexibilität für die bidirektionale Ladung und Entladung von Energie, sowohl über das interne Energiesystem des Marktteilnehmers als auch über das externe elektrische Verteilnetz oder Fernwärmennetz. Dieser Modus eignet sich besonders gut für elektrische Batteriespeichersysteme.

Der *external*-Modus ist speziell für den Energieaustausch ausschließlich über externe Energiesysteme konzipiert und eignet sich insbesondere für Arbitragegeschäfte am lokalen Energiemarkt.

Der *internal*-Modus hingegen beschränkt Lade- und Entladevorgänge auf das interne Energiesystem des Marktteilnehmers und dient der Eigenoptimierung des Energiesystems.

Durch Zusammenarbeit mit dem PTW Institut entstand der *internal discharge*-Modus mit unidirektionalem Leistungsfluss. Dieser ermöglicht das Laden eines thermischen Energiespeichers über das externe Fernwärmennetz, wobei die gespeicherte Wärme nur im internen Marktteilnehmerenergiesystem genutzt und nicht wieder ins Fernwärmennetz eingespeist wird.

Der *internal charge*-Modus ist ideal für Wärmeerzeugungsanlagen mit integrierten thermischen Energiespeichern. Ein Beispiel hierfür ist das Müllheizkraftwerk in Darmstadt mit einem Großwärmespeicher in einem Marktteilnehmerenergiesystem. Dieser wird intern geladen und die gespeicherte Wärme wird bei Bedarf in das externe Fernwärmesystem entladen, um Lastspitzen abzumildern, das sogenannte Peak Shaving.

Marktverfahren und Formulierung des Market Matching Problems

Die lokale Handelsplattform bildet das zentrale Element des lokalen multimodalen Energiemarkt. Wie in der Abbildung 10 zur Verfahrensübersicht des lokalen Energiemarktes illustriert ist, werden

neben anderen Eingangsdaten die Marktgebote der Marktteilnehmer in einem geschlossenem Orderbuch gesammelt und Kenngrößen zur Modellierung des Fernwärmennetzes und des elektrischen Verteilnetzes übermittelt. Diese Daten werden als Grundlage für das Marktverfahren genutzt, welches die Lösung eines linearen Market Matching Problems zugrunde liegt.

Die Zielfunktion des Market Matching Problems wird durch die Gleichung (42) beschrieben. Zur **Maximierung der sozialen Wohlfahrt** SW in Gleichung (43) werden die Preise der Buy Orders $\bar{c}_{b,t}$, Sell Orders $\underline{c}_{s,t}$ und Storage Orders $\underline{c}_{st,t}$ berücksichtigt, um die resultierenden Leistungen $P_{b,t}$, $P_{s,t}$ und $P_{st,t}$ für die ausgeführten Marktgebote festzulegen. Durch die **Minimierung der Netzentgelte** NF in Gleichung (44) kann der Betreiber der Handelsplattform die Leistungsflüsse in den Netznoten $P_{n,t}$, Leitungen $P_{e,t}$ und an den Schnittstellen zu den Marktteilnehmerenergiesystemen durch die Anwendung von Netzentgelten $c_{n,t}$, $c_{e,t}$ und $c_{p,t}$ beeinflussen.

$$\max \sum_{t \in T} (SW - NF) \Delta t \quad (42)$$

$$SW = \sum_{b \in B} P_{b,t} \bar{c}_{b,t} - \sum_{s \in S} P_{s,t} \underline{c}_{s,t} - \sum_{st \in ST} P_{st,t} \underline{c}_{st,t} \quad (43)$$

$$NF = \sum_{n \in N} P_{n,t} c_{n,t} + \sum_{e \in E} P_{e,t} c_{e,t} + \sum_{p \in P} P_{p,t} c_{p,t} \quad (44)$$

Die **Minimierung der Subnetztemperaturen** im lokalen Energiemarkt wird durch ein Verfahren erreicht, welches eine Auswertung der Commodities in den Marktgeboten für Wärme voraussetzt. Basierend auf den minimalen Entnahmetemperaturen $\underline{\tau}_{b,t}$ der Buy Orders und den maximalen Einspeisetemperaturen $\bar{\tau}_{s,t}$ der Sell und Storage Orders, werden für die jeweiligen Subnetze eine Menge an geforderten Netztemperaturen bestimmt. Für jede mögliche Kombination dieser Netztemperaturen der Subnetze wird eine abgeschlossene Optimierungsinstanz instanziert und die Subnetztemperaturen fixiert.

In jeder dieser Optimierungsinstanzen wird das lineare Market Matching Problem in Gleichung (42) gelöst, um vorläufige Fahrpläne zu generieren. Die Ergebnisse werden in einem anschließenden Schritt durch eine Simulation mit nichtlinearen Modellen für das elektrische Verteilnetz und das Fernwärmennetz physikalisch validiert.

Sollte die nichtlinearen Simulation nicht lösbar sein, werden die entsprechenden Fahrpläne verworfen. Die Kombination von Subnetztemperaturen mit dem besten Zielfunktionswert, bildet das endgültige Ergebnis des Marktverfahrens. Abschließend werden die Fahrpläne in Form von Marktverträgen an die entsprechenden Marktteilnehmer übermittelt.

5.2.3 AP 2.3 Integration Zentrale Wärmeerzeugung

Aufgrund der Verwendung von Modelica anstelle MATLAB konnten die bereits im Projekt EnEff:Stadt Campus Lichtwiese II entwickelten Komponenten nicht verwendet werden. Daher wurden alle Modelica-Modelle der Wärmeerzeugung zur Abbildung von Gaskessel (GK), BHKW sowie dem MHKW neu entwickelt und in verschiedene Netzmodelle integriert. Außerdem wurden Prosumer-Modelle entwickelt, die flexibel am Netzbetrieb teilnehmen können. Dabei wurde sich auf eine möglichst generische Modellierung in Modelica konzentriert und die Unterschiede im Verhalten durch

die Randbedingungen bei der Fahrplanerstellung berücksichtigt. Dies ermöglicht einen vielseitigen und flexiblen Einsatz der Modelle. (Vgl. Kapitel 4.4)

Bei der Übergabe der Erzeugungsfahrpläne an die Modelle ist es außerdem möglich, verschiedene Netzbetriebsweisen und Erzeugerstrukturen darzustellen. Den Methoden zur Fahrplanerstellung wurden die gleichen Gleichungen wie zur Modellierung der Erzeuger zu Grunde gelegt.

Die Kostenstruktur der wichtigsten Großwärmeverarbeiter wurde für verschiedene Erzeuger anhand von Grenzkosten modelliert.

Der Betrieb von Großwärmepumpen, welche den Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung (§3 Nr. 17 EnWG) oder einem geschlossenen Verteilnetz (§110 EnWG) beziehen, wird im Rahmen der „Bundesförderung Effiziente Wärmenetze“ gefördert [1]. Hier wird abhängig einer Jahresarbeitszahl ($SCOP$) die in ein Wärmenetz eingespeiste Quellwärme gefördert. $SCOP$ wird mit Glg. (12) und angenommenen durchschnittlichen Quell- und Ausgangstemperaturen berechnet. Die Förderung in ct/kWh_{in} berechnet sich nach [1] zu:

$$f_{ij}^{BEW} = \min(9, 2; [5, 5 - (6, 8 - \frac{17}{SCOP_{ij}}) * 0, 75] * \frac{SCOP_{ij}}{SCOP_{ij} - 1}) \quad \forall(i, j) \in E^{heatpump} \quad (45)$$

Mit Glg. (13) können die thermische Gestehungskosten k_{ij}^{th} wie folgt formuliert werden:

$$k_{ij}^{th} = \frac{\pi^{el,in} + f_{ij}^{BEW}}{COP_{ij}} - f_{ij}^{BEW} \quad \forall(i, j) \in E^{heatpump}. \quad (46)$$

Die thermischen Gestehungskosten k_{ij}^{th} von BHKW werden unter Berücksichtigung von elektrischen (η^{el}) und thermischen (η^{th}) Wirkungsgraden anhand einer Bilanz aus Brennstoffkosten (π^{ch}) und Erlösen aus dem Stromverkauf am Spotmarkt ($\pi^{el,out}$) berechnet:

$$k_{ij}^{th} = \frac{\pi_{ij}^{ch} - \eta_{ij}^{el} \pi^{el,out}}{\eta_{ij}^{th}} \quad \forall(i, j) \in E^{CHP}. \quad (47)$$

Weitere Erzeugungsanlagen wie Gaskessel werden mit konstanten Wirkungsgraden modelliert:

$$k_{ij}^{th} = \frac{\pi_{ij}^{gas}}{\eta_{ij}^{th}} \quad \forall(i, j) \in E^{gas}. \quad (48)$$

Die Erzeugungskapazität wird durch eine obere Schranke begrenzt, für Wärmepumpen gilt zusätzlich eine Schranke auf die zur Verfügung stehende Quellwärme:

$$\dot{Q}_{ij} \leq \dot{Q}_{ij}^{max} \quad \forall(i, j) \in E^{gas} \cup E^{heatpump} \cup E^{CHP}, \quad (49)$$

$$\dot{Q}_{ij}^{in} \leq \dot{Q}_{ij}^{in,max} \quad \forall(i, j) \in E^{heatpump}. \quad (50)$$

Die CO_2 -Emissionen für Strom- oder Brennstoff umsetzende Anlagen lässt sich allgemein mit den jeweiligen Emissionsfaktoren f_{CO_2} der eingesetzten Energiemode und dem Energiebedarf berechnen. Für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen müssen die CO_2 -Emissionen der produzierten Wärme und Elektrizität zugeordnet werden, wofür die Carnot-Methode genutzt wird [16], welche die Emissionen den jeweiligen Exergiestromen zuordnet.

5.2.4 AP 2.4 Integration Großwärmespeicher

Im Rahmen von MeFlexWärme wurde eine detaillierte Abbildung der physikalischen Vorgänge innerhalb eines Speichers als nicht praktikabel erachtet, da der Fokus auf den Methoden der Einsatzplanung lag. Daher wurden Speicher nur mit ihrer Kapazität berücksichtigt. Es erfolgte lediglich die Umsetzung der Be- und Entladetemperaturen aus dem Fahrplan durch Nutzung der Prosumer-Komponente aus Kapitel 4.4.

In der Fahrplanerstellung mittels Marktalgorithmen oder globaler Optimierung wurden Großwärmespeicher als begrenzte Energiespeicher angesehen. Eine Auflösung interner Mischungsvorgänge erfolgte aufgrund des nichtlinearen Verhaltens nicht, da dies in Kombination mit den notwendigen zeitlichen Kopplungen in Systemen relevanter Größe zu in nicht praktikabler Rechenzeit lösbareren Gleichungssystemen führte. Es wurden verfügbare Kapazität bei gegebenen Vor- und Rücklauftemperaturen sowie ein Anfangsladestand herangezogen.

5.2.5 AP 2.5 Integration Flexible Fabrik

Neben den bereits beschriebenen Systemkomponenten zur Wärmebereitstellung und -speicherung wurde im Rahmen dieses Projekts das Potenzial industrieller Energiesysteme mit Abwärmequellen, Wärmebedarfen und eigenen technischen Systemkomponenten zur Kopplung mit Fernwärmennetzten genauer betrachtet. Das Ziel dieses Arbeitspakets war die Modellierung und Optimierung einer energieflexiblen Fabrik im Wärmenetzverbund als Wärmeverbraucher, -erzeuger und -speicher. Industrielle Energiesysteme wurden hierzu als Verbundsysteme technischer Systemkomponenten zur zentralen Energiewandlung, -speicherung und -verteilung am Industriestandort verstanden [39]. Drei wesentliche Charakteristika industrieller Energiesysteme können für die Modellierung und Optimierung hervorgehoben werden:

- **Multi-Modalität:** Industrielle Energiesysteme zeichnen sich durch eine Vielzahl von geschlossenen Systemkomponenten aus. Diese Systeme nutzen diverse Technologien zur Energiewandlung, -speicherung und -verteilung, die im Verbund betrieben werden. Darüber hinaus setzen industrielle Energiesysteme mehrere Energienetze wie Strom, Wärme und Gas ein, wobei eine multi-valente Nutzung von Endenergien wie Erdgas, Biomasse, Strom und Umweltenergie erfolgt. [40, 11, 39]
- **Kaskadierte thermische Netze:** Verschiedene thermische Energienetze dienen der Bereitstellung von Wärme und Kälte und sind durch Energiewandler wie Wärmepumpen und Wärmeübertrager miteinander verknüpft. Kaskadierte thermische Energienetze finden in der Industrie aufgrund der vielfältigen Anwendungen mit unterschiedlichen Temperaturanforderungen Verwendung. [22, 28]
- **Industrielle Abwärme:** Industrielle Abwärme entsteht als Nebenprodukt von technischen Industrieprozessen wie Produktionsanlagen mit Verdichtern, Verbrennungs- und Elektromotoren, z. B. in Verbrennungs- und Trocknungsanlagen oder Anlagen zur Nutzung von Prozesswärme, sowie bei der Wärmeabfuhr über Kühlprozesse von Druckluft, Kälte, Kühl- oder Klimaanlagen. [4, 9]

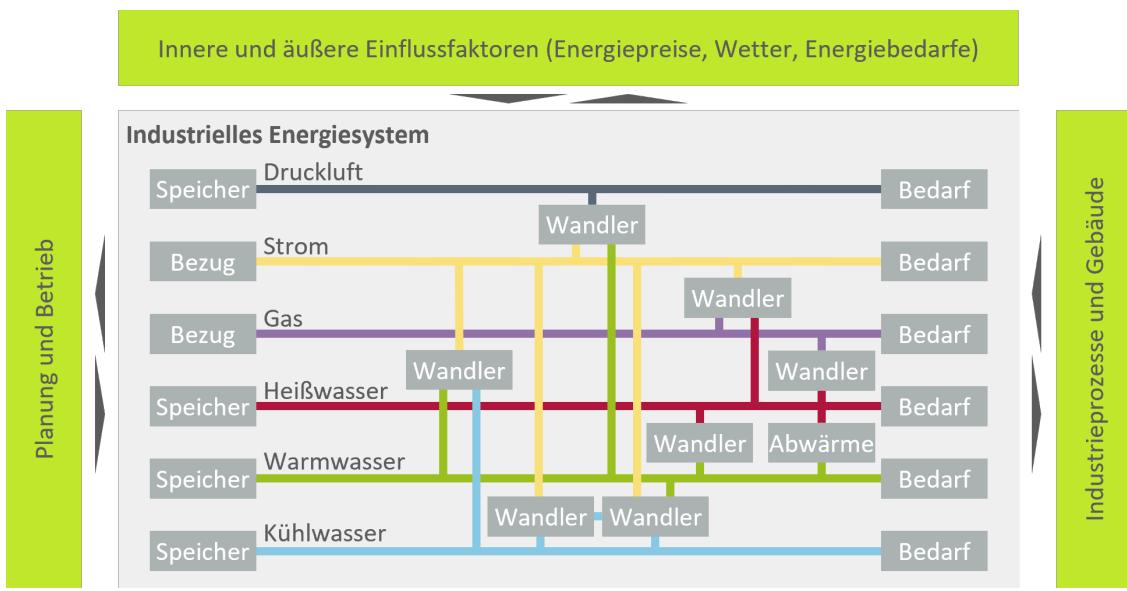


Abbildung 15: Multi-modales industrielles Energiesystem am Beispiel der ETA-Fabrik der Technischen Universität Darmstadt. In Anlehnung an [24].

Im Kontext von Planung und Betrieb müssen industrielle Energiesysteme ganzheitlich unter Berücksichtigung der Multi-Modalität, der kaskadierten thermischen Netze und der industriellen Abwärme betrachtet werden (Abbildung 15). Vor diesem Hintergrund wurde die energieflexible Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme im Betrieb in vier Teilespekten bzw. Unterarbeitspaketen erforscht:

- Technische Konzeptionierung einer energieflexiblen Übergabestation,
- Entwicklung der spezifischen Simulationsmodelle,
- Entwicklung von Betriebsstrategien unter technischen Rahmenbedingungen,
- Entwicklung eines lokalen Handelsagenten.

Die vier Unterarbeitspakete wurden bereits im Rahmen des Projekts in verschiedenen Formaten veröffentlicht (Konferenzbeiträge, Journalartikel). In den folgenden Abschnitten wird entsprechend auf die jeweilige Veröffentlichung verweisen und deren Ergebnisse kurz zusammengefasst.

Technische Konzeptionierung einer energieflexiblen Übergabestation

Zur Erforschung der Fernwärmeanbindung komplexer industrieller Energiesysteme wurde im ersten Schritt ein technisches Konzept einer energieflexiblen Wärmeübergabestation entwickelt, das in [26] vorgestellt wurde. Das zentrale Ziel der Wärmeübergabestation ist die Fernwärmeanbindung eines komplexen industriellen Energiesystems mit verschiedenen thermischen Netzen, Wärmeerzeugern, -speichern und -bedarfen sowie Abwärmequellen zur optimierten Nutzung industrieller Abwärme, verbesserten Auslastung von Energiewandlern sowie Ausnutzung von Preisvolatilitäten insbesondere am Strommarkt. Daraus wurden die folgenden Anforderungen für das technische Konzept abgeleitet:

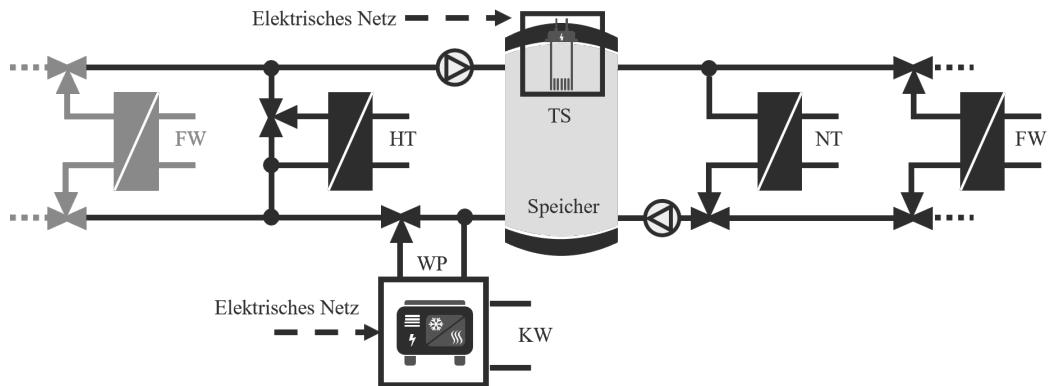


Abbildung 16: Technisches Konzept der energieflexiblen Wärmeübergabestation. FW: Fernwärme, HT: industrielles Hochtemperaturnetz, KW: industrielles Kühlwassernetz, NT: industrielles Niedertemperaturnetz, TS: Tauchsieder, WP: Wärmepumpe. In Anlehnung an [25].

- bidirektionale Kopplung,
- Integration von Niedertemperaturabwärme aus Kühlnetzen,
- Integration mehrerer Wärmenetze des industriellen Energiesystems,
- Sektorkopplung mit dem Stromnetz,
- energetische Bilanzierung zur Kalkulation wirtschaftlicher und ökologischer Ziele.

Die Wärmeübergabestation soll aus der Perspektive des Industrieunternehmens sowohl die Einspeisung von Wärme in das Fernwärmennetz sowie den Bezug von Wärme aus dem Fernwärmennetz ermöglichen. Somit kann überschüssige Abwärme im Fernwärmennetz genutzt werden - es ist aber ebenso möglich, die Auslastung von Energiewandlern sowohl im industriellen Energiesystem wie auch Fernwärmennetz zu optimieren. Da industrielle Abwärme i.d.R. über zentrale Kalt- und Kühlwassernetz abgeführt wird, kann die Einbindung einer Wärmepumpe zur Rückgewinnung der Abwärme sinnvoll sein. Um diese möglichst effizient betreiben zu können ist es vorteilhaft den Temperaturhub zwischen Wärmequelle und -senke zu minimieren. Zuletzt ist das Aufkommen von industrieller Abwärme, ähnlich klassischer erneuerbarer Energien, nicht beeinflussbar. Die Einbindung eines thermischen Energiespeichers kann hierbei dazu beitragen, einen möglichst großen Anteil der verfügbaren Wärmemenge nutzbar zu machen.

Bei der Erstellung des technischen Konzeptes wurden die verschiedenen Teilaufgaben in einem technischen Konzept vereint, welches in Abbildung 16 abgebildet ist. Wie dargestellt besteht die Wärmeübergabestation aus vier Wärmeübertragern, einer Wärmepumpe sowie eines thermischen Speichers, in welchem sich ein Tauchsieder befindet. Linksseitig des thermischen Speichers befinden sich Komponenten zum Wärmeintritt in die Übergabestation (Erzeuger), rechtsseitig kann Wärme ausgespeist werden (Verbraucher). Die Wärmepumpe ist im Erzeugerrücklauf platziert, um einen möglichst geringen Temperaturhub zwischen Kühlwasser-Abwärme und Übergabestation zu ermöglichen. Das dargestellte technische Konzept erlaubt verschiedene Betriebsmodi, welche nachfolgend erläutert werden:

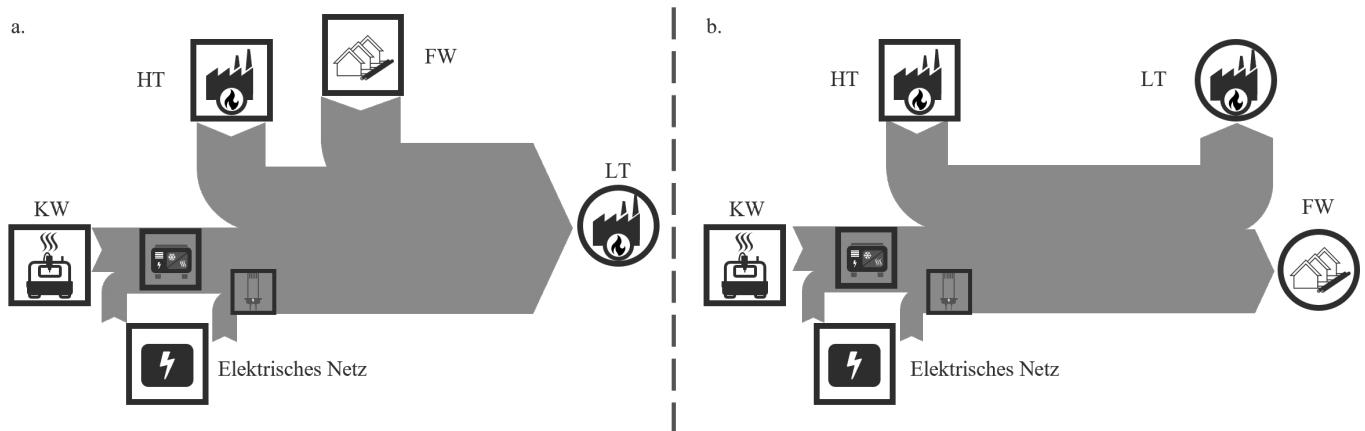


Abbildung 17: Betriebsmodi der energieflexiblen Wärmeübergabestation. a: COMBI-SUPPLY, b: COMBI-FEED-IN. FW: Fernwärme, HT: industrielles Hochtemperaturnetz, KW: industrielles Kühlwassernetz, NT: industrielles Niedertemperaturnetz, TS: Tauchsieder, WP: Wärmepumpe. In Anlehnung an [25].

- **SUPPLY:** Das industrielle Niedertemperaturwärmenetz wird über Fernwärme versorgt.
- **COMBI-SUPPLY:** Das Niedertemperaturwärmenetz wird über Fernwärme und das industrielle Hochtemperaturwärmenetz versorgt (Abbildung 17a).
- **FEED-IN:** Das Fernwärmennetz wird über das Hochtemperaturwärmenetz versorgt.
- **COMBI-FEED-IN:** Das Fernwärmennetz und das Niedertemperaturwärmenetz werden über das Hochtemperaturwärmenetz versorgt (Abbildung 17b).

Die Betriebsmodi erlauben folglich eine möglichst flexible Kombination verschiedener Wärmequellen. In jedem der Betriebsmodi besteht zudem die Möglichkeit industrielle Niedertemperaturabwärme (über die Wärmepumpe) sowie Strom zur Versorgung zu nutzen. Für das dargestellte technische Konzept wurde eine erstes Simulationsmodell in Modelica erstellt und hinsichtlich Funktionalität erprobt. Die ersten Simulationsergebnisse haben dabei gezeigt, dass die Anforderungen durch das technische Konzept erfüllt werden.

Entwicklung der spezifischen Simulationsmodelle

Im zweiten Schritt wurden die Simulationsmodelle des industriellen Energiesystems, der Wärmeübergabestation sowie eines vereinfachten Fernwärmennetzes entwickelt und generalisiert, um weitergehende gesamtsystemische Simulationsstudien durchzuführen, was in [45] vorgestellt wurde. Die in ihrer Grundstruktur funktionale Wärmeübergabestation wurde im Anschluss an die ersten Simulationsstudien in einem Simulationsmodell modularisiert. Diese Modularisierung ermöglicht die aufwandsarme Anbindung an Modelle verschiedener industrieller Energiesysteme. Weiterhin wurden Simulationsmodelle erstellt, welche eine möglichst flexible Abbildung verschiedener industrieller Energiesysteme ermöglichen sollen. Hierzu wurde eine Modell-Grundstruktur des industriellen Energiesystems entwickelt, welche dieses in drei kaskadierte thermische Netze zzgl. der Wärmeübergabestation unterteilt. Diese Grundstruktur ist in Abbildung 18 dargestellt.

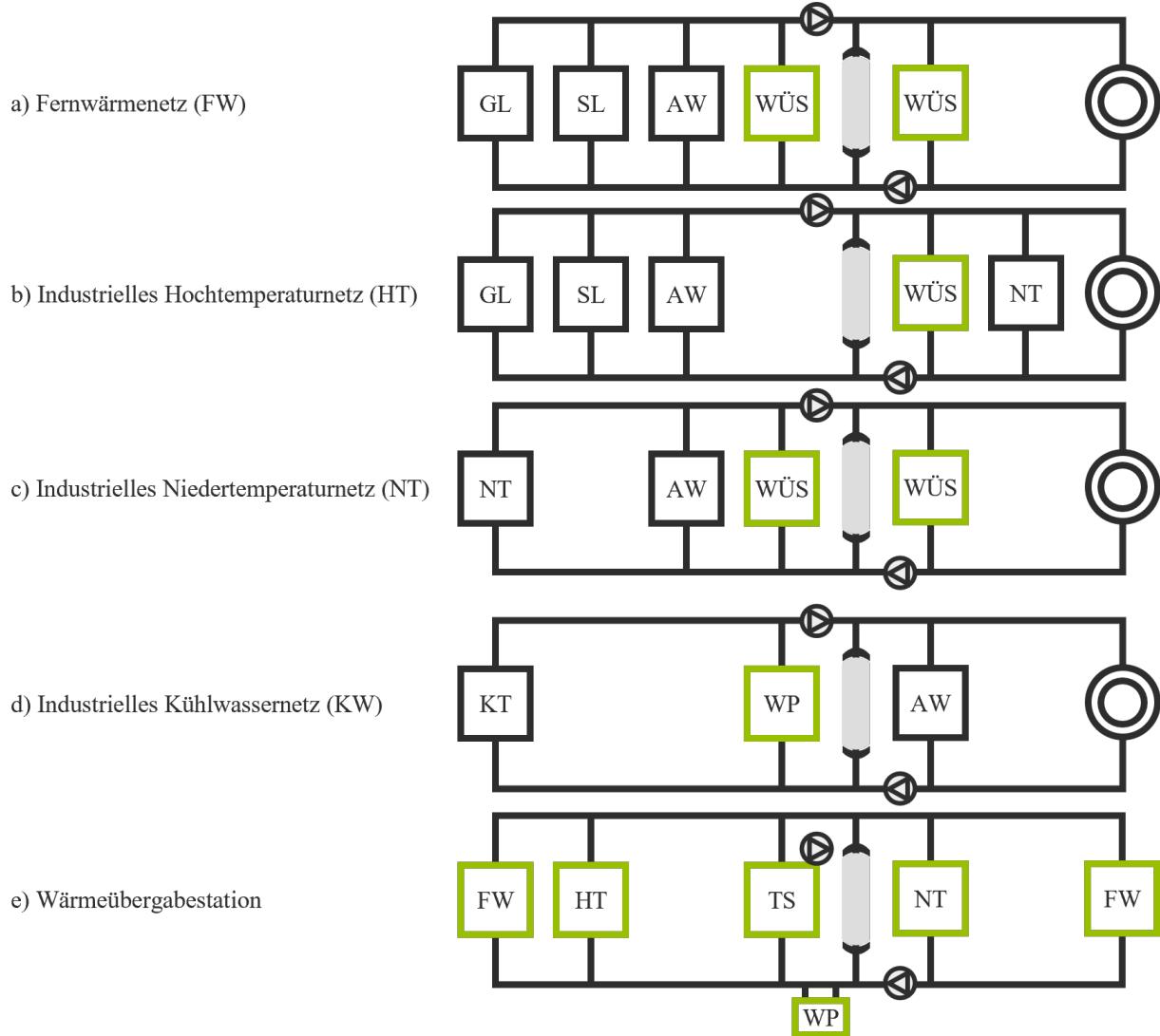


Abbildung 18: Grundstruktur der modularen Simulationsmodelle. AW: Abwärme, GL: Grundlast, KT: Kühlerturm, SL: Spitzenlast, WÜS: Wärmeübergabestation. In Anlehnung an [46].

| Konfiguration | HT | | FW | |
|----------------|------------|---------------|------------|---------------|
| | GL | SL | GL | SL |
| Konventionell | KWK | Gaskessel | KWK | Gaskessel |
| Progressiv | Wärmepumpe | Gaskessel | Wärmepumpe | Gaskessel |
| Elektrifiziert | Wärmepumpe | Elektrokessel | Wärmepumpe | Elektrokessel |

Tabelle 4: Konfigurationen der Simulationsmodelle. FW: Fernwärmennetz, GL: Grundlast, HT: Hochtemperaturnetz, SL: Spitzenlast.

Das industrielle Hochtemperaturnetz versorgt Produktionsprozesse auf einem höheren Temperaturniveau ($> 80^{\circ}\text{C}$). Hierbei sind Platzhalter für einen Grundlast- und Spitzenlastenergiewandler vorgesehen, für welche beliebige Technologieformen gewählt werden können. Weiterhin besteht die Möglichkeit industrielle Abwärme direkt einzubinden. Die Wärmeübergabestation ist als Verbraucher angebunden, kann also lediglich Wärme aus dem industriellen Hochtemperaturnetz beziehen. Hingegen ist die Wärmeübergabestation als Erzeuger an das industrielle Niedertemperaturnetz angebunden - dieses wird primär zur Versorgung von Raumwärme ($< 80^{\circ}\text{C}$) verwendet. Kühlprozesse werden über das industrielle Kühlwassernetz versorgt. Je nach Prozess sind hierbei Vorlauftemperaturen von 5°C bis 30°C realistisch. Die Wärmeübergabestation ist indirekt über die darin enthaltene Wärmepumpe an das Kühlwassernetz angebunden - somit kann industrielle Niedertemperaturabwärme genutzt werden. Für die Erprobung der Simulationsmodelle wurde in gleicher Form ein vereinfachtes Modell eines Fernwärmesystems mit Grundlast und Spitzenlast modelliert. Die Wärmeübergabestation ist hierbei sowohl als Erzeuger, wie auch als Verbraucher eingebunden.

Im Zuge des Projektes wurden mithilfe der Modell-Grundstruktur verschiedene Systemkonfigurationen abgebildet, welche auch zukünftige Versorgungssysteme abbilden können. Diese Konfigurationen sind in Tabelle 4 dargestellt. Sowohl für das industrielle Hochtemperaturnetz wie auch das Fernwärmennetz werden für den Grundlast- und Spitzen-Energiewandler verschiedene Technologieformen verwendet. Die konventionelle Konfiguration beschreibt eine Industrie-typische Kombination aus KWK-Anlage und Gaskessel. In der progressiven Konfiguration wird angenommen, dass eine Luft-Wasser-Wärmepumpe die KWK-Anlage als Grundlast-Energiewandler ersetzt. Eine vollständige Elektrifizierung beschreibt die elektrifizierte Konfiguration. Hierbei wird weiterhin der Gaskessel als Spitzenlast-Energiewandler durch einen Elektrokessel ersetzt.

Um die Simulationsmodelle in einer Simulationsstudie zu erproben, wurde ein vereinfachtes Einsatzplanungsmodell als mathematisches Optimierungsmodell [29] in einer Python-Umgebung implementiert und an die Simulation gekoppelt (Abbildung 19). Die dargestellte Konfiguration wurden genutzt, um in einer Simulationsstudie das Potenzial zur Nutzung von Abwärme eines beispielhaften technischen Systems zu ermitteln. Hierbei wurden Energiedaten aus dem realen Betrieb der ETA-Fabrik verwendet; im vereinfachten Optimierungsmodell (MILP) wurden die betriebsbedingten Kosten beider Sub-Systeme (industrielles Energiesystem und Fernwärme) minimiert.

Die Ergebnisse der Simulationsstudie unterstreichen den positiven Effekt der Fernwärmeanbindung des industriellen Energiesystems über die energieflexible Wärmeübergabestation. Während die Scope-1-Emissionen der konventionellen Konfiguration erheblich gesenkt werden können, profitieren die Scope-2-Emissionen im Falle von starker elektrifizierten Systemen. In Bezug auf die industrielle Abwärme kann das Nutzungspotenzial von 11 % auf 66 % im Sommer und von 31 % auf

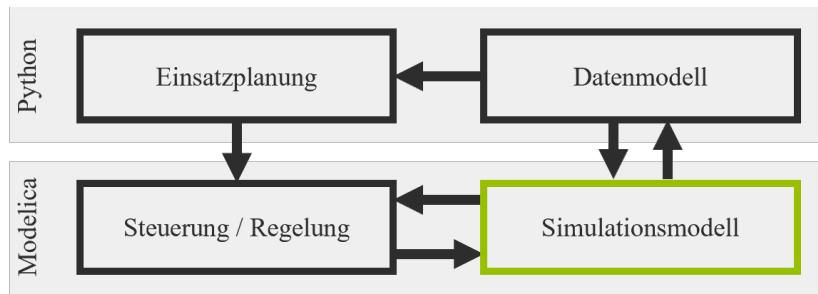


Abbildung 19: Verknüpfung von Einsatzplanung und Simulationsmodellen zur Durchführung der Simulationsstudie. In Anlehnung an [46].

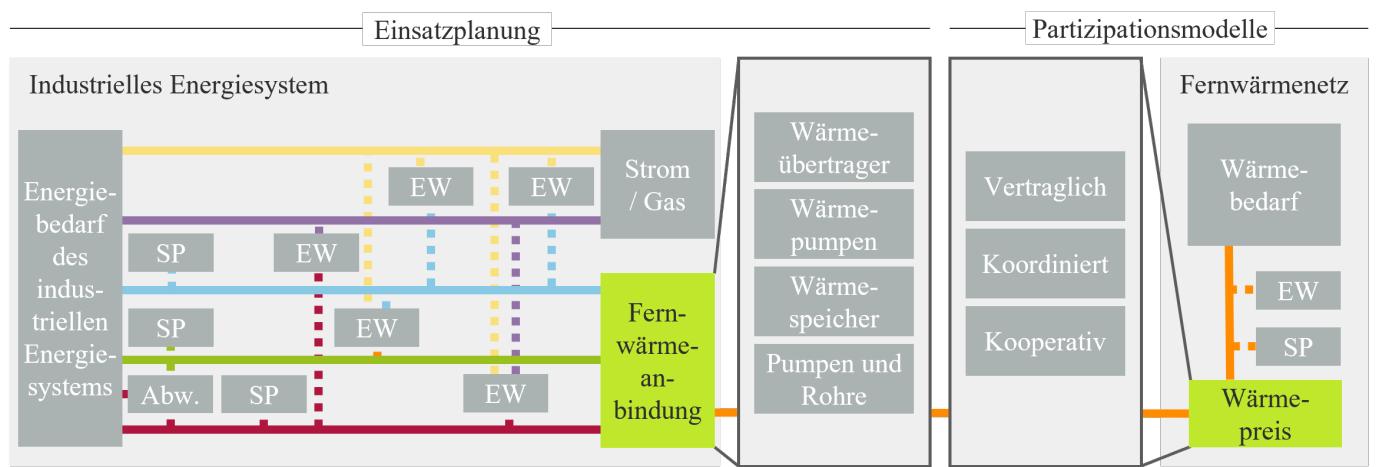


Abbildung 20: Systemgrenze für die Einsatzplanung und die Integration von Partizipationsmodellen. Farbige Linien zeigen Energienetze (Gelb: Strom, Lila: Gas, Blau: Kühlnetz, Grün, Orange: Wärmenetze mit unterschiedlichen Temperaturniveaus), Abw.: Abwärme, EW: Energiewandler, SP: Energiespeicher. In Anlehnung an [27].

64 % im Winter erhöht werden. Über alle Szenarien und Konfigurationen hinweg kann ein gesamtwirtschaftlicher Nutzen erzielt werden, der die Betriebskosten des industriellen Energiesystems um bis zu 14 % reduziert. Insbesondere die Preisbildungsmechanismen haben einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse, sodass diese genauer untersucht werden sollten.

Entwicklung von Betriebsstrategien unter technischen Rahmenbedingungen

Im dritten Schritt wurde die Einsatzplanung des industriellen Energiesystems und damit das mathematische Optimierungsmodell weiterentwickelt und analysiert. Hierbei wurden insbesondere verschiedene Preisbildungsmechanismen an der Schnittstelle zum Fernwärmennetz erforscht. Die Modelle und Ergebnisse wurden in [27] vorgestellt. Im Folgenden wird zunächst das mathematische Optimierungsmodell (MILP) des industriellen Energiesystems beschrieben (Einsatzplanung in Abbildung 20), anschließend die Preisbildungsmechanismen als Partizipationsmodelle am Fernwärmennetz (Partizipationsmodelle in Abbildung 20) und schließlich ausgewählte Ergebnisse der Analysen.

Das mathematische Optimierungsmodell besteht aus verschiedenen Systemkomponenten und

kann je industriellem Energiesystem modular zusammengestellt (Optimierungsbibliothek) und über die Fernwärmeanbindung an ein Modell eines Fernwärmennetzes angeschlossen werden. Seine Hauptanwendung ist die Optimierung der Day-Ahead-Einsatzplanung des industriellen Energiesystems und die Kommunikation der Wärmeübertragung mit dem Fernwärmennetzbetreiber. Als allgemeine Zielfunktion des industriellen Energiesystems wird die Minimierung der Einsatzkosten C^{IES} festgelegt (Gleichung 51). Die Zielfunktion setzt sich aus den Kosten für den Energiebezug von Strom und Gas (c_t^{el} , c_t^{gas}) zusammen. Weitere Kostenterme sind die Kosten für Emissionen als CO₂-Äquivalent c^{CO2} und der Leistungspreis des Strombezugs c^{peak} . Die Kosten für die Wärme an der Schnittstelle zum Fernwärmennetz werden in den Partizipationsmodellen beschrieben und integriert.

$$\min C^{IES} = \min c^{peak} \cdot P^{max} + \sum_{t \in \mathcal{T}} c_t^{el} \cdot P_t^{el} + c_t^{gas} \cdot P_t^{gas} + c^{CO2} \cdot P_t^{CO2}. \quad (51)$$

Das industrielle Energiesystem sowie die Fernwärmeanbindung können aus verschiedenen Systemkomponenten bestehen, so Energiewandlern, -speichern und -netzen.

Energiewandler \mathcal{C} wie Blockheizkrafterke, Wärmepumpen oder Gaskesseln werden mittels generalisiertem MILP Modell definiert, dass die Energiebilanz des Systems aufstellt und eine Teillastlinearisierung integriert (Gleichungen 52). Die eingehende Leistung $P_{i,t}^{in}$ und ausgehende Leistung $P_{i,t}^{out}$ sind anhand der Nennleistung $P_i^{out,max}$, des Wirkungsgrads $\eta_{i,t}$ sowie des Teillastfaktors $PLR_{i,t}$ (Part load ratio) und Leistungsfaktors $PFR_{i,t}$ (power faktor ratio) definiert. Der Leistungsfaktor ist hierbei als stückweise Linearisierung des Teillastfaktors modelliert. Im Betrieb eines Energiewandlers wird der Teillastfaktor hierzu auf den minimalen Wert PLR_i^{min} mit der binären Entscheidungsvariablen $x_{i,t}$ limitiert. Energiewandler mit mehr als einer Eingangs- oder Ausgangsleistung wird die entsprechende Leistungsvariable anhand der Wirkungsgrade aufgeteilt.

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{out} &= PLR_{i,t} P_i^{out,max} && \forall i \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T}, \\ P_{i,t}^{in} &= PFR_{i,t} P_i^{out,max} / \eta_{i,t} && \forall i \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T}, \\ PFR_{i,t} &= f(PLR_{i,t}) && \forall i \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T}, \\ x_{i,t} \cdot PLR_i^{min} &\leq PLR_{i,t} \leq x_{i,t} && \forall i \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T}. \end{aligned} \quad (52)$$

Energiespeicher \mathcal{S} wie Wärmespeicher oder Batterien werden als Energiebilanz bezogen auf die gespeicherte Energie $E_{i,t}$, den Eingangs- und Ausgangsleistungen, der Lade- und Entladeeffizienz sowie einem Energieverlustkoeffizienten k_i^{loss} (Gleichungen 53) modelliert. Δt ist hier die Zeitschrittänge. Die gespeicherte Energie wird auf die Nennkapazität E_i^{max} .

$$\begin{aligned} E_{i,t+1} &= (1 - k_i^{loss} \cdot \Delta t) \cdot E_{i,t} + \Delta t \cdot (P_{i,t}^{in} \cdot \eta_{i,t} - P_{i,t}^{out} / \eta_{i,t}) && \forall i \in \mathcal{S}, t \in \mathcal{T}, \\ E_{i,t} &\leq E_i^{max} && \forall i \in \mathcal{S}, t \in \mathcal{T}. \end{aligned} \quad (53)$$

Energiennetze \mathcal{N} werden ebenfalls als Energiebilanz modelliert (Gleichung 54). Die Ausgangsleistungen für alle, an das Energiennetz angeschlossenen, Energiewandler \mathcal{C}_n^{out} und -speicher \mathcal{S}_n müssen gleich der Eingangsleistungen aller angeschlossenen Energiewandler \mathcal{C}_n^{in} und -speicher sowie dem Energiebedarf des Energiennetzes $P_{n,t}^{demand}$ sein. Zudem kann Abwärme $P_{n,t}^{wh}$, z. B. aus Druckluftkompressoren oder Wärmebehandlungsofen bei Wärmennetzen in die Gleichung integriert werden.

$$\sum_{i \in \mathcal{C}_n^{out}} P_{i,t}^{out} + \sum_{i \in \mathcal{S}_n} P_{i,t}^{out} + P_{n,t}^{wh} = \sum_{i \in \mathcal{C}_n^{in}} P_{i,t}^{in} + \sum_{i \in \mathcal{S}_n} P_{i,t}^{in} + P_{n,t}^{demand} \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (54)$$

| Parameter | Vertraglich | Koordiniert | Kooperativ |
|------------------|---------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Wärmepreis | Unelastisch | Elastisch | kein direkter Preis |
| Wärmeübertragung | Besichert oder frei | Anhand Grenzkostenkurve | Geringste gemeinsame Kosten |
| Fernwärmennetzes | Keine Modellierung | Grenzkostenkurve (LP) | Als MILP |
| Zielfunktion | Entkoppelt | Antizipation (bilevel) | Zusammenführung |

Tabelle 5: Partizipationsmodelle aus Sicht des industriellen Energiesystems.

Abhängig von den Preisbildungsmechanismen des Fernwärmennetzes wurden drei Paritzitpationsmodelle aus Sicht des industriellen Energiesystems definiert: das vertragliche, das koordinierte und das kooperative Parizipationsmodell. (Tab. 5). Durch Integration der Partizipationsmodelle wird die übergeordnete Zielfunktion des industriellen Energiesystems.

Beim vertraglichen Partizipationsmodell werden die Preisparameter im Voraus festgelegt, diese sind also unelastisch. Die Wärmepreis kann hierbei aus einem Wärmepreis für eine ungesicherte Einspeisung (vom industriellen Energiesystem festgelegt), aber auch aus einem Wärmepreis für eine gesicherte Einspeisung (vom Fernwärmennetz angefragt) sowie Preiskomponenten für den Bezug von Wärme bestehen. Die Zielfunktion des industriellen Energiesystems ändert sich gemäß Gleichung (55), indem Kosten $c_{t,o}^{th}$ der verschiedenen Preisparameter \mathcal{O} für gesicherte und ungesicherte Einspeisung sowie zugekaufte thermische Energie integriert werden. Außerdem wird der Leistungspreis für die gesicherte Einspeisung $c^{th,min}$ integriert, also die thermische Leistung, die immer durch das industrielle Energiesystem zur Verfügung gestellt werden kann. Neben den Nebenbedingungen des industriellen Energiesystems, werden auch Nebenbedingungen zur Beschränkung und Bilanzierung des Wärmetransfers integriert.

$$\min \quad C^{IES} - c^{th,s} \cdot P^{th,s} + \sum_{t \in T} \sum_{o \in \mathcal{O}} \pm c_{t,o}^{th} \cdot P_{t,o}^{th} \quad (55)$$

Im koordinierten Partizipationsmodell wird angenommen, dass im Fernwärmennetz kompetitiv nach spezifischen Wärmepreisen eingespeist wird. Die Einsatzplanung des industriellen Energiesystems muss entsprechend Informationen über die Wärmegrenzkostenkurve des Fernwärmennetzes berücksichtigen. Die Grenzkostenkurve wird hierbei durch die Grenzkosten der Wärmeerzeuger innerhalb des Fernwärmennetzes bestimmt [37] und die Einspeisung von dezentralen Prosumern steht somit in Konkurrenz zu den Wärmeerzeugern des Fernwärmennetzbetreibers. Das Partizipationsmodell wird als koordiniert bezeichnet, da das Fernwärmennetz dem industriellen Energiesystem Wärmegrenzkostenkurve mitteilt. Das industrielle Energiesystem kann Einspeise- und Bezugsmengen mit entsprechenden Wärmepreisen anbieten und dabei antizipieren, wie diese in die Wärmegrenzkostenkurve integriert werden (elastische Preise). Um die Wärmegrenzkostenkurve zu integrieren, ändert sich die Zielfunktion des industriellen Energiesystems gemäß Gleichung (56). Anstelle von Preisen als feste Parameter wie in Gleichung (55) legt das industrielle Energiesystem seine Wärmepreise in Erwartung der Entscheidung des Fernwärmennetzbetreibers [31] fest. Der Fernwärmennetzbetreiber akzeptiert die Menge für die Einspeisung oder den Kauf, die seine Betriebskosten minimiert, die durch ein lineares Problem angenähert werden. Die Entscheidung über die akzeptierte Menge wird in das Optimierungsproblem des industriellen Energiesystems als Nebenbedingung ($P^{th} \in \dots$) aufgenommen, wodurch es in ein nicht-lineares Zwei-Ebenen-Problem umgewand-

delt wird. Die Umformulierung des Problems in ein einstufiges MILP-Problem wird in [27] beschrieben.

$$\begin{aligned} \min \quad & C^{\text{IES}} + \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{o \in \mathcal{O}} \pm c_{t,o}^{\text{th}} \cdot P_{t,o}^{\text{th}} \\ P_{t,o}^{\text{th}} \in \operatorname{argmin} \quad & \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{C}^{\text{DHS}}} c_{i,t}^{\text{DHS}} \cdot P_{i,t}^{\text{DHS}} + \sum_{o \in \mathcal{O}} \mp c_{t,o}^{\text{th}} \cdot P_{t,o}^{\text{th}} \end{aligned} \quad (56)$$

Im kooperativen Partizipationsmodell integrieren das industrielle Energiesystem und das Fernwärmennetz ihre Einsatzplanung mit dem gemeinsamen Ziel, die Einsatzkosten zu minimieren. Die Gesamteinsparungen werden anschließend zwischen beiden Parteien aufgeteilt. Der Anteil jeder Partei muss in Abhängigkeit von der Gesamtaufwendungen ausgehandelt werden, eine explizite Festlegung eines Wärmepreises ist jedoch nicht erforderlich. Die Zielfunktion der Einsatzplanung des industriellen Energiesystems wird um die Zielfunktion des Fernwärmennetzes C^{DHS} erweitert (Gleichung 57). Darüber hinaus wird in diesem Partizipationsmodell das Fernwärmennetz analog zum Detailgrad des industriellen Energiesystems als MILP modelliert.

$$\min \quad C^{\text{IES}} + C^{\text{DHS}} \quad (57)$$

Die Einsatzplanung mit Integration der Partizipationsmodelle wurde anhand eines Industrieanwendungsfalls erprobt, um die Auswirkungen der Fernwärmeanbindung sowie der Partizipationsmodelle auf die Einsatzplanung bzw. Betriebsstrategien des industriellen Energiesystems zu analysieren. Hierzu wurden Energiebedarfsdaten von repräsentativen Sommer- und Winterwochen sowie die Datenblätter der einzelnen technischen Systemkomponenten zur Modellierung des Anwendungsfalls genutzt. In der Sommerwoche sinkt der Strombezug des Gesamtsystems, da das industrielle Energiesystem aufgrund der Wärmeeinspeisung die KWK-Anlagen stärker nutzen kann, was zu einem höheren Gasbezug führt. In der Winterwoche arbeiten die KWK-Anlagen des industriellen Energiesystems bereits ohne Nutzung der Fernwärmeanbindung nahezu unter Volllast. Die Wärmeeinspeisung besteht dann hauptsächlich aus der Abwärme der Kühlwassernetze. Die Ergebnisse eines industriellen Anwendungsfalls zeigen, dass durch die Kopplung von industriellem Energiesystem und Fernwärmennetz eine höhere Auslastung von Abwärme und KWK-Anlagen erreicht werden kann (Abbildung 21). Die Einsparungen sind dabei stark abhängig vom Partizipationsmodell, im kooperativen Partizipationsmodell können die höchsten Gesamteinsparungen erreicht werden, im koordinierten Partizipationsmodell kann das industrielle Energiesystem die höchsten Einsparungen erzielen. Über die Partizipationsmodelle hinweg können die Gesamtkosten um bis zu 4,4 % und die Emissionen um bis zu 1,5 % reduziert werden.

Entwicklung eines lokalen Handelsagenten

Aufbauend auf den Erkenntnissen der ersten drei Schritte, wurde im vierten Schritt für die Partizipation am Wärmemarkt ein vereinfachter Handelsagent entwickelt. Dieser Ansatz basiert auf einem regelbasierten Algorithmus zur Gebotserstellung und wurde in [28] vorgestellt. Zur Erzeugung der Gebote wurde das Prinzip der Wärmegrenzkostenkurve mit dem komplexen Aufbau industrieller Energiesystem in einer ganzheitlichen Methode gekoppelt. Im Folgenden wird hierzu das entwickelte Konzept der kaskadierten Grenzkostenkurve sowie der zur Gebotserstellung entwickelte Algorithmus und schließlich erste Ergebnisse der Anbindung an den Wärmemarkt vorgestellt.

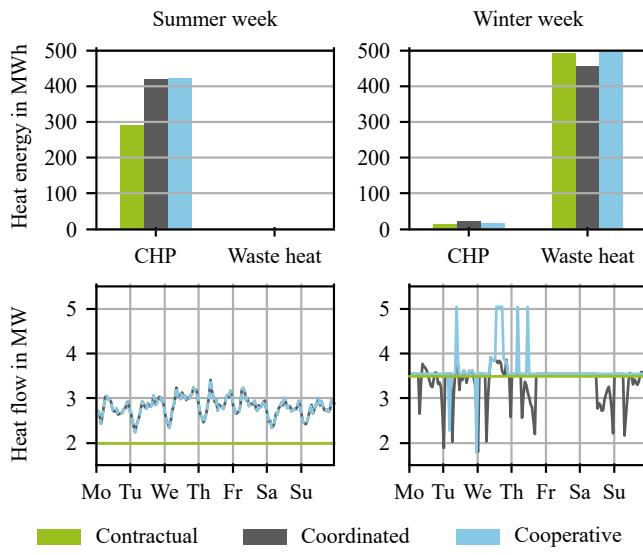


Abbildung 21: Ergebnisse der Integration von Partizipationsmodellen für die energieflexible Fabrik. In Anlehnung an [27].

Die kaskadierte Wärme-Grenzkostenkurve wurde konzipiert, um die Wärmebilanz für jeden Zeitschritt über mehrere thermische Netze bezogen auf eine konkrete Schnittstelle der Fernwärmeanbindung zu quantifizieren und daraus Kauf- und Verkaufangebote abzuleiten. Wie die Wärmegrenzkostenkurve für ein thermisches Netz aufgebaut wird, ist in [37] beschrieben. Zur Berechnung der kaskadierten Wärmegrenzkostenkurve muss im ersten Schritt für jedes thermische Netz der Wärme bzw. Kältebedarf sowie die Wärme- bzw. Kälteerzeugungsleistung mit entsprechenden spezifischen Energiekosten errechnet werden. Da industrielle Energiesystem aus mehreren miteinander verbundenen thermischen Netzen bestehen können, muss anschließend die Wärmegrenzkostenkurve zunächst für jedes thermische Netz erstellt und anschließend die potenzielle Wärmeübertragung zwischen den thermischen Netzen integriert werden. Abbildung 22 zeigt die kaskadierte Wärmegrenzkostenkurve beispielhaft für drei thermische Netze. Das Hochtemperaturnetz ist über einen Wärmeübertrager mit dem Niedertemperaturnetz verbunden. So kann je nach maximaler Leistung des Wärmeübertragers thermische Energie vom Hochtemperaturnetz in das Niedertemperaturnetz übertragen werden. Außerdem kann Wärme aus dem Kühlwassernetz, das Abwärme aus Produktionsprozessen enthält, über die Wärmepumpe in das Niedertemperaturnetz eingebunden werden. Je nach Leistungszahl der Wärmepumpe unterscheidet sich die Heizleistung von der Kühlleistung. Ist das Fernwärmennetz an das Niedertemperaturnetz des industriellen Energiesystems angeschlossen, kann eine Wärmegrenzkostenkurve für die Wärmeübergabestation abgeleitet werden (graue Flächen). Wie in [37] erläutert, vernachlässigt auch die kaskadierte Wärmegrenzkostenkurve das Teillastverhalten der Energiewandler, um eine lineare Berechnung für einzelne Netze zu ermöglichen.

Zur Berechnung einer generischen kaskadierten Wärmegrenzkostenkurve für beliebig viele thermische Netze wurde im Rahmen des Projekts ein Algorithmus entwickelt (Abbildung 23). Der Algorithmus ist in zwei Ebenen unterteilt, die Fabrikebene und die Netzebene. Zunächst wird die Fabrik mit allen Komponenten wie Wärmenetzen, Netzverbindungen, Energiewandlern, Abwärme-

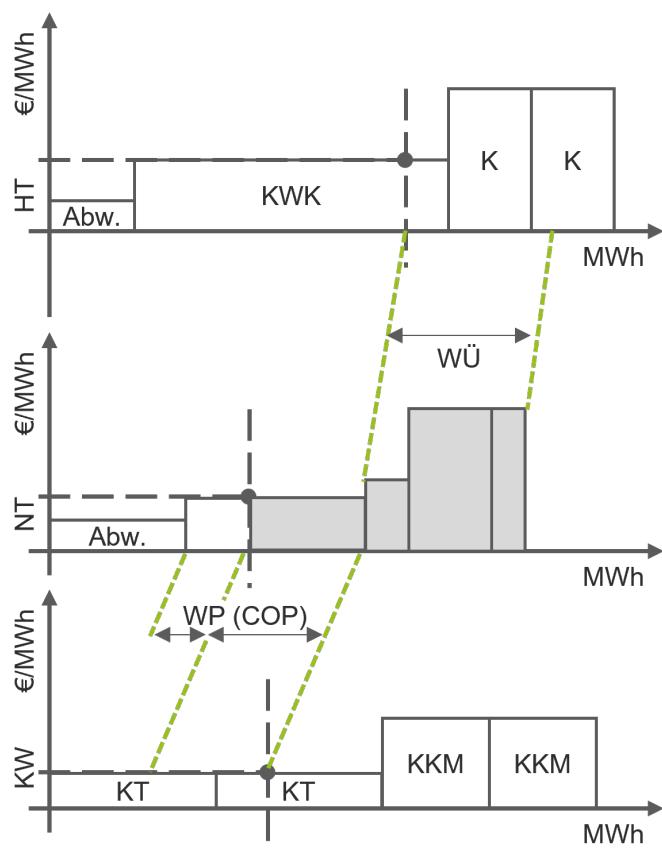


Abbildung 22: Prinzip der kaskadierten Grenzkostenkurve. Abw.: Abwärme, COP: Coefficient of Performance (Leistungszahl), HT: Hochtemperaturnetz, K: Kessel, KKM: Kompressionskältemaschine, KT: Kühliturm, KW: Kühlwassernetz, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, NT: Niedertemperaturnetz, WP: Wärmepumpe, WÜ: Wärmeübertrager. In Anlehnung an [28].

quellen und Energiebedarf initialisiert. Dann wird auf der Netzebene iterativ für jedes Wärmenetz die Wärmegrenzkostenkurve der Wärmebereitstellung (Energiewandler und Abwärmequellen) für jedes Wärmenetz, das in das aktuelle Wärmenetz (übergeordnete Netze) einspeisen kann, festgelegt. So werden alle Wärmequellen zur Deckung des internen Bedarfs berücksichtigt, um Angebot und Nachfrage für jedes Wärmenetz aufeinander abzustimmen. Beispielsweise werden in einem Wärmenetz, das über Wärmeübertrager an ein Dampfnetz mit höherer Temperatur angeschlossen ist, alle internen Wärmequellen sowie alle Wärmequellen innerhalb des angeschlossenen Dampfnetzes berücksichtigt. Auf der Fabrikebene kann ein Gesamtgleichgewicht von Wärmeangebot und -nachfrage durchgeführt werden. Aufgrund der Netzverbindungen können einige Wärmequellen mehr als einmal in der Gesamtmenge aller Wärmegrenzkostenkurven auf Netzebene vorkommen. Aus diesem Grund wird im nächsten Schritt nur die günstigste Übereinstimmung zwischen Wärmeangebot und -nachfrage ausgewählt. Die übertragene Energiemenge wird dann sowohl von der Wärmequelle als Kapazitätsreduzierung als auch vom Energiebedarf abgezogen. Ist der spezifische Wärmebedarf gedeckt oder die volle Kapazität einer Wärmequelle ausgeschöpft, werden diese aus der Fabrik entfernt. Die Wärmegrenzkostenkurve der Netze innerhalb der resultierenden Fabrik mit angepassten Wärmequellen und -bedarfen wird dann rekursiv erneut berechnet, bis keine passenden Wärmebedarfe und -quellen mehr vorhanden sind.

Die kaskadierte Wärmegrenzkostenkurve kann für verschiedene Anwendungen genutzt werden. Im Rahmen der Einsatzplanung kann das industrielle Energiesystem bestimmen, welche Energiemenge es auf der Grundlage der erzielbaren Gewinne bereitstellt, sofern die Wärmepreise bekannt sind. Wenn das Preisschema durch einen Wärmemarkt ermittelt wird, kann die kaskadierte Wärmegrenzkostenkurve verwendet werden, um dem Fernwärmennetz Gebote zu übermitteln.

Die Berechnung und Nutzung der kaskadierten Wärmegrenzkostenkurve wurde anhand eines Industrieanwendungsfalls mit fünf thermischen Netzen getestet. Im Anwendungsfall wurde die kaskadierte Wärmegrenzkostenkurve auf stündlicher Basis für ein Basisjahr berechnet. Abbildung 22 zeigt das monatliche mittlere Wärmebereitstellungspotenzial nach Anwendung der kaskadierten Wärmegrenzkostenkurve. Die verschiedenen Wärmequellen sind nach ihrem Preis von unten nach oben gestapelt. Es ist ein deutlicher Trend zu einem Wärmeüberschuss in den Sommermonaten aufgrund eines erhöhten Kühlbetriebs zu erkennen. Die verfügbare Abwärme aus der Druckluftbereitstellung ist das ganze Jahr über nahezu konstant. In den Wintermonaten kann der Kesselbetrieb einen Teil der Defizite aus dem fehlenden Kühlbedarf ausgleichen. Der Industrieanwendungsfall zeigt, dass der vorgestellte Algorithmus die Komplexität mehrerer Wärmenetze mit verschiedenen Wärmequellen in eine kaskadierte Wärmegrenzkostenkurve umwandeln kann, die für die Gebotserstellung und damit Wärmeintegration in Fernwärmennete genutzt werden kann.

Die Erkenntnisse aus diesem Arbeitspaket wurden genutzt, um einen Handelsagenten einer flexiblen Fabrik prototypisch im Gesamt-Softwarearchitektur zu erproben als auch das Wärmenetz 2030 mitzugestalten. Ergebnisse des Arbeitspakets sind zudem in die Dissertation [24] eingeflossen.

5.2.6 AP 2.6 Integration Wohn-/Bürogebäude und sonstige Verbraucher

Bezieher von Raumwärme wurden unter Annahme gegebener Umgebungsbedingungen als Abnehmer mit gegebenem Bedarf, minimal erforderlicher Vorlauftemperatur und minimal erreichbarer Rücklauftemperatur modelliert (s. Abschnitt 4.4). Als Eingangsdaten dienten, sofern vorhanden, Daten aus dem Projekt EnEff: Stadt Campus Lichtwiese oder von der Entega. Für weitere Verbraucher

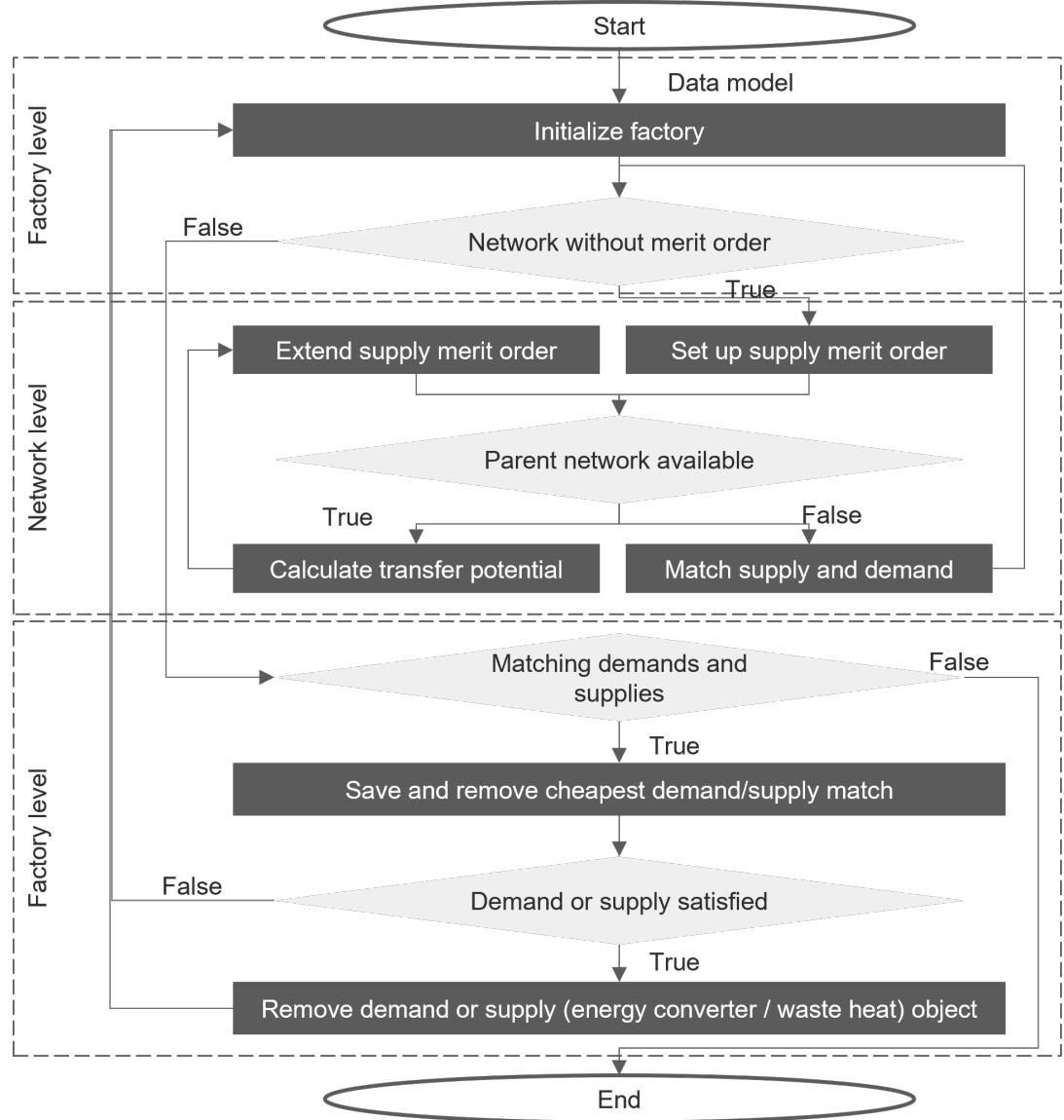


Abbildung 23: Algorithmus zur Gebotserzeugung über die kaskadierte Grenzkostenkurve. In Anlehnung an [28].

wurden basierend auf Standardlastkurven synthetische Verbrauchsprofile erzeugt, basierend auf Annahmen zu Anzahl von Haushalten sowie Art und Größe gewerblich genutzter Flächen [23, 17]. Grundlage hierfür bildete Norm VDI 4655 [13] für häusliche Verbraucher und synthetische Gaslastprofile für Nichtwohngebäude [18].

5.3 TP 3 Methoden für die mathematische Optimierung mit Wärmegleichungen

Der Fokus des TP 3 lag auf der Bestimmung von optimalen Betriebsstrategien basierend auf minimalen Betriebskosten. Hierbei sollten die zugehörigen Modelle die physikalischen Eigenschaften des Wärmenetzes möglichst genau abbilden und gleichzeitig möglichst gut lösbar sein. Um die Lösbarkeit zu verbessern wurden verschiedene Methoden entwickelt.

5.3.1 AP 3.1 Grundlegende Formulierung des Einsatzoptimierungsproblems

Die Basisformulierung des Optimierungsmodells wurde in Rücksprache mit den anderen Projektteilnehmern erstellt. Ziel des Modells ist die Minimierung der Betriebskosten der Energieversorgung, welche sich aus den Kosten zur Wärmeerzeugung und dem Pumpenbetrieb zusammensetzen. Die Nebenbedingungen basieren auf den physikalischen Eigenschaften des Netzes wie in Abschnitt 4.3.7 erläutert.

Das Optimierungsmodell wurde in der Programmiersprache C implementiert und mit dem nicht-kommerziellen Löser SCIP gelöst, welcher für gemischt-ganzzahlige (nichtlineare) Probleme spezialisiert ist. SCIP verwendet einen „Spatial Branch-and-Bound“ Ansatz zur Lösung des Problems. Dabei wird das Problem sukzessiv in kleinere Unterprobleme zerlegt, die rekursiv gelöst werden [3]. Zur Implementierung zählt das Einlesen der Netzdaten im JSON-Format, sowie das Aufstellen des zu lösenden Systems und die anschließende Bestimmung der (globalen) Lösung. Die Optimierung in SCIP wurde zusätzlich in Python in das gemeinsame Software-Framework eingebunden, um die Möglichkeit zur gemeinsamen Auswertung und zum vereinfachten Vergleich der Ergebnisse zu schaffen, siehe auch Kapitel 5.3.5.

Bidirektionale Netzmodelle Um die mögliche Umkehr der Strömungsrichtung abzubilden, wurden Binärvariablen eingeführt, welche angeben, in welche Richtung der Massenstrom im Rohr gerichtet ist. Mittels dieser Variablen konnten die Nebenbedingungen, wie beispielsweise der Druck- und der Temperaturabfall auf Rohren, entsprechend um die Abhängigkeit von der Strömungsrichtung ergänzt werden. Damit ergab sich schließlich ein Gemischt-ganzzahliges Nichtlineares Problem (MINLP), dessen Lösung, insbesondere für Netze realer Größe, hohe Laufzeiten erzeugte. Im Projekt wurden daher mathematische Methoden untersucht, die darauf abzielten die Anzahl an Binärvariablen zu reduzieren und sogar gänzlich zu eliminieren.

5.3.2 AP 3.2 Konvexe Relaxationen und Schleifen

Die grundlegende Formulierung des Einsatzoptimierungsproblems wurde, um bessere Lösbarkeit zu schaffen, um zusätzliche Nebenbedingungen und Variablenschranken ergänzt, welche sich aus der Netzstruktur ergaben. Insbesondere die Erweiterung des nichtlinearen Optimierungsproblems

um die ganzzahligen Variablen, welche für die Betrachtung von Netzen mit Schleifen notwendig war, hatte einen großen Einfluss auf die Lösungsgeschwindigkeit der globalen Optimierung. Insgesamt ergaben sich bereits für kleine Netzwerke, in denen die Strömungsrichtungen nicht vollständig durch die Netztopologie festgelegt sind, Probleme beim Finden von zulässigen Lösungen. Deshalb wurden verschiedene Ansätze getestet, um den Lösungsprozess zu verbessern. Diese beruhten einerseits darauf bereits im Presolving alle Strömungsrichtungen, die aus der Netztopologie ableitbar sind, zu fixieren. Andererseits wurden durch gezieltes Festsetzen aller übrigen, nicht festgelegten Strömungsrichtungen zulässige initiale Lösungen gefunden.

Erweitertes Presolving Ziel des erweiterten Presolving war es die Anzahl der Variablen, insbesondere der binären Variablen und Gleichungen zu reduzieren. Hierzu wurden zusätzliche Nebenbedingungen eingeführt, die die Strömungsrichtungen über Knoten mit nur einer eingehenden und einer ausgehenden Kanten koppeln, siehe Abbildung 24. Hier sind aggregierte Strömungsrichtungen mit Blau markiert. Diese Eigenschaft folgt direkt aus der Massenerhaltung.

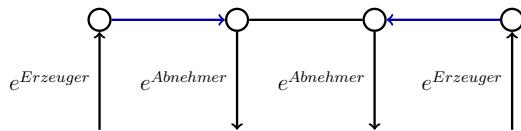


Abbildung 24: Aggregieren von Strömungsrichtungen basierend auf Massenerhaltung – Aggregierte Strömungsrichtungen sind mit Blau markiert.

Zusätzlich wurde ein ergänzender Presolving-Prozess integriert, der für alle Knoten $i \in V$, die nur eine eingehende Kante \tilde{e} besitzen, deren Fluss in den Knoten gerichtet ist, die nichtlineare Temperaturmischungsgleichung durch die folgende Identitätsgleichung ersetzt:

$$T_i = \frac{\sum_{e \in \delta_i^{In}} |\dot{m}_e| T_e^{end}}{\sum_{e \in \delta_i^{In}} |\dot{m}_e|} = \frac{|\dot{m}_{\tilde{e}}| T_{\tilde{e}}^{end}}{|\dot{m}_{\tilde{e}}|} = T_{\tilde{e}}^{end}, \quad (58)$$

wobei δ_i^{In} die Menge aller einfließenden Kanten in den Knoten i beschreibt:

$$\delta_i^{In} := \{(j, i) \in E \mid \dot{m}_{ji} > 0\} \cup \{(i, j) \in E \mid \dot{m}_{ij} < 0\}. \quad (59)$$

Der Ablauf des erweiterten Presolvings ist in Abbildung 25 schematisch dargestellt. Nach dem ersten Presolving wird bestimmt, welche Strömungsrichtungen fixiert sind. Ergeben sich daraus Knoten mit nur einer einfließenden Kante so wird die zugehörige Mischungsgleichung ersetzt. Durch erneutes Presolving werden die entsprechenden Temperaturvariablen eliminiert und damit die Größe des Modells reduziert.

Im Folgenden werden anhand eines im Konsortium entwickelten Beispielszenarios zum Wärmenetz der TU Lichtwiese die Verbesserungen durch das erweiterte Presolving gezeigt. Die Struktur des Netzes ist in Abbildung 26 zu sehen. Das Netz enthält einen Ring und zwei Versorger, die rechts

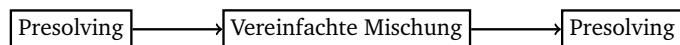


Abbildung 25: Schema Erweitertes Presolving.

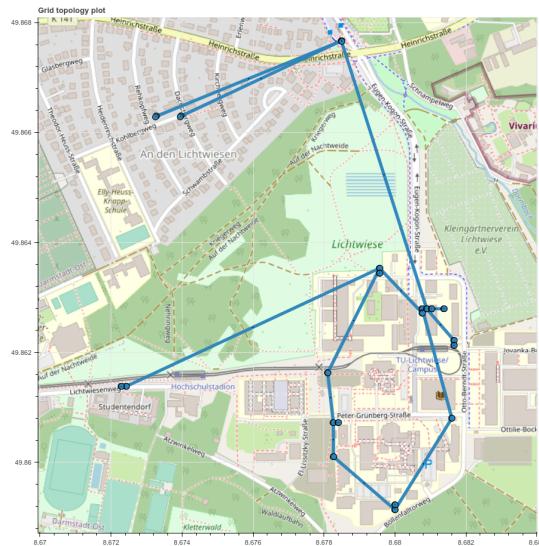


Abbildung 26: Netzstruktur TU Lichtwiese mit zwei Versorgern und einem Ring.

| | #Variablen | #Binärvariablen | #Gleichungen | #Nichtlineare Gleichungen |
|--------------------|------------|-----------------|--------------|---------------------------|
| Ausgangsproblem | 596 | 88 | 709 | 350 |
| Nach 1. Presolving | 351 | 10 | 354 | 277 |
| Nach 2. Presolving | 333 | 10 | 332 | 255 |

Tabelle 6: Modellgröße Optimierung TU Lichtwiese.

neben dem Ring liegen. Tabelle 6 listet die Anzahl der Variablen und Gleichungen des Originalmodells sowie nach dem initialen Presolving und dem erweiterten Presolving. Vom ursprünglichen Modell zum ersten Presolving reduziert sich die Modellgröße stark. Insbesondere die Anzahl an ganzzahligen Variablen nimmt stark ab, da die Strömungsrichtungen auf den Kanten außerhalb des Rings durch das Presolving aggregiert werden. Anschließend reduziert sich im zweiten Presolving durch Eliminieren der Temperaturvariablen noch die Anzahl an nichtlinearen Gleichungen. Zur Bewertung der Verbesserungen durch Einbinden des erweiterten Presolvings wurden 24 verschiedene Szenarien betrachtet, bei denen die geforderte Leistung der Abnehmer variierten. In Abbildung 27 sieht man die Laufzeiten des Optimierungsproblems bis zum Finden der ersten zulässigen Lösung mit und ohne das erweiterte Presolving über alle 24 Szenarien. Insgesamt waren die Laufzeiten ohne das erweiterte Presolving im Schnitt höher als mit dem erweiterten Presolving. Ohne erweitertes Presolving dauerte es durchschnittlich über alle 24 Szenarien etwa 32 Sekunden länger bis eine zulässige Lösung gefunden wird.

Heuristik zum Finden zulässiger Lösungen Der zweite Ansatz, um den Lösungsprozess zu verbessern, war das Einbinden von Heuristiken, die dazu dienen zulässige Lösungen für das Problem zu finden. Da insbesondere das Festlegen der Strömungsrichtungen und damit das Fixieren der Binärvariablen in den flexiblen Wärmenetzen ein Problem darstellen, zielten die entwickelten Heuristiken darauf ab, diese Binärvariablen zu fixieren und durch Lösen des entstehenden NLPs zulässige

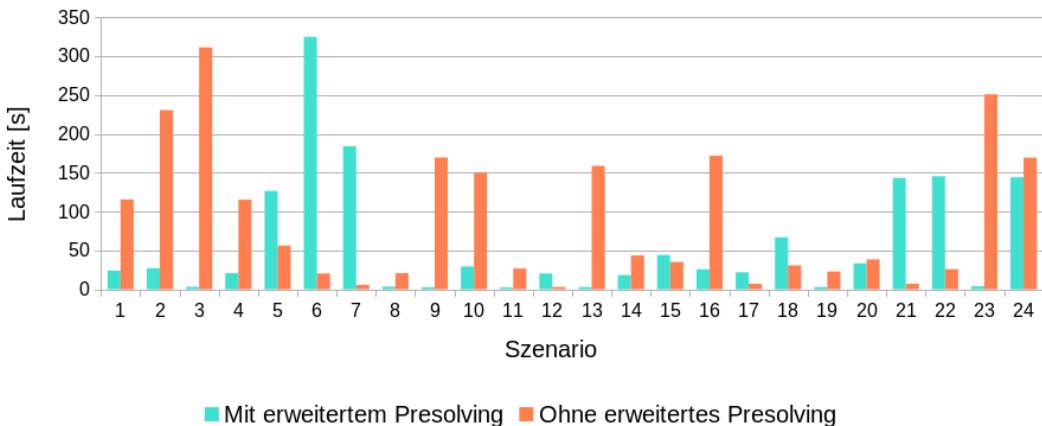


Abbildung 27: Laufzeiten bis zum Finden der ersten zulässigen Lösung am Beispielnetz TU Lichtwiese.

Lösungen für das ursprüngliche Optimierungsproblem zu erhalten.

Im Branch-and-Bound-Ansatz werden in jedem Knoten LP-Relaxierungen der ursprünglichen Modellgleichungen gelöst. Die erste entwickelte Heuristik basierte darauf an jedem Knoten im Branch-and-Bound die LP-Lösung auszulesen und die Strömungsrichtungen auf das ursprüngliche MINLP zu übertragen. Dadurch ergab sich ein NLP, welches einfacher zu lösen ist. Wenn das entstehende NLP zulässig ist, wird damit eine zulässige Lösung für das Ausgangsproblem gefunden.

Ein weiterer Ansatz die Strömungsrichtungen zu fixieren, basierte auf der ausschließlichen Berücksichtigung des hydraulischen Systems. Dabei wurden die Temperaturvariablen und -Gleichungen aus dem Modell entfernt, sodass das Modell nur aus den Gleichungen zu Massenerhaltung (2) und Druckabfall auf den Rohren (26) bestand. Das daraus resultierende NLP wurde gelöst und basierend auf dieser Lösung wurden die Strömungsrichtungen im ursprünglichen MINLP fixiert. Wenn das entstehende NLP zulässig ist, also die Strömungsrichtungen zulässig fixiert wurden, wird dadurch eine zulässige Lösung für das Ausgangsproblem gefunden.

Im Folgenden wird dargestellt, welchen Einfluss diese entwickelten Heuristiken beim Finden zulässiger Lösungen auf ein großes Beispielnetz haben. Als Beispiel wird das gemeinsam entwickelte Netz Darmstadt 2030 betrachtet, welches in Abschnitt 5.4.3 genauer erläutert wird. Zur besseren Auswertung werden wieder 24 verschiedene Szenarien untersucht, welche sich hinsichtlich ihrer Verbraucherbedarfe unterscheiden. Als zeitliches Limit für die Optimierung wurden 60000 Sekunden gewählt. Sowohl mit unseren Heuristiken als auch ohne, wurde innerhalb des Zeitlimits nicht in allen Zeitschritten eine zulässige Lösung gefunden. Ohne Heuristiken wurde in acht Zeitschritten keine zulässige Lösung innerhalb des Zeitlimits gefunden, während dies mit den Heuristiken nur in drei Zeitschritten der Fall war. In Abbildung 28 sind die Laufzeiten mit und ohne Heuristiken bis zum Finden der ersten zulässigen Lösung abgebildet. Zeitschritte, in denen die Laufzeit nicht angegeben ist, sind die Zeitschritte in denen bis zum Abbruch keine Lösung gefunden wurde. Insgesamt ist zu erkennen, dass die Laufzeiten mit Heuristiken niedriger waren. Im Schnitt über alle Zeitschritte, in denen überhaupt eine Lösung gefunden wird, dauerte es mit den entwickelten Heuristiken etwa 7579 Sekunden bis die erste zulässige Lösung gefunden wurde, ohne Heuristiken dauerte es dagegen im Schnitt etwa 8671 Sekunden. In Abbildung 29 sind zusätzlich die Zielfunktionswerte der bestimmten Lösungen mit und ohne die Heuristiken abgebildet. Zu sehen sind sowohl die Zielfunktionswerte der ersten zulässigen Lösungen, als auch die Zielfunktionswerte nach Abbruch. Wieder

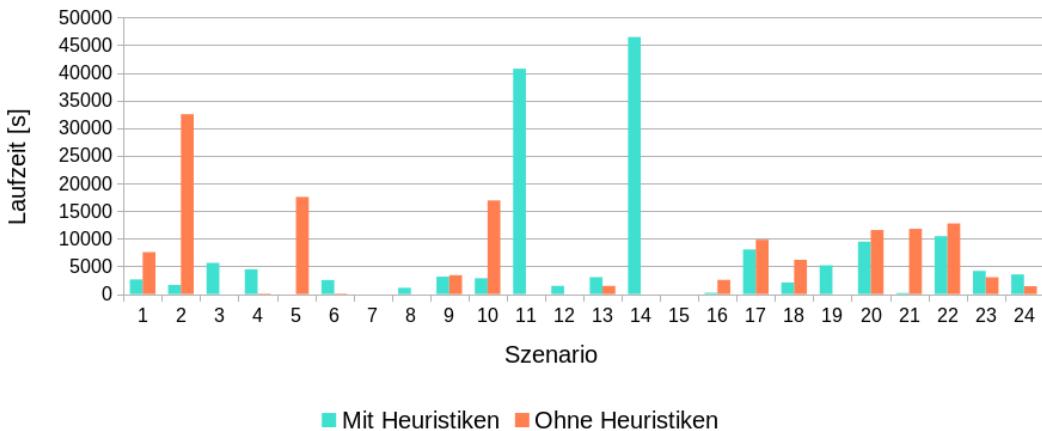


Abbildung 28: Laufzeiten bis zur ersten zulässigen Lösung am Beispielnetz Darmstadt 2030.

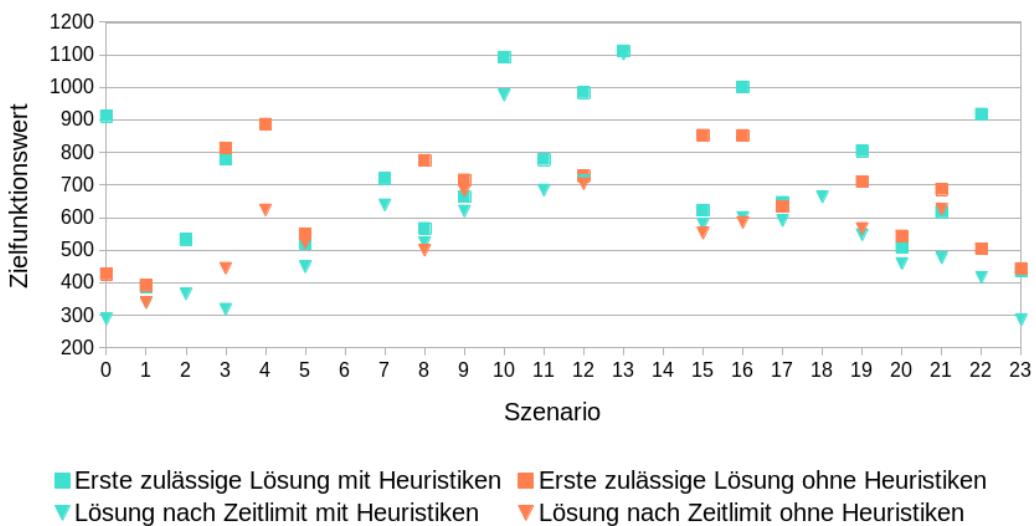


Abbildung 29: Zielfunktionswerte der ersten zulässigen Lösung und der Lösung nach Abbruch durch Zeitlimit am Beispielnetz Darmstadt 2030.

sind Zeitschritte, in denen keine Lösung gefunden wurde, nicht abgebildet. Insgesamt ist zu sehen, dass die erste zulässige Lösung mit den Heuristiken oft schlechter war als die erste zulässige Lösung ohne Heuristiken. Betrachtet man jedoch die Lösungen nach Abbruch der Optimierung, sieht man, dass die Lösungen mit den entwickelten Heuristiken meist besser waren, als die Lösungen ohne die Heuristiken.

5.3.3 AP 3.3 Modellverfeinerungen

Zur Untersuchung der Modellgenauigkeit wurde, zusätzlich zur vereinfachten Version, der Temperaturabfall auf den Rohren mittels exponentieller Gleichung, sowie der Druckabfall auf den Rohren über die Colebrook-White Gleichung implementiert. Dies wurde so umgesetzt, dass es möglich ist das Modell mit den verschiedenen Ansätzen aufzurufen. Diese erweiterten Optimierungsprobleme sind jedoch deutlich komplexer, sodass die Verwendung bei Netzen realer Größe nicht sinnvoll ist.

Das entwickelte Ausgangsproblem der Optimierung wurde durch alle im Projekt relevanten Komponenten und deren physikalischen Eigenschaften ergänzt. Dazu gehörten beispielsweise flexible Verbraucher, Wärmeübertrager und Wärmepumpen. Flexible Verbraucher können sowohl Wärme abnehmen als auch einspeisen. Ähnlich dazu übertragen Wärmeübertrager Wärme von einem Netz mit höherer Temperatur in ein Netz niedrigerer Temperatur, wobei die beiden Netze hydraulisch entkoppelt sind. Wärmepumpen dagegen erzeugen mittels elektrischer Energie Wärme. Die zugrundeliegenden physikalischen Eigenschaften der verschiedenen Komponenten wurden als Nebenbedingungen in das Modell mit aufgenommen, siehe auch Kapitel 4.

Zeitlich gekoppeltes Modell mit Wärmespeichern Ein weiterer im Rahmen des Projektes interessanter Aspekt, war die Berücksichtigung von Wärmespeichern, welche zu einer Kopplung des Modells über mehrere Zeitschritte führt, was die Komplexität des Modells zusätzlich deutlich erhöht. Wie in 5.2.4 beschrieben wurden die Speicher vereinfacht als begrenzte Energiespeicher angesehen, deren interne Vorgänge in der Optimierung nicht aufgelöst wurden. Dabei wurden verfügbare Kapazität bei gegebenen Vor- und Rücklauftemperaturen sowie ein Anfangsladestand herangezogen. Folglich kamen zu dem ursprünglichen Optimierungsproblem für jeden Zeitschritt noch Nebenbedingungen für die eingespeiste oder abgegebene Wärme des Speichers, die Kapazität des Speichers sowie den aktuellen Ladezustand des Speichers hinzu, welche zu einer Kopplung der Zeitschritte führten. Das daraus resultierende Modell ist im Folgenden schematisch dargestellt:

$$\begin{aligned}
 \min & \quad \text{Betriebskosten,} \\
 \text{u.d.N.} & \quad \text{Massenerhaltung,} \\
 & \quad \text{Temperaturmischung,} \\
 & \quad \text{Druckgleichungen,} \\
 & \quad \text{Wärmegleichungen,} \\
 & \quad \text{Speicherwärme,} \\
 & \quad \text{Speicherladezustand,} \\
 & \quad \text{Speicherkapazität.}
 \end{aligned} \tag{60}$$

Im Folgenden werden Modelle betrachtet, bei denen nur ein Speicher und ein Erzeuger vorliegen, wobei der Speicher parallel zum Erzeuger im Netz verbaut ist, siehe Abbildung 30. In diesem Fall

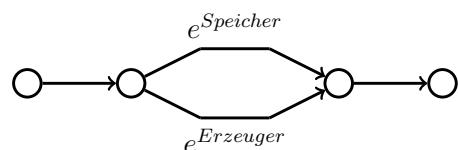


Abbildung 30: Beispiel Speicher parallel zum Erzeuger.

lässt sich das komplexe System in zwei Optimierungsprobleme zerlegen. Im ersten Schritt wird für

jeden Zeitschritt einzeln die optimale Leistungsabgabe an das Netz bestimmt:

$$\begin{aligned}
 \min & \quad \text{Wärmeleistung,} \\
 \text{u.d.N.} & \quad \text{Massenerhaltung,} \\
 & \quad \text{Temperaturmischung,} \\
 & \quad \text{Druckgleichungen,} \\
 & \quad \text{Wärmegleichungen.}
 \end{aligned} \tag{61}$$

Bei dem vorliegenden Modell handelt es sich um das ursprüngliche Optimierungsproblem MINLP aus dem vorherigen Abschnitt, mit angepasster Zielfunktion. Dies wird für jeden Zeitschritt einzeln gelöst. Mit der daraus bestimmten optimalen Wärmeleistung wird daraufhin ein lineares Problem gelöst, welches gekoppelt über alle Zeitschritte $t \in T$, die optimalen Be- und Entladezeitpunkte des Speichers bestimmt:

$$\begin{aligned}
 \min & \quad \sum_{\forall t \in T} \text{Betriebskosten,} \\
 \text{u.d.N.} & \quad \text{Wärmeleistung,} \\
 & \quad \text{Speicherladezustand,} \\
 & \quad \text{Speicherkapazität.}
 \end{aligned} \tag{62}$$

Mit diesem Ansatz wurde im ersten Schritt die benötigte Gesamtleistung basierend auf den gegebenen Eingabedaten bestimmt und im zweiten Schritt entsprechend der benötigten Leistung die optimale Speicherstrategie entwickelt. Basierend auf der geforderten Leistung von Speicher und Erzeuger, wurden die Betriebskosten über alle Zeitschritte minimiert.

Es lässt sich zeigen, dass dieser zweistufige Ansatz im Falle von einem Erzeuger, der parallel zum Speicher verbaut ist, zu einer Optimallösung für das Problem (60) führt. Die Konstruktionsidee beruht darauf den ursprünglichen Erzeuger und den Speicher zu einer neuen Erzeugerkante zusammenzufassen, siehe Abbildung 31. Mittels Massenerhaltung und Temperaturmischung lässt



Abbildung 31: Aggregieren von Erzeuger- und Speicherkante zu einem Super-Erzeuger.

sich beweisen, dass die Wärmeleistung auf der neuen Erzeugerkante, welche durch das erste Optimierungsproblem (61) optimal bestimmt wird, der Leistung von Speicher und ursprünglichem Erzeuger entspricht, Idee siehe Abbildung 32. Die im Problem (61) bestimmte optimale Leistung wird im zweiten Schritt, Problem (62) zurückgeführt auf die optimale Leistung des ursprünglichen Erzeugers und Speichers.

5.3.4 AP 3.4 Robuste Optimierung

Im Rahmen einer Masterarbeit wurde untersucht, welchen Einfluss Unsicherheiten in den Eingabedaten, insbesondere in der geforderten Wärmeleistung der Verbraucher, sowie in der Effizienz



Abbildung 32: Aggregieren von Erzeuger- und Speicherleistung zu Super-Leistung auf Grund von Massenerhaltung und Temperaturmischung.

der Pumpe auf die optimale Lösung haben. Zur Behandlung der Unsicherheiten wurde ein robuster Ansatz basierend auf der worst-case Formulierung von O. Lass und S. Ulbrich gewählt [30]. Der Ansatz führt zu einem min-max-Problem, welches numerisch effizient reformuliert werden kann, wie von Diehl et al. in [10] beschrieben.

Das entstehende Optimierungsmodell wurde in SCIP implementiert und anhand des mit den Projektpartnern entwickelten Szenarios zum Netz Darmstadt 2020 getestet. Durch Unsicherheiten in der Effizienz der Pumpe wurde eine leichte Abnahme der erzeugten Leistung festgestellt. Bei Sinken der Effizienz der Pumpe wurde die Pumpenleistung soweit erhöht, dass auch der Massenstrom anstieg und der Temperaturverlust leicht absank. Durch Unsicherheiten in den Eingabedaten der Abnehmer hingegen stieg wie erwartet die erzeugte Leistung an, jedoch stieg die erzeugte Leistung langsamer an, als die erwartete Leistung der Abnehmer. Zunächst wurde der Massenstrom so weit wie möglich erhöht und erst danach die Vorlauftemperatur angehoben, um zu hohe Temperaturverluste zu vermeiden.

5.3.5 AP 3.5 Integration mit den anderen Arbeitspaketen

Durch Einbindung der Optimierung in das gemeinsame Software-Framework in Python konnte die Optimierung an verschiedenen Beispielnetzen, die mit den anderen Projektteilnehmern gemeinsam entwickelt wurden, getestet und die Ergebnisse mit den anderen Projektteilnehmern verglichen und ausgewertet werden. Für die Einbindung wurde für jeden Zeitschritt die Anpassung der Daten aus dem Gesamtsystem und der Aufruf des Programms zur Berechnung der Lösung, sowie das anschließende Einbinden der Lösung in das Gesamtsystem implementiert. Damit konnten die Netz-zustände basierend auf der bestimmten Lösung simuliert und die Ergebnisse verglichen werden. Das entwickelte Modell konnte dadurch an verschiedenen Unit-Tests, welche mit den anderen Projektpartnern entwickelt wurden, getestet werden. Zusätzlich konnten die entwickelten Methoden an den im Projekt entwickelten Teilnetzen der Technischen Universität (Abschnitt Lichtwiese und Abschnitt Stadtmitte), sowie an dem vereinfachten Netz von Darmstadt Nord getestet werden.

Weiterhin wurde ein Szenario 2030 für den Standort Lichtwiese betrachtet. Dabei wurde das Szenario Lichtwiese 2020 um eine Wärmepumpe im Ring und Verbraucher mit unterschiedlichen Temperaturanforderungen erweitert. Die Ergebnisse der globalen Optimierung zu diesem Szenario wurden mit den Ergebnissen basierend auf dem Modell für den lokalen Handel verglichen. Dabei ergaben sich ähnliche Betriebsstrategien, jedoch konnte die Optimierung zusätzlich die unterschiedlichen Temperaturniveaus im Netz ausnutzen. In Abhängigkeit von den Temperaturbedarfen der Abnehmer werden einzelne Netzabschnitte auf niedrigeren Temperaturen betrieben, wodurch thermische Verluste reduziert und Erzeugungskosten gesenkt werden.

Auch das im Konsortium entwickelte Modell zum Szenario 2030 wurde in die Optimierung eingebunden. Die Laufzeiten dieses komplexen Modells konnten durch Einbindung der in Abschnitt 5.3.2

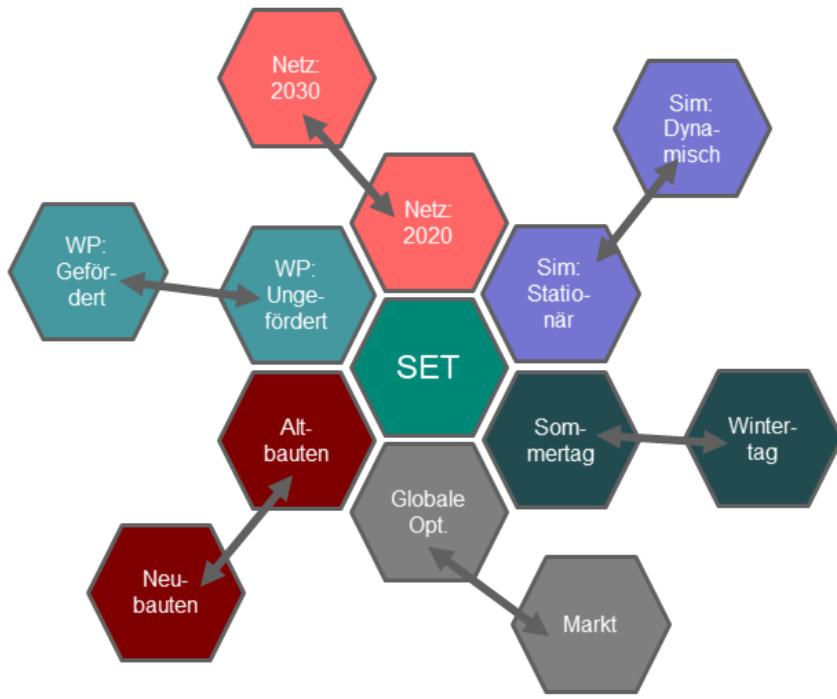


Abbildung 33: Übersicht des Sequential Execution Tests (SET)

beschriebenen Heuristiken gesenkt werden und damit optimale Betriebsstrategien für das Szenario 2030 bestimmt werden. Diese Strategien wurden mit den Ergebnissen der Marktmodelle verglichen und Unterschiede der Lösungen wurden herausgearbeitet, siehe Abschnitt 5.4.

Zusätzlich zum Optimierungsansatz in SCIP wurde in gemeinsamer Arbeit für AP 1.1 in Matlab ein steady-state Modell des Wärmenetzes implementiert, welches mit einer Newton-Methode gelöst wird. Dieses Modell wurde zur Bestimmung optimaler Sensorpositionen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten in den Wärmeverbräuchen entwickelt, siehe Abschnitt 5.1.1. Das entwickelte Modell bildete auch die Grundlage für die Modelle, die in Abschnitt 5.1.2 verwendet wurden.

5.4 TP 4 Gemeinsame Simulation und Bewertung

5.4.1 AP 4.1 Software-Architektur

Gemeinsame Softwarestruktur

Um mehrfache Arbeiten bzgl. Datenaufbereitung, Parametrisierung und Postprocessing zu vermeiden und eine gute Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, wurde ein gemeinsames Softwareframework **Sequential Execution Test** (SET) in Python implementiert, welches in Abbildung 33 illustriert ist. Dies umfasst die Definition von Datenformaten zur Darstellung von Netz, Teilnehmern und Eingangszeitreihen sowie flexible Konfigurationsdateien, womit sich Szenarien erstellen und bspw. für Parameterstudien einfach Modifikationen vornehmen lassen. Zur Erstellung von Fahrplänen lassen sich die in den verschiedenen Arbeitspaketen implementierten Methoden aufrufen, und mittels definierter Schnittstellen und Datenformate die Ergebnisse in einheitlicher Form

weiterverarbeiten. Ebenso wurde eine Methode entwickelt, die komplexe Netzpläne in Modelica-Simulationsmodelle überführt. Aus diesen kann ein kompiliertes Simulationsmodell Functional-Mockup-Unit (FMU) erzeugt werden, welches unter Austausch von Ein- und Ausgangsdaten in das Python-Framework eingebunden wird. Im zentralen Postprocessing werden Fahrpläne und Simulationsergebnisse um technologiespezifische KPI ergänzt und verglichen. Somit lassen sich nach Definition der Eingangsdaten weitgehend automatisch Betriebsalgorithmen bewerten und Szenarien analysieren.

Anbindung des lokalen multimodalen Energiemarktes an den SET

Die im Abschnitt 5.2.2 vorgestellte Handelsplattform für multimodale Energien wurde durch die Siemens AG entwickelt und konnte nicht direkt in die Codebasis des an der TUDa entwickelten SET eingepflegt werden. Stattdessen wurde eine Rest API in die lokale Handelsplattform integriert. Die Marktplattform wurde anschließend auf einer virtuellen Maschine des EINS gehostet um den anderen Projektpartnern Zugriff zu ermöglichen.

Softwareschnittstellen

Abbildung 34 illustriert die Schnittstellen zwischen den verschiedenen verwendeten Programmiersprachen. Im Zentrum stehen die einzelnen Netzteilnehmer, welche in Python implementiert sind und jeweils Informationen über die eigenen Betriebsmittel verfügen. Jeder Teilnehmer verfügt über einen eigenen Handelsagent, welcher jeweils einen einheitlichen Referenz-Handelsagenten um die spezifischen Anforderungen erweitert. Im Falle des Multimodalen Wärmemarktes werden die Gebote über die REST-API übermittelt, beim reinen Wärmemarkt handelt es sich um eine einfachen Python-Funktionsaufruf. Sollen Fahrpläne durch die globale Optimierung erstellt werden, so erfolgt die Kommunikation über eine dafür vorgesehene API.

In jedem Fall werden für jeden Teilnehmer Verträge, bzw. Einsatzpläne zurückgegeben. Anschließend werden die Einsatzpläne in der physikalischen Simulation validiert. Im Simulationsmodell in Modelica/Dymola verfügt jeder Teilnehmer über ein ihm repräsentierendes Gegenstück. Dieses ist über eine API mit den Pythonmodellen verbunden, welche es erlaubt lokale Informationen über den Netzzustand sowie Aktionen basierend auf den Fahrplänen auszutauschen.

Nach erfolgter Simulation werden die Ergebnisse der einzelnen Teilnehmer in Python aggregiert und ausgewertet.

5.4.2 AP 4.2 Simulation und Validierung des Netzes Heute

Ausgangspunkt der genutzten Szenarien in MeFlexWärme war die Netztopologie des Fernwärmeverbundes Darmstadt, welches in Abschnitt 2.1 vorgestellt wird.

Es wurde eine detaillierte Erfassung der Netztopologie der TU Darmstadt durchgeführt. Mit diesen Daten wurde dann ein vereinfachtes Modell des Fernwärmennetzes der Universität in Dymola erstellt. Am Campus Lichtwiese wurden Gebäude mit einem gemeinsamen Anschluss am Ringnetz zu je einem Verbraucher zusammengefasst. Im Bereich der Stadtmitte wurden ebenfalls Bereiche, die von der Hauptleitung abzweigen, zu je einem Verbraucher zusammengefasst. Ein Modell eines Wärmeübertragers wurde erstellt und die Teilnetze Darmstadt Nord und TUDA gekoppelt. Die Modelica-Simulation des Ist-Zustandes kann sowohl einer Modelica-internen Regelstrategie folgen

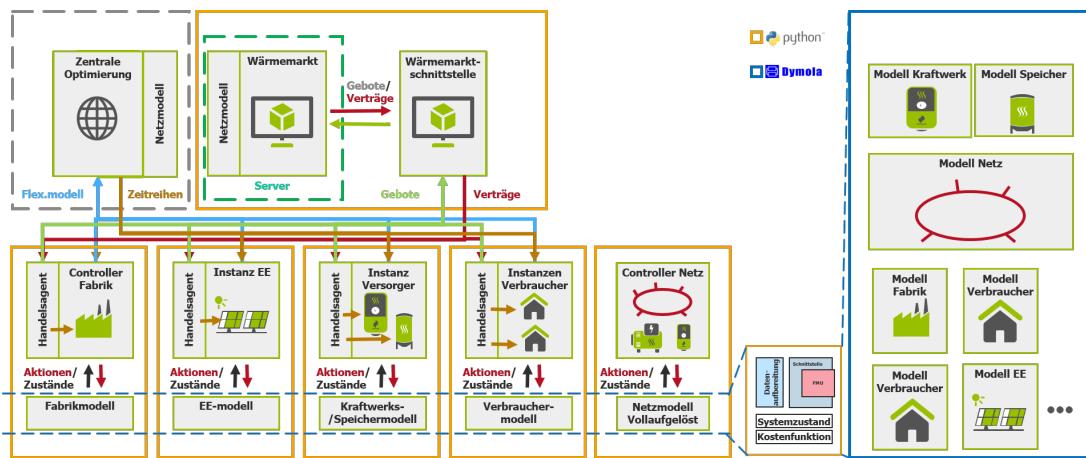


Abbildung 34: Softwareschnittstellen

als auch über externe Erzeugungsfahrpläne gesteuert werden. Dabei wurde die heutige reale Einsatzplanung berücksichtigt. Die durchgeföhrten Tagessimulationen liefern plausible Ergebnisse.

Eine detaillierte Validierung des Simulationsmodells mit Hilfe von Messdaten wurde im Zuge des Projektes aufgrund folgender Probleme als nicht umsetzbar erachtet. Infolge verschiedener Modellvereinfachungen und der Aggregation von Verbrauchern bildet das Modell die Realität nicht vollends ab, wodurch Abweichungen zu erwarten sind. Zudem deckt das Messnetz nicht alle Verbraucher ab, bzw. sind nicht für alle Verbraucher Daten verfügbar oder liegen nur in geringer Zeitauflösung vor. Für eine detaillierte Simulation müssten folglich einige Inputs geschätzt und Zeitverläufe interpoliert werden. Hierdurch würden weitere Fehler im Modell auftreten. Zudem sind die in Modelica verwendeten Rohrmodelle bereits experimentell validiert, sodass eine Validierung in MeFlexWärme wenig Mehrwert geliefert hätte. Zur Validierung der Modelle wurde daher die allgemeine physikalische Plausibilität der erzeugten Simulationsergebnisse verschiedener Testmodelle zur Unterstreichung der Aussagekraft herangezogen.

5.4.3 AP 4.3 Szenario Wärmenetz 2030

Zur Erzeugung und Auswertung vergleichbarer Ergebnisse mit den verschiedenen im Projekt erarbeiteten Methoden wurden Anforderungen an ein gemeinsames Szenario 2030 formuliert. Das bedeutet bspw., dass bei der Modellierung der Komponenten sowie der Netze der Detailgrad entsprechend des jeweiligen Anwendungsfalles (Evaluierung Markt/Optimierung vs. physikalische Realisierbarkeit) gewählt wurde. Bei der Erarbeitung des Zukunftszenarios wurden in Rücksprache mit der Entega Prognosen aus Netzbetreibersicht berücksichtigt. All das schafft Randbedingungen z. B. für die Anzahl an Knoten im Netz oder die Anzahl der angeschlossenen Verbraucher. In Anlehnung an das bestehende Fernwärmennetz der TU Darmstadt enthält ein Teilnetz einen Ringschluss und eine Heizzentrale mit BHKW und HK. Während die BHKW auch im Zukunftsnetz mit Gas betrieben werden, soll der Betrieb der HK mit Strom erfolgen. Ein zweites Teilnetz orientiert sich am bestehenden Nordnetz und beinhaltet das MHWK sowie HK, die auch hier elektrisch Wärme erzeugen. Die Teilnetze wurden an zwei Stellen mittels Wärmeübertragern gekoppelt, sodass ein

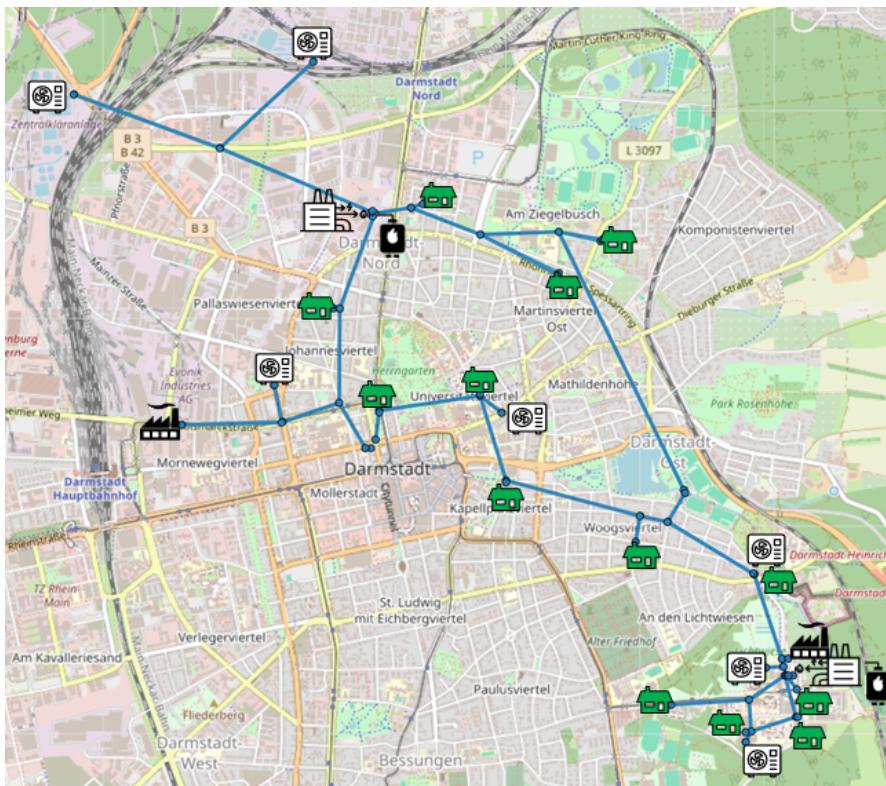


Abbildung 35: Netztopologie des Zukunftzenarios Darmstadt 2030:

zweiter, jedoch hydraulisch entkoppelter Ring entstand. Hinzu kamen weitere, im gesamten Netz verteilte Erzeugertypen. Dazu gehörten eine Großwärmepumpe im Ringschluss an der Lichtwiese sowie Wärmepumpen zur Nutzung von Abwärme an verschiedenen Standorten in beiden Teilnetzen. Gemeinsam mit den Elektrokesseln wurde so ein höherer Grad der Kopplung von thermischer und elektrischer Erzeugung erreicht. Neben diesen aktiven Erzeugungselementen wurde auch das Modell einer flexiblen Fabrik eingebunden, das energieflexibel auf Strom- und Wärmebedarf bzw. -angebot reagieren kann. Die Topologie wurde so angepasst, dass Effekte wie bspw. Netzengpässe durch gestiegene Massenströme wegen gesenkter Netztemperaturen in bestimmten Lastfällen auftreten können. Damit kann die Berücksichtigung solcher Einschränkungen durch die entwickelten Planungsalgorithmen gezielt demonstriert und bewertet werden. Des Weiteren wurde die installierte thermische Leistung von Wärmepumpen und Abwärmequellen erhöht, indem weitere vorhandene gewerbliche Abwärmepotentiale von Produktionsbetrieben und Rechenzentren eingebunden wurden. Die flexible Fabrik wurde in der Gesamtsimulation vereinfacht mit Zeitreihen verfügbarer Abwärmepotenziale abgebildet. Aufgrund der Tatsache, dass das Simulationsmodell der flexiblen Fabrik einen hohen technischen Detailgrad aufweist (physikalische Modelle, Regelkreise etc.), wurde sich im Laufe des Projekts dazu entschieden dieses nicht direkt an das Simulationsmodell des Gesamt-Wärmenetzes anzubinden. Hingegen wurden zur Erprobung der Einsatzplanung vereinfachte Wärmenetz-Modelle entwickelt.

Die Parametrisierung von einzelnen Erzeugungsleistungen, Quelltemperaturen und Kostenpunkten wie Strom- und Gaspreis sowie CO₂-Emissionsrechten wurde in Zusammenarbeit mit der En-

tega verfeinert. Weiterhin wurden Subventionen im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) modelliert, welche die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen im Vergleich zu KWK-Anlagen steigert. Mit einer Schwankung des modellierten Strompreises am Spotmarkt ergeben sich wechselnde Preisvorteile im Wettbewerb um die Wärmeerzeugung, woraus sich über den Tagesverlauf Optimierungspotential im flexiblen Betrieb ergibt.

Als Referenzszenario wurde das Zukunftsnetz mit zentraler, auf fossilen Brennstoffen basierender Erzeugung modelliert. Es befinden sich somit Gaskessel und KWK-Anlagen im Netz. Somit können die Vorteile durch einen dezentralisierten Betrieb mit neuartigen Wärmequellen herausgestellt werden.

5.4.4 AP 4.4 Testläufe

Testläufe wurden kontinuierlich als Teil der Softwareentwicklung über den gesamten Projektverlauf vorgenommen. Anhand Testszenarien verschiedener Komplexität wurden die einzelnen Funktionalitäten überprüft sowie verschiedene Modellierungs- und Simulationsansätze gegeneinander validiert. Numerische Ergebnisse finaler Berechnungen finden sich in den Abschnitten 5.4.5 und 5.4.

5.4.5 AP 4.5 Techno-Ökonomische Bewertung

Für das in Kapitel 5.4.3 entwickelte Szenario „Darmstadt2030“ wurden mit den in den Kapitel 4 vorstellten Methoden Fahrpläne für einen typischen Wintertag berechnet. Die numerischen Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt. Dazu werden die Wärmemärkte Linear Heat Market (LHM) und Mixed Integer Linear Heat Market (MILHM) (vgl. Abschnitt 4.3.4 und 4.3.5) einer Betriebsstrategie Mixed-Integer Non-Linear Global Optimization (MINLGO) (vgl. Kapitel 4.3.2) gegenübergestellt. Als Benchmark dient eine Betriebsplanungsstrategie State of the Art Planning (SOAP), welche sich am Stand der Technik orientiert. In dieser werden KWK-Anlagen und Gaskessel gestaffelt nach Betriebskosten bis an die Grenzen der eigenen Leistungsfähigkeit oder der Netztübertragungskapazität (durch Rohre oder Wärmeübertrager) hochgefahren.

Wesentliche Kennzahlen finden sich in Tab. 7, die Zusammensetzung der genutzten Produktionskapazitäten in Abb. 36 und 37.

Es zeigt sich, dass in der nichtlinearen Optimierung günstigere Erzeugungskosten \bar{k}_{in} erzielt werden konnten. Grund hierfür ist der in Kapitel 4 erläuterte zusätzliche Freiheitsgrad durch Mischung, welcher den effizienteren Betrieb von Wärmepumpen auf niedrigen Temperaturen (vgl. \bar{T}_{sup}^{HP}) mit besserem Coefficient of Performance (COP) ermöglicht. Dies geschieht durch die Mischung mit Massenströmen höherer Temperatur aus der konventionellen Wärmeerzeugung (vgl. \bar{T}_{sup}^{CHP}). Ein Teil der nominellen Einsparungen im Wärmepumpenbetrieb (vgl. \bar{k}_{out}^{HP}) geht dabei jedoch auf einen bilanziellen Effekt der Förderung nach BEW zurück, nach welcher Wärmepumpen mit niedrigeren Seasonal Coefficient of Performance (SCOP) stärker gefördert werden. In den Fahrplänen stellen sich COP ein, die sich gerade im Fall der MINLGO deutlich von den im Szenario angenommenen SCOP unterscheiden. Korrigiert man die Fördersätze, indem man den Tagesdurchschnittswert des COP anstelle des SCOP bezieht, nähern sich die Betriebskosten der verschiedenen Fahrpläne wieder

| | | SOAP | MILHM | LHM | MINLGO |
|-------------------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|
| \bar{k}^{in} (Eur/MWh) | sched | 48.40 | 28.60 | 28.80 | 19.96 |
| | sim | 48.59 | 29.19 | 28.69 | 21.52 |
| $\bar{f}_{CO_2}^{th,in}$ (kg/MWh) | sched | 168.4 | 82.06 | 83.30 | 94.52 |
| | sim | 168.9 | 83.78 | 82.25 | 100.4 |
| \bar{T}_{sup}^{CHP} (°C) | sched | 84.81 | 72.53 | 72.72 | 121.1 |
| | sim | 84.77 | 72.55 | 72.72 | 120.7 |
| \bar{T}_{sup}^{HP} (°C) | sched | — | 73.11 | 73.17 | 62.54 |
| | sim | — | 73.11 | 73.16 | 62.40 |
| Q_{out}^{CHP} (%) | sched | 86.94 | 37.16 | 39.27 | 36.24 |
| | sim | 87.01 | 38.02 | 39.14 | 39.55 |
| Q_{out}^{HP} (%) | sched | 0.000 | 55.64 | 54.78 | 53.13 |
| | sim | 0.000 | 54.87 | 54.89 | 50.20 |
| \bar{k}_{out}^{CHP} (Eur/MWh) | sched | 44.42 | 32.64 | 33.29 | 33.61 |
| | sim | 44.34 | 32.97 | 33.30 | 34.25 |
| \bar{k}_{out}^{HP} (Eur/MWh) | sched | — | 27.73 | 27.35 | 7.846 |
| | sim | — | 27.73 | 27.36 | 7.820 |
| $\bar{f}_{CO_2}^{th,CHP}$ (kg/MWh) | sched | 150.9 | 114.3 | 116.1 | 146.3 |
| | sim | 150.5 | 114.6 | 114.5 | 147.7 |
| $\bar{f}_{CO_2}^{th,HP}$ (kg/MWh) | sched | — | 64.67 | 64.87 | 51.54 |
| | sim | — | 64.67 | 64.87 | 51.34 |
| $\bar{f}_{CO_2}^{el,CHP}$ (kg/MWh) | sched | 364.9 | 386.2 | 386.9 | 360.4 |
| | sim | 365.2 | 386.1 | 388.5 | 360.1 |
| \overline{COP} (-) | sched | — | 3.103 | 3.094 | 4.078 |
| | sim | — | 3.103 | 3.095 | 4.097 |
| $\Delta T_{sup,min}^{in}$ (°C) | sched | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | sim | 0.1587 | 0.1816 | 0.1813 | 0.602 |
| $\overline{ Q }^{slack}$ (%) | sim | 0.7070 | 1.391 | 0.6031 | 17.01 |
| $\bar{k}_{out,corr}^{HP}$ (Eur/MWh) | sched | — | 24.32 | 23.87 | 16.86 |
| | sim | — | 24.32 | 23.89 | 17.00 |

Tabelle 7: Kennzahlen von Betriebsplänen verschiedener Planungsstrategien im Szenario Darmstadt2030 im Vergleich. Werte von Fahrplan (sched) und dynamischer Simulation (sim) untereinander.

an (vgl. $\bar{k}_{HP}^{out,corr}$). Jedoch bleibt auch hier ein deutlicher Kostenvorteil durch nichtlineare Modellierung erkennbar.

Der Anteil von Wärmepumpen an der Gesamtmenge bereitgestellter Wärme liegt im MINLGO trotz niedrigerer Kosten auf ähnlichem Niveau wie mit den vereinfachten Ansätzen (vgl. Q_{out}^{HP} und Q_{out}^{CHP}).

Es zeigt sich weiterhin, dass der nötige Anteil von Regelleistung $\overline{|Q|}^{slack}$ zur Haltung des Druckniveaus mit der nichtlinearen Optimierung bei 17 % liegt. Der in der nichtlinearen Optimierung erhöhte Bedarf von Regelenergie ist in höheren Abweichungen der bei den Teilnehmern an kommenden Wassertemperaturen begründet, welcher aus dem Auftreten von Wärmewellen im dynamischen Be-

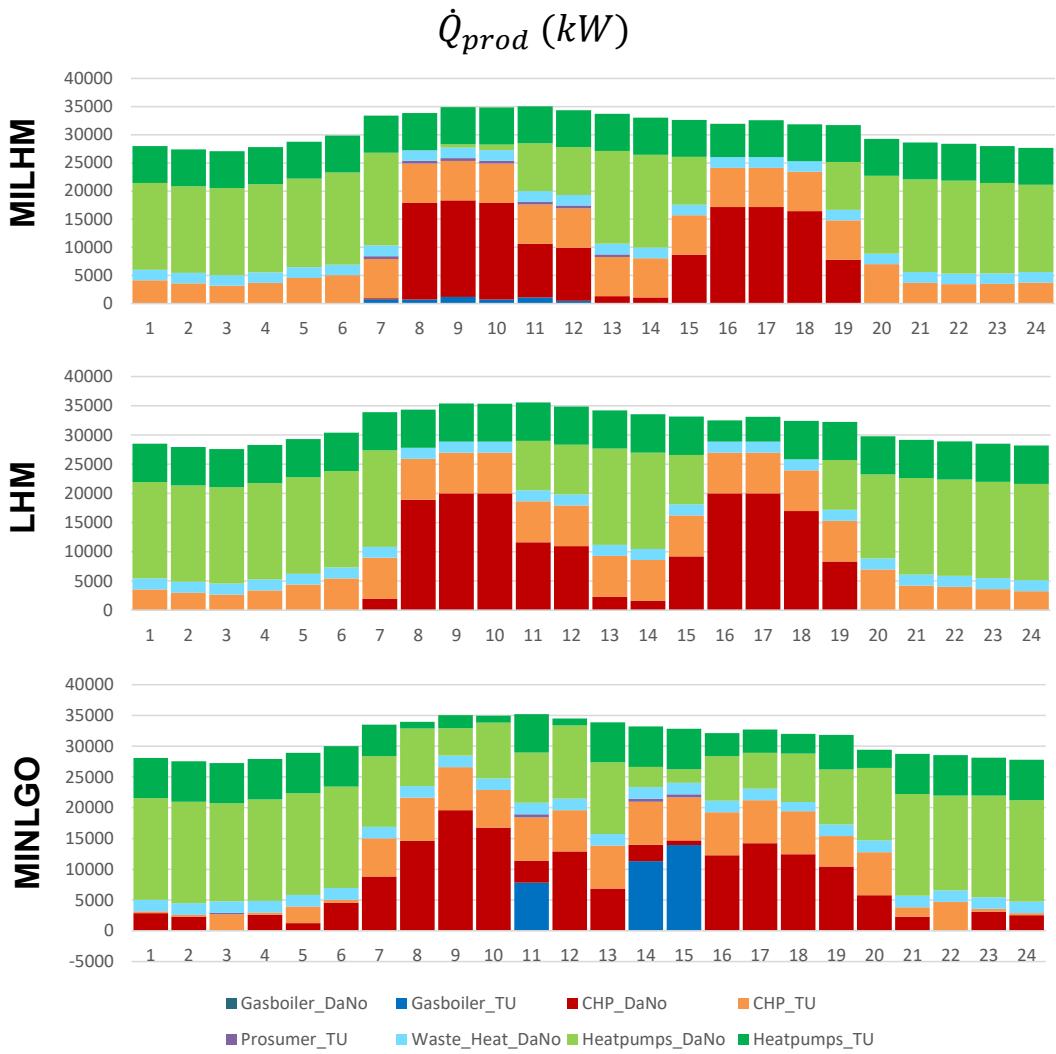


Abbildung 36: Einsatz von Erzeugergruppen über Zeit nach verschiedenen Planungsalgorithmen im Vergleich

trieb mit wechselnden Temperaturen resultiert, wie in Abschnitt 5.2.1 erläutert. Die Kostenvorteile der nichtlinearen Optimierung bleiben jedoch auch nach der Einbeziehung von Regelenergie in der dynamischen Simulation größtenteils bestehen.

Trotz Abweichung in Versorgungstemperaturen durch Wärmewellen werden auch mit MINLGO die von den Verbrauchern geforderten Mindesttemperaturen im Mittel nur wenig unterschritten, wie die mittlere Temperaturunterschreitung an Verbrauchern $\overline{\Delta T}_{sup,min}^{in}$ zeigt.

Der erhöhte durchschnittliche Emissionsfaktor für MINLGO $\bar{f}_{CO_2}^{th,in}$ ergibt sich zum einen aus dem vermehrten Einsatz von Gaskesseln (Abbildungen 37 und 36). Zum anderen sorgen die zur Stützung der Wärmepumpen erhöhten Versorgungstemperaturen an KWK-Anlagen bei MINLGO nach der verwendeten Carnot-Methode nach [2] zu einer erhöhten Allokation von CO_2 -Emissionen auf thermischer Seite, wie ein Vergleich der Größen $\bar{f}_{CO_2}^{th,CHP}$ und $\bar{f}_{CO_2}^{el,CHP}$ zeigt.

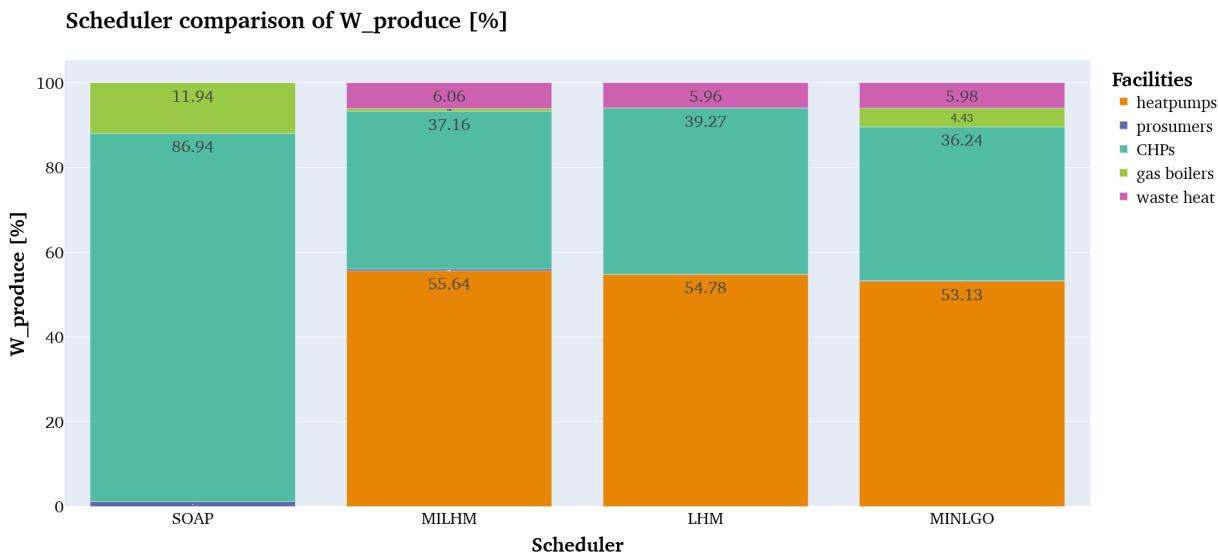


Abbildung 37: Anteil der Erzeugungstechnologien an der eingespeisten Wärme.

Regulatorische Hemmnisse bei der Ermittlung und Verteilung von CO₂-Einsparungen

Nachfolgend werden Hemmnisse und Fallstricke bei der Ermittlung bzw. der Verteilung von CO₂-Einsparungen dargelegt. Als Anwendungsfall wird hierbei die Einbindung von industrieller Abwärme in Wärmenetze verwendet, da die CO₂-Bilanzierung i.d.R. bereits in der Nachhaltigkeitsberichtserstattung von Industrieunternehmen enthalten ist.

Von grundlegender Bedeutung bei der Ermittlung und Verteilung von Einsparungen ist die Wahl der Bilanzierungsmethode. Hierbei ist zu beachten, dass Industrieunternehmen bei der Erstellung von CO₂-Bilanzen häufig auf das Greenhouse Gas Protocol (GHG) zurückgreifen, während die ökologische Bewertung von Fernwärmennetzen jedoch auf dem Primärenergieeinsatz bzw. den Primärenergiefaktoren erfolgt. Simulations- und Optimierungsstudien im Rahmen des Projektes konnten zeigen, dass durch Bilanzierungsverfahren wie der Stromgutschriftmethode, die Einbindung von emissionsarmer Wärme (bspw. industrielle Abwärme) aus Sicht des Fernwärmennetzbetreibers weniger attraktiv ist, als die Nutzung von fossiler KWK-Wärme [29, 46]. Eine zunehmende Elektrifizierung, sowohl auf Industrie- als auch auf Versorger-Seite, gleicht diesen Effekt hingegen aus [46]. Aber auch aus Industrie-Sicht, können sich durch die Abwärmeeinbindung Nachteile ergeben.

Um dies aufzuzeigen, sind in Abbildung 38 zwei verschiedene organisatorische Umsetzungsformen der Abwärmeeinbindung dargestellt. Links die Lieferung an einen Versorger, welcher wiederum die End-Kunden beliefert. Rechts die (aus Industrie-Sicht) direkte Belieferung der End-Kunden über einen (Wärme-)Markt. In beiden Fällen wird angenommen, dass das Temperaturniveau der industriellen Abwärme durch eine Wärmepumpe aufgewertet werden muss, sodass die Wärmelieferung nicht als emissionsfrei betrachtet werden kann. Im ersten Fall (links) ergibt sich in der Bilanzierung nach GHG kein Nachteil in der Emissionsbilanz des Industrieunternehmens. Dies ist darauf zurückzuführen, dass laut GHG Emissionen, die durch den Verkauf von Energiemengen an nicht-Endnutzer (Versorger) entstehen, nicht in Scope 1 bis 3 gelistet werden. Auch der zusätzliche Strombezug durch den Betrieb der Wärmepumpe wird nicht in Scope 1 bis 3 angeführt. Somit soll eine

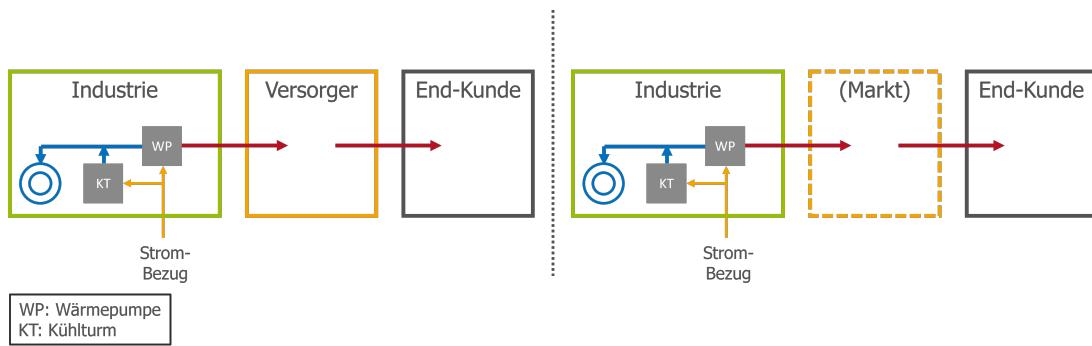


Abbildung 38: Umsetzungsformen zur Anbindung von Abwärmequellen im Industriesektor. Links: Lieferung an den Versorger. Rechts: Lieferung an den End-Kunden.

mehrfache Bilanzierung der Emissionen vermieden werden. Die Emissionen der Abwärme (Strombezug) werden nämlich in Scope 3 des Versorgers sowie in Scope 2 des End-Kunden bilanziert. Beliefert das Industrieunternehmen allerdings direkt den End-Kunden (rechts), bspw. über einen (Wärme-)Markt, so ändert sich dieser Sachverhalt. In diesem Fall würde der zusätzliche Strombezug der Wärmepumpe in Scope 2 und die Wärmelieferung an den End-Kunden in Scope 3 des Industrieunternehmens bilanziert werden. Auch wenn technisch/ökologisch der gleiche Mehrwert generiert wird, so kann die organisatorische Umsetzung also erheblichen Einfluss auf die Umsetzungswahrscheinlichkeit nehmen.

5.4.6 Einordnung der Ergebnisse aus Sicht eines Energieversorgers

Die Transformation der Wärmenetze wird mit großen Veränderungen bei den Wärmeerzeugern einhergehen, was zu einer erheblich größeren Varianz der Erzeuger führen wird. Wurde die Wärme bisher vornehmlich aus fossilen Energieträgern wie Erdgas über KWK-Anlagen oder Kessel erzeugt, könnten in Zukunft eine Vielzahl von Erzeugungsanlagen zum Einsatz kommen, wie beispielsweise Solarthermie- oder Geothermieanlagen, Luft-Wärmepumpen, Abwärme aus Industrieprozessen oder Abwasser sowie KWK mit erneuerbaren Gasen wie Wasserstoff oder Biomethan. Dies führt zu einer höheren Komplexität in der Steuerung und Regelung des Netzbetriebes, da die Erzeugungsarten unterschiedliche Voraussetzungen und Fragestellungen hinsichtlich der Vor- und Rücklauftemperaturen, Reaktionszeiten und Verfügbarkeiten der Energiequellen mitbringen.

In Anbetracht dieser neuen Situation wird in Zukunft die Optimierung des Netzbetriebes eine zunehmende Rolle spielen. Hier können die Forschungsergebnisse von MeFlexWärme einen bedeutenden Beitrag leisten. So werden in Zukunft in einigen Netzen eine Wärmepumpe und ein BHKW parallel betrieben werden. Die Betriebsweise der Anlagen könnte dann in Abhängigkeit des Strompreises und der Wärmelast im Netz variieren. Wenn diese Betriebsweisen durch entsprechende Modelle optimiert werden können, würde dies zu einer höheren Effizienz im Netz führen. Ein solches Szenario wäre in den frühen 2030er Jahren denkbar, wenn mehrere Anlagen durch klimafreundliche Technologien ausgetauscht wurden.

Die Einführung eines Wärmemarktes, wie es im Rahmen der vorliegenden Forschungsarbeiten modelliert wurde, ist derzeit mit hohen regulatorischen Hemmnissen konfrontiert. Dennoch ist zu erwarten, dass die Wärmeeinspeisung von Dritten in ein Wärmenetz in Zukunft eine Rolle spielen

wird. Bisher ist dies unüblich, weshalb es weder ausreichenden Erfahrungen zur möglichen Umsetzung dieser Einspeisung noch entsprechende gesetzliche Regelungen für dieses Szenario gibt. Für die Umsetzung eines Marktmodells bleiben daher noch sehr viele Fragen ungeklärt. Ein Beispiel ist die Frage, wer eigentlich die Vertragsbeziehung zum Kunden hat. Ist wie bisher der Netzbetreiber der Wärmelieferant für den Kunden oder der Erzeuger? Wer übernimmt also die Pflichten zur Versorgungssicherheit? Darüber hinaus bleibt zu klären, in welchem vertraglichen Verhältnis der Netzbetreiber und der Erzeuger zueinander stehen. Bestehen Verpflichtungen zur Abnahme der angebotenen Wärme? Besteht eine Zuverlässigkeit bei der Wärmelieferung? Wer sorgt für die nötige Redundanz, wenn die Wärme nicht zur Verfügung steht? Aus den genannten beispielhaften Fragen können einige konkrete Schwierigkeiten abgeleitet werden, die sich bei der Einbindung mehrerer Wärmelieferanten oder Prosumer ergeben.

Ein Hindernis ist beispielsweise die Preisgestaltung bei den Fernwärmekunden. Derzeit bilden sich die Preise über Formeln, die an öffentliche Indizes entsprechend der Wärmezusammensetzung gekoppelt sind und die turnusmäßig (vierteljährlich, halbjährlich oder jährlich) zu neuen Preisen führen. Diese Art der Preisbildung ist gesetzlich geregelt. Bei der Einspeisung von Dritten, insbesondere wenn diese ein Recht auf Einspeisung ihrer Wärme hätten, könnte sich die Wärmezusammensetzung und auch der Preis dieser Wärme ständig ändern. Wenn jedoch die Kunden gleichzeitig einen festen Preis haben, ist der Netzbetreiber einem großen, wirtschaftlichen Risiko ausgesetzt, da er selbst kaum Einfluss auf die Beschaffungspreise hat. Dies kann dazu führen, dass der Netzbetreiber unter Umständen mehr für die Wärme im Netz bezahlen muss als er an seine Kunden weitergeben kann. Zudem erfordert die Einbindung mehrerer Einspeiser oder Prosumer eine größere Anzahl an Erzeugungsanlagen für die Redundanz. Diese werden jedoch nur mit geringen Vollaststundenzahlen betrieben, was die Erzeugungskosten weiter in die Höhe treibt.

Würde die Preisfindung mittels eines lokalen Wärmemarktes konsequent bis zum Endkunden durchgeführt und somit einem zu variablen Wärmepreis beim Kunden führen, würde dies zur Verlagerung des wirtschaftlichen Risikos zum Kunden führen. Dieser hat jedoch gleichzeitig keine Wahlmöglichkeit und auch keinen Einfluss auf das Verhalten der Einspeiser oder Prosumer und kann seinen Konsum im Winter nur sehr eingeschränkt den Preisen anpassen. Es steht entsprechend die Frage im Raum, wie die Preisgestaltung sowohl im Sinne des Verbraucherschutzes als auch der wirtschaftlichen Interessen der Erzeuger geregt werden kann.

Im Gegensatz zum Strom- oder Gasnetzbetrieb besteht in Fernwärmennetzen aktuell immer eine direkte Vertragsbeziehung zwischen Kunden und Netzbetreiber. Würde der Fernwärmemarkt entsprechend dem Strom- und Gasmarkt reguliert werden, so dass jeder Einspeiser auch seine eigenen Kunden hätte und der Netzbetrieb über ein Netzentgelt finanziert würde, könnte sich die vorher genannte Problematik reduzieren. Der Netzbetreiber wäre dann einem geringeren wirtschaftlichen Risiko ausgesetzt, denn er könnte die Netzverluste sowie den Betrieb der Erzeugungsanlagen zur Redundanz und zur Netzstabilität mit den Netzentgelten finanzieren. Ob dies durch mehr Wettbewerb zu sinkenden Preisen für die Kunden führen würde, muss allerdings noch tiefergehend untersucht werden. Der technische wie bürokratische Aufwand sowie das Hintereinanderschalten mehrerer Akteure in der Wertschöpfungskette, vom Rohstoff oder der Abwärme hin zur Wärmebereitstellung beim Kunden, könnte unter Umständen Effizienzgewinne zunichten machen und zu höheren Preisen führen.

Auch wenn ein Wärmemarkt in den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht abbildbar scheint, so nehmen doch die Diskussionen um die Monopolstellung der FernwärmeverSORGER

und um die Transparenz in der Preisgestaltung immer weiter zu. Diese Diskussionen werden mit dem zunehmenden Ausbau der Fernwärme noch verstärkt und könnten dazu führen, dass eine Art Wärmemarkt politisch gefördert wird und die regulatorischen Grundlagen dafür entsprechend angepasst werden.

6 Fazit

Die oben dargestellten Ergebnisse verdeutlichen die Bedeutung einer intelligenten Einsatzplanung für zukünftige Fernwärmesysteme. Der Aufwand, der im Zuge des Projektes betrieben wurde, um in der Lage zu sein die Vergleichsstudien durchzuführen, hebt aber ebenso die Bedeutung leistungsstarker Software-Systeme und -Prozesse hervor. Sämtliche dargestellten Methoden basieren auf der Annahme, dass sowohl Wärmebedarfsprognosen, Temperaturanforderungen sowie Wärme- preise für alle Teilnehmer im Fernwärmesystem bekannt sind. Ebenso wurde die reale Topologie der Fernwärmenetze vereinfacht, was ebenso keine triviale Aufgabe ist. Unabhängig der Wahl der einzusetzenden Methode zur Einsatzplanung muss folglich ein zusätzlicher Aufwand betrieben werden.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass sich der zuvor genannte Aufwand sowohl aus ökologischer wie auch ökonomischer Perspektive lohnt. Hierbei generieren sowohl die Markt-basierten Methoden wie auch die nichtlineare Optimierung vorteilhafte Ergebnisse, gegenüber dem State of the Art Ansatz. Während Markt-basierte Ansätze Vorteile im Bereich der Lösbarkeit bzw. des Zeitaufwands aufweisen, liegen die Vorteile der nichtlinearen Optimierung in der Abbildung komplexerer physikalischer Prozesse (z. B. Mischungsprozesse). Dies kann beispielsweise bei der Transformation von Bestandsnetzen von Interesse sein, wenn einzelne Teilnehmer geringere Vorlauftemperaturanforderungen aufweisen. Sind die Temperaturanforderungen ähnlich und besteht eine komplexe Topologie mit einer großen Anzahl an Teilnehmern, so sind wohl Markt-basierte Ansätze zu bevorzugen. Die Wahl der Methode hängt folglich stark vom spezifischen Anwendungsfall ab.

Während einige grundlegende Fragen zum flexiblen Betrieb von Wärmenetzen in MeFlexWärme geklärt werden konnten, kann die Forschung in dem Bereich keinesfalls als abgeschlossen betrachtet werden. Offene Fragen betreffen auf technischer Seite beispielsweise die Zuordnung des ökologischen Nutzens für externe Teilnehmer (z. B. Rechenzentren oder Industriestandorte) und auf regulatorischer Seite die Wahl der Bilanzierungsmodelle für Emissionen und entstehende Kosten für den Netzbetrieb. Insbesondere die Frage, wie notwendige Reserveleistung bereitgestellt und vergütet werden kann ist essenziell, wenn künftig verschiedene Parteien Wärme über ein gemeinsames Fernwärmennetz austauschen.

7 Öffentlichkeitsarbeit und Einbindung in die Lehre

7.1 Veröffentlichungen

Im Projekt erarbeitete Ergebnisse wurden auf Fachkonferenzen vorgestellt und in der entsprechenden Fachliteratur veröffentlicht. Zudem wurden Studierenden die Möglichkeit geboten, im Rahmen des Projekts Studien- und Abschlussarbeiten zu verfassen.

7.1.1 Journals & Konferenzen mit Proceedings

EINS:

- Bott, A., Friedrich, P., Rehlich, L., & Steinke, F. (2021, October). Model Reduction for Heat Grid State Estimation. In 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe) (pp. 1-5). IEEE.
- Bott, A., Janke, T., & Steinke, F. (2023). Deep learning-enabled MCMC for probabilistic state estimation in district heating grids. Applied Energy, 336, 120837. 9th International Conference on Smart Energy Systems, 12.-13.09.2023, Kopenhagen (Dänemark)
- Bott, A., Beykirch, M., & Steinke, F. (2024). Efficient Training of Learning-Based Thermal Power Flow for 4th Generation District Heating Grids. In Energy (under review)

AG OPT:

- Matei, A., Bott, A., Rehlich, L., Steinke, F. & Ulbrich, S. (2021). Optimal Sensor Placement in District Heating Networks for Bayesian Inference of Uncertain Demands. In Papadrakakis M. et al. (eds) Uncertainty Quantification in Computational Sciences and Engineering. UNCECOMP 2021. Ecomas Procedia.

PTW:

- Kohne, T., Burkhardt, M., Theisinger, L. & Weigold, M. (2021). Technical and Digital Twin Concept of an Industrial Heat Transfer Station for Low Exergy Waste Heat. In Procedia CIRP, 104, S. 223-228, Elsevier B.V., ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2021.11.038.
- Kohne, T., Burkhardt, M., Grosch, B., Feller, L. & Weigold, M. (2021). Method for Continuous Evaluation of Industrial Heating Network Emissions. In Procedia CIRP, 98, S. 31-36, Elsevier B.V., ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2020.11.006 .
- Kohne, T., Theisinger, L., Scherff, J. & Weigold, M. (2021). Data and Optimization Model of an Industrial Heat Transfer Station to Increase Energy Flexibility. In Energy Informatics, 4 (Suppl. 3), Springer Open, e-ISSN 2520-8942, DOI: 10.1186/s42162-021-00179-z .

- Theisinger, L., Kohne, T., Borst, F. & Weigold, M. (2022). Modeling Approach and Simulation Study to Assess the Utilization Potential of Industrial Waste Heat in District Heating Systems. In Procedia CIRP, 105, S. 339-344, Elsevier B.V., ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2022.02.056 .
- Kohne, T., Piendl, D., Theisinger, L. & Weigold, M. (2023). Optimal operational planning for district heating coupled industrial energy systems considering participation models. In Procedia CIRP, 116, S. 203-208, Elsevier B.V., ISSN 2212-8271, DOI: 10.1016/j.procir.2023.02.035 .
- Kohne, T., Scherff, J. N. & Weigold, M. (2023). Cascaded heat merit order for industrial energy systems to evaluate district heating potential. In: Production Engineering, 17, S. 307-318, Springer, ISSN 0944-6524, DOI: 10.1007/s11740-022-01177-0 .
- Kohne, T. (2023): Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme. Technische Universität Darmstadt. Dissertation, Erstveröffentlichung, Verlagsversion. URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-264360.

Siemens AG:

- Huynh, T., Schmidt, F., Thiem, S., Kautz M. & Steinke, F. (2022). Local Energy Markets for Thermal-Electric Energy Systems considering energy carrier dependency and energy storage systems. In Smart Energy, ISSN 2666-9552, DOI: 10.1016/j.segy.2022.100065.
- Huynh, T., Friedrich, P., Thiem, S., Danov, V., & Steinke, F. (2024). Local multi-modal energy market for thermal-electric energy systems with consideration of temperature flexibility in heating subnetworks. In Energy. (im review)

TTD:

- Eicke, J., Friedrich, P., Dammel, F. & Stephan, P. (2023). Development of a framework for the simulation and evaluation of flexible district heating systems. In 17th International Symposium on District Heating and Cooling, 06.-09. September 2021, Nottingham Trent University, Nottingham UK, DOI: 10.26083/tuprints-00024779 .

7.1.2 Konferenzteilnahmen

EINS:

- Digitalisieren – Sektoren koppeln – Flexibilisieren, 24.11.2020, (Virtuell)
- 9th International Conference on Smart Energy Systems, 12.-13.09.2023, Kopenhagen (Dänemark)

AG OPT (Finanzierung teilweise über andere Mittel):

- French German Portuguese Conference on Optimization, 03.-06.05.2022, Porto (Portugal)
- GAMM Jahrestagung, 15.-19.08.2022, Aachen
- SIAM Conference on Optimizaton (OP23), 31.05 - 03.06.2023, Seattle (USA)
- 9th International Conference on Smart Energy Systems, 12.-13.09.2023, Kopenhagen (Dänemark)
- European Conference on Computational Optimization (EUCCO), 25.-27.09.2023, Heidelberg

PTW (Finanzierung teilweise über andere Mittel):

- 54th CIRP Conference on Manufacturing Systems, 22.-24.09.2021, Athen (Griechenland), Teilnahme: Thomas Kohne (online)
- 28th CIRP Conference on Life Cycle Engineering, 10.-12.03.2021, Jaipur (Indien), Teilnahme: Thomas Kohne (online)
- The 10th DACH+ Conference on Energy Informatics, 13.-17.09.2021, Freiburg, Teilnahme: Thomas Kohne und Lukas Theisinger (online)
- 29th CIRP Conference on Life Cycle Engineering, 04.-06.04.2022, Leuven (Belgien), Teilnahme: Lukas Theisinger
- 30th CIRP Conference on Life Cycle Engineering, 15.-17.05.2023, Maryland (USA), Teilnahme: Lukas Theisinger

Siemens AG:

- Huynh, T., Schmidt, F., Thiem, S., Kautz, M. & Steinke, F. (2021). Local Energy Markets for Thermal-Electric Energy Systems. In 7th International Conference on Smart Energy Systems, Copenhagen, Denmark, 2021.
- Huynh, T., Friedrich, P., Thiem, S., Danov, V., Steinke, F. & Niessen, S. (2023). Local multi modal energy market for thermal-electric energy systems with consideration of temperature flexibility in heating subnetworks. In 9th International Conference on Smart Energy Systems, Copenhagen, Denmark, 2023.

TTD

- 9th International Conference on Smart Energy Systems, 12.-13.09.2023, Kopenhagen (Dänemark)

7.1.3 Workshops & Summer Schools:

Siemens AG:

- 8th International DHC+ Summer School, 23.-29.08.2020, Euroheat & Power, Online

TTD

- 9th International DHC+ Summer School, 22.-27.08.2021, Euroheat & Power, Karlshamn (Schweden)

7.2 Studentische Arbeiten

EINS:

- Rößling, Yannick (Bachelorthesis): Analyse Darmstädter Wärmelastdaten und Entwicklung von Standartlastprofilen
- Sax, Helena (Proseminar Bachelor): Literaturrecherche thermische SS und QSS Modellierung
- Sax, Helena (Projektseminar Bachelor): Effizientes Zweistufiges Stichprobenverfahren für statische Wärmenetzmodelle
- Sax, Helena (Bachelorarbeit): Effizientes zweistufige Stichprobenverfahren für Quasi-statische Zustandsschätzung in Wärmenetzen der 4. Generation
- Derbach, Robin; Hugo, Lukas; Letsios, Thano; Vierzigmann, Eric (Projektseminar Master): Entwicklung einer Plattform zur Darstellung von Bewertungsgrößen in Wärmenetzen
- Sattler, Pedro (Projektseminar Master): Graph Neural Networks for thermal Power-flow
- Mcmillan, Luis (Masterarbeit): Graph Neural Networks for district heating

Opt:

- Corbean, Elisa (Masterthesis): Sparse Sum of Squares Relaxation for Global Optimization for Heat Networks
- Alker, Jonas (Masterthesis): Analysis of Robust Optimization Techniques on Heating Networks
- Gossman, Julian (Masterthesis): A nonlinear reformulation for the optimization of bidirectional heating networks

PTW:

- Theisinger, Lukas (Masterthesis): Konzeptionierung und Simulation einer flexiblen bidirektionalen Wärmeübergabestation für die Industrie.
- Meyer, Maximilian (Masterthesis): Entwicklung innovativer Betriebs- und Regelstrategien für den digitalen Zwilling flexibler industrieller Wärmeübergabestationen.
- Piendl, Daniel (Masterthesis): Analyse und Optimierung von Betriebskonzepten einer bidirektionalen Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme.
- Scherff, Jan (Masterthesis): Entwicklung einer datenbasierten Bewertungslogik zur Potenzialabschätzung einer bidirektionalen Fernwärmeanbindung industrieller Energiesysteme.

Siemens AG:

- Kuntuarova, Saltanat (Masterthesis): Modelling of Thermal Energy Networks for Local Energy Markets
- Mao, Yufei (Masterthesis): Smart Energy Trading - A Blockchain-based Smart Contracts Solution on Embedded Systems
- Liu, Leon (Pflichtpraktikum Master): Analysis of local thermal energy markets for district heating systems
- Fayad, Raed (Pflichtpraktikum Master): Modeling of market participants for participation in local multi-modal energy markets
- Schmidt, Franziska (Pflichtpraktikum Bachelor): Analyse und Auswertung von Kopplungsgeboten für einen lokalen multi-modalen Energiemarkt

TTD:

- Alberts, Robin (Bachelorthesis): Modellierung des Heizkraftwerks der Technischen Universität Darmstadt mit Modelica
- Breitenbach, Paul (Bachelorthesis): Entwicklung eines Konzepts zur Einbindung dezentraler Wärmequellen in Fernwärmenetze
- Zendel, Lauritz (Masterthesis): Untersuchung des Einflusses dezentraler Einspeisung auf den Betrieb von Fernwärmenetzen

8 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Im Rahmen des wissenschaftlichen Projektvorgehens wurden internationale Forschungsansätze und Forschungsergebnisse, welche die Themengebiete von MeFlexWärme betrafen, verfolgt und in unserer Arbeit und den wissenschaftlichen Publikationen berücksichtigt. Die Referenzen in den unter Abschnitt 7.1 aufgeführten Veröffentlichungen geben daher auch ein Bild der Forschungs- und Entwicklungsergebnisse Dritter wieder, welche für unsere Arbeit wichtig waren.

Literatur

- [1] Bundesförderung für effiziente wärmenetze (bew) modul 4: Antragstellung. Technical report, February 2023.
- [2] AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt am Main. *AGFW 309-6: Energetische Bewertung von Fernwärme und Fernkälte - Teil 6: Emissionsfaktoren nach Arbeitswert- und Carnotmethode*, 2021. Norm.
- [3] Ksenia Bestuzheva, Mathieu Besançon, Wei-Kun Chen, Antonia Chmiela, Tim Donkiewicz, Jasper van Doornmalen, Leon Eifler, Oliver Gaul, Gerald Gamrath, Ambros Gleixner, Leona Gottwald, Christoph Graczyk, Katrin Halbig, Alexander Hoen, Christopher Hojny, Rolf van der Hulst, Thorsten Koch, Marco Lübbecke, Stephen J. Maher, Frederic Matter, Erik Mühmer, Benjamin Müller, Marc E. Pfetsch, Daniel Rehfeldt, Steffan Schlein, Franziska Schlösser, Felipe Serrano, Yuji Shinano, Boro Sofranac, Mark Turner, Stefan Vigerske, Fabian Wegscheider, Philipp Wellner, Dieter Weninger, and Jakob Witzig. Enabling research through the scip optimization suite 8.0. *ACM Trans. Math. Softw.*, 49(2), jun 2023.
- [4] Markus Blesl and Alois Kessler. *Energieeffizienz in der Industrie*. Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2nd ed. edition, 2017.
- [5] Andreas Bott, Mario Beykirch, and Florian Steinke. Efficient training of learning-based thermal power flow for 4th generation district heating grids, 2024.
- [6] Andreas Bott, Pascal Friedrich, Lea Rehlich, and Florian Steinke. Model reduction for heat grid state estimation. In *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pages 1–5. IEEE, 2021.
- [7] Andreas Bott, Tim Janke, and Florian Steinke. Deep learning-enabled mcmc for probabilistic state estimation in district heating grids. *Applied Energy*, 336:120837, 2023.
- [8] Cyril Frank Colebrook, T Blench, H Chatley, EH Essex, JR Finniecome, G Lacey, J Williamson, and GG Macdonald. Correspondence. turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws.(includes plates). *Journal of the Institution of Civil engineers*, 12(8):393–422, 1939.
- [9] Martin Dehli. *Energieeffizienz in Industrie, Dienstleistung und Gewerbe: Energietechnische Optimierungskonzepte für Unternehmen*. Springer Vieweg, Wiesbaden and Heidelberg, 2020.
- [10] Moritz Diehl, Hans Georg Bock, and Ekaterina A. Kostina. An approximation technique for robust nonlinear optimization. *Mathematical Programming*, 107:213–230, 2006.
- [11] Oliver D. Doleski, Thomas Kaiser, Michael Metzger, Stefan Niessen, and Sebastian Thiem. *Digitale Dekarbonisierung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2021.
- [12] Tim Drees, Thomas Dederichs, Mario Meinecke, and Astrid Dolak. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Szeniorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. 2022.

-
- [13] VDI-Fachbereich Energietechnik. Vdi 4655: 2008—reference load profiles of single-family and multi-family houses for the use of chp systems. *German Technical Guideline*; VDI—Verein Deutscher Ingenieure: Berlin, Germany, 2008.
 - [14] Pascal Friedrich, Thanh Phon Huynh, and Stefan Niessen. Accurate modeling of thermal losses in heating networks for efficient operational planning. 2023.
 - [15] Marcus Fuchs. *Graph framework for automated urban energy system modeling*. PhD thesis, Dissertation, RWTH Aachen University, 2017, 2017.
 - [16] Arbeitsblatt agfw fw 309 teil 6: Energetische bewertung von fernwärme und fernkälte - emissionsfaktoren nach arbeitswert- und carnot-methode, May 2021.
 - [17] Felix Görzel. Design of data models of future district heating systems. Master's thesis, 2023.
 - [18] Mark Hellwig. *Entwicklung und anwendung parametrisierter standard-lastprofile*. PhD thesis, Technische Universität München, 2003.
 - [19] Thanh Huynh, Franziska Schmidt, Sebastian Thiem, Martin Kautz, Florian Steinke, and Stefan Niessen. Local energy markets for thermal-electric energy systems considering energy carrier dependency and energy storage systems. *Smart Energy*, 6:100065, 2022.
 - [20] Isaak E Idelchik. Handbook of hydraulic resistance. Washington, 1986.
 - [21] Isoplus(R). Starre Verbundsysteme, 2012.
 - [22] Britta Kleinertz, Anna Gruber, Frank Veitengruber, Michael Kolb, and Serafin Roon. Flexibility potential of industrial thermal networks through hybridization. In Technische Universität Wien, editor, *11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, pages 1–31. 2019.
 - [23] Lasse Nils Koch. Control of district heating networks with a high share of renewable energies. Master's thesis, 2021.
 - [24] Thomas Kohne. *Optimierungsmethodik zur Investitions- und Einsatzplanung der Fernwärmeverbindung industrieller Energiesysteme*. PhD thesis, 2023.
 - [25] Thomas Kohne, Max Burkhardt, Benedikt Grosch, Lars Feller, and Matthias Weigold. Method for continuous evaluation of industrial heating network emissions. *2212-8271*, 98:31–36, 2021.
 - [26] Thomas Kohne, Max Burkhardt, Lukas Theisinger, and Matthias Weigold. Technical and digital twin concept of an industrial heat transfer station for low exergy waste heat. *Procedia CIRP*, 104:223–228, 2021.
 - [27] Thomas Kohne, Daniel Piendl, Lukas Theisinger, and Matthias Weigold. Optimal operational planning for district heating coupled industrial energy systems considering participation models. *2212-8271*, 116:203–208, 2023.

- [28] Thomas Kohne, Jan Niklas Scherff, and Matthias Weigold. Cascaded heat merit order for industrial energy systems to evaluate district heating potential. *Production Engineering*, 17(2):307–318, 2023.
- [29] Thomas Kohne, Lukas Theisinger, Jan Scherff, and Matthias Weigold. Data and optimization model of an industrial heat transfer station to increase energy flexibility. *Energy Informatics*, 4(S3):1–17, 2021.
- [30] Oliver Lass and Stefan Ulbrich. Model order reduction techniques with a posteriori error control for nonlinear robust optimization governed by partial differential equations. *SIAM Journal on Scientific Computing*, 39(5):S112–S139, 2017.
- [31] Ludger Leenders. *Optimization methods for integrating energy and production systems; 1. Auflage*. PhD thesis, RWTH Aachen University, Aachen, 2022.
- [32] Zhigang Li, Wenchuan Wu, Jianhui Wang, Boming Zhang, and Taiyi Zheng. Transmission-Constrained Unit Commitment Considering Combined Electricity and District Heating Networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(2):480–492, 2016.
- [33] Xuezhi Liu, Jianzhong Wu, Nick Jenkins, and Audrius Bagdanavicius. Combined analysis of electricity and heat networks. *Applied Energy*, 162:1238–1250, 2016.
- [34] A Matei, A Bott, L Rehlich, F Steinke, and S Ulbrich. Optimal sensor placement in district heating networks for bayesian inference of uncertain demands, 2021.
- [35] Modelica Association, International Building Performance Simulation Association. Modelica buildings library.
- [36] Modelica Association, International Building Performance Simulation Association (IBPSA) and contributors. Modelica ibpsa library.
- [37] Simon Moser, Stefan Puschnigg, and Valerie Rodin. Designing the heat merit order to determine the value of industrial waste heat for district heating systems. *Energy*, 200:1–9, 2020.
- [38] Johannes Julius Oltmanns. *Analysis and Improvement of an Existing University District Energy System*. PhD thesis, Technische Universität Darmstadt, 2021.
- [39] Niklas Panten. *Deep Reinforcement Learning zur Betriebsoptimierung hybrider industrieller Energienetze*. Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2019.
- [40] Wolfgang Schellong. *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*. Springer Vieweg, Berlin and Heidelberg, 2016.
- [41] F Schlosser, M Jesper, J Vogelsang, TG Walmsley, C Arpagaus, and J Hesselbach. Large-scale heat pumps: Applications, performance, economic feasibility and industrial integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133:110219, 2020.

-
- [42] Sebastian Schreck, Sebastian Thiem, Arvid Amthor, Michael Metzger, and Stefan Niessen. Analyzing Potential Schemes for Regulated Electricity Price Components in Local Energy Markets. In *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, September 2020.
 - [43] Peter Stephan, Stephan Kabelac, Matthias Kind, Dieter Mewes, Karlheinz Schaber, and Thomas Wetzel. *VDI-Wärmeatlas: Fachlicher Träger VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen*. Springer-Verlag, 2019.
 - [44] Prabhata K Swamee and Akalank K Jain. Explicit equations for pipe-flow problems. *Journal of the hydraulics division*, 102(5):657–664, 1976.
 - [45] Lukas Theisinger. Konzeptionierung und simulation einer flexiblen bidirektionalen wärmeübertragestation für die industrie. Master's thesis, Technische Universität Darmstadt, 2020.
 - [46] Lukas Theisinger, Thomas Kohne, Fabian Borst, and Matthias Weigold. Modeling approach and simulation study to assess the utilization potential of industrial waste heat in district heating systems. *Procedia CIRP*, 2022.
 - [47] Hakan İbrahim Tol. Development of a physical hydraulic modelling tool for district heating systems. *Energy and Buildings*, 253:111512, 2021.
 - [48] B. van der Heijde, M. Fuchs, C. Ribas Tugores, G. Schweiger, K. Sartor, D. Basciotti, D. Müller, C. Nytsch-Geusen, M. Wetter, and L. Helsen. Dynamic equation-based thermo-hydraulic pipe model for district heating and cooling systems. *Energy Conversion and Management*, 151:158–169, 2017.
 - [49] Zweckverband Abfallverwertung Südhessen. Energie für menschen, 2023.