

Heat2Q – 03EN3055

Zwischenbericht 2023-2

Zuwendungsempfänger	Gemeinsamer Zwischenbericht für <ul style="list-style-type: none">• TU München: Lehrstühle LES & ENS• Ingenieurbüro EST EnergieSystemTechnik GmbH (EST)• Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG (EWG)• GEF Ingenieur AG (GEF)
Förderkennzeichen	03EN3055A/B/C/D
Vorhabenbezeichnung	Verbundvorhaben: EnEff:Wärme: Heat2Q – Energetische Quartiersoptimierung mit detaillierter Abbildung des Wärmesektors
Laufzeit des Vorhabens	01.02.2022 – 31.01.2026
Berichtszeitraum	01.07.2023 – 31.12.2023 (fortlaufend)

1. Aufzählung der wichtigsten wissenschaftlich-technischen Ergebnisse und anderer wesentlicher Ereignisse

AP 1. Funktionsentwicklung und Modellerweiterung (Leitung: TUM - ENS)

Zu Projektbeginn wurden verschiedene Vorgehensmodelle innerhalb des Verbunds diskutiert und gemeinsam abgestimmt. Für eine strukturierte Analyse und die Spezifikation relevanter Anforderungen an die zu entwickelnden Werkzeuge wurde schließlich ein methodischer Ansatz gewählt (siehe Abbildung 1). Die integrative und gut dokumentierbare Anforderungsanalyse besteht im Wesentlichen aus zwei chronologischen Phasen, die sich der vorgeschlagenen Arbeitsplanung jedoch nicht immer eindeutig zuordnen lassen. Sie umfasst zunächst die Arbeitspakete 1.1 und 1.2 (Spezifikation von Lasten und Pflichten) sowie später auch Teile der Arbeitspakete 1.3, 2.1 und 3.1 (Spezifikation von Pflichten). Der Anforderungskatalog wird damit über die Projektlaufzeit sukzessive fortgeschrieben.

Die Ziele des Vorhabens wurden schon im Zuge der Beantragung festgelegt und sind somit vorgegeben. Auf ihrer Grundlage erfolgt zunächst die Spezifikation eines Lastenhefts (vgl. Abschnitt 1.1). Es beinhaltet gem. DIN 69901-5 die „festgelegte Gesamtheit der Forderungen an die Lieferungen und Leistungen [...] innerhalb eines (Projekt-)Auftrags“. Im vorliegenden Fall definiert es also die funktionalen, technischen, thematischen, qualitativen und wirtschaftlichen Anforderungen an die zu entwickelnden Lösungen aus Sicht der adressierten Anwenderschaft – kommunaler Verwaltungen, lokaler Unternehmen der Energie- bzw. Wärmeversorgung oder für die Konzeption von Wärmeversorgungskonzepten beauftragter Planungsdienstleister.

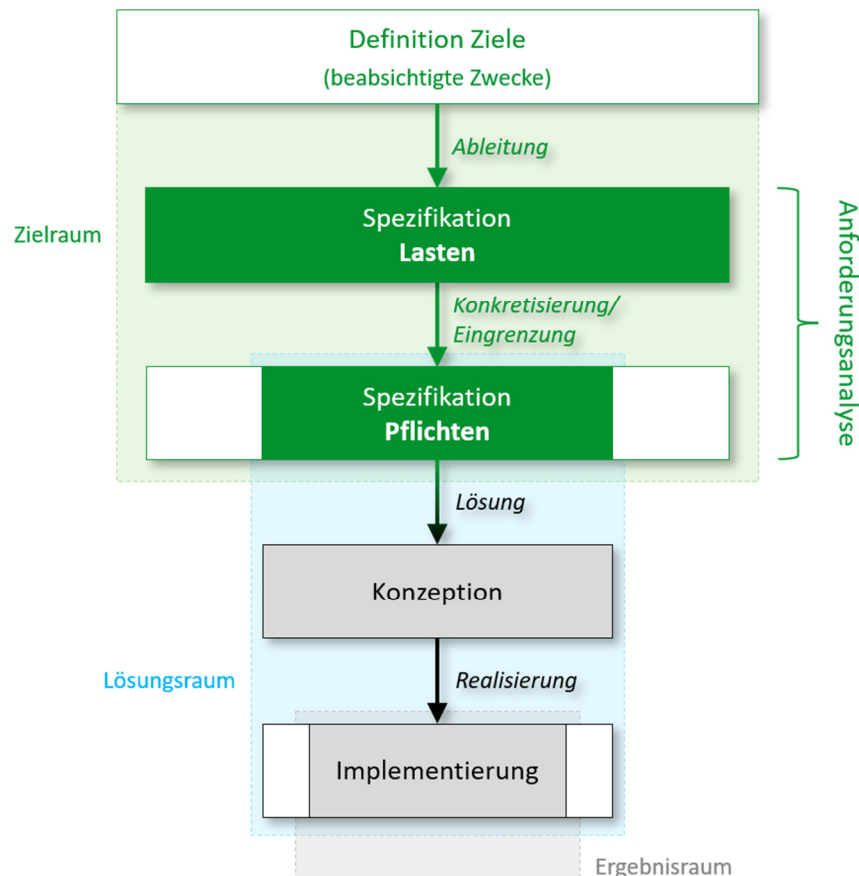


Abbildung 1: Methodisches Vorgehensmodell mit integrativer Anforderungsanalyse

Erst in einem zweiten Schritt, nach der Finalisierung des Lastenhefts, erfolgt die sukzessive Spezifikation und Priorisierung konkreter Anforderungen an die Entwicklung bzw. die technische Implementierung, der sog. „Pflichten“. Die Pflichten werden unmittelbar von den zuvor identifizierten Lasten abgeleitet, jedoch müssen dabei auch weitere, zumeist maßgebliche Rahmenbedingungen wie die technische Machbarkeit oder die Umsetzbarkeit im Rahmen der für das Vorhaben zur Verfügung stehenden Ressourcen (Zeit, Kosten, Personal bzw. vorhandene fachliche Kompetenzen) berücksichtigt werden. Aus diesem Grund findet mit dem Pflichtenheft üblicherweise auch eine Einschränkung des Zielraums statt.

AP 1.1: Ermitteln zusätzlicher Funktionalitäten und Abbildungserweiterungen (TUM, EST, EWG, GEF)

Bottom-Up-Analyse der Informationsbedarfe

Um die relevanten Informationsbedarfe zu identifizieren, wurde zunächst ein induktiver Ansatz auf Grundlage der praktischen Planungsroutinen verfolgt. Dieser bestand in der Analyse klassischer Verfahrensmuster zur Entwicklung kommunaler Versorgungskonzepte und ihrer Dekomposition auf kontextuell abgrenzbare Teil- bzw. Zwischenschritte. Den isolierten Teilprozessen konnten schließlich die jeweiligen Informationsbedarfe eindeutig zugeordnet werden (siehe Abbildung 2).

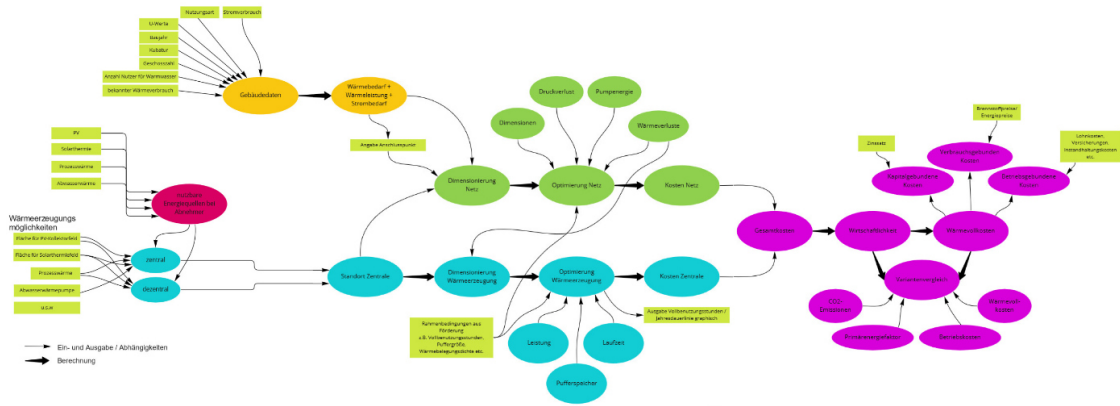


Abbildung 2: Initialer Bottom-Up-Ansatz der Anforderungsanalyse

Die formale Abbildung berücksichtigt sowohl chronologische als auch kausale Abhängigkeiten zwischen den Prozessen und differenziert nach erforderlichem Informationsinput bzw. den Datenquellen und erwartetem Informationsoutput bzw. den gewünschten Ergebnissen. Im ersten Schritt der Anforderungsanalyse ließ sich damit bereits der kontextuelle Gegenstand eingrenzen.

Basierend auf den obigen Abhängigkeiten wurde ein 3-Stufen-Modell erarbeitet, das die Eingabedaten, externe Daten aus Datenbanken und Ausgabedaten als Anforderung für die beiden Modelle beschreibt und die Funktionen den einzelnen Programmmodulen zuordnet (siehe eine schematische Darstellung in Abbildung 3).

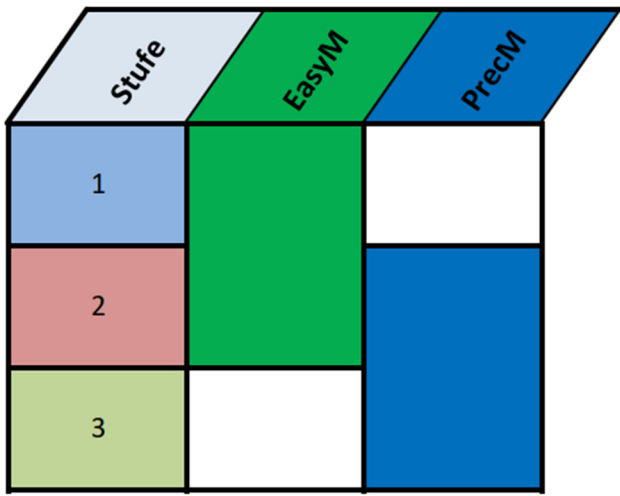


Abbildung 3: Verlauf der beiden Programmmodule im Stufenmodell

Stufe 1: „Szenario Editor“

Die erste Stufe legt den Grundstein der weiteren Detaillierung und soll grundlegend von jeder Person - auch von denen, die kein Grundwissen hinsichtlich einer Planung eines Wärmenetzes haben - genutzt werden können. Unter anderem sollen als Ausgabedaten der geschätzte Wärme- und Stromverbrauch und natürlich die notwendige zu erzeugende Gesamtleistung thermisch sowie elektrisch ausgegeben werden. Dadurch kann das Modell mehrere Versorgungsvarianten dem Nutzer vorschlagen. Um diese Versorgungsvarianten differenziert betrachten zu können, sollen dem Modell unterschiedliche externe Daten aus Datenbanken zur Verfügung gestellt werden. Hierbei kann es sich zum Beispiel um Wetterdaten zum solaren Ertrag handeln, um diese Energiequellen zu wählen oder ausschließen zu können. Zudem werden von der nutzenden Person allgemeine Projektdaten und der Umfang des Untersuchungsgebietes eingegeben.

Durch die erste Stufe sollte somit eine erste Aussage getroffen werden können, welche Energieerzeugung im Untersuchungsgebiet sinnvoll wäre.

Stufe 2: „Technologie-Auswahl“

In der zweiten Stufe sollen die Ergebnisse der ersten Stufe durch Eingabe von Daten durch versierte Nutzer durch das Modell weiterentwickelt werden. Darunter zählen z. B. explizite Daten der Gebäude (Heizleistung, Bewohnerzahl etc.). Dadurch soll das Modell unter Einbeziehung verschiedenster externer Daten eine passende Technologie zur Wärmeerzeugung auswählen, das Wärmenetz konstruieren und andere notwendige Daten ausgeben.

Stufe 3: „Technologieauslegung / Optimierung“

Die Zielgruppe der dritten Stufe sind fachkundige Personen, um das in der zweiten Stufe entwickelte Konzept zu optimieren und auch eine explizite Variante auszuarbeiten. Beispielsweise soll das Temperaturniveau des Wärmenetzes durch den Nutzer ausgewählt werden, um so das in der zweiten Stufe entwickelte Wärmenetz durch den implementierten Optimierer optimieren zu lassen.

Zielführende Anforderungsanalysen erfolgen gemäß den Prinzipien des Requirement Engineering mittels deduktiver Methodik. Für ihre Durchführung bedarf es grundsätzlich eines systematischen Vorgehensmodells, welches auf einer stringent einheitlichen Gliederung des Analysegegenstands beruht (siehe Abbildung 4). Für eine lückenlose und nachvollziehbare Dokumentation wird der entwickelte Top-Down-Ansatz gleichermaßen auf die Spezifikation der Lasten und Pflichten angewandt.

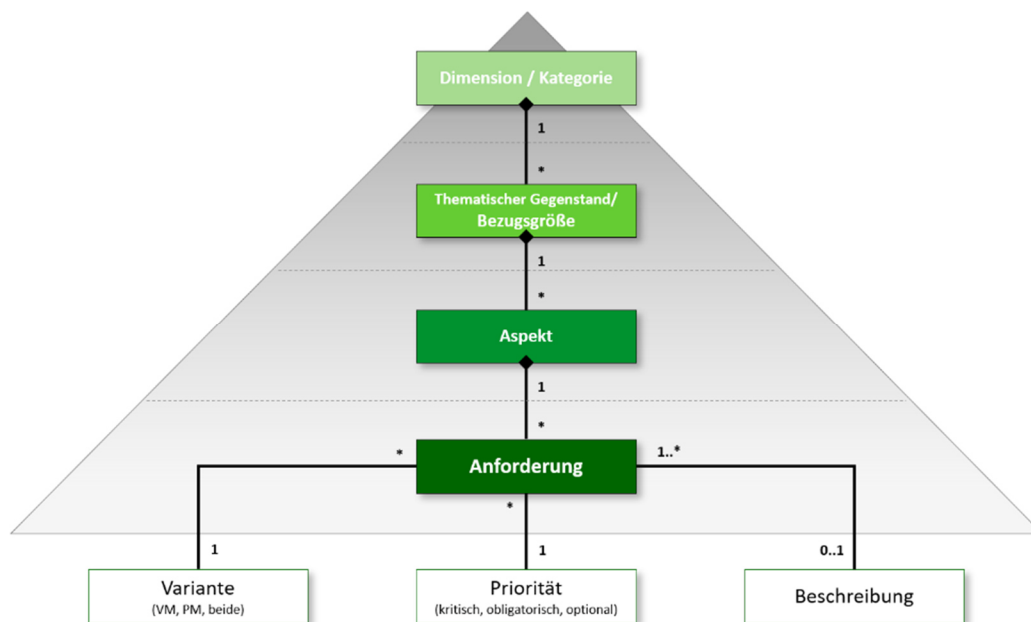


Abbildung 4: Hierarchische Struktur

Das gewählte hierarchische Modell kategorisiert zunächst nur funktionale und nichtfunktionale Anforderungen. Die funktionale Kategorie umfasst dabei alle Kriterien, welche das Werkzeug bzw. die zu entwickelnde Software selbst, also das Mittel zum Zweck beschreiben; hierin fallen die thematischen Dimensionen Technologie und Funktion. Die nichtfunktionalen Anforderungen beschreiben dagegen den kontextuellen Gegenstand, also Zweck, Inhalt und beabsichtigte Wirkung des Werkzeugs.

Die weitere Untergliederung kategorisiert Bezugsgrößen und ihre einzelnen Aspekte. Bei den funktionalen Anforderungen lassen sich technologische, funktionale und designrelevante Eigenschaften differenzieren (siehe Abbildung 5).

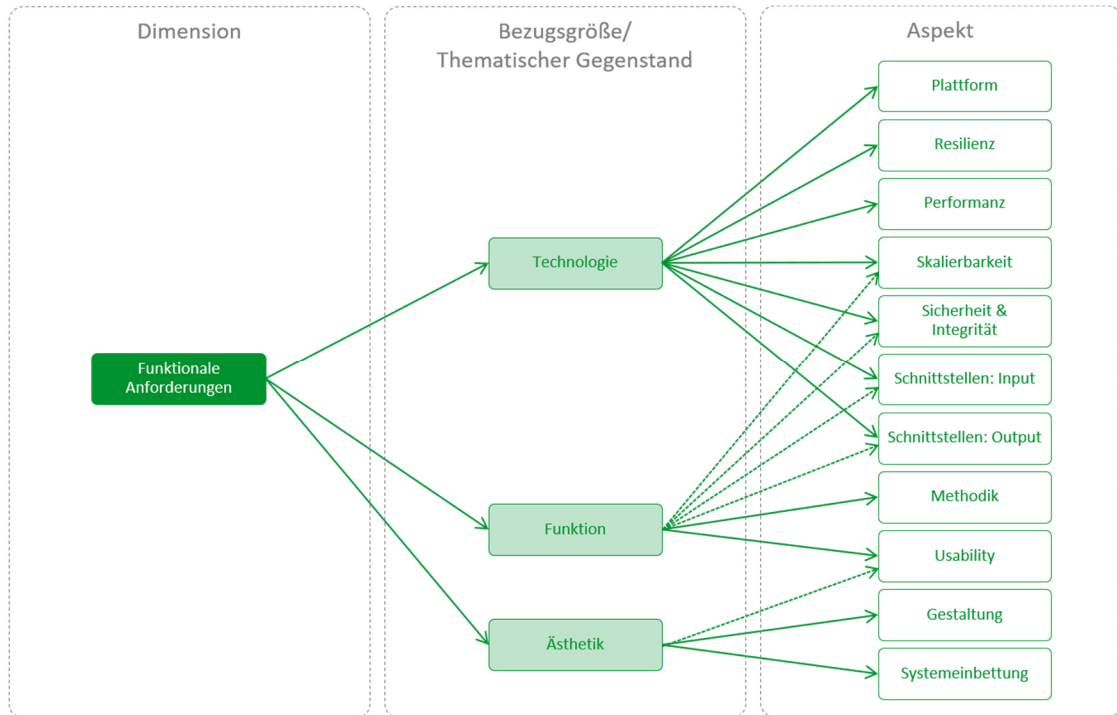


Abbildung 5: Gliederung funktionaler Anforderungen

Die nichtfunktionalen Anforderungen betrachten dagegen die in allen leitungsgebundenen Versorgungskreisläufen gegebenen Systemkomponenten wie Energieverbrauch, -erzeugung bzw. -umwandlung und -verteilung (siehe Abbildung 6, vgl. Abbildung 2). Die aggregierte Betrachtung des Gesamtsystems dient der Formulierung von Kriterien zur Ergebnisaufbereitung und -ausgabe.

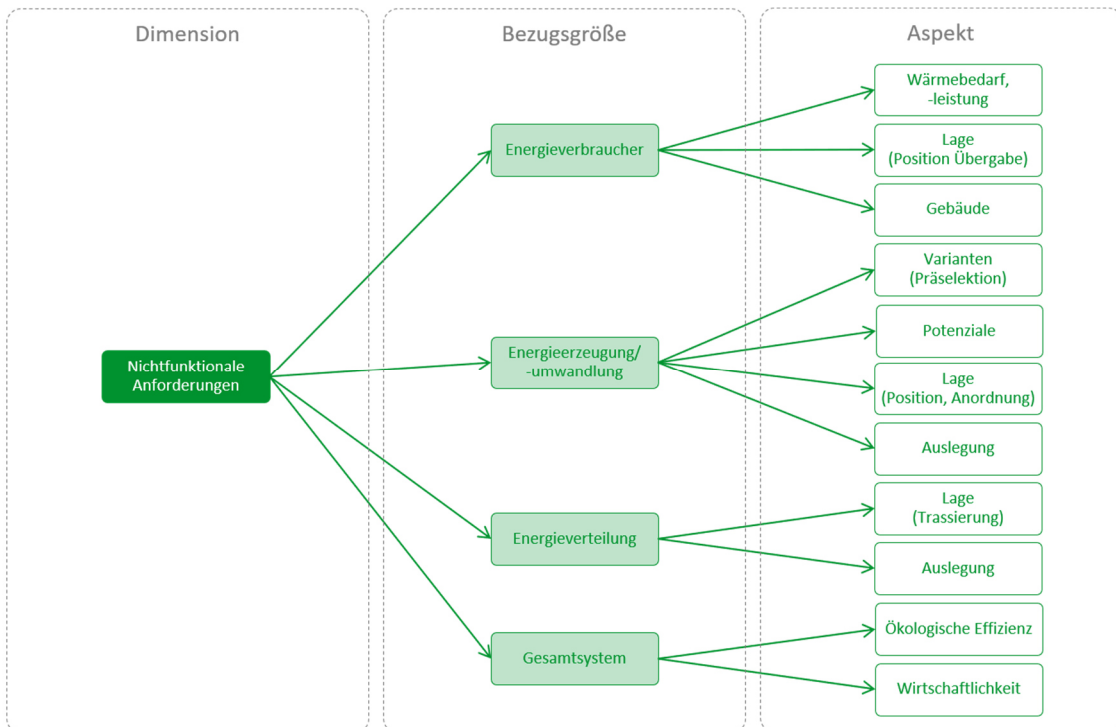


Abbildung 6: Gliederung nichtfunktionaler Anforderungen

Spezifikation des Lastenhefts

Das Lastenheft wurde, durch die methodische Analyse des planerischen Kontexts mittels Bottom-Up-Ansatz (3-Stufen-Modell), innerhalb des Berichtszeitraums (1. Halbjahr 2023) fortgeschrieben. Die konvergente Dokumentation erwies sich jedoch aufgrund der mehrfachen Anforderungsdimensionen sowie der untergeordneten multikriteriellen Aspekte als sehr aufwändig und bei wachsenden Inhalten zunehmend unübersichtlich. Da eine Reduzierung der inhärenten Komplexität an dieser, für den weiteren Verlauf des Vorhabens maßgeblichen Stelle als nicht zielführend eingeschätzt wurde, musste zur Abbildung zunächst eine adäquate Methode gefunden und angewendet werden.

Für eine gleichermaßen konsistente und möglichst transparente Spezifikation der Anforderungen (Lasten- und Pflichtenheft) wurde daher ein objektrelationales Datenbanksystem aufgebaut und alle bisherigen Ergebnisse der Anforderungsanalyse migriert. Das konzipierte Datenbankmodell (Entity-Relationship-Model, ERM) ermöglicht eine vollständig konsistente und redundanzfreie Dokumentation auf Grundlage der beschriebenen mehrdimensionalen Strukturierung (siehe Abbildung 7).

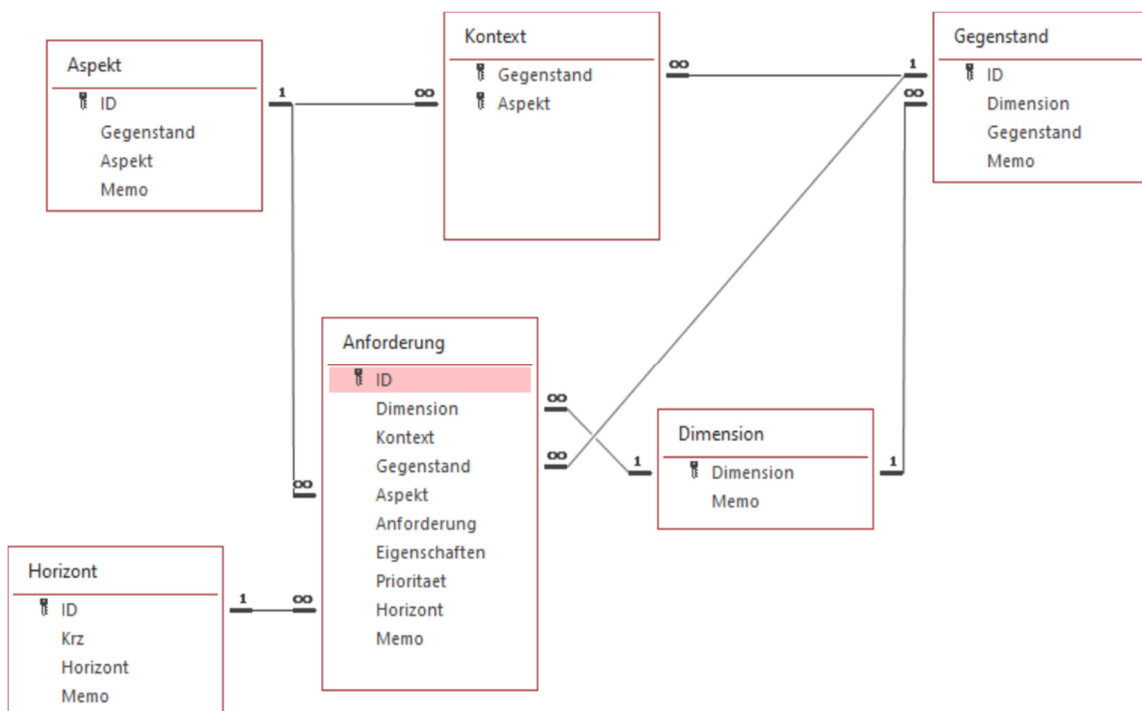


Abbildung 7: ERM-Modell der Datenbank für den Anforderungskatalog

Durch die integrative Abbildung in einem mehrdimensionalen Datenbanksystem sind nunmehr auch individuelle Auswertungen nach beliebigen Kriterien möglich. Dies gereicht im weiteren Verlauf der Bearbeitung des Vorhabens zum Vorteil, wenn bestimmte, ggf. auch multiple Aspekte im jeweiligen Kontext untersucht, bearbeitet oder beurteilt werden müssen.

AP 1.2: Analyse der theoretischen Funktionsgrundlagen (TUM, EST, GEF)

Die Funktionsgrundlage und die Lösbarkeit eines Optimierungsproblems hängen von der gewählten Optimierungsmethode ab (vgl. Optimierungsmethoden in Abbildung 8). Lineare Optimierungsprobleme können manche Prozesse oder Strukturen der Realität nur stark vereinfacht in einem Modell abbilden. Allerdings sind sie dafür durch mathematische Lösungsverfahren schnell lösbar, wodurch es möglich ist, deutlich mehr Zusammenhänge in einem Modell zu optimieren. Falls neben linearen Gleichungen auch ganzzahlige oder binäre Variablen im Optimierungsproblem definiert werden, steigt einerseits die Abbildungsgüte deutlich, da beispielsweise Blockinvestitionen oder Teillastverhalten hiermit modelliert werden können. Andererseits wird das mathematische Optimierungsproblem um ein Vielfaches

komplexer, was sich direkt in dessen Lösbarkeit widerspiegelt. Einen weiteren Schritt in der Komplexität stellt die Einführung von partiellen Differentialgleichungen als Nebenbedingungen dar. Dies wäre nötig, falls die Fernwärmenetzauslegung mit ihren thermodynamischen Eigenschaften realistisch in einem Optimierungsproblem integriert werden soll. Infolge der gestiegenen Komplexität ist das Optimierungsproblem allerdings nur noch lösbar, falls bei anderen Modellierungsbestandteilen starke Reduktionen in der Komplexität oder dem Umfang stattfinden.

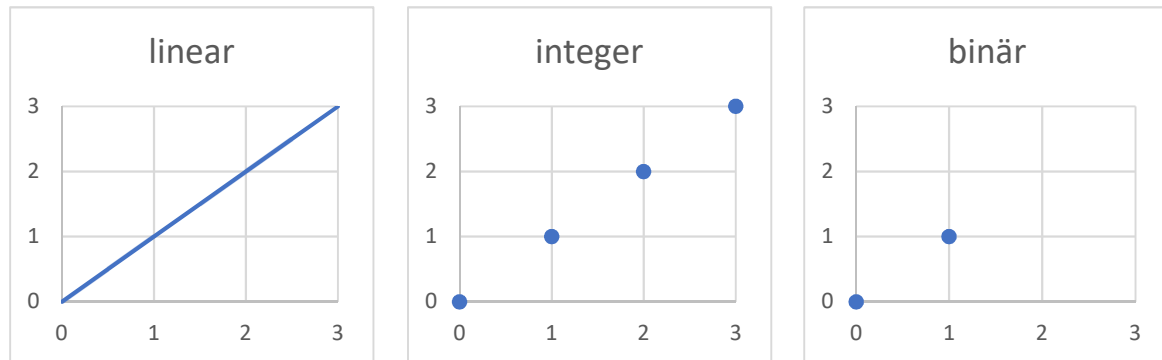


Abbildung 8: Unterschiede der Optimierungsmethoden

Basierend auf der Abwägung zwischen Abbildungsgüte und Lösbarkeit des Optimierungsproblems wurde die Entscheidung getroffen, partielle Differentialgleichungen nicht in das Modell mitaufzunehmen und stattdessen die Netzauslegung in einer vorgelagerten Optimierung durchzuführen.

Technologische, zeitliche und räumliche Auflösung als entscheidendes Kriterium für die Lösungsdauer

Wenn Energiesystemoptimierungen als MILP (Mixed Integer Linear Programming) formuliert werden, handelt es sich hierbei um große Systeme von linearen Gleichungen. Die Problemstruktur der Energiesystemplanung wurde von (Goderbauer et al. 2019) als *NP-hard* bewiesen. Dies bedeutet, dass die Komplexität des Problems allgemein nicht in polynomischer Zeit skaliert (wenn $P \neq NP$) und folglich einen hohen Rechenaufwand bedingt.

Die Optimierung setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen, wodurch dessen Auflösung angepasst werden könnte: Technologien (Wirtz et al. 2021a), Zeit (Kotzur et al. 2021) und Raum (Kotzur et al. 2021; Martínez-Gordón et al. 2021). Auch (Pfenninger et al. 2014) identifizierten mehrere offene Herausforderungen für die Modellierung des zukünftigen Energiesystems, darunter die zeitliche und räumliche Auflösung sowie die zunehmende Komplexität des Energiesystems. Zusätzlich beschreiben die Autoren noch weitere zu lösende Herausforderungen: Umgang mit Ungewissheit und Transparenz, Integrierung des menschlichen Verhaltens sowie Bewertung von Sozialrisiken.

Diese komplexen Fragestellungen sind den inhärenten Gegebenheiten des betrachteten Energiesystems geschuldet. Planungsentscheidungen werden vor dem Hintergrund getroffen, dass diese mehrere Jahrzehnte gelten sollten. Diese lange Zeitskala steht im starken Gegensatz zur Einsatzplanung, bei der Entscheidungen in Stunden bzw. Minuten getroffen werden müssen. Hinzu kommt noch die Integrierung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen in die Energiesystemmodelle. Folglich handelt es sich um ein *multi-scale*-Problem, bei dem traditionelle Planungsmethoden schnell an Ihre Grenzen stoßen. Die oben diskutierten Auflösungen und Problemformulierungen gilt es daher systematisch zu betrachten und analysieren.

Die Berücksichtigung von Unsicherheiten erfolgt entweder durch Szenario- und Sensitivitätsanalysen oder direkt innerhalb des Optimierungsalgorithmus. Aufgrund des dynamischen Marktverhalten ist die Methodische Berücksichtigung extrem wichtig. Letztere Methodik wurde von Projektpartnern bereits in

der Vergangenheit für ganz Deutschland betrachtet (Stüber und Odersky 2020). Eine ähnliche sog. *two-stage-stochastic-programming*-Formulierung wird im Projekt getestet (siehe (Mavromatidis et al. 2018; A. Shapiro und A. Philpott 2007), vorgestelltes Poster von Ceruti et al. 2023 (FNE2022, als PDF Angehängt, siehe AP 6.2)). Stochastische Programmierung erlaubt eine Optimierung von Problemen mit Berücksichtigung von Unsicherheiten, die durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen ausgedrückt werden können. Sind Wahrscheinlichkeitsverteilungen unbekannt, bietet sich robuste Optimierung als Alternative an. Bei dieser Methodik werden die Kosten der Energiesystemplanung unter der Annahme minimiert, dass innerhalb definierter Unsicherheitsintervalle das Problem immer lösbar bleibt (Moret et al. 2020; Ben-Tal et al. 2009). Beide Optionen der Berücksichtigung von Unsicherheiten in Optimierungsmodellen werden aufgrund der hohen Relevanz komplementär während des Heat2Q-Vorhabens betrachtet und getestet.

AP 1.3: Festlegen der Eigenschaften der Optimierung (TUM, EST, EWG, GEF)

Räumliche und zeitliche Aggregation

In der Literatur werden mehrere Methoden vorgeschlagen, um mit geringerer Auflösung des Problems dessen Rechenzeit zu minimieren. Zeitreihen lassen sich für eine gewünschte gröbere Auflösung mit verschiedenen Heuristiken berechnen, wie z. B. monatlich anstatt täglich (Schütz et al. 2018; Pfenninger 2017). Alternativ können sogenannte „clustering-Algorithmen“ eingesetzt werden, um Typperioden oder Typsegmente zu finden, die trotz einer geringeren Auflösung möglichst repräsentativ sind (Teichgraeber und Brandt 2019; Hoffmann et al. 2021). Dieselben clustering Algorithmen werden auch für räumliche Aggregation von Gebäuden benutzt (Gianniou et al. 2018; Unternährer et al. 2017). Schütz und Kollegen definieren das Ziel von clustering als Bildung von Gruppierungen, deren Mitglieder innerhalb eines Clusters sich untereinander stark ähneln und von Mitgliedern anderer Cluster deutlich abgrenzen (Schütz et al. 2018).

Zusätzlich können extreme Ereignisse, die vermutlich die Auslegung von Energiesystemen stark beeinflussen – wie beispielsweise die kälteste Woche –, in die Problemformulierung integriert werden (Zatti et al. 2019; Gabrielli et al. 2018; Mavromatidis et al. 2018). Ein äquivalenter Kennwert bei räumlichen Clustering kann die Peak-leistung eines Gebäudes sein.

Diese verschieden aufgelösten Zeitreihen unterschiedlicher Skalen sowie räumliche Cluster müssen erst berechnet und in der Problemformulierung integriert werden. Eine große Zahl von Autoren verwenden *multi-scale* und hierarchische Methoden um Komponente mit verschiedenen Zeitskalen konsistent zu formulieren (Weimann et al. 2021; Kotzur et al. 2018b; Gabrielli et al. 2018; Renaldi und Friedrich 2017). Andere Autoren optimieren Lösungsalgorithmen, indem sie beispielsweise die *upper* und *lower bounds* für Zeitreihen-basierte Probleme, wie Energiesysteme, verbessern. Folglich nimmt die Effizienz der Lösung des Gleichungssystems zu und die benötigte Rechenzeit ab (Baumgärtner et al. 2019).

Clustering-Algorithmen

Die Schritte eines Clustering-Algorithmus sind nach (Teichgraeber und Brandt 2019) i. d. R. folgende:

1. **Standardisierung:** Hier können verschiedene Optionen ausgewählt werden, in Abhängigkeit von dem behandelten Problem:
 1. Keine Standardisierung
 2. 0-1 Standardisierung (Division durch größten Wert innerhalb der Daten)
 3. Z-Standardisierung (Erwartungswert 0 und Standardabweichung von 1)

2. Einteilung: Zuteilung von ähnlichen Perioden an Clustern. Es bedarf einer Distanzmetrik, um diese Ähnlichkeit auszudrücken:

1. Euklidischer Abstand (ED)
2. Dynamic-Time-Warping (DTW)
3. Shape-Based Distance (SBD)

3. Darstellung der ausgewählten Cluster:

1. Partition: Minimierung der Summe der quadratischen Abstände zwischen Clusterteilen und dem Clusterzentrum:

1. Centroid (~ Schwerpunkt)
2. Mediods (Datenpunkte, die am nächsten am Clusterschwerpunkt liegen)

2. Agglomeration: Nächstgelegene Clusterzentren werden sukzessiv vereinigt (deterministisches und *greedy*-Verfahren)

4. Skalierung auf Anfangswerte

Eine Vielzahl von Algorithmen steht zur Verfügung, um Agglomerationen zu berechnen. In Tabelle 1 sind mehrere Algorithmen für zeitliches Clustering aus (Teichgraeber und Brandt 2019) aufgeführt, wobei diese allgemein gültig und auch bei anderen Gruppierungen anwendbar sind.

Tabelle 1: Methoden, um Typperioden zu berechnen: Clustering-Algorithmen (Quelle: (Teichgraeber und Brandt 2019))

Name	Algorithmus	Distanzmetrik	Zentrum	Repräsentation
K-means	Partitional	Euclidean Distance (ED)	Centroid	Centroid oder Mediod
K-medoids	Partitional	ED	Mediod	Mediod
Barycenter averaging (DBA)	Partitional	Dynamic-Time-Warping (DTW)	Centroid	Centroid
K-shape	Partitional	Shape-Based Distance (SBD)	Centroid	Centroid
Hierarchical	Agglomerative	ED	Centroid	Centroid oder Mediod

Räumliche Auflösung der Energiesystemoptimierung

In dem Review von (Martínez-Gordón et al. 2021) werden mehrere Vorteile für die Nutzung von GIS-Daten zur Energiesystemmodellierung aufgezeigt. Es gibt eine große Literaturvielfalt, bei der auf GIS-Daten zurückgegriffen wird und diese Daten in die Modelle integriert werden, besonders auf der regionalen und lokalen Ebene. (Résimont et al. 2021) legen ein Fernwärmenetz für ein Quartier aus, allerdings ist die Integration des Tools mit den Daten im Vergleich zu (THERMOS project partners) nicht ausgereift. Andere Anwendungen beziehen sich auf die Abschätzung des vorhandenen Energiepotentials von Biomasse (Lozano-García et al. 2020; Knápek et al. 2020), solarer Einstrahlung (Siala und Stich 2016) und Wind (Majidi Nezhad et al. 2020) sowie auf die Nachfrageberechnung mit z. B. CEA (Fonseca und Schlueter 2015).

Eine hohe Auflösung der Daten benötigt viel Rechenaufwand und ist daher häufig nicht praktikabel. Die räumliche Komplexität eines Modells wird nach (Kotzur et al. 2021) durch zwei Charakteristiken definiert: erstens die Nummer von Modellregionen und zweitens dessen Darstellung. Das bringt die Herausforderung mit sich, diese hohe Komplexität möglichst detailliert zu gruppieren und so zu formulieren, dass eine hochwertige Lösung in begrenzter Rechenzeit erzielt werden kann.

Die räumliche Aggregation innerhalb eines sektorengesetzten Energiesystems muss systematisch betrachtet werden. Erstens führt eine Aggregation immer zu Informationsverlust. Zweitens wird eine unzureichende Abbildung eines stark verbundenen Systems riskiert, wenn die Bilanzierung zwischen Regionen in der kleineren Skala nicht einfach aggregiert werden kann, da dies zu einer Unterschätzung der Datenvariabilität führen kann (Kotzur et al. 2021).

(Eggimann et al. 2022) untersuchten die Abbildung des Wärmesektors auf lokaler Ebene durch Gruppierungen und Clustering und fanden heraus, dass Fehler auf der Quartiersebene oft deutlich über 10 % der Wärme- und Stromnachfrage lagen. Besonders herausfordernd nannten die Autoren die Abbildung der Peak-Stunden von Clustern, ein besonders wichtiger Wert für die Wärmeversorgung durch Fernwärmenetze. (Gianniou et al. 2018) wendeten Clustering an, um Fernwärmeforderungen zu analysieren. Sie ermittelten, dass Kunden mit der größten Nachfrage die kleinste Variabilität aufweisen. Zusätzlich fanden sie heraus, dass das Kalenderjahr einen großen Einfluss auf die gesamte Nachfrage hat. Für eine robuste Planung sollten diese Erkenntnisse angewendet werden.

(Martínez-Gordón et al. 2021) teilen die Gruppierungen bzw. Clustering in drei Kategorien ein: kein Clustering, nicht-optimales Clustering und optimales Clustering. Das Optimierungsframework muss eine flexible Definition des Problems erlauben. Die Autoren fanden heraus, dass nur 13 von 34 Modellen dies erlaubten. Es werden häufig *k-means*- und *max-p*-Algorithmen angewendet (Martínez-Gordón et al. 2021) (Siehe erster Abschnitt AP 1.3 Clustering), wobei Modelle oft nur in administrative Regionen aufgeteilt werden (Kotzur et al. 2021). Ein solches Clustering durch *k-means* zur räumlichen Aggregation und Optimierung wurde durch (Unternährer et al. 2017) untersucht. Räumliche Cluster von Häusern, die an ein Fernwärmenetz angeschlossen werden könnten, wurden mit einer Integer Linear Programming Optimierung aufgeteilt. Das formulierte Problem weist die Minimierung der euklidischen Distanz innerhalb eines Clusters als Zielfunktion auf, wobei die Anzahl von Clustern N_s und dessen geometrische Schwerpunkte durch ein „pre-clustering“-Prozess mit dem *k-means*-Algorithmus iterativ bestimmt werden müssen. Diese Anzahl von Clustern ist durch die Rechenzeit des kompletten Optimierungsproblems limitiert und müsste so groß wie möglich sein, da eine steigende Anzahl von Clustern N_s geringere Vereinfachungen hervorrufen.

(Pfenninger et al. 2014) identifizierten die Auflösung des Problems als eine der größten Herausforderungen der Energiesystemmodellierung. Keine Aggregationsmethode kann ein direkter Ersatz für eine Optimierung mit vollständiger Auflösung sein. Folglich ist eine systematische Betrachtung dieser Fragestellung nötig (Kotzur et al. 2021). Ein möglicher Ansatz ist eine globale Sensitivitätsanalyse mit Morris-Methoden (Yliruka et al. 2022). Räumliche Auflösungen werden durch diskrete Werte innerhalb der formalen Sensitivitätsanalyse betrachtet und dessen Auswirkungen auf die Ergebnisse evaluiert. (Yliruka et al. 2022) fanden heraus, dass die räumliche Auflösung den größten Einfluss auf die Ergebnisse einer Fernwärmenetzplanung für eine britische Stadt im Vergleich zu allen anderen untersuchten Unsicherheitsquellen, wie z. B. Gaspreise und Wärmeforderungen, hatte. Allerdings wurde die Region nur nach administrativen Grenzen aggregiert. Die Methode von (Unternährer et al. 2017) wurde nicht systematisch untersucht, sondern nur durch eine Fallstudie validiert.

Zeitliche Struktur der Energiesystemoptimierung

Vereinfachungen der Zeitreihen ruhen auf dem Prinzip, nur mehrere kleinere Zeitperioden zu lösen und diese auf das gesamte Jahr zu skalieren (Martínez-Gordón et al. 2021; Kotzur et al. 2021). Dieser Ansatz

vermeidet die Lösung des ganzen Jahres in voller Auflösung, normalerweise 8760 Zeitschritte. Die Formulierung ist beispielhaft für den Ladezustand eines Speichers (*State of Charge: SoC*) nach (Kotzur et al. 2018b) in den Gleichung I - III dargestellt. Da sämtliche Variablen nur „intratemporell“ agieren, kann der Speicherzustand nicht von Typperiode zu Typperiode über das gesamte Jahr verwaltet werden.

$$SoC_{s,t+1} = SoC_{t,t} \cdot (1 - \eta_s^{self} \cdot \Delta t) + \Delta t \cdot \left[\eta_s^{charge} \cdot \dot{E}_{s,k,g}^{charge} - \frac{\dot{E}_{s,k,g}^{discharge}}{\eta_s^{discharge}} \right] \quad \forall g, k \quad \text{Gleichung I}$$

$$SoC_{s,T+1} = SoC_{s,1} \quad \text{Gleichung II}$$

$$0 \leq SoC_{s,t} \leq D_s \quad \forall t \quad \text{Gleichung III}$$

In der Literatur wurden mehrere Ansätze veröffentlicht, um diese Limitation zu umgehen (Gabrielli et al. 2018; Kotzur et al. 2018b). Zumeist werden zusätzliche Variablen formuliert, die diese „inter“-Perioden für bestimmte Variablen über das ganze Jahr verfolgen. Diese Zusatzvariablen erhöhen dementsprechend die Rechenzeit des Problems im Vergleich zur entkoppelten Problemformulierung (Kotzur et al. 2018a). Besonders nützlich erweist sich diese vereinfachte „inter“-Perioden-gekoppelte Formulierung für saisonale Speicher (Gleichung IV – VI).

$$SoC_{s,k,g+1}^{intra} = SoC_{s,k,g}^{intra} \cdot (1 - \eta_s^{self} \cdot \Delta t) + \Delta t \cdot \left[\eta_s^{charge} \cdot \dot{E}_{s,k,g}^{charge} - \frac{\dot{E}_{s,k,g}^{discharge}}{\eta_s^{discharge}} \right] \quad \forall g, k \quad \text{Gleichung IV}$$

$$SoC_{s,i+1}^{inter} = SoC_{s,i}^{inter} \cdot (1 - \eta_s^{self} \cdot \Delta t)^{N_g} + SoC_{s,k=f(i),N_g+1}^{intra} \quad \forall i \quad \text{Gleichung V}$$

$$0 \leq SoC_{s,i}^{inter} \cdot (1 - \eta_s^{self} \cdot \Delta t)^{N_g} + SoC_{s,k=f(i),N_g+1}^{intra} \leq D_s \quad \forall i, g \quad \text{Gleichung VI}$$

Die Autoren erzielten teilweise widersprüchliche Ergebnisse. (Gabrielli et al. 2018) gaben für deren Fallstudie eine geringere Rechenzeit und genauere Ergebnisse im Vergleich zum entkoppelten Problem an. Dagegen erzielten (Kotzur et al. 2018b) nur geringe Verbesserungen der Optimierungsgenauigkeit und Rechenzeit. Mögliche Ansätze zur Betrachtung der zeitlichen Auflösung stellen die Analyse der Sensitivität des Modells für ausgewählte Szenarien oder eine globale Modellsensitivitätsanalyse dar (z. B. mit der Morris-Methode (Morris 1991; Yliruka et al. 2022)).

Technologische Struktur der Energiesystemoptimierung

(Wirtz et al. 2021a) stellten fest, dass sich eine detailliertere Abbildung des Technologieeinsatzes (z. B. *partial load behaviour, on-off*) oder der Kostenstruktur (z. B. *piece-wise linear*) gegenüber der benötigten zusätzlichen Rechenzeit nicht immer lohnt. Dies muss im Einzelfall betrachtet werden. Da das Projektziel eine erste Auslegung des optimalen Energiesystems mit geringer Rechenzeit ist, wird bei der technologischen Abbildung der Fokus nicht auf der Detailtiefe liegen.

Fernwärmeknoten

Für jedes abzubildende Fernwärmenetz wird ein eigener Fernwärmeknoten im Optimierungsmodell erstellt (siehe Abbildung 9). In jedem dieser Fernwärmeknoten können unterschiedliche Umwandlungs- und Bereitstellungsprozesse definiert werden. Außerdem können Übertragungsmöglichkeiten zu anderen Fernwärmeknoten definiert werden, welche eine Verbindung unterschiedlicher Fernwärmenetze abbilden. Um eine Vielfalt an Verbindungsmöglichkeiten zu modellieren, werden im

Optimierungsproblem über eine binäre Variable verschiedene gekoppelte Übertragungsmöglichkeiten mit der jeweiligen Kostenstruktur hinterlegt. Die Bereitstellungsprozesse und die Übertragungsmöglichkeiten bilden dabei das eigentliche Netz ab. Die restlichen Prozesse modellieren die unterschiedlichen Möglichkeiten der Fernwärmebereitstellung. Wichtig bei der Umsetzung dieses Optimierungsansatzes ist, dass der Ausbau aller Prozesse und Übertragungsmöglichkeiten im Fernwärmeknoten nicht linear, sondern durch binäre oder ganzzahlige Variablen implementiert wird, da nur so die unterschiedlichen Kostenstrukturen realistisch im Modell berücksichtigt werden können.

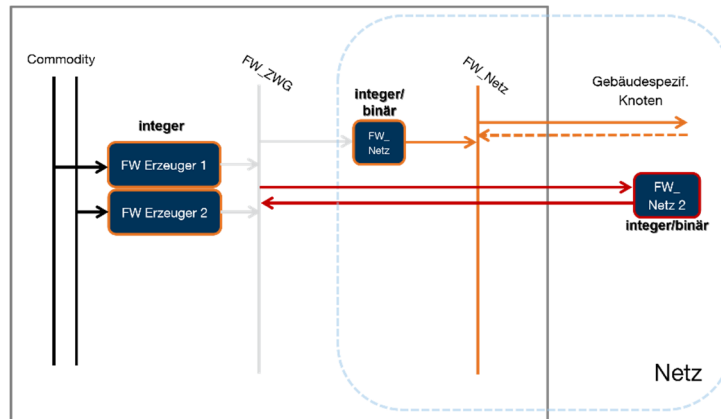


Abbildung 9: Referenzenergiesystem des Fernwärmeknotens

Für das Fernwärmenetz werden die folgenden Wärmebereitstellungstechnologien berücksichtigt:

- Wärmepumpe (Abwärme, Gewässer, Grundwasser, Erdsonden, Luft)
- Brennstoffzelle (PEM, SOFC)
- Hydrothermale Tiefengeothermie
- Biomassekessel (Hackschnitzel)
- Gaskessel (Erdgas, SNG, H2)
- KWK (Biomasse, Erdgas, SNG, H2)
- Solarthermie
- Heizstab

Implementierung von Temperaturniveaus

In einem städtischen Fernwärmenetz ist die Betriebstemperatur ein entscheidender Faktor für die variablen Verluste entlang des Fernwärmenetzes und somit für die optimale Auslegung von diesem. Um den effizientesten Ansatz zu bestimmen, wird im Rahmen dieses Projektes urbs um eine binäre Entscheidungsvariable zur Abbildung der unterschiedlichen Temperaturniveaus erweitert. Dadurch kann eine optimale Temperatur für den Fluidfluss innerhalb der Rohre ausgewählt werden. Zur Vereinfachung des Optimierungsproblems werden allerdings im Preprocessing nur eine limitierte Auswahl an Temperaturniveaus berücksichtigt.

Der gewählte Ansatz ermöglicht es dem System, die Möglichkeiten eines Wärmenetzes mit entweder niedrigen Temperaturen, welches beispielsweise durch Wärmepumpen auf Verbraucherebene ergänzt wird, oder mit hohen Temperaturen (und dadurch höheren Verlusten in den Leitungen) miteinander zu vergleichen und die kostenoptimale Lösung auszuwählen. Durch die dynamische Anpassung an die spezifischen Bedingungen des Heizungsnetzes gewährleistet urbs einen energieeffizienten und kostengünstigen Ausbau und Einsatz des Fernwärmenetzes und trägt somit zur Gesamtnachhaltigkeit und Leistungsfähigkeit der städtischen Heizinfrastruktur bei. Dies wird anhand Abbildung 10 erläutert.

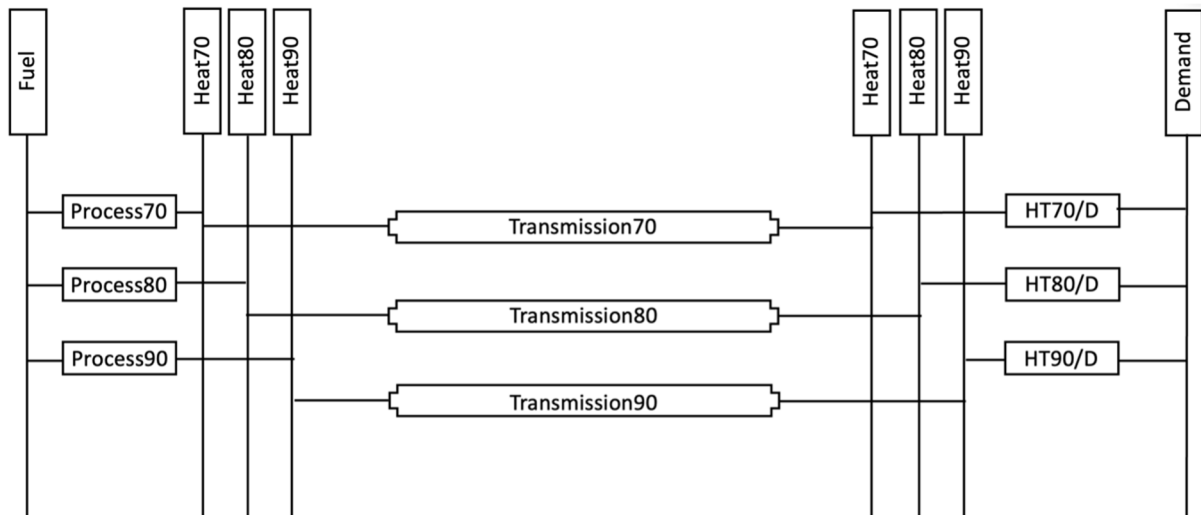


Abbildung 10: Referenzenergiesystem für die Modellierung unterschiedlicher Temperaturniveaus im Fernwärmenetz

Für das Optimierungsprobleme werden die Eingabedaten für die Fernwärmenetze mit THERMOS definiert, welche die Kosten für den Ausbau des jeweiligen Temperaturniveaus des Fernwärmenetzes sowie die zugehörigen Verluste angeben. An einem zentralen Erzeugungsstandort, der mit diesem Netz verbunden ist, werden verschiedene Wärmeerzeuger mit unterschiedlichen Nachfragetemperaturen und Wirkungsgraden definiert. Dabei wird darauf geachtet, dass die Definitionen dieser Parameter jeweils auf demselben Temperaturniveau für Erzeugung und Übertragungsleitung definiert werden. Außerdem können Erzeugung und Übertragung unterschiedliche Temperaturebenen haben, wenn die Bereitstellung eines Wärmeumwandlers, entweder einer Wärmepumpe oder eines Wärmetauschers, erfolgt, um die Erzeugungstemperatur auf das Temperaturniveau des Netzes zu anzuheben oder abzusenken.

Die vom Verbraucher festgelegte Bedarfstemperatur bleibt konstant. Die Versorgung dieser Nachfrage durch das Fernwärmenetz kann dann über zwei Optionen erfolgen: die Verwendung einer Wärmepumpe oder eines Wärmetauschers am Verbraucherende oder die direkte Nutzung der Wärme, wenn die Netztemperatur mit der Nachfrage übereinstimmt.

Bei der urbs-Implementierung beinhaltet die Übertragung von Gütern mit unterschiedlichen Temperaturen, die durch Rohre geleitet werden, die Zuweisung einer binären Variable zur Entscheidungsfindung. Diese Variable ist mit Indizes verbunden, die Eingangs- und Ausgangsstandorte, Übertragungsbezeichnung und Warenname sowie deren entsprechende Temperatur angeben.

δ sei die binäre Variable mit dem Index: (sitin, sitout, tra, com)

Die binäre Variable wird helfen, die Installation oder Nichtinstallation der Übertragungsleitung mit der durch sie fließenden Ware zu bestimmen. Eine zusätzliche Einschränkung kann hinzugefügt werden, die es ermöglicht, nur eine Ware durch die Leitung fließen zu lassen, indem die binäre Entscheidungsvariable verwendet wird.

$$\sum_{com=com_1}^{com_n} \delta(sitin, sitout, tra, com) \leq 1 \quad \text{Gleichung VII}$$

Daher ermöglicht diese Einschränkung für dieselbe Art von Übertragungsleitung nur den Durchfluss einer Ware. Da jedoch die Größe und Kosten der Übertragungsleitung und die Installation des Netzes bereits aus der Ausgabe eines Netzgrößenbestimmungstools bekannt sind, optimiert der Optimierer selbstständig, dieselbe Übertragungsleitung mit nicht mehr als einer Ware zu errichten. Wenn entschieden wird, eine Übertragungsleitung zu bauen und es mehr als eine gleiche Übertragungsleitung mit unterschiedlicher Ware gibt, bedeutet das, dass die Größe des Netzes erhöht werden muss. Daher

kann unter Berücksichtigung dieser Tatsache die oben genannte Einschränkung entfernt und das Problem weiter vereinfacht werden.

Für die Installation des Netzes kann die folgende Gleichung das Problem lösen, was ausreichen wird, um die Entscheidung für die Betriebstemperatur zu treffen.

$$c_{new}(sitin, sitout, tra, com) = \delta(sitin, sitout, tra, com) * c_{block}(sitin, sitout, tra, com) \quad \text{Gleichung VIII}$$

wobei C_{block} die Kapazität für die Installation einer neuen Übertragungsleitung ist, die je nach Ausgabe des Netzgrößenbestimmungstools jeden positiven Wert annehmen kann. Zum Beispiel können die Ausgaben von THERMOS als Kapazitätseingabe verwendet werden und die Kosten von THERMOS können als Eingabe bereitgestellt werden. Der Optimierer wird nur ein Temperaturniveau auswählen, welches durch eine Übertragungsleitung läuft, da die Auswahl mehrerer die Kosten drastisch erhöhen würde. Wenn jedoch mehr als ein Temperaturniveau für dieselbe Verbindung zweier Knoten ausgewählt wird, bedeutet dies, dass die als Eingabe bereitgestellten Kapazitätswerte nicht ausreichen, um die Wärme an die Verbraucher zu transportieren, was durch Erhöhung der Kapazität korrigiert werden kann.

Derselbe Ansatz ist auch in der Lage, die Entscheidung zwischen dem Bau des gesamten Stadtteilnetzes oder der Verwendung dezentraler Technologie an den Verbrauchern zur Wärmeerzeugung zu treffen. Da die Auswahl auf der binären Entscheidungsvariable basiert, wird entweder das vordefinierte Netz als Ganzes gebaut oder die Versorgung erfolgt dezentral.

Gebäudespezifischer Knoten

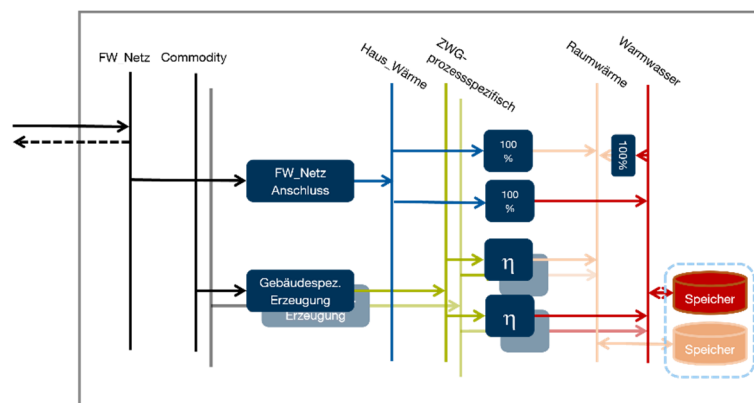


Abbildung 11: Referenzenergiesystem des gebäudespezifischen Knotens

Da eine gebäudescharfe Auflösung das Optimierungsproblem sehr groß und somit nur noch schwer lösbar macht, müssen die einzelnen Nachfragen zusammengefasst werden.

Dies wird über das in der räumlichen Auflösung beschriebene Clustering über Typgebäude in jeder Fernwärmenetzregion erfolgen. Dadurch werden zum einen noch immer die je nach Gebäudetyp spezifischen Wärmenachfrage- und Wärmeversorgungsstrukturen abgebildet und zum anderen die je nach Standort verfügbaren Fernwärmenetzoptionen berücksichtigt. Um die unterschiedlichen Temperaturniveaus in der Wärmenachfrage zu modellieren, wird zwischen Raumheiz- und Warmwasserbedarf unterschieden. Aufgrund dieser Unterscheidung muss die Erzeugung in zwei Schritten in das Optimierungsmodell eingebaut werden. Je Technologieoption gibt es einen Prozess, der die Gesamtkapazität der Erzeugung limitiert und bepreist. In zwei sogenannten Dummy-Prozessen wird eine fiktive Zwischengröße des ersten Prozesses mit dem jeweils entsprechenden Wirkungsgrad in eine der beiden Nachfragen umgewandelt. Für diese beiden Prozesse werden die variablen Kosten definiert, wodurch eine realistischere Abbildung der Wärmebereitstellung im Gebäude gegeben ist. Falls das Gebäude mit Fernwärme versorgt wird, muss der Fernwärmeanschluss als Übertragung von dem

jeweiligen Fernwärmeknoten an den Gebäudeknoten ausgebaut werden. Dadurch ist die Nachfrage eines Gebäudetyps an die Erzeugung für das Fernwärmenetz gekoppelt. Die Struktur des Referenzenergiesystems ist in Abbildung 11 dargestellt.

Für die gebäudespezifische Wärmeversorgung werden die folgenden thermischen Energiebereitstellungstechnologien berücksichtigt:

- Wärmepumpe (Luft, Erdsonden, Erdkollektor, Grundwasser)
- Gaskessel (Erdgas, SNG, H₂)
- Biomassekessel (Pellet, Scheitholz)
- BHKW (Biomasse, Erdgas, SNG, H₂)
- Solarthermie
- Heizstab
- Brennstoffzelle (PEM, SOFC)

Um das Optimierungsproblem weiter zu vereinfachen, werden die Gebäudeknoten zunächst individuell ohne Fernwärmeanschluss optimiert. Anschließend wird bei der Optimierung mit Fernwärmeanschluss nur die kostenoptimale Lösung aus der individuellen Optimierung berücksichtigt.

Elektrisches Netz

Aufgrund der flächendeckenden Präsenz elektrischer Infrastruktur und den vergleichsweise unproblematischen Netzverstärkungen sowie dem Fokus von Heat2Q auf die Abbildung des Wärmesektors werden die Aspekte der elektrischen Energieübertragung im Quartier nur mittels wirtschaftlicher Parameter berücksichtigt, wie Netzentgelte und variable Stromtarife. Innerhalb der Gebäude und der Energiezentrale wird der elektrische Bedarf anhand gebäudetypischer Lastgangkurven sowie einzelner versorgungsrelevanter Komponenten wie dezentraler Batteriespeicher und Power2Heat-Komponenten abgebildet. Deswegen wird zur Vereinfachung der Modellierung im Optimierungsproblem für das elektrische Netz kein eigener Knoten definiert, sondern alle Bestandteile durch Prozessstrukturen in den Fernwärme- bzw. gebäudespezifischen Knoten dargestellt.

Ansatz zur Untersuchung des Einflusses der Auflösung auf die Energiesystemoptimierung

Ein potenzieller Ansatz zur Untersuchung der räumlichen Aggregation auf Quartiersebene ist folgender:

1. City Energy Analyst zur GIS-basierten Nachfrageberechnung aller Gebäuden (Fonseca et al. 2016)
2. Nutzung von *k-means* zur Aggregation auf verschiedene räumliche und zeitliche Niveaus (Unternährer et al. 2017; Kotzur et al. 2018b)
3. Formulierung mehrerer diskreter „Technologieauflösungsniveaus“
4. Flexible MILP-Formulierung des Problems mit *urbs* (Dorfner und Hamacher 2021) mit den beschriebenen Ansätzen
5. Sensitivitätsanalyse zur systematischen Untersuchung der Einflüsse auf die Ergebnisse (Yliruka et al. 2022)

Mixed-Integer-Linear-Programming-Formulierung

Aufgrund der beschriebenen Besonderheiten des Wärmesektors wird das Optimierungsproblem für die verschiedenen Technologien und deren Zeitreihen als ganzzahliges lineares Problem formuliert. Wie vorhin erwähnt, hängt diese Formulierung von mehreren Betrachtungen und Faktoren ab, unter anderem der technologischen, zeitlichen und räumlichen Auflösung des Problems. Eine erste MILP-Formulierung, mit einem Knoten und einer stündlichen Auflösung über ein typisches Referenzjahr

(*typical meteorological year, TMY*), wurde anhand von einem kleinen Ort mit rund 800 Einwohner: innen im Süden Bayerns getestet. Die betrachteten Technologien und dessen Struktur ist in Abbildung 12 vereinfacht dargestellt.

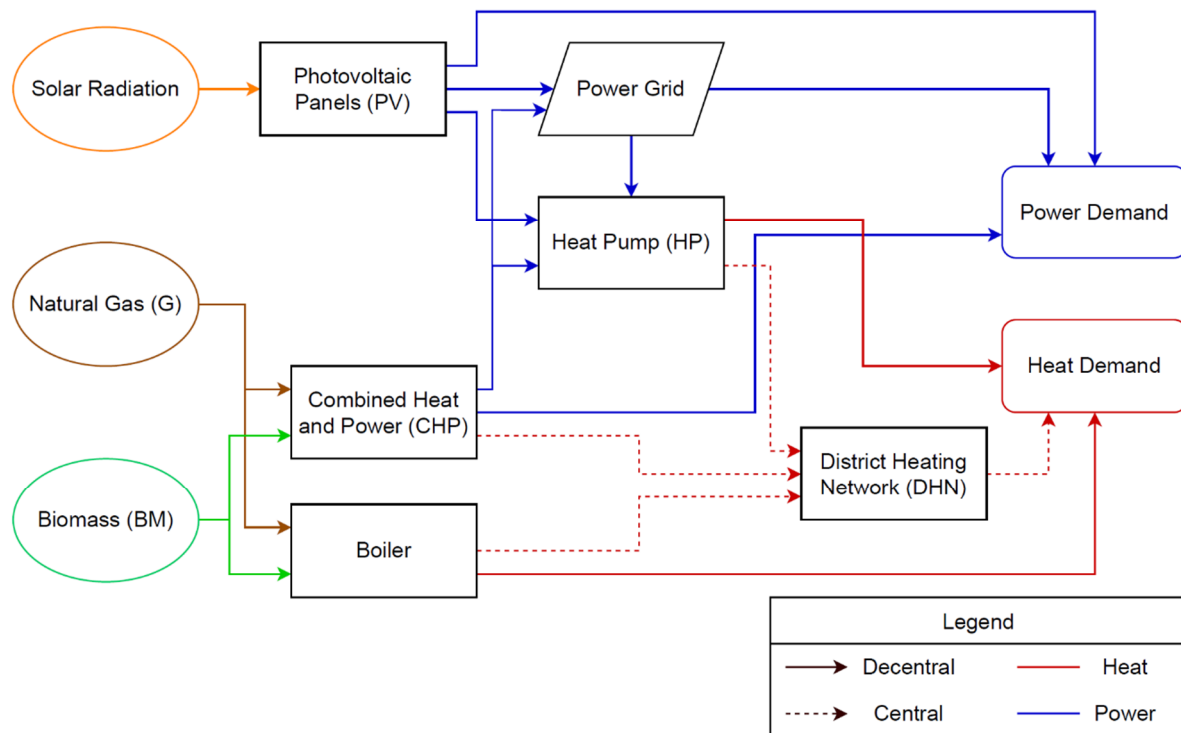


Abbildung 12: Schematische Darstellung der Energiebereitstellungs- und Speicherstruktur

Nachdem die Strom- und Wärmenachfragen sowie Verfügbarkeit von verschiedenen Energiequellen im pre-processing berechnet wurden, kann das Optimierungsproblem formuliert werden. Dafür müssen die freien Variablen, in diesem Fall ein Ausbau vom Fernwärmnetz (binär, fixe Größe, y), die Kapazitäten der Strom- und Wärmebereitstellungsanlagen (G_i , wo $i \in \{PV, B_G^{dec}, B_G^c, B_{BM}^{dec}, B_{BM}^c, CHP^{dec}, CHP^c, A^c\}$, siehe Abbildung 12) und dessen stündliche Last Q_t^i , sowie für Speicher (G_s, Q_t^s , wo $i \in \{WärmePuffer, WärmeSaisonal, Li - Ionen\}$) definiert werden.

Die Zielfunktion setzt sich aus den Kosten des Systems zusammen und wird minimiert. Dafür werden Investitionskosten für jede Technologie mit Annuitäten bestimmt (Gleichung IX), die durch den *capital recovery factor* (CRF) berechnet werden können (Gleichung X).

$$C_{inv} = \sum_i [CRF_i \cdot (C_i \cdot G_i)] + C_{DHN} \cdot y, \quad \text{Gleichung IX}$$

$$CRI_i = \frac{\alpha_i(1 + \alpha_i)^{n_i}}{(1 + \alpha_i)^{n_i} - 1} \quad \forall i \quad \text{Gleichung X}$$

CRF_i ist der Annuitätsfaktor mit Zinswert α_i und Lebensdauer von n_i Jahren, C_i die Investitionskosten der Technologie i in EUR/kW oder EUR und G_i die Auslegungsgröße von i in kW oder gegebenenfalls kWh für Speicher. Die binäre Variable y ist adimensional und stellt die Entscheidung dar, ob das Fernwärmnetz für das gegebene Netz ausgebaut werden sollte.

Betriebskosten werden vereinfacht dargestellt und beinhalten hauptsächlich Kraftstoffkosten $p_{t,s}^i$, Stromkosten $p_{grid,exp,t}$ und CO₂-Emissionskosten $\dot{m}_{CO_2,t}$, die über einen festen CO₂-Emissionspreis berechnet werden p_{CO_2} (Gleichung XI).

$$C_{op,s} = \Delta_t \cdot \left[\sum_t \frac{Q_t^i \cdot p_t^i}{\eta_i} - \sum_t I_{grid,exp,t} \cdot p_{grid,exp,t} + \sum_t I_{grid,t} \cdot p_{grid,t} + \sum_t p_{CO_2} \cdot \dot{m}_{CO_2,t} \right] \quad \forall t, \forall i \quad \text{Gleichung XI}$$

Δ_t ist die Länge des Zeitschritts t in Stunden, Q_t^i die von einer bestimmten Technologie i eingesetzte Leistung zum Zeitpunkt t in kW, p_t^i der Preis des von i eingesetzten Energieträgers in EUR/kWh. Jede Technologie hat einen Wirkungsgrad η_i . Der zweite Term stellt die Erlöse aus dem Verkauf von Strom an das Netz $I_{grid,exp,t}$ in kWh zu einem bestimmten Preis $p_{grid,exp,t}$ in EUR/kWh dar. Der dritte Term berücksichtigt die Kosten für die Beschaffung von Netzstrom und der vierte Term schließlich die CO₂-Kosten.

Die einzuhaltende Hauptrandbedingung ist, dass der nachgefragte Strom und die benötigte Wärme zu jedem Zeitpunkt $t \in \{1, \dots, 8760\}$ innerhalb des analysierten Jahres zur Verfügung gestellt werden müssen. Diese Formulierung wurde aus (Sameti und Haghghat 2019) für unsere Problemstellung angepasst. Das ganzzahlige lineare Gleichungssystem wird mit Python und pyomo formuliert und kann mit einem Solver wie HiGHS (Huangfu und Hall 2018) oder Gurobi (Gurobi LLC 2018) gelöst werden. Dieses Modell ist ein erfolgreicher erster Test, um binäre Variablen für Energiesystemmodelle auf Quartiersebene zu formulieren und in einer begrenzten Zeit zu lösen.

AP 1.4: Programmtechnische Umsetzung und Funktionstest (TUM, EST, GEF)

Abbildung und Optimierung von Energiesystemen auf Quartiersebene

Stand der Technik

Um eine möglichst präzise und detaillierte Methodik zur Abbildung des Wärmesektors zu ermöglichen, wurde der Stand der Technik von Tools unter Berücksichtigung der Funktionalität und Abbildungsgüte des Modells in Bezug auf den Wärmesektor evaluiert. Im Zuge dieser Literaturrecherche wurden ca. 50 Tools mit deren Vor- und Nachteilen in einer Tabelle zusammengefasst.

Diese Tabelle wurde als Startpunkt für eine detailliertere Erprobung und Analyse der für das Forschungsvorhaben relevantesten Tools benutzt. Die analysierten Tools (siehe Tabelle 2) lassen sich in vier Hauptkategorien einteilen: Frameworks zur Formulierung des Optimierungsproblems (oemof, urbs, Compose, PyPSA und TOP-Energy), Energiesystemoptimierungstools zur Planung der Wärmeversorgung (open_plan, EHDO, EnergyPLAN, Sophena und Edgar), Nachfrageberechnung und Potentialanalyse von Quartieren und/oder individuellen Gebäuden (City Energy Analyst (CEA), demandlib, District ECA, SimStadt, THERMOS, TABULA und UrbanHeatPro (UHP)) sowie Fernwärmenetzauslegung (SimStadt, THERMOS, CEA, dhmin).

Tabelle 2: Getestete Tools zur Modellierung und Optimierung diverser Aspekte der Wärmeversorgungsplanung

Name	Zweck	Referenz
EHDO	Investitionsplanung, Einsatzplanung	(Wirtz et al. 2021b)
EnergyPLAN	Einsatzplanung	(Lund et al. 2021)
urbs	Investitionsplanung, Einsatzplanung	(Dorfner und Hamacher 2021)
THERMOS	Nachfrageberechnung, Investitionsplanung, Einsatzplanung, Trassenplanung	(THERMOS project partners)
TOP-Energy	Investitionsplanung, Einsatzplanung	(Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e. V. (GFaI) 2004)
District ECA	Bilanzierung, Nachfrageberechnung (Sanierung), (Investitionsplanung)	(Fraunhofer Institute for Building Physics IBP 2018)
oemof	Investitionsplanung, Einsatzplanung	(Hilpert et al. 2018)
PyPSA	Open-source toolbox for simulating and optimising modern power and energy systems	(Brown et al. 2018)
COMPOSE	Investitionsplanung, Einsatzplanung	(M.B. Blarke 2013)
SimStadt	Nachfrageberechnung, Potentialanalyse, ("Trassenplanung")	(Nouvel et al. 2015)
open_plan	Einsatzplanung, Investitionsplanung	(open_plan 2022)
City Energy Analyst	Nachfrageberechnung, Potentialanalyse, Investitionsplanung, Einsatzplanung, Trassenplanung	(Fonseca et al. 2016)
demandlib (BDEW)	Wärme- und Strombedarfszeitreihen- erzeugung nach BDEW Standard- lastprofilen mittels Jahresbedarf	(Mark Hellwig 2003)
UrbanHeatPro	Nachfrageberechnung	(Molar-Cruz 2019)
TABULA	„Nachfrageberechnung“	(Loga et al. 2016)
Sophena	Einsatzplanung, (Investitionsplanung)	(Carmen e.V.)
Edgar	Bilanzierung, Investitionsplanung, („Einsatzplanung“)	(FI Freiberg Institut GmbH 2022)
dhmin	Trassenplanung	(Dorfner und Hamacher 2014)

Vorgefertigte Energiesystemoptimierungstools wie EnergyPLAN bieten eine hohe Benutzerfreundlichkeit, weisen aber oftmals Nachteile wie eine geringe Flexibilität sowie eine generell niedrige Abbildungsgüte des Wärmesektors auf. Deswegen wurde Software dieser Kategorie ausgeschlossen. Eine feinere Auswahl der Tools wurde hinsichtlich der Funktionalitäten und Erweiterungsmöglichkeiten sowie in kleinerem Maße bezüglich der Handhabbarkeit und Schnittstellen getroffen. Die ausgewählten Tools wurden tiefgründig anhand von Beispielen und einer Integration in ersten Wärmeplanungsabläufen getestet.

urbs wurde wegen der vorhandenen Expertise von Projektpartnern oemof vorgezogen, da beide Python-basierte Frameworks ähnliche Funktionalitäten, Benutzerfreundlichkeit sowie Schnittstellen haben (Candas et al. 2022). City Energy Analyst ergab sich als robuster im Vergleich zu SimStadt, kann mit Python direkt erweitert werden und ist durch Skripten automatisierbar (Siehe „Abschnitt Automatisierung der Strom- und Wärmelastgängerzeugung mittels CEA“). THERMOS ist transparent, bietet eine hervorragende Benutzerfreundlichkeit und legt Wärmenetze durch eine ganzzahlige lineare Optimierung aus.

In mehreren Feedbackgesprächen mit allen beteiligten Projektpartnern wurde die Benutzung von CEA für Wärmelastgangberechnungen beschlossen. Die thermischen Leistungsspitzen und jährlichen Wärmemengen werden in THERMOS zur Netzauslegung benutzt. Letztlich werden die erhaltenen Bedarfszeitreihen und Kostenstrukturen mit urbs als ein (ganzzahlig) lineares Optimierungsproblem formuliert und mit verfügbaren kommerziellen (z. B. Gurobi (Gurobi LLC 2018)) oder Open-Source-Gleichungslösern (z. B. GLPK (MAKHORIN A. 2008) oder HiGHS (Huangfu und Hall 2018)) gelöst.

Aufgrund der schlechten Datenlage zu GHD-Nutzungsprofilen und der damit verbundenen Schwierigkeit, Nachfragezeitreihen für diesen Sektor mittels CEA zu generieren, sowie im Hinblick auf den geplanten vereinfachten Easy-M-Ansatz wurden Skripte zur automatisierten Zeitreihengenerierung mittels demandlib erstellt. Im Gegensatz zu CEA basiert die auf demandlib aufgebaute Methodik nicht auf einer Gebäudesimulation, sondern einem kennwertebezogenen Bottom-Up Ansatz zur Bestimmung der Jahresbedarfe in Kombination mit Standardlastprofilen zur Zeitreihenerzeugung.

Benchmarking von Open-Source-Solvern

Es wurden mehrere Solver anhand von zwei kleinen Energiesystemproblemen – einem mit MILP- und einem mit LP-Formulierung – getestet, um deren Performance zu evaluieren. Der neue Open-Source-Solver HiGHS, der auch ein direktes Interface durch *highspy* zu *pyomo* und Python hat, erwies sich bei kleineren Problemen sehr konkurrenzfähig verglichen mit kommerziellen Solvern (siehe Tabelle 3).

Diese Ergebnisse sind mit offiziellen Benchmarks vergleichbar (Mittelmann 2021). Leider ist HiGHS noch nicht in allen Frameworks implementiert, wie z. B. oemof oder *open_plan*. Diese Anbindung könnte jedoch implementiert werden, wie es die PyPSA-Community schon im Release v0.19.0 gemacht hat (Brown et al. 2022).

Tabelle 3: Tests von mehreren Open-Source-Solvern mit MILP (205142 continuous, 8761 binary) und LP (61326 continuous, 87601 constraints)

Solver	Wall clock time MILP (in s)	Wall clock time LP (in s)
gurobi	510.5	12.4
CPLEX	188	22.5
SCIP	1704.7	65.2
GLPK	4392.6	207.1
HiGHS	623	18.8

Test von oemof, open_plan, PyPSA und Thermos

In oemof wurde versucht, einige reale, dennoch stark vereinfachte Energiesysteme abzubilden. Als Basis dafür dienten die in github veröffentlichten Beispiele. Dabei wurden lediglich in oemof bereits programmierte Units und Streams verwendet. Oemof bietet hierfür eine große Palette an, um auch komplexe Energiesysteme ausreichend gut abzubilden. Die Implementierung von COP-Zeitreihen (Coefficient of Performance) und mehreren PV-Zeitreihen für verschiedene Modulausrichtungen in oemof wird aktuell untersucht. Neben oemof wurde ebenfalls *open_plan* getestet. Um die beiden

Programme zu vergleichen, ist in open_plan das identische Energiesystem modelliert worden (vgl. Abbildung 13).

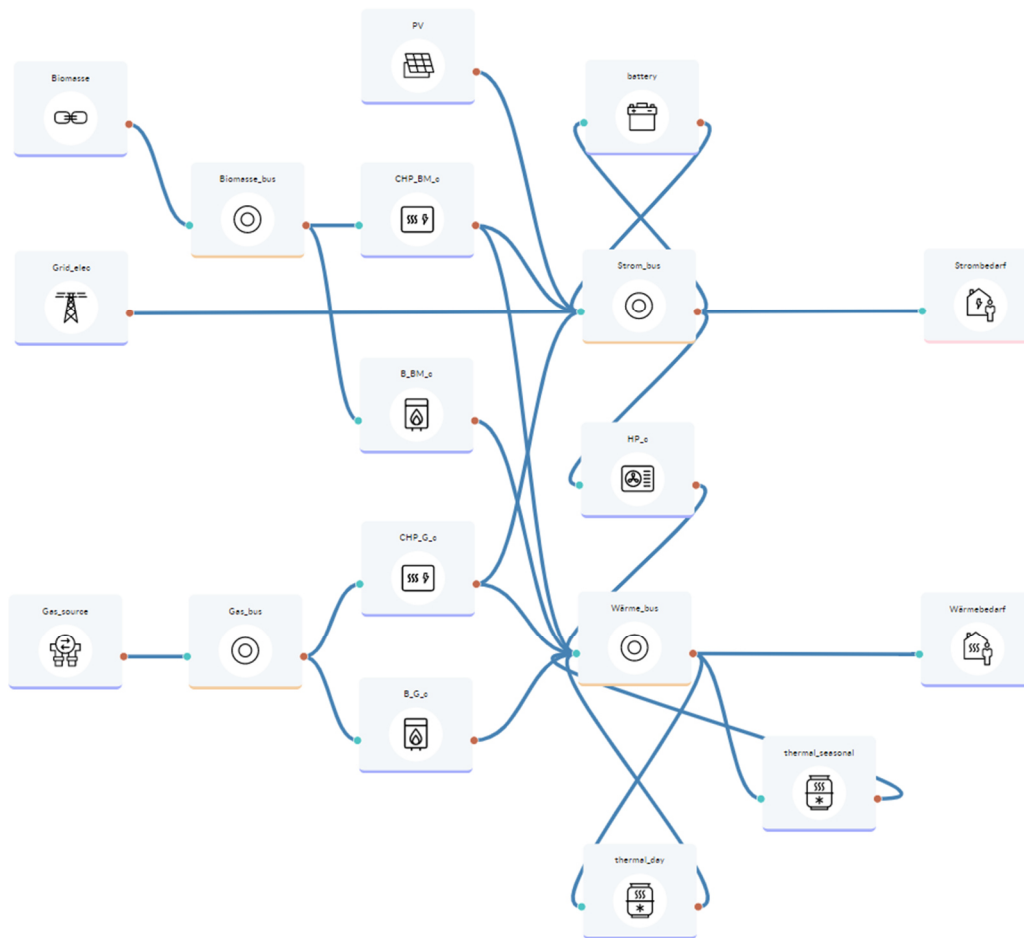


Abbildung 13: Modellierung eines einfachen Energiesystems in open_plan

Das open_plan-Projekt verfolgt bezüglich der Nutzungsfreundlichkeit ähnliche Ziele wie Heat²Q. Allerdings soll in Heat²Q der Wärmesektor deutlich detaillierter auf Quartiersebene abgebildet werden. Beispielsweise ist die Berücksichtigung eines Fernwärmenetzes in open_plan momentan ausgeschlossen. Zudem ist open_plan ein relativ neues Programm, sodass einige Funktionen wie z. B. die Festlegung von CO₂-Emissionsobergrenzen zu Fehlern in der Simulation führen. Im Vergleich zu oemof oder urbs bietet open_plan eine geringere Flexibilität in Bezug auf Umwandlungsprozesse und Energieträger.

PyPSA (Python for Power System Analysis) ist ein von der TU Berlin entwickeltes Python Framework für die Ausbau- und Betriebsoptimierung von Energiesystemen. Das Framework enthält implementierte Features für konventionelle Kraftwerke mit der Möglichkeit einer binären Einsatzplanung, variable Wind- und Solarstromerzeugungsanlagen und Speichereinheiten. Zudem können kompliziertere Anlagen, wie Wärmepumpen oder Kraftwärmekopplungsanlagen durch die Basiskomponenten erzeugt werden. Der Fokus des Frameworks liegt auf der detaillierten Abbildung des Stromsektors. Somit lassen sich gemischte Wechsel- und Gleichstromnetze sehr detailliert abbilden. Um diese Detailtiefe gut abbilden zu können ist PyPSA so konzipiert, dass es sich gut mit großen Netzen und langen Zeitreihen skalieren lässt. Die gute Skalierbarkeit sowie die bestehenden Features wie „Links“, welche die Abbildung von sektorengesetzten Systemen ermöglichen, machen PyPSA als Framework für Heat²Q interessant. Aus diesem Grunde wurde die Darstellung des Heat²Q Optimierungskonzeptes in PyPSA

getestet. Darüber hinaus, hat PyPSA eine sehr aktive Gemeinschaft von Benutzern, die das Framework kontinuierlich und regelmäßig verbessern und Instandhalten.

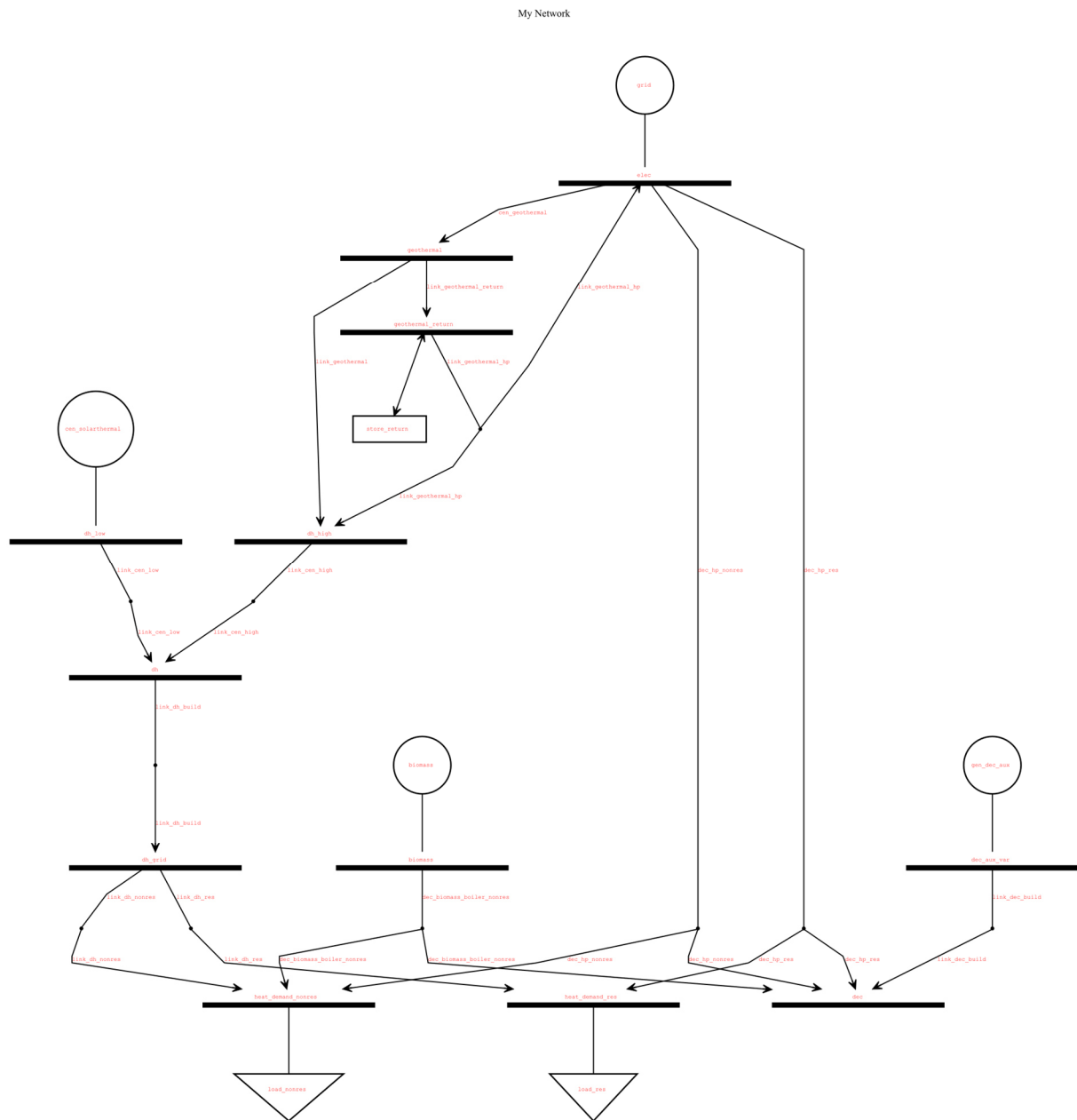


Abbildung 14: Beispielhafter Aufbau der Heat2Q Methodik mit unterschiedlichen Temperaturniveaus sowie der Unterscheidung zwischen Zentral und Dezentral in PyPSA

Abbildung 14 zeigt den beispielhaften Aufbau der vereinfachten Heat2Q Methodik mit zwei Temperaturniveaus sowie der Wahl zwischen zentraler und dezentraler Erzeugung.

Um detaillierte Erkenntnisse über die Anwendung von THERMOS in der Praxis zu erlangen, wurde das Tool von dem Praxispartner EST getestet. In der Fernwärmenetzeauslegung mit THERMOS gibt es grundsätzlich zwei mögliche Vorgehensweisen, um Wärmebedarfe zu definieren:

1. Automatische Bedarfsabschätzung durch THERMOS basierend auf den frei Verfügbaren OSM Daten und linearen Regressionen
2. Vorgabe des Wärmebedarfs und/ oder Spitzenlast

Die Tests mit THERMOS zeigen, dass die abgeschätzten Verbräuche und Leistungen deutlich zu hoch liegen. Zudem hat die Gradtagszahl eine deutlich zu geringe Auswirkung auf die Last. Des Weiteren ist keine Unterscheidung zwischen verschiedenen Nutzungsprofilen, wie Wohngebäude, Gewerbe etc. vorhanden. Aus diesem Grunde ist die Vorgaben von im Vorhinein ermittelten Bedarfswerten zu bevorzugen.

Bei alleiniger Vorgabe der Verbräuche ohne Spitzenlast kann es zu unrealistisch hohen Heizleistungen der einzelnen Gebäude kommen. Laut dem THERMOS-Handbuch liegt dies daran, dass eine Warmwasserbereitstellung im Durchflussverfahren angenommen wird. Dahingegen rechnet THERMOS mit einer unüblich hohen Gleichzeitigkeit, woraus sich wieder keine korrekte Netzdimensionen ergibt.



Abbildung 15: Beispiele fehlerhafter Netzauslegung (zu lang, unbeheizte Nebengebäude/Garagen, fraglicher Anschlusspunkt)

Bei der Netzauslegung mit THERMOS kann es zu dem zu einigen Fehlern in der Topologie kommen (siehe Abbildung 15). Dies ist einmal der Bau von zu vielen Hausanschlussleitungen sowie die teilweise unlogische Wahl des Anschlusspunktes. Daraus resultieren zu lange Netze.

Durch die Übergabe der Wärmemengen, Peak-Leistungen mit einem „sinnvollen“ Hausanschlusspunkt (hier Hauseintritt Erdgasnetz, alternativ Hausnummer oder Außenkante Gebäude zwischen Kamin und Straße) wird das Netz klarer (siehe Abbildung 16). Garagen, Nebengebäude und Mehrfachanschlüsse fallen weg.



Abbildung 16: Beispiel für automatisch übernommener Leitungsführung ohne manuelle Bearbeitung (bei vorgegebenen Anschlusspunkten), führt zu extrem langen Rechenzeiten

Bei der automatischen Erzeugung von potenziellen Rohrleitungsoptionen auf Basis der Straßendaten können sehr ineffiziente und unsinnige Leitungsführungen entstehen, die zu sehr langen Rechenzeiten führen können. Aus diesem Grund sind zusätzliche manuelle Anpassungen der Leitungstrassen erforderlich, um Einschränkungen wie 'verboten' und 'erforderlich' festzulegen. Außerdem werden mögliche Trassen außerhalb der Straßen nicht automatisch erkannt und müssen manuell eingetragen werden.

Methodisches Vorgehen

Um ein möglichst präzises Optimierungsergebnis zu erreichen, müssen alle Input-Parameter und angenommene Vereinfachungen robust und genau sein. Deswegen wurde ein robuster Prozess, der so automatisiert wie möglich ist, zur Berechnung und Erstellung der Inputdaten konzeptioniert. Diese können sich in vier Kategorien einteilen:

1. Zeitreihen der lokal verfügbaren erneuerbare Energien und Energienachfragen
2. Technologiedaten (Kosten, Effizienzen)
3. Potentiale der vorhandenen erneuerbare Energiequellen des Gebiets
4. Räumliche und ggf. Zeitliche Auflösung

Der ganze Prozess ist vereinfacht in Abbildung 17 abgebildet.

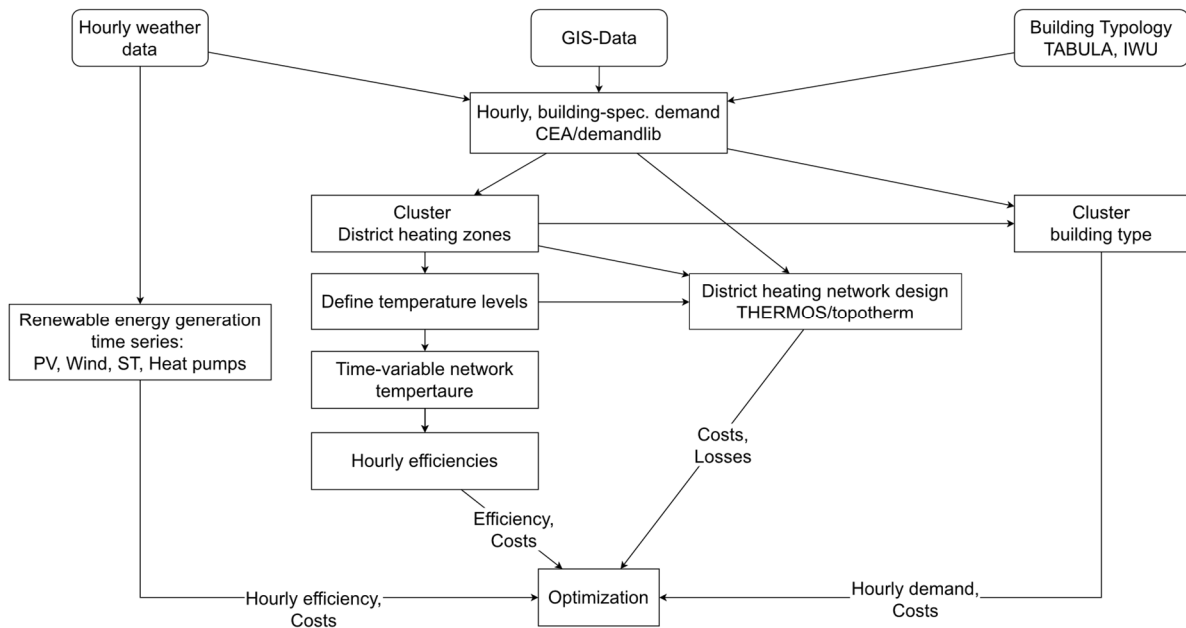


Abbildung 17: Übersicht der Preprocessing-Methodik um Zeitreihen, Potentiale und Kosten eines Gebiets zu ermitteln

Erstens werden die verfügbaren GIS-Daten des Gebiets in mehreren Teilschritten aufbereitet und die Strom- und Wärmelastgänge mittels CEA berechnet (siehe Unterabsatz „Automatisierung der Strom- und Wärmelastgangerzeugung mittels CEA“). Danach werden mehrere Cluster berechnet, um die räumliche Auflösung zu begrenzen und somit die Komplexität des Problems anpassen zu können. Diese Gebiete beinhalten mehrere Gebäude, und sollten möglichst flexibel definierbar sein. Die Temperatur-Niveaus dieser Gebiete können definiert oder angepasst werden, und sind für jedes Gebiet angepasst. All diese Information, samt der Energienachfrage, werden dann in THERMOS eingegeben, um die Fernwärmenetzauslegung und -kostenberechnung von jedem Gebiet für alle Temperaturen zu berechnen. Parallel zu diesem Schritt, werden die Gebäude in mehrere Subkategorien eingeteilt, wie z.B. Alt- und Neubauten, um spezifische Maßnahmen für jedes sub-Cluster in der Optimierung zu evaluieren. Der letzte Schritt ist die Berechnung von den Zeitreihen der erneuerbaren Energien und dessen Potentiale für das untersuchte Gebiet. All diese Informationen werden dann in einem Ordner als .csv-Dateien gesammelt und werden dann in das Optimierungsproblem eingelesen. Jeder Teilprozess ist komplex und beinhaltet mehrere Modelle und Annahmen, die in den folgenden Unterabschnitten erläutert werden.

GIS-Gebäudedaten als Eingangsgrößen

Die Ergebnisqualität von Energiesystemoptimierungen hängt stark von der Güte der Eingangsgrößen ab. Für die Abbildung des Wärmesektors stellen Wärmebedarfslastgänge bedeutende Eingangsparameter dar, da die Lastgänge zu jedem Zeitschritt gedeckt werden müssen. Bei Wärmebedarfslastgängen für Wohngebäude wird unterschieden zwischen dem thermischen Energiebedarf an Raumheizung und jenem für Brauchwarmwasser. Wie hoch der Bedarf an Raumwärme ausfällt, hängt stark vom Gebäude ab, insbesondere von dessen Isolierung. Daher bedarf es für die Erstellung von stündlichen Wärmebedarfslastgängen auf Quartiersebene möglichst detaillierter Gebäudedaten.

Für Deutschland liegen aktuell noch keine flächendeckenden, anwenderfreundlichen und kostenlosen GIS-Daten vor, die für eine detaillierte sowie unkomplizierte Erstellung von Wärmebedarfszeitreihen notwendig wären. Teilweise können diese Informationen gekauft werden (geomer GmbH 2022), wobei deren Vorgehen zur Erstellung der Daten nicht ausreichend nachvollziehbar ist. Frei verfügbare Daten zum Gebäudealter sind beispielsweise nur dem Zensus2011-Datensatz (Statistische Ämter des Bundes

und der Länder 2011) zu entnehmen. Dieser Datensatz ist mehr als 10 Jahre alt und umfasst lediglich aggregierte Daten für Rasterkästchen mit einer Fläche von einem Hektar. Zudem beläuft sich die Gesamtzahl der erfassten Wohngebäude nur auf einen Bruchteil der tatsächlich vorhandenen Gebäude – für Bayern auf ca. ein Sechstel. Eine gebäudescharfe Zuteilung des Baualters ist damit nicht möglich, wohingegen in anderen europäischen Ländern wie bspw. den Niederlanden (Spaan) für alle Gebäude das Alter frei einsehbar ist. Georeferenzierte Daten zum Sanierungszustand liegen in Deutschland flächendeckend überhaupt nicht vor. Aufgrund dieser fehlenden Daten müssen Ansätze gefunden werden, die verglichen mit einem gebäudescharfen Datensatz um ein Vielfaches aufwendiger und ungenauer sind. Dies verlangsamt Transformationsprozesse bei der Energieversorgung und erhöht deren Kosten, da große Unsicherheiten bereits in den Ausgangsdaten vorhanden sind.

Nachfolgend wird eine Methodik aufgezeigt, die das Erstellen einer umfassenden Gebäudeinformationstabelle aus mehreren unterschiedlichen Datensätzen ermöglicht. Diese Tabelle, die manuell abgeändert werden kann, dient als Grundlage für die Generierung von Wärmebedarfslastgängen, sofern keine detaillierteren Daten von der Gemeinde oder anderen Quellen bezogen werden können. Liegen genauere Daten vor, können diese direkt für die Erstellung der Bedarfslastgänge herangezogen werden oder auch in die erstellte Gebäudeinformationstabelle integriert werden.

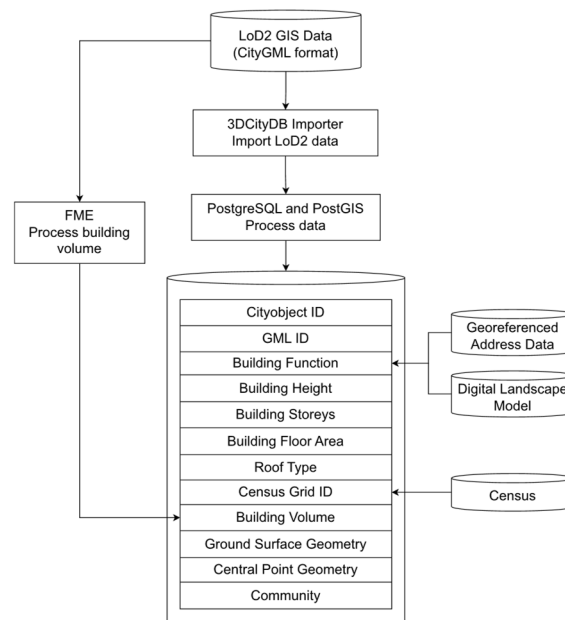


Abbildung 18: Vorgehen zur Erstellung einer umfassenden Gebäudeinformationstabelle

Als Ausgangsdaten dienen im citygml-Format vorliegende LoD2-Daten von Gebäuden, die 3D-Daten der Gebäudehülle inkl. der Dachform sowie Informationen bspw. zur Gebäudenutzung beinhalten. Diese Daten werden zunächst mit Hilfe des 3DCityDB-Importers¹ in eine postgresQL²-Datenbank geladen (vgl. Abbildung 18). Innerhalb dieser Datenbank werden die in mehreren Tabellen vorliegenden LoD2-Daten zunächst miteinander und anschließend mit Tabellen aus anderen Datensätzen verknüpft, z. B. den Zensus-2011-Daten. Am Ende liegt ein georeferenzierter Gebäudedatensatz aus Wohn- und Nichtwohngebäuden in Form einer Tabelle vor, der die Grundlage für die Generierung der Wärmebedarfslastgänge sowie für die Auslegung der Fernwärmenetze darstellt.

¹ <https://github.com/3dcitydb/importer-exporter>

² <https://www.postgresql.org/>

Gebäudekategorien nach Archetyp, Sanierungsstatus und Nutzung

Die Datengrundlage zu Wohngebäude ist bereits sehr limitiert. Für Nichtwohngebäude (NWG) ist diese jedoch noch lückenhafter bis kaum vorhanden. Demzufolge wurde die Datenaufbereitung der Gebäudedaten auf die verfügbaren Gebäudehülle-Archetypen angepasst: TABULA (Loga et al. 2016), EPISCOPE (Loga et al. 2016) und IWU (Hörner und Bischof 2022) (Siehe Abbildung 19). Die große Vielfalt der Nichtwohngebäudetypen wird nicht ausreichend differenziert dargestellt, aber ist in den Datenbanken des Gebäudebestands noch unzureichender erfasst. Diese beiden Quellen wurden bestmöglich abgestimmt, um NWG in sechs Kategorien einzuteilen: eine Allgemeine Kategorie „NWG_G1“, Büros „NWG_1“, Gesundheitsanstalten „NWG_3“, Schulen und Kitas „NWG_4“, Hochschulen „NWG_2“, und Hotels und Restaurants „NWG_7“. Diesen Gebäuden muss dann noch ein „use-type“ – eine Belegschaft und eine Gebäudenutzung – zugewiesen werden. Diese basieren größtenteils auf zwei Normen, die DIN 18599-10 (DIN V 18599-10) und die schweizer SIA 2024 (2015) (SNR 592024*SIA 2024). Dennoch müssen viele Annahmen getroffen werden, um alle benötigten Parameter festzulegen, sowie die Normen selbst anzuwenden. Es besteht die Möglichkeit diese Kategorien mittels der Open-Source CEA Datenbank anzupassen, wenn eine bessere Datengrundlage vorhanden sein sollte.

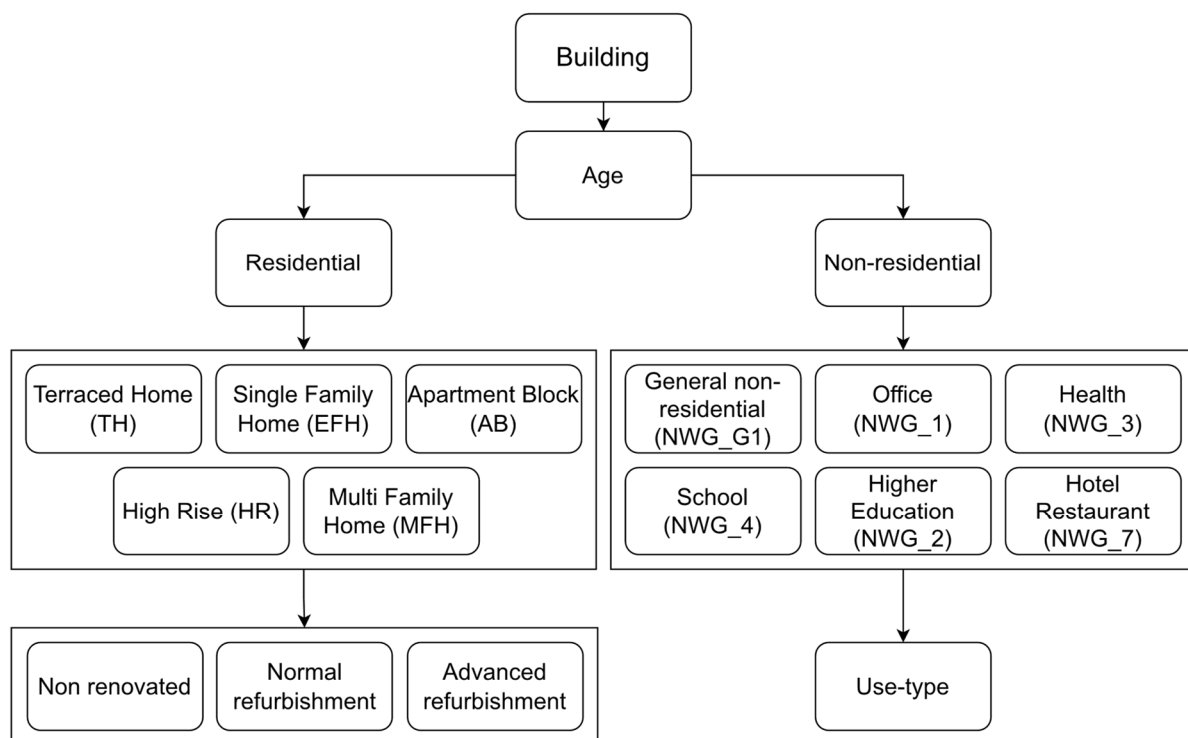


Abbildung 19: Gebäudekategorien nach verfügbaren Archetypen (TABULA und IWU), Sanierungsstatus (EPISCOPE Projekt) und Nutzung (DIN 18599-10 und schweizer SIA 2024 (2015))

Erstellen von Wärmelastgängen und Auslegung von Fernwärmenetzen

Die Berechnung der Wärmenachfrage baut stark auf der gegebenen Datengrundlage auf, insbesondere dem Gebäudebestand, den lokalen Wetterdaten und der Charakterisierung der Nichtwohngebäude – die wichtige Abwärmequellen darstellen können und oftmals einen hohen Prozesswärmebedarf aufweisen. Der gebäudescharfe Prozess zur Berechnung von stündlich aufgelösten Wärmelastgängen mit City Energy Analyst ist in Abbildung 20 zu sehen.



Abbildung 20: Schritte zum Import der Quartiersdaten in City Energy Analyst

Zunächst werden die GIS-Daten als Shapefile (.shp) mit den notwendigen vordefinierten Spalten (z. B. Gebäudehöhe und Altersklasse) bereitgestellt. Typgebäudeparameter, Sanierungsstatus und Belegungsprofile der Gebäude werden nach dem Import der Gebäudedatenbank zugewiesen. Lokale Wetterdaten wie Temperatur, Luftfeuchtigkeit und solare Einstrahlung müssen als epw-Datei (epw: *EnergyPlus weather*) importiert werden. Abschließend wird das Gelände (Neigung und Höhenmeter) charakterisiert.

Nach dem Datenimport kann die Wärmebilanz in beliebiger Auflösung für jedes Gebäude durch ein R-C-Modell nach ISO 13790 berechnet werden (Fonseca und Schlueter 2015). Dieses Modell wird durch die Geometrie und Gebäudeparameter (erste Schritte des Prozesses), solarer Strahlung (Radiance/Daysim-Modell (Radiance - Radsite 2022)) sowie Belegung beeinflusst. Textdateien mit der erhaltenen stündlichen Wärmenachfrage von jedem Gebäude stehen dann als Output zur Nachbearbeitung im Post-Processing zur Verfügung.

Ein ähnlicher Ablauf erfolgt bei THERMOS (siehe Abbildung 21), da das Tool auch mit 2D-GIS-Daten arbeitet, um Geometrien der Gebäude innerhalb des betrachteten Gebiets abbilden zu können. Nach dem Datenimport können zusätzlich die Straßenzüge aus OpenStreetMaps (OSM) importiert werden. Zu diesen Geometrien werden die Leistungsspitze und der jährliche Gesamtwärmebedarf jedem Gebäude zugewiesen. Diese Daten können entweder direkt in THERMOS mit einem datenbasierten Regressionsmodell berechnet werden (THERMOS project partners) oder aus CEA importiert werden. Die Netzauslegung erfolgt durch eine ganzzahlige lineare Optimierung, die ein optimales Ergebnis (minimaler Kapitalwert des Netzes oder des gesamten Systems) liefert. Der Output von THERMOS liegt in Form einer JSON-Textdatei der optimalen Fernwärmenetzstruktur zur Verfügung. Das erhaltene optimale Netz wird letztlich als Eingangsgröße für die Kostenstruktur der Energiesystemoptimierung des Quartiers mittels urbs benutzt.

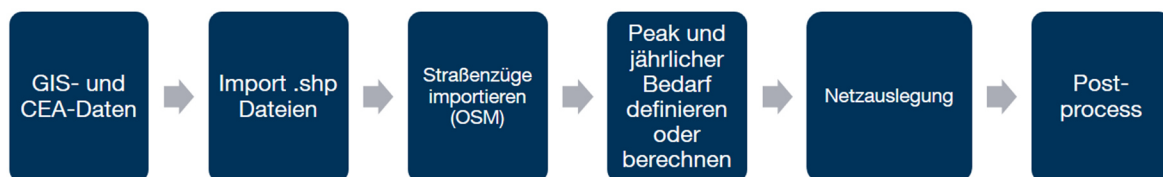


Abbildung 21: Prozess zur Fernwärmenetzauslegung in THERMOS

Automatisierung der Strom- und Wärmelastgangerzeugung mittels CEA

Der Workflow mit der Aufbereitung der GIS- und LoD2-Daten zur Wärme- und Stromnachfrageberechnung wurde weitergehend automatisiert und ist als gitlab Code verfügbar³. Hiermit können mit einer Datenbank von deutschen Gebäuden, auf (Loga et al. 2016) basierend, und einer angegebenen Sanierungsrate pro Gebäudetyp automatisiert Wärme- und Strombedarfszeitreihen erstellt werden (siehe Abbildung 22), die anschließend im MILP-Problem als Randbedingungen vorgegeben werden. Der Code wird gerade von dem Heat2Q Team weiterentwickelt und in näherer Zukunft als open-source repository veröffentlicht.

³ <https://gitlab.lrz.de/heat2q/heat-demands>

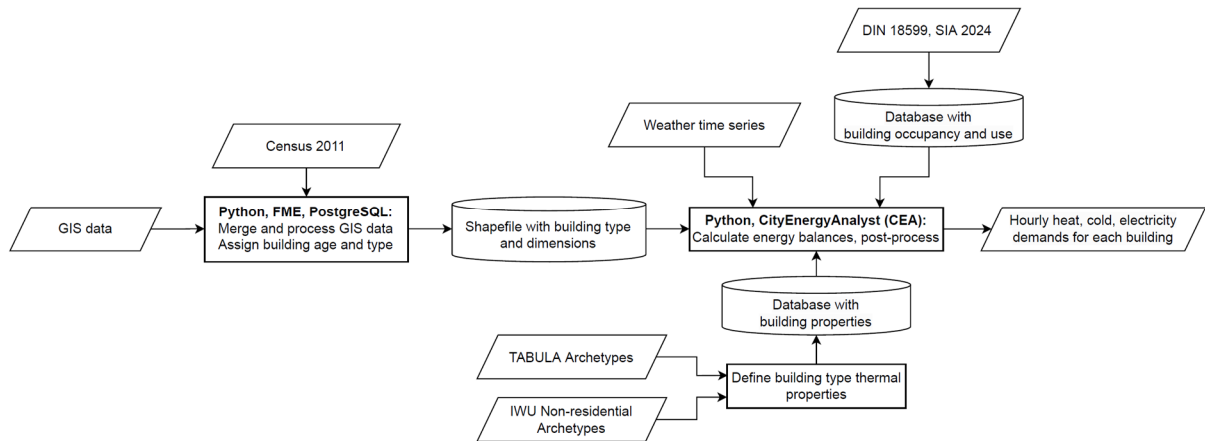


Abbildung 22: Schematische Darstellung der automatisierten GIS- und LoD2-Datenaufbereitung und der darauf aufbauenden Wärme- und Stromzeitreihenerstellung mit Python

Dieser Workflow ist für Wohngebäude und Nichtwohngebäude verfügbar. Die Berechnungsschritte sind wie oben beschrieben, allerdings werden diese mit mehreren zusätzlichen Datenquellen vervollständigt. Die Gebäudehüllen werden durch TABULA und IWU Nichtwohngebäude-Archetypen parametrisiert. Darüber hinaus wird die Gebäudenutzung durch verschiedene Standards, „use-types“ genannt, beschrieben. Damit werden Nutzungsprofile, Energiebedarfe (z.B. Brauchwarmwasser), Set-Points und Set-Backs der Raumklimatisierung, und stochastische Elemente definiert.

Validierung der CEA-Wärmenachfrage mittels der Erzeugungsdaten der EWG

Die CEA-Wärmenachfrage wurde für Wohngebäude sowie Nichtwohngebäude mittels Erzeugungsdaten des Jahres 2022 der EWG validiert. Die Wärmenachfragen wurden auf der Primärseite von den Hausstationen des Fernwärmenetzes von den Kunden im 5 Minuten-takt gemessen. Diese Daten wurden bereinigt, aggregiert und zur Validierung mit Python vorbereitet.

Die Validierung an den Wohngebäuden für das Jahr 2022 zeigt eine sehr gute Übereinstimmung mit den gemessenen Bedarfen (Abbildung 23). Der wetterabhängige Jahrestrend folgt den Daten und weist eine geringe Abweichung der Peak-Nachfrage von 3,5 % auf (Modell: 2,88 MW, Gemessen: 2,98 MW). Die Ingesamte Nachfrage wurde deutlich unterschätzt, das Modell berechnet 7,4 GWh pro Jahr, während die gemessenen Daten 9,6 GWh betragen, eine Abweichung von rund 30 %. Dieser Wert liegt innerhalb des zu erwartenden Bereich für Gebäudemodelle die nach (Reinhart und Cerezo Davila 2016) ausgewerteten Veröffentlichungen habe eine Abweichung zwischen 12 und 55 %. Die Abweichung ist für individuelle Gebäude noch größer, von 5 bis 99 %.

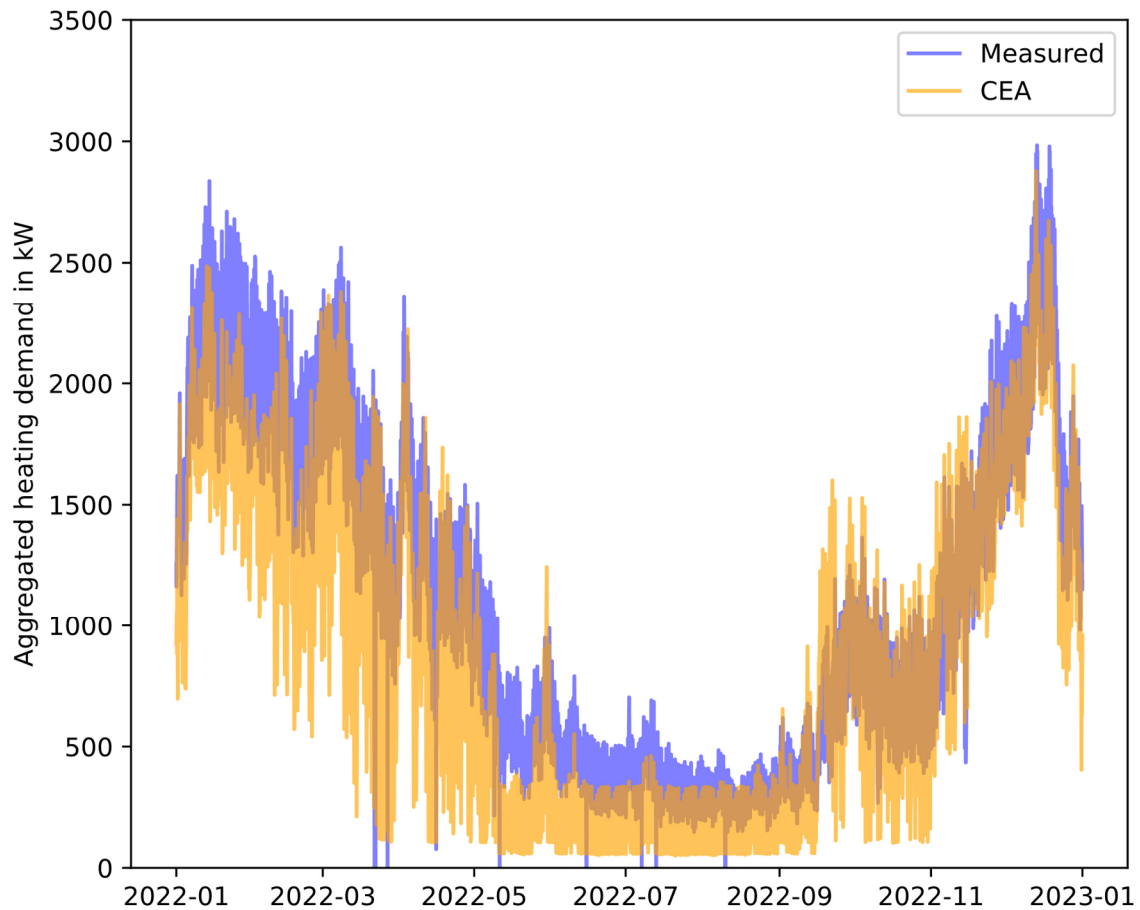


Abbildung 23: Vergleich zwischen der Berechnung von Wohngebäuden mit CEA und tatsächlich gemessener Wärmebedarf auf Primärseite der Hausstationen

Der durchschnittliche Fehler beträgt 320 kW für jede Stunde im Jahr. Wenn man den Verlauf des Modellfehlers über das ganze Jahr näher betrachtet, ist dieser in den Sommermonaten besonders hoch (Abbildung 24). Dieses Verhalten kann vermutlich durch den Messpunkt der Wärmenachfrage erklärt werden. Dieser liegt am Wärmetauscher von jeder Hausübergabestation des Fernwärmenetzes und misst die übertragene Heizleistung an die Leitungen jedes Gebäudes. Daher dient Heizleistung an der Wärmestation nur als Annäherungswert der Wärmenachfrage. Folglich kann davon ausgegangen werden, dass die Nachfrage geringer ausfallen wird als die Leistung, da nicht alle Verluste innerhalb der Gebäude inkludiert sind. Diese Verluste sind im Sommer besonders hoch, wo insgesamt eine geringere Wärmenachfrage besteht, und deswegen die Flussgeschwindigkeiten innerhalb der Leitungen nahezu null sind. Insbesondere für große Mehrfamiliengebäude können diese Verluste signifikant sein, weil 60 °C in allen Punkten der Leitungen erreicht werden muss, um Legionellen Ausbrüche zu vermeiden.

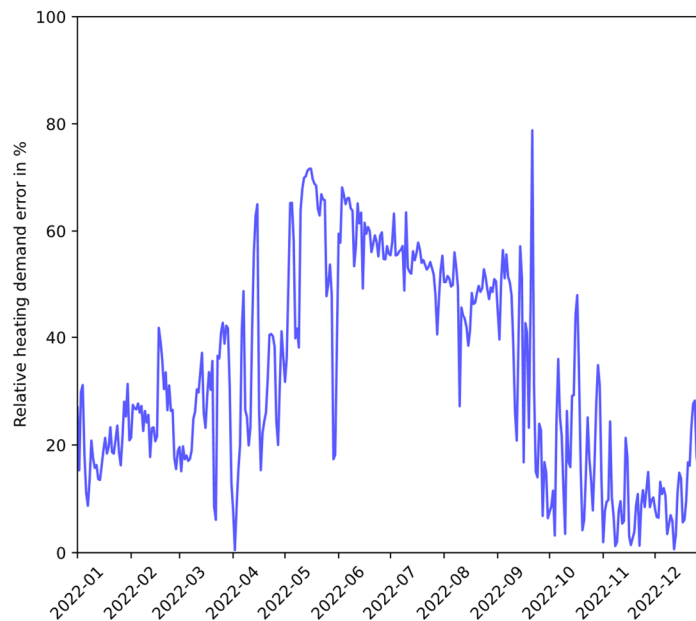


Abbildung 24: Relative Abweichung zwischen dem CEA-Modell für Wohngebäude und tatsächliche gemessene Wärmenachfrage an der Primärseite der Hausübergabestation

Automatisierung der Wärmelastgenerzeugung mittels demandlib durch BDEW Standardlastprofile

Zur Aufbereitung von GIS- und LoD2-Daten für die Wärmebedarfsberechnung und Erstellung von Zeitreihen auf Basis der BDEW-Standardlastprofile wurde ein Workflow erstellt und automatisiert. Dieser Workflow ist als Code in GitLab verfügbar⁴ und in Abbildung 25 graphisch dargestellt.

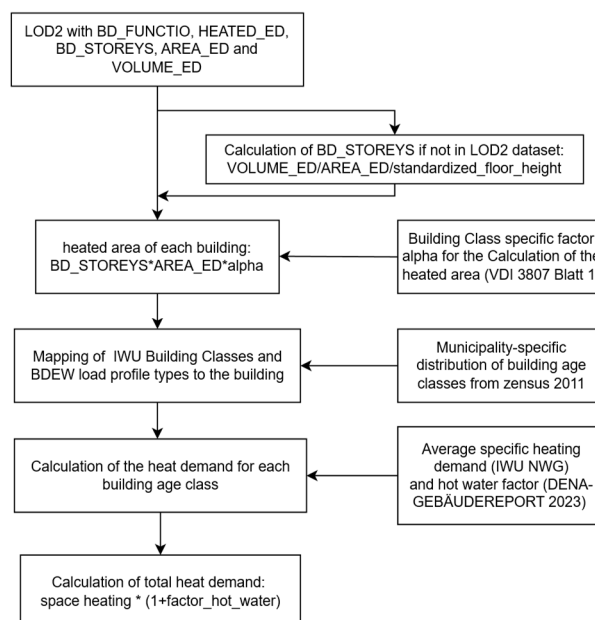


Abbildung 25: Schematische Abbildung des Workflows zur Ermittlung des gebäudespezifischen Jahresbedarf und Bedarfszeitreihe ausgehend von GIS- und LOD2 Daten

Auf der Grundlage der LoD2-Daten wurde die beheizte Fläche pro Gebäude und spezifisch für jede Gebäudekategorie berechnet. Anschließend werden die Baualtersklassen der GHD-Gebäude auf die des

⁴ https://gitlab.lrz.de/lennart.trentmann/demand_calc

IWU gemappt, so dass im nächsten Schritt der flächen-, baualters- und gebäudekategorie-spezifische Jahresbedarf den Gebäuden zugeordnet werden kann. Anschließend erfolgt die Berechnung des Jahresbedarfs sowie die Generierung der Zeitreihe mittels demandlib mit den dort hinterlegten Standardlastprofilen (SLP) je Gebäudekategorie.

Vergleich der normierten Standardlastprofile von demandlib (bdew), jericho und hotmaps für GHD und Wohngebäude

Umfangreiche Recherchen haben ergeben, dass es im Wesentlichen drei verschiedene veröffentlichte Standardlastprofile für den Industrie-, Gewerbe- und Dienstleistungssektor gibt. Der erste Datensatz ist von HOTMAPS⁵, ein im Rahmen des EU-Forschungs- und Innovationsprogramms "Horizont 2020" gefördertes Projekt zur Entwicklung eines Open-Source-Mapping und Planungstools zur Bereitstellung von Standarddaten für die EU28 auf nationaler und lokaler Ebene im Bereich Wärme/Kälte (Fallahnejad 2019). Wobei die Bedarfszeitreihen in der Toolbox nicht auf niedrigerer Ebene als NUTS3 generiert werden können.

Ein weiterer Zeitreihendatensatz ist der JERICHO-E usage dataset⁶, der vom Lehrstuhl für Energiesystemökonomie der RWTH-Aachen entwickelt wurde (Priesmann et al. 2021). In beiden Fällen basieren die Zeitreihen auf Standardlastprofilen für verschiedene Industriesektoren und Wohngebäudekategorien. Als drittes werden die in demandlib verwendeten SLPs, welche von der TUM in Zusammenarbeit mit dem BDEW entwickelt wurden, untersucht.

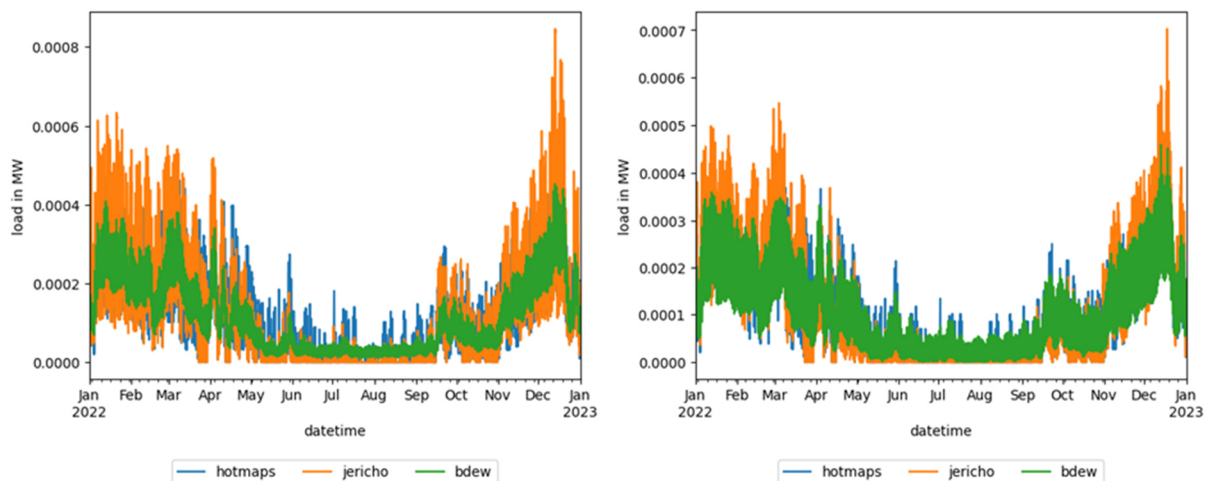


Abbildung 26: Vergleich der Standardlastprofile von bdew, hotmaps und jericho-e; links: GHD, rechts: Wohngebäude

Die Abbildung 26 zeigt das generische Standardlastprofil, skaliert mit den Wetterdaten für Garching aus dem Jahr 2022. Nachdem für jericho-e nur Zeitreihen für 2019 vorliegen und keine automatische Anpassung der Wetterdaten möglich ist, wurde hier zur Anpassung des generischen Profils an die Temperaturdaten der Ansatz von HOTMAPS (Fallahnejad 2019) verwendet. Demandlib bietet ähnlich wie hotmaps direkt die Möglichkeit, dem Modell die Wetterdaten für das jeweilige Jahr zur Verfügung zu stellen. Dadurch werden automatisch wetterspezifische Zeitreihen erzeugt.

⁵ <https://gitlab.com/hotmaps>

⁶ <https://github.com/FCN-ESE/JERICHO-E-usage>

Validierung der Standardlastprofile mittels der Erzeugungsdaten der EWG

Um die Standardlastprofile zu validieren, wurde ein Vergleich mit den Erzeugungsdaten der EWG durchgeführt. Die generischen Lastprofile wurden auf die Wetterdaten für 2022 am Standort Garching angepasst und mit dem jährlichen Erzeugungsbedarf der EWG skaliert.

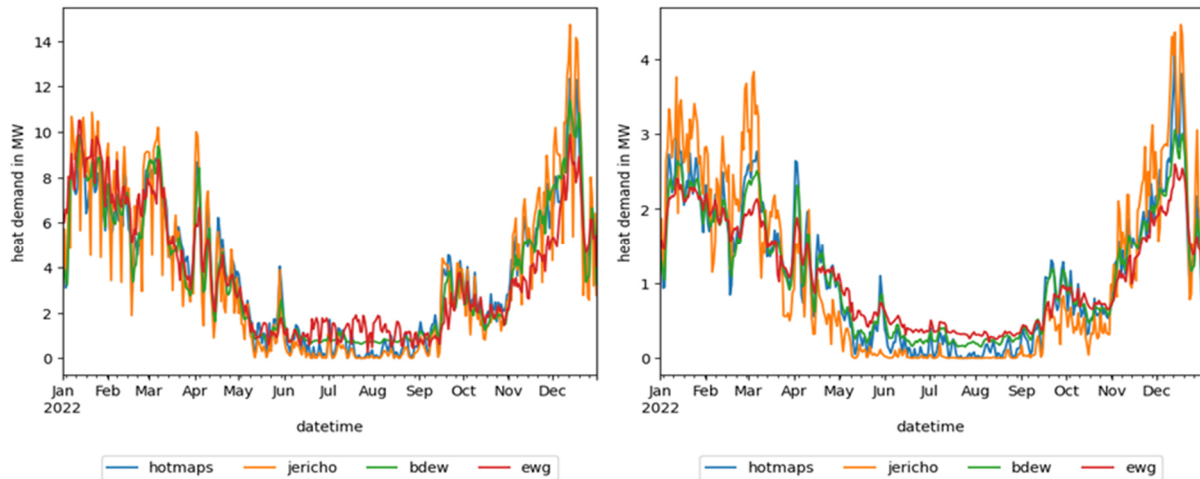


Abbildung 27: Vergleich der mit dem Jahresverbrauch skalierten Standardlastprofilen mit der tatsächlichen Erzeugung; links: GHD, rechts: Wohngebäude

Abbildung 27 zeigt die täglich gemittelten Lastgänge für Wohngebäude und den GHD-Sektor der drei SLP sowie der tatsächlichen Erzeugung der EWG. Es ist erkennbar, dass das jericho-e Profil starke Rampen im Lastgang aufweist und zu hohen Spitzenlasten führt (vgl. Tabelle 4). Grundsätzlich sind die Abweichungen bei den Bedarfszeitreihen für Wohngebäude deutlich geringer als bei den Nicht-Wohngebäuden. In beiden Fällen sind die Abweichungen des bdew Profils am geringsten (vgl. Abbildung 27). Für den GHD-Sektor ist der mittlere quadratische Fehler der beiden anderen Profile besonders hoch. Zudem sind die Abweichungen für den GHD-Sektor aufgrund seiner Heterogenität deutlich höher als für Wohngebäudebereich. In diesem müssen wesentlich weniger Annahmen getroffen werden und die zugrundeliegende Datenbasis ist deutlich fundierter.

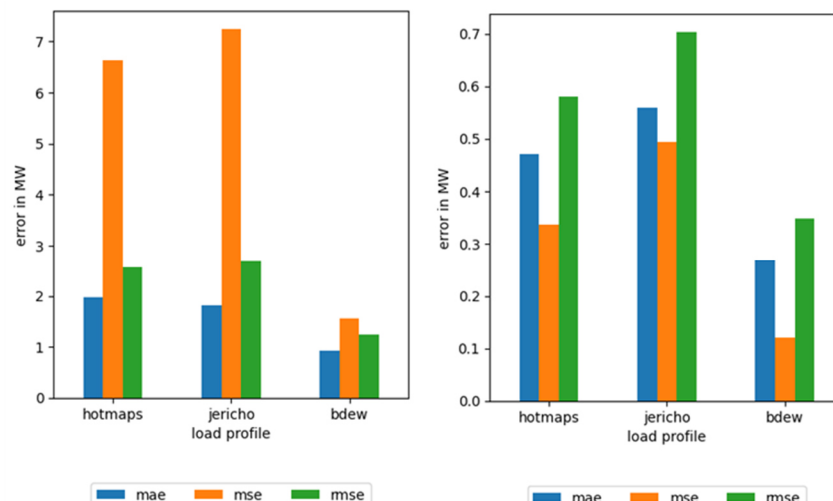


Abbildung 28: Mean absolute error (mae), mean square error (mse) and root mean square error (rmse) in MW, links: GHD, rechts: Wohngebäude

Tabelle 4: Spitzenlast der skalierten Standardlastprofile hotmaps, jericho-e, bdew sowie der realen Daten der EWG in MW

Spitzenlast in MW	hotmaps	jericho-e	bdew	ewg
GHD	19.80	27.18	14.57	13.13
Wohngebäude	4.94	6.76	4.41	2.98

Vergleich von CEA und bdew

Zum Vergleich beider Methodiken wurden diese jeweils für das Versorgungsgebiet der EWG angewandt und miteinander verglichen.

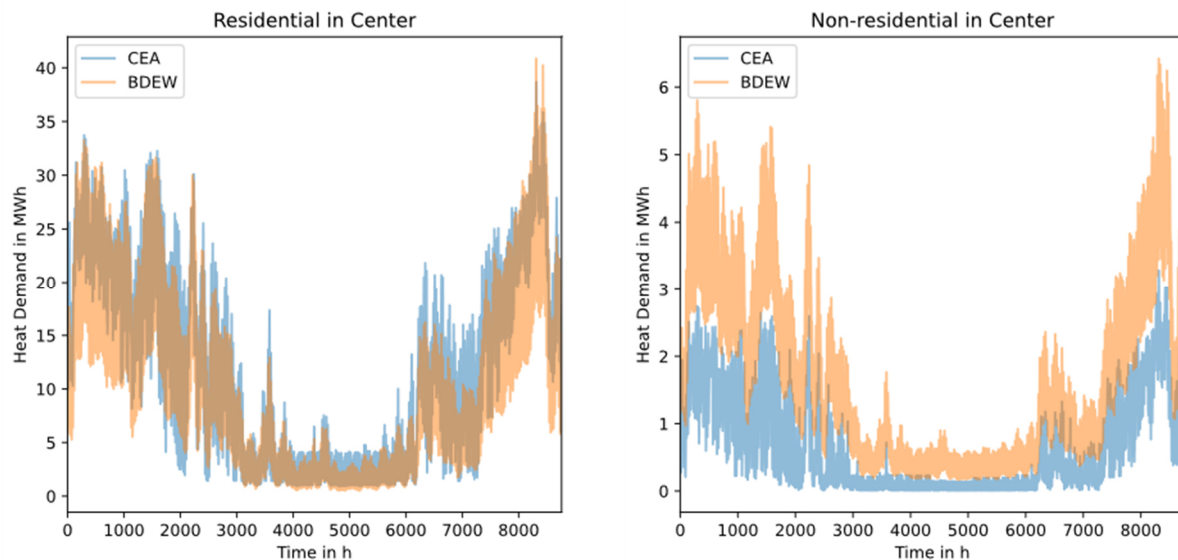


Abbildung 29: Vergleich der aggregierten Wärmenachfrage in einem Case-Study zwischen City Energy Analyst und BDEW Lastprofil für Wohngebäude (links) und Nichtwohngebäude (rechts)

CEA und BDEW zeigen einen ähnlichen Verlauf für aggregierte Nachfragezeitreihen (Abbildung 29, links). Jedoch ist CEA in der Lage, auch Kühl- und Strombedarfe zu berechnen und bietet die Möglichkeit, Sanierungsszenarien und Anpassungen für individuelle Gebäude zu realisieren. Nachteilig ist die hohe Rechenzeit der CEA Simulationen, die mit 2 h pro 1000 Gebäude deutlich über der sehr kurzen Berechnungsdauer von wenigen Minuten mittels demandlib liegt.

Wenn man die Nichtwohngebäude betrachtet (Abbildung 29, rechts), ist die Abweichung zwischen beiden markant. CEA unterschätzt den Wärmebedarf deutlich über das ganze Jahr hinweg. Vermutlich ist dieses Verhalten den Nutzungsprofilen geschuldet, die nicht ausreichend genau das Verhalten und die Nutzungsintensität der Flächen modellieren. Zumal kann die breite an Gebäudetypen wegen der mangelhaften Datengrundlage, von Nutzungsprofilen und -typen selbst und georeferenzierten Daten, nicht akkurat oder gar nicht abgebildet werden. Es besteht noch ein erheblicher Forschungsbedarf sowie Datenerhebung um diese Mangel zu beheben.

Räumliche Struktur der Energiesystemoptimierung

Die Entscheidung für eine gebäudespezifische oder fernwärmenetzgebundene Wärmebereitstellung stellt eine der zentralen Fragestellungen bei der Transformation von Wärmeversorgungssystemen dar. Da die Fernwärmenetzauslegung nicht in die ganzheitliche Optimierung eingebunden werden kann, sondern separat erfolgt, muss die räumliche Unterteilung des Fernwärmenetzes im Preprocessing erfolgen. In der nachfolgenden umfassenden Optimierung sollen jedoch unterschiedliche Varianten von Fernwärmenetzen berücksichtigt werden.

Nachdem die Einteilung der Netzgebiete von zahlreichen, teilweise stark lokal spezifischen Faktoren abhängt, sollen die verschiedenen Varianten nicht vollständig automatisch festgelegt werden, sondern schrittweise von der bearbeitenden Ingenieurin identifiziert werden. Im ersten Schritt sollen hierfür die nachfolgenden Faktoren graphisch aufbereitet werden, sodass eine erste Gebietsaufteilung erfolgen kann:

- Autobahnen und Bundesstraßen
- Bahnstrecken
- Gewässer
- Flächenspezifische Wärmebedarfsdichten
- Erforderliche Vorlauftemperaturen
- Potenzielle Standorte für Wärmebereitstellungsanlagen
- Höhenlinien

Abbildung 30 und Abbildung 31 zeigen beispielhaft für die Gebiete Garching, Garching-Hochbrück und Forschungscampus, wie diese graphischen Hilfestellungen für die manuelle Ersteinteilung aussehen.



Abbildung 30: Hindernisse für Wärmenetzverlegung am Beispiel Garching, Garching-Hochbrück und Forschungscampus

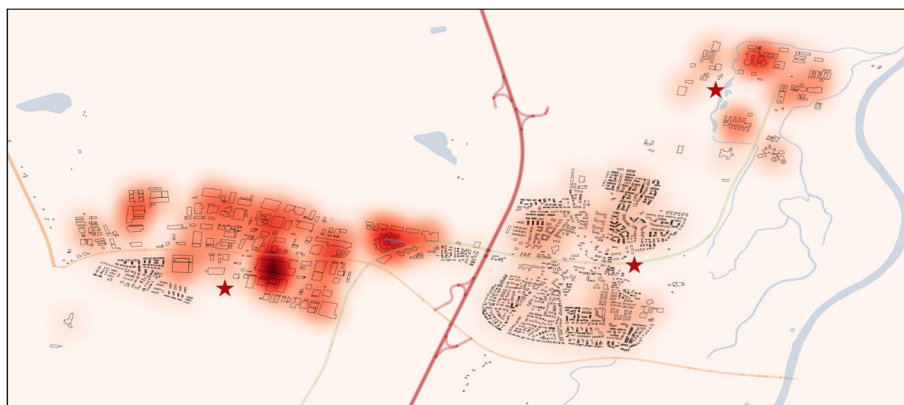


Abbildung 31: Flächenspezifische Wärmebedarfsdichtenkarte am Beispiel Garching, Garching-Hochbrück und Forschungscampus

Ist eine erste Einteilung der Gebiete erfolgt (Abbildung 32), sollen in einem zweiten Schritt für diese Gebiete jeweils einige Fernwärmenetzanschlüsse durchgeführt werden. Diese sollen unter Berücksichtigung des Standorts der Bereitstellungsanlagen für unterschiedliche vereinfacht angenommene Wärmegestehungskosten realisiert werden, sodass in der späteren ganzheitlichen Optimierung die unterschiedlichen Kostenstrukturen einzelner Teilgebiete innerhalb eines größeren Gebiets berücksichtigt werden können.

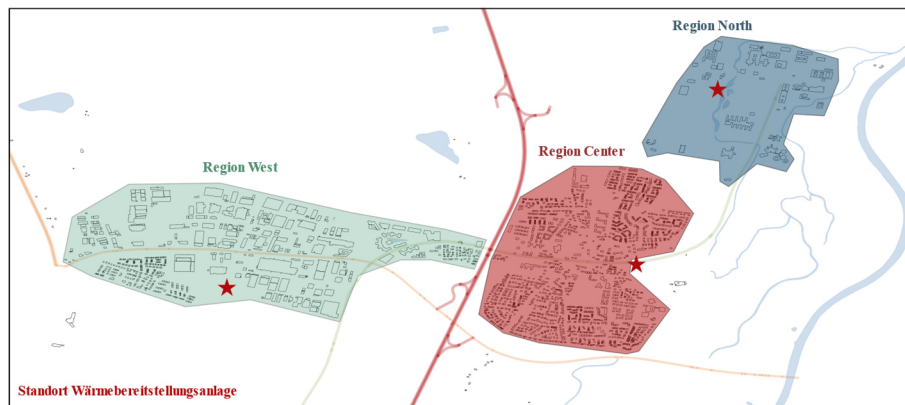


Abbildung 32: Beispielhafte Gebieteinteilung nach dem ersten Schritt für Garching, Garching-Hochbrück und Forschungscampus

Da eine gebäudescharfe Auflösung das Optimierungsproblem sehr groß und somit nur noch schwer lösbar macht, müssen die einzelnen Nachfragen zusammengefasst werden. Dies wird über ein Clustering über Typgebäude in jeder Fernwärmenetzregion erfolgen. Dadurch werden zum einen noch immer die je nach Gebäudetyp spezifischen Wärmenachfrage- und Wärmeversorgungsstrukturen abgebildet und zum anderen die je nach Standort verfügbaren Fernwärmenetzoptionen berücksichtigt.

Erstellen von Zeitreihen erneuerbarer Energiequellen

Es wurde ein komplettes Open-Source Python repository entwickelt, um Zeitreihen in stündlicher Auflösung eines Gebiets zu ermitteln. Dieses wird gerade weiterentwickelt und ist in gitlab nach Anfrage⁷ verfügbar. In nächster Zeit soll es veröffentlicht werden. Aktuell wird es noch getestet und darüber diskutiert, ob die Technologiekosten und Potentiale im selben Package berechnet werden sollten.

Die Basisstruktur des Codes folgt üblichen Python best practices und ist als Baumstruktur abgebildet (Abbildung 33). Im Hauptordner befinden sich mehrere Dateien für die open-source Entwicklung: die Lizenz des Codes in LICENSE.txt, .gitignore für den gitlab repository, README.md – enthält generelle Informationen über den Code – sowie environment.yml und requirements.txt – für den Download und die Installation erforderlicher Software-Pakete mit einem Package-manager wie Anaconda oder pip. Das Hauptskript für die Erstellung der Zeitreihen ist main.py. Zusätzlich sind *helper-scripts* vorhanden, um Grafiken (plots.py) und Wetterdaten (cutouts.py) zu erzeugen.

Für die Benutzerin ist der ./data/technology-Ordner relevant. Hier sind mehrere .csv-Dateien enthalten, die standardmäßig Technologieparameter enthalten. Diese Parameter können auch angepasst werden. Zum Beispiel sind in der Datei pv-orientations.csv die Orientierungen von mehreren PV-Modulen enthalten, wodurch Zeitreihen für bspw. eine West-Ausrichtung mit 10° Neigung und eine Südausrichtung mit 40° Neigung gleichzeitig berechnet werden können.

```
C:.\
| .gitignore
| cutouts.py
| environment.yml
| LICENSE.txt
| main.py
| plots.py
| README.md
| requirements.txt
```

⁷ <https://gitlab.lrz.de/heat2q/preprocessing/>

```

|
+---data
|   +---GeotIS
|   |   |   2023-07-07_maps-geotis_ceruti.ggz
|   |   |   readme_geotis.txt
|   |   |
|   |   +---Hydrothermisches-Potential
|   |   |       . . .
|   |   |
|   |   \---Veränderungen_Mraz
|   |       . . .
|   |
|   +---technology
|   |       concentrating-solar-thermal.csv
|   |       geothermal-plant-data.csv
|   |       heat-sources.csv
|   |       pv-orientations.csv
|   |       solar-thermal.csv
|   |       wind.csv
|   |
|   \---weather
|       garching-2021.nc
|
+---diagrams
|       2023-04-25_overview-preprocessing-eng.drawio.pdf
|       2023-07-04_overview.pdf
|       2023-07-25_overview-time-series.pdf
|
+---plots
+---results
\---src
    |   parameters.py
    |   utils.py
    |   __init__.py
    |
    +---calc
    |   |   district_heating.py
    |   |   heat_pump.py
    |   |   solar.py
    |   |   wind.py
    |   |   __init__.py

```

Abbildung 33: Baumstruktur-Diagramm des Preprocessing Codes

Die Funktionsweise des Skripts `main.py` ist in Abbildung 34 ersichtlich. Zunächst müssen die Koordinaten des zu untersuchenden Gebiets im UTM32-Format eingegeben werden. Die Satellit-Wetterdaten werden dann für dieses Gebiet heruntergeladen und für verschiedene Technologiemodelle als Eingabewerte benutzt (siehe „Validierung von Wetterdaten“). Diese verschiedenen Modelle werden in den nächsten Unterabschnitten erklärt. Das Ergebnis sind Zeitreihen in stündlicher Auflösung für alle definierten Technologien, die in `./results` als `.csv`-Dateien gespeichert werden.

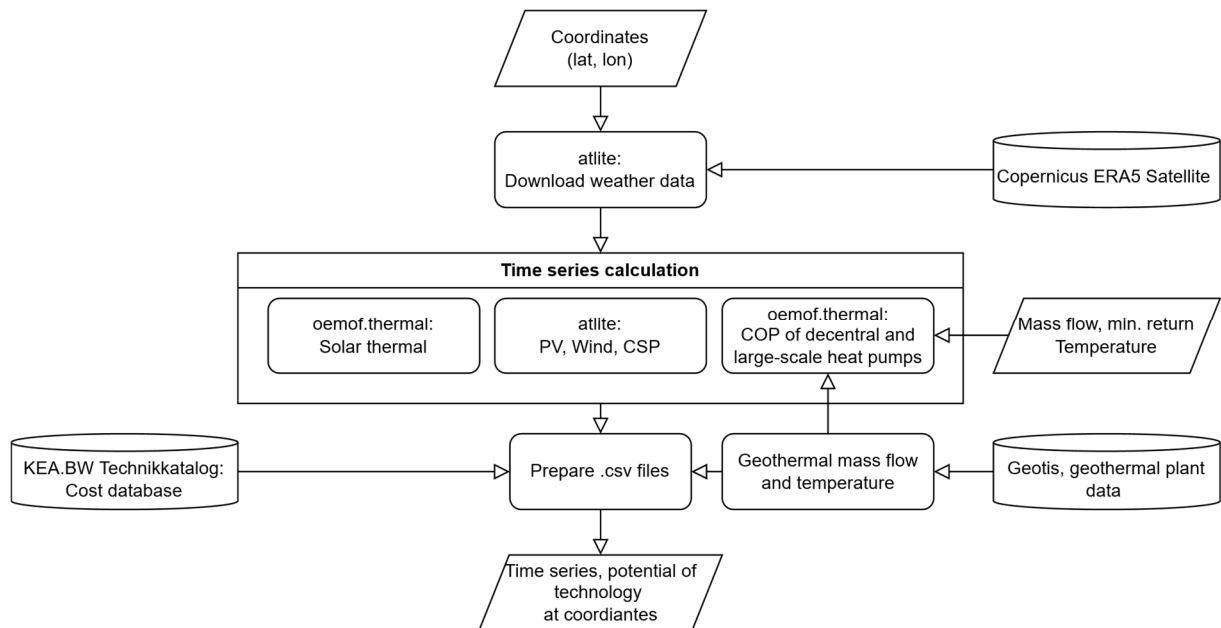


Abbildung 34: Schematische Darstellung der automatisierten Zeitreihenberechnung und Potentialermittlung der erneuerbaren Energiequellen eines Gebiets

Validierung von Wetterdaten

Um Zeitreihen für regenerative Technologien wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen zu generieren, werden Wetterdaten benötigt. Diese sollen als EPW-Datei (EnergyPlus Weather Format) vorliegen, da EPW-Dateien zu den notwendigen Wetterdaten zusätzlich eine normierte Struktur enthalten. Um EPW-Dateien zu generieren, bieten sich verschiedene Quellen wie Oikolab⁸, ShinyWeatherdata⁹, ClimateOneBuilding¹⁰ (Lawrie und Crawley 2019) oder Meteonorm an. Für Letzteres wird jedoch eine kostenpflichtige Lizenz benötigt, wodurch Meteonorm nicht weiter in Betracht gezogen wird. Eine zusätzliche Quelle für Wetterdaten stellt der Deutsche Wetterdienst (DWD)¹¹ dar. Die Daten des DWD und Meteonorm werden an Wetterstationen aufgezeichnet und sind somit durch die Anzahl an Wetterstationen limitiert. Meteonorm bietet darüber hinaus die Möglichkeit, Wetterdaten an Standorten, an denen keine Wetterstation vorhanden ist, mittels Interpolation bereitzustellen.

Wetterdaten können als AMY- (Actual Meteorological Year) Datei oder TMY- (Typical Meteorological Year oder Testreferenzjahr) Datei vorliegen. Bei AMY-Dateien handelt es sich um tatsächliche Wetterdaten aus dem gewünschten Jahr. TMY Dateien enthalten typische Monate aus einer Zeitspanne von meist mehr als 10 Jahren. Die Auswahl der typischen Monate ist nach DIN EN ISO 15927-4 geregelt. Dabei sind die Daten zur Trockentemperatur der Außenluft, horizontale Globalstrahlung und relative Feuchtigkeit ausschlaggebend (ISO 15927-4:2005-10).

Mit Oikolab und Meteonorm können sowohl TMY- als auch AMY-Dateien erstellt werden. ClimateOneBuilding bietet lediglich TMY-Dateien an, wohingegen ShinyWeatherdata keine TMY-Datensätze zur Verfügung stellt. Abgesehen von Meteonorm und DWD basieren alle Quellen auf dem ERA5-Datensatz¹². Bei dem ERA5-Datensatz handelt es sich um Satellitendaten. Vorteile davon sind die einfache Zugänglichkeit und umfangreiche Zahl an Wetterdaten.

⁸ <https://weatherdownloader.oikolab.com/downloader>

⁹ <https://shinyweatherdata.com>

¹⁰ <https://climate.onebuilding.org/>

¹¹ <https://opendata.dwd.de/>

¹² <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>

Da Open Source Programme wie Atlite (Hofmann et al. 2021) und Pvlb (F. Holmgren et al. 2018), mit denen nachfolgend die Zeitreihen für z.B. PV, Solarthermie oder Windkraftanlagen erstellt werden, auf dem ERA5-Datensatz basieren (Hersbach et al. 2020), wurde der ERA5-Datensatz mit Wetterdaten von Wetterstationen verglichen. Dabei wurden verschiedene Daten wie Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung, Temperatur und Atmosphärendruck berücksichtigt. Es wurden sowohl TMY als auch AMY Daten der Wetterstationen Zürich und Flughafen München betrachtet.

In Abbildung 35 ist der Vergleich der TMY Wetterdaten des ERA5 Datensatzes aus Oikolab mit den Wetterstationen des DWD und Meteonorm am Münchner Flughafen dargestellt.

Dabei wurden die horizontale Globalstrahlung und die Außentemperatur der TMY-Datensätze verglichen. Die hohen Temperatur- und Strahlungswerte bei Meteonorm am Anfang des Jahres sind auf Messfehler zurückzuführen. Abweichungen werden durch unterschiedliche Messverfahren der Messtationen und Zeitspannen bei der Generierung der TMY-Datensätze hervorgerufen. Generell weist der ERA5 Datensatz lediglich geringe Abweichungen auf, die in Summe durch die Schwankungen der Daten ausgeglichen werden.

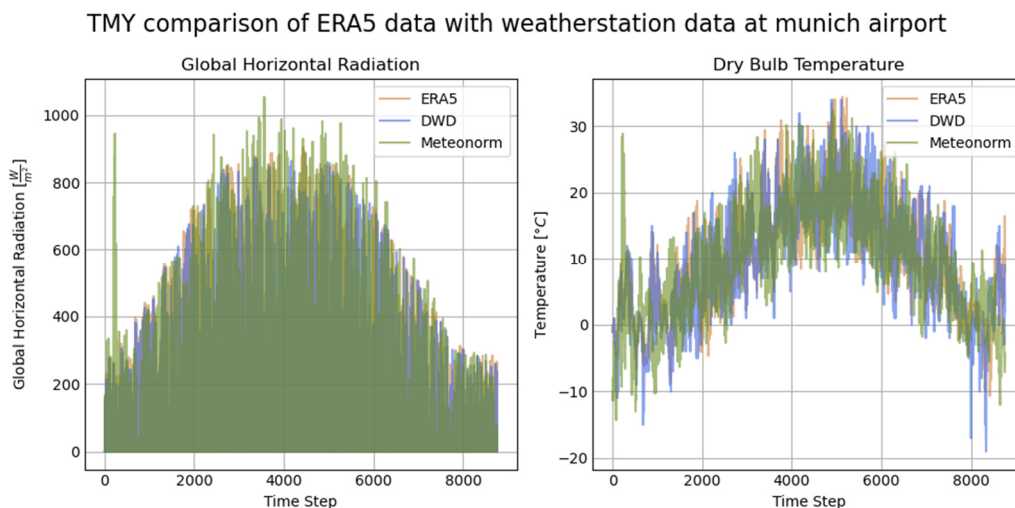


Abbildung 35: Vergleich von ERA5 Wetterdaten (Satellit) mit DWD und Meteonorm Wetterdaten (Wetterstation)

Zusätzlich wurden die AMY Wetterdaten von Meteonorm mit Oikolab und ShinyWeatherdata (ERA5) abgeglichen. Bei diesem Vergleich wurde Daten zur horizontalen Globalstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit und Atmosphärendruck der Wetterstation Zürich im Jahr 2015 betrachtet (vgl. Abbildung 36). Dabei ist erkennbar, dass die Wetterstationsdaten von Meteonorm meist über den Satellitendaten liegen. Dies ist auf den von Meteonorm interpolierten Wetterdatensatz von Zürich zurückzuführen. Zwischen den Wetterdaten von Oikolab und Shinyweatherdata sind erwartungsgemäß kaum Abweichungen erkennbar. Die Literatur geht auch von geringen bis mäßigen Abweichungen für Strahlungs- und Winddaten, und hält Sie angemessen für Energiezeitreihenberechnungen (Murcia et al. 2022; Urraca et al. 2018).

AMY comparison of ERA5 data with CEA data in Zurich

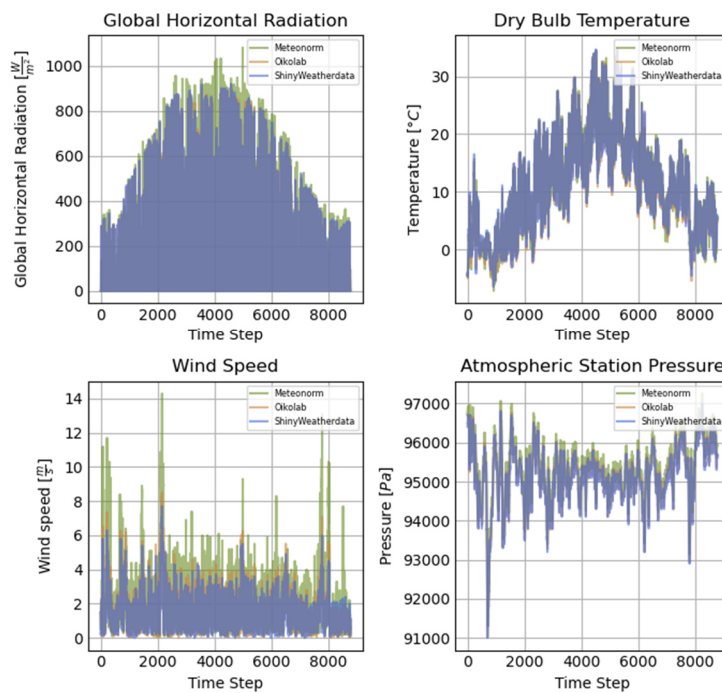


Abbildung 36: Vergleich von CEA Wetterdaten (Wetterstation Zürich) mit ERA5 Wetterdaten (Satellitendaten Zürich)

Da die ERA5 Daten generell gut mit den von Wetterstationen aufgezeichneten Daten wie DWD und Meteonorm übereinstimmen, wird als Datengrundlage für Atlite und Pvlb der ERA5 Datensatz verwendet.

COP-Berechnung von dezentralen Wärmepumpen

Die Änderung des COP von dezentralen Wärmepumpen aufgrund von Temperaturschwankungen soll berücksichtigt werden. Hierzu wurden Berechnungen nach (Hauke Hoops et al. 2022; jnr et al. 2021; Ruhnau et al. 2019) durchgeführt (vgl. Abbildung 37).

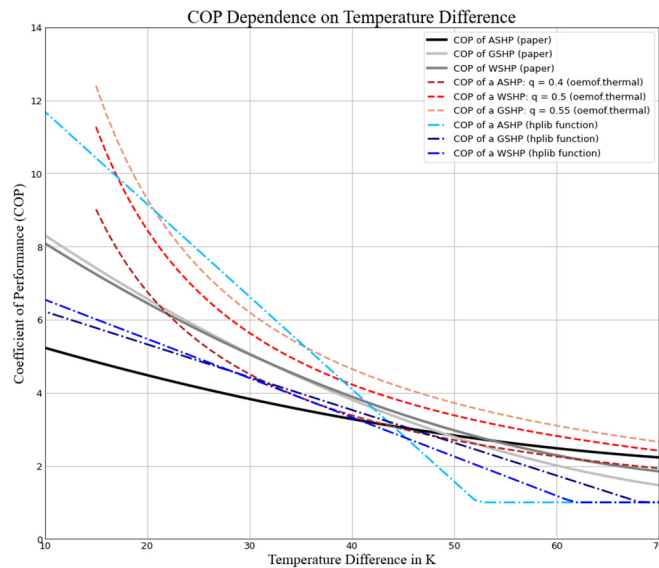


Abbildung 37: Vergleich der Literaturquellen bei der temperaturabhängigen COP-Berechnung

Die Berechnung von oemof.thermal (rot) basiert auf dem idealen Carnot-Prozess und anschließender Multiplikation mit einem wärmepumpenspezifischen Wirkungsgrad (jnr et al. 2021). In hplib ist der

COP als Funktion der Temperaturdifferenz linear abgebildet (blau) (Hauke Hoops et al. 2022). Da beide Modelle die Temperaturabhängigkeit des COP nur vereinfacht darstellen, wurde sich für die Berechnung des Papers von Ruhnau et al. entschieden. Dabei wird der COP für die verschiedenen Wärmepumpentypen ASHP (Air-source heat pump), GSHP (Ground-source) und WSHP (Water-source) mit experimentell ermittelten Regressionskoeffizienten berechnet (schwarz, Gleichung XII) (Ruhnau et al. 2019).

$$COP = \begin{cases} 6.08 - 0.09 * \Delta T + 0.0005 * \Delta T^2, & ASHP \\ 10.29 - 0.21 * \Delta T + 0.0012 * \Delta T^2, & GSHP \\ 9.97 - 0.20 * \Delta T + 0.0012 * \Delta T^2, & WSHP \end{cases} \quad \text{Gleichung XII}$$

Die COP-Zeitreihen werden im Preprocessing erstellt und mit den input.csv-Dateien importiert. Für den Einfluss von Teillastbetrieb auf den COP wurde ebenfalls die geeignete Norm, die DIN V 18599-5, gefunden, jedoch wird die Implementierung wegen den hohen Rechenkosten nicht weiterverfolgt.

COP von Großwärmepumpen

Carnot basierter Ansatz, weil kein Modell wirklich etabliert ist und Großwärmepumpen noch nicht weitgehend eingesetzt werden. Dementsprechend ist die Datengrundlage auch schlecht. Jedoch konnten mehrere Daten gesammelt werden, hauptsächlich aus (Arpagaus et al. 2018) und aus Angeboten für Großwärmepumpen für die EWG.

Jesper et al. haben theoretische, semi-empirische und empirische Modelle für die COP Berechnung von COPs für groß- und hochtemperatur-Wärmepumpen verglichen. Ein einfacher Ansatz, der auch von oemof-thermal benutzt wird, ist das vereinfachte Carnot-basierte Modell (Gleichung XIII, (Jnner et al. 2021)):

$$COP = \eta \cdot \frac{T_{h,out}}{\Delta T_{lift}} \quad \text{Gleichung XIII}$$

Wo $T_{h,out}$ die Austrittstemperatur der Senke in K und ΔT_{lift} den Temperaturhub der Wärmepumpe in K ist. Durch ein Fitting mit den COP-Werten von unserer Datenabank, konnte ein Carnot-faktor von 0,43 gefunden werden, der den Modellfehler minimiert (siehe Abbildung 38).

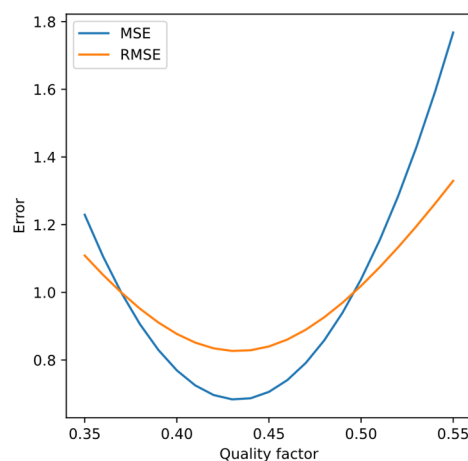


Abbildung 38: Fitting des Parameters („Quality factor“) von dem vereinfachten Carnot-modells mit Werten in der Literatur und eigenen Werten der EWG

Jesper et. al kommen genau auf den Wert von 0.44532 (Jesper et al. 2021) und Arpagaus et al. auf 0.45 (Arpagaus et al. 2018) für den Parameter. Wobei die Autoren dieses Modell als nicht zuverlässig einschätzen, weil die COPs für geringe Temperaturhube zu hoch sein können.

Das Modell von Jesper et al. klassifiziert die Wärmepumpen in „conventional“, „high temperature“, und „very high temperature“, und gibt Regressionen und Gültigkeitsbereiche für jeden einzelnen Fall an. Für die ersten beiden geben die Autoren eine empirische Regression ():

$$COP = 1,448 \cdot 10^{12} \cdot (\Delta T_{lift} + 2 \cdot 88,73)^{-4,946} \quad \text{Gleichung XIV}$$

Für die „very high temperature“ Wärmepumpen, wird folgende Regression vorgeschlagen:

$$COP = 1,9118 \cdot (\Delta T_{lift} + 2 \cdot 0,044189)^{-0,89094} \cdot (T_{h,out} + 0,044189)^{0,67895} \quad \text{Gleichung XV}$$

Wenn man die Ergebnisse mit den Modellen von Jesper et al. und Carnot vergleicht, kann ein Ähnlicher verlauf festgestellt werden (siehe Abbildung 39). Allerdings kann man für geringe Temperaturhube die COP-Zunahme von dem Carnot Modell erkennen.

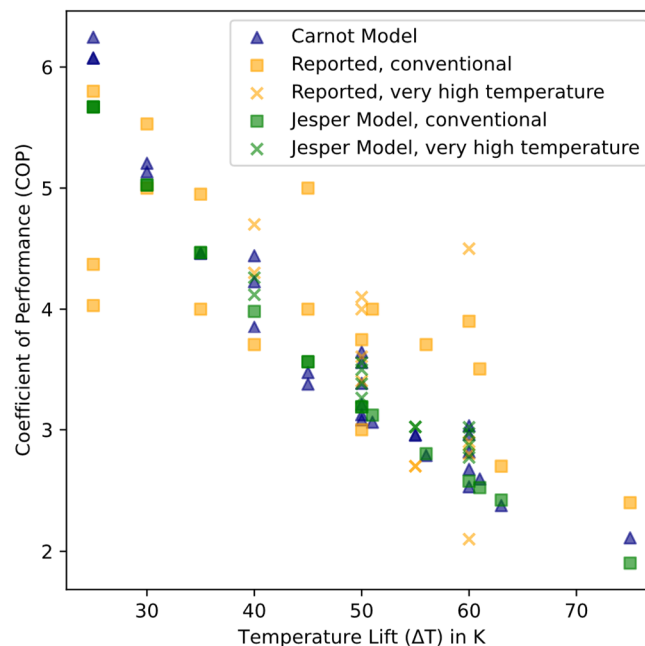


Abbildung 39: Vergleich von veröffentlichten COP-Werten mit den berechneten Werten des Preprocessing-Modells

Wenn das Fitting beider Modelle gemessen wird, hat das Jesper et al. Modell deutlich bessere Fitting-Werte als das vereinfachte Carnot-Modell (siehe Tabelle 5). Dies ist im Einklang mit der ursprünglichen Veröffentlichung der Autoren (Jesper et al. 2021).

Tabelle 5: Fitting-Werte von verschiedenen COP-Modellen nach (Jesper et al. 2021; Arpagaus et al. 2018)

Modell	Mean Squared Error	Residual Mean Squared Error	R2
Carnot	0,684	0,827	0,166
Jesper et al.	0,570	0,755	0,305

Ertragsprofile von Photovoltaikanlagen

Im zukünftigen sektorengesetzten Energiesystem wird Solarstrom ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung sein. Allerdings stellt die schwache Solareinstrahlung im Winter für den Wärmesektor eine Herausforderung dar. Deswegen müssen Solarstromzeitreihen berechnet werden, um diese Schwankungen in der Optimierung zu berücksichtigen. Hierfür gibt es eine große Auswahl von Datenquellen und Software zur Simulation in beliebiger Auflösung der PV-Erträge. Es wurden fünf Software-Tools (PVGIS (Joint Research Centre 2022), PVSOL (Valentin Software GmbH 2022), atlite

(Hofmann et al. 2021), CEA (Fonseca et al. 2016), pvlib-python (F. Holmgren et al. 2018)) und ein eigen entwickeltes LES-Python-Modul getestet und mit dem Solar Atlas von solargis und der World Bank (Solargis s.r.o. on behalf of the World Bank Group 2) verglichen. Die Ertragsverläufe wurden alle für PV-Module mit Azimutwinkel 180° (Südausrichtung) und 35° Neigungswinkel am Standort Freising (Breite 48.4° , Länge 11.68°) berechnet und auf den nominalen kWp-Wert normiert. Als Datensätze wurden Daten des Jahres 2019 für die Wetterstation in Weihenstephan-Dürnast (Freising) des DWD („DWD 2019“, (Deutscher Wetterdienst)) sowie ERA5-Satellitendaten von Copernicus aus dem Jahr 2019 („ERA5 2019“, (Copernicus Climate Change Service 2019)) und ein typisches meteorologisches Jahr („TMY“, (Lawrie und Crawley 2019)) verwendet.

Es treten erhebliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Software-Tools auf, wobei die Standard-Tools PVSOL, PVGIS und atlite sehr gut mit dem Solar Atlas Wert von $1167 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{y})$ für Freising übereinstimmen (siehe Abbildung 40).

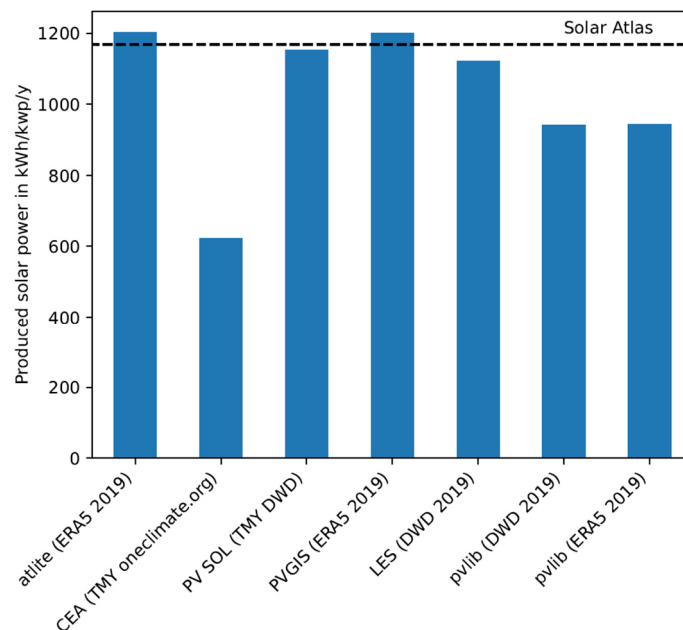


Abbildung 40: Jährlicher Solarstromertrag für den Standort Freising in Bayern mit verschiedener Software und Wetterdatenquellen

CEA, dessen Fokus nicht auf der Ermittlung von PV-Potentialen liegt, weicht mit einem jährlichen elektrischen Energieertrag von $\sim 620 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{y})$ stark von den anderen Werten ab. Überraschend ist, dass pvlib-python, ein weit verbreitetes Tool, einen abweichenden Wert von $\sim 980 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{y})$ berechnet. Der tägliche Verlauf ist in den Sommermonaten ähnlich im Vergleich mit PVGIS (siehe Abbildung 41), wohingegen der Verlauf während des Jahres eine weitaus stärkere saisonale Abhängigkeit als bei den anderen Tools aufweist. Zudem ist ein sehr klarer Verlauf in Abhängigkeit der Sonnenposition ersichtlich (vgl. Abbildung 42).

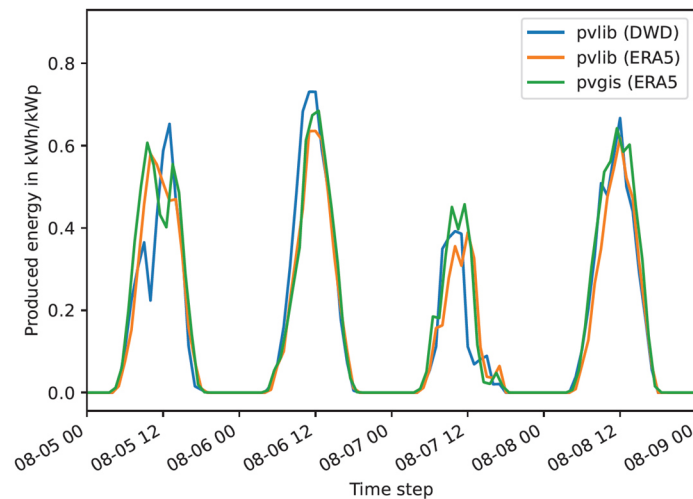


Abbildung 41: Stündliche Solarstromertragsergebnisse für den Standort Freising in Bayern von pvlib-python verglichen mit PVGIS

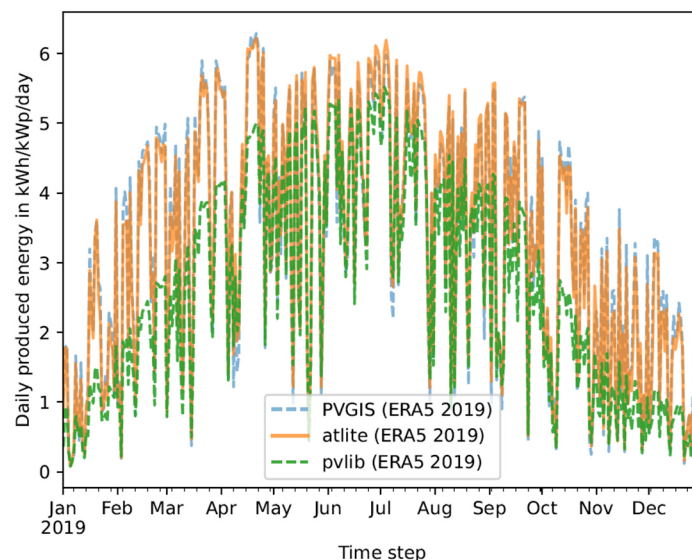


Abbildung 42: Täglicher Solarstromertrag für den Standort Freising in Bayern von pvlib-python verglichen mit PVGIS und atlite

PVGIS und atlite sind gute Optionen für die Ermittlung von solaren Potentialen und basieren auf Satellitendaten. Diese Daten haben eine mäßige Auflösung von 0.25 Breiten- und Längengraden, bilden dafür jedoch einen einheitlichen Datensatz, der global anwendbar ist. Zusätzlich können diese durch APIs abgerufen werden und als Quelle für andere Wetterdaten dienen, wie Windgeschwindigkeiten auf 10 und 100 m über der Erdoberfläche. Die Berechnungen von CEA und pvlib müssen nochmal nachgerechnet und getestet werden, um Modellierungsfehler definitiv auszuschließen.

Ertragsprofile von solarthermischen Kollektoren

Es entstand Kontakt zum Solar Keymark Network¹³, einer Organisation, die solarthermische Kollektoren prüft, testet und eine Datenbank pflegt. Die Organisation hat den Lehrstuhl für Energiesysteme Zugriff auf die Datenbank gegeben, um ein Kollektormodell zu Testen und die

¹³ <https://solarkeymark.eu/the-network/>

Datenbank auswerten. Mit den Ergebnissen konnten eine quadratische Regression und dessen Parameter abgeleitet werden, um die Kollektoreffizienz und damit das Ertragsprofil eines Moduls berechnen (Gleichung XVI und Gleichung XVII):

$$\eta_{collector} = \eta_0 - a_1 * \frac{T_m - T_{amb}}{GTI} - a_2 * \frac{(T_m - T_{amb})^2}{GTI} \quad \text{Gleichung XVI}$$

$$\dot{q}_{collector} = \eta_{collector} * GTI \quad \text{Gleichung XVII}$$

Wo $\eta_{collector}$ die Kollektoreffizienz ist, η_0 , a_1 , a_2 sind Kollektor-spezifische Parameter, die gefittet wurden, T_m ist die durchschnittliche Fluidtemperatur und T_{amb} die Lufttemperatur. GTI ist die globale, geneigte Bestrahlung auf das Modul in Wh/m^2 . Die Implementierung der Gleichungen wurde aus atlite übernommen, wobei das Modell kein a_2 Parameter berücksichtigt.

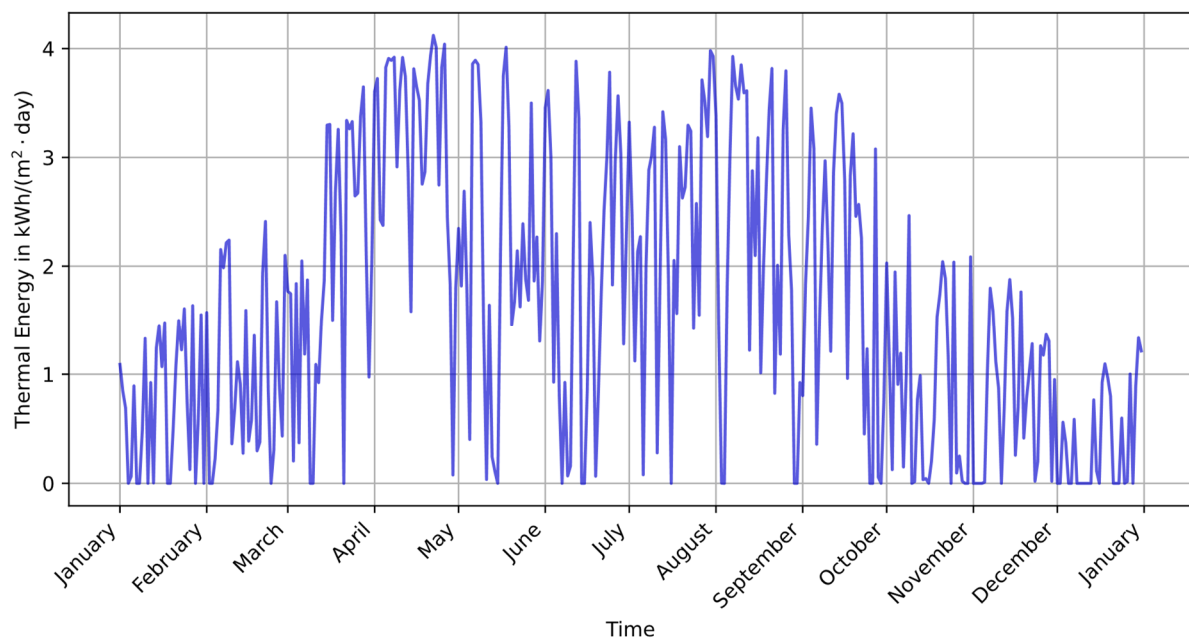


Abbildung 43: Täglicher Ertrag von 65 °C von einem solarthermischen Flachkollektor mit südlicher Ausrichtung und einer Neigung von 45° für den Standort Garching im Jahr 2020

Die solarthermischen Kollektoren haben einen jährlichen Ertrag von 594 kWh/m² im Jahr 2020 (vgl. Abbildung 43). Der Durchschnitt in den letzten 20 Jahren liegt bei 561 kWh/m² und einer Abweichung von 40 kWh/m² und Jahr. Die Studie von Krueger et al., die verschiedene solarthermische Systeme zur Prozesswärmeproduktion untersucht, findet 570 kWh/m² für Vakuumrohr-Kollektoren und 485 kWh/m² für normale Flachkollektoren für ein typisches Jahr in Potsdam (DWD TRY Datensatz) und einer Fluidtemperatur von 65 °C (Krüger et al.). Diese stimmen gut mit den atlite Ergebnissen überein. Ein möglicher Erweiterungspunkt wäre das Hinzufügen eines quadratischen Terms in Gleichung XVI, um verschiedene Effekte und diversere Kollektorsysteme abbilden zu können.

Ertragsprofile von Windkraftanlagen

Es wurde das atlite Modell zur Windenergie benutzt. Erstens werden Satellit Wind-Daten auf verschiedenen Höhenmetern auf die Modellierete Windturbinenhöhe mit der Oberflächenrauheit des modellierten Gebiets extrapoliert. Diese Windgeschwindigkeit wird dann mit sogenannten „Power Curves“, also mit Leistungskurven in Energieerträge umgewandelt. Die Turbinenparameter werden von der Open Energy Plattform von dem Reiner Lemoine Institut runtergeladen. Diese Plattform beinhaltet mehrere on- und offshore Turbinenmodelle.

Es wurden vier Turbinen mit typischer onshore Größe modelliert (Abbildung 44). Alle 3 Testmodelle von NREL und der open energy database weisen einen identischen Verlauf (nach Leistungsnormierung) nach. Die Referenzturbinen weisen 1768 Volllaststunden auf, und die Siemens Turbine 1246. Daher, weist die reelle 3,6 MW Turbine von Siemens nur 70% des Ertrags auf. Die berechneten Volllaststunden liegen alle innerhalb der erwarteten werte, die für verschiedene Netzagenturen in Deutschland im Durchschnitt zwischen 1400 und 1700 Volllaststunden (Berkhout et al. 2019). Das Windenergiereport zeigt allerdings, dass neue Anlagen deutlich höhere Volllaststunden (2788 Stunden für Anlagen von 2018) erreichen können (Berkhout et al. 2019). Diese Unterschiede können deswegen von dem Alter der Modellierten Siemens Turbine liegen. Der Bundesverband WindEnergie e.V., schätzt im Süden Deutschlands auch knapp über 2000 Volllaststunden, die mit dem Modell ebenfalls gut übereinstimmen (Rasmus Borrmann et al. 2020).

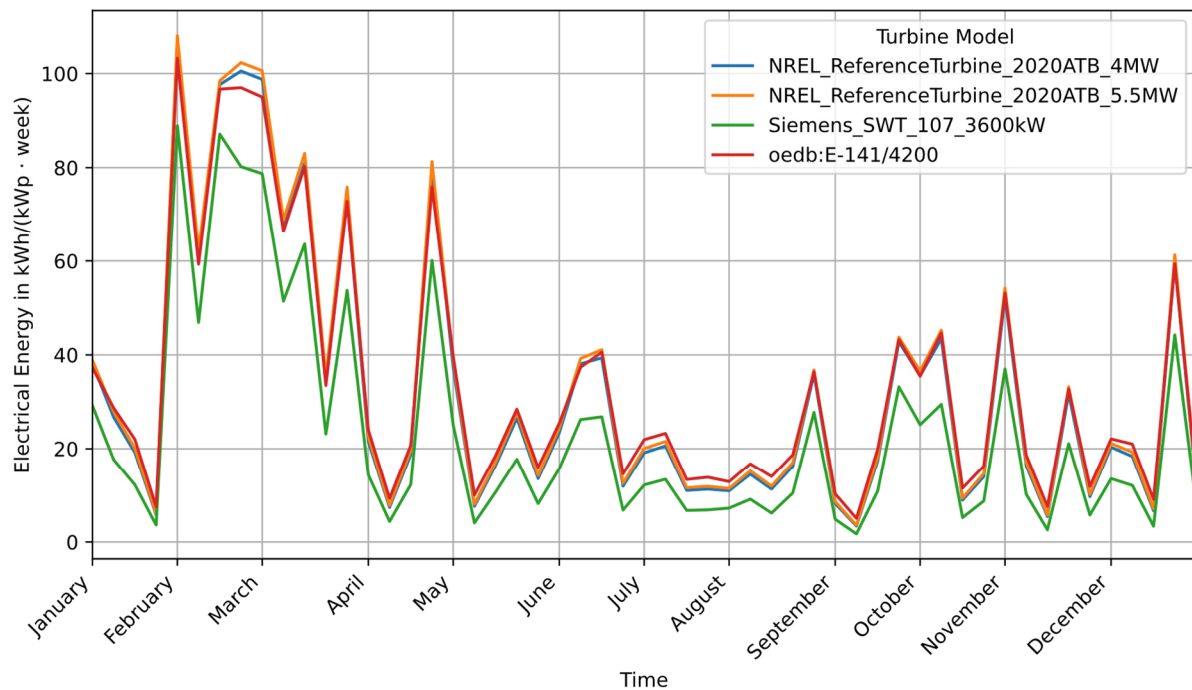


Abbildung 44: Wöchentlicher Ertrag für den Standort Garching in Bayern für verschiedene onshore-Windturbinen im Jahr 2020

Ertragsprofile von solarthermischen Kraftwerken

Konzentrierende solarthermische Anlagen (concentrating solar power, CSP) können sowohl Strom als auch Hochtemperaturwärme bis zu 420 °C liefern. Obwohl Deutschland ein mäßiges Potential für CSP wegen der nördlichen Breitengrade, kann CSP durchaus ein profitablen Beitrag zur erneuerbaren Energieversorgung des Landes leisten (Pitz-Paal et al. 2022). Diese Technologie ist besonders für Hochtemperaturanwendungen geeignet, und braucht installierte Flächen ab 10.000 m² und 1 MW Leistung, um besonders profitabel zu werden.

Es wurden verschiedene Modelle, hauptsächlich oemof-thermal und atlite, getestet. Beide haben einen ähnlichen Jahresertragsverlauf, wobei oemof-thermal keine Validierungsversuche veröffentlicht hat. Beide Softwarepakete haben das gleiche Konzept, indem Effizienzen von existierenden Solarturm- oder Parabolrinnenanlagen in Abhängigkeit von dem Sonnenstand modelliert werden, und somit die direkte Solarstrahlung mit diesem Wirkungsgrad in Energie umgewandelt werden kann.

Das Potential von Parabolrinnenkollektoren am Standort Potsdam, wurde von (Krüger et al.) ermittelt. Die Autoren benutzten ein Modell von Solar Keymark Network und das Fraunhofer eigene Greenius um u.a. das Potential von CSP in Deutschland für Prozesswärme zu ermitteln. Sie fanden, dass für ein

typisches Jahr (TMY) in Deutschland um die 460 kWh/m² mit Parabolrinnenkollektoren produziert werden können. Das Atlite Modell ergibt 510 kWh/m² für das Jahr 2020 (Abbildung 43), und der Durchschnitt für die letzten 21 Jahre ist 488 kWh/m² und Jahr (Abbildung 45). Diese Werte stimmen gut überein, wobei das Atlite Modell keine Abhängigkeit mit der Prozesstemperatur aufweist, und ein Kraftwerk in Spanien nachmodelliert. Deshalb müsste man eventuell ein anderes Modell aufgreifen, wie das von SKN ScenoCalc tool, um mehr Flexibilität zu gewinnen. Zusätzlich fehlen die wirtschaftlich interessanten Fresnel Kollektoren, die auch modelliert werden müssten. Hierfür hat Sam von dem amerikanischen NREL ein Modell das getestet und ggf. übernommen werden könnte (Wagner 2012).

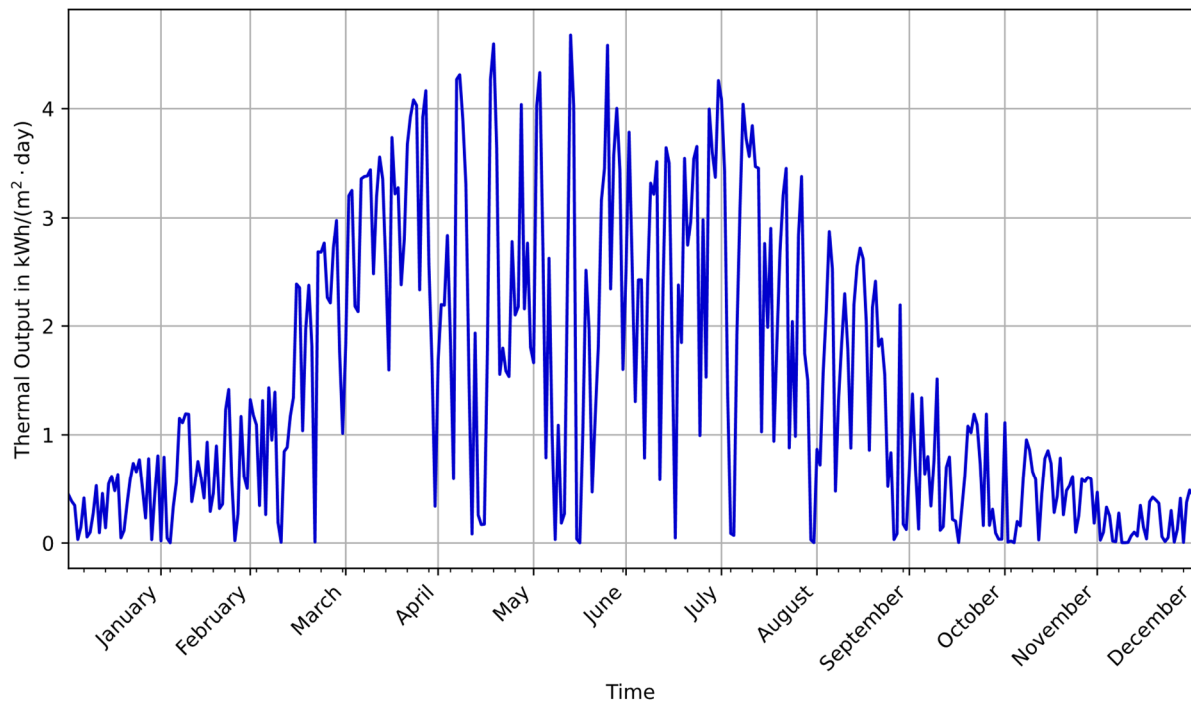


Abbildung 45: Täglicher Ertrag von Parabolrinnenkollektoren mit südlicher Ausrichtung für den Standort Garching im Jahr 2020

Analyse der Energie-Erträge in Abhängigkeit des Referenzjahres

Wenn man verschiedene Jahre miteinander vergleicht, erkennt man einen klaren saisonalen Trend zwischen den Technologien sowie erhebliche Abweichung von den durchschnittlichen Erträgen (siehe Abbildung 46). Windenergie ist mit Abstand die fluktuierende erneuerbare Energie, die im Winter am meisten Ertrag liefert. Im Mittel kann Windenergie 1800 Volllaststunden in Garching produzieren, mit einer erheblichen Standardabweichung von 175 Stunden. Solar-basierte Energien haben die größten Erträge zwischen April und August. PV liefert 1187 Volllaststunden pro Jahr, wenn es eine Südausrichtung mit 30° Neigung hat und hat die geringste Standardabweichung, nur 45 Volllaststunden pro Jahr. Solarthermische Technologien liefern um die 530 kWh/m² (CSP: 490 ± 32 kWh/m², ST: 561 ± 40 kWh/m²), die mit steigender Temperatur zurückgehen. Das Bestätigt das Heat2Q Vorhaben in dem Sinne, das Komplexe, Sektor-gekoppelte Systeme nötig sind, um die Synergien und Nachteile dieser Energiequellen holistisch zu planen. Zusätzlich muss auch Speicherkapazität bereitgestellt werden, um die natürlichen Fluktuationen auszugleichen. Letztlich, muss ein kontingent an saisonale Speicher vorhanden sein, um immer noch Energie liefern zu können, wenn längere Dunkelflauten vorhanden sind. Dafür braucht man robuste und möglichst detaillierte Energiesystemoptimierungstools und -methoden, die deutlich über die heutzutage Eingesetzten konventionellen Planungstools hinausgehen.

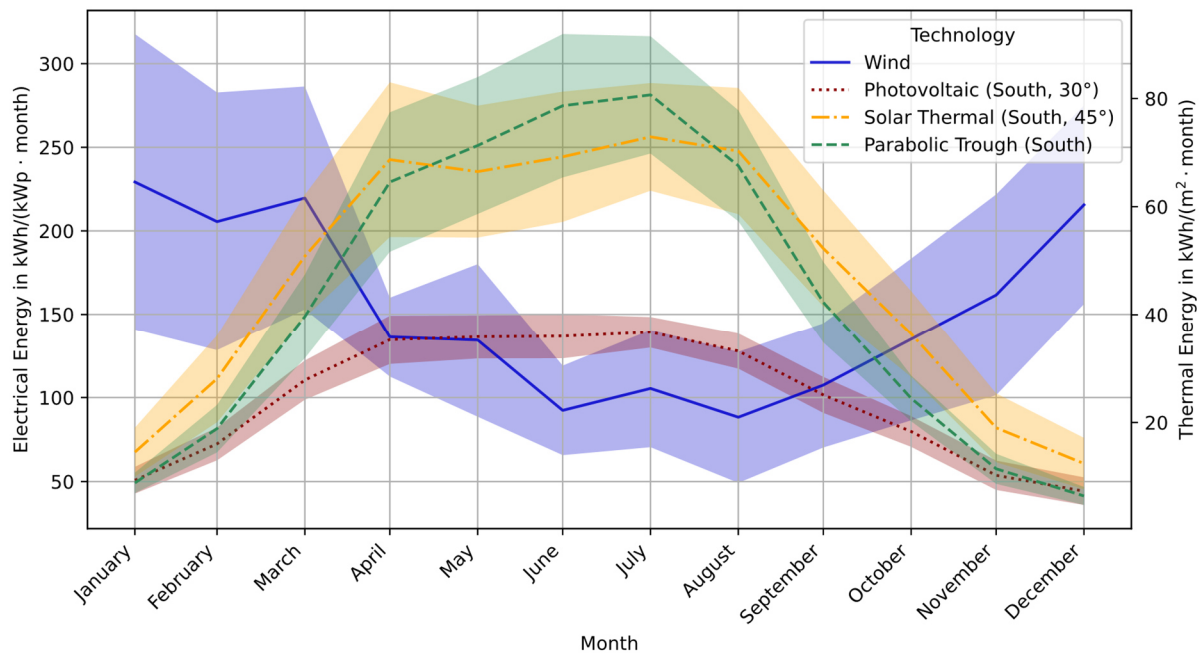


Abbildung 46: Durchschnittlicher, monatlicher Ertrag von verschiedenen fluktuierenden erneuerbaren Energien für den Standort Garching zwischen den Jahren 2000 und 2021

Berechnung von Typperioden und Typsegmenten

Erste Tests des Python-Pakets tsam (Stefano Fasciani 2016) zur Berechnung von Typperioden und Typsegmenten konnten erfolgreich durchgeführt werden. In Abbildung 47 ist eine beispielhafte Lastkurvenzeitreihe in orange stündlich und in blau für vier Typsegmente und 36 Typperioden dargestellt. Das Gleichungssystem des Problems wird nach (Kotzur et al. 2018b) mit pyomo erweitert (siehe Abschnitt AP 1.3) und in einem beispielhaften Energiesystemmodell implementiert. Eine Sensitivitätsanalyse steht noch aus, um den Einfluss der Typperioden und Typsegmente auf die Optimierungsergebnisse einzuschätzen.

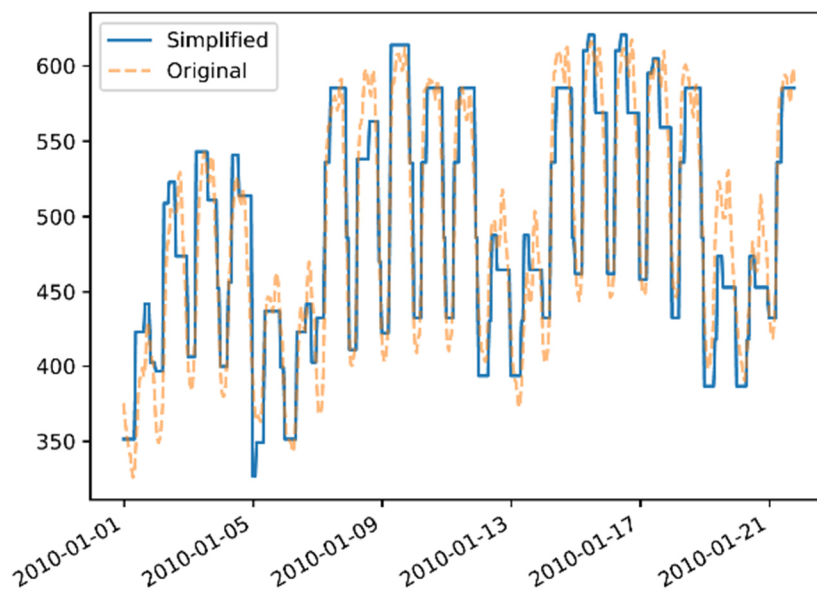


Abbildung 47: Originale Nachfrage (orange) im Vergleich zu einer vereinfachten Zeitreihe (blau; 34 Typperioden und zwei Extrempereoden von 24 Stunden, vier typische Segmente innerhalb jeder Typperiode)

Technologiekosten

Die Technologiekosten für die Energiesystemplanung werden durch .csv-Dateien mit Python importiert und durch pyomo in die Problemformulierung integriert. Diese Kosten sind in Tabelle 6 wiedergegeben. Die Daten stammen hauptsächlich aus folgenden Quellen: (KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH 2022; Danish Energy Agency 2018; European Energy Exchange AG 2022; Deutsches Pelletinstitut GmbH 2022). Dieser Workflow erlaubt die Veränderung der Daten mit Microsoft Excel oder einem ähnlichen Flowsheet-Programm. Die Implementierung von Speichertechnologien wurde identisch umgesetzt (siehe Tabelle 7).

Tabelle 6: Investitionskosten von Energiebereitstellungsanlagen

Technologie	Beschreibung	Investitionskosten	CO2 -Faktor	η_{el}	η_{heat}	Lebenszeit
Einheit		EUR/kW	g CO2 /kWh	-	-	y
PV	Photovoltaik	1200	40	0.14	0	20
B_G_c	Gasboiler, zentral	107	246	0	0.95	25
B_G_dec	Gasboiler, dezentral	318	251	0	0.93	20
B_BM_c	Biomasseboiler, zentral, Pellet	586	55	0	0.96	28
B_BM_dec	Biomasseboiler, dezentral, Hackschnitzel	335	76	0	0.7	17.5
CHP_G_c	Gas-KWK, zentral	660	253	0.46	0.46	15
CHP_BM_c	Biomasse-KWK, dezentral, Holzpellet	902	65	0.14	0.82	28
HP_dec	Luft-Wasser-Wärmepumpe, dezentral,	700	0	-	1	18
				0.33		
HP_c	Luft-Wärmepumpe, zentral, 5 MW _{th}	609	0	-	1	15
				0.28		
GT	hydrothermale tiefe Geothermie, zentral	1500	0	-	1	30
				0.05		

Tabelle 7: Investitionskosten von Energiespeichern

Technologie	Beschreibung	Investitionskosten	η_{el}	η_{heat}	Lebenszeit	C-rate	Verluste
Einheit		EUR/kWh	-	-	y	-	-
thermal_seas	Saisonaler Speicher	27.43	-0.02	0.6	30	0.1	8.33E-05
thermal_day	Pufferspeicher	22.93	-0.02	0.6	15	0.5	0.025
battery	Li-Ionen Akku	306.95	0.85	0	15	1	0
Technologie	Beschreibung	Investitionskosten	η_{el}	η_{heat}	Lebenszeit	C-rate	Verluste

Da CEA sowie die verwendeten Datenbanken von Python aus ausgeführt werden, kann auch die gesamte urbs-Optimierung nach dem Pre-Processing direkt innerhalb von Python ausgeführt werden.

Eine Beispielrechnung für die Ermittlung der Wärmegestehungskosten einer Tiefengeothermie Anlage ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Beispielrechnung für erzielbare Wärmegestehungskosten einer hydrothermalen Tiefengeothermie-Anlage

Ausgangssituation		
jährliche Wärmemenge (M_t)	90.000	MWh _{th}
Wärmeleistung	15.000	kW _{th}
Vollbenutzungsstunden	6.000	h
Anzahl der Bohrungen	2	
Bohrlochlänge (MD)	3.500	m
COP	30	
spez. Einbindungskosten	500	Euro/kW _{th}
Strompreis	300	Euro/MWh _{el}
verbrauchsunabhängige Betriebskosten	26.000	Euro/(MWh _{th} ·a)
kalkulatorischer Zinssatz (i)	8 %	
I Gesamtinvestition 35.700.000 Euro		
I1	Vorarbeiten einschl. Machbarkeitsstudie, Genehmigungen, Berater, Gutachten, Energiekonzept	500.000 Euro
I2	Exploration (3D-Seismik)	2.500.000 Euro
I3	Erschließung, Herstellung und Rekultivierung des Bohrplatzes mit den notwendigen zusätzlichen Baustelleneinrichtungen	1.000.000 Euro
I4	Bohrung(en) einschl. Verrohrung, Zementation, Perforation und Bohrlochmessung	20.000.000 Euro
I5	Hydraulische Tests (Produktionstest)	500.000 Euro
I6	Einbindung (Übertage-Anlagen: Rohrleitungen, Wärmeübertrager, Filtersysteme, Heizzentrale, Regelungstechnik, (erste) Förderpumpe etc.)	7.500.000 Euro
I7	Rückbau (bergrechtliche Verwahrung)	1.000.000 Euro
I8	Projektmanagement (8 % von I3 bis I7)	2.600.000 Euro
I9	Monitoring (Grundwasser, Seismik)	100.000 Euro
A_t Jährliche Betriebskosten 1.390.000 Euro/a		
Jährliche Betriebskosten (verbrauchsabhängig) 900.000 Euro/a		
A1	- Brennstoffkosten (Strom)	900.000 Euro/a
A2	jährliche Betriebskosten (verbrauchsunabhängig) 390.000 Euro/a	
Sonstiges 100.000 Euro/a		
A3	Öffentlichkeitsarbeit	100.000 Euro/a
Ersatzinvestitionen		
I _{Ersatz}	Förderpumpe	1.000.000 Euro/3a
Wärmegestehungskosten (LCOH) für unterschiedliche Nutzungsdauern n		
LCOH ($n = 20$ Jahre) = 59 Euro/MWh _{th}		
LCOH ($n = 25$ Jahre) = 56 Euro/MWh _{th}		
LCOH ($n = 30$ Jahre) = 54 Euro/MWh _{th}		
LCOH ($n = 40$ Jahre) = 52 Euro/MWh _{th}		

Optimierung

Wie im Kapitel über den Stand der Technik und dem Test von oemof openplan und pypsa beschrieben, wurde die Heat2Q-Methodik in pypsa getestet, aber noch nicht automatisiert. Abbildung 48 veranschaulicht, wie die Unterscheidung zwischen verschiedenen Fernwärmetemperaturniveaus unter Berücksichtigung der Entscheidung zwischen dezentraler und zentraler Erzeugung in PyPSA umgesetzt werden kann. Zusätzlich ermöglicht diese Umsetzung eine Aufteilung der Bedarfszeitreihen in verschiedene Kategorien, wie beispielsweise Brauchwarmwasser und Heizwarmwasser oder in definierte Gebäudekategorien. Der Wärmebedarf kann dementsprechend durch unterschiedliche Technologien gedeckt werden. Dadurch wird sichergestellt, dass Bedarfszeitreihen, die an ein bestimmtes Temperaturniveau gebunden sind, auch nur durch Technologien gedeckt werden können, die die entsprechende Temperatur bereitstellen können.

Die Wahl des Temperaturniveaus sowie die Entscheidung zwischen dezentraler und zentraler Erzeugung erfolgt mittels binärer Entscheidungsvariablen. Hierfür wird das BigM-Verfahren verwendet:

$$x_1 + x_2 \leq 1$$

$$x_1 * BigM \geq P_1$$

$$x_2 * BigM \geq P_2$$

Die Leistung zweier Links $P_{i,j}$ wird somit durch die Einführung von zwei zusätzlichen ganzzahligen Variablen $x_{i,j}$ gekoppelt, so dass nur die Leistung eines Links einen Wert größer Null annehmen kann.

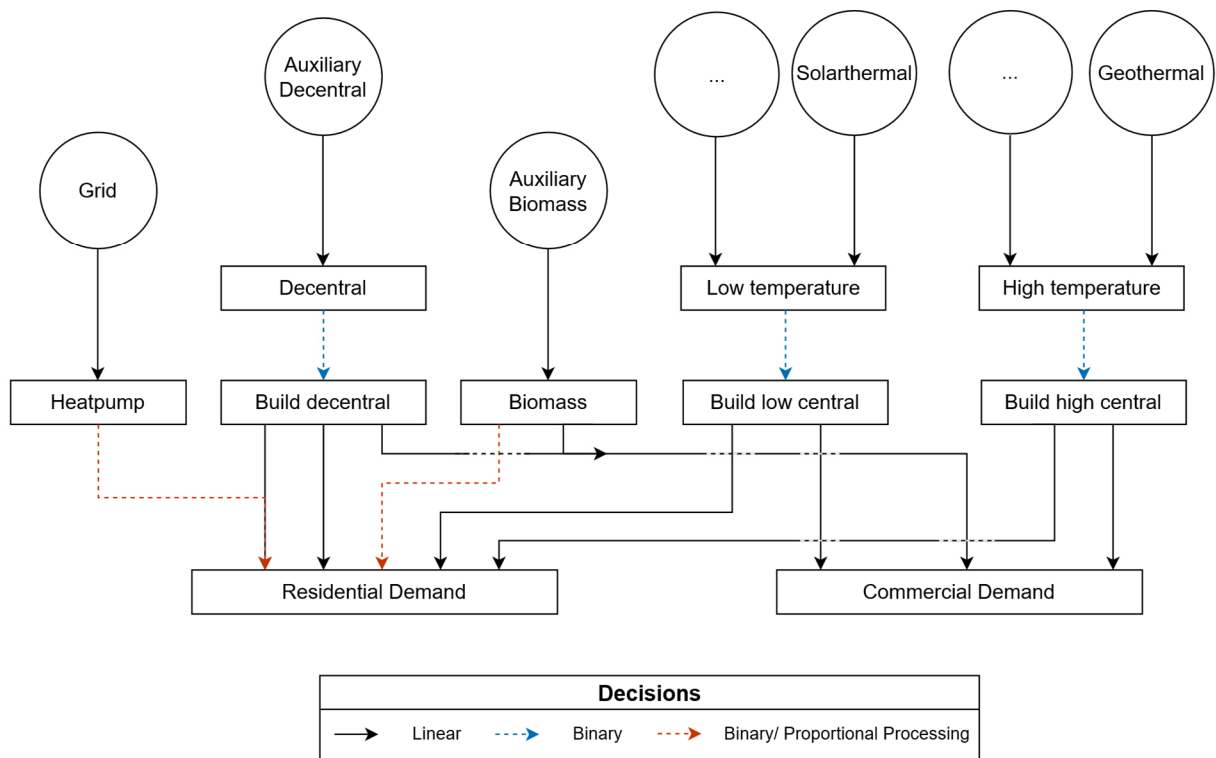


Abbildung 48: Schematische Darstellung der Umsetzung der Abbildung zentraler und dezentraler Erzeugung sowie unterschiedlichen Temperaturniveaus in PyPSA mit der Möglichkeit zur Aufgliederung der Bedarfszeitreihen

Auch komplexe Erzeugungsanlagen können durch die Basiskomponenten in PyPSA modelliert werden. Abbildung 38 zeigt, wie eine Geothermieanlage mit der Option der Rücklaufnutzung abgebildet werden kann.

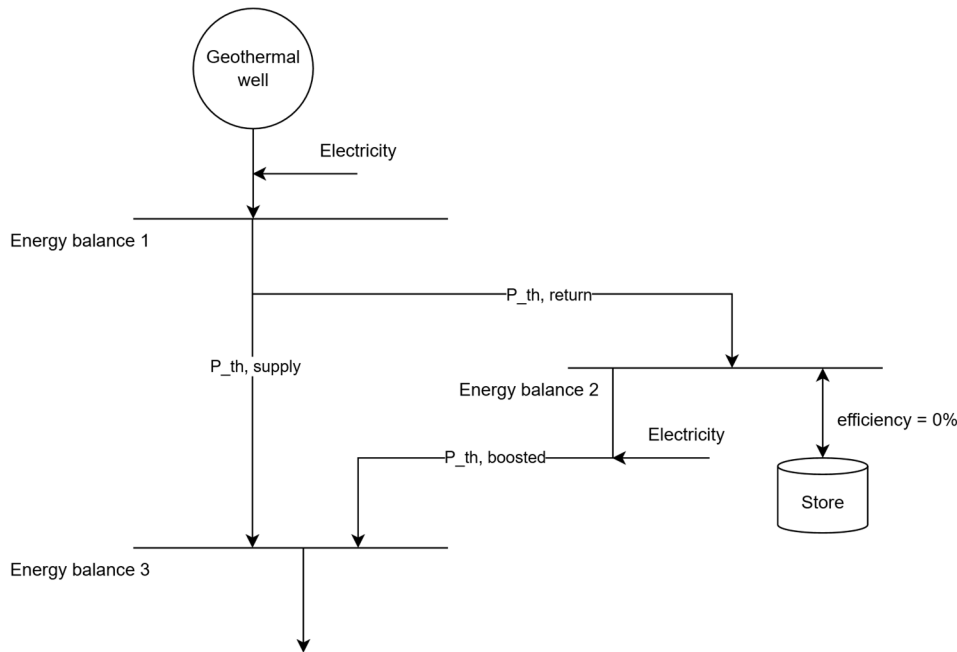


Abbildung 49: Schematische Darstellung wie Geothermie mit Rücklauf in PyPSA abgebildet werden kann

Abbildungsmöglichkeiten von Verbundleitungen

Die Abbildung aller theoretischen Möglichkeiten zur Kopplung getrennter Wärmegebiete mittels Verbundleitung stellt eine große Herausforderung für die Optimierung dar. In Abstimmung mit den Projektpartnern wurde vereinbart, im Preprocessing eine Vorauswahl der praktisch sinnvollen Verbindungen auf Basis des Bedarfs sowie des Erzeugungspotenzials je Region zu treffen. Im nachfolgenden wird nochmal näher auf die Problematik bei der Abbildung von Verbundleitungen zwischen verschiedenen Fernwärmeregionen sowie die diskutierten Lösungsansätze eingegangen:

Aus Optimierungssicht sollten alle möglichen Optionen zur Verbindung von zwei Gebieten (siehe Abbildung 50) implementiert werden, da in der Optimierung nur zwischen diesen auch ausgewählt werden kann.

Die Darstellung aller möglichen Verbindungen führt bei mehreren Gebieten schnell zu einer großen Anzahl von Kombinationen. Zudem ergibt sich im Optimierungsmodell aufgrund der Verbindung von unterschiedlichen Temperaturniveaus eine Art "Perpetuum Mobile". Um ein niedriges Temperaturniveau auf ein höheres zu bringen, ist eine Wärmepumpe notwendig. Gleichzeitig wird die Verbundleitung in umgekehrter Richtung aufgrund der sehr hohen Effizienz von Wärmetauschern mit einem Wirkungsgrad nahe eins abgebildet. Somit ergibt sich ein "Zyklus", in dem die Wärme ausschließlich aus Strom über die Wärmepumpe erzeugt werden kann. Um diesen Mechanismus auszuschließen, sind folgende Lösungen denkbar:

1. Beschränkung der Abbildung von Verbindungsleitungen zwischen Gebieten unterschiedlichen Temperaturniveaus auf nur eine Richtung (Entweder alle Verbindungen von einem niedrigen zu einem hohen Temperaturniveau oder umgekehrt). Dies schließt jedoch andere möglicherweise sinnvolle Kombinationen aus.
2. Darstellung der Wärmepumpe ohne korrekte Leistungszahl mit einem Wirkungsgrad von Eins. Dies führt jedoch zu einer nicht korrekten Darstellung des Sachverhaltes und sollte daher ausgeschlossen werden.

- Manuelle Definition ausgewählter Verbundleitungen im Preprocessing, so dass „Schleifen“ ausgeschlossen werden können. Bei der Festlegung der Verbundleitungen dient das EE-Potential sowie die Wärmesenken der Gebiete als Orientierung.

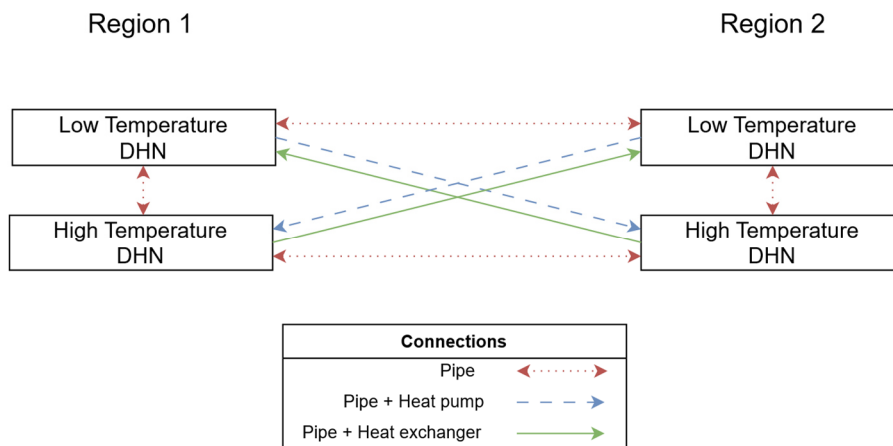


Abbildung 50: Schematische Darstellung aller Verbundleitungsmöglichkeiten zwischen zwei Gebieten

Eine weitere Schwierigkeit besteht in der korrekten Abbildung der Kosten von Verbundleitungen. Die Kosten Linearisierung von Verbundleitungen führt zu einer Unterschätzung der Investitionskosten bei kleinen und einer Überschätzung bei großen Verbundleitungen (siehe Abbildung 51). Um dieses Problem zu umgehen, sollte im Preprocessing die Kapazität der Verbundleitungen anhand der Nachfrage bestimmt werden. Somit können diskrete Kostenwerte verwendet werden.

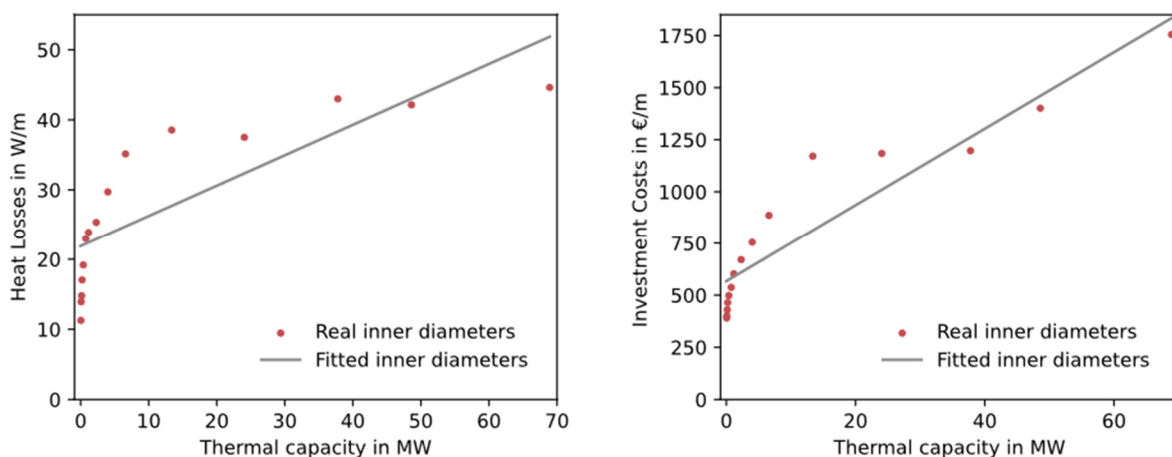


Abbildung 51: Linearisierung von Fernwärmeleitungskosten und -verlusten

Es ist zudem anzumerken, dass die Verbundleitungen nach Erfahrung der Praxispartner als bidirektionale Verbindung dargestellt werden können.

Abbildungsmöglichkeiten von Speichern

Nach umfassenden Diskussionen mit sämtlichen Projektpartnern, um praxisbezogene Erfahrungen in die Modellgestaltung einzubeziehen, wurde beschlossen, Speicher nachfolgenden Kriterien zu implementieren: Es wird angenommen, dass Speicher stets bei konstanter Temperatur befüllt werden. Dadurch können die Speicherkapazität sowie die Ein- und Ausgabeleistung der verschiedenen Speichervarianten als Parameter im Optimierungsproblem definiert werden und müssen nicht als

Optimierungsvariablen umgesetzt werden. Dies führt zu erheblichen Einsparungen an Rechenleistung und -zeit während der Optimierungsläufe.

Für die Implementierung wird zwischen den wärmeerzeugenden Prozessen für die Befüllung der Speicher unterschieden. Die Wirkungsgrade konventioneller Verbrennungsprozesse ändern sich bei Temperaturunterschieden von wenigen Kelvin auf der Ausgangsseite ($\Delta T < 50K$) nur marginal. Bei Wärmepumpen hingegen hat ein solcher Temperaturunterschied einen signifikanten Einfluss auf den COP. Daher wird im Modell ein Speicher mit zwei Speicherarten definiert: Speicher für die Wärme der Wärmepumpe (Speicher_WP) und Speicher für die Wärme anderer Prozesse (Speicher_conv). Für jede dieser Speicherarten wird eine eigene Effizienz des Befüllungs- oder Ladevorgangs definiert. Auf diese Weise kann für die Effizienz des Speicher_WP eine Kennlinie festgelegt werden, die von der zeitlich variablen Nachfragetemperatur abhängt, wodurch unrealistische (un-)effiziente Wirkungsgrade der Wärmepumpe vermieden werden können.

Um die Kosten des Speichers weiterhin korrekt im Modell darzustellen, werden diese nicht für beide Speicherarten festgelegt. Stattdessen wird ein zusätzlicher virtueller Speicher eingeführt. Über diesen virtuellen Speicher werden die Gesamtkapazität der beiden Speicherarten und die Kosten für deren Ausbau begrenzt. Dadurch wird vermieden, dass im Modell doppelte Kosten für die beiden Speicherarten entstehen.

In der Realität entspricht dieses Modellkonstrukt einem einzigen Wärmespeicher, der von den unterschiedlichen Prozessen gleichzeitig genutzt werden kann. Zur Veranschaulichung ist das Konzept in Abbildung 52 dargestellt.

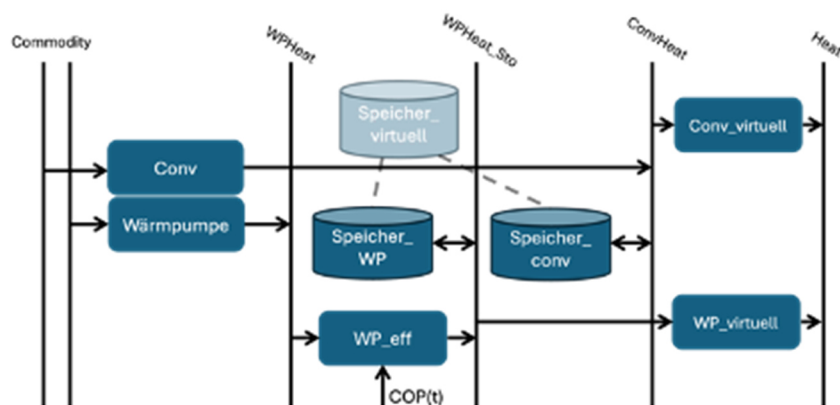


Abbildung 52: Abbildung der Speicher im Optimierungsproblem

Die mögliche Abbildung von Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand ist noch nicht im Optimierungsansatz implementiert. Angedacht ist die Sanierung im pre-processing des Optimierungsmodells anzuwenden, indem je nach Sanierungsgrad ein eigenes Szenario definiert wird. Die Optimierung wird anschließend für alle Szenarien durchgeführt und die Ergebnisse hinsichtlich der Effekte der Sanierungsstufen analysiert.

MILP-Gleichungssystem zur Wärmeplanung eines Quartiers

Es wurden in der MILP-Betrachtung des südbayerischen Ortes mehrere Szenarien für Gas-, Biomasse- sowie CO₂-Preise zusätzlich zur Basisformulierung berechnet (siehe Tabelle 9), um das Modell zu bewerten und dessen Sensitivität zu analysieren.

Tabelle 9: Input-Parameter der unterschiedlichen Szenarien

Szenario	Beschreibung	Gas (€/MWh)	Biomasse (€/MWh)	CO ₂ (€/t CO ₂ eq)
BC	Base Case	16	39	25
S2	Hoher CO ₂ -Preis	16	39	125
S3	2022 Preise	140	150	25
CO ₂	CO ₂ -Minimierung	140	150	-

Die Ergebnisse des vereinfachten Modells deuten mehrere Trends an (siehe Abbildung 53). Im Base Case (*Business as usual*) bei Preisen vor der Energiekrise und der Coronapandemie dominiert der Gas-Boiler für Wärmebereitstellung und wird durch eine KWK-Anlage zur Stromversorgung unterstützt. Pufferspeicher werden in einem geringen Ausmaß benötigt. Eine CO₂-Minimierung ergibt andere Resultate. Hier wird der Einsatz von saisonalen Speichern sowie Wärmepumpen und Biomasse maximal ausgebaut, um somit die Versorgung während des gesamten Jahres abzudecken. Das ist nachvollziehbar, da fossil-basierte Kraftstoffe, darunter Gas, einen höheren CO₂-Ausstoß verursachen und somit in diesem Fall nicht einsetzbar sind. Die Kosten dieses Szenarios sind höher, da mehr (Über-)Kapazität ausgebaut wird und mehr Speicherbedarf notwendig ist.

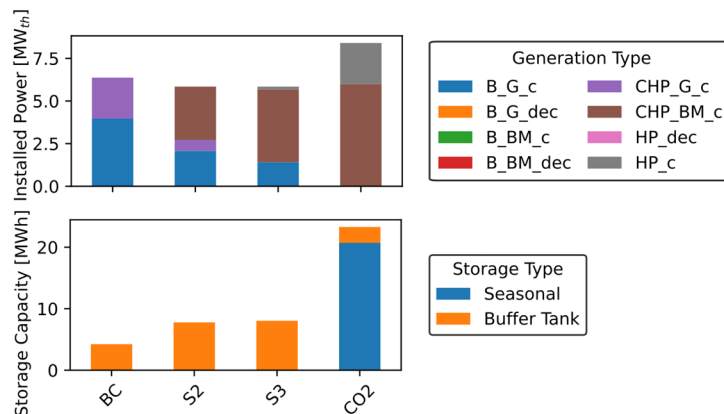


Abbildung 53: Wärmebereitstellungsanlagen und thermische Energiespeicher für mehrere Preisszenarien für das MILP-Modell einer kleinen Stadt

Biomasse wird gegenüber Gas unter erhöhten CO₂-Preisen sowie bei aktuellen Spotmarkt-Gaspreisen bevorzugt. Ein Fernwärmenetz wird stets ausgebaut, da die zentrale Versorgung im Vergleich zur dezentralen Erzeugung durch die erhöhte Effizienz der zentralen Erzeugerstrukturen und verfügbaren Speicher für dieses Gebiet günstiger ist.

Die Methode wird im Projektverlauf verfeinert werden, u. a. durch die Aufteilung in mehrere Regionen. Die Nachfrage des Quartiers muss angepasst werden, da bisher keine Sanierungsrate angenommen wurde und die Lastkurven somit tendenziell zu hoch ausfallen. Diese Funktionalität wurde schon im CEA-Workflow implementiert und muss jetzt in der Modellierung eingesetzt werden. Es besteht aber immer noch die Herausforderung des Datenmangels sowie bei der Definition von Gebäudeeigenschaften durch überregionale, durchschnittliche Gebäudetypologien von (Loga et al. 2016), die auf Quartiersebene nicht immer präzise sind. Zusätzlich werden Gewerbe und Industrie aktuell noch nicht abgebildet, wobei auch hier ein großer Datenmangel besteht.

AP 1.5: Fertigstellung und Dokumentation der präzisen Methodik für Wissenschaftsanwendung

Parallel zur Entwicklung des Ansatzes und der Implementierung der präzisen Methodik werden Fortschritte, Annahmen und Algorithmen dokumentiert. Die Dokumentation wird mit der fortschreitenden Implementierung und Anwendung der präzisen Methodik erweitert und vertieft.

AP 2: Anwendung und Validierung der präzisen Methodik am TUM Campus Garching (Leitung: TUM - LES)

Aufbauend auf den Daten, Untersuchungen und Erfahrungen des CleanTechCampus-Projekts lassen sich die entwickelten Methoden der Wärmeversorgungsplanung am TUM Campus Garching ausführlich testen und validieren.

AP 2.1: Ermitteln der benötigten Eingangsparameter (TUM)

Aus dem CleanTechCampus-Projekt liegen stündliche Messzeitreihen für die Wärme- und Stromverbräuche für den kompletten Campus sowie für einzelne besonders große Verbraucher, wie bspw. die Maschinenwesenfakultät, bis Anfang des Jahres 2018 vor. Zudem wurden im Rahmen des CleanTechCampus-Projekts Bedarfsprognosen für die zukünftige Entwicklung des Campus erstellt, sodass für die Erstellung der Energiesystemmodelle sowie deren Validierung die wichtigsten Daten Grundlagen vorliegen.

Um die vorliegenden Datensätze mit den aktuellsten Messdaten zu ergänzen bzw. die Prognosen noch zu verfeinern bzw. zu ergänzen, fanden mehrere Treffen mit den Klimaschutzmanager:innen der TU München statt, die aktuell eine umfassende Treibhausgasbilanz für die TU München erstellen. Seit Beginn des zweiten Halbjahres 2023 fanden zudem mehrere Treffen statt, an dem der neu ernannte Vizepräsident für Nachhaltigkeit, leitende Angestellte des Technischen Betriebs, Klima- und Nachhaltigkeitsmanager:innen der TUM sowie Heat²Q-Projektbeteiligte teilgenommen haben. Diese Treffen wurden im Rahmen dieses Forschungsvorhabens organisiert und sollen den im Zuge der Nachhaltigkeitsstrategie einberufenen Arbeitskreis *Nachhaltige Campuserwicklung* im Bereich Energiesysteme wissenschaftlich beraten. Ziele dieser Treffen waren und sind, das Heat²Q-Projekt vorzustellen, verschiedene Möglichkeiten zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele – u. a. eine klimaneutrale Wärmeversorgung bis 2028 – zu besprechen und einen regelmäßigen, intensiven Austausch zu gewährleisten. Hilfreich für die Validierung der von uns entwickelten Methodik und entscheidend für eine effiziente Transformation des aktuell von fossilen Energieträgern dominierten Energiesystems der TU München wird die Übermittlung aktueller, möglichst detaillierter Messdaten sein. Beim ersten Treffen wurde eine zügige, dauerhafte sowie unkomplizierte Weitergabe von Messdaten vereinbart. Allerdings ist der Angestellte des Technischen Betriebs, der für die Heizzentrale verantwortlich ist und die Daten übermitteln sollte, seit mehr als einem Jahr überlastet, sodass die zugesicherten Daten noch immer nicht übergeben wurden. Zuletzt wurde die Datenübermittlung für Anfang 2024 zugesichert.

Im Zuge einer zunehmenden Priorität des Nachhaltigkeitsaspekts bei der Universitätsleitung sollen die Diskussionen weiter fortgeführt werden, wodurch insbesondere die Praxisrelevanz für dieses Anwendungsgebiet steigen soll. Aber auch die Möglichkeiten entscheidende Fragestellungen für die Transformation von Quartieren, wie beispielsweise die Definition von Treibhausgasminderungszielen eines einzelnen Quartiers, fachübergreifend zu diskutieren, erweisen sich aktuell an der TU München als sehr vielversprechend.

Bzgl. der Erstellung der Energiesystemmodelle fand die Einarbeitung in die Methoden zur Abbildung der Infrastruktur und der Energiebereitstellungsanlagen sowie der Szenarienbetrachtungen aus dem CleanTechCampus-Projekt statt.

AP 2.2: Anwendung der neuen präzisen Methodik (precM; TUM)

Für die erste Anwendung der präzisen Methodik wird die Energiesystemmodellierung für den TUM-Campus in Garching auf der Grundlage von Daten aus dem CleanTechCampus-Projekt von 2017 durchgeführt. Für die Modellierung des Campus wurden zwei verschiedene Fallstudien entwickelt:

1. In der ersten Fallstudie wurden alle Energiebedarfe aggregiert und an einem einzigen Knotenpunkt zusammengefasst. Alle Energieerzeugungseinheiten wurden an diesem einzigen Knotenpunkt installiert. Durch diesen vereinfachten Ansatz entfiel die Notwendigkeit des Energietransports zwischen den Knotenpunkten.
2. In der zweiten Fallstudie wurde ein detaillierterer Ansatz gewählt. Der aggregierte Bedarf wurde auf der Grundlage des Gebäudevolumens auf sechs Knotenpunkte verteilt. Zusätzlich wurden Vorkehrungen für die Installation von PV-Anlagen auf den jeweiligen Dachflächen an den Nachfrageknotenpunkten getroffen. Die übrige Energieerzeugung blieb an einem einzigen Knotenpunkt zentralisiert, in dem alle übrigen Erzeugungseinheiten untergebracht waren.

Durch die Untersuchung dieser beiden Fallstudien kann ein umfassendes Verständnis der Energiedynamik auf dem TUM-Campus in Garching gewonnen werden, das den Weg für eine effektive und nachhaltige Energieplanung und -verwaltung ebnet.

Im Folgenden sind die Erzeugungseinheiten am Erzeugungsknoten aufgeführt und das dazugehörige Referenzenergiesystem ist in Abbildung 54 dargestellt:

- Gasturbine mit Dampfeinspritzung (Cheng Cycle)
- Geothermische Wärmepumpe
- Gaskessel
- Windkraft
- Photovoltaik
- Absorptionskältemaschine
- Kompressionskältemaschine
- Solarthermie
- Import von Netzstrom

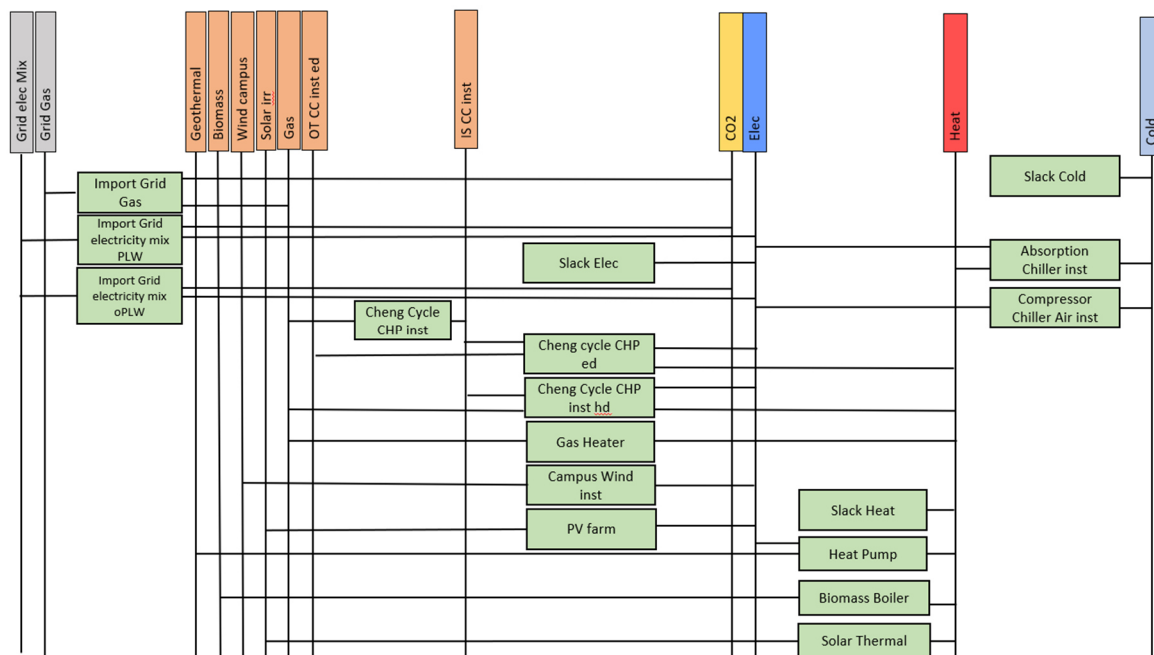


Abbildung 54: Referenzenergiesystem für Energieversorgung mit Strom, Wärme und Kälte

Für den ersten Fall wird der Bedarf aggregiert. Für den zweiten Fall wird der Gesamtbedarf des Campus in die folgenden Knotenpunkte aufgeteilt (siehe Abbildung 55), wobei die Installation von PV auf den Dächern in Abhängigkeit der verfügbaren Fläche vorgesehen ist.

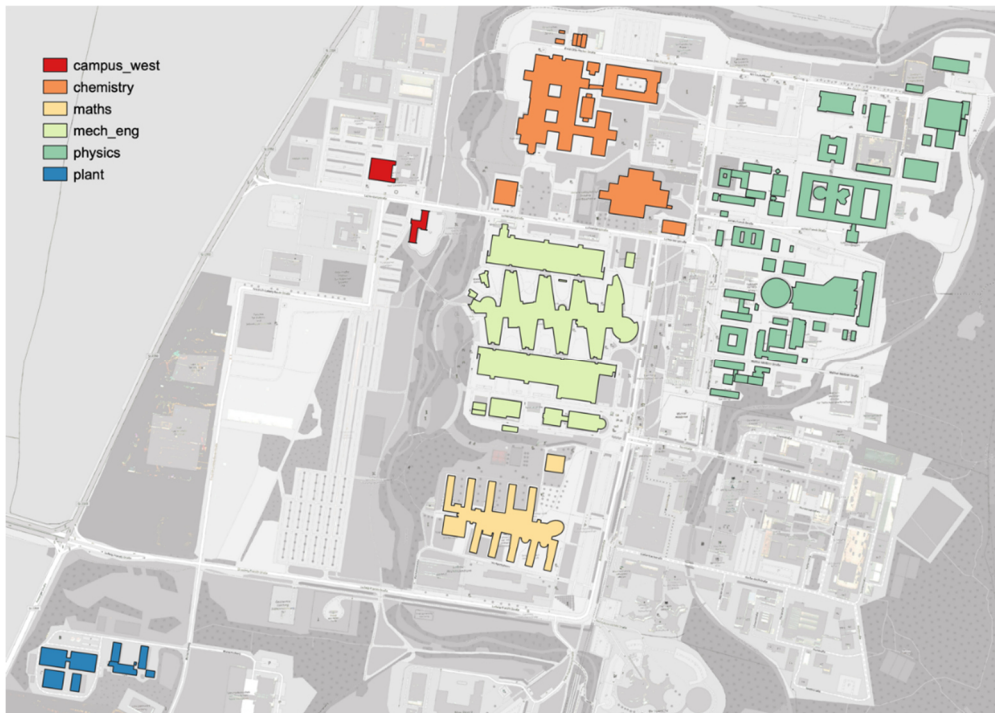


Abbildung 55: Nachfrageknoten basierend auf den Gebäuden der verschiedenen Fakultäten des TUM Campus in Garching

Die Bedarfsknoten bestehen aus den drei Bedarfen Strom, Wärme und Kälte (vgl. Tabelle 10). Es gibt eine lokale Strombereitstellung mittels PV auf den Dächern des Knotens. Für die Übertragung von elektrischer und thermischer Energie wurden jeweils Leitungen (Kabel und Rohre) mit unterschiedlichen Wirkungsgraden modelliert.

Die Kostenstruktur (Investitions-, Fix- und variable Kosten) für jede Erzeugungseinheit und die Übertragungsleitungen wurde (wie in AP1 beschrieben) auf Grundlage der neuesten verfügbaren Daten in das Modell aufgenommen.

Tabelle 10: Aggregierte Nachfrage basierend auf den Gebäudevolumen

Nr.	Knoten	Anteil am Gesamtvolumen	Kältebedarf (in MWh)	Strombedarf (in MWh)	Wärmebedarf (in MWh)
1	Physik	0.252442	3442.6	17455.0	16079.4
2	Chemie	0.236782	3229.0	16372.2	15081.9
3	West-Campus	0.008833	120.5	610.8	562.6
4	Maschinenwesen	0.352387	4805.5	24365.7	22445.5
5	Mathematik	0.131483	1793.0	9091.3	8374.9
6	Erzeugungsanlage	0.018073	246.5	1249.6	1151.2
	Gesamt	1	13637.1	69144.6	63695.5

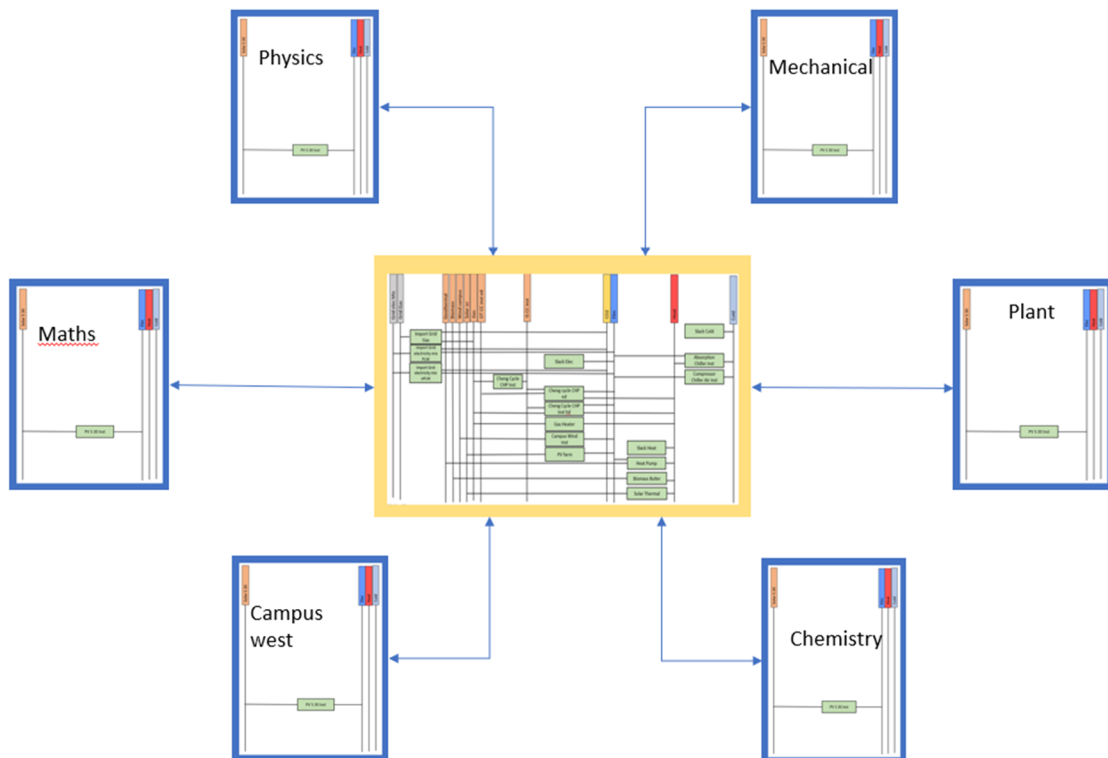


Abbildung 56: Gesamtstruktur des Energiesystems - zentraler Erzeugungsknoten verbunden mit Nachfrageknoten

Abbildung 56 zeigt die Gesamtstruktur des Energiesystems mit den verschiedenen Nachfrageknoten sowie dem zentralen Erzeugungsknoten. Es wurden verschiedene Szenarien entwickelt, um unterschiedliche Optimierungsmodelle zu erstellen, die sich auf die Kostenminimierung und die Reduzierung der CO₂-Emissionen konzentrieren. Die Optimierungsprobleme waren linear und wurden mit dem Solver Gurobi gelöst.

Sobald die aktuellen Messdaten der Heizzentrale vorliegen, können die Modellparameter angepasst und die Berechnungen für den Campus Garching finalisiert werden.

AP 2.3/2.4:

Aufgrund der noch fehlenden Messdaten von der Heizzentrale wurde der Fokus verstärkt auf die Kopplung unterschiedlicher Gebiete gelegt (siehe AP 4). Ziel bei den Optimierungen für den Campus Garching soll unter anderem sein, dass die Ergebnisse für die geplante Transformation der Energieversorgung herangezogen werden können. Mehr als fünf Jahre alte Daten sind hierfür nur bedingt geeignet. Sobald die Messdaten der letzten Jahre vorliegen, können die Optimierungen sowie die Vergleiche mit der im CleanTechCampus-Projekt angewandten Methodik erfolgen. Die Modelle hierfür stehen.

Der Fokus auf die komplizierten Verknüpfungen vielfältiger Gebiete (vgl. AP 4) hat sich zudem als zielführend herausgestellt, da diese komplexen Fälle die Grundstruktur der variabel einsetzbaren Modelle vorgeben sollten. Ist dies nicht der Fall, so kann eine Modellstruktur für ein einzelnes homogenes Gebiet einwandfrei funktionieren, aber bereits nur eine zusätzliche Anforderung erfordert eine erhebliche Umstrukturierung des Optimierungsmodells. Insbesondere aufgrund der Anwenderfreundlichkeit ist dies zu verhindern, weshalb eine möglichst flexibel einsetzbare Grundstruktur angestrebt wird.

AP 3: Praxisanwendung konventioneller Optimierungsmethoden (Leitung: TUM - LES)

AP 3.1 Ermitteln der benötigten Eingangsparameter für jeweiliges Anwendungsgebiet (EST, EWG, GEF)

Zum Zwecke der internen Verwendung wurden verschiedene Daten aus abgeschlossenen Projekten der Praxispartner GEF und EST zur Verfügung gestellt. Aus datenschutzrechtlichen Gründen dürfen diese Daten jedoch nicht für eine wissenschaftliche Dissemination verwendet werden.

Es handelt sich dabei um exemplarische Informationsgrundlagen (Eingangsdaten), die typische Probleme in der Praxis bei der Datenkonsolidierung aufzeigen sollen. Hierbei geht es im Einzelnen um die korrekte semantische Interpretation von Syntax, um die thematische Gruppierung, ggf. Mechanismen zur Aggregation oder Dekomposition sowie um die konsistente Zuordnung oder Verschneidung verschiedener Quelldaten.

Top-Down-Analyse

Zum Abgleich bzw. zur Validierung spezifizierter Lasten wurden das übliche Vorgehen und die Informationsgrundlagen in der Praxis einer genaueren Untersuchung unterzogen. In diesem Zuge wurden sowohl die einzelnen Bearbeitungsschritte beschrieben als auch die jeweiligen Basisdaten sowie ihre üblichen Bezugsquellen definiert. Darüber hinaus wurden in diesen konkreten Zusammenhängen die zahlreichen potenziellen Probleme deklariert, die in der Realität häufig bei Akquise und Integration benötigter Daten be- bzw. entstehen. Defizite bei der Datenbasis führen mitunter zu erheblichen Beeinträchtigungen der Aussagekraft und Belastbarkeit von Ergebnissen – ganz unabhängig von der angewandten Methodik oder der Effizienz ihrer Umsetzung. Die Qualität von Daten muss grundsätzlich differenziert werden in ihre Validität, die Konsistenz und Vollständigkeit, ihre Granularität, die Aktualität sowie in Exaktheit und Korrektheit.

Die Analyse beruhte vornehmlich auf den langjährigen Erfahrungswerten der Praxispartner GEF und EST.

AP 3.2 Anwendung der jeweiligen unternehmenseigenen Benchmarkmethodik (EST, EWG, GEF)

Baugebiet „Wohnen am Schleißheimer Kanal“

Die geplanten Eckdaten für das Baugebiet „Wohnen am Schleißheimer Kanal“ (WaK) lauten:

- 1.750 Einwohner
- 497 Wohneinheiten
- 116 Einfamilienhäuser
- 70.000 m² Wohnnutzen

Im Rahmen des Projektes wurde die Erschließungsplanung und Berechnung der Wärmetransportkosten für das Neubaugebiet exemplarisch durch EST und GEF erstellt.

Der Wärmebedarf des geplanten Neubauquartiers wurde anhand der aktuellen Anforderungen der GEG und deren Anwendung an Referenzgebäude ähnlicher Typologie abgeschätzt.

In Summe ergeben sich folgende Kennwerte des Neubaugebietes (siehe Tabelle 11 und Tabelle 12):

Tabelle 11: Gesamtflächen des untersuchten Gebiets

	Summe (in m²)	Fläche	Summe Wohnfläche + Nutzfläche (in m²)
Gesamt	74.965		59.140
Geschosswohnen Gesamt	53.325		40.740
Geschosswohnen Nord	45.125		34.500
Geschosswohnen Süd	8.200		6.240
EFH	21.640		18.400

Tabelle 12: Kennwerte des untersuchten Gebiets

	Wohn- & Nutzfläche (in m²)	Art	Geschosse	Jahreswärme- bedarf (in MWh/a)	Leistung (in kW)	Dimension (HAL)
WA 1	9.050	Geschoss- wohnen	4 - 5	271,5	170	40
WA 2	6.600	Geschoss- wohnen	4 - 5	198	180	40
WA 3	9.690	Geschoss- wohnen	4 - 5	290,7	182	40
WA 4	6.420	Geschoss- wohnen	4 - 5	192,6	120	40
WA 5	2.740	Geschoss- wohnen	3 - 5	82,2	51	32
WA 6	1.820	Reihenhaus	3	72,8	46	32
WA 7	1.910	Reihenhaus	3	76,4	48	32
WA 8	1.910	Reihenhaus	3	76,4	48	32
WA 9	1.820	Reihenhaus	3	72,8	46	32
WA 10	1.360	Doppelhaus- hälfte	3	54,4	34	25
WA 11	1.700	Doppelhaus- hälfte	3	68	43	32
WA 12	1.260	Doppelhaus- hälfte	3	50,4	32	25
WA 13	1.260	Doppelhaus- hälfte	3	50,4	32	25
WA 14	790	Reihenhaus	2	31,6	20	25
WA 15	790	Reihenhaus	2	31,6	20	25
WA 16	840	Geschoss- wohnen	3	25,2	16	25
WA 17	720	Geschoss- wohnen	3	21,6	14	25

WA 18	840	Geschoss- wohnen	3	25,2	16	25
WA 19	720	Geschoss- wohnen	3	21,6	14	25
WA 20	840	Geschoss- wohnen	3	25,2	16	25
WA 21	720	Geschoss- wohnen	3	21,6	14	25
WA 22	840	Geschoss- wohnen	3	25,2	16	25
WA 23	720	Geschoss- wohnen	3	21,6	14	25
WA 24	690	Doppelhaus- hälfte	2	27,6	17	25
WA 25	690	Doppelhaus- hälfte	2	27,6	17	25
WA 26	690	Doppelhaus- hälfte	2	27,6	17	25
WA 27	690	Doppelhaus- hälfte	2	27,6	17	25
WA 28	510	Einzelhäuser	2	20,4	13	25
WA 29	510	Einzelhäuser	2	20,4	13	25
Gesamt	59.140	-	-	1.958	1.224	

Im nächsten Schritt wurden zwei mögliche Anbindetrassen verglichen:

a) östliche Erschließungsoption

Die Anbindung erfolgt auf der kürzest möglichen Trasse über die Gutenbergstraße und die Daimlerstraße.

b) westliche Erschließungsoption

Eine deutlich längere Trasse schließt in der Voithstraße an den dort bereits vorbereiteten Netzabzweig an und verläuft in dieser nach Süden, um über die Parkstraße das geplante Neubaugebiet zu erreichen.

Abwägung

Die deutlich längere Anbindevariante „b“ weist aber aufgrund einer potenziell höheren Wärmebelegungsichte entlang des Anbindeweges (genossenschaftliche MFH, Feuerwache, verdichtete RH und MFH) ein höheres Ausbaupotential auf als die günstigere Trasse entlang Lagergebäude mit geringem oder fehlendem Wärmebedarf.

Zusätzlich ist der Netzurücklauf an diesem Punkt aufgrund der HT-Bestandsanlagen des industriellen Abnehmers hoch. Nach Durchsicht der typischen Rücklauftemperaturen dieses Großverbrauchers wurde anstelle einer klassischen Erschließung ein Niedertemperatur-Subnetz für das Gebiet vorgeschlagen.

Aufgrund des Baustandards KfW 40 stellt ein Niedertemperatur-Versorgungskonzept, das heißt eine Fernwärmeversorgung aus dem bisherigen Rücklauf des Anschlusses Voith, eine vielversprechende

Option zur Reduktion von Anlagenverlusten und Einsparung an Hilfsenergie dar (siehe Abbildung 57). Diese Option wird nachfolgend näher beschrieben.

In diesem Anschluss wird der Rücklauf des Bestands mittels eines Mischers eingebunden. Dieser mischt den Vorlauf des Fernwärmenetzes mit dem Rücklauf des Anschlusses von Voith. Eine Pumpe fördert differenzdruckgesteuert den benötigten Massenstrom. Ein Differenzdruckventil sorgt vor dem Mischer für eine Abregelung des Druckes im Netzvorlauf zum Mischer für den Fall, dass der Netzvorlauf beigemischt wird.

Die Wärmemengenzähler, die im Rücklauf Voith und Rücklauf WaK verbaut sind, werden stetig verglichen. Auf diese Weise wird die nötige Menge für den Vorlauf WaK bestimmt und auf 60 °C abgemischt. Eine stetige Temperaturmessung im Vorlauf WaK sorgt für die Erreichung der nötigen Temperatur.

Das Baugebiet würde vermutlich von Westen über eine geplante Zubringerstraße erschlossen (siehe Variantenvergleich oben). Von dort aus führt eine Hauptleitung an den vier Ästen vorbei und zweigt dort jeweils zu den anschließenden Behausungen ab (siehe Abbildung 58).

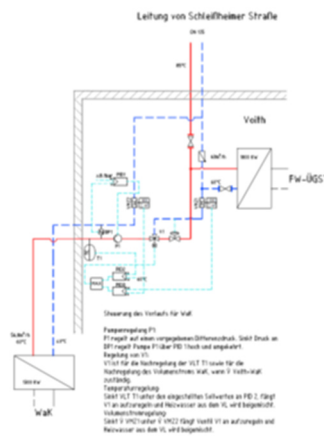


Abbildung 57: Rohrleitungs- und Instrumenten-Schema Fernwärmeanschluss WaK



Abbildung 58: Entwurfsplanung Fernwärmenetz WaK klassischer Erschließung (EWG)

Da eine Parzellierung des geplanten Quartiers noch nicht erfolgt ist, besteht die Möglichkeit einer optimierten Netzauslegung mit grunddienstlich gesicherten Verlegungen in privaten Erschließungsflächen.

In einer Alternativplanung wurde das Einsparpotential zur klassischen Erschließung über die öffentlichen Wege ermittelt (siehe Abbildung 59). Für die großen Geschosswohnungsbauten wurde eine kundenseitige, interne Erschließung im KG vorgegeben.



Abbildung 59: Entwurfsplanung Fernwärmenetz WaK, optimierte Erschließung (EST)

Die Dimensionierung und zeichnerische Darstellung des Quartierwärmenetzes in der Abbildung 26 erfolgte mittels der CAD/CAE Anwendung „pancal NOVA“ des Herstellers Trimble. Dabei arbeiten entsprechend geschulte Nutzerinnen (z. B. technische Zeichner, Bauzeichner, technische Systemplaner) halbautomatisch an den Plänen. Details wie Rohrlängen, -dimensionen, Formstücke, Stücklisten etc. werden dabei automatisch generiert. Die Ergebnisse der Dimensionierung sind in Tabelle 13 gesammelt. Der mittlere, gewichtete Rohrdurchmesser wurde als DN 47,96 berechnet. Insgesamt ergeben sich 2062 Trassenmeter

Tabelle 13: Massenauszug aus vorläufigem Plan (optimierte Verlegung, EST)

DN	Rohrmeter	Trassenmeter Hauptnetz	Trassenmeter Hausanschluss	Trassenmeter Summe
Einheit	m	m	m	m
25	1.704	286	566	852
32	352	98	78	176
40	342	109	62	171
50	344	172	0	172
65	470	235	0	235
80	436	218	0	218
100	476	238	0	238

Als nächster Schritt werden die voraussichtlichen Baukosten dieser Netzvariante berechnet und unter Anwendung einer geeigneten Wirtschaftlichkeitsberechnung die Wärmetransportkosten ermittelt.

Baugebiet „Kommunikationszone“

Das Neubaugebiet Kommunikationszone befindet sich zwischen der Stadt Garching und dem Forschungscampus Garching. Nach Berechnungen der EWG wird ein jährlicher Wärmebedarf von 11.000 MWh bei einer maximalen Leistung von 5.500 kW geschätzt.

Die geplanten Eckdaten für das Baugebiet sind folgende:

- 3.250 Einwohner
- 1.402 Wohneinheiten
- 172 Einfamilienhäuser
- 185.000 m² Wohnnutzen

Der Anschluss des Gebiets soll östlich des Baugebiets in unmittelbare Nähe zur Heizzentrale der EWG erfolgen und mit einem eigenen Fernwärmenetz versorgt werden. Im Jahr 2014 wurde das ZAE Bayer von der EWG beauftragt eine erste Abschätzung der Leitungslängen durchzuführen, woraufhin ein erster Plan für das Fernwärmenetz erstellt wurde.

Dabei wurden vom ZAE drei Szenarien verglichen:

- Szenario 1: EnEV 2014 (ab 2016) + Geothermie 72°C/40°C
- Szenario 2: EnEV 2014 (ab 2016) + Geothermie 62°C/30°C
- Szenario 3: EnEV 2014 (ab 2016) + Gas-Brennwertkessel (mit Solarthermie)

Es wurde wie folgt vorgegangen:

1. Infrastruktur Gas-, Strom- und geothermisches Fernwärmenetz erhoben
2. Wärmenachfrage anhand EnEV 2009 und EnEV 2014 geschätzt
3. Geltende Rechtsprechung analysiert
4. Fläche nach Nutzungsart rechnerisch und geographisch verteilt
5. Wärmeenergiebedarfsdichte errechnet

Tabelle 14: Geschossflächenbilanz nach Nutzungsart. Aufgeführt sind die Geschossflächen in Abhängigkeit der Nutzungsart sowie der prozentuale Anteil an der gesamten Geschossfläche

Nutzungsart	Geschossfläche	Prozentualer Anteil
Schule	9.638 m ²	5.7%
Hallenbad	3.165 m ²	1.9%
Grundschule	3.841 m ²	2.3%
Sporthalle	2.092 m ²	1.2%
Summe Sondernutzungen	18.736 m ²	11.1%
Einfamilienhaus	2.475 m ²	1.5%
Reihenhaus	36.385 m ²	21.6%
Doppelhaus	2.400 m ²	1.4%
Summe reine Wohngebiete	41.260 m ²	24.5%
Geschosswohnungsbau	73.721 m ²	43.7%
Studentenwohnheim	20.915 m ²	12.4%
Boarding-Haus	6.000 m ²	3.6%
Kindertagesstätte	1.995 m ²	1.2%

Nichtwohnen	6.018 m ²	3.6%
Summe allgemeine Wohngebiete	108.650 m ²	64.4%
Summe Wohngebiete	149.910 m ²	88.9%
Summe gesamt	168.645 m ²	100.0%

Anschließend wurde ein Variantenvergleich erstellt:

Tabelle 15: Mögliche Gesamtszenarien aus Wärmeversorgung und Gebäudeenergiestandard

Anlagentechnik		Gebäudestandard	EnEV 2014 (ab 2016)	KfW 70	PH
z e n t r a l	Geothermie 72°C/40°C		x	x	(x)
	Geothermie 62°C/32°C		x	x	(x)
	Geothermie Drei-Leiter-System		x	x	(x)
	Geothermie Rücklauf mit Vorwärmung TWW, zusätzlich dezentrale Wärmepumpe		x	x	(x)
	Geothermie Rücklauf mit Vorwärmung TWW, zusätzlich Heizstab mit Photovoltaik-Anlage		x	x	(x)
d e z e n t r a l	Gas-Brennwertkessel (mit Solarthermie)		x	x	x
	Gas-Brennwertkessel (mit Solarthermie), Biomasse, Wärmepumpe, BHKW		x	x	x
	Biomasse, Wärmepumpe, BHKW		x	x	x



Abbildung 60: Übersichtsplan Kommunikationszone mit Nutzungsart der Gebäude



Abbildung 61: Wärmeenergiebedarfsdichte für das Szenario 1

Die Kosten für den Netzbau wurden wie folgt angesetzt:

Tabelle 16: Spezifische Rohrkosten Fernwärmenetz

Dimension (DN) (-)	Haupt-/Verteileitungen in €/Tm	Hausanschlussleitungen in €/Tm
20	308	339
25	308	339
32	319	351
40	352	387
50	363	399
65	396	436
80	440	484
100	473	520
125	495	545
150	616	678

Kosten für die Hausstationen wurden wie folgt angesetzt:

Tabelle 17: Spezifische Investitionskosten für Hausstationen

Durchfluss in m ³ /h	Leistung bei 30 K in kW	Nettokosten in €/St
0.864	30	4,300
1.724	60	4,850
2.558	90	5,200
3.488	122	5,400
4.311	151	7,000
5.174	181	7,800
6.898	241	8,500

8.632	301	9,200
10.06	351	9,500
14.37	502	10,900
17.25	602	12,100
28.74	1.004	16,300
34.49	1.204	19,400

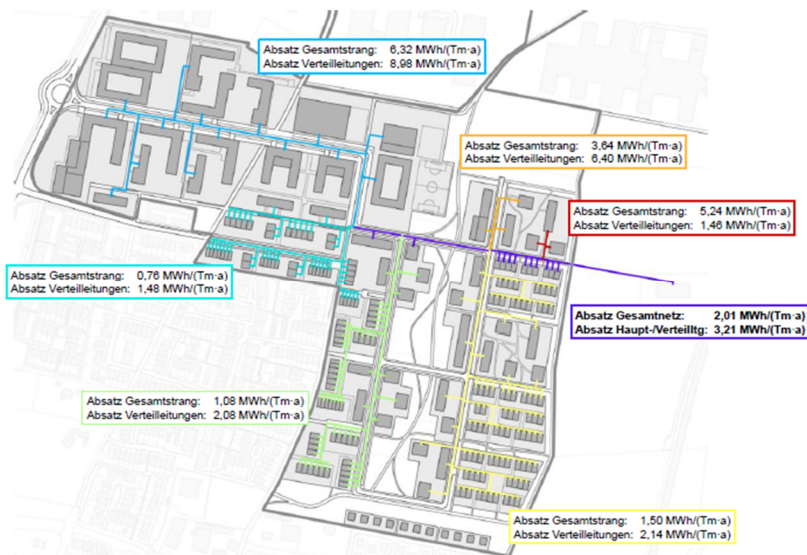


Abbildung 62: Jährlicher Wärmeenergieabsatz des Fernwärmenetzes bezogen auf Trassenmeter

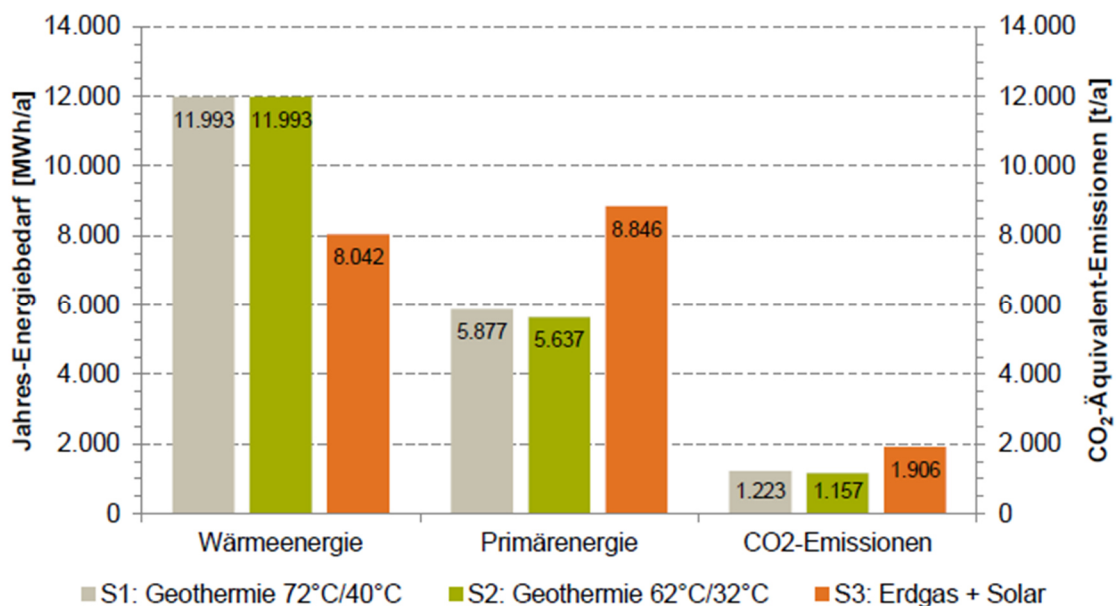


Abbildung 63: Variantenvergleich Wärme-, Primärenergiebedarf und CO₂-Äquivalent-Emissionen

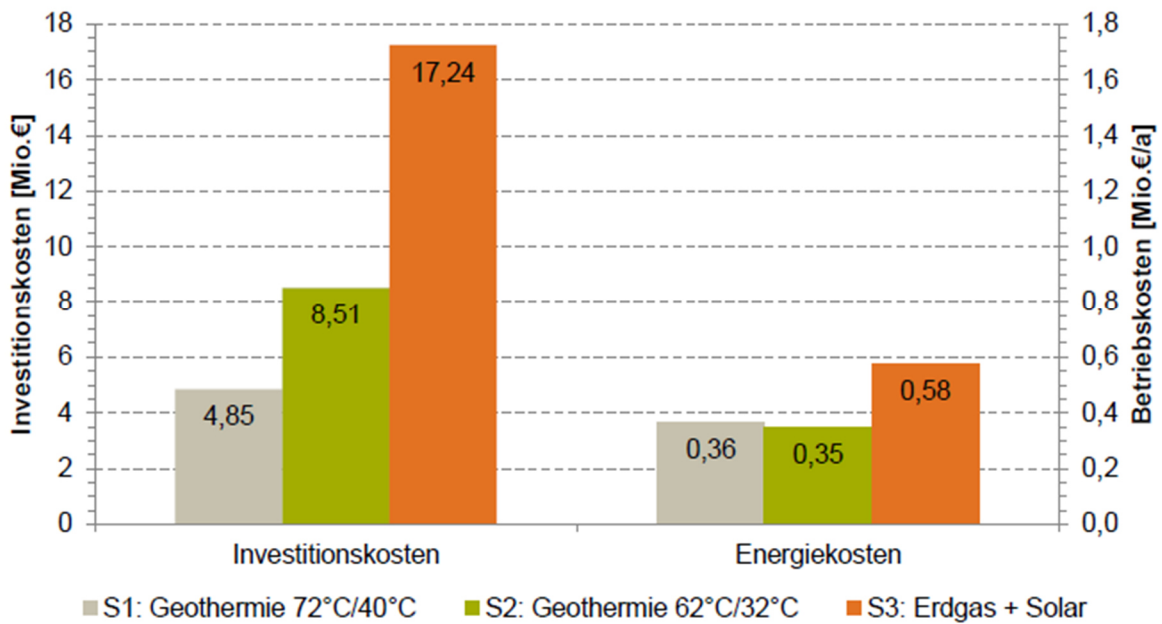


Abbildung 64: Variantenvergleich Investitions- und Energiekosten

Aufgrund der jährlich sinkenden Temperatur des geothermischen Fernwärmenetzes wurde ein besonderes Augenmerk auf das Thema Warmwasser gelegt. Zunächst wurden wärmeübergabesystemische Temperaturniveaus analysiert:

Tabelle 18: Eigenschaften verschiedener Wärmeübergabesysteme

Heizsystem	Spez. Leistung [W/m ² _{NGF}]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]	Strahlung/Konvektion [%/%]	Regelbarkeit	Niedertemp.-system
Fußbodenheizung	45 – 80	30 – 40	25 – 35	65/35	gering	+
Wandheizung	35 – 70	30 – 40	25 – 35	70/30	gering	+
Deckenheizung	25 – 60	30 – 35	25 – 30	75/25	gut	+
Thermoaktive Decke	15 – 30	25	21 – 23	75/25	gering	++
Flachheizkörper	75	35 – 55	25 – 45	60/40	gut	o
Radiatoren	75	45 – 70	35 – 45	50/50	gut	-
Konvektoren	75	60 – 90	35 – 70	20/80	gut	--
Induktionsgeräte	75	30 – 60	25 – 40	0/100	gut	-
Luftheizungen	10 – 50	30 – 70	20 – 50	0/100	gut	-

Sowie Regeln vom Gas und Wasserverbandes analysiert:

Tabelle 19: Anforderungen an die Planung und Errichtung von Trinkwassersystemen nach DVGW

Art der TWW-Erwärmung	Leitungsvolumen (TW-Erwärmer bis Entnahmestelle)	Temperaturanforderungen Trinkwarmwasser
Dezentrale Durchfluss-Trinkwassererwärmer	≤ 3 Liter	Keine weiteren Maßnahmen Warmwasser am Austritt des Trinkwassererwärmers ≥ 60 °C
Zentrale Durchfluss-Trinkwassererwärmer	beliebig	
Speicher-Trinkwassererwärmer	beliebig	
Kombinierte Systeme	beliebig	
Speicher-Ladesysteme	beliebig	
Fernwärmeversorgung	beliebig	
(Integrierte) Vorwärmstufen	beliebig	Gesamter Wasserinhalt einmal am Tag ≥ 60 °C

Tabelle 20: Definition von Klein- und Großanlagen nach DVGW

Definition	Art des Gebäudes	Speichervolumen	Leitungsvolumen (TW-Erwärmer bis Entnahmestelle)
Kleinanlage	Ein- und Zweifamilienhaus	beliebig	beliebig
	andere Gebäude	< 400 Liter	≤ 3 Liter
Großanlage	andere Gebäude	> 400 Liter	≤ 3 Liter
	andere Gebäude	> 400 Liter	> 3 Liter
	andere Gebäude	< 400 Liter	> 3 Liter

Darüber hinaus wurde 2018 eine Bachelorarbeit zu Hausübergabestationen in NT-Netzen erstellt die auf die Arbeiten von 2014 basierten. Es wurden zentrale und dezentrale Warmwasserbereitungen wissenschaftlich untersucht. Für die überwiegende Anzahl der Einsatzfälle ist eine Temperatur von 50 Grad ausreichend. Der Einsatz von Wohnungsübergabestationen wurde empfohlen.

Die Rücklauftemperaturen im Netz sind weiter gefallen. Die Planungsmethodik war nicht agil. Aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen sind die Ergebnisse aus 2014 und 2018 in der aktuellen Situation nicht mehr zwangsläufig richtig.

Aufgrund des hohen Zinsniveaus und den gesetzlichen Entwicklungen ist die Umsetzung des Neubaugebietes aktuell auf Eis.

Tabelle 21: Komfortkategorien nach VDI 6003

	Stufe I		Stufe II		Stufe III		Nutztemperatur PWH in °C
	PWH in l/min	Max. Ausstoßzeit in s	PWH in l/min	Max. Ausstoßzeit in s	PWH in l/min	Max. Ausstoßzeit in s	
Waschbecken	3	60	5	18	6	10	40
Dusche	7	26	9	10	9	7	42
Badewanne	7	26	10	12	13	9	45
Küchenspüle	3	60	5	18	6	10	50
Sitzwaschbecken	-	-	3	15	3	15	40
Whirlpool/Großwanne	-	-	13	10	13	10	50

AP 4: Anwendungserweiterung der präzisen Methodik (Leitung: TUM LES)

AP 4.1: Anwendung der präzisen Methodik an verschiedensten Praxisbeispielen (TUM)

Zur Validierung der entwickelten Optimierungsmethodik(en) konnten die Praxispartner über deren Kontakte bereits Messdaten von Gebieten, die nicht als Anwendungsgebiete in der Vorhabenbeschreibung aufgeführt sind, zur Verfügung stellen. Bei diesen Daten handelt es sich um gebäudespezifische Messdaten zum Verbrauch an thermischer Energie, die in unterschiedlicher Form, aber stets in hoher Datenqualität vorliegen: adressbasierte jährliche Gasverbräuche von mehreren Jahren, adress- bzw. georeferenzierte viertelstündliche Wärmeverbrauchszeitreihen; Können diese Daten noch mit Metadaten, wie bspw. dem Gebäudealter, der Nutzungsart und dem Sanierungsstand, verknüpft werden, ermöglicht dies eine fundierte Validierung der für die Planung von Quartiersenergiesystemen einflussreichen Wärmebedarfszeitreihen.

AP 4.2: Anwendungserweiterung um Kopplung mit Nachbarsquartieren

Um die Abbildung der Kopplung von benachbarten Gebieten mittels Verbundleitung zu testen wurde der gesamte Workflow von Heat2Q für den Großraum der Gemeinde Garching durchgeführt.

Preprocessing: Gebietseinteilung und Fernwärmenetzauslegung

Anhand des Anwendungsgebietes Garching Stadt, Hochbrück und dem Campus der TU München wurde die Anwendungserweiterung um die Kopplung mit Nachbarquartieren über Wärmeverbundleitungen untersucht.

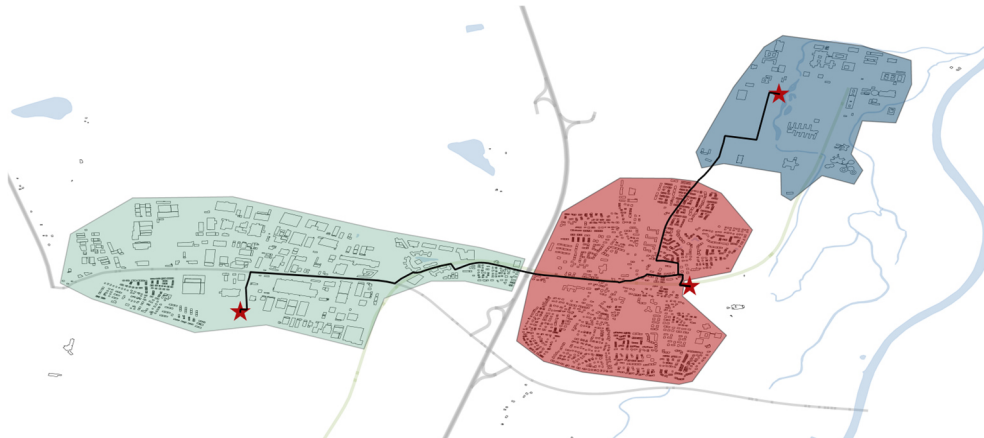


Abbildung 65: Gebietsaufteilung für den Anwendungsfall Garching

Abbildung 65 zeigt das Clustering des Anwendungsgebietes. Auf Grundlage der im Kapitel „Räumliche Struktur der Energiesystemoptimierung“ beschriebenen Methodik wurden die Gebiete anhand natürlicher Grenzen, wie der Autobahn A9 und der Isar, untergliedert und die Standorte für die zentralen Erzeugungsanlagen definiert. (Sterne in Abbildung 65) Anhand des kürzesten Straßenverlaufs ergeben sich die Längen der Verbundleitungen, die zur Kopplung der Gebiete notwendig sind.

Die Auslegung der Fernwärmenetzgebiete je Region erfolgte auf Basis der mit demandlib erzeugten Bedarfszeitreihen, Jahresbedarfsmengen und Spitzenlasten. Hierfür wurde das Tool `topotherm`¹⁴,

¹⁴ <https://github.com/jylambert/topotherm>

welches intern am Lehrstuhl entwickelt wurde, verwendet, da das Ergebnis der Netzauslegung mit THERMOS eine zu hohe Ergebnisabweichung hatte.

In Abbildung 66 ist das Ergebnis der Auslegung des Fernwärmenetzes für jedes Versorgungsgebiet dargestellt. Das Fernwärmenetz wurde für zwei Temperaturniveaus ausgelegt (90/60 und 60/40), um die notwendigen Kosten und Verluste für das Optimierungsmodell zu bestimmen.

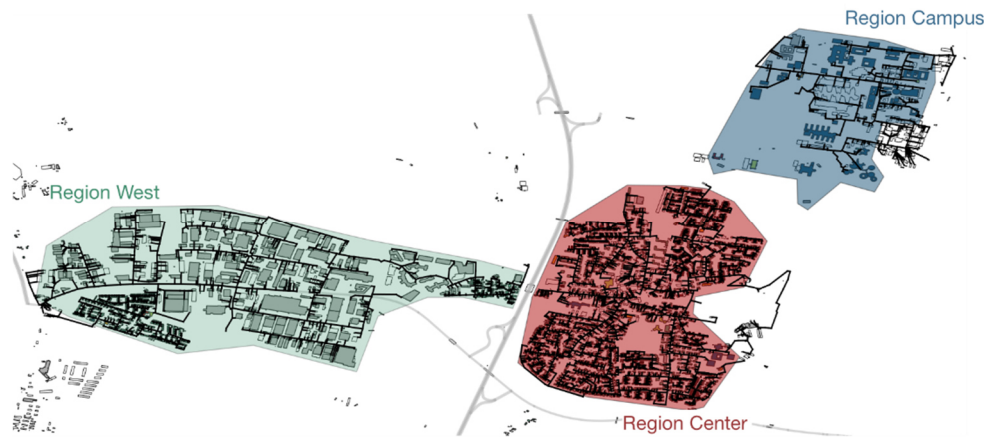


Abbildung 66: Fernwärmenetzauslegung je Cluster

Die Investitionskosten für die Fernwärmenetze der drei Gebiete, die in Abbildung 67 (links) dargestellt sind, unterscheiden sich nicht wesentlich für die verschiedenen Temperaturniveaus. Bei den Verlusten sind jedoch deutliche Unterschiede zwischen einer Vorlauftemperatur von 90°C und 60°C zu erkennen. Bei dem größten Netz des Gebiets 'Center' sind die Verluste bei einer Vorlauftemperatur von 90°C um ca. 1% höher. Für die beiden anderen kleineren Gebiete ist der Unterschied mit ca. 0.4 % weniger ausgeprägt.

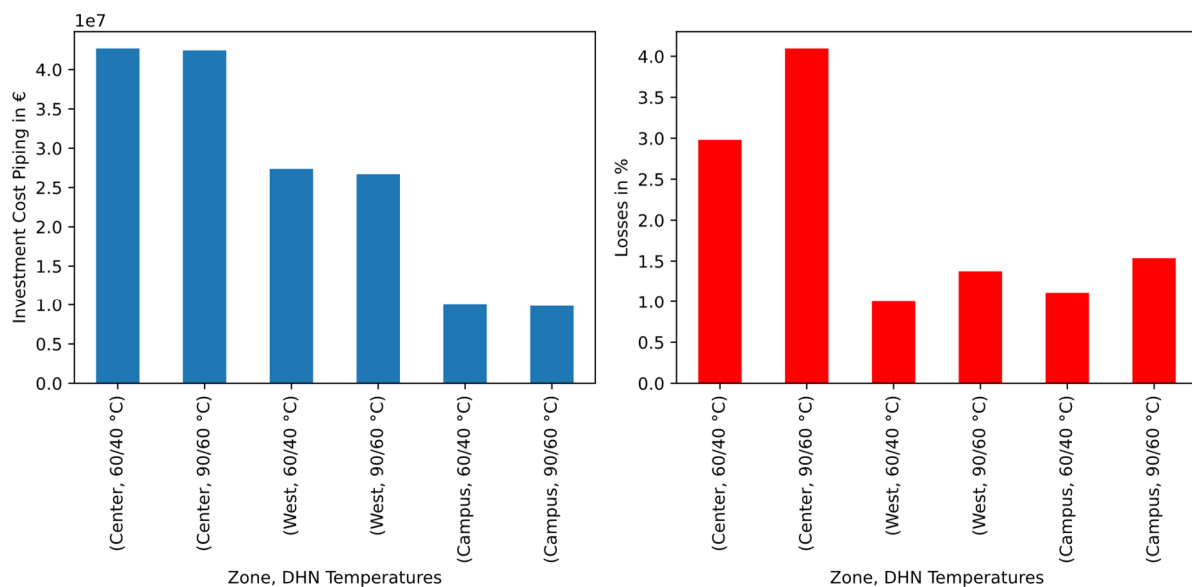


Abbildung 67: Netzkosten je Region und Temperaturniveau

Optimierung: Modellaufbau in PyPSA

Wie im Kapitel „Optimierung“ unter AP1.4 beschrieben, wurde in PyPSA ein Optimierungsmodell aufgebaut, welches eine Unterscheidung zwischen verschiedenen Temperaturniveaus sowie zwischen dezentraler und zentraler Erzeugung ermöglicht. Zudem ist eine Aufteilung der Bedarfszeit in verschiedene Kategorien möglich.

In diesem Anwendungsfall wurden die Bedarfszeitreihen in Wohngebäude und Nichtwohngebäude unterteilt. Zusätzlich wurden zwei unterschiedliche Temperaturniveaus (60/40 und 90/60) definiert.

Abbildung 68 zeigt die im Modell hinterlegten Technologien. Dabei ist es zu beachten, dass für jede Region theoretische Potenziale und Technologien definiert wurden, die so realistisch wie möglich sind, aber nicht unbedingt den lokalen Gegebenheiten entsprechen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass zur Validierung der Methodik in Kombination mit den Verbundleitungen ein interessanter Anwendungsfall generiert werden sollte, der eine sinnvolle Kopplung der Gebiete zu lässt.

Je Temperaturniveau wurden den Technologien angepasste Wirkungsgrade und Kosten hinterlegt. Bis auf Solarthermie, welche nur in Kombination mit dem 60/40 Netz möglich ist, sind alle Technologien für beide Temperaturniveaus implementiert.

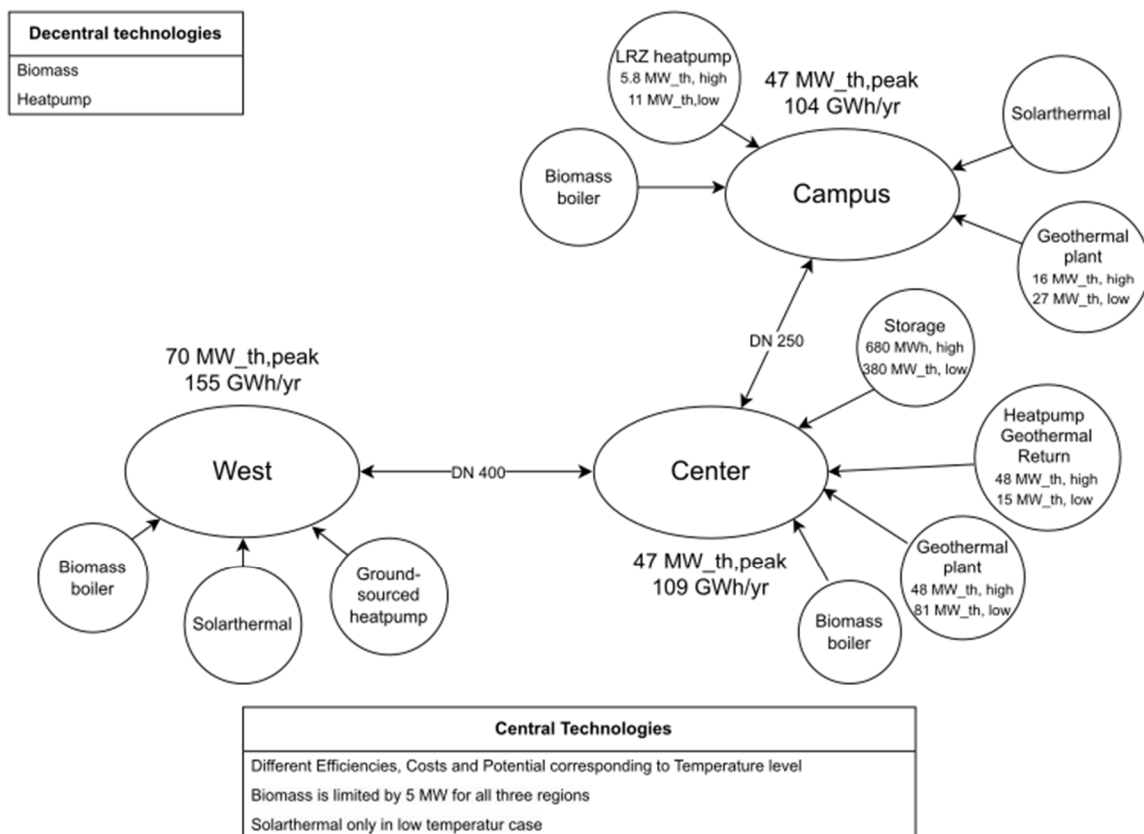


Abbildung 68: Schematische Darstellung der Technologieauswahl für die Optimierung des Anwendungsgebiet Garching

Abbildung 69 zeigt die fertige Modellstruktur mit allen implementierten Technologien, Temperaturniveaus und Bedarfskategorien für den Anwendungsfall Garching.

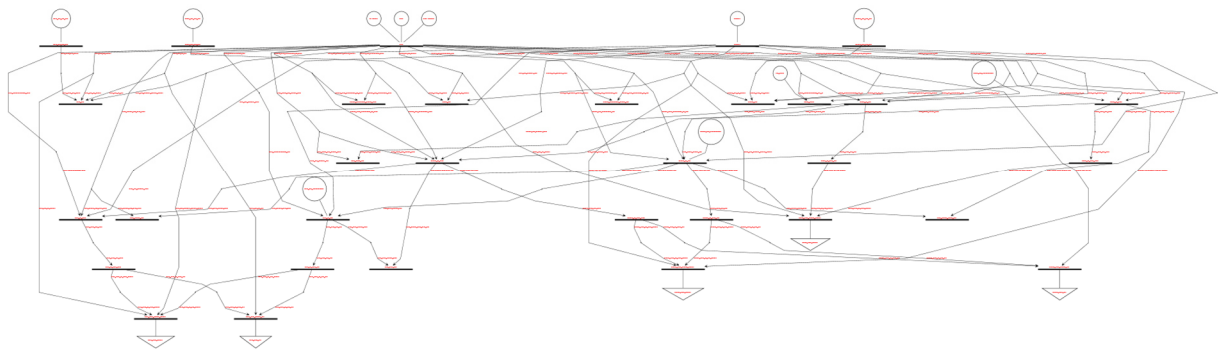


Abbildung 69: PyPSA Übersicht zum Modellaufbau des Anwendungsgebiet Garching

Diese erste Implementierung hat im Wesentlichen zwei Probleme aufgezeigt: zum einen die Herausforderungen bei der Abbildung von Speichern auf unterschiedlichen Temperaturniveaus, die in Kapitel „Implementierung von Speichern“ unter AP 1.3 ausführlich beschrieben wurde, und zum anderen die Probleme bei der korrekten Abbildung von Verbundleitungen (siehe Kapitel „Abbildungsmöglichkeiten von Verbundleitungen“).

Vorläufige Ergebnisse des Modells sind in Abbildung 70 graphisch aufbereitet. Grundsätzlich wurde in jeder Region das Netz mit einer Vorlauftemperatur von 60°C ausgebaut. Dies liegt in direktem Zusammenhang mit den deutlich höheren Verlusten bei einer Netztemperatur von 90°C. Außerdem ist deutlich zu erkennen, dass der überwiegende Anteil der Wärme aus Geothermie im Norden bzw. im Zentrum bereitgestellt wird. Zusätzlich wird im Bereich des Campus noch die Abwärme des LRZ genutzt. Biomasse wird nur als Spitzenlasttechnologie eingesetzt. Solarthermie wird nur als Spitzenlasttechnologie eingesetzt.

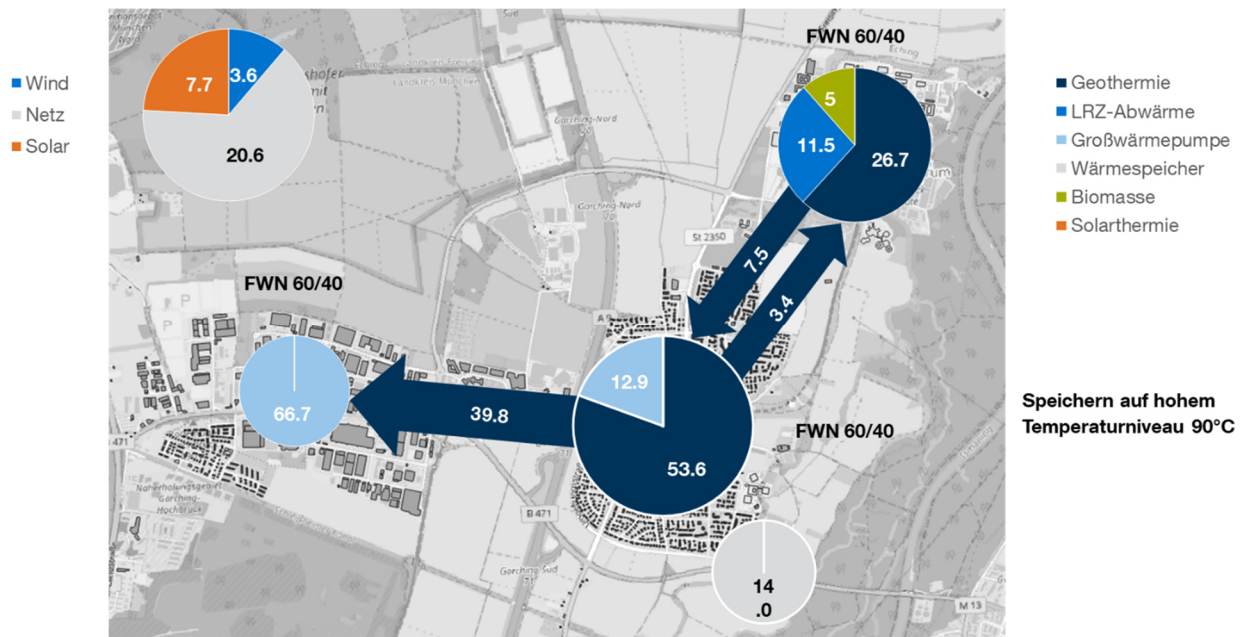


Abbildung 70: Installierte Leistung je Technologie und Region

In der Region West wird ein Großteil der Wärme durch Geothermie aus dem Zentrum über die Verbundleitung bereitgestellt. Da die Verbundleitungen in diesem Modell mit linearisierten Kosten abgebildet wurden, kommt es zu einer Unterschätzung der Kosten von kleinen Durchmessern. Zudem sind die Verbindungen unidirektional und mit variabler Übertragungskapazität definiert. Dies erklärt den Bau von zwei in der Praxis unrealistischen kleinen Verbundleitungen zwischen den Gebieten Campus und Zentrum. Bei einem Update der Verbundleitungsdarstellung ist davon auszugehen, dass das Modellergebnis keine Kopplung zwischen dem Gebiet Campus und Zentrum zeigt.

Abbildung 71 zeigt beispielhaft für die Region Campus den stündlichen Verlauf der Erzeugung und des Bedarfs der Region.

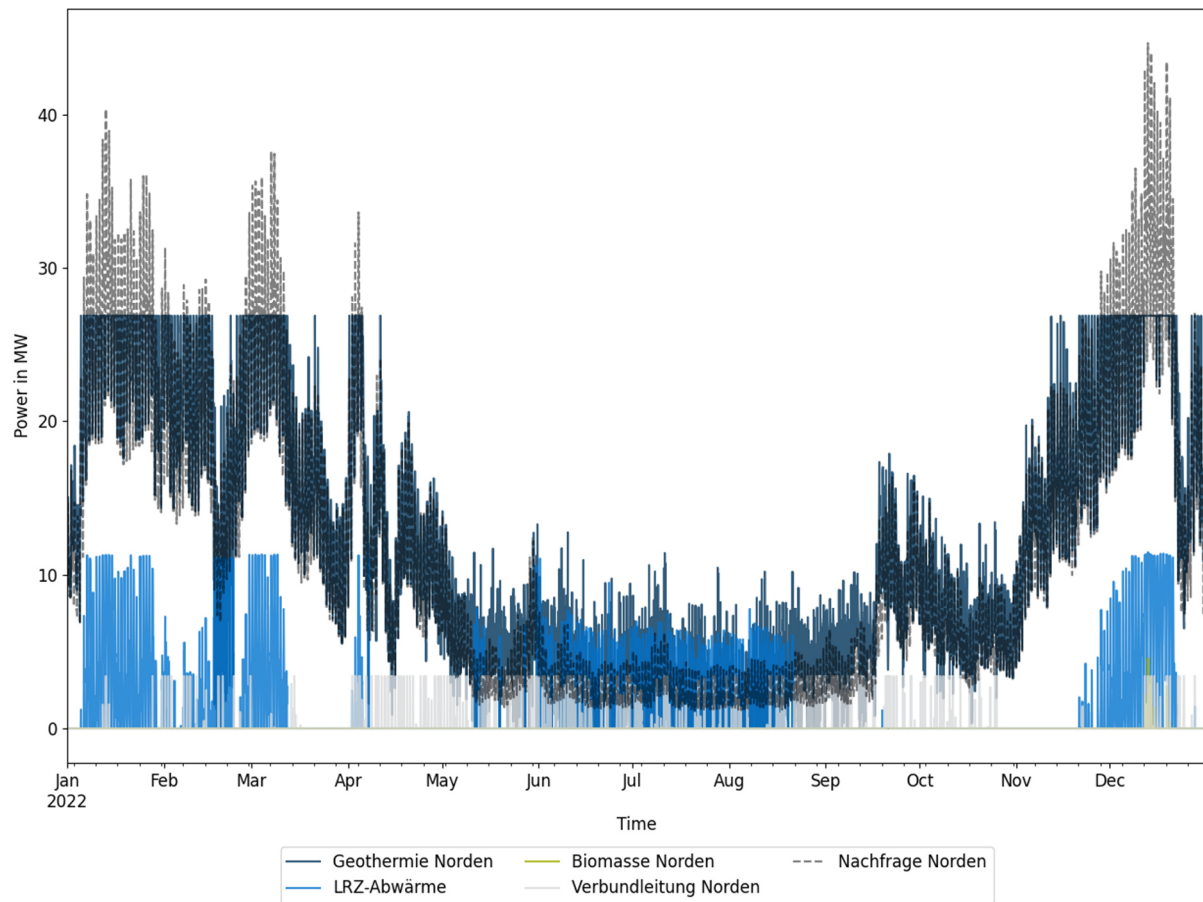


Abbildung 71: Stündlicher Verlauf der Erzeugung in der Region Campus

AP 4.3: Ableiten übertragbarer Kenngrößen bei Quartierskopplungen

4.3 noch nicht begonnen (siehe Zeitplan)

AP 5: Ableitung und Bewertung der vereinfachten Methodik (Leitung: TUM - ENS)

noch nicht begonnen (siehe Zeitplan)

AP 6: Kommunikation und Dissemination (Leitung TUM - LES)

AP 6.1: Projektbegleitende Meilensteintreffen

Das erste interne Treffen zwischen allen Projektpartnern fand am 3. Februar 2022 statt. Seither treffen wir uns in dieser Konstellation zu Beginn jeden Monats. Inhaltlich haben wir in diesen Besprechungen im ersten Halbjahr neben einer gemeinsamen Projektorganisation (bspw. die Verwendung des Projektmanagementtools pms der GEF AG) die Themen Vielfalt an vorhandenen Tools, Anforderungen an Tools, Datensätze, Optimierungsstrukturen sowie das Anlegen eines Lastenhefts von Seiten der Praxispartner besprochen. Im zweiten Halbjahr wurde insbesondere die Gewichtung der praxisrelevanten Anforderungen an die Tools diskutiert und festgelegt, sodass die Methodik der Energiesystemplanung im Weiteren zielgerichtet erfolgen kann. Bezüglich der Methodik wurden bei den Treffen vor allem die Schnittstellen der zahlreichen zur Verfügung stehenden Tools im Detail betrachtet und gemeinsame Festlegungen getroffen. Im dritten Halbjahr standen insbesondere die bei den Praxispartnern vorhandenen typischen Datengrundlagen für die Planung von Energiesystemen sowie die Integration anwendungsrelevanter Anforderungen und praxisbezogener Erfahrungswerte – bspw. hinsichtlich der Clusterung von Fernwärmenetzgebieten – im Vordergrund. Intensiv diskutiert wurden im vierten Halbjahr die Herausforderungen bei der Modellerstellung komplexer Energiesysteme. Aufzuführen sind hier bspw. die Verbindungsoptionen zwischen unterschiedlichen Fernwärmenetzgebieten oder die modelltechnisch herausfordernde Kombination aus einer variablen Vorlauftemperatur der Fernwärmenetze und thermischer Energiespeicher. Zudem wurden Ausschnitte der Preprocessing- sowie Optimierungsmethodiken vorgestellt, diskutiert und entsprechend angepasst.

Der erste ausführliche interne Workshop wurde online am 18. März 2022 abgehalten. Vorgestellt und diskutiert wurden hierbei verschiedenste Optimierungsframeworks – insbesondere urbs –, ein nichtlineares Fernwärmenetzauslegungstool, eine Vielzahl an vmtl. relevanter Datenquellen sowie unterschiedliche Anwendungsmodelle. Zudem haben alle drei Praxispartner ihr Unternehmen und ausgewählte Projekte präsentiert.

Auch das zweite größere Projekttreffen fand online statt, am 25. Juli 2022. Inhaltlich wurde die Grundstruktur der Energiesystemoptimierung – insbesondere die verfügbaren Gebäudedaten, Wärmelastgänge, die Auslegung von Fernwärmenetzen und die Optimierungsmodellstruktur – sowie das Lastenheft besprochen.

Das erste interne Präsenztreffen wurde am Forschungscampus in Garching (22. November 2022) abgehalten. Bei diesem Treffen stellten die Praxispartner GEF bzw. EST die Spezifikation des Lastenhefts bzw. das 3-Stufenmodell vor. Von Forschungsseite wurden die Unterschiede zwischen Simulation und Optimierung präsentiert, über den aktuellen Stand bei der Berechnung der Wärmebedarfszeitreihen und Fernwärmenetzauslegung berichtet und die Optimierung mit urbs vorgestellt. Alle Themen wurden intensiv und ausführlich diskutiert. Infolge dieser Diskussionen ergaben sich zahlreiche potenzielle Verbesserungsoptionen.

Am 20. April 2023 fand das zweite interne Treffen in Präsenz zwischen allen Projektpartnern bei der EWG in Garching statt. Ein Schwerpunkt dieses Treffens lag auf der Vorstellung der Fortschreibung des Lastenhefts, welches die Praxispartner im bisherigen Projektzeitraum entworfen und sukzessive überarbeitet haben. Fokus des Treffens war die Präsentation der Fortschritte bei der Implementierung

des Optimierungstools, die im vergangenen Halbjahr erreicht wurden. Parallel dazu wurden Ansätze zur Verbesserung der Modellierung intensiv mit den Praxispartnern diskutiert. Die gemeinsame Erörterung möglicher Lösungsansätze trug dazu bei, eine umfassendere Sichtweise auf die Modellierungsaspekte zu erhalten und Ideen zu entwickeln, wie diese noch präziser und effektiver gestaltet werden können. In Bezug auf das Datenmanagement der EWG bot das Treffen eine exklusive Gelegenheit, einen Einblick in die innerbetrieblichen Prozesse der Datenverwaltung der Organisation zu erhalten. Die EWG präsentierte deren bewährten Praktiken, Methoden und Technologien, die sie zur Sammlung, Speicherung und Verwaltung von Daten einsetzt. Dieser Einblick eröffnete den Projektpartnern die Möglichkeit, Synergien zwischen den Datenmanagementansätzen der EWG und den Zielen des aktuellen Projekts zu identifizieren. Abschließend erhielten alle Projektpartner die Möglichkeit, die Heizzentrale der hydrothermalen Tiefengeothermieanlage der EWG vor Ort zu besichtigen.

Zwischen den Treffen mit allen Projektbeteiligten finden weiterhin regelmäßige Besprechungen in thematischen Kleingruppen – bspw. wöchentlich zwischen den beteiligten Lehrstühlen der TUM – statt. Diese dienen der detaillierten Besprechung und Diskussion konkreter Problemstellungen.

AP 6.2: Projektbegleitende Kommunikation

Das elfte Projektleitungstreffen EnergieWendeBauen fand am 28. April 2022 online statt. In dessen Rahmen wurde der Stand der Forschung von energieoptimierten Gebäuden und Quartieren mit verschiedenen Akteuren besprochen. Im Workshop „Umsetzbarkeit von Quartiersprojekten – Wie wirken sich Baukosten- und Energiepreissteigerungen aus?“, erfolgte ein enger Austausch mit einer kleineren Gruppe von zehn Teilnehmer:innen. Insbesondere wurden die Chancen und Risiken der aktuellen Kostenentwicklungen innerhalb der angestrebten Energiewende besprochen.

Der dritte Kongress EnergieWendeBauen wurde vom 9. bis zum 10. Juni als Hybridveranstaltung in Wuppertal abgehalten. Wir haben an dieser Veranstaltung online teilgenommen. Erfreulich zu hören war, dass von Seiten des BMWK der Transformation des Wärmesektors mittlerweile höchste Priorität eingeräumt wird, nachdem der Anteil der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren in diesem Sektor auf einem niedrigen einstelligen Wert stagnierte. Diese Priorisierung spiegelte sich auch in den Vorträgen und Diskussionen wider, die reihenweise interessante Schnittstellen zum Heat²Q aufwiesen, wie bspw. die Effizienzpotentiale beim Betrieb von Heizungsanlagen (BaltBest).

Am 22. Juni 2022 fand der vom Lehrstuhl für Energiesysteme und der Geothermieallianz Bayern organisierte „Erfahrungsaustausch Fernwärme“ am Campus in Garching statt. Eingeladen waren neben Forschungseinrichtungen insbesondere Wärmebereitstellungsunternehmen, kommunale Vertreter:innen sowie Energieagenturen, um über die zukünftige Rolle der Fernwärme bzw. der hydrothermalen Tiefengeothermie spartenübergreifend zu diskutieren. Eines der Schwerpunktthemen war hierbei die Kostenstruktur von Fernwärmenetzen.

Beim Kongress Großwärmepumpen, der vom Bundesverband Wärmepumpen organisiert wird und am 23. Juni 2022 in München stattfand, konnten wir im Rahmen eines Kurzvortrags die Abbildung des Wärmesektors in Energiesystemoptimierungen vorstellen. Auch hier fand ein intensiver Austausch mit Vertreter:innen aus der Praxis statt. Zudem haben wir uns insbesondere im Nachgang mehrmals mit der Universität Paderborn, die ebenfalls eingeladen waren, hinsichtlich der Optimierung von Energiesystemen auf Quartiersebene ausgetauscht.

Die FVEE Jahrestagung 2022 „Forschung für die Wärmewende – klimaneutral, effizient und flexibel“ fand am 12. und 13. Oktober 2022 in Berlin statt. Bei dieser Tagung gaben mehrere Forschungseinrichtungen und Staatssekretäre des BMWK sowie BMEL Impulsvorträge. Zahlreiche Forschungsprojekte wurden vorgestellt, darunter auch Projekte zur Erschließung von Geothermie, Bereitstellung von industrieller Wärme durch Wärmepumpen oder Solarthermie, Einsatz von Biomasseressourcen für die Wärmeversorgung, Sanierung des Wohnbestands. Es gab den Konsens, dass

die Geschwindigkeit der Energiewende im Wärmesektor stark beschleunigt werden muss und dass Wärmepumpen hierfür eine Schlüsseltechnologie darstellen.

Am 8. und 9. November 2022 wurde das Forschungsnetzwerktreffen Energiesystemanalyse 2022 in Berlin abgehalten. Im Rahmen dieser Veranstaltung wurden mehrere relevante Workshops und Gruppentreffen zur Energiesystemplanung besucht sowie ein Poster mit ersten Ergebnissen mit dem Titel „*Planning Renewable Energy Systems at the District Scale using Mixed-Integer Linear Programming*“ vorgestellt. Mehrere Interessenten konnten sich mit den Autoren über den Heat²Q-Ansatz austauschen, wodurch auch Feedback für mögliche Verbesserungen gesammelt wurde. Besucht wurden nachfolgende Workshops: Management der Unsicherheiten in der Modellierung mit Titel „Stadt-Land-Nexus: Unsicherheiten und Robustheit in Energiesystemmodellen“, „Planung zellulärer Energiesysteme mit dem open-plan-tool“, wodurch ein direkter Kontakt zu den Projektleitern entstand, „FAIRe Metadaten in der Energiesystemanalyse“, woraus sich ein Kontakt zum RLI ergab.

Das 12. Projektleitungstreffen EnergieWendeBauen wurde vom 9. bis 10. November in der Nähe von Berlin abgehalten. Der Fokus lag bei diesem Treffen insbesondere auf der Einsatzplanung. Projektrelevant war vor allem der Austausch hinsichtlich der Erstellung von Wärmebedarfszeitreihen aus GIS-Daten mit der IZES gmbH.

Beim 13. Projektleitungstreffen (Dresden, 26. – 27. April 2023) waren insbesondere der keynote-Vortrag „Forschung für effiziente und klimaneutrale Wärmeversorgung - Ansätze aus Dresden“ (TU Dresden), der Workshop zur Fern(Wärmeversorgung) und die zahlreichen Poster zur Wärmeversorgung für das Projekt relevant. Ein intensiver Austausch fand während und auch nach dem Treffen mit der Firma Solmax statt, die ihr Forschungsvorhaben zu Erdbeckenwärmespeichern vorstellten. Diese Speichertechnologie stellt aufgrund der sehr geringen Kosten eine vielversprechende Speicheroption in zukünftigen Energiesystemen dar.

Bei dem von der IEA organisierten 8th International Symposium on District Heating and Cooling (DHC2023), wurde ein Konferenzbeitrag mit Titel „Uncertainty and Sensitivity Analysis for Urban Energy System Planning“ präsentiert. Darüber hinaus wurden mehrere Beiträge von internationalen Teilnehmenden mit Fokus auf Wärme und Kältebereitstellung auf Quartiersebene besucht.

Das 14. Projektleitungstreffen EnergieWendeBauen fand vom 9. bis 10. November in Bamberg statt. Besonders interessant waren wie häufig bei dieser Veranstaltungsreihe die Vorstellungen der Poster. Hieraus ist neben den zahlreichen Diskussionen auch ein anhaltender Austausch mit der Hochschule Biberach entstanden. Insbesondere hinsichtlich der Podiumsdiskussion mit teilweise fragwürdigen Aussagen und der Vorstellung eines Forschungsprojekts zur Bereitstellung von Wasserstoff im Quartier kam es zu intensiven Diskussionen.

Am 13. und 14. November 2023 wurde das City Energy Analyst User Meeting in Zürich besucht. Hierbei entstanden zahlreiche Kontakte, die im Anschluss an das Treffen intensiviert wurden. Diese Kollaboration mit dem Fraunhofer ISI und der Universität Weimar wird gerade weiterverfolgt, um eine Gebäudedatenbank für City Energy Analyst als Open-Source mit einem begleitenden Konferenzbeitrag zu veröffentlichen.

AP 6.3: Dissemination in der Wissenschaft und Privatwirtschaft (alle)

Beim Forschungsnetzwerktreffen Energiesystemanalyse am 8. und 9. November 2022 in Berlin wurde der Heat²Q-Ansatz anhand des oben vorgestellten Beispiels präsentiert und Feedback von mehreren Energiesystem-Wissenschaftler:innen eingesammelt. Allgemein lässt sich sagen, dass unser Ansatz gut geeignet zu sein scheint. Zahlreiche Kolleg:innen berichteten ebenfalls von dem Problem des Datenmangels, insbesondere auf Quartiersebene. Auch der *two-stage stochastic programming*-Ansatz wurde kommentiert und einige Beschleunigungsstrategien vorgeschlagen. Allgemein stößt der

konsequente Open-Source- Ansatz auf großes Interesse innerhalb der Energiesystemoptimierungs-Community.

Für das von der International Energy Agency (IEA) und der Tsinghua University organisierte 18. International Symposium of District Heating and Cooling wurde das Paper „Uncertainty and Sensitivity Analysis for Urban Energy System Planning“ von Herrn Ceruti und Prof. Spliethoff angenommen. Herr Ceruti wird einen Vortrag halten.

AP 6.4: Projektdokumentation (alle)

Die Projektfortschritte werden ständig von allen Projektpartner dokumentiert. Hierzu wird die Projektmanagementplattform pms des Projektpartners GEF genutzt. Dort sind alle Protokolle und Dokumente zu den verschiedenen Treffen und Diskussionen abgelegt.

2. Vergleich des Stands des Vorhabens mit der ursprünglichen Arbeits-, Zeit- und Ausgabenplanung

Arbeits- und Zeitplanung

In AP 2 wurden aufgrund der fehlenden Messdaten vom Heizwerk des Campus Garching die finalen Optimierungen noch nicht durchgeführt. Die Modelle hierfür sind bereits vorhanden. Stattdessen wurden bereits die Verknüpfungen verschiedener Gebiete ausführlich analysiert (vgl. AP 4). Dies hat den großen Vorteil, dass hierfür entwickelte Modellstrukturen auch für simplere Anforderungen verwendet werden können. Ansonsten gibt es keine Änderungen im Arbeits- & Zeitplan.

Ausgabenplanung

Die Ausgaben erfolgen wie vorgesehen.

3. Haben sich die Aussichten für die Erreichung der Ziele des Vorhabens innerhalb des angegebenen Ausgabenzeitraums gegenüber dem ursprünglichen Antrag geändert (Begründung)?

Zum Zeitpunkt der Berichtsfassung sind die Aussichten für die Erreichung der Ziele des Vorhabens innerhalb des Projektzeitraums gegenüber dem Projektantrag für alle Projektpartner unverändert.

4. Sind inzwischen von dritter Seite Ergebnisse bekannt geworden, die für die Durchführung des Vorhabens relevant sind?

Gegenüber dem Stand der Erkenntnisse zur Zeit der Antragstellung sind uns generell keine für das Projektvorhaben signifikanten neuen Ergebnisse von dritter Seite bekannt geworden.

5. Sind oder werden Änderungen in der Zielsetzung notwendig?

Änderungen in der Zielsetzung sind zum Zeitpunkt der Berichtsfassung nicht vorgesehen.

6. Fortschreibung des Verwertungsplans. Dies soll soweit im Einzelfall zutreffend, Angaben zu folgenden Punkten enthalten:

a) Erfindungen, Schutzrechtsanmeldungen und erteilte Schutzrechte, die vom Zuwendungsempfänger oder von am Vorhaben Beteiligten gemacht oder in Anspruch genommen wurden sowie deren standortbezogene Verwertung (Lizenzen u.a.) und erkennbare Verwertungsmöglichkeiten,

Keine Änderung gegenüber Antragstellung bzw. im Berichtszeitraum.

b) Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende (mit Zeithorizont) - z.B. auch funktionale/wirtschaftliche Vorteile gegenüber Konkurrenzlösungen, Nutzen für verschiedene Anwendergruppen/-industrien am Standort Deutschland, Umsetzungs- und Transferstrategien (Angabe sowie die Art des Vorhabens dies zulässt),

Gegenüber der Antragstellung bzw. im Berichtszeitraum ergaben sich keine Änderungen.

c) Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten nach Projektende (mit Zeithorizont) - u.a. wie die geplanten Ergebnisse in anderer Weise (z.B. für öffentliche Aufgaben, Datenbanken, Netzwerke, Transferstellen etc.) genutzt werden können. Dabei ist auch eine etwaige Zusammenarbeit mit anderen Einrichtungen, Firmen, Netzwerken, Forschungsstellen u. ä. einzubeziehen,

Keine Änderung gegenüber Antragstellung bzw. im Berichtszeitraum

d) Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit für eine mögliche notwendige nächste Phase bzw. die nächsten innovatorischen Schritte zur erfolgreichen Umsetzung der Ergebnisse.

Keine Änderung gegenüber Antragstellung bzw. im Berichtszeitraum

Literaturverzeichnis

- A. Shapiro; A. Philpott (2007): A tutorial on stochastic programming. Online verfügbar unter <https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=b8c94a3fb92448275fde0dbe8227d37fb47a4f58>, zuletzt geprüft am 03.02.2023.
- Arpagaus, Cordin; Bless, Frédéric; Uhlmann, Michael; Schiffmann, Jürg; Bertsch, Stefan S. (2018): High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. In: *Energy* 152, S. 985–1010. DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.166.
- Baumgärtner, Nils; Bahl, Björn; Hennen, Maike; Bardow, André (2019): RiSES3: Rigorous Synthesis of Energy Supply and Storage Systems via time-series relaxation and aggregation. In: *Computers & Chemical Engineering* 127, S. 127–139. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2019.02.006.
- Ben-Tal, Aharon; El Ghaoui, Laurent; Nemirovski, Arkadi (2009): Robust Optimization: Princeton University Press.
- Berkhout, Volker; Bisevic, André; Claußner, Michael; Dörenkämper, Martin; Durstewitz, Michael; Faulstich, Stefan et al. (2019): Windenergie Report Deutschland 2018.
- Brown, Thomas; Hörsch, Jonas; Schlachtberger, David (2018): PyPSA: Python for Power System Analysis. In: *JORS* 6 (1), S. 4. DOI: 10.5334/jors.188.
- Brown, Tom; Hörsch, Jonas; Hofmann, Fabian; Neumann, Fabian; Zeyen, Lisa; Syranidis, Chloe et al. (2022): PyPSA: Python for Power System Analysis: Zenodo.
- Candas, Soner; Muschner, Christoph; Buchholz, Stefanie; Bramstoft, Rasmus; van Ouwerkerk, Jonas; Hainsch, Karlo et al. (2022): Code exposed: Review of five open-source frameworks for modeling renewable energy systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 161, S. 112272. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112272.
- Carmen e.V.: SOPHENA – Software zur Planung von Heizwerken und Nahwärmenetzen. Online verfügbar unter <https://www.carmen-ev.de/service/sophena/>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.
- Copernicus Climate Change Service (2019): ERA5-Land hourly data from 2001 to present.
- Deutscher Wetterdienst: Open Data Server. Deutscher Wetterdienst. Online verfügbar unter <https://opendata.dwd.de/>, zuletzt geprüft am 02.02.2023.
- ISO 15927-4:2005-10: DIN EN ISO 15927-4:2005-10.
- Dorfner, Johannes; Hamacher, Thomas (2014): Large-Scale District Heating Network Optimization. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 5 (4), S. 1884–1891. DOI: 10.1109/TSG.2013.2295856.
- Dorfner, Johannes; Hamacher, Thomas (2021): urbs: A linear optimisation model for distributed energy systems. Online verfügbar unter <https://urbs.readthedocs.io/en/latest/>.
- Eggimann, Sven; Vulic, Natasa; Rüdisüli, Martin; Mutschler, Robin; Orehounig, Kristina; Sulzer, Matthias (2022): Spatiotemporal upscaling errors of building stock clustering for energy demand simulation. In: *Energy and Buildings* 258, S. 111844. DOI: 10.1016/j.enbuild.2022.111844.
- DIN V 18599-10, 2018-09-00: Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten.
- F. Holmgren, William; W. Hansen, Clifford; A. Mikofski, Mark (2018): pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. In: *JOSS* 3 (29), S. 884. DOI: 10.21105/joss.00884.
- Fallahnejad, Mostafa (2019): Hotmaps-data-repository-structure.

- FI Freiberg Institut GmbH (2022): Edgar. Online verfügbar unter <https://go-edgar.de/>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.
- Fonseca, Jimeno A.; Nguyen, Thuy-An; Schlueter, Arno; Marechal, Francois (2016): City Energy Analyst (CEA): Integrated framework for analysis and optimization of building energy systems in neighborhoods and city districts. In: *Energy and Buildings* 113, S. 202–226. DOI: 10.1016/j.enbuild.2015.11.055.
- Fonseca, Jimeno A.; Schlueter, Arno (2015): Integrated model for characterization of spatiotemporal building energy consumption patterns in neighborhoods and city districts. In: *Applied Energy* 142, S. 247–265. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.12.068.
- Fraunhofer Institute for Building Physics IBP (2018): District ECA. Online verfügbar unter <https://www.district-eca.com/index.php?lang=en>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.
- Gabrielli, Paolo; Gazzani, Matteo; Martelli, Emanuele; Mazzotti, Marco (2018): Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage. In: *Applied Energy* 219, S. 408–424. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.07.142.
- geomer GmbH (2022): Wärmebedarfsdaten: Wärmeatlas 2.0. Online verfügbar unter <https://www.geomer.de/produkte/geodaten/waermebedarfsdaten-waermeatlas-20.html>, zuletzt aktualisiert am 08.08.2022, zuletzt geprüft am 08.08.2022.
- Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e. V. (GFaI) (2004): Top-energy: computational support for energy system engineering processes. Online verfügbar unter <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.577.3215&rep=rep1&type=pdf>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.
- Gianniou, Panagiota; Liu, Xiufeng; Heller, Alfred; Nielsen, Per Sieverts; Rode, Carsten (2018): Clustering-based analysis for residential district heating data. In: *Energy Conversion and Management* 165, S. 840–850. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.03.015.
- Goderbauer, Sebastian; Comis, Martin; Willamowski, Felix J.L. (2019): The synthesis problem of decentralized energy systems is strongly NP-hard. In: *Computers & Chemical Engineering* 124, S. 343–349. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2019.02.002.
- Gurobi LLC (2018): Gurobi optimizer reference manual.
- Hauke Hoops; Tjarko Tjaden; Kai Rösken (2022): RE-Lab-Projects/hplib: v1.9: Zenodo.
- Hersbach, Hans; Bell, Bill; Berrisford, Paul; Hirahara, Shoji; Horányi, András; Muñoz-Sabater, Joaquín et al. (2020): The ERA5 global reanalysis. In: *Q.J.R. Meteorol. Soc.* 146 (730), S. 1999–2049. DOI: 10.1002/qj.3803.
- Hilpert, S.; Kaldemeyer, C.; Krien, U.; Günther, S.; Wingenbach, C.; Plessmann, G. (2018): The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. In: *Energy Strategy Reviews* 22, S. 16–25. DOI: 10.1016/j.esr.2018.07.001.
- Hoffmann, Maximilian; Priesmann, Jan; Nolting, Lars; Praktijnjo, Aaron; Kotzur, Leander; Stolten, Detlef (2021): Typical periods or typical time steps? A multi-model analysis to determine the optimal temporal aggregation for energy system models. In: *Applied Energy* 304, S. 117825. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117825.
- Hofmann, Fabian; Hampp, Johannes; Neumann, Fabian; Brown, Tom; Hörsch, Jonas (2021): atlite: A Lightweight Python Package for Calculating Renewable Power Potentials and Time Series. In: *JOSS* 6 (62), S. 3294. DOI: 10.21105/joss.03294.
- Hörner, Michael; Bischof, Julian (2022): Building typology of the non-residential building stock in Germany—Methodology and first results. In: *ECEEE Summer Study Proceedings; European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE): Hyères, France*, S. 935–944. Online verfügbar unter

<https://github.com/IWUGERMANY/Nichtwohngebaeude-Typologie-Deutschland>, zuletzt geprüft am 06.02.2024.

Huangfu, Q.; Hall, J. A. J. (2018): Parallelizing the dual revised simplex method. In: *Math. Prog. Comp.* 10 (1), S. 119–142. DOI: 10.1007/s12532-017-0130-5.

Jesper, Mateo; Schlosser, Florian; Pag, Felix; Walmsley, Timothy Gordon; Schmitt, Bastian; Vajen, Klaus (2021): Large-scale heat pumps: Uptake and performance modelling of market-available devices. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 137, S. 110646. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110646>.

jnnr; Caroline Möller; FranziPl; MaGering; jakob-wo; Patrik Schönfeldt et al. (2021): oemof/oemof-thermal. Mere maintenance: Zenodo.

Joint Research Centre (2022): Photovoltaic geographical information system (PVGIS) Version 5.2. Online verfügbar unter https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en, zuletzt aktualisiert am 01.03.2022, zuletzt geprüft am 02.02.2023.

Knápek, Jaroslav; Králík, Tomáš; Vávrová, Kamila; Weger, Jan (2020): Dynamic biomass potential from agricultural land. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 134, S. 110319. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110319.

Kotzur, Leander; Markewitz, Peter; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2018a): Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design. In: *Renewable Energy* 117, S. 474–487. DOI: 10.1016/j.renene.2017.10.017.

Kotzur, Leander; Markewitz, Peter; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2018b): Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage. In: *Applied Energy* 213, S. 123–135. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.01.023.

Kotzur, Leander; Nolting, Lars; Hoffmann, Maximilian; Groß, Theresa; Smolenko, Andreas; Priesmann, Jan et al. (2021): A modeler's guide to handle complexity in energy systems optimization. In: *Advances in Applied Energy* 4, S. 100063. DOI: 10.1016/j.adapen.2021.100063.

Krüger, D.; Fischer, S.; Nitz, P.; Labairu, J. I.: Chancen für den Einsatz konzentrierender Kollektoren in Mitteleuropa. In: 31. Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme 2021. Online verfügbar unter <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/411867>.

Lawrie, Linda K.; Crawley, Drury B. (2019): Development of global typical meteorological years (TMYx). Online verfügbar unter <http://climate.onebuilding.org>, zuletzt geprüft am 02.11.2022.

Loga, Tobias; Stein, Britta; Diefenbach, Nikolaus (2016): TABULA building typologies in 20 European countries—Making energy-related features of residential building stocks comparable. In: *Energy and Buildings* 132, S. 4–12. DOI: 10.1016/j.enbuild.2016.06.094.

Lozano-García, Diego Fabián; Santibañez-Aguilar, José Ezequiel; Lozano, Francisco J.; Flores-Tlacuahuac, Antonio (2020): GIS-based modeling of residual biomass availability for energy and production in Mexico. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 120, S. 109610. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109610.

Lund, Henrik; Thellufsen, Jakob Zinck; Østergaard, Poul Alberg; Sorknæs, Peter; Skov, Iva Ridjan; Mathiesen, Brian Vad (2021): EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems. In: *Smart Energy* 1, S. 100007. DOI: 10.1016/j.segy.2021.100007.

M.B. Blarke (2013): Compare Options for Sustainable Energy (COMPOSE). Online verfügbar unter <http://www.energianalyse.dk>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.

Majidi Nezhad, M.; Heydari, A.; Groppi, D.; Cumo, F.; Astiaso Garcia, D. (2020): Wind source potential assessment using Sentinel 1 satellite and a new forecasting model based on machine learning: A case study Sardinia islands. In: *Renewable Energy* 155, S. 212–224. DOI: 10.1016/j.renene.2020.03.148.

- MAKHORIN A. (2008): GLPK (GNU Linear Programming Kit). In: <http://www.gnu.org/s/glpk/glpk.html>. Online verfügbar unter <https://ci.nii.ac.jp/naid/10031083954/>.
- Mark Hellwig (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation. Technische Universität München, München. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik.
- Martínez-Gordón, R.; Morales-España, G.; Sijm, J.; Faaij, A.P.C. (2021): A review of the role of spatial resolution in energy systems modelling: Lessons learned and applicability to the North Sea region. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 141, S. 110857. DOI: 10.1016/j.rser.2021.110857.
- Mavromatidis, Georgios; Orehounig, Kristina; Carmeliet, Jan (2018): Design of distributed energy systems under uncertainty: A two-stage stochastic programming approach. In: *Applied Energy* 222, S. 932–950. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.04.019.
- Mittelmann, H. D. (2021): Benchmark for Optimization Software. Arizona State University. Online verfügbar unter <http://plato.asu.edu/bench.html>, zuletzt aktualisiert am 04.2021, zuletzt geprüft am 31.01.2023.
- Molar-Cruz, Anahi (2019): A GIS-based gray-box approach for the estimation of heat demand at the urban scale. Online verfügbar unter <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1525656/file.pdf>.
- Moret, Stefano; Babonneau, Frédéric; Bierlaire, Michel; Maréchal, François (2020): Decision support for strategic energy planning: A robust optimization framework. In: *European Journal of Operational Research* 280 (2), S. 539–554. DOI: 10.1016/j.ejor.2019.06.015.
- Morris, Max D. (1991): Factorial Sampling Plans for Preliminary Computational Experiments. In: *Technometrics* 33 (2), S. 161–174. DOI: 10.1080/00401706.1991.10484804.
- Murcia, Juan Pablo; Koivisto, Matti Juhani; Luzia, Graziela; Olsen, Bjarke T.; Hahmann, Andrea N.; Sørensen, Poul Ejnar; Als, Magnus (2022): Validation of European-scale simulated wind speed and wind generation time series. In: *Applied Energy* 305, S. 117794. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117794.
- Nouvel, R.; Brassel, K-H; Bruse, M.; Duminil, E.; Coors, V.; Eicker, U.; Robinson, D. (2015): SimStadt, a new workflow-driven urban energy simulation platform for CityGML city models. In: *Proceedings of International Conference CISBAT 2015*, S. 889–894. Online verfügbar unter https://infoscience.epfl.ch/record/213437/files/9_nouvel1187.pdf, zuletzt geprüft am 02.08.2022.
- open_plan (2022): <https://open-plan.rl-institut.de/>. Reiner Lemoine Institut (RLI), Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) and the Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK). Online verfügbar unter <https://open-plan-tool.org/>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.
- Pfenninger, Stefan (2017): Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability. In: *Applied Energy* 197, S. 1–13. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.03.051.
- Pfenninger, Stefan; Hawkes, Adam; Keirstead, James (2014): Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33, S. 74–86. DOI: 10.1016/j.rser.2014.02.003.
- Pitz-Paal, Robert; Krüger, Joachim; Hinsch, Juliane; Lokurlu, Ahmet; Scheuerer, Martin; Schlecht, Martin et al. (2022): Decarbonizing the German industrial thermal energy use with solar, hydrogen, and other options—Recommendations for the world. In: *Solar Compass* 3-4, S. 100029. DOI: 10.1016/j.solcom.2022.100029.
- Priesmann, Jan; Nolting, Lars; Kockel, Christina; Praktijnjo, Aaron (2021): Time series of useful energy consumption patterns for energy system modeling. In: *Scientific data* 8 (1), S. 148. DOI: 10.1038/s41597-021-00907-w.

Radiance - Radsite (2022). Online verfügbar unter <https://www.radiance-online.org/>, zuletzt aktualisiert am 08.08.2022, zuletzt geprüft am 08.08.2022.

Rasmus Borrmann; Knud Rehfeldt; Dennis Kruse (2020): VOLLASTSTUNDEN VON WINDENERGIEANLAGEN AN LAND - ENTWICKLUNG, EINFLÜSSE, AUSWIRKUNGEN. Bundesverband WindEnergie e.V.; Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. Varel. Online verfügbar unter https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2020/Volllaststunden%20von%20Windenergieanlagen%20an%20Land%202020.pdf, zuletzt geprüft am 10.08.2023.

SNR 592024*SIA 2024, 2021-12-00: Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik.

Reinhart, Christoph F.; Cerezo Davila, Carlos (2016): Urban building energy modeling – A review of a nascent field. In: *Building and Environment* 97, S. 196–202. DOI: 10.1016/j.buildenv.2015.12.001.

Renaldi, Renaldi; Friedrich, Daniel (2017): Multiple time grids in operational optimisation of energy systems with short- and long-term thermal energy storage. In: *Energy* 133, S. 784–795. DOI: 10.1016/j.energy.2017.05.120.

Résimont, Thibaut; Louveaux, Quentin; Dewallef, Pierre (2021): Optimization Tool for the Strategic Outline and Sizing of District Heating Networks Using a Geographic Information System. In: *Energies* 14 (17), S. 5575. DOI: 10.3390/en14175575.

Ruhnau, Oliver; Hirth, Lion; Praktiknjo, Aaron (2019): Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. In: *Scientific data* 6 (1), S. 189. DOI: 10.1038/s41597-019-0199-y.

Sameti, Mohammad; Haghghat, Fariborz (2019): Optimization of 4th generation distributed district heating system: Design and planning of combined heat and power. In: *Renewable Energy* 130, S. 371–387. DOI: 10.1016/j.renene.2018.06.068.

Schütz, Thomas; Schraven, Markus Hans; Fuchs, Marcus; Remmen, Peter; Müller, Dirk (2018): Comparison of clustering algorithms for the selection of typical demand days for energy system synthesis. In: *Renewable Energy* 129, S. 570–582. DOI: 10.1016/j.renene.2018.06.028.

Siala, Kais; Stich, Jürgen (2016): Estimation of the PV potential in ASEAN with a high spatial and temporal resolution. In: *Renewable Energy* 88, S. 445–456. DOI: 10.1016/j.renene.2015.11.061.

Solargis s.r.o. on behalf of the World Bank Group (2): Global Solar Atlas 2.0, a free, web-based application (GSA Version 2.0). Online verfügbar unter <https://globalsolaratlas.info>, zuletzt geprüft am 02.02.2023.

Spaan, Bert: Buildings with year of Construction in Netherlands. Hg. v. Waag Society. Online verfügbar unter <https://code.waag.org/buildings/#52.3915,4.6505,16>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2011): ZENSUS2011 - Bevölkerungs- und Wohnungszählung 2011 - Ergebnisse des Zensus 2011 zum Download. Online verfügbar unter <https://www.zensus2011.de/DE/Home/Aktuelles/DemografischeGrunddaten.html?nn=559100>, zuletzt aktualisiert am 08.08.2022, zuletzt geprüft am 08.08.2022.

Stefano Fasciani (2016): Tsam: A Tool For Analyzing, Modeling, And Mapping The Timbre Of Sound Synthesizers.

Stüber, Magdalena; Odersky, Leonhard (2020): Uncertainty modeling with the open source framework urbs. In: *Energy Strategy Reviews* 29, S. 100486. DOI: 10.1016/j.esr.2020.100486.

Teichgraeber, Holger; Brandt, Adam R. (2019): Clustering methods to find representative periods for the optimization of energy systems: An initial framework and comparison. In: *Applied Energy* 239, S. 1283–1293. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.02.012.

THERMOS project partners: THERMOS (Thermal Energy Resource Modelling and OptimisationSystem) project. Online verfügbar unter <https://www.thermos-project.eu/home/>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.

Unternährer, Jérémy; Moret, Stefano; Joost, Stéphane; Maréchal, François (2017): Spatial clustering for district heating integration in urban energy systems: Application to geothermal energy. In: *Applied Energy* 190, S. 749–763. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.136.

Urraca, Ruben; Huld, Thomas; Gracia-Amillo, Ana; Martinez-de-Pison, Francisco Javier; Kaspar, Frank; Sanz-Garcia, Andres (2018): Evaluation of global horizontal irradiance estimates from ERA5 and COSMO-REA6 reanalyses using ground and satellite-based data. In: *Solar Energy* 164, S. 339–354. DOI: 10.1016/j.solener.2018.02.059.

Valentin Software GmbH (2022): PV*SOL. Version 2022. Online verfügbar unter <https://valentin-software.com/produkte/pvsol-premium/>, zuletzt geprüft am 02.02.2023.

Wagner, Michael J. (2012): Results and Comparison from the SAM Linear Fresnel Technology Performance Model: Preprint. Online verfügbar unter <https://www.osti.gov/biblio/1045079>, journal = .

Weimann, Lukas; Gabrielli, Paolo; Boldrini, Annika; Kramer, Gert Jan; Gazzani, Matteo (2021): Optimal hydrogen production in a wind-dominated zero-emission energy system. In: *Advances in Applied Energy* 3, S. 100032. DOI: 10.1016/j.adapen.2021.100032.

Wirtz, Marco; Hahn, Maria; Schreiber, Thomas; Müller, Dirk (2021a): Design optimization of multi-energy systems using mixed-integer linear programming: Which model complexity and level of detail is sufficient? In: *Energy Conversion and Management* 240, S. 114249. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114249.

Wirtz, Marco; Remmen, Peter; Müller, Dirk (2021b): EHDO: A free and open-source webtool for designing and optimizing multi-energy systems based on MILP. In: *Comput Appl Eng Educ* 29 (5), S. 983–993. DOI: 10.1002/cae.22352.

Yliruka, Maria; Moret, Stefano; Shah, Nilay (2022): Detail or uncertainty? Applying global sensitivity analysis to strike a balance in energy system models. Online verfügbar unter <https://arxiv.org/pdf/2208.07958>.

Zatti, Matteo; Gabba, Marco; Freschini, Marco; Rossi, Michele; Gambarotta, Agostino; Morini, Mirko; Martelli, Emanuele (2019): k-MILP: A novel clustering approach to select typical and extreme days for multi-energy systems design optimization. In: *Energy* 181, S. 1051–1063. DOI: 10.1016/j.energy.2019.05.044.