

Entwicklung ganzheitlich optimierter, nachhaltiger und  
übertragbarer Energiekonzepte für komplexe Mischgebiete  
am Beispiel des TUM Campus Garching  
- CLEANTECHCAMPUS -

Schlussbericht

22.05.2020

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03ET1407A und 03ET1407B

Laufzeit des Vorhabens: 01.05.2016 – 31.10.2019

Zuwendungsempfänger: Technische Universität München  
Arcisstraße 21  
80333 München

Zuwendungsempfänger: Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.  
Bereich Energiespeicherung  
Walther-Meißner-Straße 6  
85748 Garching

Autoren: Benedikt Schweiger, Anna Hermes, Wolf Wedel, Christoph Matschi,  
Markus Landerer, Konrad Schönleber, Annelies Vandersickel, Jens M.  
Kuckelkorn, Lisa Meyering, Michael Radspieler, Johannes Röder, Isabell  
Nemeth, Hartmut Spliethoff

Die diesem Bericht zugrundeliegenden Vorhaben wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für  
Wirtschaft und Energie (BMWi) mit den Förderkennzeichen 03ET1407A und 03ET1407B gefördert.  
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

**Autoren:**

Benedikt Schweiger, Lehrstuhl für Energiesysteme, TU München

Anna Hermes, ZAE Bayern

Wolf Wedel, Lehrstuhl für Energiesysteme, TU München

Christoph Matschi, Zentrum für Nachhaltiges Bauen, TU München (Hochschule Ansbach)

Markus Landerer, Control of Renewable Energies, TU München

Dr. Konrad Schönleber, Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, TU München

Dr. Annelies Vandersickel, Lehrstuhl für Energiesysteme, TU München

Dr. Jens M. Kuckelkorn, ZAE Bayern

Lisa Meyering, ZAE Bayern

Michael Radspieler, ZAE Bayern

Johannes Röder, ZAE Bayern

Prof. Dr. Isabell Nemeth, Zentrum für Nachhaltiges Bauen, TU München (Hochschule Ansbach)

Prof. Dr. Hartmut Spliethoff, Lehrstuhl für Energiesysteme, TU München

## **Verbundprojektpartner 1:**

### **Technische Universität München**

Lehrstuhl für Energiesysteme (Koordination des Verbundvorhabens)

Boltzmannstr. 15, D-85748 Garching

Ansprechpartner: Benedikt Schweiger, benedikt.schweiger@tum.de

Aufgabenbereiche: Spartenübergreifende Optimierung, Schnittstellenkoordination



Lehrstuhl für Erneuerbare und nachhaltige Energiesysteme

Lichtenbergstraße 4, D-85748 Garching

Ansprechpartner: Phillip Kuhn, pkuhn@tum.de

Aufgabenbereiche: Spartenübergreifende Optimierung

Munich School of Engineering, Zentrum für nachhaltiges Bauen (Hochschule Ansbach)

Lichtenbergstr. 4a, D-85748 Garching.

Ansprechpartner: Christoph Matschi, christoph.matschi@tum.de

Aufgabenbereiche: Bedarfsszenarien, Lastmanagement und Optimierungspotentiale (Gebäude)

Munich School of Engineering, Gruppe „Control of renewable energy systems“ (CRES)

Lichtenbergstr. 4a, D-85748 Garching.

Ansprechpartner: Markus Landerer, markus.landerer@hm.edu

Aufgabenbereiche: Analyse Stromnetz (Netzstabilität und Regelungskonzepte)

## **Verbundprojektpartner 2:**

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V

Bereich Energiespeicherung, Walther-Meißner-Str. 6, D-85748 Garching

Separates gefördertes Vorhaben, Förderkennzeichen: 03ET1407B

Ansprechpartner: Anna Hermes, anna.hermes@ zae-bayern.de

Aufgabenbereiche: Analyse/Optimierung Wärme-/Kältenetze, Wärme-/Kältebereitstellung



## **Assoziierter Partner:**

### **SWM Services GmbH**

Emmy-Noether-Str. 2, 80992 München

Ansprechpartner: Mathilde Bieber, bieber.mathilde@swm.de

Aufgabenbereiche: Technische Beratung, Bereitstellung von Daten





# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis.....</b>	<b>5</b>
<b>1 Kurze Darstellung .....</b>	<b>7</b>
<b>1.1 Aufgabenstellung .....</b>	<b>7</b>
<b>1.2 Voraussetzungen für die Vorhabensdurchführung .....</b>	<b>7</b>
<b>1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens .....</b>	<b>10</b>
<b>1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand.....</b>	<b>12</b>
<b>1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen .....</b>	<b>14</b>
<b>2 Eingehende Darstellung .....</b>	<b>17</b>
<b>2.1 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises .....</b>	<b>17</b>
<b>2.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit .....</b>	<b>17</b>
<b>2.3 Verwertbarkeit der Ergebnisse (evtl. allgemeiner: Verwertungsplan) .....</b>	<b>18</b>
<b>2.4 Forschungsfortschritt bei anderen Stellen.....</b>	<b>22</b>
<b>2.5 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen .....</b>	<b>23</b>
<b>3 Wissenschaftliche Ausarbeitung.....</b>	<b>27</b>
<b>3.1 Bedarfsszenarien (AP 2) .....</b>	<b>27</b>
3.1.1 Definition von langfristigen Energiebedarfsszenarien (AP 2.1).....	27
3.1.2 Entwicklung des Mess- und Validierungskonzepts (AP. 2.2).....	30
3.1.3 Ermittlung von Effizienz- und Lastmanagementpotenzialen und Optimierung der Gebäudeleistung (AP 2.3) .....	32
<b>3.2 Energieversorgungsnetze (AP 3) .....</b>	<b>48</b>
3.2.1 Stromnetz (AP 3.1) .....	48
3.2.2 Thermische Versorgungsnetze (AP 3.2) .....	59
<b>3.3 Energiebereitstellung und Energiespeicherung – Strom, Wärme, Kälte (AP 4).....</b>	<b>99</b>
3.3.1 Wärme-/Kältebereitstellung und thermische Speicher (AP 4.1).....	99
3.3.2 Modellierung und Optimierung des bestehenden Heizkraftwerks (AP 4.2).....	137
3.3.3 Charakterisierung zukunftsweisender Strom-, KWK- und Speichersysteme (AP 4.3, LES) .....	143
<b>3.4 Spartenübergreifende Optimierung (AP 1) .....</b>	<b>147</b>
3.4.1 (Weiter-)Entwicklung von Optimierungstools (AP 1.1).....	147

3.4.2	Zeitliche Optimierung (AP 1.2) .....	158
3.4.3	Räumliche Optimierung (AP 1.3).....	195
<b>3.5</b>	<b>Koordination und Schnittstellenarbeit (AP 5) .....</b>	<b>197</b>
3.5.1	Begleitung und Vernetzung der Forschungsaktivitäten (AP 5.1).....	197
3.5.2	Einbindung von Akteuren und Entscheidungsträgern (AP 5.2, LES) .....	198
3.5.3	Untersuchung von Finanzierungsoptionen und Einbindung von Industriepartnern (AP 5.3, LES).....	199
<b>4</b>	<b>Zusammenfassung und Fazit .....</b>	<b>201</b>
4.1	Methodik.....	201
4.2	Preprocessing.....	201
4.3	Optimierung des Gesamtsystems .....	203
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>205</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>211</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>217</b>
	<b>Anhang.....</b>	<b>219</b>
A	Projektorganisation .....	219
B	Prozess- und Speicherbezeichnungen.....	220
C	Beispielhafte Eingabedatei für die Optimierungen mit urbs.....	222

# 1 Kurze Darstellung

## 1.1 Aufgabenstellung

Der Forschungscampus der TUM in Garching ist ein Beispiel für ein hochkomplexes Bestandsquartier mit verschiedensten Gebäudenutzungsarten, welches seit den 1970er Jahren fortlaufend ausgebaut wurde. Diese kontinuierlich gewachsene Struktur bedingt Gebäude diverser Baualtersklassen mit entsprechend unterschiedlicher Qualität der Gebäudehülle und -technik. Auch in den kommenden Jahren ist ein weiterer Ausbau des Campus geplant.

Im Rahmen des Projekts CleanTechCampus Garching sollte für den stetig wachsenden Campus Garching der TU München ein innovatives und nachhaltiges Energiekonzept anhand einer gekoppelten Betrachtung von Gebäude, Strom-, Wärme- und Kälteversorgung entwickelt werden. Die Projektziele umfassen die Entwicklung von Strategien für den zukünftigen Ausbau der Energienetze, das Erstellen einer Roadmap für den Campus Garching und die Erarbeitung einer übertragbaren Methodik für diese Konzeptplanung bzw. -entwicklung, um die erzielten Erkenntnisse zum Einsatz neuartiger Technologien auf andere Gebiete übertragen zu können. Dabei wurde sowohl eine Reduktion des spezifischen Energiebedarfs als auch ein erhöhter Anteil erneuerbarer Energien angestrebt.

Das entstehende System soll langfristig durch den Einsatz einer einzigartigen Kombination innovativer Technologien den Forschungscampus Garching als Leuchtturm der Energiewende repräsentieren. Der Aufbau als Living-Lab soll den Campus sowohl für Forschungs- als auch Lehrzwecke öffnen und ein Beispiel für zukunftsorientiertes Handeln präsentieren.

Das Projekt ist in fünf thematisch abgegrenzte Arbeitspakete (AP) untergliedert. Die spartenübergreifende Optimierung des gekoppelten Energiesystems in AP1 bildet das Bindeglied zwischen den Arbeitspaketen AP 2 – 4, welche sich mit Detailmodellierung auf den drei Ebenen Energiebedarf von Gebäuden/Abnehmern, Energieverteilnetzen und Energiebereitstellung befassen. Das AP 5 dient zur Koordination der beteiligten Partner in dem stark interdisziplinären Projekt, sowie zur Abstimmung mit beteiligten Akteuren.

## 1.2 Voraussetzungen für die Vorhabensdurchführung

Der Forschungsstandort der TUM in Garching ist mit über 15.000 Studierenden und 3.500 Mitarbeitern eines der größten Universitätsgelände in Deutschland. Seit 2009 hat sich die Anzahl der Studierenden nahezu verdoppelt und bei der Größe der bebauten Fläche zeigt sich ebenfalls ein zunehmender Trend. Dieses Wachstum bietet eine einzigartige Gelegenheit neben einer Optimierung der bestehenden Energieversorgung auch ihren Ausbau innovativ zu gestalten.

Auf dem Hochschulgelände befinden sich eine Vielzahl typischer Universitätsgebäude mit unterschiedlichen Nutzungen und Baualtersklassen. Dabei handelt es sich um weitgehend in massiver Bauweise errichtete Nichtwohngebäude mit großen Hallen und heterogener Gebäudetechnik. Ein

Drittel der Gebäude wurde vor der ersten Wärmeschutzverordnung (WSchV 1984) gebaut und insgesamt sind zwei Drittel älter als die erste Energieeinsparverordnung (EnEV 2002). Damit sind die Gebäude beispielhaft für große kommunale und gewerbliche Objekte in städtischen Quartieren. Das Alter der Gebäude, die Nutzungsstruktur der Gebäude bezogen auf die Nettogrundflächen sowie der Bebauungszustand der Flächen ergibt sich aus den Grafiken in Abbildung 1. Bei der Nutzungsstruktur der Campus-Gebäude zeigt sich eine hohe Relevanz der Forschungsaktivitäten.

Die Stromverbrauchsprofile sind typisierend für den GHD-Sektor. Die starke Präsenz der Büros und Forschungsbetriebe führt zu einem typischen Verbrauchsprofil mit Tagesspitzen an den Werktagen. Der TUM Campus verfügt zudem über einen heterogenen Bestand an Versuchsanlagen, zu denen auch großtechnische Anlagen mit einer Anschlussleistung von ein bis drei MW gehören. Diese werden zu stark unterschiedlichen Zeitpunkten genutzt und führen zu hohen Lastspitzen.

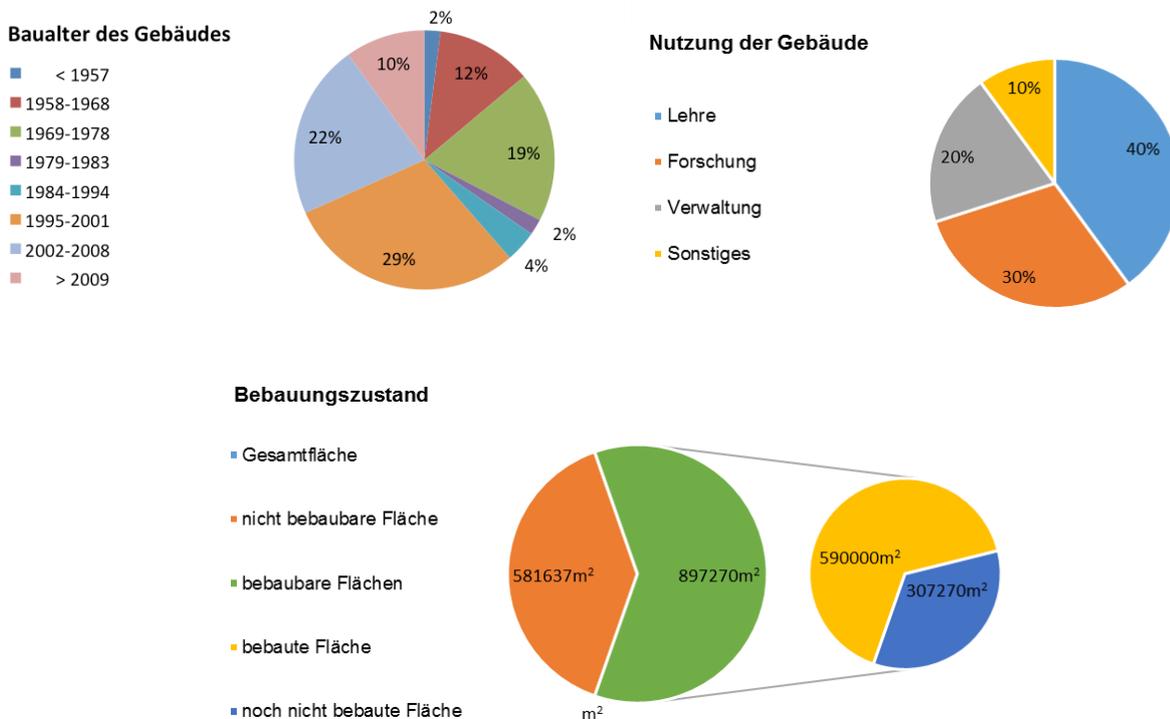


Abbildung 1: Gebäudestruktur des Campus Garching

Das Herzstück der Energieversorgung ist eine flexible Cheng-Cycle KWK-Anlage. Zusammen mit zwei Gaskesseln deckt der Cheng-Cycle momentan 100 % der Wärmeversorgung und 40-50 % der Stromversorgung ab. Der restliche Strom wird bei dem lokalen Energieversorger zugekauft. Schon heute könnte der Kältebedarf teilweise flexibel aus Strom (Kompressionskältemaschinen) oder Wärme (Absorptionskältemaschinen) bereitgestellt werden. Sowohl das Nahwärmenetz, das Heizkraftwerk als auch das Stromnetz gehören der TUM und werden von ihr betrieben.

Der fachliche Rahmen für das Projekt wurde durch folgende Projekte dargestellt, die vor oder während des Projekts bearbeitet wurden und deren Ergebnisse eingeflossen sind.

### HoEff & HoEff-CIM - finanziert durch das BMWi im Rahmen des EnBop Programm

Am Campus der LMU München wird beispielhaft aufgezeigt, wie durch Bedarfsreduktion und Effizienzsteigerung die Hochschulen auf ihrem Weg zu einem möglichst klimaneutralen Campus unterstützt werden können. Dafür werden Sanierungskonzepte unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen der Nachhaltigkeit (Ökonomie, Ökologie, Soziales, techn. Qualität, Prozessqualität) entwickelt und für die LMU in einem Energiemasterplan gebündelt. Die zur Erfassung, energetischen und thermischen Bewertung erforderlichen Werkzeuge sowie Methoden für einen energieeffizienten Gebäudebetrieb in Form eines Energiemanagements werden entwickelt, ausgebaut und/oder an den Hochschulbedarf angepasst. Wesentliche Arbeitspunkte sind hier zuerst Reduktion der erforderlichen Erhebungsdaten, Tiefe des erforderlichen Detaillierungsgrades, Auswertung der Informationen und Integration in den Betrieb der LMU (QuickCheck-Tool, Referenzraummethode, Energie-Report, Gebäudesteckbrief). Sobald verfügbar können die Erkenntnisse und erarbeiteten Tools zur vereinfachten Bestandsaufnahme des Campus Garching dienen. Die Tools könnten auf diese Weise validiert und verbessert werden. Durch die Beteiligung des Zentrums für nachhaltiges Bauen (Projektpartner im beantragten Projekt) war ein Austausch von Erkenntnissen gegeben.

### CleanTechCampus Garching – Seedfunding

Im Rahmen der Forschungsinitiative „Energy Valley Bavaria“ der TUM Munich School of Engineering wurde am Lehrstuhl für Energiesysteme (LES) in Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für erneuerbare und nachhaltige Energiesysteme (ENS) sowie dem ZAE Bayern das einjährige Seedfunding-Projekt „CleanTechCampus Garching“ realisiert. Von Juli 2014 bis Juli 2015 wurde eine erste Bestandsaufnahme der Energieversorgung sowie des aktuellen Gebäudebestands am Campus durchgeführt. Neben Daten zur Energieerzeugung am eigenen Cheng-Cycle Heizkraftwerk wurden ebenfalls die vorhandenen Strom- und Wärmeverbrauchsdaten ermittelt und der Kältebedarf am Campus abgeschätzt. Weiterhin wurden Informationslücken identifiziert, welche im Rahmen des vorliegenden Projekts gezielt erfasst werden konnten und die Potentiale erster Ergänzungsmöglichkeiten für die Energieerzeugung untersucht. Die dabei erzielten Erkenntnisse dienen als Grundlage für das beantragte Projekt.

### Studie zur Absenkung der Fernwärme-Netztemperaturen am Campus

Das Ingenieurbüro Rögelein + Partner untersucht im Auftrag des technischen Betriebs der TU München eine mögliche Temperaturabsenkung im Fernwärmenetz des TUM Campus Garching von ursprünglich 120 °C auf 90 °C. Dabei sollen alle Potentiale und Einschränkungen im aktuellen Anlagenbestand ermittelt werden. Die Resultate dieser Studie wurden den Partnern des beantragten Projekts zur Verfügung gestellt und sind in das beantragte Projekt mit eingeflossen.

### Thermisch getriebene Kältemaschinen und Wärmepumpen

In mehreren Projekten die durch das ZAE Bayern wissenschaftlich betreut wurden, konnte demonstriert werden, dass Anlagen mit Wärmeleistungen über 500 kW durch Nutzung von Wärmequellen niedriger Temperatur Nutzwärme bereitstellen können (Kren et al. 2007), (Keil et al. 2008). Exemplarisch kann hierfür das Projekt zur Solaren Nahwärmeversorgung am Ackermannbogen in München genannt

werden: Bei der realisierten Anlage dient eine LiBr-Absorptionswärmepumpe (twin design) zur Auskühlung eines saisonalen Wärmespeichers auf eine Temperatur von etwa 10 °C. Diese Wärmepumpe wird durch das Fernwärmenetz der Stadtwerke München mit Temperaturen von etwa 90 °C angetrieben und stellt Nutzwärme bei 60 °C bereit. Zur Untersuchung der Möglichkeiten zur solaren Klimatisierung wurde eine durch das ZAE Bayern mitentwickelte Absorptionskältemaschine im eigenen Institutsgebäude zur Kühlung im Sommer verwendet (Helm et al. 2009). Hier wurde gezeigt, dass mittels Absorptionskältemaschinen auch bei Antriebstemperaturen deutlich unter 90 °C Kälte zur Gebäudeklimatisierung bereitgestellt werden kann. Laut einem Herstellerbericht (Mori et al. 2012) zur Entwicklung einer dreistufigen Absorptionswärmepumpe kann der Hochtemperaturgenerator einer solchen Anlage (entgegen der bisher geltenden Annahme) auch bei Temperaturen über 200 °C betrieben werden. Diese Arbeit und die Erkenntnisse aus (Kren et al. 2007) und (Keil et al. 2008) lassen Schlussfolgern, dass einstufige gasgefeuerte Hochtemperaturwärmepumpen Wärme von Temperaturen unter 70 °C bis über 130 °C anheben können.

### 1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Arbeitspakete sowie der zeitliche Verlauf sind in Tabelle 1 dargestellt. Im Jahr 2018 wurde ein Antrag auf eine kostenneutrale Verlängerung des Projekts gestellt und gewährt, um einen weiteren Sommer Messungen u.a. zum Kälteverbrauch in die Ergebnisse einfließen lassen zu können. Die Arbeiten, die während dieser Projektverlängerung durchgeführt wurden, sind, wie aus der Legende ersichtlich, in dunkelblau dargestellt.

Wie aus der grafischen Darstellung zu entnehmen ist, wurden alle geplanten Arbeitspakete durchgeführt. Bei der Durchführung kam es zwischenzeitlich zu leichten Verschiebungen, da einige Arbeitspakete schneller und andere etwas langsamer als geplant bearbeitet werden konnten. Dadurch ergaben sich aber insgesamt keine Änderungen im Umfang oder in der Erreichung der Ziele. Bis zum Projektende wurden alle Arbeitspakete fertiggestellt.

Tabelle 1: Arbeitspakete und zusätzliche Arbeiten während verlängerter Projektlaufzeit. Grün: Bearbeitete Teile der Arbeitspakete während ursprünglicher Projektlaufzeit, blau: Bearbeitete Teile während Projektverlängerung.

		2016			2017				2018				2019			
		II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	
AP 1	Spartenübergreifende Optimierung															
AP 1.1	(Weiter-)Entwicklung der Optimierungstools (ENS, LES)															
AP 1.2	Zeitliche Optimierung (LES, ENS, ZAE)															
AP 1.3	Räumliche Optimierung (ENS, LES, ZAE)															
AP 2	Bedarfsszenarien, Lastmanagement und Optimierungspotentiale der Gebäude															
AP 2.1	Definition von langfristigen Energiebedarfsszenarien (HAW, ZAE)															
AP 2.2	Entwicklung des Mess- und Validierungskonzepts (HAW)															
AP 2.3	Ermittlung Effizienz- und Lastmanagementpotentiale, Optimierung Gebäudeleistung (HAW)															
AP 3	Energieversorgungsnetze															
AP 3.1	Stromnetz (CRES)															
AP 3.2	Thermische Versorgungsnetze (ZAE)															
AP 4	Energiebereitstellung und -speicherung: Strom, Wärme, Kälte															
AP 4.1	Wärme-/Kältebereitstellung und thermische Speicher (ZAE)															
AP 4.2	Modellierung und Optimierung des bestehenden Kraftwerks (LES)															
AP 4.3	Charakterisierung zukunftsweisender Strom-, KWK- und Speichersysteme (LES)															
AP 5	Projektkoordination und Schnittstellenarbeit															
AP 5.1	Begleitung und Vernetzung der Forschungsaktivitäten (LES)															
AP 5.2	Kontaktintensivierung zu und Einbindung von Akteuren (LES)															
AP 5.3	Untersuchung von Finanzierungsoptionen und Einbindung von Industriepartnern (LES)															

## 1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Ein abgestimmtes Zusammenwirken von Gebäude und Energieinfrastruktur bietet große Chancen zur hocheffizienten und ökologischen Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte einschließlich Rückspeisung und Speichermöglichkeiten. Dies erlaubt Städten und Quartieren, einen aktiven Beitrag zur Stabilisierung der Netze beizutragen. Die Relevanz dieses Themas reflektiert sich in der Vielfalt an Forschungs- und Pilotprojekten. Allerdings fokussieren sich die meisten Projekte ausschließlich auf bestimmte Teilaspekte und lassen damit die Möglichkeiten eines ganzheitlichen Ansatzes, so wie in diesem Projekt angestrebt, außer Acht. Grund dafür sind die komplexen Wechselwirkungen zwischen Effizienz- und Flexibilisierungsmaßnahmen in den verschiedenen Bereichen, welche mit heutigen Methoden nur bedingt integral analysiert werden können.

### Übergeordnetes Projektziel: ganzheitliche & spartenübergreifende Systemoptimierung

Auf Seiten der Energiesystemmodelle gibt es bereits einige Alternativen zu dem eingesetzten Optimierungstool urbs. HOMER Energy (Homer Energy LLC 2015) beispielsweise ist eine kommerzielle Software zum Design von Microgrids. Der größte Vorteil dieser Software liegt in der flacheren Lernkurve durch eine entdeckbare graphische Benutzeroberfläche. Der Nachteil liegt in der Simulation von vorgegebenen Anlagen-Konfigurationen. Optimierte Planung ist nur eingeschränkt durch vollständiges Absuchen eines diskret vorgegebenen Suchraums möglich. Auch ist es schwerer möglich, neue Technologien selbst zu definieren. Auch als Open Source gibt es mehrere Modelle wie Balmorel (Grohnheit und Larsen 2001), Calliope (Pfenninger April 2015), Genesys (Bussar et al. 2014), oder TEMOA (DeCarolis et al. 2010). Diese sind jedoch entweder nur auf Probleme des Stromsektors hin entworfen worden, haben eine vergleichsweise umfangreiche Code- Basis, was Anpassungen und Erweiterungen erschwert, oder sind auf Basis schlechter erweiterbarer Software-Umgebungen oder Programmiersprachen verfasst. Wie in (DeCarolis et al. 2010; Stoyanova, I., Matthes, P., Harb, H. 2012) angegeben, erfordert die gekoppelte Analyse von Gebäuden inklusive erneuerbarer Energieerzeugungsquellen und Speichertechnologien im Zusammenspiel mit der Strom-, Wärme- und Kälteinfrastruktur eine Weiterentwicklung bestehender Planungs- und Optimierungswerkzeuge. Die Herausforderung liegt in dem Erreichen einer geeigneten Detailtiefe in der Abbildung von Komponenten und Verteilnetzen bei gleichzeitig händelbaren Rechenzeiten. Ein wichtiges Teilziel dieses Projekts ist daher die Weiterentwicklung der Methodik, wobei auf die vielfältigen Vorarbeiten der Projektpartner zurückgegriffen werden konnte. Zudem konnte auch auf Erkenntnisse aus vorherigen im Rahmen dieses Förderprogramms geförderten Projekte zurückgegriffen werden (z.B. (Ben Hassine et al. 2105; RWTH Aachen).

### Teilziel: Weiterentwicklung der spartenübergreifenden Optimierungstools

Sogenannte Smartgrid-Projekte sind momentan hauptsächlich auf das Elektroenergiemanagement ausgerichtet. Neben der Integration erneuerbarer Stromerzeuger liegt der Fokus auf der Einbindung von Elektromobilität als Stromspeicher (Sigulla, J., & Bognar, K. 2014; Brendle et al. APR. 16, 2013) und der Einbindung zentraler und dezentraler Stromspeicher in städtische und Gewerbegebiete (z. B. in (Schütt, R., & Haack, D. 2014) bzw. (Vogt, T., Kempen, S., Böcker, J. 2014)). Dabei ist vor allem die

Betrachtung dynamischer Effekte von Erzeuger- und Speicherkomponenten entscheidend, um neue Regelungskonzepte entwickeln zu können. Von besonderer Bedeutung ist die Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung, welcher als Ergänzung zur fluktuierenden erneuerbare Energieerzeugung eine zunehmend bedeutende Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen wird.

#### Teilziel: Optimierung von Evaluation und Integration des Gebäudeparks im energetischen Gesamtkonzept

Durch Ausdehnung des Smartgrid-Konzepts auf Wärme- und Kältenetze ist es möglich, weitere Lastmanagementstrategien zu erschließen. Mit dem Einbau von Power-to-Heat-Lösungen und Forschungsprojekten zur netzdienlichen Wärmeerzeugung über BHKWs in Zusammenspiel mit zentralen und dezentralen Wärmespeichern, z. B. (Sudeikat 2014) haben verschiedene Energieversorger schon erste Schritte in diese Richtung unternommen. Die Potentiale einer weiteren Verknüpfung von Strom, Gas, Wärme und speziell auch Kälte, bzw. deren Netze z. B. über Wärmepumpen, Absorptions- und Kompressionskältemaschinen sowie die Vorteile der Wärme- und Kältespeicherung im Gegensatz zu den bislang nicht ausreichenden Möglichkeiten der Stromspeicherung wurden bisher aber hauptsächlich theoretisch untersucht und nur vereinzelt in konkreten Pilotprojekten umgesetzt oder geplant (Rössel et al. 2011; RWTH Aachen; RWTH Aachen und EnergyEffizienz GmbH 2016; Hartberg).

#### Teilziel: Identifikation der zusätzlichen Potentiale und Möglichkeiten, welche sich durch eine spartenübergreifende Optimierung ergeben

Neben seiner Rolle als wichtiger Baustein eines lokalen Energiemanagements bietet das Wärmenetz Potentiale zur Steigerung der Energieeffizienz städtischer Quartiere. Schwerpunkt der Forschung liegt in diesem Bereich auf der energetisch und exergetisch optimierten Einbindung von energieeffizienten Gebäuden (PIK Potsdam; Leuphana Universität Lüneburg 2006) und auf der Entwicklung neuartiger Niedertemperatur-Netze (Pietruschka; AGFW et al. 2017) welche z.B. über eine kaskadierte Nutzung der Wärme – wie im Projekt „Klimaneutraler Campus Lüneburg“ untersucht (Leuphana Universität Lüneburg 2006) – die Einbindung von Abwärmequellen und Erneuerbaren Energiequellen bei niedrigen Temperaturen erlauben. Aufbauend auf diesen Arbeiten und dem Know-how der beteiligten Partner wurde der Einsatz von Niedertemperaturnetzen am Campus untersucht. In Hinblick auf den oben definierten Forschungsbedarf wurde zudem auch die Synergie mit der Kälteversorgung berücksichtigt.

#### Teilziel: Entwicklung detaillierter Vier-Leiter-Stromnetzmodelle und Regelungen

Im Bereich der Stromnetze werden dynamische also transiente Effekte durch detaillierte Vier-Leiter-Modelle von Erzeugern und Verbrauchern mit hoher Zeitauflösung (im Bereich von Mikros bis wenigen Millisekunden) untersucht. Hierdurch lassen sich Auswirkungen von Erzeugern und Verbrauchern mit Leistungselektronik auf Netzstabilität und -qualität identifizieren, quantifizieren und analysieren. Solche Vier-Leiter-Modelle werden bisher gar nicht oder nur äußerst selten eingesetzt. Sie werden aber in Zukunft aufgrund der zunehmenden dezentralen Einspeisung von Sonne und Wind kombiniert mit einer Abnahme des netzstabilisierenden Effekts von Generatoren verstärkt gebraucht, um kritische Situation

zu erkennen und durch eine intelligente übergeordnete Betriebsführung und robuste Einzelregelung der Komponenten zu vermeiden.

Teilziel: Identifikation der Potenziale einer Mehrleiternetzstruktur mit der Integration von hocheffizienten Gebäuden sowie der Einbindung von erneuerbaren Energiequellen und Abwärme

Das vorliegende Projekt zeigt verschiedene Synergien mit laufenden Campus-Projekten. Im Bereich der Gebäudecharakterisierung und der Verwaltung der damit zusammenhängenden Daten sei z. B. auf die Ergebnisse des HoEff-CIM Projekts, sowie auf die verschiedenen Campus Projekte am EON Research Center der RWTH Aachen verwiesen. Das Projekt unterscheidet sich aber auch deutlich von den Projekten der RWTH Aachen (Ben Hassine et al. 2105; RWTH Aachen und EnergyEffizienz GmbH 2016; Hartberg; Leuphana Universität Lüneburg 2006; HAW Hamburg et al.; RWTH Aachen 2016) durch seine starke Fokussierung auf die Flexibilität des Gesamtsystems und insbesondere durch die gleichzeitige Betrachtung nicht nur der Gebäude, Wärme- und Kältenetze, sondern auch der Stromnetze und -Erzeuger. Durch die Erkenntnisse der laufenden Campus Projekte wie z.B. in Lüneburg oder die EnEff:Wärme/EnEff:Stadt Projekte an der TU Dresden (PIK Potsdam; AGFW et al. 2017; Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH und TU Dresden 2015; Adlersdorf 2013; Felsmann 2012) sowie durch das Know-How der Partner konnten in diesem Projekt deutlich anspruchsvollere Lösungsansätze zur Erzeugung und Speicherung von Strom, Wärme und Kälte untersucht werden, wie z. B. Tiefengeothermie oder Niedrigsttemperaturnetze.

## 1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Forschungsvorhaben wurde im Verbund von 2 Partnern durchgeführt: Der Technischen Universität München und dem Bayerischen Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern). Weiterhin wurde das Vorhaben inhaltlich unterstützt von den Stadtwerken München als weiterer Kooperationspartner sowie der TUM Verwaltungsstelle in Garching.

Um die im Rahmen des Projekts notwendigen Arbeiten durchzuführen wurde mit Akteuren zusammengearbeitet, die keine direkten Projektbeteiligten waren. Es folgt eine kurze Nennung der Stellen und eine Zusammenfassung von Art und Inhalt der Zusammenarbeit.

### **Staatliches Bauamt München 2:**

Das staatliche Bauamt München 2 (StBa M2) ist für die Errichtung von Gebäuden am Campus Garching zuständig, wobei hinsichtlich der Versorgung von Gebäuden auch Schnittstellen bzgl. der Planung von Versorgungsnetzen vorhanden sind. In diesem Zuge wurde das StBa M2 bereits von Beginn an in die Projektarbeit miteinbezogen, um den Input der Planungsseite bei der Gestaltung von zukünftigen Versorgungskonzepten zu berücksichtigen. Im Rahmen mehrerer Projektbesprechungen erfolgte eine Abstimmung hinsichtlich der Szenarienentwicklung für den Aus- und Umbauplan des Campus. Dazu wurden vom StBa M2 Planungsunterlagen zu Gebäudebestand geplanten Neubauten sowie Informationen zur Ausbauplanung des Fernwärmenetzes zur Verfügung gestellt. Weiterhin fand eine

Abstimmung bzgl. voraussichtlicher Errichtungszeitpunkte von neuen Gebäude sowie Annahmen für den Sanierungsumfang und -zeitpunkt bestehender Gebäude statt.

### **Technischer Betrieb der Technischen Universität München:**

Der technische Betrieb der TUM ist für die Energieerzeugung am Campus und die Energieinfrastruktur zuständig. Da diese Bereiche viele der notwendigen Arbeiten in diesem Projekt berühren, wurde ein intensiver Austausch und eine rege Zusammenarbeit gepflegt. Die betroffenen Projektbereiche umfassen insbesondere die Ausgangssituation der Wärmenetze, der Wärme- und Stromversorgung am Campus mit dem Heizkraftwerk, der von Seiten des technischen Betriebs geplanten Maßnahmen im Energiebereich der Universität, die Messung von Wärme- und Kälteverbräuchen am Campus, die Nutzung bereits vorhandener Messinfrastruktur und von erfassten Daten sowie die Betrachtung möglicher Erweiterungen und die Diskussion der Rahmenbedingungen eines Umbaus des Energiesystems. Der technische Betrieb unterstützt die im Rahmen des Projekts vorgeschlagenen Maßnahmen, für deren Umsetzung im Rahmen eines Nachfolgeprojekts die Investitionsentscheidung der Universität abgewartet wird.

### **Leibniz-Rechenzentrum:**

Das Leibniz-Rechenzentrum (lrz) der Bayerischen Akademie der Wissenschaften stellt das Wissenschaftsnetz und das zentrale Rechenzentrum für viele Einrichtungen im Großraum München, unter anderem für die beiden Universitäten TUM und LMU, zur Verfügung. Als Akademieinstitut ist das lrz neuen Entwicklungen gegenüber aufgeschlossen und schon seit längerem bemüht den Energiebedarf für die IT-Dienstleistungen zu reduzieren. Im Rahmen des Projektes wurde die Nutzung der Abwärme des Rechenzentrums überprüft, die in den nächsten Jahren voraussichtlich auf immer höheren Temperaturniveaus und in immer größeren Mengen vorhanden sein wird. Dafür wurden Lastzeitreihen, Temperaturniveaus und Einbindungslösungen mit Wärmepumpen analysiert und das Rechenzentrum als Option in die Optimierung der Energieversorgung des Campus Garching aufgenommen.

### **Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG:**

Treffen mit den Geschäftsführern der Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG (EWG) fanden in der Projektphase mehrmals statt. Hierbei wurden u. a. Informationen über die technischen Details, wie bspw. aktuelle bzw. zukünftig zu erwartende Volumenströme bzw. Temperaturen der hydrothermalen Tiefengeothermiebohrung, in Erfahrung gebracht, Details des CleanTechCampus-Projekts weitergeben sowie mögliche Szenarien für eine engere Zusammenarbeit der TU München und der EWG erarbeitet.



## 2 Eingehende Darstellung

### 2.1 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Für das Teilprojekt 1 „Spartenübergreifende Optimierung mit Fokus auf die Systemkomponenten Gebäude, Strom- und Wärmeversorgung“ (FKZ: 03ET1407A) beläuft sich die genehmigte finanzielle Zuwendung auf 900.192,00 €. Details hierzu finden sich im entsprechenden Verwendungsnachweis der TU München.

Die bewilligte Zuwendung für das durch das ZAE Bayern bearbeitete Teilprojekt 2 „*Optimierung und Weiterentwicklung der Wärme- und Kälteinfrastruktur*“ (FKZ: 03ET1407B) beträgt 301.164 €. Die genauen Angaben zur Verwendung der Zuwendung sind dem abschließenden Verwendungsnachweis des ZAE Bayern zu entnehmen.

### 2.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

In den letzten Jahren sind große Änderungen im Umfeld der Energiesystemplanung zu beobachten gewesen. Diese werden voraussichtlich in den nächsten Jahren anhalten und noch verstärkt, unter anderem durch die schnellere Technologische Entwicklung, die Einbindung erneuerbarer, fluktuierender Energiequellen und den Wandel eines von Verbrauchskosten dominierten Energiesystems hin zu einem Investitionskosten dominierten Energiesystem. Dabei bewegt sich die Energieplanung im Spannungsfeld aus Unsicherheiten in Bezug auf die Energiebezugskostenentwicklung und die politischen Rahmenbedingungen. Dies lässt die klassische Energiesystemplanung an ihre Grenzen stoßen.

Das Projekt CleanTechCampus trägt mit seiner sektorübergreifenden, intertemporalen Optimierung, die als übertragbare Methodik und frei zugängliches Open-Source-Werkzeug zum Download bereitsteht, einen wichtigen Beitrag zu der Überwindung der oben genannten Herausforderungen in der Energiesystemplanung bei. Ein besonderer Mehrwert liegt hier auf einer intertemporalen Planung, die eine stufenweise Investitionsplanung unter Berücksichtigung erwarteter zukünftiger Entwicklungen, wie z. B. Strom-, Gaspreise sowie Technologiekennelemente und -kosten, in einer integralen Optimierung ermöglicht. Die Einbettung der Toolentwicklung in den Campus-Kontext und die direkte Anwendung der entwickelten Methodik stellen eine übertragbare Anwendbarkeit sicher. Die Wartung und weitere Nutzung der Software wird durch die Anwendung im täglichen Lehr- und Forschungsbetrieb sichergestellt. Durch die Optimierungen und Planungen wurden die zuständigen und betroffenen öffentlichen und privaten Akteure sensibilisiert und mit den Ergebnissen, insbesondere in Form der Roadmap für den Campus, der Grundstein für einen ökonomisch und ökologisch optimierten Umbau des Energiesystems am Campus Garching geschaffen. Die Planungen für eine stufenweise Umsetzung der identifizierten Maßnahmen wurden angestoßen und können in den nächsten Jahren einen tiefgreifenden Umbau des Energiesystems am Campus bewirken. Die Finanzierung über öffentliche Mittel war in diesem Projekt in mehrfacher Hinsicht sowohl notwendig, als auch angemessen. Dies

ergibt sich durch die Komplexität des Projektes und die wissenschaftliche und gleichzeitig sehr umsetzungsorientierte Herangehensweise zur Erarbeitung von Ergebnissen, die von der Öffentlichkeit z. B. durch Anwendung einer Open-Source-Software genutzt werden können. Eine derartige Methodikentwicklung ist für die Lehrstühle der Universitäten und das ZAE Bayern nicht ohne Förderung zu realisieren.

## **2.3 Verwertbarkeit der Ergebnisse (evtl. allgemeiner: Verwertungsplan)**

Die Ergebnisse des Projekts sollen einerseits dazu beitragen, die Energieeffizienzziele der Stadt Garching, zu deren Stadtgebiet der Forschungscampus zählt, zu erreichen. Andererseits sollen die erlangten Kenntnisse bezüglich spartenübergreifender Optimierungspotentiale sowie der exergetischen Optimierung und Planung komplexer Wärmenetze auf andere Gewerbe- und Hochschulquartiere übertragen werden.

### **Wirtschaftliche und wissenschaftliche Verwertung**

Das im Rahmen des Projekts weiterentwickelte Optimierungstool urbs zur integralen Energieplanung steht als Open-Source-Software zur Verfügung und kann in anderen Städten und Quartieren zur Anwendung kommen. Die Nutzung dieses vielfältigen Werkzeugs und der gewonnenen Erkenntnisse durch Kommunen, Gewerbe und Industrie versprechen klare wirtschaftliche Vorteile durch die Steigerung der Energieeffizienz und der Systemzuverlässigkeit sowie eine Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Um die Erkenntnisübertragung sicherzustellen und zu beschleunigen, sollen vielversprechende Lösungen und Technologien in konkreten Pilotprojekten am Campus umgesetzt werden. Die projektbegleitende Unterstützung der Stadtwerke München fördert zudem die Sichtbarkeit und Verbreitung der Erkenntnisse in ihrem eigenen Betrieb und über Gremien und Fachtreffen auch zu anderen Stadtwerken, während die Mitarbeit des ZAE Bayerns die direkte Nutzung der gewonnenen Erkenntnisse in laufende kommunale Energieprojekte gewährleistet.

Der Zeithorizont der wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Verwertung ist in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Zeithorizont der wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Verwertung

Jahr	Verwertung
2016–2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wissenstransfer im Rahmen der Lehre in Form von Abschlussarbeiten, Seminaren und Einbindung der Ergebnisse in bestehende Vorlesungen</li> <li>▪ Ergebnistransfer zu anderen EnEff:Campus-Projekten</li> <li>▪ Einbindung wichtiger Entscheidungsträger wie Bauamt, Leitung der TU München, Technischer Betrieb</li> </ul>
Ab 2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einbindung von Industriepartnern für die Ausarbeitung der Pilotprojekte</li> </ul>
2020	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veröffentlichung des Abschlussberichts und des Leitfadens</li> <li>▪ Veröffentlichung der Open Source Modelle &amp; Kontaktaufnahme mit potentiellen Nutzern/Verwertern</li> <li>▪ <a href="https://github.com/tum-ens/urbs/tree/urbs_gui/Installer/Output">https://github.com/tum-ens/urbs/tree/urbs_gui/Installer/Output</a></li> <li>▪ Initiieren von Folgeprojekten, insbesondere von Pilotprojekten</li> </ul>
Mittel- bis langfristig	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Übertragung der Erkenntnisse auf andere Siedlungsstrukturen</li> <li>▪ Verwertung wichtiger Erkenntnisse in am ZAE Bayern laufenden, kommunalen Projekten</li> <li>▪ Einführung erfolgreicher Pilotprojekte in den Markt</li> <li>▪ Erhöhung der Attraktivität des Standortes TUM Campus Garching als Arbeitgeber, Studienort und vor allem Forschungspartner</li> </ul>

Im Hinblick auf die wissenschaftliche Verwertung wurden folgende Verwertungsmaßnahmen umgesetzt:

1. Wissenstransfer im Rahmen der Lehre in Form von Abschlussarbeiten, Seminaren und Einbindung der Ergebnisse in bestehende Vorlesungen:

LES:

- Bachelorarbeit zum Thema „Untersuchung zukünftiger Strommarktmodelle für den GHD-Sektor hinsichtlich Flexibilitätspotenziale“
- Bachelorarbeit zum Thema: „Wirtschaftlichkeitsvergleich von GT und BHKW unter Berücksichtigung der Wärmeauskopplung“
- Bachelorarbeit zum Thema: „Potential von Notstromaggregaten als Flexibilitätsoption“
- Semesterarbeit zum Thema: „Technologies for Waste Heat Utilisation from Power Plant Flue Gas“
- Erstellung von stündlichen Lastprofilen des Strom-, Wärme- und Kältebedarfs für sektorgekoppelte Energiesystemanalysen
- Forschungspraktikum im Rahmen des Seminars „Thermal Energy Systems“ mit dem Thema „Optimization of the Energy System of the TUM Campus Garching“

- Einbindung des Projekts in die Ringvorlesung „Umwelt“ der TU München: Sensibilisierung der Studenten für die Möglichkeiten und Limitierungen der Energiesystemsimulation, Werbung fürs Projekt
- Vortrag „CleanTechCampus - With innovative highlights towards a sustainable TUM Campus“ am 13.07.2017 beim Kolloquium der Munic School of Engineering (MSE): Sensibilisierung der Studenten für die Möglichkeiten und Limitierungen der Energiesystemsimulation, Werbung fürs Projekt
- Workshop „CleanTechCampus“ bei der vom LES organisierten „Biomass Summer School“: Studenten wird die Energiesystemsimulation mit urbs vermittelt, Studenten und Wissenschaftler im Bereich der Biomasse ermitteln gemeinsam Technologieparameter verschiedenster Biomasseumwandlungsprozesse

#### CRES:

- Projektpraktikum zum Thema „Datenanalyse des Stromnetzes am Campus Garching in Matlab und Implementierung einer Fehlererkennung“
- Hauptseminar zum Thema „Modellierung von Netzfehlern“
- Poster „Detection of Single-Phase Parameters Using Second Order Generalized Integrators for Calculation of Symmetrical Components of Highly Distorted Grids“ (Autoren: Markus Landerer und Christoph Hackl) am 13.07.2017 beim Kolloquium der Munic School of Engineering (MSE): Vorstellung von aktuellen Forschungsergebnissen und Werbung für das Teilprojekt „Stromnetze“
- Poster “Novel Second Order Generalized Integrator Frequency Locked Loop for Phase Parameter Detection” (Autoren: Markus Landerer und Christoph Hackl) am 19.07.2018 beim Kolloquium der Munic School of Engineering (MSE): Vorstellung von aktuellen Forschungsergebnissen und Werbung für das Teilprojekt „Stromnetze“

#### ENS:

- 3 Projektpraktika zu den Themen: Detaillierte PV-Potentialanalyse am Campus Garching, Geschäftsmodelle für die Installation von PV am Campus Garching, Messtechnische Unterstützung eines Lehrstuhls im Maschinenbaugebäude am Campus Garching zur Bewertung von Energiesparmaßnahmen (in Bearbeitung)
- Interdisziplinäres Projekt (Informatikfakultät der TUM) zum Thema „Design and implementation of an easy to use GUI for energy system optimization toll in python“ (in Bearbeitung)
- Vortrag zum Clean-Tech-Campus Projekt und zur Energiesystemoptimierung im Rahmen der Ringvorlesung Umwelt mit dem Schwerpunktthema „Nachhaltige Hochschule – Mut zum Wandel“ (4.2018)

#### ZAE Bayern:

- Semesterarbeit zum Thema „Entwicklung nachhaltiger Wärme- und Kälteversorgungskonzepte für das Neubaugebiet „Campus West“ der TU München in Garching“

- Semesterarbeit zum Thema „Untersuchung nachhaltiger Kälteversorgungsvarianten am Campus der TU München in Garching“
- Fortlaufende Beschäftigung studentischer Hilfskräfte zur wissenschaftlichen Mitarbeit im Projekt, unter anderem zur Installation von Messtechnik und Auswertung von Messdaten
- Geplant: Seminarvortrag am ZAE Bayern zur Vorstellung der Projektergebnisse

2. Ergebnistransfer zu anderen EnEff:Campus-Projekten. Der (Zwischen)ergebnis- und Erfahrungsaustausch mit anderen EnEff:Campus-Projekten hat hauptsächlich im Rahmen der Projektleitertreffen stattgefunden:

- Am 24./25.11.2016 in Aachen wurden Erfahrungen bezüglich der Entwicklung, Nutzung und Zusammenarbeit von Planungstools sowie zur Qualitätssicherung bei der Umsetzung ausgetauscht. Des Weiteren wurden neue Kontakte mit anderen EnEff:Campus Mitarbeitern geknüpft, bspw. zur TU Darmstadt.
- Am 22./23.05.2017 in Lüneburg wurden Kenntnisse bezüglich Energiesystemoptimierungstools ausgetauscht, die Vorteile von optimierten Systemen und Sektorkopplung diskutiert und Kontakte zu Projektleitern anderer Projekte, u.a. aus Berlin und Weimar, geknüpft.
- Am 06./07.12.2017 in Berlin wurden im Rahmen des World Cafe Formates interessante Diskussionen zur Möglichkeit mittels einer CO<sub>2</sub>-Steuer den regenerativen Anteil in Wärmenetzen zu erhöhen geführt. Zudem wurden Kontakte, u.a. zum ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH) geknüpft und sich über die Forschungen zum Thema flexible Preise zur Energiebedarfsbeeinflussung im privaten Sektor ausgetauscht.
- Am 24./25.04.2018 wurden im Rahmen des BMWi Projektleitertreffens „Zukunftsweisende Versorgungsstrategien für Quartiere“ in Essen Erfahrungen bezüglich der Energiesystemoptimierung ausgetauscht und Kontakte zu Kollegen vergleichbarer Projekte, wie bspw. jene der TU Darmstadt oder der RWTH Aachen, geknüpft. In einer engeren Zusammenarbeit untereinander sehen alle Beteiligten erhebliches Potential.
- Am 27. /28.11.2018 in Detmold wurden im Rahmen des 5. Projektleitertreffens ENERGIEWENDEBAUEN „Kälte und Kühlung – aktive und passive Konzepte“ Informationen über die Bewertung von Flexibilitätspotentialen bei Lasten ausgetauscht (eine Masterarbeit, die am LES im Rahmen dieses Projekts entstanden ist, wurde weitergereicht).
- Am 06./07.05.2019 in Potsdam wurden im Rahmen des 6. Projektleitertreffens ENERGIEWENDEBAUEN „Cross-sektorale Campus-Konzepte für die Wärmewende“ speziell innerhalb von Campus-Projekten gesammelte Erfahrungen ausgetauscht. Dabei wurde auch der aktuelle Stand des vorliegenden Projekts im Rahmen eines Praxisbeispiels vorgestellt.
- Am 05./06.11.2019 in Garching bei München wurden im Rahmen des 7. Projektleitertreffens ENERGIEWENDEBAUEN „Werkzeuge für die Energiewende“ verschiedene Tools und deren sinnvolle Verkettung diskutiert.

## Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Der Zeithorizont der wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Verwertung ist in Tabelle 2 aufgeführt. Der Einsatz der Modelle zur Entwicklung der Roadmap für den TUM Campus Garching und die Bewertung von Pilotprojekten führen zu einem besseren Verständnis der komplexen Wechselwirkungen und Synergien der unterschiedlichen Sparten und Systemebenen. Diese Erkenntnisse und Entwicklungen fließen wiederum im Rahmen von künftigen Kooperationen in weitere Forschungsvorhaben ein, womit eine direkte wissenschaftliche Anschlussfähigkeit innerhalb und außerhalb der beteiligten Lehrstühle gewährleistet wird. Auch in der zukünftigen Ausbildung von Studenten und der Weiterqualifikation von wissenschaftlichen Mitarbeitern können die Ergebnisse des Verbundprojekts sinnvoll eingesetzt werden.

## 2.4 Forschungsfortschritt bei anderen Stellen

Für die Forschung im Rahmen des Projekts CleanTechCampus sind insbesondere die Fortschritte anderer Campus-Projekte relevant. Im Folgenden sind die wichtigsten anderen Campus Projekte zusammengefasst. Im Rahmen des Projekts wurde insbesondere der Austausch auf den Projektleitertreffen genutzt, um Doppelarbeit zu vermeiden und Erfahrungen aus den anderen Projekten direkt anzuwenden.

Hervorzuheben ist das Projekt "EnEff:Campus - Campus Lichtwiese" mit dem FKZ 03ET1356A, das 2018 abgeschlossen wurde. An dem Campus Lichtwiese der TU Darmstadt wurde dabei die Umsetzung der Energiewende durch den Einsatz innovativer Technologien im Quartierskontext erprobt. Ziel war es dabei durch sektorübergreifende Betrachtung unter Beachtung langfristiger Entwicklungen und Trends im Gebäudebestand wie auch in der Gesellschaft die Energiewende im Kleinen umzusetzen. Das Projekt selbst sollte dabei als Anschauungsobjekt genutzt werden, um die Anwendung der Konzepte und Ergebnisse auch von anderen Akteuren zu ermöglichen. Eine wichtige Parallele zum Projekt CleanTechCampus ist die Notwendigkeit, zu Beginn der Veränderungen am Campus die Datenlage zu Verbrauch und Erzeugung am Campus zu verbessern und Erkenntnisse über die Nutzung zu erlangen. Auch die Einschätzung zu relevanten Zukunftsentwicklungen, die die weiteren Planungen tiefgreifend beeinflussen können, zählen zu wiederkehrenden Herausforderungen. Hierfür einen konsistenten Rahmen zu schaffen ist nicht trivial. Ein wichtiger Unterschied zwischen den Projekten war die Haltung der Universität bzw. der Landesregierung. Im Falle des Campus Lichtwiese konnte aufgrund der dortigen Rahmenbedingungen losgelöst von Steuern und Umlagen energetisch und ökonomisch optimiert werden, wodurch der Einsatz neuer Technologien gestärkt wird. Im Projekt CleanTechCampus wurde die aktuelle energiepolitische Gesetzeslage berücksichtigt, was neue Technologien im Gegensatz zu hocheffizienten Bestandsanlagen benachteiligt, die aufgrund des Bestandsschutzes umlagebefreit sind.

Eine fragmentierte und unvollständige Datenlage wurde auch bei dem EnEff:Campus-Projekt „Camper-Campus Dresden“ mit dem FKZ 03ET1319A festgestellt. Hier war, wie auch bei den anderen Projekten, die Erfassung der Daten zum Anlagenbestand und dessen Betrieb sowie der Verbräuche eine Herausforderung. Insbesondere die Problematik unterschiedlicher Datenformate wurde

hervorgehoben, was die Zusammenfassung in einer zentralen Datenbankstruktur erschwert. Unter dem Stichwort Campus:Strategie ist in Dresden die Entwicklung von konkreten Handlungsempfehlungen ähnlich der im Projekt CleanTechCampus entwickelten Roadmap erarbeitet worden. Dabei wurde im vorliegenden Projekt eine andere, einflussbasierte Struktur der Handlungsempfehlungen entwickelt, d.h. die Maßnahmen mit den größten Effizienzgewinnen bzw. Emissionseinsparungen werden hervorgehoben und empfohlen. Ein zusätzlicher Fokus bei der Roadmap des Projekts CleanTechCampus liegt auf der Wechselwirkung zwischen den Maßnahmen und Entscheidungen, da dies als wichtiger und häufig vernachlässigter Punkt identifiziert wurde. Durch diese Struktur soll den Entscheidungsträgern verdeutlicht werden, welche Auswirkungen die Entscheidung für oder gegen eine bestimmte Technologie oder Maßnahme, wie z. B. die Beibehaltung der aktuellen hohen Netztemperaturen am Campus, auf die Erreichung der Klimaziele hat.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass insbesondere der informelle Austausch im Rahmen der Projektleitertreffen zu vielen neuen Ideen und der Problemlösung beigetragen hat, ohne, dass sämtliche Impulse konkret bestimmten Projekte zugewiesen werden können. Dieser Austausch sollte intensiviert und ggf. ergänzt werden, z. B. durch kleine Arbeitsgruppentreffen thematisch ähnlicher Projekte, bei denen gezielt aktuelle Probleme und Herausforderungen diskutiert werden und so ein kreatives Umfeld für eine Harmonisierung und die Entwicklungen von „Best-Practices“ geschaffen wird.

## 2.5 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Nachfolgend sind die innerhalb des Projekts durchgeführten, veröffentlichten Masterarbeiten aufgeführt:

LES:

- Masterarbeit zum Thema „Analyse von Brennwertechnik für das Heizkraftwerk in Garching“
- Masterarbeit zum Thema „Untersuchung des Einflusses ökonomischer Randbedingungen auf das Energiesystem“
- Masterarbeit zum Thema „Decision Making under Uncertainty using the Example of the Design of Energy Systems by a Stochastic Dynamic Programming Approach“
- Masterarbeit zum Thema „Analysis of the Energy Supply System of the TUM Campus Garching by means of a Linear Programming Approach with a Multi-Node Model“
- Masterarbeit zum Thema „Untersuchung des Einsatzes von Wärmetransformatoren zur Optimierung der Nutzung von Wärmequellen für die Fernwärmeversorgung“
- Masterarbeit zum Thema: „Development of an emission free and stand-alone energy concept for the Environmental Research Station Schneefernerhaus“ – einer Anwendung der im Rahmen des Projektes entwickelten Methodik auf eine Forschungsstation an der Zugspitze.
- Masterarbeit zum Thema: „Entwicklung einer Methodik zur Potentialanalyse von Energieflexibilität in der Fertigung“
- Masterarbeit zum Thema: „Fernwärmeauskopplung bei KWK-Anlagen unter Berücksichtigung des Geothermieausbaus“

- Masterarbeit zum Thema „Analysis of the Energy Supply System of the TUM Campus in Garching using a Linear, Intertemporal Optimization Model“

#### ENS:

- Masterarbeit zum Thema „Energieverbrauch und Potentiale am Campus Garching“
- Masterarbeit zum Thema „Potentiale zur LRZ-Abwärmenutzung am Campus Garching“
- Masterarbeit zum Thema „Energiemanagementkonzepte im universitären Kontext und ihre mögliche Anwendung auf die TUM“
- Masterarbeit zum Thema „Multi-commodity energy system optimization at the TUM Campus Garching“
- Masterarbeit zum Thema „Möglicher Einsatz von Wasserstofftechnologien am TUM Campus Garching“
- Masterarbeit zum Thema „Potentiale zur LRZ-Abwärme Nutzung am Campus Garching“
- Masterarbeit zum Thema „Kriterien und Potentiale der Nutzung von Rechenabwärme in Mischgebieten - Modellierung und Optimierung eines Energiereferenzsystems“

#### HANS:

- Masterarbeit zum Thema „Energieeffizienzpotenziale des Gebäudeparks am Hochschulcampus in Garching“
- Masterarbeit zum Thema „Parametrisierte Heizenergiebedarfsermittlung großer Gebäudequartiere“
- Masterarbeit zum Thema „Parametrisierte Kühlenergiebedarfsermittlung am Campus Garching“

Im Rahmen des Projekts wurden und werden weiterhin folgende Veröffentlichungen durchgeführt:

- Entwickelte Software: [https://github.com/tum-ens/urbs/tree/urbs\\_gui/Installer/Output](https://github.com/tum-ens/urbs/tree/urbs_gui/Installer/Output)
- Nutzerdokumentation: <https://urbs.readthedocs.io/en/latest/>
- Leitfaden, erstes Halbjahr 2020
- Konferenzpaper und Vortrag: W. Wedel, ECOS Conference 2018, Comparison of Condensing Technologies for Industrial Applications
- Konferenzpaper und Vortrag: C. Matschi, CESB Conference 2019, Central Europe towards Sustainable Building
- Journalpaper: C. M. Hackl and M. Landerer, “Modified second-order generalized integrators with modified frequency locked loop for fast harmonics estimation of distorted single-phase signals,” IEEE Trans. Power Electron, vol. 35, no. 3, pp. 3298-3309, Mar. 2020
- Journalpaper: Hackl, C.M.; Landerer, M.: A Unified Method for Online Detection of Phase Variables and Symmetrical Components of Unbalanced Three-Phase Systems with Harmonic Distortion. In: Energies 12 (2019), Nr. 17 <http://dx.doi.org/10.3390/en12173243>. - DOI 10.3390/en12173243. - ISSN 1996-1073

- Journalpaper (geplant): “Advanced Second-order generalized Integrators with Frequency Locked Loops for online estimation of Amplitudes, Phases and Frequencies of dominant harmonic content.”
- Dissertation (geplant): “Grid state estimation: An overview over existing and enhanced methods.”
- Dissertation (geplant): “Kopplung von Energiesystemoptimierungen auf Quartiers- und überregionaler Ebene”
- Veröffentlichung (geplant): „Sektorgekoppelte Energiesystemoptimierung auf Quartiersebene am Beispiel des Campus Garching der TU München“
- Veröffentlichung (geplant): „Auswirkungen von energiepolitischen Rahmenbedingungen auf die Energiesystemoptimierung von Quartieren“
- Artikel (geplant): A. Hermes and J. M. Kuckelkorn, „Entwicklung ganzheitlich optimierter Quartiere: CleanTechCampus Garching“, ZAE Bayern, Tätigkeitsbericht 2019.



## 3 Wissenschaftliche Ausarbeitung

### 3.1 Bedarfsszenarien (AP 2)

Innerhalb von Arbeitspaket 2 (AP 2) wurden Ansätze zur Entwicklung einer Methode für die Skalierung zeitlich hochaufgelöster Wärmelastprofile erarbeitet, um mithilfe detaillierter Kenntnisse zum Wärmebedarfsverlauf die Simulation und Auslegung der Energieversorgung und insbesondere die Einbindung erneuerbarer Energien zu optimieren. Im ersten Schritt wurde dafür der Gebäudebestand analysiert sowie potenzielle Entwicklungsszenarien für die Modernisierung, den Rückbau und den Ausbau des Campus in enger Abstimmung mit den Projektpartnern und dem staatlichen Bauamt München 2 festgelegt. Darauf aufbauend wurden, zunächst mit stationären Berechnungsmethoden, Wärmebedarfsprognosen bis zum Jahr 2050 erarbeitet. Um zeitlich hochaufgelöste Wärmelastprofile bereits in der frühen Konzeptphase zur Optimierung der Energieversorgung bereitstellen zu können, wurden typische Nutzungsbereiche und Baualtersklassen des Campus in instationären Simulationen abgebildet und die Ergebnisse auf die weiteren Gebäudebereiche übertragen. Als Richtwerte des aggregierten Energiebedarfs wurden die stationär ermittelten Energiebedarfswerte verwendet. Durch Superpositionierung und Skalierung wurden Wärmelastprofile für den gesamten Campus erstellt, sowohl in der Qualität der Gebäude im Ausgangszustand, als auch für den Zustand nach der Modernisierung. Damit wurden die baulichen Energieeinsparpotentiale der Gebäude bereits für das Gesamtsystem berücksichtigt.

Aufgrund der nur punktuell möglichen Modernisierung der Campus-Gebäude und der teilweise veralteten Bausubstanz wurde ein Fokus auf den Erhalt der Behaglichkeit in den Räumen bis zur Modernisierung gelegt und Vorschläge für Pilotprojekte insbesondere dafür zusammengestellt. Auch unter diesem Aspekt und zur Analyse des Gebäudeverhaltens bei einer Absenkung der Temperaturen im Fernwärmenetzes wurden weitere thermische Simulationen auf Raumebene durchgeführt. Darin wurde untersucht, welche Energieeinsparpotenziale sich für die Büroräume durch interne und solare Gewinne sowie durch eine erhöhte Speichermasse ergeben. Ein hierauf abgestimmtes und umgesetztes Messkonzept erlaubt die Möglichkeit zur Validierung der Simulationsergebnisse.

#### 3.1.1 Definition von langfristigen Energiebedarfsszenarien (AP 2.1)

##### **Analyse der langfristigen Entwicklungsfenster und Parametrisierung der Einflussgrößen sowie die Gliederung der Gebäudestruktur nach Bedarfscharakteristiken (AP 2.1.1 und 2.1.2, HAW)**

###### Zielsetzung:

Als Voraussetzung für die integrierte Entwicklung eines optimierten Energiekonzepts sind Wärme- und Kältebedarfsszenarien zu entwickeln, die zentralen Parameter darin zu identifizieren und deren Darstellung auf die Notwendigkeiten der übrigen Modellierungsbereiche anzupassen. Die parametrisierten Szenarien sollen die iterative Entwicklung der Optimierungen vorbereiten und die Analyse von Entwicklungspfaden ermöglichen.

### Durchführung und Ergebnisse:

Die Analyse des Gebäudeparks als Grundlage für die Szenarientwicklung ist abgeschlossen und die Gebäude wurden hinsichtlich ihrer Nutzungseigenschaften erfasst. Dazu wurden die Informationen der bestehenden Gebäude-Datenbank (aus dem Seedfunding-Projekt) auf Plausibilität geprüft, vervollständigt, Datenlücken geschlossen und die Resultate in eine detaillierte, mit GIS kompatible Gebäude-Datenbank überführt. Die dabei eingesetzte Bewertungsmethodik sowie die Datenbankstruktur wurde in engem Austausch mit Projekt HoEff erarbeitet und um die darin gewonnenen Erkenntnisse erweitert. Neben allgemeinen Informationen über Flächen, Volumina, die Gebäudeexposition und gemessene Verbrauchswerte werden bauphysikalische und nutzungsspezifische Daten gesammelt. Abbildung 2 zeigt einen Ausschnitt aus der Datenbankstruktur.

Zur Schließung von Datenlücken wurden Ergebnisse der einschlägigen Literatur verwendet und auf der Grundlage vorhandener Informationen weitere Annahmen getroffen. Nach methodischer Abstimmung zur Datenübergabe zwischen den Projektpartnern wurden die Grundlagen zur Szenariendefinition festgelegt, Parameter identifiziert und die Entwicklung unter verschiedenen Annahmen gegenübergestellt. Auf Basis der gewonnenen Daten wurde eine statische Wärmebedarfsanalyse des sehr heterogenen Gebäudeparks durchgeführt und der Wärmebedarf von ca. 230.000 m<sup>2</sup> Gebäudenutzfläche berechnet. Für die Durchführung von Sensitivitätsanalysen in der Szenarietrachtung sowie zur Vorbereitung der im AP 2.3 folgenden instationären Berechnungsschritte wurden bereits zur statischen Wärmebedarfsanalyse eine detaillierte Berechnungssoftware sowie eine 3-dimensionale grafische Eingabe eingesetzt. Als Grundlage für die langfristige Wärmebedarfsanalyse wurden in enger Abstimmung mit den Projektpartnern und dem staatlichen Bauamt München 2, das für die Errichtung weiterer Gebäude am Campus Garching zuständig ist, Ereignis-Szenarien ausgearbeitet. Diese Szenarien beinhalten Annahmen zu wahrscheinlichen Zeitpunkten für die Errichtung neuer Gebäude, deren zu beheizende Fläche sowie die Art der Nutzung. Für den bestehenden Gebäudepark wurden Annahmen über zukünftig anstehende Sanierungszeitpunkte und den Umfang der Sanierungen getroffen. Für einen Teil der bestehenden Gebäude wurde der Rückbau berücksichtigt.

Objekt	Objekttyp	Attribut	Wert	Einheit		
83	Bauphysik	Thermische Hülle gesamt	Undichtigkeit	Undichtigkeit nach DIN V 18599		
			Undichtigkeit	IV_offensichtlich undicht (10,0 h-1)		
			Kommentar zur Undichtigkeit	starke Zugluft im ganzen Gebäude; Fenster völlig undicht; unkomfortabel für Nutzer; deshalb Fensterrahmenverklebungen von innen durch Nutzer (Paketklebeband), im Winter zusätzlich Nutzung von Heizlüftern an den Arbeitsplätzen		
		Fassade 1...n	Fassade_N	Orientierung	N	
				Anteil an Gesamtfassadenfläche		
				Fassadentyp	Pfosten-Riegel-Konstruktion	
				Außenwandaufbau	Betonplatten mit vorgehängter Blechverkleidung; Dämmschicht; Verkleidung gefüllt mit Glaswolle	
				Verglasungsanteil	Fensterband (Verglasungsanteil ca. 60%)	
				Nachträgliche Änderungen	keine Änderung	
				Bauteil-Komplettisanierung, nachträgliche Dämmung, Ar		
				nachträgliche Dämmung, D		
				Zustand Fassade	schlecht	
				Kommentar Fassade	Marderschäden schränken Funktionsfähigkeit ein; Fensterband nur zur Hälfte der Fassade bei Laboren (andere Hälfte = Versuchshalle)	
Fassade_O	Orientierung	O				
	Anteil an Gesamtfassadenfläche					

Abbildung 2: Datenbankstruktur der angelegten Datenbank, beispielhaft

## **Definition von Bedarfsszenarien abhängig von den definierten Parametern (AP 2.1.3, HAW/ZAE)**

### Zielsetzung:

Erstellung detaillierter statischer Berechnungen des Wärmebedarfs in Abhängigkeit der festgelegten Parameter in der Definition von Bedarfsszenarien

### Durchführung und Ergebnisse:

Die detaillierte statische Berechnung des Wärmebedarfs wurde für ca. 75 % der beheizten Gebäudenutzfläche durchgeführt, für die verbleibenden Gebäude wurden anhand der gewonnenen Ergebnisse übertragbare Kennwerte verwendet. Die Ergebnisse zum Wärmebedarf wurden anhand der vorliegenden Wärmeverbrauchsmessungen validiert. Auf der Grundlage der Wärmebedarfsberechnungen sowie den definierten Ereignis-Szenarien wurden parametrisierte Wärmebedarfs-Szenarien erstellt und der Wärmebedarf auf der Grundlage unterschiedlicher Entwicklungspfade für den Zeitraum bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Als äußere Einflussgrößen beinhaltet dies u. a. Annahmen zur Entwicklung der ordnungsrechtlichen Anforderungen an den Wärmeschutz und die Energieeffizienz von Gebäuden. Da diese im Fall einer Sanierung den zu erzielenden Wärmeschutz von Gebäuden oder die Vorbildfunktion der öffentlich zugänglichen Gebäude charakterisieren, werden die der derzeit im Entwurf des neuen Gebäude-Energien-Gesetzes (GEG) (Bundesregierung 2017) diskutierten Vorgaben an die Wärmeschutzqualität im Sanierungsfall herangezogen.

Zur langfristigen Entwicklung des Wärmebedarfs der bestehenden Gebäude wurden drei verschiedene Szenarien zum Sanierungsumfang abgebildet und im resultierenden Wärmebedarf, wie in Abbildung 3 gezeigt, gegenübergestellt. In diesen drei Szenarien wurde der Sanierungsumfang der Bestandsgebäude am Campus Garching ebenso wie die der Abriss und Zubau von Gebäuden variiert. Im Szenario S1 wird angenommen, dass es zu keiner Sanierung der Bestandsgebäude bis ins Jahr 2050 kommt. Das Szenario S2 beinhaltet eine moderate Sanierung des Bestandes. Hier wurden nach Angaben des staatlichen Bauamtes geplante Gebäudesanierungen berücksichtigt. Im dritten Szenario S3 wird eine ambitionierte Sanierung der Gebäude am Campus Garching angenommen, wobei zusätzlich zu dem vom Staatlichen Bauamt geplante Sanierungsumfang eine Sanierung ab dem 40sten Bestandsjahr eines Gebäudes berücksichtigt wird. Der Zubau von zukünftigen Gebäuden wird in allen drei Szenarien nach Angaben des zuständigen staatlichen Bauamtes berücksichtigt.

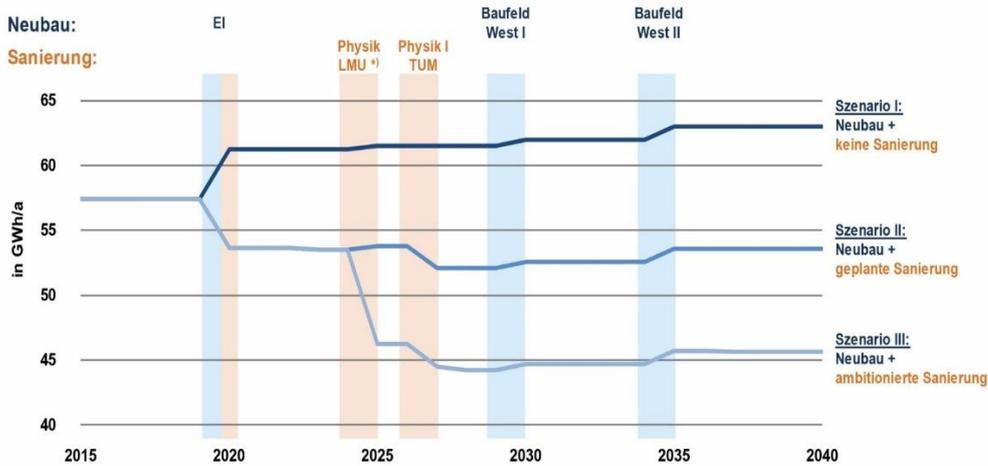


Abbildung 3: Vergleich der Sanierungs- und Ausbauszenarien am Campus Garching

### 3.1.2 Entwicklung des Mess- und Validierungskonzepts (AP. 2.2)

#### Methodik zur Validierung der Gebäudesimulation (AP 2.2.1, HAW)

##### Zielsetzung:

Zur Überprüfung der Gebäudesimulation sollen Messungen der realen Energieverbrauchsdaten ausgewählter Bereiche durchgeführt werden. Mit den gesammelten Messdaten sollen die thermisch-dynamischen Untersuchungen der jeweiligen Gebäudebereiche validiert werden. Zusätzlich sollen fehlende Daten zur raumklimatischen Untersuchung auch im Hinblick auf den Einsatz von Pilottechnologien gesammelt werden.

##### Durchführung und Ergebnisse:

Es wurde ein Messkonzept zur Validierung der thermisch-dynamischen Untersuchungen entwickelt. In diesem Konzept werden alle Daten erhoben welche notwendig sind um eine Korrelation zwischen thermischen sowie olfaktorischen Behaglichkeitsaspekten und dem Wärmeenergieverbrauch herzustellen. Die oben genannten Behaglichkeitsbereiche werden als Führungsgrößen für die thermisch-dynamischen Raumsimulationen herangezogen und der damit verbundene Energiebedarf bestimmt. Das Messkonzept enthält somit Monitoring für die zur Bestimmung der Behaglichkeit wichtigsten Parameter wie CO<sub>2</sub>, Raumtemperatur und Luftfeuchtigkeit sowie ein Monitoring des Heizwärmebedarfs. Dieses Messkonzept ist in aktuell laufenden Messungen umgesetzt.

## **Ausarbeitung/Umsetzung der Messungen (AP 2.2.2, HAW)**

### Zielsetzung:

Zur Ausarbeitung und Umsetzung des Messkonzepts muss eine Auswahl an Untersuchungsbereichen und Messstellen getroffen werden sowie die zu messenden Kenngrößen festgelegt werden.

### Durchführung und Ergebnisse:

Die Auswahl des Untersuchungsbereiches wurde mit Berücksichtigung mehrerer Aspekte vorgenommen. Von wesentlicher Bedeutung waren die Akzeptanz der Nutzer, die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf ähnliche Gebäudebereiche zur Hochrechnung der Messdaten auf einen Gebäudeabschnitt sowie die Gewinnung möglichst vieler Nutzerinformationen. Das Gebäude der Fakultät Maschinenwesen weist mit der Untergliederung in Finger eine große Anzahl ähnlicher Gebäudebereich auf, die sich für eine Übertragung von Ergebnissen anbieten. In dem für die Messung ausgewählten Bürobereich ist durch die Nutzung durch einen Projektpartner zudem eine hohe Informationsdichte sowie Akzeptanz gegenüber dem Projekt gewährleistet. Die Messergebnisse werden seit September 2017 in Stundenschritten erhoben. Es wurden Messeinrichtungen zur Erhebung von Raumtemperatur, Luftfeuchte sowie CO<sub>2</sub> installiert.

Für die Um- und Einbaumaßnahmen der Wärmemengenzähler kam es im Zuge eines unerwartet schwierigen Genehmigungsprozesses durch den ausführenden Gebäudedienstleister der Universität zu Verzögerungen in der Umsetzung. Auf Grund dieser Verzögerungen des Einbaues der Wärmemengenzähler konnten diese nicht zum geplanten Termin, sondern erst Ende Mai 2019 in Betrieb genommen werden. Die ab diesem Zeitpunkt bis heute gesammelten Daten umfassen einen Zeitraum von weniger als einem Jahr. Gleichzeitig zeichnete sich der Winter 2019/2020 durch sehr milde Temperaturen aus. So lagen nach (LMU) die mittleren Wintertemperaturen in Garching für Dezember, Januar und Februar 2019/20 durchschnitlich 4,2 °C über dem langjährigen klimatischen Mittel. Diese beiden Punkte haben zur Folge, dass die bisher gesammelten Daten weder vom Umfang einer Validierung einer dynamisch thermischen Gebäudesimulation genügen, noch als repräsentativ für einen typischen Winter betrachtet werden können. Der Lehrstuhl, bei dem die Wärmemengenzähler verbaut sind, hat sich jedoch gerne bereit erklärt diese weiter im Betrieb zu lassen. Da auf dem Gebiet der Erforschung von Energieeffizienzpotentialen bei Gebäuden an der Hochschule Ansbach im Rahmen einer Promotionsarbeit weiterhin gearbeitet wird, können die kontinuierlich eingehenden Daten jedoch weiterhin gesammelt und zu einem späteren Zeitpunkt analysiert und veröffentlicht werden.

### **3.1.3 Ermittlung von Effizienz- und Lastmanagementpotenzialen und Optimierung der Gebäudeleistung (AP 2.3)**

#### **Ableitung repräsentativer Gebäudebereiche aus der Gebäudestruktur (AP 2.3.1, HAW)**

##### Zielsetzung:

Um repräsentative Gebäudestrukturen ableiten zu können, müssen zunächst repräsentative Gebäudebereiche identifiziert werden.

##### Durchführung und Ergebnisse:

Zur Ableitung repräsentativer Gebäudebereiche werden die Festlegungen aus der stationären Energiebedarfsberechnung der Gebäude verwendet, die auf der Grundlage von (DIN V 18599-10) unterschiedlichen Nutzungsbereichen wie z.B. Büro, Verwaltung oder Labor charakteristische Parameter zuweist. Damit kann ein Vergleich zwischen der stationären und der thermisch dynamischen Berechnung erfolgen und bereits fundierte Erkenntnisse zu speziellen Nutzungen verwendet werden.

Beim Abgleich zwischen den statischen Energiebedarfsuntersuchungen als Betrachtung der Summe von Nutzungseinheiten und den Energieverbrauchsdaten ergaben sich in AP 2.1 gute Übereinstimmungen. Die Abweichungen betragen im Mittel ca. 30 %. Als repräsentative Gebäudebereiche werden daher Nutzungseinheiten entsprechend der in (DIN V 18599-10) definierten Einteilung in Büro, Labor, Hörsäle etc. klassifiziert. In den anschließenden Arbeitsschritten zur weiteren zeitlichen Detaillierung werden diese Grundlagen weiterverwendet.

#### **Modellierung und Untersuchung des instationären Gebäudeverhaltens (Ist-Zustand, Maßnahmenvarianten aktiv und passiv; AP 2.3.2, HAW)**

##### Zielsetzung:

Ziel des AP 2.3.2 ist die Modellierung des thermisch-dynamischen Gebäudeverhaltens zur Erstellung charakteristischer Wärmelastprofile einzelner Nutzungseinheiten in Abhängigkeit der Baualtersklassen.

##### Durchführung und Ergebnisse:

Die Modellierung des thermisch-dynamischen Gebäudeverhaltens wurde zur Sicherung des Projektablaufs in zwei Stufen vorgenommen. Um als Grundlage für das zu entwickelnde Optimierungsmodell das thermisch-dynamische Lastverhalten der Gebäude rechtzeitig zur Verfügung stellen zu können, wurden die Simulation der Gebäude Maschinenwesen, Physik I, Chemie sowie FMI vorgezogen. In Vorbereitung darauf erfolgte die Berechnung des statischen Energiebedarfs in AP 2.1 bereits mithilfe eines detaillierten dreidimensionalen Gebäudemodells (siehe Abbildung 4), das neben der statischen Berechnung auch die Vorbereitung der thermisch-dynamischen Berechnung der Gebäude ermöglicht.

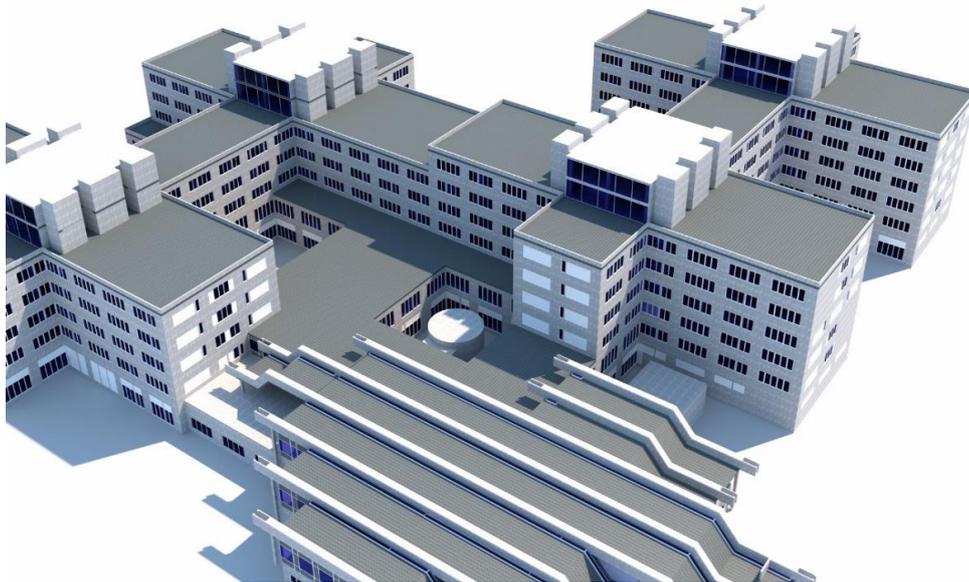


Abbildung 4: Building Information Modeling (BIM) am Beispiel des Chemiegebäudes

Grundlage für die detaillierten Berechnungsmodelle bilden die durch den Gebäudeeigentümer bereit gestellten Planunterlagen. Um detaillierte Analysen vornehmen zu können wurde ein Building Information Model der Gebäude erstellt, das zwar einen höheren Modellierungsaufwand erfordert, jedoch weitergehende Gebäudeanalysen sowie die Parametrisierung des Energiebedarfs auch für die thermisch-dynamische Betrachtung ermöglicht.

In Ausrichtung auf die Skalierung des Gebäudeverhaltens und die Übertragung von Erkenntnissen wurden die Nutzungszonen der Gebäude als Analyseeinheiten verwendet.

Abbildung 5 zeigt am Beispiel des Gebäudes „Chemie“ die Aufteilung der Gebäudestruktur in Nutzungseinheiten.



Abbildung 5: Darstellung der verschiedenen Nutzungszonen innerhalb des semantischen Gebäudemodells am Beispiel des Chemiegebäudes

Um unterschiedliche Wärmelaststufen in der Optimierung berücksichtigen zu können wurden die größten Gebäude (Maschinenwesen, Physik I, Chemie sowie FMI), die zusammen ca. 60 % der Gebäudefläche beinhalten, im Ist-Zustand sowie in unterschiedlichen Baualtersklassen berechnet. Die Ergebnisse der Berechnung des Ist-Zustands wurden stichprobenartig auf Plausibilität überprüft.

Aus den Berechnungen konnten die Lastverläufe der einzelnen Nutzungseinheiten gewonnen werden, die als Einzelbestandteile der Gesamt-Lastprofile der Gebäude die Grundlage für die Skalierung des Gebäudeverhaltens in AP 2.3.3 bilden.

### **Skalierung des Gebäudeverhaltens zum Synthetisieren von Lastgängen (AP 2.3.3, HAW)**

#### Zielsetzung:

Auf Grundlage charakteristischer Gebäudekennwerte einzelner Gebäudenutzungseinheiten soll eine Methode entwickelt werden, mit deren Hilfe durch Superposition und Skalierung synthetische Wärmebedarfslastgänge für ein gesamtes Gebäude erstellt werden können.

#### Durchführung und Ergebnisse:

Die Grundlagen für die Skalierung von Gebäudeteilen auf Gebäudeebene wurden bereits in den vorangehenden Abschnitten erarbeitet. Dazu wurden in der stationären Berechnung des Energiebedarfs als Grundlage für die Szenarienbetrachtung bereits BIM-Modelle erstellt, mit deren Hilfe anschließend die instationäre Betrachtung eines Großteils der Gebäude durchgeführt wurde und damit deren zeitlich hochaufgelöstes Lastverhalten analysiert werden kann.

Den Schwerpunkt der nachfolgenden Analyse bildet die Untersuchung der Lastprofile auf der Basis unterschiedlicher Qualitätsstandards der Gebäudehüllen im Wärmeschutz der bestehenden Gebäude, da diese in der langfristigen Entwicklung des Campus die wesentliche Stellschraube zur Steigerung der Effizienz der Gebäude darstellt. Aus der Simulation der Gebäude mit aktuellem Standard der Gebäudehülle lassen sich zudem Rückschlüsse auf das Lastverhalten zukünftig zu erstellender Gebäude des Campus ableiten.

Da nach den Angaben des Betreibers des Nah- und Fernwärmenetzes am Campus eine Reduktion der Raumtemperaturen am Wochenende stattfindet, wurde dies in den Simulationen berücksichtigt.

Aufgrund der großen Anzahl von Gebäuden auf dem Campus konnten nicht alle Gebäude berechnet werden. Daher wird die Berechnung auf die vier größten Gebäude am Campus beschränkt und die Ergebnisse auf die übrigen Gebäude übertragen. Die vier größten Gebäude vertreten mit 60 % der Gebäudefläche auf dem Campus ca.  $\frac{3}{4}$  des gesamten gemessenen thermischen Energiebedarfs des Campus. Bedingt durch die Größe der Gebäude kann durch ihre Berechnung eine Vielfalt von ähnlichen Nutzungsbereichen analysiert werden. Tabelle 3 gibt die Größe der untersuchten Gebäude sowie die prozentuale Aufteilung der Gebäude in ihre Nutzungseinheiten an.

Tabelle 3: Untersuchte Gebäude am Campus

	<i>Maschinenwesen</i>	<i>Physik</i>	<i>Chemie</i>	<i>FMI</i>
<b>Anzahl an Räumen</b>	1663	613	1374	1589
<b>Netto-Grundfläche</b>	101.542 m <sup>2</sup>	21.354 m <sup>2</sup>	61.890 m <sup>2</sup>	42.341 m <sup>2</sup>
<b>Flächenanteile in %</b>				
Seminar	10%	2%	6%	11%
Sanitär	2%	2%	1%	4%
Lager, Technik	23%	10%	25%	12%
Labor	3%	17%	26%	2%
Küche	2%	1%	2%	2%
Hörsaal	10%	6%	1%	4%
Büro	13%	25%	8%	29%
Gewerbliche Halle	13%	5%	0%	0%
Bibliothek	0%	0%	3%	4%
Verkehrsfläche	24%	32%	28%	32%

Die genannten Gebäude werden jeweils in vier Baualtersklassen berechnet. Damit können unterschiedliche Gebäude unter der Voraussetzung gleicher Daten verglichen und die Auswirkungen aus der Veränderung des Wärmeschutzes eingeschätzt werden. Die Baualtersklasse GEG bietet die Möglichkeit Lastprofile für zukünftige Gebäude ableiten zu können. Die Simulationsparameter zur Gebäudehülle wurden Thiel und Riedel (Thiel Dieter und Riedel Dirk 2011) entnommen, da die vorliegenden Informationen aus der Herstellungsphase nur wenige Angaben enthalten und in ihrer Singularität nur eingeschränkt übertragbar sind. Nachfolgend werden die verwendeten Bauteilaufbauten beschrieben, die verwendeten Wärmedurchgangskoeffizienten und Wärmedurchlassgrade sind in Tabelle 5 genannt.

**Außenwände:** 2 cm mineralischer Innenputz; 20 cm Beton; Wärmedämmung Mineralwolle der Qualität 0,04 W/mK BA1 2 cm, BA2 4 cm, BA3 8 cm, GEG 13,5 cm; 2 cm mineralischer Außenputz

**Dach:** 2 cm mineralischer Innenputz; 20 cm Beton; XPS Dämmung der Qualität 0,04 W/mK BA1 1 cm; BA2 6 cm, BA3 16 cm, GEG 19 cm; Kies

**Bodenplatte:** 2 cm Bodenbelag; Estrich 6 cm; Schallschutzdämmung der Qualität 0,045 W/mK 2 cm, Beton 25 cm; XPS Dämmung der Qualität 0,045 W/mK BA1 0,0 cm, BA2 0,0 cm, BA3 4 cm, GEG 10 cm

**Zwischendecken:** 2 cm Bodenbelag; Estrich 6 cm; Schallschutzdämmung der Qualität 0,045 W/mK 2 cm, Beton 20 cm; 2 cm mineralischer Innenputz

**Interne Wände:** 2,5 cm Gipskartonplatte; 1,5 cm Luft; Mineralwolle mit 6 cm der Qualität 0,04 W/mK; 2,5 cm Gipskartonplatte

Die betrachteten Gebäudealtersklassen umfassen folgende Baujahre:

- Baualtersklasse 1 (BA1): 1956 – 1968, z. B. Chemie-Gebäude
- Baualtersklasse 2 (BA2): 1969 – 1994, z. B. Physik-Gebäude
- Baualtersklasse 3 (BA3): 1995 – 2018, z. B. Maschinenwesen-Gebäude, Mathematik/Informatik-Gebäude
- Baualtersklasse GEG (gemäß dem Entwurf bestehenden Gebäude-Energie-Gesetz)

Die Klimadaten für den Campus basieren auf "Climate Design Data 2009 ASHRAE Handbook" mit Klimakordinaten 48.13 Latitude; 11.70 Längengrad; +1,00 Zeitzone relativ zu GMT; 529.00 Höhe.

Tabelle 4: U- and g-Wert der Hülle

	Dach	Bodenplatte e	Außenwand	Fenster	
	[W/m <sup>2</sup> K]	[W/m <sup>2</sup> K]	[W/m <sup>2</sup> K]	[W/m <sup>2</sup> K]	g-Value [-]
<b>BA1</b>	2.1	1.0	1.4	4.3	0.78
<b>BA2</b>	0.5	1.0	0.8	4.0	0.78
<b>BA3</b>	0.25	0.5	0.45	1.6	0.6
<b>GEG</b>	0,2	0,35	0,28	1,3	0,5

Zur Identifikation signifikanter Unterschiede innerhalb der Wärmelastverläufe wurden die Gebäude zunächst mit gleichen Simulationsparametern berechnet. Dabei wurden die Gebäude in Nutzungszonen eingeteilt und die Nutzung in den einzelnen Zonen gemäß den Angaben zu Nutzungsparametern in (DIN V 18599-10) definiert. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Verteilung der verschiedenen Nutzungsarten in den betrachteten Gebäuden. Die Berechnung der Lastprofile der vier Gebäude und aller zuzuordnenden Gebäudezonen (Tabelle 3) erfolgte jeweils in den vier zuvor dargestellten Baualtersklassen mit den zugehörigen bauphysikalischen Parametern (Tabelle 4). Da die Ergebnisse sowohl auf Ebene des gesamten Gebäudes als auch in den Nutzungszonen (folgend als Nutzungsart bezeichnet) vorliegen, können diese entsprechend gegenübergestellt werden.

Um zu bestimmen ob die Lastprofile gleicher Nutzungsart je Baualtersklasse zu einer typischen Nutzungseinheit zusammengefasst werden können, wurde untersucht, wie groß die Streuung des zeitlich gemittelten Lastprofils (mittlerer Wärmelastbedarf in kW/m<sup>2</sup>) einzelner Räume einer Nutzungsart innerhalb eines Gebäudes ist. Hierfür wurde die Standardabweichung sowie der Variationskoeffizient, als relative Standardabweichung normiert auf das arithmetische Mittel, der einzelnen Nutzungsräume zu ihrem jeweiligen Mittelwert in Abhängigkeit der Baualtersklassen erhoben. Innerhalb des Chemiegebäudes ergeben sich für die Nutzungseinheiten Labor und Büro beispielhaft folgende Werte in Tabelle 5.

Tabelle 5: Darstellung des mittleren Wärmelastbedarfs ausgewählter Klassen sowie Streuungsmerkmale der unterschiedlichen Raumeinheiten zu ihrem Klassenmittel

	Mittelwert $\bar{x}$	Standardabweichung s	Variationskoeffizient $\bar{x}/s$
GEG - Labor	33,24	2,28	0,07
GEG - Büro	4,40	1,97	0,45
BA1 - Labor	39,32	9,52	0,24
BA1 - Büro	10,64	6,61	0,62

Der Variationskoeffizient stellt die Streuung des mittleren Wärmelastbedarfs der Räume in einer Nutzungsart dar. Ursache für die Streuung sind die Unterschiede zwischen den Räumen innerhalb der Baualtersklassen, die insbesondere in der Raumgröße, ihrer Orientierung, dem Fensterflächenanteil und im Verhältnis der wärmeübertragenden Flächen zur beheizten Grundfläche bestehen. Bei innenliegenden Flächen, deren Hülle vorwiegend an ebenfalls beheizte Flächen anschließt, ist dieser Verlustanteil gering, während er in Eck- oder Großraumbüros, die an bis zu drei Seiten an die Außenluft grenzen, einen höheren Anteil einnimmt. Dieser ist jedoch ebenfalls begrenzt, da mit dreiseitiger Außenluftbegrenzung in der Regel eine größere Grundfläche der Räume verbunden ist.

Fensterflächenanteile beeinflussen sowohl die Transmissionswärmeverluste als auch die solaren Gewinne, während die Orientierung nur die solaren Gewinne beeinflusst. Aus Tabelle 5 geht durch die allgemein geringen Streuungsmaße hervor, dass die Variationen nur geringen Einfluss auf den mittleren Wärmelastbedarf einzelner Raumeinheiten besitzen. Die bauphysikalischen Parameter (U-Werte, Speichermasse, usw.) beeinflussen die Werten der Tabelle 5 nicht, da sie innerhalb einer Baualtersklasse für alle Räume einer Nutzungsart konstant sind.

Die geringeren Streuungen in Baualtersklasse GEG gegenüber BA1 können daher auf eine Veränderung des U-Wertes zurückgeführt werden, da die Orientierungen und spezifischen Nutzungen der einzelnen Räume über die Baualtersklassen nicht variiert werden. Der relative Einfluss auf den mittleren Wärmelastbedarf durch Orientierung, der Fensterflächenanteile und Raumgröße nimmt daher mit einem verbesserten U-Wert ab.

Zwischen der Nutzungsart Labor und der Nutzungsart Büro liegen Hauptunterschiede im Mindestaußenluftvolumenstrom, den Personenwärmequellen und den genutzten Arbeitshilfen. Dabei beeinflusst der Mindestaußenluftvolumenstrom die Unterschiede am stärksten, da er im Labor 25 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>h und im Büro nur 4 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>h beträgt (Nutzungs-Randbedingungen nach (DIN V 18599-10)). Entsprechend höher ist der Mittelwert des Wärmelastbedarfs. Ferner zeigt sich, dass die Streuung im mittleren Wärmelastbedarf bei zunehmenden Mindestaußenluftvolumenstrom abnimmt, weil der Anteil der Transmission im Heizwärmebedarf sinkt. Eine mögliche Folgerung aus den Ergebnissen in Tabelle 5 ist, dass andere Einflussfaktoren wie Orientierung, Fensterflächenanteil oder Raumgröße hinter den Faktor des Mindestaußenluftvolumenstroms zurücktreten, da die Unterschiede im Variationskoeffizienten zwischen Labor und Büro allgemein größer sind als die Unterschiede innerhalb

der Nutzungseinheiten über verschiedene Baualtersklassen. Zudem ist erkennbar, dass der Einfluss des Mindestaußenluftvolumenstroms bei gut gedämmten Baualtersklassen verstärkt wirksam wird.

Die geringe Streuung (Variationskoeffizient aus Tabelle 5) der unterschiedlichen Raumnutzungsarten deutet darauf hin, dass diese einen charakteristischen Wärmebedarf aufweisen und zu je einer Gruppe als Nutzungseinheit innerhalb einer Baualtersklasse zusammengefasst werden können, wobei die genannten charakteristischen Einflüsse im individuellen Lastprofil erhalten bleiben. Daher wurden alle gleichen Nutzungsarten der berechneten Gebäude je Baualtersklasse zusammengefasst und ein Mittelwert des Energiebedarfs in kWh/(m<sup>2</sup>a) je Nutzungsart gebildet. Diese Mittelwerte werden nachfolgend als charakteristische Energiebedarfswerte je Nutzungsart bezeichnet und sind für die unterschiedlichen Baualtersklassen in Tabelle 6 gegenübergestellt. Hierbei werden charakteristische Geometrien, Verortungen und Orientierung der einzelnen Berechnungseinheiten generalisiert.

Die oben grundsätzlich diskutierten spezifischen Einflussfaktoren auf die Wärmelastprofile aus der Simulation einzelner Nutzungseinheiten werden in den ausgewählten Gebäuden in Raumsimulationen in AP 2.3.4 detaillierter untersucht. Hier sollen zunächst die aggregierten Wärmebedarfswerte je m<sup>2</sup> in den Nutzungseinheiten, der zeitliche Verlauf der Profile sowie ihre Variation in den Baualtersklassen analysiert werden.

Beginnend mit der Gegenüberstellung des flächenbezogenen jährlichen Energiebedarfs in Tabelle 6 zeigen diese charakteristischen Energiebedarfswerte je m<sup>2</sup> und Jahr in den verschiedenen Nutzungsarten und Baualtersklassen erhebliche Unterschiede.

Erhebliche Unterschiede bestehen sowohl zwischen den einzelnen Nutzungseinheiten als auch zwischen den Baualtersklassen in Gebäudebereichen gleicher Nutzungsarten. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit zur möglichst detaillierten Beschreibung der Nutzung innerhalb der Gebäudemodelle.

Tabelle 6: Jährlicher Wärmemengenbedarf der unterschiedlichen Nutzungseinheiten und Baualtersklassen

Nutzungseinheit	BA1	BA2	BA3
Einheit	kWh/(m <sup>2</sup> a)	kWh/(m <sup>2</sup> a)	kWh/(m <sup>2</sup> a)
Seminar	208	171	153
Sanitär	169	140	124
Lager, Technik	87	56	32
Labor	348	280	290
Küche	248	194	173
Hörsaal	275	254	240
Büro	104	62	44
Gewerbliche Halle	9	4	1
Bibliothek	152	116	90
Verkehrsfläche	21	14	7

Zur Untersuchung des zeitlich hochaufgelösten Verlaufs der Wärmelastprofile werden alle Profile nun mit der Nutzungseinheit Büro verglichen. Diese Nutzungseinheit ist einerseits in allen Gebäuden vorhanden, außerdem stellt sie in den Büro-/Verwaltungsgebäuden einen Standardwert dar, der ähnlich der Nutzungszone Wohnen eine gleichmäßige und übliche Konditionierungsart bildet. Abbildung 6 zeigt die Abweichungen zwischen der jeweiligen Nutzungseinheit und der Nutzungseinheit Büro. Diese Abweichungen werden für alle untersuchten Zeitschritte gebildet. Negative Werte bedeuten eine Überschreitung der Werte der Nutzungseinheit Büronutzung.

Abbildung 6 zeigt, dass innerhalb einer Baualtersklasse deutliche Unterschiede zwischen den Wärmelastverläufen der Nutzungsarten bestehen. Im nächsten Schritt sollen daher die Größe der Abweichungen sowie Analogien analysiert werden. Damit sollen insbesondere Abweichungen der Zeitpunkte der unterschiedlichen Lastspitzen und deren Größe erkennbar werden.

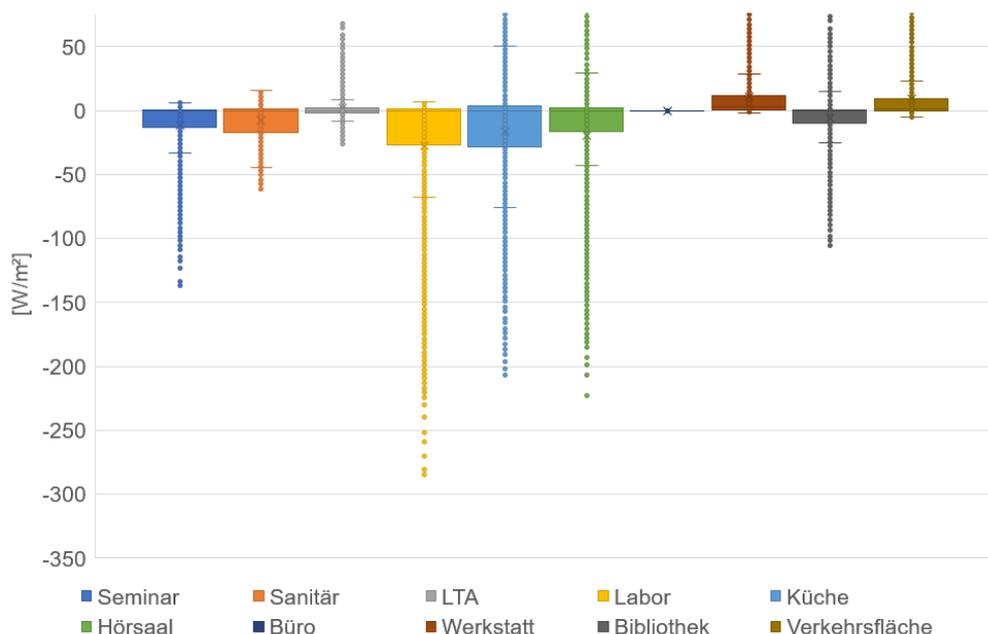


Abbildung 6: Differenzen der Wärmelastverläufe der Nutzungseinheiten zur Nutzungseinheit „Büro“ in BA1 über ein simuliertes Jahr

Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen die absoluten Differenzen zwischen den zeitlich hoch aufgelösten Wärmebedarfswerten der Nutzungseinheit Büro und den übrigen Nutzungseinheiten des Gebäudes ebenso für BA1.



Abbildung 7: Wärmelastunterschiede der einzelnen Nutzungseinheiten zur Nutzungseinheit „Büro“ im Jahresverlauf innerhalb der Baualterklasse GEG

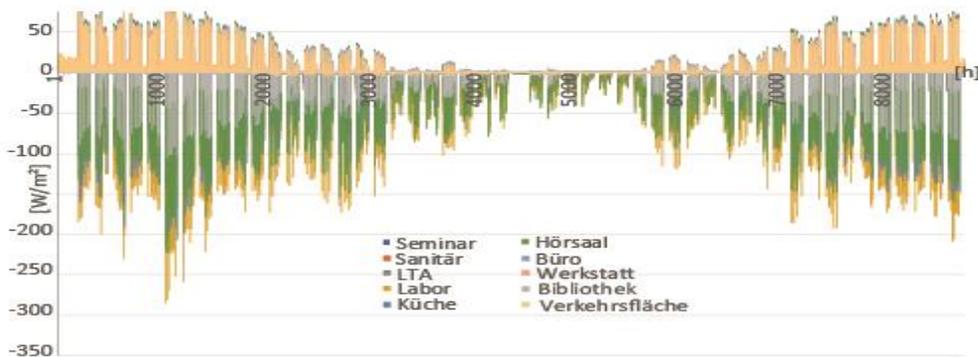


Abbildung 8: Wärmelastunterschiede der einzelnen Nutzungseinheiten zur Nutzungseinheit „Büro“ im Jahresverlauf innerhalb der BA1

Aus Abbildung 6 wird ersichtlich, dass die Abweichungen beim Vergleich mit einer Nutzungseinheit sowohl in negativer als auch in positiver Richtung bestehen können (z. B. Hörsaal). Dies wird ebenso in Abbildung 7 und Abbildung 8 im zeitlichen Profil bestätigt. Erwartungsgemäß liegt der Wärmelastbedarf der Nutzungszone Verkehrsfläche dauerhaft unter dem Bedarf der Nutzungseinheit Büro, während im Labor dauerhaft höhere Bedarfswerte bestehen. Wie bereits angesprochen bestehen höhere absolute Abweichungen zu Nutzungseinheiten, die wie die Nutzungseinheit Labor hohe Mindestfrischluftvolumenströme erfordern.

Wie aus Abbildung 7 und Abbildung 8 ersichtlich wird, zeigen die Abweichungen des Wärmelastbedarfs in ihrer Stärke und zeitlichen Abhängigkeit ebenso über unterschiedliche Baualterklassen (hier BA1 und GEG) Variationen. Eine direkte Gegenüberstellung ist in Abbildung 9 für die Nutzungseinheit Büro dargestellt indem die Baualterklassen BA2, BA3 und GEG prozentual ins Verhältnis zu BA1 gesetzt

werden. Erwartungsgemäß sinken die Wärmelastbedarfswerte in den neueren Baualterklassen. Diese veränderten Wärmelastbedarfe sind weder linear noch zeitlich konstant. Eine Erklärung hierfür liefert z. B. der Einfluss des Lüftungswärmebedarfs, dessen Lastanteil mit sinkenden Transmissionswärmeverlusten steigt. Der Rückgang des Wärmelastbedarfs durch Verbesserung der Gebäudehülle ist geringer, weil der Lüftungswärmebedarf ohne Wärmerückgewinnung konstant bleibt. Den Anteil des Wärmelastbedarfs durch die Lüftung zeigt Abbildung 10.

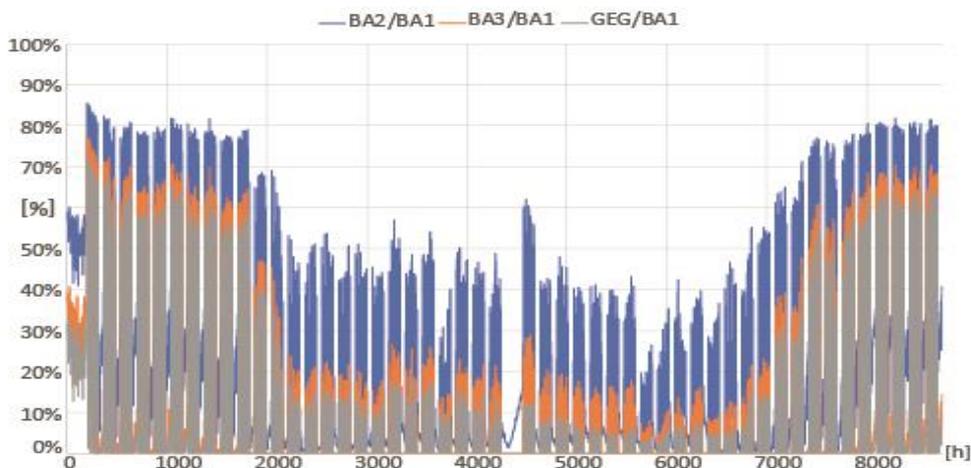


Abbildung 9: Abweichung [%] der Wärmelastprofile zwischen den Baualterungsklassen der Nutzungseinheit Büro über ein Jahr



Abbildung 10: Durchschnittlicher Wärmelastbedarf der Nutzungseinheit Büro in der Baualterungsklasse GEG im Chemiegebäude mit und ohne Lüftungswärmeverluste

Die vorgestellten Analysen der Lastprofile zeigen, dass die Profile typische Nutzungscharakteristiken und die Einflüsse der bauphysikalischen und geometrischen Parameter plausibel wiedergeben.

Nach der Analyse der Profile soll deren Anwendbarkeit für die Bildung eines aggregierten Lastprofils gesamten Campus verwendet werden. Dies erfolgt anhand der Flächenanteile der Nutzungsarten in den einzelnen Gebäuden sowie den unterschiedlichen Baualtersklassen.

Das auf diesem Weg synthetisch ermittelte Lastprofil dient der Gegenüberstellung zu dem Lastprofil der gemessenen Werte des Gesamtcampus und zur ersten Validierung der Vorgehensweise. Gleichzeitig ist dadurch eine erste Abschätzung zur Plausibilität der einzelnen Wärmebedarfslastprofile einzelner Nutzungseinheiten gegeben.

Abbildung 11 zeigt das synthetisierte Wärmelastprofil des gesamten Campus. Der Temperaturabsenkung am Wochenende in den Gebäuden (s. o.) wurde Rechnung getragen.

Daher bestehen innerhalb des Lastprofils niedrigere Wärmebedarfswerte an den Wochenenden und Lastspitzen zeigen sich durch die Wiederaufheizphasen. Das Gesamtwärmelastprofil spiegelt den Heizwärmebedarf für die Raumheizung wieder, Verluste im Nah- und Fernwärmenetz sowie der Wärmebedarf für Warmwasser sind nicht enthalten.

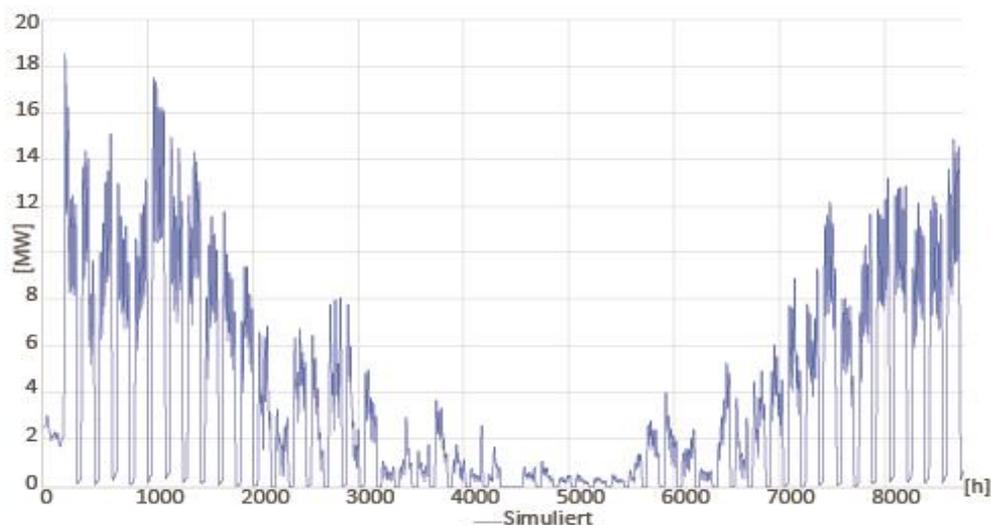


Abbildung 11: Synthetisch ermitteltes Wärmelastprofil des gesamten Campus

In Abbildung 12 wird das synthetische Lastprofil dem anhand von Messdaten generierten Lastprofil (in Abbildung 12 als „gemessen“ bezeichnet; Methodik nach AP 3.2.3) gegenübergestellt. Hierbei wurde eine Gegenüberstellung des reinen Heizwärmebedarfs der Gebäude ohne Prozesswärme (Antrieb AKM, BWW) und Netzverluste vorgenommen.

Eine grundlegende Übereinstimmung der Wärmelastprofile besteht insbesondere im Hinblick auf den saisonalen Zyklus und die Streuungsamplituden. Die Gegenüberstellung der geordneten

Jahresdauerlinien in Abbildung 13 zeigt, dass die Bemessungslasten zu einem hohen Anteil übereinstimmen.

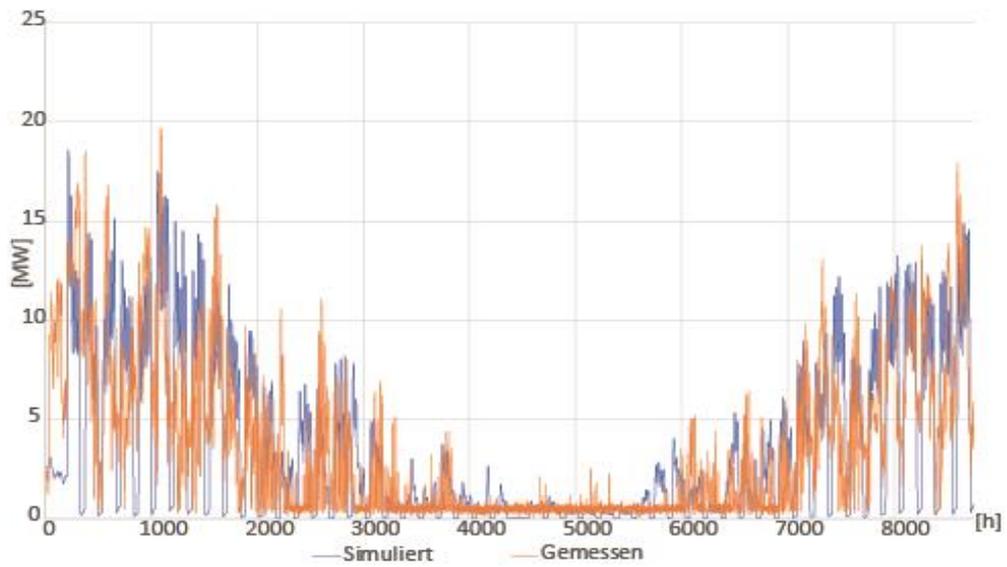


Abbildung 12: Superpositioniertes und gemessenes Wärmelastprofil des Wärmeerzeugers auf dem Campus

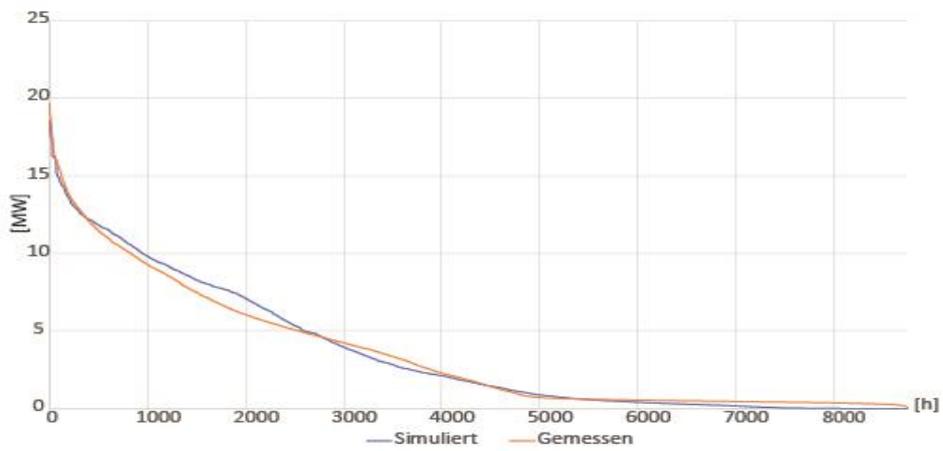


Abbildung 13: Vergleich von geordneten Jahresdauerlinien des superpositionierten und gemessenen Wärmelastprofils

## **Ableitung von Effizienzpotenzialen der Gebäude im Gesamtenergiesystem aus stationären und instationären Gebäudeanalysen (AP 2.3.4, HAW)**

### Zielsetzung:

Aus den Ergebnissen der vorangegangenen Arbeitspakete sollen Gebäudeenergieeffizienzpotenziale im Gesamtenergiesystem identifiziert werden.

Auf der Grundlage stationärer und instationärer Untersuchungen sollen Effizienzpotenziale erarbeitet werden. Die Grundlage bilden aktive und passive Maßnahmen, sowie Lastmanagement. Aus den Ergebnissen der vorangegangenen Arbeitspakete sollen Gebäudeenergieeffizienzpotenziale im Gesamtenergiesystem identifiziert werden.

### Durchführung und Ergebnisse:

Umfangreiche Effizienzpotenziale wurden mit der Berechnung des instationären Gebäudeverhaltens im Szenario „Vollausbau und vollständige Sanierung des Campus“ im vorangegangenen Abschnitt erarbeitet und in der Simulation des Gesamtenergiesystems berücksichtigt. In diesem Szenario ist bereits die vollständige Ausnutzung der baulichen Effizienzpotenziale durch die Modernisierung der Gebäudehülle als Endzustand berücksichtigt. Im vorliegenden Kapitel werden nun erweiternd dazu Effizienzpotenziale zur Umgestaltung des Gebäudelastverhaltens in Anpassung an die Umstellung der Energiebereitstellung an den bestehenden Gebäuden untersucht.

Damit wird auf eine veränderte Energiebereitstellung reagiert, bei der, durch den Wegfall des Cheng-Cycle, Wärme nicht dauerhaft bei der Gewinnung von Strom durch Kraft-Wärme-Kopplung zur Verfügung steht, sondern Abwärme z.B. aus informationstechnischen Prozessen am Campus genutzt wird. Den Ausgangspunkt der Untersuchungen bildet damit bereits die Frage, in welchem Umfang die Absenkung der Netztemperaturen und damit der Vorlauftemperaturen im Gebäude erfolgen kann und welche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Behaglichkeit notwendig sind.

Die Analyse wird exemplarisch anhand eines Büroraumes im Gebäude „Maschinenwesen“ erarbeitet, da dort einerseits Messergebnisse zur Validierung der Simulationen herangezogen werden können und das Gebäude aufgrund seiner bisherigen Standdauer mit großer Wahrscheinlichkeit zunächst nicht wirtschaftlich modernisiert werden kann. Der Raum hat eine Grundfläche von 38,34 m<sup>2</sup> eine Höhe von 2,6 m. Die Außenwand besitzt eine Fläche von 7,93 m<sup>2</sup> in welcher ein Fenster mit den Maßen B/H = 4,5 m/1,3 m verbaut ist.

Da insbesondere Abwärme sowie Speicherung und Entladung von Energie in Form von Wärme zur Anpassung von Lastprofilen genutzt werden kann, werden in der nachfolgenden Analyse die Einflüsse der solaren und internen Gewinne sowie der Speichermasse untersucht. Im betrachteten Büro mit zwei Arbeitsplätzen werden die internen Gewinne durch zwei Personen je 100 W und von zwei Computerarbeitsplätzen zu je 150 W angenommen und variiert. In der Summe beträgt der Wärmeeintrag damit bei Anwesenheit beider Personen und dem Betrieb der Computer mehr als die Heizleistung des vorhandenen Radiators von ca. 400 W bei aktuellen Vorlauftemperaturen. Zur Analyse der Auswirkung der solaren Gewinne wird die Ausrichtung des untersuchten Raumes über die vier

Himmelsrichtungen betrachtet. Die Speichermasse wird anhand der Speicherfähigkeit der Innenwände variiert.

Die Analyse findet in drei Schritten statt, ausgehend vom aktuellen Temperaturniveau in Vor- und Rücklauf von derzeit 70 °C/55 °C. Im ersten Schritt erfolgt eine Absenkung auf 45 °C/40 °C, in zweiten Schritt wird auf 35 °C/28 °C abgesenkt.

Die Grenzen der Absenkung in den Vorlauftemperaturen lassen sich in den Ergebnissen an der ungünstigsten Raumsituation ablesen. Bei Ausrichtung des betrachteten Raumes nach Norden (ohne solare Gewinne), ohne den Eintrag von inneren Lasten und mit geringer Speichermasse der Innenbauteile geht der Energiebedarf zur Aufrechterhaltung der Raumtemperatur um ca. 5 % zurück, so dass in diesem Anteil der Heizperiode die gewünschte Raumtemperatur unterschritten wird. Abbildung 14 zeigt den geordneten Verlauf der Innenraumtemperaturen des Raumes über alle Stunden des Jahres. Die nicht ausreichenden Innentemperaturen zeigt die rote Kurve, die unter dem Wert der Raumsolltemperatur von 20 °C verläuft.

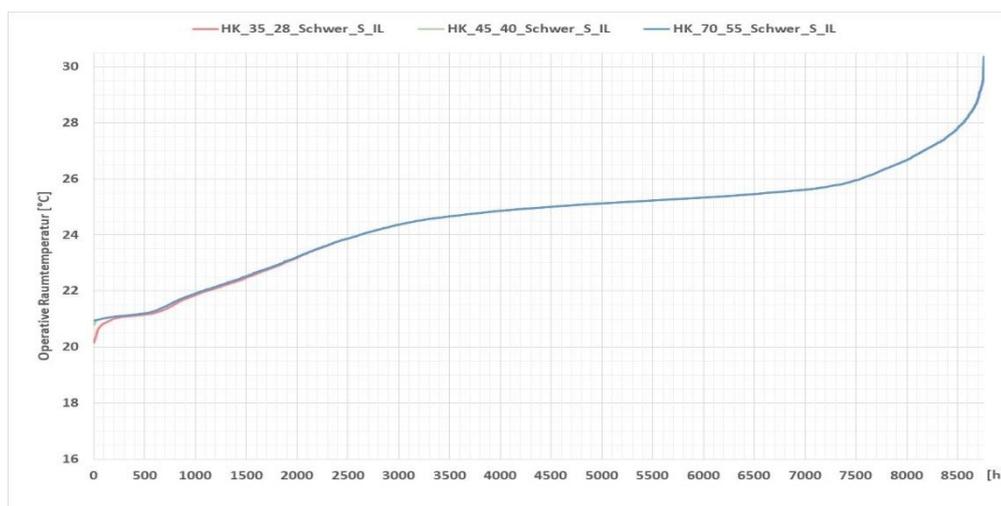


Abbildung 14: Geordnete Jahresdauerlinie der operativen Raumtemperaturen des untersuchten Raumes für eine schwere Bauweise nach Süden ausgerichtet mit internen Lasten

Einen deutlichen Rückgang des Nutzenergiebedarfs im Raum bewirkt der Wärmeeintrag durch interne Lasten. Durch zusätzlich vorhandene hohe Speichermasse nimmt der Nutzenergiebedarf weiter ab. Ausgehend vom Energiebedarf, der zur Beheizung des Raumes ohne Gewinne (Ausrichtung nach Norden) besteht, bewirken die internen Gewinne auch in den anderen Himmelsrichtungen einen deutlichen Rückgang des Nutzenergiebedarfs, der auch die Einsparungen durch solare Gewinne übertrifft. Treffen solare Gewinne und interne Gewinne mit erhöhter Speichermasse zusammen, so kann der Nutzenergiebedarf auf nur ca. 10 % der Ausgangssituation verringert werden.

Werden unter Verwendung der vorhandenen Heizflächen die Vorlauftemperaturen auf 35 °C gesenkt, können die internen und solaren Gewinne in Verbindung mit hohen Speichermassen das entstehende Defizit in der Südausrichtung nur noch sehr knapp kompensieren. Dies ist erkennbar am deutlich sinkenden Nutzenergiebedarf zur Beheizung des Raumes, da die Raumtemperatur nicht erhalten

werden kann. Nachfolgende Abbildung 15 zeigt dies durch den Verlauf der roten Kurve. Während die blaue Kurve jederzeit und die grüne Kurve bis auf einen kleinen Zeitraum Raumtemperaturen über 20 °C zeigt, unterschreitet die rote Kurve dies über einen großen Zeitraum. In diesen Stunden ist die vorhandene Nutzenergie nicht ausreichend, um die Wärmenachfrage im Raum zu decken. Auch wenn alle positiven Faktoren wie interne und solare Gewinne sowie Speichermasse vorhanden sind, kann die Raumtemperatur nicht ausreichend bereitgestellt werden.

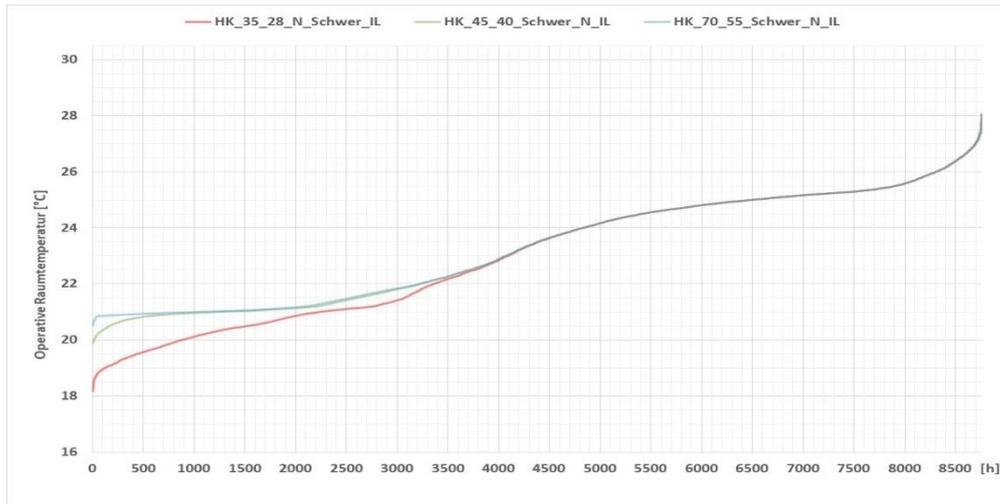


Abbildung 15: Geordnete Jahresdauerlinie der operativen Raumtemperaturen des untersuchten Raums für eine schwere Bauweise nach Norden ausgerichtet mit internen Lasten

Zu berücksichtigen ist, dass die dargestellten Zusammenhänge von der vorhandenen Bausubstanz mit ihrer speziellen Wärmeschutzqualität abhängen, ebenso vom Anteil der Fensterfläche an der Fassade. Werden diese Einflussfaktoren verändert, ändert sich auch der Einflussgrad aller anderen diskutierten Faktoren.

Zusammenfassend jedoch kann abgeleitet werden, dass im vorhandenen Fall des Gebäudes Maschinenwesen auch bei niedriger Netztemperatur eine weitgehend ausreichende Raumwärmeversorgung sichergestellt werden kann, sofern sich nicht weitere Einflussfaktoren im Vergleich zur Betrachtung oben verändern. Können interne oder solare Gewinne genutzt werden, sinkt der Energiebedarf sogar erheblich. Sollten diese nicht zur Verfügung stehen, besteht vor der Entscheidung für eine Modernisierung des Wärmeschutzes der Außenhülle die Möglichkeit, den Raum im Aufenthaltsbereich des Nutzers lokal zu konditionieren. Möglichkeiten hierfür sind im nachfolgenden Abschnitt aufgeführt.

**Erarbeitung von Konzepten für erste Pilotprojekte (AP 2.3.5, HAW)**

**Zielsetzung:**

Auf der Grundlage der Effizienzpotenzialbestimmung soll eine Pilottechnologie zur Optimierung des Gesamtenergiesystems eines Gebäudes erarbeitet werden, die den Charakter eines „Living Labs“ hat.

### Durchführung und Ergebnisse:

Hohe Kosten, massive Nutzungseinschränkungen oder spezielle Bausysteme ermöglichen Gebäudesanierungen meist nur in sehr großen Zeitintervallen. Bedingt dadurch bestehen auch am Campus Garching einige Gebäude nach mehreren Jahrzehnten Nutzungsdauer noch weitestgehend in ihrem Originalzustand und zeigen deutliche Alterungserscheinungen. Häufig vorhandene Defekte sind mangelhafte Dichtungen, Fugen und verwitterte Baustoffe in der Gebäudehülle. Insbesondere in Gebäuden der 60er und 70er Jahre, in denen ohnehin nur mit einem vergleichsweise hohen Energieaufwand ein behagliches Raumklima hergestellt werden kann, sind die Raumkonditionierungssysteme wie Heizkörper, Wärmeerzeuger, Kühlgeräte, Kälteerzeuger oder Wärmeübergabestationen nicht ausreichend dimensioniert um den durch die Schäden erhöhten Wärme- bzw. Kältebedarf zu decken. Da die Einschränkungen des thermischen Komforts häufig erheblich sind, ergreifen Nutzer individuell zu kompensierenden Maßnahmen und erzeugen zusätzlichen Energieverbrauch.

Hiermit entsteht der Bedarf für eine methodische Untersuchung zum optimierten Einsatz lokal wirksamer Technologien, mit deren Hilfe eine effiziente und kontrollierte Optimierung des Raumklimas möglich ist. Dabei soll analysiert werden, wie Nutzerzufriedenheit durch ein angenehmes lokales Raumklima in Verbindung mit einem geringen Energiebedarf erzielt werden kann.

Vielversprechendes Potenzial bieten „Klimastühle“ zur lokalen Erwärmung und Kühlung in Verbindung mit elektrischen Infrarotheizungspanelen und Tischklimageräten. Sie ermöglichen eine punktuelle Anpassung des Behaglichkeitsempfindens im Aufenthaltsbereich der Nutzer, so dass der Bedarf an Beheizung oder Kühlung eines gesamten Raumes sinkt.

Die Wirkung lokaler Konditionierungssysteme soll in Simulationen und in Tests mit Nutzern analysiert werden. Dabei soll untersucht werden, bis zu welchem Grad und mit welchen Systemen die Nutzerzufriedenheit sichergestellt werden kann und ab welcher Umgebungstemperatur Unzufriedenheit der Nutzer eintritt. Darauf aufbauend können die Energieeffizienzpotenziale ermittelt werden.

Eine Validierung der Methode kann im realen Einsatz der Systeme in Verbindung mit einem kontinuierlichen Monitoring des Raumklimas und des Energieverbrauchs sowie einer kontinuierlichen Nutzerbefragung zum thermischen Komfort erfolgen. Ferner können dabei grundlegende Erkenntnisse für die Entwicklung eines Komfortmodells der lokalen Konditionierung angelehnt an den PMV gewonnen werden.

Am Campus Garching könnte die Validierung z.B. am Gebäude Wassergüte anhand von je drei Büroräumen auf der Südseite und Nordseite erfolgen, die dazu mit lokalen Konditionierungssystemen ausgestattet werden. Beispielhaft könnte die derzeitige zusätzliche Beheizung mit elektrischen Heizlüftern (Leistung ca. 3 kW) durch Infrarotheizplatten à 150 W und Klimastühle à ca.150 W sowie einem Klimawürfel à 10 W ersetzt werden. Die Gesamtleistung würde dann nur noch ca. 0,9 kW statt im Fall des elektrischen Heizlüfters 3 kW betragen, bei gleichzeitiger Erhöhung des lokalen Komforts.

## 3.2 Energieversorgungsnetze (AP 3)

Im Rahmen des AP 3 wurden für das komplexe Mischgebiet zunächst die Ist-Energiebedarfe für die Sektoren Strom, Wärme und Kälte analysiert und in Form von Datenbanken und Zeitreihen aufbereitet. Für die Gebäudedaten wurden die Arbeiten aus AP 2 (Bedarfsszenarien) einbezogen. In einem weiteren Schritt wurden Zukunftsprognosen bis zum Jahr 2040 erstellt und in der Gesamtsimulation in AP 1 eingesetzt. Für die Stromnetze wurde besonderer Fokus auf die Netzqualität und -stabilität gelegt, wofür bestehende Analysetechniken weiterentwickelt wurden.

Im Besonderen wurden die Netzinfrastrukturen detailliert untersucht, um Ist-Zustand und Potentiale zu ermitteln sowie Zukunftsszenarien unter Berücksichtigung des geplanten Ausbaus des Campus zu entwickeln.

Die Ergebnisse werden im Folgenden zum Stromnetz unter AP 3.1 dargestellt, die Ergebnisse zu Wärme und Kältenetzen unter AP 3.2.

### 3.2.1 Stromnetz (AP 3.1)

#### **Analyse des bestehenden Stromnetzaufbaus und Auswahl dominanter Erzeuger und Verbraucher mit und ohne Netzanbindung über Leistungselektronik (AP 3.1.1, CRES)**

##### Zielsetzung:

Identifizierung dominanter Erzeuger und Verbraucher mit Hilfe von zur Verfügung stehender Messdaten.

##### Durchführung und Ergebnisse:

Das bestehende Stromnetz am Campus Garching wurde, basierend auf den zur Verfügung gestellten Messdaten, analysiert und ausgewertet. In Tabelle 7 sind beispielhaft für den Monat August 2016 die gemittelten Messdaten aufgelistet und mit Bemerkungen versehen.

Basierend auf diesen Messungen konnte somit eine Auswahl dominanter Erzeuger (Blockheizkraftwerk, Energieversorgungsunternehmen) und Verbraucher (Maschinenwesen, Chemie) getroffen werden. Über die Einrichtungen „Physik“ und „CALA“ konnte auf Grund nicht vorhandener Messdaten keine exakte Aussage getroffen werden. Es können lediglich über Gesamtverbrauch und Einzelmessungen grobe Rückschlüsse gezogen werden. Der gesamte Leistungsfluss wird hierbei von der Technischen Zentrale ermittelt, welche als Knotenpunkt zwischen Erzeugung und Verbrauch fungiert.

Tabelle 7: Messdaten August 2016 ausgewählter Erzeuger und Verbraucher am Campus

<b>Erzeuger</b>	Mittelwert in kW	Bemerkung
Energieversorgungsunternehmen (EVU)	6375,3	Eingespeiste Leistung am Netzanschlusspunkt
Blockheizkraftwerk	4188,9	TUM-interne Erzeugung
Notstromersatzanlage	0,5	
<b>Summe Erzeuger</b>	<b>10564,7</b>	
<b>Verbraucher</b>		
Centre for Advanced Laser Applications (CALA)	0	Keine Messungen verfügbar
Chemie	1806,3	Zweitgrößter TUM-interner Verbraucher
Kernreaktor	0 (4974,3)	Keine Gesamtmessung verfügbar; wurde 2020 vom Netz getrennt. Einzelmessungen ergeben 4974,3 kW
Mathematik und Informatik	562,3	
Maschinenwesen	0 (1918,3)	Keine Gesamtmessungen verfügbar. Einzelmessungen ergeben 1918,3 kW
Physik	0	Keine Messungen verfügbar
Speicherbibliothek	135,8	Kleinster TUM-interner Verbraucher
Technische Zentrale	-602,1	Messwerte sind falsch (lt. Hr. Sarikaya)
Umformtechnik	698,8	
<b>Summe Verbraucher</b>	<b>9493,7</b>	
<b>Leistungsmessung der Technischen Zentrale</b>	<b>10559</b>	<b>Differenz zu Verbrauch: 1065,3 kW</b> <b>Differenz zu Erzeugung: 5,7 kW</b>

## **Vier-Leiter-Modellierung und Regelung der ausgewählten Komponenten und Validierung einzelner Modelle mithilfe von zur Verfügung stehender Messungen (AP 3.1.2, CRES)**

### Zielsetzung:

Entwickeln eines Vier-Leiter-Modells als Grundlage für eine Simulation von Strömen, Spannungen und Leistungen mit hoher zeitlicher Auflösung (im Micro- bis Millisekunden Bereich), um auch das transiente Verhalten des gesamten Stromnetzes sowie ausgewählter Komponenten insbesondere unter (a)symmetrischen Netzfehlern und schnellen Erzeuger- und Lastschwankungen analysieren bzw. optimieren zu können.

### Durchführung und Ergebnisse:

Die Modellierung der Vier-Leiter-Systeme insbesondere unter unsymmetrischen Lastbedingungen wurde abgeschlossen. Hierzu wurde die Theorie von Fortescue (Fortescue 1918) auf das Vier-Leiter-System angewendet und erweitert, um eine Zerlegung in symmetrische Teilsysteme zu erzielen, die die Anwendung bekannter Modellierungs- und Regelungswerkzeuge erlauben. Weiterhin wurden dreiphasige Vier-Leiter-Modelle für elektrisch-erregte Synchronmaschinen, Transformatoren, Dioden- und Thyristoren-Gleichrichter, Übertragungsleitungen und Lasten bestehend aus Widerständen, Induktivitäten und Kapazitäten modelliert und simulativ verifiziert. Somit wurde eine Bibliothek erstellt, mit Hilfe welcher ein beliebiges Stromnetz erstellt werden kann.

## **Zusammenschaltung zu einem Vier-Leiter-Stromnetz („Micro-Grid“; AP 3.1.3, CRES)**

### Zielsetzung:

Zusammenschalten der in AP 3.1.2 modellierten Komponenten zu einem Gesamtmodell, um eine Grundlage (insbesondere im Hinblick auf Netzfehler) für Netzqualitäts- und Netzstabilitätsanalysen zu schaffen. Damit sollen weiterhin Ströme und Spannung mit hoher zeitlicher Auflösung untersucht werden.

### Durchführung und Ergebnisse:

Es wurde ein Micro-Grid bestehend aus Erzeugern, Übertragungsleitungen, Transformatoren und Verbrauchern zusammenschaltet, welches sich grob an dem tatsächlichen Campus-Netz orientiert. Dabei wurde auf eine Diversität der Verbraucher geachtet (sowohl lineare als auch nichtlineare Lasten, welche drei-phasig oder vier-phasig ausgeführt sind), um einerseits eine möglichst realistische symmetrische und/oder unsymmetrische Gesamtbelastung des Micro-Grids simulieren und andererseits die Strom- und Spannungsverläufe der einzelnen Verbrauchertypen und deren Auswirkungen auf das Verhalten des Gesamtsystems beurteilen zu können. Konkret wurde dabei ein 15 kV Generator, parallel zu einer 380 kV Spannungsversorgung durch das Netz, welche in der Simulation zu einer einzigen Spannungsquelle zusammengeführt wurden und im Folgenden als Energieversorgungsunternehmen (EVU) bezeichnet wird, betrachtet. Diese werden auf das Campus-Netz (20 kV) transformiert, welches aus drei Ringen (A, B und C) besteht; dessen Aufbau orientiert sich grob an dem Stromnetz des Campus Garching, in welchem die Ringe blau, orange und petrol

eingezeichnet sind (Abbildung 16). Die Gebäude sind hierbei grün umrandet (CH = Chemie, FMI = Mathematik & Informatik, FRM = Forschungsreaktor (seit 2017 nicht mehr am Netz), LEX = Center for advanced laser applications, MW = Maschinenwesen, PHD(E) = Physik, RCM = Radiochemie, SB = Speicherbibliothek, TZ = Technische Zentrale, USW = Umspannwerk (EVU), ZEI = Zentrum für Energie und Information). Das Ersatznetz, welches in Fehlerfällen zum Einsatz kommt und rot eingezeichnet ist, sowie die gelb illustrierte Sticheleitung sind nicht berücksichtigt da diese keinen wesentlichen Mehrwert liefern.

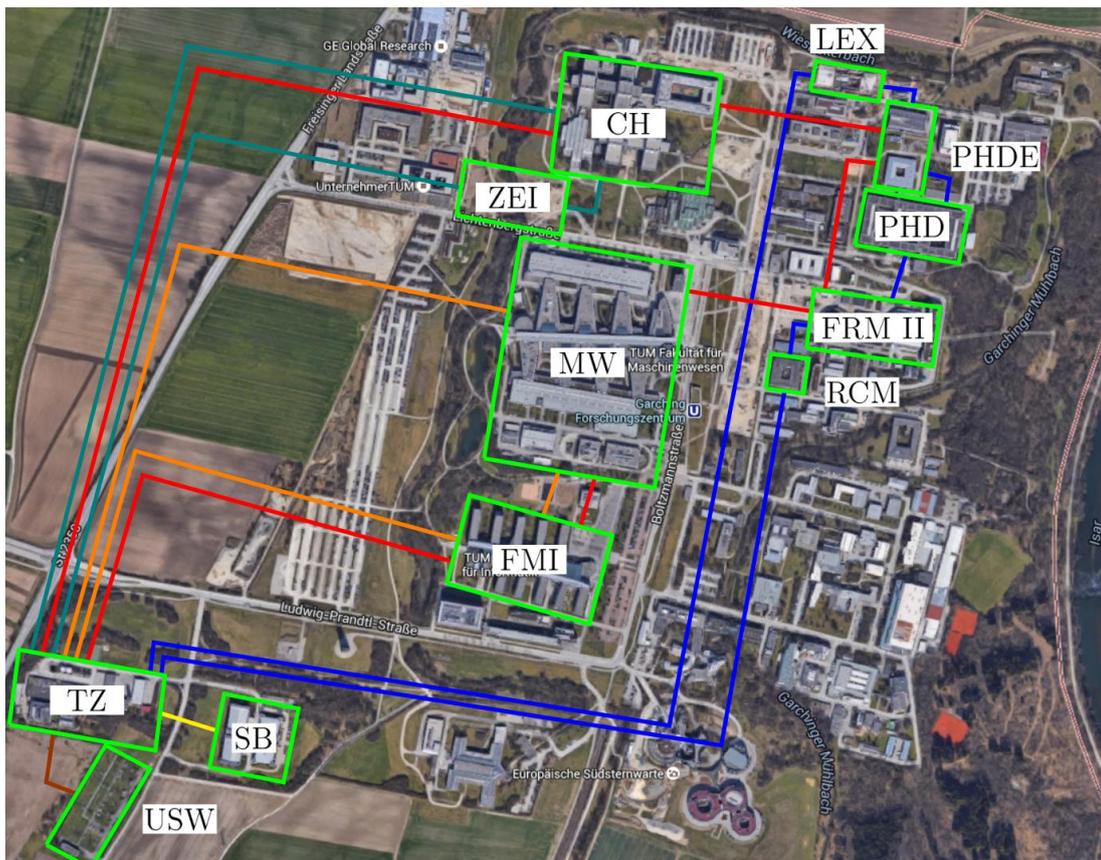


Abbildung 16: Schematischer Aufbau des Stromnetzes des Campus Garching

Ring A wird durch eine ohmsch-induktive Last und eine ohmsche Last, Ring B durch einen Drei-Phasen-Gleichrichter mit ohmscher Last und einer ohmsch-induktiven Last und Ring C durch drei Ein-Phasen-Gleichrichter mit ohmschen Lasten und einer ohmsch-induktiv-kapazitiven Last modelliert. Alle genannten Komponenten sind durch Übertragungsleitungen verbunden, welche je als 1 km lang angenommen werden. Alle Lasten sind zunächst symmetrisch und können optional auch unsymmetrisch ausgeführt werden. Weiterhin können alle Übertragungsleitungen durch Netzfehler geerdet und/oder kurzgeschlossen werden. Entsprechende Simulationsergebnisse werden im nächsten Abschnitt gezeigt und näher diskutiert.

## **Untersuchung der Netzstabilität und -qualität (vor allem unter dem Einfluss von Leistungselektronik, Netzfehlern und schnellen Erzeuger- und Lastschwankungen; AP 3.1.4, CRES)**

### Zielsetzung:

Es soll eine Analyse des in AP 3.1.3 erarbeiteten Gesamtsystems insbesondere im Hinblick auf nichtlineare Lasten und Netzfehler gemacht werden. Darauf aufbauend soll der Einfluss von leistungselektronischen Stellgliedern quantifiziert werden. Abschließend sollen bestehende Lastflussmodelle anhand der erhaltenen Ergebnisse beurteilt werden.

### Durchführung und Ergebnisse:

Die Analyse des in AP 3.1.3 erarbeiteten Micro-Grids zeigt, dass die Stromverläufe der einzelnen Gebäude mitunter stark unsymmetrisch und harmonisch belastet sein können und dies teilweise Auswirkungen auf die Belastung des übergeordneten Netzes hat. Die Spannungsqualität hingegen weist im Allgemeinen keine nennenswerten Problematiken auf. In den folgenden Abbildungen sind die Stromverläufe (stets für die drei Phasen a, b, c und, falls vorhanden, den Neutralleiter n), die Spannungsverläufe (stets gemessen zwischen Leiter und Erde) sowie der Leistungsbezug ausgewählter Lasten für unterschiedliche Szenarien gezeigt. Die Leistung ist hierbei negativ, falls Leistung verbraucht wird, und positiv, falls Leistung bereitgestellt wird. Unsymmetrien oder Fehlerfälle ereignen sich stets zum Zeitpunkt  $t = 0,05$  s.

In Abbildung 17 sind die Strom-, Spannungs- und Leistungsverläufe des ohmsch-induktiven Gebäudes von Ring A, welches eine unsymmetrische Belastungsänderung erfährt, gezeigt. Es ist erkennbar, dass zwar der Strombezug des Gebäudes deutlich unsymmetrisch ist, dies aber nahezu keinerlei Auswirkung auf die Spannungsqualität aufweist; die Spannung ist leicht unsymmetrisch, was erst bei zweihundertfacher Vergrößerung kenntlich wird. Die Unsymmetrie wird auch in dem Leistungsbezug des Gebäudes deutlich. In Abbildung 18 sind Strom, Spannung und Leistung des Dreiphasen-Gleichrichters illustriert, welcher eine Unsymmetrie des Gleichrichters (d.h. nicht der Lasten) erfährt. Deutlich zu sehen ist die harmonische Verzerrung des Stromes, welche durch den THD-Wert (= Total Harmonic Distortion) mit ca. 34% beziffert wird. Erneut scheint dies keinen Einfluss auf den Spannungsverlauf zu haben, für welchen sich jedoch ein THD von etwa 23% ergibt (jeweils ohne Einschwingvorgänge). Dadurch pendelt die Leistung, welche naturgemäß durch den Gleichrichter oszilliert, noch stärker. Dies zeigt insbesondere den Einfluss leistungselektronischer Lasten. Im Gegensatz dazu wird bei erneuerbaren Energiesystemen (z. B. Solar- oder Windenergieanlagen) stets ein L- oder LCL-Filter verwendet, welcher die Ausgangsströme glättet und somit den THD-Wert auf unter 5 % gemäß Norm IEEE STD 519-2014 reduziert. Als letzte Belastungsänderung sind in Abbildung 19 Strom, Spannung und Leistung des ohmsch-induktiv-kapazitiven Gebäudes gezeigt, welches einer symmetrischen Belastungsänderung unterliegt, gezeigt. Konkret wird durch die Änderung ein Schwingkreis erzeugt, wodurch die Oszillation in der Leistung erklärt wird. Insbesondere im Hinblick auf den Strom, welcher sich nur sehr langsam einpendelt, kann dessen Einfluss auf den Strombezug aus dem übergeordneten Netz des EVUs gezeigt werden (siehe Abbildung 20). Es wird deutlich, dass einerseits die Gleichrichter einen erheblichen Einfluss auf den Strombezug haben. Andererseits wirkt

sich zwar die „Stromverschiebung“ in Abbildung 19 auf den Strombezug aus, auf Grund der Symmetrie erfolgt jedoch keine Erhöhung des Erdstroms.

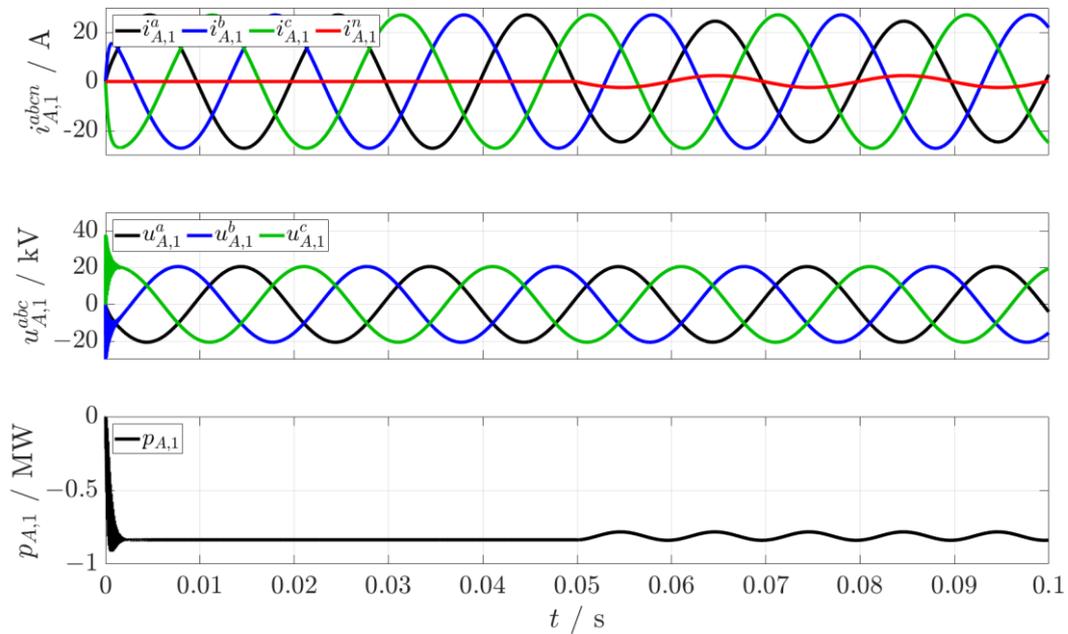


Abbildung 17: Strom, Spannung und Leistung des ersten Gebäudes von Ring A

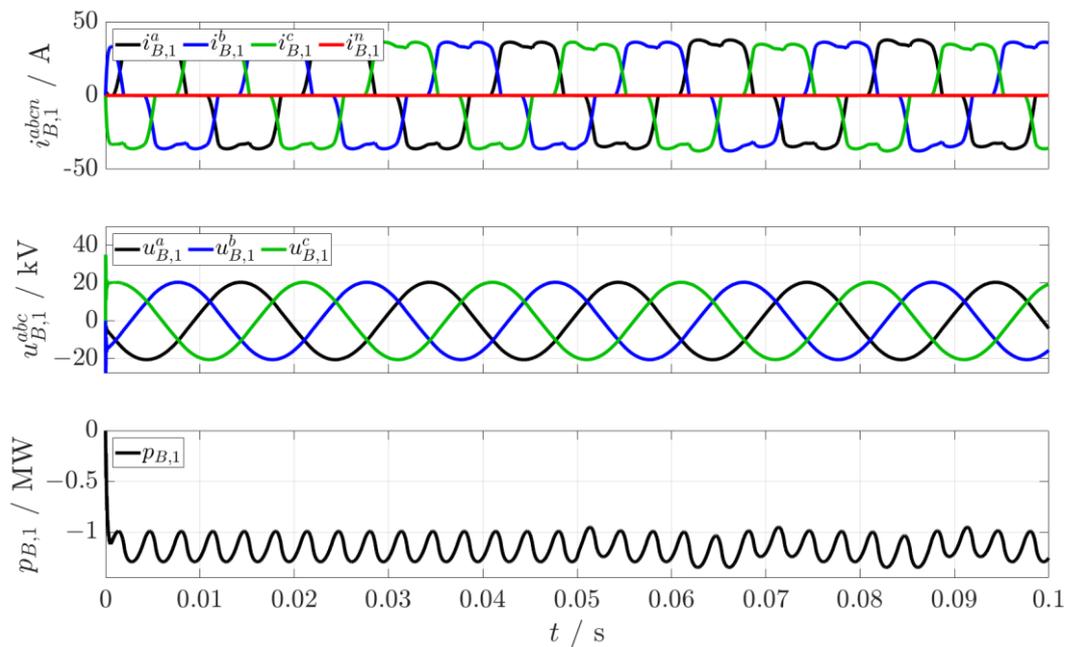


Abbildung 18: Strom, Spannung und Leistung des ersten Gebäudes von Ring B

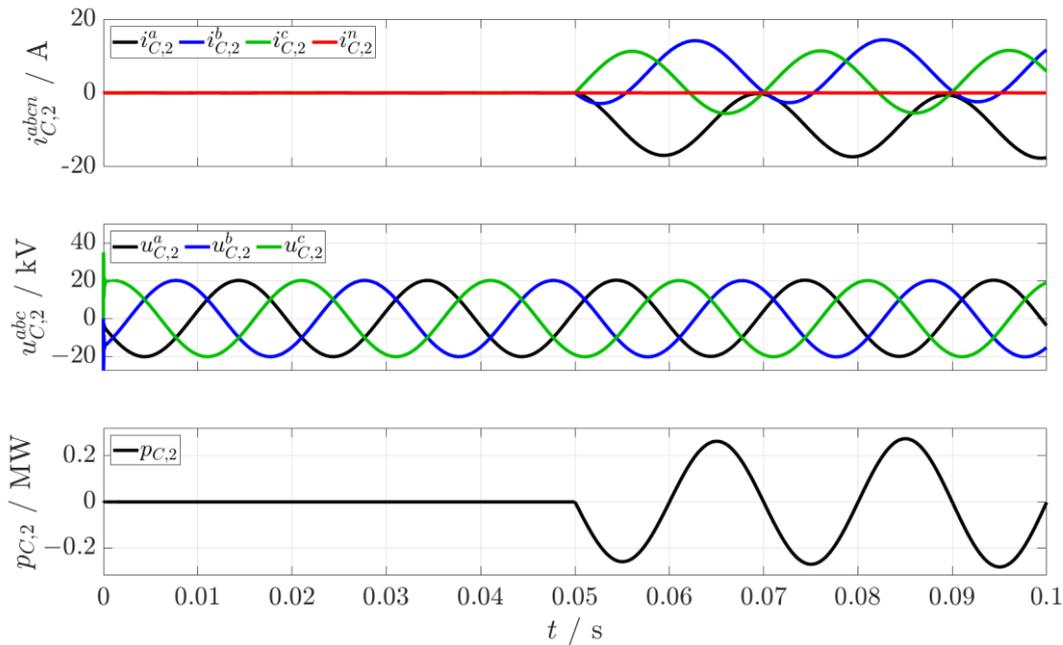


Abbildung 19: Strom, Spannung und Leistung des zweiten Gebäudes von Ring C

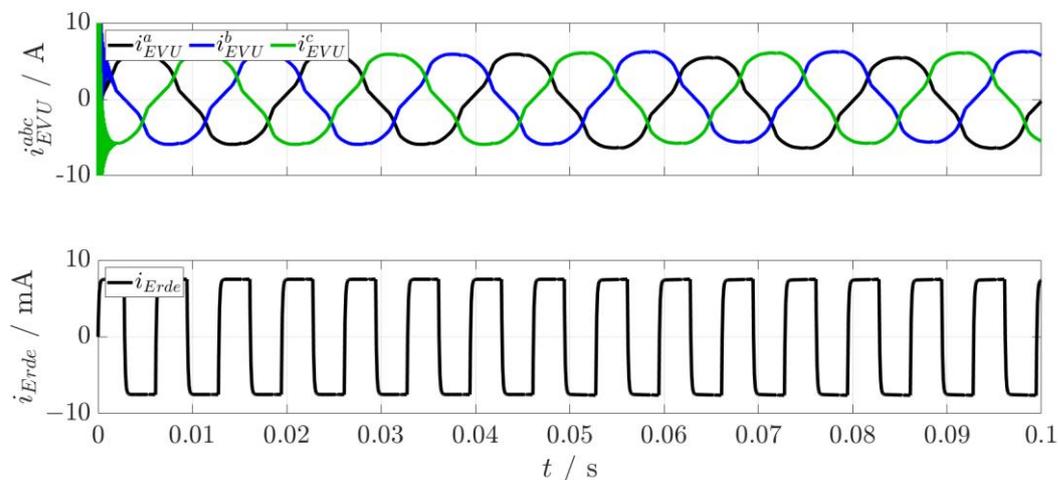


Abbildung 20: Strombezug und Erdungsstrom des übergeordneten Netzes

Zuletzt soll noch der Einfluss von verschiedenen Fehlerarten auf das Stromnetz untersucht werden. Zunächst wird ein einphasiger Erdschluss der Phase b betrachtet, d.h. genau eine Leitung berührt (z.B. durch Kappung) die Erde. Der Fehlerort befindet sich zwischen übergeordnetem Netz und Technischer Zentrale (bspw. im Umspannwerk), der Stromverlauf des übergeordneten Netzes ist in Abbildung 21 gezeigt. Durch diesen unsymmetrischen Fehler folgt ein stark unsymmetrischer Stromverlauf, welcher eine extrem hohe Belastung der Leiter als Konsequenz hat. Theoretisch bleibt das Netz aber stabil (wenngleich die überproportionale Belastung der Leiter sehr wahrscheinlich eine Zerstörung von Betriebsmitteln oder der Leiter selbst zur Folge hat); weiterhin fließt durch die Erdberührung ein der

Unsymmetrie entsprechend großer Strom, welcher unter Umständen lebensgefährlich sein kann. Als zweite Fehlerart ist der vierphasige Kurzschluss (in Ring A) gewählt (z.B. durch einen alle Leitungen berührenden Ast), wessen Auswirkungen für den netzseitigen Strombezug in Abbildung 22 gezeigt sind. Es wird deutlich, dass in diesem Fall keine Aufrechterhaltung des Netzbetriebs möglich ist; eine Nichtabschaltung des fehlerhaften Netzsegments kann hier zu einer weitreichenden Störung des übergeordneten Netzes führen. Final sind in Abbildung 23 die Auswirkungen eines vierphasigen Erdschlusses gezeigt. Da diese Fehlerart symmetrisch ist, erfolgt eine verschwindend geringe Belastung des Neutralleiters (ausgenommen die transiente Belastung zum Fehlerzeitpunkt, welche aber ebenfalls gering ist) was eine Detektion besonders schwierig macht. Durch die erhöhte Belastung der Phasen kombiniert mit der diffizilen Detektierbarkeit besteht daher in diesem Fehlerszenario eine besonders hohe Gefahr für Menschen und elektrische Betriebsmittel.

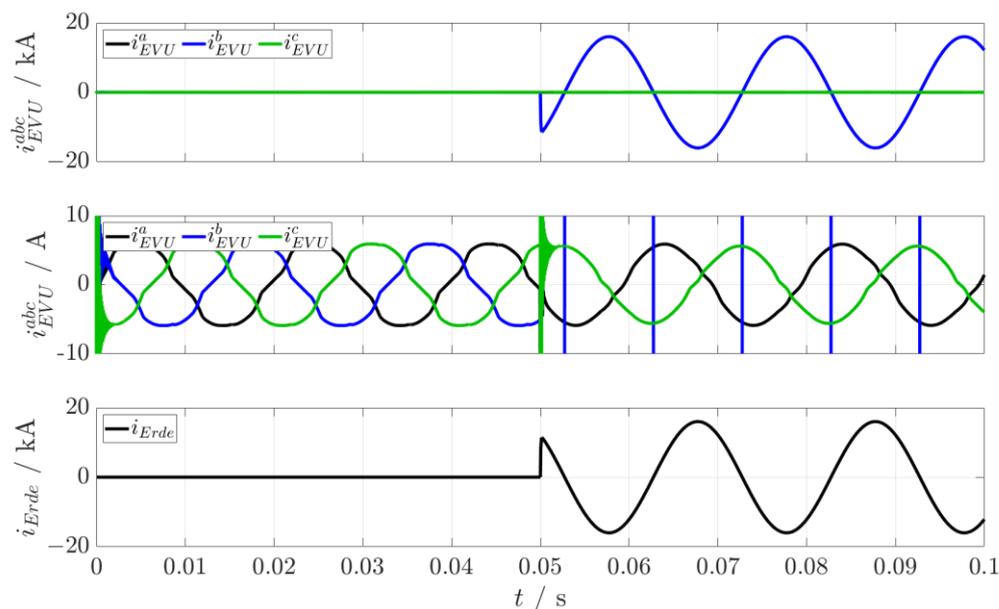


Abbildung 21: Strombezug und Erdungsstrom des übergeordneten Netzes bei einphasigem Erdschluss

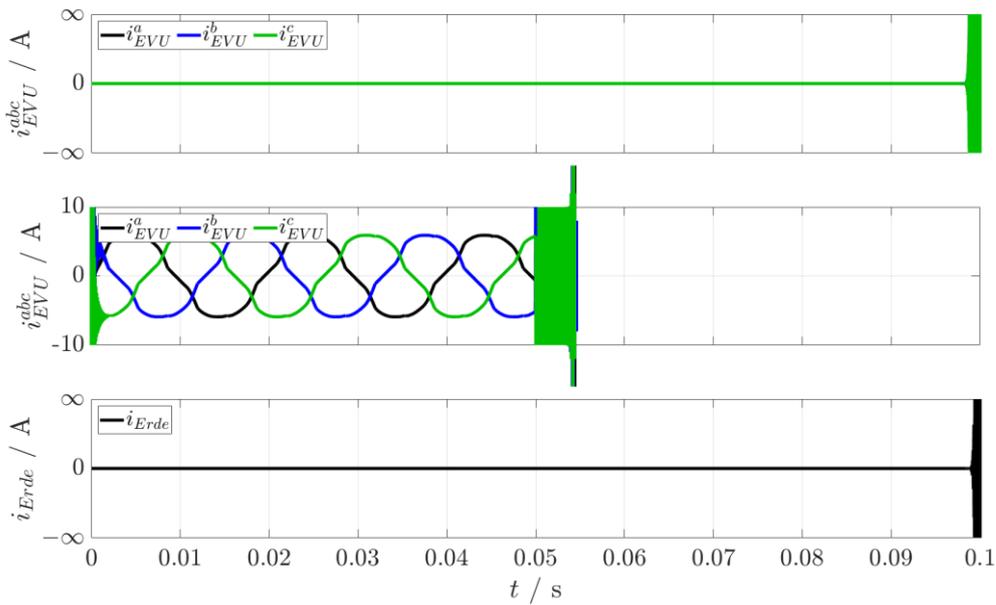


Abbildung 22: Strombezug und Erdungsstrom des übergeordneten Netzes bei Kurzschluss aller Leiter

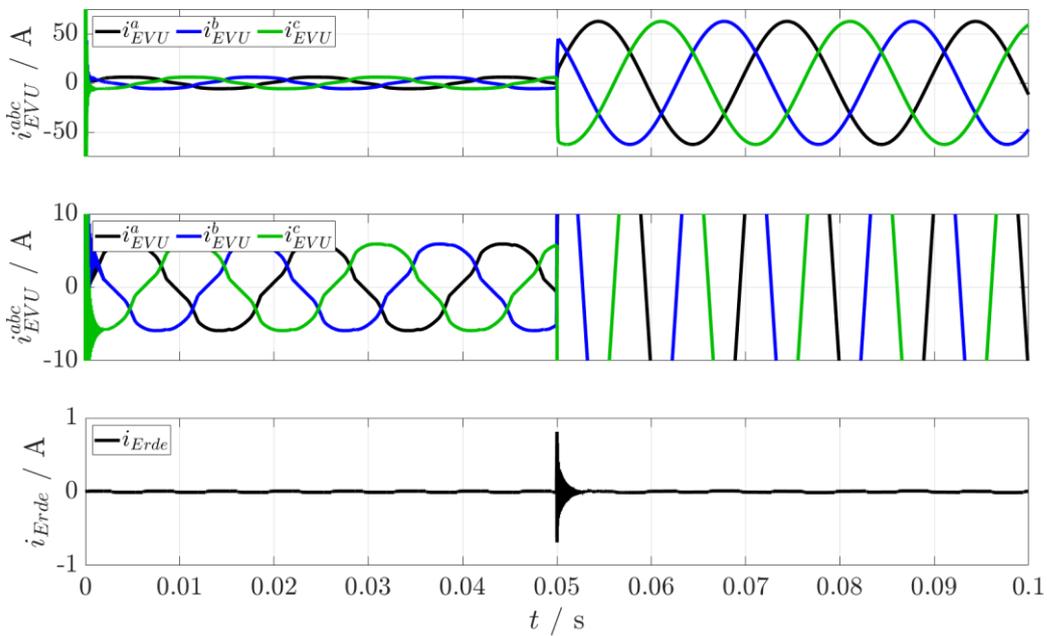


Abbildung 23: Strombezug und Erdungsstrom des übergeordneten Netzes bei Kurzschluss aller Leiter mit Erdberührung.

In den Simulationen zeigte sich insbesondere, dass der Einbezug von nichtlinearen Lasten zur Instabilität des Gesamtnetzes führen kann.

## Entwicklung intelligenter Regel- und Steuerverfahren für ausgewählte Erzeuger bzw. (steuerbare) Verbraucher im Hinblick auf eine robuste Netzintegration (AP 3.1.5, CRES)

### Zielsetzung:

Entwickeln von intelligenten Algorithmen für Erzeuger bzw. steuerbare Verbraucher (mit Netzanbindung über Leistungselektronik) zur Netzstabilisierung insbesondere im Hinblick auf unsymmetrischen und/oder harmonisch verzerrten Betrieb.

### Durchführung und Ergebnisse:

Es wurde ein dynamisches System – ein nichtlinearer Beobachter bestehend aus parallel geschalteten „Second-Order-Generalized-Integrators (SOGIs)“ mit „Frequency-Locked-Loop (FLL)“ – zur Online-Detektion von Amplitude, Phase, Frequenz und Gleichanteil aller harmonischen Komponenten (in Spannungen oder Strömen) entwickelt. Die parallelen SOGIs, welche den linearen Anteil des Beobachters bilden, wurden so weiterentwickelt, dass diese die Signalparameter mit Ausnahme der Frequenz beliebig schnell beobachten können – einzig beschränkt durch das Shannon-Theorem (Shannon 1949). Zur optimalen Funktionalität des Systems wurden allerdings die Ordnungszahlen der harmonischen Komponenten benötigt. Final wurde dieses System der Art weiterentwickelt, dass nebst der Grundfrequenz ebenfalls die Frequenzen der harmonischen Komponenten geschätzt werden können, d.h. dass die Ordnungszahlen der Harmonischen geschätzt werden können und nicht mehr als Spezifikation erforderlich sind; dies ist allerdings zu Projektende noch nicht abgeschlossen. Beispielhaft ist in Abbildung 24 der Spannungsverlauf des Gleichrichters im ersten Gebäude von Ring B (siehe voriger Abschnitt) bis zur neunundzwanzigsten Harmonischen analysiert, wovon die fünfte und siebte gezeigt sind.

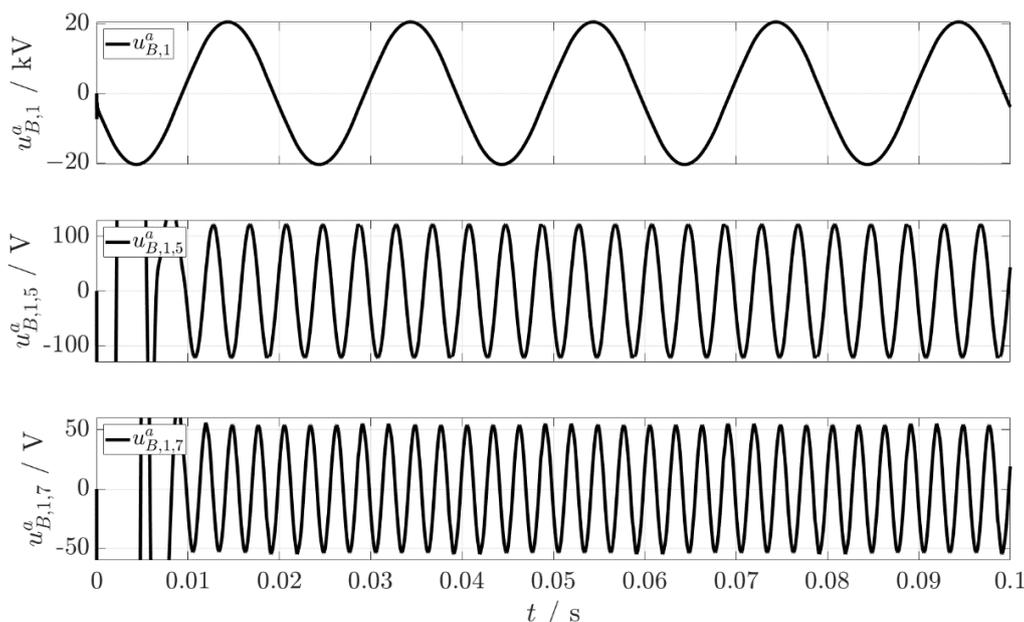


Abbildung 24: Analyse der Spannungsverlauf des ersten Gebäudes aus Ring B

Mit Hilfe dieses Systems lassen sich unsymmetrische Netze in symmetrische Teilsysteme aufspalten, so dass klassische Regelverfahren auch für den unsymmetrischen Fall angewendet werden können. In Abbildung 25 ist ein dreiphasiges Eingangssignal gezeigt, welches leicht unsymmetrisch ist. Davon ausgehend ist in Abbildung 26 das Mit-, Gegen- und Nullsystem dargestellt. Weiterhin ist in Abbildung 27 der Schätzfehler zwischen Ein- und Ausgangssignal für verschieden gewählte Schnelligkeiten des Systems illustriert.

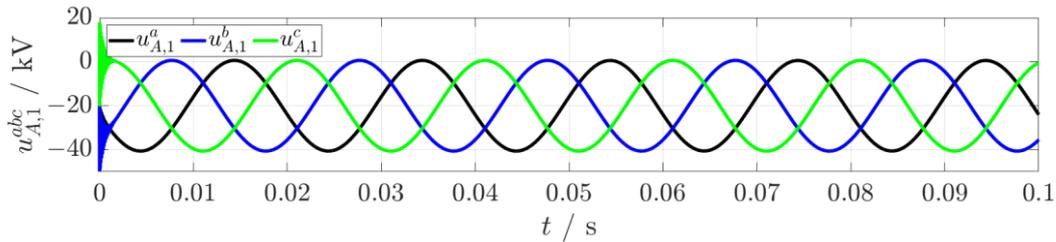


Abbildung 25: Spannungsverlauf der ersten Gebäudes aus Ring A

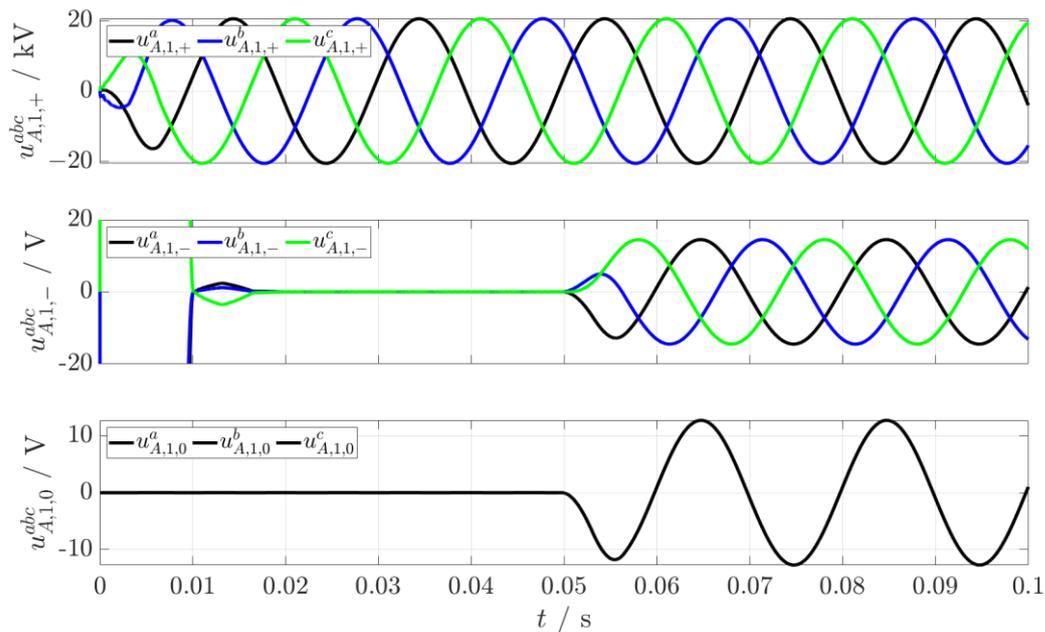


Abbildung 26: Zerlegung des Spannungsverlaufs des ersten Gebäudes aus Ring A in Mit- (+), Gegen- (-) und Nullsystem (0)

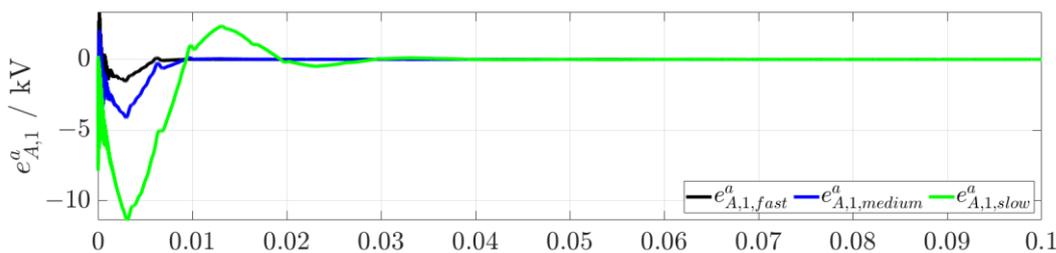


Abbildung 27: Schätzfehler für verschiedene Systemgeschwindigkeiten

Mithilfe der schnellen Detektion können nun steuerbare Erzeuger mit leistungselektronischer Netzanbindung und entsprechenden Filtertopologien (z. B. RL, LC, LCL) dazu genutzt werden, Strom- und/oder Spannungsharmonische im Inselnetz zu kompensieren. Spannungsqualität und Netzstabilität können verbessert werden.

### **3.2.2 Thermische Versorgungsnetze (AP 3.2)**

Für die Versorgungsinfrastruktur mit Heizwärme, Prozesswärme, Gebäude- und Prozesskühlung mussten zunächst Methoden entwickelt werden, um eine vollständige Zukunftsprognose für Bedarfe und Netzinfrastruktur zu erarbeiten.

Für das komplexe Mischgebiet wurden zunächst die Ist-Energiebedarfe der Gebäude und der Wärme- und Kältenetze analysiert und in Form von Datenbanken aufbereitet. Im nächsten Schritt wurden daraus Zukunftsszenarien erstellt. Die daraus entwickelten Gesamtmodelle zu Versorgungsszenarien sind in AP 1 dokumentiert.

Der Campus Garching wird in weiten Teilen über ein bestehendes Nahwärmenetz mit Wärme versorgt. Dies dient zur Heiz- und Prozesswärmeversorgung der Gebäude, aber auch, überwiegend im Sommer, als Antriebsenergie für mehrere Absorptionskältemaschinen. Zusätzlich existiert ein Kaltwassernetz, das vorrangig zur Kühlung von Laboren dient.

Nachfolgend werden die Analyse dieser bestehenden Netze sowie Transformationsmöglichkeiten im Hinblick auf zukünftige Anforderungen dargestellt. Die Analysen umfassen die bestehenden Netze sowie die Versorgung der geplanten Neubauten, insbesondere des Neubaugebiets im Westen des Campus. Die neu geplanten Gebäude sollen in die bestehende Versorgungsstruktur integriert werden. Hierbei ist nicht nur der Wärmebedarf der Gebäude zu beachten, sondern ebenfalls der immer mehr an Bedeutung gewinnende Kühlbedarf. Dahingehend wurden verschiedene Konzepte zur Kälteversorgung betrachtet.

#### **Analyse bestehender Versorgungsinfrastruktur (AP 3.2.1, ZAE)**

##### Zielsetzung:

Analyse der bestehenden Infrastruktur zur Wärme- und Kälteversorgung auf Basis von Bestandsunterlagen. Aufbau einer GIS-Datenbank, die alle notwendigen Informationen zum Gebäudebestand und zur Netzentwicklung und Simulation enthält. Dabei wird der zukünftige Wärme- und Kältebedarf der Bestandgebäude als auch der neu geplanten Gebäude berücksichtigt. In Hinblick auf die Bedarfsszenarien fließen Informationen aus AP 2 ein, die im Laufe des Projekts iterativ präzisiert werden, sodass eine ständige Anpassung und Abstimmung notwendig ist.

##### Durchführung und Ergebnisse:

Die Analyse der bestehenden Versorgungsinfrastruktur umfasste eine Analyse des thermischen Energiebedarfs der Gebäude, des Bestands-Fernwärmenetzes sowie der bestehenden

Kälteversorgung. Dabei wird sukzessive der Aufbau einer GIS-Datenbank erläutert, in der sämtliche Informationen dieser Analysen zusammengetragen wurden.

### **Analyse des thermischen Energiebedarfs der Gebäude**

Innerhalb der Bestandsanalyse sowie der Prognose des Bedarfs zukünftiger Gebäude fand eine enge Zusammenarbeit mit AP 2 statt. Dabei wurden zunächst die vorhandenen Daten des Seedfunding-Projektes ausgewertet und zum Schließen von Datenlücken gemeinsam Gebäudebegehungen bei allen Bestandsgebäuden durchgeführt.

Der bestehende Campus (vgl. Abbildung 28 a)) stellt ein Mischgebiet mit Gebäuden verschiedener Baualtersklassen und Gebäudetypen wie Hörsälen, Kantinen, Büro-, Labor-, oder Mischgebäuden wie Fakultätsgebäuden dar. Dementsprechend groß sind die Unterschiede im Energiebedarf einzelner Gebäude. Bezüglich dem Wärmeverbrauch liegen für einige Gebäude einmal jährlich erfasste Zählerstände der Wärmemengenzähler an der Wärmeübergabestation vor. Angaben zum Kälteverbrauch der Gebäude waren zu Beginn des Projekts kaum vorhanden. Weiterhin wurden Dokumentationen und Plansätze zu den Gebäuden sowie aufgenommene Daten aus den durchgeführten Ortsbegehungen ausgewertet.

Als Basis für die Analyse des thermischen Energiebedarfs zukünftiger Gebäude wurde der von (KCAP Architects&Planners et al. 2015) erstellte, städtebauliche Masterplan für das Endausbauszenario des Campus Garching im Jahr 2040 herangezogen (siehe Abbildung 28 b)). Demnach wird im Westen des Campus der TUM die Erschließung eines Neubaugebiets, auch als „Campus West“ bezeichnet, geplant. Bei diesem Neubaugebiet wird es sich, ähnlich zum bestehenden Campus, um ein Mischgebiet mit einer heterogenen Gebäudestruktur handeln. Innerhalb des bestehenden Campus ist eine Nachverdichtung geplant, wobei auch einzelne Gebäude wie z. B. die alte Mensa oder das Physik Department 1 (PD 1) abgerissen werden.

Die detaillierte Methodik zur Wärme- und Kältebedarfsermittlung wird im Rahmen der Potentialanalyse in AP 3.2.2 erläutert. Dabei wird eine räumliche und zeitliche Entwicklung zu Bestand, Sanierungsvorhaben, Abriss und Neubau abgebildet.



a) Der Forschungscampus in Garching im Status Quo (Google Earth 2020). b) Städtebaulicher Masterplan für den Endausbau des Campus Garching (KCAP Architects&Planners et al. 2015).

Abbildung 28: Vergleich des Ist-Zustandes sowie des Ausbauplans am Campus in Garching.

Mit den gesammelten Daten wurde eine detaillierte Gebäude-Datenbank auf Excelbasis erstellt, die mit einer GIS-Datenbank verknüpft wurde. Anhand der Gebäude-Datenbank ist eine schnelle Übersicht über die für das Fernwärmenetz relevanten Parameter der Wärmeübergabestationen und über die Verwendung des Nicht-Trinkwassers sowie zusätzlich über den gesamten Gebäudebestand möglich. Abbildung 29 zeigt beispielhaft einen Ausschnitt aus der Datenbank.

1	Gebäudekategorie	Hinweis	5112	5115
2				
3	Allgemein		Walter-Schottky-Institut	ZNN / Zentrum für Nanotechnologie
83	Bauphysik			
219				
220	Heizungsanlage			
221	Wärmeerzeugung	Wärmeübertrager 1	Wärmeübertrager 1	2x Plattenwärmeübertrager Fernwärme
250		Wärmeübertrager 2	Wärmeübertrager 2	n.v.
279		Wärmeübertrager 3	n.v.	n.v.
308		Kessel 1	n.v.	n.v.
339	Kompressionswärmepumpe 1	n.v.	n.v.	n.v.
377		Absorptionswärmepumpe 1	n.v.	n.v.
424	Speicher	Sensibler Speicher 1	Warmwasserspeicher	n.v.
457		Sensibler Speicher 2	n.v.	n.v.
490	Wärmenetze	Wärmenetz 1	Raumheizung Geb. 5112	Wärmenetz Geb. 5115
681		Wärmenetz 2	n.v.	n.v.
872		Wärmenetz 3	n.v.	n.v.
1063		Wärmenetz 4	n.v.	n.v.
1254	Trinkwarmwasserbereitung	BWW 1	Zentrale BWW-Bereitung	Brauchwarmwasserspeicher
1312		BWW 2	n.v.	n.v.
1370		BWW 3	n.v.	n.v.
1428				
1429				
1430	Kälteanlage			
1431	Kälteerzeugung	Kompressions-Kältemaschine 1	Kältemaschine KM1	Kältemaschine 1
1467		Kompressions-Kältemaschine 2	n.v.	Kältemaschine 2
1503		Kompressions-Kältemaschine 3	n.v.	n.v.
1539		Kompressions-Kältemaschine 4	n.v.	n.v.
1575		Kompressions-Kältemaschine 5	n.v.	n.v.
1611	Absorptionskältemaschine 1	n.v.	n.v.	n.v.
1657		Absorptionskältemaschine 2	n.v.	n.v.
1703		Absorptionskältemaschine 3	n.v.	n.v.
1749	Kältebereitstellung	Kälte-WÜ 1	PW1 Kältemaschine KM1	WÜ-Rückkühlung KKM1

Abbildung 29: Exemplarischer Auszug aus der detaillierten Gebäudedatenbank.

Basierend auf der detaillierten Gebäudedatenbank und der Zuarbeit des Staatlichen Bauamt München 2 (StBa M2) wurde im zweiten Schritt eine GIS-Datenbank aufgebaut (siehe Abbildung 30). Dabei wurde die Open-Source-Software QGIS verwendet (QGIS Development Team 2018). Diese Datenbank bildet auch die Grundlage für die Simulation des Fernwärmenetzes sowie für die räumliche Optimierung mit urbs (AP 1). Die Anforderungen der GIS-Datenbank wurden deshalb eng mit dem AP 1 abgestimmt und die Schnittstellen mit den Projektpartnern definiert.

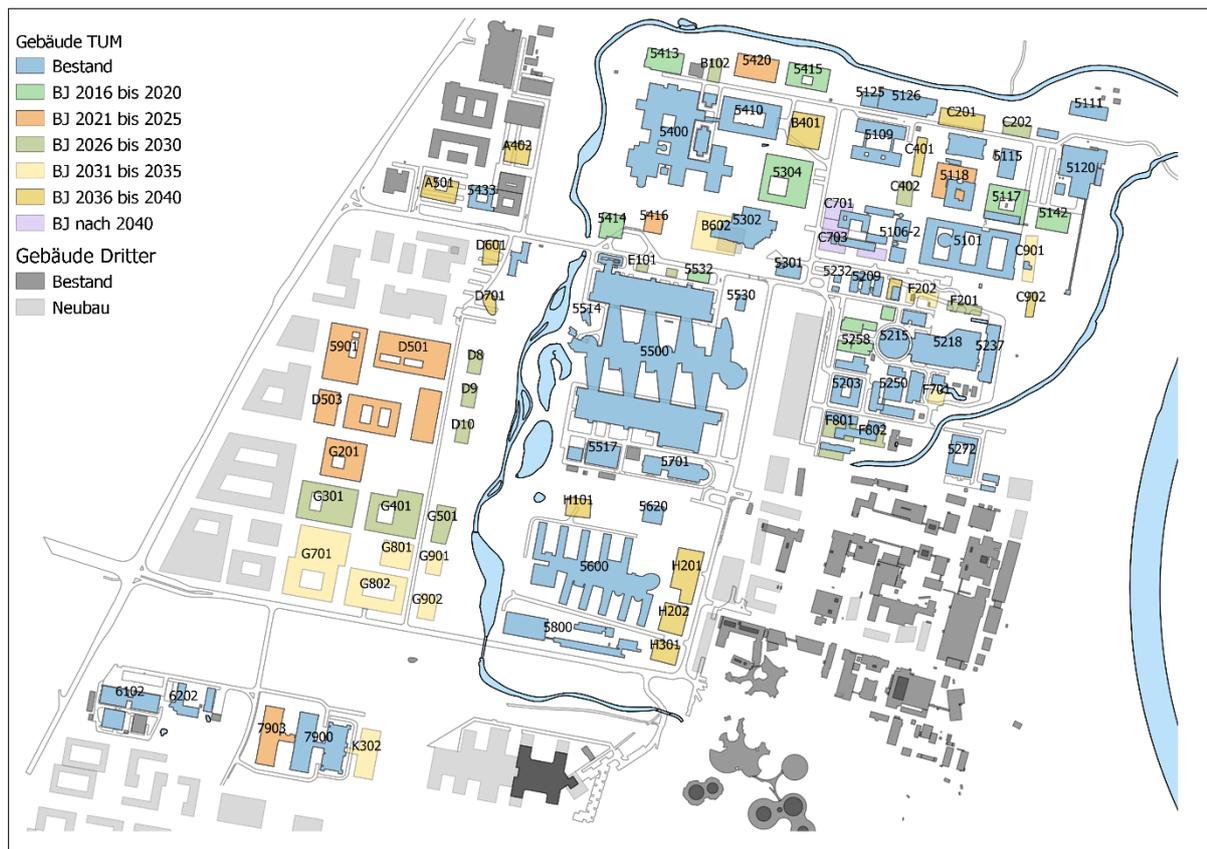


Abbildung 30: Gebäudelayer innerhalb der GIS-Datenbank. Die Gebäude im Versorgungsgebiet der TUM sind dabei nach Baujahr farblich markiert. Gebäude Dritter sind in Bestandsgebäude und Neubauten unterschieden.

Innerhalb der GIS-Datenbank wurden dabei sämtliche Gebäudeinformationen, soweit vorhanden, wie Baujahr, Nettogrundrissfläche, Zonenaufteilung innerhalb des Gebäudes, Informationen zum Wärme- und Kältebedarf sowie zur Gebäudetechnik festgehalten.

Weiterhin sind in der GIS-Datenbank verschiedene Sanierungsszenarien für den Gebäudebestand abgebildet, welche bereits in AP 2 detailliert erläutert wurden.

### Analyse Fernwärmenetz

Um zukünftige Potentiale für die Wärmeversorgungsinfrastruktur untersuchen und bewerten zu können, wurde zunächst das Bestands-Fernwärmenetz detailliert analysiert. Dazu wurden Informationen zur Netzinfrastruktur, Abnehmern und Betriebsparametern gesammelt und bewertet. Nachfolgend wurden

sämtliche Informationen in die GIS-Datenbank mit aufgenommen. Die Abbildung der Netzinfrastruktur in GIS diene als Basis für die Analyse des Bestandsnetzes im Status Quo mittels eines Rohrnetzrechnungsprogramms.

Auf Basis der Daten des Seedfunding-Projektes wurde auch eine Analyse des Fernwärmenetzes durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass eine umfangreiche Analyse der Versorgungsinfrastruktur eine weitere Datenerfassung erforderlich macht. Diese beinhaltete auf Seiten der Verbraucher die Begehung einzelner Übergabestationen, um Randbedingungen des Fernwärmenetzes wie Anschlussleistung und Auslegungstemperaturen zu bestimmen und detaillierte Informationen zur Gebäudetechnik der an das Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude zu erhalten. Hinsichtlich des Leitungsverlaufs des Fernwärmenetzes wurden die vorhandenen Planunterlagen analysiert. Um Unstimmigkeiten zu beseitigen und weitere Netzparameter zu erhalten, wurde unter anderem der Kontakt mit dem Ingenieurbüro Rögelein + Partner Ingenieure (IB Rögelein) hergestellt, das sowohl das Fernwärmenetz als auch das im weiteren Kapitelverlauf beschriebene Nichttrinkwasser-Netz (NTW-Netz) am Campus planerisch betreut. Es wurden weitere Informationen zu beiden Netzen ausgetauscht, die in die weiteren Analysen eingeflossen sind.

Grundsätzlich ist das Fernwärmenetz der TUM derzeit in zwei Netze untergliedert: Das Primärnetz (genannt „Primärnetz Ost“) und das Sekundärnetz („Subnetz Heizzentrale Ost“), das unter anderem die Gebäude auf dem Gelände der Forschungsneutronenquelle (FRM II) versorgt. Zwischen Primärnetz und Sekundärnetz gibt es eine Wärmeübergabestation, wodurch die beiden Netze hydraulisch entkoppelt sind. Zusätzlich besteht am Campus ein Geothermie-Fernwärmenetz der Energie-Wende-Garching GmbH. Das Primärnetz Ost der TUM ist für einen Nenndruck von PN 25 ausgelegt und wird derzeit mit gleitenden Vorlauftemperaturen von 115 - 140 °C betrieben. Das Sekundärnetz ist ebenfalls auf PN 25 ausgelegt und wird derzeit mit Temperaturen von 90 - 120 °C betrieben. Das Fernwärmenetz der TUM wird über das Heizkraftwerk gespeist, das sich im südwestlichen Bereich des Campus befindet. Dort dient als flexible KWK-Anlage ein Cheng-Cycle, der bei einer maximalen Wärmeleistung von  $6,8 \text{ MW}_{\text{th}}$  thermisch rund  $4,0 \text{ MW}_{\text{el}}$  elektrische Leistung bereitstellt. Die Anlage ist dazu in der Lage bei geringem Wärmebedarf eine elektrische Leistung von  $6 \text{ MW}_{\text{el}}$  elektrisch zu liefern. Auf Seite der Wärmebereitstellung dienen zwei Wechselbrandkessel mit jeweils  $18,3 \text{ MW}_{\text{th}}$  Nennwärmeleistung zu Abdeckung der Mittel- und Spitzenlast sowie als Backup für den Cheng-Cycle. Abbildung 31 zeigt die Auswertung der Messdaten der vom Heizkraftwerk bereitgestellten und ins Fernwärmenetz eingespeisten Wärmemengen anhand von Jahresdauerlinien für das Jahr 2017. Demnach lag die insgesamt bereitgestellte Spitzenleistung bei rd.  $24 \text{ MW}_{\text{th}}$ , wobei eine Wärmemenge von rd.  $80 \text{ GWh}_{\text{th}}$  ins Fernwärmenetz eingespeist wurde.

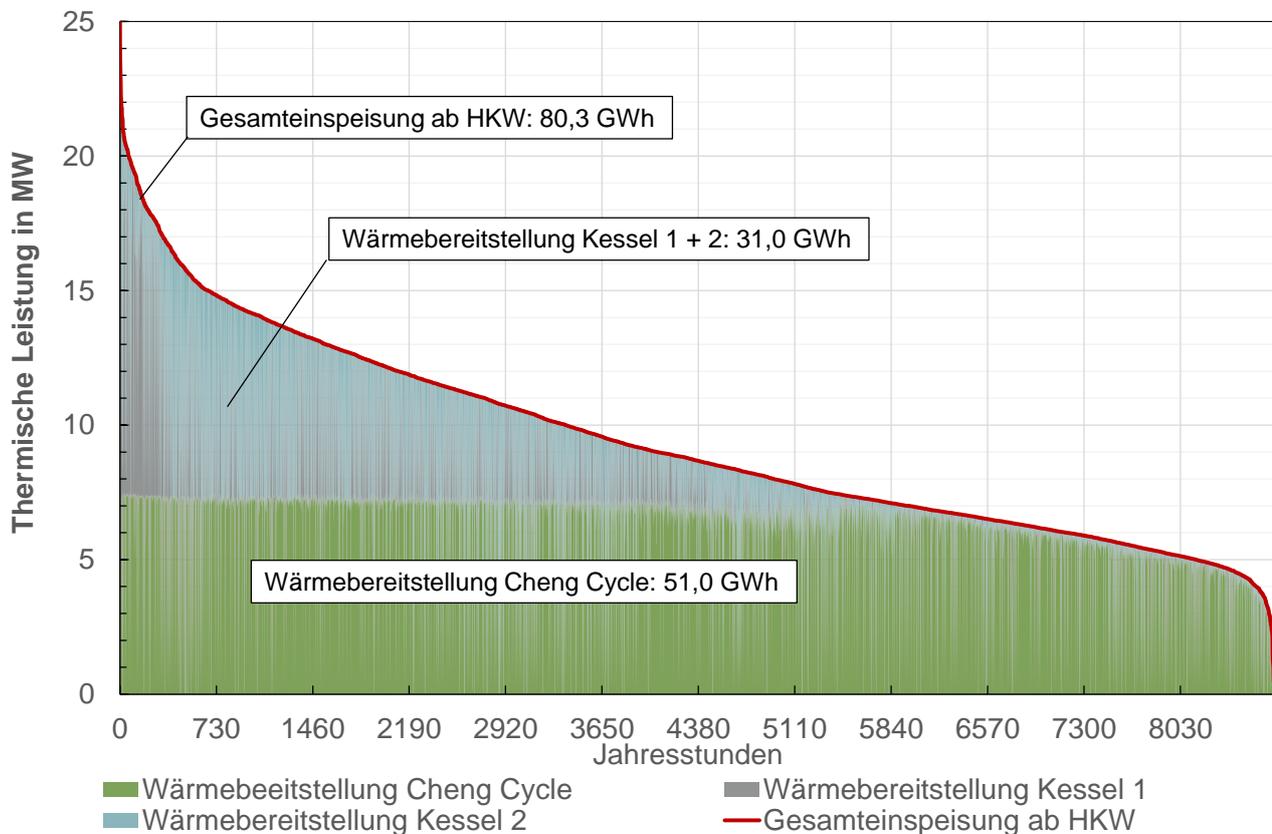


Abbildung 31: Jahresdauerlinien Wärmebereitstellung des HKW 2017. Die dunkelrote Linie stellt die insgesamt ins Fernwärmenetz eingespeiste Wärme dar, die eingefärbten Flächen zeigen die sortierte Wärmebereitstellung von Cheng Cycle (grün), Kessel 1 (grau) und Kessel 2 (blau).

Die über das Fernwärmenetz verteilte Wärme wird innerhalb der Gebäude zu einem großen Teil zur Heizwärmebereitstellung genutzt. Weiterhin sind in den Gebäuden Maschinenwesen (MW) und Chemie (CH) Absorptionskältemaschinen vorhanden, welche mit Fernwärme angetrieben werden. Auch verfügen manche Gebäude über eine zentrale Brauchwarmwasserbereitung, die an die Fernwärme angeschlossen ist.

Bezüglich der bestehenden Fernwärmeversorgung stellt sich vorrangig die Frage, ob die bisherigen Netztemperaturen in dieser Höhe zwingend erforderlich sind oder ob hier eine Absenkung möglich ist. Dies würde sowohl die Netzverluste reduzieren als auch den Primärenergiefaktor der Fernwärme verbessern. Zu Beginn des Projektes wurde daher ermittelt, welche der Abnehmer im Wärmenetz auf besonders hohe Vorlauftemperaturen angewiesen sind:

- Dampferzeuger in der alten Mensa: Diese wurde jedoch im Jahr 2019 durch einen Neubau ersetzt, seitdem wird der Dampf elektrisch erzeugt.
- Absorptionskältemaschinen im Maschinenwesen und in der Chemie: Diese sind auf eine Fernwärme-Temperatur von 130 °C/90 °C (Vorlauf/Rücklauf) ausgelegt. Die Maschinen sind teilweise über 20 Jahre alt und stehen damit am Ende ihrer technischen Lebensdauer.

- Forschungsreaktor, der über das Subnetz Ost versorgt wird: Der Forschungsreaktor benötigt eine minimale Vorlauftemperatur von mindestens 90 °C. Eine Absenkung der Vorlauftemperatur auf unter 90 °C ist nur mit einer Änderung der atomrechtlichen Genehmigung möglich.

Die gesammelten Informationen über das bestehende Fernwärmenetz wurden im nächsten Schritt in die GIS-Datenbank aufgenommen (siehe Abbildung 32). Dabei ist der Trassenverlauf von Primärnetz und Subnetz dargestellt, wobei aus Gründen der Übersichtlichkeit nur der Vorlauf dargestellt ist. Farblich separat ausgewiesen ist in der Abbildung einer Entlastungsleitung des Primärnetzes im Westen des bestehenden Campus. Diese Leitung versorgt einzelne Gebäude am westlichen Rand und dient weiterhin zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im restlichen Stammgebiet.

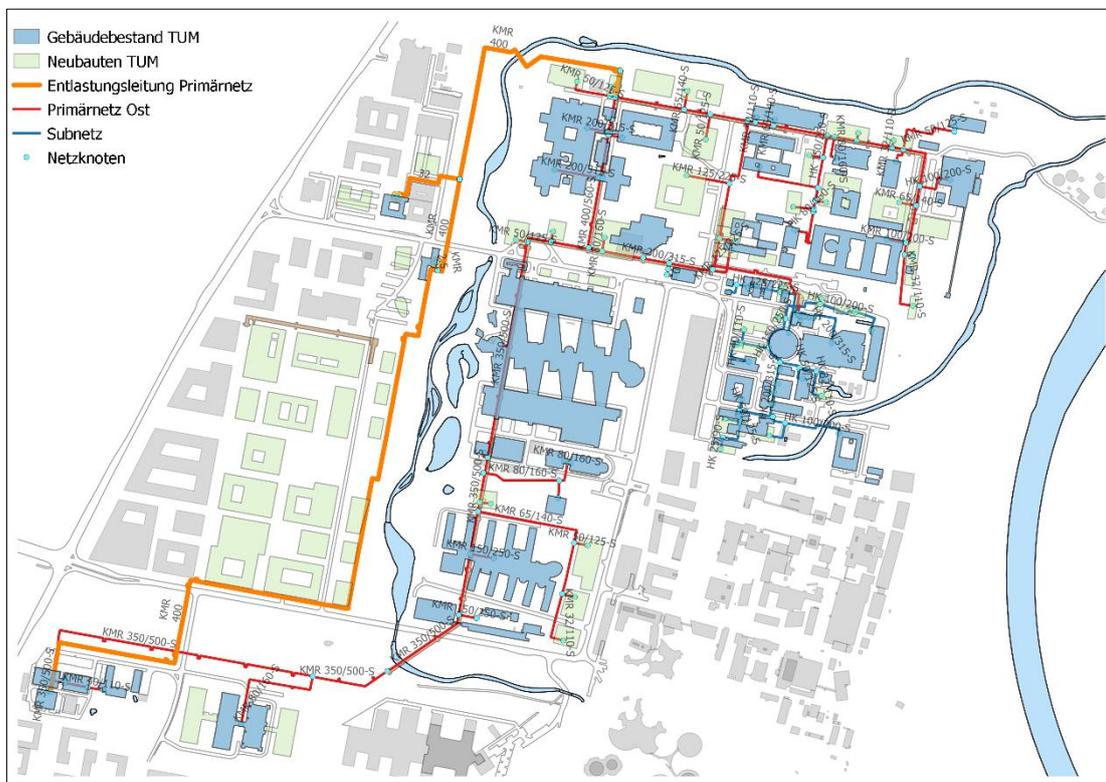


Abbildung 32: Integration der Informationen zum Bestands-Fernwärmenetz in der GIS-Datenbank. Das primäre Fernwärmenetz („Primärnetz Ost“), besteht aus dem in Rot dargestellten Hauptnetz sowie der die Betriebssicherheit erhöhenden Entlastungsleitung (orange), an der bisher nur wenige Abnehmer angeschlossen sind. Das sekundäre Subnetz im Osten des Campus ist in blau abgebildet.

Die GIS-Datenbank umfasst in Bezug auf das Bestandsfernwärmenetz Informationen über die Wärmeabnehmer wie Ort und Bedarf, den Trassenverlauf, die Leitungsdimensionierung sowie die Rohrtypen und angenommene Dämmqualitäten der Bestandsrohre zum aktuellen Zeitpunkt.

## Methodik, Modellierung und Analyse des Bestands-Fernwärmenetz

Im nächsten Schritt erfolgte die Erstellung und Abbildung des bestehenden Fernwärmenetzes in einem Simulationsprogramm auf Basis der in der GIS-Datenbank enthaltenen Trassenverläufe und Attribute. Für die Rohrnetzsimulation wurde die Software STANET verwendet (Wörthmüller und Fischer-Uhrig 2018). Zur Untersuchung des Primärnetzes Ost und des Subnetzes wurde zuerst der Ist-Zustand separat für beide genannten Wärmenetze mit den aktuellen Betriebsparametern nachgerechnet.

Alle für die Fernwärmenetzsimulation erforderlichen Informationen zu Leitungsverlauf und -dimensionierung sowie Abnehmern sind in der GIS-Datenbank hinterlegt und können über eine entsprechende Schnittstelle als GIS-Layer direkt in das Simulationsprogramm STANET importiert und dort weiter bearbeitet werden. Ebenfalls ist es möglich, in STANET vorgenommene Änderungen zurück nach GIS zu exportieren.

Für sämtliche Fernwärmenetzsimulation im Auslegungszustand (Außentemperatur  $-16\text{ °C}$ ) wurden dabei folgende Randbedingungen festgelegt:

- Rechenparameter:
  - Die Endgenauigkeit für den Durchfluss liegt bei  $0,01\text{ m}^3/\text{h}$
  - Die Endgenauigkeit für den Druckabfall liegt bei  $0,001\text{ bar}$
  - Anwendung des Widerstandsgesetzes nach Prandtl-Colebrook
- Rohrparameter
  - Die Dämmung der Bestandsleitungen ist nicht dokumentiert. Hier wurde eine Standarddämmung ohne Verstärkung angenommen.
  - Rohrrauigkeit:  $0,1\text{ mm}$
  - Ventillänge:  $1\text{ m}$
- Stoffkonstanten Medium:
  - Dyn. Zähigkeit bei  $273,2\text{ K}$ :  $1793\text{ E-6 kg/ms}$
  - Wärmekapazität:  $4,1868\text{ kJ/kgK}$
- Umgebungsbedingungen:
  - Luftdruck:  $1,013\text{ bar}$ , Bodentemperatur  $8\text{ °C}$

Ein wichtiges Ergebnis der Netzsimulation stellt der rechnerische Wärmeverlust des Fernwärmenetzes dar, da dieser innerhalb des Wärmebedarfsszenarios für den Gesamtcampus berücksichtigt werden muss. Unter verschiedenen Randbedingungen für Vor- und Rücklauftemperaturen wurden mit stationären Strömungszuständen die daraus resultierenden Wärmeverlustleistungen berechnet.

Um daraus für weitergehende Berechnungen die jährlichen Energiemengen der Wärmeverluste abzuleiten, wurden Jahresmittelwerte der Vor- und Rücklauftemperaturen verwendet und die so ermittelten Verlustleistungen näherungsweise ganzjährig als konstant angenommen. Damit wird ein Fehler in der zeitlichen Verteilung der Netzverluste gemacht, da unterjährige Schwankungen vernachlässigt werden. Nach Simulation von Volllast- und Schwachlastfällen schwankt die

Verlustleistung im Bestandsnetz zwischen den Extremfällen um ca. 5 %. Bezogen auf den Gesamt-Wärmeleistungsbedarf liegt dieser Fehler jedoch unter 1 %.

Außer der gleitenden Vorlauftemperatur und der regeltechnisch bedingt schwankenden Rücklauftemperaturen unterliegt auch die Bodentemperatur saisonalen Schwankungen. Die anzusetzende Bodentemperatur hängt unter anderem vom lokalen Klima, der Verlegetiefe der Rohre und der Bodenzusammensetzung (Material, Dichte, Wärmeleitfähigkeit, etc.) ab. Die innerhalb der Simulation angesetzte Bodentemperatur von 8 °C zielt auf Leistungsbedarfe der Heizperiode ab und ist für ganzjährige Betrachtungen als leicht konservativ zu bewerten.

Abbildung 33 zeigt die Simulationsergebnisse des Primärnetzes Ost für den Auslegungsfall bei einem Netztemperaturniveau von 125 °C im Vorlauf und 80 °C im Rücklauf. Die Abnahmeleistung des gesamten Primärnetzes Ost inkl. Subnetz beträgt dabei rd. 25 MW<sub>th</sub> ab Heizkraftwerk (Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit, exklusive Netzverlustleistung).

Im Verteilnetz ergeben sich Fließgeschwindigkeiten von bis zu 1,5 m/s. Die Druckdifferenz am Einspeisewerk beträgt 3,3 bar. Dies sind für eine PN25-Hauptverteilung vergleichsweise niedrige Werte bzw. sind hier hydraulische Reserven vorhanden. Die Netzverlustleistung liegt bei rd. 540 kW<sub>th</sub>.

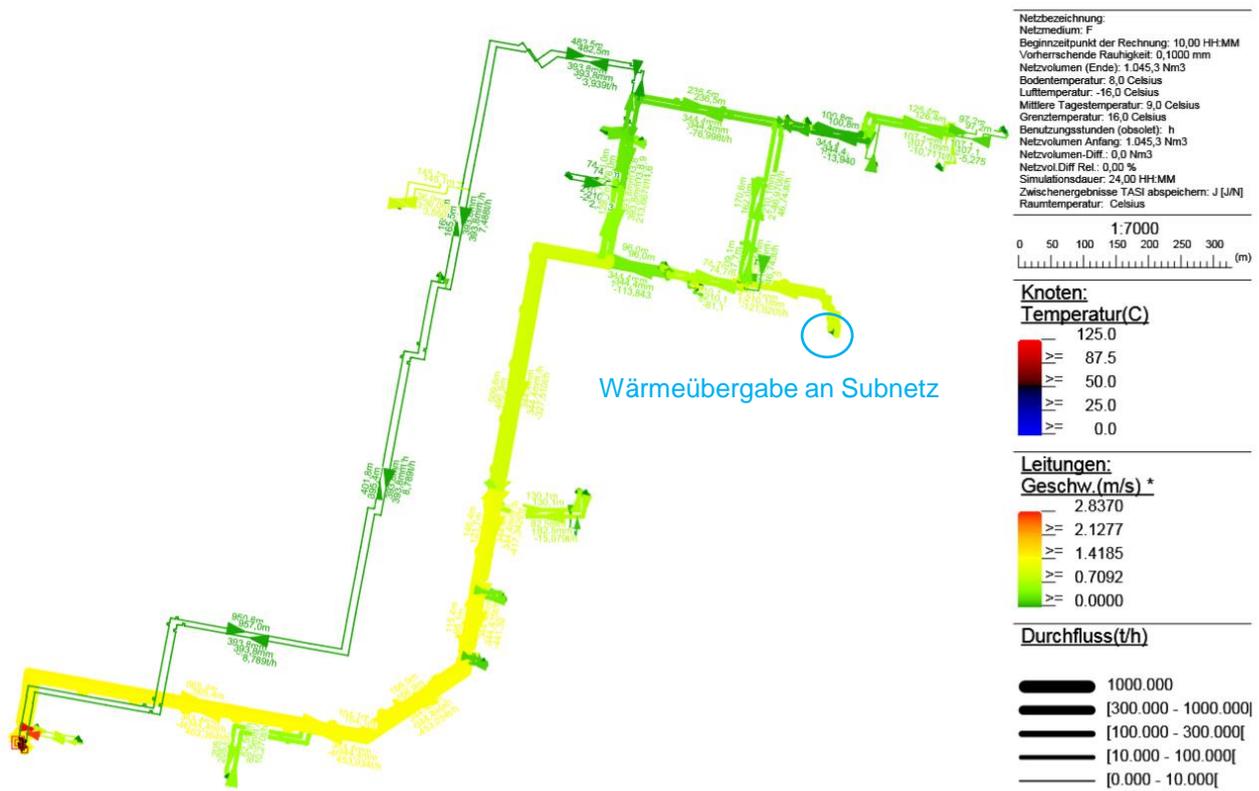


Abbildung 33: Simulation des Primärnetzes Ost im Bestand. Auslegungsfall mit mittleren Temperaturen von 125 °C im Vorlauf und 80 °C im Rücklauf. Die Leitungen sind mit aufsteigender Strömungsgeschwindigkeit von grün nach rot eingefärbt. Die Strichdicke symbolisiert die Durchflussmenge. Die Wärmeübergabe an das Subnetz befindet sich im Osten des Campus.

Bei der Simulation des Subnetzes Ost (siehe Abbildung 34) wird an der Wärmeübergabe vom Primärnetz eine Grädigkeit von 10 K angenommen, sodass die Vorlauftemperatur im Subnetz 115 °C beträgt. Bei der Rücklauftemperatur wird analog zum Primärnetz mit 80 °C gerechnet. Die Wärmeabgabe vom Primärnetz wird innerhalb der Simulation des Subnetzes über ein Einspeisewerk an der Stelle der Wärmeübergabe ermöglicht.

Die maximale Fließgeschwindigkeit im Subnetz beträgt 0,8 m/s. Die Druckdifferenz an der Wärmeübergabe durch das Primärnetz liegt bei 1,1 bar. Es ergibt sich eine Netzverlustleistung von rd. 135 kW<sub>th</sub>.

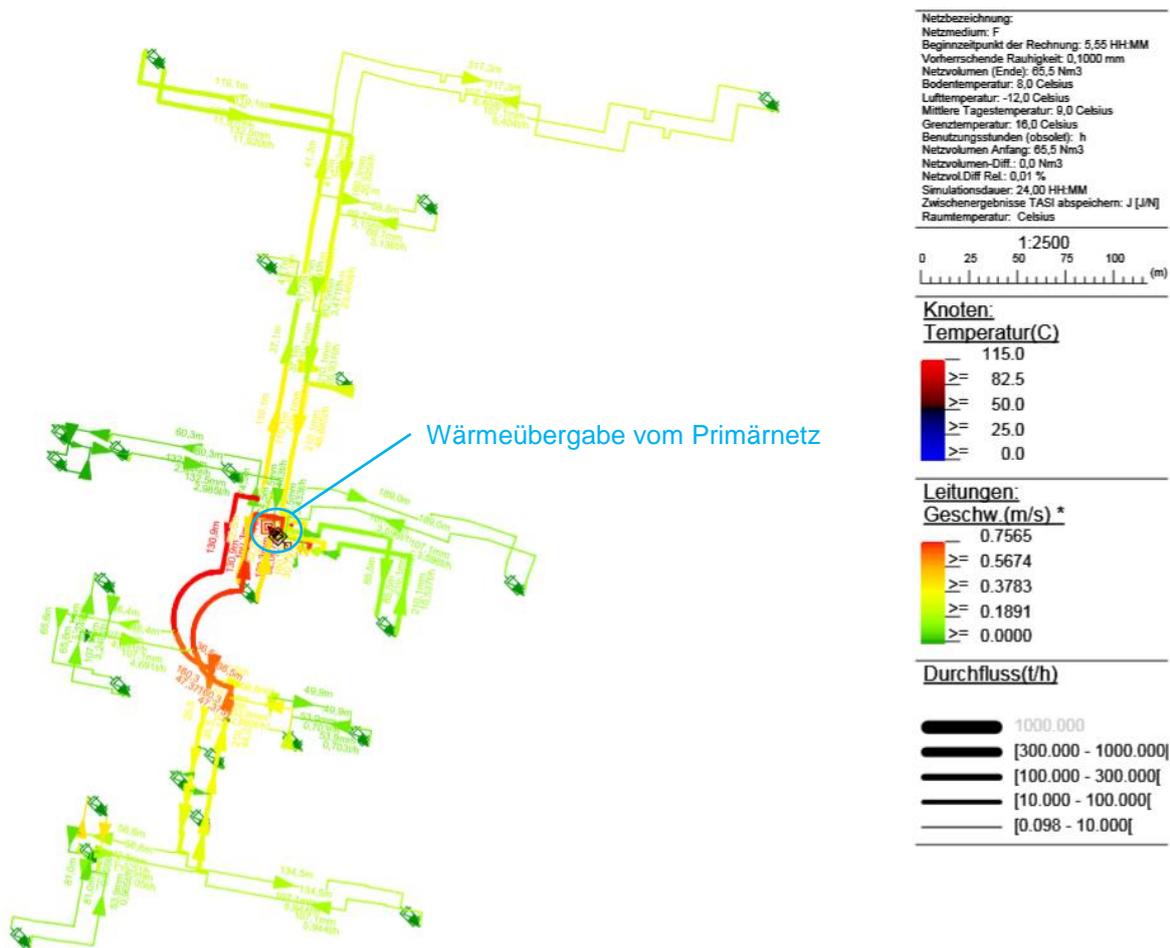


Abbildung 34: Simulation des Subnetzes Ost im Bestand. Auslegungsfall mit mittleren Temperaturen von 115 °C im Vorlauf und 80 °C im Rücklauf. Die Leitungen sind mit aufsteigender Strömungsgeschwindigkeit von grün nach rot eingefärbt. Die Strichdicke symbolisiert die Durchflussmenge. Die Wärmeübergabe vom Primärnetz befindet sich im Osten des Campus.

Die Messdaten des Heizkraftwerks der TUM ergeben für das Jahr 2017 eine ins Fernwärmenetz eingespeiste Energiemenge von rd. 80 GWh bei Spitzenleistung rd. 25 MW<sub>th</sub>. Die berechneten jährlichen Netzverluste entsprechen dabei einem Anteil von rd. 7,4 % an der gesamt erzeugten Wärmemenge. Die vergleichsweise geringen Verlustanteile sind auf die hohe Wärmebedarfsdichte

zurückzuführen. Eine Messung der realen Netzverluste war mangels einer vollständigen Abdeckung mit Wärmemengenzählern nicht möglich.

Druckverlust und Flussgeschwindigkeit liegen in beiden Teilnetzen deutlich unter den Empfehlungen nach dem Planungshandbuch Fernwärme. Demnach wird für Fernwärmeleitungen der Dimension DN 350 eine maximale Strömungsgeschwindigkeit von 2,5 m/s nach der Swedish District Heating Association (DHA) und von 4,5 m/s nach dem ÖKL Merkblatt 67 empfohlen (Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme et al. 2017) Weiterhin wurden bisher im Winter noch höhere Vorlauftemperaturen erreicht, wodurch der Volumenstrombedarf weiter verringert wird.

Tabelle 8 fasst die Ergebnisse der Simulationen der beiden Teilnetze im Auslegungszustand zusammen. Der Anteil der Netzverlustleistung von Primärnetz und Subnetz an der gesamten Erzeugungsleistung beträgt in diesem Fall 2,7 %. Hochgerechnet für ein ganzes Jahr ergeben sich damit jährliche Netzverluste von 5895 MWh.

Die Messdaten des Heizkraftwerks der TUM ergeben für das Jahr 2017 eine ins Fernwärmenetz eingespeiste Energiemenge von rd. 80 GWh bei Spitzenleistung rd. 25 MWth. Die berechneten jährlichen Netzverluste entsprächen dabei einem Anteil von rd. 7,4 % an der gesamt erzeugten Wärmemenge. Die vergleichsweise geringen Verlustanteile sind auf die hohe Wärmebedarfsdichte zurückzuführen. Eine Messung der realen Netzverluste war mangels einer vollständigen Abdeckung mit Wärmemengenzählern nicht möglich.

Druckverlust und Flussgeschwindigkeit liegen in beiden Teilnetzen deutlich unter den Empfehlungen nach dem Planungshandbuch Fernwärme. Demnach wird für Fernwärmeleitungen der Dimension DN 350 eine maximale Strömungsgeschwindigkeit von 2,5 m/s nach der Swedish District Heating Association (DHA) und von 4,5 m/s nach dem ÖKL Merkblatt 67 empfohlen (Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme et al. 2017) Weiterhin wurden bisher im Winter noch höhere Vorlauftemperaturen erreicht, wodurch der Volumenstrombedarf weiter verringert wird.

Tabelle 8: Ergebnisse der Fernwärmenetzsimulationen der Bestandsnetze „Primärnetz Ost“ und „Subnetz Ost“. Auslegungsfall mit mittleren Vorlauftemperaturen von 125°C im Primärnetz und 115°C im Subnetz.

		Primärnetz Ost	Subnetz Ost	Gesamt
Abnahmeleistung	MW	25,0	6,3	25,0
Vorlauftemperatur	°C	125	115	
Rücklauftemperatur	°C	80	80	
Delta T	K	45	35	
Durchfluss	t/h	476	156	
Druckdifferenz Einspeisewerk	bar	3,3	1,1	
Max. Fließgeschwindigkeit Verteilnetz	m/s	1,5	0,8	
Netzverlust	kW	538	135	673

Was die zukünftige Gestaltung des Fernwärmenetzes betrifft, zeigen die Ergebnisse der Analysen zum Ist-Zustand, dass die Dimensionierung des bestehenden Fernwärmenetzes großzügig bemessen ist. Innerhalb des Stammgebiets ist der Anschluss neuer Gebäude denkbar. Auch eine Absenkung der Netztemperaturen ist möglich. Für das Neubaugebiet Campus West ist denkbar, losgelöst vom Bestands-Fernwärmenetz, ein Niedertemperaturnetz zu realisieren. Diese Aspekte werden in den nächsten Kapiteln näher betrachtet.

## Analyse Kälteversorgung

Als Basis für die Entwicklung zukünftiger Kälteversorgungsvarianten wurde zunächst die bestehende Kälteversorgung analysiert. Die zusammengetragenen Informationen wurden in die GIS-Datenbank mit aufgenommen und erste Ansätze für zukünftige Versorgungsvarianten im Bereich Kälte erarbeitet.

Grundlage für die Analyse des Ist-Zustandes der Kälteversorgung bildeten auch hier die zu Beginn des Projekts im Rahmen der Begehungen gesammelten Informationen. Weiterhin wurden Planungsunterlagen zur Gebäudetechnik ausgewertet und auf Voruntersuchungen des IB Rögelein zur Kälteversorgung am Campus (Rögelein + Partner Ingenieure 2017b) sowie einer Abschlussarbeit zum existierenden Brunnenwassernetz (Weibel 2014) zurückgegriffen.

Die Kältebereitstellung am Campus erfolgt derzeit teilweise semizentral und teilweise dezentral. In den Gebieten Chemie, Maschinenwesen und Mathematik-Informatik (s. a. Abbildung 35) versorgen Kälteanlagen teilweise übergreifend mehrere Gebäude, wobei dies nicht für alle Gebäude des jeweiligen Gebiets gilt. Die Gebäude im Gebiet der Physik werden bislang dezentral versorgt, jedes Gebäude verfügt über eine eigene Kälteerzeugung.



Abbildung 35: Übersicht des Campus mit Gebäudezonen. Hintergrundkarte: (KCAP Architects&Planners et al. 2015). Der bestehende Campus Ost besteht aus 5 Gebäudezonen. Auf dem rot eingefärbten Bereich soll der neue Campus West entstehen.

Das Reaktorgebiet ist aufgrund der hohen Sicherheitsauflagen vom restlichen Campus abgegrenzt. Die Kälte dort wird dezentral erzeugt. Abgesehen vom Kühlbedarf des Reaktors benötigen nur einzelne Gebäude Kälte zur Raumklimatisierung.

Abgesehen von der maschinellen Kühlung existiert am Campus der TUM ein Brunnenwassernetz, auch Nicht-Trinkwasser-Netz (NTW-Netz) genannt, welches aus einem Brunnenwasser-Pumpwerk in Neufahrn gespeist wird. Das Brunnenwasser wird überwiegend zu Kühlzwecken in Laborgebäuden genutzt und danach teils lokal versickert, teils in die Isar abgeleitet. Das NTW-Netz stellt eine nahezu konstante Vorlauftemperatur von 13 °C zur Verfügung. Damit werden zum einen Labore direkt gekühlt, zum anderen in einigen Gebäuden Kälteanlagen rückgekühlt. (Weibel 2014)

Die zum bestehenden NTW-Netz verfügbaren Informationen wurden in die zentrale GIS-Datenbank mitaufgenommen. Weiterhin wurden gebäudespezifisch Daten zu Kälteversorgungen und Kälteverbräuchen festgehalten wie beispielsweise die jeweilige Temperaturanforderung an die Kälte, ggf. die Möglichkeit einer freien Kühlung oder Informationen zu gebäudeübergreifenden Kälteversorgungen.

Maßnahmen zur Optimierung des NTW-Netzes wurden bereits in (Weibel 2014) untersucht. Bezüglich einer weiteren Nutzung des NTW-Netzes durch den Anschluss neuer Gebäude bestehen demnach Einschränkungen. Weiterhin ist die Datenlage, was das NTW-Netz betrifft, für tieferegehende Auswertungen unzureichend. Beispielsweise ist der genaue Leitungsverlauf an einigen Stellen unklar. Weiterhin wurden lediglich Verbrauchsmengen in m<sup>3</sup> gebäudescharf aufgezeichnet, die jeweils abgenommenen Leistungen oder Rücklauftemperaturen lagen nicht vor. Das NTW-Netz und die lokale thermische Nutzung des oberflächennahen Aquifers gelten derzeit als ausgereizt. Daher wurden das NTW-Netz oder oberflächennahe thermische Grundwassernutzungen nicht weiter in Analysen möglicher Ausbauszenarien einbezogen.

Innerhalb einer Studie zur Kältebereitstellung am Campus der TUM wurde im Jahr 2017 empfohlen, die teilweise bereits vorliegende, semizentrale Kältebereitstellung konsequent im Rahmen eines Gesamtkonzepts umzusetzen. Demnach würde das TU-Gebiet vollständig in mehrere kleinere Kältenetze („Kälteinseln“) unterteilt werden, um dort jeweils eine zentrale Kälteerzeugung zu betreiben. (Rögelein + Partner Ingenieure 2017b)

Im Rahmen der Projektarbeit wurde diese Versorgungsvariante in die Analysen mit aufgenommen. Weiterhin ist die Versorgung des gesamten Campus über ein Fernkältenetz mit zentraler Kältebereitstellung denkbar. Dadurch könnte die installierte Kälteleistung am Campus reduziert werden, indem Gleichzeitigkeitseffekte ausgenutzt werden. Die semizentrale, zentrale und dezentrale Versorgung wurden demnach als potentielle Kälteversorgungsvarianten für den Campus bewertet.

### **Potentialermittlung und Konzeption möglicher Netzstrukturen (AP 3.2.2, ZAE)**

#### **Zielsetzung:**

Aufbauend auf der Analyse wird das Potenzial für den Ausbau der bestehenden Netze hin zu einem Mehrleiternetz beziehungsweise das Potenzial einer zentralen Kälteversorgung ermittelt. Die Konzeption von möglichen Netzstrukturen und deren spezifische Anforderungen findet in enger

Zusammenarbeit mit dem AP 4 (Strom-/ Wärme-/ Kälteerzeuger und -speicher) statt. Hierzu ist eine regelmäßige Abstimmung der Arbeitsprozesse und Ergebnisse zwischen den APs vorgesehen. Zusätzlich erfolgt ein intensiver Austausch mit der spartenübergreifenden Optimierung in AP 1. Im Rahmen dieser Arbeitsphase werden verschiedene Konzepte für den Campus abgeleitet, modelliert und sowohl mit ökologischen, als auch ökonomischen Kenngrößen bewertet. Dabei sind insbesondere die hohen Flexibilitätsanforderungen an die Infrastruktur zu berücksichtigen.

#### Durchführung und Ergebnisse:

### **Potentialermittlung zur Lastanforderung und Konzeption der Fernwärmenetze**

Für die Entwicklung sämtlicher Zukunftsszenarien im Bereich der Fernwärmenetze ist, ebenso wie in der Erstellung ganzheitlicher Versorgungskonzepte, zunächst eine Prognose über den zukünftigen Wärmebedarf am Campus erforderlich. Diese Wärmebedarfsprognose erfolgte, was die Bewertung der Gebäudebedarfe betrifft, in Zusammenarbeit mit AP 2. Weiterhin flossen die Ergebnisse der Analysen zum Fernwärmenetz bzgl. der ermittelten Netzverluste in die Bedarfsprognose mit ein. Anhand der innerhalb gesammelten Informationen zur zukünftigen Entwicklung des Fernwärmenetzes wurden Ausbauvarianten erarbeitet, wobei sowohl die Erweiterung des Fernwärme-Bestandsnetzes als auch die Planung der Versorgung des Neubaugebiets Campus West betrachtet wurde.

### ***Wärmebedarfsprognose***

Zunächst wurde der Wärmeenergiebedarf der Bestandsgebäude ermittelt. Hier liegen für einige Gebäude jährliche Dokumentationen der Zählerstände der Wärmemengenzähler vor. Diese Jahresenergiemengen wurden klimabereinigt, weiterhin wurde bei den Gebäuden MW und Chemie jeweils der Anteil der AKM-Antriebswärme abgeschätzt und vom jeweiligen Gebäudebedarf abgezogen. Dies ist notwendig, um Wärmeenergiebedarf und Kühlbedarf getrennt zu bilanzieren. Ansonsten würde bei der Gesamtsimulation die Optimierung des Anlagenparks durch eine Vermischung der Energieformen verfälscht werden.

Zur Bewertung des maximalen Wärmeleistungsbedarfs der Bestandsgebäude wurden die im Rahmen der Fernwärmestudie des IB Rögelein ermittelten, an der Hausübergabe maximal benötigten Wärmeleistungen sowie Planungs-Schemata herangezogen.

Für neue Gebäude wurden spezifische Bedarfskennwerte anhand der Nettogrundrissfläche (NGF), welche auf Basis der im Masterplan (KCAP Architects&Planners et al. 2015) angegebenen Baufelder abgeschätzt wurde, ermittelt. Die dabei verwendeten Bedarfskennwerte wurden mit dem Projektpartner HANS abgestimmt und sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Spezifische Wärmeleistungsbedarfe und Wärmeenergiebedarfe nach Gebäudetypen für Neubauten am Campus der TUM.

Gebäudetyp	Spez. Heizleistung bezogen auf NGF [W/m <sup>2</sup> ]	Spez. Heizenergie bezogen auf NGF [kWh/(m <sup>2</sup> *a)]
Unkonditioniert	0	0
Mischgebäude	25	58
Bürogebäude	20	24
Laborgebäude	35	150
Wohnheim	10	15
Kantine	60	50
Hörsaalgebäude	150	80

Durch die Auswertung der Kältemessungen am Gebäude Maschinenwesen in Verbindung mit den verfügbaren Wärmemengenzählungen aus der Gebäudeleittechnik konnte der Anteil der Wärme, welcher im Jahr 2017 zur Kälteerzeugung benötigt wurde, abgeschätzt werden. Darauf basierend wurde aus dem Lastgang der Wärmeerzeugung ab Heizkraftwerk die Wärmegrundlast am Campus ohne Antriebswärme zur Kältebereitstellung abgeschätzt. Dabei wurde auch die mittels der Fernwärmenetzsimulation ermittelte Netzverlustleistung abgezogen. Die Grundlast zur Wärmeversorgung aller Gebäude wurde demnach im Stammnetz auf rd. 2 MW<sub>th</sub> geschätzt. Dies entspricht rd. 6 % der Gesamtleistung. Anhand von Messdaten der zentralen GLT konnten für den Grundlastanteil im Gebäude MW sowie den des Reaktor-Subnetzes ähnliche Werte festgestellt werden. Die Grundlast wurde für den zukünftigen Ausbau des Stammgebiets als nahezu konstant prognostiziert. Einerseits werden zwar auch im Stammgebiet neue Gebäude geplant, es werden jedoch auch große Altbauten wie die alte Mensa abgerissen. Weiterhin könnte der bessere Gebäudestandard von Neubauten und Sanierungen künftig für einen geringeren Wärmebedarf, beispielsweise durch die Vermeidung von Zirkulationen, sorgen. Weiterhin ist bei Abnehmern, die einen geringen Brauchwarmwasserbedarf haben oder örtlich eher abgelegen sind, ggf. eine dezentrale, elektrische Brauchwarmwasserbereitstellung der zentralen Versorgung vorzuziehen.

Somit ergibt sich die in Abbildung 36 dargestellte Bedarfsprognose für das Stammgebiet des Campus sowie für das Neubaugebiet Campus West. Dabei handelt es sich um eine Variante, in der das Fernwärmenetz im Stammgebiet mit einem Temperaturniveau von 125 °C im Vorlauf und 80 °C im Rücklauf gefahren wird, sowie ein Fernwärmenetz im Campus West mit 80 °C im Vorlauf und 40 °C im Rücklauf. Die im Rahmen der Netzsimulationen ermittelten Netzverluste für diese Temperaturszenarios sind dabei enthalten.

Abbildung 37 zeigt die anhand der generierten Lastgänge erstellten Jahresdauerlinien für das Basisjahr 2017 sowie den Endausbau 2040 für das Stammgebiet bei einer Netztemperaturspreizung von 125 °C/80 °C. Ebenfalls abgebildet ist die reale Jahresdauerlinie der im HKW erzeugten Wärme im Jahr 2017.

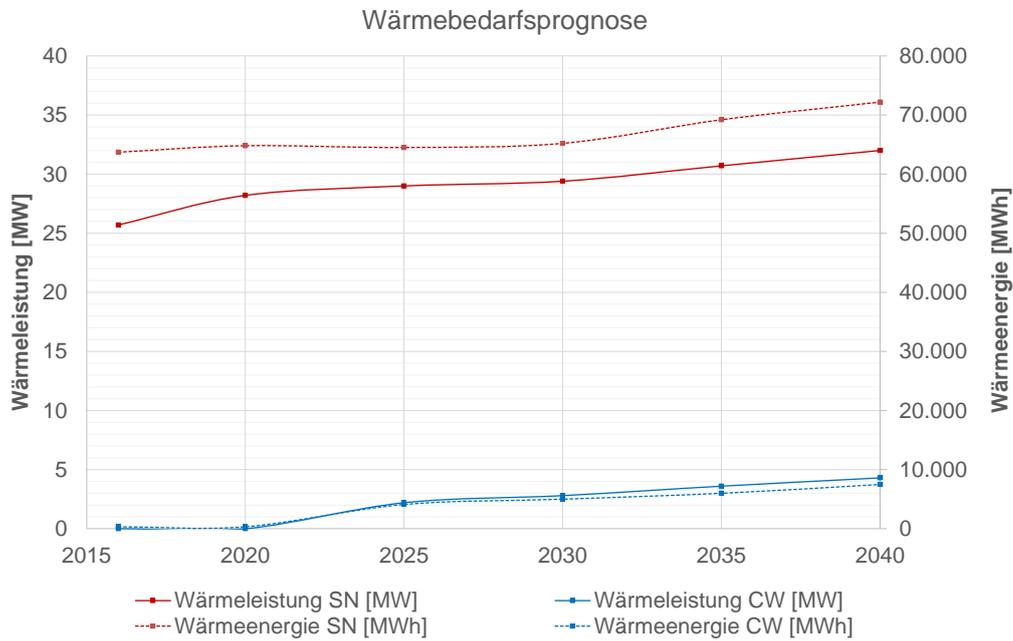


Abbildung 36: Prognostizierter Wärmeleistungs- und Wärmeenergiebedarf am Campus der TUM von 2016 bis 2040. Der Bedarf des Stammbaus (SN) bei einem Temperaturniveau von 125/80 °C und der Bedarf des Neubaugebiets Campus West (CW) bei einem Temperaturniveau von 80/40°C im Fernwärmenetz sind separat dargestellt. Bei den Angaben sind die jeweiligen Fernwärme-Netzverluste enthalten.

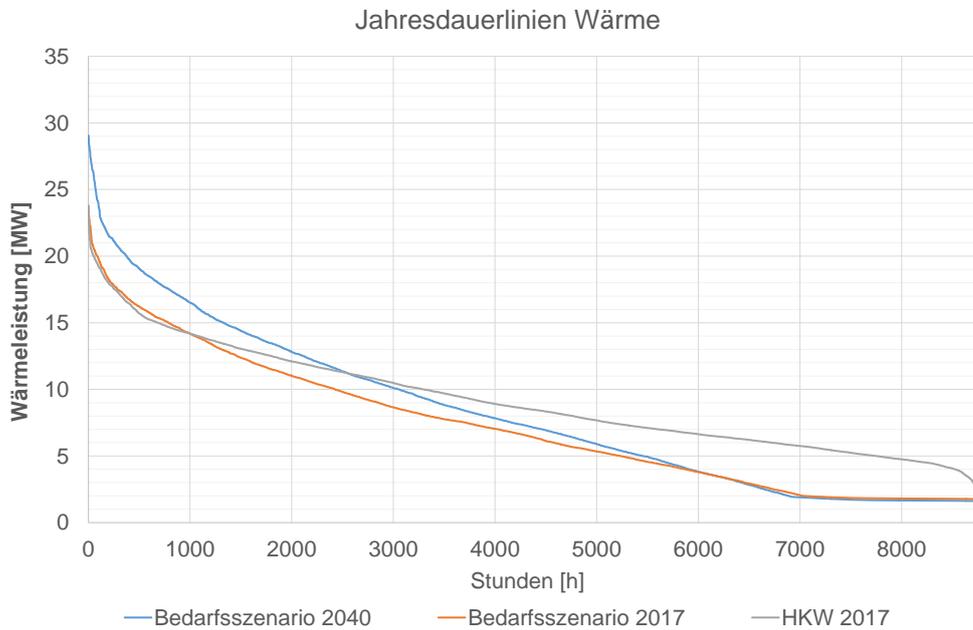


Abbildung 37: Generierte Jahresdauerlinien für das Stammgebiet. Bestand 2017 (orange), prognostiziertes Endausbauszenario 2040 (blau) und zum Vergleich die reale HKW-Jahresdauerlinie Wärmeerzeugung, 2017 (grau). Die Unterschiede im Grundlastbereich zwischen Modellierung und realem Verlauf resultieren aus der Antriebswärme für die bestehenden AKM, die für die Modellierung herausgerechnet wurden.

Dabei ist außerhalb des Winters eine größer werdende Lücke zwischen dem Bedarfsszenario und dem HKW-Lastgang zu sehen, die der Antriebswärme für Kältemaschinen entspricht. Für das Jahr 2040 ist aufgrund des Zubaus von energieeffizienten Gebäuden ein Anstieg der Leistungsspitze zu erkennen.

### ***Konzeption möglicher Fernwärme-Netzstrukturen***

Für die Entwicklung der am Campus bestehenden und zukünftigen Wärmenetze wurden verschiedene Szenarien erarbeitet. Ziel ist es, in Zukunft die Temperaturen des Fernwärmenetzes abzusenken. Somit reduzieren sich die Netzverluste und der Primärenergiefaktor wird verbessert. Zum anderen sind niedrigere Systemtemperaturen eine notwendige Voraussetzung für den Einsatz effizienter Wärmeversorgungsanlagen und der Nutzung von Abwärme durch Wärmepumpen. Hierfür gilt es, die Machbarkeit der Szenarien zur Netztemperaturabsenkung aus Sicht der Netzhydraulik zu prüfen.

Zur Erreichung niedrigerer Netztemperaturen im Bestandsnetz wurden vom IB-Rögelein verschiedene notwendige Maßnahmen ermittelt. Dazu zählen der Abriss der alten Mensa, das Entfernen der hydraulischen Weiche in der Wärmeübergabestation zum Subnetz Ost, das Ersetzen der Absorptionskältemaschinen (AKM) der Maschinenbauakultät und des Hofgebäudes 2 der Chemie, der Direktanschluss des FRM II und einiger weiterer Gebäude des Subnetzes an das Primärnetz sowie die generelle Optimierung der Gebäude und der Wärmeübergabestationen. Die Maßnahmen zur Versorgung des Neubaugebiets Campus West umfassen die Abtrennung der Entlastungsleitung vom Primärnetz Ost und die Anpassung der Wärmeübergabe der bislang vom Primärnetz versorgten Gebäude „Kinderhaus“ und „Entrepreneurship Tower“. (Rögelein + Partner Ingenieure 2017a)

### ***Analyse vom Fernwärmenetz des Stammgebiets im Endausbauszenario 2040***

Zunächst wurde der Endausbau des bestehenden Fernwärmenetzes betrachtet, in dem alle in den Szenarien berücksichtigten Gebäude über das Fernwärmenetz mit Wärme versorgt werden. Hierfür wurde, basierend auf den gesammelten Informationen der GIS-Datenbank, eine Auslegung und Dimensionierung der in diesem Zuge notwendigen Netzerweiterung durchgeführt.

Es wurde weiter ein Anschluss von Bestandsgebäuden, die bisher über das Subnetz Heizzentrale Ost versorgt werden, an das Primärnetz Ost gemäß der derzeit in Umsetzung befindenden Erschließungsmaßnahme berücksichtigt.

Abbildung 38 zeigt einen Netzentwurf für den Endausbau des Campus. Darin wurden die Gebäude des Bereichs Physik im Nordosten des Campus an das Primärnetz angebunden (Türkis eingefärbte Gebäude). Der Gebäudebestand dort stammt aus den Jahren 1960 bis 1980. Die sekundärseitige Auslegung der Heizsysteme in diesen Gebäuden beträgt in den meisten Fällen 90 °C / 70 °C (Vorlauf / Rücklauf). Durch den Direktanschluss an das Primärnetz wird die Systemtrennung von Primärnetz und Subnetz umgangen und damit der Temperaturverlust vom Netzeinspeisepunkt des Primärnetzes zum Heizsystem der Gebäude im Bereich Physik um die Grädigkeit der Wärmeüberträger zwischen Primärnetz und Subnetz reduziert. Insbesondere im Sommer ist dieser Aspekt relevant, da hier durch die geringere Wärmeabnahme bzw. Volumenströme eine stärkere Auskühlung des Netzes stattfindet und der Bereich Physik hydraulisch am weitesten vom Heizkraftwerk entfernt liegt.



Abbildung 38: Möglicher Endausbau des Fernwärme-Stammnetzes am Campus Garching im GIS. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist nur der Vorlauf dargestellt.

Tabelle 10 zeigt die Ergebnisse der Netzsimulationen in der Endausbauvariante für Primärnetz Ost und Subnetz Ost mit den bisherigen mittleren Netztemperaturen.

Tabelle 10: Ergebnisse der Fernwärmenetzsimulation von „Primärnetz Ost“ und „Subnetz Ost“ im Endausbau bei einer Vorlauftemperatur von 125 °C im Primärnetz und 115 °C im Subnetz.

		Primärnetz Ost	Subnetz Ost	Gesamt
Abnahmeleistung	MW	31,4	4,7	31,4
Vorlauftemperatur	°C	125	115	
Rücklauftemperatur	°C	80	80	
Delta T	K	45	35	
Durchfluss	t/h	605	116	
Druckdifferenz Einspeisewerk	bar	3,4	1,5	
Max. Fließgeschwindigkeit Verteilnetz	m/s	1,9	1,0	
Netzverlust	kW	403	86	489

Die Netzverluste betragen hierbei 1,6 % der gesamten Erzeugungsleistung. Im Endausbauszenario wirkt sich der Wegfall der Entlastungsleitung auf Seite des Primärnetzes positiv auf die Netzverluste aus, weiterhin wurde im Fernwärmenetz im Mittel eine etwas erhöhte Dämmqualität der Fernwärmeleitungen berücksichtigt, da ein Teil der Rohre erneuert werden müsste.

### **Analyse Fernwärmenetz Campus West im Endausbauszenario 2040**

Neben der Modellierung eines Endausbauszenarios für das Stammgebiet wurden verschiedene Ausbauvarianten eines Fernwärmenetzes am Neubaugebiet Campus West betrachtet. In Abbildung 39 ist der Ausbauplan für den Campus West dargestellt.

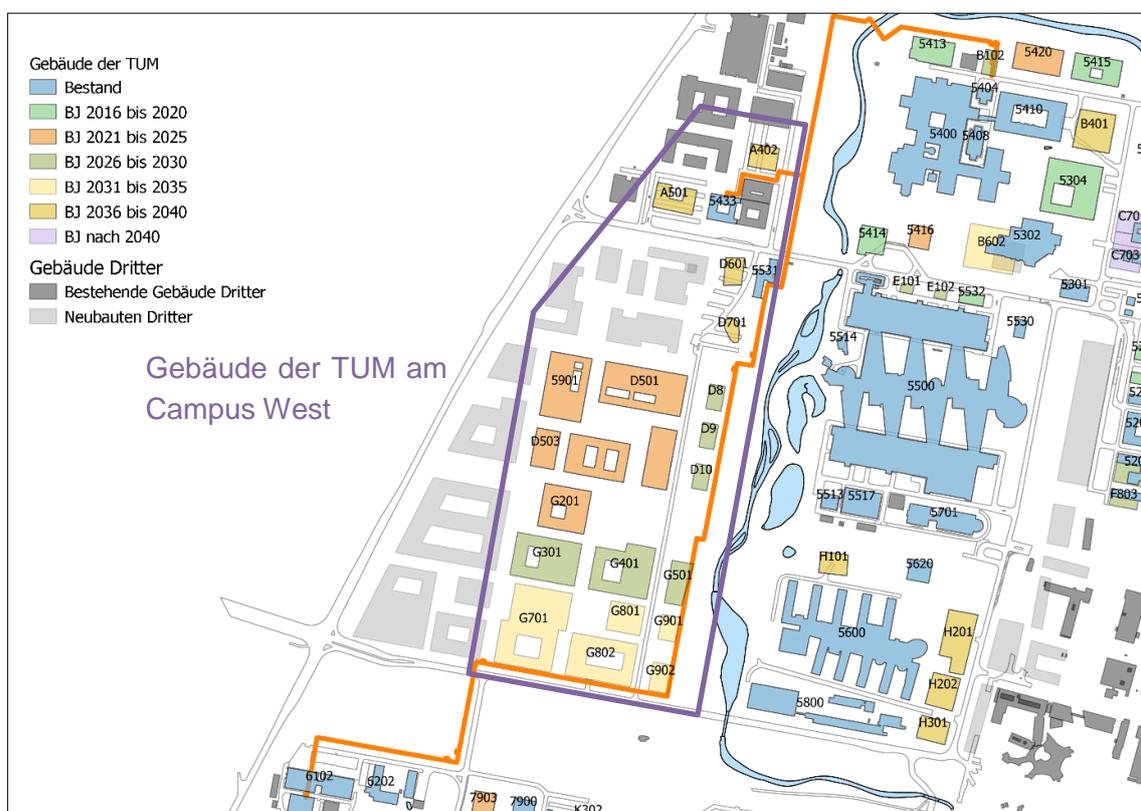


Abbildung 39: Ausbauplan der TUM am Campus West in GIS. Die Gebäude sind nach voraussichtlichem Baujahr farblich markiert. Die Entlastungsleitung (orange), welche Teil des Bestandsnetzes ist, versorgt bereits zwei Bestandsgebäude des Campus West.

Die Einfärbung der geplanten Gebäude der TUM richtet sich nach deren abgeschätzten Errichtungszeitpunkt. So erfolgt der Ausbau des Campus von Nord nach Süd. Als erstes Gebäude am Campus West wird der erste Bauabschnitt der Fakultät EI (orange) entstehen. Diese Maßnahme wird gemäß den im Projekt erarbeiteten Ausbauszenarien bis zum Jahr 2022 erfolgen. Im anschließenden Zeitraum von 2025 bis 2030 werden nach dem verwendeten Ausbauszenario die grün markierten Gebäude fertiggestellt. Dazu zählen der zweite Bauabschnitt der Fakultät EI sowie die Mensa-West. Die gelb dargestellten Gebäude werden in den Jahren 2030 bis 2040 errichtet. Die grau markierten

Gebäude sind Gebäude Dritter und werden nicht über die TUM mit Fernwärme versorgt. Am Campus West gibt es bereits eine Fernwärmeleitung (orange), die als Entlastungsleitung für das Stammgebiet dient.

Erste Ansätze eines Versorgungskonzeptes für den Campus West wurden im Rahmen der Studie zum Fernwärmenetz des IB Rögelein vorgestellt. Demnach soll die Entlastungsleitung vom Stammnetz im Normalbetrieb abgetrennt und am Campus West ein Niedertemperaturnetz betrieben werden.

Im Rahmen des Projekts wurden von B. Rauscher innerhalb einer Studienarbeit verschiedene Erschließungsmöglichkeiten für den Campus West erarbeitet (Rauscher 2018). Folgende Annahmen wurden für den Entwurf der Fernwärmenetzvarianten getroffen:

- Der Standort der Heizzentrale im Süden des Campus wird beibehalten. Die Ausdehnung des Fernwärmenetzes nach Süden ist deshalb analog zu der des Bestandsnetzes
- Alle Gebäude des Campus West werden an das Fernwärmenetz angeschlossen.
- Die Bestandsgebäude Kinderhaus und Entrepreneurship Tower werden nicht mehr vom Primärnetz, sondern durch das neue Netz mitversorgt.
- Alle Hausübergabestationen werden als indirekte Übergabestationen angelegt.
- Im Fernwärmenetz werden starre KM-Rohre verbaut. Dabei handelt es sich um eine einfache, bewährte Technik, die im Neubau mit niedrigen Verlegungskosten verbunden ist (Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme et al. 2017).
- Das Netz wird auf einen maximalen Druckverlust von 200 Pa/m ausgelegt (Krimmling 2011).

Die vergleichsweise kleine Netzausdehnung rechtfertigt den hohen Aufwand und die hohen Kosten eines verzweigten Maschennetzes (siehe Dötsch et al. 1998) nicht. Es bleiben damit ein Strahlennetz und ein Ringnetz als Versorgungsvariante übrig. Das Strahlennetz weist wegen seiner kurzen Leitungslänge den einfachsten Aufbau auf, das Ringnetz bietet eine höhere Versorgungssicherheit, weil bei Ausfall oder Wartung eines Stranges die Verbraucher über den anderen Strang versorgt werden können.

In Abbildung 40 sind die beiden Entwürfe für den Bau des Fernwärmenetzes zur Versorgung des Campus West dargestellt.



Abbildung 40: Varianten für mögliche Fernwärmenetzstrukturen am Campus West. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist nur der Vorlauf dargestellt.

Bei der Ringnetz-Variante wird der Südteil des Campus West von einem Ring umschlossen. Als hydraulisch einfachere Alternative besteht die Möglichkeit, alle Gebäude von der östlichen Seite aus zu versorgen. Diese Strahlennetzvariante erfordert das Verlegen mehrerer Anschlussleitungen durch das Gebiet des Südteils des Campus West, um die Gebäude im Westen des Campus West mit der Hauptversorgungsleitung zu verbinden. Dies erschwert die Zugänglichkeit der Leitungen und muss bei der Gebäudeplanung berücksichtigt werden. Bei der Ringleitung wird im südlichen Bereich des Campus West die benötigte Wärmeleistung für jedes Gebäude mit einer Anschlussleitung direkt von der Hauptversorgungsleitung abgenommen. Die weder geheizt noch gekühlten Parkhäuser mit den Gebäudenummern D503 und G801 im Südteil des Campus West werden nicht an das Fernwärmenetz angeschlossen.

Für den Teil der Hauptversorgungsleitung, der nördlich von A402 liegt, stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung, die abhängig vom Einsatzzweck des neu errichteten Fernwärmenetzes sind. Wenn das Netz als Ausfallsicherung für die Hauptversorgungsleitung des bereits bestehenden Stammnetzes betrieben werden soll, ist es wichtig, den nördlichen Abschnitt der Leitung des Campus West weiterhin betriebsbereit zu halten, auch wenn er keine Abnehmer versorgt. Abhängig von der Verlegetiefe und der Einsatzhäufigkeit ist es hierfür ggf. erforderlich, am Ende der Leitung ein Überströmventil einzubauen, damit die Leitung warmgehalten wird. Im umgekehrten Fall besteht die Möglichkeit, bei Ausfall eines südlichen Teils des neu gebauten Fernwärmenetzes den Campus West über die nördliche Verbindungsleitung mit Fernwärme aus dem Stammnetz zu versorgen. Werden diese beiden Optionen nicht benötigt, weil die Versorgungssicherheit auf eine andere Weise gewährleistet werden kann, wird die Verbindungsleitung im Norden stillgelegt. Dies eliminiert die Wärmeverluste in diesem langen Leitungsstück und spart Wartungs- und Betriebskosten. Dadurch sinkt der Wärmeenergiebedarf ab HKW. In der weiteren Betrachtung wurde konservativ davon ausgegangen, dass die nördliche Verbindungsleitung aus Gründen der Betriebssicherheit weiterhin betriebsbereit gehalten wird.

Für die großen Versorgungsleitungen des neugebauten Fernwärmenetzes sind vom IB Rögelein bereits im Rahmen der Fernwärmestudie (Rögelein + Partner Ingenieure 2017a) Durchmesser ausgelegt

worden. Als Leitung von der Heizzentrale zum Südteil des Campus wird die bestehende DN400 Leitung verwendet. Die beiden Ringleitungen werden als DN 300 ausgeführt. Nach dem Zusammenschluss dieser beiden Leitungen im Nordteil des Campus West wird die bestehende DN400 Leitung genutzt. Bei den Auslegungsberechnungen ist das IB Rögelein von einem Wärmeleistungsbedarf von  $6 \text{ MW}_{\text{th}}$  ausgegangen. Damit liegt der Wärmeleistungsbedarf etwa  $1,5 \text{ MW}_{\text{th}}$  über dem im Rahmen der Bedarfsprognose abgeschätzten Wert.

Bei der Strahlennetzvariante werden die beiden DN300 Ringleitungen durch eine DN400 Hauptleitung ersetzt. So wird der Durchmesser des bestehenden Abschnitts im Norden beziehungsweise Süden fortgeführt.

Die erforderlichen Mindestrohrdurchmesser der Hausanschlussleitungen wurden anhand der prognostizierten Abnahmeleistung der Gebäude für eine Fließgeschwindigkeit von  $1 \text{ m/s}$  berechnet. (Krimmling 2011) nennt  $1 \text{ m/s}$  als Maximalgeschwindigkeit in gebäudenahen Leitungen.

In Tabelle 11 sind die Ergebnisse der Netzsimulationen für die Varianten mit Ringnetz und Strahlennetz im Endausbau für ein Temperaturniveau von  $80 \text{ °C}$  im Vorlauf und  $40 \text{ °C}$  im Rücklauf dargestellt.

Tabelle 11: Simulationsergebnisse für die Varianten „Ringnetz“ und „Strahlennetz“ am Campus West

		Ringnetz	Strahlennetz
Abnahmeleistung	MW	4,1	4,1
Vorlauftemperatur	°C	80	80
Rücklauftemperatur	°C	40	40
Delta T	K	40	40
Durchfluss	t/h	90	91
Druckdifferenz Einspeisewerk	bar	1,7	1,9
Max. Fließgeschwindigkeit (Verteilnetz)	m/s	0,2	0,2
Netzverlust	kW	97	124

In der Ringnetzvariante stellt das Heizwerk eine Wärmeleistung von rd.  $4,23 \text{ MW}$  und eine Druckdifferenz zwischen Heizwerkeintritt und -austritt von  $1,7 \text{ bar}$  zur Verfügung. In der Strahlennetzvariante liegt die bereitgestellte Wärme bei rd.  $4,26 \text{ MW}$  und der maximale Druckverlust des Netzes, der vom Heizwerk ausgeglichen werden muss, bei  $1,9 \text{ bar}$ . Demnach liegen die beiden Varianten aus energetischer und hydraulischer Sicht sehr nahe beieinander, wobei die Ringnetzvariante bezüglich Netz- und Druckverlust leicht im Vorteil ist.

Zusammengefasst lässt sich feststellen, dass die Durchmesser der Versorgungsleitungen vom IB Rögelein großzügig dimensioniert sind. Von der hydraulischen Seite aus betrachtet ist es möglich, die Rohrdurchmesser zu verkleinern, um die im Fernwärmenetz auftretenden Temperaturverluste zu minimieren und Kosten zu sparen. Die Ringleitung bietet den Vorteil einer hohen Versorgungssicherheit

und die Möglichkeit neue Verbraucher westlich des „Campus West“ einfach an das Versorgungsnetz anzuschließen. Daher wurde diese Variante für die weiteren Betrachtungen favorisiert.

### **Potentialermittlung zur Lastanforderung und Konzeption der zukünftigen Kälteversorgung**

Analog zur Wärme wurde im Rahmen der Potentialermittlung zukünftiger Kälteversorgungen der aktuelle und zukünftige Kältebedarf anhand von Planungsunterlagen, der Auswertung von Messdaten und Gebäudebilanzierungen ermittelt und eine Kältebedarfsprognose bis zum Endausbau 2040 erstellt. Davon ausgehend wurden zunächst für das Neubaugebiet Campus West verschiedene Versorgungsvarianten mit Fernkälte entwickelt und analysiert. Im zweiten Schritt wurden auch für das Stammgebiet des Campus, welches bereits stark bebaut ist, netzgebundene Kälteversorgungsvarianten untersucht. Die dabei ermittelten Auslegungen verschiedener Netzvarianten dienten als Input für die ökologische und ökonomische Bewertung von Kälteversorgungsvarianten in AP 4.1.

### ***Kältebedarfsprognose***

Eine große Herausforderung bei der Analyse des bestehenden Kältebedarfs ist die Tatsache, dass im Bereich der Kälteinfrastruktur in aller Regel keine Kältemengenzähler installiert sind. Die einzelnen Kältemaschinen verfügen weder über Stromzähler, über die der Kälteverbrauch von Kompressionskältemaschinen abgeschätzt werden könnte, noch über Kältemengenzähler auf der Sekundärseite, die den Kälteverbrauch direkt messen.

Im Seedfunding-Projekt wurden auf Basis der installierten Kältemaschinen bereits erste Abschätzungen zum Gesamtbedarf getroffen. Diese Abschätzungen wurden im Rahmen der Projektbearbeitung verfeinert und mit Messdaten fundiert. Zur Abschätzung der erzeugten Kältemengen und des zeitlichen Verlaufs wurden mehrere Strategien verfolgt und im Anschluss miteinander abgeglichen. Dabei wurden folgende Vorgehensweisen angewendet:

1. Abschätzung des Kältebedarfs in Abhängigkeit der installierten Leistung unter Annahme einer Kühlgrenztemperatur und einer linearen Kühlkurve
2. Berechnung der Nutz- und Endenergiebedarfe für Kühlung nach (DIN V 18599-2)
3. Durchführung von Messungen

Die Abschätzung des Kältebedarfs nach (1.) wird im Rahmen der Toolentwicklung in AP 3.2.3 erläutert.

Die Berechnung von Nutz- und Endenergiebedarfen für Kühlung nach DIN V 18599 (2.) wurde vom Projektpartner HANS durchgeführt und in der Abschätzung von flächenspezifischen Energiebedarfswerten für bestehende und zukünftig geplante Gebäude berücksichtigt. Für diese Abschätzung wurden weiterhin der Gebäudetyp (Labor, Mischgebäude, Kantine, Bürogebäude, Wohnheim, Hörsaal), bis dahin verfügbare Messdaten sowie Planungsunterlagen herangezogen. Für den gesamten Gebäudebestand ergab sich dabei im flächengewichteten Mittel ein spezifischer Kühlleistungsbedarf von 31 W/m<sup>2</sup>a sowie ein spezifischer Kühlenergiebedarf von 40 kWh/m<sup>2</sup>a. Als Bezugsfläche wurde dabei stets die unkonditionierte Nettogrundrissfläche angesetzt. Für alle neuen Gebäude bis 2040 wurde ein spezifischer Kühlleistungsbedarf im flächengewichteten Mittel bei 42 W/m<sup>2</sup>a und ein spezifischer Kühlenergiebedarf bei 49 kWh/m<sup>2</sup>a ermittelt.

Sämtliche Gebäude des Reaktorgebiets sind in der Abschätzung des Kältebedarfs nicht enthalten. Das liegt daran, dass das gesamte Reaktorgebiet strengen Sicherheitsauflagen unterliegt und daher innerhalb Konzeption zukünftiger Kälteversorgungskonzepte nicht berücksichtigt wird. Weiterhin ist der Kühlbedarf der Gebäude des Reaktorgebiets mit Ausnahme des Reaktors selbst vergleichsweise gering. Um dennoch den Energiebedarf für die Kühlung dieser Gebäude im Rahmen der Gesamtbewertung nicht zu vernachlässigen, wird dieser Bedarf innerhalb des Strombedarfs dargestellt, da in diesem Gebiet keine Absorptionskältemaschinen eingesetzt werden.

Abbildung 41 zeigt somit die resultierende Bedarfsprognose für den Campus inklusive dem Neubaugebiet Campus West, jedoch ohne das Reaktorgelände.

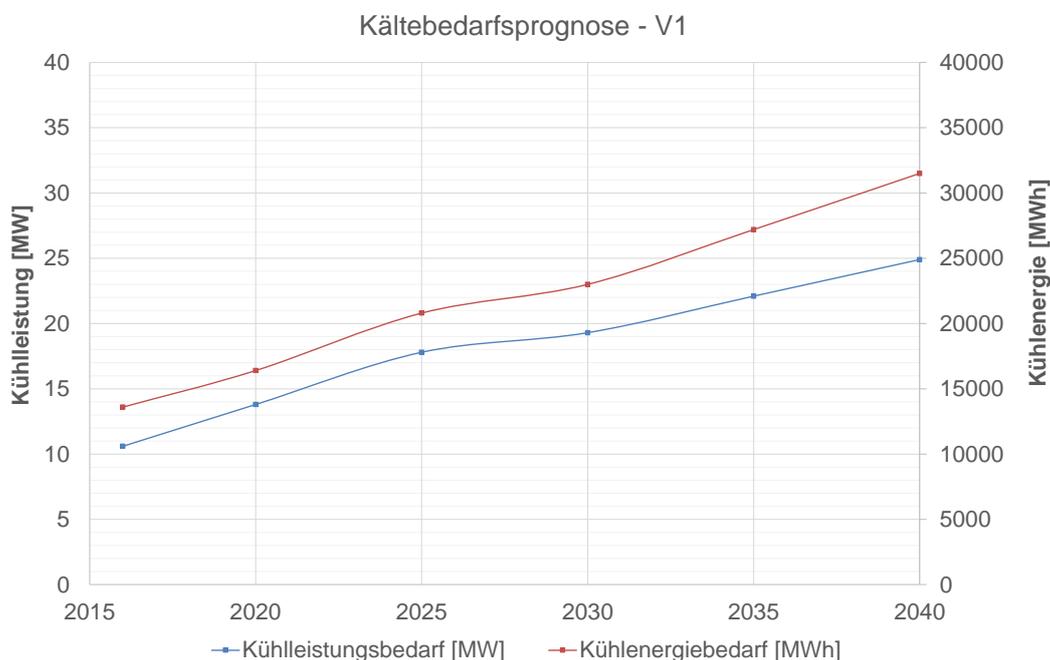


Abbildung 41: Prognostizierter Kühlleistungs- und Kühlenergiebedarf am Campus der TUM von 2016 bis 2040. Inklusive Neubaugebiet Campus West, der Kühlbedarf des Reaktorgeländes ist dabei nicht enthalten.

Die Kältegrundlast wurde dabei mit 10 % des maximalen Kühlleistungsbedarfes angenommen.

Parallel zur Erstellung dieser Prognosen wurden Maßnahmen zur Datenerfassung (3) umgesetzt, um die Abschätzungen zur Generierung der Kältelastgänge auf Basis von Messungen weiter zu verbessern. Mit der Kenntnis des tatsächlichen Kälteverbrauchs verschiedener Gebäudetypen ist es möglich, eine bessere Abschätzung des Kältebedarfs der übrigen Gebäude des Campus zu treffen. Sämtliche Messdaten wurden in einer online-zugänglichen Datenbank gespeichert und den Projektpartnern zur Verfügung gestellt.

Insgesamt wurden folgende Maßnahmen zur Datenerfassung umgesetzt:

- Messung und Aufzeichnung des Stromverbrauchs von KKM (FMI, PD I)

- Einrichten einer Trenddatenaufzeichnung mit der zentralen GLT (inklusive Anschaffung einer Datenexport-Software)
- Einbau von mobilen Wärme- /Kältemengenzählern bei MW, PD I, LEX, ZNN, Chemie

Die im Gebäude FMI erzeugte Kältemenge wurde mit Hilfe des Stromlastgangs und der Aufzeichnung der Temperaturen an der Kühl- und Kaltwasserseite der drei vorhandenen Kältemaschinen ermittelt. Die Kälteerzeugung wurde mit Hilfe eines vom Hersteller der Kältemaschinen zur Verfügung gestellten Tools zur Nachrechnung der Kältemaschinen unter Verwendung der Messdaten abgeschätzt.

Im Juli 2017 wurde eine mobile Messstation in der Kältezentrale des Gebäudes Maschinenwesen, die mit drei AKM ausgestattet ist, in Betrieb genommen. Damit war die Aufzeichnung der Kälteerzeugung der wärmsten Woche des Jahres möglich. Weitere Messstationen wurden Mitte 2018 in den Gebäuden PD 1, LEX, ZNN und Hofgebäude 2 (Chemie) eingebaut.

Der Großteil der erzeugten Kälte des Gebäudes MW wird zur Versorgung der zentralen RLT-Anlagen (Raumlufttechnische Anlagen) verwendet. Dadurch zeigt sich zum einen eine starke Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur. Zum anderen hängt der Kältebedarf vom Frischluftbedarf des Gebäudes selbst ab. Dies bestätigen die Messwerte ebenfalls. An Wochenenden liegt die Kälteerzeugung bei ähnlichen Werten der Außentemperatur erheblich niedriger als an Werktagen. Abbildung 42 zeigt die im Gebäude MW aufgezeichneten Messwerte in Abhängigkeit der Außentemperatur in Form von Stundenmittelwerten und gemittelten Werten je Temperaturintervall von 12.2016 bis 01.2017 und 07.2017 bis 11.2017. Die Wochenendwerte zeigen eine geringere Kühlleistung aufgrund der geringeren RLT-Anforderungen und geringeren inneren Wärmelasten.

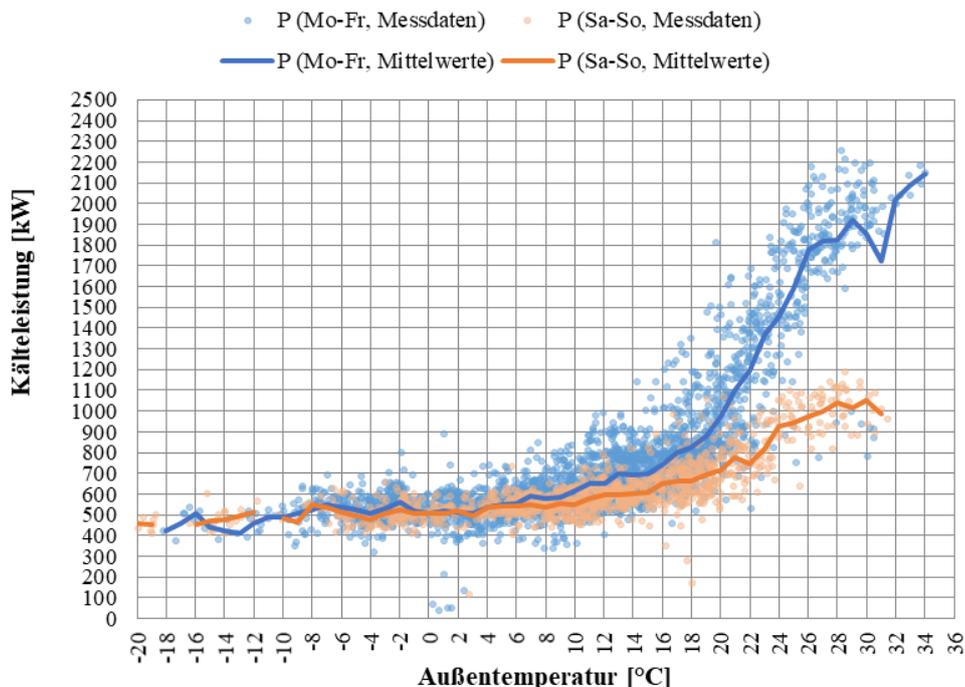


Abbildung 42: Kälteleistung des Gebäudes MW in Abhängigkeit der Außentemperatur. Unterscheidung Werktag (blau) und Wochenende (orange).

In Abbildung 42 entspricht jeder Punkt einem Stundenmittelwert. Dabei wurde der Mittelwert der Außentemperatur und der Kälteleistung über eine Stunde gebildet. Wie Abbildung 42 zeigt, beträgt die Kältegrundlast ganzjährig sowohl an Werk- als auch an Wochenendtagen rd. 500 kW. Ferner ist ein deutlicher Unterschied zwischen den Werktagen und Wochenendtagen ab einer Außentemperatur größer 10 °C festzustellen. An Werktagen beträgt der Spitzenwert des Stundenmittels der gemessenen Kälteleistung 2213 kW. Allein aus den Messdaten geht nicht hervor, ob der tatsächliche Kältebedarf des Gebäudes MW bei einer Außentemperatur von 30 °C 2000 kW beträgt, da die Möglichkeit besteht, dass die Kältemaschinen lediglich eine Kälteleistung von gut 2 MW bereitstellen können oder zu diesem Zeitpunkt nicht ausreichend mit Antriebswärme versorgt wurden.

Die Messstellen in der Chemie ebenso wie im PD I lieferten aufgrund defekter Geräte keine plausiblen Werte und konnten daher für die weitere Auswertung nicht berücksichtigt werden.

Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse der verwertbaren Kältemessungen bzgl. der registrierten Leistungsspitze sowie die Hochrechnung des jährlichen Energieverbrauchs. Dabei wurden überwiegend Messdaten des Jahres 2018 sowie teilweise 2019 verwendet. Die Qualität der Messdaten variiert aufgrund von teilweise instabiler Datenübertragung oder Ausfällen einzelner Messgeräte. Für weitestgehend vollständige Datensätze konnten genauere Hochrechnungen des Jahres-Energieverbrauchs durchgeführt werden.

Tabelle 12: Ergebnisse der Kältemessungen der Gebäude MW, FMI, LEX und ZNN. Dargestellt sind die im Messzeitraum aufgetretene Leistungsspitze sowie der anhand der verfügbaren Messdaten hochgerechnete, jährliche Kälteenergieverbrauch. Die Genauigkeit der Hochrechnung hängt von der Qualität der Messdaten ab.

Gebäude	Verwendeter Messzeitraum	Leistungsspitze [kW]	Hochrechnung Energieverbrauch [MWh/a]	Datenqualität
MW	2018	2830	7500	gut
FMI	2018	850	2800	gut
LEX	2018/19	190	470	sehr gut
ZNN	2018/19	230	470	schlecht

Ein zusätzlicher Faktor für einen Anstieg des Kühlenergiebedarfs durch den Klimawandel und der damit einhergehenden Temperaturerhöhung wurde nicht mitberücksichtigt, da es sich beim Jahr 2018 um das heißeste Jahr und beim Jahr 2019 um das drittheißeste Jahr seit Beginn der Wetteraufzeichnungen handelt (Kasper und Friedrich 2019). Im Übrigen war das Jahr 2018 auch von höchster solarer Einstrahlung geprägt (Gerber 2019). In Abbildung 43 ist die Temperaturanomalie der einzelnen Jahre zum Temperaturmittelwert zwischen 1961 und 1990 aufgetragen. Die Entwicklung der letzten Jahre, vor allem seit 1990, rechtfertigt die Annahme, die Messwerte von 2018/19 als Bezugswert für die Kälteenergiebedarfsermittlung der kommenden Jahre zu verwenden. Eine weitere klimabedingte Steigerung des Kühlbedarfs bis 2040 wurde an dieser Stelle nicht berücksichtigt, da dieser als sehr spekulativ eingestuft wurde.

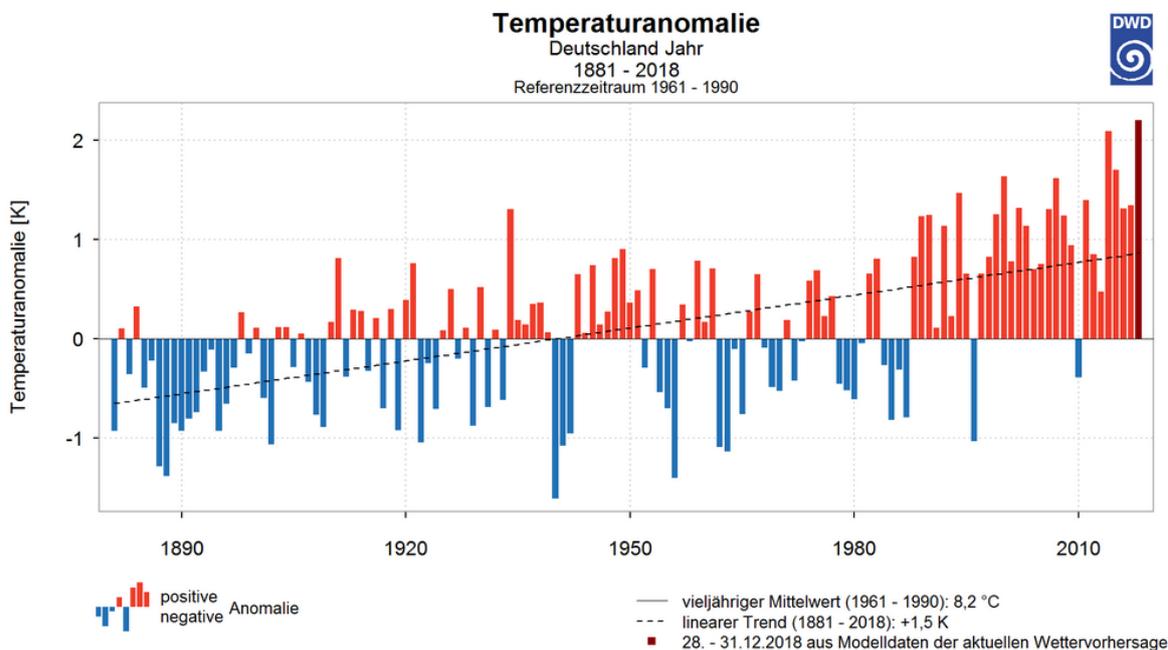


Abbildung 43: Temperaturanomalie Deutschland (Kasper und Friedrich 2019). Dargestellt ist die Abweichung der Jahresdurchschnittstemperatur vom Temperaturmittelwert zwischen 1961 und 1990.

Die Messergebnisse zweier großer Mischgebäude am Campus, MW und FMI, ergeben für das Jahr 2018 bei beiden Gebäuden einen spezifischen Kälteenergiebedarf von ca. 63 kWh/(m<sup>2</sup>\*a). Dieser Wert ist demnach deutlich höher als die im Rahmen der bis dato verwendeten Bedarfsprognose angesetzten, spezifischen Energiebedarfe. Die Ähnlichkeit bei MW und FMI legt nahe, den spezifischen Energiewert von 63 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) auf andere Mischgebäude am Campus sowie Gebäude mit bis dato noch unbekannter Nutzungsart zu übertragen. Dabei wurde über das ganze Jahr betrachtet ein gleich hoher spezifischer Kühlenergieverbrauch bei alten und neuen Gebäuden angenommen. Diese Annahme begründet darauf, dass in modernen Gebäuden aufgrund besserer Dämmung und auch durch eventuell größere Glasflächenanteile im Sommer oftmals höhere und stärker außentemperaturabhängige Lastspitzen auftreten als bei vergleichbaren Bestandsgebäuden. Ein steigender Komfortanspruch mit Vergrößerung des Anteils klimatisierter Flächen kann zu einer weiteren Erhöhung der Kühlleistung führen. Für ältere Gebäude am Campus wird, verglichen mit Neubauten, ein höherer Kühlbedarf außerhalb der Kühlperiode angenommen, welcher bei modernen Gebäuden aufgrund weiterentwickelter Technik und energieeffizienteren Regelungsalgorithmen reduziert werden kann. Beispiele hierfür sind ein besserer Kälte- bzw. Wärmerückgewinnungsgrad von raumluftechnischen Anlagen, eine freie Nachtkühlung über raumluftechnische Anlagen, eine bedarfsabhängige Luftvolumenstromregelung und eine sonnenstandsabhängige, automatisierte Fassadenverschattung. Generell muss angemerkt werden, dass bei Neubauten in Bayern ein großer Teil des Gebäude-Kühlbedarfes durch Nachtlüftung bzw. freie Kühlung abgedeckt werden könnte. Dadurch wird die Prognoseunsicherheit erhöht.

Zusätzlich zu den anhand der Messungen gewonnenen Erkenntnissen wurden Planungsunterlagen neubewertet und damit die in Abbildung 44 dargestellten, aktualisierten Bedarfsprognosen erstellt.

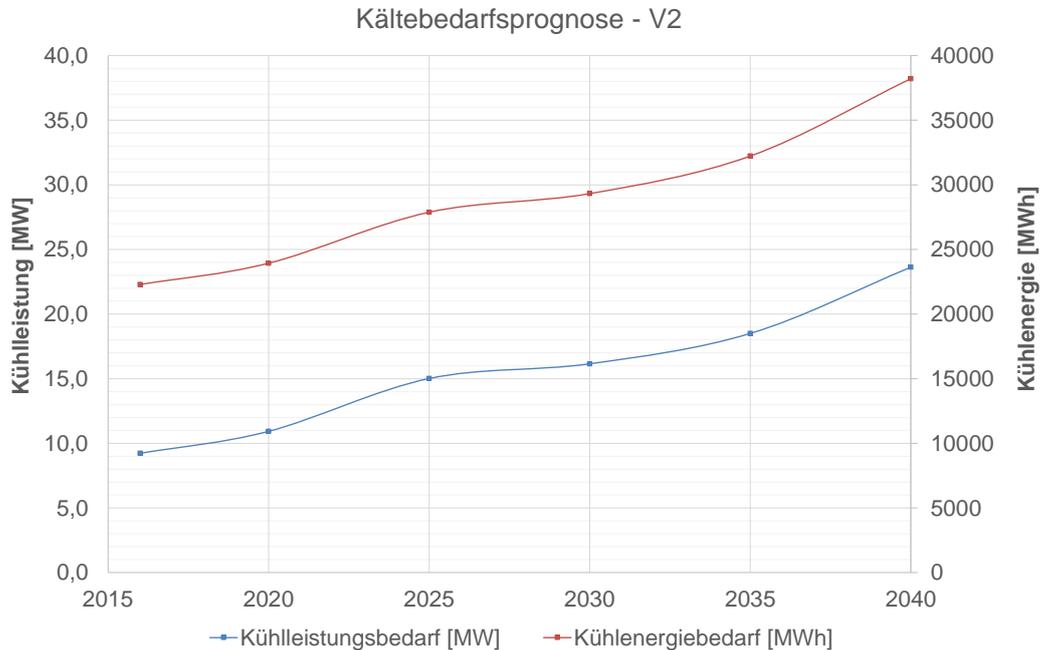


Abbildung 44: Prognostizierter Kühlleistungs- und Kühlenergiebedarf am Campus der TUM von 2016 bis 2040 auf Basis von Messkampagnen. Inklusive Neubaugebiet Campus West, das Reaktorgelände ist dabei nicht enthalten.

## Konzeption zukünftiger Kälteversorgungen

Auf Basis der erstellten Kältebedarfsprognose (V1) wurden verschiedene Kälteversorgungsvarianten für den Campus entwickelt, wobei innerhalb dieses Kapitels zunächst die Varianten vorgestellt werden, die eine netzgebundene Kälteversorgung, entweder vollständig zentral oder innerhalb mehrerer kleiner Nahkälteversorgungen (semizentral) beinhalten. Dabei wurden zunächst am Beispiel des Quartiersteils „Campus West“ verschiedene Netzkonzeptionen einer zentralen Kälteversorgung erarbeitet. Nachgehend wurden auf für das Stammgebiet des Campus (ohne Campus West) unterschiedliche, netzgebundene Versorgungsvarianten ausgearbeitet. Der Campus West bietet als Neubaugebiet den großen Vorteil, dass eine Verlegung von Kälteleitungen ohne größere Einschränkungen durch bestehende Infrastrukturen und Gebäude möglich ist. Im Stammgebiet des Campus ist bzgl. der technischen Umsetzbarkeit einer Fernkälteversorgung mit höheren Hürden zu rechnen.

### **Zentrale Kälteversorgung im Neubaugebiet Campus West**

Zunächst wurden für die Versorgung des Campus West anhand der GIS Datenbank mögliche Trassenverläufe für Fernkältenetze konzipiert. Für die zentralen Kälteerzeuger wurde ein Standort in der Nähe der Heizzentrale im Süden des Campus angenommen, womit eine ähnliche südliche Ausdehnung wie bei den Fernwärmenetzvarianten vorliegt. Das Fernkältenetz wurde in einer großen und einer kleinen Variante entworfen. In der großen Variante werden alle Gebäude bis auf die ungekühlten Parkhäuser und Studentenwohnheime angeschlossen. Die kleine Variante versorgt nur die Gebäude des Südteils des „Campus West“. Somit ist die Kältebedarfsdichte in beiden Varianten unterschiedlich. Da die Temperaturspreizung beim Kältenetz deutlich kleiner ist als bei einem Fernwärmenetz und die Leitungen somit auf größere Durchmesser ausgelegt werden müssen, sind die

Kosten für den Leitungsbau pro Meter beim Kältenetz höher als beim Wärmenetz. Eine hohe Anschlussdichte hat somit beim Entwurf eines Kältenetzes eine wichtigere Bedeutung als beim Entwurf eines Wärmenetzes.

In der großen Ringnetzvariante liegt die Abnahmeleistung um 25 % höher als in den kleinen Netzvarianten. Die jährliche Wärmeabnahme der großen Variante beträgt rd. 6600 MWh, die der kleinen Variante rd. 5000 MWh.

### *Netzmodellierung und Simulation*

Das Fernkältenetz wurde auf die gleichen maximalen Druckverluste und Fließgeschwindigkeiten wie das Fernwärmenetz ausgelegt. Ebenso wurden die Hausübergabestationen als indirekte Übergabestationen konzipiert und KM-Rohre verwendet. Die Temperaturspreizung im Fernkältenetz wurde auf 8 K ausgelegt.

Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigen die entworfenen Erschließungsvarianten für ein Kältenetz am „Campus West“.

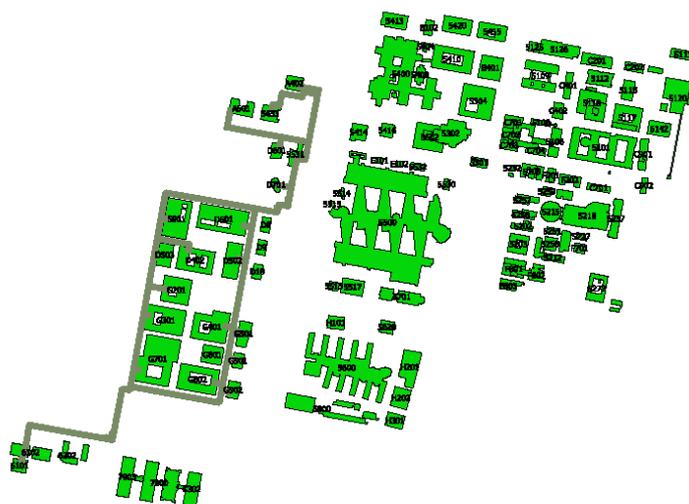


Abbildung 45: Fernkälte-Erschließungsvariante "Ringnetz Groß" am „Campus West“.

In der großen Variante des Ringnetzes sind alle Gebäude bis auf die ungekühlten Parkhäuser G801 und D503 und die ungekühlten Wohnheime D8, D9 und D10 an das Netz angeschlossen. Auch wenn die nördlich gelegenen Gebäude A402 und A501 gemäß den Abschätzungen zum Kühlleistungsbedarf eine hohe Kältelast brauchen, ist die Anschlussdichte im nördlichen Teil des „Campus West“ kleiner als im Südteil. Der Verlauf der Leitungen des Kältenetzes ist im GIS identisch mit denen des Wärmenetzes. Der Grund hierfür ist, dass durch eine gemeinsame Nutzung der bestehenden Trassen Verlegung und Wartung der Netze vereinfacht werden. In den kleinen Fernkältenetz-Varianten wird nur der Südteil des Campus West mit Fernkälte versorgt.

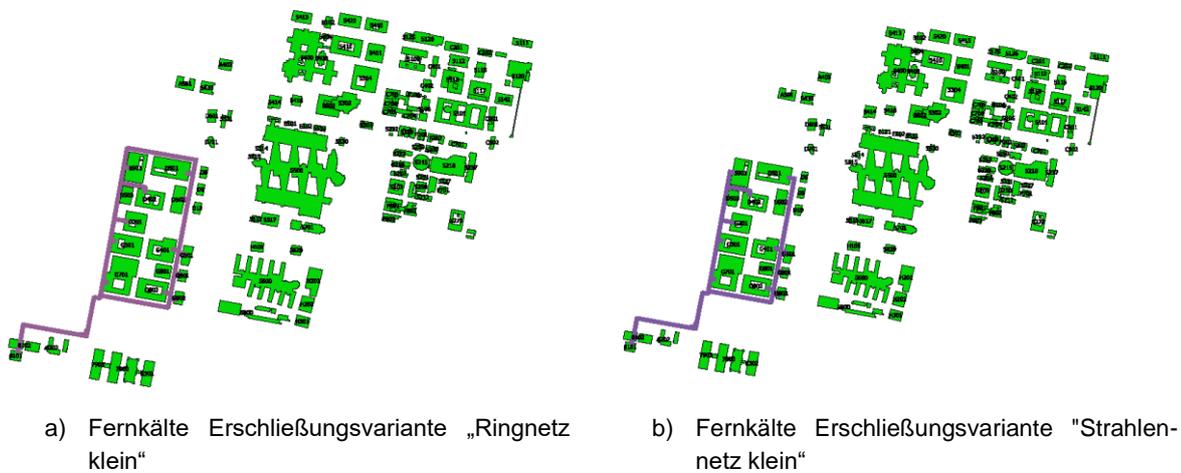


Abbildung 46: Fernkältenetz-Varianten am "Campus West" - kleine Ausführung.

Die Erweiterung zur Simulation von Fernkältenetzen von STANET stand im Rahmen der Projektarbeit nicht zur Verfügung. Sämtliche Kältenetze wurden daher mit dem Fernwärmesimulationstool simuliert. Die hydraulische Ähnlichkeit von Fernwärme- und Fernkältenetzen ermöglicht dies. Die Randbedingungen für die Simulation entsprechen denen für die Berechnung des Fernwärmenetzes, lediglich die Temperatur-Randbedingung wurde entsprechend dem Auslegungsfall im Sommer bei 30 °C Außentemperatur angepasst.

Bei der Netzdimensionierung wurde auf eine schlanke Auslegung geachtet, um die Temperaturverluste (bzw. -gewinne) und Investitionskosten gering zu halten. Dies führt jedoch zu entsprechend höheren Druckverlusten in allen drei Varianten. Es ist möglich, die kleinen Varianten des Fernkältenetzes mit fortschreitender Bebauung des „Campus West“ zur größeren Variante zu erweitern. Deshalb ist zunächst eine der beiden kleinen Varianten naheliegend. Die kleine Ringvariante wird dabei wegen ihrer guten Versorgungssicherheit favorisiert.

In der kleinen Ringnetzvariante stellt die Kältequelle gemäß Simulation eine Leistung von 4,369 MW<sub>th</sub> bereit. Die Pumpen dieser Variante gleichen einen Druckverlust von 3,33 bar aus. In der kleinen Strahlennetzvariante liegt die bereitgestellte Kühlleistung mit 4,372 MW<sub>th</sub> geringfügig höher. Die Druckverluste liegen mit 3,81 bar wegen der unterschiedlichen Durchmesser in den Versorgungsleitungen des Nordteils des „Campus West“ bei der kleinen Strahlennetzvariante und den höheren Strömungsgeschwindigkeiten im östlichen Ast des Netzes deutlich über denen der kleinen Ringnetzvariante. Die Grenzwerte für den Druckverlust pro Rohrlänge sowie die maximalen Fließgeschwindigkeiten werden in allen Varianten eingehalten.

Die wirtschaftlichen und ökologischen Ergebnisse des Vergleichs der zentralen und dezentralen Kälteversorgungsvariante werden in AP 4.1.2 beschrieben.

### **Zentrale und semizentrale Kälteversorgungsvarianten am Campus-Stammgebiet**

Im zweiten Schritt wurden auch für das Campus-Stammgebiet alternative Kälteversorgungsvarianten betrachtet. Wichtige Ergebnisse lieferte hierbei die Studienarbeit von M. O. Schultes (Schultes 2019). Am Campus-Stammgebiet wurde eine dezentrale Versorgung mit einer semizentralen Versorgung

mittels Kälteinseln sowie einer zentralen Variante mit Kältenetz für ein Endausbauszenario im Jahr 2040 verglichen.

#### *Randbedingungen für Variante mit zentralem Fernkältenetz*

Die Wärmeerzeugung erfolgt aktuell in der Energiezentrale im Südwesten des Campus. Nicht nur aus dem Grund, dass bereits Strom und Wärme durch die Energiezentrale bereitgestellt werden, ist es sinnvoll, eine Kältezentrale hier anzuordnen. Absorptionskältemaschinen könnten im Sommer mit einer höheren Antriebstemperatur versorgt werden, als zum Betrieb des Fernwärmenetzes zur Warmwasserbereitung notwendig ist. Eine Anordnung der Kältemaschinen in der Energiezentrale bietet zudem den Vorteil, dass die Absorptionskältemaschinen unabhängig vom Fernwärmenetz direkt von den Wärmeerzeugern versorgt werden können. Das bestehende Fernwärmenetz könnte dadurch stärker außertemperaturabhängig betrieben werden, wodurch die Energieverluste sinken.

Wie bereits im vorherigen Kapitel beschrieben, liegen für das Reaktorgebiet hohe Sicherheitsauflagen vor, zudem ist der Kältebedarf, abgesehen vom Reaktor selbst, vergleichsweise niedrig. Daher wird eine dezentrale Kältebereitstellung in diesem Gebiet als sinnvollere Variante bewertet und das Gebiet nicht in die Untersuchungen im Bereich Fernkälte mit einbezogen.

#### *Netzmodellierung und Simulation eines zentralen Fernkältenetzes*

Bei der Planung eines Gebiets mit überwiegend Bestandsgebäuden, wie bei dem hier vorliegenden Campus-Stammgebiet, ist eine Leitungsführung im Gegensatz zu einem Neubaugebiet wie dem Campus West deutlich eingeschränkt. Hier bietet sich der über einen großen Teil des Campus laufende, unterirdische und begehbare Medienkanal an. Der Kanal ist durch eine Trennwand in einen warmen und kalten Bereich getrennt. Für die weitere Netzkonzipierung wird von einer Verlegung der Kälteversorgungsleitungen im kalten Bereich des Kanals ausgegangen. Abnehmer, die nicht direkt an den Versorgungskanal angrenzen, werden auf kürzestem Weg über erdverlegte Leitungen an ihn angebunden. Damit ergibt sich das in Abbildung 47 dargestellte Kältenetz.

Die Auslegung der notwendigen Rohrdurchmesser, der hydraulische Abgleich und die Berechnung der Verteilungsverluste erfolgte wiederum mit dem Programm STANET. Dabei wurde eine Spreizung im Fernkältenetz von 6 K zugrunde gelegt, da die Auswertung von Kälteschemata ergab, dass die meisten Gebäude eine Vorlauftemperatur von 6 °C bei einer zugehörigen Rücklauftemperatur von 12 °C benötigen.



Abbildung 47: Leitungsverlauf und Abnehmer eines möglichen Kältenetzes am „Campus Ost“. Das Kältenetz beginnt an der Energiezentrale im Südwesten und verläuft entlang der Nord-Süd-Achse durch den begehbaren Kanal unter den Gebäuden Mathematik-Informatik und Maschinenwesen. Im Bereich Chemie und Physik ist das Netz zum Anschluss vieler kleinerer Verbraucher deutlich verzweigt.

Die Simulation liefert für den Vollastfall dieser Auslegung einen Gesamtdruckverlust von 5,89 bar bei einem Massenstrom von 2590 t/h. Dies entspricht einer Abnahmeleistung von rd. 18,1 MW. Der Netzverlust beträgt dabei 24 kW.

#### *Variante mit semi-zentralen Kälteversorgungen*

Alternativ zu einer zentralen Kälteversorgung wurde vom IB Rögelein vorgeschlagen, mehrere kleinere Netze (Inseln) mit eigenen Kältezentralen zu planen (Rögelein + Partner Ingenieure 2017b). Dieser Variante kommt zugute, dass in den Gebieten Maschinenwesen und Chemie größere Energiezentralen vorhanden sind, die bereits mehrere Gebäude versorgen. Eine Aufteilung auf mehrere Kältenetze verringert die Trassenlängen, wobei bei den notwendigen Verteilleitungen die Leitungen mit den größten Durchmessern entfallen. Dies spart Investkosten und Netzverluste.

Ebenso wie bei der Variante des zentralen Kältenetzes wurde das Reaktorgebiet bei der Variante mit semizentraler Versorgung nicht berücksichtigt. Die Gebietseinteilung der Kälteinseln orientiert sich an den Gebäudezonen (s. a. Abbildung 35).

### Netzmodellierung und Simulation semi-zentraler Versorgungsungen

Die Untersuchung der zu versorgenden Gebäudeobjekte ergab, dass die Gebiete Chemie und Physik in etwa denselben Leistungsbedarf aufweisen. Die Gebiete Maschinenwesen (MW) und Mathematik-Informatik (FMI) besitzen jeweils eine deutlich geringere Kühlleistung. Weiterhin liegt die bestehende Energiezentrale des Gebäudes MW bereits auf der Grenze zum Gebiet FMI. Deshalb wurden die beiden Bereiche Maschinenwesen und FMI für die weitere Betrachtung zu einer Kälteinsel FMI-MW zusammengeführt.

Für die Kälteinsel Physik müsste eine neue Kältezentrale errichtet werden. Als möglicher Standort kommt ein geplantes Parkhaus im Nordwesten des Campus infrage. Die beiden bestehenden Kältezentralen MW und Chemie könnten weiter genutzt werden. Der Leitungsverlauf der drei Kälteinseln ist in Abbildung 48 dargestellt. Die Dimensionierung der Leitungen basiert dabei auf dem gleichen Vorgehen wie in der Variante mit zentraler Versorgung.



Abbildung 48: Zuordnung der Abnehmer zu den Versorgungsgebieten in der Variante mit semi-zentraler Versorgung. Weiterhin sind die Standorte der Kältezentralen und der Leitungsverlauf dargestellt.

Die Berechnungsergebnisse aus STANET sind in Tabelle 13 zusammengefasst. Die Kälteinsel Physik verfügt über die höchste Zahl der Abnehmer und den größten Kälteleistungsbedarf. Die Kälteinsel Chemie benötigt trotz deutlich weniger Abnehmer eine fast genauso hohe Kälteleistung. Trotz der Zusammenfassung der Gebiete MW und FMI ist diese Kälteinsel bei Betrachtung der Kälteleistung am

kleinsten. Die Netzverluste betragen insgesamt 16 kW. Dass der höchste Druckverlust in der Kälteinsel Physik auftritt, ist durch die ungünstige Lage der Kältezentrale am Rand der Kälteinsel zu erklären. Der ähnlich hohe Druckverlust der Kälteinsel FMI-MW liegt an den teilweise sehr weiten Entfernungen der Verbraucher von der Energiezentrale. Außerdem liegt der notwendige Nenndurchfluss bei vielen Leitungsabschnitten an einer Dimensionierungsgrenze. In der Referenzvariante wurden daraufhin die jeweils kleiner dimensionierten Leitungen gewählt.

Tabelle 13: Simulationsergebnisse der drei betrachteten Kälteinseln

Kälteinsel	Nennvolumenstrom [t/h]	Nennleistung [kW]	Druckverlust [bar]
Chemie	1 037	7 241	1,97
FMI-MW	897	6 260	2,67
Physik	1 140	7 955	2,92

Die wirtschaftlichen und ökologischen Ergebnisse des Vergleichs der zentralen und dezentralen Kälteversorgungsvariante werden analog zu den Ergebnissen des Campus West in AP 4.1.2 beschrieben.

### **Zusammenfassung der Potentialermittlungen und Anpassung bestehender Tools an Projektanforderungen (AP 3.2.3, ZAE)**

#### Zielsetzung:

Für die Modellierung der Netzinfrastruktur werden vorhandene Software-Tools weiterentwickelt und an die spezifischen Anforderungen im Anwendungsbereich des Campus angepasst. Hierfür werden Schnittstellen definiert, die zur Optimierung des Strom-, Wärme- und Kältenetzes notwendig sind, um einen reibungslosen Datenaustausch zu gewährleisten. Zusätzlich sollen geeignete Methoden für die integrale Planung entwickelt und erprobt werden.

#### Durchführung und Ergebnisse:

Zur Generierung von synthetischen Lastgängen wurden sowohl für die Wärme- als auch Kälteversorgung eine, im Gegensatz zu detaillierten Gebäudemodellierungen, vergleichsweise einfache, aber auch schnellere Methodik entwickelt, die nur wenige Eingangsparameter wie Außentemperaturen, maximaler Leistungsbedarf sowie jährlicher Energiebedarf benötigt. Somit konnten für die innerhalb der spartenübergreifenden Optimierung betrachteten Stützjahre im 5-Jahres-Abstand stündliche Zeitreihen für Wärme und Kälte erzeugt und an AP 1 übergeben werden.

Weiterhin wurde gemeinsam mit den anderen Projektpartnern an der Weiterentwicklung der Simulation zur spartenübergreifenden Optimierung gearbeitet.

#### **Generierung von Bedarfszeitreihen zum Wärme- und Kältebedarf**

Durch die zeitlichen Verzögerungen im AP 2 aufgrund der aufwändigen Gebäudemodellierungen wurden Bedarfszeitreihen für Wärme und Kälte mittels einer gegenüber einer detaillierten

Gebäudesimulation vereinfachten Methodik erstellt. Dabei wurden die bis dahin vorliegenden Analysen zum thermischen Energiebedarf der Gebäude aus AP2, die im Rahmen des APs 3.2.2 durchgeführten Potentialanalysen zur Lastanforderung an Wärme und Kälte sowie die Ergebnisse der Fernwärmenetzsimulationen bzgl. Netzverlusten aus AP 4.1 berücksichtigt. Die so erstellten Bedarfszeitreihen wurden als Input in der spartenübergreifenden Simulation des AP 1 verwendet. Die Erstellung von Wärme- und Kältelastgängen unterscheidet sich nur geringfügig, daher wird die Methodik im Folgenden am Beispiel der Generation von Kältelastgängen erläutert.

Auf Basis der realen Lastcharakteristik des Gebäudes MW (Maschinenwesen) (s. a. Abbildung 42) wurde der vollständige Jahreslastgang des gesamten Campus über eine stückweise lineare Approximation der Kühlkurve abgeschätzt. Abbildung 49 veranschaulicht das Vorgehen. Die Charakterisierung erfolgt in Abhängigkeit der Außentemperatur durch eine Grundlast, eine Spitzenlast und eine stückweise lineare Approximation zwischen Kühlgrenztemperatur und Auslegungstemperatur.

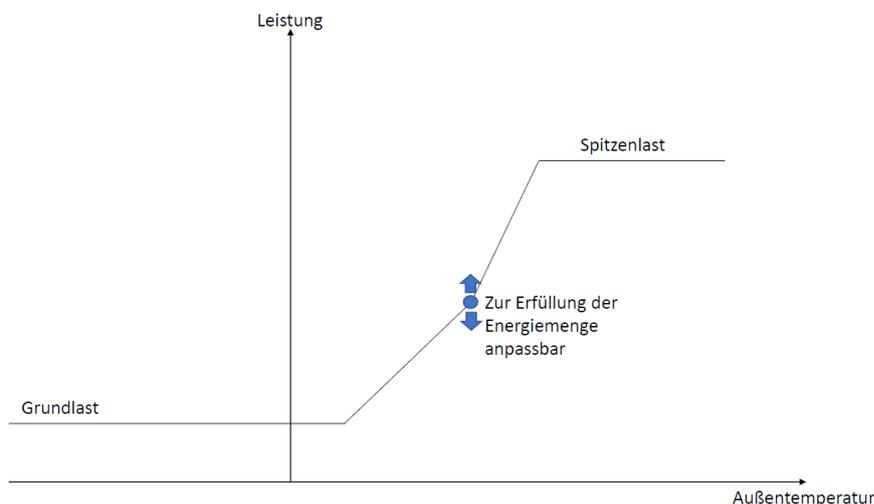


Abbildung 49: Charakterisierung des Kältelastprofils.

Die Kühlgrenztemperatur bezeichnet die Außentemperatur, ab der die Kälteleistung über die Grundlast ansteigt. Die Auslegungstemperatur markiert den Punkt des Erreichens der Lastspitze. Ausgehend von der eben beschriebenen Charakterisierung der Kühlleistung wurde eine Methodik entwickelt, um einen Kältelastgang für weitere Gebäude zu bestimmen. Ziel ist es, über wenige vom Gebäudetyp abhängige Parameter einen Kältelastgang zu bestimmen. Dazu gibt das Schema der Abbildung 50 einen Überblick:

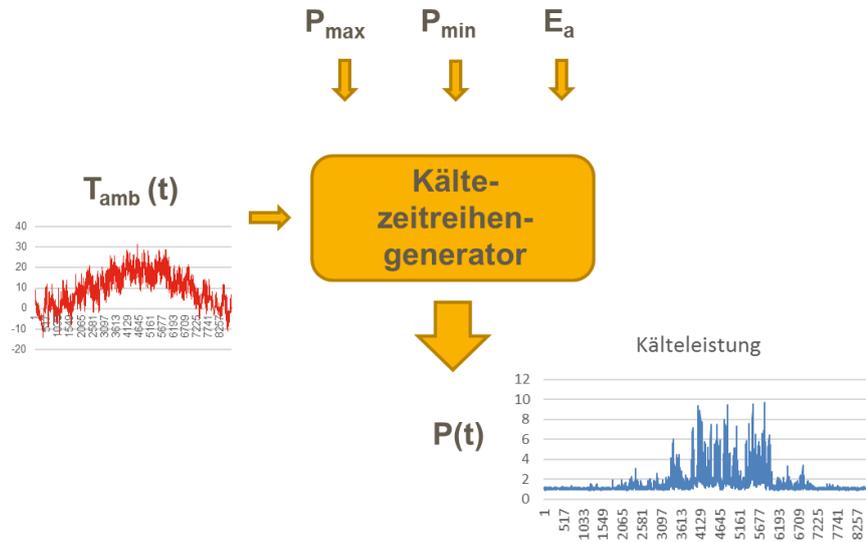


Abbildung 50: Methodik der Bestimmung von Kältelastprofilen.  $P_{max}$ : Spitzenlast,  $P_{min}$ : Grundlast,  $E_a$ : Kühlenergie pro Jahr,  $T_{amb}(t)$ : Temperaturzeitreihe,  $P(t)$ : Kältelastgang.

Mit dem entwickelten Zeitreihengenerator ist es möglich, in Abhängigkeit einer gegebenen Spitzenlast  $P_{max}$ , einer Kältegrundlast  $P_{min}$ , einer Jahresenergiemenge  $E_a$  und einer Temperaturzeitreihe  $T_{amb}(t)$  einen Kältelastgang zu bestimmen.

Die angesetzten Temperaturzeitreihen entsprechen dabei dem Szenario A1b des IPCC, welches eine ausgewogene Nutzung aller Energiequellen bei raschem Wirtschaftswachstum, rückläufiger Weltbevölkerung und rascher Einführung neuer Technologien beschreibt (IPCC 2007). Verwendet wurden dabei die stündlichen Meteonorm-Zeitreihen für den Standort Garching nach TMY2. Diese Wetterdatensätze wurden auch der spartenübergreifenden Optimierung in AP 1 zugrunde gelegt.

Die zeitliche Auflösung des Lastgangs orientiert sich demnach an der Auflösung des vorgegebenen Wetterdatensatzes. Generell findet eine Unterscheidung zwischen Werktagen und Wochenende statt. Mit der Verwendung der Jahresenergie als Inputparameter ist es möglich, Ergebnisse der Nutzenergieberechnung nach (DIN V 18599-2) oder Messergebnisse in den Lastgang mit einzubeziehen. Zur Erfüllung dieser Nebenanforderung wird die Kühlkurve (vgl. Abbildung 49) durch zwei stückweise definierte Geraden angenähert, deren Geradensteigungen iterativ zur Erfüllung der Jahresenergiemenge bestimmt werden. Die wesentliche Annahme bei der Anwendung der Methodik auf weitere Gebäude des Campus Garching besteht in der Abhängigkeit der Kälteleistung von der Außentemperatur. Im Fall des Gebäudes MW wurde durch Messdaten belegt, dass hier durch die RLT-Anlagen als wesentlichen Kälteverbraucher eine hohe Korrelation herrscht. Auch Messdaten anderer Gebäude wie FMI (Fakultät für Mathematik-Informatik), LEX (Laboratory for Extreme Photonics) und ZNN (Zentrum für Nanotechnologie und Nanomaterialien) unterstützen diesen Ansatz. Ob diese Vorgehensweise bei allen Gebäuden hinreichend genau ist, konnte im Rahmen des Projekts mangels umfassender Messdaten nicht belegt werden. In einem Berechnungsverfahren müssten zahlreiche Parameter wie z. B. die Solarstrahlung, Verschattungseffekte, Regeltechnik und nutzungsspezifische,

interne Lasten detailliert berücksichtigt werden. In diesem vereinfachten Verfahren werden dagegen diese Faktoren empirisch über ein gemessenes Referenzlastprofil realitätsnah abgeschätzt.

Abbildung 51 zeigt beispielhaft den anhand dieser Eingangsparameter erstellten Kältelastgang für das Endausbaujahr 2040.

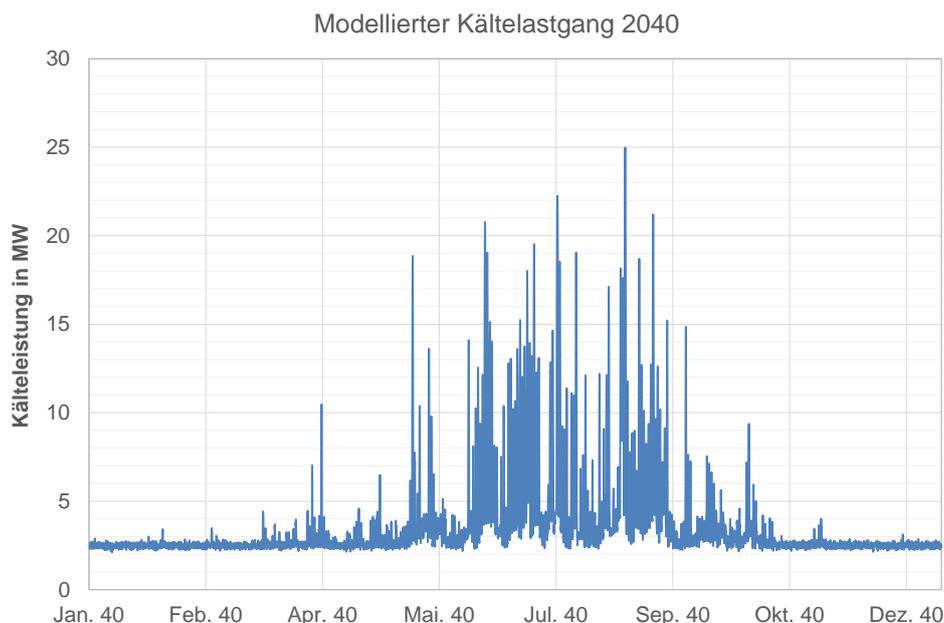


Abbildung 51: Generierter Jahreslastgang auf Basis der Kühlenergie- und Kühlleistungsprognose für das Jahr 2040 (Endausbau).

Innerhalb der Gesamtoptimierung mit dem Programm urbs wurde eine Aufteilung in verschiedene Knoten vorgenommen, um die geographische Verteilung des Campus zu berücksichtigen. (siehe AP 1). Im Bereich Kälte wurden dabei die Knoten MW, Chemie und der restliche Campus festgelegt. Die Kältebedarfszeitreihen wurden dementsprechend anhand dieser Aufteilung für jeden Knoten separat erstellt.

Unterschiede bei der Erstellung der Wärmebedarfszeitreihen liegen darin, dass bei der Erstellung eines Wärmelastganges die Netzverluste des Fernwärmenetzes berücksichtigt werden müssen. Die Netzverluste verschiedener Temperaturszenarien wurden im Rahmen der Netzsimulationen in AP 4.1 ermittelt. Diese werden dem Zeitreihengenerator daher ebenfalls als Input übergeben und auf den thermischen Bedarf der Gebäude addiert. Demnach dienen Grundlast, Nennlast, Netzverluste und Gesamtwärmemenge als Eingangsparameter. Ausgehend von einer linearen Abhängigkeit zwischen Außentemperatur und Wärmeleistung wird dann iterativ die Heizgrenztemperatur bestimmt, bei der die Heizkurve und der sich damit ergebende Lastgang die vorgegebene Gesamtwärmemenge erfüllen. Ebenso wie bei der Kälte wurde auch bzgl. Wärmebedarf für die Übergabe an die Gesamtoptimierung (AP 1) eine Knoteneinteilung vorgenommen. Dabei wurden zunächst die Knoten „Campus West“ und „Stammgebiet“ unterschieden. Später erfolgte noch eine Unterteilung des Stammgebiets in „MW“ und

„restlicher Campus“, um den Einsatz einer Pilottechnologie am Gebäude Maschinenwesen detaillierter untersuchen zu können (siehe AP 4.1.3).

Zusammengefasst können mit der beschriebenen Methodik Zeitreihen für Wärme und Kälte auf Basis weniger Eingangsparameter erstellt werden. Innerhalb der spartenübergreifenden Optimierung wurde die Analyse der zeitlichen Entwicklung des Campus durch die detaillierte Auswertung von Stützjahren im 5-Jahres-Abstand realisiert. Für diese Stützjahre wurden auf Basis der innerhalb der Potentialermittlung erstellten Bedarfsszenarien stündliche Lastgänge für Wärme und Kälte generiert und an AP 1 in Form von Excel-Tabellen übergeben.

### **Weiterentwicklung der Modellierung innerhalb der spartenübergreifenden Gesamtoptimierung**

Abgesehen von der Methodik zur Generation von Kälte- und Wärmelastgängen wurde der Fokus hinsichtlich der Weiterentwicklung bestehender Tools auf die spartengreifende Optimierung innerhalb AP 1 gelegt und dort gemeinsam an der Detaillierung der Modellierung gearbeitet.

Dabei wurde das Ziel verfolgt, ein Tool bestmöglich weiterzuentwickeln, anstatt parallel an der Entwicklung mehrerer Tools zu arbeiten, die mit der Bewertung von Versorgungskonzepten thematisch ein ähnliches Ziel verfolgen.

Bezüglich der Festlegung und Implementierung von Simulationsparametern fanden mehrfach Abstimmungen mit dem LES und ENS statt. Dabei wurde beispielsweise die Darstellung unterschiedlicher Fernwärmenetz-Temperaturniveaus in urbs festgelegt und gemeinsam eine Methodik entworfen, welche die Auswirkung verschiedener Netzzücklauftemperaturen auf den Wirkungsgrad von Wärmeezeugern berücksichtigt. Die Details der Modellierung des Gesamtsystems werden in AP 1 beschrieben.

### **Zusammenfassung und Fazit AP 3**

Innerhalb des AP 3 wurden im Bereich der thermischen Versorgungsnetze auf Basis einer Ist-Analyse zu Energiebedarf und Versorgungsinfrastruktur Bedarfsprognosen bis zum Endausbauszenario 2040 erstellt.

Für die Generierung synthetischer Lastgänge wurde sowohl für Wärme als auch für Kälte eine Methodik entwickelt, die anhand weniger Eingangsparameter wie maximalem Leistungsbedarf, jährlichem Energiebedarf sowie Außentemperaturen stündliche Bedarfszeitreihen liefert. Die somit generierten Bedarfszeitreihen wurden innerhalb der spartenübergreifenden Optimierung in AP 1 als Eingangsgröße verwendet.

Für die in AP 4 durchgeführte Bewertung von Versorgungsvarianten wurden mit einer Netzmodellierung, -auslegung und Analyse die nötigen Vorarbeiten für die Betrachtung zukünftiger Wärme- und Kältenetze erarbeitet. Die technischen Ergebnisse der Netzsimulationen konnten für die Gesamtsimulation in AP 1 bereitgestellt werden.

Mit sämtlichen, gesammelten Informationen wie Gebäudedaten oder Informationen zu Gebäudetechnik und Versorgungsinfrastruktur wurde fortlaufend eine GIS-Datenbank erstellt, welche für alle Projektpartner eine Ausgangsbasis für weitere Analysen darstellte.

Abbildung 52 zeigt zusammenfassend die im Rahmen der Potentialermittlung erstellten Energiebedarfsprognosen für die kommenden Jahre bis zum voraussichtlichen Endausbau im Jahr 2040. Innerhalb der Wärmebedarfsprognose sind dabei auch die Energieverluste des Fernwärmenetzes enthalten, wobei zu Beginn von einer Temperaturspreizung von 125 °/80°C im Stammnetz ausgegangen wird, welche im Jahr 2030 auf ein Niveau von 100 °C/60 °C abgesenkt wird. Die Netzverluste am Campus West entsprechen dem Netz-Temperaturniveau 80 °C/40 °C. Details zur Untersuchung einer Netztemperaturabsenkung werden in AP 4.1 beschrieben. Die Strombedarfsprognose inkl. der verwendeten Lastgänge wird in Kapitel 3.4 (AP 1) beschrieben.

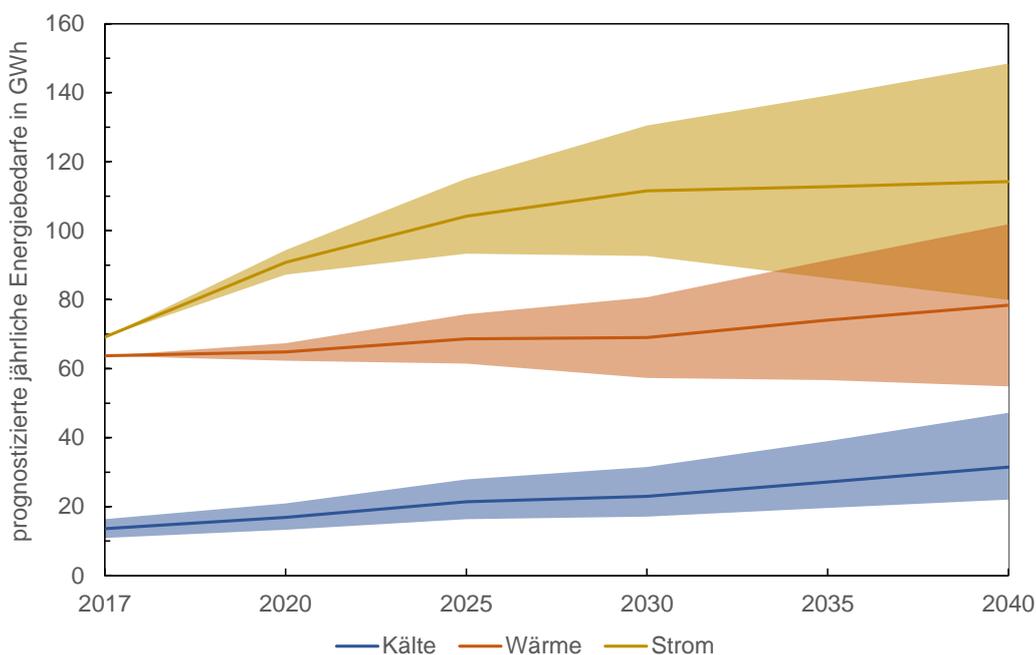


Abbildung 52: Zusammenführung der erstellten Energiebedarfsprognosen für die Sparten Strom, Wärme und Kälte bis 2040. Im Bereich Strom und Kälte ist eine deutliche Zunahme des Bedarfs zu erkennen, die Steigung des Wärmebedarfs (inkl. Netzverluste) ist dem gegenüber eher mäßig. Für alle Sparten sind zudem obere und untere Szenarien (aufgespannte Flächen) festgelegt, um unterschiedliche Entwicklungen am Campus zu berücksichtigen.

Zusammenfassend steigen in den nächsten Jahren der Strom- und Kältebedarf kontinuierlich, der Wärmebedarf hingegen vergleichsweise mäßig.

Für die Weiterverwendung dieser Bedarfszeitreihen innerhalb der spartenübergreifenden Optimierung in AP 1 wurde gemeinsam für jede Sparte zusätzlich ein oberes und unteres Szenario festgelegt, wodurch die Bandbreite möglicher Entwicklungen am Campus abgebildet werden soll. Beispielsweise bedeutet ein ambitionierterer Sanierungsfahrplan eine niedrigere Wärmebedarfsprognose. Weiterhin können Unsicherheiten bei der Erstellung der Bedarfsprognosen berücksichtigt werden. Insbesondere bei der Kälte ist die Erstellung einer realistischen Kältebedarfszeitreihe sehr schwierig, da beispielsweise der aktuelle Kälteverbrauch der Gebäude relativ hoch ist, obwohl die zu empfehlenden

Komfortbedingungen teilweise nicht erreicht werden. Dennoch besteht auch hier vor allem bei der Planung neuer Gebäude ein hohes Optimierungspotential.

Bei den Sparten Strom und Wärme wurde im Endausbau eine Bandbreite von +/- 30 % bzgl. des Referenzszenarios angenommen. Bis dahin wurde eine lineare Zunahme dieser Bandbreite angesetzt. Für die Erstellung eines oberen und unteren Kältebedarfsszenarios wurde bereits zu Beginn des Betrachtungszeitraums ein Bereich von +/- 20 % festgelegt. Im Endausbau liegt das obere Szenario 50 % oberhalb, das untere Szenario bei 30 % unterhalb des Referenzszenarios. Die Prognose für den aktiven Kühlbedarf ist bei den zukünftigen Gebäuden einerseits sehr stark abhängig vom Umgang mit Glasflächen, Verschattungsanlagen Regeltechnik etc., andererseits könnten hier sinnvollerweise Technologien wie Nachtlüftung, Kälterückgewinnung und Adiabatik zu einer deutlichen Reduktion beitragen. Bei der Prognose wurde den Umständen Rechnung getragen, dass die während der Projektlaufzeit gesammelten Messdaten eher auf eine Unterschätzung des Kälteenergiebedarfs hindeuten. Hinzuzurechnen sind Effekte der globalen Klimaerwärmung und partiell eine bisherige Nicht-Erfüllung der Komfortanforderungen.

Die Sensitivitäten der Bedarfsprognosen wurden anhand dieser verschiedenen Szenarios in AP 1 untersucht.

### **3.3 Energiebereitstellung und Energiespeicherung – Strom, Wärme, Kälte (AP 4)**

Zur energetischen Optimierung der Energieversorgung am Campus Garching wurden verschiedene Systemerweiterungen im Bereich der Energiebereitstellung und Energiespeicherung untersucht.

Grundlage für diese Betrachtungen bilden die Ergebnisse des AP 3, wobei zum einen auf den erstellten Bedarfsprognosen und zum anderen auf der Konzeption möglicher netzgebundener Versorgungsvarianten aufgebaut wurde.

Für die zukünftige Wärmeversorgung wurden insbesondere Einsatzmöglichkeiten von Wärmepumpen auf Basis der am Campus vorliegenden Wärme- und Abwärmepotentiale untersucht. Weiterhin wurden verschiedene Konzepte zur Kältebereitstellung verglichen. Dabei wurde auch eine dezentrale Kälteversorgung mit zentralen Konzepten verglichen. Weiterhin wurde das bestehende Heizkraftwerk der TUM am Campus Garching modelliert und hinsichtlich Optimierungspotentialen untersucht.

Die im Rahmen dieses APs erarbeiteten Ergebnisse zu den Einsatzmöglichkeiten verschiedener Energieerzeuger und -speicher stellen wichtige Eingangsgrößen für die spartenübergreifende Optimierung in AP 1 dar. Dahingehend wurden innerhalb AP 4 verschiedene Konzepte auf Umsetzbarkeit bewertet sowie technische und ökonomische Parameter zusammengetragen, die für die Simulation des Gesamtsystems benötigt werden.

#### **3.3.1 Wärme-/Kältebereitstellung und thermische Speicher (AP 4.1)**

Am Campus Garching sind verschiedene Wärmequellen wie z. B. die Abwärme eines Rechenzentrums oder ein nahe gelegenes Geothermie-Wärmenetz vorhanden, die Möglichkeiten für die Entwicklung innovativer Wärmeversorgungskonzepte bieten. Daher wurde zunächst eine Potentialanalyse durchgeführt, durch welche einerseits die bestehende Energiebereitstellung bewertet, aber auch Möglichkeiten für zukünftige Energieerzeugungssysteme erarbeitet wurden. Ausgehend von diesen Analysen wurden verschiedene Varianten für die Wärme und Kälteversorgung untersucht.

Im Bereich der Wärmeversorgung wurden auf Basis der in AP 3 erarbeiteten Netzkonzeptionen verschiedene Temperaturszenarien betrachtet, um das exergetische Optimierungspotential einer Absenkung der Netztemperaturen im bestehenden Fernwärmenetz darzustellen und die Integration zukünftiger Niedertemperatur-Wärmequellen zu bewerten. Weiterhin wurde für den Campus West eine von der Gesamtsimulation in AP 1 losgelöste Betrachtung zu möglichen Versorgungskonzepten durchgeführt.

Innerhalb der Kälteversorgung wurden ökologische und ökonomische Bewertungen der in AP 3 erstellten, netzgebundenen Versorgungsvarianten für das Neubaugebiet Campus West sowie für das Campus-Stammgebiet durchgeführt und der Vergleich zu einer dezentralen Versorgungsvariante gezogen.

Aufbauend auf den vorangehenden Auswertungen wurde ein Pilotprojekt entwickelt, welches in die bestehende Energieversorgung des Campus integriert werden kann. Dabei wurde der Einsatz einer

zweistufigen Absorptionswärmepumpe in Kombination mit einem BHKW zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) betrachtet.

### **Potentialanalyse bestehender und zukünftiger Wärme- und Kälteerzeugungssysteme (AP 4.1.1, ZAE)**

#### Zielsetzung:

Mit den Eingangsdaten aus AP 3.1 und AP 3.2 werden die Potentiale der zukünftigen Entwicklung ermittelt, um die Ausbau- und Optimierungspotentiale bezüglich der Wärme- und Kälteversorgung – auch unter Berücksichtigung der Möglichkeiten zur Energiebereitstellung – zu bewerten. Anschließend wird eine detaillierte Analyse der Potentiale zur Kälteversorgung durchgeführt. Dabei wird die dezentrale Kälteversorgung mit zentralen Konzepten verglichen.

#### Durchführung und Ergebnisse:

Im Rahmen der Potentialanalyse über Wärme- und Kälteerzeuger wurde mit einer Analyse der bestehenden Wärme- und Kälteerzeuger begonnen. Davon ausgehend wurden unter Berücksichtigung am Campus existierender Ab- und Niedertemperaturwärmequellen Einsatzmöglichkeiten für zukünftige Wärme- und Kälteerzeuger sowie thermische Speicher bewertet. Zu den Technologien, die dabei innerhalb der spartenübergreifenden Optimierung näher betrachtet werden sollten, wurden die zur Modellierung erforderlichen technischen und ökonomischen Inputparameter an AP 1 übermittelt.

### **Potentialanalyse bestehender und zukünftiger Wärmeerzeuger**

Die bisherige Wärmeerzeugung sieht wie folgt aus: Eine zentrale Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK) Anlage, hier ein Cheng-Cycle Kraftwerk, versorgt den Forschungscampus mit Strom und Wärme. Die Wärme wird ausschließlich zentral erzeugt und über ein Fernwärmenetz verteilt. Falls eine Wärmenachfrage vorliegt, die nicht mit Hilfe der KWK-Anlage bereitgestellt werden kann, stehen zwei überwiegend gasbetriebene Multifuel-Kessel zur Deckung der Spitzenlast bereit. Der Cheng-Cycle der TUM wurde im Zeitraum 1995/1996 in Betrieb genommen und steht damit am Ende seiner technischen Lebensdauer. Aus ökonomischen Gründen plant die TUM jedoch, die Anlage zu betreiben, solange es technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Für die zukünftige Wärmeerzeugung am Campus sind unter anderem folgende Varianten denkbar:

1. Modernisierung der Cheng-Cycle-Anlage.
2. Ersetzen des Cheng-Cycles durch ein alternatives, zentrales System wie beispielsweise Gas-BHKWs, -turbinen, -kessel, GuD-Kraftwerk, Biomasse-BHKW, -kessel, große Wärmepumpen, ggf. in Kombination mit Wärmespeichern.
3. Ersetzen des Cheng-Cycles durch ein alternatives, zentrales System mit Unterstützung durch dezentrale Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen, KWK, KWKK, Solarthermie, ggf. in Kombination mit Wärmespeichern.
4. Teilweiser oder vollständiger Anschluss an das Fernwärmenetz der Energiewende Garching (EWG).

Option 1 wird in AP 4.2 näher behandelt. Was einen Anschluss an das EWG-Netz betrifft (Option 4), so wird dieses Netz aktuell mit einer Vorlauftemperatur von rd. 72 °C betrieben. Als Wärmeerzeuger dienen dabei eine Geothermieanlage, ein BHKW als Mittellastanlage sowie erdgasbetriebene Spitzenlastkessel. Die Vorlauftemperatur ist auch in ambitionierteren Netztemperatur-Szenarien für eine direkte Nutzung im Primärnetz der TUM nicht ausreichend. Eine zusätzliche Anhebung des EWG-Vorlaufs auf ein im Primärnetz der TUM verwertbares Temperaturniveau mittels Wärmepumpen ist aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll, da ein ökonomischer Einsatz von Wärmepumpen auf der Verfügbarkeit einer entsprechend kostengünstigen Wärmequelle beruht. Auch für das Neubaugebiet Campus West ist die direkte Nutzung nicht mit der laut aktuellen technischen Anschlussbedingungen geplanten Fernwärmenetz-Vorlauftemperatur von 80 °C vereinbar, dies käme nur bei einer Betriebsweise des Netzes mit niedrigeren Netztemperaturen in Frage. Weiterhin ist diese Variante für die TUM wirtschaftlich vermutlich nur attraktiv, sofern die EWG die Wärme entweder zu einem für die TUM mindestens kostenneutralen Wärmepreis zur Verfügung stellt oder das Netz am Campus West selbst errichtet und betreibt.

Die bei den Optionen 2 und 3 vorgestellten Technologien wurden innerhalb der Simulation des Gesamtsystems in AP 1 berücksichtigt. Dazu wurden im Rahmen dieses APs Einsatzmöglichkeiten von Kompressions-Wärmepumpen (KWP), Absorptions-Wärmepumpen (AWP) und Wärmetransformatoren genauer betrachtet. Die Grundlage hierfür bildet die Analyse der am Campus vorhandenen Wärmequellen. Dabei wurden die prinzipiell denkbaren Wärmequellen für eine Wärmepumpe analysiert. Am Forschungscampus in Garching sind folgende Ab- und Niedertemperaturwärmequellen vorhanden:

- Abwärme Leibnitz-Rechen-Zentrum, LRZ (30 – 40 °C)
- Nicht-Trinkwasser (Brunnenwasser)-Rücklauf (17 – 23 °C)
- Fernwärmerücklauf Stammnetz (60 – 70°C)
- Fernwärmerücklauf bzw. Reinjektionsbohrung Geothermie der EWG (50 – 60 °C)
- Erdreich Campus West
- Isar
- Rückkühlung der Kompressionskältemaschinen (Übergangszeit und Sommer)
- Abwärme FRM II (Diese Option kommt aus genehmigungsrechtlicher Sicht nicht in Frage.)

Eine erste Prüfung des Einsatzes eines Wärmetransformators kam zu dem Schluss, dass hierfür nicht die geeigneten Randbedingungen am Campus vorhanden sind. Ein Wärmetransformator stellt im Funktionsprinzip die Umkehrung einer Absorptionswärmepumpe dar. Als Antrieb dient Energie auf mittlerem Temperaturniveau. Der Absorber gibt Wärme bei einem höheren Temperaturniveau ab, während im Kondensator bei niedriger Temperatur gekühlt werden muss. Geprüft wurde der Einsatz eines Wärmetransformators zum Heizen des Campus West durch Abwärme des LRZ. Da der Temperaturhub auf der Heißwasserseite von 30 bis 40°C auf 80 °C mind. 40 K beträgt, werden Rückkühltemperaturen von unter -8°C benötigt. Daher ist der Einsatz eines Wärmetransformators in diesem Anwendungsfeld unter den aktuellen Randbedingungen schwierig, weshalb dieser Ansatz nicht weiterverfolgt wurde.

Sowohl die Abwärme des LRZ als auch der Fernwärmerücklauf der EWG bieten eine ausreichend hohe Temperatur, den Campus West bei den aktuell geplanten Netztemperaturen mittels Absorptionswärmepumpen oder Kompressionswärmepumpen oder in ambitionierteren Netztemperatur-Varianten im Falle der EWG sogar direkt zu versorgen. Auch eine Nutzung im Bestandsnetz der TUM ist theoretisch denkbar, sofern dort eine deutliche Netztemperaturabsenkung erreicht wird. In beiden Fällen wären technische und insbesondere vertragliche Hürden zwischen TUM und LRZ bzw. EWG zu überwinden.

Die Nutzung des Rücklaufs des Bestands-Fernwärmenetzes als Vorlauf für den Campus West ist technisch denkbar und aus planerischer und organisatorischer Sicht vergleichsweise einfach umsetzbar. In der aktuellen Anlagenkonstellation ist eine direkte Nutzung des Rücklaufs des Stammnetzes ohne Einsatz einer Wärmepumpe möglich und sinnvoll. Dies bedeutet jedoch, dass die zusätzliche Wärmeabnahme aktuell zum großen Teil fossil gedeckt werden müsste und nur zum kleineren Teil den Wirkungsgrad der Energiezentrale verbessert. Insbesondere im Winter, wenn die Wärmeerzeugung des Cheng-Cycle zur Versorgung der bestehenden Gebäude nicht ausreicht, würde dies fast wie bei einer Vorlaufversorgung einen erhöhten Einsatz der Gaskessel zur Folge haben.

Bei der Wärmequelle des Brunnenwasser-Rücklaufs wäre die Einbindung einer Wärmepumpe im Norden des Campus an der Rücklauf-Sammelleitung denkbar. Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Quelltemperatur von 17 – 23 °C käme, um einen effizienten Wärmepumpenbetrieb zu ermöglichen, in erster Linie eine dezentrale Anwendung oder die Wärmenutzung in einem Niedertemperaturnetz in Frage. Bei der dezentralen Anwendung wurde zum einen der Aufbau paralleler Wärmeerzeuger in einem bestehenden Wärmenetz, die auch noch eher am Netzendstrang positioniert sind, als problematisch bewertet. Zum anderen fehlt bislang auch ein passender Wärmeabnehmer für diese Anwendung. Die Möglichkeit der Nutzung in einem Niedertemperaturnetz ist wiederum geographisch aufgrund der Lage der Rücklauf-Sammelleitung im Norden nicht gegeben.

Die thermische Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen wie der Isar und dem Erdreich am Campus Garching wurde aus genehmigungsrechtlicher Sicht als problematisch eingeschätzt, da in beiden Fällen bereits aufgrund bereits zahlreicher existierender Anwendungen signifikante Einschränkungen bestehen.

Die Nutzung von Abwärme bei der Rückkühlung von Kompressionskältemaschinen ist am Campus in der Anwendung insofern beschränkt, als dass diese Wärme in erster Linie im Sommer und anteilig in der Übergangszeit verfügbar ist, wenn der höchste Kältebedarf vorliegt. Damit kann diese Wärme nicht bzw. nur bei einer saisonalen Speicherung zur Gebäudeheizung genutzt werden. Der Brauchwarmwasserbedarf ist am Campus in vielen Gebäuden eher gering, manche Gebäude benötigen gar kein Brauchwarmwasser oder nur so wenig, dass dieses teilweise sinnvoller lokal elektrisch erzeugt wird. Daher wurde das Potential der Rückkühlung von Kompressionskältemaschinen für die Anwendung am Campus Garching aktuell als weniger sinnvoll eingestuft.

Für die Schaffung einer Datengrundlage zu bestimmten Inputparametern wurde eine Recherche über Kenngrößen und Kosten von BHKWs und Wärmepumpen durchgeführt. Ferner wurden Kosten für nicht kommerziell erhältliche Anlagen (speziell hochflexible Absorptionswärmepumpen) nach aktuellem Kenntnisstand geschätzt. Daten zum Betriebsverhalten der kommerziell nicht erhältlichen Anlagen

wurden mittels Kreislaufsimulation unter Berücksichtigung gängiger Arbeitsstoffpaare und verfahrenstechnischer Ausführung solcher Systeme modelliert. Die Ergebnisse dieser Simulationen wurden zur Verwendung in der spartenübergreifenden Optimierung vereinfacht. Die Daten von Recherche und Schätzung, sowie die vereinfachten Simulationsergebnisse, wurden an AP 1.1.2 zur Eingabe in urbs übergeben.

### **Potentialanalyse bestehender und zukünftiger Kälteerzeuger**

Zu Beginn des Projekts wurden Informationen zu den vorhandenen Kälteanlagen zusammengetragen. Dabei wurden in den betrachteten Gebäuden am Campus insgesamt 46 größere Kältemaschinen mit einer installierten Kälteleistung von mind. 50 kW<sub>th</sub> registriert. Die Gesamtleistung dieser Anlagen betrug 11,8 MW. Bei 42 Kälteanlagen handelte es sich um Kompressions-Kältemaschinen (KKM), bei vier Anlagen um Absorptionskältemaschinen (AKM). Die Gesamtleistung der AKM betrug 4,4 MW<sub>th</sub>. Von den 42 KKM wurden sechs Anlagen mit Brunnenwasser rückgekühlt. Weitere sechs Anlagen besaßen eine nasse Rückkühlung. Die restlichen Anlagen waren mit trockenen Rückkühlern ausgestattet. Mitte des Jahres 2018 wurde eine der drei AKM des Gebäudes Maschinenwesen mit einer installierten Kälteleistung von 1 MW<sub>th</sub> durch eine KKM mit einer installierten Leistung von 2,1 MW<sub>th</sub> ersetzt.

Eine Auswertung der am Gebäude Maschinenwesen durchgeführten Kältemessung ergab, dass in der Kühlperiode im Jahr 2017, in der die Kälte noch durch drei AKM bereitgestellt wurde, bei einer installierten Kälteleistung von 3,6 MW<sub>th</sub> lediglich eine maximale Kälteleistung von 2,3 MW bereitgestellt wurde. (s. a. Abbildung 42 in AP 3.2.2). Vom Anlagenhersteller (Carrier Corporation) verfügbare Dokumente zur Auslegung von Absorptionskältemaschinen und eine Simulation basierend auf Energie- und Massenbilanzen sowie empirisch bekannten Daten zu Wärme- und Stoffübergang konnten genutzt werden, um die Auslegung der vorhandenen Kältemaschinen nachzuvollziehen. Das Ergebnis dieser Berechnungen zeigt, dass bei einer Auslegung auf eine Antriebstemperatur von 160 °C (die ursprünglich maximal im Fernwärmenetz am Campus Garching auftretende Temperatur) Anlagen mit einer nominellen Gesamtkälteleistung von 3,6 MW<sub>th</sub> nur noch etwa 2,3 MW<sub>th</sub> Kälteleistung bereitstellen können, wenn die Antriebstemperatur auf 130 °C sinkt. Diese Annahme deckt sich gut mit den aufgenommenen Messdaten. Damit besteht unter Umständen ein gewisses Optimierungspotential, was die Auslegung zukünftiger, am Campus geplanter Absorptionskältemaschinen betrifft.

Auf der Seite der Kälteerzeuger fand weiterhin eine Recherche zu den am Markt verfügbaren Absorptionskältemaschinen statt. Am Forschungscampus in Garching ist durch den Betrieb von Absorptionskältemaschinen ein Kraft-Wärme-Kälte gekoppeltes System vorhanden. Die Überschusswärme vom Heizkraftwerk wird im Sommer zum Antrieb der dezentral am Campus vorhandenen Absorptionskältemaschinen im Gebäude Maschinenwesen und im Hofgebäude 2 des Chemie-Gebäudekomplexes verwendet. Dieses System ist allerdings auf sehr hohe Temperaturen ausgelegt, sodass das Fernwärmenetz selbst im Sommer bei mind. 130 °C Vorlauftemperatur betrieben werden muss. Im Zuge der Absenkung der Netztemperaturen stellte sich daher die Frage, bis zu welcher Absenkung es möglich ist, das Konzept der zentralen Wärmeerzeugung mit dezentral aufgestellten AKM weiter zu verfolgen. Die von den Herstellern angebotenen Maschinen benötigen Warmwasservorlauftemperaturen von üblicherweise 90 °C und mehr. Einige wenige Hersteller geben an, dass ihre Maschinen auch mit Heißwasservorlauftemperaturen von bis zu 75 °C betrieben werden

können. Es ist allerdings fraglich, inwieweit eine derart reduzierte Antriebstemperatur einen effizienten Betrieb der Maschinen gewährleistet. Daher wurde im Rahmen der weiteren Analysen von einer Mindest-Antriebstemperatur von 90 °C ausgegangen (siehe auch Keil et al. 2008).

Für mögliche Kälteerzeuger (KKM und AKM mit verschiedenen Antriebstemperaturniveaus) wurden spezifische Parameter zu Anlagentechnik und -kosten zusammengetragen und an AP 1 zur Untersuchung innerhalb der Gesamtsimulation übergeben.

### **Potentialanalyse zukünftiger Wärme- und Kältespeicher**

Der Fokus innerhalb der Wärmebereitstellung sollte vordergründig auf die zuvor beschriebene Nutzbarmachung des großen Potentials der am Campus verfügbaren Wärmequellen gelegt werden, um eine Reduzierung im Einsatz fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung zu erreichen. Ergänzende Speichertechnologien können potentiell das Gesamtsystem optimieren und wurden demnach auch in die Analysen mit einbezogen, stellen jedoch zur Erreichung ökologischer und ökonomischer Verbesserungen eine etwas untergeordnete Rolle dar. Daher wurden lediglich Speicher betrachtet, die am ehesten einen wirtschaftlichen Nutzen für das Gesamtsystem haben könnten. Kleinere Speicher auf Gebäudeebene wie z. B. Brauchwarmwasser-Boiler oder kleine Pufferspeicher wurden an dieser Stelle nicht explizit berücksichtigt, da es sich hierbei um bereits existierende bzw. ohnehin erforderliche Installationen im Rahmen der Gebäudeplanung handelt.

Im ersten Schritt wurde sowohl für Wärme- als auch Kältespeicher eine Marktrecherche durchgeführt.

Zur Wärmespeicherung wurden folgende Speichertypen in Betracht gezogen:

- Druckloser Stahltankspeicher: Diese Art von Speichern ist im Bestands-Fernwärmenetz nur bei einer Absenkung der Netztemperaturen auf unter 100 °C möglich. Am Neubaugebiet Campus West ist der Einsatz von atmosphärischen Speichern aufgrund des niedrigeren Netztemperaturniveaus möglich.
- Druckbeladener Stahltankspeicher: Alternativ zum drucklosen Speicher bietet ein druckbeladener Speicher die Möglichkeit, Wasser mit einer Temperatur über 100 °C einzuspeichern und könnte demnach auch bei den aktuellen Netztemperaturen des Primärnetzes eingebunden werden.
- 2-Zonen-Speicher: Hierbei handelt es sich um einen drucklosen Speicher, welcher Wasser mit Temperaturen über 100 °C speichern kann, da kälteres Wasser in der oberen Zone des Speichers als Last auf das heiße Wasser im unteren Bereich einwirkt.
- Latentwärmespeicher: Wärmespeicher mit Phasenwechsel wurden aufgrund der deutlich höheren Investkosten nicht für die weitere Untersuchung berücksichtigt.
- Erdbeckenspeicher: Hierbei handelt es sich um große, unterirdische Wärmespeicher, die üblicherweise in Kombination mit kostengünstigen und regenerativen Wärmequellen (z. B. Solarthermie) verwendet werden. Diese Speichertechnologie wurde im Rahmen dieses Projekts nicht weiterverfolgt, da am Campus Garching der Nutzen eher einer

unwirtschaftlichen saisonalen Speicherung entsprechen würde und als Abwärmequelle lediglich KWK-Abwärme als realistisches Potenzial eingestuft wurde.

Gemeinsam mit dem Projektpartner LES wurden die für die weiteren Analysen erforderlichen Spezifikationen wie Höhe, Durchmesser, Speicherverluste und Kosten für drucklose sowie 2-Zonen-Speicher festgelegt. Druckbeladene Speicher wurden nicht näher untersucht, da die Recherchen ergaben, dass auch bei einem Temperaturniveau im Bestands-Fernwärmenetz von 125 °C/80 °C der Einsatz von kostengünstigeren 2-Zonen-Speichern möglich ist. Für die Ergebnisse der spartenübergreifenden Optimierung wird auf AP 1 verwiesen.

Die Möglichkeiten im Einsatz von Kältespeichern sind stark an das betrachtete Kälteversorgungskonzept geknüpft. Eine netzgebundene Kälteversorgung ermöglicht die Gebäudeübergreifende Installation von Kältespeichern am Standort der zentralen Kälteerzeugung, bei einer dezentralen Versorgung stellt der Kältebedarf des jeweiligen Gebäudes die Bemessungsgröße für einen Kältespeicher dar. Die aktuelle Versorgung, in denen die meisten Gebäude über eine eigene Kälteerzeugung verfügen, erlaubt in erster Linie den dezentralen Einsatz von Kältespeichern. Ausnahmen bilden die Energiezentralen der Gebiete Maschinenwesen und Chemie, von denen aus mehr als ein Gebäude mit Kälte versorgt werden.

Im Rahmen einer ersten Recherche wurden überwiegend Eisspeicher als potentielle Kältespeicher identifiziert, da Kaltwasserspeicher bei einer kleinen Temperaturspreizung schnell sehr große Dimensionen erreichen (1 MWh bei 6 °C/12 °C entsprechen rd. 140 m<sup>3</sup> Speichervolumen). Kleine Kaltwasserspeicher werden aktuell bereits vereinzelt lokal eingesetzt, um Systeme hydraulisch zu entkoppeln oder kleinere Mengen zu puffern. Ein Eisspeicher kann im Gegensatz zu einem Kaltwasserspeicher aufgrund der Nutzung der Phasenumwandlungsenthalpie bei gleichem Volumen deutlich mehr Energie speichern. Der Nachteil dieses Speichers liegt in der niedrigeren Beladetemperatur, welche unterhalb des Gefrierpunkts liegen muss, um den Phasenwechsel nutzen zu können. Diese niedrige Beladetemperatur wirkt sich negativ auf den COP der mit dem Speicher gekoppelten Kältemaschine aus. Weiterhin stellt sich die Frage, ob die während der Beladung des Speichers bereitgestellte Wärme genutzt werden kann. Bei einer saisonalen Speicherung ist dies denkbar, allerdings ist hier aufgrund der geringen Anzahl an Speicherzyklen ein wirtschaftlicher Einsatz unwahrscheinlich. Eine andere Möglichkeit stellt ein lokaler Einsatz an einem Gebäude dar, bei dem sowohl ein entsprechender Brauchwarmwasserbedarf als auch Kältebedarf vorliegt. Diese Variante bietet jedoch eher einen Ansatz für ein mögliches Pilotprojekt als ein Konzept für die Versorgung des gesamten Campus. Für die Analyse des Gesamtsystems wurde daher entschieden, große Kältespeicher in den weiteren Analysen nicht zu berücksichtigen.

### **Entwicklung und Bewertung verschiedener Wärme- und Kälteversorgungsvarianten (AP 4.1.2, ZAE)**

#### **Zielsetzung:**

Es werden verschiedene Versorgungsszenarien auf Basis der Zukunftsprognosen aus AP 2 ausgearbeitet. Dabei werden innovative Erzeugungs- und Speichertechniken berücksichtigt. Die

erarbeiteten Szenarien werden anhand energetischer, ökologischer und ökonomischer Kennwerte sowie im Hinblick auf technische Umsetzbarkeit bewertet.

#### Durchführung und Ergebnisse:

In diesem AP liegt der Fokus auf der Vorbereitung von Versorgungsszenarien, welche innerhalb der spartenübergreifenden Optimierung detailliert ausgewertet wurden. Als Basis hierfür dienten die Potentialermittlung innerhalb AP 3.2 sowie die im vorherigen Kapitel beschriebenen Analysen zu Wärme- und Kälteerzeugern und –speichern. Weiterhin wurden bestimmte Teilaspekte des Gesamtversorgungskonzeptes, wie beispielsweise der Vergleich einer zentralen mit einer dezentralen Kälteversorgung oder Versorgungsvarianten für das Neubaugebiet Campus West, untersucht. Die Bewertung ganzheitlicher Versorgungsszenarien für den Forschungscampus Garching erfolgte in enger Zusammenarbeit mit dem Projektpartner LES anhand der spartenübergreifenden Optimierung und wird in AP 1 detailliert dargestellt.

### **Entwicklung und Bewertung von Wärmeversorgungsvarianten**

#### ***Randbedingungen für Wärmeversorgungsvarianten***

Den in AP 3 beschriebenen Zukunftsprognosen zufolge wird der Kältebedarf am Campus Garching in den nächsten Jahren aufgrund der Erschließung des Campus West und der Nachverdichtung im Stammgebiet des Forschungscampus kontinuierlich ansteigen, während für den Wärmebedarf der Gebäude auf Grund von höheren Baustandards und gegebenenfalls energetischen Gebäudesanierungen eine vergleichsweise mäßige Steigerung prognostiziert wurde. Die Entwicklung der Stromnachfrage unterliegt hohen Unsicherheiten, wird aber den entwickelten Bedarfsszenarien zufolge analog zum Kältebedarf kontinuierlich wachsen.

Aus Sicht der Wärmeversorgung ergeben sich folgende Schlussfolgerungen hinsichtlich der Entwicklung von Gesamtversorgungsszenarien:

- Da bereits ein Fernwärmenetz mit einer hohen Wärmeforderdichte existiert, ist eine Rückkehr zu einem dezentralen Wärmeversorgungssystem technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll.
- Ein Wärmeversorgungsszenario besteht in der dezentralen Versorgung von einzelnen Neubauten im Stammgebiet des Forschungscampus mit Niedertemperaturheizsystem durch besonders effiziente Wärmeerzeuger. Dazu wurden bereits in AP 4.1.1 mögliche Abwärmequellen für den Einsatz von Wärmepumpen identifiziert. Problematisch hierbei ist der Aufbau von parallelen Wärmeerzeugersystemen in einem bestehenden Fernwärmenetz.
- Durch Absenkung der Netztemperaturen bietet sich alternativ die Möglichkeit, innovative Technologien wie Wärmepumpen oder am Campus vorhandene Abwärmequellen in das Fernwärmenetz zu integrieren.
- Im Neubaugebiet Campus West bietet sich die Realisierung eines vom Primärnetz Ost unabhängigen Niedertemperaturnetzes an. Zur Wärmeversorgung des Campus West sind folgende Versorgungsvarianten denkbar:
  - Nutzung des Fernwärme-Rücklaufs der Energiewende Garching.

- Nutzung der Abwärme des Leibniz-Rechenzentrums (LRZ) unter Verwendung einer Wärmepumpe. Dabei werden verschiedene Temperaturniveaus des Campus West betrachtet, zum einen der Betrieb des Fernwärmenetzes 80 °C / 40 °C ab HKW und zum anderen mit Temperaturen ab HKW in Höhe von 55 °C / 35 °C.
- Nutzung des Fernwärmerücklaufs des Stammnetzes.

Als Basis für die Entwicklung von Wärmeversorgungsvarianten wurde zunächst das Potential zur Absenkung der Netztemperaturen analysiert.

### ***Optimierung der bestehenden und zukünftigen Fernwärmeversorgung - Absenkung der Fernwärmenetz-Temperaturen***

Um die Machbarkeit einer Absenkung der Netztemperaturen zu prüfen, wurde die bestehende und zukünftige Netzdimensionierung in ihrer Hydraulik bei verschiedenen Temperaturszenarien untersucht und bewertet. Weiterhin wurden die resultierenden Druck-, Energie- und Temperaturverluste der verschiedenen Varianten miteinander verglichen.

Es wurden dabei unter Berücksichtigung der Umsetzbarkeit vier Temperaturszenarien festgelegt, die in den weiteren Analysen verglichen wurden:

- „heat\_125“ mit Vorlauf/Rücklauf 125 °C / 80 °C
- „heat\_100“ mit Vorlauf/Rücklauf 100 °C / 60 °C
- „heat\_80“ mit Vorlauf/Rücklauf 80 °C / 40 °C
- „heat\_55“ mit Vorlauf/Rücklauf 55 °C / 35 °C

Die Herausforderungen bei den Temperaturabsenkungen bestehen darin, dass einerseits die Netzzücklauftemperaturen durch Optimierungsmaßnahmen abgesenkt werden müssen und andererseits die Vorlauftemperatur nur begrenzt nach Netzhydraulik und Versorgungstemperaturen reduziert werden kann. Weiterhin muss dafür die Grädigkeit der Hausübergabestationen verbessert werden. Für die zukünftige Entwicklung der Fernwärmenetze Primärnetz Ost, Subnetz Ost und Campus West wurden insgesamt vier Szenarien in der spartenübergreifenden Optimierung (AP 1) berücksichtigt:

- 1) **Konservatives Szenario:** Eine signifikante Absenkung der Temperaturen im Primärnetz Ost wird nicht erreicht. Dies entspricht näherungsweise dem Bestand 2019. Das Temperaturniveau des Primärnetzes Ost entspricht damit „heat\_125“. Der Campus West wird, wie derzeit geplant, entsprechend „heat\_80“ betrieben.
- 2) **Ambitioniertes Szenario:** Es wird eine Absenkung der Netztemperaturen im Primärnetz Ost auf eine Vorlauftemperatur von 100 °C erreicht („heat\_100“, Rücklauftemperatur 60 °C). Der Campus West wird, wie derzeit geplant, mit „heat\_80“ betrieben.
- 3) **Innovatives Szenario:** Es wird eine Absenkung der Netztemperaturen im Primärnetz Ost auf eine Vorlauftemperatur von 80 °C erreicht („heat\_80“, Rücklauftemperatur 40 °C). Der Campus West wird als Niedertemperaturnetz mit 55 °C / 35 °C betrieben.

- 4) **Mischszenario:** Es wird eine Absenkung der Netztemperaturen im Primärnetz Ost auf 100 °C / 60 °C erreicht („heat\_100“). Der Campus West wird als Niedertemperaturnetz mit 55 °C / 35 °C betrieben.

Ziel der Berücksichtigung verschiedener Temperaturszenarien in der Gesamtsimulation (AP 1) ist es, die Potentiale hinsichtlich der Effizienz der Wärmenetze und die Voraussetzung für den Einsatz von Wärmepumpen beispielsweise durch Abwärmenutzung im Gesamtsystem zu quantifizieren.

In Tabelle 14 sind die Ergebnisse der Netzsimulationen in STANET für verschiedene Temperaturniveaus und -spreizungen zusammengestellt. Bei einer Temperaturspreizung von 80 °C am Netzeinspeisepunkt und 40 °C als mittlere primärseitige Rücklaufemperatur der Gebäude ergibt sich im Primärnetz eine Fließgeschwindigkeit in der großen Transportleitung von 2,1 m/s. Dieser Wert liegt sowohl unter der Empfehlung der DHA als auch der des ÖKL Merkblatt 67 gemäß (Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme et al. 2017). Der Druckverlust des Primärnetzes nimmt dabei den Simulationsergebnissen zu Folge einen Wert von 4,0 bar an. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass im Bestandsnetz eine Temperaturabsenkung und Verringerung der Temperaturspreizung auf 40 K sehr gut machbar ist.

Tabelle 14: Ergebnisse der Fernwärmenetzsimulation für den Auslegungsfall im Endausbauszenario bei unterschiedlichen Temperaturniveaus.

		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Primärnetz Ost		125/80 °C	100/60 °C	80/40 °C	100/60 °C
Druckdifferenz Einspeisewerk	bar	3,4	4,0	4,0	4,0
Max. Fließgeschwindigkeit (Verteilnetz)	m/s	1,9	2,1	2,1	2,1
Netzverlust	kW <sub>th</sub>	403	307	221	307
Subnetz Ost		115/80 °C	90/60 °C	70/40 °C	90/60 °C
Druckdifferenz Einspeisewerk	bar	1,5	1,6	1,6	1,6
Max. Fließgeschwindigkeit (Verteilnetz)	m/s	0,8	0,9	0,9	0,9
Netzverlust	kW <sub>th</sub>	86	64	45	64
Campus West		80/40 °C	80/40 °C	55/35 °C	55/35 °C
Druckdifferenz Einspeisewerk	bar	1,8	1,8	4	4
Max. Fließgeschwindigkeit (Verteilnetz)	m/s	0,2	0,2	0,4	0,4
Netzverlust	kW <sub>th</sub>	111	111	80	80
Gesamtnetz					
Netzverlust gesamt	kW <sub>th</sub>	600	482	346	451

### **Output Analysen Fernwärmenetze (an AP 1)**

Die für die verschiedenen Temperaturszenarien ermittelten Netzverluste stellen einen Eingangsparameter für die in AP 1 bearbeitete spartenübergreifende Optimierung dar und wurden, wie in AP 3.2 beschrieben, mit den Wärmebedarfszeitreihen auf Gebäudeebene zusammengeführt, um die im Rahmen der Gesamtoptimierung benötigten Wärmebedarfszeitreihen für die Erzeugerseite abzubilden.

Zur Untersuchung des Bestandsnetzes wurden Netzsimulationen durchgeführt und u. a. die Verluste für verschiedene Netztemperaturen ermittelt. Die Netzverluste des Primärnetzes Ost und des Subnetzes in den Ausbaustufen bis einschließlich Endausbau wurden über die Auswertung neuer, wegfallender und umgelegter Hausanschlussleitungen mit ihren jeweiligen Anschlussleistungen und den sich daraus ergebenden Rohrdimensionen (siehe Tabelle 15) berechnet. Als Referenzszenario für die Gesamtsimulation wird konservativ davon ausgegangen, dass die bestehenden Leitungen weitgehend nicht ausgetauscht werden. Für das Endausbauszenario wurden weiterhin Simulationen durchgeführt, die den langfristigen Fall abbildet, bei dem die Bestandstrassen erneuert wurden und daher etwas besser gedämmt sind.

Für das Neubaugebiet Campus West wurde das Endausbauszenario mittels STANET-Simulation ausgewertet, der Netzausbau mit den sich ergebenden Netzverlusten in den Vorjahren wurde wiederum analog des abgeschätzten Gebäudezubaues entwickelt.

Tabelle 15: Ermittelte Fernwärme-Netzverluste zu den festgelegten Temperaturszenarios.

	Szenario		2016	2020	2025	2030	2035	2040
Stammnetz Gesamt	Heat_125	[kW]	673	678	489	494	499	523
	Heat_100	[kW]	511	490	353	355	358	378
	Heat_80	[kW]	366	369	266	268	271	285
Campus West	Heat_80	[kW]	0	0	67	89	100	111
	Heat_55	[kW]	0	0	48	64	72	80

Die ökologischen und ökonomischen Auswirkungen einer Netztemperatur-Absenkung werden in AP 1 dargestellt.

### **Wärmeversorgungsvarianten für den Campus West**

Aufbauend auf den Erkenntnissen der Kälteversorgungsvarianten wurde für das Neubaugebiet Campus West zusätzlich zur spartenübergreifenden Optimierung, welche den gesamten Campus analysiert, eine gesonderte Untersuchung hinsichtlich möglicher Versorgungskonzepte durchgeführt. Dabei wurden analog zur Beschreibung in AP 3.2 Bedarfszeitreihen für Wärme und Kälte erstellt. Für einen ökologisch-ökonomischen Variantenvergleich wurde weiterhin der Strombedarf des Campus West auf Basis der gebäudeflächenbezogenen Durchschnittswerte der Strombedarfsprognose für den Gesamtcampus im Jahr 2040 abgeschätzt.

Bei diesem Variantenvergleich von Gesamtkonzepten wurde sowohl bei der Wärme- als auch bei der Kältebereitstellung von einer netzgebundenen Versorgung (jeweils mit Ringnetz) ausgegangen. Dies ermöglicht den Einsatz alternativer zentraler Kälteerzeugungstechnologien wie Absorptionskältemaschinen, die erst ab einer gewissen Anlagengröße wirtschaftlich sinnvoll darstellbar sind.

Insgesamt wurde eine von den Erzeugern bereitzustellende Gesamtwärmeleistung von  $4,5 \text{ MW}_{\text{th}}$  und eine Gesamtkälteleistung von  $5,6 \text{ MW}_{\text{th}}$  ermittelt sowie ein maximaler elektrischer Leistungsbedarf von  $4,8 \text{ MW}_{\text{el}}$ .

Es wurden drei Grundvarianten von Versorgungskonzepten betrachtet, wobei innerhalb Variante 3 noch drei Untervarianten unterschieden wurden:

- In Variante 1 wurde die Kombination eines Gasbrennwertkessels mit einer Kompressionskältemaschine untersucht. Der Strombedarf wird dabei vollständig aus dem Netz gedeckt, der Wärmebedarf durch den Gaskessel. Die Kälteversorgung wird für eine möglichst hohe Versorgungssicherheit auf zwei gleich große KKM aufgeteilt.
- In Variante 2 liefert ein BHKW einen großen Teil der Heizwärme im Winter und deckt einen Teil des Strombedarfs. Der verbleibende Wärmebedarf wird über einen gasbetriebenen Spitzenlastkessel gedeckt. Im Sommer kann die BHKW-Wärme für den Antrieb einer Absorptionskältemaschine zur Kältebereitstellung verwendet werden. Der verbleibende Teil des Strombedarfs wird aus dem Stromnetz gedeckt. Dabei wurde anhand der generierten Jahresdauerlinie für das Jahr 2040 eine Aufteilung auf zwei BHKWs mit thermischen Leistungen von  $1 \text{ MW}_{\text{th}}$  und  $2 \text{ MW}_{\text{th}}$  als technisch flexible Dimensionierung ermittelt. Der Kältebedarf in dieser Variante durch AKM gedeckt. Dabei wird die erforderliche Kälteleistung von  $5,6 \text{ MW}_{\text{th}}$  auf zwei gleich große AKM aufgeteilt. Dadurch wird einerseits der Strombedarf gesenkt und andererseits die Eigenstromabdeckung durch eine erhöhte Laufzeit der BHKWs mit über 6000 Vollbenutzungsstunden ermöglicht.
- In Variante 3 wurde die Nutzung der am LRZ anfallenden Abwärme mit ca.  $40 \text{ °C}$  untersucht, welche ganzjährig konstant abgegeben wird. Das Wärmepotential beträgt dabei bisher ca.  $4 \text{ MW}_{\text{th}}$  (Vodopianov 2017). Diese Wärmeleistung wird mit einer Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gehoben und dann zum Heizen über das Fernwärmenetz an die Verbraucher verteilt. Dabei wird in den Untervarianten a und b der Unterschied zwischen Absorptions- und Kompressionswärmepumpe verglichen, wobei die Wärme für die Absorptionswärmepumpe durch einen Gasbrennwertkessel bereitgestellt wird. Zusätzlich sorgt bei diesen Varianten ein Spitzenlastkessel für die Abdeckung von Lastzuständen, welche nicht oder nicht vollständig durch die Wärmepumpen bedient werden können. Die Dimensionierung der Wärmepumpen anhand des Wärmelastgangs unter Berücksichtigung der Investkosten ergab für die Maschinenauslegung eine Wärmeenergieleistung von  $2 \text{ MW}_{\text{th}}$ . In Variante c wurde die Kopplung einer Kompressionswärmepumpe mit einem zusätzlichen BHKW untersucht. Die Untersuchung zur Dimensionierung ergab eine Kombination aus einer KWP mit  $0,9 \text{ MW}_{\text{th}}$  Wärmeleistung und einem BHKW mit  $0,2 \text{ MW}_{\text{th}}$  Wärmeleistung, der verbleibende Wärmebedarf wird wiederum durch einen gasbetriebenen Spitzenlastkessel gedeckt. Die elektrische Leistung

des BHKW wurde dabei auf den Strombedarf der KWP ausgelegt. Zur Kälteversorgung wird bei allen Untervarianten eine Kompressionskältemaschine eingesetzt.

#### Ökonomische Bewertung der Versorgungsvarianten:

Zum Vergleich der Wirtschaftlichkeit der Varianten wurden nach (VDI 2067 Blatt 1) die jährlichen Gesamtkosten, bestehend aus annuisierten kapitalgebundenen Kosten, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten, ermittelt. Dabei wurden nur die Kosten betrachtet, in denen sich die Varianten voneinander unterscheiden. Kosten für das Fernwärme- oder Fernkältenetz sind demnach nicht enthalten. Abbildung 53 zeigt die untersuchten Varianten mit den sich ergebenden jährlichen Gesamtkosten.

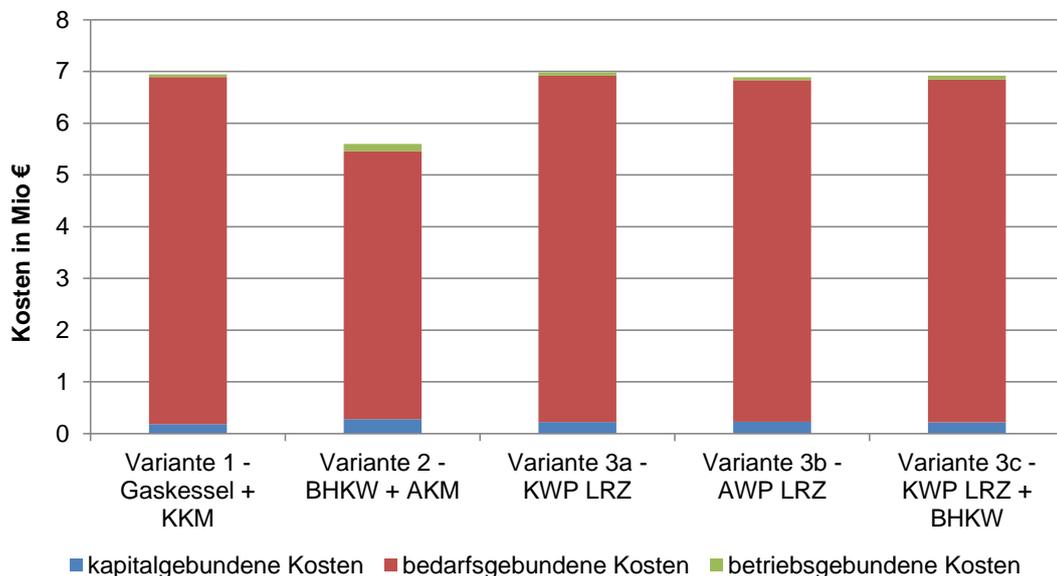


Abbildung 53: Vergleich der annuisierten Kosten von Versorgungsvarianten für den Campus West. Vergleich der jährlichen Erzeugungskosten nach (VDI 2067 Blatt 1).

Vergleicht man die Gesamtkosten der Varianten, so ist Variante 2 unter den angesetzten Randbedingungen die wirtschaftlichste. Ihre Gesamtkosten liegen fast 20% unter denen der anderen Varianten, die alle auf einem ähnlichen Niveau liegen. Dies liegt am angenommenen Gaspreis, der vergleichsweise niedrig zum angesetzten Strompreis liegt. Die Vorteile, die durch die Preisdiskrepanz zwischen Strom und Gas erwirtschaftet werden, sind bei weitem größer als die Nachteile, die durch die leicht höheren kapitalgebundenen und betriebsgebundenen Kosten verursacht werden. Dies zeigt den Vorteil der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, die zwar aufgrund des höheren Gaseinsatzes nur begrenzt ökologische Vorteile bringt, aber durch die Vermeidung von teurem Netzstrombezug deutlich bessere ökonomische Kennzahlen aufweist.

Bei der Interpretation dieser Analyse ist zu beachten, dass die Ergebnisse stark von den angesetzten, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen. So ist beispielsweise in Zukunft aufgrund der zunehmenden Abgabenbelastung und Verknappung von Erdgas eine Steigung des

Gaspreises nicht unwahrscheinlich. Bei einer Sensitivitätsanalyse, in der der Strompreis nur das 1,5-fache des Gaspreises betrug, wies Variante 2 um 23% höhere Gesamtkosten auf als die Referenzvariante 1. Die Varianten mit Wärmepumpe lagen in den Kosten unter Variante 1, wobei Variante 3a mit 6,8% niedrigeren Kosten das wirtschaftlichste Ergebnis lieferte. Die Variationen des Strom- und Gaspreises zeigten, dass die Grenze für einen wirtschaftlichen Einsatz der Variante 2 ab einem Faktor von mindestens 2,7 zwischen Strompreis und Gaspreis gegeben ist.

Weiterhin stellen gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen eine wichtige Einflussgröße dar, welche insbesondere bei einer Betrachtung, die für ein Endausbauszenario in 2040 durchgeführt wird, aktuell nicht absehbar sind. Beispielsweise ist aktuell für eigenverbrauchten Strom aus KWK-Anlagen 40% der EEG-Umlage abzuführen. Auch ist zukünftig eine Änderung der Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen wahrscheinlich, jedoch langfristig Höhe und Umfang nicht vorherzusehen. Die vorliegende Betrachtung liefert daher eine grundsätzliche Tendenz, welche stets bezüglich der aktuellen und zukünftigen Rahmenbedingungen zu hinterfragen ist.

### Ökologische Bewertung der Versorgungsvarianten:

Die ökologische Bewertung der Varianten ist in Abbildung 54 dargestellt. Dabei wurden zunächst CO<sub>2</sub>-Äquivalente des Jahres 2015 für Strom und Erdgas nach GEMIS Version 4.95 angesetzt (IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien 2017). Durch den sehr hohen Stromverbrauch am Campus West, der in allen Varianten zu einem großen Teil aus Netzstrom gedeckt wird, enthalten die Ergebnisse aller Varianten einen hohen Grundwert an Emissionen, die durch den Strom verursacht werden. Die umweltfreundlichste Variante ist Variante 3a, wobei die Unterschiede zwischen den Varianten sehr gering ausfallen; einzig Variante 1 liegt erkennbar (ca. 4%) über den restlichen Varianten, da hier weder durch die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme Emissionen begrenzt werden, noch bereits vorhandene Wärme genutzt wird.

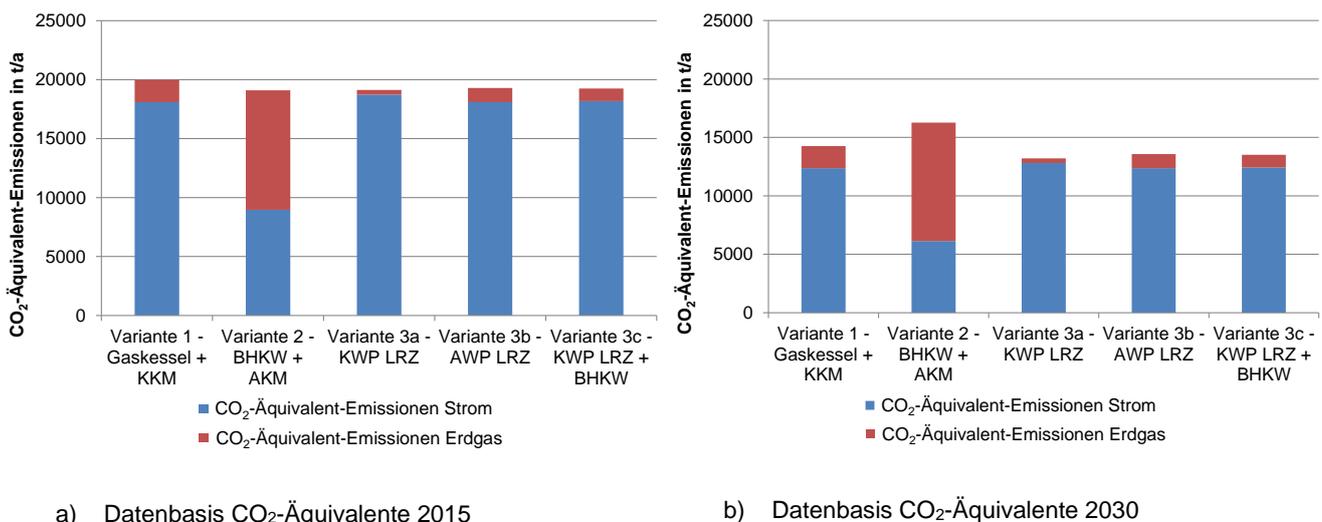


Abbildung 54: Vergleich von CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen von Versorgungsvarianten für den Campus West. Aufteilung nach durch Strom und durch Erdgas verursachte CO<sub>2</sub>- Äquivalent-Emissionen.

In Zukunft wird der Anteil regenerativer Energieträger im deutschen Stromnetz zunehmen, weshalb die Prognose für das CO<sub>2</sub>-Äquivalent von Strom nach GEMIS-Datenbank kontinuierlich abnimmt. Eine Variation der ökologischen Betrachtung mit dem CO<sub>2</sub>-Äquivalent von Strom im Jahr 2030 ergab eine deutliche Verschlechterung von Variante 2, welche damit um 14 % höhere CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen aufweist als Referenzvariante 1. Variante 3a zeigte sich als ökologischste Variante (7,4% niedrigere CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen als Referenzvariante 1).

Aus dem vorgestellten Vergleich der Konzepte zur Gesamtenergieversorgung wird deutlich, dass der Energiebedarfsmix des „Campus West“ von einem hohen Strombedarf dominiert wird. Im Konzeptvergleich wird in jeder Variante ein großer Teil dieses Strombedarfs mit Energie aus dem Stromnetz gedeckt. Deshalb hat eine Veränderung der Parameter, die den Netzstrom beschreiben, große Auswirkungen auf die Ergebnisse der Konzeptvergleiche. Die Kraft-Wärme-Kopplung hat das Potential, eine vor allem ökonomisch interessante Versorgung des „Campus West“ mit Energie zu ermöglichen. Entwickeln sich die Preise für Energie in den kommenden Jahren hin zu einem höheren Gaspreis, ist die Energieversorgung mit Kraft-Wärme-Kältekopplung wirtschaftlich nicht mehr rentabel. In ökologischer Hinsicht bietet diese Art der KWKK kaum Vorteile gegenüber den konventionellen Versorgungsstrategien. Vor allem, wenn der Zubau der erneuerbaren Energien weiter voranschreitet, entstehen im Vergleich zur hauptsächlichen Verwendung von Strom als Energieträger ökologische Nachteile. Die erdgasbasierte KWKK kann also als wirtschaftlich rentable Übergangslösung auf dem Weg zu einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien ihren Beitrag leisten. Sie ist wegen des hohen Gasverbrauches aber keine nachhaltige Lösungsstrategie im Rahmen der Energiewende. Der Einsatz von Wärmepumpen dagegen bringt einen ökologischen Vorteil gegenüber der konventionellen Energieversorgung. Dabei kann sich ein zukünftiger Ausbau der erneuerbaren Energien im deutschen Stromnetz zusätzlich positiv auf die Bilanz von Kompressionswärmepumpen auswirken. Zwar ist die wirtschaftliche Rentabilität der Varianten 3a, 3b und 3c bei den angesetzten Preisen der konventionellen Variante nicht oder nur sehr knapp überlegen, bei geringer werdender Differenz zwischen Gaspreis und Strompreis oder bei entsprechenden Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen könnte sich die Wirtschaftlichkeit jedoch verbessern.

### **Entwicklung und Bewertung von Kälteversorgungsvarianten**

Die Bewertung von Kälteversorgungsvarianten baut auf der in AP 3.2 erläuterten Potentialanalyse zu Kältebedarf und Entwicklung möglicher Netzstrukturen sowie der zuvor in AP 4.1. beschriebenen Analyse möglicher Kälteerzeuger auf. Hinsichtlich der räumlichen Gestaltung der Kälteversorgung der Forschungsgebäude am Campus Garching stehen folgende prinzipielle Versorgungsvarianten zur Auswahl:

- Dezentrale, gebäudeweise Kälteversorgung
- Semi-zentrale Insellösungen
- Zentrale Kälteversorgung

Für alle der drei genannten Varianten stellt sich die Frage, welcher Anteil der Kälteerzeugung mit thermisch angetriebenen AKM erfolgen soll. Dazu stehen konzeptionell folgende Varianten zur Auswahl:

- Erzeugung der Kälte ausschließlich mit Kompressionskältemaschinen
- Erzeugung der Kälte ausschließlich mit Absorptionskältemaschinen angetrieben durch Fernwärme
- Erzeugung der Kälte teils mit Kompressionskältemaschinen und teils mit Absorptionskältemaschinen

Daraus ergeben sich in Kombination neun Varianten der Kälteversorgungsstrategien, die in Tabelle 16 als Matrix dargestellt sind:

Tabelle 16: Matrix der Versorgungsvarianten bezüglich der räumlichen Aufteilung und Kälteerzeugungstechnik.

Variantenmatrix	Zentrale Versorgung	Kälteinseln	Dezentrale Versorgung
<b>Kompressionskältemaschinen</b>	Variante 1	Variante 2	Variante 3
<b>Absorptions- und Kompressionskältemaschinen</b>	Variante 4	Variante 5	Variante 6
<b>Absorptionskältemaschinen</b>	Variante 7	Variante 8	Variante 9

Im Folgenden werden das Stammgebiet des TUM Campus und das Neubaugebiet Campus West separat betrachtet. Da in Zukunft für jedes dieser Gebiete ein Fernwärmenetz mit unterschiedlichen Temperaturen vorliegt, ergeben sich daraus Konsequenzen für die Kopplung von Wärme- und Kälteversorgung. Das aktuelle Versorgungssystem des Stammgebietes lässt sich einer Kombination aus Variante 5 und 6 zuordnen. Die derzeitige Planung geht in Richtung der Variante 5. Ausgehend von Variante 5 als mittelfristiges Ziel ergeben sich zwei Fragestellungen: Erstens, welche Möglichkeiten der Realisierung von Kälteinseln gibt es am Campus und wie sieht die detaillierte Ausgestaltung aus. Und zweitens, ist langfristig die Umsetzung einer zentralen Kälteversorgung sinnvoll (Varianten 1, 4 und 7) und welche Voraussetzungen müssen dafür bei der Umsetzung der Kälteinseln geschaffen werden.

Für das Neubaugebiet Campus West sind die Varianten 5, 6, 8 und 9 nicht relevant, da das Fernwärmenetz des Campus West als Niedertemperaturnetz konzipiert ist. Das erste Gebäude des Campus West, der erste Bauabschnitt der Fakultät EI, soll nach aktueller Planung mit Kompressionskältemaschinen versorgt werden. Sollte dies so umgesetzt werden, ist streng genommen Variante 7 ebenfalls nicht mehr bzw. nur längerfristig realisierbar.

### **Kälteversorgungsvarianten am Neubaugebiet Campus West**

Bereits in AP 3.2.2 wurden für das Neubaugebiet Campus West mögliche Netzstrukturen für ein Fernkältesystem vorgestellt. Für die nachfolgenden Analysen wurden nur die Varianten mit Ringnetz betrachtet, da diese Varianten aufgrund der höheren Versorgungssicherheit favorisiert wurden. Es wurden jeweils zwei Varianten miteinander verglichen. Bei den ersten Varianten „zentral groß“ und

„dezentral groß“ wurde die Kälteversorgung aller Gebäude des Campus West betrachtet. Bei den Varianten „zentral klein“ und „dezentral klein“ wurden jeweils nur die Gebäude im Kerngebiet des Campus West berücksichtigt. Zur Kältebereitstellung wurden in allen Varianten ausschließlich Kompressionskältemaschinen betrachtet, um eine auf die Versorgungsinfrastruktur bezogene Bewertung vorzunehmen.

Bei den zentralen Varianten wird die Kälte durch 3 Kompressionskältemaschinen mit Leistungen von 1 bis 2 MW<sub>th</sub> bereitgestellt. Die Rückkühlung der Anlagen erfolgt über eine nasse Rückkühlung. In den dazu korrespondierenden dezentralen Varianten wird die Kälteleistung aus Gründen der Redundanz durch zwei Kältemaschinen pro Gebäude erzeugt. Weiterhin wurde bei der Auslegung der dezentralen Kältemaschinen ein Sicherheitsfaktor von 1,2 bezogen auf den Kühlleistungsbedarf des Gebäudes eingeplant. In den zentralen Varianten wurde jeweils von einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,9 für das gesamte Versorgungsgebiet ausgegangen. Wie bereits in AP 3.2 erwähnt, wurden die Kältenetze der zentralen Varianten auf eine Temperaturspreizung von 8 K ausgelegt.

#### *Ökonomische Bewertung der Kälteversorgungskonzepte:*

In Abbildung 55 wird das Ergebnis der in Anlehnung an die VDI 2067 durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnung der betrachteten Varianten dargestellt. Kosten z. B. für die Gebäude selbst oder Grundstücke wurden dabei nicht berücksichtigt. Betrachtet wurden analog zur Betrachtung der Wärmeversorgungskonzepte annuisierte Gesamtkosten der Kältebereitstellung.

Vergleicht man die Gesamtkosten der zentralen und dezentralen Varianten, schneiden die dezentralen Varianten ökonomisch besser ab. Die niedrigeren Kosten der Kältemaschinen in der zentralen Variante gleichen die hohen Investitionskosten in das Kältenetz nicht aus. Weiterhin bedingen der Energie- und Druckverlust im Kältenetz etwas höhere bedarfsgebundene Kosten.

Da im Südteil des Campus West eine höhere Kältebedarfsdichte vorliegt als im Nordteil, sind die Investitionskosten in das Netz in der kleinen Versorgungsvariante spezifisch geringer. Daher fällt der kostenmäßige Unterschied zwischen dezentraler und zentraler Versorgung in der kleinen Variante geringer aus.

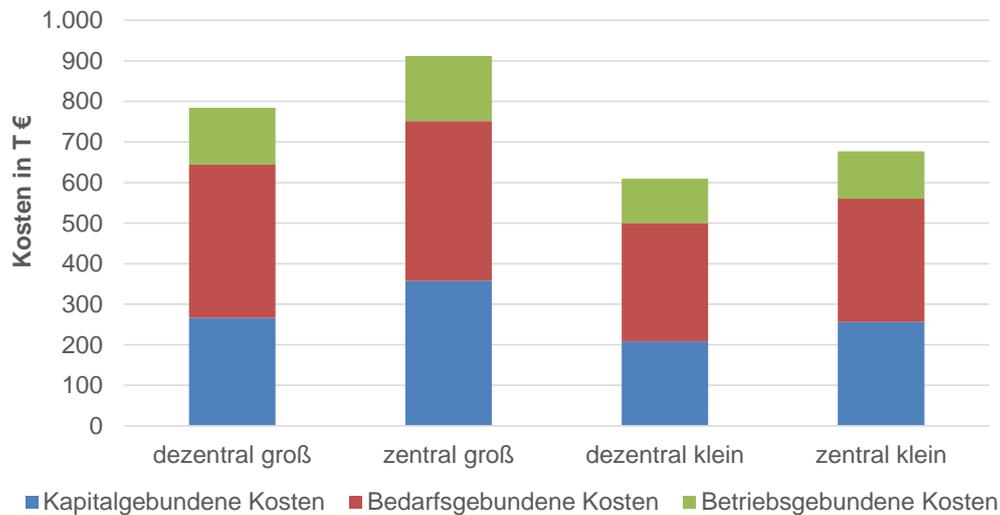


Abbildung 55: Annuierte Kosten von Kälteversorgungskonzepten für den Campus West. Vergleichsrechnung nach (VDI 2067 Blatt 1).

Einen hohen Einfluss auf das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung hat der angesetzte Gleichzeitigkeitsfaktor. Bei der oben dargestellten Berechnung wurde der Gleichzeitigkeitsfaktor konservativ mit 0,9 angenommen. Dieser hängt von der Konzeption und Nutzung der Gebäude und vor allem von der Variationsbreite der Gebäude untereinander ab.

Deutliche Unterschiede z. B. bei Anteil und Orientierung der Fensterflächen, Ausführung der Verschattungssysteme, Speichersystemen, Regeltechnik oder Gebäudenutzung haben Einfluss auf den Gleichzeitigkeitsfaktor. Je niedriger der Gleichzeitigkeitsfaktor, desto mehr wird der Bau eines Fernkältenetzes wirtschaftlich und desto höher liegen bei gleichem Kältebedarf die Anlagenvollbenutzungsstunden der Kältemaschinen. Bei einer Absenkung des Gleichzeitigkeitsfaktors auf 0,7 verringern sich die Unterschiede zwischen dezentralen und zentralen Varianten, in der Betrachtung des kleinen Fernkältenetzes liegen die annuierten Kosten nahezu auf gleichem Niveau.

Zu beachten ist weiterhin, dass insbesondere die für das Fernkältenetz oder Hausübergabestationen angesetzten Investkosten eine Abschätzung und keine detaillierte Planung darstellen. Die Spannweite bei Verlegungskosten ist allerdings hoch und von individuellen, lokalen Gegebenheiten abhängig.

#### Ökologische Bewertung der Kälteversorgungskonzepte:

Zur Bewertung der CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen wurde gemäß GEMIS Version 4.95 für Strom im Jahr 2030 ein Wert von 386,05 g/kWh angesetzt (IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien 2017). Vergleicht man die jeweils die zentralen und dezentralen Varianten, fällt auf, dass der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in den dezentralen Varianten geringfügig kleiner ist (jeweils um 4%, siehe Abbildung 56). Dies ist dadurch begründet, dass in der zentralen Variante die Netzverluste für einen erhöhten Energieverbrauch der KKM sorgen. Außerdem wird in der zentralen Variante Energie benötigt, um die Netzpumpen zu betreiben.

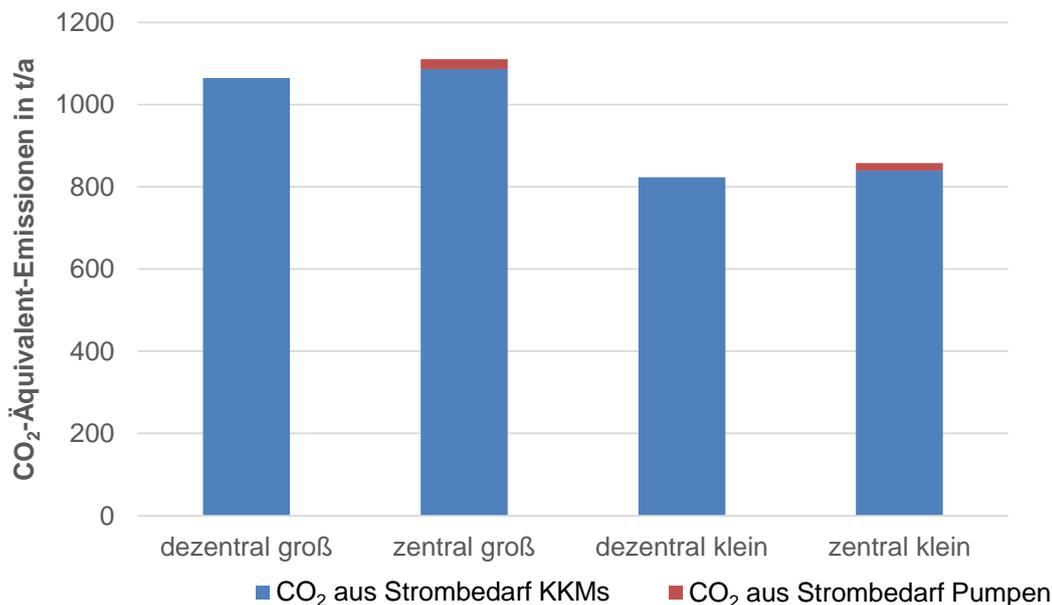


Abbildung 56: CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen für verschiedene Kälteversorgungsvarianten am Campus West. Die Unterschiede den leicht erhöhten Strom- und Kältebedarf der KKM in den zentralen Varianten und den Stromverbrauch der Netzpumpen verursachten.

Ökonomisch gesehen ist am Campus West in der vorliegenden Betrachtung demnach keine Kälteversorgungsvariante signifikant im Vorteil. Auch aus ökologischer Sicht liegen zentrale und dezentrale Varianten auf einem ähnlichen Niveau. Grundsätzlich ist eine zentrale Fernkälteversorgung am Neubaugebiet Campus West leichter umsetzbar als innerhalb des Campus-Stammgebiets.

### **Kälteversorgungsvarianten für das Campus-Stammgebiet**

Die Analyse zu Kälteversorgungsvarianten am Campus Ost wurde analog zur Betrachtung am Campus West für das Endausbauszenario im Jahr 2040 durchgeführt. 2040 sind alle Gebäude entsprechend des Masterplans errichtet, saniert oder abgerissen. Außerdem erfolgte eine Betrachtung ohne Beachtung der bestehenden Kälteerzeugungsanlagen als Randbedingung, da diese bis zum Jahr 2040 ohnehin ausgetauscht werden müssen. Dadurch kann, basierend auf den Trassenverläufen aus AP 3.2.2, sowohl eine zentrale Versorgung (Variante 1), eine semizentrale Versorgung („Kälteinseln“, Variante 2) und eine dezentrale Versorgung (Variante 3) betrachtet werden.

Das im Rahmen dieser Untersuchung verwendete Kältebedarfsszenario wurde mit anhand der Messdaten extrapolierten Kältebedarfszeitreihen (V2) generiert und weicht daher etwas von dem in der Gesamtoptimierung verwendeten Kältebedarfsszenario (V1) ab. Dabei liegt der Kälteleistungsbedarf aller Gebäude mit 18,06 MW<sub>th</sub> für den Campus Ost etwas unter der Gesamtprognose (19,5 MW<sub>th</sub>), der Energiebedarf in Summe um 25 % höher. Für beide Szenarios gilt jedoch, dass es sich um eine Langzeitprognose handelt, die sehr stark von der Energieeffizienz der Neubau- und Sanierungsmaßnahmen abhängt.

In der Variante mit zentraler Kälteversorgung wurde für die 40 Abnehmer in Anlehnung an (Winter et al.) ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,8 berücksichtigt. In der semizentralen Variante wurde aufgrund der

geringeren Abnehmerzahl je Kälteinsel (zwischen 11 und 18) ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,95 angesetzt.

Im Fall der dezentralen Versorgung wurde mit einer Vorlauftemperatur von 6 °C und einer Rücklauftemperatur von 12 °C gerechnet. Um die Grädigkeit des Wärmeüberträgers bei Kältenetz und Kälteinseln durch den indirekten Gebäudeanschluss zu berücksichtigen, wurden die Anlagen auf das Temperaturniveau 5 °C / 11 °C ausgelegt. Weiterhin wurde angenommen, dass bis zu einer Außentemperatur von 4 °C der Kältebedarf durch freie Kühlung gedeckt werden kann.

Um einen weniger energieeffizienten Betrieb der Kältemaschinen im Teillastbetrieb unter 50% zu vermeiden, wurde nach (Albers 2017) bei größeren Abnahmeleistungen eine Aufteilung der Kältemaschinenleistung in eine Maschine mit 70% und eine mit 30% der Maximalleistung vorgenommen. Als Randbedingung für die Auslegung wurde eine maximale Leistung je Kältemaschine von 3 MW<sub>th</sub> angewendet, da gemäß Herstellerangaben bis zu dieser Größe die spezifischen Investitionskosten am geringsten sind.

Die Grundvoraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb einer AKM ist, dass die verbrauchsgebundenen Kosten geringer als die einer KKM sind. Als Indikator muss der Wärmepreis für die Antriebswärme einer AKM entsprechend niedriger zum Strompreis einer KKM sein, wobei die Unterschiede im Wirkungsgrad beider Bauarten berücksichtigt werden müssen. Unter den am Campus vorliegenden Randbedingungen ist eine Bereitstellung der AKM-Antriebswärme potenziell mit KWK-Abwärme sinnvoller als mit Erdgas-Heizkesseln. Daher wurde als obere Grenze für den Einsatz von Absorptionskältemaschinen die maximale Ausbaustufe von KWK-Anlagen festgelegt. Momentan liegt die Stromgrundlast bei 7,5 MW<sub>el</sub>. Geht man von einer linearen Skalierung der Stromgrundlast mit der Netto-Grundfläche der Gebäude aus, wird eine Stromgrundlast im Jahr 2040 von ca. 10,8 MW<sub>el</sub> erwartet. Demnach wurde bei Auslegung der BHKW-Anlagen auf die Stromgrundlast eine gleichzeitige Wärmeerzeugung von rd. 13,9 MW<sub>th</sub> abgeschätzt. Dies entspricht einem maximalen Ausbauanteil der AKM von 9,5 MW<sub>th</sub> Kälteleistung bei einem über die Anlagengröße gemäß (Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV) 2017) als konstant angenommenem Wärmeverhältnis der AKM von 0,69.

Erste Simulationsergebnisse für den Gesamtcampus lieferten einen hohen Zubau von Photovoltaik-Anlagen (siehe AP 1). Kompressionskältemaschinen können optimal die Leistungsspitzen bei maximaler Sonneneinstrahlung nutzen, da gleichzeitig auch ein sehr hoher Kühlbedarf besteht. Demnach könnten AKM vor allem für den Grundlastbereich sinnvoll sein und für die geringen Laufzeiten in der Spitzenlast KKM.

Die Auswahl des optimalen Kälteerzeugungskonzepts hängt von vielen unbekanntenen Faktoren ab. Vor allem der Ausbau bzw. die Erneuerung der zentralen Wärmeversorgung bestimmt die Verfügbarkeit und den Preis der thermischen Leistung, welche zukünftig als Antriebswärme für AKM genutzt werden könnte. Daher wurden für jede Variante weitere Untervarianten gebildet, welche Grenzfälle der möglichen Anlagenparks zur Kälteerzeugung darstellen. Unter Index a kommen als Kälteerzeuger nur KKM zum Einsatz. Index b beschreibt einen Anlagenpark mit maximal möglichem Leistungsanteil an AKM bei einer ausschließlichen Nutzung von KWK-Wärme als Antriebswärme; der restliche Kühlbedarf wird durch KKM gedeckt.

Folgende Varianten wurden somit im Rahmen der Kälteerzeugung miteinander verglichen:

- **Variante 1a: Zentrale Versorgung mit KKM**  
Die Variante 1a verfügt auf Erzeugerseite ausschließlich über Kompressionskältemaschinen. Bei einer Aufteilung auf Kältemaschinen mit einer Größe von je rd. 3 MW<sub>th</sub> werden insgesamt sechs gleich große Kältemaschinen benötigt.
- **Variante 1b: Zentrale Versorgung mit KKM und AKM**  
In der Variante 1b wird ein Anteil von 9,5 MW<sub>th</sub> Kälteleistung (rd. 50 % der Gesamtleistung) mit Absorptionskältemaschinen gedeckt. Es werden somit drei Absorptionskältemaschinen und drei Kompressionskältemaschinen mit je rd. 3 MW<sub>th</sub> installiert.
- **Variante 2a: Semizentrale Versorgung (Kälteinseln) mit KKM**  
Bei einem ausschließlichen Einsatz von Kompressionskältemaschinen kann die Gesamtleistung jeder Kälteinsel auf drei gleich große Kältemaschinen von rd. 2 MW<sub>th</sub> gesplittet werden.
- **Variante 2b: Semizentrale Versorgung (Kälteinseln) mit KKM und AKM**  
Die zur Verfügung stehende thermische Leistung ermöglicht den Betrieb von jeweils einer Absorptionskältemaschine mit 3 MW<sub>th</sub> Kälteleistung pro Kälteinsel. Die übrige Leistung wird auf je zwei Kompressionskältemaschinen aufgeteilt.
- **Variante 3a: Dezentrale Versorgung mit KKM**  
Die Kältemaschinen sind auf die Kälteleistung des jeweiligen Gebäudes ausgelegt. Bei Gebäuden mit Kälteleistungen größer 300 kW<sub>th</sub> erfolgt eine leistungsmäßige Aufteilung auf zwei Kompressionskältemaschinen mit 30 % bzw. 70 % der Gesamtleistung. Die Gesamtleistung der Kältemaschinen beträgt ca. 22,5 MW<sub>th</sub>. Da die dezentrale Variante 3 keinen Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen den Gebäuden berücksichtigen kann, liegt die insgesamt installierte Leistung deutlich höher als bei Variante 1.
- **Variante 3b: Dezentrale Versorgung mit KKM und AKM**  
Die Kältemaschinen aus Variante 3a mit 70 % Leistung werden in Variante 3b beginnend bei der größten Leistung so weit durch Absorptionskältemaschinen ersetzt, bis deren Gesamtleistung maximal 9,5 MW<sub>th</sub> erreicht. Insgesamt werden bei der Variante 3b Absorptionskältemaschinen mit 9,4 MW<sub>th</sub> und Kompressionskältemaschinen mit 13,1 MW<sub>th</sub> Kälteleistung eingesetzt.

#### *Ökologische Bewertung der Kälteversorgungskonzepte:*

Die ökologische Bewertung der Varianten wurde anhand der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen durchgeführt. Dabei wurde auf die GEMIS Datenbank zurückgegriffen (IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien 2017). Demnach lag der Wert des deutschen Stromnetzes im Jahr 2015 bei 565 g/kWh, für das Jahr 2030 wird eine Abnahme auf 386 g/kWh prognostiziert. Für die Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen von KWK-Anlagen wurde die Gutschriftenmethode verwendet. Dabei werden die CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen des vermiedenen Netzstrombezugs den durch den Erdgasverbrauch des BHKWs verursachten CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen gutgeschrieben.

Der Erdgasverbrauch des BHKWs wurde dabei mit CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen von 247 g/kWh bewertet (Umweltbundesamt et al. 2018). Die so ermittelten CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen, die auf die im BHKW erzeugte Wärme entfallen, betragen im vorliegenden Fall 66 g/kWh für das Jahr 2015 und 205 g/kWh für das Jahr 2030.

Abbildung 57 zeigt die Auswertung der CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen sowohl für die Datenbasis 2015 als auch für die Prognose 2030. Demnach sind die Varianten mit AKM derzeit den Varianten mit KKM noch leicht im Vorteil. Die Prognose ergibt, dass zukünftig Varianten mit KKM aus ökologischer Sicht überlegen sind. Sollte die Wärmebereitstellung für die Absorptionskältemaschinen nicht mit erdgasbetriebenen BHKWs, sondern auch durch nachwachsende Rohstoffe erfolgen, kann sich das Ergebnis wieder positiv zugunsten der Absorptionskältemaschinen ändern.

Das dezentrale Verteilungskonzept hat in beiden Betrachtungsjahren die geringsten CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen. Verteilungsverluste und der Betrieb von Netzpumpen führen, wie schon in der Betrachtung am Campus West, bei den Varianten 1 und 2 zu höheren Emissionen.

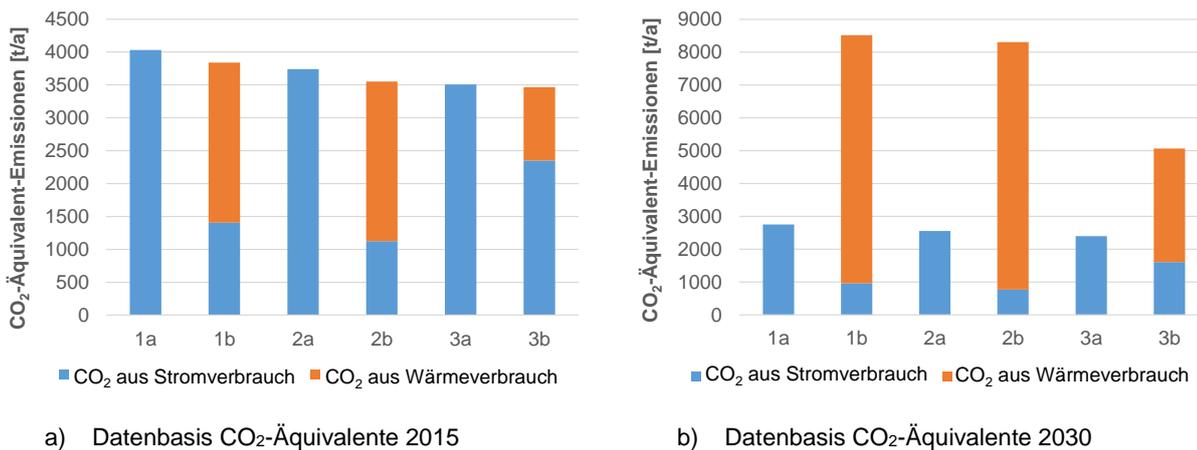


Abbildung 57: CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen von Kälteversorgungsvarianten zum Campus-Stammgebiet für unterschiedliche Betrachtungsjahre. Vergleich zentraler (Variante 1), semizentraler (Variante 2) und dezentraler (Variante 3) Versorgung. Die Varianten mit Absorptionskältemaschinen (Index b) haben unter Datenbasis 2015 jeweils geringere Emissionen, 2030 jedoch deutlich höhere Emissionen als die Varianten mit Kompressionskältemaschinen (Index a).

### Ökonomische Bewertung der Kälteversorgungskonzepte:

Im Rahmen einer Abschätzung wurde ermittelt, dass 2019 die Kosten eines BHKWs am Campus schon durch die Vermeidung von Stromzukauf gedeckt werden können. Deshalb wurde der Wärmepreis für die Antriebswärme der AKM in der weiteren Betrachtung vereinfacht mit 0 € angesetzt. Die Berechnungen wurden in Anlehnung an (VDI 2067 Blatt 1) und über einen Betrachtungszeitraum von 40 Jahren durchgeführt. Als einheitliche Teuerungsrate für die dynamische Berechnung wurde die von der Europäischen Zentralbank angestrebte Inflationsrate von 2 %/a angenommen.

Abbildung 58 visualisiert die Gesamtkosten aller Varianten zum Ende des Betrachtungszeitraums. Insgesamt ist die Schwankungsbreite der Gesamtkosten der unterschiedlichen Varianten nicht besonders groß.

Eine ausschließliche Betrachtung der Varianten a mit KKM zeigt, dass hier die dezentrale Variante 3a die niedrigsten Gesamtkosten aufweist. Die Investkosten in das Fernkältenetz gleichen die aufgrund des Gleichzeitigkeitsfaktors erzielten Einsparungen bei den Maschinenkosten nicht aus.

Die kapital- und betriebsgebundenen Kosten der Konzepte mit ausschließlich KKM sind niedriger, dafür generieren die Varianten mit AKM und KKM niedrigere bedarfsgebundene Kosten.

Demnach weisen die netzgebundenen Varianten 1b und 2b mit AKM und KKM geringere Gesamtkosten als die zugehörigen Varianten 1a und 2a auf. Wie in Abbildung 58 zu sehen ist, unterscheiden sich die Gesamtkosten von 1b, 2b und 3a nur geringfügig. Grundsätzlich zeigt dies, dass semizentrale oder zentrale Lösungen ökonomisch darstellbar sind. Zu beachten ist, dass bereits die Berücksichtigung eines Wärmepreises von 10 €/MWh dafür sorgt, dass die Gesamtkosten von Variante 3a um rd. 5 % niedriger ausfallen als die der zweitgünstigsten Variante 2b. Weiterhin würde eine Nutzung von kostengünstigem PV-Eigenstrom die Ökonomie der Variante 3a verbessern.

Weiterhin sind bei den netzgebundenen Varianten Optimierungspotentiale vorhanden. Beispielsweise kann durch die Erhöhung der Spreizung von 6 K auf 12 K der Volumenstrom halbiert werden und damit entsprechend die Dimensionierung des Rohrnetzes reduziert werden. Dies würde die Gesamtkosten um ein bis zwei Prozent verringern.

Das insgesamt ökonomischste Konzept ist tendenziell die semizentrale Versorgung der Gebäude mit KKM und AKM (Variante 2b). Diese Variante besitzt außerdem im Vergleich eine höhere Kostenstabilität, da geringere bedarfsgebundene Kosten anfallen.

Zusammengefasst zeigen die Varianten 1b, 2b und 3a die günstigeren ökonomischen Potentiale.

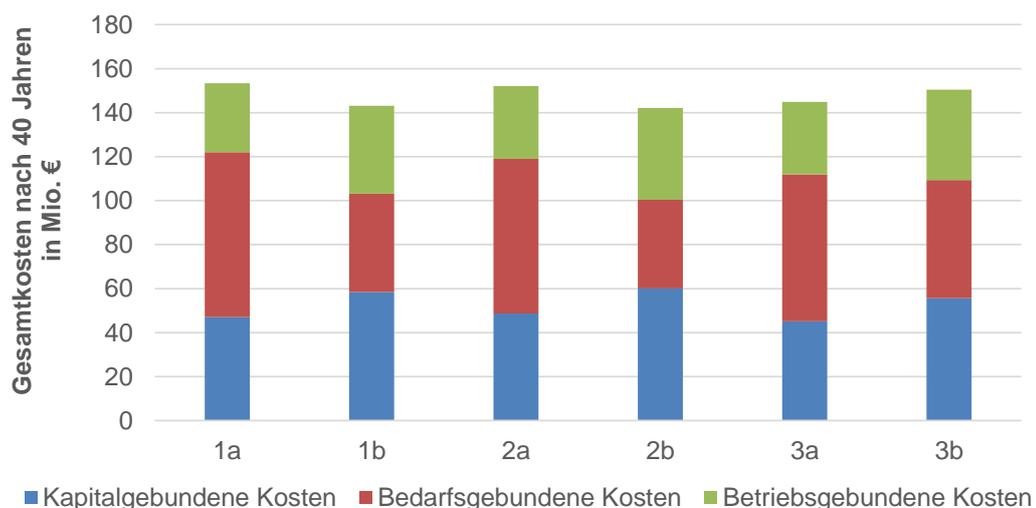


Abbildung 58: Gesamtkosten der Kälteversorgungsvarianten für das Campus-Stammgebiet nach 40 Jahren. Dargestellt sind die Gesamtkosten bestehend aus kapital-, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten. Darstellung zentrale (Variante 1), semizentrale (Variante 2) und dezentrale (Variante 3) Versorgung mit nur KKM (Index a) oder AKM und KKM (Index b).

Die Variante 3b mit dezentralen AKM und KKM besitzt insgesamt eine ungünstigere Kostenstruktur, z. B. weisen die AKM vergleichsweise geringere Vollbenutzungsstunden auf. Weiterhin brauchen die AKM eine ausreichende Antriebstemperatur, wodurch entweder eine Absenkung der Fernwärme-Netzvorlauftemperatur limitiert wird oder entsprechend dezentrale Abwärmequellen vorhanden sein müssen (z. B. BHKWs). Daher wird diese Variante tendenziell als problematisch eingestuft.

Insgesamt ist festzuhalten, dass eine optimierte Ökonomie der Varianten davon abhängt, dass Planung und Umsetzung in hohem Maße auf Energie- und Kosteneffizienz abzielen (z. B. Netzdimensionierung, Maschineneffizienz, Regeltechnik etc.). Weiterhin haben wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen einen hohen Einfluss auf die Ökonomie verschiedener Varianten.

### **Konzepterarbeitung eines Pilotprojektes im bestehenden Wärmenetz (AP 3.2.4 und 4.1.3, ZAE)**

#### Zielsetzung:

Abschließend wird ein Gesamtkonzept unter Berücksichtigung der Ergebnisse der vorherigen Analysen und Szenarien entworfen. Für dieses Gesamtkonzept wird ein Maßnahmenpaket zur konkreten Umsetzung mit Pilotcharakter angefertigt.

#### Durchführung und Ergebnisse:

Für die Energieversorgung des Gesamtsystems wurde ein Pilotprojekt im bestehenden Wärmenetz entwickelt und detailliert untersucht. Das Konzept wurde in die Simulation des Gesamtsystems integriert und in AP 1 analysiert.

### **Potenzielle Pilotprojekte**

Basierend auf den erhobenen und angenommenen Daten (Temperaturen, Leistungen, zeitlicher Verlauf) zu Strom-, Wärme- und Kältebedarf, kommen verschiedene Pilotsysteme im bestehenden Wärmenetz in Frage.

Folgende Systeme wurden hier betrachtet:

- **KWKK mit flexibler, zweistufiger AKM**

Eine Kombination aus BHKW und AKM kann ganzjährig einen Teil des Strombedarfs decken, in den Sommermonaten effizient Kühlleistung und während der Heizperiode Wärme bereitstellen. Als mögliche Einsatzorte kommen die Fakultät für Maschinenwesen sowie das Leibniz-Rechenzentrum (LRZ) in Frage.

- **Hocheffiziente AKM an der Fakultät für Maschinenwesen**

Der Rücklauf der bestehenden AKM in der Energiezentrale der Fakultät für Maschinenwesen weist während des Kühlbetriebs Temperaturen auf, die ausreichend hoch sind um damit eine darauf ausgelegte, moderne AKM anzutreiben. Diese neue Kältemaschine könnte zunächst die bereitgestellte maximale Kälteleistung erhöhen und im Fall einer Netztemperaturabsenkung direkt als Grundlage für den Ersatz der bestehenden AKM verwendet werden.

- **Nutzung der Abwärme Leibniz-Rechenzentrum**

Aufgrund der technologischen Weiterentwicklung ist ein Anstieg der möglichen Rückkühltemperaturen der verwendeten Rechner zu erwarten. Bedingt durch die am LRZ natürlich hohen Leistungen, könnte hier eine Wärmepumpe oder ein Wärmetransformator verwendet werden um die Abwärme mit hohen elektrischen Leistungszahlen auf ein am Campus nutzbares Temperaturniveau anzuheben.

- **Auskühlung Brunnenwassernetz (Nicht-Trinkwasser-Netz)**

Am Brunnenwasserrücklauf könnte durch die Nutzung als Niedertemperatur-Wärmequelle für eine Wärmepumpe weitere Nutzwärme gewonnen werden. Bei einer Nutzung des Brunnenwasservorlaufs sinkt zwar die zu Verfügung stehende Temperatur der Wärmequelle, dafür kann man eine höhere Temperaturspreizung und damit auch eine höhere Leistung im bestehenden Netz nutzen. Geht man von einem mittleren Volumenstrom von etwa 300 m<sup>3</sup>/h und einer Abkühlung des Brunnenwassers von 4 K aus, so steht im Schnitt mehr als 1 MW<sub>th</sub> an nutzbarer Wärme zu Verfügung.

Die Nutzung des Rücklaufs der AKMs in der Energiezentrale der Fakultät für Maschinenwesen als Antrieb für eine weitere AKM kann mit einer kommerziellen AKM realisiert werden und wird daher hier nicht weiter für ein innovatives Pilotprojekt betrachtet (siehe auch Dallmayer et al. 2010).

Da während der Dauer dieser Untersuchung davon ausgegangen wurde, dass das nutzbare Temperaturniveau der Abwärme am Leibniz-Rechenzentrum 40 °C nicht überschreitet, wurde der Einsatz eines Absorptionswärmetransformators hier nicht weiter untersucht. Falls durch zukünftige Entwicklungen (z. B. ein weiterer Ausbau der Rechenkapazität oder Veränderung der bestehenden Kühlsysteme des aktuellen Höchstleistungsrechners) dieses Temperaturniveau auf über 50 °C ansteigt, sollte diese Möglichkeit aufgrund des enormen Potentials zur Substitution der Gaskessel genauer untersucht werden.

Die Auskühlung des Brunnenwassers wird hier nicht weiter betrachtet, da hierfür einerseits eine konventionelle Wärmepumpe verwendet werden kann und andererseits bisher ein Wärmeabnehmer für die Nutzenergie auf der Wärmeseite fehlt.

Aufgrund der zukünftig voraussichtlich weiter steigenden Stromkosten liegt am Campus eine Erhöhung der Stromeigenerzeugung nahe. Bei konventionellen KWK-Anlagen ist hierbei die Effizienz und damit die Wirtschaftlichkeit im Sommer durch die oft sehr geringe oder fehlende Wärmeabnahme limitiert. Durch die Kombination der KWK-Anlage mit einer wärmegetriebenen Absorptionskältemaschine (AKM) können die Betriebsstunden des BHKW und damit die Stromeigenerzeugung im Sommer erhöht und gleichzeitig benötigte Kälte bereitgestellt werden. Dagegen muss im Winter und zu Spitzenlastzeiten zusätzlich durch die Gaskessel geheizt werden. Die Anhebung der Abwärme des LRZ zur Nutzung im Fernwärmenetz mittels KWKK könnte diesen Gaseinsatz verringern.

Im Folgenden werden daher ausschließlich die Systeme zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung genauer betrachtet, da diese direkt im bestehenden System eingesetzt werden können.

## KWKK mit zweistufiger, hochflexibler Absorptionskältemaschine

Als hochflexible Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung wird hier die Kopplung einer zweistufigen Absorptionskältemaschine mit einem Blockheizkraftwerk untersucht. Eine auf den ganzjährigen Einsatz in diesem System angepasste zweistufige Absorptionskältemaschine muss zwischen verschiedenen Betriebsmodi variieren. Kommerziell erhältliche ein- oder zweistufigen AKM sind dazu nicht in der Lage.

Je nach Bedarf muss eine hier eingesetzte Anlage zwischen den Modi „Double-Effect“, Double-Effect/Single-Effect“, „Double-Lift“ und einem einstufigen Betrieb variieren. Dadurch wird die Abwärme des BHKW exergetisch besser ausgenutzt, bzw. kann das System dadurch besser auf den aktuellen Bedarf an Wärme und Kälte angepasst werden (siehe auch Plura et al. 2009).

Absorptionskältemaschinen und –Wärmepumpen nehmen grundsätzlich Wärme auf niedrigem Temperaturniveau, die (Nutz-)Kälte, auf. Diese wird durch den internen Prozess auf ein höheres Temperaturniveau angehoben und gemeinsam mit der Antriebswärme abgegeben. Diese abgegebene Wärme kann entweder zu Heizzwecken genutzt werden oder muss auf eine andere Art abgeführt werden.

Im gewöhnlichen einstufigen Betrieb kann diese Anlage Kälte und Wärme auf niedrigem Temperaturniveau bei moderatem COP (Coefficient of Performance = Verhältnis von bereitgestellter Kälteleistung zur Antriebsleistung) von etwa 0,7 bereitstellen. Im Double-Effect Betrieb wird dabei Kälte mit maximalem Wärmeverhältnis ( $\text{COP}_{\text{Kälte}} \approx 1,2$ ) bereitgestellt. Die maximale Kälteleistung weist der Double-Effect/Single-Effect Betrieb ( $\text{COP}_{\text{Kälte}} \approx 1,0$ ) auf, hier wird zusätzlich zur Rauchgasabwärme des BHKW dessen Kühlwasserabwärme zum Antrieb genutzt. Im Double-Lift Betrieb ( $\text{COP}_{\text{Kälte}} \approx 0,4$ ) wird die bereitgestellte Kälte genutzt, um die Wärmeleistung bei hohem Temperaturniveau zu maximieren.

Eine Variante des einstufigen Betriebs ermöglicht die Wärmeauskopplung auf zwei verschiedenen Temperaturniveaus, hier entspricht der  $\text{COP}_{\text{Kälte}}$  näherungsweise dem regulären einstufigen Betrieb. Abbildung 59 zeigt eine Übersicht dieser Varianten von Absorptionskältemaschinen. In dieser Abbildung stellen die grünen Blöcke die verschiedenen AKM als „Black Box“ dar, die weißen Blöcke symbolisieren Wärmetauscher auf ihren jeweiligen Temperaturniveaus. Die Pfeile sind Wärmeströme, von links kommend ist der AKM zugeführte Wärme dargestellt, Pfeile nach rechts symbolisieren abgegebene Wärme. Die Zahlen in den Pfeilen entsprechen „Einheiten umgesetzter Wärme“. Blaue Pfeile sind als bereitgestellte Kälteleistung zu verstehen, die gelben Pfeile stellen abgegebene Wärme der AKM dar, die genutzt oder rückgekühlt werden muss. Die roten Pfeile stellen die Zufuhr von Antriebswärme dar.

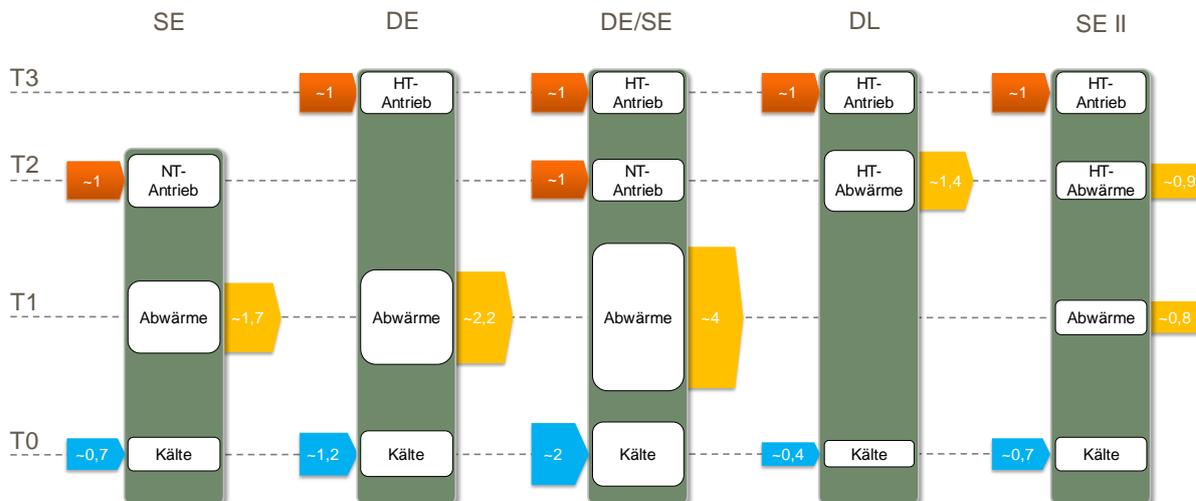


Abbildung 59: Varianten von Absorptionskältemaschinen. SE: Single Effect (einstufige AKM), DE: Double Effect (zweistufige AKM mit hohem Wärmeverhältnis), DE/SE Double Effect/Single Effect (zwei-/einstufige AKM mit hoher Kälteleistung), DL: Double-Lift (zweistufige AKM mit Wärmebereitstellung auf hoher Temperatur), SE II: Single Effect (einstufiger Betrieb mit zwei Abwärmemeterniveaus).

Da die Temperaturniveaus dieser Anlagen stark an die jeweilige Anwendung angepasst werden, wird in obiger Darstellung auf die Angabe von Temperaturen verzichtet. Absorptionskältemaschinen mit einer Möglichkeit zur Umschaltung zwischen den hier beschriebenen Betriebsmodi sind kommerziell nicht erhältlich. Die verfahrenstechnische Auslegung sowie Steuerung und Regelung einer solchen Anlage müssen vor einem möglichen Einsatz entwickelt werden. Nach entsprechenden Voruntersuchungen zu den Einsatzgrenzen (Korrosion von Behälter und Wärmeübertragern bei hohen Temperaturen bzw. Kristallisation des Arbeitsmittelpaares bei niedrigen Temperaturen) und einer Umsetzung entsprechender Sicherheitsmaßnahmen sind z. B. Kältebereitstellung bei etwa 20 °C und gleichzeitiger Wärmebereitstellung auf hohem Temperaturniveau (z. B. 120 °C) möglich.

Ein solches KWKK-System kann, neben der ganzjährigen Erzeugung von Strom, zusätzlich Nutzwärme im Winter und Kälte im Sommer bereitstellen.

### Konzepterarbeitung KWKK an der Fakultät für Maschinenwesen

Um die Stromerzeugung am Campus zu erhöhen und um in Zukunft ausreichend Kälteleistung an der Fakultät für Maschinenwesen bereitzustellen, wird ein innovatives System mit Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung untersucht.

Gegen Ende der Projektlaufzeit wurde eine der bestehenden AKM in der Energiezentrale der Fakultät für Maschinenwesen durch eine mechanisch betriebene Kältemaschine ersetzt. Da die KKM nur zur Spitzenlastdeckung des Kältebedarfs dienen soll, hat diese Änderung keinen Einfluss auf die folgenden Betrachtungen. Die bestehenden AKM sind, wie bereits beschrieben, seit über 20 Jahren in Betrieb und stehen demnach am Ende ihrer technischen Lebensdauer.

Die bestehende KWK-Anlage der TUM (Cheng-Cycle) ermöglicht derzeit eine wirtschaftliche Energiebereitstellung, da aufgrund der Erfüllung des Hocheffizienzkriteriums gem. §2 Nr. 8a KWKG Vergünstigungen innerhalb der Energieebenkosten in Anspruch genommen werden können.

Da ein KWKK-System in der aktuellen Anlagenkonstellation die durch den Cheng-Cycle bereitgestellte Wärme (im Sommer zum Antrieb der Absorptionskältemaschinen und im Winter zu Heizzwecken) verdrängen kann, ist hier besonderes Augenmerk auf die Dimensionierung und den Betrieb einer solchen Anlage zu achten. Um die zum Zeitpunkt dieser Untersuchung für Anlagen mit einer Stromerzeugung zwischen 1 und 10 MW vollständige EEG-Umlage zu vermeiden, wird hier ein KWKK-System mit einer elektrischen Leistung von 0,9 MW untersucht. Ein solches System kann in der Heizperiode eine Wärmeleistung von etwa 1,16 MW und in der Kühlperiode eine Kälteleistung von etwa 1 MW bereitstellen, siehe Tabelle 17.

Abbildung 60 stellt die Jahresdauerlinie der gesamten Wärmebereitstellung der Heizzentrale, sowie des Anteils der Gaskessel für das Jahr 2017 dar. Es ist ersichtlich, dass eine in der Heizperiode in das Fernwärmnetz eingebrachte Wärmeleistung von etwas über 1 MW für große Zeiträume ausschließlich Wärme der bestehenden Gaskessel verdrängen würde. Für niedrigere Werte an Betriebsstunden könnte die Leistung dabei deutlich erhöht werden. Da der lokale Wärmebedarf im Sommer zu einem Großteil aus den Absorptionskältemaschinen stammt und dieser Wärmebedarf zu einem großen Teil durch den Cheng Cycle gedeckt wird, muss an dieser Stelle darauf geachtet werden, den Betrieb des Heizkraftwerks nicht zu sehr zu beeinträchtigen.

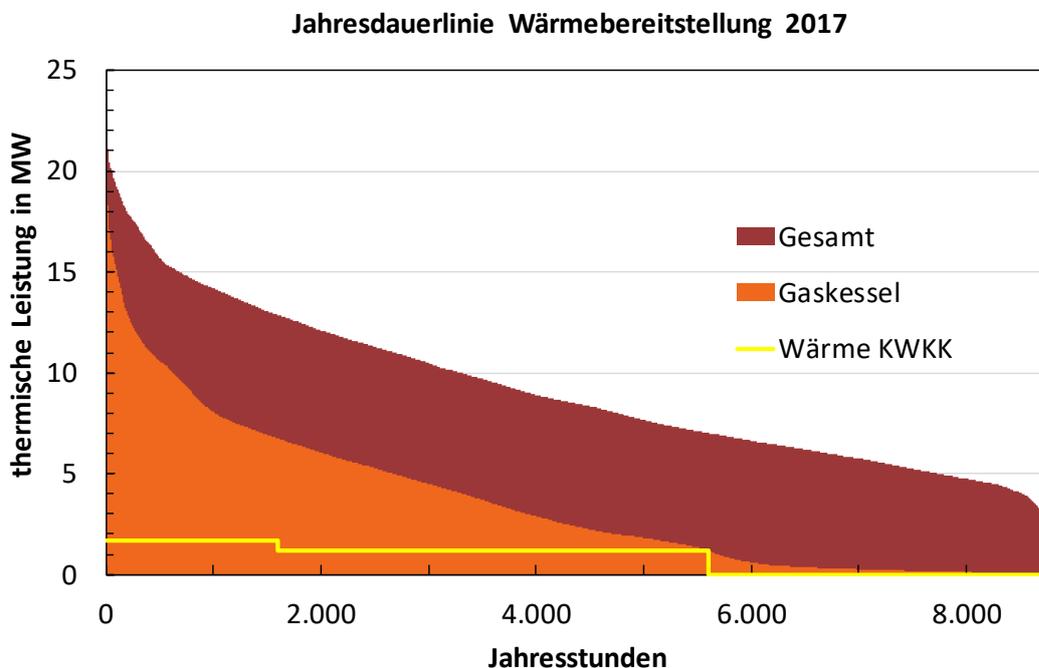


Abbildung 60: Sortierte Jahresdauerlinie 2017 der Energiezentrale mit Implementierung einer KWKK-Anlage. Dunkelrot: Gesamte Wärmebereitstellung durch die Heizzentrale, orange: Anteil der Gaskessel an der Wärmebereitstellung, gelbe Linie: potenzieller KWKK-Anlagenbetrieb. Der KWKK-Anlagenbetrieb verdrängt hier ausschließlich Wärme der Spitzenlastkessel und nicht des Cheng-Cycles.

Aus den vorliegenden Daten zu Wärme- und Kältebedarf ergibt sich für ein KWKK-System mit einer nominalen Kälteleistung von  $1 \text{ MW}_{\text{th}}$  im Sommer eine Wärmebereitstellung während der Heizperiode von etwa  $1,16 \text{ MW}_{\text{th}}$  für 4.000 Betriebsstunden (in obiger Abbildung die gelbe Linie von 1.600 bis 5.600 Betriebsstunden). Dieses System würde im Sommer etwa  $1,7 \text{ MW}_{\text{th}}$  Wärme (entsprechend der ersetzten Antriebsleistung der bestehenden Absorptionskältemaschinen) verdrängen. Wählt man die Betriebszeiträume des Systems so, dass ausschließlich die Wärme der Gaskessel verdrängt wird, ergeben sich unter Berücksichtigung der Kältemessdaten im Gebäude Maschinenwesen in der Kühlperiode 1.600 Betriebsstunden. Um daher, wie oben beschrieben, Wärme der Gaskessel im Winter zu substituieren, im Sommer weiterhin lokal Kälte bereitzustellen ohne den Cheng Cycle zu beeinträchtigen und die Stromerzeugung an der Fakultät für Maschinenwesen mit einer möglichst hohen Betriebsstundenzahl zu betreiben, wurde eine passende Dimensionierung vorgenommen, die in Tabelle 17 aufgeführt ist.

Außerhalb der Heizperiode arbeitet die AKM im Betriebsmodus DE/SE um die Kältebereitstellung zu maximieren. Tritt in dieser Zeit lokal ein Wärmebedarf bis zu einer Temperatur von  $80 \text{ }^\circ\text{C}$  auf, so kann die Maschine in den Betriebsmodus DE wechseln, damit das System weiterhin Kälte und gleichzeitig Wärme auf hohem Temperaturniveau zur Verfügung stellt. Die Rückkühlung des Systems läuft in dieser Zeit über die bestehenden Rückkühlwerke. In der Heizperiode wechselt die AKM in den Betriebsmodus DL um Wärme bei ca.  $100 \text{ }^\circ\text{C}$  bereitstellen zu können. Die in dieser Zeit bereitgestellte Kälte ist minimal, weiterer Kältebedarf kann per freier Rückkühlung gedeckt werden.

In allen Fällen wird das Rauchgas nach dem Antrieb der AKM noch weiter ausgekühlt, um entweder zusätzliche Antriebswärme (Betriebsmodus DE/SE) oder zusätzlich Nutzwärme (Betriebsmodus DL) zu liefern.

Die folgende Abbildung zeigt die beiden hauptsächlich eingesetzten Betriebsmodi DE/SE und DL jeweils in einem Dühring-Diagramm. Hier wird der Taupunkt des verwendeten Arbeitsmittels (Wasser) auf der primären Ordinate über der Sättigungstemperatur der Lösung (hier wässrige Lithiumbromid-Lösung) dargestellt. Auf der sekundären Ordinate kann der korrespondierende Dampfdruck abgelesen werden. Die Dampfdruckerniedrigung (bzw. die Siedepunktserhöhung) des Wassers durch das Salz kann an den Linien konstanter Zusammensetzung der Lösung (den sogenannten Isosteren, hier in grau dargestellt) abgelesen werden. Die Gesamtheit der dargestellten Isosteren und der Dampfdruckkurve von Wasser wird als Lösungsfeld bezeichnet. Zusätzlich ist die Löslichkeitsgrenze des Salzes eingezeichnet um die Einsatzgrenzen der AKM darzustellen. Die vertikalen, grauen Balken geben mögliche Temperaturen der externen Medien an. Die im Lösungsfeld abgebildeten Parallelogramme stellen die Zustandsänderungen im inneren der AKM dar. Die Abkürzungen V, A, K und G stehen dabei für Verdampfer, Absorber, Kondensator und Generator, die an die Kürzel angehängten Zahlen 0, 1 und 2 zeigen das Druckniveau der jeweiligen Komponente. Die blauen Linien zeigen flüssiges Wasser an, welches hier immer frei vom höheren zum niedrigeren Druckniveau fließt. Die schwarzen Linien stellen Dampfströmungen dar, welche jeweils von Verdampfer zu Absorber bzw. von Generator zu Kondensator laufen. Die verbleibenden Linien (dunkelgelb, orange und rot) stellen die linksläufige Zirkulation der Lösung dar.

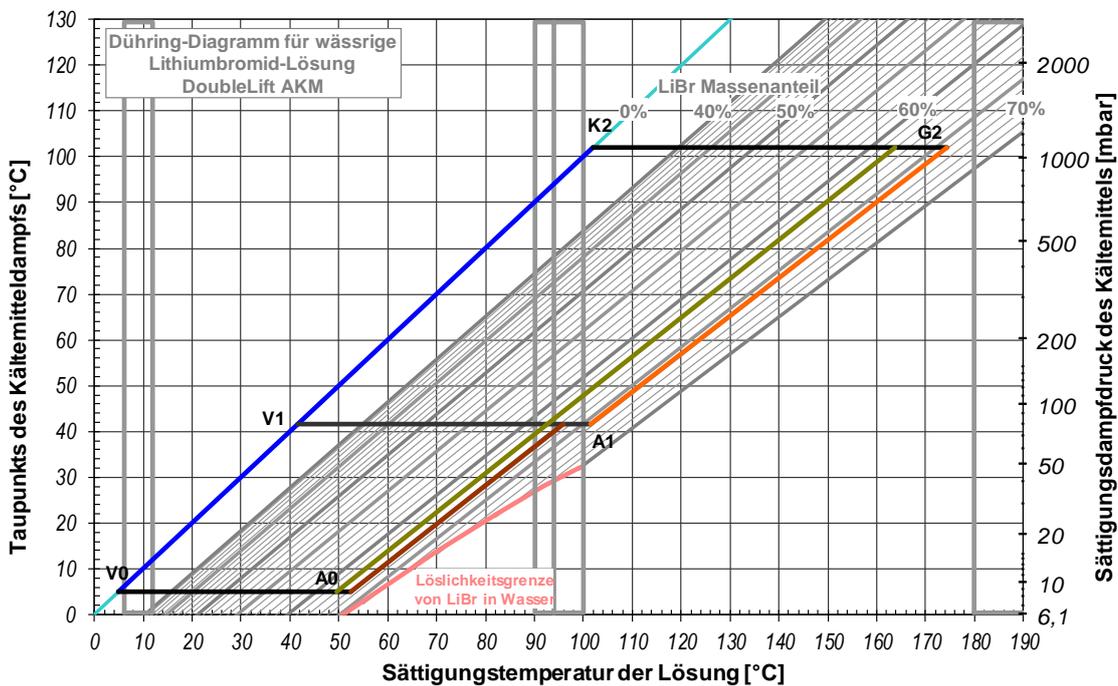
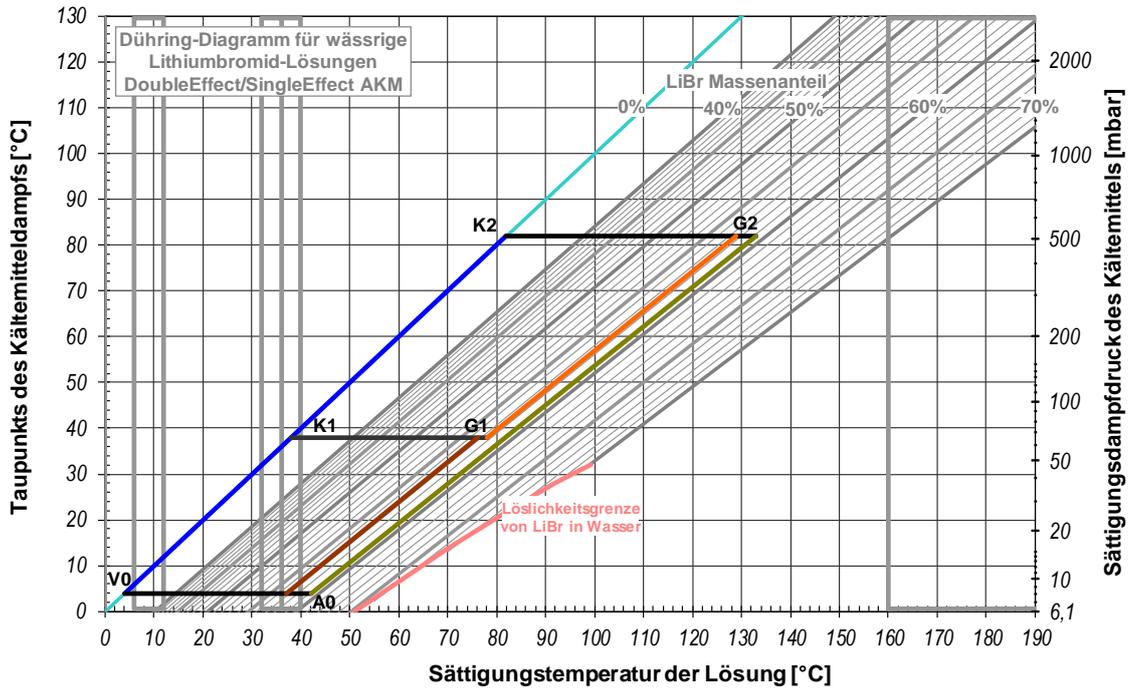


Abbildung 61: Interne Zustände der AKM-Prozesse in einem Dühring-Diagramm. Oben: Interne Zustände des Prozesses einer DoubleEffect/SingleEffect-AKM. Unten: Interne Zustände des Prozesses einer DoubleLift-AKM; jeweils in der Auslegung für einen Einsatz am Gebäude Maschinenwesen.

Der Betriebsmodus DE/SE entspricht dabei dem Stand der Technik und wird so wie hier dargestellt bereits eingesetzt. In der Darstellung des Betriebsmodus DL kann man direkt die höheren

Temperaturen im Generator ablesen, welche zu Korrosionsproblemen führen können. Ebenso sieht man die unmittelbare Nähe der Kristallisationslinie zum Absorber A0. Hier muss verfahrenstechnisch und mittels einer Anpassung der kommerziell eingesetzten MSR-Technik sichergestellt werden, dass die AKM eigensicher betrieben werden kann.

Die folgenden Tabellen geben Dimensionierung, umgesetzte Energie- und CO<sub>2</sub>-Mengen, getroffene Annahmen zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit und eine Übersicht zu Wirtschaftlichkeitsberechnung. Tabelle 17 zeigt die Auslegungsdaten zu BHKW und AKM für Heiz- und Kühlperiode sowie nominale Leistungsdaten zu Rückkühlung und zur Kesselleistung, die im Sommer durch das KWKK-System verdrängt wird.

Tabelle 17: Dimensionierung des KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen. Dabei soll eine Maximierung der Kältebereitstellung und eine minimale Verdrängung des Cheng-Cycles erreicht werden.

BHKW	Gas (Heizwert)	MW	2,20
	Elektrisch	MW	0,90
	Thermisch - Rauchgas	MW	0,50
	Thermisch - Kühlwasser	MW	0,50
	Eigenverbrauch (Strom)	MW	0,02
Rückkühlung	Thermisch	MW	2,00
	Stromverbrauch	MW	0,10
Kessel	Therm. Wirkungsgrad		0,90
	Maximal nötige Antriebswärme für bestehende AKM	MW	1,36
Sommerbetrieb AKM (DESE)	Antrieb - Rauchgas	MW	0,50
	Antrieb - BHKW-Kühlwasser	MW	0,50
	Rückkühlung	MW	2,00
	Kälte (6/12 °C)	MW	1,00
	Betriebsstunden	h	1.600
Winterbetrieb AKM (DL)	Antrieb - Rauchgas	MW	0,50
	Wärme BHKW-Kühlwasser	MW	0,50
	Nutzwärme (100 °C)	MW	1,16
	Niedertemperatur-Wärme	MW	0,16
	Für freie Kühlung eingesparter Strom	MW	0,008
	Betriebsstunden	h	4.000
Sommer & Winter	Eigenverbrauch (Strom)	MW	0,02

Mit den in obiger Tabelle aufgeführten Betriebsstunden und Leistungen ergeben sich jährlich die in Tabelle 18 aufgeführten Energiemengen. Hier stehen sich bezüglich Gas und Strom der Verbrauch durch das KWKK-System und die entsprechende Einsparung der ersetzten Systeme gegenüber, ebenso Erzeugung und Vermeidung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Für die CO<sub>2</sub>-Bilanz wurde dabei analog zur spartenübergreifenden Optimierung (AP1) von CO<sub>2</sub>-Faktoren für Erdgas und Strom von 0,201 kg/kWh

und 0,474 kg/kWh ausgegangen (Umweltbundesamt et al. 2019). Die bereitgestellte Wärme- und Kältemenge ändert sich durch den Einsatz des KWKK-Systems nicht.

Tabelle 18: Jährlich umgesetzte Energiemengen und CO<sub>2</sub>-Bilanz des betrachteten KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen.

Gas	Verbrauch KWKK	MWh	12.300
	Einsparung Kessel	MWh	7.600
Strom	Netto-Erzeugung BHKW	MWh	4.800
	Einsparung Kälte	MWh	100
Wärme/Kälte	Wärmeerzeugung KWKK	MWh	4.600
	Kälteerzeugung KWKK	MWh	2.200
CO <sub>2</sub> -Emissionen	CO <sub>2</sub> -Erzeugung BHKW	t	2.500
	CO <sub>2</sub> -Einsparung Kessel & Strombezug	t	3.800

Tabelle 19 zeigt die zur Schätzung der Wirtschaftlichkeit getroffenen Annahmen. Die Investitionskosten für die AKM mussten an dieser Stelle geschätzt werden, da eine solche Anlage kommerziell nicht verfügbar ist. Die restlichen Angaben wurden in Gesprächen mit Herstellern (Anlagen- und Wartungskosten) ermittelt. Der angesetzte Strom- und Gaspreis wurde dabei aus Gründen der Vertraulichkeit nicht explizit aufgeführt.

Tabelle 19: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen. Alle Angaben in € sind Bruttopreise.

einmalige Kosten	BHKW	€	500.000
	AKM	€	420.000
	Rückkühlung	€	120.000
	Faktor für Planung und Einbau	-	2,2
	Investitionskosten	€	2.288.000
laufende Kosten/Preise	Wartung BHKW	€/MWh	11
	Wartung AKM	€/a	5.500
	Stromsteuer	€/MWh	20,5
	EEG-Umlage (davon 40 %)	€/MWh	64,05
	CO <sub>2</sub> -Kosten (Annahme)	€/t	29,75

Tabelle 20 zeigt die nach dem Annuitätenverfahren gemäß (VDI 2067 Blatt 1) berechnete Amortisationszeit. Dabei wurde von einem Zinssatz von 1 % und einer Betriebsdauer von 15 Jahren ausgegangen.

Tabelle 20: Übersicht der annuisierten Kosten und Erlöse des KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen.

<u>Investition</u>		
Annuisierte Investitionskosten	€/a	165.000
<u>Betriebskosten</u>		
Summe jährliche Kosten	€/a	839.200
<u>Erlöse</u>		
Summe jährliche Erlöse	€/a	1.092.700
Saldo	€/a	253.500

Anders betrachtet ergibt sich für dieses System unter den oben getroffenen Annahmen eine Amortisationszeit von unter 6 Jahren. Die Einsparung an CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen beträgt 1.300 t/a.

Die Daten zur Auslegung dieses Systems (Leistungen des Systems bei den verschiedenen Betriebsmodi, Umschaltbarkeit zwischen diesen Betriebsmodi, Investitions- und Betriebskosten) wurden an AP 1 übergeben, um mittels Jahresoptimierungen die oben dargestellten Ergebnisse zu überprüfen. Für die detaillierte Beschreibung zur Methodik der Jahressimulationen sei auf AP 1 verwiesen. Dabei wurden verschiedene Varianten berechnet, die sich jeweils in dem vom Cheng-Cycle zu erreichendem Jahresnutzungsgrad unterscheiden. Simuliert wurden Szenarien mit Jahresnutzungsgraden von 70 %, 73 % und 75 %, jeweils einmal als Referenz ohne Installation neuer Energieversorgungsanlagen und einmal mit dem Zubau der KWKK-Anlage für die Fakultät Maschinenwesen. Im Realbetrieb erreicht der Cheng Cycle mit der aktuellen Betriebsweise einen Jahresnutzungsgrad von ca. 74 %. Zur Erfüllung des Hocheffizienzkriteriums wird lediglich ein Wert von mindestens 70 % benötigt. Grundlage für diese Simulationen waren die für 2020 prognostizierten Bedarfe für Strom, Wärme und Kälte. Die folgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse dieser Simulationen. In diesen Abbildungen steht das Kürzel „Ref\_“ für Referenz und beschreibt die Szenarien ohne Zubau der KWKK, das Kürzel „KWKK\_“ beschreibt hier die Szenarien mit einem Zubau der KWKK an der Fakultät für Maschinenwesen. Die Zahlen hinter den Kürzeln stehen für den jeweils vorgegebenen Jahresnutzungsgrad des Cheng Cycles. Abbildung 62 zeigt die Veränderung der jährlichen Kosten für die 6 verschiedenen Szenarien in Bezug auf das Szenario Ref\_70.

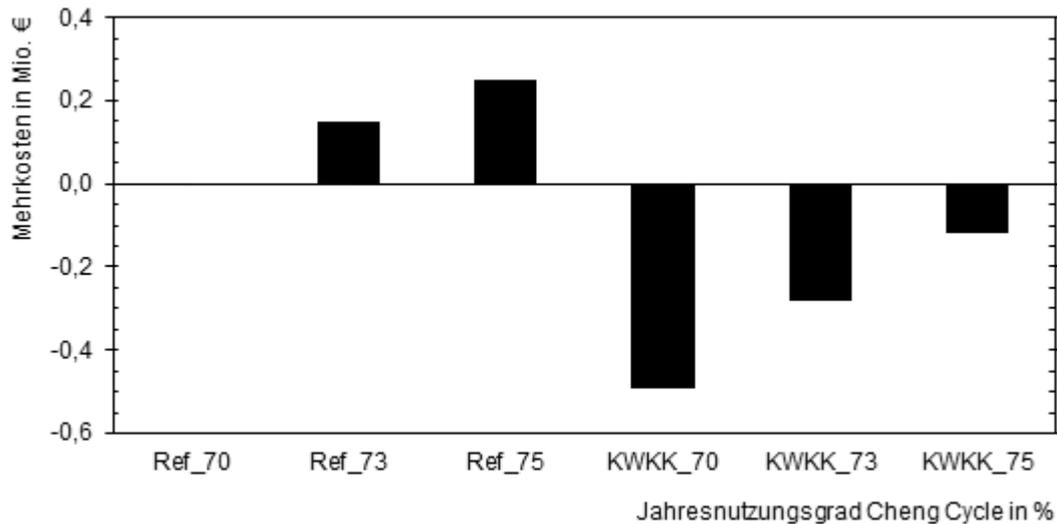


Abbildung 62: Wirtschaftlichkeit der Szenarien mit und ohne Zubau eines KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen. Betrachtung mit verschiedenen Jahresnutzungsgraden des Cheng Cycles.

Abbildung 63 zeigt den Unterschied der CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen der verschiedenen Szenarien analog zur Darstellung oben in Relation zu Szenario Ref\_70.

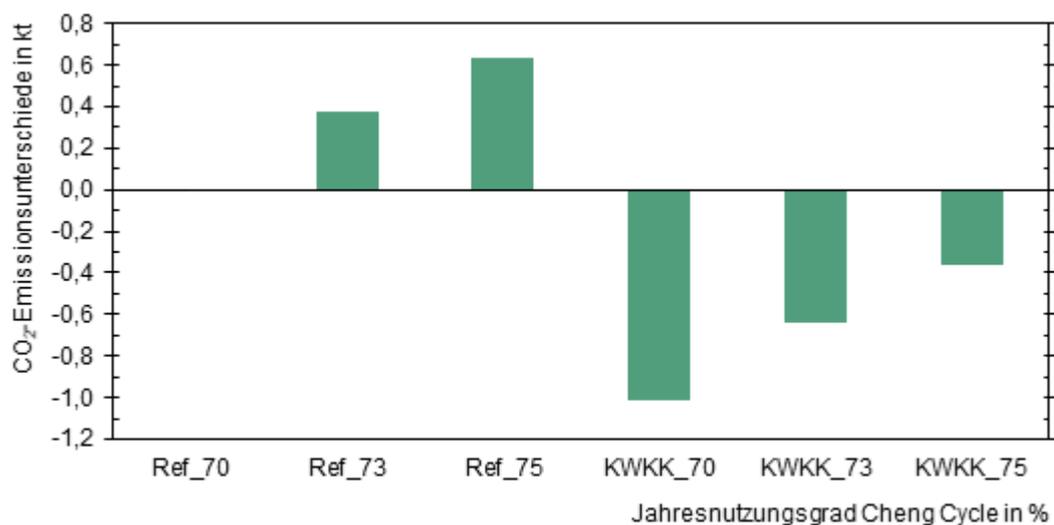


Abbildung 63: Differenz der CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen der Szenarien mit und ohne Zubau eines KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen. Betrachtung mit verschiedenen Jahresnutzungsgraden des Cheng Cycles. Dargestellt ist die Differenz bezogen auf das Referenzszenario Ref\_70.

Als Zusammenfassung der Ergebnisse lassen sich folgende Aussagen festhalten:

1. Die Szenarien mit dem Zubau des KWKK-Systems weisen durchweg wirtschaftliche Vorteile gegenüber den Szenarien ohne einen entsprechenden Zubau auf.

2. Unabhängig vom Zubau des KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen ist nach Erreichen des Hocheffizienzkriteriums für den Cheng-Cycle jede weitere Erhöhung des Jahresnutzungsgrades unwirtschaftlich.
3. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gesamtsystems sinken für jeden Jahresnutzungsgrad bei Zubau des KWKK-Systems und weisen die größte Minderung bei einem minimalen Jahresnutzungsgrad auf.

Konkret liegen die sich ergebenden Einsparungen bei einem Zubau des KWKK-Systems bei über 0,3 Mio. € für einen Jahresnutzungsgrad von 75 % und steigen bis über 0,5 Mio. € für einen Jahresnutzungsgrad von 70 %. Der Zubau des betrachteten KWKK-Systems ist damit für alle betrachteten Jahresnutzungsgrade ökonomisch. Die Einsparung an CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen ergibt sich für alle Jahresnutzungsgrade zu etwa 1.000 t CO<sub>2</sub>/a bei einem Zubau des KWKK-Systems. Die Volllaststunden der KWKK-Anlage steigen von 5.400 Stunden bei einem Jahresnutzungsgrad von 75 % bis auf 8760 Stunden bei 70 %. Bei diesen Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass, bedingt durch die verwendete Optimierung, weder flexible Wartungsintervalle noch ein mit der Last variabler Wirkungsgrad des Systems festgelegt werden kann.

Bei ähnlicher Volllaststundenzahl des KWKK-Systems stimmen die oben getroffenen Abschätzung und die Ergebnisse der Simulation sehr gut überein. Bei einem Jahresnutzungsgrad des Cheng-Cycles von 75 % ergibt die Simulation für die KWKK im Vergleich mit der Abschätzung etwa 200 Volllaststunden weniger bei einer um etwa 10 % höheren jährlichen Kosteneinsparung. Berücksichtigt man die stark unterschiedlichen Herangehensweisen zeigen diese Werte eine gute Übereinstimmung.

Auch die intertemporalen Simulationen innerhalb des AP 1 ergaben, dass die KWKK in nahezu allen betrachteten Szenarien stets zum Einsatz kommt. Die detaillierten Ergebnisse werden in Kapitel 3.4.2 dargestellt.

Analog zu dem KWKK-System an der Fakultät für Maschinenwesen wurde ein ähnliches System am Leibniz-Rechenzentrum untersucht. Das LRZ weist durch den Betrieb der Server einen ganzjährig hohen Strom- und Kältebedarf auf. Daher könnte ein KWKK-System auch ohne Auskopplung und Nutzung der Abwärme eine hohe Zahl an Betriebsstunden erreichen und wirtschaftlich arbeiten. Der elektrische Leistungsbedarf des LRZ betrug 2015 nahezu ganzjährig über 4 MW und wird weiter steigen. Eine Prüfung der am LRZ verfügbaren Leistungen ergab, dass eine Anhebung der Abwärme des LRZ auf im Fernwärmenetz der TUM nutzbare Temperaturen für mehrere tausend Betriebsstunden im Jahr (Winter und teilweise Übergangszeit) keinen Einfluss auf den Betrieb des Cheng-Cycle hätte. Daher wurde die Absorptionskältemaschine in einem KWKK-System hier ähnlich zur einer entsprechenden Anlage an der Fakultät für Maschinenwesen für den Sommerbetrieb im Betriebsmodus DE/SE ausgelegt um die Kälteleistung zu maximieren, im Winter wird dagegen von einem einstufigen Betrieb (SE) ausgegangen um ein Maximum an Leistung auf hohem Temperaturniveau auskoppeln zu können. Dazu wird die Kühlwasserabwärme des BHKW mit der Absorptionskältemaschine auf das Temperaturniveau des Fernwärmenetzes angehoben. Als Antriebswärme für die AKM dient dann ausschließlich das Rauchgas des BHKW. Der Kältebedarf des LRZ wird in dieser Periode über freie Kühlung realisiert. Durch diese Betriebsweise wird eine möglichst lange Betriebsdauer des BHKW erreicht.

Bedingt durch die große Leistungsklasse und die konstante Betriebsweise können Kompressionskältemaschinen hier sehr hohe Leistungszahlen erreichen. Daher ergibt Betrachtung eines KWKK-System aus BHKW und AKM am LRZ, selbst bei einer für das LRZ vergüteten Wärmeabgabe an das Fernwärmenetz, nur einen geringen wirtschaftlichen Vorteil. Sollte die Temperatur der Abwärme des LRZ weiter ansteigen, wird eine Anhebung dieser Wärme mittels eines Wärmetransformators auf ein nutzbares Temperaturniveau oder die direkte Nutzung am Campus West möglich. Da diese Art der Wärmebereitstellung ökologisch sehr interessant ist, sollte die Wirtschaftlichkeit einer solchen Nutzung in diesem Fall nochmal detailliert betrachtet werden.

Zusammengefasst ist der Zubau eines KWKK-Systems bestehend aus BHKW und innovativer AKM an der Fakultät für Maschinenwesen ökonomisch und ökologisch zu empfehlen. Am LRZ fällt der wirtschaftliche Vorteil gegen ein kommerzielles System zu gering aus um die Entwicklung eines angepassten Systems für diese Anwendung zu rechtfertigen. Hier sollte die Nutzung der in Zukunft eventuell anfallenden Hochtemperatur-Abwärme berücksichtigt werden.

### **Weitere Pilotprojekte**

Im Rahmen der Projektbearbeitung wurden weitere Pilotprojekte identifiziert. So wurde z. B. vom Projektpartner LES der Einsatz einer Hochtemperaturwärmepumpe untersucht. Im Rahmen dieses Projektes wurden unterschiedliche Wärmepumpenkonzepte in Hinblick auf die Einbindung und Wirtschaftlichkeit untersucht. Diesem Thema wird eine hohe Relevanz beigemessen, da in Zukunft die Versorgung mit erneuerbarer Wärme, basierend auf erneuerbar produziertem Strom und Niedertemperaturwärmequellen, zunehmend an Bedeutung gewinnen wird. Als Wärmequelle wurde im Rahmen dieses Projekts der Rücklauf der Tiefengeothermieanlage sowie die Antriebswärmebereitstellung aus einem Gasmotor betrachtet. Es wurde drei Wärmepumpenkonzepte untersucht, die sich deutlich unterscheiden. Zum einen handelt es sich um eine hochskalierte Wärmepumpe, die hohe Temperaturen bis 140 °C im MW-Bereich bereitstellen kann, weiterhin um eine Wärmepumpe nach dem Rotationsprinzip, mit der Temperaturspreizungen von 50 K bzw. 100 K dargestellt werden können, und zum anderen um einen Wärmetransformator in Kombination mit einer Wärmepumpe. Alle Konzepte sind grundsätzlich umsetzbar, allerdings sind sie aufgrund der Investkosten im Vergleich zur Nutzung von Hochtemperaturgasmotoren nicht wirtschaftlich. Als weiterer wichtiger Aspekt wurden die Umlagen- und Steuerbelastungen im Stromsektor identifiziert. Diese Belastungen führen dazu, dass ein elektrischer Antrieb, der mit deutlich geringeren Investitionskosten realisiert werden könnte und auch langfristig durch höhere Anteile erneuerbarer Elektrizität im Netz ökologisch sinnvoll ist, nicht wirtschaftlich ist. Deshalb wurde in den Untersuchungen der Direktantrieb mit einem Gasmotor berücksichtigt.

## **Fazit zu AP 4.1 Wärme- und Kälteversorgung**

### Wärmeversorgung:

#### Wärmebedarf:

- Die Prognosen gehen von einem eher konservativen Ansatz aus. Das bedeutet, dass hier ein erhebliches Potential für energieeffizientes Bauen vorhanden ist.

#### Fernwärmenetz:

- Die großzügige Dimensionierung des Bestands-Fernwärmenetzes erlaubt eine Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes bei einer Spreizung von rd. 40 K, was ökologisch sinnvoll ist, die Einbindung innovativer Wärmeerzeuger ermöglicht und Kosteneinsparungen bei den jährlichen, bedarfsgebundenen Kosten ermöglicht (siehe auch Kapitel 3.4.2).
- Ambitioniertere, daher ökologisch und energetisch wirksamere Netztemperatur-Szenarien erfordern am Campus-Stammgebiet eine Anpassung der Wärmeübergabestationen und teilweise Anpassungen der Verteilsysteme im Gebäudebestand sowie eine frühzeitige Berücksichtigung in der Planung von Neubauten.
- Insbesondere am Campus West besteht die Möglichkeit zur Realisierung eines Niedertemperaturnetzes unterhalb von 60 °C Vorlauftemperatur, wodurch vorhandene Abwärmequellen effizient integriert werden könnten. Hierzu müsste systematisch in die Planung aller Gebäude eingegriffen werden, um die Auslegung von Heizsystemen entsprechend anzupassen.

#### Wärmebereitstellung:

- Am Campus bestehen mehrere ungenutzte Abwärme- und Niedertemperaturquellen, die ein großes Wärmeleistungs- und Energiepotential darstellen (z. B. Abwärme HKW, Abwärme LRZ, Geothermierücklauf EWG, ...). Dieses Potential wird in Zukunft weiter wachsen, insbesondere am LRZ.
- Das Überangebot an Wärmequellen steht einem zukünftig voraussichtlich nur mäßig steigenden Wärmebedarf gegenüber. Die Zielsetzung bei der Gestaltung eines Konzepts zur Wärmebereitstellung sollte daher vor der Installation neuer (fossiler) Wärmeerzeuger auf die Nutzung des vorhandenen Potentials fokussiert werden. Hierzu müssen einerseits Systemtemperaturen der Verbraucher abgesenkt werden und andererseits ggf. Vorlauftemperaturen z. B. durch Wärmepumpen angehoben werden.
- Die Nutzung von Synergieeffekten zwischen TUM und Dritten (z. B. Abwärme LRZ) ist aus ökologischer Sicht sinnvoll. Dabei sind jedoch organisatorische und vertragliche Hürden zu überwinden, insbesondere die derzeitige Komplexität der regulatorischen Rahmenbedingungen stellt die Akteure vor große Herausforderungen.

## Kälteversorgung:

### Kältebedarf:

- Die große Spannweite innerhalb der Kältebedarfsprognose ist bei der weiteren Bewertung von Versorgungskonzepten zu berücksichtigen. Der zukünftige, aktive Kühlbedarf ist u. a. stark abhängig von der Planung energieeffizienter Gebäude und dem Einsatz passiver Technologien (z. B. Nachtlüftung, Verschattungsanlage).
- Der zukünftige Kühlbedarf weist hohe Anteile an Prozesskühlung (Laborkühlung, IT) auf, ist nur begrenzt vorhersagbar und erfordert somit eine ausreichende Flexibilität des Systems. Die Bereiche Prozesskälte und Kälteverluste machen einen hohen Energiebedarf aus, da sie ganzjährig auftreten.

### Versorgungsvarianten:

- Die Ökonomie von zentralen, semizentralen und dezentralen Versorgungsvarianten ist stark an das damit verbundene Konzept zur Kältebereitstellung gekoppelt. Bei netzgebundenen Versorgungsvarianten kann ein Teil der Kälte durch AKM bereitgestellt werden, was bei einem günstigen Wärmepreis zu niedrigeren Gesamtkosten als bei einer ausschließlichen Versorgung mit KKM führt. Eine dezentrale Versorgung mit AKM wird aufgrund der lokalen Bereitstellung von Antriebswärme (entsprechend hohe Fernwärmenetztemperaturen oder lokale Wärmeerzeugung z. B. durch BHKWs erforderlich) als eher problematisch bewertet.
- Für die Kälteversorgung am Campus-Stammgebiet sind aus ökonomischer Sicht sowohl zentrale und semizentrale Varianten mit AKM und KKM, als auch eine dezentrale Versorgung mit KKM denkbar. Insbesondere eine semizentrale Versorgung mit AKM kann in Kombination mit einer kostengünstigen Bereitstellung der Antriebswärme, z. B. durch KWK-Anlagen, eine wirtschaftliche Alternative darstellen.
- Eine zentrale Versorgung des Campus West mit Kompressionskältemaschinen ist tendenziell nicht sinnvoll. Die Invest- und Betriebskosten eines Fernkältenetzes sind nur in Verbindung mit einer kostengünstigen zentralen Kältebereitstellung zu kompensieren.
- In der Umgebung des HKW ist ein südliches Teilnetz denkbar, wenn hier eine effiziente KWKK (z. B. BHKW + AKM) umgesetzt wird.
- Dezentrale Versorgungen und Inselösungen besitzen geringere Energiebedarfe, was sich positiv auf die CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen auswirkt. Letztendlich sind jedoch die Emissionen des Gesamtsystems entscheidend (s. a. AP1).

### Kältebereitstellung:

- Generell sind verschiedene Konzepte zur Kältebereitstellung am Campus denkbar. Eine Versorgung mit AKM kann bei einem günstigen Wärmepreis oder einem hohen Strompreis gegenüber KKM ökonomisch vorteilhaft sein. Bei KKM ist zukünftig durch den Ausbau erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz eine bessere Ökologie zu erwarten.

- Die Entscheidung für oder gegen ein Anlagenkonzept sollte allerdings stets durch eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems (siehe AP 1) erfolgen, da nur so ein optimales Zusammenspiel verschiedener Technologien (z. B. Abwärme zur Kälteerzeugung, PV-Strom zur Kälteerzeugung, KWKK etc.) identifiziert werden kann.
- Alternative Kühlsysteme (freie Kühlung, Nachtlüftung, Adiabatik, Hochtemperaturkälte) zur Gebäudekonditionierung könnten den Anteil aktiver Kälteerzeugung deutlich reduzieren.

#### Energiesystem:

- Die Entscheidungen im Bereich der Effizienz der Gebäudeplanung bestimmen den zukünftigen Energiebedarf sowie die Möglichkeiten bei der Gestaltung zukünftiger Versorgungskonzepte. Je frühzeitiger und zielgerichteter eine energieeffiziente Planung von Neubauten und Gebäudesanierungen verfolgt wird, desto leichter lassen sich innovative, effiziente Konzepte zur Energiebereitstellung realisieren und zukünftige Einsparungen in CO<sub>2</sub>-Emissionen oder Primärenergieeinsatz erreichen.
- Bei energieeffizienten Gebäuden sind grundsätzlich Energiebedarfskennwerte von unterhalb von 10 kWh/m<sup>2</sup>a im Bereich der Heizwärme, von unterhalb 1 kWh/m<sup>2</sup>a an aktiver Gebäudekühlung und von unter 20 kWh/m<sup>2</sup>a an Strombedarf möglich (siehe auch Kuckelkorn et al. 2015). Bei derartigen Einsparungen am Gebäudeenergiebedarf treten Standby-Verluste sowie der Bedarf an Prozesskälte und –wärme deutlich in den Vordergrund. Auch hier bestehen hohe Einsparpotentiale.
- Durch die Implementierung eines Energiemanagementsystems (EMS) könnten derartige Optimierungspotentiale nicht nur identifiziert, sondern auch Optimierungsmaßnahmen insbesondere bei der Automation umgesetzt werden. Hierzu ist das Vorhandensein einer geeigneten Leittechnik innerhalb der Gebäude ebenso zielführend wie die Aufschaltung aller wichtigen Mess- und Regelgrößen auf den Leitstand der Energiezentrale. In der Energiezentrale ist die Installation eines EMS sehr sinnvoll, welches Analysen, Prognosen und Steuerungsvorgaben ermöglicht.

### **3.3.2 Modellierung und Optimierung des bestehenden Heizkraftwerks (AP 4.2)**

#### **Abbildung des Heizkraftwerks in Kreislaufprogramme (Epsilon) und Entwicklung und Aufbau eines Messkonzepts zur Validierung der Kraftwerksmodelle (AP 4.2.1, LES)**

##### Zielsetzung:

Das Ziel dieses Arbeitspaketes ist eine ausreichend genaue Darstellung der wichtigsten Energieerzeugungsanlage am Campus und daraus resultierendem charakteristischem Anlagenverhalten (Wirkungsgrad, Verhalten bei unterschiedlicher Dampfeindüsung) als Grundlage für die Einbindung in die Optimierung und die Evaluierung möglicher Prozessverbesserungen im Heizkraftwerk.

### Durchführung und Ergebnisse:

Die Messtechnik des Kraftwerks wurde analysiert, die verfügbaren Messdaten wurden aus der Kraftwerksleittechnik ausgelesen und die technische Dokumentation gesichtet. Dadurch bestehen für einen Großteil (ca. 90%) der relevanten Punkte (an 41 Stellen) Messdaten in zehnersekundlicher Auflösung für unterschiedliche Dampfeindüsungsraten. Aufgrund von Bedenken des mit der Wartung beauftragten Unternehmens konnten keine Messung der Verdichteraustrittstemperatur und des Verdichteraustrittsdrucks durchgeführt werden. Die Modellbildung erfolgte aufgrund von Angaben aus der Anlagendokumentation und den bereits installierten Messstellen. Das Modell wurde validiert und beschreibt die unterschiedlichen Betriebszustände ausreichend genau.

Mithilfe des Modells konnten Verbesserungen des Kraftwerks mit einer besseren Brennstoffausnutzung berechnet werden, die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Abbildung 64 dargestellt.

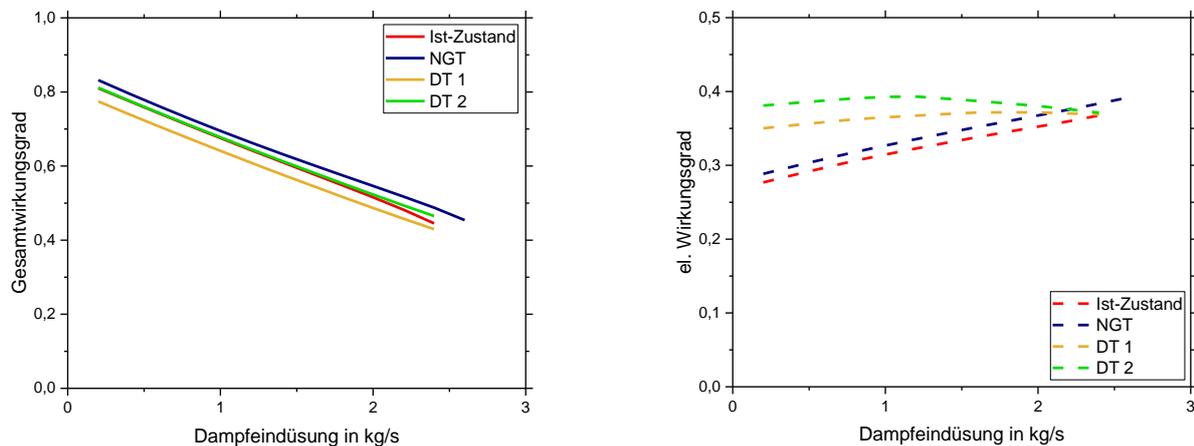


Abbildung 64: Effizienz der überprüften Varianten (neue Gasturbine – NGT, Gegendruckdampfmaschine mit aktueller Rücklauftemperatur – DT 1, Gegendruckdampfmaschine mit abgesenkter Rücklauftemperatur DT-2)

Aufgrund der EEG-Umlage, die bei einer Erneuerung der Stromerzeugungseinheit (Generator), welcher für eine elektrische Leistungssteigerung nötig wäre, bzw. aufgrund des Wegfallens der Gassteuererleichterung bei einem verringerten Jahresnutzungsgrad ist keine der untersuchten Maßnahmen wirtschaftlich. Dies ist in Abbildung 65 dargestellt (Stand 2017 40 % EEG Umlage).

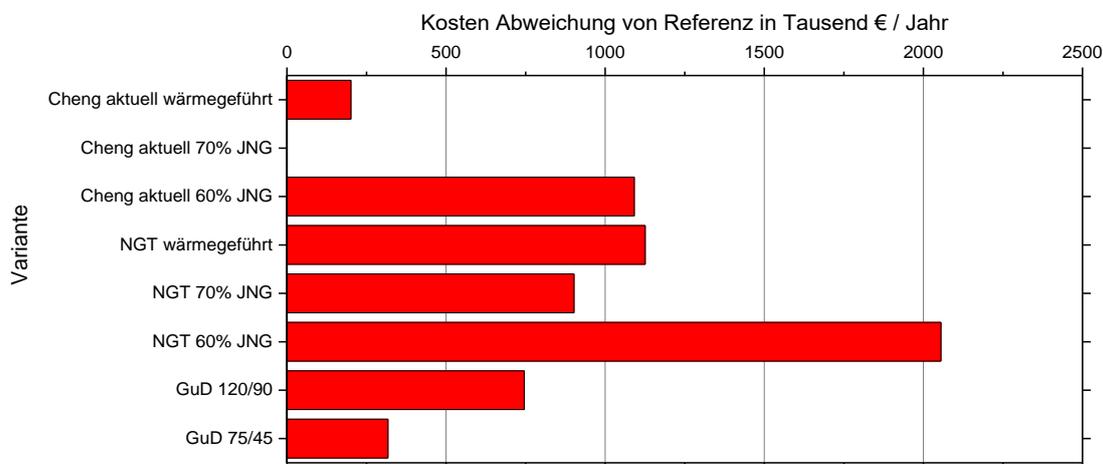


Abbildung 65: Wirtschaftliche Bewertung möglicher Änderungen am Cheng Cycle

Wird in Gegensatz zu den Annahmen die Abbildung 65 zu Grunde liegen bei dem GuD-Update nur der Strom aus der DT mit 40 % der EEG-Umlage beaufschlagt, ergibt sich in dem Fall „GuD 120/90“ eine Ersparnis von ca. 220 T€/Jahr. Aufgrund der Gesetzesänderung in 2018 ergibt sich allerdings eine 100 %ige EEG-Umlage (bis eine Einigung zwischen EU und Bund gefunden wurde). Dies bedeutet im Fall „GuD 120/90“ eine Mehrbelastung von ca. 400 T€, wodurch das Update „GuD 120/90“ nicht mehr wirtschaftlich ist. Wiederum für eine ausschließliche Belastung des Stroms aus der Dampfturbine mit der EEG-Umlage wäre der Fall „GuD 75/45“ sowohl bei einer EEG-Umlage von 40 % (650 T€/Jahr) als auch bei einer EEG-Umlage von 100 % (74 T€/Jahr) wirtschaftlich. Die Absenkung der Fernwärmemetemperaturen ist also entscheidend. Es ist zusätzlich anzumerken, dass eine große Unsicherheit bezüglich der Kosten des Umbaus und des Einbaus einer hocheffizienten Kleindampfturbine besteht, und die Lebensdauer des Kraftwerks beschränkt ist und nicht genau abgeschätzt werden kann. Zusätzlich zeigt sich, dass der geltende Bestandsschutz für Anlagen von vor 2014 eine Effizienzsteigerung im Kraftwerkspark verhindern kann, da die Privilegien bei Prozessänderungen verloren gehen. Dafür könnte ggf. eine Ausnahmeregelung eingeführt werden (z. B. Bestandsschutz der sich auch auf Erweiterungen der Anlage erstreckt, wenn diese nur dazu da sind die Energieströme des alten Systems besser auszunutzen). Aus den oben genannten Unsicherheiten, insbesondere in Bezug auf die Restlebensdauer des Kraftwerks und die rechtliche Lage bezüglich des Bestandsschutzes folgt, dass die möglichen Prozessverbesserungen nicht näher betrachtet werden.

### **Entwicklung & Aufbau eines Messkonzepts zur Validierung der Kraftwerksmodelle (AP 4.2.2, LES)**

#### **Zielsetzung:**

Um Verbesserungsmaßnahmen am vorhanden Kraftwerk überprüfen zu können, muss das erstellte Kreislaufmodell (in Epsilon Professional®) mit Messdaten validiert werden.

Durchführung und Ergebnisse:

Um das Heizkraftwerk möglichst effizient im Kreislaufprogramm zu erfassen wurde die vorhandene Messtechnik der Anlagenüberwachung und die Anlagendokumentation genutzt. Eine Erweiterung war nach Aussage der Wartungsfirma nicht möglich, da dadurch die Garantiebedingungen bzw. die Bedingungen des Vollwartungsvertrags von Seiten der TU verletzt worden wären. Trotz der nicht durchführbaren Messungen konnte das Kraftwerk ausreichend gut in dem Kreislaufprogramm Epsilon dargestellt werden um mögliche Verbesserungen zu überprüfen. Die Qualität des Modells kann in Abbildung 66 anhand der Abweichung zwischen Messwerten und simulierten Werten bestätigt werden.

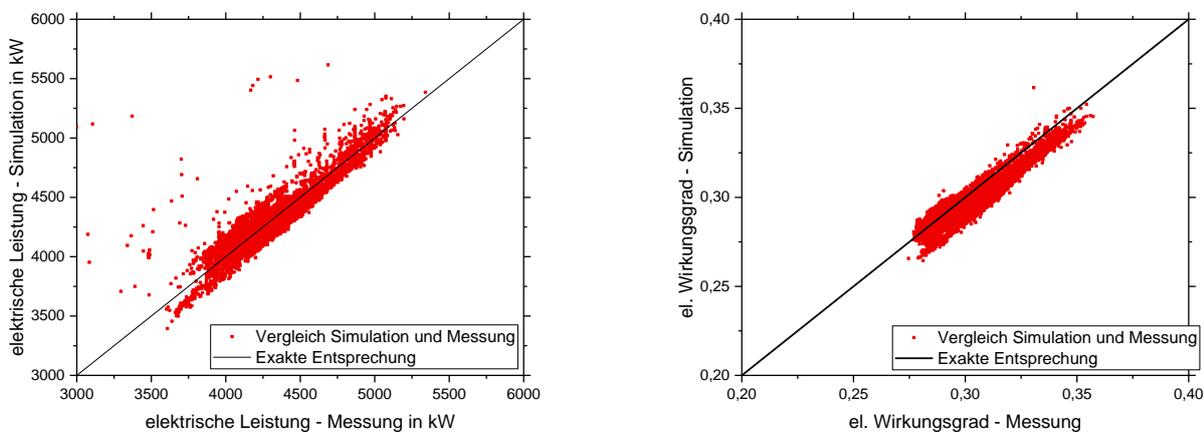


Abbildung 66: Validierung des Modells

**Bewertung von Rückkopplungseffekten durch die Einbindung von Wärmepumpen/Wärmespeichern sowie Änderungen der Netztemperaturen (AP 4.2.3, LES)**

Zielsetzung:

Ziel dieses Arbeitspaketes ist eine Bewertung in wie weit eine Netztemperaturänderung den Kraftwerksbetrieb beeinflusst. Die Möglichkeiten der Abwärmenutzung mit Wärmepumpen, auch unter Berücksichtigung des Temperaturniveaus des Fernwärmenetzes und die Einbindung von Wärmespeichern soll evaluiert werden.

Durchführung und Ergebnisse:

Das Simulationsmodell des Kraftwerks wurde genutzt, um die Auswirkungen der Netztemperaturabsenkung auf das Kraftwerk selbst zu überprüfen. Es ergibt sich eine Veränderung der nutzbaren Strom und Wärmemengen nach Tabelle 21.

Tabelle 21: Einfluss der Vorlauf- und Rücklauf-temperatur (VL-RL) auf den Cheng Cycle und die unterschiedlichen Updates „neue Gasturbine“ (NGT) und Gas und Dampfkraftwerk (GuD) bei 60 % Luftfeuchtigkeit, 15 °C Umgebung und 0,957 bar Umgebungsdruck

in	$T_{VL-RL}$ °C	$\dot{m}_{Gas}$ kg/s	$P_{GT}$ kW <sub>el</sub>	$P_{DT}$ kW <sub>el</sub>	$\dot{Q}$ kW <sub>th</sub>	$\dot{m}_{Dampf}$ kg/s
Cheng aktuell	120-80	0,283	3888,6		7417,9	0,2
	120-80	0,316	5822,25		873,45	2,5
	100-60				7623,45	
	100-60				1097,9	
	80-50				7734,6	
	80-50				1256,52	
	40-25				8067,07	
	40-25				1605,97	
NGT	120-80	0,268	3843,4		7167,07	0,2
	120-80	0,334	6563,1		721,5	2,7
	100-60				7371,6	
	100-60				973,27	
	80-50				7482,7	
	80-50				1157,7	
	40-25				7807,2	
	40-25				1545,4	
GuD	120-80	0,2835	3889,85	1050,5	5924,4	0,2
	100-60			1518,47	5690	
	80-50			1744,77	5698,75	
	40-25			2159,28	5770,29	

Das Rauchgaspotential ergibt sich in Abhängigkeit der Temperaturspreizung der Wärmepumpe und der Rücklauf-temperatur. Für ein Modellsystem ist dies, bezogen auf eine Gasleistung von 1 MW<sub>HHV</sub>, in Abbildung 67 dargestellt. Da der COP das Potential nicht merklich beeinflusst, ist der Vergleich zwischen Heizkessel ( $\lambda = 1,15$ ) und Gasturbine ( $\lambda = 4$ ) für einen COP von zwei dargestellt. Zusätzlich sind zwei Konfigurationen unterschiedlicher Spreizung des Fernwärmenetzes berücksichtigt ( $\Delta T = 20$  K und  $\Delta T = 40$  K).

Da der Temperaturhub den COP einer Wärmepumpe (WP) signifikant beeinflusst, hängt in diesem Sinne auch der wirtschaftliche Einsatz einer Wärmepumpe von dem Temperaturniveau des Fernwärmenetzes ab, weshalb eine Absenkung des Temperaturniveaus der Fernwärme in jedem Fall vorteilhaft für den Einsatz von WP ist. Unabhängig davon können WP als (ggf. dezentrale) Wärmeeinspeisung berücksichtigt werden und beeinflussen den Kraftwerksbetrieb nicht, müssen jedoch beim Netzbetrieb berücksichtigt werden. Wird der Rücklauf mit einer WP angehoben um beispielsweise das Rauchgas des Kraftwerks weiter auszukühlen, kommt es dadurch zu Verringerungen der im Vorwärmer übertragenen Wärmeleistung. Der wirtschaftliche Einsatz hängt von dem Zusammenspiel aus COP, Stromkosten, Gaskosten und Investitionskosten ab. Beachtet werden muss auch, dass Druckverluste durch zusätzliche Wärmetauscher den elektrischen Wirkungsgrad des Gasturbinenkraftwerks senken können.

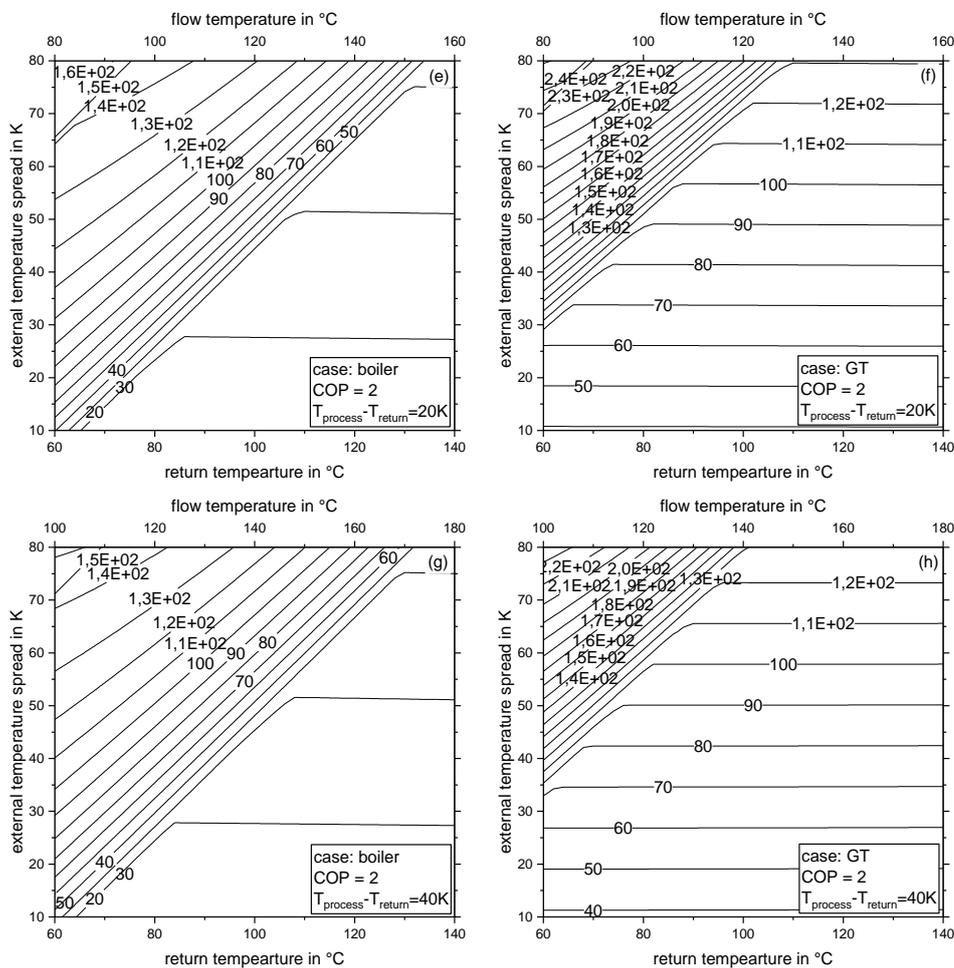


Abbildung 67: Potential der Rauchgasauskühlung für ein Modellsystem mit COP=2,  $\lambda = 1.15$  (links),  $\lambda = 4$  (rechts) und Wärmenetztemperaturspreizung  $\Delta T = 20 K$ ,  $\Delta T = 40 K$  (Wedel et al. 2019)

## Untersuchung der Flexibilisierungsgrenzen des bestehenden Kraftwerks und Ermittlung dynamischer Kennwerte (AP 4.2.4, LES)

### Zielsetzung:

Es soll eine Charakterisierung des Kraftwerks hinsichtlich der Flexibilität durchgeführt werden um mögliche Limitierungen für einen flexiblen Betrieb bei den Simulationen in urbs zu berücksichtigen.

### Durchführung und Ergebnisse:

Basierend auf Informationen der Kraftwerksleitung des Heizkraftwerks wurden die in Abbildung 68 dargestellten Anfahrvorgänge ermittelt. Zusätzlich ist eine Bereitstellung von Minutenregelleistung ( $\pm 2$  MW innerhalb von 15 Minuten) präqualifiziert. Basierend auf den Ergebnissen werden keine Limitierungen der Flexibilität für die Simulationen festgestellt. Der Kaltstart mit 180 min dauert zwar länger als die Simulationsschrittweite, da das Kraftwerk aber in allen bisher durchgeführten Simulationen in Grundlast läuft, stellt dies keine Einschränkung der Simulationsgüte dar. Es wird nach jeder Simulation bewertet, ob das Kraftwerk in einem realistischen Rahmen eingesetzt wird, und die Auswirkungen auf die Simulationsergebnisse geprüft. Des Weiteren muss beachtet werden, dass die elektrische Maximalleistung nur im Winter zur Verfügung steht.

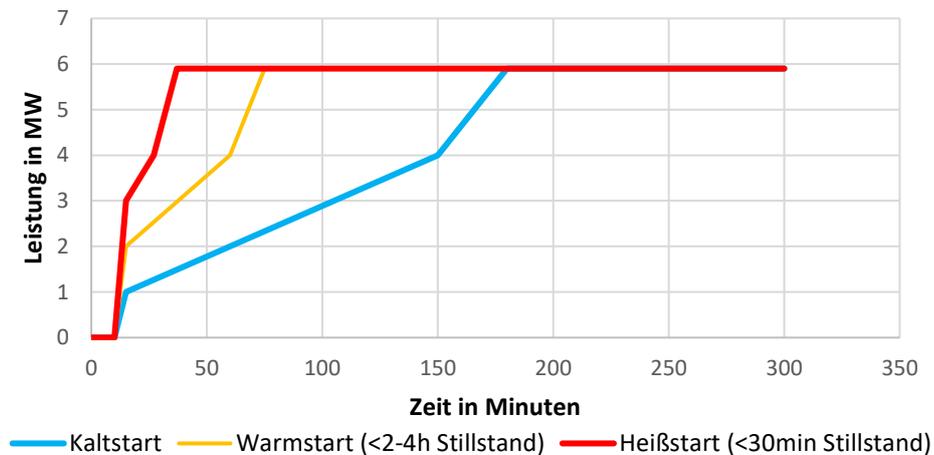


Abbildung 68: Anfahrvorgang des HKW

### **3.3.3 Charakterisierung zukunftsweisender Strom-, KWK- und Speichersysteme (AP 4.3, LES)**

Da die Simulationen optimale Energiesysteme unter den angenommen zukünftigen Randbedingungen liefern sollen, müssen wahrscheinliche Entwicklungen im Technologiebereich analysiert werden. Diese Entwicklungen beziehen sich dabei sowohl auf Wirkungsgradverbesserungen als auch auf Kostensenkungen und ggf. die Einführung komplett neuer Technologien. Besonders für die intertemporale Optimierung, die mit perfekter Voraussicht über die nächsten Jahrzehnte den Aus- und Umbau des Energiesystems optimiert, sind diese Inputparameter relevant, da zukünftige Entwicklungen auch aktuelle Entscheidungen beeinflussen. Da es sich jedoch immer nur um

Prognosen handelt, ist es wichtig die Optimierungen und Planungen in regelmäßigen Intervallen zu wiederholen und neue Erkenntnisse, wie z. B. Technologiesprünge oder graduelle Kostensenkungen, die sich auf die zu erwartenden zukünftigen Entwicklungen auswirken, einzupflegen.

### **Ermittlung gegenwärtig und zukünftig erzielbarer Wirkungsgrade in Voll- und Teillast, der Kosten und ökologischen Werte**

#### Zielsetzung:

Charakterisierung der Technologien und Ermittlung entscheidender Parameter (Wirkungsgrade, Anfahrverhalten etc.), um diese in den Simulationen zur Optimierung des Energiesystems sinnvoll verwenden zu können.

#### Durchführung und Ergebnisse:

Es wurden Quellen und Daten zu Speichersystemen und Energieerzeugungssystemen zusammengetragen, die laufend ergänzt werden. In Tabelle 22 ist ein Auszug der Technologien sowie der untersuchten Parameter aufgelistet.

Tabelle 22: Technologien und Kennwerte

<b>Technologien</b>		<b>Parameter:</b>
KWK	Schmelzkarbonatbrennstoffzelle (engl. Molten Carbonate Fuel Cell – MCFC) Festoxidbrennstoffzelle (engl. Solid Oxide Fuel Cell – SOFC) Biomassevergasung mit Gasmotor Gasmotor Gasturbine	<u>Technisch:</u> Leistung, Stromkennzahl, Wirkungsgrade, Teillastverhalten, Anfahrzeiten (Warm-/ Kaltstart), Mindestlast, Lastwechselgeschwindigkeit  <u>Wirtschaftlich:</u> Brennstoffe, Investitionskosten, Fixkosten, variable Kosten, Lebensdauer
Photovoltaik		
Speicher	Sensible thermische Speicher Akkumulatoren (Flow, Blei, Lithium, Natrium, Zink)	<u>Technisch (Speicher):</u> Kapazität, Ladezyklen, Wirkungsgrad, Be- und Entladung, Temperaturniveaus, Leistung, zeitbezogene Speicherverluste

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei allen Technologien außer der Gasturbine die Anfahrts- und Lastwechselzeiten für die im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Simulationen zu vernachlässigen sind (< 5 min). Bei manchen Technologien (z. B. SOFC, Gaskessel) ist dafür ein

Warmhalten erforderlich. Die Gasturbine mit Berücksichtigung des Abhitzekeessels anhand des Beispiels Cheng-Cycle ist in AP 4.2.4 (Abbildung 68) erläutert.

Zu den wichtigsten identifizierten Zukunftstrends gehören anhaltend hohe Kostensenkungen bei Photovoltaik und Batteriespeichern (Li-Ion). Die leichten Kostenanstiege in 2018 sind in der im Verhältnis zu den Produktionskapazitäten stärker angestiegenen Nachfrage zu sehen und werden voraussichtlich in den nächsten Jahren (wenn die entsprechenden Kapazitäten aufgebaut wurden) wieder durch Kostensenkungen abgelöst. Der Anstieg der Preise für Rohmaterialien (seltene Erden etc.) für die Batterieproduktion wird zu verstärkten Forschungsanstrengungen bei alternativen Batteriesystemen führen, was eine kostendämpfende Wirkung haben wird. In Anbetracht der vielfältigen F&E-Tätigkeiten bei beiden Technologien wird dieser Trend in den nächsten Jahren voraussichtlich anhalten, wenn nicht zu geringe Produktionskapazitäten eine Dämpfung des Preisabfalls hervorrufen (Li-Ion, ggf. steigt die Nachfrage stärker als der Ausbau der Produktionskapazitäten). Die Kostensenkungen bei Brennstoffzellen und Elektrolyse sind noch nicht so ausgeprägt, allerdings besteht das Potential auch dort in den nächsten Jahren große Lerneffekte und mit zunehmenden kommerziellen Anwendungen, z. B. in Pilotanwendungen zur Überschussstromeinbindung, auch Skaleneffekten zu realisieren. Die Kostensenkungen bei den genannten Technologien resultieren aus längeren Standzeiten, niedrigeren Produktionskosten und höheren Wirkungsgraden. Bei der Photovoltaik etwa liegt die durchschnittliche Steigerung des Modulwirkungsgrades bei ca. 0,3 % pro Jahr. Ein höherer Wirkungsgrad bedeutet einen geringeren spezifischen Flächenbedarf, wodurch alle Kosten verbunden mit Landnutzung, Aufständigung und Installation proportional sinken.

Ein Vergleich von Gasmotor-BHKW mit Gasturbinen (in single cycle und combined cycle Ausführung) hat gezeigt, dass erst ab einer Gesamtsystemgröße von 30 MW (ohne Berücksichtigung einer Wärmegutschrift) die GuD-Technologie geringere Stromgestehungskosten ermöglicht. Geringere Volllaststunden und häufiger Teillastbetrieb sowie der Verkauf/die Nutzung der Wärme führen aufgrund der geringeren Investitionskosten, der besseren Teillastwirkungsgrade (bei vielen Untereinheiten sind Teillast- und Volllastwirkungsgrad ungefähr gleich groß) für das Gesamtsystem und der Wärmeauskopplung zu einer Verschiebung des Break-Even zwischen den beiden Technologien zu höheren Leistungen.

Im thermischen Speicherbereich sind vor allem Warmwasserspeicher (ggf. mit Kiesschüttungen) relevant. Latente Speichersysteme verursachen deutlich höhere spezifische Kosten. Die Vorteile der Latentwärmespeicher (keine Verluste bei langer Speicherdauer) sind besonders für saisonale Anwendungen ausgeprägt, allerdings ist hierbei die Zyklenzahl zu gering, um die höheren spezifischen Kosten zu amortisieren. Ein sinnvolles Einsatzgebiet latenter Speicher können geschlossene Systeme darstellen, in denen Abwärmepotentiale für den nächsten Zyklus genutzt werden können.

Bei den Kältemaschinen sind aufgrund der Gleichzeitigkeit der Verfügbarkeit von PV-Strom und Kältebedarf elektrische KKM vorteilhaft, wenn ein lokaler PV-Stromüberschuss erzeugt wird. Ist ein Wärmenetz mit KWK-Technologie vorhanden, werden wärmegetriebene Kältemaschinen bevorzugt, da dadurch die Jahresvolllaststunden von KWK-Anlagen erhöht werden. Hier ist das Temperaturniveau

des Netzes entscheidend. Für zukunftsfähige Vorlauftemperaturen unter 60 °C sind zurzeit keine Absorptionskältemaschinen verfügbar.

Aufgrund der großen Datenmenge wurde eine Technologiedatenbank angelegt, die für alle betrachteten Energiewandlungsprozesse die für die Optimierung mit urbs relevanten Eingangsgrößen beinhaltet. Abbildung 69 zeigt beispielhaft einen Auszug dieser Datenbank.

Parameter	Einheiten	Anmerkungen
<b>inv-cost</b>		
$P_{el}$	2.000 $kW_{el}$	vom 10 bis 19.000 $kW_{el}$ ; large: 5000 $kW_{el}$ / medium: 2000 $kW_{el}$ / small: 500 $kW_{el}$ inklusive Schaltschrank, Schmierölversorgung, Katalysator, Fernüberwachung, Abgasscha
$Kosten_{Modul, el, net}$	411 $€/kW_{el}$	
$Kosten_{Transport, el, net}$	74 $€/kW_{el}$	
$Kosten_{Einbindung, el, net}$	243 $€/kW_{el}$	
$Kosten_{inv, ges, el, net}$	728 $€/kW_{el}$	
$\eta_{el, LHV}$	0,433 -	
$\eta_{el, HHV}$	0,39 -	
$P_{Gas, HHV}$	5,08 $MW_{Gas}$	
$Kosten_{inv, ges, Gas, net}$	286 $€/kW_{Gas}$	
$Kosten_{inv, ges, Gas, gross}$	340.918 $€/MW_{Gas}$	
<b>fix-cost</b>		
$X_{Kosten\_Personal - Kosten\_inv}$	0,030 -	
$X_{Kosten\_Verwaltung - Kosten\_inv}$	0,015 -	
$Kosten_{fix, ges, Gas, net}$	12,89 $€/kW_{Gas}$	
$Kosten_{fix, ges, Gas, gross}$	15.341 $€/MW_{Gas}$	
<b>var-cost</b>		
$Entlastung_{Gassteuer, net}$	-5,50 $€/MWh_{Gas}$	vollständige Entlastung, da hocheffiziente KWK und Jahresnutzungsgrad > 70 %
$Kosten_{var, ges, Gas, gross}$	-5,50 $€/MWh_{Gas}$	Energiesteuer ohne Umsatzsteuer
$Kosten_{Instandhaltung, el, net}$	8 $€/MWh_{el}$	Inspektion, Wartung, Instandsetzung (inklusive der Kosten für die Generalüberholung)
Anteil <sub>EEG</sub>	0,40 -	40 % der EEG-Umlage, da hocheffiziente KWK und Jahresnutzungsgrad > 70 %
Umlage <sub>EEG, 100 %</sub>	63,54 $€/MWh_{el}$	!Abhängig von Jahr! 2016: 63,54 $€/MWh$ / 2017: 68,80 $€/MWh$ / 2018: 67,90 $€/MWh$
Umlage <sub>EEG, el, net</sub>	25,42 $€/MWh_{el}$	
Stromsteuer <sub>el, net</sub>	20,50 $€/MWh_{el}$	
$Kosten_{var, ges, el, gross}$	55,14 $€/MWh_{el}$	

Abbildung 69: Auszug aus der erstellten Technologiedatenbank: Kostenstruktur von Gasmotoren KWK-Anlagen, beispielhaft

### 3.4 Spartenübergreifende Optimierung (AP 1)

Im Rahmen des Arbeitspakets 1 wurde ein umfassendes Energiesystemmodell für den Campus Garching erstellt und das Open-Source-Optimierungswerkzeug urbs an die entsprechenden Anforderungen für eine detailgetreue Abbildung des realen Energiesystems angepasst.

Zudem konnte der Mehrwert der sektorgekoppelten Betrachtungsweise gegenüber sektorisierten Optimierungen aufgezeigt werden und zahlreiche intertemporale Optimierungen für den Betrachtungszeitraum von 2017 bis 2040 durchgeführt werden. Diese Simulationen stellen die Grundlage für die Roadmap dar, welche informationsbasiertes Handeln im Hinblick auf zukünftig zu treffende Entscheidungen bei der Transformation des Energiesystems ermöglichen soll.

#### 3.4.1 (Weiter-)Entwicklung von Optimierungstools (AP 1.1)

Zur Weiterentwicklung der Werkzeuge werden diese an die Bedürfnisse im Projekt angepasst und entsprechend der Anforderungen parametrisiert. Dies umfasst die Implementierung der aktuell installierten Erzeugungsanlagen am Campus und die Berücksichtigung der bereits geplanten Anlagen.

##### Einarbeitung in die bestehenden Tools (AP 1.1.1, ENS)

###### Zielsetzung:

Die vorhandenen Open-Source-Modelle urbs und RIVUS sollen für ihre Anwendung an den Campus Garching angepasst werden. Dazu werden im Vergleich zu den bisherigen Anwendungen der Modelle eine höhere Detailtiefe sowie eine bessere Berücksichtigung technischer Restriktionen zur Abbildung der gekoppelten Systeme für Strom-, Wärme- und Kälteversorgung implementiert. Die Modelle müssen aufgrund der hohen Anzahl an Energieträgern auf Basis eines geeigneten Referenz-Energie-Systems (RES) um die charakteristischen Kenngrößen der verschiedenen Umwandlungsprozesse ergänzt werden. Die Auswahl der zu modellierenden Komponenten soll dabei in Zusammenarbeit mit den anderen APs stattfinden. Die Optimierung soll auf ökonomische und ökologische Parameter (z. B. CO<sub>2</sub>-Emissionen) hin erfolgen.

###### Durchführung und Ergebnisse:

Die Einarbeitung in das Modell urbs zur zeitlichen Optimierung wurde durchgeführt. Weiterhin wurde ein geeignetes Referenzenergiesystem (RES) mit den Verbrauchsenergieträgern Strom, Wärme, Kälte und der bisher absehbaren Entwicklung des Campus als Grundlage für die Modellierung definiert. Die zeitliche Optimierung konnte in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern erfolgen. Die Einarbeitung in das Modell RIVUS wurde abgeschlossen. Das Modell RIVUS wurde für den weiteren Projektverlauf nicht mehr verwendet, da das Modell urbs bereits eine ausreichende räumliche Auflösung ermöglicht (vgl. AP 1.2.2).

## **Parametrisierung des Modells auf Basis der Analysen in AP 2–4 (AP 1.1.2, LES/ENS)**

### Zielsetzung:

Ermittlung der Eingangsparameter für die relevanten Energieerzeugungs- und -speicheranlagen für die lineare Kostenoptimierung des Campus Garching.

### Durchführung und Ergebnisse:

Für die Optimierung des Energiesystems wurden die notwendigen Parameter ermittelt, insbesondere die Kosten und Effizienzen verschiedener Energieerzeugungsanlagen, Speichertechnologien sowie Energietransportnetze.

Dabei werden für die betrachteten Energiewandlungsprozesse – deren Prozessbezeichnungen der Tabelle 29 im Anhang entnommen werden können – folgende Parameter berücksichtigt:

- installierte Leistungskapazität der Eingangsgröße (in MW)
- maximal installierbare Leistungskapazität der Eingangsgröße (in MW)
- durchschnittlicher Leistungsgradient beim Hochfahren aus Stillstand in Volllastbetrieb (in n/h; n: theoretisch mögliche Anzahl von Anfahrvorgängen pro h)
- ggf. minimaler Teillastbetriebspunkt (in %; Bezugspunkt: Volllastleistung der Eingangsgröße); diese Eingabe verhindert allerdings das Ausschalten dieses Prozesses aufgrund der Limitierung der LP-Optimierung (Linear Programming)
- Investitionskosten pro Leistung der Eingangsgröße (in €/MW)
- jährliche Fixkosten pro Leistung der Eingangsgröße (in €/MW)
- variable Kosten pro umgesetzter Energiemenge der Eingangsgröße (in €/MWh)
- Zinssatz für Investitionskosten (in %)
- Lebens- bzw. Abschreibungsdauer (in a)
- Flächenbedarf von Solaranlagen pro Peakleistung (in m<sup>2</sup>/MW<sub>Peak</sub>)
- CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro umgesetzter Energiemenge der Eingangsgröße (in t/MWh)
- Wirkungsgrad im Volllast- und ggf. im minimalen Teillastbetriebspunkt (in %)

Bei Speichertechnologien können Kosten sowohl auf die Leistungskapazität der Eingangsgröße (in €/MW) als auch auf deren Energiespeicherkapazität (€/MWh) bezogen werden. Des Weiteren werden ergänzend zu den Parameterangaben für Energiewandlungsprozesse die Wirkungsgrade des Ein- bzw. Ausspeichervorgangs, der Speicherfüllstand zu Simulationsbeginn – wobei dieser Füllstand bei Simulationsende wieder erreicht werden muss – sowie die Selbstentladung pro Simulationszeitschritt betrachtet.

Damit Energietransportnetze bei den Simulationen mit urbs berücksichtigt werden können, bedarf es der Eingabe des auf die transportierte Energiemenge bezogenen Wirkungsgrads, der Kosten (Investitions-, Fix-, variable Kosten), der verschiedenen Leistungskapazitäten (installiert, zwingend zu installieren, maximal möglich) sowie der Lebensdauer. Dabei ist allerdings zu beachten, dass eine intertemporale Mehrknotenbetrachtung mit hinterlegten Wärme- und Kältenetzparametern aufgrund der sehr hohen Arbeitsspeicheranforderungen nicht möglich ist. Um dennoch eine hohe Optimierungsqualität gewährleisten zu können, werden für die intertemporalen Optimierungen der

Wärme- sowie der Kältebedarf in mehrere „Bedarfsknoten“ aufgeteilt. Auf diese Weise wird bspw. verhindert, dass große Absorptionskältemaschinen des Maschinenwesengebäudes ohne das Vorhandensein von entsprechenden Kältenetzen Kälte für umliegende Kälteabnehmer bereitstellen. Insbesondere in den Sommermonaten würde ansonsten die Kältebereitstellung mittels Wärme (AKMs) vom Optimierer aufgrund des geringeren Gesamtwärmebedarfs, welcher für die Eigenversorgung mittels KWK-Anlagen am Campus den limitierender Faktor darstellt, bevorzugt.

Für den Energiebezug, von Gas und elektrischer Energie im aktuellen Energiesystem des Campus, können der Arbeitspreis, der Leistungspreis, Steuerabgaben, Umlagen und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß eingegeben werden. Hierbei lassen sich Arbeitspreise entweder als konstante Werte oder als pro Simulationsschritt veränderliche Größen berücksichtigen. Was die Angabe der Energiesteuer anbelangt, hat es sich bewährt beim Bezug des Energieträgers, im vorliegenden Fall von Gas, diese zunächst vollständig zu veranschlagen und die unterschiedlich hoch ausfallenden Befreiungen den jeweiligen Energiewandlungsprozessen anzurechnen.

Bei den Kosten werden die Investitions-, die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Energieversorgungsanlagen und Speicher sowie die Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate berücksichtigt. Keine Berücksichtigung für die Energiesystemoptimierung des Campus finden hingegen Kosten für Gebäude, welche gegebenenfalls für die Unterbringung von Anlagen errichtet werden müssten, sowie Kosten, die bspw. für eine Netztemperaturabsenkung infolge des Austauschs von Wärmetauschern anfallen.

Für Solaranlagen wurden Zeitreihen erstellt, welche pro Optimierungszeitschritt repräsentative Werte der Solarstrahlung für den Standort in Garching umfassen. Für die Zeitreihengeneration der Leistungsbereitstellung der Photovoltaikanlagen sind einige Annahmen nötig. Die Strahlungsdaten für Garching wurden dabei mit Meteororm (Meteotest AG 2019) durch eine Interpolation zwischen Weihenstephan, Ger, Salzburg, Hohenpeißenberg, Salzburg/Freisaal, Fürstencell, und Weißenburg bestimmt. Für die zukünftige Entwicklung der Strahlung wie auch der Temperaturen muss eine Annahme über die Ausprägung des Klimawandels getroffen werden. Im Projekt CleanTechCampus wurde dabei einheitlich von dem IPCC Szenario A1b ausgegangen, das von starkem Wirtschaftswachstum, einer ab Mitte des 21. Jahrhunderts sinkenden Weltbevölkerung und einer raschen Einführung von neuen und effizienteren Technologien ausgeht. Das Unterszenario b bezeichnet eine ausgewogene Nutzung fossiler und nicht fossiler Quellen, die durch geringe Abhängigkeit von einzelnen Energiequellen geprägt ist. (IPCC 2007) Die Berechnung der relevanten Strahlungskomponenten und die Zeitreihenerstellung erfolgt dabei nach dem in (Schönleber et al. 2017) dargestellten Vorgehen. Bei den Zeitreihen wurden hierbei für verschiedene Azimutausrichtungen bzw. Anstellwinkel der Anlagen auch verschiedene Zeitreihen generiert, welche neben diesen beiden Winkeln auch den Sonnenhöhenwinkel sowie den Azimutwinkel der Sonne einkalkulieren. Derartige Zeitreihen lassen sich in urbs einbeziehen.

In einem ersten Schritt konnte die aktuelle Energieversorgungsinfrastruktur sowie ihre Kostenstruktur in hohem Detaillierungsgrad abgebildet und validiert werden. Eine besondere Herausforderung stellte hierbei die Abbildung des strom- und wärmegeführten Betriebspunktes der installierten Cheng Cycle KWK-Anlage in dem linearen Optimierungsmodell dar. Hier konnte eine sehr realitätsnahe Darstellung

erreicht werden. In Abbildung 70 ist beispielhaft für die am Campus installierten Energiewandlungsanlagen der in urbs hinterlegte Prozess der Gasfeuerung in den beiden Gaskesseln dargestellt. Aus 1 MWh<sub>HHV</sub> Gas (HHV: engl. Higher Heating Value) werden in den Gaskesseln 0,813 MWh Nutzwärme mit einer Wassertemperatur von 120 °C ab Heizkraftwerk bei einem CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 0,183 t bereitgestellt.



Abbildung 70: Beispielhafter Energieumwandlungsprozess der installierten Gaskessel

Nachdem bei einer linearen Optimierung keine binären Variablen zur Verfügung stehen, können Energiewandlungsprozesse in urbs entweder bei konstantem Wirkungsgrad über den gesamten Betriebsbereich von Stillstand bis Volllast betrieben werden oder bei veränderlichem Wirkungsgrad von minimaler Teillast bis Volllast. Letztere Prozesse lassen sich allerdings nicht ausschalten. Folglich sind die Gaskessel am Campus – wie alle Prozesse mit Ausnahme des Cheng Cycles – in urbs mit konstantem Wirkungsgrad abgebildet.

Kompliziertere Energiewandlungsprozesse als jener der Gasfeuerung in Gaskesseln können in urbs anhand mehrerer Prozesse dargestellt werden. Abbildung 71 zeigt dies beispielhaft für eine Gasmotoren KWK-Anlage. Diese Anlage wird aufgrund des aktuellen Gesetzesentwurfs des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom November 2018 in mehrere Teilprozesse aufgeteilt. Dadurch kann die von den Volllaststunden abhängige EEG-Umlage, welche in dem Gesetzesentwurf für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung zwischen 1 MW und 10 MW neu eingeführt wurde, exakt abgebildet werden. In einem ersten Prozessschritt *Gas Engine CHP* (CHP: engl. Combined Heat and Power; KWK) wird hierbei Gas in Nutzwärme (Heat) und die Zwischengröße *Elec GE* (GE: engl. Gas Engine; Gasmotor) umgewandelt. Bis auf die EEG-Umlage sind für diesen Prozessschritt alle bei der realen Anlage anfallenden Kosten hinterlegt. Da die erzeugte Zwischengröße nicht als Bedarfsgröße definiert ist, muss diese in einem weiteren Schritt in die Bedarfsgröße Strom (Elec) überführt werden. Dies kann entweder über den Prozessschritt *Gas Engine CHP 40 %* oder *Gas Engine CHP 160 %* erfolgen. Nachdem für erstgenannten Prozess allerdings nur 40 % der EEG-Umlage als variable Kosten definiert sind und für letzteren 160 % dieser Umlage, wird der Prozess *Gas Engine CHP 40 %* bevorzugt eingesetzt. Die im Gesetzesentwurf vorgegebenen maximal erlaubten jährlichen Volllaststunden von 3500 Stunden zur Berechtigung der 60 %-igen Reduktion der EEG-Umlage werden durch die Eingangsgröße *FLH GE* (FLH: engl. Full Load Hours; Volllaststunden) berücksichtigt. Das jährlich zur Verfügung stehende Limit dieser Größe berechnet sich aus dem 3500-fachen der installierten elektrischen Leistung der betrachteten Anlage. Die Vielzahl an durchgeführten Simulationen zeigen bisher durchwegs, dass KWK-Anlagen im elektrischen Nennleistungsbereich zwischen 1 MW und 10 MW nur noch maximal 3500 Volllaststunden im Jahr aufweisen.

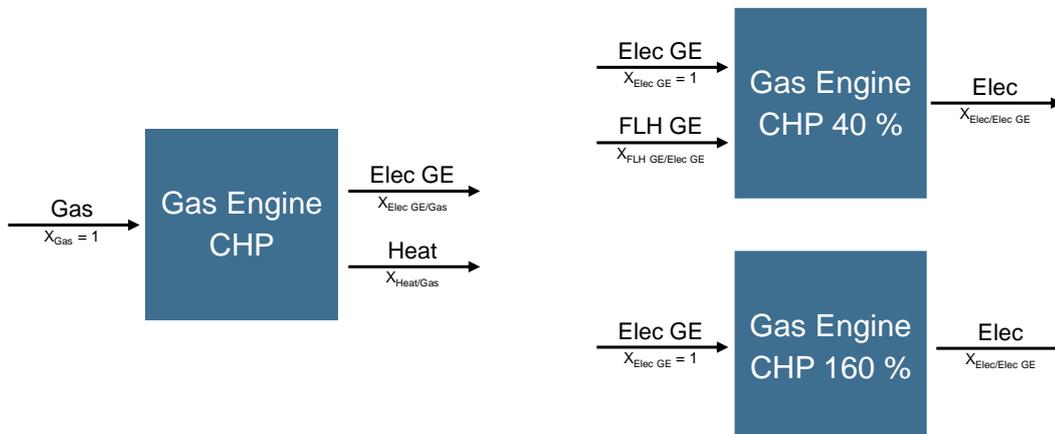


Abbildung 71: Im Modell abgebildete Teilprozesse einer Gasmotoren-KWK-Anlage

Anhand der Gesetzesänderung des EEGs und deren weitreichenden Folgen, bspw. auf den optimalen Kraftwerkspark, lässt sich anschaulich darlegen, dass die Qualität von Energiesystemoptimierungen auf Quartiersebene stark von einer detaillierten Abbildung der energierechtlichen Rahmenbedingungen abhängt, insbesondere bei einer Betrachtung des gegenwärtigen bis mittelfristigen Zeitraums. Folglich wurde auch bei der Frage, ob bei den zahlreichen betrachteten Eigenzeugungsanlagen die Stromsteuer anfällt oder nicht, die aktuelle Gesetzeslage im Detail studiert und aktuellste Gesetzesänderungen berücksichtigt. In der Vergangenheit enthielt das Stromsteuergesetz im Bereich der Eigenversorgung vielzählige ungeklärte Rechtsfragen, von denen einige infolge eines aktuell eingeleiteten Gesetzgebungsverfahrens endgültig geklärt werden könnten. Einige strittige Punkte, wie bspw. die Definition von *unmittelbar miteinander verbundenen* Anlagen, welche bei der Frage der Stromsteuerbefreiung eine zentrale Rolle einnimmt, würden allerdings weiterhin bestehen bleiben. Da im Bereich der Energieversorgung auf Quartiersebene auch in Zukunft sehr wahrscheinlich die Wirtschaftlichkeit bzw. beständige Rahmenbedingungen für Investitionen die treibenden Kräfte für eine Transformation darstellen, sollte die Politik für eine einfache, klar definierte Gesetzeslage mit Fokus auf der Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen sorgen. Die Stromsteuerbefreiung von EE-Anlagen bei der Eigenversorgung, die Bestandteil des aktuellen Gesetzesentwurfs ist, stellt hierbei einen ersten Schritt dar. Weitere vielversprechende Maßnahmen, wie bspw. die vollständige Befreiung von EE-Anlagen von der EEG-Umlage oder die Abschaffung der Stromsteuer zugunsten einer höheren CO<sub>2</sub>-Emissionsbesteuerung, sollten zunächst erforscht und später ggf. politisch umgesetzt werden.

Beim Bezug von Strom aus dem Netz stellen leistungsgebundene Kosten einen nicht unerheblichen Anteil an den gesamten Kosten dar. In den letzten Jahren sind diese Kosten, die sich aus der maximalen Jahreslastspitze ergeben, deutlich gestiegen. Weisen Verbraucher einen atypischen Bedarf aus, d. h. deren Jahreshöchstlast in dem vom Verteilungsnetzbetreiber festgelegten sog. Hochlastzeitfenster ist deutlich geringer als jene außerhalb dieses Fensters, so haben diese einen Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt. Jene Verbraucher entlasten das Verteilungsnetz und werden dafür mit geringeren netzgebundenen Kosten belohnt. Sofern die Erheblichkeitsschwelle zwischen den beiden Jahreshöchstlasten, die für die HS/MS-Ebene (Hoch-/Mittelspannung) bei 20 % liegt, überschritten wird, ist nur noch die niedrigere der beiden Lastspitzen, jene innerhalb des

Hochlastzeitfensters, preisgestaltend. Im Modell wird das individuelle Netzentgelt durch zwei Prozesse für den Strombezug umgesetzt. Dem Prozess *Import Gridelec Mix oPLW* (oPLW: engl. outside Peak Load Window; außerhalb des Hochlastzeitfensters) wird dabei nur der Arbeitspreis für den Strombezug zugewiesen, während beim anderen Prozess, *Import Gridelec Mix PLW*, zusätzlich noch die leistungsspezifischen Kosten hinterlegt sind. Zu jeder Jahresstunde steht immer nur einer der beiden Prozesse zur Verfügung, wobei sich diese Einteilung aus dem realen Hochlastzeitfenster des Verteilungsnetzbetreibers ergibt. Umgesetzt ist dies im Modell durch die inverse Multiplikation der Ausgangsgrößen beider Prozesse mit den Faktoren 0 bzw. 1.

Die Cheng-Cycle-Anlage ist in urbs mit drei Teilprozessen dargestellt (vgl. Abbildung 72). Der erste Teilprozess *Cheng Cycle inst* wandelt Gas in die Zwischengröße *IS CC inst* (IS CC inst: engl. Intermediate State Cheng Cycle installed) um, wobei dessen minimale Teillast 99,99 % der Volllast beträgt. Dieser Prozess läuft daher stets in Volllast und ist nicht ausschaltbar. Die Umwandlung der Zwischengröße kann nur mittels der beiden Prozesse *Cheng Cycle inst hd* (hd: engl. heat driven; wärmegeführt) und *Cheng Cycle inst ed* (ed: engl. electricity driven; stromgeführt) erfolgen. Beim stromgeführten Prozess muss hierfür zusätzlich Gas zugeführt werden. Um den Jahresnutzungsgrad von 70 % gewährleisten zu können, welcher Voraussetzung für die Befreiung von der Energiesteuer in Höhe von 5,50 €/MWh<sub>Gas,HHV</sub> darstellt, darf der stromgeführte Prozess aufgrund dessen geringer Effizienz nur eine bestimmte Anzahl an Stunden im Jahr laufen. Diese Stundenanzahl, die abhängig ist von der Rücklauf­temperatur des Fernwärmenetzes, wird über die Eingangsgröße *OT CC inst ed* (OT: engl. Operating Time; Betriebszeit) vorgegeben.

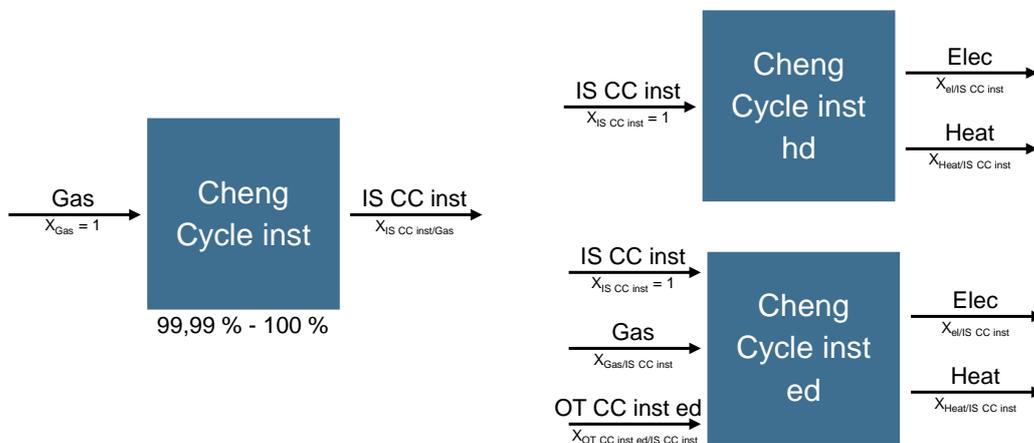


Abbildung 72: Im Modell abgebildete Teilprozesse der Cheng-Cycle-Anlage

Die in urbs hinterlegten Wirkungsgrade bzw. Verhältnisse der Ein- und Ausgangsgrößen (X) der einzelnen Prozesse beziehen sich stets auf die mit dem Faktor 1 angegebenen Eingangsgrößen. Im Modell des Campus werden für diese Verhältnisse bei den meisten Prozessen infolge veränderter Netztemperaturen angepasste Werte eingetragen, wodurch bspw. die Wirksamkeit einer Netztemperaturabsenkung untersucht werden kann.

## Strombedarfszeitreihen als Input für die Energiesystemoptimierung – Einschub

Für die spartenübergreifende Optimierung der Entwicklung des Energiesystems am Campus Garching wurden im Projektverlauf Stromverbrauchszeitreihen für den modellierten Zeitraum erstellt werden. Diese Aufgabe wurde am ENS bearbeitet und in zwei Teile aufgeteilt. Zum einen wurde eine Bedarfsprognose für den Betrachtungszeitraum bis 2040 auf Basis aktueller und historischer Daten sowie auf den Masterplänen zur Entwicklung des Campus erstellt. Die somit erhaltenen Abschätzungen für die Jahresstromverbräuche wurden dann, zum anderen, mit Hilfe einer Zeitreihenanalyse in stündlich aufgelöste Zeitreihen für die Betrachtungsjahre überführt.

### *Bedarfsentwicklung:*

Zur Abschätzung der Bedarfsentwicklung wurde eine Korrelation zwischen den Studierenden- und Beschäftigtenzahlen sowie dem Stromverbrauch am Campus Garching hergestellt. Diese Prognose ist mit Unsicherheiten bezüglich der Zahl der Personen als auch der angesetzten Energieeffizienz behaftet. Als obere Abschätzung wurde der heutige Pro-Kopf-Verbrauch mit der erwarteten Zahl von Personen am Campus fortgeschrieben. Für eine untere Abschätzung wurde eine sich linear vergrößernde Abnahme des spezifischen Stromverbrauchs pro Kopf im betrachteten Zeitraum von 0 auf 25 % verwendet. Dies spiegelt die Annahme einer kontinuierlichen Implementierung von Effizienzmaßnahmen am Campus wider. Die Mittelwerte dieser beiden Abschätzungen wurden als Standardentwicklung für den zukünftigen Stromverbrauch des Campus Garching festgelegt (siehe Abbildung 52).

### *Stündliche Zeitreihen:*

Nach der Ermittlung des jährlichen Strombedarfs wurden stündlich aufgelöste Zeitreihen erstellt. Die Basis hierfür stellt ein vereinfachtes Modell des Stromverbrauchprofils am Campus Garching dar. Dieses teilt die Zeitreihen ein in drei Komponenten:

- Grundlast
- Gaußscher Peak an jedem Wochentag
- Gaußsches Rauschen

Die Zeitreihen wurden mit Hilfe eines jupyter-Notebooks erstellt. Die Analyse der Strombedarfszeitreihen der Jahre 2016 und 2017 wurde dabei zur Ermittlung der entsprechenden Parameter herangezogen. Für das Jahr 2017 ergaben sich dabei die folgenden Parameter für die Zeitreihengeneration:

- Grundlast: 7,5 MW
- Wochentagspeak: 3,3 MW
- Amplitude des Rauschens: 0,3 MW (Standardabweichung)

Diese Werte wurden jeweils gemäß der Entwicklungsprognose des jährlichen Gesamtverbrauchs auf die anderen Jahre skaliert. Nachdem diese Verbrauchszeitreihen als Eingabe für die spartenübergreifende Optimierung verwendet werden sollen, ergibt sich eine weitere Modifikation der Zeitreihen. Im Energiesystemmodell ist die Kühlung als eigener Bedarf abgebildet, wohingegen in den

Messungen dieses Verbrauch bei Strom (im Falle von elektrischen Kühlanlagen) und Wärme (im Falle von Absorptionskälteanlagen) als Nachfrage einfließt. Daher wird der Anteil zur Deckung des Kältebedarfs aus den generierten Zeitreihen für Strom und Wärme nachträglich herausgerechnet. Basis hierfür sind die Leistungen und Effizienzen der installierten Kälteanlagen. Beispielhaft ist das Ergebnis dieses Vorgehens in Abbildung 73 gezeigt.

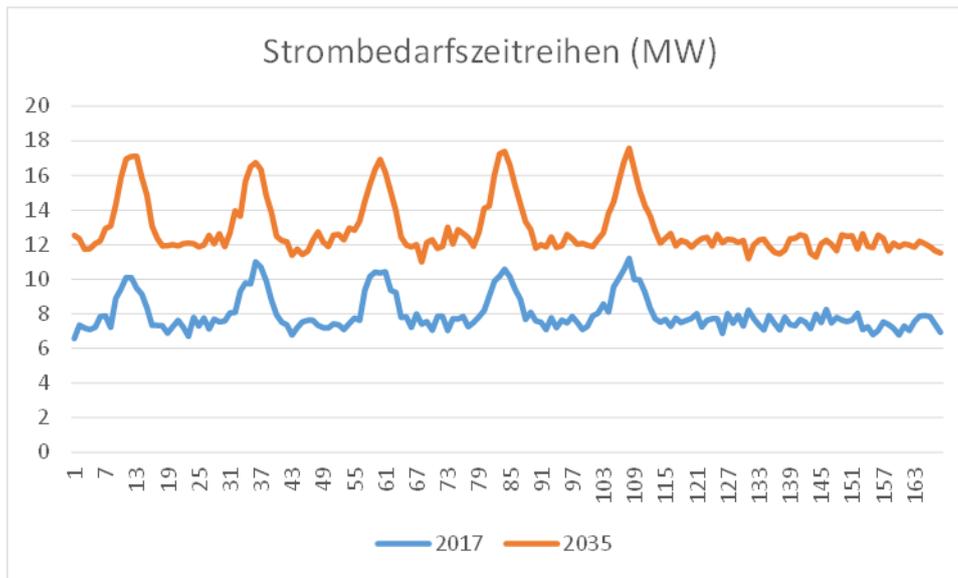


Abbildung 73: Einwöchiger Ausschnitt (April) aus automatisch generierten, stündlichen Zeitreihen für die Jahre 2017 und 2035

### Weiterführende Analysen

Für eine genauere Modellierung des zukünftigen Stromverbrauchs am Campus in Garching sowie für die Ermittlung von Einsparpotentialen ist ein besseres Verständnis der Ursachen für die gemessenen Zeitreihen essentiell. Im Falle von Strom sind für Anwendungsfälle an einem Standort wie dem Campus Garching mit diversen Nutzern solche Kurven in ihrer Allgemeinheit relativ schwierig zu ermitteln. Da ein umfassendes Energiemonitoring am Campus aktuell noch nicht stattfindet, wurde für einen Teil des Verbrauchs eine Bottom-up-Methode für ein besseres Verständnis eingesetzt. Diese Arbeit wurde im Projektverlauf nicht abgeschlossen, wird allerdings weiterhin Teil der Lehre am Lehrstuhl ENS bleiben.

Konkret wurde mit einem Lehrstuhl aus der Maschinenbaufakultät eine Kooperation gestartet, bei der Studierende den Stromverbrauch sowohl der Bürobereiche als auch im Werkstattbereich ermitteln und verstehen sollten. Der gewählte Lehrstuhl ist relativ groß und hat ein internes Projekt zum Thema Energiesparen gestartet, welches für die Bemühungen im Rahmen von CleanTechCampus ein idealer Partner war. Insbesondere der Bürobereich weist hierbei einen prototypischen Charakter auf und kann relativ gut auf den gesamten Campus extrapoliert werden. Bisher konnte hierzu ein Projektpraktikum mit drei Studierenden über den Zeitraum eines Semesters abgeschlossen werden.

Die Studierenden haben dabei Leistungsmessgeräte an den Hauptverteilerkästen installiert und ausgelesen. Hierdurch konnten Blindleistung und Wirkleistung getrennt aufgenommen werden. Zusätzlich wurden in drei repräsentativen Mitarbeiterbüros wochenweise Messgeräte in den

Steckdosen installiert. Beispielhaft sind in Abbildung 74 Messwerte von ca. vier Tagen eines Stockwerks mit Büros dargestellt.



Abbildung 74: Stromverbrauchszeitreihe eines Bürogeschosses im Maschinenbaugebäude

Eine wichtige Erkenntnis aus den hieraus gewonnenen Daten ist, dass sich das Verhalten des Gesamtstromverbrauchs in der Messreihe des Bürogeschosses widerspiegelt. Dies bestätigt die Annahme den gesamten Stromverbrauch des Campus in einen büroartigen Anteil – mit den entsprechenden Wochentagsspitzen – und einen Grundlastanteil aufzuteilen. Letzterer ergibt sich durch die experimentellen Aufbauten sowie die allgemeine Gebäudetechnik.

### **Weiterentwicklung des Optimierungsmodells (AP 1.1.3, ENS)**

#### Zielsetzung:

Erstellung eines einfach zu verwendenden, intertemporalen Optimierungstools für Mischgebiete. Dieses soll als Vorplanungswerkzeug bei der Identifikation von Effizienzpotentialen im Planungsprozess neuer, komplexer Mischgebiete und der Veränderung bestehender komplexer Mischgebiete helfen. Die Basis des Modells ist eine intertemporale Version von urbs

#### Durchführung und Ergebnisse:

Das Optimierungsmodell urbs wurde um die projektrelevanten Eigenschaften ergänzt, wie etwa die Möglichkeit einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung, einer Flächenkonkurrenz verschiedener Solartechnologien sowie der Selbstentladung von Speichern und einer verbesserten Abbildung des Teillastverhaltens von Energieerzeugungsanlagen. Zudem wurde urbs um die Möglichkeit einer intertemporalen Optimierung erweitert. Diese ermöglicht es nun eine realistische zeitliche Entwicklung eines sich über die Jahre hinweg entwickelnden, komplexen Mischgebiets in die Optimierung einzubeziehen. Desweiteren können mittlerweile die Eingangsgrößen der Prozesse optional mit einem Faktor multipliziert werden, wodurch sich bspw. individuelle Netzentgelte exakt abbilden lassen. Im Zuge der programmtechnischen Verbesserungen wurden auch einige bisher das Programm verlangsamende „Flaschenhalse“ identifiziert, deren Beseitigung zu erheblichen Gewinnen in der Geschwindigkeit führten. Aufgrund dieser Verbesserungen und dem Wunsch einer einheitlichen Programmstruktur ohne iterative Schritte,

wurde der ursprüngliche Ansatz einer Kopplung der Modelle urbs und RIVUS zugunsten eines rein auf urbs basierenden Ansatzes verworfen. Die Funktionalität leidet darunter kaum, da auch in urbs eine sinnvolle räumliche Auflösung abbildbar ist und viele Aspekte der Systemauslegung, wie etwa die verwendeten Energiewandler nicht von der räumlichen Struktur abhängen. Lediglich eine direkte Schnittstelle zu GIS-basierten Datensätzen entfällt durch diese Modifikation.

### **Veröffentlichung der Modelle und Erstellen der Nutzerdokumentation (AP 1.1.4, ENS)**

#### Zielsetzung:

Die im Rahmen des Projekts verwendeten Modelle sollen für die Allgemeinheit zugänglich und durch eine geeignete Dokumentation verwendbar gemacht werden. Dies ermöglicht es ähnlichen Projekten auf den vorliegenden Arbeiten aufzubauen und die Software im Praxisbetrieb, z. B. in Planungsbüros zu nutzen. Dazu werden eine einfach zu bedienende, grafische Nutzeroberfläche und eine ausführliche Nutzerdokumentation erstellt.

#### Durchführung und Ergebnisse

Die verwendete Software wurde als Erweiterung des Modells *urbs* konsequent als Open-Source-Tool ausgeführt. Die Software und Dokumentation wurden fertiggestellt und ein Installer kann unter

[https://github.com/tum-ens/urbs/tree/urbs\\_gui/Installer/Output](https://github.com/tum-ens/urbs/tree/urbs_gui/Installer/Output)

heruntergeladen werden. Der Installer installiert alle notwendigen Bibliotheken und erzeugt damit eine stand-alone-Version von urbs. Eine detaillierte Dokumentation der Software und der Oberfläche ist unter

<https://urbs.readthedocs.io/en/latest/>

zu finden.

Die Dateneingabe erfolgt über eine einfach zu bedienende, grafische Nutzeroberfläche. Beispielhaft sind die beiden Haupteingabefelder in den folgenden Abbildungen gezeigt. Ein einfaches Beispiel, welches wesentliche Technologieoptionen für komplexe Mischgebiete enthält, ist Teil der Installation.

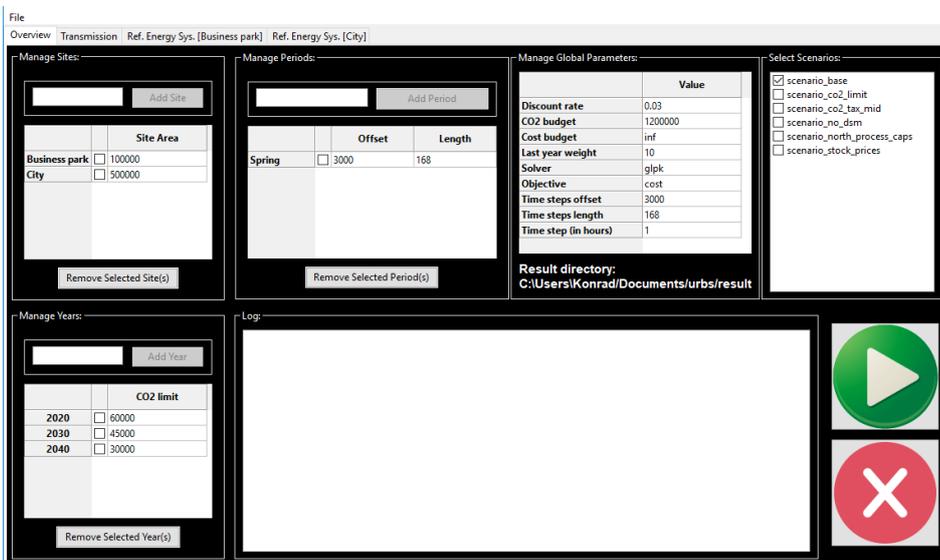


Abbildung 75: Eingabemaske für die Konfiguration allgemeiner Parameter der Energiesystemoptimierung

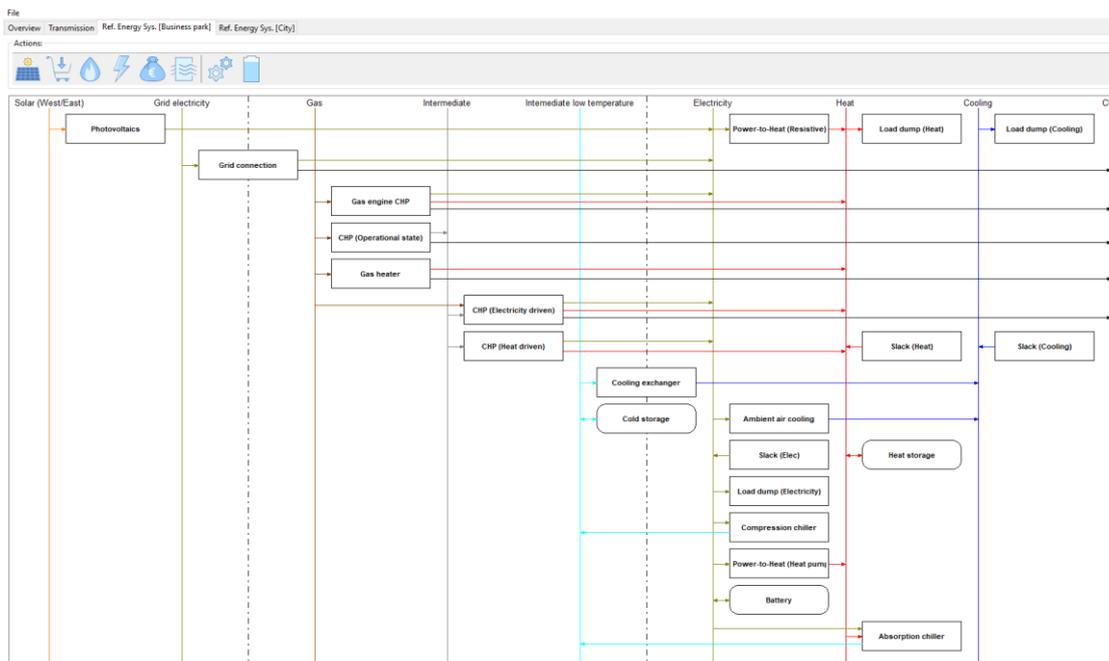


Abbildung 76: Eingabemaske für die Konfiguration der technischen und ökonomischen Parameter der Energiesystemoptimierung

### 3.4.2 Zeitliche Optimierung (AP 1.2)

#### Ermittlung von Flexibilitätsanforderungen und Marktmodelle für GHD-Gelände (AP 1.2.1, LES)

##### Zielsetzung:

Mögliche zukünftige Randbedingungen für GHD-Gelände zum Anreiz des Ausbaus von Flexibilitätsoptionen und Möglichkeiten zur Einbindung von Überschussstrom sollen analysiert werden. Daraus sollen entsprechende Anforderungen an das Versorgungssystem abgeleitet werden.

##### Durchführung und Ergebnisse:

Da die Energiespeicherkapazität von Stromnetzen vernachlässigbar ist, muss für die Aufrechterhaltung der elektrischen Energieversorgung die Erzeugung stets der Nachfrage entsprechen. Wird bspw. mehr Energie ins Netz eingespeist als benötigt wird, steigt die Netzfrequenz. Bei zu geringer Einspeisung in Netz sinkt die Netzfrequenz hingegen. Damit die technische Zielgröße des europäischen Stromnetzes, die Frequenzhaltung von 50 Hz, eingehalten werden kann, bedarf es elektrischer Energiespeicher und/oder eines flexiblen Kraftwerksparks bzw. eines anpassbaren Bedarfs (Demand Side Management: DSM). Laut (Elsner et al. 2015) liegen die bei weitem größten zukünftigen Potentiale von DSM im Haushaltsektor, hier insbesondere im Bereich der Elektromobilität und PV-Speichersystemen. Verglichen hiermit ist das DSM-Potential im GHD-Sektor vernachlässigbar klein (siehe Tabelle 23), da es sich im Wesentlichen auf Kälteanlagen, mechanische Energieverbraucher sowie elektrische Raumheizung beschränkt.

Tabelle 23: Steuerbare Leistungspotenziale der Sektoren Haushalt, GHD und Industrie für 2050 (Elsner et al. 2015)

	Steuerbare Leistung, verschiebbare Energie <sup>44</sup>	Investition	Laufende Kosten
Haushalt (Haushaltsgeräte, Elektromobilität, PV-Speicher)	+65 GW/-65 GW 130 GWh	50 €/Haushalt	30 €/Haushalt und Jahr (entspricht 15 €/kW und Jahr)
Gewerbe-Handel-Dienstleistungen	+0,7 GW/-1,9 GW 0,7 GWh	25 €/kW	10 €/kW und Jahr
Industrie	+0,3 GW/-3,4 GW 6,8 GWh	In laufenden Kosten enthalten	30 €/kW und Jahr

Daher sollten zukünftige Anreize für die Flexibilisierung des Energiebedarfs vor allem im Haushaltbereich geschaffen werden. Im GHD-Sektor wird DSM in Zukunft keine bzw. nur eine sehr untergeordnete Bedeutung zukommen, weshalb Auswirkungen möglicher Anreizmodelle im Projekt nicht explizit untersucht werden.

Die Anpassung der Erzeugerseite an den Bedarf wird durch Regelleistung gewährleistet, wobei hier zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden wird. Primärregelenergie wird sofort nach Auftreten einer Frequenzabweichung von 50 Hz vollautomatisch und dezentral eingesetzt. Im Zeitrahmen von 30 bis 120 s wird die Primärregelleistung von der Sekundärregelleistung abgelöst, wobei diese zentral vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eingesetzt wird. Der Einsatz

der Tertiärregelleistung erfolgt nach einer anhaltenden Störung manuell durch den ÜNB. Da das Bereitstellen von Regelleistung die Einsatzplanung für Kraftwerksbetreiber einschränkt, wird das Vorhalten der Regelleistung vergütet. Hierfür werden vom ÜNB regelmäßig Ausschreibungen durchgeführt, bei denen die Anbieter mit dem geringsten Leistungspreisen den Zuschlag erhalten. Von diesen Anbietern werden bei Regelleistungsbedarf der Reihe nach die mit den niedrigsten, individuell vor der Ausschreibung festgelegten Arbeitspreisen ausgewählt. (Graeber 2014)

Durch den stark gestiegenen Anteil der volatilen Erneuerbaren Energien (EE) an der elektrischen Energieerzeugung in Deutschland würde ein verstärkter Stromhandel auf Day-Ahead- und Intra-Day-Märkten die Flexibilitätsnotwendigkeit am Regelleistungsmarkt reduzieren. Infolge einer Verschiebung des Handels in Richtung des Lieferzeitpunkts würde die Qualität der Wettervorhersagen von Erneuerbaren Energieerzeugungsquellen zunehmen, so dass die Integration von EE erleichtert würde. (Zöphel und Müller 2016)

Um kleineren Anlagenbetreibern den Zugang zum Regelleistungsmarkt zu erleichtern, wurde im Juni 2011 die Mindestangebotsgröße für PRL und SRL von 5 MW auf 1 MW und im Juli 2012 die für MRL von 15 MW auf 5 MW reduziert. Zudem ist mittlerweile das sog. Anlagenpooling zur Bereitstellung von Regelleistung erlaubt. Allerdings weist das aktuelle Strommarktmodell für diverse Flexibilitätsoptionen noch zahlreiche Hemmnisse auf. In Tabelle 24 sind die minimalen Vorlaufzeiten, Produktlaufzeiten sowie Bereitstellungsdauern für die Strommarktprodukte der Marktbereiche Day-Ahead (DA), Intra-Day (ID), Primär- (PRG), Sekundär- (SKL) und Tertiärregelleistung bzw. Minutenreserveleistung (MRL) aufgeführt. Als Marktbarrieren zu nennen sind u. a. die Stundenprodukte des Day-Ahead-Markts, welche eine bessere Anpassung an eine innerstündliche Laständerung verhindern. Abhilfe geschaffen werden könnte hier durch eine Verkürzung der Produktgrößen auf 15 min. Die geringe Ausschreibungshäufigkeit der PRL und SKL führt ebenso wie die langen Vorhaltdauern und Vorlaufzeiten der PRL, SRL und MRL zu erhöhten Opportunitätskosten. (Zöphel und Müller 2016)

Tabelle 24: Ausschreibungszeitraum, Vorhaltdauer und Bereitstellungsdauer für die Produkte verschiedener Stromhandelsbereiche nach (Zöphel und Müller 2016)

[Stunden]	DA	ID	PRL	SRL	MRL
Min. Vorlaufzeit/ Ausschreibungszeitraum	12	0,50	168	168	24
Produktlaufzeit/ Vorhaltdauer	1	0,25	168	12	4
Erbringungsdauer/ Bereitstellungsdauer	1	0,25	0,25	0,25	0,25

Da es sich bei urbs um ein lineares Optimierungsmodell handelt, d. h. binäre Variablen nicht verwendet werden können, ist eine exakte Abbildung von möglichen zukünftigen Strommarktmodellen bzw. die Ableitung von Anforderungen an das Versorgungssystem nicht möglich. Vielmehr wurden im Rahmen des Projekts Auswirkungen von aktuellen Gesetzesänderungen bzw. von unterschiedlichen

Interpretationen nicht eindeutig definierter Gesetzesabschnitte untersucht. Hierfür wurde aufgrund der besseren Übertragbarkeit der Ergebnisse ein gegenüber dem realen Energiesystem des Campus Garching vereinfachtes Energiesystem im Modell abgebildet.

Im Referenzfall kann der für das Jahr 2020 prognostizierte Strom-, Wärme- und Kältebedarf nur mittels der am Campus installierten Gaskessel, externem Strombezug und den installierten Kältemaschinen gedeckt werden. Für alle weiteren betrachteten Fälle stehen zahlreiche Energiewandlungsprozesse für die kostengetriebene Optimierung zur Verfügung, wobei sich die Fälle lediglich durch einzelne Gesetzesänderungen unterscheiden. Der Fall *EEG\_neu* stellt die nach heutigem Stand ab Mitte des Jahres 2019 geltende Gesetzeslage mit der von den Volllaststunden abhängigen Höhe der EEG-Umlage und der für fossile KWK-Anlagen anfallenden Stromsteuer dar (vgl. AP 1.1.2). Hiervon unterscheiden sich die Fälle *k\_SSt* bzw. *CO2* nur durch das Entfallen der Stromsteuer auch für fossile KWK-Anlagen bzw. um 24,56 € höhere CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikatspreise. Diese Mehrkosten für die Zertifikate würden sich ergeben, wenn die kompletten nationalen Stromsteuereinnahmen auf den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis der gesamten durch die deutsche Energiewirtschaft verursachten Treibhausgasemissionsmasse übertragen würden. Hierbei wurden jährliche Stromsteuereinnahmen von 6,85 Mrd. €<sub>netto</sub>, dem Durchschnittswert von 2011 bis 2017 (Statistisches Bundesamt 2019), veranschlagt und auf CO<sub>2</sub>-Emissionen von 333 Mio. t (Umweltbundesamt 2018), der Treibhausgasemissionsmasse von 2016, umgerechnet. Auf diese Weise würde die im Jahr 1999 eingeführte und als „Ökosteuern“ bezeichnete Stromsteuer nicht mehr nur wie bisher den Strompreis erhöhen, sondern gleichzeitig CO<sub>2</sub>-freie bzw. -arme Strombereitstellungstechnologien steuerlich bevorzugen. Die ab Mitte des Jahres 2019 sehr wahrscheinlich geltende Stromsteuerbefreiung von EE-Eigenversorgungsanlagen stellt einen ersten Schritt dar die Stromsteuer an den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu koppeln. Abbildung 77 zeigt für verschiedene Gesetzeslagen und zwei unterschiedliche Netztemperaturen (Vorlauf/Rücklauf) von 125 °C/80 °C (linke Diagrammhälften) bzw. 100 °C/60 °C (rechte Diagrammhälften) die jährlichen Kosteneinsparungen und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum jeweiligen Referenzfall.

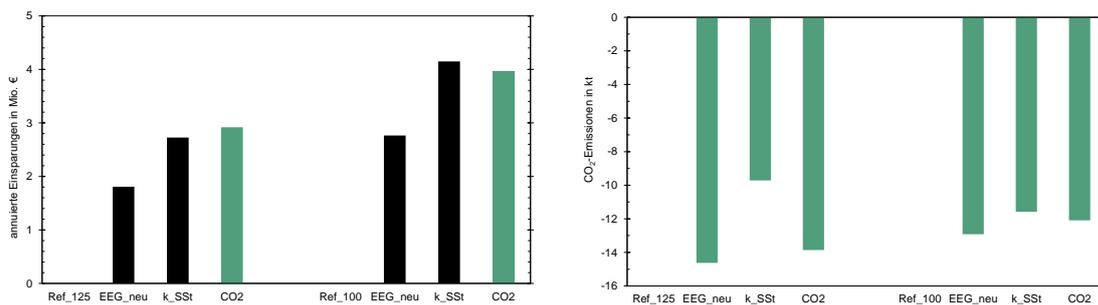


Abbildung 77: Jährliche Kosteneinsparungen (links) und CO<sub>2</sub>-Emissionen (rechts) des betrachteten Energiesystems gegenüber dem Referenzfall für verschiedene energiepolitische Gesetzeslagen

Durch einen Ausbau der Eigenerzeugung für das betrachtete Energiesystem nach rein ökonomischen Kriterien könnten sowohl die Kosten als auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich gesenkt werden. Gut zu erkennen ist auch, dass die Fragestellung, ob für mehrere fossile KWK-Anlagen an einem Standort die

Stromsteuer anfällt, erhebliche finanzielle Auswirkungen hat (*EEG-neu/k\_SSt*). Derartige finanzielle Unsicherheiten stellen unnötige Hürden für Investitionen in KWK-Anlagen dar, insbesondere für Unternehmen, die bei Investitionen außerhalb ihres Kerngeschäfts nicht selten mit sehr kurzen Amortisationszeiträumen kalkulieren. Würde die Stromsteuer national komplett abgeschafft und stattdessen der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis erhöht (*EEG\_neu/CO2*), würden davon das betrachtete Energiesystem mit einem hohen Anteil an Eigenversorgungsanlagen finanziell profitieren. Dessen CO<sub>2</sub>-Emissionen würden sich im Vergleich zum Fall *EEG\_neu* sogar etwas erhöhen, aber national gesehen würde der CO<sub>2</sub>-Ausstoß erheblich zurückgehen.

Welche Auswirkungen die verschiedenen Gesetzeslagen auf den Kraftwerkspark haben, kann Abbildung 78 – beispielhaft für die Bereitstellung der Wärme – entnommen werden. Während für die Fälle *EEG\_neu* und *CO2* bei der Netzvorlauftemperatur von 125 °C ein erheblicher Anteil des Wärmebedarfs durch Biomasse gedeckt wird, spielt Biomasse bei allen anderen gesetzlichen Rahmenbedingungen keine bzw. nur eine untergeordnete Rolle.

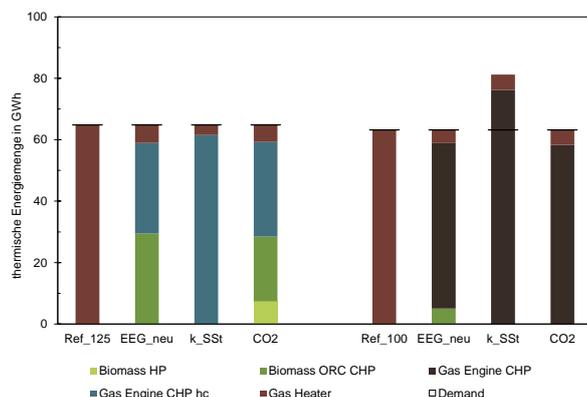


Abbildung 78: Wärmebereitstellung des sektorenübergreifend ermittelten ökonomischsten Energieversorgungssystems für verschiedene Gesetzeslagen

Fällt für fossile KWK-Anlagen keine Stromsteuer an und beträgt die Vorlauftemperatur 100 °C, liegt die jährliche Wärmebereitstellung deutlich über dem Bedarf an Wärme. Der Grund hierfür ist die Bereitstellung von Kälte mittels wärmegetriebener Kältemaschinen (AKMs). Für alle anderen Fälle stellt die Kälteversorgung durch Kompressionskältemaschinen die wirtschaftlichste Variante dar.

### **Betriebs- und Designoptimierung für verschiedene Entwicklungs- und Versorgungsszenarien (AP 1.2.2. LES)**

#### Zielsetzung:

Optimale Anlagen- und Speichergrößen für unterschiedliche Bedarfsprognosen (AP 2.1) sollen hinsichtlich energetischer, ökonomischer und ökologischer Kennwerte (AP 2–4) ermittelt werden. Zudem soll der Einsatz der Versorgungsanlagen mit Fokus auf das Potential einer Lastverschiebung durch den Einsatz von Speichern bzw. Gebäuden als aktive Komponente optimiert werden.

Durchführung und Ergebnisse:

Bei den durchgeführten Energiesystemoptimierungen gilt es zu unterscheiden zwischen dem Einknoten- und Mehrknotenmodell. Beim Einknotenmodell fokussieren sich die Bedarfe für Strom, Wärme und Kälte ebenso wie die Energieumwandlungsprozesse für den gesamten Campus auf einen Knoten, wodurch eine Betrachtung der Energienetze nicht möglich ist. Das Mehrknotenmodell hingegen erlaubt eine räumliche Trennung. Im Folgenden wird zunächst nur auf die Optimierungen mit Hilfe des Einknotenmodells eingegangen.

**Jahresoptimierungen**

Zur Vergleichbarkeit der Simulationsergebnisse mit den tatsächlichen Kosten für die Energieversorgung am Campus wird bei den Jahresoptimierungen als Referenzsystem das Energieversorgungssystem des Campus im Jahr 2016 festgelegt. Abbildung 79 stellt die verschiedenen Energiewandlungsprozesse des Campus im Jahr 2016 dar, mit denen die Bedarfe von Strom, Wärme und Kälte gedeckt werden. Derzeit auf dem Campus installiert sind zwei Gaskessel mit einer thermischen Gesamtleistung von 36,6 MW, eine Cheng-Cycle-KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung zwischen 3,9 und 5,9 MW (7,4 – 0,6 MW<sub>th</sub>), PV-Anlagen unter 100 kW<sub>Peak</sub>, drei Absorptionskälteanlagen mit insgesamt 3,4 MW Kälteleistung sowie zahlreiche Kompressionskälteanlagen mit einer Gesamtkälteleistung von knapp über 10 MW. Energiesystemoptimierungen, bei denen der Zeitraum von 2017 bis 2040 betrachtet wird, werden im Zuge der intertemporalen Optimierung durchgeführt.

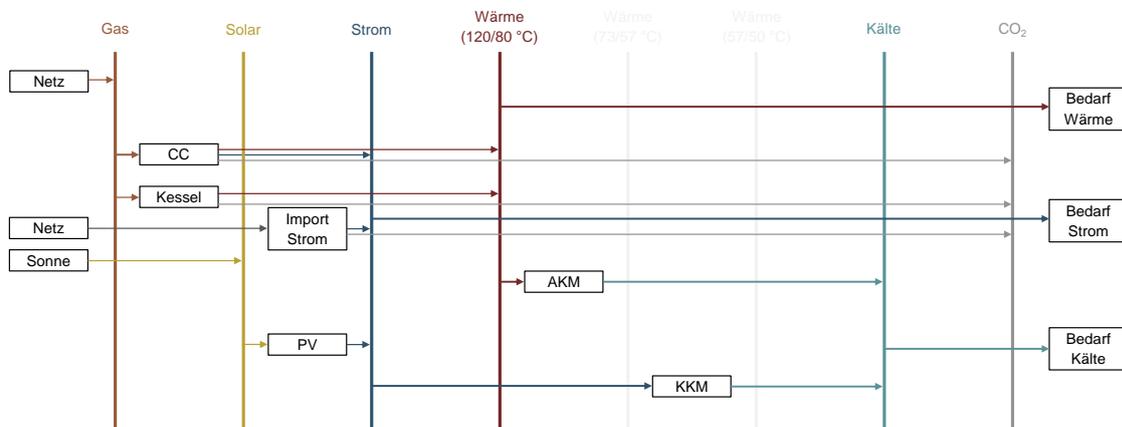


Abbildung 79: Energieversorgungssystem des Campus Garching von 2016 (CC: Cheng Cycle, PV: Photovoltaik, AKM: Absorptionskältemaschinen, KKM: Kompressionskältemaschinen)

Die Zielfunktion des Optimierungsmodells urbs stellt eine Minimierung der Gesamtkosten dar, wobei Randbedingungen, wie bspw. die Deckung aller Bedarfe zu jedem Zeitpunkt, vorgegeben sind bzw. festgelegt werden können. Im Folgenden werden die Auswirkungen unterschiedlich strikter CO<sub>2</sub>-Vorgaben auf das ökonomischste Energieversorgungssystem des Campus erläutert. Hierbei stehen die in Abbildung 80 veranschaulichten Energiewandlungsprozesse zur Auswahl.

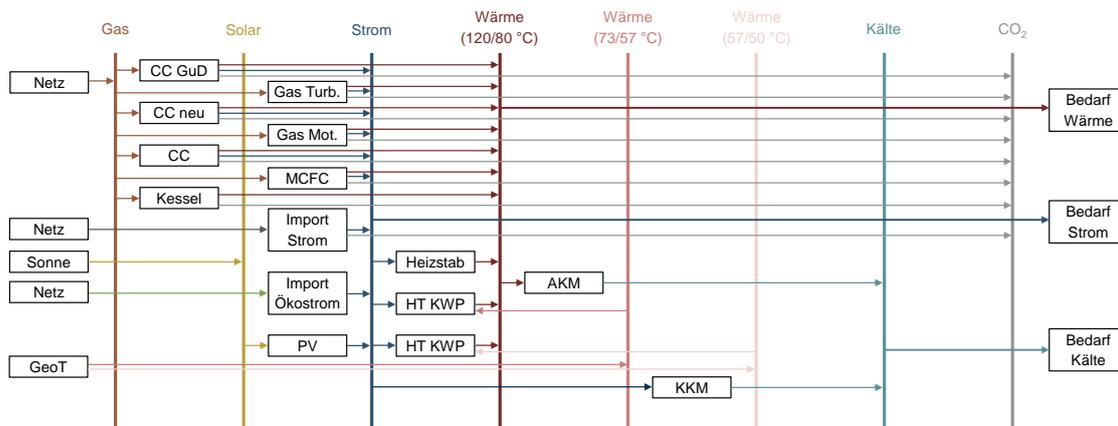


Abbildung 80: Betrachtete Energiewandlungsprozesse bei der Optimierung des Energiesystems 2016 mit Hilfe des Einknotenmodells

Neben den bereits am Campus installierten Anlagen wurden Gasmotoren-KWK-Anlagen, Molten-Carbonate-Brennstoffzellen-KWK-Anlagen, Gasturbinen, ein Update des installierten Cheng Cycles mit einer Gegendruckdampfturbine (CC GuD), eine neue Cheng-Cycle-Anlage (CC neu), der Import von Ökostrom, Heizstäbe, verschiedene Hochtemperaturwärmepumpen, der Bezug von hydrothermaler tiefeingeothermischer Wärme sowie neue KKM und AKM betrachtet.

Bezüglich des bilanzierten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes gilt für alle im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Optimierungen, dass zum einen die direkten bei der Stromerzeugung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen des bezogenen Stroms und zum anderen die direkten vor Ort bei der Verbrennung von Erdgas freiwerdenden CO<sub>2</sub>-Emissionen bilanziert werden. Weitere emittierte Treibhausgase, bspw. Methan infolge des Schlupfs bei den Anlagen vor Ort bzw. dem Transport zum Campus, werden ebenso wenig berücksichtigt wie jene, die beim Bau, der Wartung und der Entsorgung von Energieversorgungsanlagen anfallen.

Abbildung 81 zeigt die Kostenentwicklung sowie die Anlagenzusammensetzung für die Bereitstellung der elektrischen Energiemenge in Abhängigkeit der erlaubten CO<sub>2</sub>-Limits. Verglichen mit dem Referenzsystem könnten bis zu einer Reduktion von 40 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen sowohl der CO<sub>2</sub>-Ausstoß als auch die jährlichen Energieversorgungskosten gesenkt werden. Hierbei ist allerdings zu erwähnen, dass diese Simulationen bereits durchgeführt wurden als die EEG-Umlage bei Eigenverbrauch für hocheffiziente KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % noch unabhängig von der Anlagengröße und Jahresvolllaststunden bei 40 % der Umlage lag. Die Einigung der Bundesregierung mit der EU, welche einen zu starken Wettbewerbsvorteil bei Anlagen zwischen 2 und 10 MW<sub>el</sub> beanstandet hat, war zum Zeitpunkt dieser Energiesystemanalysen noch nicht bekannt.

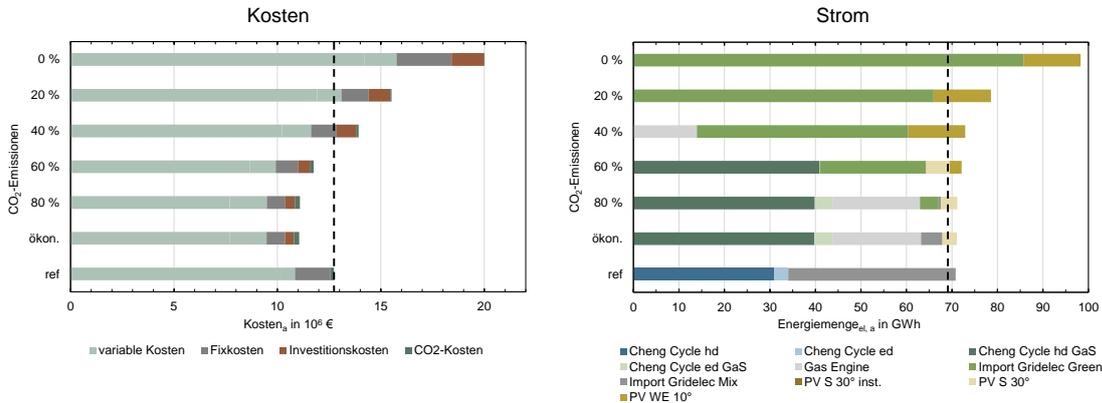


Abbildung 81: Kosten und Bereitstellung der elektrischen Energiemenge in Abhängigkeit der erlaubten CO<sub>2</sub>-Grenzwerte (hd: heat driven, ed: electricity driven, GaS: Gas and Steam)

Was die Stromproduktion anbelangt, wird im ökonomischsten Fall, d. h. ohne die Vorgaben eines CO<sub>2</sub>-Limits, elektrische Energie durch die Cheng-Cycle-GuD-Anlage, Gasmotoren-KWK-Anlagen sowie PV mit Südausrichtung und einem Anstellwinkel von 30 ° erzeugt. Der Strombezug aus dem Netz wird hierbei verglichen mit dem Referenzsystem deutlich reduziert (bei 15 % CO<sub>2</sub>-Reduktion). Erst ab einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 60 % stößt die Cheng-Cycle-GuD-Anlage zu viel CO<sub>2</sub> aus, sodass diese nicht mehr berücksichtigt wird. Die optimale Ausrichtung der PV-Module von Süd 30° ändert sich ab 40 % CO<sub>2</sub>-Einsparung auf Ost-West 10 °. Die Gründe hierfür liegen zum einen in der begrenzten für die PV zu Verfügung stehenden Dachfläche von ca. 100.000 m<sup>2</sup> – bei späteren Optimierungen wurde mit niedrigeren Werten gerechnet – und zum anderen bei der höheren Moduldicke der Ost-West-Module aufgrund geringerer Verschattung. Bei sehr strikten CO<sub>2</sub>-Vorgaben von 20 % oder weniger wird größtenteils Ökostrom bezogen. Dass der Stromverbrauch in allen CO<sub>2</sub>-Szenarien größer ist als der Bedarf (gestrichelte Linie), liegt in der sektorgekoppelten Betrachtung begründet. Denn zur Erzeugung von Kälte mittels KKM wird ebenso Strom benötigt wie für die Bereitstellung von Wärme mittels Kompressionswärmepumpen oder Heizstäben (vgl. Abbildung 82).

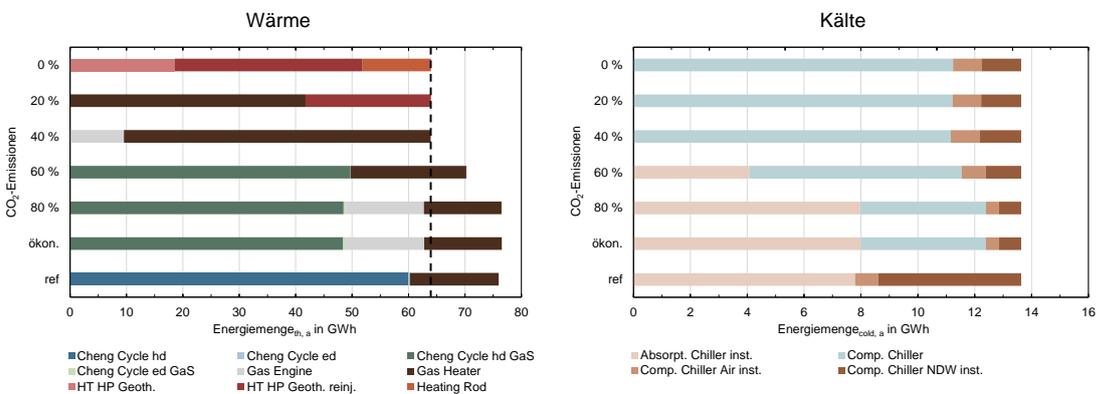


Abbildung 82: Bereitstellung von Wärme (links) und Kälte (rechts) in Abhängigkeit der erlaubten CO<sub>2</sub>-Grenzwerte (HT HP: High Temperature Heat Pump, Geoth: Geothermal heat, reinj.: reinjected, NDW: Non Drinking Water)

Beim rein wirtschaftlich optimierten Energiesystem erfolgt die Bereitstellung der Wärme durch das Cheng-Cycle-Update, Gasmotoren-KWK-Anlagen sowie die installierten Gaskessel. Letztere werden bis zu einer CO<sub>2</sub>-Reduktion von 80 % eingesetzt, da bis auf die teure Produktion von Wärme mittels Hochtemperaturwärmepumpen oder Heizstäben keine CO<sub>2</sub>-freie Wärmeerzeugungsanlage betrachtet wurde. Die Sektorkopplung ist auch in Abbildung 82 gut zu erkennen. Für den Referenzfall sowie CO<sub>2</sub>-Szenarien bis 60 % wird zusätzlich zum Bedarf Wärme für den Antrieb der AKM bereitgestellt. Bei strengeren CO<sub>2</sub>-Vorgaben erfolgt die Kältebereitstellung aufgrund der fehlenden CO<sub>2</sub>-freien Wärmeerzeugungsanlagen ausschließlich über elektrisch angetriebene Kältemaschinen.

Neben der Abhängigkeit des wirtschaftlichsten Energiesystems in Abhängigkeit von der Höhe der erlaubten CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden mit Hilfe von Jahresoptimierungen weitere Szenarien untersucht, wie bspw. die Auswirkungen einer Netztemperaturabsenkung des Stammnetzes und unterschiedlich ambitionierter PV-Ausbauszenarien.

### Intertemporale Energiesystemoptimierungen für den Campus Garching

Beim intertemporalen Optimierungsansatz werden einzelne aufeinanderfolgende Betrachtungszeitintervalle – bspw. einzelne Jahre – nicht mehr separat betrachtet, vielmehr ermöglicht diese Methodik das optimale System für den gesamten Betrachtungszeitraum – bspw. für mehrere Jahrzehnte – zu ermitteln. In Abbildung 83 ist für ein fiktives Beispiel der Mehrwert einer intertemporalen Optimierung dargestellt. Während bei separaten Optimierungen auf Grund sich verändernder Randbedingungen sehr unterschiedliche, inkonsistente Ergebnisse möglich sind, liefert die intertemporale Optimierung infolge des ganzheitlichen Ansatzes zeitlich zusammenhängende Ergebnisse.

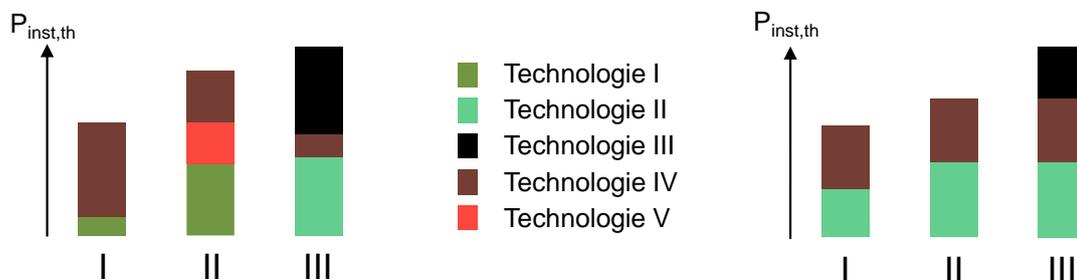


Abbildung 83: Qualitativer Vergleich von fiktiven Optimierungsergebnissen einzelner Zeitintervallbetrachtungen (links) und der intertemporalen Methodik (rechts) für einen drei Zeitintervalle umfassenden Gesamtbetrachtungszeitraum

Sollte für einen längeren Betrachtungszeitraum kein intertemporales Optimierungswerkzeug zur Verfügung stehen, können als Alternative hierzu separate Optimierungen durchgeführt werden, bei denen die Ergebnisse des vorherigen Simulationsschrittes die Eingangsgrößen für die nachfolgende Simulation liefern. Hierbei steigt allerdings der manuelle Bearbeitungsaufwand erheblich, da es neben den Anlagenleistungen der vorangegangenen Optimierungen zusätzlich die Lebensdauern der zu unterschiedlichen Zeitpunkten installierten Technologien zu berücksichtigen gilt. Zudem werden bei diesem vereinfachten Ansatz die ersten Zeitintervalle stärker gewichtet, da diese die Ausgangsbasis für folgende Optimierungen darstellen. Vorteilhaft wirken sich hingegen bei den separaten Schritten die kürzeren Rechenzeiten sowie die geringere erforderliche Rechenleistung aus.

Im Projektverlauf hat sich herausgestellt, dass die intertemporale Optimierung insbesondere im Hinblick auf die Entwicklung der Roadmap die aussagekräftigsten Optimierungsergebnisse liefert. Nachfolgend dargestellte Optimierungsergebnisse basieren daher stets auf intertemporalen Analysen. Bei diesen Optimierungen wird nicht jedes einzelne Jahr des gesamten Betrachtungszeitraums 2017 bis 2044 optimiert, sondern lediglich einzelne Stützjahre, die entsprechend der Jahre bis zum nächsten Stützjahr gewichtet werden. Gewählt wurden hierbei die Stützjahre 2017, 2020, 2025, 2030, 2035 und 2040, wodurch sich Gewichtungsfaktoren von drei bzw. fünf ergeben. Der Faktor von fünf wurde ebenso für das letzte Stützjahr 2040 festgelegt, da ansonsten die vorgegebenen Randbedingungen ein Energiesystem begünstigen würden, bei dem die Laufzeiten eines Großteils der installierten Energieversorgungsanlagen zeitnah enden würden.

### Betrachtete Szenarienpfade

Um Optimierungsergebnisse verschiedener Szenarien besser einordnen zu können, werden als Bezugspunkte mehrere Referenzszenarien festgelegt. Abbildung 84 zeigt diese Szenarien – insgesamt sechs – mit den jeweils getroffenen Annahmen.

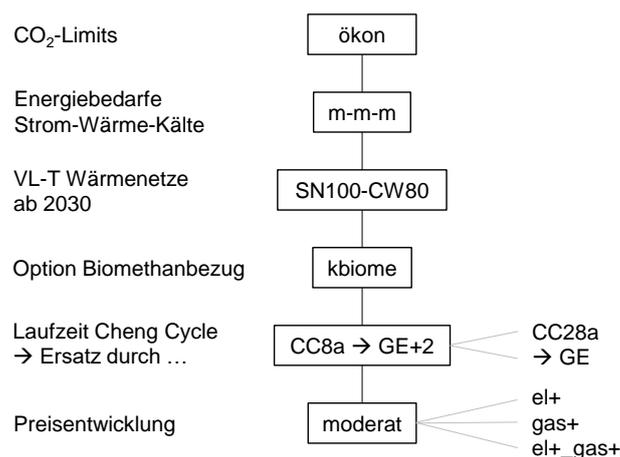


Abbildung 84: Angenommene Randbedingungen für verschiedene Referenzszenarien

Die in Abbildung 84 eingerahmten Randbedingungen stellen hierbei den Standard für den jeweiligen Parameter dar, die anderen Angaben sind einzelne Abweichungen weiterer Referenzszenarien. Für das Standardreferenzszenario *Ref\_CC-GE+2* werden folgende Bedingungen vorgegeben:

- Zielfunktion: Minimierung der Gesamtkosten über den gesamten Betrachtungszeitraum (ökön)
- Wahrscheinlichste (mittlere) Bedarfe für Strom, Wärme und Kälte (m-m-m)
- Netztemperaturabsenkung fürs Stammwärmenetz von 125/80 °C (VL/RL) auf 100/60 °C im Jahr 2030 sowie konstante Netztemperaturen fürs Campus-West-Wärmenetz von 80/40 °C (SN100-CW80)
- Keine Möglichkeit Biomethan zu beziehen (kbiome)
- Restlaufzeit der Cheng-Cycle-Anlage ab 2017 von acht Jahren; Ersatz dieser Anlage 2025 durch Gasmotoren-KWK-Anlagen (Modulgröße von 2 MW<sub>el</sub>) mit einer elektrischen

Gesamtleistung, die die elektrische Leistung der Cheng-Cycle-Anlage um 2 MW übersteigt (CC8a-GE+2)

- Moderater Anstieg der Bezugskosten von Gas, Strom und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten nach (Buttler 2018)
- Kein Zubau neuer Energieversorgungsanlagen mit Ausnahmen der Gasmotoren-KWK-Anlagen als Ersatz der Cheng-Cycle-Anlage sowie notwendiger Kältemaschinen (nur Kompressionsanlagen) zur Deckung des Kältebedarfs infolge des Laufzeitendes von Bestandsanlagen bzw. eines Kältebedarfsanstiegs

Abweichend von den Standardreferenzrandbedingungen werden für die anderen Referenzszenarien einzelne Vorgaben verändert. Diese Abänderungen sind in Tabelle 25 aufgeführt.

Tabelle 25: Vom Standardreferenzszenario abweichende Randbedingungen für verschiedene Referenzszenarien

Szenario	Abweichungen vom Standardreferenzszenario <i>Ref_CC-GE+2</i>
<i>Ref_CC28a</i>	Restlaufzeit der Cheng-Cycle-Anlage bis 2044; kein Zubau an Gasmotoren-KWK-Anlagen
<i>Ref_CC-GE</i>	Ersatz der Cheng-Cycle-Anlage in 2025 durch Gasmotoren-KWK-Anlagen mit identischer elektrischer Gesamtleistung
<i>Ref_CC-GE+2_el+</i>	Erhöhung der Standardstrombezugskosten (Arbeitspreis, EEG-Umlage und Stromsteuer) um 0 % in 2017 und 50 % in 2040; Prozentsatz der Kostenzunahme für Stützjahre zwischen 2017 und 2040 linear interpoliert
<i>Ref_CC-GE+2_gas+</i>	Erhöhung der Standarderdgasbezugskosten (Arbeitspreis und Energiesteuer) analog zu <i>Ref_CC-GE+2_el+</i>

Neben der rein ökonomischen Optimierung werden überwiegend Szenarien betrachtet, bei denen unter Vorgabe von CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten für die Stützjahre das kostengünstigste System ermittelt wird. Sind Szenarien mit CO<sub>2</sub> bezeichnet, liegen Limits für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß vor, die den Reduktionszielen der Bundesregierung für 2020, 2030 und 2040 gegenüber 1990 entsprechen. Den Stützjahren 2025 und 2035 sind linear interpolierte Reduktionswerte hinterlegt. Für die Übertragung dieser Reduktionsziele auf das Energiesystem des Campus Garching muss zunächst der aktuelle Ausstoß an CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgrund des Strombezugs und der Verbrennung von Erdgas in Relation zum Jahr 1990 gesetzt werden. Nachdem sich für den Campus Garching die Studierendenzahlen seit 1990 verachtfacht haben, die Beschäftigtenzahl bzw. die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesystems um 155 % bzw. 80 % stiegen und keine Daten bzgl. der Nettogrundfläche (NGF) von 1990 vorliegen, ist die Festlegung des aktuellen Stands bzgl. der CO<sub>2</sub>-Reduktion nicht problemlos möglich. Die beste Lösung hierfür stellt vermeintlich der Vergleich der tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesystems von 2017 mit dem theoretischen Wert dar, der sich mit den Energieversorgungsanlagen von 1990 bei heutigen Bedarfen ergeben würde. Auf diese Weise ergibt sich für die CO<sub>2</sub>-Reduktion von 1990 bis 2017 ein relativer Wert von 34,33 %. Ausgehend von diesem Wert werden für CO<sub>2</sub>abs-Szenarien ab

dem Jahr 2020 (Szenarienbezeichnung CO<sub>2</sub>...20) bzw. 2025 (Standard) absolute CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionswerte gesetzt. Hierbei werden der prognostizierte Flächenzuwachs und zukünftig steigende Beschäftigungs- bzw. Studierendenzahlen nicht berücksichtigt. Bei den flächenspezifischen CO<sub>2</sub>-Reduktionswerten der CO<sub>2</sub>f<sub>ls</sub>-Szenarien wird hingegen der Anstieg der Nettogrundfläche – prognostizierte Zunahme von 2017 bis 2040 um 80 % – einbezogen. CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenarien mit Faktoren in der Bezeichnung, wie bspw. 0,85CO<sub>2</sub>f<sub>ls</sub>, liegen mit diesen Faktoren multiplizierte CO<sub>2</sub>-Limits zu Grunde. Abbildung 85 veranschaulicht für verschiedene Szenarienpfade die hierbei angenommenen Randbedingungen. Die unterschiedlichen Farben geben die Zugehörigkeit zu den Szenarienkategorien *ökonomisch* ohne Vorgabe von CO<sub>2</sub>-Limits (Blau), *absolute CO<sub>2</sub>-Grenzwerte* (Grün), *flächenspezifische CO<sub>2</sub>-Grenzwerte* (Rot), *CO<sub>2</sub>-Grenzwerte zwischen absoluten und flächenspezifischen* (Orange) sowie Szenarien mit Berücksichtigung eines Wartungsintervalls für die Cheng-Cycle-Anlage (CCW; braun gestrichelt) an. Eingerahmte Bedingungen stellen – analog zu den Referenzszenarien – den Standard dar.

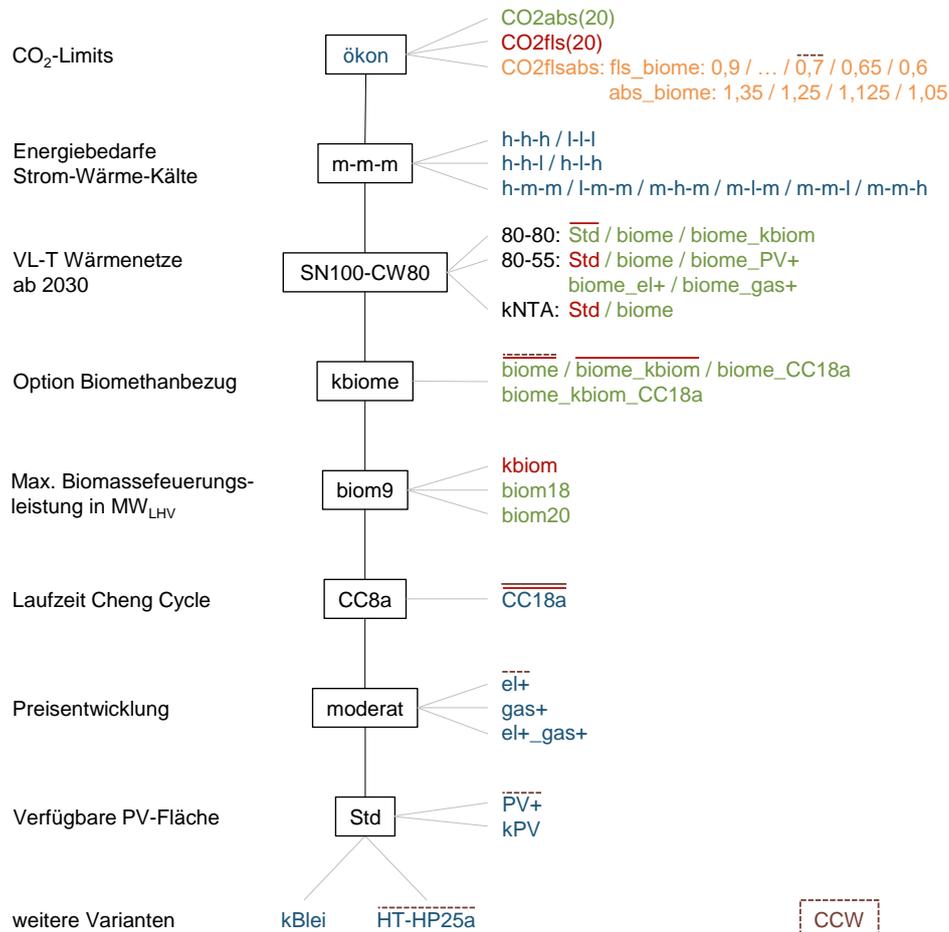


Abbildung 85: Angenommene Randbedingungen für unterschiedliche Szenarienpfade

In Ergänzung zu den bereits bei den Referenzszenarien erläuterten Randbedingungen, die sich je nach Szenario unterscheiden können, kommen noch die beiden Kategorien der maximalen

Biomassefeuerungsleistung sowie der für PV zur Verfügung stehenden Fläche hinzu. Standardmäßig werden hierfür 9 MW<sub>LHV</sub> Hackschnitzel (*biom9*) bzw. ein Viertel der unverschatteten Dachfläche von Bestandsgebäuden und 50 % der Dachfläche von Neubauten angenommen. Tabelle 26 können vom Standard abweichende Szenarienbedingungen – nur diese finden sich in den Szenarienbezeichnungen wider – entnommen werden. Für alle hierin nicht aufgeführten Szenarien können deren zu Grunde liegenden Annahmen aus der Szenariobenennung analog abgeleitet werden.

Tabelle 26: Von den Standardbedingungen abweichende Annahmen für ausgewählte Szenarien

Szenario	Abweichungen von Standardbedingungen
<i>0,75CO2fls_biome</i>	Mit dem Faktor 0,75 multiplizierte flächenspezifische CO <sub>2</sub> -Emissionsgrenzwerte ab dem Stützjahr 2025 optionaler Biomethanbezug (konstanter Preis von 2020 bis 2040)
<i>h-h-h</i>	Hohe ( <i>h</i> ) Bedarfe an Strom-Wärme-Kälte: um 0 % - 0 % - 20 % erhöhte Bedarfe für 2017 und um 30 % - 30 % - 50 % höhere Bedarfe für 2040 ggü. Standardbedarfen ( <i>m</i> ); linear interpolierte Bedarfe für Stützjahre dazwischen; stündlicher Verlauf wie beim Standard <i>m</i> (jedoch skaliert);
<i>l-l-l</i>	Niedrige ( <i>l</i> : low) Bedarfe an Strom-Wärme-Kälte: um 0 % - 0 % - 20 % verringerte Bedarfe für 2017 und um 30 % - 30 % - 30 % gesenkte Bedarfe für 2040 ggü. Standardbedarfen ( <i>m</i> ); linear interpolierte Bedarfe für Stützjahre dazwischen; stündlicher Verlauf wie beim Standard <i>m</i> (jedoch skaliert);
<i>CO2fls20_SN80-CW55</i>	Flächenspezifische CO <sub>2</sub> -Emissionsgrenzwerte ab 2020 Netztemperaturabsenkung fürs Stammnetz auf 80/40 °C und fürs Campus-West-Wärmenetz auf 55/35 °C
<i>CO2fls20_kNTA</i>	Flächenspezifische CO <sub>2</sub> -Emissionsgrenzwerte ab 2020 Weder Netztemperaturabsenkung fürs Stammnetz noch fürs Campus-West-Wärmenetz: konstant 125/80 °C bzw. 80/40 °C
<i>CO2fls20_kbiom</i>	Flächenspezifische CO <sub>2</sub> -Emissionsgrenzwerte ab 2020 Keine Biomasse steht zur Verfügung
<i>CC18a</i>	Restlaufzeit der Cheng-Cycle-Anlage von 18 Jahren (bis 2034)
<i>kBlei</i>	Bleiakkumulatoren stehen als elektrische Speicher nicht zur Verfügung
<i>HT-HP25a</i>	Erzwungene Installation einer Hochtemperaturkompressionswärmepumpe mit 2,6 MW <sub>el</sub> in 2020

PV+	Für PV-Installation zur Verfügung stehende Fläche, die der kompletten unverschatteten Dachfläche von Bestandsgebäuden sowie Neubauten entspricht
-----	--

Neben den bisher erwähnten, veränderlichen Randbedingungen gibt es auch noch jene, die für alle Szenarien stets die gleichen sind. Nachfolgend sind davon die wichtigsten Annahmen aufgeführt:

- Von Volllaststunden abhängige EEG-Umlage für hocheffiziente KWK-Anlagen zwischen 1 und 10 MW<sub>el</sub> (siehe AP. 1.1.2)
- Zukünftige Kostenentwicklung der EEG-Umlage nach (Öko-Institut 2015)
- Konstantes individuelles Netzentgelt mit vorgegebenem Hochlastzeitfenster bis 2024; danach Jahreshöchstlast ausschlaggebend für leistungsgebundene Strombezugskosten
- Stromsteuer für alle Neuanlagen mit Ausnahme von EE-Anlagen
- Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für den Strombezug nach (Buttler 2018) (Szenario B)
- Konstanter Bezugspreis von Hackschnitzel (Biomasse)
- Zeitliche Entwicklung der Investitionskosten (mittlere) und Wirkungsgrade (konservativ) für PV nach (Fraunhofer ISE 2015)
- Konstante Investitionskosten und Wirkungsgrade für KWK-Anlagen bis 2040
- Reduktion der Investitionskosten von SOFC-KWK-Anlagen aufgrund der Annahme einer jährlichen Produktion von 1000 Einheiten ab 2030 nach (Battelle 2015)

### ***Knoteneinteilung des Energiesystemmodells***

Nachdem die intertemporale Optimierung mit sechs Stützjahren und zahlreichen Energiewandlungsprozessen für das betrachtete Energiesystem des Campus Garching leistungsstarke Rechner mit hohen Arbeitsspeicherkapazitäten von mindestens 128 GB voraussetzt, ist eine Kombination dieser Analysevariante mit einem ausgedehnten Mehrknotenmodell nicht möglich. Vergleiche des Einknotenmodells mit einem 8-Knotenmodell mittels Jahressimulationen haben gezeigt, dass bei bereits vorhandenen Energieversorgungsnetzen der deutlich höhere Rechenaufwand für die exaktere Abbildung nicht zu rechtfertigen ist. Hier sind Abweichungen von weniger als 0,5 % bei den jährlichen Kosten sowie den CO<sub>2</sub>-Emissionen zu beobachten. Um bei intertemporalen Optimierungen dennoch ein Verschieben von Kälte aus großen Absorptionskältemaschinen, insbesondere in den Sommermonaten, zu verhindern und eine mögliche, vielversprechende KWKK-Pilotanlage für die Maschinenwesenfakultät ins Modell zu integrieren, wird der Kältebedarf stets in die Knoten *Campus*, *Maschinenwesen* sowie *Chemie* und der Wärmebedarf in die Knoten *Stammnetz*, *Campus West* sowie *Maschinenwesen* aufgeteilt. Jene Aufteilung des Kältebedarfs ergibt sich aus den bereits installierten Absorptionskältemaschinen für die Fakultäten Maschinenwesen und Chemie. Für diese beiden Kälteknoten sind im Optimierungsmodell auch neue Absorptionskältemaschinen mit höheren Wirkungsgraden hinterlegt, wohingegen für den Kälteknoten *Campus* nur Kompressionskältemaschinen zur Auswahl stehen. Die Unterteilung des Kältebedarfs erhöht die Abbildungsqualität des Modells, da es eine aufgrund des Fehlens von entsprechenden Kältenetzen am Campus inkorrekte Erhöhung des Wärmebedarfs durch Kältebereitstellung mittels AKMs und folglich ein höheres Potential für KWK-Anlagen verhindert.

Die Aufteilung des Wärmebedarfs in die Knoten *Stammnetz*, *Maschinenwesen* und *Campus West* liegt in den unterschiedlichen Netztemperaturen begründet. Beim Stammnetz betragen die durchschnittliche Vorlauftemperatur 125 ° C und die Rücklauftemperatur 80 °C, wobei standardmäßig von deren Absenkung auf 100 °C bzw. 60 °C im Jahr 2030 ausgegangen wird. Für diese Standardszenarien werden die Netztemperaturen für den Campus West, dessen erster Bauabschnitt im Stützjahr 2020 noch nicht abgeschlossen sein wird, für den kompletten betrachteten Zeithorizont mit konstant 80 °C Vorlauf und 40 °C Rücklauf angenommen. Die zusätzliche Unterteilung in den Wärmebedarf *Maschinenwesen* erfolgt, da die als Pilotanlage in Erwägung gezogene KWKK-Anlage unter den am Campus vorherrschenden Kühlttemperaturen nur gleichzeitig Kälte und Wärme liefern kann, wenn sich das obere Temperaturniveau der Wärmebereitstellung auf maximal 100 °C beläuft. Ins Stammnetz ließe sich diese Anlage erst im Zuge einer Netztemperaturabsenkung einbinden.

In Abbildung 86 ist für die Standardrandbedingungen (siehe Abbildung 85) der Vergleich der elektrischen Energieversorgung der intertemporalen Optimierung mit der beschriebenen Bedarfsaufteilung auf die verschiedenen Knoten und ohne diese dargestellt. Ab dem Stützjahr 2030 erfolgt die elektrische Energiebereitstellung identisch, wohingegen sich diese in den Stützjahren 2020 und 2025 nicht unerheblich unterscheiden. Im Jahr 2020 wird bei der Analyse mit der Bedarfsunterteilung bereits der Bau einer KWKK-Anlage für die Maschinenwesenfakultät empfohlen. Voraussetzung hierfür ist ein definierter Wärmebedarf mit einer Vorlauftemperatur von maximal 100 °C, weshalb diese Anlage bei der Betrachtung mit nur einem Wärmeknoten für das Stammnetz erst ab 2030, dem Jahr der Netztemperaturabsenkung, installiert werden kann. Stattdessen wird bei letztgenannter Optimierungsvariante deutlich mehr elektrische Energie mit Hilfe von heißgekühlten Gasmotoren bereitgestellt. Diese jährliche Energiemenge von 24 GWh für 2025 übersteigt die Summe der elektrischen Energiemengen von 19,5 GWh, die bei der Optimierung mit mehreren Bedarfsknoten mittels heißgekühlter Gasmotoren und der KWKK-Anlagen bereitgestellt werden.

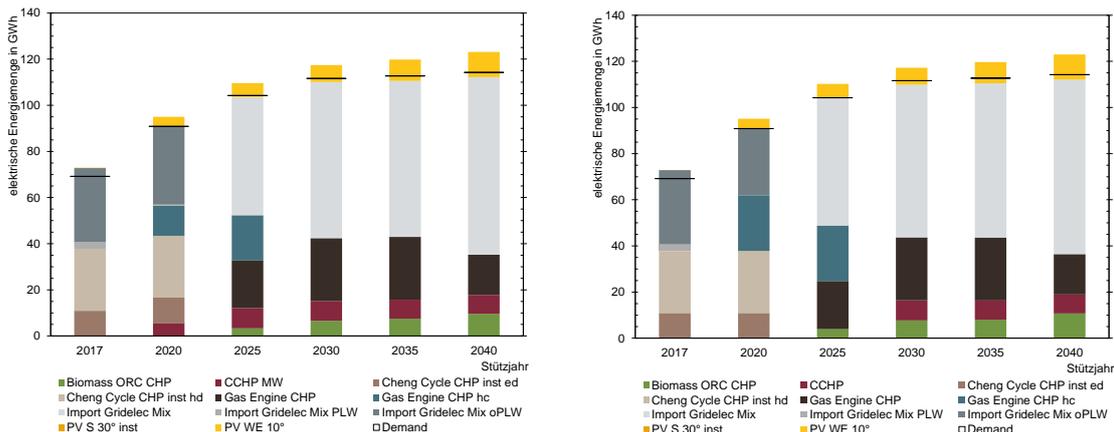


Abbildung 86: Elektrische Energieversorgung unter Standardrandbedingungen mit Aufteilung der Bedarfe in verschiedene Knoten (links) und ohne Knoteneinteilung (rechts)

Die gravierendsten Unterschiede zwischen den beiden betrachteten Optimierungsvarianten zeigen sich in der Kältebereitstellung (vgl. Abbildung 87 und Abbildung 88). Bei der Bedarfsknotenaufteilung wird

deutlich weniger Kälte mittels Absorptionskältemaschinen zur Verfügung gestellt als dies ohne Kälteknotenunterteilung der Fall ist. Im Stützjahr 2020 sind das bspw. jährlich 4,8 GWh bzw. 10,6 GWh Kälteenergie. Ist es aufgrund des Fehlens von Knoten möglich Kälte innerhalb des gesamten Campus zu verschieben, laufen Absorptionskältemaschinen stets dann in Vollast, wenn ein erhöhter Wärmebedarf und folglich ein höheres Potential zur elektrischen Eigenversorgung mittels KWK-Anlagen ökonomische Vorteile für das gesamte Energiesystem mit sich bringen. Fossil befeuerte rein elektrische Energieversorgungsanlagen sind auf Quartiersebene aufgrund der geringeren Wirkungsgrade gegenüber zentralen Großkraftwerken unter ökologischen Aspekten nicht sinnvoll und aufgrund der energierechtlichen Rahmenbedingungen auch nicht profitabel.

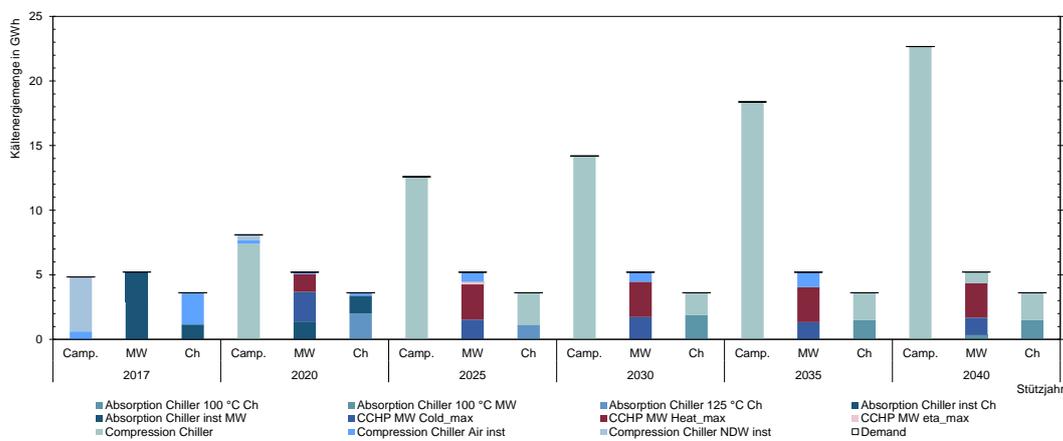


Abbildung 87: Kälteversorgung unter Standardrandbedingungen mit Aufteilung der Bedarfe in verschiedene Knoten

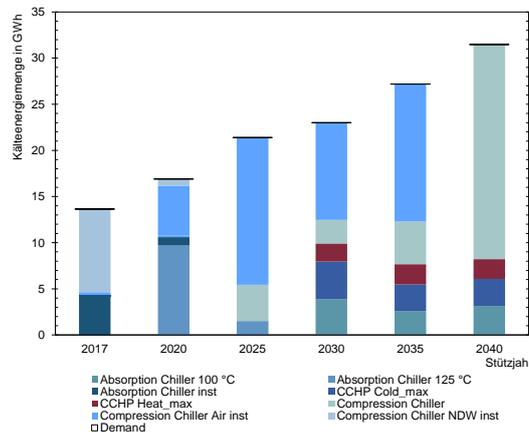


Abbildung 88: Kälteversorgung unter Standardrandbedingungen ohne Aufteilung der Bedarfe in verschiedene Knoten

Beim Vergleich der Gesamtkosten bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionen – aufgelistet in Tabelle 27 – ergeben sich für die beiden unterschiedlichen Knoteneinteilungen des Wärme- und Kältebedarfs nur sehr geringe Abweichungen. Dies liegt allerdings auch darin begründet, dass für den Betrachtungsfall der Bedarfsunterteilung die KWKK-Anlage für die Maschinenwesenfakultät bereits im Stützjahr 2020 installiert werden kann, während sich für die Optimierung ohne Aufteilung aufgrund des fälschlicherweise zu hohen Wärmebedarfs mehr KWK-Anlagen errichten lassen. Beide Auswirkungen

haben jeweils sowohl geringere Kosten als auch CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Folge, weshalb sich diese gegenseitig teilweise aufheben.

Tabelle 27: Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2017 bis 2044 unter Standardrandbedingungen in Abhängigkeit der Unterteilung des Wärme- und Kältebedarfs

	Mit Bedarfsknotenaufteilung	ohne
Gesamtkosten	469.783.942 €	470.088.163 €
CO <sub>2</sub> -Emissionen	1.150.628 t	1.146.304 t

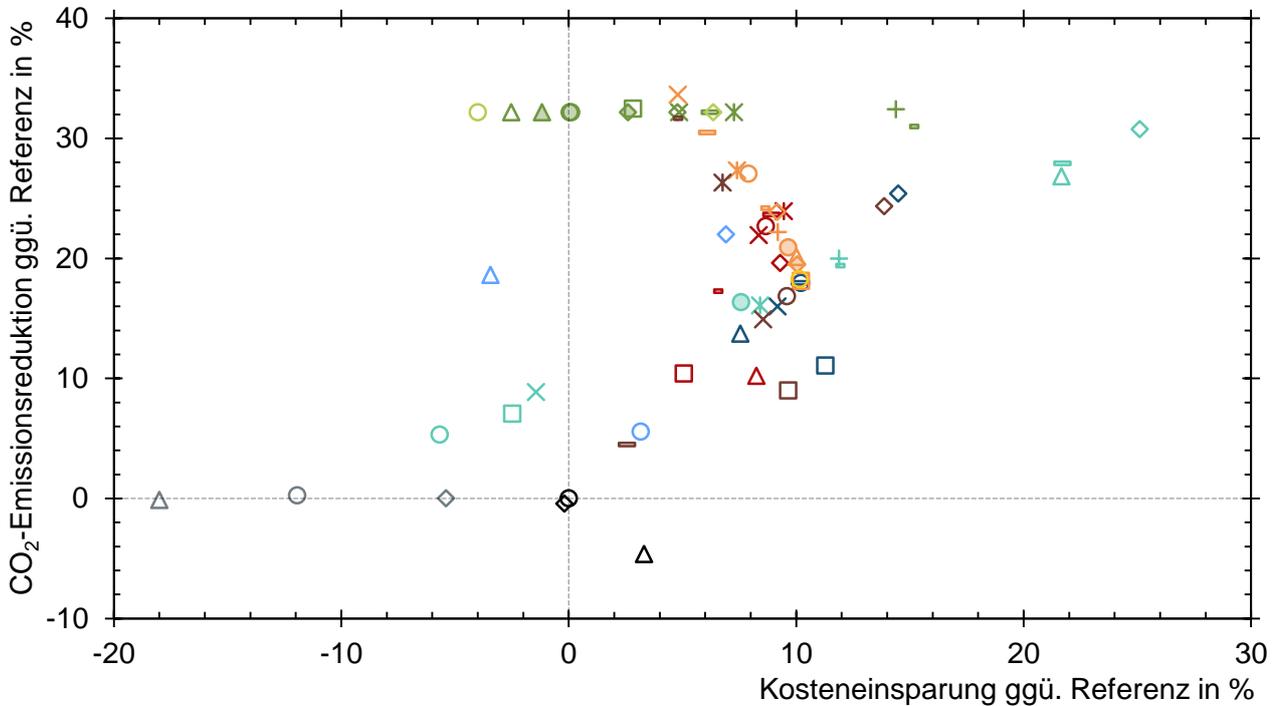
Sofern die Rechenkapazität sowie ausreichend Zeit vorhanden sind, sollten aufgrund der höheren Abbildungsqualität insbesondere die Aufteilung des Kältebedarfs an die gegebenen Randbedingungen des zu analysierenden Energiesystems angepasst werden. Bereits installierten bzw. neuen Absorptionskältemaschinen sollten durch das Aufstellen von Bedarfskälteknoten bei der Kälteverteilung Grenzen gesetzt werden, da ansonsten das Potential für KWK-Anlagen zur Eigenversorgung überschätzt wird. Auch hier gilt, je flächendeckender Messdaten von den Bedarfen vorhanden sind, desto genauer lassen sich die Bedarfsknoten einteilen und desto aussagekräftiger sind die Optimierungsergebnisse.

### **Intertemporale Optimierungsergebnisse**

Als Ergebnisse der intertemporalen Optimierung werden zahlreiche Daten in Form anfallender Kosten, installierter Anlagenleistungen, Speicherkapazitäten, Jahresenergiemengen je Prozess sowie stündlicher Energieflüsse ausgegeben. Ein Vergleich all dieser Daten ist bereits bei nur wenigen Energiesystemanalysen nicht übersichtlich darstellbar. Um einen guten ersten Überblick von den Auswirkungen unterschiedlicher Veränderungen in den Annahmen zu bekommen, bietet sich der Vergleich der Gesamtkosten mit den ausgestoßenen CO<sub>2</sub>-Emissionen an. In Abbildung 89 sind diese beiden Größen für alle betrachteten Szenarien aufgeführt, wobei sich diese auf die absoluten Kosten von 523.188.271 € und CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1.402.438 t des Referenzfalls *Ref\_CC-GE+2* beziehen. Eingeteilt sind die insgesamt ca. 70 Szenarien zur besseren Nachvollziehbarkeit in folgende, farblich unterscheidbare Szenarienkategorien:

- Referenzszenarien (Schwarz)
- Referenzszenarien mit vom Standard abweichenden Energiebezugskosten (Grau)
- Szenarien mit absoluten CO<sub>2</sub>-Grenzwerten (Grün)
- Szenarien mit absoluten CO<sub>2</sub>-Grenzwerten und vom Standard abweichenden Energiebezugskosten (Hellgrün)
- Szenarien mit flächenspezifischen CO<sub>2</sub>-Grenzwerten (Rot)
- Szenarien ohne CO<sub>2</sub>-Grenzwerte (Blau)
- Szenarien ohne CO<sub>2</sub>-Grenzwerte und mit vom Standard abweichenden Bedarfen (Türkis)
- Szenarien ohne CO<sub>2</sub>-Grenzwerte und mit vom Standard abweichenden Energiebezugskosten (Hellblau)
- Szenarien mit CO<sub>2</sub>-Grenzwerten zwischen den absoluten und flächenspezifischen (Orange)

- Szenarien mit vorgegebenen Wartungsintervallen der Cheng-Cycle-Anlage (Braun)
- Szenario ohne Bedarfsknotenaufteilung (Gelb)



- |                                |                                 |                                |
|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| ○ Ref_CC-GE+2                  | ◇ Ref_CC-GE                     | △ Ref_CC28a                    |
| ○ Ref_CC-GE+2_el+              | ◇ Ref_CC-GE+2_gas+              | △ Ref_CC-GE+2_el+_gas+         |
| ○ CO2abs20_SN80                | ◇ CO2abs20_biome                | △ CO2abs20_biome_kbiom         |
| □ CO2abs20_biome20             | × CO2abs20_kNTA_biome           | — CO2abs20_SN80_biome          |
| × CO2abs20_SN80-CW55_biome     | — CO2abs20_SN80-CW55_biome_PV+  | + CO2abs20_SN80-CW55_biome_PV+ |
| ● CO2abs20_SN80_biome_kbiom    | ◇ CO2abs20_biome_CC18a          | △ CO2abs20_biome_kbiom_CC18a   |
| ○ CO2abs20_SN80-CW55_biome_el+ | ◇ CO2abs20_SN80-CW55_biome_gas+ | ○ CO2fls20                     |
| ◇ CO2fls20_biome               | △ CO2fls20_biome_kbiom          | □ CO2fls20_kbiom               |
| × CO2fls20_kNTA                | — CO2fls20_SN80                 | × CO2fls20_SN80-CW55           |
| — CO2fls20_CC18a               | ○ ökon                          | ◇ PV+                          |
| △ kPV                          | □ CC18a                         | × HT-HP25a                     |
| — kBlei                        | ○ h-h-h                         | ◇ I-I-I                        |
| △ I-h-I                        | □ h-I-h                         | × h-m-m                        |
| — I-m-m                        | × m-h-m                         | — m-I-m                        |
| + m-m-I                        | ○ m-m-h                         | ○ el+                          |
| ◇ gas+                         | △ el+_gas+                      | ○ 1,05CO2abs_biome             |
| ◇ 1,125CO2abs_biome            | △ 1,25CO2abs_biome              | □ 1,35CO2abs_biome             |
| × 0,60CO2fls_biome             | — 0,65CO2fls_biome              | × 0,70CO2fls_biome             |
| — 0,75CO2fls_biome             | + 0,80CO2fls_biome              | ○ 0,85CO2fls_biome             |
| ◇ 0,90CO2fls_biome             | ○ CCW                           | ◇ CCW_PV+                      |
| □ CCW_CC18a                    | × CCW_HT-HP25a                  | — CCW_el+                      |
| × CCW_0,70CO2fls_biome         | — CCW_CO2abs20_biome            | ○ kKnoten                      |

Abbildung 89: Szenarienabhängige Kosten- sowie CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen gegenüber dem Standardreferenzszenario für den gesamten Betrachtungszeitraum von 2017 bis 2044

Verglichen mit dem Referenzfall, der bereits die Installation von Gasmotoren-KWK-Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von knapp über 8 MW in 2025 berücksichtigt, lassen sich für die meisten Szenarien sowohl Kosten als auch CO<sub>2</sub>-Emissionen einsparen. Selbst für die ambitionierten CO<sub>2</sub>-

Emissionssenkungen der absoluten Reduktionsszenarien (Grün) – 2040 dürfen hier nur noch 30 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1990 emittiert werden – sind Kosteneinsparungen möglich. Ausgenommen hiervon sind lediglich absolute CO<sub>2</sub>-Szenarien, bei denen die Verwendung von Biomasse nicht erlaubt ist. Eine Einhaltung der absoluten CO<sub>2</sub>-Limits ist für das Energiesystem des Campus unter den getroffenen Standardrandbedingungen nur möglich, wenn entweder Biomethan beziehbar ist oder Biomasse verwendet wird. Ohne den Bezug von Biomethan sind hierfür Biomassehackschnitzel mit einer maximalen jährlichen Bezugsleistung von 20 MW<sub>LHV</sub> nötig.

Gut zu erkennen Abbildung 89 ist, dass es sich bei den absoluten CO<sub>2</sub>-Zielen um strenge Grenzwerte handelt. Unabhängig von den Randbedingungen liegen alle Szenarien dieser Kategorie bei einer CO<sub>2</sub>-Reduktion über den gesamten Betrachtungszeitraum von ca. 32 % gegenüber dem Referenzszenario. Bei der Kategorie der flächenspezifischen Reduktion variieren die Einsparungen an CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich stärker. Hier werden für einzelne Zeitintervalle bzw. Stützjahre die CO<sub>2</sub>-Limits aus rein ökonomischen Aspekten bzw. aus der Einhaltung der Grenzwerte für andere Stützjahre unterschritten.

Die rein ökonomische Optimierung des Energiesystems unter Standardbedingungen (*ökon*) führt zu Kosten- bzw. CO<sub>2</sub>-Einsparungen von 10 % bzw. 18 %. Hierfür bedarf es allerdings der Tötigung von Investitionen, um die Installation verschiedener Energieversorgungsanlagen und Speicher zu gewährleisten: Zu nennen sind für dieses Szenario u. a. der Zubau über den Betrachtungszeitraum von Gasmotoren-KWK-Anlagen im Bereich von 7 MW<sub>el</sub>, einer Biomasse-ORC-Anlage von ca. 1 MW<sub>el</sub>, der maximal mögliche Zubau an PV-Anlagen in Ost-West-Ausrichtung mit 10 ° Neigungswinkel, einer KWK-Anlage für die Maschinenbaufakultät mit 1 MW<sub>el</sub> sowie thermische Speicher mit einer Gesamtkapazität zwischen 40 und 120 MWh<sub>th</sub>.

Unter den Referenzfällen stellt das wirtschaftlichste Szenario jenes dar, bei dem die Cheng-Cycle-Anlage 28 anstatt acht Jahre betrieben wird. Der Grund hierfür ist, dass diese hocheffiziente KWKK-Anlage als Bestandsanlage komplett von der EEG-Umlage befreit ist, wohingegen selbst für EE-Anlagen zur Eigenversorgung 40 % dieser Umlage anfallen. Allerdings wird bei der längeren Laufzeit der Cheng-Cycle-Anlage nahezu 5 % mehr CO<sub>2</sub> emittiert.

#### *Einfluss der Abbildung eines Wartungsintervalls für die Cheng-Cycle-Anlage*

Bei der Cheng-Cycle-Anlage handelt es sich um die aktuell am Campus dominierende Energieversorgungsanlage. Diese Anlage wurde im Energiesystemmodell mit der Unterteilung in die Teilprozesse *Cheng Cycle inst hd* und *Cheng Cycle inst ed* (vgl. AP 1.1.2) detailgetreu abgebildet. Die Aufteilung der flexiblen Gasturbine in diese beiden Teilprozesse, die insbesondere infolge der sehr unterschiedlich hoch ausfallenden Wärmeauskopplung notwendig ist, verhindert bei einem reinen LP-Modell das frei wählbare Ausschalten der Anlage. Im Rahmen des Projekts wurde urbs um die Möglichkeit erweitert, Eingangsgrößen mit einem pro Zeitschritt veränderlichen Faktor zu multiplizieren (vgl. AP 1.1.3). Um die Auswirkungen des standardmäßig nicht berücksichtigten Wartungsintervalls der Cheng-Cycle-Anlage auf die Optimierungsergebnisse zu analysieren, wird für die CCW-Szenarienkatgorie eine Stillstandszeit der Anlage von 800 Stunden im Jahr festgelegt. Dieser Stundenwert entspricht dem Durchschnittswert der realen Anlage über die letzten Jahre. Für die Optimierung wird die Eingangsgröße Gas des Cheng-Cycle-Prozesses innerhalb der Stunden des Wartungsintervalls mit dem Faktor Null multipliziert. Folglich wird zu diesen Stunden zwar Gas benötigt,

aber es wird weder Strom noch Wärme ausgegeben. Bei den Optimierungsergebnissen müssen im Nachgang die Kosten für den Erdgasbezug, die anfallenden CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Wartungsintervall subtrahiert werden. Abbildung 90 zeigt die Auswirkungen der Berücksichtigung des Wartungsintervalls auf die anfallenden Kosten sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen.

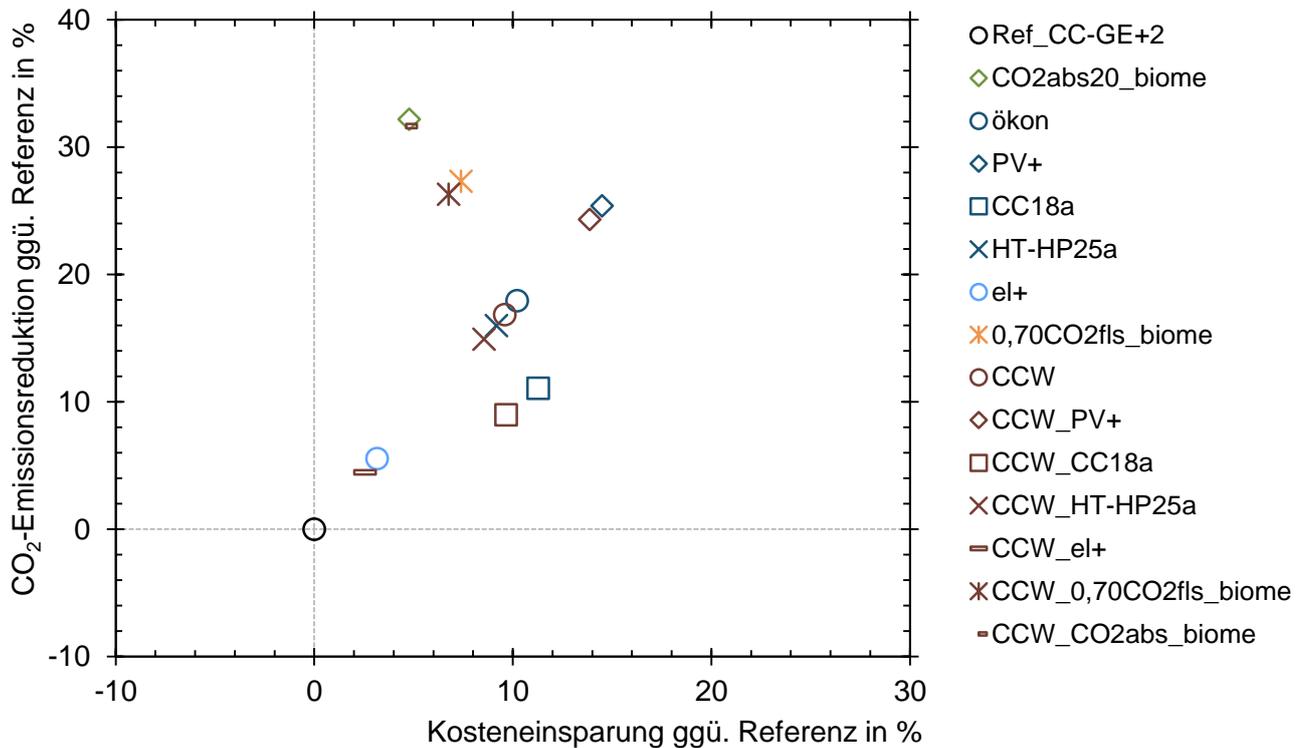


Abbildung 90: Vergleich der Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen für Szenarien mit bzw. ohne Berücksichtigung der Wartung der Cheng-Cycle-Anlage (Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)

Die jeweiligen Szenarienpaare unterscheiden sich lediglich darin, ob die Wartung der Cheng-Cycle-Anlage berücksichtigt wird oder nicht. Abweichungen fallen sowohl bei den Kosten als auch den CO<sub>2</sub>-Emissionen gering aus, wobei die größten Unterschiede folgerichtig beim Szenarienpaar mit erhöhter Restlaufzeit der Cheng-Cycle-Anlage von 18 Jahren (Standard: acht Jahre) auftreten.

Beispielhaft für den Einfluss der Berücksichtigung des Wartungsintervalls der Cheng-Cycle-Anlage auf die Ausbauplanung sind in Abbildung 91 die installierten elektrischen Leistungen von heißgekühlten Gasmotoren-KWK-Anlagen (*Gas Engine CHP hc*) dargestellt. Diese Gasmotoren stehen dem Optimierer in den Stützjahren zur Auswahl, in denen die Netztemperaturen des Stammnetzes im Vorlauf bei 125 °C und im Rücklauf bei 80 °C liegen. Kommt es zu einer Netztemperaturabsenkung, können bereits installierte heißgekühlte Gasmotoren weiterverwendet werden, wobei sich als Neuanlagen leistungsspezifisch günstigere Gasmotoren (*Gas Engine CHP*) mit höheren Lebensdauern installieren lassen. Ein Beispielfall für die weitere Nutzung bereits installierter heißgekühlter Gasmotoren stellt das Szenarienpaar *el+* dar, bei dem die im Jahr 2025 zusätzlich installierten KWK-Anlagen auch in 2030 noch zum Einsatz kommen.

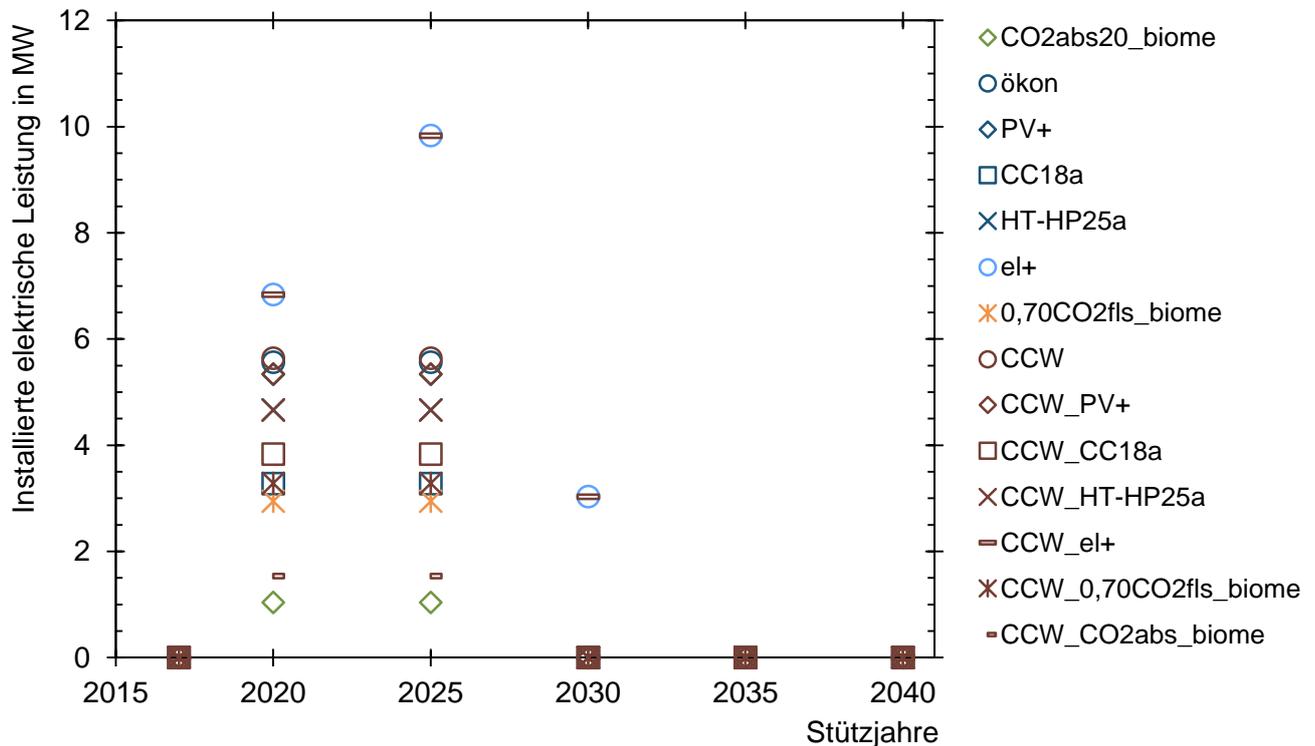


Abbildung 91: Vergleich der installierten elektrischen Leistungen an heißgeköhlten Gasmotoren-KWK-Anlagen mit bzw. ohne Berücksichtigung der Wartung der Cheng-Cycle-Anlage

Der Einfluss des Wartungsintervalls auf die installierten Gasmotorenleistungen ist teilweise überhaupt nicht vorhanden (Szenarienpaare *el+*, *PV+*, *HT-HP25a*) oder fällt sehr gering aus. Diese Erkenntnis lässt sich ebenso bei allen weiteren errichteten Energiewandlungsanlagen sowie Speichern beobachten. Aus diesem Grund sowie dem unbekanntem Einfluss der zeitlichen Festlegung des Wartungsintervalls innerhalb eines Jahres – insbesondere im Hinblick auf das individuelle Netzentgelt – wird bei allen weiteren Szenarien das Wartungsintervall nicht berücksichtigt. Die Cheng-Cycle-Anlage läuft für die in den Szenarien vorgegebene Restlaufzeit zu jeder Stunde des Jahres.

#### Einfluss der Energiebedarfsentwicklungen

Die Auswirkungen unterschiedlicher Entwicklungen des Strom-, Wärme- und Kältebedarfs auf das optimale Energiesystem werden abweichend vom Standard (*m-m-m* bzw. *ökon*) anhand zehn weiterer Bedarfskombinationen für die rein wirtschaftliche Optimierung analysiert. Neben den Szenarien eines maximalen bzw. minimalen Gesamtenergiebedarfs (*h-h-h*, *l-l-l*) werden aus den 27 möglichen Bedarfskombinationen noch die Szenarien mit dem höchsten bzw. niedrigsten elektrischen Eigenversorgungsanteil (*l-h-l*, *h-l-h*) sowie jene, bei denen sich jeweils nur ein Energiebedarf vom Standard unterscheidet (bspw. *m-m-h*, *m-m-l*), ausgewählt. In Abbildung 92 sind die Einflüsse der Bedarfsentwicklungen auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß sowie die Kosten dargelegt.

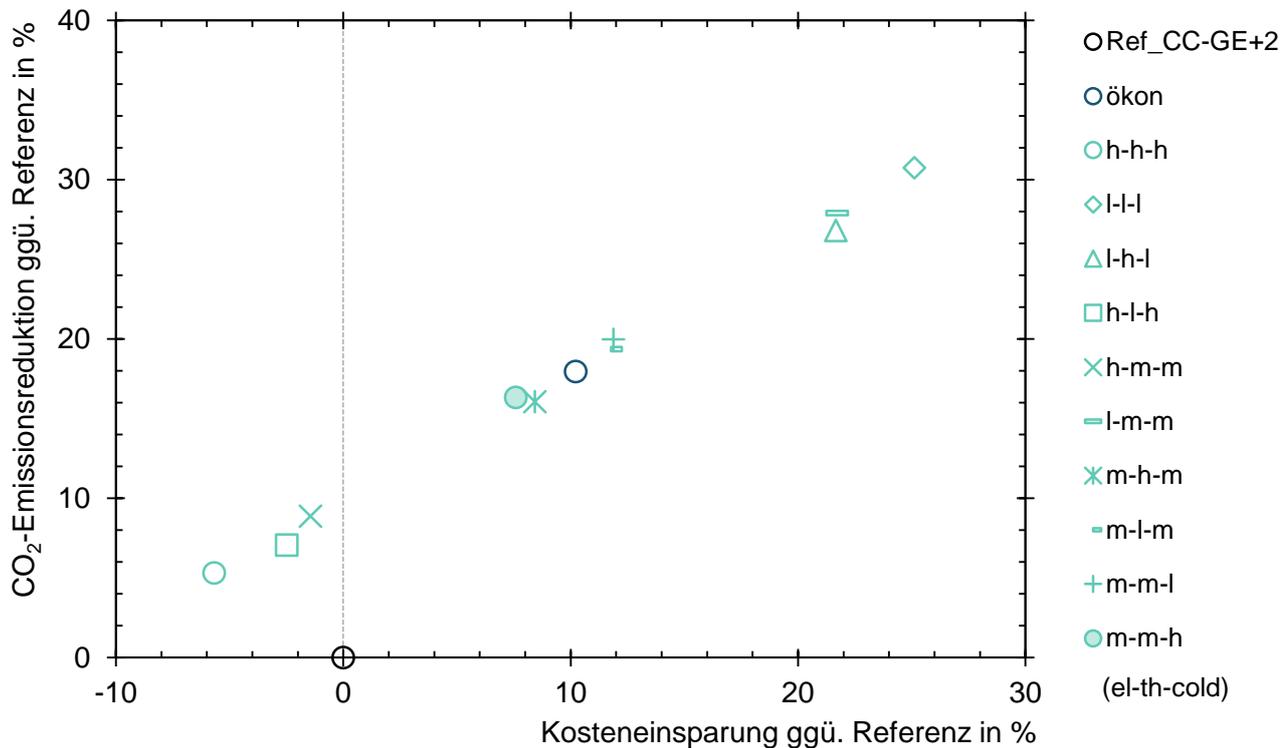


Abbildung 92: Vergleich der Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen für unterschiedliche Bedarfsszenarien (Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)

Auffällig ist, dass in Abbildung 92 alle Szenarien der Kategorie *Bedarfe* in etwa auf einer Geraden liegen. Für diese Szenarienauswahl unter den vorgegebenen Randbedingungen geht eine Kosteneinsparung um bspw. 10 % stets mit einer CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion von ca. 8 % einher.

Werden für die Szenarien mit nur einem vom Standard abweichenden Energiebedarf deren Kosteneinsparungen bzw. Mehrkosten gegenüber dem Szenario *ökon* auf die jeweiligen eingesparten bzw. erhöhten Gesamtenergiebedarfe bezogen, so ergeben sich für Veränderungen des Strom-, Wärme- bzw. Kältebedarfs energiemengenspezifische Kosten von ca. 130, 30 bzw. 55 €/MWh. Hierbei unterscheiden sich für alle drei Bedarfe die energiemengenspezifischen Kosten für erhöhte Bedarfe nur sehr gering von den energiemengenspezifischen Einsparungen infolge geringerer Bedarfe, wobei die spezifischen Mehrkosten stets etwas oberhalb der Einsparungen liegen. Bei analogen Berechnungen für die beiden Extremszenarien bezüglich des Gesamtenergiebedarfs ergeben sich energiemengenspezifische Kosten bzw. Erlöse von ca. 80 €/MWh.

Für die beiden Bedarfsszenarienvarianten *h-l-h* bzw. *l-h-l* fallen die energiemengenspezifischen Mehrkosten bzw. Einsparungen mit ca. 155 bzw. 185 €/MWh sogar noch höher aus als bei den Szenarien mit unterschiedlichen Bedarfen der hochwertigen und sehr teuren Energieform Strom (*h-m-m*, *l-m-m*). Diese interessante Erkenntnis lässt sich vor dem Hintergrund der am Campus vorliegenden bzw. prognostizierten Verhältnisse der Bedarfe (vgl. Abbildung 52) mit den Auswirkungen auf die elektrische Eigenversorgung mittels KWK-Anlagen erklären. In Abbildung 93 ist der Anteil der elektrischen Eigenversorgung des Campus für unterschiedliche Bedarfskombinationen dargestellt.

Hierbei ist der elektrische Eigenversorgungsanteil als Verhältnis der jährlichen in Eigenanlagen produzierten elektrischen Energiemenge, abzüglich des kompletten Strombedarfs zur Kälte- bzw. Wärmebereitstellung, zum jährlichen Strombedarf definiert.

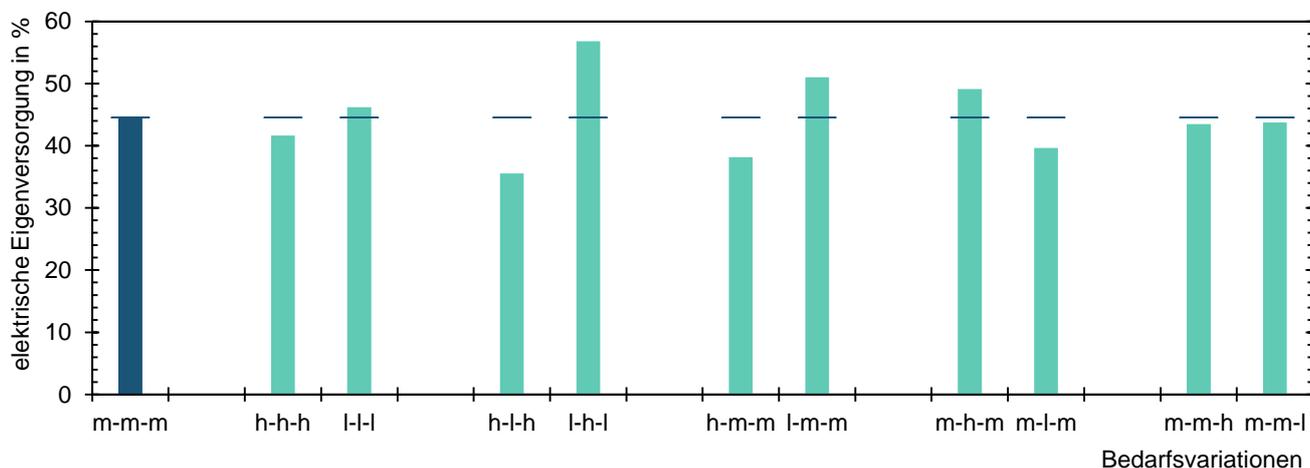


Abbildung 93: Anteil der elektrischen Eigenversorgung des Campus in Abhängigkeit verschiedener Bedarfskombinationen

Am geringsten fällt der elektrische Eigenversorgungsanteil für das *h-l-h*-Szenario aus, da sich hierbei das Strom-/Wärmeverhältnis noch stärker in Richtung des Stroms verschiebt. Folglich weist der elektrische Eigenstromanteil beim *l-h-l*-Szenario den höchsten Wert auf. Geringe Auswirkungen auf die elektrische Eigenversorgung sind hingegen bei der Variation des Kältebedarfs sowie bei einer gleichzeitigen Veränderung aller Energiebedarfe zu beobachten.

### **Untersuchungen zu zusätzlichen Effizienzpotenzialen einer spartenübergreifenden Betrachtung und Ermittlung der Randbedingungen für einen zielführenden Speichereinsatz (AP 1.2.3, LES)**

#### Zielsetzung:

Der Mehrwert der sektorgekoppelten Optimierung gegenüber Simulationen mit einer getrennten Betrachtung der Sparten soll ermittelt werden. Zudem soll untersucht werden unter welchen Randbedingungen sich Strom-, Wärmespeicher, Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Konzepte integrieren lassen.

#### Durchführung und Ergebnisse:

Die Schwierigkeit beim Vergleich der sektorgekoppelten Betrachtung mit der getrennten Spartenoptimierung stellt das Aufstellen von sinnvollen Annahmen für die Einzelbetrachtung dar. Bei komplexen Energiesystemen, wie jenem des Campus Garching, lassen sich mit Einzelbetrachtungen der Sektoren Strom, Wärme und Kälte die jeweiligen Sektoren optimieren, allerdings nicht das Gesamtsystem. Nachdem diese Sektoren eng miteinander verknüpft sind, müssen Annahmen, wie bspw. welche Sektorenoptimierung die Grundlage für die anderen beiden Optimierungen darstellt, im Voraus der Optimierung methodisch festgelegt werden. Bei der sektorenübergreifenden Optimierung

übernimmt das Optimierungswerkzeug diese Aufgabe. Mit Kenntnis des betrachteten Energiesystems wurden für den Vergleich der beiden Optimierungsvarianten nachfolgende Schritte durchgeführt:

1. Sektorgekoppelte Betrachtung der Bereitstellung von Strom, Wärme und Kälte
2. Isolierte Betrachtung der Bereitstellung thermischer Energie  
Beim betrachteten Campus übersteigt der Strombedarf bereits heute den Wärmebedarf, wobei sich dieses Verhältnis zukünftig noch deutlich stärker in Richtung des Stroms verschieben wird. Da KWK-Anlagen meist ähnlich viel Strom wie Wärme bereitstellen, d. h. Stromkennzahlen im Bereich von 1 aufweisen, stellt am Campus der Wärmebedarf den limitierenden Faktor für die Eigenerzeugung mittels KWK-Anlagen dar. Fossil befeuerte rein elektrische Energiebereitstellungsanlagen lassen sich dezentral nicht ökonomisch betreiben, da Umlagen und Steuern in voller Höhe anfallen. Zur Berücksichtigung der elektrischen Energieerzeugung von KWK-Anlagen werden Kosten, welche ansonsten für den Strombezug aus dem Netz anfallen würden, den jeweiligen Technologien gutschrieben. Hierbei werden nur die energiespezifischen Strombezugskosten einbezogen. Der elektrische Leistungspreis, der sich für die Einzelbetrachtung der thermischen Energiebereitstellung nicht exakt abbilden lässt, wird hier folglich nicht betrachtet. Im Anschluss an die Simulation werden die Kosten der in den KWK-Anlagen bereitgestellten elektrischen Energie mit dem Arbeitspreis des Stroms aus dem Netz händisch berechnet.
3. Isolierte Betrachtung der Bereitstellung elektrischer Energie  
Hierbei sollen die elektrischen Energiemengen der KWK-Anlagen aus der thermischen Optimierung (2.) berücksichtigt werden. Dazu wird von der elektrischen Bedarfszeitreihe die von den KWK-Anlagen bereitgestellte elektrische Energie für jeden Zeitschritt subtrahiert. Für diesen Optimierungsschritt stehen keine KWK-Anlagen zur Auswahl, nur noch solche mit ausschließlich elektrischer Energiebereitstellung, wie bspw. PV-Anlagen.
4. Isolierte Betrachtung der Bereitstellung von Kälte  
Nachdem am Campus der Kältebedarf deutlich unterhalb des Wärmebedarfs liegt, wird die Kälteerzeugung als letztes betrachtet. Hier stehen dem Optimierer bereits installierte sowie neue Kompressionskältemaschinen bzw. Absorptionskältemaschinen zur Verfügung. Erstgenannte können ausschließlich mit Strom aus dem Verteilnetz bei entsprechenden Kosten angetrieben werden und für die Kosten der Wärme zum Antrieb der AKMs werden die Wärmegestehungskosten der Gaskessel herangezogen.

Zum Vergleich der beiden Optimierungsvarianten wurden Jahressimulationen zur Deckung des für 2020 prognostizierten Strom-, Wärme- und Kältebedarfs durchgeführt. Die Ergebnisse hinsichtlich Gesamtkosten und CO<sub>2</sub>-Ausstoß sind Tabelle 28 zu entnehmen. Bei der Einzelbetrachtung ergeben sich verglichen mit der sektorübergreifenden Optimierung jährliche Mehrkosten von ca. 580.000 € und um mehr als 3.000 t höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese relativen Fehler von 3,4 % bzw. 6,2 % fallen insbesondere aufgrund der systematischen, vergleichsweise komplexen Annahmen für die sektorensolierte Optimierung gering aus.

Tabelle 28: Vergleich der Gesamtkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen der sektorgekoppelten mit der spartenisolierten Betrachtung

	Sektorgekoppelte Optimierung	Einzelne Spartenoptimierung
Gesamtkosten	17.026.634 €	17.605.508 €
CO <sub>2</sub> -Emissionen	49.526 t	52.600 t

Bei den installierten Leistungen der elektrischen und thermischen Energieversorgungsanlagen – dargestellt in Abbildung 94 – ergeben sich größere Abweichungen als jene bei den Kosten bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionen. Aus der sektorübergreifenden Optimierung resultiert bspw. die Installation von heißgekühlten Gasmotoren-KWK-Anlagen (engl. Gas Engine CHP hc) mit einer elektrischen Leistung von knapp 6 MW, wohingegen Gasmotoren bei der Einzelbetrachtung keine Rolle spielen. Stattdessen wird mehr Strom bei höheren Leistungsspitzen aus dem Netz bezogen und Biomassehackschnitzel in einem Heizwerk mit einer thermischen Leistung von 1 MW verbrannt. Diese Unterschiede ergeben sich u. a. aus der nicht umsetzbaren Berücksichtigung des Leistungspreises für den Strombezug beim ersten, den KWK-Anlagen berücksichtigenden Optimierungsschritt zur Deckung des Wärmebedarfs.

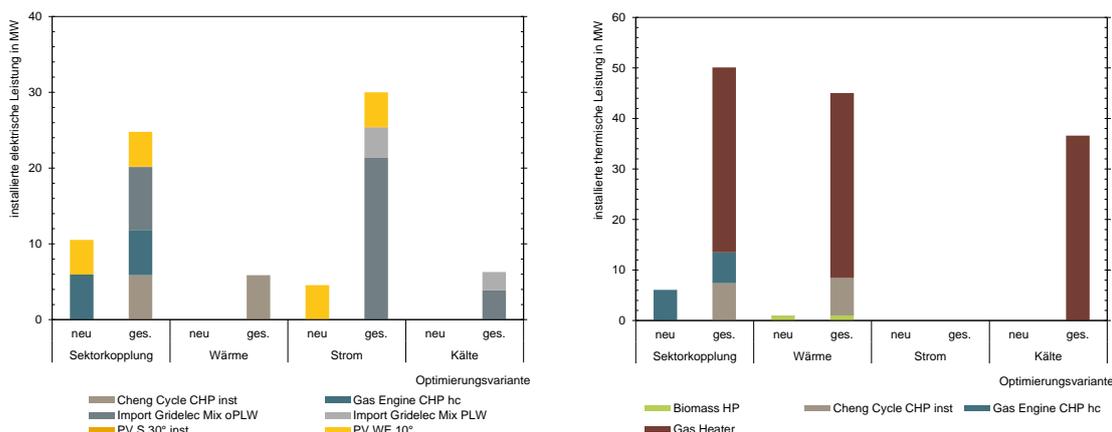


Abbildung 94: Installierte elektrische (links) und thermische Leistungen (rechts) der Energieversorgungsanlagen für die sektorengkoppelte und -isolierte Betrachtung (Reihenfolge: Wärme, Strom, Kälte)

Nachdem bei der sektorenentkoppelten Optimierung der thermischen Energieversorgung der Bedarf im Sommer teilweise unterhalb der minimalen Wärmebereitstellung der Cheng-Cycle-Anlage liegt, wird diese Differenz bei der Optimierung der Kälteversorgung als kostenlose Wärmezeitreihe für die Absorptionskältemaschinen berücksichtigt. In Abbildung 95 sind die elektrischen Leistungen der Kälteversorgungsanlagen für die zwei unterschiedlichen Optimierungsvarianten dargestellt. Hierbei erfolgt eine Aufteilung in die Kälteknoten Campus, Maschinenwesen (MW) und Chemie, um das Verschieben von Kälteenergiemengen aus großen Absorptionskälteanlagen über die Grenzen der jeweiligen Kälteknoten zu verhindern. Ansonsten würden die AKMs insbesondere in den Sommermonaten durch eine teilweise vollständige Deckung des gesamten Kältebedarfs den Bedarf an Wärme erhöhen, sodass die Eigenversorgung mittels KWK-Anlagen erhöht werden könnte.

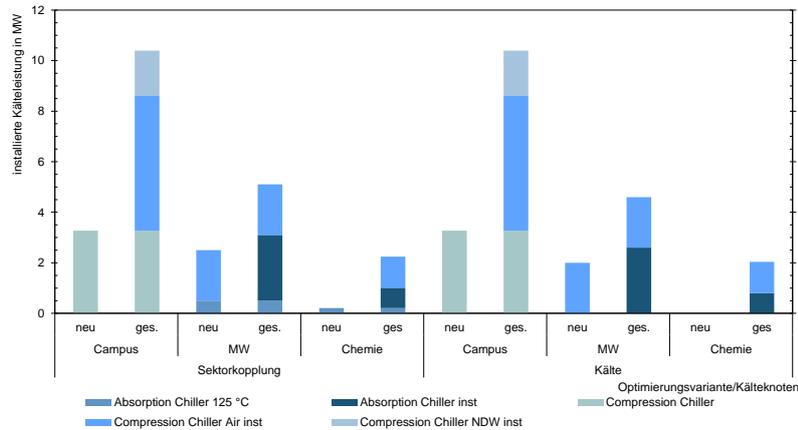


Abbildung 95: Installierte Leistung der Kälteversorgungsanlagen für die sektorengekoppelte und -isolierte Betrachtung

Bei der Kälteversorgung unterscheiden sich die installierten Kälteanlagen für die unterschiedlichen Optimierungsvarianten nur geringfügig. Für die sektorengekoppelte Betrachtung werden in den Kälteknoten Maschinenwesen und Chemie zusätzlich noch weitere Absorptionskältemaschinen installiert, während bei der separaten Optimierung die Kälteversorgung rein auf stromgetriebenen Neuanlagen basiert.

Zusammenfassend kann für den Vergleich der sektorengekoppelten mit der sektorenisolierten Betrachtung festgehalten werden, dass bei der Optimierung von Energiesystemen, bei denen eine Vielzahl an unterschiedlichen Versorgungsanlagen in Betracht gezogen werden, stets die Deckung des Strom-, Wärme- und Kältebedarfs gleichzeitig optimiert werden sollte. Diese Optimierungsvariante liefert nicht nur die exakteren Ergebnisse, auch ist diese mit deutlich weniger Aufwand durchzuführen. Bei der entkoppelten Optimierung erfordert u. a. die Festlegung von Strom- bzw. Wärmereferenzkosten für KWK-Anlagen bei der Betrachtung der Wärme- bzw. Stromversorgung sowie die Reihenfolge der Einzelbetrachtungen eine gute Kenntnis des zu untersuchenden Systems. Diese Annahmen haben erhebliche Auswirkungen auf die Qualität der Ergebnisse. Wie gut die getroffenen Annahmen sind, kann dabei erst nach einem Vergleich mit einer sektorengekoppelten Betrachtung beurteilt werden. Für das Energiesystem des Campus Garching würde bspw. eine prioritäre Optimierung der elektrischen Energieversorgung zu einem deutlich größeren Ausbau von KWK-Anlagen führen. Die in diesen Anlagen erzeugte Wärme würde den tatsächlichen Wärmebedarf vor allem in den Sommermonaten deutlich übersteigen, weshalb die Wärmemengendifferenz rückgekühlt werden müsste. Dies wiederum würde dazu führen, dass für einen Teil der installierten Anlagen die im Optimierungsmodell hinterlegte, vom Jahresnutzungsgrad der Anlage abhängige Befreiung von der Energiesteuer sowie Reduktion der EEG-Umlage nicht mehr zutreffen würden. Bei einer getrennten Spartenbetrachtung müssen zudem Ergebnisse der vorangegangenen Optimierungen in die nachfolgenden integriert und zusätzliche händische Berechnungen durchgeführt werden. Energiesystemoptimierungen, anhand von geordneten Jahresdauerlinien, sind allein schon aufgrund der neuen Regelung der EEG-Umlage für hocheffiziente KWK-Anlagen nicht zielführend. Daher können deren Ergebnisse lediglich als äußerst grobe Abschätzungen dienen.

Um fundierte Aussagen zum Einsatz von Speichertechnologien treffen zu können, werden bei intertemporalen Optimierungen stets nachfolgende elektrische sowie thermische Speichertechnologien betrachtet:

- Lithium-Ionen-Akkumulatoren: Lithiumtitanat, Lithium-Eisenphosphat, Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxide, Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium
- Bleiakkumulatoren: Bleisäure (engl. Lead Acid Flooded), AGM (engl. Absorbing Glass Mat; absorbierende Glasmatten)
- Weitere elektrochemische Akkumulatoren: Natriumschwefel, Natrium-Nickel-Chlorid, Vanadium-Redox, Zinkbromid
- Thermische (sensible) Energiespeicher: druckbeladener Stahltank, 2-Zonen-Stahlhtank, druckloser Stahltank

Für die thermischen Energiespeicher werden für den betrachteten Zeitraum bis 2040 konstante Kosten angenommen, wohingegen sich die Lebensdauern, Wirkungsgrade sowie Kosten der elektrochemischen Energiespeicher abhängig von der jeweiligen Technologie unterschiedlich stark entwickeln (IRENA 2017; Kairies 2017; Wilson und Mark 2017).

Nachfolgend soll anhand des Szenarios *ökon* die Integration von elektrischen und thermischen Energiespeichern sowie Power-to-Heat-Konzepten aufgezeigt werden. Power-to-Gas-Konzepte werden nicht betrachtet, da auch in Zukunft am Campus aufgrund des sehr hohen elektrischen Energiebedarfs kein Überschussstrom aus EE-Anlagen vorhanden sein wird. Abbildung 96 zeigt die im Szenario *ökon* installierten elektrischen und thermischen Speicherkapazitäten. Nachdem bei Energiesystemanalysen mit stündlichen Zeitschritten die Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht mit abgebildet werden kann, stellen aktuell Bleisäureakkumulatoren die ökonomischste Variante dar. Im Szenario *ökon* werden Bleiakkus im Jahr 2020 mit einer Gesamtkapazität von 3,6 MWh installiert und 2040 weitere 9,6 MWh. Lithium-Ionen-Akkus spielen in Form von Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Akkus erst ab 2035 eine Rolle. Bis 2030 haben sich laut oben erwähnter Prognosen deren Kosten um fast 60 % reduziert, der Wirkungsgrad um 2 % und die Lebensdauer um mehr als 50 % erhöht.

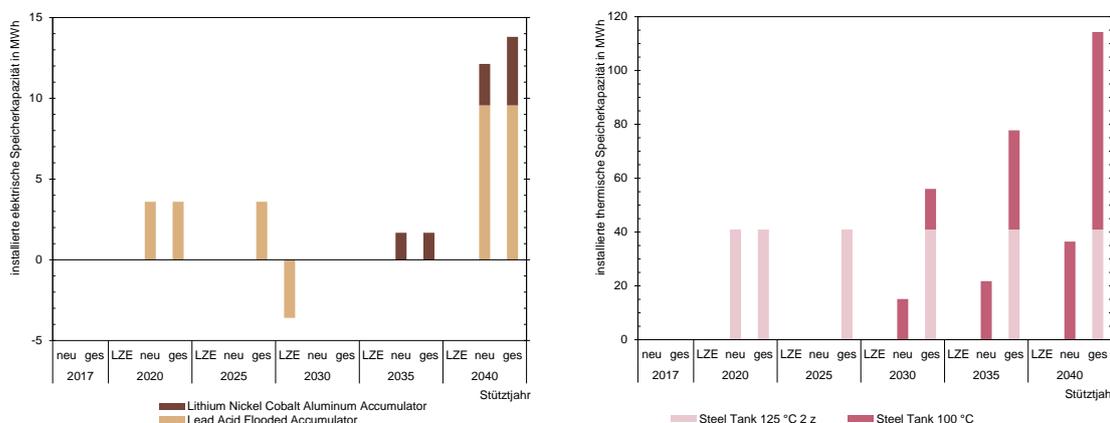


Abbildung 96: Installierte elektrische (links) und thermische Speicherkapazität (rechts) fürs Szenario *ökon* (LZE: Laufzeitende)

Zur Speicherung thermischer Energie wird fürs Stammnetz im Jahr 2020 ein 2-Zonen-Stahltank mit einer Kapazität von ca. 40 MWh installiert. Dieser Tank kann auch nach der Netztemperaturabsenkung in 2030 weiter genutzt werden. Zusätzlich werden ab dem Jahr 2030 sukzessive weitere drucklose Stahltanks installiert, deren Investitionskosten ca. 20 % unterhalb baugleicher 2-Zonen-Tanks liegen. Darüber hinaus werden für die Wärmeknoten *Maschinenwesen* bzw. *Campus West* weitere Stahltanks mit einer Kapazität von 46,5 MWh bzw. 10,2 MWh errichtet.

Power-to-Heat-Anlagen werden aufgrund des hohen Strombedarfs, der den Wärmebedarf zukünftig immer stärker übersteigen wird, zeitlich erst spät und auch nur bei Netzvorlaufttemperaturen von 80 °C integriert. Diese Anlagen reduzieren infolge einer Teildeckung des Wärmebedarfs das Potential für KWK-Anlagen zur Eigenversorgung und erhöhen zusätzlich den Strombezug aus dem Netz.

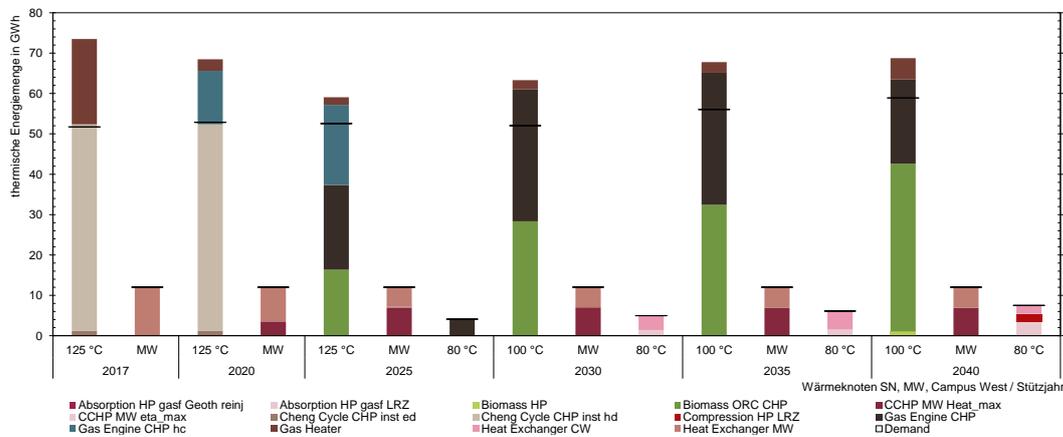


Abbildung 97: Thermische Energieversorgung fürs Szenario ökon

In Abbildung 97 ist die thermische Energieversorgung für das Standardszenario *ökon* dargestellt. Bei niedrigen Netzvorlauftemperaturen, wie bspw. 80 °C für den Campus West, stehen mit dem Geothermiereinjektionsmassenstrom sowie der Rechnerabwärme des LRZ (Leibniz-Rechenzentrum der Bayerischen Akademie der Wissenschaften) zwei sehr kostengünstige Wärmequellen zur Verfügung. Letztgenannte Wärmequelle wird aufgrund des im Modell hinterlegten geringeren Bezugspreises bevorzugt. Ab 2030 wird diese Abwärme als Wärmequelle für eine gasgefeuerte Absorptionswärmepumpe (Absorption Heat Pump gasfired LRZ) verwendet und 2040 zusätzlich für eine Kompressionswärmepumpe (Compression Heat Pump LRZ). Bei Szenarien, in denen eine Netztemperaturabsenkung für den Campus West auf 55 °C vorgesehen ist, sind Power-to-Heat-Anlagen hinfällig, da sich die beiden genannten Wärmequellen direkt integrieren lassen.

### Entwicklung Roadmap TUM Campus Garching (AP 1.2.4, LES/ZAE/ENS/HAW/CRES)

#### Zielsetzung:

Die Roadmap soll eine Empfehlung basierend auf den Projektergebnissen sein, die einen Plan für die Transformation des Energiesystems mit konkreten Umsetzungsschritten bietet. Ein weiteres Ziel ist die Identifikation von Transformatoren und kritischen Entscheidungen, die die Entwicklung des

Energiesystems langfristig und tiefgreifend beeinflussen. Das Ziel der Roadmap ist es den Entscheidungsträgern am Campus einen Eindruck von der Reichweite der Entscheidungen, die getroffen werden, zu geben und informationsbasiertes Handeln zu ermöglichen.

#### Durchführung und Ergebnisse:

Die Basis für die Roadmap bilden die intertemporalen Optimierungen (vgl. AP 1.2.2), in denen unterschiedliche Entwicklungen und Entscheidungen kombiniert und untersucht werden, um kritische Transformatoren und Entscheidungen identifizieren zu können. Bei der Variation der Randbedingungen für die Optimierungen wurde insbesondere auf die örtlichen Gegebenheiten sowie Planungen der handelnden Akteure geachtet, wodurch sich eine hohe Relevanz hinsichtlich der konkreten Umsetzung der Optimierungsergebnisse ergibt.

Nachfolgend werden zunächst die Auswirkungen einzelner Entscheidungen auf das optimale Energiesystem erläutert und abschließend drei konkrete Transformationspfade für das Energiesystem des Campus Garching vorgestellt.

#### **Auswirkungen einzelner Entscheidungen**

Zukünftig werden für den Campus Garching im Hinblick auf dessen Energieversorgung zahlreiche Entscheidungen getroffen werden müssen. Die folgende Auswahl an Entscheidungen und das Aufzeigen deren Auswirkungen unter unterschiedlichen Randbedingungen soll für die Entscheidungsfindung eine verlässliche Orientierungshilfe darstellen.

#### ***CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsziele***

Eine zentrale Fragestellung wird in Zukunft mit hoher Wahrscheinlichkeit die Definition der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele für den Campus Garching sein. In Abbildung 98 sind für verschiedene Szenarien die Auswirkungen unterschiedlich ambitionierter Reduktionen dargestellt.

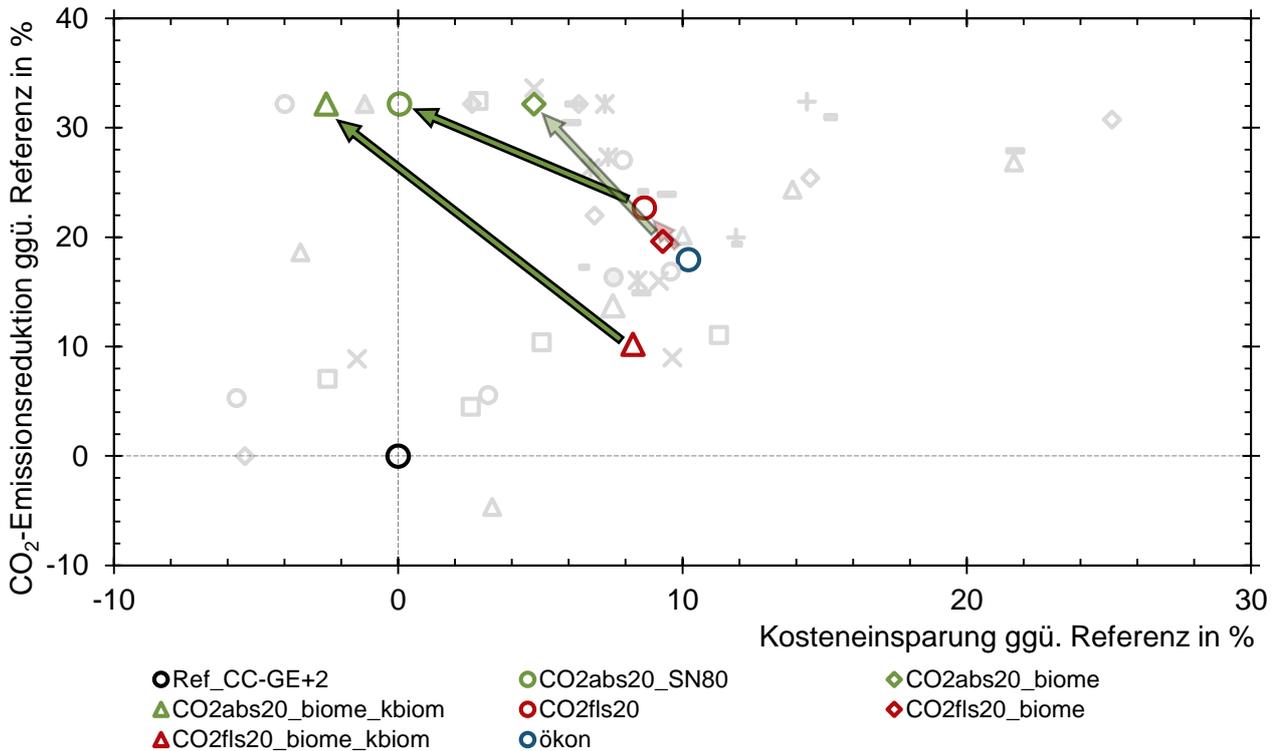


Abbildung 98: Auswirkungen unterschiedlicher CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele auf die Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung strengerer CO<sub>2</sub>-Limits; Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)

Verglichen mit dem Referenzfall sind selbst für absolute CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen, die auf den Zielen der Bundesregierung gegenüber dem Jahr 1990 basieren und das prognostizierte Wachstum des Campus nicht berücksichtigen, Kosteneinsparungen möglich. Diese Einsparungen fallen allerdings im Vergleich zu weniger ambitionierten CO<sub>2</sub>-Senkungen stets geringer aus. Unter Standardrandbedingungen, wie bspw. der Absenkung der Netztemperatur des Stammwärmenetzes in 2030 auf eine Vorlauftemperatur von 100 °C, ist eine absolute CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion nicht möglich. Um diese Ziele einhalten zu können, bedarf es daher einer Netztemperaturabsenkung auf eine Temperatur von 80 °C im Vorlauf (*CO2abs20\_SN80*). Ist der Bezug von Biomethan möglich und kann Biomasse eingesetzt werden (*CO2abs20\_biome*, *CO2fls20\_biome*), so fallen die Mehrkosten bei einer Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes von flächenspezifischen zu absoluten Zielen deutlich geringer aus, als dies ohne Biomasseinsatz (*CO2abs20\_biome\_kbiom*, *CO2fls20\_biome\_kbiom*) bzw. ohne die Option des Bezugs von Biomethan (*CO2abs20\_SN80*, *CO2fls20*) der Fall ist.

### Flächen für die Installation von PV-Anlagen

Für alle Optimierungen, bei denen die Installation von PV-Anlagen erlaubt sind, wird die hierfür zu Verfügung stehende Fläche stets vollständig mit PV-Anlagen belegt. Dies zeigt, dass PV mittlerweile ökonomisch absolut konkurrenzfähig ist zu fossil befeuerten KWK-Anlagen. Die in der Vergangenheit stark gesunkenen Investitionskosten von PV führen am Campus dazu, dass diese Anlagen nicht mehr nach Süden mit einer Neigung von 30° ausgerichtet werden. Vielmehr empfiehlt es sich die Module aufgrund der geringeren gegenseitigen Verschattung und der am Campus begrenzten Dachflächen in

Ost-West-Richtung mit einer Neigung von 10° zu montieren. Abbildung 99 zeigt die Einflüsse unterschiedlich großer PV-Potentialflächen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie die Kosten. Hierbei werden Szenarien ohne die Installation von PV (*kPV*) betrachtet und Szenarien mit potentiellen Flächen, die 25 bzw. 100 % der unverschatteten Dachfläche von Bestandsgebäuden sowie 50 bzw. 100 % der Dachflächen von Neubauten (Standard bzw. *PV+*) entsprechen.

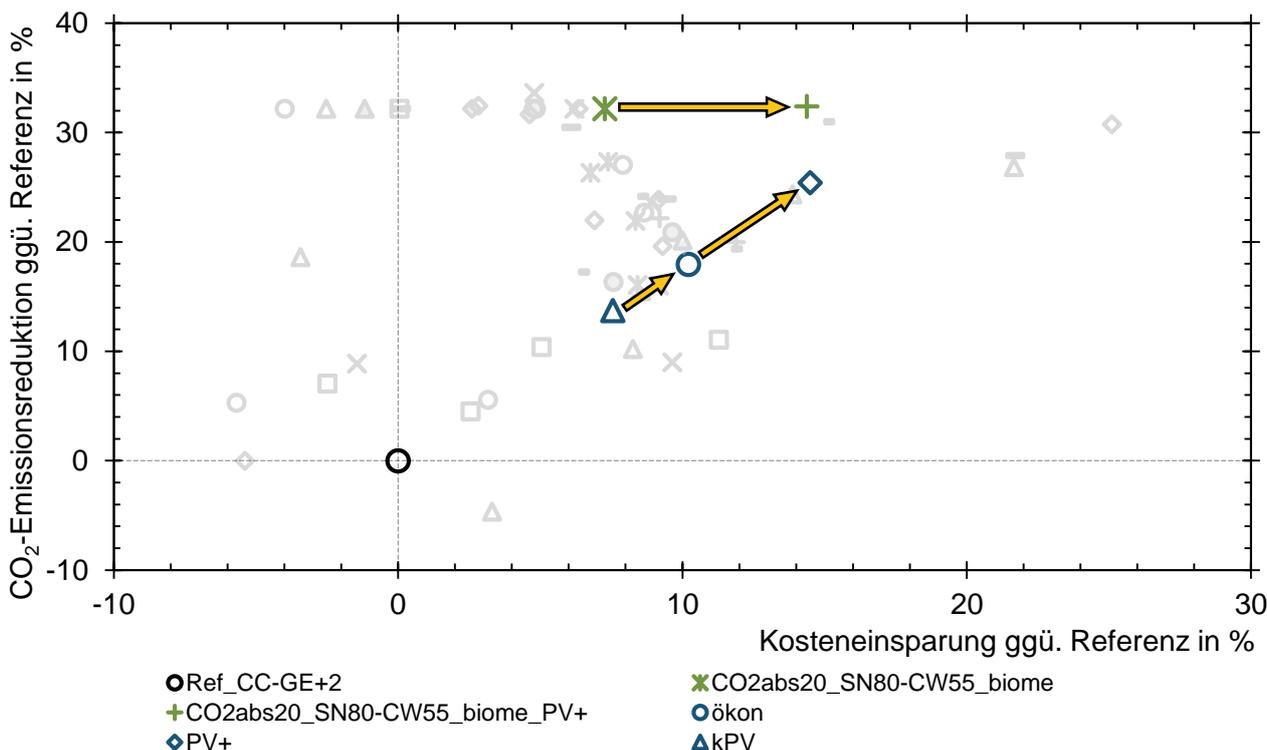


Abbildung 99: Auswirkungen unterschiedlich großer für die PV-Installation zur Verfügung stehender Flächen auf die Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung größerer PV-Potentialflächen; Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)

Für die unterschiedlichen PV-Installationsflächenpotentiale weisen die Szenarien mit den größten zur Verfügung stehenden Installationsflächen die geringsten Kosten auf. Bei flächenspezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungszielen sinken mit steigendem PV-Anteil neben den Kosten auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Nachdem die absoluten CO<sub>2</sub>-Minderungsziele niedrige Grenzwerte nach sich ziehen, führt ein höherer PV-Zubau hier zu keinen weiteren Emissionssenkungen. Allerdings erhöht eine höhere PV-Peakleistung bei strikten CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten das Potential für die Installation ökonomischer erdgasbefuerter KWK-Anlagen. Folglich steigt die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen mit sinkenden CO<sub>2</sub>-Grenzwerten. Abbildung 100 veranschaulicht beispielhaft den Zusammenhang zwischen PV-Potentialflächen und der installierten Gasmotorenleistung bei absoluten CO<sub>2</sub>-Grenzwerten für zwei Szenarien.

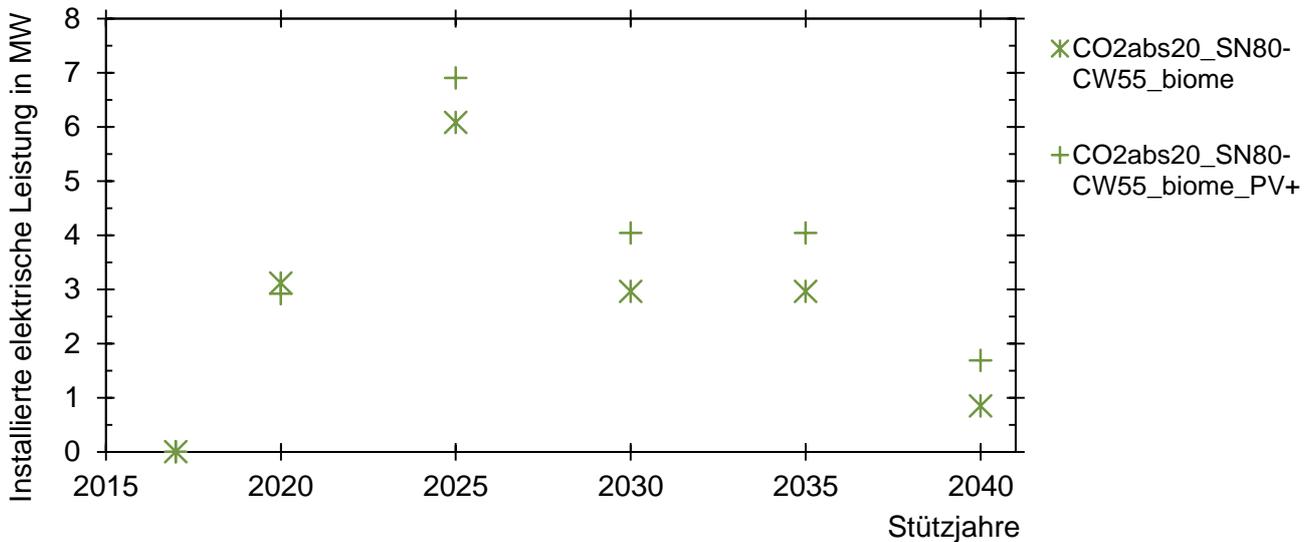


Abbildung 100: Installierte elektrische Gesamtleistung an Gasmotoren-KWK-Anlagen in Abhängigkeit der für die Installation von PV-Anlagen zur Verfügung stehenden Fläche bei absoluten CO<sub>2</sub>-Grenzwerten

### Systemtemperaturen der Fernwärmenetze

Die Systemtemperaturen des Bestandsfernwärmenetzes fallen historisch bedingt derzeit noch sehr hoch aus. Im Jahresmittel liegen die Vorlauftemperatur aktuell bei 125 °C und die Rücklauftemperatur bei 80 °C. Für das zukünftige Fernwärmenetz des sich derzeit im Bau befindenden Campus West werden aktuell mit Temperaturen im Vorlauf von 80 °C und im Rücklauf von 40 °C geplant. Werden die Temperaturen der beiden Fernwärmenetze gesenkt, steigen die thermischen Wirkungsgrade fossiler KWK-Anlagen bei teilweise zusätzlich sinkenden leistungsspezifischen Investitionskosten, die Netzverluste sinken und die Integration von thermischer Energie aus erneuerbaren Quellen wird erleichtert. Abbildung 101 veranschaulicht die Auswirkungen unterschiedlicher Netztemperaturabsenkungen in 2030 auf die Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gesamtsystems. Im Standardfall (*CO2abs20\_biome*, *CO2fls20*) werden die Systemtemperaturen des Stammwärmenetzes auf 100/60 °C reduziert und jene des Campus-West-Fernwärmenetzes bleiben bei 80/40 °C. Bei den *kNTA*-Szenarien (keine NetztemperaturAbsenkung) kommt es keinem der beiden Fernwärmenetze zu einer Reduktion der Temperaturen, wohingegen bei den Szenarien *SN80* bzw. *SN80-CW55* ab 2030 das Stammwärmenetz mit 80/40 °C betrieben wird bzw. zusätzlich die Netztemperatur des Campus-West-Fernwärmenetzes auf 55/ 35 °C gesenkt wird.

Sowohl bei flächenspezifischen als auch absoluten CO<sub>2</sub>-Minderungszielen sinken die Kosten für die Energieversorgung des Campus Garching. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Kosten für die Netztemperaturabsenkung, die insbesondere für den Austausch von Wärmeübertragerstationen anfallen, in der Optimierung nicht berücksichtigt werden. Auch im Falle der Netztemperaturabsenkungen – wie bei der PV – erhöht sich die Wirtschaftlichkeit mit sinkenden CO<sub>2</sub>-Emissionslimits.

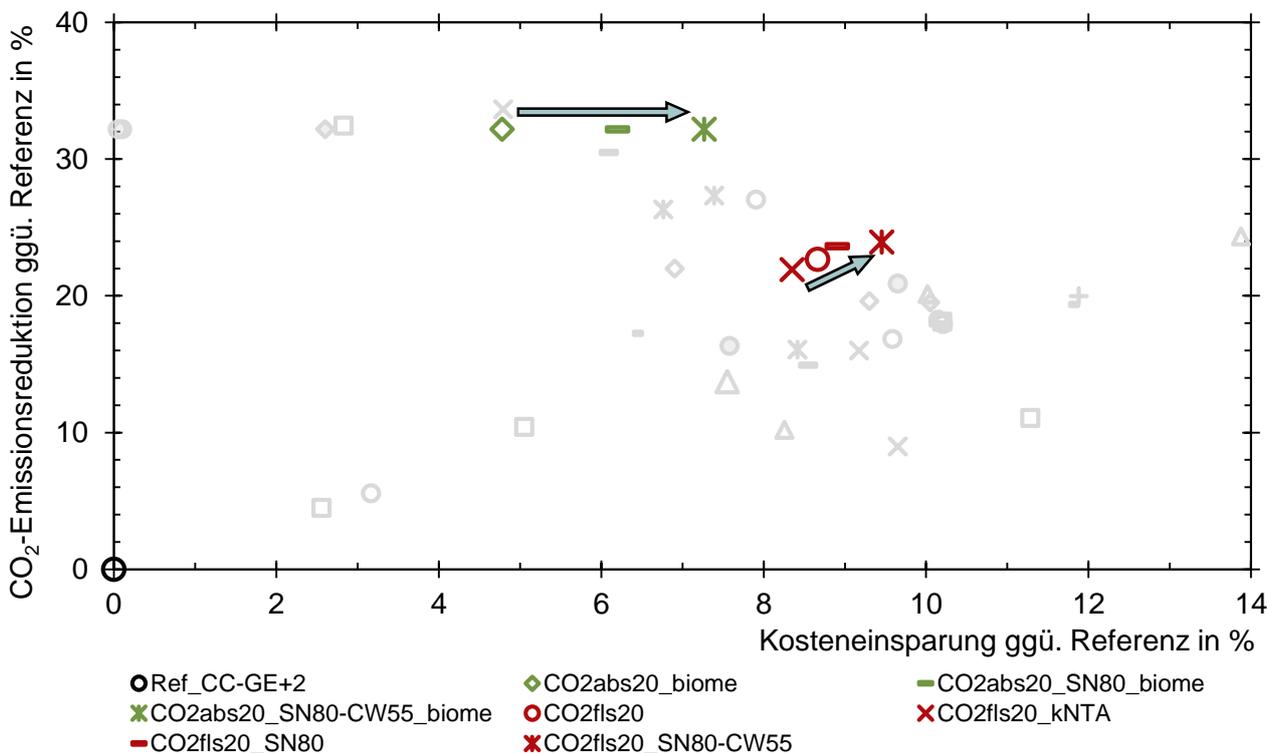


Abbildung 101: Auswirkungen unterschiedlicher Wärmenetztemperaturabsenkungen in 2030 auf die Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung stärkerer Netztemperaturabsenkungen; Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)

Das thermische Abwärmepotential für den Campus ist bereits heute sehr hoch. Auf dem Campusgelände befinden sich sowohl ein Rechenzentrum, das den 5-MW-Hochleistungsrechner wasserkühlt, als auch die Geothermiereinjektionsbohrung des hydrothermalen Tiefengeothermiebetreibers *Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG*. In Zukunft werden beide Abwärmepotentiale noch weiter steigen. Neben dem hohen Strom-Wärmebedarf-Verhältnis am Campus – und folglich eines durch den Wärmebedarf begrenzten KWK-Potentials – verhindern insbesondere die hohen Systemtemperaturen des Fernwärmenetzes aktuell eine wirtschaftliche Einbindung dieser Abwärme ins Fernwärmenetz. Bei ambitionierten CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen und zukünftig sukzessive sinkenden Emissionsfaktoren des Netzstroms nehmen die ökologischen Vorteile von erdgasbetriebenen KWK-Anlagen stetig ab. Infolgedessen steigt die Wirtschaftlichkeit für die Integration von Abwärme in die beiden Fernwärmenetze des Campus, insbesondere bei niedrigen Systemtemperaturen. In Abbildung 102 ist für Netztemperaturen des Stammnetzes von 80/40 °C ab 2030 für unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele die installierte thermische Gesamtleistung an Kompressionswärmepumpen dargestellt.

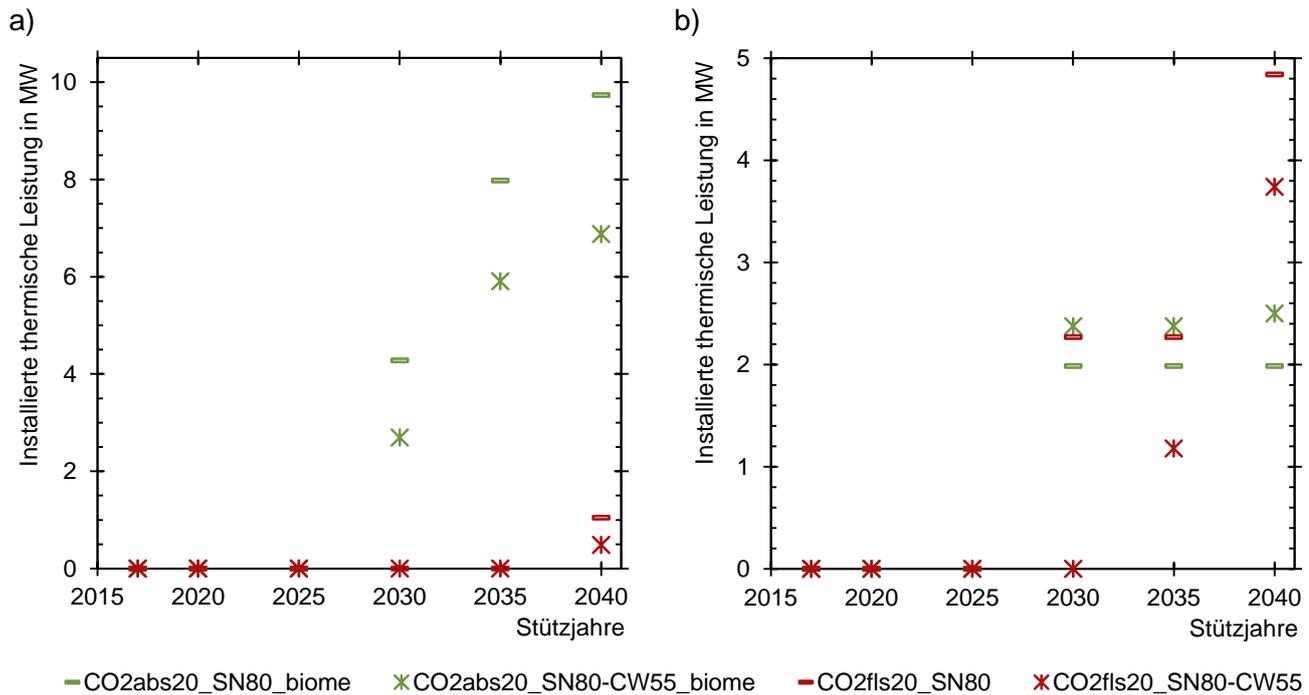


Abbildung 102: Installierte thermische Gesamtleistung an Kompressionswärmepumpen (a) bzw. Absorptionswärmepumpen (b) zur Einbindung von Abwärme ins Stammnetz bei Systemtemperaturen von 80/40 °C (beispielhaft für vier Szenarien)

Mit den über die Jahre sinkenden CO<sub>2</sub>-Limits steigt die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen, weshalb die installierte Leistung für die vier betrachteten Szenarien stetig zunimmt. Werden neben den Systemtemperaturen des Stammwärmenetzes auf 80/40 °C zusätzlich jene für das Campus-West-Fernwärmenetz auf 55/35 °C gesenkt, kann Abwärme direkt – ohne Wärmepumpen – in das Fernwärmenetz des Campus West eingebunden werden. Aus diesem Grund übersteigt die installierte Leistung an Wärmepumpen zur Integration von Abwärme ins Stammwärmenetz für die beiden SN80-Szenarien zumeist die Leistung für das jeweils vergleichbare SN80\_CW55-Szenario.

### Laufzeit der installierten Cheng-Cycle-Anlage

Bei der am Campus Garching installierten Cheng-Cycle-Anlage handelt es sich um eine flexibel einsetzbare Gasturbine. Mit zunehmender Dampfeindüsung lässt sich der elektrische Wirkungsgrad erhöhen, wobei dies zu Lasten des thermischen sowie des Gesamtwirkungsgrads geschieht. Neben dieser flexiblen Fahrweise – wodurch insbesondere das individuelle Netzentgelt reduziert werden kann – profitiert diese als hocheffizient eingestufte KWK-Anlage in erheblichem Umfang von den energierechtlichen Rahmenbedingungen. Als Bestandsanlage ist diese fossil gefeuerte Energieversorgungsanlage komplett von der EEG-Umlage befreit, wohingegen für neue EE-Anlagen bzw. hocheffiziente KWK-Anlagen bei Eigenversorgung 40 % der EEG-Umlage anfallen.

Abbildung 103 zeigt für verschiedene Randbedingungen die Auswirkungen unterschiedlich langer Restlaufzeiten der Cheng-Cycle-KWK-Anlage auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten. Verglichen werden hierbei die als Standard festgelegte Restlaufzeit von acht Jahren mit Laufzeiten von 18 bzw. 28 Jahren (CC18a, CC28a).

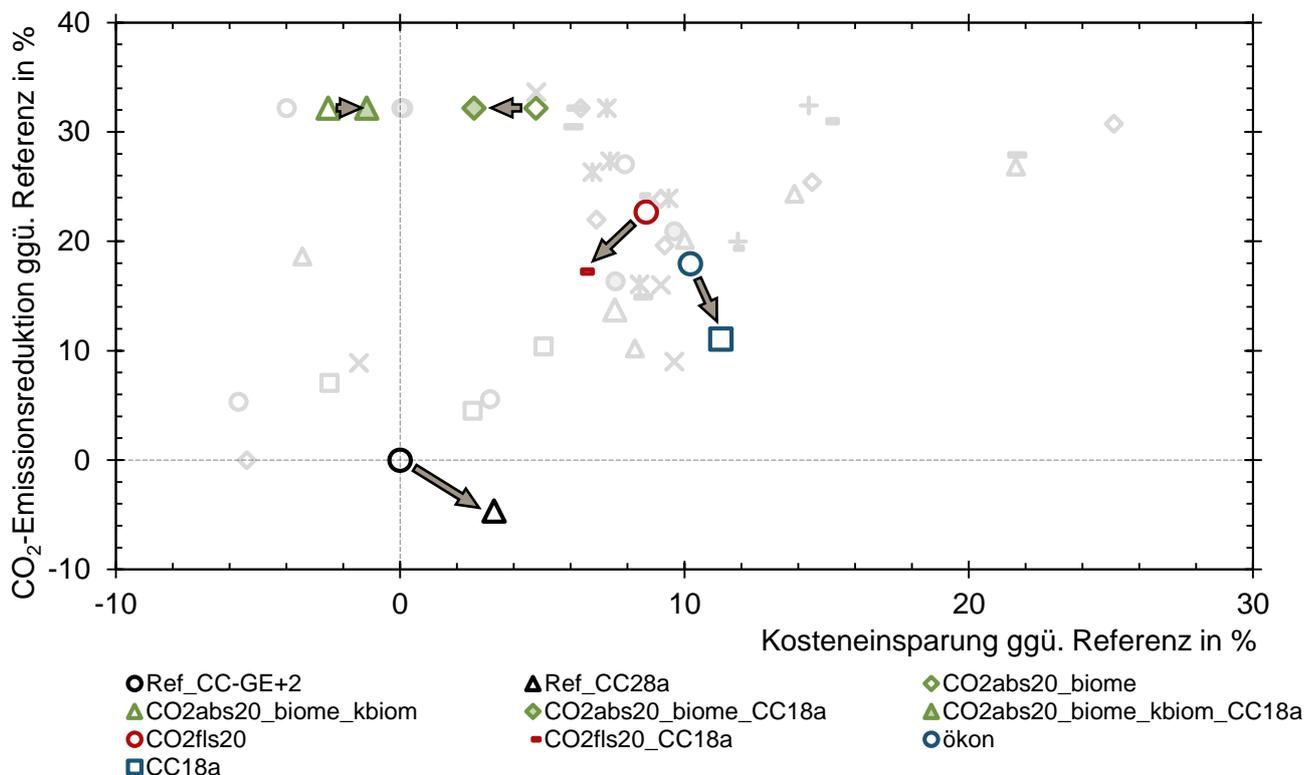


Abbildung 103: Auswirkungen unterschiedlicher Restlaufzeiten der installierten Cheng-Cycle-Anlage auf die Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung längerer Restlaufzeiten der Cheng-Cycle-Anlage; Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)

Die Einflüsse der verbleibenden Laufzeit der Cheng-Cycle-Anlage auf das gesamte Energiesystem hängen stark von weiteren Entscheidungen ab. Sollten zukünftig keine erheblichen Investitionen in Neuanlagen getätigt werden, führt eine verlängerte Laufzeit dieser Bestandsanlage zu Kosteneinsparungen, allerdings auch zu höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen (*Ref\_CC-GE+2*, *Ref\_CC28a*). Ähnlich verhält es sich bei einem rein nach wirtschaftlichen Aspekten ausgerichteten Energiesystem (*ökon*, *CC18a*). Werden flächenspezifische oder absolute CO<sub>2</sub>-Minderungsziele festgelegt, sind unter bestimmten Umständen durch eine verlängerte Restlaufzeit geringe Kosteneinsparungen möglich, beispielsweise, wenn zukünftig keine holzartige Biomasse und optional Biomethan bezogen werden (*CO2abs20\_biome\_kbiom*). CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen sind unter keinen Umständen zu erwarten.

### Verwendung holzartiger Biomasse

In den Energiesystemoptimierungen des Campus Garching kann bei den Standardszenarien der biogene Festbrennstoff Holz in Form von Hackschnitzel mit einer stündlichen Obergrenze der Gesamtfeuerungsleistung von 9 MW<sub>LHV</sub> genutzt werden. Für deren Umsetzung stehen hierbei reine Biomasseheizkessel als auch ORC-KWK-Anlagen bzw. Wirbelschicht-Dampf-Vergaser-KWK-Anlagen mit speziellen Gasmotoren zur Auswahl. In Abbildung 104 werden die Kosten als auch CO<sub>2</sub>-Emissionen des optimalen Gesamtsystems mit (Standard bzw. *biom20*) und ohne Nutzung von Biomasse (*kbiom*) verglichen.

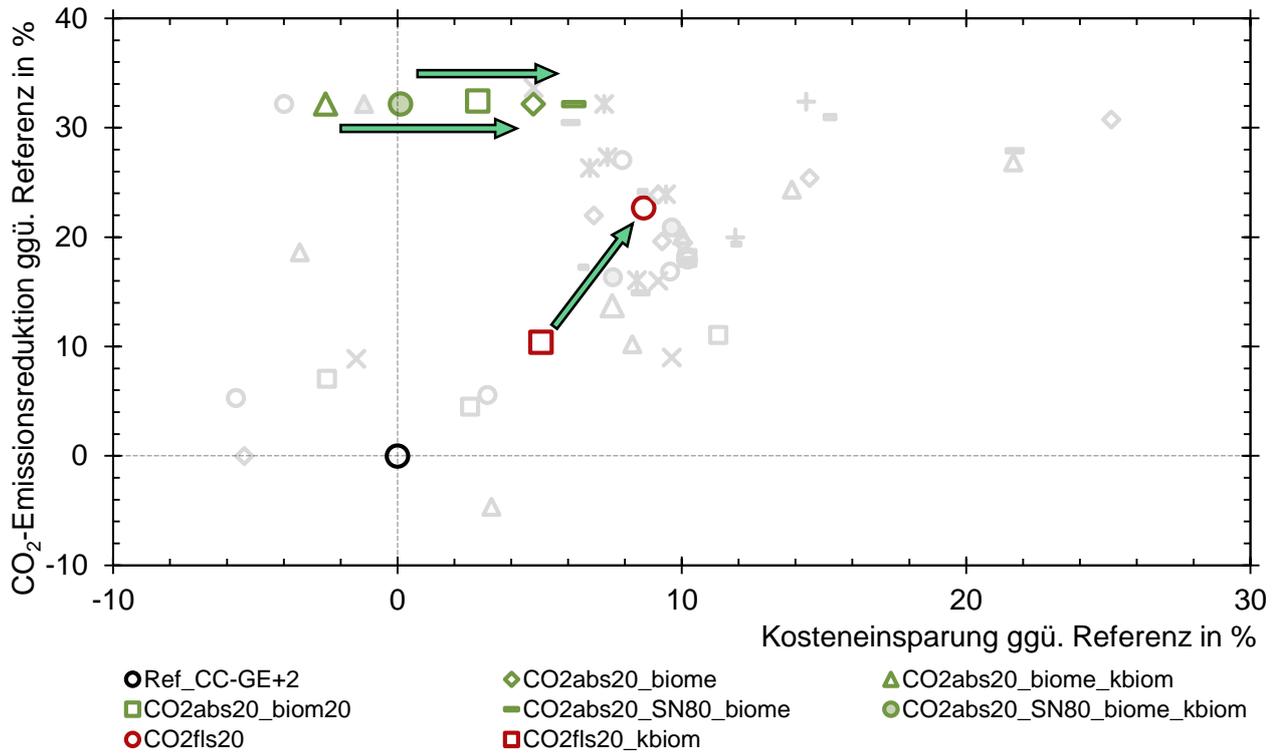


Abbildung 104: Auswirkungen unterschiedlich ausgeprägter Nutzung von Biomasse auf die Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung vermehrter Biomassenutzung; Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)

Bei flächenspezifischen CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen führt die Nutzung von holzartiger Biomasse sowohl zu einer Verringerung der Kosten als auch der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Beziehen sich die festgelegten Minderungsziele auf absolute Werte, so ermöglicht die Nutzung von Biomasse die Einhaltung dieser Grenzwerte bei gleichzeitigen Kosteneinsparungen gegenüber dem Referenzfall. Besteht keine Option Biomethan zu nutzen, würde für das Standardszenario zur Erreichung absoluter CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele Biomasse mit einer maximalen stündlichen Feuerungswärmeleistung von 20 MW<sub>LHV</sub> (*CO2abs20\_biom20*) benötigt.

Die Entscheidung, ob zukünftig optional Biomethan bezogen werden soll, hat auf die Kosten bzw. den CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Energieversorgung sehr ähnliche Auswirkungen wie jene bei der Biomassenutzung. Biomethan senkt bei absoluten CO<sub>2</sub>-Minderungszielen die Gesamtkosten.

### Drei mögliche Transformationspfade des Energiesystems

Die Kenntnis der tendenziellen Auswirkungen einzelner zukünftig zu treffender Entscheidungen auf das Gesamtsystem ermöglicht es den Entscheidungsträgern eine gezielte Auswahl an Maßnahmen zur nachhaltigen Transformation der Energieversorgung treffen zu können. Nachfolgend sollen dennoch drei konkrete Transformationspfade als weitere Orientierungshilfe zur Entscheidungsfindung aufgezeigt werden. Bei den drei vorgestellten Szenarien handelt es sich um eine ausschließlich wirtschaftliche Ausrichtung (*ökon*), eine Kombination aus einer Netztemperaturabsenkung des Stammnetzes in 2030 auf 80/40 °C und der Festlegung flächenspezifischer CO<sub>2</sub>-Minderungszielen (*CO2fls20\_SN80*) sowie

einem absoluten CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenario, bei dem darüber hinaus die Systemtemperaturen des Campus-West-Fernwärmenetzes gesenkt werden und die Option des Biomethanbezugs besteht (*CO2abs20\_SN80-CW55\_biome*). Das *CO2abs*-Szenario führt folglich zum geringsten CO<sub>2</sub>-Ausstoß, stellt den nachhaltigsten Transformationspfad dar, wohingegen die Kosten beim *ökon*-Szenario am geringsten ausfallen. Im CO<sub>2</sub>-Kosten-Diagramm aus Abbildung 105 liegen die drei Szenarien in etwa auf einer Geraden.

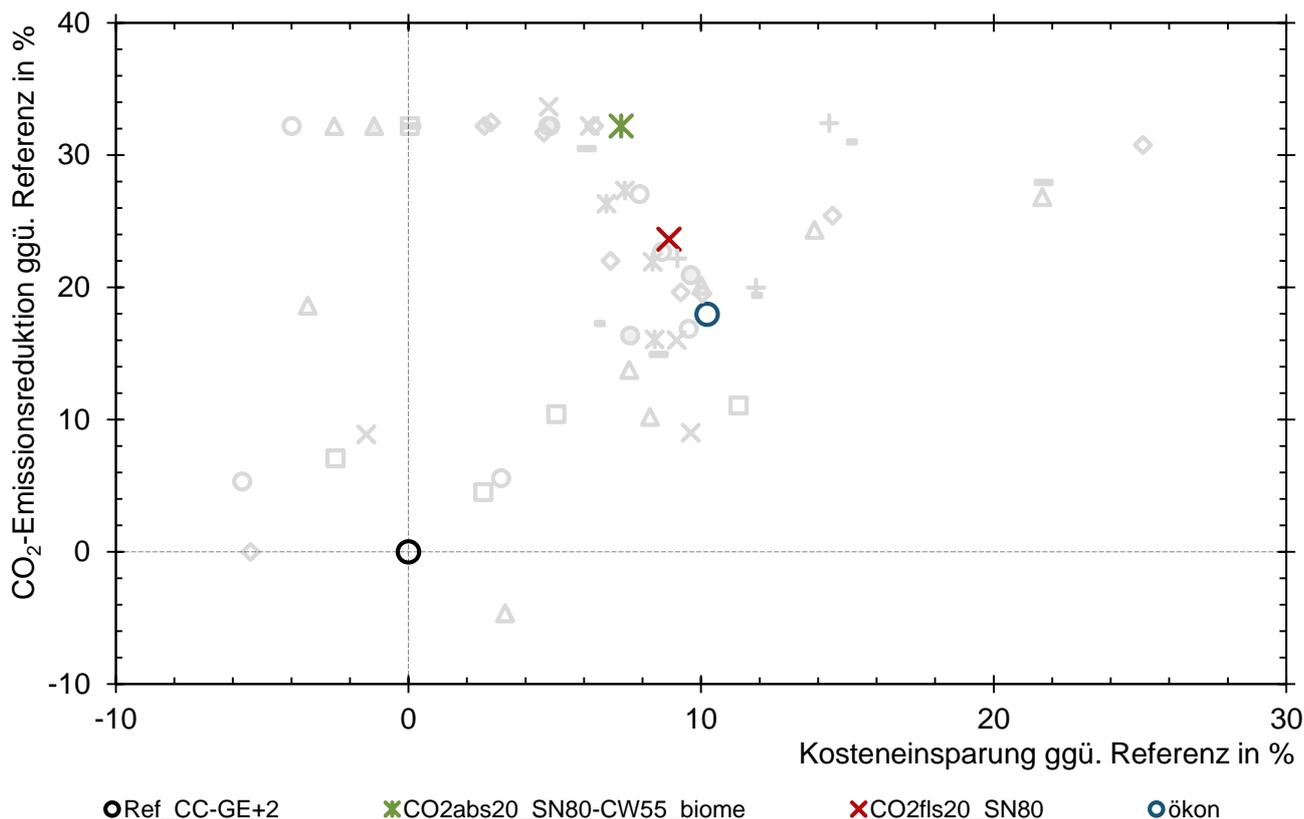


Abbildung 105: Vergleich der Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen für die Typszenarien (Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)

Alle drei Szenarien vereint sowohl erhebliche Kosten- als auch CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen gegenüber dem weitgehend auf Bestandsanlagen basierendem Referenzszenario. Für die Umsetzung der drei ambitionierteren Entwicklungspfade bedarf es allerdings Investitionen in neue Energieversorgungsanlagen sowie Energiespeicher, von denen eine Auswahl in Abbildung 106 dargestellt ist.

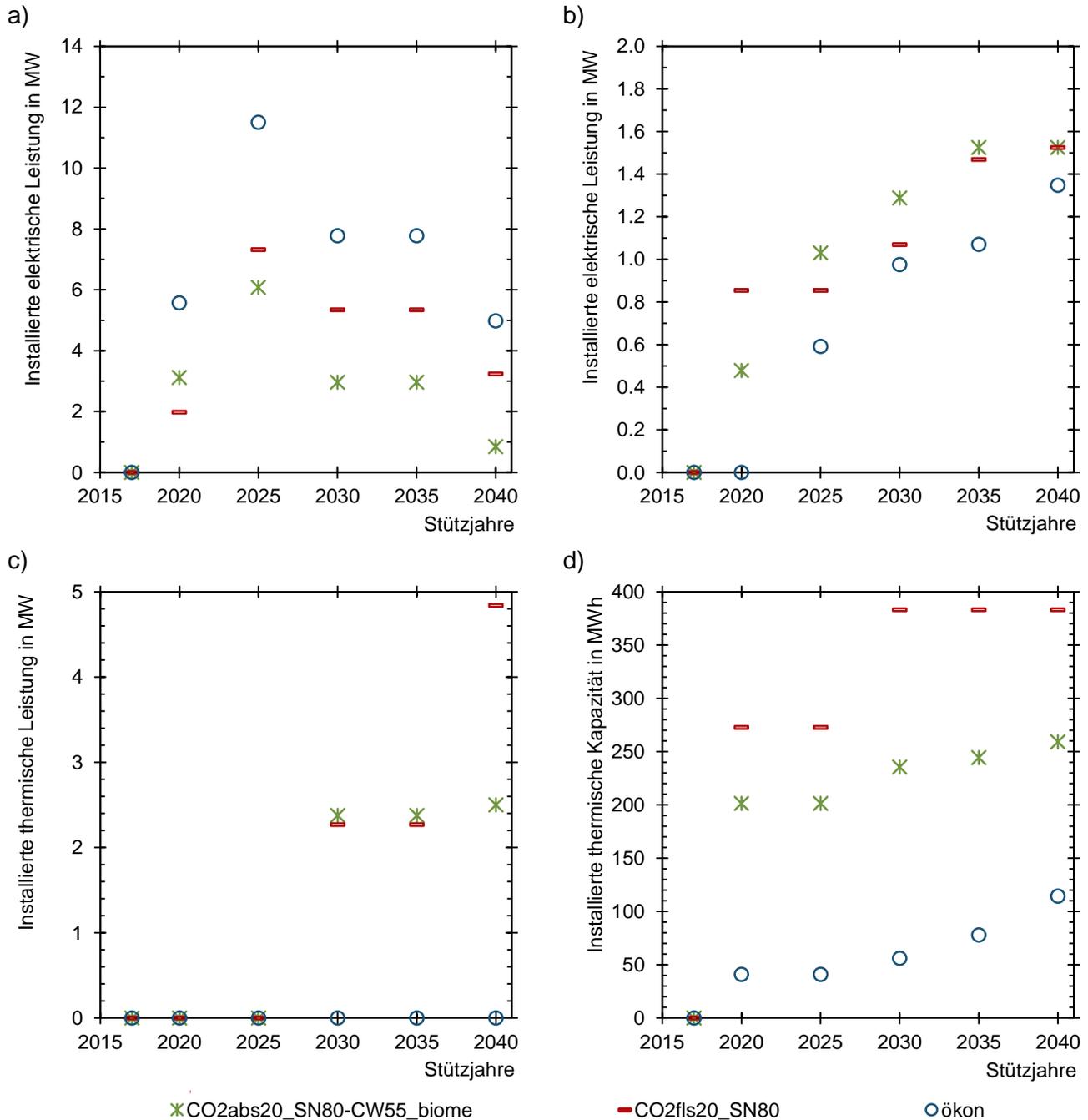


Abbildung 106: Installierte Leistungen an Gasmotoren-KWK-Anlagen (a), Biomasse-ORC-KWK-Anlagen (b) und Absorptionswärmepumpen im Stammnetz (c) sowie empfohlene Speicherkapazitäten thermischer Energiespeicher im Stammnetz (d) für drei unterschiedliche Transformationspfade

Die größten Leistungen an Gasmotoren-KWK-Anlagen ergeben sich bei der ausschließlich unter ökonomischen Aspekten durchgeführten Optimierung. Allerdings zeigt sich auch hier ein Rückgang

über die Jahre, welcher in den angenommenen leicht steigenden Gas- sowie CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen begründet liegt. Je ambitionierter die gesteckten CO<sub>2</sub>-Minderungsziele ausfallen, desto weniger erdgasbefeuerte Gasmotoren werden installiert. Für das Jahr 2040 geht diese Leistung aufgrund eines CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwertes, der 70 % unterhalb des errechneten Ausstoßes von 1990 liegt, nahezu auf null zurück. Dieses geringe CO<sub>2</sub>-Jahresbudget wird zur Deckung aller Bedarfe anderweitig verwendet, insbesondere für die aus dem Stromnetz bezogene elektrische Energie.

Bei den biomassebefeuerten ORC-KWK-Anlagen verhält es sich konträr zu den Gasmotoren. Deren Gesamtleistung nimmt aus den bereits erwähnten Gründen für alle drei Szenarien sukzessive zu. Insbesondere für die beiden Szenarien mit vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Limits unterscheiden sich die empfohlenen Leistungen nur unerheblich.

Gasgefeuerte Absorptionswärmepumpen, denen Abwärme als Wärmequelle dient, werden fürs Stammnetz sowohl im *CO<sub>2</sub>abs*- als auch *CO<sub>2</sub>fls*-Szenario errichtet. Aufgrund der strengeren CO<sub>2</sub>-Grenzwerte bei absoluten Minderungszielen bleibt deren Leistung über die Jahre konstant, stattdessen werden vermehrt stromgetriebene Kompressionswärmepumpen zugebaut. Beim *CO<sub>2</sub>fls*-Szenario steigt die Installation von Absorptionswärmepumpen im Jahr 2040 nochmal erheblich an. Aufgrund des hohen Temperaturhubs zwischen Abwärmequelle und der Netzvorlauftemperatur von 100 °C stehen beim *ökon*-Szenario im Energiesystemmodell keine Absorptionswärmepumpen zur Auswahl.

Thermische Energiespeicher fürs Stammnetz werden in Abhängigkeit des Jahres sowie des Szenarios mit Kapazitäten zwischen 40 und 400 MWh installiert, was einer Gesamtwassermenge in den Speichern von ca. 800 bis 8000 m<sup>3</sup> entspricht. Diese Speicher weisen innerhalb eines Jahres zwischen 30 und 150 vollständige Be- und Entladungszyklen auf.

Elektrische Energiespeicher werden mit Gesamtkapazitäten von wenigen bis zu 35 MWh installiert, wobei beim *CO<sub>2</sub>abs*-Szenario über alle Jahre hinweg die deutlich größten Speicher errichtet werden. Verglichen mit den thermischen Energiespeichern weisen die elektrischen Speicher im Jahr etwas weniger vollständige Be- und Entladungszyklen von 30 bis 120 Zyklen auf.

Für eine erfolgreiche Umsetzung der aus den zahlreichen Energiesystemoptimierungen gewonnenen Erkenntnisse empfiehlt es sich zunächst ein umfassendes Energiemonitoring am Campus zu implementieren und im Zuge dessen ein ganzheitliches Energiemanagement zu betreiben. Auf diese Weise können zum einen Energieeinsparpotentiale identifiziert werden, wodurch sowohl die Kosten als auch CO<sub>2</sub>-Emissionen abnehmen (vgl. AP 1.2.2). Zum anderen wird hierdurch die steigende Komplexität der verschiedenen Regelungsstrategien für die unterschiedlichen Neuanlagen beherrschbar.

### **3.4.3 Räumliche Optimierung (AP 1.3)**

#### **Optimierung der Netzinfrastruktur verschiedener Entwicklungsszenarien (AP 1.3.1, ENS)**

##### Zielsetzung:

Die räumliche Optimierung soll verwendet werden, um eine Planung der Topologie der Versorgungsinfrastruktur zu ermöglichen.

### Durchführung und Ergebnisse:

Im Projektverlauf hat sich herausgestellt, dass die räumliche Planung mit Hilfe von linearer Optimierung nicht zielführend ist. Die das Netz bestimmenden Parameter können aber, wenn Entfernungen und Kosten pro Kapazität und Entfernung bekannt sind als Technologieoptionen sinnvoll in die zeitliche Optimierung integriert werden (siehe AP 1.2.2). Der Streckenverlauf der Netze wird dadurch nicht optimiert, jedoch bieten sich in Bestandsquartieren nur sehr eingeschränkte Möglichkeiten den Verlauf der Netze zu bestimmen, da die bestehende Infrastruktur diesen zum größten Teil festlegt. Da Strom- und Wärmenetz am Campus Ost bereits vorhanden sind, liegt der Schwerpunkt der Arbeiten auf dem Campus West sowie den Untersuchungen in Bezug auf die Kälteversorgung am Campus Ost. Mit Simulationen in Netzsimulationsprogrammen wurden für den Campus eine dezentrale Kälteversorgung mit einer zentralen Versorgung und einer Inselnetzlösung verglichen. Für den Campus West wurden unterschiedliche Netzkonzepte erarbeitet. Diese Arbeiten sind in 1.2.3 und AP 1.2.2 näher erläutert.

### **Ableitung der zusätzlichen Effizienzpotenziale einer spartenübergreifenden Betrachtung (AP 1.3.2, ENS)**

#### Zielsetzung:

Synergieeffekte zwischen den einzelnen Energieversorgungssystemen sollen identifiziert werden. Die spezifisch räumliche Fragestellung ist hierbei, wie Nah- und Fernversorgungsnetze der einzelnen Energieträger mit der Versorgung der anderen Energienachfragen in Verbindung stehen.

#### Durchführung und Ergebnisse:

Auch die Arbeit in diesem Bereich war Teil der parametrischen zeitlichen Optimierung. Die Untersuchungen fanden dabei analog zu den in AP 1.2.3 geschildertem Vorgehen statt und wurden mit diesem abgeschlossen.

### **Ableitung eines robusten Energienetzplans für den Aus- und Umbau der Netze am Campus Garching (AP 1.3.3, LES/ZAE/ENS)**

#### Zielsetzung:

Mittels der Optimierungstools und mit Überlegungen soll überprüft werden, ob ein Netzbau notwendig ist und wie dieser möglichst robust gegenüber zukünftigen Änderungen im Energiesystem am Campus gestaltet werden kann.

#### Durchführung und Ergebnisse:

Das bestehende Stromnetz am Campus ist ausreichend ausgebaut und stellt keine Limitierungen für Maßnahmen und Änderungen im Energiesystem dar. Der zuständige Netzbetreiber hat den Netzanschlusspunkt des Campus unabhängig von den Planungen im Projekt erweitert, da auch von dieser Seite mit steigenden Strombezügen gerechnet wird.

Innerhalb von AP 3.2 wurden verschiedene Szenarien bzgl. Wärme- und Kältenetzen untersucht. Nach Abstimmung mit dem planenden Ingenieurbüro Rögelein sowie dem Bauamt wurde ein mögliches Endausbauszenario für das Fernwärmenetz am zentralen Campus in der GIS-Datenbank angelegt und in eine Netzsimulation überführt. Ebenfalls implementiert wurde das Fernwärmenetz im Status Quo. Mit diesen Simulationen wurde überprüft, inwieweit eine Verringerung der Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf (RL) möglich ist. Weiterhin wurden Szenarien für eine Absenkung des aktuell sehr hohen Temperaturniveaus im Fernwärmenetz erstellt und die Auswirkungen einer Temperaturabsenkung auf die Netzverluste ermittelt. Für das Neubaugebiet „Campus West“ wurden ebenfalls mögliche Erschließungsvarianten im Bereich der Fernwärme untersucht und mittels Simulation ausgewertet. Zudem wurde dort die Möglichkeit einer zentralen Kältebereitstellung mit Verteilung über ein Kältenetz mit einer dezentralen Kälteversorgung verglichen. Hierfür wurden Varianten möglicher Kältenetze entworfen und ausgewertet. Eine ähnliche Analyse ist in der restlichen Projektlaufzeit für den zentralen Campus geplant. Die durchgeführten Analysen mit ihren Ergebnissen werden in AP 3.2 detailliert beschrieben.

Besonderes Augenmerk bei der Erstellung eines robusten Energienetzplans wurde auf den Bereich der Neubaugebiete des Campus West gelegt, da dort die Netzinfrastruktur noch nicht vorhanden ist und eine räumliche Nähe zum Rechenzentrum Irz gegeben ist. Es wurden daher die Möglichkeiten einer Nutzung von dessen Abwärme beleuchtet. Daraus leitet sich eine Empfehlung für eine niedrige Netztemperatur mit entsprechenden Anschlussbedingungen der Gebäude ab.

### **3.5 Koordination und Schnittstellenarbeit (AP 5)**

Um einen möglichst effizienten Ablauf der Zusammenarbeit zwischen den unterschiedlichen Partnern zu gewährleisten, wurde auf eine Mischung aus regelmäßigen Abstimmungen und bedarfsgesteuerten Treffen gesetzt. Die unterschiedlichen Formate und Themen sind in den folgenden Abschnitten kurz erläutert.

#### **3.5.1 Begleitung und Vernetzung der Forschungsaktivitäten (AP 5.1)**

Regelmäßige und bedarfsabhängige Treffen fanden sowohl für die Abstimmung zwischen Partnern, die an unterschiedlichen Themen mit gemeinsamen Schnittstellen arbeiten, als auch für die Projektpartner, die gemeinsam Ihre Expertise für einen bestimmten Projektbestandteil – wie beispielsweise die Bedarfsentwicklungsanalysen und -prognosen, statt.

##### **Begleitung und Vernetzung der Forschungsaktivitäten (AP 5.1.1, LES)**

###### Zielsetzung:

Abstimmen der Begrifflichkeiten und Anregung gezielter Kommunikation zur optimalen Ausnutzung und Ergänzung der unterschiedlichen Kompetenzen der Projektpartner.

###### Durchführung und Ergebnisse/Durchführung:

Folgende Maßnahmen wurden getroffen:

- Internes Kick-Off Meeting
- Regelmäßige Treffen aller Projektpartner
- Regelmäßige Treffen der an der Wärme- und Kälteverbrauchs(bedarfs)analysen beteiligten Projektpartner
- Einzelne Treffen zur Abstimmung bei der Stromverbrauchsanalyse
- Zweiwöchig stattfindende Treffen zwischen ENS und LES, um Weiterentwicklung und Nutzung von urbs zusammenzubringen
- Treffen mit Gebäudebetreibern am Campus, die nicht zur Universität gehören, um Synergieeffekte zu untersuchen und z. B. Abwärme vom Rechenzentrum am Campus nutzbar zu machen.

Zusätzlich wurden nachfolgende Workshops mit Beteiligung aller Projektteilnehmer durchgeführt:

- Workshop Methodik und Softwareschnittstellen
- Workshop Prognosen und Energieverbrauchsszenarien
- Workshop Kälte
- Workshop Optimierungsziele
- Workshop Roadmap
- Workshop Einbindung des Rechenzentrums
- Workshop Pilotprojekte

### **Erstellen Schnittstellendokumente und Leitfaden (AP 5.1.2, LES)**

#### **Zielsetzung:**

Die Zielsetzung ist es die Kommunikationsschritte und Schnittstellen, die im Projekt genutzt wurden zu vermitteln und das Wissen darum, wie eine Energiesystembewertung und Optimierung mit der urbs Methodik durchgeführt wird auf verständliche Weise zusammenzufassen. Dadurch soll die Hemmschwelle von Dritten, für die die Nutzung des Open-Source Tools sinnvoll wäre, sich mit der Thematik auseinander zu setzen gesenkt werden.

#### **Durchführung und Ergebnisse:**

Der Leitfaden wird Anfang des zweiten Halbjahres 2020 bei der Abschlussveranstaltung des CleanTechCampus-Projektes veröffentlicht.

### **3.5.2 Einbindung von Akteuren und Entscheidungsträgern (AP 5.2, LES)**

#### **Zielsetzung:**

Akzeptanz und Unterstützung der Akteure zur Ermittlung geplanter Entwicklungen des Campus sowie Aufbau einer Gebäudedatenbank und der Sicherung des langfristigen Einflusses des Projekts auf die Campuserwicklung

### Durchführung und Ergebnisse:

Folgende Maßnahmen wurden getroffen:

- Kick-Off Veranstaltung (mit externen Akteuren)
- Regelmäßige Treffen mit dem StBAM2 (1) im Hinblick auf einen effizienteren Austausch von Informationen zum heutigen und den zukünftigen Gebäude- und Anlagenbestand und (2) zur Abstimmung der im Projekt beabsichtigten Maßnahmen und Erweiterungen am Campus West (AP 3)
- Regelmäßige Treffen mit dem Technischen Betrieb und dem Ingenieurbüro Rögelein + Partner, welche zuständig sind für die Planverwaltung und Bewertung von Einzelmaßnahmen im Wärmenetz
- Bei großen Projekttreffen werden Entscheidungsträger von StBAM2, TU München, Leibnitz-Rechenzentrum und das Projektteam zusammengebracht und erste Ergebnisse kommuniziert
- Projekttreffen unter Beteiligung des Rechenzentrums, um Synergieeffekt und mögliche gemeinsame Lösungen zu untersuchen

Von der Lehrstuhlleitung wurden Treffen mit den Entscheidungsträgern der Universität durchgeführt, bei denen Erkenntnisse der Optimierungsergebnisse vermittelt wurden, um eine nachhaltige Transformation am Campus anzustoßen.

### **3.5.3 Untersuchung von Finanzierungsoptionen und Einbindung von Industriepartnern (AP 5.3, LES)**

Für die Umsetzung der Pilotprojekte wurden Kontakte zu Industriepartnern aufgenommen, die entweder von der Technologieseite oder der Systemseite kommen. Die bisher im Projekt betrachteten Pilotprojekte sind folgende:

- System für eine instantane Netzzustandserkennung und eine intelligente Steuerung und Synchronisation in dezentralen Netzen (AP 3.1.5)
- innovative Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (AP 4.1.3)
- lokale Konditionierung zur Komfortsteigerung und Nutzung zu Energieeffizienzzwecken (AP 2.3.5)

Aktuell befinden sich mehrere Projekte, die auf den Erkenntnissen dieses Projekts aufbauen in der Antragsphase, bzw. wird von Seiten der Universität die Entscheidung getroffen, in wie weit eine Finanzierung der Pilotprojekte möglich ist.



## 4 Zusammenfassung und Fazit

### 4.1 Methodik

Im Verbundvorhaben CleanTechCampus Garching wurden unter Berücksichtigung des fortlaufenden Ausbaus Strategien für die zukünftige Energieversorgung des Campus der TUM in Garching entwickelt.

Dabei wurden sowohl die Energiebedarfsseite der Gebäude, Energieversorgungsnetze sowie Konzepte zur Energiebereitstellung und Speicherung untersucht, um effiziente, nachhaltige, flexible und wirtschaftliche Versorgungsvarianten für den Campus Garching zu identifizieren. Im Rahmen einer spartenübergreifenden Optimierung wurden die Sektoren Strom, Wärme und Kälte zusammengeführt und gekoppelt in einer Simulation untersucht.

Auf Basis einer Bestandsaufnahme wurden Bedarfsprognosen für Wärme und Kälte zu Gebäuden, Prozessenergie sowie Netz- und Speicherverlusten erstellt und im Rahmen eines Preprocessings Energiebedarfszeitreihen generiert.

Der Stromsektor wurde durch ein Microgrid, bestehend aus linearen, nichtlinearen, symmetrischen und/oder unsymmetrischen Verbrauchern, modelliert. Dieses wurde zur Untersuchung von Stromnetzqualität und -stabilität, insbesondere unter dem Einfluss von Netzfehlern und Lastschwankungen, verwendet. Weiterhin wurden bestehende Analysemethoden zur Erfassung von Amplituden, Phasen und Frequenzen sinusoidaler Signale weiterentwickelt.

Mit den Energiebedarfszeitreihen der Sektoren konnte zusammen mit ermittelten Kennlinien und Parametersätzen das Modell zur Optimierung des Gesamtsystems parametrisiert werden.

Zur Erstellung eines ganzheitlichen Ausbauplans des Energiesystems für den Campus Garching wurde ein umfassendes Modell des Energiesystems erstellt. Dieses Energiesystemmodell wurde mittels intertemporalen Linear-Programming-Optimierungen für den Zeitraum von 2017 bis 2040 unter verschiedenen Randbedingungen, wie bspw. CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten, verschiedenen Bedarfsentwicklungen oder unterschiedlichen Systemtemperaturen optimiert.

### 4.2 Preprocessing

Im Rahmen des Preprocessings konnten dabei folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

#### Energiebedarf

- Der Gesamtenergiebedarf des Campus wird endenergetisch und ökonomisch vom Stromsektor dominiert. In den Prognosen verstärkt sich dieses Verhältnis zukünftig.
- Sowohl im Bereich Wärme als auch Kälte besteht ein erhebliches Energieeinsparpotential für Neubau und Sanierung. Je frühzeitiger und zielgerichteter eine energieeffiziente Planung von Neubauten und Gebäudesanierungen verfolgt wird, desto leichter lassen sich innovative,

effiziente Konzepte zur Energiebereitstellung realisieren und zukünftige Einsparungen von CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen oder Primärenergieeinsatz erreichen. Insbesondere der Kältebedarf, aber auch der Strom- und Wärmebedarf könnten so deutlich reduziert werden.

- Bei derartigen Einsparungen am Gebäudeenergiebedarf treten ganzjährige Standby-Verluste sowie der Bedarf an Prozesskälte und –wärme deutlich in den Vordergrund. Auch hier bestehen hohe Einsparpotentiale.

## Versorgungsnetze

- Im Rahmen der Analyse des Stromnetzes konnte gezeigt werden, dass das erstellte Micro-Grid unter Exklusion von Netzfehlern hinsichtlich Qualität und Stabilität den erforderlichen Normen genügt, sofern die nicht linearen Lasten nicht den dominanten Anteil des Netzes bilden.
- Das elektrische Versorgungsnetz am Campus Garching zeigt zwar hohe Lastschwankungen, jedoch eine hinreichende Netzstabilität.
- Bei einem signifikanten Zubau von PV-Anlagen ist aufgrund der integrierten Filter zur Unterdrückung der harmonischen Anteile keine Destabilisierung des Netzbetriebes zu befürchten.
- Die großzügige Dimensionierung des Bestands-Fernwärmenetzes erlaubt eine deutliche Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes bei einer Spreizung von rd. 40 K, was ökologisch sinnvoll ist, die Einbindung innovativer Wärmeerzeuger ermöglicht und Kosteneinsparungen bei den jährlichen, bedarfsgebundenen Kosten ermöglicht. Insbesondere am Campus West besteht die Möglichkeit zur Realisierung eines Niedertemperaturnetzes unterhalb von 60 °C Vorlauftemperatur, wodurch vorhandene Abwärmequellen effizient integriert werden könnten. Hierzu müsste systematisch in die Planung aller Gebäude eingegriffen werden, um die Auslegung von Heizsystemen entsprechend anzupassen.
- Die Gebäudesimulationen haben gezeigt, dass die Behaglichkeit bei Bestandsgebäuden mit Radiatoren erst ab Heizungsvorlauftemperaturen unter 55 °C beeinträchtigt wird.
- Die Ökonomie von zentralen, semizentralen und dezentralen Kälteversorgungsvarianten ist stark an das damit verbundene Konzept zur Kältebereitstellung gekoppelt. Bei netzgebundenen Versorgungsvarianten kann ein Teil der Kälte durch AKM bereitgestellt werden, was bei einem günstigen Wärmepreis zu niedrigeren Gesamtkosten als bei einer ausschließlichen Versorgung mit KKM führt. Aus ökonomischer Sicht sind sowohl zentrale und semizentrale Varianten mit AKM und KKM, als auch eine dezentrale Versorgung mit KKM denkbar.

## Energiebereitstellung

- Am Campus bestehen mehrere ungenutzte Abwärme- und Niedertemperaturquellen, die ein großes Wärmeleistungs- und Energiepotential darstellen (z. B. Abwärme HKW, Abwärme LRZ, Geothermierücklauf EWG). Dieses Potential wird in Zukunft weiter wachsen, insbesondere am LRZ. Das Überangebot an Wärmequellen steht einem zukünftig voraussichtlich nur mäßig steigenden Wärmebedarf gegenüber. Der konzeptionelle Fokus zur Wärmebereitstellung sollte daher auf der Nutzung des vorhandenen Wärmepotentials liegen. Hierzu müssen die Systemtemperaturen der Verbraucher und des Fernwärmenetzes abgesenkt werden und ggf. Vorlauftemperaturen angehoben werden.
- Grundsätzlich sind verschiedene Konzepte zur Kältebereitstellung am Campus denkbar. Eine Versorgung mit AKM zentral im HKW oder bei Insellösungen mit KWK kann bei einem günstigen Wärmepreis oder einem hohen Strompreis gegenüber KKM ökonomisch vorteilhaft sein. Zukünftig ist bei KKM durch den Ausbau erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz eine bessere Ökologie zu erwarten. Alternative Kühlsysteme (freie Kühlung, Nachtlüftung, Adiabatik) zur Gebäudekonditionierung könnten zudem den Anteil aktiver Kälteerzeugung reduzieren.

## 4.3 Optimierung des Gesamtsystems

Die Ergebnisse der zahlreichen intertemporalen Optimierungen für den Zeitraum von 2017 bis 2040 zeigen gegenüber dem aktuellen Energiesystem, für welches ein Austausch der bisherigen Cheng-Cycle-Anlage durch Gasmotoren in 2025 angenommen wurde, dass bis auf wenige Extremszenarien sowohl CO<sub>2</sub>-Einsparungen als auch Kostenreduktionen möglich sind. Bereits bei einer ausschließlich ökonomischen Optimierung ohne die Vorgabe von CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen können durch die Installation von Neuanlagen nahezu 20 % an CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden.

Wichtige Ergebnisse sind:

- Die Einhaltung von absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten, welche auf den Reduktionszielen der Bundesregierung gegenüber 1990 basieren, können wirtschaftlich umgesetzt werden. Diese Szenarien setzen aufgrund des prognostizierten Wachstums des Campus ambitionierte Transformationspfade voraus.
- Zukünftige Energiebedarfseinsparungen gegenüber den angenommenen mittleren Bedarfsentwicklungen führen sowohl zu Kosten- als auch CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen, wobei Einsparungen von elektrischer Energie bzw. von Kälte vor dem Hintergrund eines sich zunehmend in Richtung Strom verschiebenden Strom- zu Wärmeverhältnisses deutlich höhere Kosteneinsparungen mit sich bringen. Maßgebend hierfür sind die unterschiedlich hohen Potentiale zur elektrischen Eigenversorgung mittels KWK-Anlagen. Dieses Potential, welches hohe Kosteneinsparungen zur Folge hat, hängt in erster Linie von den Verhältnissen der Energiebedarfsentwicklungen der einzelnen Sektoren untereinander ab.

- Unter allen analysierten Randbedingungen wird die potentielle Fläche für PV-Anlagen maximal genutzt, da sich deren Installation für den Campus stets sowohl ökologisch als auch ökonomisch positiv auswirkt. Je ambitionierter die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele sind, desto größer fallen die Einsparungen durch PV-Anlagen gegenüber Szenarien ohne PV-Zubau aus.
- Zukünftige Absenkungen der Vor- und Rücklauftemperaturen der Fernwärmenetze erhöhen insbesondere die thermischen Wirkungsgrade von gasgefeuerten KWK-Anlagen und erleichtern eine wirtschaftliche Integration von erneuerbarer Wärme (z. B. Nutzung von Abwärme mittels Wärmepumpen). Die Absenkungen der Netztemperaturen fallen umso wirtschaftlicher aus, je strikter die CO<sub>2</sub>-Vorgaben sind.
- Die Installation von holzbasierten Biomasse-KWK-Anlagen (ORC und/oder Vergaser) sowie der Bezug von Biomethan ermöglichen die Einhaltung strikter CO<sub>2</sub>-Ziele bei gleichzeitigen Kosteneinsparungen gegenüber dem Referenzsystem.
- Der Zubau von Gasmotoren-KWK-Anlagen wird in allen Szenarien empfohlen, wobei für absolute CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele deren installierte Leistung ab 2030 sukzessive abnimmt.
- Die KWKK-Pilotanlage für die Maschinenbau fakultät kommt in allen betrachteten Szenarien zum Einsatz. Lediglich bei wenigen Szenarien mit absoluten CO<sub>2</sub>-Limits wird diese Anlage nach einer Laufzeit von 15 Jahren nicht mehr erneut installiert bzw. durch eine kleinere KWKK-Anlage ersetzt.
- Die KWKK-Pilotanlage für die Maschinenbau fakultät kommt in allen betrachteten Szenarien zum Einsatz.
- Sowohl elektrische als auch thermische Energiespeicher stellen unter allen Randbedingungen fixe Bestandteile des optimalen Energiesystems dar. Deren installierte Kapazitäten steigen über die Jahre sukzessive an, wobei diese bei thermischen Energiespeichern zumeist zwischen 50 und 500 MWh liegen. Bei elektrischen Speichern belaufen sich die Kapazitäten auf bis zu 45 MWh.
- Durch die Implementierung eines Energiemanagementsystems (EMS) könnten derartige Optimierungspotentiale nicht nur identifiziert, sondern auch Optimierungsmaßnahmen insbesondere bei der Automation umgesetzt werden. Hierzu ist das Vorhandensein einer geeigneten Leittechnik innerhalb der Gebäude ebenso zielführend wie die Aufschaltung aller wichtigen Mess- und Regelgrößen auf den Leitstand der Energiezentrale. In der Energiezentrale ist die Installation eines EMS sehr sinnvoll, welches Analysen, Prognosen und Steuerungsvorgaben ermöglicht.

## Literaturverzeichnis

Adlersdorf (2013): EnEff:Wärme, Wärmeverbundnetz „Wohnen am Campus“ Berlin-Adlershof.

AGFW; TU Dresden; Solites (2017): EnEff:Wärme, Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmenetze - am Beispiel Solarthermie.

Albers, Karl-Josef (2017): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 2017/2018: DIV Deutscher Industrieverlag GmbH.

Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme; Nussbaumer, Thomas; Thalmann, Stefan; Jenni, Andres; Ködel, Joachim (2017): Planungshandbuch Fernwärme. Bern. Online verfügbar unter [http://www.verenum.ch/index\\_QMFW.html](http://www.verenum.ch/index_QMFW.html).

Arbeitskreis Maschinen-und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV) (2017): Kälte 2017 - Hinweise zur Planung, Ausführung und Betrieb von Kälteanlagen und Kühlgeräten für öffentliche Gebäude. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.amev-online.de/AMEVInhalt/Planen/Maschinenbau-und-Versorgungstechnik/Kaelte\\_2007/kaelte\\_2017.pdf](https://www.amev-online.de/AMEVInhalt/Planen/Maschinenbau-und-Versorgungstechnik/Kaelte_2007/kaelte_2017.pdf), zuletzt geprüft am 11.05.2019.

Battelle (2015): Manufacturing Cost Analysis– Primary Power and Combined Heat and Power Applications, 2015.

Ben Hassine, I.; Pesch, R., Monsalvete Alvarez de Uribarri, P.; Häusel, M.; Fischer, M.; Awadni, A. (2105): EnEff:Wärme, Simulationsbasierte Optimierung energieeffizienter Wärmenetze. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.2314/GBV:867111399>.

Brendle, B.; Lienkamp, M.; Hamacher, T.; Wilhelm, C. (APR. 16, 2013): Model-Predictive Energy Management for the Integration of Plug-In-Hybrid Electric Vehicles into Building Energy Systems. In: *SAE Technical Paper Series - SAE 2013 World Congress & Exhibition*.

Bundesregierung (2017): Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden. Gebäudeenergiegesetz - GEG, vom Gesetzentwurf. Fundstelle: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-vereinheitlichung-des-energieeinsparrechts-fuer-gebäude.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-vereinheitlichung-des-energieeinsparrechts-fuer-gebäude.pdf?__blob=publicationFile&v=8).

Bussar, Christian; Moos, Melchior; Alvarez, Ricardo; Wolf, Philipp; Thien, Tjark; Chen, Hengsi et al. (2014): Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation. In: *Energy Procedia* 46, S. 40–47. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.156.

Buttler, Alexander (2018): Technoökonomische Bewertung von Polygenerationskraftwerken und Power-to-X-Speichern in einem nachhaltigen Energiesystem. München.

Dallmayer, W.; Kuckelkorn, J. M.; Radspieler, Michael; Reuß, M.; Schölkopf, W.; Schweigler, C.; Staudacher, L. (2010): Begleitforschung Solare Nahwärme Am Ackermannbogen in München. Schlussbericht zum BMU-Projekt 0329607G. ZAE Bayern. Garching.

DeCarolis, J.; Hunter, K.; Sreepathi, S. (2010): The TEMOA project: Tools for energy model optimization and analysis. International Energy Workshop 2010. Stockholm, Sweden, 21.06.2010. Online verfügbar unter [https://temoacloud.com/wp-content/uploads/2019/12/DeCarolis\\_I EW2010\\_paper.pdf](https://temoacloud.com/wp-content/uploads/2019/12/DeCarolis_I EW2010_paper.pdf), zuletzt geprüft am 11.05.2020.

Dötsch, Christian; Taschenberger, Jan; Schönberg, Ingo (1998): Leitfaden Nahwärme. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl. (UMSICHT-Schriftenreihe / Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, UMSICHT, Bd. 6).

Elsner, Peter; Fishedick, Manfred; Sauer, Dirk Uwe (Hg.) (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge. München: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). Online verfügbar unter [http://web.archive.org/web/20170117142447/http://www.acatech.de:80/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Kooperationspublikationen/ESYS\\_Analyse\\_Flexibilitaetskonzepte.pdf](http://web.archive.org/web/20170117142447/http://www.acatech.de:80/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Kooperationspublikationen/ESYS_Analyse_Flexibilitaetskonzepte.pdf).

DIN V 18599-10, September 2018: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten.

DIN V 18599-2, September 2018: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 2: Nutzenergiebedarf für Heizen und Kühlen von Gebäudezonen.

Felsmann, C. (2012): EnEff:Wärme, Smart Energy Management - Intelligentes Energiemanagement von Strom, Gas, Wärme und Kälte. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.2314/GBV:750053615>.

Fortescue, C. L. (1918): Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks. In: *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.* XXXVII (2), S. 1027–1140. DOI: 10.1109/T-AIEE.1918.4765570.

Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.

Gerber, Marie (2019): Deutscher Wetterdienst. Hg. v. Regionales Klimabüro Hamburg. Hamburg. Online verfügbar unter [https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download/rekordwerte\\_solarstrahlung\\_2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download/rekordwerte_solarstrahlung_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt aktualisiert am 2019, zuletzt geprüft am 22.05.2019.

Graeber, Dietmar Richard (2014): Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Wiesbaden: Springer Gabler (essentials). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-05941-5>.

Grohnheit, P. E.; Larsen, H. B. (2001): Balmorel - data and calibration. Version 2.05. Online verfügbar unter <http://www.eabalmorel.dk>.

Hartberg: Stadt-Projekte: Hybrid Grids Demo Hartberg. Online verfügbar unter <http://www.smartcities.at/stadt-projekte/smartcities/>.

HAW Hamburg; RWTH Aachen; Hamburg Energie: EnEff:Wärme, Intelligente Vernetzung von Stadtinfrastrukturen - Smart Power Hamburg.

Helm, M.; Keil, C.; Hiebler, S.; Mehling, H.; Schweigler, C. (2009): Solar heating and cooling system with absorption chiller and low temperature latent heat storage: Energetic performance and operational experience. In: *International Journal of Refrigeration* 32 (4), S. 596–606. DOI: 10.1016/j.ijrefrig.2009.02.010.

Homer Energy LLC (2015): Homer (hybrid optimization of multiple energy resources). Version 3.3.1. Online verfügbar unter <http://www.homerenergy.com>.

IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (2017): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.95. Online verfügbar unter [http://iinas.org/tl\\_files/iinas/downloads/GEMIS/2017\\_GEMIS-Ergebnisse-Auszug.xlsx](http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2017_GEMIS-Ergebnisse-Auszug.xlsx), zuletzt geprüft am 08.07.2019.

IPCC (2007): Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger. In: *Klimaänderung 2007: Wissenschaftliche Grundlagen. Beitrag der Arbeitsgruppe I zum Vierten Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderung (IPCC)*. Unter Mitarbeit von S. Solomon, D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K. B. Averyt et al. Hg. v. IPCC. Cambridge University Press. Cambridge, England, New York, USA.

IRENA (2017): *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*.

Kairies, Kai-Philipp (2017): *Battery storage technology improvements and cost reductions to 2030: A Deep Dive*.

Kasper, Frank; Friedrich, Karsten (2019): *Deutscher Wetterdienst*. Online verfügbar unter [https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/temperatur/20190102\\_waermstes\\_jahr\\_in\\_d\\_utschland\\_2018.pdf](https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/temperatur/20190102_waermstes_jahr_in_d_utschland_2018.pdf), zuletzt aktualisiert am 02.01.2019, zuletzt geprüft am 22.05.2019.

KCAP Architects&Planners; MüllerIllien Landschaftsarchitekten; Mark Michaeli Architektur+Städtebau; IBV Hüsler Ingenieurbüro für Verkehrsplanung (2015): *Masterplan Science City Garching*. München.

Keil, Christian; Plura, Stefan; Radspieler, Michael; Schweigler, Christian (2008): Application of customized absorption heat pumps for utilization of low-grade heat sources. In: *Applied Thermal Engineering* 28 (16), S. 2070–2076. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2008.04.012.

Kren, Christoph; Keil, Christian; Plura, Stefan; Radspieler, Michael; Schicktanz, Matthias; Schweigler, Christian (2007): Applications of Customized Absorption Heat Pumps with Heating Capacities above 500kW. In: *ASHRAE Transactions* 113 (1), S. 65–79.

Krimmling, Jörn (2011): *Energieeffiziente Nahwärmesysteme. Grundwissen, Auslegung, Technik für Energieberater und Planer*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Kuckelkorn, J. M.; Kirschbaum, A.; Volz, F.; Biank, M. (2015): *Neubau der Fach- und Berufsoberschule in Erding: Nachhaltiges Passivhaus mit extremem Neubau der Fach- und Berufsoberschule in*

- Erding: Nachhaltiges Passivhaus mit extrem niedrigem Gesamt-Primärenergiebedarf: 3. Abschlussbericht, Dokumentation der Monitoringphase. DBU Abschlussbericht (Az. 26170/03-25).
- Leuphana Universität Lüneburg (2006): EnEff:Campus, Klimaneutraler Campus Leuphana Universität Lüneburg.
- LMU: Klimatabellen Garching. Ludwig-Maximilians-Universität München. Online verfügbar unter <https://www.meteo.physik.uni-muenchen.de/mesomikro/garching/klima/garchingklima.html>, zuletzt geprüft am 02.05.2020.
- Meteotest AG (2019): Meteonorm. Meteonorm Zeitreihen - historische Strahlungswerte von Einstrahlung und Temperatur weltweit. Bern, Schweiz. Online verfügbar unter <https://meteonorm.com/>.
- Mori, K.; Oka, M.; Ohhasi, T. (2012): Development of triple-effect absorption chiller-heater. In: *22nd World Gas Conference, Tokyo, Japan* June 1-5. Online verfügbar unter <http://members.igu.org/html/wgc2003/>.
- Öko-Institut (2015): Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Studie im Auftrag der Agora Energiewende. Freiburg.
- Pfenninger, S. (April 2015): Calliope - a multi-scale energy systems (MUSES) modeling framework. Release v0.3.4. Online verfügbar unter <http://www.callio.pe/>, doi:10.5281/zenodo.17173.
- Pietruschka, D.: Vision 2020 - Die Plusenergiegemeinde Wüstenrot. Hg. v. pro:21 GmbH. Bonn. Online verfügbar unter <http://www.eneffstadt.info/de/pilotprojekte/projekt/details/gemeinde-wuestenrot-energieautark-bis-2020/>.
- PIK Potsdam: EnEff:Campus, Wissenschaftspark Telegrafenberg Potsdam.
- Plura, Stefan; Riepl, M.; Wuschig, C.; Schweigler, C. (2009): Entwicklung von Absorptionskälteanlagen und -wärmepumpen zur effizienten Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung: separate Nutzung von Rauchgas und Niedertemperaturwärme. Schlussbericht zum BMWi-Projekt 0327385A. ZAE Bayern. Garching.
- QGIS Development Team (2018): QGIS. Codeversion: 89ee6f6e23. Version 3.4.5.
- Rauscher, Benedikt (2018): Entwicklung nachhaltiger Wärme- und Kälteversorgungskonzepte für das Neubaugebiet „Campus West“ der TU München in Garching. Semesterarbeit, Garching.
- Rögelein + Partner Ingenieure (2017a): Forschungszentrum Garching, Fernwärmeerzeugung und Energieerzeugung, Systemanalyse und Ausbaukonzept.
- Rögelein + Partner Ingenieure (2017b): Machbarkeitsstudie Sanierung Kältemaschinen und Errichtung eines Nahkältenetzes, 2017b.
- Rössel, Timm; Jungwirth, Johannes; Hausladen, G.; Wagner, U.; Hamacher, T. (2011): Intelligentes Lastmanagement mit Gebäudeautomationssystemen. In: *Proceedings of World Sustainable Energy Days*.



<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#textpart-1>, zuletzt geprüft am 20.04.19.

Umweltbundesamt; Icha, Petra; Kuhs, Gunter (2019): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2018: Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-5>.

Umweltbundesamt; Memmler, Michael; Lauf, Thomas; Schneider, Sven (2018): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger.

Vodopianov, Alexander (2017): Potentiale zur LRZ-Abwärme Nutzung am Campus Garching. Masterarbeit. Technische Universität München, München. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Lehrstuhl Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme.

Vogt, T., Kempen, S., Böcker, J. (2014): Die Rolle von Batteriespeichern in KMU-Microgrids. In: *BWK* 66 (12).

Wedel, Wolf Gereon; Vandersickel, Annelies; Spliethoff, Hartmut (2019): Benchmarking and Potential of Heat Pumps for Flue Gas Condensation. In: *International Journal of Thermodynamics* 22 (3), S. 168–175. DOI: 10.5541/ijot.499527.

Weibel, Pascal Pablo (2014): Nutzung der Abwärme aus dem erwärmten Brunnenwasser des Forschungsgeländes Garching mit Rückführung in das zentrale Brunnenwassersystem. Masterarbeit. Hochschule München, München. Fakultät 05 - Studiengang Gebäudetechnik.

Wilson; Mark (2017): Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis—Version 3.0.

Winter, Walter; Haslauer, Thomas; Obernberger, Ingwald: Untersuchungen der Gleichzeitigkeit in kleinen und mittleren Nahwärmenetzen. In: *Euroheat & Power*, 09 & 10 2010.

VDI 2067 Blatt 1, 2012-09: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung.

Wörthmüller, Stefan; Fischer-Uhrig, Friedrich (2018): STANET. Version 9.1.60. Berlin: Ingenieurbüro Fischer-Uhrig.

Zöphel, Christoph; Müller, Theresa (2016): Flexibilitätsoptionen am Strommarkt - Eine Analyse zu Hemmnissen und Erlösmöglichkeiten. Online verfügbar unter [https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session\\_A3/LF\\_Zoepfel.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_A3/LF_Zoepfel.pdf), zuletzt geprüft am 01.04.2020.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gebäudestruktur des Campus Garching .....	8
Abbildung 2: Datenbankstruktur der angelegten Datenbank, beispielhaft.....	28
Abbildung 3: Vergleich der Sanierungs- und Ausbauszenarien am Campus Garching.....	30
Abbildung 4: Building Information Modeling (BIM) am Beispiel des Chemiegebäudes .....	33
Abbildung 5: Darstellung der verschiedenen Nutzungszonen innerhalb des semantischen Gebäudemodells am Beispiel des Chemiegebäudes.....	33
Abbildung 6: Differenzen der Wärmelastverläufe der Nutzungseinheiten zur Nutzungseinheit „Büro“ in BA1 über ein simuliertes Jahr.....	39
Abbildung 7: Wärmelastunterschiede der einzelnen Nutzungseinheiten zur Nutzungseinheit „Büro“ im Jahresverlauf innerhalb der Baualterklasse GEG .....	40
Abbildung 8: Wärmelastunterschiede der einzelnen Nutzungseinheiten zur Nutzungseinheit „Büro“ im Jahresverlauf innerhalb der BA1 .....	40
Abbildung 9: Abweichung [%] der Wärmelastprofile zwischen den Baualterungsklassen der Nutzungseinheit Büro über ein Jahr .....	41
Abbildung 10: Durchschnittlicher Wärmelastbedarf der Nutzungseinheit Büro in der Baualterklasse GEG im Chemiegebäude mit und ohne Lüftungswärmeverluste .....	41
Abbildung 11: Synthetisch ermitteltes Wärmelastprofil des gesamten Campus.....	42
Abbildung 12: Superpositioniertes und gemessenes Wärmelastprofil des Wärmeerzeugers auf dem Campus.....	43
Abbildung 13: Vergleich von geordneten Jahresdauerlinien des superpositionierten und gemessenen Wärmelastprofils .....	43
Abbildung 14: Geordnete Jahresdauerlinie der operativen Raumtemperaturen des untersuchten Raums für eine schwere Bauweise nach Süden ausgerichtet mit internen Lasten.....	45
Abbildung 15: Geordnete Jahresdauerlinie der operativen Raumtemperaturen des untersuchten Raums für eine schwere Bauweise nach Norden ausgerichtet mit internen Lasten .....	46
Abbildung 16: Schematischer Aufbau des Stromnetzes des Campus Garching.....	51
Abbildung 17: Strom, Spannung und Leistung des ersten Gebäudes von Ring A .....	53
Abbildung 18: Strom, Spannung und Leistung des ersten Gebäudes von Ring B .....	53
Abbildung 19: Strom, Spannung und Leistung des zweiten Gebäudes von Ring C .....	54
Abbildung 20: Strombezug und Erdungsstrom des übergeordneten Netzes.....	54

Abbildung 21: Strombezug und Erdungsstrom des übergeordneten Netzes bei einphasigem Erdschluss ..... 55

Abbildung 22: Strombezug und Erdungsstrom des übergeordneten Netzes bei Kurzschluss aller Leiter ..... 56

Abbildung 23: Strombezug und Erdungsstrom des übergeordneten Netzes bei Kurzschluss aller Leiter mit Erdberührung..... 56

Abbildung 24: Analyse der Spannungsverlauf des ersten Gebäudes aus Ring B ..... 57

Abbildung 25: Spannungsverlauf der ersten Gebäudes aus Ring A..... 58

Abbildung 26: Zerlegung des Spannungsverlaufs des ersten Gebäudes aus Ring A in Mit- (+), Gegen- (-) und Nullsystem (0) ..... 58

Abbildung 27: Schätzfehler für verschiedene Systemgeschwindigkeiten ..... 58

Abbildung 28: Vergleich des Ist-Zustandes sowie des Ausbauplans am Campus in Garching..... 61

Abbildung 29: Exemplarischer Auszug aus der detaillierten Gebäudedatenbank..... 61

Abbildung 30: Gebäudelayer innerhalb der GIS-Datenbank. .... 62

Abbildung 31: Jahresdauerlinien Wärmebereitstellung des HKW 2017..... 64

Abbildung 32: Integration der Informationen zum Bestands-Fernwärmenetz in der GIS-Datenbank. . 65

Abbildung 33: Simulation des Primärnetzes Ost im Bestand. .... 67

Abbildung 34: Simulation des Subnetzes Ost im Bestand. .... 68

Abbildung 35: Übersicht des Campus mit Gebäudezonen. .... 70

Abbildung 36: Prognostizierter Wärmeleistungs- und Wärmeenergiebedarf am Campus der TUM von 2016 bis 2040. .... 74

Abbildung 37: Generierte Jahresdauerlinien für das Stammgebiet. .... 74

Abbildung 38: Möglicher Endausbau des Fernwärme-Stammnetzes am Campus Garching im GIS. . 76

Abbildung 39: Ausbauplan der TUM am Campus West in GIS. .... 77

Abbildung 40: Varianten für mögliche Fernwärmenetzstrukturen am Campus West. .... 79

Abbildung 41: Prognostizierter Kühlleistungs- und Kühlenergiebedarf am Campus der TUM von 2016 bis 2040..... 82

Abbildung 42: Kälteleistung des Gebäudes MW in Abhängigkeit der Außentemperatur. .... 83

Abbildung 43: Temperaturanomalie Deutschland (Kasper und Friedrich 2019). .... 85

Abbildung 44: Prognostizierter Kühlleistungs- und Kühlenergiebedarf am Campus der TUM von 2016 bis 2040 auf Basis von Messkampagnen..... 86

Abbildung 45: Fernkälte-Erschließungsvariante "Ringnetz Groß" am „Campus West“..... 87

Abbildung 46: Fernkältenetz-Varianten am "Campus West" - kleine Ausführung. ....88

Abbildung 47: Leitungsverlauf und Abnehmer eines möglichen Kältenetzes am „Campus Ost“. .....90

Abbildung 48: Zuordnung der Abnehmer zu den Versorgungsgebieten in der Variante mit semi-zentraler Versorgung. ....91

Abbildung 49: Charakterisierung des Kältelastprofils. ....93

Abbildung 50: Methodik der Bestimmung von Kältelastprofilen. ....94

Abbildung 51: Generierter Jahreslastgang auf Basis der Kühlenergie- und Kühlleistungsprognose für das Jahr 2040 (Endausbau). ....95

Abbildung 52: Zusammenführung der erstellten Energiebedarfsprognosen für die Sparten Strom, Wärme und Kälte bis 2040. ....97

Abbildung 53: Vergleich der annuisierten Kosten von Versorgungsvarianten für den Campus West. .... 111

Abbildung 54: Vergleich von CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen von Versorgungsvarianten für den Campus West..... 112

Abbildung 55: Annuisierte Kosten von Kälteversorgungskonzepten für den Campus West.....116

Abbildung 56: CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen für verschiedene Kälteversorgungsvarianten am Campus West.....117

Abbildung 57: CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen von Kälteversorgungsvarianten zum Campus-Stammgebiet für unterschiedliche Betrachtungsjahre..... 120

Abbildung 58: Gesamtkosten der Kälteversorgungsvarianten für das Campus-Stammgebiet nach 40 Jahren..... 121

Abbildung 59: Varianten von Absorptionskältemaschinen. .... 125

Abbildung 60: Sortierte Jahresdauerlinie 2017 der Energiezentrale mit Implementierung einer KWKK-Anlage..... 126

Abbildung 61: Interne Zustände der AKM-Prozesse in einem Dühring-Diagramm..... 128

Abbildung 62: Wirtschaftlichkeit der Szenarien mit und ohne Zubau eines KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen..... 132

Abbildung 63: Differenz der CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen der Szenarien mit und ohne Zubau eines KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen..... 132

Abbildung 64: Effizienz der überprüften Varianten (neue Gasturbine – NGT, Gegendruckdampfturbine mit aktueller Rücklauftemperatur – DT 1, Gegendruckdampfturbine mit abgesenkter Rücklauftemperatur DT-2)..... 138

Abbildung 65: Wirtschaftliche Bewertung möglicher Änderungen am Cheng Cycle..... 139

Abbildung 66: Validierung des Modells ..... 140

Abbildung 67: Potential der Rauchgasauskühlung für ein Modellsystem mit COP=2,  $\lambda = 1.15$  (links),  $\lambda = 4$  (rechts) und Wärmenetztemperaturspreizung  $\Delta T = 20$  K,  $\Delta T = 40$  K (Wedel et al. 2019). 142

Abbildung 68: Anfahrvorgang des HKW ..... 143

Abbildung 69: Auszug aus der erstellten Technologiedatenbank: Kostenstruktur von Gasmotoren KWK-Anlagen, beispielhaft ..... 146

Abbildung 70: Beispielhafter Energieumwandlungsprozess der installierten Gaskessel ..... 150

Abbildung 71: Im Modell abgebildete Teilprozesse einer Gasmotoren-KWK-Anlage ..... 151

Abbildung 72: Im Modell abgebildete Teilprozesse der Cheng-Cycle-Anlage ..... 152

Abbildung 73: Einwöchiger Ausschnitt (April) aus automatisch generierten, stündlichen Zeitreihen für die Jahre 2017 und 2035 ..... 154

Abbildung 74: Stromverbrauchszeitreihe eines Bürogeschosses im Maschinenbaugebäude ..... 155

Abbildung 75: Eingabemaske für die Konfiguration allgemeiner Parameter der Energiesystemoptimierung ..... 157

Abbildung 76: Eingabemaske für die Konfiguration der technischen und ökonomischen Parameter der Energiesystemoptimierung ..... 157

Abbildung 77: Jährliche Kosteneinsparungen (links) und CO<sub>2</sub>-Emissionen (rechts) des betrachteten Energiesystems gegenüber dem Referenzfall für verschiedene energiepolitische Gesetzeslagen ..... 160

Abbildung 78: Wärmebereitstellung des sektorenübergreifend ermittelten ökonomischsten Energieversorgungssystems für verschiedene Gesetzeslagen ..... 161

Abbildung 79: Energieversorgungssystem des Campus Garching von 2016 (CC: Cheng Cycle, PV: Photovoltaik, AKM: Absorptionskältemaschinen, KKM: Kompressionskältemaschinen)..... 162

Abbildung 80: Betrachte Energiewandlungsprozesse bei der Optimierung des Energiesystems 2016 mit Hilfe des Einknotenmodells ..... 163

Abbildung 81: Kosten und Bereitstellung der elektrischen Energiemenge in Abhängigkeit der erlaubten CO<sub>2</sub>-Grenzwerte (hd: heat driven, ed: electricity driven, GaS: Gas and Steam) ..... 164

Abbildung 82: Bereitstellung von Wärme (links) und Kälte (rechts) in Abhängigkeit der erlaubten CO<sub>2</sub>-Grenzwerte (HT HP: High Temperature Heat Pump, Geoth: Geothermal heat, reinj.: reinjected, NDW: Non Drinking Water) ..... 164

Abbildung 83: Qualitativer Vergleich von fiktiven Optimierungsergebnissen einzelner Zeitintervallbetrachtungen (links) und der intertemporalen Methodik (rechts) für einen drei Zeitintervalle umfassenden Gesamtbetrachtungszeitraum..... 165

Abbildung 84: Angenommene Randbedingungen für verschiedene Referenzszenarien ..... 166

Abbildung 85: Angenommene Randbedingungen für unterschiedliche Szenarienpfade ..... 168

Abbildung 86: Elektrische Energieversorgung unter Standardrandbedingungen mit Aufteilung der Bedarfe in verschiedenen Knoten (links) und ohne Knoteneinteilung (rechts) .....	171
Abbildung 87: Kälteversorgung unter Standardrandbedingungen mit Aufteilung der Bedarfe in verschiedene Knoten.....	172
Abbildung 88: Kälteversorgung unter Standardrandbedingungen ohne Aufteilung der Bedarfe in verschiedene Knoten.....	172
Abbildung 89: Szenarienabhängige Kosten- sowie CO <sub>2</sub> -Emissionseinsparungen gegenüber dem Standardreferenzszenario für den gesamten Betrachtungszeitraum von 2017 bis 2044.....	174
Abbildung 90: Vergleich der Kosten- und CO <sub>2</sub> -Emissionseinsparungen für Szenarien mit bzw. ohne Berücksichtigung der Wartung der Cheng-Cycle-Anlage (Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044).....	176
Abbildung 91: Vergleich der installierten elektrischen Leistungen an heißgekühlten Gasmotoren-KWK-Anlagen mit bzw. ohne Berücksichtigung der Wartung der Cheng-Cycle-Anlage .....	177
Abbildung 92: Vergleich der Kosten- und CO <sub>2</sub> -Emissionseinsparungen für unterschiedliche Bedarfsszenarien (Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044).....	178
Abbildung 93: Anteil der elektrischen Eigenversorgung des Campus in Abhängigkeit verschiedener Bedarfskombinationen.....	179
Abbildung 94: Installierte elektrische (links) und thermische Leistungen (rechts) der Energieversorgungsanlagen für die sektorengekoppelte und -isolierte Betrachtung (Reihenfolge: Wärme, Strom, Kälte).....	181
Abbildung 95: Installierte Leistung der Kälteversorgungsanlagen für die sektorengekoppelte und -isolierte Betrachtung.....	182
Abbildung 96: Installierte elektrische (links) und thermische Speicherkapazität (rechts) fürs Szenario <i>ökon</i> (LZE: Laufzeitende) .....	183
Abbildung 97: Thermische Energieversorgung fürs Szenario <i>ökon</i> .....	184
Abbildung 98: Auswirkungen unterschiedlicher CO <sub>2</sub> -Reduktionsziele auf die Kosten- und CO <sub>2</sub> -Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung strengerer CO <sub>2</sub> -Limits; Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044) .....	186
Abbildung 99: Auswirkungen unterschiedlich großer für die PV-Installation zur Verfügung stehender Flächen auf die Kosten- und CO <sub>2</sub> -Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung größerer PV-Potentialflächen; Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044).....	187
Abbildung 100: Installierte elektrische Gesamtleistung an Gasmotoren-KWK-Anlagen in Abhängigkeit der für die Installation von PV-Anlagen zur Verfügung stehenden Fläche bei absoluten CO <sub>2</sub> -Genzwerten.....	188

Abbildung 101: Auswirkungen unterschiedlicher Wärmenetztemperaturabsenkungen in 2030 auf die Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung stärkerer Netztemperaturabsenkungen; Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)..... 189

Abbildung 102: Installierte thermische Gesamtleistung an Kompressionswärmepumpen (a) bzw. Absorptionswärmepumpen (b) zur Einbindung von Abwärme ins Stammnetz bei Systemtemperaturen von 80/40 °C (beispielhaft für vier Szenarien) ..... 190

Abbildung 103: Auswirkungen unterschiedlicher Restlaufzeiten der installierten Cheng-Cycle-Anlage auf die Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung längerer Restlaufzeiten der Cheng-Cycle-Anlage; Referenzfall: Standardreferenz-szenario; 2017 – 2044) ..... 191

Abbildung 104: Auswirkungen unterschiedlich ausgeprägter Nutzung von Biomasse auf die Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen (Pfeile in Richtung vermehrter Biomassenutzung; Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)..... 192

Abbildung 105: Vergleich der Kosten- und CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen für die Typszenarien (Referenzfall: Standardreferenzszenario; 2017 – 2044)..... 193

Abbildung 106: Installierte Leistungen an Gasmotoren-KWK-Anlagen (a), Biomasse-ORC-KWK-Anlagen (b) und Absorptionswärmepumpen im Stammnetz (c) sowie empfohlene Speicherkapazitäten thermischer Energiespeicher im Stammnetz (d) für drei unterschiedliche Transformationspfade ..... 194

Abbildung A.1: Ablaufplanung beispielhaft an AP 1.2 ..... 219

Abbildung A.2: Beispielhaftes *Process-Commodity*-Blatt der Eingabedatei der intertemporalen Optimierung für das Jahr 2020, Szenario *ökon*..... 222

Abbildung A.3: Beispielhaftes *Process-Commodity*-Blatt der Eingabedatei der intertemporalen Optimierung für das Jahr 2020, Szenario *ökon*..... 223

Abbildung A.4: Beispielhaftes *Storage*-Blatt der Eingabedatei der intertemporalen Optimierung für das Jahr 2020, Szenario *ökon*..... 223

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Arbeitspakete und zusätzliche Arbeiten während verlängerter Projektlaufzeit. Grün: Bearbeitete Teile der Arbeitspakete während ursprünglicher Projektlaufzeit, blau: Bearbeitete Teile während Projektverlängerung.....	11
Tabelle 2: Zeithorizont der wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Verwertung .....	19
Tabelle 3: Untersuchte Gebäude am Campus .....	35
Tabelle 4: U- and g-Wert der Hülle.....	36
Tabelle 5: Darstellung des mittleren Wärmelastbedarfs ausgewählter Klassen sowie Streuungsmerkmale der unterschiedlichen Raumeinheiten zu ihrem Klassenmittel .....	37
Tabelle 6: Jährlicher Wärmemengenbedarf der unterschiedlichen Nutzungseinheiten und Baualtersklassen.....	38
Tabelle 7: Messdaten August 2016 ausgewählter Erzeuger und Verbraucher am Campus .....	49
Tabelle 8: Ergebnisse der Fernwärmenetzsimulationen der Bestandsnetze „Primärnetz Ost“ und „Subnetz Ost“.....	69
Tabelle 9: Spezifische Wärmeleistungsbedarfe und Wärmeenergiebedarfe nach Gebäudetypen für Neubauten am Campus der TUM.....	73
Tabelle 10: Ergebnisse der Fernwärmenetzsimulation von „Primärnetz Ost“ und „Subnetz Ost“ im Endausbau bei einer Vorlauftemperatur von 125 °C im Primärnetz und 115 °C im Subnetz.....	76
Tabelle 11: Simulationsergebnisse für die Varianten „Ringnetz“ und „Strahlennetz“ am Campus West .....	80
Tabelle 12: Ergebnisse der Kältemessungen der Gebäude MW, FMI, LEX und ZNN. ....	84
Tabelle 13: Simulationsergebnisse der drei betrachteten Kälteinseln.....	92
Tabelle 14: Ergebnisse der Fernwärmenetzsimulation für den Auslegungsfall im Endausbauszenario bei unterschiedlichen Temperaturniveaus. ....	108
Tabelle 15: Ermittelte Fernwärme-Netzverluste zu den festgelegten Temperaturszenarios. ....	109
Tabelle 16: Matrix der Versorgungsvarianten bezüglich der räumlichen Aufteilung und Kälteerzeugungstechnik.....	114
Tabelle 17: Dimensionierung des KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen.....	129
Tabelle 18: Jährlich umgesetzte Energiemengen und CO <sub>2</sub> -Bilanz des betrachteten KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen.....	130
Tabelle 19: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen. ....	130

Tabelle 20: Übersicht der annuisierten Kosten und Erlöse des KWKK-Systems an der Fakultät für Maschinenwesen..... 131

Tabelle 21: Einfluss der Vorlauf- und Rücklauf-temperatur (VL-RL) auf den Cheng Cycle und die unterschiedlichen Updates „neue Gasturbine“ (NGT) und Gas und Dampfkraftwerk (GuD) bei 60 % Luftfeuchtigkeit, 15 °C Umgebung und 0,957 bar Umgebungsdruck..... 141

Tabelle 22: Technologien und Kennwerte..... 144

Tabelle 23: Steuerbare Leistungspotenziale der Sektoren Haushalt, GHD und Industrie für 2050 (Elsner et al. 2015)..... 158

Tabelle 24: Ausschreibungszeitraum, Vorhaltdauer und Bereitstellungsdauer für die Produkte verschiedener Stromhandelsbereiche nach (Zöphel und Müller 2016)..... 159

Tabelle 25: Vom Standardreferenzszenario abweichende Randbedingungen für verschiedene Referenzszenarien..... 167

Tabelle 26: Von den Standardbedingungen abweichende Annahmen für ausgewählte Szenarien .. 169

Tabelle 27: Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2017 bis 2044 unter Standardrandbedingungen in Abhängigkeit der Unterteilung des Wärme- und Kältebedarfs..... 173

Tabelle 28: Vergleich der Gesamtkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen der sektorgekoppelten mit der spartenisolierten Betrachtung ..... 181

Tabelle 29: Bezeichnung der Energieumwandlungsprozesse im Energiesystemmodell ..... 220

Tabelle 30: Bezeichnung der Speicherprozesse im Energiesystemmodell ..... 221

# Anhang

## A Projektorganisation

AP 1.2. Zeitliche Optimierung

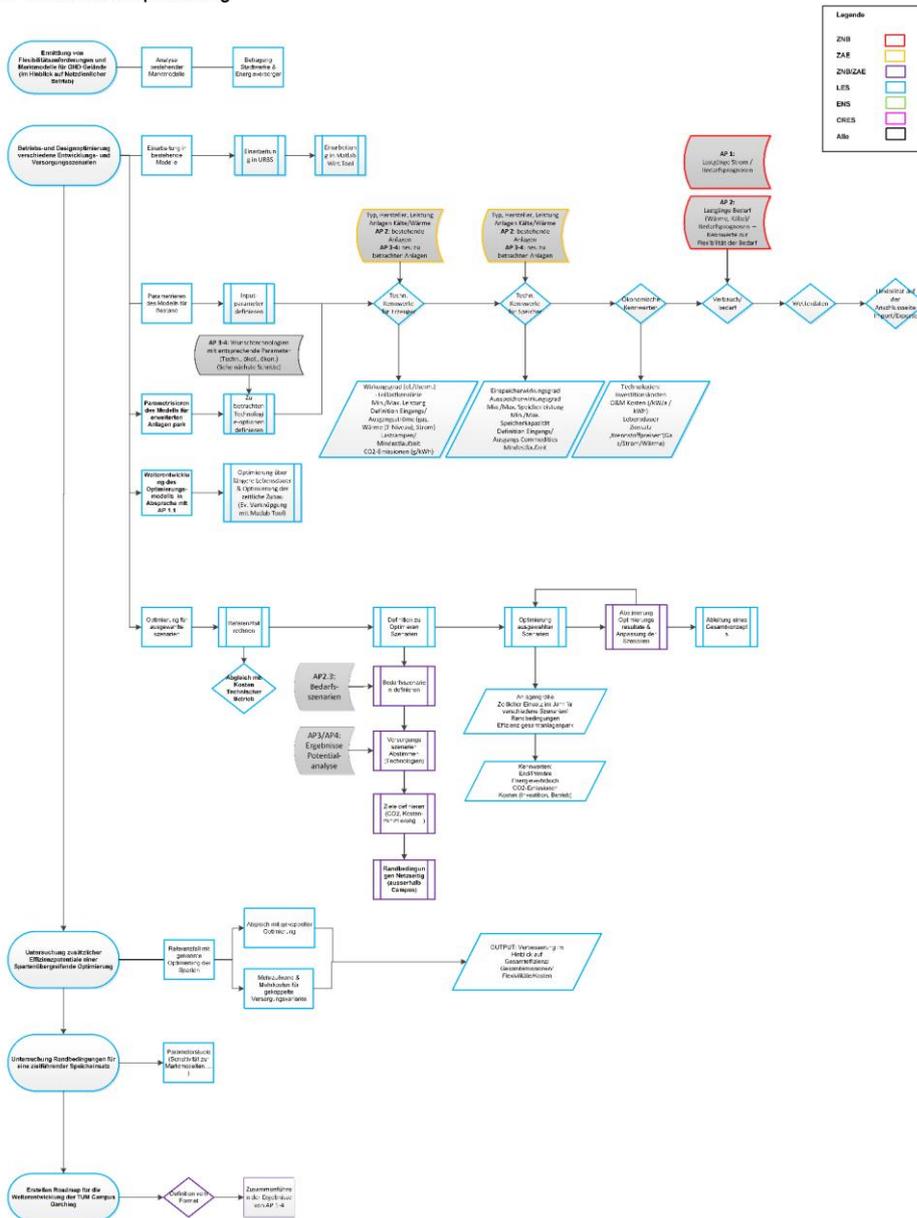


Abbildung A.1: Ablaufplanung beispielhaft an AP 1.2

## B Prozess- und Speicherbezeichnungen

Tabelle 29: Bezeichnung der Energieumwandlungsprozesse im Energiesystemmodell

Prozessabkürzung (englisch)	Prozessbeschreibung (deutsch)
Absorption Chiller	Absorptionskältemaschine
Absorption HP gasf Geoth reinj (HP: Heat Pump; gasf: gasfired; Geoth reinj: Geothermal reinjected)	Gasgefeuerte Absorptionswärmepumpe mit Geothermiereinjektionsmassenstrom als Wärmequelle
Absorption HP gasf LRZ	Gasgefeuerte Absorptionswärmepumpe mit LRZ-Abwärme als Wärmequelle
Biomass Gasifier fl. CHP (fl.: fluidized, CHP: Combined Heat and Power)	Fluidisierte Biomassevergasung mit Gasmotor-KWK-Anlage
Biomass HP (Biomass HP: Biomass Heating Plant)	Biomasseheizwerk
Biomass ORC CHP (ORC: Organic Rankine Cycle)	Biomasseverbrennung mit ORC-Turbine (KWK)
CCHP MW (CCHP: Combined Cold, Heat and Power)	KWKK-Anlage Maschinenwesen
CCHP MW Cold_max	Betriebspunkt mit maximaler Kältebereitstellung
CCHP MW eta_max	Betriebspunkt mit maximaler Gesamteffizienz
CCHP MW Heat_max	Betriebspunkt mit maximaler Nutzwärmebereitstellung
Cheng Cycle CHP inst	Installierte Cheng-Cycle-KWK-Anlage
Cheng Cycle CHP inst ed (ed: electricity driven)	Stromgeführter Betriebspunkt
Cheng Cycle CHP inst hd (hd: heat driven)	Wärmegeführter Betriebspunkt
Cheng Cycle CHP inst GaS (GaS: Gas and Steam)	Erweiterung der Cheng-Cycle-Anlage mit Gegendruck-Dampfturbine
Compression Chiller Air	Kompressionskältemaschine mit Umgebungsluft als Wärmequelle
Compression Chiller NDW inst (NDW: Non Drinking Water)	Kompressionskältemaschine mit Nicht-Trinkwasser als Wärmequelle
Compression HP LRZ	Kompressionswärmepumpe mit LRZ-Abwärme als Wärmequelle
Gas Engine CHP	Gasmotoren-KWK-Anlage
Gas Engine CHP 160 %	Hilfsprozess, für den 160 % der EEG-Umlage anfallen (Volllaststunden 3501 – 7000)
Gas Engine CHP 40 %	Hilfsprozess, für den 40 % der EEG-Umlage anfallen (Volllaststunden bis 3500)
Gas Engine CHP hc (hc: hot cooled)	Heißgekühlte Gasmotoren-KWK-Anlage

Gas Engine CHP hc 160 %	Hilfsprozess, für den 160 % der EEG-Umlage anfallen (Volllaststunden 3501 – 7000)
Gas Engine CHP hc 40 %	Hilfsprozess, für den 40 % der EEG-Umlage anfallen (Volllaststunden bis 3500)
Gas Heater	Gaskessel
Heat Exchanger CW	Wärmetauscher für Wärme Stammnetz (SN) → Wärme Campus West (CW)
Heat Exchanger MW	Wärmetauscher für Wärme SN → Wärme MW
Heating Rod	Heizstab
HT-HP (HT-HP: High Temperature Heat Pump)	Hochtemperaturwärmepumpe
Import Gridelec Mix	Stromimport (ohne individuelles Netzentgelt)
Import Gridelec Mix oPLW (oPLW: outside Peak Load Window)	Stromimport außerhalb des Hochlastzeitfensters
Import Gridelec Mix PLW	Stromimport innerhalb des Hochlastzeitfensters
Import Gridelec Green	Import von Ökostrom
Import Gridgas	Bezug von Gas
PV S 30°	PV mit Südausrichtung und 30°-Anstellwinkel
PV WE 10°	PV mit West-Ost-Ausrichtung und 10°-Anstellwinkel
SOFC CHP (SOFC: Solid Oxide Fuel Cell)	Festoxidbrennstoffzelle-KWK-Anlage
SOFC CHP 160 %	Hilfsprozess, für den 160 % der EEG-Umlage anfallen (Volllaststunden 3501 – 7000)
SOFC CHP 40 %	Hilfsprozess, für den 40 % der EEG-Umlage anfallen (Volllaststunden bis 3500)

Tabelle 30: Bezeichnung der Speicherprozesse im Energiesystemmodell

Prozessabkürzung (englisch)	Prozessbeschreibung (deutsch)
Lead Acid Flooded Accumulator	Bleisäureakkumulator
Lithium Nickel Cobald Aluminium Accumulator	Lithium-Nickel-Kobald-Aluminium-Akkumulator
Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxides Accumulator	Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid-Akkumulator
Lithium Titanate Accumulator	Lithiumtitanat-Akkumulator
Sodium Sulfur Accumulator	Natriumschwefel-Akkumulator
Vanadium Redox Accumulator	Vanadium-Redox-Akkumulator
Zinc Bromine Accumulator	Zinkbromid- Akkumulator
Steel Tank 2 z (z: zones)	Thermischer 2-Zonen-Stahl tankspeicher
Steel Tank	Druckloser thermischer Stahl tankspeicher

## C Beispielhafte Eingabedatei für die Optimierungen mit urbs

Site	Process	cap-lo	cap-up	max-grad	min-fraction	inv-cost	fix-cost	var-cost	wacc	depreciation	area-per-cap
Campus	Absorption Chiller 125 °C Ch	0	100,00	inf	0	278.448	0	0,83	0,0075	25	#NV
Campus	Absorption Chiller 125 °C MW	0	100,00	inf	0	278.448	0	0,83	0,0075	25	#NV
Campus	Absorption Chiller inst Ch	0	1,23	inf	0	9.999.999	0	0,83	0,0075	99	#NV
Campus	Absorption Chiller inst MW	0	4,00	inf	0	9.999.999	0	0,83	0,0075	99	#NV
Campus	Biomass Gasifier fl CHP	0	9,00	inf	0	1.348.667	113.962	7,83	0,0075	15	#NV
Campus	Biomass HP	0	9,00	inf	0	269.071	30.539	0,00	0,0075	20	#NV
Campus	Biomass ORC CHP	0	9,00	inf	0	525.196	57.560	4,77	0,0075	20	#NV
Campus	CCHP MW	0	2,67	inf	0	736.525	2.275	20,95	0,0075	15	#NV
Campus	CCHP MW Cold_max	0	inf	inf	0	0	1	0,00	0,0075	15	#NV
Campus	CCHP MW eta_max	0	inf	inf	0	0	1	0,00	0,0075	15	#NV
Campus	CCHP MW Heat_max	0	inf	inf	0	0	1	0,00	0,0075	15	#NV
Campus	Cheng Cycle CHP inst	0	15,44	7,50	0,9999	9.999.999	39.077	-5,50	0,0075	99	#NV
Campus	Cheng Cycle CHP inst ed	0	15,44	inf	0	9.999.999	0	12,41	0,0075	99	#NV
Campus	Cheng Cycle CHP inst GaS	0	0,00	inf	0	102.199	0	12,05	0,0075	5	#NV
Campus	Cheng Cycle CHP inst hd	0	15,44	inf	0	9.999.999	0	8,68	0,0075	99	#NV
Campus	Compression Chiller	0	100,00	inf	0	1.840.930	0	4,58	0,0075	20	#NV
Campus	Compression Chiller Air inst	0	1,64	inf	0	9.999.999	0	4,58	0,0075	99	#NV
Campus	Compression Chiller Air inst Ch	0	0,38	inf	0	9.999.999	0	4,58	0,0075	99	#NV
Campus	Compression Chiller Air inst MW	0,57	0,57	inf	0	1.840.930	0	4,58	0,0075	20	#NV
Campus	Compression Chiller Ch	0	100,00	inf	0	1.840.930	0	4,58	0,0075	20	#NV
Campus	Compression Chiller MW	0	100,00	inf	0	1.840.930	0	4,58	0,0075	20	#NV
Campus	Compression Chiller NDW inst	0	0,52	inf	0	9.999.999	0	4,58	0,0075	99	#NV
Campus	Gas Engine CHP hc	0	100,00	inf	0,40	364.833	16.417	19,66	0,0075	10	#NV
Campus	Gas Engine CHP hc 160 %	0	100,00	inf	0	0	1	105,67	0,0075	10	#NV
Campus	Gas Engine CHP hc 40 %	0	100,00	inf	0	0	1	0,00	0,0075	10	#NV
Campus	Gas Heater	0	44,62	2,00	0,05	0	2.261	0,00	0,0075	99	#NV
Campus	Heat Exchanger MW	0	inf	inf	0	0	1	0,00	0,0075	5	#NV
Campus	Heating Rod	0	100,00	inf	0	100.158	2.380	0,00	0,0075	20	#NV
Campus	HT-HP	0	2,58	inf	0	2.684.352	47.795	-0,44	0,0075	10	#NV
Campus	Import Gridelec Mix oPLW	0	100,00	inf	0	0	1	3,26	0,0075	5	#NV
Campus	Import Gridelec Mix PLW	0	100,00	inf	0	0	136.672	3,26	0,0075	5	#NV
Campus	Import Gridgas	0	100,00	inf	0	0	1	0,00	0,0075	5	#NV
Campus	PV S 30°	0	100,00	inf	0	980.560	14.708	35,22	0,0075	25	14.305
Campus	PV S 30° inst	0	0,08	inf	0	9.999.999	16.038	35,22	0,0075	25	14.986
Campus	PV WE 10°	0	100,00	inf	0	980.560	14.708	35,22	0,0075	25	6.580
Campus	Shunt Elec	0	100,00	inf	0	0	1	0	0,0075	5	#NV
Campus	Slack Cold	0	100,00	inf	0	0	99.999	99.999	0,0075	5	#NV
Campus	Slack Cold_Ch	0	100,00	inf	0	0	99.999	99.999	0,0075	5	#NV
Campus	Slack Cold_MW	0	100,00	inf	0	0	99.999	99.999	0,0075	5	#NV
Campus	Slack Elec	0	100,00	inf	0	0	99.999	99.999	0,0075	5	#NV
Campus	Slack Heat_125	0	100,00	inf	0	0	99.999	99.999	0,0075	5	#NV
Campus	Slack Heat_MW	0	100,00	inf	0	0	99.999	99.999	0,0075	5	#NV
Campus	SOFC CHP	0	100,00	inf	0,50	2.913.516	93.225	27,05	0,0075	20	#NV
Campus	SOFC CHP 160 %	0	100,00	inf	0	0	1	98,25	0,0075	20	#NV
Campus	SOFC CHP 40 %	0	100,00	inf	0	0	1	0,00	0,0075	20	#NV

Abbildung A.2: Beispielhaftes *Process-Commodity*-Blatt der Eingabedatei der intertemporalen Optimierung für das Jahr 2020, Szenario *ökon*

Process	Commodity	Direction	ratio	ratio-min	Process	Commodity	Direction	ratio	ratio-min
PV S 30' inst	Solar S 30'	In	1,000	#N/A	Import Gridelec Mix PLW	Gridelec Mix	In	1,000	#N/A
PV S 30' inst	Elec	Out	1,000	#N/A	Import Gridelec Mix PLW	Elec	Out	1,000	#N/A
PV S 30'	Solar S 30'	In	1,000	#N/A	Import Gridelec Mix PLW	CO2	Out	0,458	#N/A
PV S 30'	Elec	Out	1,000	#N/A	Import Gridgas	Gridgas	In	1,000	#N/A
PV WE 10'	Solar WE 10'	In	1,000	#N/A	Import Gridgas	Gas	Out	1,000	#N/A
PV WE 10'	Elec	Out	1,000	#N/A	Import Gridgas	CO2	Out	0,183	#N/A
Cheng Cycle CHP inst	Gas	In	1,000	1,000	Absorption Chiller inst MW	Heat_125	In	1,000	#N/A
Cheng Cycle CHP inst	IS CC inst	Out	1,000	1,000	Absorption Chiller inst MW	Elec	In	0,161	#N/A
Cheng Cycle CHP inst hd	IS CC inst	In	1,000	#N/A	Absorption Chiller inst MW	Cold_MW	Out	0,650	#N/A
Cheng Cycle CHP inst hd	Elec	Out	0,252	#N/A	Absorption Chiller inst Ch	Heat_125	In	1,000	#N/A
Cheng Cycle CHP inst hd	Heat_125	Out	0,480	#N/A	Absorption Chiller inst Ch	Elec	In	0,161	#N/A
Cheng Cycle CHP inst ed	IS CC inst	In	1,000	#N/A	Absorption Chiller inst Ch	Cold_Ch	Out	0,650	#N/A
Cheng Cycle CHP inst ed	Gas	In	0,126	#N/A	Compression Chiller Air inst	Elec	In	1,000	#N/A
Cheng Cycle CHP inst ed	OT CC inst ed	In	0,065	#N/A	Compression Chiller Air inst	Cold	Out	3,247	#N/A
Cheng Cycle CHP inst ed	Elec	Out	0,381	#N/A	Compression Chiller Air inst MW	Elec	In	1,000	#N/A
Cheng Cycle CHP inst ed	Heat_125	Out	0,041	#N/A	Compression Chiller Air inst MW	Cold_MW	Out	3,500	#N/A
Cheng Cycle CHP inst GaS	IS CC inst	In	1,000	#N/A	Compression Chiller Air inst Ch	Elec	In	1,000	#N/A
Cheng Cycle CHP inst GaS	Gas	In	0,000	#N/A	Compression Chiller Air inst Ch	Cold_Ch	Out	3,247	#N/A
Cheng Cycle CHP inst GaS	Elec	Out	0,301	#N/A	Compression Chiller NDW inst	Elec	In	1,000	#N/A
Cheng Cycle CHP inst GaS	Heat_125	Out	0,400	#N/A	Compression Chiller NDW inst	Cold	Out	3,434	#N/A
Gas Heater	Gas	In	1,000	#N/A	Absorption Chiller 125 °C MW	Heat_125	In	1,000	#N/A
Gas Heater	Heat_125	Out	0,820	#N/A	Absorption Chiller 125 °C MW	Elec	In	0,161	#N/A
Gas Engine CHP hc	Gas	In	1,000	#N/A	Absorption Chiller 125 °C MW	Cold_MW	Out	0,700	#N/A
Gas Engine CHP hc	Elec GE hc	Out	0,358	#N/A	Absorption Chiller 125 °C Ch	Heat_125	In	1,000	#N/A
Gas Engine CHP hc	Heat_125	Out	0,366	#N/A	Absorption Chiller 125 °C Ch	Elec	In	0,161	#N/A
Gas Engine CHP hc 40 %	Elec GE hc	In	1,000	#N/A	Absorption Chiller 125 °C Ch	Cold_Ch	Out	0,700	#N/A
Gas Engine CHP hc 40 %	FLH GE hc	In	1,000	#N/A	Compression Chiller	Elec	In	1,000	#N/A
Gas Engine CHP hc 40 %	Elec	Out	1,000	#N/A	Compression Chiller	Cold	Out	3,500	#N/A
Gas Engine CHP hc 160 %	Elec GE hc	In	1,000	#N/A	Compression Chiller MW	Elec	In	1,000	#N/A
Gas Engine CHP hc 160 %	Elec	Out	1,000	#N/A	Compression Chiller MW	Cold_MW	Out	3,500	#N/A
Biomass HP	Hackschnitzel	In	1,000	#N/A	Compression Chiller Ch	Elec	In	1,000	#N/A
Biomass HP	Heat_125	Out	0,866	#N/A	Compression Chiller Ch	Cold_Ch	Out	3,500	#N/A
Biomass ORC CHP	Hackschnitzel	In	1,000	#N/A	HT-HP	Gas	In	1,000	#N/A
Biomass ORC CHP	Elec	Out	0,136	#N/A	HT-HP	Geothermal Heat reinj	In	0,814	#N/A
Biomass ORC CHP	Heat_125	Out	0,667	#N/A	HT-HP	Heat_125	Out	1,744	#N/A
Biomass Gasifier fl CHP	Hackschnitzel	In	1,000	#N/A	Heating Rod	Elec	In	1,000	#N/A
Biomass Gasifier fl CHP	Elec	Out	0,222	#N/A	Heating Rod	Heat_125	Out	0,975	#N/A
Biomass Gasifier fl CHP	Heat_125	Out	0,500	#N/A	Heat Exchanger MW	Heat_125	In	1,000	#N/A
CCHP MW	Gas	In	1,000	#N/A	Heat Exchanger MW	Heat_MW	Out	1,000	#N/A
CCHP MW	Elec	Out	0,375	#N/A	Shunt Elec	Elec	In	1,000	#N/A
CCHP MW	Heat_CCHP	Out	1,000	#N/A	Shunt Elec	Elec	Out	0,000	#N/A
CCHP MW Cold_max	Heat_CCHP	In	1,000	#N/A	Slack Elec	Elec	Out	1,000	#N/A
CCHP MW Cold_max	Elec	In	0,079	#N/A	Slack Heat_125	Heat_125	Out	1,000	#N/A
CCHP MW Cold_max	Cold_MW	Out	0,414	#N/A	Slack Heat_MW	Heat_MW	Out	1,000	#N/A
CCHP MW eta_max	Heat_CCHP	In	1,000	#N/A	Slack Cold	Cold	Out	1,000	#N/A
CCHP MW eta_max	Elec	In	0,041	#N/A	Slack Cold_MW	Cold_MW	Out	1,000	#N/A
CCHP MW eta_max	Cold_MW	Out	0,248	#N/A	Slack Cold_Ch	Cold_Ch	Out	1,000	#N/A
CCHP MW eta_max	Heat_MW	Out	0,207	#N/A	SOFC CHP	Gas	In	1,000	#N/A
CCHP MW Heat_max	Heat_CCHP	In	1,000	#N/A	SOFC CHP	Elec SOFC	Out	0,546	#N/A
CCHP MW Heat_max	Elec	In	0,017	#N/A	SOFC CHP	Heat_125	Out	0,187	#N/A
CCHP MW Heat_max	Cold_MW	Out	0,145	#N/A	SOFC CHP 160 %	Elec SOFC	In	1,000	#N/A
CCHP MW Heat_max	Heat_MW	Out	0,372	#N/A	SOFC CHP 160 %	Elec	Out	1,000	#N/A
Import Gridelec Mix oPLW	Gridelec Mix	In	1,000	#N/A	SOFC CHP 40 %	Elec SOFC	In	1,000	#N/A
Import Gridelec Mix oPLW	Elec	Out	1,000	#N/A	SOFC CHP 40 %	FLH SOFC	In	1,000	#N/A
Import Gridelec Mix oPLW	CO2	Out	0,458	#N/A	SOFC CHP 40 %	Elec	Out	1,000	#N/A

Abbildung A.3: Beispielhaftes Process-Commodity-Blatt der Eingabedatei der intertemporalen Optimierung für das Jahr 2020, Szenario ökon

Site	Storage	Commodity	inst-cap-e	cap-lo-e	cap-up-e	inst-cap-g	cap-lo-g	cap-up-g	eff-in	eff-out	inv-cost-e	inv-cost-g	fix-cost-p	fix-cost-e	var-cost-p	var-cost-e	depreciation	wacc	limit	discharge
Campus	Lead Acid Flooded Accumulator	Elec	0	0	25,00	0	0	16,40	1,00	0,83	0	228.461	1	0	0	0	10	0,01	0	0,000125
Campus	Lithium Nickel Cobalt Aluminum Accumulator	Elec	0	0	7,50	0	0	7,50	1,00	0,93	0	287.266	1	0	0	0	13,6	0,01	0	8,3333E-05
Campus	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxides Accumulator	Elec	0	0	7,50	0	0	7,50	1,00	0,93	0	342.899	1	0	0	0	13,6	0,01	0	4,16667E-05
Campus	Lithium Titanate Accumulator	Elec	0	0	7,50	0	0	7,50	1,00	0,97	0	890.120	1	0	0	0	16,9	0,01	0	4,16667E-05
Campus	Sodium Sulfur Accumulator	Elec	0	0	30,00	0	0	5,00	1,00	0,81	0	441.014	1	0	0	0	18,8	0,01	0	0,00295667
Campus	Vanadium Redox Accumulator	Elec	0	0	4,00	0	0	12,00	1,00	0,72	1.076.034	271.082	0	0	0	0	13,7	0,01	0	8,3333E-05
Campus	Zinc Bromine Accumulator	Elec	0	0	4,00	0	0	12,00	1,00	0,72	704.004	1	0	0	0	0	11,4	0,01	0	0,00625
Campus	Steel Tank 125 °C 2 z	Heat_125	0	0	435,00	0	0	14,50	1,00	1,00	0	8.786	1	0,5	0	0	25	0,01	0	0,00011559
Campus	Steel Tank MW	Heat_MW	0	0	46,56	0	0	1,43	1,00	1,00	0	7.348	1	0,5	0	0	25	0,01	0	0,000168566

Abbildung A.4: Beispielhaftes Storage-Blatt der Eingabedatei der intertemporalen Optimierung für das Jahr 2020, Szenario ökon