
**Ein Forschungsprojekt im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung –
Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)**

Schlussbericht

TU Darmstadt
Karolinenplatz 5
64289 Darmstadt

Fachbereich Architektur – Fachgebiet Entwerfen und Nachhaltiges Bauen – ENB
Professor Christoph Kuhn (Projektleitung),
Projektmitarbeiter Dr.-Ing. David Sauerwein und Niall Fitzgerald

Fachbereich Elektrotechnik – Fachgebiet Energy Information Networks and Systems – EINS
Professor Dr. Florian Steinke
Projektmitarbeiter*in Christopher Ripp, Mario Beykirch und Julia Barbosa

Fachbereich Maschinenbau – Fachgebiet Technische Thermodynamik – TTD
Professor Dr.-Ing. Peter Stephan, Dr.-Ing. Frank Dammel
Projektmitarbeiter Dr. -Ing. Johannes Oltmanns, Frederik Feike

Fachbereich Elektrotechnik – Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien – E5
Professorin Dr.-Ing. Jutta Hanson
Projektmitarbeiter Carl Schweinsberg

Dezernat V Baumanagement und Technischer Betrieb
Dezernent Edgar Dingeldein



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

1	Projektvorstellung	2
1.1	Gesamtziel des Vorhabens und Projektstruktur	2
1.2	Bezug des Vorhabens zu den förderpolitischen Zielen	3
1.3	Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele des Vorhabens	4
2	Stand der Wissenschaft und Technik	5
2.1	Energieflexibilisierung und Temperaturabsenkung in Gebäuden	5
2.2	Digitaler Energiecampus	6
2.3	Fernwärme der 4. Generation	7
2.4	Elektrischer Energiecampus	9
3	Ausgangssituation am Campus Lichtwiese	11
3.1	Energieverbrauch	11
3.2	Energieerzeugung, thermische und elektrische Netze	12
3.3	Digitalisierung	14
3.4	Energiekonzept	16
4	Wissenschaftliche-technische Ergebnisse	17
	Teilprojekt 1 - Bauliche Maßnahmen	17
	AP 1.1: Abwärmenutzung HLR	17
	AP 1.2: Energieflexibilisierung Architektur	20
	Teilprojekt 2 - Digitaler Energiecampus	25
	AP 2.1: Aufbau und Inbetriebnahme Energiemonitoring	25
	AP 2.2: Betriebsalgorithmus	29
	AP 2.3: Live Optimierung	30
	AP 2.4: Auslegungsoptimierung	30
	AP 2.5 Lernende Komponentenmodelle	32
	AP 2.6: Online Prognosen	36
	AP 2.7 CO ₂ -Intensitäts- und Energiepreiszeitreihen	41
	Teilprojekt 3 - Fernwärme der 4. Generation	45
	AP 3.1 Netz	45
	AP 3.2 Gebäude	50
	Teilprojekt 4 - Elektrischer Energiecampus	58
	AP 4.1: Bewertung der Power Quality	58
	AP 4.2: Spannungsabhängigkeit der elektrischen Last	77
	AP 4.3: Untersuchung der hohen Grundlast	78
	Teilprojekt 5 - Energiekonzept post 2030	81
	AP 5.1 & 5.2 Nutzung von Erd- und Umweltwärme & Einsatz solarer Fernwärme	81
	AP 5.3 Reduktionsziele TU Darmstadt 2050	83
	AP 5.4 & 5.5 Energiekonzeptpapier post 2030	85
5	Verwertbarkeit der Ergebnisse	92
5.1	Wirtschaftliche Erfolgsaussichten	92
	5.1.1 Erreichte wirtschaftliche Erfolge	92
	5.1.2 Weiterführende wirtschaftliche Erfolgsaussichten	92
5.2	Wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten	93
	5.2.1 Erreichte wissenschaftliche und technische Erfolge	93
	5.2.2 Weiterführende wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten	93
5.3	Handlungsempfehlungen	93
5.4	Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit: Ausblick auf EnEff:Stadt Campus Lichtwiese III	94
6	Öffentlichkeitsarbeit und Einbindung in die Lehre	95
6.1	Veröffentlichungen in Presse und Fachliteratur	95
6.2	Konferenzbeiträge	95
6.3	Preise	96



6.4 Abschlussarbeiten	97
Abbildungsverzeichnis	100
Tabellenverzeichnis	100
Literatur	104



Technische Universität Darmstadt (TUDa)

1 Projektvorstellung

1.1 Gesamtziel des Vorhabens und Projektstruktur

Die Technische Universität Darmstadt (TUDa) strebt für 2045 einen CO₂-neutralen Betrieb an. Voraussetzung für die Erfüllung dieser Ziele ist ein ganzheitliches Konzept unter Berücksichtigung der Energieversorgung, des Betriebs, der Sanierungen, Neu- und Umbauten. Das Projekt EnEff:Stadt Campus Lichtwiese II baut dabei auf der Grundlagenermittlung und Konzeptentwicklung aus Phase I des Projektes auf. Das Land Hessen bietet hierfür Rahmenbedingungen in Form der „CO₂-neutralen Landesverwaltung“, die eine CO₂-Neutralität im Betrieb ihrer Liegenschaften bis 2030 anstrebt. Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wird ein Energiekonzept post 2030 entwickelt, in dem die Erkenntnisse der bisherigen Projektphasen in einem ganzheitlichen Energiekonzept vereint werden.

Das Präsidium der TUDa unterstützt und fördert die interdisziplinäre Zusammenarbeit zwischen Forschung und Verwaltung. Als autonome Universität besitzt die TUDa die Souveränität, eigenverantwortlich wegweisende bauliche Entscheidungen zu treffen, um einen schnellen Wandel herbeizuführen. Aufbauend auf Phase I wird Phase II die Kooperation zwischen Forschung und Verwaltung intensiviert.

Die Entscheidung, sich für die erste Phase des EnEff:Stadt Campus Projektes auf den Campus Lichtwiese zu fokussieren, hat sich sowohl im Rückblick als auch in Bezug auf die zweite sowie die kürzlich gestartete dritte Phase des Projekts als äußerst zielführend erwiesen. Der räumlich abgrenzbare Campus Lichtwiese ermöglicht es, ihn als relativ eigenständige Einheit zu betrachten, die Bilanzgrenzen klar zu ziehen und die bestehenden Verknüpfungen mit anderen Standorten sowie übergeordneten Energienetzen präzise zu definieren. Die Abgrenzung des Campus Lichtwiese erleichtert die Untersuchung dieser Einheit und fördert die intensive Verbindung der einzelnen Systeme miteinander. Die rechtliche Selbstständigkeit in Bezug auf Eigentum und Planung bildet eine essenzielle Grundvoraussetzung für eine engagierte und beschleunigte Transformation im Bereich der Energieversorgung.

Die Bandbreite der Gebäudenutzungen auf dem Campus beinhaltet neben Bereichen wie Büros, Labore, Hörsäle und Bibliotheken beschränkt, ebenso produktionstechnische Versuchsanlagen. Die Option einer künftigen Erweiterung des Campus Lichtwiese um Wohnnutzungen und Einrichtungen für den täglichen Bedarf ist angedacht. Die Betrachtung von Gebäuden diverser Nutzungstypen ermöglicht, nach genauer Prüfung, die Übertragung von Teilen der erzielten Ergebnisse auf andere städtische Quartiere.

Der Campus Lichtwiese ist in Bezug auf die Versorgung mit der hauseigenen Energiezentrale der TUDa verbunden, die in den nächsten 6 Jahren bis 2030 von einem externen Contractor (Energieversorger) betrieben wird. Die Infrastruktur für Niederspannung, Mittelspannung sowie Fernwärme und -kälte ist jedoch Eigentum der TU Darmstadt.

In der ersten Phase des Forschungsprojekts wurden bedeutende Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz und Verringerung des Energiebedarfs durch konkrete bauliche und energietechnische Entwicklungen analysiert. Im Bereich der Gebäudeentwicklung lag der Schwerpunkt insbesondere auf der Optimierung des baulichen Wärmeschutzes, der Effizienzsteigerung der raumluftechnischen Anlagen und der Modernisierung der Beleuchtung. Auf der Wärmeversorgungsseite zeigten vor allem die Absenkung der Temperaturen im Wärmenetz und die Nutzung der Abwärme des neuen Hochleistungsrechners erhebliches Potenzial.

In der zweiten Phase wurden virtuelle Teil- und Gesamtmodelle des Campus, auch als „Digitaler Zwilling“ bekannt, erstellt, um eine umfassende Simulationsumgebung zu schaffen. Diese ermöglichen nicht nur Live-Vorschläge für den optimalen Betrieb des bestehenden Energiesystems über alle Energieformen, sondern bietet auch die Möglichkeit, potenzielle Investitionen durch ein Langfrist-Modell im Detail zu bewerten. Die Grundlage dafür bildet ein umfassendes Energiemonitoring, das diverse Sensorinformationen zu Energieflüssen, Wetterdaten und Leistungsdaten der verschiedenen Systemkomponenten erfasst.

Ein weiterer Fokus liegt auf der Realisierung baulicher Projekte, wie beispielsweise der Integration der Abwärmenutzung des neuen Hochleistungsrechners. Durch die Warmwasserkühlung des Rechners und den Einsatz einer Hochtemperaturwärmepumpe wird die Abwärme effizient ins Fernwärmenetz eingespeist. Die Erprobung unterschiedlicher Flächenheizsysteme am Architektur fakultätsgebäude zielt darauf ab, die Heizsystemtemperaturen zu senken und Wärmequellen effizienter ins Energieversorgungssystem zu integrieren.

Die Sicherstellung der Versorgungsqualität mit elektrischer Energie in Phase II, trotz des Zubaus von Betriebsmitteln, ist ein zentraler Untersuchungspunkt. Es wird analysiert, welche Auswirkungen auf das elektrische Netz zu erwarten sind und welche Maßnahmen, insbesondere unter Einbeziehung neuer Betriebsmittel wie Photovolta-

ikanlagen, Wärmepumpen und anderer an Wechselrichter gekoppelter Anlagen, ergriffen werden können, um die Power Quality am Campus Lichtwiese zu gewährleisten.

Der interdisziplinäre und systemorientierte Forschungsansatz wäre ohne die intensive Zusammenarbeit mit der Universitätsverwaltung nicht in dem Umfang möglich. In Phase II wird der Austausch zwischen wissenschaftlichen Instituten und dem Dezernat V (Baumanagement und Technischer Betrieb) weiter intensiviert. Dieser enge Dialog ist entscheidend für die erfolgreiche Umsetzung der beschriebenen baulichen Maßnahmen und bildet die Grundlage für ein zukünftiges Energiekonzept der Universität. Dieses Konzept wird gemeinsam mit dem Energiemanagement im Dezernat V entwickelt und dient als Grundlage für die Ausschreibung des nächsten Energiecontracting-Vertrags nach 2030, der voraussichtlich in den Jahren 2026/27 eingeleitet wird. Bereits in Phase I wurden Maßnahmen entwickelt, die das Ziel eines optimierten Gesamtkonzepts für die Jahre 2030 und 2050 berücksichtigen.

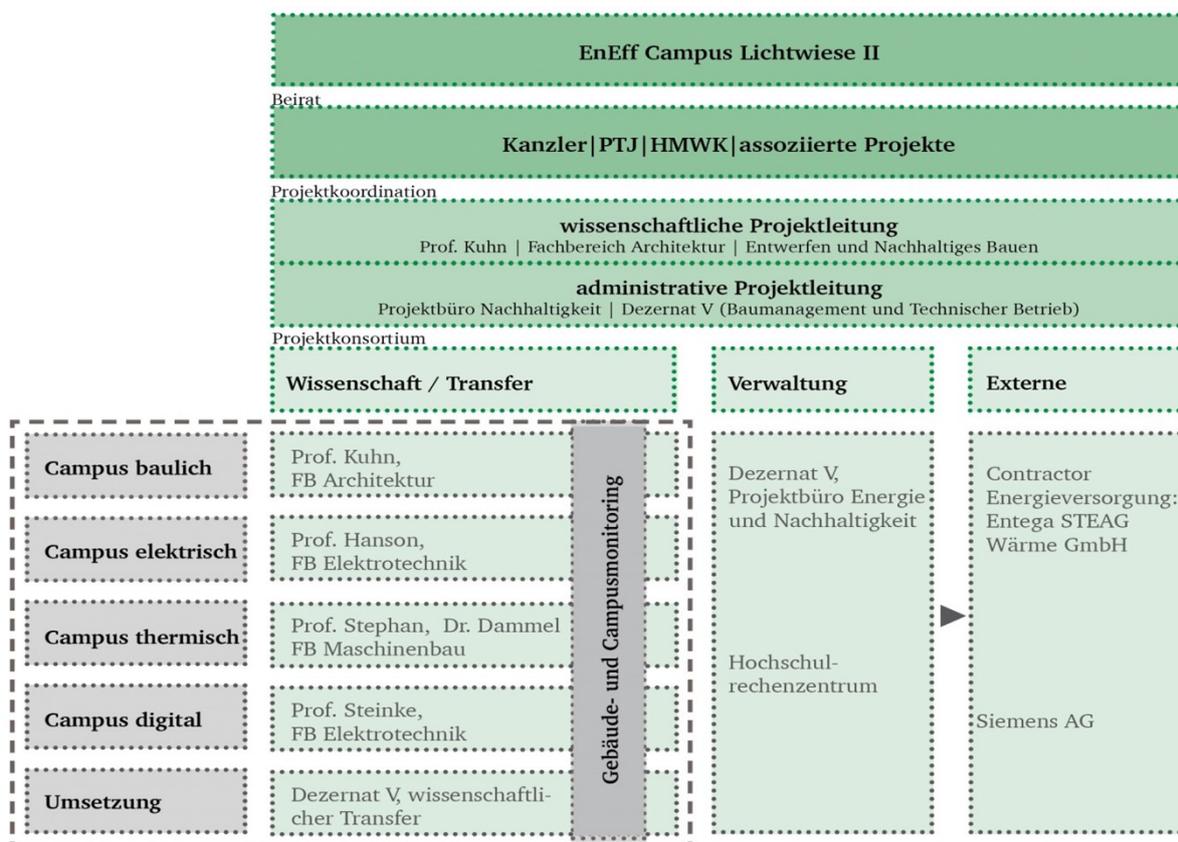


Abbildung 1.1: Organigramm des EnEff:Campus Lichtwiese II Projektes

1.2 Bezug des Vorhabens zu den förderpolitischen Zielen

Die ENERGIEWENDEBAUEN-Forschungsinitiative spielt eine zentrale Rolle bei der Umgestaltung der Energieversorgung in Deutschland im Rahmen der Klimaschutzziele der Bundesregierung. Die erfolgreiche Umsetzung erfordert innovative Maßnahmen auf allen Ebenen, die unter einer ganzheitlichen Perspektive betrachtet werden. Insbesondere das Quartier wird dabei als optimaler Handlungsbereich identifiziert.

Die Schwerpunkte der Förderung im 7. Energieforschungsprogramm, wie die Integration erneuerbarer Energien in Stromnetze, energieoptimiertes Bauen, Niedertemperatur-Solarthermie, energieeffiziente Wärme- und Kältenetze, Solarisierung von Wärmenetzen und energieeffiziente Stadt, harmonieren eng mit den Zielen des vorliegenden Forschungsvorhabens. Das Projekt verfolgt einen systemischen Ansatz zur Steigerung der Energieeffizienz durch die intelligente Vernetzung der elektrischen und thermischen Energieversorgung mit den Gebäuden. Dazu gehören Maßnahmen wie die Absenkung von Netztemperaturen, die Weiterentwicklung eines bestehenden Fernwärmenetzes in Richtung niedrigerer Temperaturen, der Einsatz von Wärmepumpen in der Fernwärme, die Einbindung

thermischer Speicher und die effektive Nutzung von Abwärme.

Die Forschung und Erprobung von Technologien und Systemen in den wissenschaftlich begleiteten Demonstrationsprojekten, wie der Abwärmenutzung des Hochleistungsrechners und der Temperaturabsenkung/Energieflexibilisierung des Architekturgebäudes, sind direkt mit den thematischen Schwerpunkten energieeffizienter Campus-Projekte (EnEff:Campus) verbunden. Die quantitative Bewertung der realen Effizienzpotenziale wird durch das Energiemonitoring sichergestellt.

1.3 Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele des Vorhabens

Bis 2030 steht die Effizienzsteigerung des bestehenden Energieversorgungssystems im Fokus. Hauptziele sind die drastische Reduzierung des Energiebedarfs, die effiziente Minimierung von Verlusten und die deutliche Erhöhung des Eigenstromanteils durch konsequente Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Eine Strategie zur Temperaturabsenkung des bestehenden Fernwärmenetzes wurde entwickelt und umgesetzt, wobei die Belieferung der Gebäude auf einem erheblich geringeren Temperaturniveau als Voraussetzung gilt. In einem exemplarischen Demonstrationsprojekt werden verschiedene innovative Ansätze, insbesondere für Bestands- und ältere Gebäude, intensiv erforscht. Die Reduzierung der Fernwärmenetz-Temperaturen eröffnet zudem Chancen für die effektive Nutzung von Abwärme, erneuerbaren Ressourcen und das Abwärmenutzungsprojekt eines Hochleistungsrechners.

In der zweiten Phase des Vorhabens wird durch ein umfangreiches Energiemonitoring ein hochentwickeltes virtuelles Modell des sektorgekoppelten Energiesystems für den Campus Lichtwiese erstellt. Der Digitale Zwilling ermöglicht nicht nur die präzise Optimierung des Betriebs, sondern auch die Simulation verschiedener Modifikationen. Dadurch erfolgt eine tiefgreifende energetische und wirtschaftliche Evaluierung, die als Entscheidungsgrundlage für zukünftige Investitionen dient. Hauptziele bleiben dabei stets die deutliche Reduzierung des Energiebedarfs und der CO₂-Emissionen, und das bei minimalen Kosten.

Um die ambitionierten Ziele für das Jahr 2045 zu erreichen, ist ab etwa 2030 ein radikaler Umbau des Energieversorgungssystems unabdingbar. Die schrittweise Ablösung des fossilen Energieträgers Erdgas durch erneuerbare Energien wird dabei als essentiell erachtet. Eine wegweisende Komponente des „Energiekonzepts post 2030“ könnte die Elektrifizierung des Wärmesektors durch die effiziente Nutzung von Erd- und Umweltwärme mittels fortschrittlicher Wärmepumpentechnologie sein. Die bereits durchgeführte Reduzierung der Fernwärmenetz-Temperaturen wirkt dabei als Türöffner, ebenso wie die potenzielle Integration von Solarthermie.

Die übergeordneten wissenschaftlichen und technischen Arbeitsziele des Forschungsvorhabens manifestieren sich in folgender Weise:

- Energieverbrauchsreduktion durch Umsetzung baulicher Maßnahmen insbesondere im Bestand (Warmwasserkühlung Hochleistungsgerechner, Niedertemperaturheizung Architektur)
- Erstellung eines Digitalen Zwillings des Campus Lichtwiese mit Abbildung sämtlicher Energieströme auf Basis des zu installierenden Monitorings
- Entwicklung von Algorithmen zur numerischen Live-Optimierung des Betriebs
- Untersuchung und Bewertung von Potentialen zur Effizienzsteigerung der thermischen Energieversorgung mittels Temperaturabsenkung und Lastmanagement im Fernwärmenetz sowie den Gebäuden
- Erstellung von Konzepten zur Einbindung und effizienten Nutzung alternativer Energiequellen in die Energieversorgung am Campus Lichtwiese nach Ende des aktuellen Contracting-Vertrags im Jahr 2030
- Untersuchungen zur Ertüchtigung der elektrischen Netze unter Wahrung der Versorgungssicherheit bei einer gesamtoptimierten Betriebsweise
- Aufbau einer langfristigen Investitionsplanung für die Weiterentwicklung der Anlagen der Energieversorgung sowie der Energieverbraucher am Campus im Jahr 2030
- Prüfung und Bewertung der Übertragbarkeit auf andere Campusstrukturen oder Quartiere

2 Stand der Wissenschaft und Technik

2.1 Energieflexibilisierung und Temperaturabsenkung in Gebäuden

Die energie- und klimapolitischen Vorgaben der Bundesregierung zielen im Klimaschutzgesetz auf einen CO₂-neutralen Gebäudebetrieb bis 2045 ab. Trotz dieser ehrgeizigen Zielsetzung bleibt die angestrebte Sanierungsrate von 2 % pro Jahr seit geraumer Zeit unerreicht, ist jedoch für einen nachhaltigen Gebäudebestand unabdingbar [1]. Diese problematische Entwicklung spiegelt sich auch im baulichen Bestand der TU Darmstadt wider. Eine Herausforderung stellen die im Zeitraum der 1960er und 1970er Jahre errichteten brutalistischen Bauwerke auf dem Campus Lichtwiese dar. Die baulichen Gegebenheiten erschweren die Implementierung konventioneller Sanierungsstrategien im Fassadenbereich erheblich, ohne dabei das äußerst erhaltenswerte äußere Erscheinungsbild nachhaltig zu beeinträchtigen. Diese Gebäude sind charakteristisch für ihre durchgängige, ungedämmte Stahlbeton-Systembauweise, bei der der Beton sowohl äußerlich als auch innerlich sichtbar ist.

Die Renovierung opaker Bauteile ist aufgrund verschiedener Faktoren äußerst anspruchsvoll. Insbesondere bei Gebäuden mit komplexen Fassaden oder denkmalgeschützten Gebäuden stellt die Wirtschaftlichkeit eine Herausforderung dar. Dies gilt insbesondere im Rahmen umfassender Sanierungsmaßnahmen an Gebäudehüllen im Gegensatz zu Maßnahmen im Bereich der technischen Gebäudeausrüstung zur Wärmeversorgung. Aufgrund der geplanten Absenkung der Fernwärmeparameter (Fernwärme der 4. Generation) und der dringenden Notwendigkeit, einen höheren Anteil erneuerbarer Energien effizient bei niedrigen Temperaturen in das Energieversorgungssystem zu integrieren, ist es zwingend erforderlich, die Systemtemperaturen auf der Gebäudeseite zu reduzieren [2] [3]. Im Gebäudesektor ist die Senkung der Systemtemperaturen eine wichtige Strategie zur Einsparung von Treibhausgasen. Erstens werden dadurch die Wärmeverteilungsverluste in Fernwärmenetzen und in gebäudeinternen Wärmeverteilungssystemen verringert. Østergaard schätzt die Wärmeeinsparungen auf 30 %, wenn die Vor- und Rücklauftemperaturen in Gebäuden von 80 °C/40 °C auf 60 °C/30 °C gesenkt werden. [4] Diese Entwicklung eröffnet die Möglichkeit einer gezielten und flexiblen Nutzung der Fassade als alternativer Sanierungsstrategie, die sowohl gestalterisch als auch wirtschaftlich attraktiv ist. Um die Effizienz von Fernwärmesystemen zu steigern, liegt der Fokus besonders auf der Absenkung der Rücklauftemperaturen. Gebäude spielen im Gesamtsystem eine Schlüsselrolle, da sie die maximal mögliche Absenkung der Rücklauftemperatur begrenzen. In vielen Fällen ist über die Art und den Betrieb von Gebäudeheizsystemen wenig bekannt, da in der Regel kein detailliertes Monitoring vorhanden ist. Østergaard et al. analysierten in einer Studie fünf dänische Ein-Familien-Wohnhäuser aus den 1930er Jahren. Die Hauptursachen für zu hohe Rücklauftemperaturen waren unterdimensionierte Radiatoren, falsch eingestellte Heizungsventile, defekte Thermostate oder störende Einflüsse seitens der Nutzer. Die Autoren zeigen, dass eine Betriebsführung der Gebäude mit Heizsystemtemperaturen von 50/30 °C möglich wäre und diese somit erfolgreich in ein Niedertemperatur-Fernwärmenetz integriert werden könnten [5].

Neben der Dekarbonisierung des Wärmeverbrauchs in Gebäuden durch hoch effiziente Fernwärmesysteme spielt auch der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung eine grundlegende Rolle bei der rigorosen Umsetzung der Energiewende. Die zunehmende Integration von Sonnen- und Windenergie verstärkt die Volatilität des Stromsystems. In Zukunft wird eine deutlich gesteigerte Flexibilität auf Seiten der Verbraucher erforderlich sein, um adäquat auf die permanenten Schwankungen im Stromangebot reagieren zu können [6]. Der Gebäudesektor kann durch innovative Power-to-Heat-Anwendungen eine maßgebliche Funktion bei der Flexibilisierung des Wärmeverbrauchs einnehmen. Das Bauwerk selbst kann je nach Bauart eine hohe Wärmespeicherkapazität haben. Diese kann durch gezielte periodische Überheizung und Unterkühlung bei moderater Varianz der Innenraumtemperaturen optimal ausgeschöpft werden. Insbesondere Bauwerke aus den 1960er/1970er Jahren mit markanter historischer Bedeutung bergen erhebliche Potenziale zur Lastverschiebung aufgrund ihrer baustrukturell bedingten außerordentlichen Wärmespeicherkapazität.

Die Ergründung von Potenzialen zur Steigerung der Flexibilität im Gebäudebestand hat bereits Eingang in verschiedene Forschungsarbeiten gefunden (vgl. [6], [7], [8]). Die Regelbarkeit von Heizungssystemen ist ein relevantes Forschungsgebiet, da insbesondere baulich integrierte Heizungssysteme auf Parameteränderungen zeitverzögert reagieren und daher zu einem "transienten Verhalten" neigen. Oravec et al. zeigen in einer vergleichenden Studie, dass das Antwortverhalten von den Materialien und der Reihenfolge der Materialschichten, in die verputzte Heizmäander (PHM) integriert sind, beeinflusst wird [9]. Eine Charakterisierung erfolgt häufig über die Reaktionen auf plötzliche Änderungen der Einstellungen [10]. Als Bewertungsindikator wird entweder die Zeit bestimmt, die ein Wärmeübertragungssystem benötigt, um einen bestimmten Sollwert zu erreichen [11], oder es werden Zeitkonstanten für Heiz- oder Kühlprozesse berechnet [12].

Insbesondere bei Deckenheizungen ist die Leistung jedoch durch die Einhaltung der normativen thermischen Behaglichkeitsgrenzen in DIN EN ISO 7730 und DIN EN 16798-1 begrenzt. Kritische Aspekte sind die vertikale Lufttemperaturdifferenz zwischen Boden und Decke oder die Strahlungstemperaturasymmetrie als Maß für die Unterschiede in der lokalen Verteilung der Strahlungswärmeleistung [13], [14]. Hinsichtlich der vertikalen Lufttemperaturdifferenz zeigten Untersuchungen an verschiedenen Deckenheizungssystemen eine nahezu lineare Verteilung der Lufttemperaturen über die Raumhöhe, auch bei unterschiedlichen Heizleistungen [14], [15], [16]. Makulla hebt den Einfluss der Raumlüftung auf den vertikalen Lufttemperaturgradienten hervor. Unter der Einschränkung, dass ein Temperaturanstieg von 2 K/m nicht überschritten wird, ermittelt er für einen 2,5 m hohen, unbelüfteten, mit abgehängten Heizplatten (SHP) beheizten Raum eine maximale Heizleistung von 50 W/m². Sie kann bei turbulenter Mischlüftung auf 100 W/m² erhöht werden [14]. Die normativen Grenzwerte für die Strahlungstemperaturasymmetrie in ISO 7730 basieren auf den Studien von Fanger aus den 1980er Jahren [17]. Neuere Klimakammerstudien stellen die allgemeine Anwendbarkeit der Fanger-Grenzwerte in Frage, wenn Deckenheizungen verwendet werden, und zeigen ein uneinheitliches thermisches Empfinden von Personen bei asymmetrischen Strahlungstemperaturen [18], [19].

2.2 Digitaler Energiecampus

Energiemanagementnormen und -richtlinien, insbesondere die ISO 50001, verlangen eine umfassende Betrachtung des Energiebedarfs. Dennoch fehlt eine explizite Berücksichtigung von Energietransformationsprozessen, was zu einer unvollständigen Darstellung des Energiesystems führt. Um diese Lücke zu schließen, war ein Ziel dieses Teilprojekts, mittels einer digitalen Abbildung Transparenz über Multi-Energie-Systeme in einem realen Quartier zu schaffen. Dabei nutzt das Projekt das Konzept des Digitalen Zwillinges, um das reale Campusenergiesystem vollständig virtuell abzubilden. Zuvor wurde das Konzept des digitalen Zwillinges hauptsächlich im Rahmen der Optimierung und Simulation von komplexen Produktionsprozessen und -systemen sowie im Kontext der Forschung und Umsetzung von „Industrie 4.0“-Maßnahmen und im „Internet of Things“ verwendet [20].

Für die Umsetzung des digitalen Zwillinges müssen im besten Fall alle relevanten Daten des Systems in Echtzeit erfasst werden, einschließlich Verbrauchs- und Erzeugungsdaten jeder Energieform, um so die vollständige Dynamik des Systems abzubilden. Damit können sie die Basis bilden, für die Berechnungen von Prognosen über den zukünftigen Zustand dieses Systems und mit Hilfe dieser der Berechnung eines optimalen Betriebszustands der Komponenten des Energiesystems.

Der gewählte Ansatz dieses Projekts unterscheidet sich von vergleichbaren Projekten, indem nicht nur das Energiesystem abgebildet, sondern auch eine mathematische Betriebsoptimierung implementiert und erprobt werden sollte. Eine Modellierung aller Energieträger und Transformationsprozesse, einschließlich Strom-, Kälte- und Wärmebedarf, Blockheizkraftwerk (BHKW), Absorptions- und Kompressionskältemaschinen sowie Gaskessel, ist daher notwendig. Wärme- und Kältespeicher müssen ebenfalls berücksichtigt werden. Zu Projektbeginn wurden wissenschaftliche Veröffentlichungen zu Optimierungsmodellen gefunden, die jeweils einen Teil dieser Komponenten berücksichtigen, beispielsweise elektrische Erzeuger und Batteriespeicher aber keinen Wärmebedarf [21] oder Wärme- und Strombedarf, aber keine Speicher oder Kältebedarf [22]. Es konnte keine veröffentlichten Ergebnisse zu Projekten gefunden werden, die ein derart umfangreiches Optimierungsmodell implementiert und im realen Betrieb untersucht haben.

Die Betriebsoptimierung eines Universitätscampus beinhaltet besondere Herausforderungen. So muss das zugrundeliegende Modell, unter anderem, eine Vielzahl an Gebäuden mit unterschiedlichen Nutzungstypen, wie Hörsäle oder Hochleistungsrechner, und in unregelmäßigen Abständen durchgeführte wissenschaftliche Experimenten mit kurzzeitigem, sehr hohem Leistungsbezug abbilden. Während in der Literatur Universitätscampus untersucht wurden, siehe z.B. [23], konnten keine Projekte oder Veröffentlichungen gefunden werden, die diese besonderen Herausforderungen berücksichtigen.

Obwohl es zahlreiche Veröffentlichungen zu probabilistischen Vorhersagemodellen für Gebäudeenergieverbräuche gibt, siehe z.B. [24], konzentrieren sich diese Arbeiten hauptsächlich auf die elektrische Energie und berücksichtigen nicht die spezifischen Herausforderungen der Vorhersage von Wärmelastzeitreihen auf der Gebäudeebene: Eine beträchtliche Anzahl von beobachteten Werten ist Null oder nahe Null, Saisonalitäten und exogene Variablen, wie z. B. die Temperatur, haben einen erheblichen Einfluss auf die Last und bei der Betrachtung einzelner Gebäude haben zufällige Effekte, wie z.B. das Nutzerverhalten, einen großen Einfluss auf die beobachtete Last. Darüber hinaus muss ein Vorhersagemodell flexibel genug sein, um eine Vielzahl von Gebäuden zu modellieren. Daher setzten die Forschungsarbeiten im Arbeitspaket Digitaler Zwilling an dieser Stelle an, um Ergebnisse zu liefern die Relevanz für die Anwendung in vergleichbaren Quartieren haben.

Zur Erkennung von Anomalien in Gebäudeenergiezeitreihen finden sich in der Literatur verschiedene Methoden, darunter die Anomalieerkennung basierend auf probabilistischen Verbrauchsvorhersagen. Die Hauptidee besteht darin, einen beobachteten Wert als anomal zu klassifizieren, wenn dieser Wert unter einer Vorhersageverteilung unwahrscheinlich ist. Auch hierzu überwiegen die Untersuchungen, die sich mit elektrischer Energiezeitreihen beschäftigen. Für eine Anomalieerkennung in Verbrauchszeitreihen mehrerer Energieträger einzelner Gebäude des gesamten Campus können allerdings nicht für alle Energieträger die gleichen Modelle angewendet werden. Für die Anomalieerkennung in Wärmeverbrauchszeitreihen beispielsweise, müssen die genannten Besonderheiten für die Vorhersagemodelle besonders berücksichtigt werden, da gerade die Ränder der Vorhersageverteilung korrekt abgebildet werden müssen, um Anomalien korrekt zu erkennen. Dadurch ist insbesondere die Annahme einer homoskedastischen Normalverteilung für eine zuverlässige Erkennung von Anomalien zu simpel. Daher wurden im Teilprojekt digitaler Zwilling auch Vorhersagemethoden untersucht, die diese bedingten Verteilungen modellieren können.

2.3 Fernwärme der 4. Generation

Der überwiegende Teil des deutschen Gebäudebestands wird mit fossilen Gas- oder Ölheizungen versorgt, wodurch der Anteil erneuerbarer Energie am Wärmebedarf in Deutschland 2022 bei lediglich 17,4 % lag [25]. Im Rahmen der Energiewende soll im Gebäudebereich eine Dekarbonisierung neben anderen Maßnahmen durch einen signifikanten Ausbau der Fernwärmeversorgung erreicht werden. Dazu hat der Gesetzgeber unter anderem das Wärmeplanungsgesetz sowie die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze verabschiedet. Adressiert werden soll sowohl die Transformation bestehender Netze als auch der Bau neuer klimafreundlicher Netze [26]. Fernwärme deckt aktuell (2022) einen Anteil von ca. 14,2 % des Wärmebedarfs des deutschen Wohnungsbestandes [27]. Dabei liegt der Anteil der erneuerbaren Wärmequellen in der Fernwärme bei ca. 30 % [28].

In der Fernwärme erfolgt die Wärmeerzeugung bisher meist zentral in großen Heizkraftwerken mittels Kraft-Wärme-Kopplung. Mit der Wärme wird Wasser erhitzt, das über Rohrleitungen zu den Verbrauchern transportiert wird. Mittels Übergabestationen wird die Wärme dann an die einzelnen Heizungssysteme der angeschlossenen Gebäude übertragen.

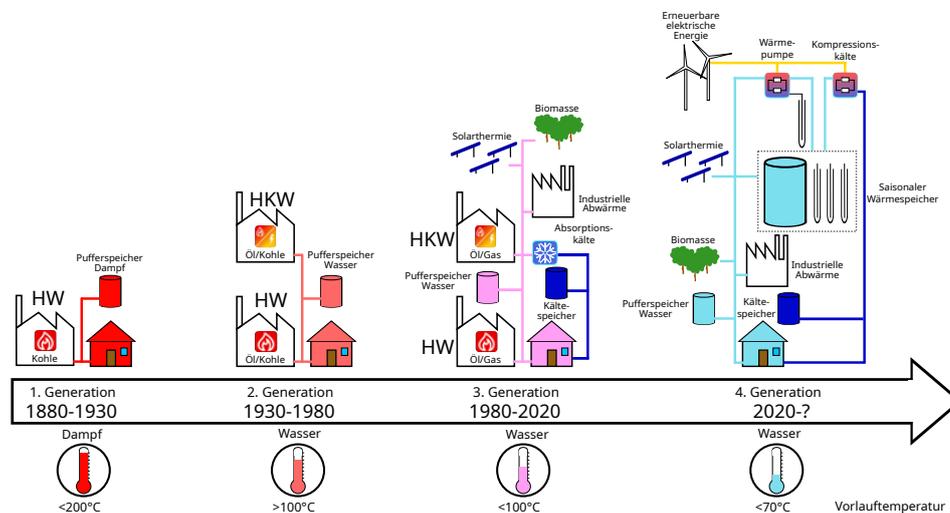


Abbildung 2.1: Historische Entwicklung der Fernwärme mit Netztemperaturen und Erzeugertechnologien [29]

Fernwärmenetze werden abhängig von ihren Netztemperaturen und Erzeugertechnologien in vier Generationen unterteilt (Abbildung 2.1). Die erste Generation umfasst Netze, die im 19. und zu Beginn des 20. Jahrhunderts gebaut wurden und mit Dampf betrieben wurden. In der zweiten Generation wurden die Netztemperaturen abgesenkt, wobei sie noch deutlich über 100°C liegen. Statt Dampf wurde nun flüssiges Wasser als Wärmeträgermedium verwendet. Heute bestehende Fernwärmenetze lassen sich überwiegend in die Kategorie der 3. Generation Fernwärme einordnen. Sie haben noch hohe Netztemperaturen um die 100°C und werden von großen zentralen KWK-Anlagen versorgt, welche zwar sehr effizient sind, aber mit fossilen Energieträgern wie Erdgas oder Kohle betrieben werden. Diese Netze sollen in Zukunft zu Netzen der 4. Generation transformiert werden. Diese zeichnen sich durch geringe

Netztemperaturen (Vorlauf-/Rücklauftemperaturen von 70/50 °C), geringe Netzverluste, die Einspeisung aus erneuerbaren Wärmequellen sowie die Integration in ein übergeordnetes smartes Energiesystem aus [30]. Niedrige Netztemperaturen sorgen zunächst für verringerte Wärmeverluste in den Netzen und erhöhen in der Regel auch die Effizienz der bestehenden fossilen Erzeuger. Darüber hinaus stellen niedrige Temperaturen jedoch eine entscheidende Voraussetzung für die Nutzung erneuerbarer Wärmequellen dar, da diese meist auf einem geringeren Temperaturniveau zur Verfügung stehen als dies bei fossilen Erzeugern der Fall ist. Nur durch niedrige Netztemperaturen ist es möglich, erneuerbare Technologien wie Wärmepumpen oder Solarthermie effizient einbinden zu können.

Dabei stellt die Absenkung der Temperaturen in den bestehenden Netzen eine große Herausforderung dar, da sich die Temperaturen im Netz aus den Anforderungen der Heizungssysteme der angeschlossenen Gebäude ergeben. Daher müssen zunächst gebäudespezifische Voraussetzungen erfüllt werden, bevor die Temperaturen in den Netzen abgesenkt werden können. Zum einen können defekte und nicht ordnungsgemäß instandgehaltene Heizungsanlagen einzelner Gebäude hohe Rücklauftemperaturen im Gesamtnetz verursachen. Zum anderen erfordert eine Absenkung der Temperaturen eine Reduzierung der Wärmebedarfe der Gebäude durch Dämmmaßnahmen oder eine Vergrößerung der Heizflächen innerhalb der Gebäude. Hier ist mit erheblichem Investitions- und Zeitaufwand zu rechnen und daher zu untersuchen, welche Maßnahmen das beste Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen aufweisen. Falls durch die Fernwärme ebenfalls Brauchwarmwasser bereitgestellt wird, ist zu beachten, dass hierfür höhere Temperaturen bereitgestellt werden müssen, als für moderne Flächenheizsysteme erforderlich sind. Auch die Vorgaben zum Schutz vor Legionellen müssen berücksichtigt werden.

Bei der Einbindung von Solarthermie ist die Saisonalität des Wärmeangebotes zu beachten. Wenn in den Sommermonaten ein besonders großes Angebot an solarer Wärme vorliegt, ist der Wärmebedarf aufgrund der hohen Außentemperaturen eher gering. Dadurch können signifikante solare Deckungsgrade nur erreicht werden, wenn neben der Solarthermieanlage auch ein saisonaler Speicher installiert wird, welcher die Solarenergie vom Sommer bis in den Winter speichert.

Bezüglich des Einsatzes von Wärmepumpen lässt sich zunächst zwischen zentralen und dezentralen Wärmepumpen unterscheiden. Zentrale Großwärmepumpen können eine höhere Effizienz aufweisen, die allerdings von den Temperaturen des gesamten Fernwärmenetzes abhängt. Dezentrale Wärmepumpen können eingesetzt werden, wenn die Temperaturen eines Fernwärmenetzes abgesenkt werden sollen, einzelne Gebäude jedoch weiterhin höhere Versorgungstemperaturen benötigen. Diese können dann mit Wärmepumpen ausgestattet werden, welche die Fernwärme-Netztemperatur dezentral anheben. Eine große Rolle spielt auch die Wärmequelle einer Wärmepumpe, hier kann zwischen Luft, Erdreich, Gewässer und Abwärme unterschieden werden. Luftwärmepumpen weisen vergleichsweise geringe Investitionskosten auf, besitzen jedoch aufgrund der niedrigen Lufttemperaturen gerade zu den Zeiten des höchsten Wärmebedarfs eine geringere Effizienz und haben somit höhere Betriebskosten. Demgegenüber benötigen Erdwärmepumpen zunächst einen höheren Investitionsaufwand, können dann im Betrieb jedoch aufgrund einer höheren Temperatur des Erdreichs mit einer höheren Effizienz betrieben werden. Abhängig von lokalen Gegebenheiten kann sich eine Wasserwärmepumpe anbieten, wenn in der Nähe ein ausreichend großes Gewässer vorhanden ist, dass auch im Winter eine ausreichend hohe Quelltemperatur bereitstellen kann.

Ebenfalls abhängig von lokalen Gegebenheiten kann Abwärme als Wärmequelle genutzt werden. In der Regel sind diese Potentiale über ein Fernwärmeversorgungsgebiet verteilt und erfordern somit eine dezentrale Einbindung. Besondere Herausforderungen stellen hier das Zusammenspiel von Drücken, Massenströmen und Temperaturen der Abwärmequelle sowie innerhalb des Netzes an der Stelle der Einspeisung dar. Viele Abwärmepotentiale liegen zunächst auf einem Temperaturniveau vor, welches unterhalb der Temperatur des Fernwärmenetzes liegt, wodurch der zusätzliche Einsatz einer Wärmepumpe erforderlich wird. Beispiele hierfür sind die Nutzung der Abwärme von Abwasser aus Kläranlagen oder aus der Kühlung von Rechenzentren. Das Einbinden in das übergeordnete Energiesystem erfordert eine Koordinierung mit der fluktuierenden Produktion von erneuerbarem Strom aus Wind und Photovoltaik. Dabei können Fernwärmenetze die Möglichkeit der Energiespeicherung in Form von günstigen Wärmespeichern anstelle von teuren Stromspeichern übernehmen. Wenn eine ausreichende Speicherkapazität vorhanden ist, können die KWK-Anlagen des Fernwärmesystems abhängig von der aktuellen Erzeugung von erneuerbarem Strom betrieben werden (Betrieb der KWK-Anlagen bei Strommangel, kein Betrieb bei Stromüberangebot). Dies kann verstärkt werden durch die Kombination von KWK-Anlagen mit Wärmepumpen, um letztendlich den Anteil erneuerbarer Versorgung zu erhöhen. Damit Fernwärmenetze in Zukunft Teil eines übergeordneten intelligenten Energiesystems sein können, ist eine verstärkte Digitalisierung der Netze erforderlich.

2.4 Elektrischer Energiecampus

Die Bewertung der Versorgungsqualität bzw. Power Quality (PQ) von Industrie- und Campusnetzen ist eine in der Wissenschaft und Praxis wichtige Thematik. PQ ist hierbei ein Sammelbegriff unter dem jeder Aspekt, der sich in Spannungs-, Strom- oder Frequenzabweichungen manifestiert, zusammengefasst wird [31]. Es gibt keine alleinige Definition für PQ, allerdings Normen und Richtlinien, die PQ-Phänomene eingrenzen. Zu nennen sind an dieser Stelle die Norm DIN EN 50160 [32], in der die Grenzwerte für Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen definiert werden und die Normenreihe IEC 61000-3 [33], in der Grenzwerte für ins Stromnetz eingeprägte Oberschwingungsströme definiert werden. Phänomene im Stromnetz, die mit PQ assoziiert werden, sind Strom- und Spannungsüberschwingungen, Flicker, Spannungsunsymmetrien und Spannungseinbrüche, bzw. -spitzen [34].

Durch den weiteren Zubau regenerativer Erzeuger, der auch im Netz des Campus Lichtwiese derzeit durchgeführt wird, sowie die zunehmende Wärmeversorgung über Wärmepumpen, nimmt die Bedeutung von Spannungsüberschwingungen zukünftig zu. Die auftretenden Frequenzen, die der Grundschiwingung überlagert sind, und deren Ausprägung sind von den PQ-Quellen selbst, sowie der Netzimpedanz abhängig [35]. Abbildung 2.2 zeigt beispielhaft den Einfluss einer eingepprägten Stromüberschwingung auf die Spannung am vorgelagerten 6-kV-Knoten. Das überlagerte 20-kV-Netz wird als starres Netz und damit als ideal sinusförmig angenommen. Über die Impedanz der Leitung führt die eingepprägte Stromüberschwingung der Störquelle zu einer Verzerrung der Spannung an der 6-kV-Sammelschiene.

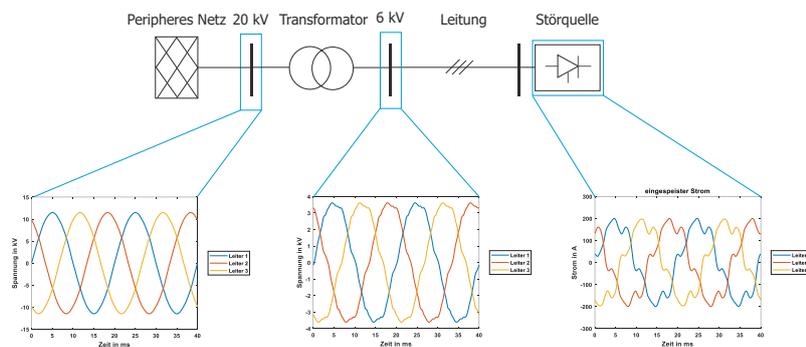


Abbildung 2.2: Darstellung des Einflusses von nichtlinearen Lasten auf die Netzspannung

Je nach Aufbau und Regelung des Wechselrichters sind die eingepprägten Oberschwingungsströme unterschiedlich groß. Fremd- bzw. netzgeführte Wechselrichter, welche auf Thyristor-Halbleiterbauelementen basieren, senden ein breites Spektrum an Stromüberschwingungen im kritischen Bereich bis zur 29. Oberschwingungsordnung aus, mit teilweise hohen Amplituden. Diese können zu Leitungsüberlastungen und zu insgesamt höheren Systemverlusten durch Wärmeentwicklung führen. Moderne Wechselrichter werden immer öfter selbstgeführt betrieben, was die Oberschwingungsströme reduziert. Die Basis solcher Wechselrichter bilden Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode (IGBT), die z.B. über Pulsweitenmodulation angesteuert werden.

Weitere Folgen durch Oberschwingungen nach IEC TS 62749 [16] sind:

- Drehmomentreduzierung von Asynchronmaschinen
- Verstärkung der Interferenz mit Kommunikations- und Anlagenschaltungen
- Erhöhung der Spannungsbeanspruchung von Leitern

Maßnahmen zur Reduzierung von Oberschwingungen im Stromnetz werden i.d.R. zuerst an der Oberschwingungsquelle angesetzt. Die herkömmliche Maßnahme ist der Einsatz von passiven Filtern, die aus einer Parallel- und/oder Reihenschaltung von Kondensatoren und/oder Spulen bestehen und auf eine oder mehrere zu filternde Frequenzen abgestimmt sind. Dementsprechend stellen sie eine Senke für eine oder mehrere kritische Oberschwingungsfrequenzen dar. Nachteilig ist, dass eine Änderung der Abstimmfrequenz nicht möglich ist.

Ist eine dynamische Anpassung der Abstimmfrequenz, abhängig von der Netzsituation, erforderlich, kommen Active Power Filter (APF) zum Einsatz, die im Betrieb auf die fluktuierenden kritischen Frequenzen abgestimmt werden können. Gründe für sich verändernde Oberschwingungsordnungen können beispielsweise ein variabler

Oberschwingungsstrom oder eine durch Schaltvorgänge veränderte Netzimpedanz am Anschlusspunkt sein. Das Grundprinzip aktiver Filter beruht auf der Einprägung einer nicht-sinusförmigen Spannung bzw. dem vorherrschenden nicht-sinusförmigen Strom bildet, so dass sich am Anschlusspunkt ein sinusförmiger Verlauf beider Größen ergibt. [31]. Als aktive Filter können im Grunde alle im Netz installierten selbstgeführten Wechselrichter fungieren, wenn sie entsprechend ertüchtigt werden. Je nachdem, ob Strom- oder Spannungsüberschwingungen reduziert werden sollen, werden aktive Filter als Parallelfilter oder als Serienfilter ausgeführt [35, 36, 37]. Im Rahmen dieses Projektes soll untersucht werden, inwiefern das aufgebaute Monitoring in Verbindung mit entsprechenden Vorhaben des Gesamtprojektes, sowie der berücksichtigten Szenarien zu einer Verbesserung der PQ im Netz beitragen kann und wie sich die PQ auch in der zukünftigen Wärme- und Stromversorgung berücksichtigen, überwachen und sicherstellen lässt.



Abbildung 3.1: Typischer Gebäudebestand des Campus Lichtwiese aus den 1960er und 1970er Jahren.
 Links: Organische Chemie (komplexe Geometrie der thermischen Hülle), Mitte: Fachbereich Architektur (Denkmalschutz), rechts: Maschinenbauhalle 1 (Denkmalschutz)

3 Ausgangssituation am Campus Lichtwiese

Der Campus Lichtwiese zählt zu den fünf Standorten der TU Darmstadt und wurde in den 1960er Jahren errichtet. Aufgrund begrenzter Flächen und fehlender Optionen zur Erweiterung des Campus in der Stadtmitte erfolgte die Entwicklung des neuen Campus Lichtwiese „auf der grünen Wiese“ [38]. Der Campus erstreckt sich heute über eine Gesamtfläche von etwa 100 Hektar und umfasst 44 Gebäude, darunter Institute, Hörsäle, eine Mensa, Labore sowie einen Hochleistungsrechner (HLR). Der Campus ist in fünf Sub-Quartiere unterteilt: L1 - Maschinenbau, L2 - Materialwissenschaft und Chemie, L3 - Architektur, L4 - Mensa, L5 - Bauingenieurwesen.

Dieses Kapitel bietet eine umfassende Beschreibung der Ausgangssituation des Campus zu Beginn des Projekts. Der Fokus liegt darauf, das gesamte Energiesystem des Campus darzustellen und die zentralen Herausforderungen zu verdeutlichen, die die Motivation für die zweite Phase des Projekts bilden. Es ist besonders wichtig zu betonen, dass durch Messungen in der ersten Phase des Projekts bereits allgemeine jährliche Verbrauchswerte vorlagen. Obwohl diese Informationen nicht die für die in Phase 2 entwickelten Methoden erforderliche Detailgenauigkeit aufwiesen, bildeten sie einen wesentlichen Ausgangspunkt für das Verständnis und die Planung des neuen Monitoringsystems. Die wichtigsten Kennzahlen des Campus Lichtwiese-Energiesystems zu Beginn des Projekts sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

3.1 Energieverbrauch

Der Energiebedarf korreliert eng mit dem Gebäudebestand des Campus. Mit einem jährlichen Heizbedarf von etwa 25 GWh macht der Campus etwa 50% des thermischen Bedarfs der TU Darmstadt aus. Da der Großteil dieses Heizbedarfs für die Raumheizung verwendet wird, weisen verschiedene Bauarten sehr unterschiedliche flächenspezifische Heizanforderungen auf. Die meisten der großen Institutsgebäude und Labore wurden während der ersten Bauphasen in den 1960er und 1970er Jahren errichtet. In dieser Bauphase wurde der Konstruktionstypus „Darmstädter Bausystem“ verwendet, der typisch für viele Hochschulbauten der (deutschen) Nachkriegsmoderne ist. Die brutalistische Bauweise in Stahlbeton-Skelettbauweise weist äußerlich Parallelen zu den Gebäuden der Ruhr-Universität Bochum oder den Strukturen des Campus Lahnberge in Marburg auf. Die Vorteile der Fertigteilbauweise liegen in der hohen Flexibilität und den wirtschaftlichen Erweiterungsmöglichkeiten [38]. Aufgrund ihrer Bedeutung als repräsentative Beispiele der Nachkriegsmoderne stehen das Gebäude des Fachbereichs Architektur sowie die älteren Hallen des Fachbereichs Maschinenbau unter Denkmalschutz. Der Denkmalschutz schränkt die Möglichkeiten der energetischen Sanierung von Gebäuden ein, was nicht nur für die TU Darmstadt eine Herausforderung darstellt. Infolgedessen wurde die Erforschung von Lösungen, die mit dieser Einschränkung in Einklang stehen, und ohne umfassende Sanierung der thermischen Hülle hin zu einem modernen Standard zu einem bedeutenden Schwerpunkt in diesem Projekt.

Der jährliche Strombedarf des Campus beträgt etwa 28 GWh. Das Hochleistungsrechner (HLR) ist einer der ener-

gieintensivsten Verbraucher und allein verantwortlich für etwa 20% des Strombedarfs. In Zeiten intensiver wissenschaftlicher Entwicklungen im Bereich künstlicher Intelligenz ist der HLR ein wichtiges Asset für die TU Darmstadt. Daher ist eine Lösung für die Rückgewinnung der Abwärme von Rechenzentren, wie sie in diesem Projekt umgesetzt wurde, von entscheidender Bedeutung für eine technologische Entwicklung, die den Herausforderungen der Bekämpfung des Klimawandels gerecht wird.

Zusätzlich zu den Anforderungen an Wärme und Strom benötigt die TU Darmstadt auch Kälte. Der jährliche Kühlbedarf liegt derzeit bei etwa 12 GWh, wobei ein Teil dieses Bedarfs für die Raumkühlung während der Sommermonate bestimmt ist.

3.2 Energieerzeugung, thermische und elektrische Netze

Die TU Darmstadt ist Eigentümerin ihrer Energiezentrale und der zugehörigen Netze, betreibt diese aber nicht selbst. Der Betrieb und die Instandhaltung sowie die Weiterentwicklung der Infrastruktur werden für jeweils 15 Jahre an einen externen Contractor vergeben. Derzeit ist dies die Entega Iqony Wärme GmbH (EIW), ein Konsortium aus der ENTEGA AG und der Entega Iqony Wärme GmbH. Damit ist die EIW neben der Universitätsverwaltung ein wichtiger Ansprechpartner für die Projektteilnehmer, wenn es um Daten zur Strom- und Wärmeerzeugung und die Umsetzung der im Projekt entwickelten Vorschläge geht.

Energieerzeugung

Die zentrale Drehscheibe der Energieversorgung ist das Heizkraftwerk auf dem Campus Lichtwiese. Diese Energiezentrale erzeugt thermische und elektrische Energie für alle Campusse der TU Darmstadt und ist gleichzeitig der zentrale Knotenpunkt des Wärme- und Kältenetzes der Universität. Tabelle 3.1 fasst alle wesentlichen Parameter aller Erzeugungskomponenten des Energiezentrale zusammen.

In der Energiezentrale befinden sich sechs Gaskessel, vier BHKW-Anlagen, zwei Pufferspeicher für Wärme, zwei Pufferspeicher für Kälte und eine Absorptionskältemaschine (AKM). Bis 2016 umfasste die Energiezentrale nur drei BHKW-Anlagen, nämlich BHKW 1 bis 3. Im Zuge einer Erweiterung der Energiezentrale im Jahr 2018 wurden zwei der drei BHKWs überholt und mit neuen Gasmotoren ausgestattet, was ihre thermische und elektrische Leistung sowie die Gesamteffizienz erhöhte. BHKW 1 blieb unverändert und fungiert seitdem als Reserveeinheit. Darüber hinaus wurde eine zusätzliche BHKW, BHKW 4, in das Energiezentrale integriert. BHKW 4 hat eine höhere Gesamtleistung an Strom und Wärme und ist etwas effizienter als die anderen. Die Gaskessel und BHKW werden mit Erdgas betrieben und speisen ihre Abwärme in das Fernwärmenetz der TU Darmstadt ein. Die AKM liefert Kälte für den Kältering und nutzt ausschließlich die Wärme aus dem BHKW 4.

Außerhalb der Energiezentrale verfügt der Campus Lichtwiese über zwei Kompressionskältemaschinen für die Kälteversorgung des L2 Subquartiers, eine Kompressionskältemaschine für die Kälteversorgung des HLR und PV auf den Dächern verschiedener Gebäude. Neben dem Campus Lichtwiese werden aus dem Heizkraftwerk auch die übrigen Campusse der TU mit Strom und Fernwärme versorgt. Darüber hinaus ist das Fernwärmenetz der TU Darmstadt mit dem Fernwärmenetz Darmstadt-Nord der Entega über einen Wärmeübertrager verbunden. Falls der Strombedarf der TU Darmstadt die Erzeugung der BHKWs übersteigt, kann zusätzlich elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen werden.

Elektrisches Netz

Das elektrische Netz des Campus Lichtwiese der TU Darmstadt ist in Abbildung 3.2 als Einliniendiagramm dargestellt. Wie in Abbildung 3.2 zu sehen ist, besteht das Netz mittelspannungsseitig aus zwei unterschiedlichen Spannungsebenen, und zwar der 6,9 kV und der 20 kV Ebene, was auf die historisch gewachsene Netzstruktur des Mittelspannungsnetzes zurückzuführen ist. Eine vollständige Umstellung auf 20 kV ist mittelfristig geplant. Eine weitere Besonderheit des Campus-Netz sind die BHKW, welche in Abbildung 3.2 mit CHP gekennzeichnet sind und sowohl Wärme, als auch elektrische Energie für den Campus bereitstellen. Die Schnittstelle zum übergelagerten 110 kV Netz ist auf der rechten Seite von Abbildung 3.2 dargestellt und als externes Netz modelliert.

Die Grundlast des Campus ist leicht Jahreszeitabhängig und beträgt 2,5 - 3 MW. In der Spitze summiert sich die Last auf bis zu 5,5 MW. Im Winter wird das BHKW zur Wärmeversorgung des Campus benötigt. Durch den wärmegeführten Betrieb ist der erzeugte Strom ein Nebenprodukt und korreliert nicht mit der tatsächlichen elektrischen Last. Daher wird im Winter elektrische Wirkleistung in das übergelagerte Netz rückgespeist. In den Wintermonaten wird daher in der Spitze bis zu 3,2 MW rückgespeist, im Mittel 1,6 - 1,8 MW. In den Sommermonaten ist ein

Tabelle 3.1: Eckdaten der Komponenten des Systems gemäß den Typenschildern der Hersteller

System	Wirkungsgrad			Leistung/Energie		Minimal Up-/Downtime
	Brennstoff	Thermisch	Elektrisch	Maximal	Minimal	
Gaskessel 1-6	0.923	0.923	-	9.30 MWth	0.930 MWth ²⁾	
Kältespeicher	-	-	-	1.70 MWh	-	
Wärmespeicher ²⁾	-	-	-	1.60 MWth	-	
				8.30 MWh	-	
BHKW 1 ⁴⁾	0.829 ¹⁾	0.427	0.402	1.95 MWth	0.98 MWth	2h/2h
				2.00 Mwel	1.00 Mwel	
BHKW 2&3	0.874 ¹⁾	0.436	0.438	1.95 Mwel	1.00 Mwel	2h/2h
				2.00 MWth	1.00 MWth	
BHKW 4	0.88 ¹⁾	0.424	0.456	3.25 Mwel	1.60 Mwel	2h/2h
				3.00 MWth	1.50 MWth	
AKM	0.74	-	-	1.00 MWth	-	
KKM 1	3.22	-	-	0.58 MWth	-	
KKM 2	4.54	-	-	1.00 MWth	-	
KKM - HLR	3.61	-	-	1.70 MWth	340 MWth	
PV 1 ⁵⁾	-	-	-	7 kWp		
PV 2 ⁵⁾	-	-	-	28.8 kWp		

1 - Bei einer Nennleistung von 100%.

2 - Keine Typenschildinformationen verfügbar, Wert basiert auf [39]

3 - BHKW 1 dient als Notstromversorgung und wird daher im Normalbetrieb nicht verwendet.

4 - Die thermischen Pufferspeichersysteme sind eigentlich zwei separate Systeme, die beide als ein großer Speicher betrieben werden.

5 - PV 1 ist das Solarhaus 1 und PV 2 befindet sich auf dem Dach des HMZ.

konträres Verhalten zu beobachten und es wird bis auf einzelne Ausnahmen durchgehend Leistung vom überlagerten Netz bezogen. Im Mittel beläuft sich der Leistungsbezug auf 1,5 MW, in der Spitze auf bis zu 5,5 MW. Es kommen ausschließlich XLPE isolierte MS-Kabel vom Typ NA2XS(F)2Y zum Einsatz. Die am häufigsten verwendeten Querschnitte sind 150 mm² und 240 mm². Die längste Kabelstrecke beträgt 900 m und insgesamt liegen 11,3 km Kabel in der Mittelspannung. Eine Besonderheit im Netz sind wie Eingangs erwähnt die zwei unterschiedlichen Betriebsspannungen in der Mittelspannung. Eine Kopplung zwischen den zwei Netzteilen entsteht durch drei Regeltransformatoren mit einer Nennleistung von jeweils 3,15 MVA.

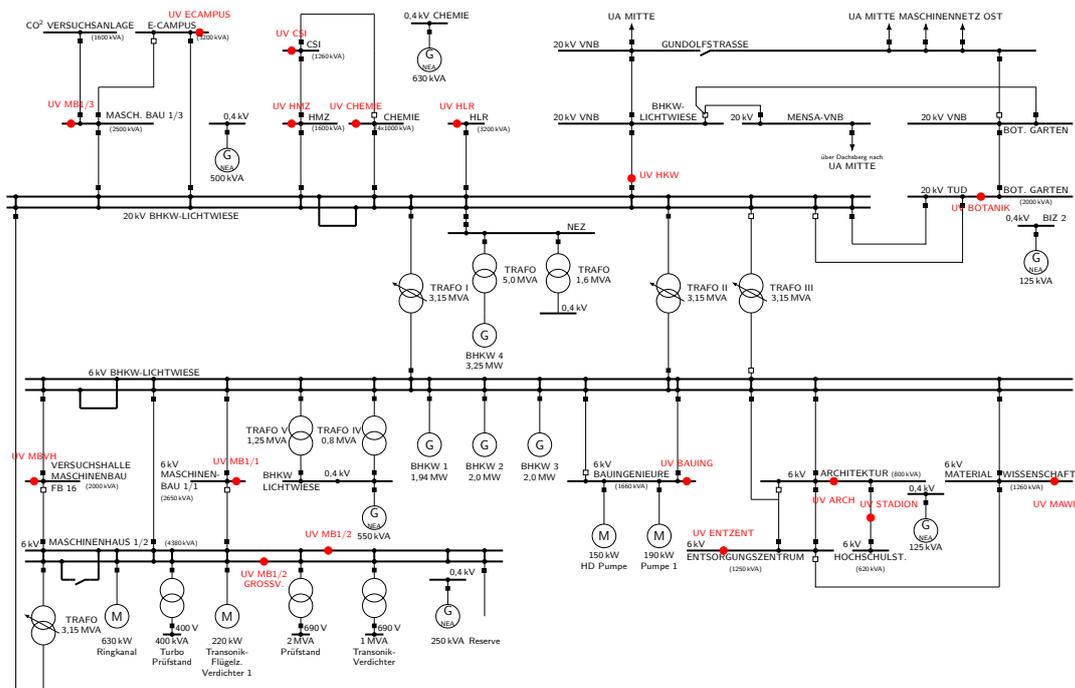


Abbildung 3.2: Einliniendiagramm des elektrischen Netzes des Campus Lichtwiese

Fernwärme Netz

Das Fernwärmenetz, das die TU Darmstadt versorgt, hat eine Gesamtlänge von 14 km, wovon 4.2 km den Campus Lichtwiese-Gebäude versorgen. Es besteht aus einem Hauptring, von dem kleinere Teilnetze abzweigen, wie in Abbildung 3.3 dargestellt. Das Fernwärmenetz arbeitet derzeit mit einer durchschnittlichen Vorlauftemperatur von 88°C und einer Rücklauftemperatur von 58°C.

Fernkältenetz

Das 3km lange Fernkältenetz wird mit einer Vorlauftemperatur von 6-8 °C und einer Rücklauftemperatur von 12-14 °C betrieben. Es besteht aus einem Hauptring, der die Energiezentrale mit dem L2-Teilbezirks-Subnetz verbindet, wie in Abbildung 3.3 dargestellt. Für den HLR sind höhere Kühltemperaturen von 17/24°C ausreichend. Daher speist die im HLR-Gebäude befindliche Kompressionskältemaschine nicht in das Kältenetz ein. Allerdings kann die Kälte aus dem Kältenetz verwendet werden, um den HLR zu kühlen.

3.3 Digitalisierung

Zu Beginn des Projekts existierte auf dem Campus Lichtwiese noch kein vollständiges und automatisiertes Energiemonitoring. Die vor Projektbeginn in Betrieb genommenen Energiemessgeräte waren nicht über Ethernet-Datenleitungen verbunden, wodurch ein direktes Auslesen durch einen zentralen Server technisch nicht möglich war. Auf der elektrischen Niederspannungsseite waren die Zähler lediglich analog ablesbar und konnten den Verbrauch nicht auf Gebäudeebene erfassen. Nur die Primärwärmezähler wurden digital im 15-Minuten-Intervall aus-

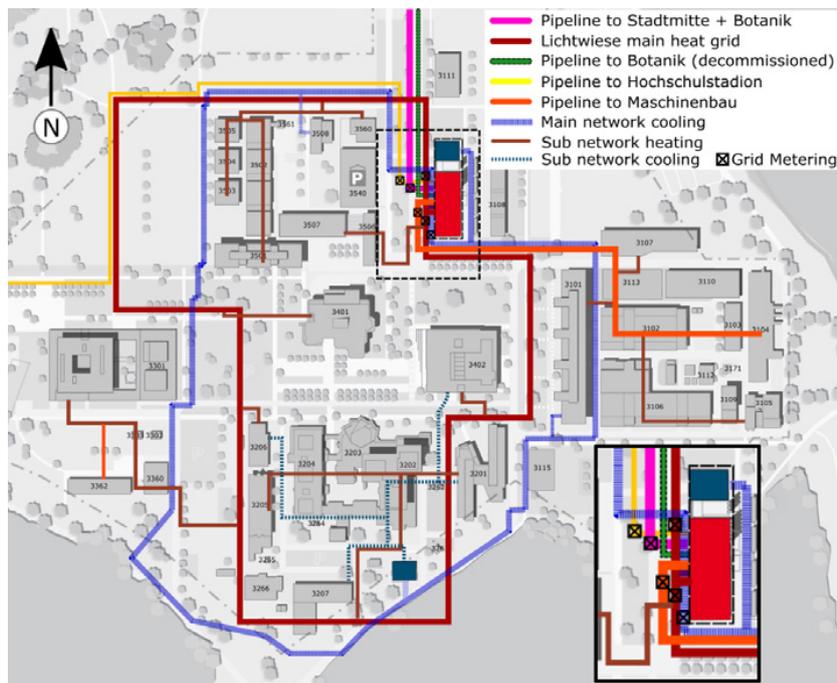


Abbildung 3.3: Übersichtsplan der thermische Netze des Campus Lichtwiese inkl. Verortung der neuen Netzmesungen zur Bilanzierung des Campus Lichtwiese.

gelesen, jedoch waren sie über ein eigenes M-Bus-Netzwerk des Contractors angeschlossen, was eine direkte Auslesung durch die TU verhinderte.

Das Energiemanagement und der technische Betrieb konnten auf einige Messwerte der digitalen Zähler und der Gebäudeleittechnik (GLT) über ein Energiemanagementsystem (EMS) zugreifen und diese darstellen. Allerdings bestand keine Möglichkeit, einem breiteren Nutzerkreis Zugang zu Messwerten und Live-Auswertungen zu gewähren, was nun durch die Webplattform des digitalen Zwillings ermöglicht wird. Zudem fehlte die Möglichkeit, zusätzliche Visualisierungen automatisiert einzubinden, falls diese nicht durch die EMS-Software vorgesehen waren.

Zu Beginn des Projekts gab es keine Modellierung des Campus-Energiesystems als mathematisches Optimierungsmodell oder ein anderes Programm zur Ermittlung eines mathematisch optimierten Betriebs. Darüber hinaus verfügte die TU über keine Möglichkeit zur Berechnung von Energieverbrauchsprognosen auf Gebäude- oder Campusebene.

Die Universität verfügt über eine umfangreiche digitale Netzwerkinfrastruktur des Hochschulrechenzentrum (HRZ), auf die auch in diesem Projekt zurückgegriffen werden konnte. Es wurde eine separate Virtual Routing and Forwarding (VRF)-Instanz für die Messgeräte erstellt, auf die sowohl diese als auch die neu in Betrieb genommenen Server aufgeschaltet wurden. Dies gewährleistet einen hochwertigen Schutz vor unbefugten Zugriffen und erhöhte somit die Datensicherheit. Die softwareseitige Abtrennung vom öffentlichen Netzwerk ermöglichte dem Projektteam die Umsetzung der zentralen Energieplattform und Datenbank, ohne über spezifische Kenntnisse in der Softwaresicherheit zu verfügen.

So konnte für die Messgeräte eine eigene VRF-Instanz erstellt werden, auf das diese und die neu in Betrieb genommenen Server aufgeschaltet werden konnten. Diese bietet eine hochwertige Schutz gegen schädliche Zugriffe von Unbefugten und erhöht somit auch die Datensicherheit. Diese softwareseitige Abtrennung zum öffentlichen Netzwerk erlaubte es dem Projektteam die zentrale Energieplattform und Datenbank ohne Expertise in der Softwaresicherheit umzusetzen.

Für digitale Anwendung ist eine hohe Rechenkraft notwendig, welche auf dem Campus Lichtwiese in Form des Hochleistungsrechner (HLR) auch dem Projektteam zur Verfügung stand. Obwohl der HLR sich nicht eignet, um die kontinuierlichen Berechnungen im Betrieb des digitalen Zwillings durchzuführen, konnte er genutzt werden um Vorhersagemodelle und numerische Optimierungsmodelle durch eine große Zahl an Experimenten systematisch zu erproben und zu evaluieren.

3.4 Energiekonzept

Bei der Konzeption des Campus Lichtwiese hat sich die Technische Universität Darmstadt (TUDa) für eine zentrale Versorgung des Campus Lichtwiese sowohl mit Wärme als auch mit Strom entschieden. Später wurde im Chemiequartier, in dem Labore einen erhöhten Kühlbedarf aufweisen, ein zentrales Kühlsystem implementiert, um Effizienzsteigerungen und Kosteneinsparungen zu realisieren.

Das Energiekonzept des Campus Lichtwiese wurde optimiert, wobei der Schwerpunkt auf Kostensenkungen durch eine erhöhte Eigenproduktion von Elektrizität mittels BHKWs lag. Ein wesentlicher Faktor, der die Nutzung der BHKWs auch in den Sommermonaten ermöglichte, war die Erweiterung des Fernkältenetzes und die Hinzufügung eines Absorptionskühlers im Heizkraftwerk. Dieser Kühler deckt den zusätzlichen Wärmebedarf im Sommer ab und ermöglicht eine Kapazitätserhöhung der BHKWs, die anschließend renoviert und erweitert wurden. Zu Beginn dieses Projekts waren Pläne vorhanden, das System durch die Installation einer zweiten Absorptionskältemaschine weiter zu erweitern.

Da der Vertragszeitraum des Auftragnehmers im Jahr 2030 endet, bietet sich der Universität eine günstige Gelegenheit, das Energiekonzept erneut zu überdenken, dieses Mal mit einem Schwerpunkt auf Klimaneutralität. Das im Rahmen dieses Projekts entwickelte Energiekonzept, das im Kapitel 4 dieses Berichts präsentiert wird, dient derzeit als Leitfaden im Entscheidungsprozess des Energiemanagements der TU Darmstadt.

4 Wissenschaftliche-technische Ergebnisse

Teilprojekt 1 - Bauliche Maßnahmen

Die Implementierung der Demonstratoren basiert auf den Konzepten, die in Phase I des Projekts entwickelt wurden. Dabei werden anlagentechnische Maßnahmen umgesetzt, um den Energieverbrauch zu reduzieren und zu flexibilisieren sowie fossile Fernwärme durch erneuerbare Energie zu ersetzen. Wichtig ist dabei die Kompatibilität zwischen Wärmequellen und Wärmesenken. Im Projekt wurde ein Hochleistungsrechner als Niedertemperaturabwärmequelle in das Versorgungssystem des Campus Lichtwiese eingebunden und das Architekturgebäude als einer der Hauptwärmeverbraucher am Campus hinsichtlich dessen Rolle in einer künftigen Niedertemperaturfernwärmeversorgung untersucht.

AP 1.1: Abwärmenutzung HLR

Eine mögliche erneuerbare Wärmequelle für Fernwärmenetze stellt die Abwärme von Rechenzentren dar, deren Betrieb sehr große Mengen an elektrischer Energie benötigt. Diese Energie wird im Betrieb vollständig in Wärme umgewandelt und muss anschließend aufwändig über Kühlsysteme abgeführt werden, um optimale Betriebsbedingungen für die elektronischen Komponenten sicherzustellen. In bestehenden Rechenzentren erfolgt die Kühlung meist über luftbasierte Systeme mit niedrigen Temperaturen (17-24 °C) und Abfuhr der Abwärme an die Umgebung, ohne diese weiter zu nutzen. Das geringe Temperaturniveau der Abwärme stellt bisher ein entscheidendes Hindernis für eine Abwärmenutzung zu Heizzwecken dar. Aufgrund der zukünftigen weiteren Zunahme an Rechenkapazität und dem gleichzeitigen Ziel der Dekarbonisierung von Wärmenetzen liegt hier ein großes Potential vor. Dies findet auch Berücksichtigung in der aktuellen Gesetzgebung, in der eine verpflichtende Weiternutzung eines Teils der anfallenden Abwärme von Rechenzentren vorgeschrieben wird [40].

Im Zuge der Installation einer neuen Generation des Hochleistungsrechners (HLR) Lichtenberg II am Campus Lichtwiese wurde im Forschungsprojekt gemeinsam mit dem Hochschulrechenzentrum und dem Baudezernat der TUDA ein Konzept zur Abwärmenutzung dieser neuen Ausbaustufe entwickelt und umgesetzt. Dieses ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Ausgangspunkt für die Abwärmenutzung ist die Installation einer Warmwasserkühlung des HLR, die 70 % der anfallenden Abwärme abführen kann. Aufgrund besonderer Anforderungen an die Stoffeigenschaften des warmen Kühlmediums muss dieses durch einen Wärmeübertrager (WÜ) vom weiteren Kühlkreislauf getrennt werden. Durch diese Warmwasserkühlung steht die Abwärme anschließend auf einem im Vergleich zu luftgekühlten Rechenzentren deutlich höheren Temperaturniveau von mindestens 45 °C zur Verfügung. Da diese Temperatur jedoch zu niedrig ist, um sie direkt in das bestehende Fernwärmenetz einzuspeisen, wird das Temperaturniveau durch eine Wärmepumpe (WP) mit 500 kW Nennheizleistung auf bis zu 70 °C angehoben. Die Einspeisung erfolgt dann über einen weiteren WÜ in den Rücklauf des Fernwärmenetzes, da die Temperaturen im Vorlauf noch deutlich höher liegen und somit ein effizienter Betrieb der Wärmepumpe ermöglicht wird.

Durch die Rücklaufeinspeisung ergibt sich jedoch die Einschränkung, dass der Betrieb der BHKWs im Heizkraftwerk (HKW) durch die Abwärmenutzung nicht beeinträchtigt werden darf. Zum einen darf die Temperatur im Rücklauf 70 °C nicht überschreiten, da dies die maximale Rücklauftemperatur der BHKWs ist. Höhere Temperaturen führen zur Notkühlung vor den BHKWs oder zur Abschaltung der Anlagen. Zusätzlich darf keine BHKW-Wärme durch die Abwärme verdrängt werden, weil dadurch die Laufzeiten der BHKWs und damit die Eigenstromproduktion und letztendlich die Wirtschaftlichkeit der Anlagen verringert werden würde. Eine Einspeisung von Abwärme kann also nur dann erfolgen, wenn der Wärmebedarf des gesamten Netzes (inklusive des Wärmebedarfs für die Absorptionskältemaschine) größer ist als die Nennleistung der BHKWs. Dann erfolgt eine Verdrängung von bisher aus den Gaskesseln bereitgestellter Wärme und damit eine Reduzierung des Erdgasbedarfs. Durch diese Einschränkung kann die Abwärme in den Sommermonaten, in denen der Wärmebedarf gering ist, nicht genutzt werden und muss über die bestehende Freikühlung (FK) an die Umgebung abgegeben werden. Um den Betrieb der Wärmepumpe zu verbessern, befindet sich vor der Wärmepumpe ein kleiner Pufferspeicher (PS) mit einem Volumen von 6,2 m³. Aufgrund seiner geringen Größe kann der Speicher keine nennenswerten Energiemengen speichern und er dient stattdessen hauptsächlich dazu, schnelle Temperaturschwankungen auszugleichen.

Um den Betrieb der Abwärmenutzung möglichst detailliert analysieren und optimieren zu können, wurde ein umfangreiches Monitoring-System installiert. Dieses besteht aus vier Wärmemengenzählern mit Temperatur- und Volumenstromsensoren, zusätzlichen Temperatursensoren an den Rohrleitungen sowie sieben Temperatursensoren

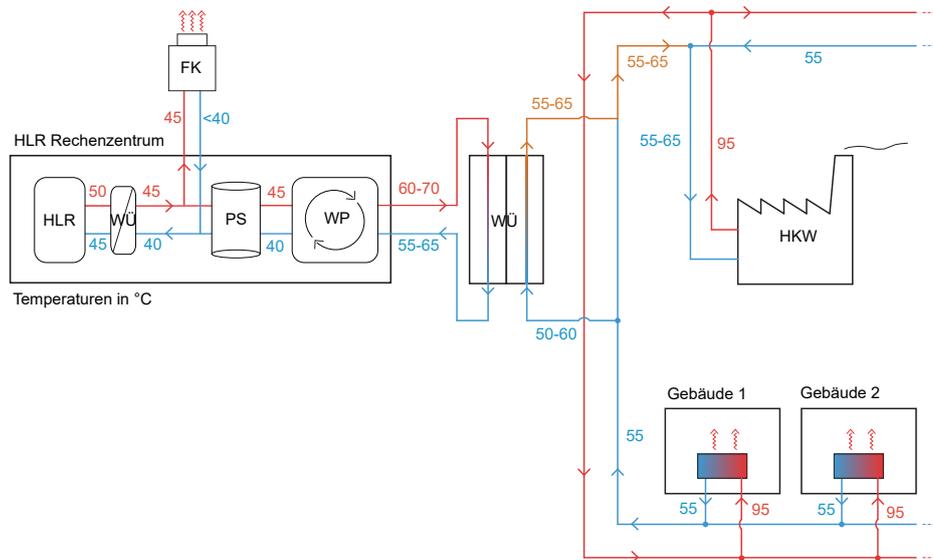


Abbildung 4.1: Konzept der Abwärmenutzung des HLR

auf verschiedenen Höhen im Pufferspeicher verteilt. Die Messdaten werden auf das Energie-Management-System (EMS) der TUDa übertragen und dort gespeichert. Die Daten liegen in 5-minütiger zeitlicher Auflösung vor. Da diese Auflösung jedoch für sehr dynamische Vorgänge als zu groß erachtet wurde, wurde ebenfalls eine 1-minütige Datenspeicherung umgesetzt, welche jedoch nicht über das EMS erreicht werden kann.

Die Inbetriebnahme der Abwärmenutzung erfolgte im Februar 2021 [41]. Seitdem wird der Betrieb kontinuierlich anhand der gemessenen Daten analysiert und gemeinsam mit dem Dezernat V der TUDa optimiert. Im Folgenden werden besondere Herausforderungen sowie die umgesetzten Lösungen beschrieben. Ein Problem besonders zu Beginn war eine hohe Zahl an Taktungen (Ein- und Ausschalten) der Wärmepumpe. Ursache hierfür war die zunächst unerwartet geringe Abwärme, die vom HLR zur Verfügung gestellt wurde. Diese lag häufig unterhalb der Mindest-Kühlleistung der Wärmepumpe, wodurch diese über längere Zeit in einem An-Aus-Betrieb mit sehr vielen Taktungen lief. Dieses Problem wurde mithilfe von Anpassungen der Regelung der Wärmepumpe gelöst. Es wurde eine Anschaltverzögerung programmiert, sodass die Wärmepumpe nach einem Abschalten aufgrund von geringer verfügbarer Abwärme erst nach zwei Stunden wieder angeschaltet wird. Im Laufe des Jahres 2023 verlor das Problem weiter an Bedeutung, da die verfügbare Abwärme durch eine fortschreitende höhere Auslastung des HLR deutlich zunahm und in der Regel höher war als die zum Betrieb der Wärmepumpe erforderliche Mindestleistung.

Ein weiteres Problem stellte ein unerwartet niedriger Massenstrom im Rücklauf des Fernwärmenetzes an der Stelle der Abwärmeeinspeisung dar. Dies hatte zur Folge, dass die Temperatur am Kondensator der Wärmepumpe sehr stark anstieg. In seltenen Fällen wurden Temperaturen über 85 °C erreicht, die eine Notabschaltung der Wärmepumpe verursachten. Um den Massenstrom in der Fernwärmerücklaufleitung zu erhöhen, wurde ein anderer parallel verlaufender Fernwärmestrang, der den Campus „Hochschulstadion“ mit Wärme versorgt, mit der Fernwärme-Ringleitung verbunden. Dadurch steht nun ein deutlich höherer Massenstrom zur Aufnahme der Abwärme zur Verfügung. Um das Problem möglicher hoher Temperaturen am Kondensator der Wärmepumpe auszuschließen, wurde ebenfalls die Regelung der Wärmepumpe angepasst. Zuvor wurde durch die Wärmepumpe lediglich die Kühlwassertemperatur zum Rechner geregelt und die Temperatur zur Einspeisung in das Fernwärmenetz ergab sich dann aus dem Abwärmestrom sowie den Temperaturen und Massentrömen im Fernwärmenetz. Diese Temperaturregelung wurde so erweitert, dass nun zusätzlich die Temperatur am Ausgang des Kondensators auf maximal 70 °C begrenzt wird. Dies hat zusätzlich positive Auswirkungen auf die Effizienz der Wärmepumpe, allerdings wird dadurch unter Umständen auch die eingespeiste Abwärme etwas reduziert. In Zukunft wird noch getestet, inwieweit diese Temperaturbegrenzung angehoben werden kann.

Die hydraulische Einbindung der Abwärmenutzung in das Fernwärmenetz stellte ebenfalls ein Problem dar. Die Pumpe AP01, die das Wasser aus der Fernwärmerücklaufleitung abzweigt, fördert in der Übergangszeit teilweise einen Massenstrom, der größer ist als der in der Rücklaufleitung vorhandene Massenstrom. Dadurch kann es zu einem Kreisfluss des abgezweigten Wassers kommen, sodass bereits durch die Abwärme erwärmtes Wasser wieder dem Wärmeübertrager der Wärmepumpe zugeführt wird. Dadurch steigen die Temperaturen am Kondensator sehr

schnell an und die Wärmepumpe schaltet ab. Zum einen konnte diese Situation durch die Erhöhung des Massenstroms über die Verbindung mit der Fernwärmeleitung zum Hochschulstadion verbessert werden. Zusätzlich wurde der Massenstrom der Pumpe AP01 auf den im Netz verfügbaren Massenstrom begrenzt. Das hierfür benötigte Volumenstrommesssignal wird von einem an der Fernwärmeleitung installierten Wärmemengenzähler bereitgestellt und in die Regelung der Pumpe AP01 eingebunden. Dies funktioniert größtenteils gut. Allerdings besitzt die Pumpe AP01 einen minimalen Volumenstrom. Wenn der verfügbare Volumenstrom in der Fernwärmeleitung unterhalb dieses Mindestvolumenstroms fällt, kommt es wieder zu einem Kreisfluss und einem Anstieg der Temperaturen an der Wärmepumpe. Zusammen mit dem Dezernat V wird aktuell untersucht, wie sich der Volumenstrom der Pumpe noch weiter absenken lassen könnte.

Ebenfalls zeigte sich in diesem Projekt die Bedeutung von guter Kommunikation zwischen allen Beteiligten und entsprechender vorausschauender Planung. In der Heizperiode 2021/2022 wurde im Hochleistungsrechner im Bereich der Bestandskälteanlage ein Umbauprojekt durchgeführt, bei dem zur Verbesserung der Ausfallsicherheit mehrere redundante Pumpen installiert wurden. Durch die Umbauarbeiten konnte jedoch die Abwärmenutzung fast in der gesamten Heizperiode nicht betrieben werden. Dies ist besonders problematisch, da aufgrund des saisonalen Wärmebedarfs der Betrieb der Abwärmenutzung überwiegend nur im Winter stattfinden kann. Für die Zukunft wurde mit allen Beteiligten vereinbart, ähnliche Projekte, die die Abwärmenutzung einschränken könnten, bevorzugt im Sommer durchzuführen.

In der Heizperiode 23/24 konnte die Abwärmeeinspeisung aufgrund der umgesetzten Optimierungen gegenüber den vergangenen Heizperioden deutlich gesteigert werden. Sie liegt aktuell (Stand 01.02.2024) bereits 41 % über der Einspeisung der letzten Heizperiode 22/23. Allerdings gibt es bisher noch unerwünscht viele Schaltungen der Wärmepumpe, für die aktuell noch keine genaue Erklärung vorliegt. Obwohl ausreichend Abwärme vom HLR vorhanden ist und auch der Massenstrom im Fernwärmenetz groß genug sein sollte, um die Abwärme vollständig auszunehmen, kommt es auf der Kondensatorseite der Wärmepumpe zeitweise zu einem Temperaturanstieg, der ein Abschalten der Wärmepumpe zur Folge hat. Es wird vermutet, dass es ein Problem mit der Begrenzung des Massenstroms der Pumpe AP01 auf den Massenstrom in der Ringleitung gibt.

Die Motivation zur Umsetzung der Abwärmenutzung war es, eine Verringerung der CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung am Campus zu erreichen. Dies wird durch die Verdrängung von Wärme der Gaskessel und somit einer Reduzierung des Gasbedarfs realisiert. Zusätzlich spart die Warmwasserkühlung des HLRs die im Falle von Luftkühlung zusätzlich erforderliche elektrische Energie für den Betrieb einer Kompressionskältemaschine (KKM), da durch die hohen Temperaturen der Warmwasserkühlung freie Kühlung des HLR ganzjährig, auch bei hohen Außenlufttemperaturen im Sommer, möglich ist. Daneben müssen allerdings die Emissionen des zusätzlichen elektrischen Energiebedarfs der Wärmepumpe berücksichtigt werden. In der Heizperiode 2022/2023 wurden trotz der zuvor beschriebenen Herausforderungen 586 MWh Abwärme in das Fernwärmenetz eingespeist. Die CO₂-Emissionen am Campus konnten dadurch um 295 t verringert werden.

Wichtig für die Höhe der Einsparungen ist die Effizienz des Systems, welche durch die Leistungszahl (Coefficient of Performance: COP) der Wärmepumpe beschrieben wird. Diese gibt an, wie viel Wärme mit einer Einheit zusätzlicher elektrischer Energie bereitgestellt wird. Der COP hängt von Quellen- und Senktemperatur der Wärmepumpe ab. Je höher die Quellen- und je niedriger die Senktemperatur ist, desto größer ist der COP. Obwohl in diesem Konzept die Wärmepumpe zur Einspeisung der Abwärme in den Rücklauf des bestehenden Fernwärmenetzes recht hohe Temperaturen von bis zu 70 °C bereitstellt, ist der COP aufgrund der hohen Quelltemperatur der Abwärme von 45 °C sehr hoch. Abbildung 4.2 zeigt den COP für den Zeitraum kurz nach Inbetriebnahme Anfang 2021 sowie für die Heizperiode 2022/2023 in Abhängigkeit von der Differenz zwischen der Temperatur, die die Wärmepumpe bereitstellt und der Temperatur der Abwärme des HLR. Besonders im ersten Bild ist die Temperaturabhängigkeit des COP erkennbar. In diesem Zeitraum schwankte der COP in einem Bereich von 3,4 bis 6,6, bei einem mittleren Wert von 5. Im Vergleich dazu sind auf dem rechten Bild deutlich die Auswirkungen der in der Zwischenzeit umgesetzten Optimierungen erkennbar. Durch die Vergrößerung des verfügbaren Massenstroms sowie die Anpassung der Regelung, die zu hohen Temperaturen der Wärmepumpe verhindert, treten niedrige COP-Werte nur noch vereinzelt auf und die Mehrheit der Werte liegt jetzt oberhalb von 5. Hierdurch konnte der durchschnittliche COP auf 5,3 verbessert werden.

Die Abwärmenutzung wird über die Phase II des Forschungsprojekts hinaus durch die TUDa weiter betrieben. Dabei steht das Projektteam auch im Rahmen der dritten Phase des Forschungsprojektes begleitend zur Verfügung. Aktuell erhält die TUDa für die Einspeisung der Abwärme in das Fernwärmenetz keine Kompensation. Allerdings reduzieren sich die Kosten für die Kühlung des HLRs soweit, dass aktuell ein wirtschaftlicher Betrieb der Abwärmenutzung gegeben ist. Um dies auch für die nächsten Jahre sicherzustellen, ist eine zukunftsfähige vertragliche und betriebliche Lösung zwischen TUDa und Fernwärmenetzbetreiber zu finden.

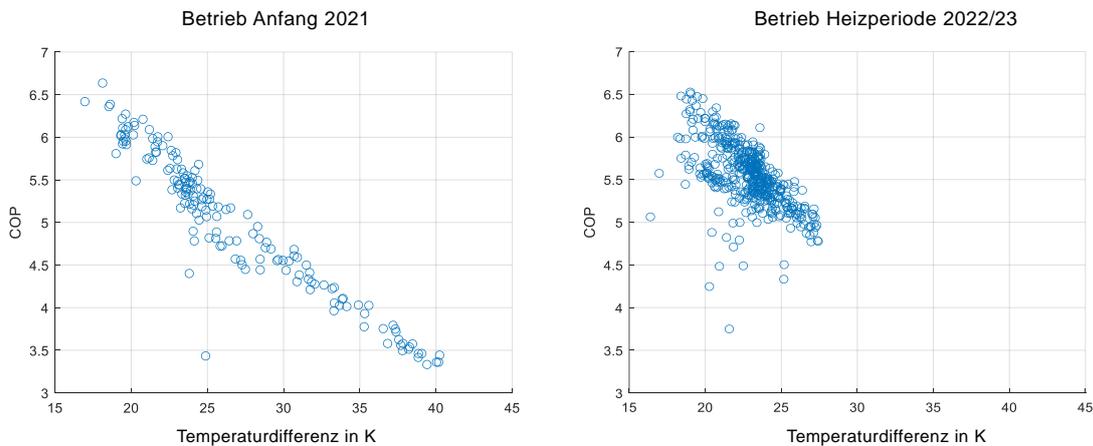


Abbildung 4.2: COP der Wärmepumpe Anfang 2021 und in der Heizperiode 2022/2023

AP 1.2: Energieflexibilisierung Architektur

Das denkmalgeschützte Architekturgebäude der TU Darmstadt wurde seit Fertigstellung in den späten 60er Jahren nicht grundlegend saniert. Die wärmedämmende Wirkung der thermischen Hülle ist dem Baujahr entsprechend von geringer Qualität. Die einfach verglasten Scheiben sowie große Undichtigkeiten in der Hülle führen zusammen mit nahezu ungedämmten opaken Bauteilen zu einem hohen Energieverbrauch. Aufgrund des Denkmalschutzes ist eine konventionelle Sanierung der thermischen Hülle mit außenliegendem Wärmeschutz und damit einhergehende Endenergieverbrauchsreduktion nicht wirtschaftlich umsetzbar. Der Fokus wird daher über das Gebäude hinaus auf das Quartier sowie die Energieversorgung gelegt. Das Gebäude wird zum Stand des Forschungsprojektes mit Vorlauftemperaturen von über 80 °C versorgt und ist daher noch nicht ausgelegt auf eine Wärmewende mit künftiger Einbindung erneuerbarer Energien und Abwärme auf geringerem Temperaturniveau. Aufgrund der Volatilität der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien werden Gebäude künftig auf eine instationäre Versorgungsstruktur reagieren müssen. Neben Pufferspeichern zur Glättung der Wärmeversorgung steht darüber hinaus die Wärmespeicherkapazität der Gebäudemasse zur Verfügung. Aufgrund der schweren Bauweise des Architekturgebäudes und der daraus resultierenden langsameren Aufheizung und Abkühlung des Gebäudes wird untersucht, inwiefern sich die Speichermasse des Gebäudes eignet, um Wärme dann zu verbrauchen, wenn sie im Energiesystem emissionsarm zur Verfügung steht und den Lastbezug zu reduzieren, wenn aufgrund geringer Einspeisung erneuerbarer Energien die Wärmeversorgung zu einem größeren Teil fossil gedeckt wird.

Die Temperaturabsenkung der Vorlauftemperaturen wird im Forschungsprojekt durch eine Vergrößerung der Heizflächen im Raum erreicht. Durch die größeren wärmeübertragenden Flächen kann auf einem geringeren Temperaturniveau die gleiche Leistung an den Raum abgegeben werden. Hierfür werden zwei unterschiedliche Heizsysteme gegenübergestellt. Im 5. Obergeschoss des Nordost-Quadranten werden Heizsegel an der Decke angebracht. Im 2. Obergeschoss des gleichen Quadranten wird ein Putzmäander eingebaut. Hierbei handelt es sich um wasserführende Heizschleifen, die direkt an der Unterseite der Decke angebracht und anschließend verputzt werden. Die beiden Flächenheizsysteme werden jeweils im bivalenten Betrieb gemeinsam mit den Bestandsheizkörpern betrieben um die Heizlast im Raum zu decken und den Kaltluftabfall an der Fassade zu vermeiden. Außerdem werden im 3. OG fernsteuerbare Thermostate an den Heizkörpern installiert. Hiermit können Flexibilitätspotentiale und damit einhergehende Primärenergieeinsparungen im Bestand bewertet werden.

AP 1.2.1: Installation und Inbetriebnahme

Der Einbau der Flächenheizsysteme erfolgte ohne Zwischenfälle. Der organisatorische Aufwand des Einbaus im laufenden Universitätsbetrieb bedingte organisatorische Anpassungen des Lehr- und Forschungsbetriebs an den betroffenen Fachgebieten. Während der Baumaßnahme mussten die Fachgebiete geräumt werden und in anderen Gebäudebereichen untergebracht werden. Der Aufwand der Baumaßnahmen unterschied sich stark zwischen den beiden Flächenheizsystemen. Die Heizsegel wurden in kurzer Zeit angebracht, hierfür mussten als vorbereitende Maßnahmen lediglich die Beleuchtung und sonstige Elektroinstallation an der Decke temporär demontiert werden. Das Putzmäander benötigte deutlich mehr Zeit, da die Heizschleifen händisch individuell an der Decke montiert

werden müssen. Daraufhin muss der Putz in zwei Lagen inklusive Trocknungszeit nach den jeweiligen Schichten angebracht werden. Außerdem entstehen durch das Verputzen deutlich größere Verschmutzungen, weshalb ein aufwändiges und gründliches Verkleiden der Innenoberflächen im Raum nötig ist. Die Anbringung der Heizsysteme ist in Abbildung 4.3 gezeigt.



Abbildung 4.3: Wärmeübergabesysteme im Bauzustand. Putzmäander (links) und Heizsegel (rechts)

Die Inbetriebnahme verlief reibungslos. Neben der Entlüftung des Systems und der erfolgreichen Aktivierung der Hardware-Funktionen wurde die MSR-Technik erfolgreich eingeführt. Es wurden bereits erste Tests für Aufheiz- und Abkühlvorgänge durchgeführt, um die Leistungsfähigkeit der MSR-Technik zu beurteilen. Während dieser Tests konnten auch letzte kleinere Software-Reparaturen und Ergänzungen erfolgreich implementiert werden. Im Heizbetrieb der ersten Heizperiode wurden die Vorlauftemperaturen und Volumenströme iterativ ermittelt. Hierzu wurden einerseits Messwerte der Raumluft- und Strahlungstemperatur abgelesen, andererseits wurde das Feedback der Nutzer zum thermischen Komfort berücksichtigt.

AP 1.2.2: Energieflüsse analysieren

Das thermische Verhalten der untersuchten Räume wurde zunächst mithilfe eines detaillierten Monitorings erfasst. Hierbei wurden die Raumlufttemperaturen, Strahlungstemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen, Volumenströme und resultierende Energieverbräuche in hoher zeitlicher Auflösung ermittelt. Das Monitoring ist als Lehrbeispiel offen sichtbar im Raum positioniert wie in Abbildung 4.4 gezeigt wird. Außerdem wurden Differenzdruckmessungen (Blower-Door-Test) durchgeführt, um die Dichtigkeit der Gebäudehülle zu ermitteln. Auf Grundlage der Messwerte wurden thermisch dynamische Simulationsmodelle in IDA ICE 4.8 erstellt und validiert.

Die Messung diente, neben der Grundlage zur Validierung der Simulationsmodelle, auch dem Abgleich der im Demonstrator eingebrachten Heizleistung mit jener, die gemäß Herstellerangaben bei den untersuchten Betriebspunkten aus Vorlauf-, Rücklauf- und Raumlufttemperatur abgegeben wurde. Die Untersuchung der Leistungsfähigkeit des Heizsegels zeigte, dass diese sehr nah am zu erwartenden Spektrum liegt.

In der Untersuchung des Verhaltens des Putzmänders hingegen zeigte sich eine Diskrepanz zu den Herstellerangaben. Dies ist auf den Aufbau der Decke zurück zu führen, an deren Unterseite das Putzmäander angebracht wurde. Durch die hohe Wärmeleitfähigkeit der Decke ergibt sich ein Wärmestrom nach oben in das Bauteil und aus der Decke in den darüberliegenden Raum von ca. 40 % der eingebrachten Wärme. (4.5)

Durch den aufsteigenden Wärmestrom stieg die Fußbodentemperatur auf über 30 °C, wodurch einerseits der thermische Komfort, andererseits die Schadensfreiheit des Fußbodenbelages nicht gewährleistet werden konnte. Daher wurden die Vorlauftemperaturen im Putzmäander begrenzt.

AP 1.2.3: Temperaturabsenkpotentiale identifizieren

Eines von zwei primären Zielen war die Reduktion der benötigten Vorlauftemperaturen bei Verwendung unterschiedlicher Heizsysteme sowie bei simulativer Untersuchung unterschiedlicher Sanierungsstände des Gesamtgebäudes. Hierfür wurde die Versorgung der Heizsysteme über einen Wärmetauscher von der restlichen Gebäudever-



Abbildung 4.4: Stationäres Monitoring der Systemtemperaturen und Volumenströme

sorgung entkoppelt, wodurch die Vorlauftemperaturen individuell geregelt werden können. Die maximal benötigte Vorlauftemperatur wurde durch iteratives Anpassen der Heizkurve unter Kontrolle des thermischen Komforts an den kältesten gemessenen Tagen ermittelt. In Übergangsjahreszeiten wurde die Heizkurve ebenfalls iterativ so angepasst, dass zu jeder Außentemperatur die benötigte Heizleistung bereitgestellt werden kann.

Unverhandelbare Randbedingung bei Reduktion der Vorlauftemperaturen ist die Einhaltung des thermischen Komforts der Nutzer. Die bewerteten Kenngrößen sind dabei wie folgt aufgelistet:

- Raumlufttemperatur
- Strahlungstemperatur
- Operative Temperatur
- Oberflächentemperaturen
- Strahlungstemperaturasymmetrie
- Vertikaler Lufttemperaturgradient

Die Raumlufttemperatur musste zu allen Zeiten so eingehalten werden, wie sie in Rücksprache mit Betreibern und Nutzern einzustellen war. Im Regelfall ist die Raumluft Solltemperatur auf 21 °C eingestellt. Während der Energiekrise wurde diese abgesenkt auf 19 °C, in der Heizperiode 23/24 auf 20 °C. Die Untersuchungen wurden mit einer Solltemperatur von 21 °C durchgeführt. Durch Definition der Raumlufttemperatur wurde die Heizlast und damit die benötigte Vorlauftemperatur des Systems vorgegeben. Die Einhaltung der anderen Kenngrößen musste im Betrieb untersucht werden. Insbesondere die Bestimmung der Strahlungstemperaturasymmetrie und der vertikale Lufttemperaturgradient waren in dieser Form vor Inbetriebnahme und Untersuchung am gebauten Objekt nicht möglich. Die Strahlungstemperaturasymmetrie konnte, entgegen der Vorbehalte vieler zuvor im Planungsprozess involvierten Fachplaner, durchgehend auch bei ungünstigsten Randbedingungen eingehalten werden. Die

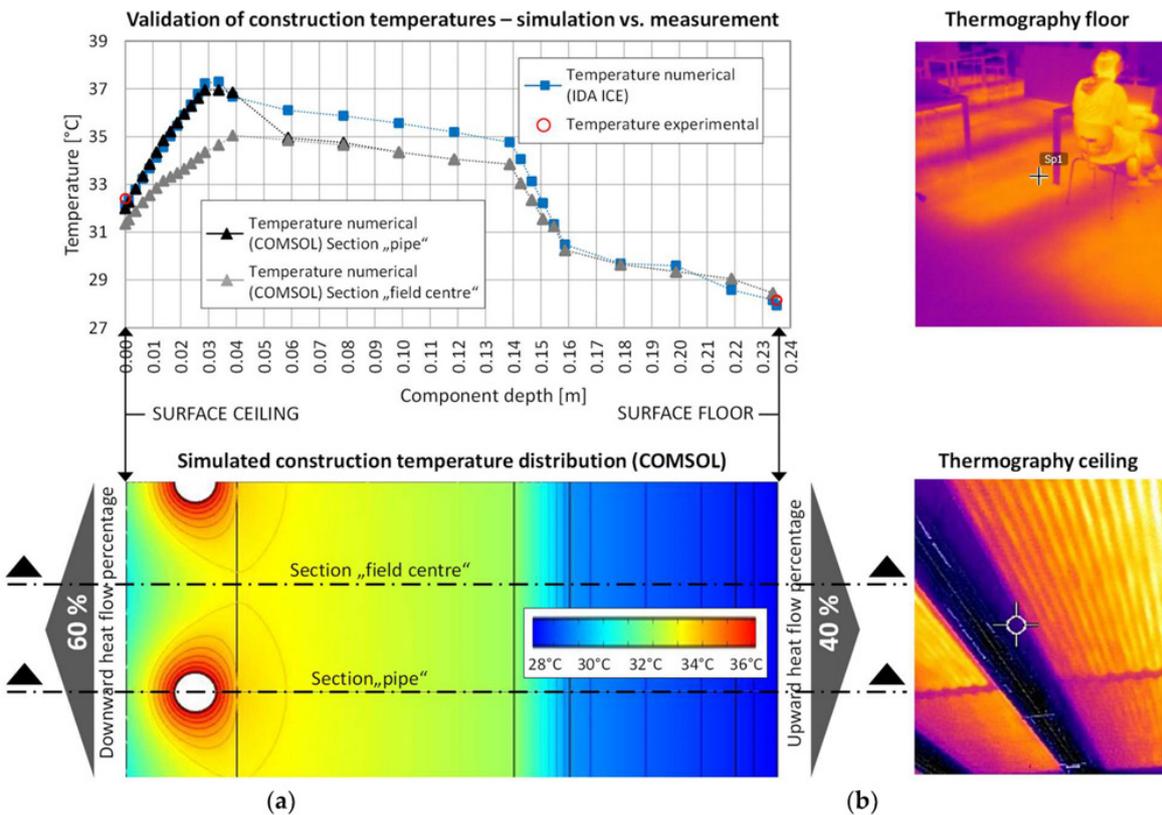


Abbildung 4.5: Verlustwärmestrom durch das Bauteil an den darüberliegenden Raum

Strahlungsasymmetrie wurde im Projekt berechnet aus der Differenz der Strahlungstemperaturen der gemittelt wärmsten und gemittelt kältesten Oberflächen im Raum. Im Fall der Deckenheizung ist das einerseits die Decke und andererseits die Fassade. Aufgrund der weiterhin betriebenen Heizkörper, wenngleich auf geringerem Temperaturniveau als im Bestand, erhöht sich die gemittelte Strahlungstemperatur der Fassade auf den im Raum befindlichen Nutzer wodurch sich die Strahlungstemperatursymmetrie reduziert.

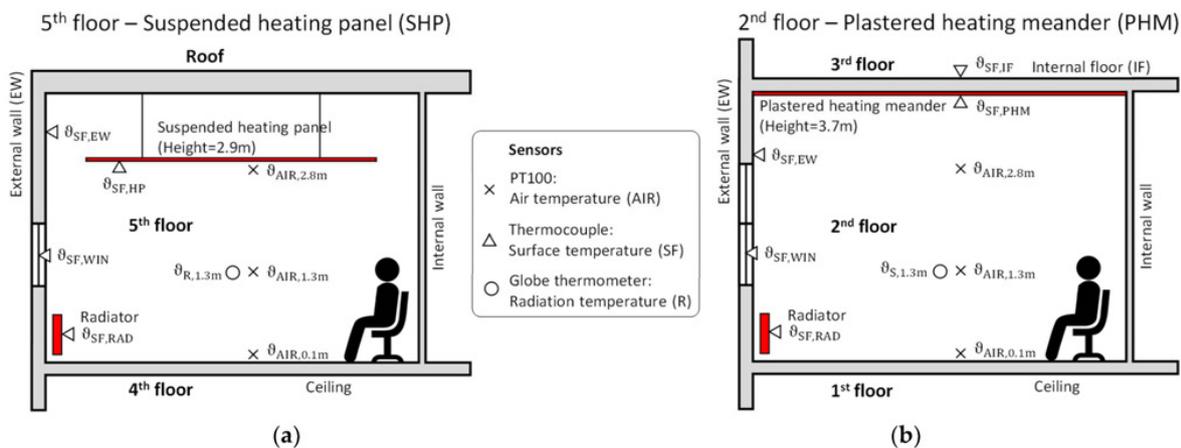


Abbildung 4.6: Messkonzept des mobilen Monitorings zur Komfortmessung

Der vertikale Lufttemperaturgradient, also der Grad der Temperaturschichtung im Raum, stellte sich ebenfalls weniger ausgeprägt da, als zunächst angenommen. Es bilden sich durch die Deckenheizungen wärmere Bereiche

unter der Decke. Allerdings werden durch den hohen Strahlungsanteil der Heizungen primär die Oberflächen erwärmt, während der konvektive Wärmeübergang an die Luft nur reduziert. Die Messungen sowie die Positionierung der Fühler ist schematisiert in Abbildung 4.6 dargestellt.

Teilprojekt 2 - Digitaler Energiecampus

AP 2.1: Aufbau und Inbetriebnahme Energiemonitoring

In diesem Arbeitspaket wurde ein umfangreiches Energiemonitoring auf dem Campus Lichtwiese implementiert. Das Ziel bestand darin, den Strom-, Wärme- und Kälteverbrauch sämtlicher Gebäude sowie des gesamten Campus in Echtzeit und mit einer Auflösung von einer Sekunde zu erfassen. Hierfür wurde eine umfangreiche Messgeräteinfrastruktur installiert und eine eigene Monitoringsoftware zur Auslesung aller Messgeräte konzipiert und entwickelt. Zudem wurde eine zentrale Energiedatenbank eingerichtet und eine webbasierte Plattform entwickelt, die eine übersichtliche Visualisierung der Energiedaten ermöglicht.

Datenerfassung

Elektrisches Netz

Vor Beginn des Projekts standen keine digital auslesbaren Messgeräte auf der 400V-Ebene zur Verfügung. Daher wurde im ersten Schritt ein umfassendes Messkonzept entwickelt, das als Ziel hatte, die Energieflüsse zu und von jedem einzelnen Gebäude des Campus in sekundlicher Auflösung zu erfassen. Um eine automatisierte Datenerfassung in Echtzeit zu ermöglichen, wurden Messgeräte gewählt, die über eine Ethernet-Verbindung mittels des ModBus-TCP-Protokolls kommunizieren können.

Während der Erarbeitung des Messkonzeptes wurde deutlich, dass die Auswahl der Messstellen einen erheblichen Aufwand erforderte, da viele Gebäude mehrere Netzanschlusspunkte aufwiesen. Des Weiteren konnte das Niederspannungsnetz nicht pauschal strangförmig ist, sondern teilweise Vermaschungen aufweist. Die vermaschte Topologie führte zu zusätzlichem Aufwand bei der Verifizierung der Messdaten. Als Konsequenz davon mussten Netzpläne auf der 400V-Ebene ausführlich analysiert und teilweise aktualisiert werden, um ein detailliertes Messkonzept zu erstellen. Hierzu mussten auch externe Planungsleistungen beauftragt werden.

Gemäß dem erarbeiteten Messkonzept wurden insgesamt 151 Messgeräte installiert. Dadurch konnte der elektrische Energieverbrauch im Normalbetrieb adäquat erfasst werden. Aufgrund der häufig hohen Anzahl von Messgeräten an einem Standort wurde Messhardware mit Kommunikations-Gateways ausgewählt, wodurch weniger zusätzliche Datenleitungen zu diesen Standorten gelegt werden mussten. Mit dieser Lösung konnte das gesetzte Ziel der sekundlichen Stromverbrauchsmessungen aller Gebäude erreicht werden.

Des Weiteren wurden 18 weitere elektrische Messgeräte an den Umspannstationen auf Mittelspannungsseite installiert. Diese ermöglichen die Erfassung der elektrischen Last der einzelnen Subnetze in der Niederspannungsebene und Power-Quality-Messungen. Das Mittelspannungsnetz ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Weitere Details zu den Mittelspannungsmessgeräten werden in Abschnitt 4.1 erläutert.

Der Contractor erhebt Messwerte elektrischer Größen an den BHKW, mittelspannungsseitig an der Übergabestation zum öffentlichen Netz und an den Kompressionskältemaschinen. Auf diese Messgeräte konnte das Projektteam nicht direkt zugreifen. Daher wurde mit dem Contractor vereinbart, dass die Daten in 5-minütlicher Auflösung auf ein Netzwerklaufwerk gelegt werden, auf welches die Energiemonitoringsoftware zugreifen kann.

Thermisches Netz

Für eine umfassende Analyse des thermischen Versorgungsnetzes sind Messpunkte sowohl auf der Primärseite (Fernwärmenetz) als auch auf der Sekundärseite (innerhalb der Gebäude) erforderlich. Die Übertragung der thermischen Energie erfolgt entweder indirekt durch einen Wärmeübertrager oder ohne hydraulische Entkopplung der beiden Abschnitte. Auf der Sekundärseite kann die Vorlauftemperatur jedoch mittels eines Bypasses zum Rücklauf angepasst werden, um die Vorlauftemperatur im Gebäude zu regulieren. Dadurch sind die Temperaturen und Massenströme in den Sekundärkreisläufen unabhängig von denen im Primärkreislauf, wodurch Messungen auf beiden Seiten nötig sind.

Es wurden die geplanten 47 sekundärseitigen Messgeräte installiert, die seit 2020 Volumenfluss, Fließgeschwindigkeit sowie Vor- und Rücklauftemperatur erfassen. Darüber hinaus werden die momentane Leistung und die akkumulierte Energie daraus abgeleitet. Im Wärme- und Kältenetz, wie in Abbildung 3.3 dargestellt, wurden zusätzliche 7 Messgeräte installiert. Bei den Messgeräten handelt es sich um Ultraschall-Wärmemengenzähler. Aufgrund von Hardwarebeschränkungen in den Messgeräten wird eine zeitliche Auflösung von etwa drei Sekunden erreicht.

Die primärseitigen Messdaten werden alle 15 Minuten von Abrechnungszähler des Contractors über ein M-Bus-

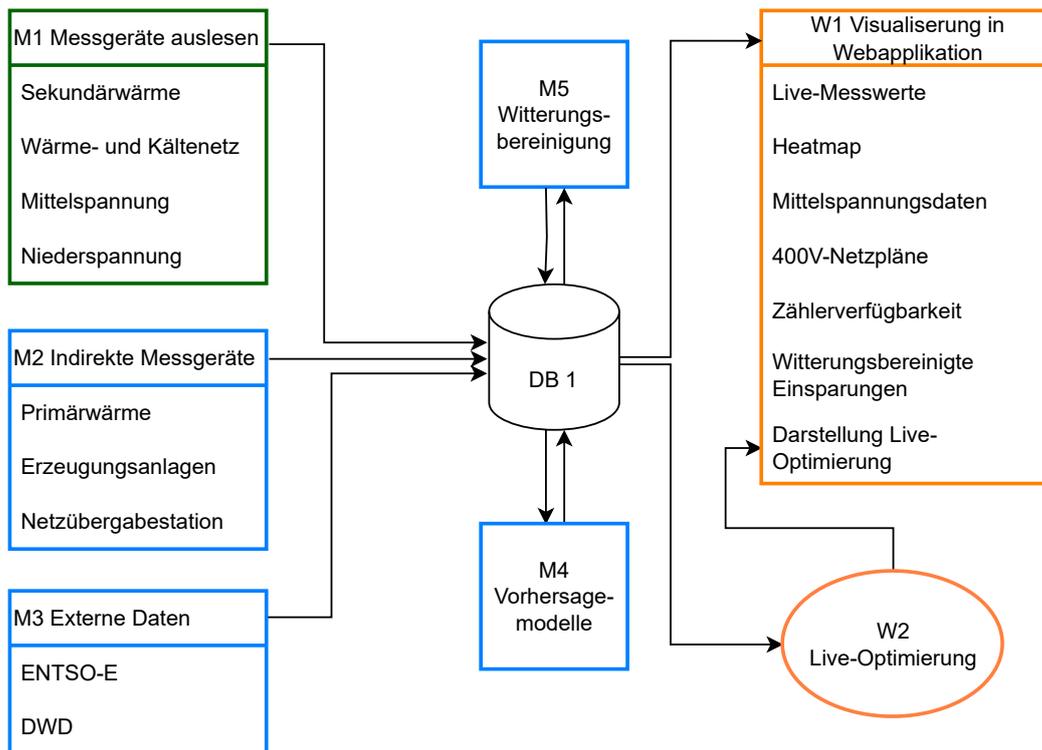


Abbildung 4.7: Die Darstellung zeigt die Struktur der Software des Digitalen Zwillings. Die Richtungen der Pfeile zeigen den Datenfluss. Grün umrahmte Programme laufen kontinuierlich, blau umrahmte in regelmäßigen Abständen und orange umrahmte jeweils auf Abruf (on-demand) auf der Webplattform.

Netz ausgelesen. Ein ursprünglicher Plan, dieses Datennetz mit Hilfe von M-Bus-Splitttern zu ertüchtigen um Messdaten mit einer höheren Auflösung zu erfassen, konnte aus technischen Gründen nicht umgesetzt werden. Als Alternative stellt der Contractor dem Projektteam die Messwerte der Primärenergiemessgeräte in Echtzeit über ein Netzwerklaufwerk zur Verfügung. Diese werden von der Monitoringsoftware automatisiert ausgelesen und auf der Energiedatenbank gespeichert.

Auch auf thermischer Seite stellt der Contractor Daten der Erzeugungsanlagen zur Verfügung. Hierbei handelt es sich um die Erzeugung der BHKW, Gasboiler, Absorptions- und Kompressionskältemaschinen, Wärme- und Kältepufferspeicher sowie einzelne Messstellen aus dem Wärme- und Kältenetz. Diese werden in 5-minütlicher Auflösung erhoben und über ein Netzlaufwerk bereitgestellt auf welches die Energiemonitoringsoftware zugreifen kann.

Externe Messwerte und Daten

Als Input für einige Auswertungen, sowie für die Live-Vorhersagen und die Live-Optimierung sind weitere Daten erforderlich, die im Projekt nicht selbst erfasst werden, aber über Softwareschnittstellen abgerufen werden können. Hierbei handelt es sich um Strompreise, Erzeugungszeitreihen und weitere Strommarkt- und Netz-Daten, abgerufen aus der Transparency-Plattform der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) [42], sowie Wettermesswerte und Wettervorhersagen abgerufen aus der Datenschnittstelle des Deutschen Wetterdiensts (DWD) [43].

Monitoring-Software

Um die Datenerfassung, -zusammenstellung und -verarbeitung zu realisieren, wurde ein Softwareframework entwickelt. Dieses besteht aus mehreren Modulen, wie in Abbildung 4.7 dargestellt.

Modul M1 erfasst sämtliche Werte der direkt auslesbaren Messgeräte. Das Programm operiert kontinuierlich und erstellt mithilfe von Python Multithreading einen eigenen Thread für jedes auszulesende Gerät. Dies ermöglicht

es, andere Zähler abzufragen, während ein Thread auf die Antwort eines Messgerätes wartet. Somit wird eine sekundliche Abfrage serverseitig ermöglicht.

Module M2 und M3 aggregieren alle indirekt erhobenen Daten, einschließlich der Messdaten des Contractors und Informationen aus externen Quellen. Dieses Programm wird in regelmäßigen Abständen ausgeführt, die sich nach den Aktualisierungsintervallen der jeweiligen Datenschnittstellen richten.

Auf Datenbank DB1 werden sämtliche von M1 ausgelesenen sowie von M2 und M3 gesammelten Daten an einem zentralen Ort gespeichert und zur Verfügung gestellt. Dies ermöglicht den Zugriff auf alle Zeitreihendaten über eine einzige Schnittstelle und vereinfacht damit den Datenabruf für Nutzer und andere Module des digitalen Zwillings. Für die Datenbank wird das Datenbankmanagementsystem (DBMS) „InfluxDB 1.8“ verwendet [44]. Diese Wahl erfolgte aufgrund der speziellen Ausrichtung dieses DBMS auf Zeitreihendaten, was sich in einer erweiterten Funktionalität für Zeitreihen und einer effizienten Verarbeitung dieser Daten niederschlägt. Die Abfrage erfolgt mittels einer InfluxDB-eigenen, SQL-ähnlichen Kommandosprache. Für die vereinfachte Datenabfrage aus der Datenbank wurde eine Schnittstellenlibrary für Python geschrieben, die dem gesamten Projektteam als Repository zur Verfügung gestellt wurde.

Um die Daten vor unbefugtem Zugriff zu schützen, sind alle Messgeräte und Server des Energiemonitorings in eine eigene VRF-Instanz geschaltet, die über eine Firewall geschützt ist. Somit haben nur Nutzer mit entsprechender Zugriffsberechtigung über einen Virtual Private Network (VPN)-Zugang Zugriff auf die Daten und die Webplattform.

Visualisierung mit der Webplattform

Im Rahmen des Projekts wurde eine dedizierte Webplattform entwickelt, um sämtliche erfassten Daten des Energiemonitorings sowie entsprechende Auswertungen zugänglich zu machen. Diese ist in Abbildung 4.7 mit W1 gekennzeichnet.

Auf dieser Plattform können sämtliche direkt erhobenen Energiedaten, einschließlich Primär- und Sekundärwärme sowie Daten von Nieder- und Mittelspannungsmessgeräten, entweder in Echtzeit als aktualisierende Grafiken oder als historische Daten visualisiert und heruntergeladen werden (siehe Abbildung 4.8a). Des Weiteren ermöglicht die Plattform die Darstellung der gebäudespezifischen Messdaten als Heatmap des Campus. Hierdurch lässt sich schnell erkennen, in welchen Gebäuden absolut oder relativ zur Geschossfläche ein höherer Energieverbrauch vorliegt. Diese Analyse kann für verschiedene Energieformen, CO₂-Werte oder Energiekosten durchgeführt werden (siehe Abbildung 4.8b).

Die Messdaten der Mittelspannungsebene können sowohl als Heatmap als auch durch Klicken auf einzelne Niederspannungsnetze in Form von Grafiken dargestellt werden (siehe Abbildung 4.8c). Diese Darstellungen sind sowohl für Echtzeitwerte als auch für historische Daten verfügbar. Darüber hinaus bietet die Anwendung einen Überblick über die wichtigsten Messdaten des Mittelspannungsnetzes des Campus Lichtwiese, darunter Eigenerzeugung und Austausch mit dem öffentlichen Netz.

Um die Niederspannungsmesswerte effektiver darzustellen, können sämtliche Niederspannungspläne mit den installierten Zählern über eine separate Anwendung visualisiert werden (siehe Abbildung 4.8e). In dieser Anwendung können alle Messgeräte angeklickt werden und aktuelle sowie vergangene Messwerte angezeigt werden.

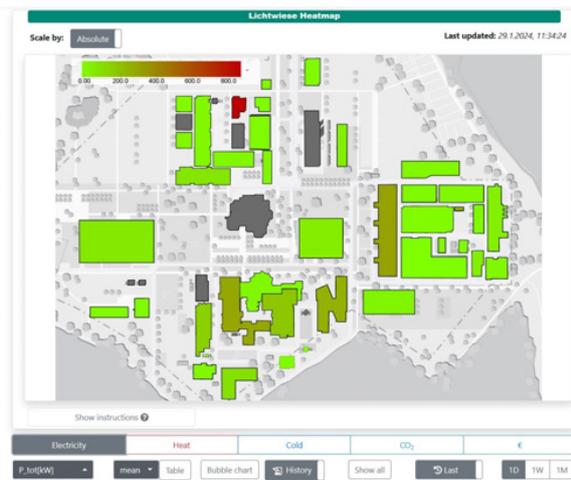
Des Weiteren gibt es eine Anwendung, die einen schnellen Überblick über die Verfügbarkeit einzelner (direkt oder indirekt erfasster) Messgeräte bietet (siehe Abbildung 4.8d). Dadurch können technische Ausfälle einzelner Zähler oder der gesamten Kommunikation einfach identifiziert werden.

Zusätzlich werden auf der Webplattform die Ergebnisse der in AP 2.3 vorgestellte Live-Optimierung und der in AP 2.5. vorgestellte Live-Evaluierung der Energiesparmaßnahmen präsentiert.

Die Plattform wurde mithilfe der Python-Library Django [45] implementiert. Der selbstgeschriebene Quellcode der Webplattform besteht größtenteils aus Python und teilweise aus JavaScript. Als Webserver dient ein selbstgehosteter Apache Webserver. Der Zugang zur Webplattform ist nur für Nutzer mit spezifischen Zugriffsrechten möglich, die über eine separate VRF-Instanz im Netz der TU Darmstadt gesteuert werden. Alle Teile der entwickelten Monitoring-Software laufen auf eigener Server-Hardware, die zu diesem Zweck angeschafft wurde.



(a) Darstellung einer Zeitreihe für ein einzelnes Gebäude. In der Webanwendung können alle einzelnen Gebäude und Energieformen ausgewählt werden. Es kann ein sich aktualisierender Graph mit Echtzeitdaten oder ein beliebiger Zeitraum ausgewählt werden.



(b) Die Heatmap-Anwendung, die den Energieverbrauch der Campus-Gebäude als dargestellt.



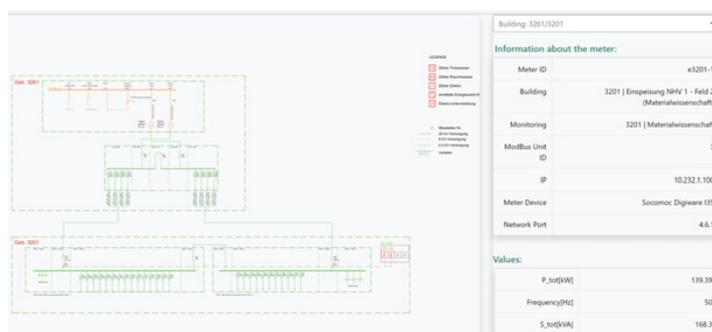
(c) Die Übersicht über den Verbrauch der Niederspannungsubnetze, die an den jeweils an den Umspannstationen auf Mittelspannungsebene erfasst werden. Zusätzlich werden relevante Daten zum elektrischem Verbrauch und Erzeugung, die auf Mittelspannungsebene erfasst werden angezeigt.

Type in the input field to search the table for what you are looking for e.g., building or meter ID:

Toggle All/Active/Inactive

Meter ID	Building	Commodity	IP	Meter Device	Behind Gateway	ModBus Unit	Communication Status
3205/2	3205	SecondaryHeating	10.232.5.202	Badger Meter TFX 5000	-	-	✓
3104/2	3104	SecondaryHeating	10.231.3.204	Badger Meter TFX 5000	-	-	✓
3501/1	3501	SecondaryHeating	10.235.1.205	Badger Meter TFX 5000	-	-	✓
3401/1	3401	SecondaryHeating	10.234.1.201	Badger Meter TFX 5000	-	-	✓
hg-1109-2	None	HeatGrid	10.211.8.202	Badger Meter TFX 5000	-	-	✓
e3360-10	3301	Electricity	10.233.60.104	Janitza UMG 969M-E	-	-	✓
eg-3360-1	None	ElectricityGrid	10.233.60.150	PQI-DA smart	-	-	✓
eg-3102-2	None	ElectricityGrid	10.231.2.151	PQI-DA smart	-	-	✓

(d) Anwendung zur übersichtlichen Darstellung der Messgeräteverfügbarkeit in Tabellenform.



(e) Darstellung des Niederspannungsnetzes mit Messwerten und Meta-Daten auswählbarer Messgeräte.

Abbildung 4.8: Screenshots verschiedener Anwendungen der browserbasierten Web-Plattform des digitalen Zwillings.

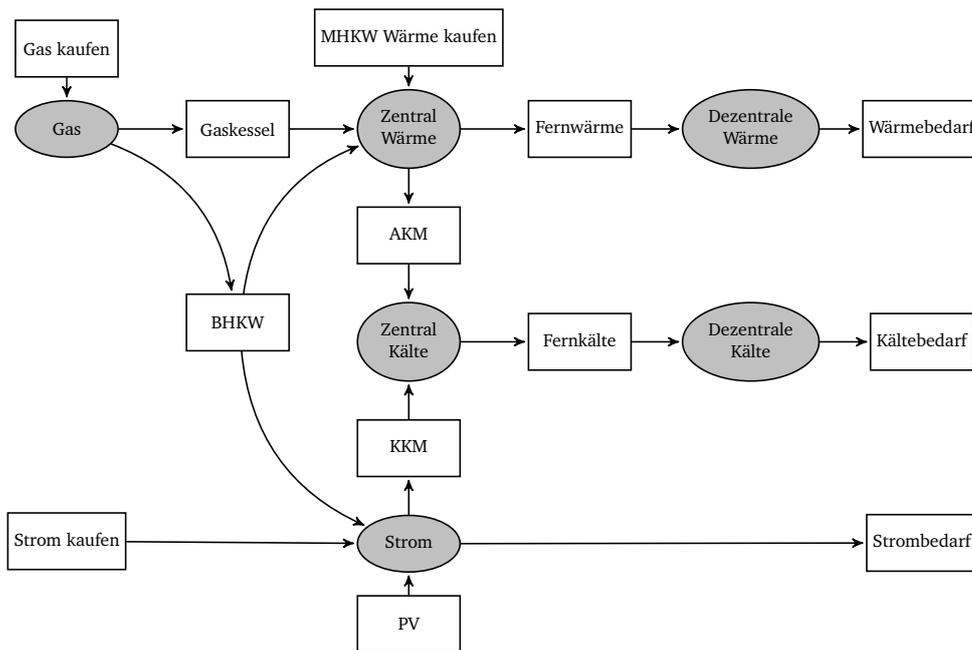


Abbildung 4.9: Modellierung von Umwandlungsprozessen und Energieformen in der Live-Optimierung. Müllheizkraftwerk (MHKW), Kompressionskältemaschine (KKM), Absorptionskältemaschine (AKM), Photovoltaic (PV), Blockheizkraftwerk (BHKW)

AP 2.2: Betriebsalgorithmus

Der formulierte Betriebsalgorithmus hat zum Ziel: Kosten minimierung im Einsatz, vorausschau 1 Woche, um die spezifischen Restriktionen, Flexibilitäten sowie Inflexibilitäten des Energiesystems des Campus Lichtwiese zu berücksichtigen, kommen zur Formulierung dieser Komplexitäten binäre Variablen und ein gemischt ganzzahliges lineares Programm zur Anwendung.

Der Betriebsalgorithmus basiert auf verschiedene Energieformen und Umwandlungsprozesse als Abstraktion zur Darstellung von Energiesystemen. Ein Umwandlungsprozess stellt eine Technologie dar, die Energieform A in B umwandelt. Multi-Energie-Prozesse wie die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden durch die Kopplung mehrerer Umwandlungsprozesse modelliert. Eine spezielle Energieform, *exogen* genannt, wird verwendet, um Energieformen außerhalb der Systemgrenze darzustellen. Diese Abstraktion ermöglicht eine kompakte Formulierung des Modells. Die Abbildung 4.9 veranschaulicht die im Modell berücksichtigten Energieformen und Umwandlungsprozesse. Im Folgenden werden die wichtigsten Aspekte des Modells aufgeführt und erläutert.

Die modellierten Kosten setzen sich zusammen aus: den Anlaufkosten, den Wartungskosten, den Brennstoffkosten und den CO₂-Kosten. Die CO₂-Emissionen des Systems werden als Summe der Emissionen jedes Prozesses in dem betrachteten Zeitraum berechnet. Nur die Prozesse, die dem System Primärenergie zuführen, z. B. „Gas kaufen“ oder „Strom kaufen“, haben eine zugehörige CO₂-Intensität. Das Modell ermöglicht es, Emissionen auf einen bestimmten Wert zu begrenzen, wenn dies vorgegeben ist.

Für jede Energieform muss die verbrauchte Leistung gleich der zugeführten Leistung sein. Dies gilt für jeden Zeitschritt mit Ausnahme von Energieformen, die mit geringem Aufwand gespeichert werden können, wie z.B. Gas. In diesem Fall muss die Energiebilanz nur innerhalb des Modellzeitraums eingehalten werden. Bei Prozessen ohne Speicher ist der Energieoutput über den Wirkungsgrad an den Energieinput gekoppelt. Darüber hinaus ist die Leistungsabgabe eines Prozesses durch die installierte Leistung und den Verfügbarkeitsfaktor begrenzt. Der Verfügbarkeitsfaktor kann z.B. als die zeitliche Verfügbarkeit einer erneuerbaren Energiequelle oder als die zeitliche Verfügbarkeit eines Prozesses, der einer geplanten Wartung unterliegt, interpretiert werden. Speicher können mit jedem Umwandlungsprozess verbunden sein. In diesem Fall sind Energieeinspeisung und -abgabe durch das Energieniveau des Speichers gekoppelt. Das Energieniveau begrenzt durch Kapazität und Be- und Entladerate durch Installierte Leistung des Umwandlungsprozesses, z.B., eines Umrichters bei Batterien.

Die Kopplung mehrerer Prozesse ermöglicht die Modellierung von Multienergietechnologien. Diese Kopplung

wird durch die Definition von Hilfsvariablen und die Begrenzung des minimalen/maximalen Anteils, den jeder Teilprozess zu dieser Hilfsvariablen beitragen kann, erreicht. Dies wird nicht nur für die Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung verwendet, sondern auch für die Modellierung des Wärmerückgewinnungssystems für Hochleistungsrechner.

Die gemischt-ganzzahlige Formulierung des Modells erlaubt es auch, die maximale Änderung der Leistungsabgabe, die minimale Laufzeit und die minimale Ausfallzeit eines Prozesses zu begrenzen. Dies wird verwendet, um technische Beschränkungen im Energiesystem zu modellieren, insbesondere für Blockheizkraftwerke (BHKW). Energiebedarfe werden ebenfalls als Prozesse modelliert, bei denen die Leistungsabgabe und das Lastprofil auf einen bestimmten Wert beschränkt sind.

Die Wärme- und Stromexporte des überwachten Systems werden als konstant betrachtet. Dies beinhaltet die Wärmeabgabe an das Universitätsstadion, den Campus „Botanischer Garten“ und „Stadtmitte“. Zusätzlich wird der Stromexport an die Standorte „Botanischer Garten“ und „Stadtmitte“ berücksichtigt. Es ist jedoch zu beachten, dass dieser Export nicht unbedingt dem tatsächlichen Energiebedarf der übrigen Standorte entspricht. Vielmehr handelt es sich um eine Folge von regulatorischen Einschränkungen im Zusammenhang mit der Eigenversorgung der BHKW-Erzeugung. Die Annahme dieses Exports beruht auf dem Mangel an zusätzlichen Monitoringdaten über den Energiebedarf der verbleibenden Standorte. Da sich dieses Projekt auf das Energiesystem des Campus Lichtwiese konzentriert, wird der Export als gegeben angenommen.

AP 2.3: Live Optimierung

Für die Umsetzung der Echtzeitoptimierung wurde der in AP 2.2 entwickelte Betriebsalgorithmus als Grundlage für die Ausführung von Live Optimierung verwendet. Die Verfeinerung der technischen Parameter basierte auf den Ergebnissen der in AP 2.5 durchgeführten Arbeiten. Zusätzlich wurden der Vorhersagemodelle aus AP 2.6 in die Live Optimierung um den kurzfristigen Energiebedarf für den Live Optimierung abzuschätzen. Mit der Live-Optimierung konnten die potentiellen CO₂-Vermeidungen und Kosteneinsparungen durch einen optimierten Betrieb auf Basis von Verbrauchsprognosen bewertet werden.

Das Modell berechnet einen kostenoptimalen Betrieb des Energiesystems des Campus Lichtwiese unter Berücksichtigung der Energieträger Strom, Wärme und Kälte. In Abbildung 4.10 werden die vom Optimierungsmodell für den nächsten Tag berechneten Erzeugungsschichten des BHKW, der Gaskessel sowie des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz mit dem tatsächlichen Betrieb verglichen.

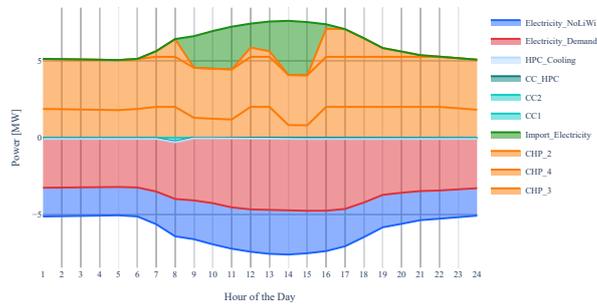
Die Modellergebnisse für die Stromversorgung sind in Abbildung 4.10a dargestellt. In der Optimierung wird aufgrund des niedrigeren Strompreises in der Mittagszeit die Kraftwerksleistung reduziert und stattdessen günstigerer Strom eingekauft. Das dritte BHKW wird mehrmals nur für wenige Stunden zugeschaltet. Im beobachteten Betrieb wurde das dritte BHKW zugeschaltet, um den hohen Bedarf in der Mittagszeit abzudecken, unabhängig von den dann niedrigeren Strompreisen. Insgesamt wird das Kraftwerk in der Optimierung weniger eingesetzt als im real beobachteten Betrieb. Der beobachtete Unterschied im Verhalten kann natürlich auch dadurch erklärt werden, dass die Universität noch keinen stündlichen Strompreis bezahlt.

Interessant ist auch der Einsatz des Wärmespeichers. Wie in Abbildung 4.10c dargestellt, wird dieser in der Optimierung genutzt, um die zusätzliche Wärmeerzeugung des dritten BHKW am Nachmittag, wenn die Strompreise hoch sind, zu speichern. Später am Abend, wenn das dritte BHKW abgeschaltet wird, kann so ein Teil des Wärmebedarfs aus dem Speicher gedeckt werden und die Gaskessel müssen erst später zugeschaltet werden. Der Einsatz des Wärmespeichers in der (nicht optimierten) Realität ist ähnlich, allerdings wird der Speicher einige Stunden später befüllt. Der Speicher glättet jedoch zusätzlich kleinere Bedarfs- und Erzeugungsschwankungen. Auch die Gaskessel werden in der Optimierung insgesamt weniger eingesetzt. Dies liegt daran, dass im Modell nur der Energiebedarf der Universität berücksichtigt wird, während die Universität in der Realität auch Wärme in das Darmstädter Netz einspeist, die von anderen Kunden genutzt wird.

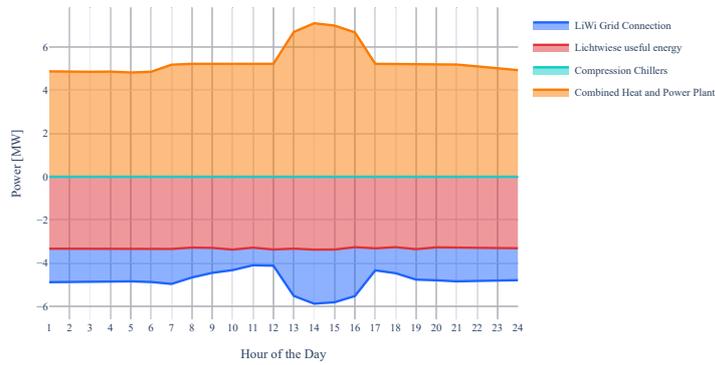
Diese Auswertung stellt keine Bewertung des beobachteten Kraftwerksbetriebs dar, da das Optimierungsmodell nicht alle regulatorischen, betriebswirtschaftlichen und technischen Restriktionen berücksichtigt.

AP 2.4: Auslegungsoptimierung

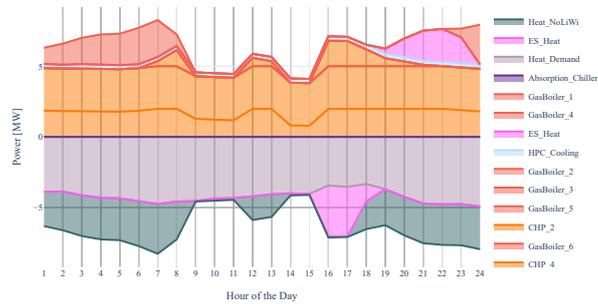
Für die langfristige Optimierung des Energiesystems inklusive Aus- und Umbautescheidungen wurde ein mathematisches LP-Optimierungsmodell verwendet. Durch den Verzicht auf ganzzahlige Variablen können einige technische Aspekte, wie z.B. die Festlegung einer Mindestleistung für BHKW, nicht genau modelliert werden. Im Rahmen der



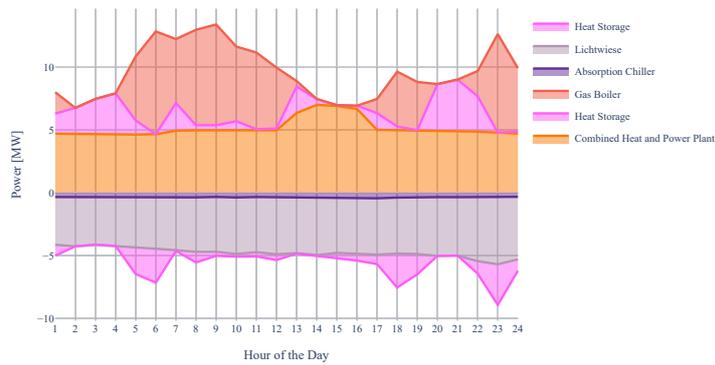
(a) Modellergebnis Strom



(b) Realität Strom



(c) Modellergebnis Wärme



(d) Realität Wärme

Abbildung 4.10: Darstellung der Modellergebnisse der Live-Betrieboptimierung unter Verwendung der Bedarfs-
vorhersagemodelle und des tatsächlichen Betriebs der Energiesystemkomponenten.

langfristigen Optimierung, bei der eine hohe Auflösung weniger kritisch ist, wird diese Einschränkung jedoch als akzeptabel angesehen. Der Hauptvorteil der Wahl eines LP-Modells liegt in der Recheneffizienz. Da sich die Simulation über einen Zeitraum von 50 Jahren erstreckt, ist die Recheneffizienz für eine zeitnahe und effiziente Analyse von entscheidender Bedeutung.

Die Hauptzielsetzung des Modells besteht in der Minimierung des Kapitalwerts der Kosten des Energiesystems, welche sowohl die CAPEX (Investitionsausgaben) als auch die OPEX (Betriebsausgaben) einschließen. Zur Diskontierung dieser Kosten wird ein Zinssatz von 7% angewendet. Zusätzlich kann ein jährliches Emissionslimit als Restriktion in das Modell aufgenommen werden. Die Optimierung erstreckt sich über den Zeitraum von 2020 bis 2045 in 5-Jahresschritten. Innerhalb jedes Jahres werden acht repräsentative Wochen strategisch ausgewählt und mit stündlicher Zeitauflösung optimiert. Die Auswahl der repräsentativen Wochen zielt darauf ab, die Spitzen und Täler der Energienachfrage in den verschiedenen Jahreszeiten zu erfassen.

Um die Genauigkeit des Modells zu bewerten, wurde ein Backtesting durchgeführt, bei dem die prognostizierten Werte des Modells mit den tatsächlichen Werten für das Referenzjahr 2020 verglichen wurden. Die Ergebnisse des Backtests werden zusammen mit den Ergebnissen des Energiekonzepts Post-2030 dargestellt. Das Modell diente als Grundlage für die Entwicklung des Energiekonzepts Post-2030. Detaillierte Erläuterungen zu den betrachteten Technologien, den untersuchten Szenarien und den Ergebnissen finden sich im Abschnitt TP5 Ergebnisse.

AP 2.5 Lernende Komponentenmodelle

In diesem Arbeitspaket wurden verschiedene Methoden aus dem Bereich des maschinellen Lernens entwickelt und angewendet, um das Verhalten einzelner Komponenten des Energiesystems in Abhängigkeit von exogenen und endogenen Faktoren zu prognostizieren bzw. besser zu verstehen. Diese Methoden umfassen die dynamische Analyse von Vorlaufstemperaturänderungen und deren Einfluss auf den Wärmeverbrauch in Gebäuden, die Echtzeitevaluierung von Energiesparmaßnahmen durch die Prognose des Gebäudeenergieverbrauchs basierend auf äußeren Umständen, das Erlernen der BHKW-Wirkungsgrade im realen Betrieb sowie die automatische Erkennung von Anomalien im Energieverbrauch.

Einfluss von Vorlaufstemperaturänderung auf den Verbrauch

Um das Flexibilisierungspotential durch thermische Lastverschiebung einzelner Gebäude abzuschätzen, ist es notwendig, den Einfluss einer Änderung der Vorlaufstemperaturen in einem Gebäude auf dessen Wärmeverbrauch zu verstehen. Es wurde eine Methodik entwickelt, die diese Abschätzung anhand eines datenbasierten Modells, ohne zusätzliche Experimente und Datenerfassung zu erfordern, ermöglicht. Diese Methodik ermöglicht es, allein anhand der beobachteten thermischen Last und der Außentemperatur die Wärmelastzeitreihe eines Gebäudes während Änderungen der Vorlaufstemperatur zu prognostizieren.

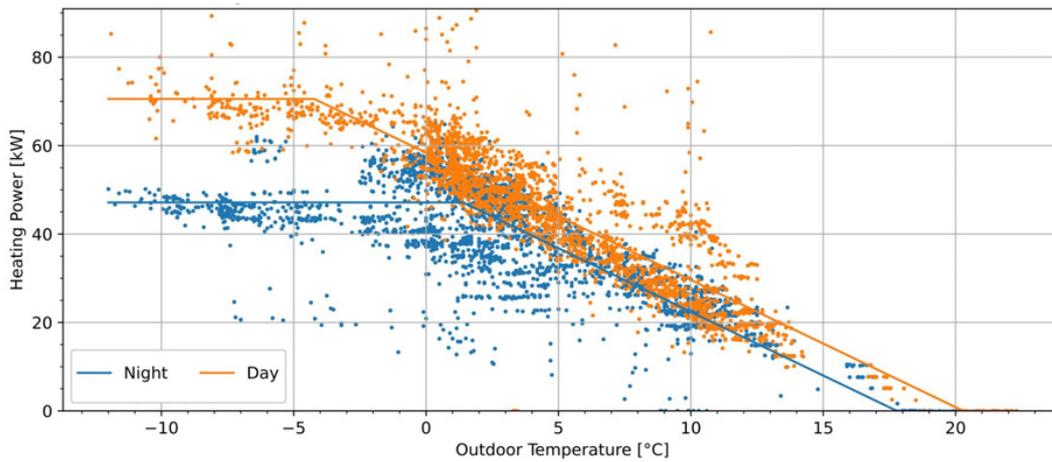
Die Methodik basiert auf der Nutzung von Daten aus Gebäuden, bei denen die gewünschte Innentemperatur durch eine Absenkung der Vorlaufstemperatur des sekundären Heizkreises nachts reduziert wird. Diese tägliche Absenkung und Anhebung führt zu je zwei täglichen Übergangszuständen. Es wurden Modelle entwickelt die diesen Übergangszustand abbilden können. Das Gebäude wird dabei als vereinfachtes thermodynamisches Modell mit proportionaler Heizungsregelung approximiert. Durch eine mathematische Optimierung werden die Modellparameter so eingestellt, dass der quadratische Fehler zwischen dem Modellergebnis und der beobachteten Wärmelastzeitreihe minimiert wird.

Wie in Abbildung 4.11 dargestellt, konnte mithilfe dieses vereinfachten thermischen Modells die thermische Last eines Gebäudes im Equilibrium und in einem dynamischen Zustand nach einer Änderung der Vorlaufstemperatur prognostiziert werden. Die erzielten Ergebnisse können nun in einer Betriebsoptimierung integriert werden, die die flexible Wärmelast einzelner Gebäude berücksichtigt.

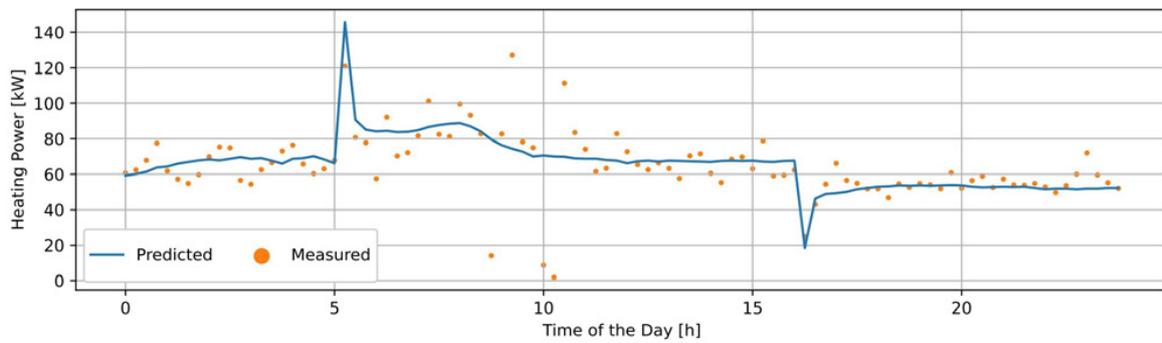
Live-Evaluierung von Energiesparmaßnahmen

Im Kontext der aktuellen Energiekrise hat die TU Darmstadt kurzfristige Energiesparmaßnahmen eingeführt, darunter die Absenkung der Sekundärvorlaufstemperaturen in Campusgebäuden. Im Rahmen des digitalen Zwillings sollte eine zeitnahe, automatisierte Evaluierung der Effektivität der Energiesparmaßnahmen auf täglicher Basis erfolgen. Allerdings ist aufgrund des starken Einflusses exogener Faktoren, wie z.B. Wetter und Wochentag, auf den Wärmeverbrauch von Gebäuden ein einfacher Vergleich mit den Vorjahren nicht informativ.

Zu diesem Zweck wurde ein Modell entwickelt, das den Zustand der Campus- und Gebäudeenergiesysteme vor der Energiekrise im Jahr 2022 abbildet und so den erwarteten Energieverbrauch, abhängig von äußeren Umstän-



(a) Modellierung des stündlichen Wärmebedarfs eines Gebäudes mit Nachtabsenkung als Zwei-Stufen-Modell mit zusätzlicher Unterscheidung zwischen Tag- und Nachtstunden.



(b) Beispielhafte Ergebnisse eines Tages für ein nichtlineare Modell des Wärmeverbrauch eines Gebäudes mit Nachtabsenkung. Das Modell kann die morgend- und nachmittäglichen Spitzen durch die Vorlauftemperaturänderungen abbilden.

Abbildung 4.11: Modellierung des Einflusses von Vorlauftemperaturänderungen auf den Wärmeverbrauch eines Gebäudes.

den, ohne die seitdem erfolgten Energiesparmaßnahmen prognostizieren kann. Die Kernidee besteht darin, das Modell nur mit Daten aus der Vorkrisenzeit zu trainieren und als Eingabewerte nur meteorologischen und kalendrischen Daten zu prognostizieren. Hierdurch bildet das Modell den Zustand des Energiesystems vor der Energiekrise ab und beantwortet die Frage, wie viel Energie bei gleichen äußeren Umständen verbraucht worden wäre. In der Umsetzung kamen das bereits implementierte Energiemonitoring sowie die Erkenntnisse aus den Arbeiten zu Energievorhersagen und der Anomalie-Erkennung zum Einsatz.

Als Trainingsdaten wurden die Winterperioden 20/21 und 21/22 ausgewählt. Die gewählten Regressoren umfassen die durchschnittliche Außentemperatur des Tages, die durchschnittliche Außentemperatur der 3 vorhergehenden Tage, die durchschnittliche Außentemperatur der 14 vorhergehenden Tage, das Tagesmaximum des Sonnenwinkels und die binäre Kategorie Arbeitstag. Das Modell prognostiziert den Verbrauch eines gesamten Tages, um zuverlässige Ergebnisse auch ohne autoregressive Faktoren zu erzielen.

Um die Erklärbarkeit des Modells sicherzustellen, wurde als Methode ein LASSO-Modell angewendet, siehe AP 2.6. Die Prognoseunsicherheit wurde aus den Prognosefehlern ermittelt. Hierbei wurde das Modell zunächst mit Daten der Winterperioden 19/20 und 20/21 trainiert und anschließend auf den Daten des Winters 21/22 getestet. Die Prognoseunsicherheit wurde anhand der Residuen im Testzeitraum geschätzt, wobei die Residuen als 0-censored normalverteilt angenommen wurden, d.h. dass die Wahrscheinlichkeit aller Werte unter Null als Punktmasse auf den Wert Null verschoben wurden. Es werden getrennte Modelle für jedes einzelne Gebäude und die gesamte Universität erlernt.

Diese Prognosen werden täglich automatisiert berechnet, so dass eine Auswertung immer schon am Folgetag zur Verfügung steht. Dabei ordnet sich dieses Modell als M5 in das Software-Framework des digital Zwillings ein, siehe Abbildung 4.7.

Das Prognosemodell steht Nutzern als Anwendung zur Bewertung von Energiesparmaßnahmen über die Webplattform zur Verfügung. Diese Anwendung stellt einen tagesscharfen Vergleich zwischen den tatsächlichen gemessenen Verbräuchen, den Prognoseergebnissen und zusätzlich den gemessenen Verbräuchen am gleichen Datum im Vergleichszeitraum, dem Vorkrisenwinter 2021/2022, bereit. Abbildung 4.12a zeigt die Übersichtsdarstellung, mit der die Auswertungen in Form einer Liste, für einen vom Nutzer gewählten Zeitraum, präsentiert werden. Diese Daten werden sowohl für die gesamte TU Darmstadt als auch für individuelle Gebäude als absolute Werte und relative Abweichungen präsentiert. Zusätzlich steht für jedes einzelne Gebäude die Detailansicht in Abbildung 4.12b zur Verfügung. Dort wird der gemessene Verbrauch, der Verbrauch im Vergleichszeitraum und der ohne Einsparmaßnahmen prognostizierte Verbrauch inklusive der 1σ -Umgebung als Zeitreihe dargestellt.

Mit Hilfe dieser Anwendung können Verantwortliche bereits am Folgetag beurteilen, ob Energiesparmaßnahmen wirksam sind oder ob es Auffälligkeiten im Wärmeverbrauch gibt. Das entwickelte Modell wird derzeit über die Webplattform von den Energiebeauftragten der Fachbereiche und dem Energiemanagement der TU Darmstadt verwendet. Außerdem wird es einem größeren Nutzerkreis über wöchentliche Energiesparreports zur Verfügung gestellt und wird für die externe Kommunikation der Gesamteinsparungen auf der Website der TU Darmstadt verwendet.

Anomalie-Erkennung

Mit der weiteren Integration von Strom- und Wärmesystemen und dem verstärkten Einsatz von intelligenten Zählern auf Gebäudeebene spielt die Analyse von Wärmelastzeitreihen eine zunehmende Rolle in lokalen intelligenten Energienetzen. Diese Zeitreihen können zum Beispiel für Verbrauchsvorhersagen für Betriebsoptimierungen oder zur Erkennung und Reduzierung von Energievergeudung genutzt werden. Ein wichtiger Teil des Energie-Monitorings ist daher die Erkennung von Anomalien, wie beispielsweise ein ungewöhnlicher Verbrauch, Systemausfälle oder Messfehler. Diese Anomalieerkennung kann einerseits verwendet werden, um die Messwerte direkt nach der Erfassung zu plausibilisieren und beispielsweise Messfehler auszusortieren. Andererseits kann eine Anomalieerkennung auch im Betrieb zur Anwendung kommen, um beispielsweise fehlerhafte Messgeräte zu identifizieren oder um ungewöhnlich hohe Verbräuche, und somit Energieverschwendung, zu erkennen.

In großen Monitoring-Infrastrukturen, wie in unserem Fall mit mehr als 40 Gebäuden und mehreren erfassten Energieträgern, ist eine manuelle Erkennung von Anomalien auf täglicher Basis praktisch nicht durchführbar. Daher ist eine automatische Erkennung von Anomalien erforderlich. Die zentrale Idee der im Projekt entwickelten prognosebasierten Anomalieerkennung besteht darin, beobachtete Werte auf Grundlage der Wahrscheinlichkeit zu klassifizieren, dass sie gemäß einer Verteilung p beobachtet werden, die von einem probabilistischen Regressionsmodell f ausgegeben wird. Angesichts der Verteilung p lässt sich die Wahrscheinlichkeit, dass eine Zufallsvariable Y im Intervall $(a, b]$ liegt, berechnen als $Pr(a < Y \leq b) = F_Y(b) - F_Y(a)$, wobei F_Y die kumulative Verteilungsfunktion (CDF) der Verteilung p ist.

Heat consumption compared to the expected consumption (regression model)

Start date: 22.01.2024 End date: 28.01.2024

Sort by: Observed Consumption Descending

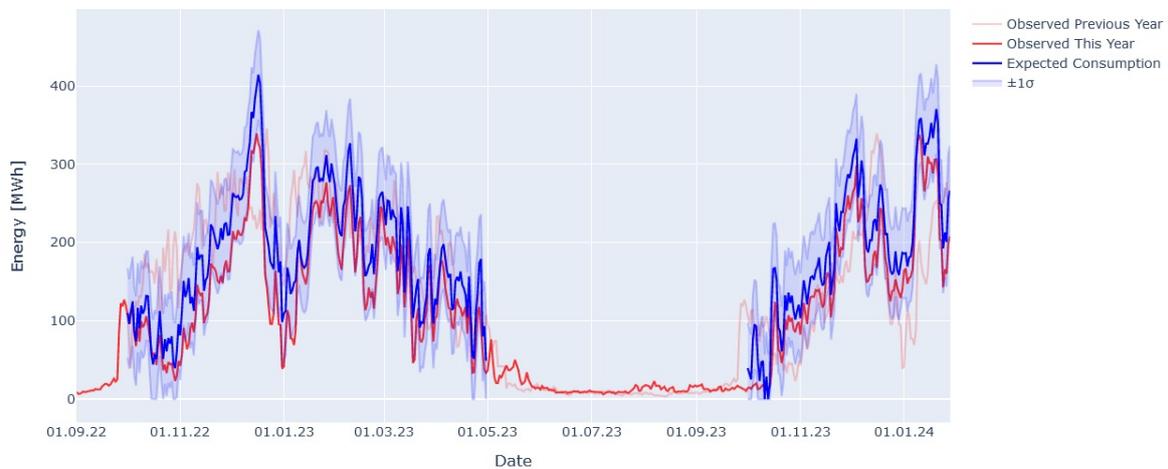
Compare

Avg. temperature in timeframes: This winter: 6.00 °C | Winter 21-22: 2.20 °C

Building	This Year	Same Date Winter 21-22		Expected Without Energy Saving Measures			
	Consumption [MWh]	Consumption [MWh]	Difference [MWh]	Difference [%]	Consumption [MWh]	Difference [MWh]	Difference [%]
TUDA_all	1282	1956	-675	-35	1626±165	-345	-21 ± 10
3301	75	116	-41	-36	94±5	-19	-20 ± 6
3205	74	115	-41	-36	89±4	-15	-17 ± 4
3102	63	92	-28	-31	80±10	-17	-21 ± 12

- (a) Tabellenansicht. In der Tabelle werden aktuelle Messdaten mit Prognose-Ergebnissen und dem gleichen Zeitraum im Vorjahr verglichen. Aus diesem Beispiel lässt sich ablesen, dass die TU Darmstadt in der ausgewählten Woche ca. 35% gegenüber dem Vorjahr und 21% gegenüber dem zu erwartenden Verbrauch ohne Energiesparmaßnahmen eingespart hat. Der untersuchte Zeitraum lässt sich in der Anwendung frei wählen.

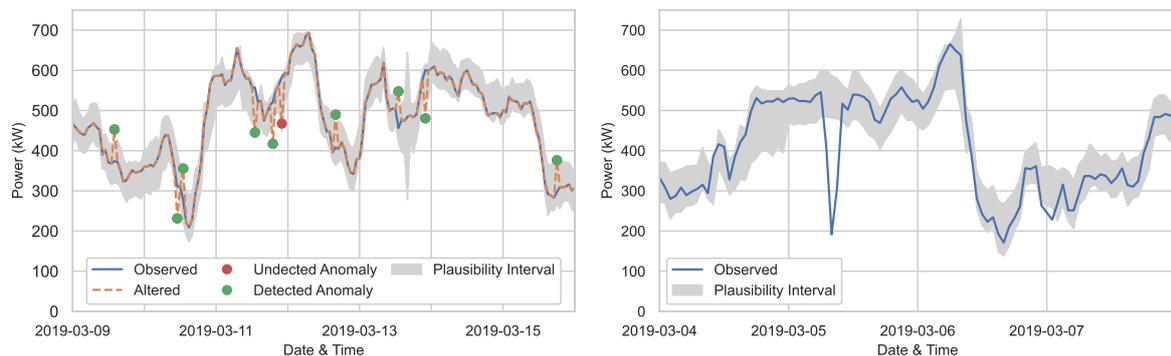
Comparison of Expected and Observed Heat Consumption per day
TUDA



[Download Raw Data as XLSX](#)

- (b) Detaillierte Ansicht für den Gesamtverbrauch der TU Darmstadt. Dargestellt sind der gemessene Verbrauch (Rot), der Verbrauch im Vorjahr (Graurot) und das Prognoseergebnis mit der 1 σ -Umgebung (Blau). In dieser Beispielansicht ist zu erkennen, dass der Verbrauch der TU Darmstadt an den meisten Tagen deutlich unter dem erwarteten Wert lag.

Abbildung 4.12: Screenshots aus der Webplattform zur Bewertung der Energiesparmaßnahmen.



(a) Wahre Lastzeitreihe mit künstlichen Anomalien.

(b) Wahre Lastzeitreihe die eine tatsächliche Anomalie enthält.

Abbildung 4.13: Beispiele für die Erkennung von Anomalien bei Verwendung des GAMLSS-Modells mit $\tau_{lower} = 0,05$. a) Die blaue Linie zeigt die beobachtete Belastung aus realen Messungen und die orangefarbene Linie die beobachtete Belastung, die jedoch durch Einfügen künstlicher Anomalien verändert wurde. Diese werden als grüne Punkte dargestellt, wenn sie erkannt werden, und als rote Punkte, wenn sie nicht erkannt werden. Das Intervall zwischen den Schwellenwerten für Anomalien ist grau dargestellt. b) Die blaue Linie stellt die beobachtete Last aus realen Messungen dar und der graue Bereich zeigt das Intervall zwischen den Schwellenwerten für Anomalien.

Auf dieser Grundlage wird ein Modell zur Erkennung von Anomalien definiert, das y_t gegeben einer prädiktiven CDF $\hat{F}(y_t)$ als Anomalie klassifiziert, wenn

$$\hat{F}(y_t) < \tau_{lower} \vee \hat{F}(y_t) > \tau_{upper} \quad (4.1)$$

gilt, wobei τ_{lower} und τ_{upper} untere und obere Schwellenquantile eines Plausibilitätsintervalls sind. Zu diesem Zweck muss zunächst die prädiktive CDF \hat{F}_t der bedingten Verteilung $p(y_t | \mathbf{y}_t, \mathbf{x}_t)$ geschätzt werden. Die Methodik wird in AP 2.6 genauer beschrieben.

Zur Evaluation wurde diese Methodik auf die stündlichen Lastdaten von zwei Gebäuden auf dem Universitäts-campus angewendet. Als Vorhersagemodell wurde dabei das in Arbeitspaket 2.6 vorgestellte Ensemble-basierte GAMLSS-Modell mit den dort genannten Trainings-, Kalibrierungs- und Testzeiträumen verwendet.

Um die Qualität der Anomalie-Erkennung zu quantifizieren wurden 5% der beobachteten Werte im Testzeitraum durch künstliche Anomalien ersetzt. Die künstliche Anomalien in dieser Auswertung sind Abweichungen von 20% von der beobachteten Last, mindestens aber 20% der durchschnittlichen beobachteten Last. Die Anomalieerkennung wird 30 Mal mit jeweils zufälliger Platzierung der künstlichen Anomalien ausgeführt. Die der Anomalieerkennung zu Grunde liegenden Prognosemodelle werden ohne künstliche Anomalien trainiert und kalibriert.

Abbildung 4.13a zeigt ein Beispiel für die Erkennung von künstlichen Anomalien. Es ist zu sehen, dass Lastzeitreihe keine trivial erkennbaren Regelmäßigkeiten zeigt und die dargestellten Anomalien zu anderen Zeitpunkten plausibel wären. Abbildung 4.13b zeigt ein Beispiel, bei dem bekannt ist, dass die Originaldaten eine Anomalie enthalten. Diese wird korrekt erkannt. In Anbetracht der Tatsache, dass ein sowohl ein ähnlicher steiler Rückgang und ähnliche Werte Teil des tatsächlichen Lastgangs am nächsten Tag sind, kann diese Anomalie zum Zeitpunkt der Messung nicht trivial identifiziert werden. Dies demonstriert, dass die vorgeschlagene Methodik in einem konkreten Anwendungsfall wertvolle Ergebnisse liefert. Die ausführliche Methodik und Auswertung wurde in [46] veröffentlicht.

AP 2.6: Online Prognosen

Energievorhersagen

Kurzfrist-Vorhersagen für die thermische und elektrische Last im Energiesystem, die sich auf die nächsten Stunden und Tage beziehen, stellen entscheidende Informationen für Entscheidungsträger bereit und sind für eine vorausplanende Betriebsoptimierung des Energiesystems notwendig. Diese Vorhersagen sind mathematische Modellen, die anhand beobachteter Daten, darunter die Lastzeitreihen selbst sowie exogene Faktoren wie Wetterdaten, erlernt werden, um zukünftige Verbrauchswerte zu prognostizieren.

Im Fall des Energiesystems des Campus Lichtwiese sind Vorhersagen über den Wärme-, Kälte- und Strombedarf notwendig. Diese Vorhersagen müssen für verschiedene Ebenen modelliert werden, also sowohl für einzelne Gebäude als auch für den gesamten Campus. Besonders auf Gebäudeebene sollten die Vorhersagemodelle eine hohe Vielseitigkeit aufweisen, um die heterogene Gruppe von Gebäuden auf dem Campus adäquat abzubilden. Diese zeichnen sich durch Unterschiede in Baujahr, Baustil, Größe und Nutzungstyp aus.

Zusätzlich ist es erforderlich, die Vorhersagemodelle so zu implementieren, dass sie regelmäßig und automatisiert neue Prognosen berechnen können. Dies gewährleistet, dass die Ergebnisse jederzeit für Auswertungen und die Live-Betrieboptimierung zur Verfügung stehen.

Implementierte Vorhersagemethoden

In diesem Arbeitspaket wurden diverse Methoden zur kurzfristigen Vorhersage von Energieverbräuchen implementiert und evaluiert. Die Ergebnisse der Auswertung zeigen, dass sich ein Ensemble-Kombinations-Modell basierend auf drei deterministischen Modellen mit jeweils mehreren Trainingslängen am besten für den spezifischen Anwendungsfall im digitalen Zwilling eignet.

Im weiteren Verlauf werden die Vorhersagemodelle vorgestellt, die letztendlich im digital Zwilling implementiert wurden. Zudem wird ein quantitativer Vergleich vorgestellt, auf dessen Grundlage die Auswahl der vorgestellten Modelle erfolgte.

LASSO

Die erste Methode ist ein lineares Regressionsmodell mit LASSO-Regularisierung [47]. Die LASSO-Regression führt eine automatische Feature-Auswahl und Parameterreduktion durch, wodurch eine flexible Modellierung aller Gebäudezeitreihen ermöglicht wird, ohne ex-ante Annahmen über die Relevanz der einzelnen Feature zu treffen. Die Last wird, wie in Gleichung 4.2 dargestellt, modelliert.

$$\begin{aligned}
 y_t = & \beta_0 + \sum_{i=1}^7 (\beta_i y_{t-24i}) + \beta_8 T_t + \beta_9 T_{t-24} + \beta_{10} T_{t-24}^{\text{peak}} \\
 & + \beta_{11} T^{\text{avg}} + \beta_{12} y_{t-24}^{\text{peak}} + \beta_{13} y_{t-24}^{\text{avg}} + \beta_{14} HDD_{t-24}^{\text{avg}} \\
 & + \beta_{15} HDD_t^{\text{avg}} + \beta_{16} HDD_{t-24} + \beta_{17} WD_t \\
 & + \beta_{18} WT_t + \varepsilon_t,
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

Hierbei ist β_0 ein Achsenabschnitt-Koeffizient, $\beta = [\beta_1, \dots, \beta_k]$ die Regressionskoeffizienten, y_t die beobachtete Last, T_t die Temperatur und ε_t der Modellfehler, jeweils zum Zeitpunkt t , ist. In diesem Zusammenhang wurde die Heizgradstunde als $HDD_t = \max(18^\circ\text{C} - T_t, 0)$ definiert. Dies stellt eine Linearisierung des nichtlinearen Temperatureffekts dar. Die hochgestellten Indizes avg und peak bezeichnen den Mittelwert und den Spitzenwert des jeweiligen Tages. WD_t und WT_t sind binäre Variablen, die Arbeitstage und Arbeitszeiten darstellen. Als Arbeitstage gelten Montag bis Freitag und es wird eine Arbeitszeit von 9:00 bis 17:00 Uhr definiert. Im Training werden Koeffizienten ermittelt, die den Ausdruck $\frac{1}{N_{\text{train}}} \|\varepsilon\|_2^2 + \lambda_{\text{lasso}} \|\beta\|_1$ minimieren. Der Lasso-Parameter λ_{lasso} wird als Kalibrierungs-Parameter gewählt, um over-fitting zu vermeiden.

Gradient Boosted Regression Trees (GBR) Die zweite deterministische Vorhersagemethode ist GBR. Diese Methode kombiniert ein Ensemble schwacher Modelle, in diesem Fall Entscheidungsbäume, um ein starkes Modell zu bilden. Die Baumstruktur eignet sich besonders, um Feature-Interaktionen datenbasiert zu modellieren [48]. Der Feature-Vektor wurde gemäß Gleichung 4.3 gewählt.

$$\begin{aligned}
 \mathbf{x}_t^{\text{GBR}} = & (y_{t-24}, y_{t-48}, y_{t-72}, y_{t-168}, y_{t-24}^{\text{peak}}, y_{t-24}^{\text{avg}}, \\
 & T_t, T_{t-24}, T_{t-24}^{\text{peak}}, HDD_t^{\text{avg}}, HDD_t, \\
 & HOD_t, DOW_t, WOY_t),
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

Hierbei sind HOD_t , DOW_t und WOY_t ganzzahlige Werte, die die Stunde des Tages, den Wochentag bzw. die Woche des Jahres darstellen. Es werden 300 Bäume mit einer Lernrate von 0,1 verwendet. Im Training wird der Least Squares Verlust minimiert. Die maximale Baumtiefe wird als Kalibrierungs-Parameter gewählt, welcher zwischen 3 und 6 begrenzt ist.

Generalized additive model (GAM)

Die dritte Methode basiert auf einem GAM [49], das eine flexible Modellierung von nichtlinearen Feature-Effekten mit penalisierten b-Spline-Funktionen ermöglicht.

Das Modell wird in Gleichung 4.4 beschrieben.

$$\begin{aligned} y_t = & \beta_0 + f_1(y_{t-24}) + f_2(y_{t-168}) + f_3(y_{t-24}^{\text{peak}}) \\ & + f_4(T_t) + f_5(T_{t-24}^{\text{avg}}) + f_6(HOD_t) + f_7(WOY_t) \\ & + \sum_{i=1}^6 \beta_i DOW_{i,t} + \varepsilon_t. \end{aligned} \quad (4.4)$$

Hierbei sind f_1, \dots, f_7 penalisierte b-Spline-Funktionen, von denen f_1, \dots, f_5 mit 10 b-Splines und f_6 mit 24 b-Splines definiert sind. Die Funktion f_7 , definiert mit 5 b-Splines, wird nur in dem 365-Tage-Modell verwendet. DOW_t wird durch sechs Dummy-Variablen ausgedrückt. Die Funktionen f_1, f_2 und f_3 müssen monoton steigend, f_4 und f_5 müssen monoton fallend sein. Das Modell minimiert den quadratischen Fehler im Training. Der Glättungsparameter λ_{GAM} wird für jede Funktion gleichgesetzt und als Kalibrierungs-Parameter gewählt.

Ensemble-Average-Ensemble-Variance-Modell (EA-EV)

Die Ensemble-Varianz $s_t^2 = \frac{1}{M-1} \sum_{j=1}^M (\hat{y}_{t,\text{ens}} - y_j)^2$ kann als Repräsentation der Unsicherheit der mittleren Vorhersage interpretiert werden und zur Modellierung einer Verteilung mit bedingter Varianz verwendet werden. Die Vorhersageverteilung dieses Modells ist dann durch $\mathcal{N}^0(\bar{y}_{\text{ens},t}, s_t^2)$ gegeben.

GAMLSS-basierte Ensemble-Kombination

Generalized Additive Models for Location, Scale and Shape (GAMLSS) sind univariate Verteilungsregressionsmodelle, bei denen alle Parameter der angenommenen Verteilung als additive Funktionen der Features modelliert werden können [50]. Das GAMLSS-Framework ermöglicht auch die Verwendung von zensierten Regressionsmodellen (engl. censored regression models). Solche Modelle sind geeignet, wenn die Zielvariable natürlich über oder unter einem bestimmten Wert zensiert ist, siehe z.B. [51].

Es wird angenommen, dass der Wärmebedarf als eine 0-censored t-Verteilung modelliert werden kann. Dabei handelt es sich um eine t-Verteilung deren Wahrscheinlichkeitsmasse negativer Werte auf eine Punktmasse bei Null verschoben wurde. Diese kann durch $y_t \sim t^0(\mu_t, \sigma_t^2, \nu)$ beschrieben werden. Die t-Verteilung trägt dem großen Signal-Rausch-Verhältnis der Zeitreihe Rechnung, da sie in der Lage ist, schwere Ränder (engl. heavy tails) zu modellieren, wenn der Freiheitsgrad ν klein gewählt wird. Der Mittelwert wird als lineare Kombination der Ensemblevorhersagen, entsprechend Gleichung 4.5, modelliert,

$$\hat{\mu}_t = \beta_0 + \sum_{m=1}^M \beta_m \hat{y}_{m,t}. \quad (4.5)$$

Die logarithmische Standardabweichung wird als eine nichtlineare Funktion der Standardabweichung des Ensembles modelliert,

$$\log(\hat{\sigma}_t) = \beta_0 + f(s_t). \quad (4.6)$$

Dabei ist s_t die Standardabweichung des Ensembles und f eine monoton ansteigende penalisierte b-Spline-Funktion mit 20 äquidistanten Knoten. Die Freiheitsgrade ν werden als Konstante geschätzt. Die Parameter werden mittels Maximum-Likelihood-Methode unter Verwendung einer 0-zensierten t-Likelihood geschätzt.

Quantitative Evaluation der Vorhersagemethoden

Das Jahr 2017 wird als Trainingsdatensatz für die deterministischen Modelle verwendet, 2018 als Datensatz für die Kalibrierung der deterministischen Modelle und das Training der probabilistischen Modelle. Die Daten aus 2019 werden als Testdatensatz der Punktvorhersagen, probabilistischen Vorhersagen und der Anomalieerkennung verwendet. Alle Modelle werden täglich unter Verwendung eines rollierenden Fensters neu trainiert. In jedem Jahr wird nur die Heizperiode betrachtet, die als Zeitraum zwischen dem 1. September und dem 31. Mai definiert wurde. Es wurden insgesamt 9 deterministische Modelle getestet, die sich aus den drei vorgestellten Methoden mit je drei verschiedenen Trainingszeiträumlängen, von 30, 90 und 365 Tagen, zusammensetzen.

Tabelle 4.2 zeigt den Mean Absolute Error (MAE) und den Root Mean Squared Error (RMSE) der Punktvorhersage und der mittleren Ensemblevorhersage im Testzeitraum. Dabei fällt auf, dass unterschiedliche Punktvorhersagen

des Ensembles für jedes Gebäude am besten abschneiden und, je nachdem, welches Fehlermaß wir betrachten, sogar für ein einziges Gebäude unterschiedlich gut abschneiden. Die gemittelte Vorhersage hingegen schneidet für jedes Gebäude am besten ab, unabhängig vom gewählten Fehlermaß.

Tabelle 4.1 zeigt den mittleren CRPS-Score für die probabilistischen Vorhersagen. Das GAMLSS-Modell schneidet am besten ab, gefolgt von dem QRA-Modell. Für Gebäude A schneidet GBQRT besser ab als die einfachen Vorhersage-Kombinationsmodelle.

Das Histogramm der Probability-Integral-Transform (PIT) in Abbildung 4.14 zeigt den relativen Anteil der beobachteten Werte in gleich großen Quantilsintervallen der Vorhersagen und gibt somit Aufschluss über die Kalibrierung der Vorhersagen [52]. Eine gute Kalibrierung bedeutet dabei, dass nicht nur der Mittelwert der Vorhersage mit dem beobachteten Mittelwert übereinstimmt, sondern die beobachteten Daten sich gleichmäßig auf die Quantilsintervalle aufteilen. Die beste Kalibrierung weisen die Modelle GAMLSS und QRA auf. Die Kalibrierung in den oberen Quantilstufen deutet darauf hin, dass die Verteilungen der GAMLSS-Vorhersage in der oberen Hälfte übermäßig gestreut sind. Die anderen Prognosen weisen schlechtere Kalibrierungen auf, wobei die Verteilungen der EA-EV- und GBQRT-Prognosen zu breit und die naive Prognose zu schmal ist.

Zusammengefasst ergab die Untersuchung, dass sich Vorhersage-Kombinationsmethoden besonders gut für den Anwendungsfall im EnEff-Campus-Projekt eignen, also für Wärmelastvorhersagen einer Gruppe einzelner, teils sehr unterschiedlicher Gebäude. Es zeigte sich, dass, je nach Gebäude, unterschiedliche deterministische Vorhersagemodelle am Besten abschneiden. Durch die Verwendung eines Ensembles von deterministischen Modellen im ersten Schritt können schlechtere Vorhersagen durch die Mittelwertbildung ausgeglichen werden. Dieses Ergebnis lässt sich durch die erlernte Vorhersagegewichtungen der Ensemble-Kombinationsmodelle noch weiter verbessern. Gleichzeitig konnten die Ergebnisse der aktuellen Literatur bestätigt werden, dass die Streuung der Ensemblevorhersagen die Vorhersageunsicherheit repräsentiert und daher als Feature in einem Ensemble-Kombinationsmodell verwendet werden kann. Eine ausführliche Erläuterung der Methodik und Auswertung wurde in [46] veröffentlicht.

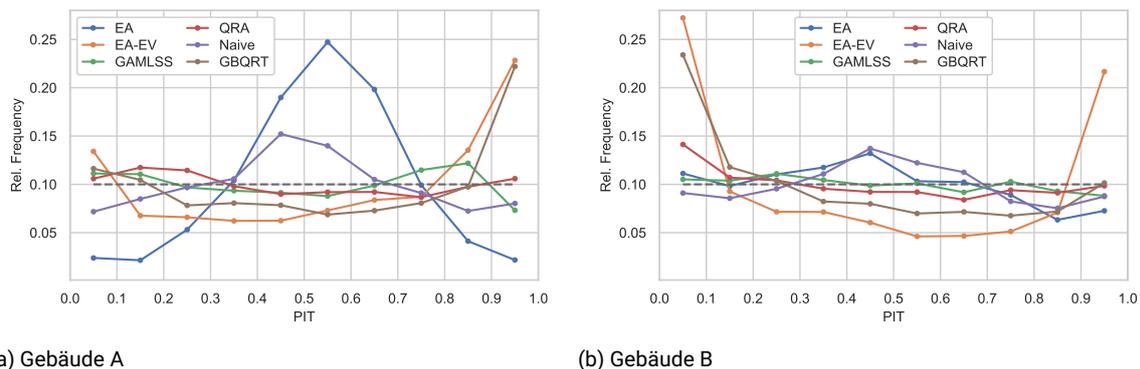


Abbildung 4.14: PIT-Histogramme zur Bewertung der Vorhersagekalibrierung für jede probabilistische Prognose im Testzeitraum. Die gestrichelte Linie stellt eine optimale Kalibrierung dar.

Der Wert bestimmter Vorhersagetypen in Stochastischen Programmen

Vorhersagen können entweder in Form von Erwartungswertvorhersagen (auch als deterministische oder Punktvorhersagen bekannt) oder als probabilistische Vorhersagen, also als Wahrscheinlichkeitsverteilungen, vorliegen. Diese Verteilungen können wiederum entweder univariat oder multivariat sein, wobei letztere die Abhängigkeiten zwischen mehreren unbekanntem Größen darstellen können. Die Verteilungen können in Form von parametrischer Verteilungsfunktionen, Quantilswerten oder einem Sample-Set vorliegen. Eine häufig verwendete Form für

Tabelle 4.1: Mittlere CRPS-Werte. Die besten Werte je Gebäude sind dick gedruckt.

Building	EA	EA-EV	GAMLSS	QRA	Naive	GBQRT
A	25.51	22.00	20.34	21.20	62.95	21.36
B	8.55	8.88	7.99	8.54	21.47	9.48

Tabelle 4.2: MAE und RMSE der getesteten deterministischen Vorhersagemodelle. Der beste Wert jeder Kategorie ist dick gedruckt und die hochgestellten Zahlen markieren die drei besten deterministischen Vorhersagen, jeweils nach Gebäude und Fehlermaß.

Days	Model	Building A		Building B	
		RMSE	MAE	RMSE	MAE
60	Lasso	55.8	35.7	17.5 ⁽¹⁾	12.1 ⁽¹⁾
60	GBR	56.5	32.0 ⁽³⁾	17.6 ⁽³⁾	12.2 ⁽²⁾
60	GAM	59.5	37.8	19.8	13.7
90	Lasso	52.7 ⁽²⁾	32.9	18.2	12.5
90	GBR	60.9	31.8 ⁽²⁾	17.5 ⁽¹⁾	12.2 ⁽²⁾
90	GAM	58.3	36.3	20.2	14.1
365	Lasso	53.0 ⁽³⁾	34.5	19.2	13.3
365	GBR	49.3 ⁽¹⁾	30.4 ⁽¹⁾	18.7	13.0
365	GAM	57.3	39.9	21.2	14.5
Mean forecast		48.6	29.7	16.7	11.5

probabilistische Vorhersagen ist die beispielsweise die Parametrisierung einer Normalverteilung, die durch einen Erwartungswert und eine Varianz beschrieben wird.

Bei Vorliegen mehrerer unsicherer Größen können die Vorhersagen also entweder durch eine einzige multivariate Verteilung für alle unsicheren Größen oder durch mehrere multivariate oder univariate Verteilungen ausgedrückt werden. So kann beispielsweise ein Modell gewählt werden, das die Wechselbeziehungen zwischen einer Teilmenge der unsicheren Größen abbildet, etwa zwischen der Wärmelast zu unterschiedlichen Tageszeiten, jedoch nicht zwischen der Wärmelast und der elektrischen Last. Diese Mischform ermöglicht die Anwendung des besten Vorhersagemodells für den jeweiligen Anwendungsfall anstelle eines einzelnen Modells, das alle unsicheren Größen vorhersagen müsste. Darüber hinaus ist es einfacher, Vorhersageverteilungen mit niedriger Dimensionalität zu erlernen, die dann auch mit einer kleineren Menge an Samples abgebildet werden können.

Um diese Frage zu klären, wurde eine theoretische Untersuchung stochastischer Optimierungsprobleme im Kontext der Entscheidungsfindung unter Unsicherheit durchgeführt. Dabei wurden spezifische Szenarien analysiert, die sich aus einem allgemeinen stochastischen Programm mit unsicherer Nachfrage, erneuerbarer Energieproduktion und Strompreisen ableiten. Diese Szenarien umfassten die Optimierung des Strommarkthandels oder der Gebotskurven von lokalen Energiesystemen. Dabei wurden verschiedene spezifischen Varianten betrachtet, darunter Kraftwerke mit und ohne Startkosten, Energiespeicher sowie unsicherer erneuerbare Erzeugung. Zusätzlich wurden unterschiedliche Ausgleichspreisregeln berücksichtigt. Jede dieser Formulierungen wurde anschließend einer mathematischen Analyse unterzogen, um zentrale Merkmale zu identifizieren, die Aufschluss darüber geben, welcher Typ von Vorhersagen in welchem Kontext erforderlich ist.

Es wurde festgestellt, dass die vollständige multivariate Vorhersageverteilung nur selten erforderlich ist. Probabilistische Preisvorhersagen sind für stochastische Optimierungen nur erforderlich, falls Gebotskurven optimiert werden sollen. Energiespeicher und Kraftwerke mit Startkosten machen Verteilungen, die die Abhängigkeiten aller Zeitschritte abbilden, notwendig. Die ausführliche Methodik und detaillierte Ergebnisse wurden in [53] veröffentlicht.

Implementierung der Live-Vorhersagen

Es wurde eine automatisierte Generierung von Vorhersagen für den Wärmeverbrauch jedes einzelnen Gebäudes sowie den Wärme-, Kälte- und Stromverbrauch des gesamten Campus implementiert. Als Methode wurde für alle Vorhersagen ein Ensemble-Kombination-Modell gewählt, das insgesamt neun deterministische Modelle umfasst. Dabei handelt es sich um drei LASSO-, drei GBR- und drei GAM-Modelle mit Trainingszeiträumen von 60, 90 und 365 Tagen. Für die Ensemble-Kombination wird das präsentierte GAMLSS-Modell verwendet.

Die relevanten Features sind in Abbildung 4.15 aufgeführt, wobei einzelne Vorhersagemodelle nur einen Teil dieser Messwerte verwenden. In Vorhersagen der Zukunft werden Messdaten teilweise durch Vorhersagen ersetzt, beispielsweise Temperaturvorhersagen statt Temperaturmesswerte. Der Vorhersagehorizont eines einzelnen Modells erstreckt sich über die nächsten 24 Stunden, da diese Modelle Werte von vor 24 Stunden als Input verwenden. Die Sieben-Tages-Vorhersagen werden iterativ berechnet, indem Vorhersageergebnisse als erneuter Input verwendet

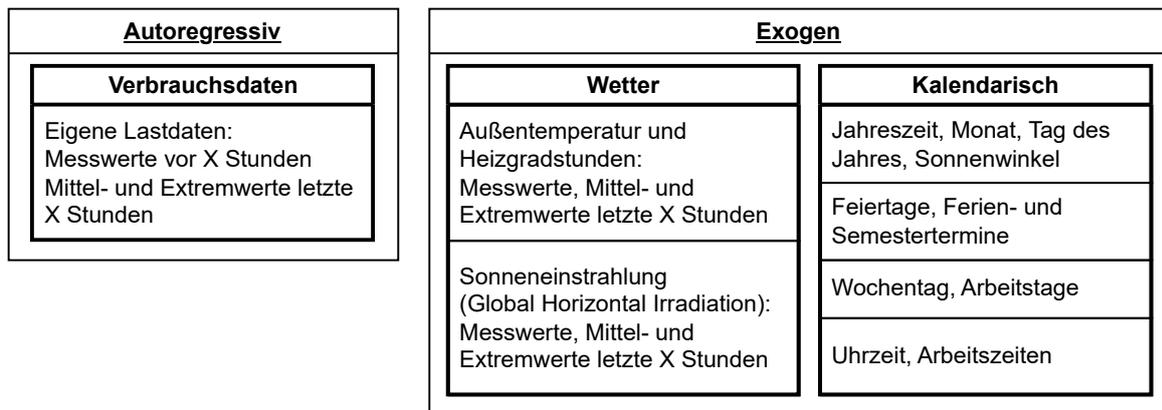


Abbildung 4.15: Auflistung aller in den Vorhersagemodelle verwendeter Einflussgrößen. Einzelne Vorhersagemodelle verwenden jeweils nur einen für sie relevanten Teil dieser Features.

werden.

Sämtliche Energieverbrauchsvorhersagen werden einmal täglich auf einem Compute-Server für die kommenden sieben Tage berechnet. Die verwendeten Features werden separat erfasst und stehen den Vorhersagemodellen direkt in der Datenbank zur Verfügung (siehe Arbeitspaket 2.1). Die Ergebnisse der deterministischen Ensemblevorhersagen und der probabilistischen Ensemblekombination werden in der Datenbank DB1 gespeichert, wie in Abbildung 4.7 dargestellt.

Die Vorhersagemodelle wurden hauptsächlich in Python und teilweise in R implementiert. Es wurden die Python-Libraries scikit-learn [54], pyGAM [55], und statsmodels [56] sowie die R-Library gamlss [57] verwendet.

AP 2.7 CO₂-Intensitäts- und Energiepreiszeitreihen

Durchschnittlich vs. Marginal: Perspektiven der CO₂-Intensitäten

Es gibt zwei allgemeine Perspektiven auf die CO₂-Emissionen eines Energiesystems. Die erste Perspektive untersucht die physischen CO₂-Emissionen des Systems, die während der Produktion freigesetzt werden, und wie die Emissionen auf den Energieverbrauch angerechnet werden. Die zweite Perspektive befasst sich mit dem Effekt einer Änderung der Energieanforderung auf die CO₂-Emission. Folglich gibt es zwei CO₂-Intensitäten, die diesen Perspektiven spezifisch dienen: durchschnittliche Emissionsintensitäten und marginale Emissionsintensitäten.

Die Durchschnittliche Emissionsintensität bewertet die CO₂-Intensitäten des Systems, indem sie die Gesamtsumme der CO₂-Emissionen aller verfügbaren Umwandlungsprozesse berücksichtigt und in Beziehung zur Gesamtmenge der von diesen Prozessen gelieferten Energie setzt. Die Berechnung erfordert zuverlässige und vollständige Daten über die Energieversorgung des Systems, einschließlich der Wirkungsgrade, des Energieverbrauchs und der Art der verwendeten Brennstoffe für jeden Umwandlungsprozess. Diese Methode eignet sich zur Bewertung der verbrauchsbezogenen, physischen CO₂-Emissionen, indem alle emittierten Emissionen während der Energieversorgung berücksichtigt werden. Sie geht jedoch davon aus, dass jede Energieform gleich behandelt wird, was möglicherweise nicht mit bestehenden Marktregelungen und Allokationsmethoden in der Praxis übereinstimmt, insbesondere bei Multi-Energieprozessen wie KWK-Anlagen. Diese Allokationsmethoden werden weiter diskutiert.

Die Marginale Emissionsintensität spiegelt das Emissionspotenzial des marginalen Kraftwerks wider und beantwortet die Frage, wie viele CO₂-Emissionen aufgrund einer Änderung der Nachfrage emittiert werden. Daher erfordert die Berechnung der marginalen Emissionsintensität ein umfassendes Systemmodell, da diese Methode ein Ergebnis der eigenen Dynamik des Systems ist.

CO₂-Intensitätszeitreihen

Um die CO₂-Intensitätszeitreihen des deutschen Strommixes für die kommenden Jahre zu prognostizieren, wurde ein lineares Programmierungsmodell entwickelt. Das Modell stellt eine kompakte Darstellung des deutschen multimodalen Energiesystems dar und basiert ausschließlich auf offenen Daten. Es umfasst die Einsatz- und Aus-

bauplanung von heute bis 2050. Zur Validierung wurden die Modellergebnisse für das Jahr 2016 mit den historischen Daten verglichen (Backtesting). Aus dem durch das Modell ermittelten Kraftwerkseinsatzplan konnte die zeitabhängige CO₂-Intensität berechnet werden.

In einem Szenario mit einer 80-prozentigen Reduktion der Emissionen bis 2050 zeigen die Ergebnisse, dass die durchschnittliche Kohlenstoffintensität der Energiematrix tendenziell abnimmt, von 0,23 kg/kWh im Jahr 2030 auf 0,07 kg/kWh im Jahr 2050 (Abbildung 4.16). Zudem wird die Integration zusätzlicher erneuerbarer Energiequellen, insbesondere der Windkraft und Photovoltaik, ausreichen, um für mehrere Stunden im Jahr CO₂-freien Strom zu liefern.

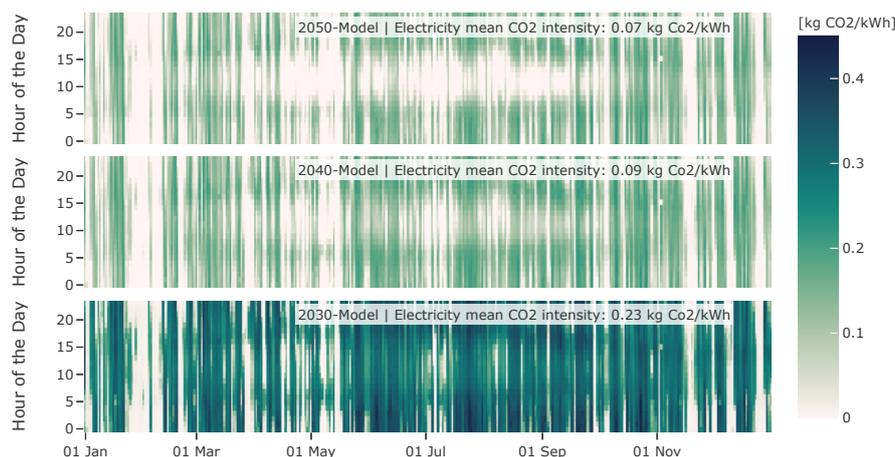


Abbildung 4.16: CO₂-Intensität des deutschen Strommixes für ein Szenario mit einem Emissionsreduktionsziel von 80%. Die Ergebnisse wurden mithilfe des entwickelten linearen Programmierungsmodells für Deutschland berechnet. Die niedrigen Werte, die in den Sommermonaten zwischen 10 und 14 Uhr erreicht werden, stehen in direktem Zusammenhang mit der Photovoltaik-Erzeugung.

CO₂ Allokations-Methoden

Bei der Betrachtung eines einzelnen Umwandlungsprozesses werden die CO₂-Emissionen des Input-Energieträgers entsprechend der Effizienz des Prozesses vollständig auf das Output-Produkt übertragen. Im Gegensatz dazu ist bei einem Multi-Energie-Prozess die Verteilung der CO₂-Emissionen der Input-Energieform auf die verschiedenen Energieträger nicht eindeutig definiert. Die verschiedenen vorhandenen Methoden haben unterschiedliche Auswirkungen auf die Gesamtemissionsbewertung des Systems. Daher ist die Wahl der Methode für die Umweltbewertung von Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien, von entscheidender Bedeutung. Unter den verfügbaren Methoden liegt der Schwerpunkt auf physikalisch basierten Ansätzen. In den folgenden Abschnitten werden die Energie- und Carnot-Methoden für die CO₂-Allokation näher erläutert.

Energiemethode

Der Energiemethode, auch als calorischer Ansatz bekannt, zeichnet sich durch seine einfache mathematische Berechnung aus. Sein allgemeiner Ursprung liegt im ersten Hauptsatz der Thermodynamik, wonach die Änderung der inneren Energie des Systems die Summe der Änderung der Wärme und die Summe der Änderung der Arbeit ist. Diese Definition impliziert eine gleichberechtigte Behandlung der Energieausgänge und entspricht somit der vorherigen Definition der durchschnittlichen Emissionsintensität.

Diese gleichberechtigte Behandlung ist jedoch eine diskutabile Annahme. Man könnte argumentieren, dass, obwohl die physische Menge an elektrischer Energie und thermischer Energie gleich ist, elektrische Energie wertvoller ist, da ihre Möglichkeiten zur weiteren Transformation umfangreicher sind und daher ihre Endnutzung bzw. die „Qualität“ der Energie höher ist. Dies würde jedoch implizieren, dass Wärme nur ein Nebenprodukt ist. Umgekehrt, insbesondere in modernen Multi-Energie-Systemen mit mehreren miteinander verbundenen Energieumwandlungsprozessen und optimiertem Betrieb, wird die absichtliche Produktion von Wärme als gleichwertiges Hauptprodukt betrachtet.

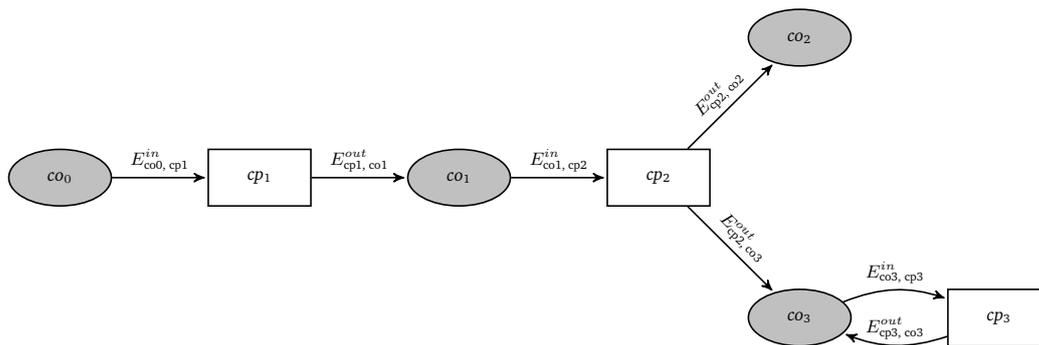


Abbildung 4.17: Abstraktes Schema eines Energiesystems zur Veranschaulichung des entwickelten Modells. Die *cps* repräsentieren Umwandlungsprozesse, während die *cos* Energieformen darstellen. $E_{co,cp}^{in}$ gibt die Menge von *co* an, die der Prozess *cp* verbraucht, und $E_{cp,co}^{out}$ gibt die Menge von *co* an, die der Prozess *cp* produziert.

Carnot-Methode

Die Carnot-Methode berücksichtigt die Qualität der Energieausgabe auf Grundlage des zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik, der einen Maßstab für die Umwandelbarkeit thermischer Energien definiert. Folglich berücksichtigen die Allokationsfaktoren der Carnot-Methode das Potenzial der einzelnen Ausgangsenergien, physikalische Arbeit zu leisten. Dieser nutzbare Teil der Energie wird als Exergie definiert. Daher verwenden die Allokationsbewertungen die Menge an Exergie jeder Ausgangsenergieform als Allokationsschlüssel, um die Kosten oder CO₂-Emissionen des eingesetzten Brennstoffs auf die verschiedenen Energieausgänge aufzuteilen. Die Richtlinie VDI 4608 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI) und die Richtlinie AGFW 309-6 des Fachverbandes für Energieeffizienz in der Heizung, Kühlung und KWK (AGFW) empfehlen diese Methode.

Die Berücksichtigung der Menge an Exergie der Wärmeausgangsenergie führt jedoch dazu, dass Strom mehr CO₂ ausmacht als Wärme, da die Energie von Strom gleich seiner Exergie ist, was für Wärme nicht der Fall ist. Diese Bewertung ist aus einer übergeordneten Perspektive ausreichend genau, die darauf abzielt, die Nutzung hochexergentischer wertvoller Energiequellen wie fossiler Brennstoffe zu minimieren. Es gibt jedoch auch Endenergieanforderungen, die keine mechanische Arbeit verrichten müssen, wie z. B. Raumheizung.

Endenergienutzung CO₂-Fußabdruck

Das Verständnis der CO₂-Emissionsverantwortung für die Endenergienutzung ist entscheidend für die Auswahl effektiver Maßnahmen zur Emissionsreduktion. Der zentrale Gedanke besteht darin, die CO₂-Emissionen von der primären Energiequelle bis zur Endnutzung zuzuweisen. Dieser Zuteilungsprozess erleichtert die Umsetzung gezielter Maßnahmen zur Minimierung und Minderung von Emissionen. Im Rahmen dieses Projekts wurde ein Modell zur Zuweisung von Emissionen zur Endenergienutzung entwickelt. Dieses Modell bietet einen systematischen Ansatz, um CO₂-Emissionen entlang der gesamten Energieversorgungskette zu verfolgen und zuzuordnen. Es unterstützt die Identifizierung von Bereichen, in denen Bemühungen zur Emissionsreduktion besonders wirkungsvoll sein können.

Berechnungsverfahren

Um das entwickelte Modell zu veranschaulichen, wird das abstrakte Energiesystem in Abbildung 4.17 präsentiert. Die *cps* repräsentieren Umwandlungsprozesse und *cos* Energieform. Darüber hinaus steht $E_{co,cp}^{in}$ für die Menge von *co*, die der Prozess *cp* verbraucht, und $E_{cp,co}^{out}$ für die Menge von *co*, die der Prozess *cp* produziert.

Es wird angenommen, dass die Energieflüsse zwischen den verschiedenen Umwandlungsprozessen im System bekannt sind. In der Realität können diese Energieflüsse aus Messdaten gewonnen oder das Ergebnis von kurz- und langfristigen Optimierungsmodellen sein. Die Gesamtenergie, die ein Umwandlungsprozess verbraucht, muss nicht gleich der Gesamtenergie sein, die derselbe Prozess liefert, da es Verluste gibt. Allerdings muss das CO₂, das auf die eingebrachte Energie verteilt wurde, auf die ausgegebene Energie umverteilt werden. D.h. wenn der Energieträger *c* die CO₂-Intensität ρ_c hat und die Gesamtmenge an CO₂, die ein Prozess auf einen Energieträger *c* verteilt, $R_{cp,c}$ beträgt, gilt:

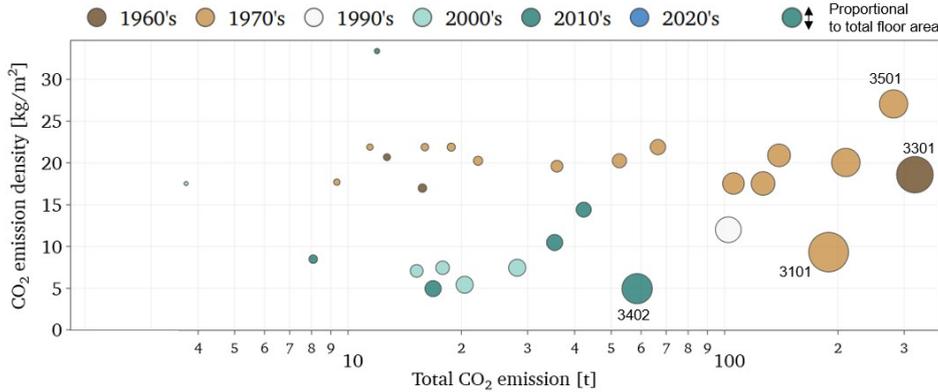


Abbildung 4.18: Darstellung der flächenspezifischen und absoluten CO₂-Emissionen einiger Gebäude am Campus Lichtwiese. Dabei zeigt die Farbe jedes Kreises das Baujahr und die Fläche jedes Kreises die Geschossfläche an.

$$\sum_c \rho_c E_{c,cp}^{in} - \sum_c R_{cp,c} = 0, \forall cp. \quad (4.7)$$

Diese Gleichung legt nicht fest, wie das CO₂ im Falle eines Prozesses, der mehr als eine Ware erzeugt, z. B. bei KWK-Anlagen, aufgeteilt werden soll. Hierfür nehmen wir an, dass die Allokationsfaktoren $k_{cp,c}$ existieren, die beschreiben, welcher Anteil des insgesamt vorhandenen CO₂ auf jede Ware co entfällt. Die Berechnung der Allokationsfaktoren hängt von der Allokationsmethode (Energiebilanz oder Carnot-Methode) ab.

$$R_{cp,c} - k_{cp,c} R_{cp} = 0, \forall c, \forall cp. \quad (4.8)$$

Darüber hinaus gilt für die innerhalb der Systemgrenzen erzeugten Energieträger (in der Abbildung 4.17 alle Energieträger außer co_0), dass

$$\rho_c - \frac{\sum_{cp} R_{cp,c}}{\sum_{cp} E_{cp,c}^{out}} = 0, \forall \text{internal } c. \quad (4.9)$$

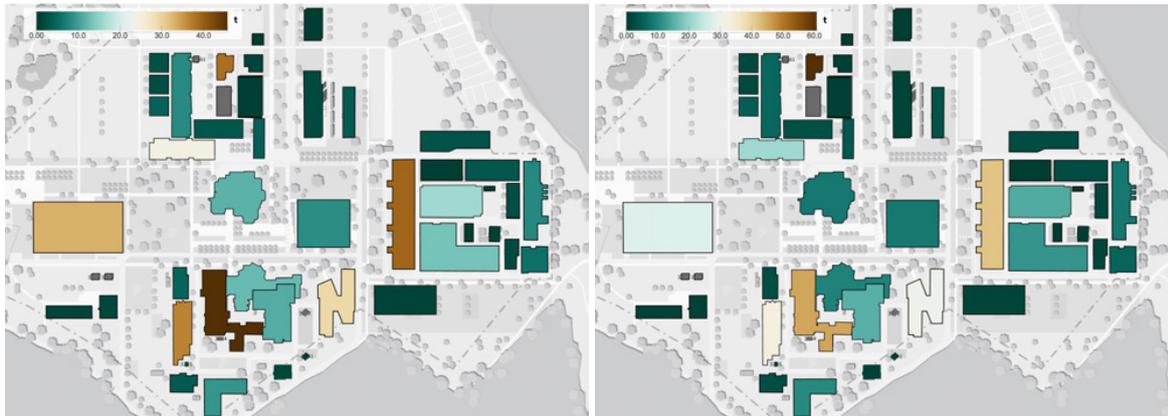
Die CO₂-Intensität für externe Energieträger ist bekannt. Externe Energieträger sind Energieträger, die außerhalb der Systemgrenzen erzeugt werden. Beispiele für externe Energieträger sind Strom aus dem Netz und Primärenergie, die für die lokale Erzeugung gekauft wird. Sei ρ'_c die bekannte CO₂-Intensität eines externen Energieträgers, dann gilt:

$$\rho_c = \rho'_c, \forall \text{external } c. \quad (4.10)$$

Die Gleichungen (4.8)-(4.10) bilden ein System linearer Gleichungen, das leicht mit handelsüblichen Lösungsverfahren gelöst werden kann.

Implementierung

Die energiebedarfbedingten CO₂ Emissionen des Campus Lichtwiese und dessen CO₂ Intensitäten sind zeitlich, räumlich sowie spezifisch für jede Energieform verfügbar und werden automatisiert und kontinuierlich errechnet. Dazu werden die CO₂ Intensitäten des Energiemixes je Energieform berechnet. Der Energiemix für Strom ergibt sich hierbei aus dem Mix von importiertem Netzstrom und der Eigenerzeugung der BHKWs. Der Mix für Wärme ergibt sich aus dem Erzeugungsmix der BHKWs und der Gaskessel. Für die Kälteerzeugung ist der Erzeugungsmix der Kompressions- und der Absorptionskältemaschine zu berücksichtigen. Das aufgebaute Monitoring liefert hierbei die optimale Datenbasis für die Energiebedarfe. Die Erzeugungsdaten des Contractors liefern die Erzeugungsleistung und die eingesetzte Gasmenge, wobei die jeweiligen gemeldeten Brennwerte des verwendeten Gases aus dem Gasnetz vom Netzbetreiber für eine genaue Berechnung der verursachten CO₂ Emissionen hinzugezogen



(a) Energimethode

(b) Carnot-Methode

Abbildung 4.19: Exemplarische Darstellung der verbrauchsbedingten CO₂ Emissionen für KW 2. Die Daten wurden mit Hilfe der ermittelten zeitabhängigen CO₂ Intensitäten des Erzeugungsmix des Campus Lichtwiese für Strom Wärme und Kälte berechnet. Dargestellt sind die Allokationsmethoden Carnot- und Energie-Methode.

werden. Mit den nationalen Erzeugungsdaten der Entso-E Transparency Plattform wird die CO₂ Intensität des deutschen Stormmix berechnet. Für diese Berechnung und für den Datenabruf der öffentlichen Daten (Entso-E und Brennwerte des Gases) wurden Algorithmen entwickelt. Darüber hinaus wurden die beiden oben genannten Allokationsmethoden für die Allokation der CO₂-Emissionen für Strom und Wärme der BHKWs implementiert. Durch die unterschiedliche Aufteilung der CO₂ Emissionen auf die Ausgangsprodukte (Wärme und Strom) ergeben sich für den Verbraucher je nach Wahl der Allokationsmethode unterschiedliche CO₂ Emissionsbilanzen. Dies tritt vor allem dann auf, wenn Verbraucher innerhalb des gleichen Energiesystems unterschiedliche Verhältnisse zwischen Strom- und Wärmebedarf aufweisen. Alle Algorithmen sind auf der für das Projekt entwickelten Webplattform integriert worden. So kann eine maximale Transparenz der verbrauchsbedingten CO₂ Emissionen erreicht werden. Abbildung 4.19 stellt exemplarisch für die KW 2 in 2022 die gebäudescharfen CO₂ Emissionen dar. Der Vergleich der beiden CO₂ Allokationsmethoden, dargestellt in Abb.4.19, zeigt die Auswirkung der unterschiedlichen Methoden auf den CO₂ Fußabdruck der Gebäude.

Bei der Carnot-Methode werden dem Strom deutlich mehr CO₂ Emissionen allokiert als bei der Energimethode. Dies zeigt sich besonders stark am Hochleistungsrechner (HLR), der nur Strombedarf aber keinen Wärmebedarf hat. Die Position des HLR auf der Karte ist oben mittig im Bauingenieur Quartier. Auf beiden Karten ist er mit einer bräunlichen Einfärbung (hohe CO₂ Emissionen) dargestellt. Für die Carnot-Methode sind seine bedarfsbedingten CO₂ Emissionen um ca. 50% höher als bei der Energimethode.

Teilprojekt 3 - Fernwärme der 4. Generation

Wie in Kapitel 2.3 bereits erläutert, ist eine Absenkung der Temperaturen in Fernwärmenetzen ein entscheidender Aspekt bei der Transformation bestehender Fernwärmenetze hin zu dekarbonisierten Netzen der 4. Generation. Dabei werden die Temperaturen im Netz maßgeblich von den Versorgungssystemen innerhalb der angeschlossenen Gebäude bedingt, weshalb Netz und Gebäude nicht unabhängig voneinander betrachtet werden können.

AP 3.1 Netz

Absenkung der Temperaturen im Fernwärmenetz

Abgesenkte Temperaturen in Fernwärmenetzen verringern unmittelbar die Wärmeverluste in den Rohrleitungen und verbessern in der Regel die Effizienz der aktuell überwiegend noch fossilen zentralen Wärmeerzeuger. Mittel- und langfristig sind niedrige Netztemperaturen darüber hinaus die Voraussetzung, um erneuerbare Niedertemperaturwärmequellen wie Solar- und Geothermie oder auch Abwärme effizient und wirtschaftlich in Fernwärmenetze

einbinden zu können.

Die Vorlauftemperaturen des Netzes werden dabei von den Erzeugern vorgegeben und werden somit meist zentral im Heizkraftwerk eingestellt. Die Rücklauftemperatur des Netzes hingegen ergibt sich aus den Rücklauftemperaturen der einzelnen Gebäude. Eine Absenkung der Vorlauftemperatur lässt sich also recht einfach umsetzen, allerdings führt dies ohne weitere Anpassungen an den Heizsystemen der angeschlossenen Gebäude zu einem Anstieg von Massenströmen und Rücklauftemperaturen in den Gebäuden und damit auch im gesamten System. Bevor also die Vorlauftemperatur eines Netzes abgesenkt werden kann, müssen zunächst die Heizsysteme der angeschlossenen Gebäude genauer analysiert und modifiziert werden, um in einem ersten Schritt die Rücklauftemperaturen abzusenken. Dies kann durch die folgenden Maßnahmen erreicht werden [29]:

1. **Wartung der Wärmeverteilung:** Regelmäßige Wartung von Wärmeverteilungsanlagen in Gebäuden ist unerlässlich, um Probleme wie defekte Temperatursensoren oder klemmende Ventile zu vermeiden. Typische Fehler in der Lüftungsheizung sind übermäßige Bypass-Ströme aufgrund defekter Ventile oder fehlerhafter Regelung. Bypässe sind zwar für die Umwälzung in Lüftungsheizkreisen notwendig, um sie vor dem Einfrieren zu schützen, sollten aber mit einem thermostatischen Ventil ausgestattet werden, um den Durchfluss und die Rücklauftemperatur zu begrenzen. Wenn ein Lüftungsheizsystem eine Wärmerückgewinnung beinhaltet, wird die Umwälzung meist überflüssig, da die einströmende Luft in der Regel durch den Wärmerückgewinnungswärmeübertrager auf eine Temperatur über dem Gefrierpunkt erwärmt wird. Hohe Rücklauftemperaturen können auch durch Kommunikationsmängel entstehen, beispielsweise wenn Teile des Lüftungssystems entfernt wurden, aber die Wärmezufuhr für diese Bereiche noch aktiv ist, was zu einem Kurzschluss führt. Ein häufiges Problem bei der Raumheizung ist Luft in Heizkörpern oder Flächenheizsystemen, was die effektive Wärmeübertragungsfläche reduziert und somit die notwendige Temperatur erhöht.
2. **Verbesserung der Durchflussregelung in Übergabestationen:** Die gewünschte sekundärseitige Vorlauftemperatur hängt von der Umgebungstemperatur ab und wird durch ein Ventil gesteuert, das den Fernwärmerücklauf regelt. Fällt die sekundärseitige Vorlauftemperatur unter das gewünschte Niveau, öffnet sich das Ventil, um den primärseitigen Massenstrom in der jeweiligen Übergabestation zu erhöhen. Eine Differenzdruckregelung sollte implementiert sein, um Überströmungen zu vermeiden und einen konstanten Druckabfall über das Gebäudeheizsystem zu gewährleisten.
3. **Verbesserung der Durchflussregelung der Heizkreise:** In hydraulisch nicht abgeglichenen Heizsystemen bekommen Heizkörper in der Nähe der Wärmeübergabestationen oft zu hohe Massenströme, während jene in größerer Entfernung nicht genügend versorgt werden. Beschwerden von Nutzern in nicht ausreichend beheizten Räumen veranlassen den Betreiber dazu, die Vorlauftemperatur und den Differenzdruck im Heizsystem zu erhöhen. Dies führt zu einer Erhöhung der Rücklauftemperatur und des Stromverbrauchs für die Umwälzpumpen. Durch eine Differenzdruckregelung lässt sich dieses Problem vermeiden. Eine statische Differenzdruckregelung orientiert sich an der Auslegungslast des Systems, welche jedoch nur an sehr wenigen Tagen im Jahr tatsächlich vorliegt. Eine dynamische Differenzdruckregelung gewährleistet hingegen auch für wechselnde Wärmelasten einen konstanten Druckabfall über alle Heizkreise eines Gebäudes und somit einen gleichmäßig verteilten Volumenstrom über alle Wärmeübertragungsflächen.
4. **Nutzerverhalten:** Eine ungleichmäßige Nutzung der Heizkörper in einem Gebäude aus vermeintlichen Energiespargründen kann dazu führen, dass andere Heizkörper die zusätzliche Last übernehmen, wodurch dort die Massenströme und Temperaturen ansteigen. Ähnliche Effekte hat eine Nachtabsenkung, bei der in den Morgenstunden sehr hohe Lastspitzen auftreten. Eine weitere mögliche durch den Nutzer verursachte Ineffizienz können versperrte oder abgedeckte Heizkörper sein, bei denen so die Wärmeübertragung an die Raumluft stark beeinträchtigt wird.
5. **Installation einer dezentralen Warmwasserbereitung:** Die Warmwasserbereitung in an Fernwärme angeschlossenen Gebäuden erfolgt typischerweise über Warmwasserspeicher oder Durchlauferhitzer. Warmwasserspeicher müssen eine Mindesttemperatur von 55 °C aufweisen und regelmäßig auf 60 °C aufgeheizt werden, um Legionellenwachstum zu vermeiden. Außerdem weisen die Speicher Wärmeverluste auf. Durchlauferhitzer hingegen erfordern eine Zirkulationsleitung, damit warmes Wasser ohne große Zeitverzögerung bei Bedarf zur Verfügung steht. Diese Leitung stellt jedoch eine direkte Verbindung zwischen Vor- und Rücklauf dar. Beide Varianten können erhöhte Rücklauftemperaturen in Fernwärmenetzen verursachen und stellen insbesondere bei zukünftig abgesenkten Temperaturen eine Herausforderung dar. In Fernwärmenetzen mit nur geringem Bedarf an Warmwasser kann es daher sinnvoll sein, die Warmwasserbereitung vollständig vom Fernwärmenetz zu trennen und ausschließlich dezentral über elektrische Durchlauferhitzer oder Wärmepumpen umzusetzen.
6. **Korrekte Dimensionierung und Wartung von Wärmeübertragern:** Die über einen Wärmeübertrager übertrage-

ne Wärmeleistung ist eine Funktion seiner Oberfläche sowie der logarithmischen mittleren Temperaturdifferenz (LMTD) zwischen der Oberfläche und der Raum- oder Lufttemperatur. Um die LMTD bei gleichbleibendem Wärmestrom abzusenken, muss die Oberfläche vergrößert werden. In Lüftungsanlagen müssen größere Heizregister eingebaut werden und es müssen zusätzliche Flächenheizsysteme installiert werden, um insgesamt die Wärmeübertragerfläche zu vergrößern. Das gleiche gilt für Wärmeübertrager in Übergabestationen. Bei einer Absenkung der Temperaturen im Fernwärmenetz müssen diese gegebenenfalls gegen Wärmeübertrager mit einer größeren Fläche ausgetauscht werden. Mit der Zeit kann es zu Verunreinigungen kommen, die auch bei korrekt ausgelegten Wärmeübertragern überhöhte Temperaturen verursachen. Diese Verunreinigungen sind innerhalb regelmäßiger Wartungsintervalle durch eine entsprechende Reinigung zu entfernen.

- Umfassende Renovierung der thermischen Hülle und Installation von Lüftungswärmerückgewinnung: Diese Maßnahmen zählen zu den aufwändigsten Möglichkeiten der Temperaturabsenkung und dienen in erster Linie der Reduzierung des Gebäudewärmebedarfs. Allerdings haben Gebäude mit einem schlechten energetischen Standard meistens auch den größten negativen Einfluss auf hohe Netztemperaturen. Dieser resultiert aus erhöhten Rücklauftemperaturen und gleichzeitig hohen Massenströmen. Es kann sinnvoll sein, eine aufwändige energetische Komplettisanierung durchzuführen, anstatt nur einzelne neue Flächenheizungen einzubauen oder die Regelung der Lüftungsanlagen zu erneuern und diese Nachrüstungen auf den unveränderten hohen Wärmebedarf auszulegen. Im Falle einer umfassenden Sanierung sollten die obigen Punkte 1 - 6 berücksichtigt werden. Entsprechende Komponenten des Heizsystems wie Wärmeübertrager und Flächenheizungen können nach einer Sanierung der thermischen Hülle aufgrund des geringeren Wärmebedarfs kleiner ausgelegt werden, wodurch Kosten reduziert werden können. Eventuell können sogar die bereits vorhandenen Wärmeübertragungsflächen ausreichen, um den reduzierten Wärmebedarf bei niedrigen Temperaturen zu decken.

Es stellt sich die Frage, welche Maßnahmen in welchen Gebäuden angewandt den größten Effekt haben könnten, um die Temperaturen eines gesamten Netzes abzusenken. Um also zu untersuchen, welchen Einfluss einzelne Gebäude auf die Netztemperaturen haben, wurde unter anderem die Kennzahl Rücklauf Temperaturabsenkungspotential entwickelt. Diese berechnet, wie weit die Netztemperaturen verringert werden, wenn die Rücklauf Temperatur eines einzelnen Gebäudes auf eine niedrige Ziel-Rücklauf Temperatur abgesenkt wird. Anhand dieser Kennzahl können Maßnahmen zur Reduzierung der Netztemperaturen zielgerichtet dort umgesetzt werden, wo das Optimierungspotential am größten ist.

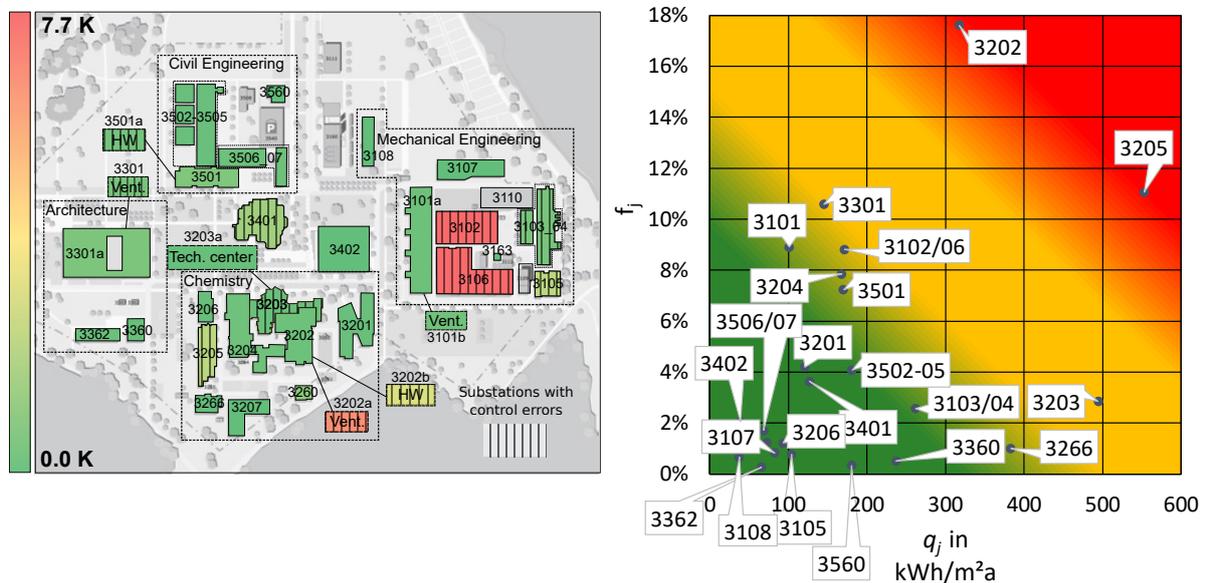


Abbildung 4.20: Rücklauf Temperaturabsenkungspotential (links) und Wärmebedarf der Gebäude am Campus (rechts), aus [29]

Angewandt auf den Campus Lichtwiese konnten so die für die Netztemperaturen kritischsten Gebäude identifiziert werden. Abbildung 4.20 links zeigt das Rücklauf Temperaturabsenkungspotential der Gebäude am Campus Lichtwiese. Es ist deutlich erkennbar, dass einige wenige Gebäude einen deutlich größeren Einfluss auf die Rücklauf Temperaturen haben als die übrigen. Dies sind vor allem die Maschinenbau-Werkstatthallen 3102 und 3106

sowie die Organische und Anorganische Chemie 3205 und 3202 und die Mensa 3401. Die Ursachen sind hierbei zum einen Fehler in der Regelung der Heizsysteme, wie Kurzschlussmassenströme in den Lüftungsanlagen und hydraulisch nicht abgeglichenen statische Heizkörper. Außerdem verursacht die Warmwasserbereitung hohe Rücklauftemperaturen. In Abbildung 4.20 rechts werden die Wärmebedarfe der Gebäude am Campus betrachtet. Dabei wird der Anteil der Gebäude am Gesamtwärmebedarf über dem spezifischen Wärmebedarf der Gebäude dargestellt. Diese Darstellung zeigt, welche Gebäude priorisiert eine umfassende Sanierung der Gebäudehülle erfahren sollten, um den Wärmebedarf des Campus deutlich zu verringern. Zunächst ist erkennbar, dass nur wenige Gebäude einen geringen spezifischen Wärmebedarf aufweisen. Die Mehrzahl liegt deutlich über den gebäudekategorieabhängigen Referenzwerten nach [58] von 45 - 80 kWh/m²a. Daraus wird ersichtlich, dass diese Gebäude zukünftig einer energetischen Sanierung bedürfen. Dabei gilt es jedoch diejenigen Gebäude zu priorisieren, die zusätzlich einen großen Anteil am Gesamtwärmebedarf des Campus haben. Dies sind an erster Stelle die Gebäude der Organischen und der Anorganischen Chemie (3202, 3205), welche beide sehr hohe spezifische Wärmebedarfe sowie den größten Anteil am Gesamtwärmebedarf des Campus aufweisen. Eine effektive Maßnahme in diesen Gebäuden wäre eine Wärmerückgewinnungsanlage, welche den Wärmebedarf bereits um 55 % (3202) und 70 % (3205) verringern könnte. Einige weitere Gebäude weisen ebenfalls einen sehr hohen spezifischen Wärmebedarf auf (3203, 3266), sind jedoch aufgrund ihres geringen Anteils am Gesamtwärmebedarf nicht als höchste Priorität anzusehen. Trotz der zuvor erwähnten hohen Rücklauftemperaturen der Maschinenbauhallen (3102, 3106) weisen diese einen vergleichsweise moderaten spezifischen Wärmebedarf auf. Daher ist in diesem Falle eine Erneuerung der Lüftungsanlage zunächst ausreichend und eine umfassende energetische Sanierung der Gebäudehülle nicht an erster Stelle vorzusehen. Abgesehen von der unterschiedlichen Priorisierung sollten alle weiteren Gebäude mit einem spezifischen Bedarf über 100 kWh/m²a mittelfristig saniert werden, um die Klimaschutzziele der TUDa zu erreichen.

Ausgehend von diesen Empfehlungen wurden bereits konkrete Maßnahmen geplant und umgesetzt. Als das Gebäude mit dem größten Wärmebedarf wird aktuell das Gebäude der Anorganischen Chemie 3202 umfassend energetisch saniert. Neben einer Hüllsanierung wird eine Wärmerückgewinnung installiert und das neue Heizsystem ist für niedrigere Netztemperaturen ausgelegt. Zusätzlich wird die Warmwasserbereitung zukünftig dezentral erfolgen. Ebenso wird das Architekturgebäude 3301, ein weiterer signifikanter Wärmeverbraucher, in naher Zukunft saniert werden, wobei unter anderem die in AP 1.2 beschriebenen Maßnahmen der Flächenheizsysteme auf das restliche Gebäude übertragen werden.

Daneben wurden Maßnahmen zur Absenkung der Rücklauftemperaturen umgesetzt. Wie zuvor beschrieben haben defekte Lüftungsanlagen in den Maschinenbauhallen 3102 und 3106 besonders negative Auswirkungen auf die Rücklauftemperaturen des gesamten Fernwärmenetzes. In diesen Anlagen kommt es zu direkten Kurzschlüssen vom Vorlauf in den Rücklauf, wodurch Rücklauftemperaturen von über 80 °C auftreten. Die effektivste Maßnahme an dieser Stelle stellt die komplette Sanierung beziehungsweise Neuinstallation der gesamten Lüftungsanlage dar. Dies wäre jedoch mit erheblichem Zeit- und Kostenaufwand verbunden, der aktuell nicht geleistet werden kann. Es wurde daher weiter untersucht, welche vergleichsweise einfachen Maßnahmen auch kurzfristig umgesetzt werden könnten.

Als erste Maßnahme wurde eine Abschaltung der Heizkreise von der Fernwärmeversorgung in den Sommermonaten umgesetzt, wenn aufgrund der hohen Außentemperaturen kein Wärmebedarf vorliegt. Dies wurde neben den Maschinenbauhallen auch auf weitere Gebäude angewandt. Dadurch konnten die einzelnen bestehenden Kurzschlüsse in den entsprechenden Gebäuden von vornerein umgangen werden.

Um weitere konkrete Maßnahmen abzuleiten, wurde zunächst eine Bestandsaufnahme aller Lüftungsanlagen der beiden Hallen durchgeführt. Es stellte sich heraus, dass der überwiegende Teil der Anlagen aufgrund geänderter Nutzeranforderungen in den versorgten Räumen in der Zeit seit Inbetriebnahme der Anlagen nicht mehr benötigt werden. Folglich wurden daraufhin die entsprechenden Anlagen nach Rücksprache mit den jeweiligen Nutzern dauerhaft abgeschaltet und von der Fernwärmeversorgung getrennt. Die verbleibenden benötigten Lüftungsanlagen wurden mit Rücklauftemperaturenbegrenzungsventilen ausgestattet. Diese verringern im Falle zu hoher Rücklauftemperaturen den Heizwassermassenstrom durch die Lüftungsanlagen. Durch diese Ventile konnte der Massenstrom um 30 % reduziert werden und damit auch entsprechend der negative Einfluss auf die Temperaturen im gesamten Fernwärmenetz.

Die Rücklauftemperaturen konnten bisher jedoch nicht verringert werden, was auf das Vorhandensein weiterer Bypässe schließen lässt. Bestehende Heizungssysteme sind komplex und teilweise nicht ausreichend dokumentiert, was die Suche nach den Fehlern im System aufwändig macht. Es muss versucht werden, schrittweise mögliche Fehlerquellen nacheinander zu beheben. Nach den Lüftungsanlagen wurden als weitere Ursache in den Hallen vorhandene Umluftherhitzer identifiziert. In diesen Luftherhitzern wird Hallenluft mithilfe von Ventilatoren und Luft-Wasser-Wärmeübertragern erwärmt. Bei näherer Untersuchung hat sich herausgestellt, dass bei einem Drittel der Luftherhitzer die Magnetventile, die den Heizwasserdurchfluss regeln sollen, defekt waren und nicht mehr schließen

konnten. Diese wurden daraufhin ausgetauscht. Ebenfalls waren die Wärmeübertrager durch Ablagerungen aus der Hallenluft so stark verschmutzt, dass die Wärmeübertragung zwischen Heizungswasser und Hallenluft stark beeinträchtigt wurde. Eine Reinigung wurde daraufhin außerhalb der Heizperiode durchgeführt. Es sollte ein regelmäßiges Reinigungsintervall eingeführt werden, um zu starke Verschmutzungen von vornherein zu vermeiden. Ein aufwändiger zu behebendes Problem stellt die Regelung der Lufterhitzer dar. Die Ventilatoren sind zwar temperaturabhängig geregelt und starten bei Unterschreiten der eingestellten Solltemperatur der Halle. Die Magnetventile werden bei dem manuellen Einschalten der Lufterhitzer allerdings temperaturunabhängig geöffnet, wodurch die Wärmeübertrager durchgehend durchströmt werden, auch wenn die Solltemperatur der Halle überschritten ist und die Lüfter nicht laufen. Es kommt hier also auch bei ordnungsgemäßem Betrieb sehr häufig zu direktem Durchfluss des Vorlauf-Heizwassers ohne Abkühlung in den Rücklauf. Es wurde bereits als Pilotanlage an einem Lufterhitzer eine angepasste Regelung erfolgreich umgesetzt, welche neben der Temperaturabhängigkeit auch das Einstellen von verschiedenen Solltemperaturen in bestimmten Zeitfenstern ermöglicht. Aufbauend darauf wird aktuell daran gearbeitet, diese Regelung für alle Lufterhitzer einzurichten. Dies soll jedoch in die Gebäudeleittechnik der TUDa eingebunden werden, wodurch diese Maßnahme deutlich mehr Zeit in Anspruch nehmen wird.

Hohe Rücklauftemperaturen, die durch defekte Heizungssysteme in Bestandgebäuden verursacht werden, stellen in bestehenden Fernwärmenetzen generell eine große Herausforderung auf dem Weg der Transformation zu erneuerbaren Netzen dar. Die hier beschriebenen Maßnahmen lassen sich einfach und kostengünstig umsetzen und können technisch problemlos auf andere Netze übertragen werden. Allerdings kommt bei anderen Fernwärmenetzen in der Regel noch erschwerend hinzu, dass die angeschlossenen Gebäude, in denen die Optimierungsmaßnahmen umgesetzt werden müssten, nicht im Besitz des Fernwärmeversorgers liegen. Idealerweise schaffen Versorger Anreize für ihre Kunden, diese Maßnahmen umzusetzen.

Wenn nur einzelne Gebäude einen Bedarf an hohen Temperaturen aufweisen, kann es sinnvoll sein, die jeweiligen Gebäude über zusätzliche dezentrale Wärmepumpen mit Wärme auf dem erforderlichen höheren Temperaturniveau zu versorgen, während das restliche Netz mit niedrigeren Temperaturen betrieben wird. Diese Wärmepumpen nutzen dann das Fernwärmenetz als Quelle. Somit können möglichst früh die Vorteile von abgesenkten Netztemperaturen genutzt werden, während weiterhin auch die Versorgung noch nicht sanierter Gebäude sichergestellt ist. Zunächst ist allerdings sicherzustellen, dass die Heizsysteme innerhalb der jeweiligen Gebäude ordnungsgemäß funktionieren. Außerdem ist es im Falle des Campus Lichtwiese, bei dem der Warmwasserbedarf aufgrund von nicht vorhandenen Wohngebäuden sehr gering ist, sinnvoll, die Warmwasserbereitung komplett zu dezentralisierung, entweder über Durchlauferhitzer oder Wärmepumpen bei etwas höherem Bedarf wie der Mensa. Dadurch werden zum einen die aus hygienischen Gründen in der Warmwasserbereitung erhöhten Temperaturen nicht benötigt, zum anderen kann das Fernwärmenetz im Sommer komplett außer Betrieb genommen werden. So können außerdem die anteilig extrem hohen Wärmeverluste in den Sommermonaten vermieden werden.

Erhöhung des KWK-Anteils an der Strom- und Wärmeversorgung

Um den Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Strom- und Wärmeversorgung zu erhöhen, sind thermische Speicher (Wärme- und Kältespeicher) zur Entkopplung zwischen Erzeugung und thermischem Energiebedarf notwendig. Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurden Optimierungsalgorithmen zur Dimensionierung der Erzeugungsanlagen und Speicher sowie zur Regelung des Betriebs der Energieversorgung der TU Darmstadt entwickelt. In verschiedenen Szenarien werden diese sowohl auf den aktuellen Bedarf der Universität als auch auf zukünftig zu erwartende Bedarfe nach Umsetzung der zuvor vorgeschlagenen Maßnahmen angewendet. Bezüglich der Wärmespeicherung in den Rohrleitungen des Fernwärmenetzes selbst haben verschiedene Abschlussarbeiten gezeigt, dass die in diesen Bereichen vorhandenen Potentiale gering sind und den durch ihre Nutzung entstehenden Regelungsaufwand nicht rechtfertigen.

Die Optimierung erfolgte in zwei Schritten. Zunächst wurden in einer linearen Optimierung mit dem Ziel minimaler Kosten die Energieerzeugungsanlagen und Speicher ausgelegt. Dabei wurde der standardisierte Bedarf an thermischer und elektrischer Energie als Input vorgegeben. Es wurde für die Optimierung angenommen, dass diese Bedarfe für den kompletten Betrachtungszeitraum von drei Jahren im Voraus bekannt sind. Die Optimierung der Erzeugungsanlagen ergab, verglichen mit dem aktuellen System, vergrößerte KWK-Kapazitäten, eine etwas größere Absorptionskältemaschine und zusätzlich einen Saisonspeicher. Im zweiten Schritt wurde für dieses System der Betrieb der Speicher und KWK-Anlagen optimiert. Hierbei wurde für die Energiebedarfe von einem Vorhersagehorizont von einer Woche ausgegangen, da für diesen Zeitraum verlässliche Wettervorhersagen möglich sind, wodurch zukünftige Energiebedarfe ausreichend genau prognostiziert werden können. Die Optimierung erfolgte linear für den Betrieb der Speicher, Gaskessel und Kälteerzeugung. Um bei den KWK-Anlagen eine minimale Last, unterhalb der diese ausgeschaltet werden, abbilden zu können, wurde für deren Optimierung ein gemischt-

ganzzahliger Optimierungsalgorithmus verwendet. Die Zielgröße bei der Optimierung des Betriebs waren minimale CO₂-Emissionen. Zur Darstellung der Ergebnisse der Optimierung werden zwei Szenarien miteinander verglichen. Das Referenzszenario, das dem aktuellen Energiesystem entspricht (ohne HLR-Abwärmenutzung) und das bezüglich Anlagen und Betrieb optimierte Szenario. Im optimierten Szenario steigt der Anteil der KWK-Wärme- und Stromerzeugung gegenüber dem Referenzszenario an, wodurch sich sowohl der Anteil des Gaskessels als auch der Bedarf an Fremdstrombezug verringert. Durch die Warmwasserkühlung und die Abwärmenutzung des HLR verringert sich der Kältebedarf deutlich. Trotz des geringen Anteils der gespeicherten thermischen Energie am gesamten Bedarf hat die Speichernutzung einen deutlichen Einfluss auf den Erzeugungsmix. Im Vergleich zum Referenzszenario werden im auslegungs- und betrieboptimierten Szenario 3.2 % (530 t/a) der CO₂-Emissionen eingespart. Die Gesamtkosten liegen trotz der zusätzlichen Investitionskosten 2 % unter den Kosten des Referenzszenarios.

AP 3.2 Gebäude

Um die Temperaturabsenkung in Fernwärmenetzen zu ermöglichen ist es notwendig, den Gebäudebestand sowie Neubauten auf eine Versorgung auf einem geringeren Temperaturniveau vorzurüsten. Im Neubau ist dies aufgrund der thermisch hochwertigen Hülle in der Regel möglich. Im Gebäudebestand sind hierfür jedoch Maßnahmen zur Reduktion der Heizlast, oder, wie im Demonstrator in AP 1.2 gezeigt, eine Vergrößerung der Heizfläche notwendig. Nach Umsetzung der Baumaßnahme wurden thermisch dynamische Simulationsmodelle erstellt, um damit die Erkenntnisse aus der Baumaßnahme auf ein möglichst breites Anwendungsfeld zu übertragen. Die Simulationsmodelle sind zunächst so zu kalibrieren, dass sie mit geringfügigen Abweichungen dem Verhalten der gebauten Realität entsprechen. Hierfür wurden die Temperaturverläufe der Luft und Heizung sowie die Lastgänge der Räume zunächst in einem möglichst stationären Betrieb ohne interne oder externe Energieeinträge außer der Heizung gemessen. Sobald das Simulationsmodell unter statischen Bedingungen nur noch geringfügige Abweichungen zum realen Raum aufweist, werden im Raum unter realem Betrieb die oben genannten Kenngrößen gemessen. Im Simulationsmodell werden Betrieb und Außenklima als Randbedingungen eingelesen und dann der Verlauf der Mess- und Simulationswerte abgeglichen. Mit dem damit erhaltenen validierten Simulationsmodell lassen sich verschiedene Variantenstudien durchführen, mit deren Hilfe die Auswirkung von Sanierungsvarianten oder die Änderung der Betriebsbedingungen bewertet werden können. Außerdem kann somit der Einfluss des Einbaus eines der Heizsysteme auf das Gesamtgebäude ermittelt werden. Die Systematik ist in Abbildung 4.21 dargestellt.

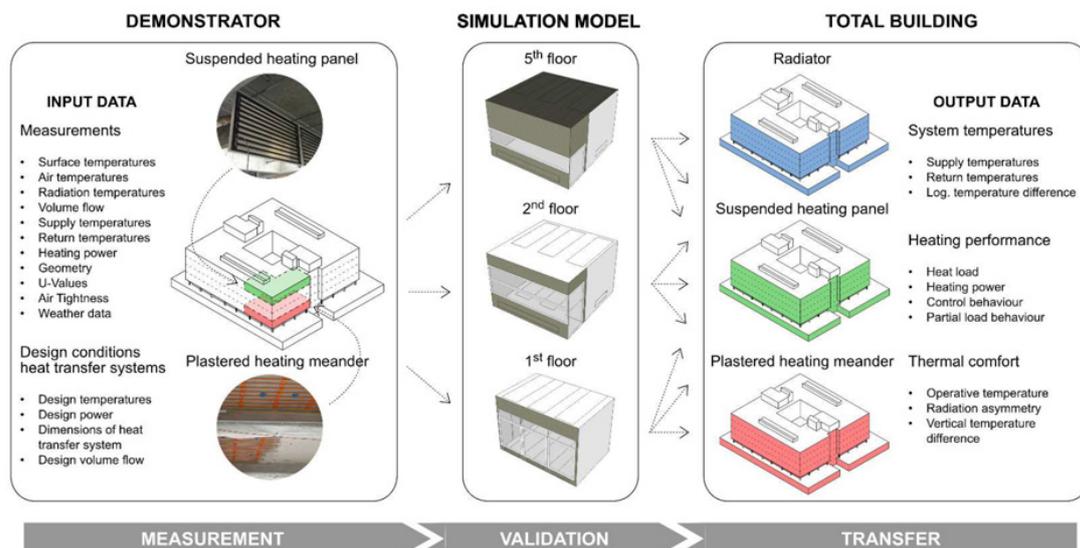


Abbildung 4.21: Variantenstudie zur Übertragung der Messergebnisse auf das Gesamtgebäude

Temperaturabsenkung in Gebäuden

Das Potential der Temperaturabsenkung unter Nutzung der einzelnen Heizsysteme (Heizsegel (HS), Putzmäander (PM) und Bestandsradiatoren (RAD), wobei die Flächenheizungen im Bestand jeweils im bivalenten Betrieb ge-

meinsam mit den RAD genutzt werden) wurde zunächst iterativ im Betrieb untersucht. Dafür wurde die Heizkurve über zwei Heizperioden unter Wahrung der Einhaltung der Innenraumlufttemperaturen kontinuierlich abgesenkt und bei Bedarf wieder angehoben. Diese Iterationsschleifen sind darauf zurückzuführen, dass bei gleichen Außentemperaturen dennoch unterschiedliche Heizleistungen benötigt werden können, je nachdem, wie die Wind- und Strahlungsverhältnisse im Außenklima und die internen Lasten in den Räumen zu den jeweiligen Zeitpunkten sind. Diese im Betrieb am Demonstrator ermittelten Heizkurven wurden anschließend in die thermisch dynamischen Simulationsmodelle übertragen und im stationären und instationären Betrieb unter dynamischen Randbedingungen simuliert. Die Übereinstimmung der Raumlufttemperaturen und Lastgänge zwischen Messung und Simulation führt schließlich zu validierten Simulationsmodellen der jeweiligen Heizsysteme. In den Simulationsmodellen konnte durch Untersuchung verschiedener Räume ein „kritischer Raum“ im Gebäude identifiziert werden. Dieser Raum benötigt die höchste Heizlast aufgrund der Nordausrichtung und eines geringeren Deckenbelegungsgrades der Deckenheizung aufgrund der Deckenkonstruktion. Durch die Untersuchung in diesem Testraum ist es möglich, die Ergebnisse anschließend auf das Gesamtgebäude zu übertragen. Die Randbedingungen der Modelle sind in Tabelle 4.3 aufgeführt.

Tabelle 4.3: Eigenschaften der Hülle und Heizsysteme im Bestand und nach der angenommenen Sanierung

	Unsanirt (Status Quo)	Saniert
Außenwand	1.51 W/(m ² ·K)	0.55 W/(m ² ·K)
Innenwand	0.65 W/(m ² ·K)	0.65 W/(m ² ·K)
Dach	0.72 W/(m ² ·K)	0.17 W/(m ² ·K)
Fenster	U _g =5.00 W/(m ² ·K)	U _g = 1.127 W/(m ² ·K), g-Wert ¹ : 0.53 U _g = 0.9872 W/(m ² ·K) g-Wert ¹ : 0.52
Fensterflächenanteil	1. OG: 68% 2. bis 4. OG: 58% 5. OG: 32%	
Infiltration 1. OG (Druckunabhängig)	0.92 h ⁻¹	0.5 h ⁻¹
Infiltration 2. bis 4. OG (Druckunabhängig)	0.52 h ⁻¹	0.5 h ⁻¹
Infiltration 5. OG (Druckunabhängig)	0.20 h ⁻¹	0.5 h ⁻¹
Wärmebrückenzuschlag	0.1 W/K·(m ² thermische Hülle)	0.05 W/K·(m ² thermische Hülle)
Deckenbelegungsgrad	1. OG: HS: 58%/PM: 65% 2. bis 5. OG: HS: 38%/PM: 44%	1. OG: HS: 58%/PM: 65% 2. bis 5. OG: HS: 38%/PM: 44%

¹: Gesamtenergiedurchlassgrad

Während des Heizbetriebs des Demonstrators zeigten beide Deckenheizungssysteme, dass selbst während einer extrem kalten Woche im Februar 2021 mit Außentemperaturen von -10 °C eine deutliche Temperaturabsenkung möglich ist. Ausgehend von der höchsten Vorlauftemperatur im Gebäude von 85 °C für das Bestandsradiatorsystem im ersten Stock (Referenzsystem) zeigt sich das Absenkpotential für beide Flächenheizsysteme. Das HS im Parallelbetrieb mit den RAD (fünfte Etage) ermöglicht eine Temperaturabsenkung von 42,5 K bis 44 °C bei der Vorlauftemperatur. Beim PM ist das Temperaturabsenkpotential aufgrund der Gefahr von Bauschäden und thermischen Komforteinschränkungen durch hohe Fußbodentemperaturen im darüber liegenden Stockwerk geringer. Daher musste die Vorlauftemperatur des PM auf 37 °C begrenzt werden. Sein Anteil an der Deckung der Heizlast beträgt somit nur 28 % und die Restwärmeleistung muss vom RAD erbracht werden. Für den RAD wird eine Vorlauftemperatur von 67,5 °C benötigt, weshalb sich die Temperaturabsenkung auf 26 K reduziert. Durch die Sanierung kann eine weitere Temperaturabsenkung erreicht werden, da die Heizlast reduziert wird und durch den Einsatz des Heizseglers eine maximale Reduzierung von 49,2 K erreicht werden kann. Die erreichten Heizkurven sind in Abbildung 4.22 dargestellt.

Lastflexibilisierung in Gebäuden

Für die Dekarbonisierung des Gebäudebestands ist zukünftig eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zwingend notwendig. In diesem Zusammenhang gewinnt der Aspekt der Energieflexibilität an Bedeutung. Einmal steigt durch die zunehmende Integration wetterabhängiger Energiequellen die Volatilität in Energieversorgungssystemen. Dabei können Gebäude zum Ausgleich schwankender thermischer Lasten genutzt werden, indem sie Überschüsse erneuerbarer Energien speichern und in Zeiten, in denen das erneuerbare Angebot nicht ausreicht, auf den Bezug fossiler Energien verzichten. Auf eine Literaturrecherche wird an dieser Stelle verzichtet und auf [59] verwiesen.

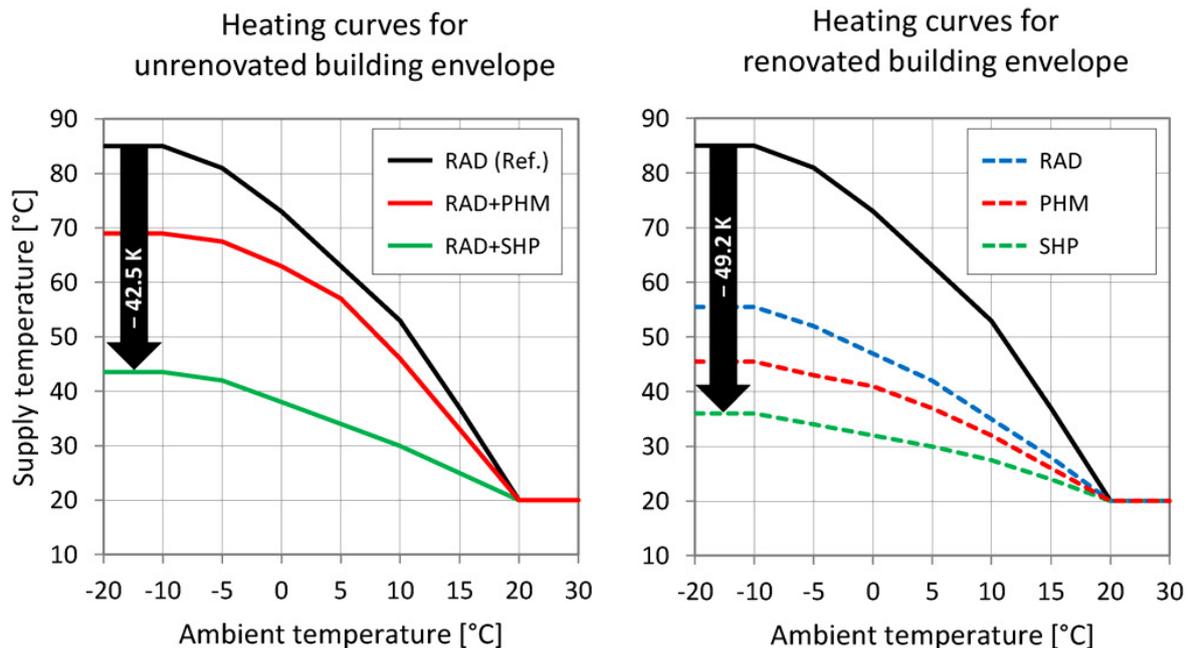


Abbildung 4.22: Heizkurven im Bestand und nach moderater Hüllsanierung

Die Fähigkeit Lasten zu verschieben kann aber auch bei der Versorgung durch lokale Wärmenetze nützlich sein, indem sich z. B. Spitzenlasten reduzieren lassen. Die Grundlast der Wärmeversorgung auf dem Campus Lichtwiese wird über drei BHKWs bereitgestellt. Überschreitet die Last die installierte Leistung, müssen erdgasbetriebene und THG-intensive Heißwasserkessel zugeschaltet werden. Insbesondere während des morgendlichen Wiederaufheizbetriebs besteht eine Leistungsspitze, die durch ein temporäres Abschalten oder Verschieben von Heizlasten verringert werden könnte. Die Wiederaufheizung beginnt üblicherweise um 05:00 Uhr, erreicht ihr Maximum um 06:00 Uhr und sinkt auf den ursprünglichen Wert ab ca. 10:30 Uhr. Zwischen 11:00 und 17:00 Uhr besteht wegen höherer Außentemperaturen ein verminderter Leistungsbedarf. Durch Lastverschiebemaßnahmen ließe sich so der Auslastungsgrad des Kraftwerks verbessern und der KWK-Anteil an der Strom- und Wärmeversorgung erhöhen. Deshalb sollen folgende Fragen beantwortet werden:

- Wie wirken sich unterschiedliche Wärmeübergabesysteme und eine Gebäudehüllensanierung auf das Flexibilitätspotential aus?
- Wie lässt sich vorhersagen, welches Flexibilitätspotential ein Gebäude hat?
- Durch welche Maßnahmen lassen sich Gebäudeheizlasten während der morgendlichen Engpassphase des Kraftwerks in die nachmittägliche Überschussphase verschieben?
- Wie kann der Heizleistungsbezug von Gebäudeverbänden moduliert werden, um die Spitzenlast am Kraftwerk auf der Lichtwiese wirksam zu reduzieren?

Um Lasten verschieben zu können bedarf es Speicher. Beispielsweise können hierfür elektrische Batterien oder Warmwasserspeicher eingesetzt werden. Alternativ wird in dieser Untersuchung ausschließlich die aktive Nutzung der Gebäudespeichermasse untersucht. Durch zyklische Überheizung (Heizung anschalten) und Unterkühlung (Heizung ausschalten) der Innenräume soll eine Lastflexibilisierung erreicht werden. Der Ansatz ist ökonomisch vorteilhaft, da die Baumasse als Wärmespeicher bereits vorhanden ist und durch betriebliche Maßnahmen aktiviert werden kann. Ein Großteil der Institutsgebäude auf der Lichtwiese besitzen auf Grund ihrer schweren Betonkonstruktion eine hohe Wärmespeicherkapazität und vermutlich auch ein hohes Flexibilisierungspotential. Hierbei soll neben der bestehenden Konditionierung durch RAD ebenso die Eignung der beiden als Demonstrator realisierten Flächenheizsysteme des PM und des HS bewertet werden. Energieflexibilität wird durch Lastmanagementstrategien bereitgestellt, die mit oder ohne zeitversetzten Ausgleich von Energie erfolgen können. Während die Strategie der Lastverschiebung darauf abzielt, bei möglichst konstanter Raumtemperatur den Leistungsbezug zu modulieren, soll in dieser Untersuchung die Strategie der Lastreduktion angewendet werden. Hier sollen die Raumtemperatur und Leistungsbezug gleichermaßen sinken, mit dem Ziel, Spitzenlasten zu reduzieren. In drei aufeinander aufbau-

enden Abschnitten soll das Energieflexibilitätspotential auf dem Campus Lichtwiese untersucht werden. Zunächst wird anhand eines generischen Modellraums eine Methode entwickelt, um das Lastabwurfverhalten unterschiedlicher Wärmeübergabesysteme in Abhängigkeit der Außentemperatur zu bewerten. Danach werden die gewonnenen Erkenntnisse auf das Architekturgebäude am Campus Lichtwiese übertragen. Zusätzlich soll der Einfluss einer sanierten Fassade auf das Lastabwurfverhalten hin untersucht werden. Schließlich erfolgt eine Übertragung der Erkenntnisse auf zwei gleichartige Gebäude auf dem Campus mit dem Ziel, die Spitzenlasten am Kraftwerk Lichtwiese zu reduzieren.

Um den Einfluss der Wärmeübergabesysteme auf das Lastverhalten isoliert darstellen zu können, wird das Modell möglichst einfach gehalten und es wird auf vermeidbare dynamische Randbedingungen (intermittierende Fensterlüftung/interne Lasten) verzichtet. Im Hinblick auf einen flexiblen Gebäudebetrieb stellt dies den konservativsten Anwendungsfall dar, denn interne Lasten würden einen Lastabwurf verlängern. Die energetische Qualität von massiven Außenwänden ($U=1,51 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$), Fenster ($U_g=5 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$) und Infiltration (6-facher Luftwechsel bei 50 Pa Druckdifferenz) ist typisch für den unsanierten Gebäudebestand. Unverkleidete Betondecken und leichte Gipskartontrennwände sind adiabatisch modelliert. Die Simulationen werden für den Monat Januar mit einem ortsgenauen Testreferenzjahr-Wetterdatensatz durchgeführt. Die operative Raumsolltemperatur ist auf 21°C festgesetzt. Das Modell besteht aus zwei Standardbüroräumen in Nord- und Südausrichtung, um den Einfluss der Raumorientierung auf das Lastverhalten zu minimieren. Grundsätzlich ist zu beachten, dass das Lastverschiebepotential durch thermische Komfortansprüche der Nutzer limitiert ist. In dieser Untersuchung wird ein maximales Komfortband von 2 Kelvin zwischen 22°C und 20°C operativer Raumtemperatur toleriert. Die Regelung, dargestellt in Abbildung 4.23 sieht vor, dass um 06:00 Uhr die Heizung ausgeschaltet wird und eine Wiederaufheizung beginnt, sobald die Raumtemperatur auf 20°C abgesunken ist. Die Bewertung des Lastverschiebepotentials erfolgt anhand der „positiven Abschaltdauer“ (t_{pos}) und der „positiven abschaltbaren Leistung“ (\dot{Q}_{pos}). \dot{Q}_{pos} ist als Differenz zwischen der Heizleistung der Referenzvariante mit konstanter Innenraumtemperatur und einer Flexibilitätsvariante mit Absenkbetrieb definiert. t_{pos} ist definiert als die Zeitspanne von Beginn des Abschaltbetriebs bis zum Erreichen der Mindesttemperatur von 19°C . Das Integral der abschaltbaren Leistung über die Zeit ist die abschaltbare positive Energie (Q_{pos}). Um wieder die Raumsolltemperatur von 21°C zu erreichen, ist eine erhöhte negative Wiederaufheizenergie (Q_{neg}) erforderlich. (siehe Abbildung 4.23)

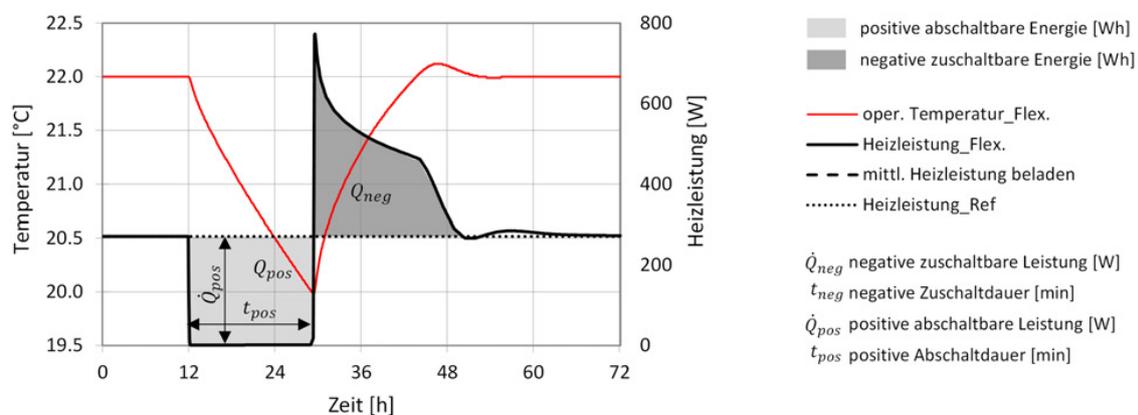


Abbildung 4.23: Methode und Kenngrößen für Lastabwurfvorgänge

Ergebnisse

Abbildung 4.24 zeigt die Simulationsergebnisse im Monat Januar für die drei unterschiedlichen Heizsysteme. Beispielsweise könnte man bei einer Außentemperatur von 0°C die Heizung 400 min ausschalten, ohne dass eine Raumtemperatur von 19°C unterschritten würde. Dabei ließ sich für diesen Zeitraum eine durchschnittliche abschaltbare Leistung von ca. 500 Watt einsparen. Deutlich erkennbar ist der exponentielle Verlauf der Trendlinien, sowohl für die positive Abschaltdauer gegenüber der Außentemperatur (links) als auch gegenüber der positiven Abschaltleistung (rechts). Beim PM wird die längste Abschaltdauer erreicht, während der RAD den geringsten Zeitraum überbrücken kann. Das HS liegt zwischen beiden Werten. Diese Reihenfolge ist auf die Interaktion der Wärmeübergabesysteme mit der Gebäudespeichermasse zurückzuführen. Das PM, als gebäudeintegriertes Heizsystem, gibt die Wärme konduktiv in das Bauteil ab. Es heizt die Gebäudespeichermasse am stärksten auf, weshalb hier die längsten Zeitspannen ohne Beheizung überbrückt werden können. Das großflächige HS, als strahlungsbasiertes Heizsystem, ermöglicht eine höhere Absorption der Wärmestrahlung an den Bauteiloberflächen. Es aktiviert die

Speichermasse effektiver als ein RAD, denn dort erfolgt der Wärmeübergang in das Bauteil hauptsächlich konvektiv, sodass das Bauteil maximal die Temperatur der Raumluft annehmen kann. Die hohe Bestimmtheit der Trendlinien ist auf den Verzicht dynamischer, interner Lasten im Modell zurückzuführen. Allerdings nimmt mit einer besseren Aktivierung der Gebäudemasse (PM) die Streuung der Ergebnisse zu und die Bestimmtheit ab, weil sich Speichereffekte dominanter ausprägen. In Parameteranalysen zeigt die Wahl des Wärmeübergabesystems und die Außentemperatur den größten Einfluss auf die Ergebnisse. Keine eindeutige Korrelation zeigt die Solarstrahlung, da im Modell ein geschlossener Sonnenschutz bei 200 W/m^2 Globalstrahlungseinfall berücksichtigt ist.

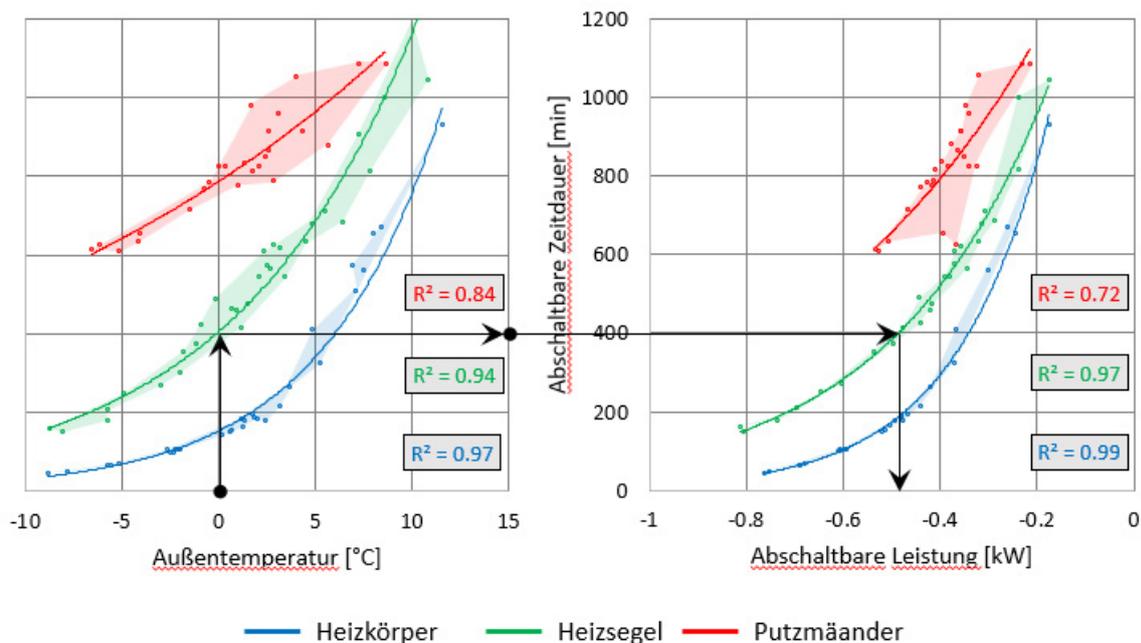


Abbildung 4.24: Gebäudesignatur Lastabwurf für generisches Gebäudemodell

Anwendung auf Gebäudeebene (Architekturgebäude)

Aufbauend auf den Erkenntnissen des generischen Modells, wird die Untersuchungsmethode auf ein Modell für das Architekturgebäude auf dem Campus Lichtwiese übertragen. Der Modellierungs- und der Validierungsprozess ist in [59] beschrieben. Gegenüber dem generischen Modell sind hier interne Lastprofile (Personen, Geräte, Beleuchtung) berücksichtigt. Eine Fensterlüftung erfolgt nach CO_2 -Konzentration geregelt. Die Gebäudeheizlast liegt bei ca. 1,1 MW. Eine detaillierte Dokumentation der Input-Parameter kann [60] entnommen werden.

Unsanierete Gebäudehülle

Das Lastabwurfpotential wird zunächst mit unsanierter Gebäudehülle bei Variation der Heizsysteme (RAD, PM, HS) geprüft (siehe Abbildung 4.25). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Deckenheizsysteme im Parallelbetrieb mit RAD betrieben werden müssen, um den Kaltluftabfall an der Fassade entgegenzuwirken. Gegenüber dem generischen Modell zeigen die Ergebnisse in Abbildung 4.25 deutlich kürzere Abschaltauern auf Grund der höheren Transmissions- und Lüftungswärmeverluste durch die Fassade. Die größere Streuung ist auf schwankende interne Lasten und auf die CO_2 -geregelt Fensterlüftung zurückzuführen.

Der RAD eignet sich nicht zur Lastverschiebung. Bei kalter Witterung ist wegen der hohen Wärmeverluste nur eine Heizunterbrechung von ca. 10 min möglich. Weil das Zeitintervall 5 min beträgt und ein geöffnetes Fenster in dieser Zeit zur sofortigen Auskühlung führen würde, ist eine Trendbildung nicht möglich. Die beiden Flächenheizsysteme lassen jedoch einen eindeutigen Trend erkennen und eignen sich, einen längeren Zeitraum ohne Wärmeversorgung zu überbrücken. Bei -5 °C können das HS 30 min und das PM 70 min überbrücken. Ab einer Außentemperatur von ca. 5 °C wäre ausschließlich das PM in der Lage den gesamten Engpass-Zeitraum von 6 h zu überbrücken. Für das Gesamtgebäude können abschaltbare Heizleistungen von -400 kW bis -800 kW erzielt werden.

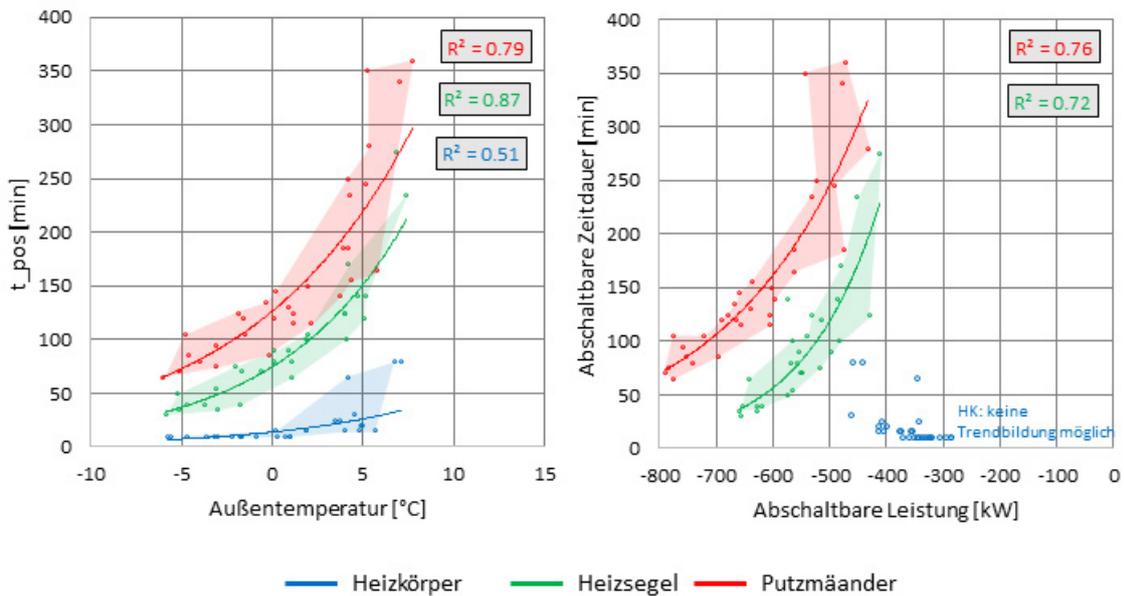


Abbildung 4.25: Lastabwurf Architekturgebäude mit unsanierter Gebäudehülle

Sanierte Gebäudehülle

Nach der Sanierung der Gebäudehülle sinken die Heizlasten, sodass die Flächenheizsysteme die Räume ohne RAD konditionieren können. Gegenüber der unsanierten Hülle ist in Abbildung 4.26 erkennbar, dass die Streuung der Ergebnisse weiter zunimmt. Je geringer die Wärmeverluste durch die Gebäudehülle, desto dominanter prägen sich Strahlungseinträge und Speichereffekte auf das Raumtemperaturverhalten aus. Die sanierte Gebäudehülle verlängert die Abschaltzeiten deutlich, allerdings können infolge der geringeren Heizlasten auch geringere Wärmemengen abgeschaltet werden. In Verbindung mit einem PM ist über den gesamten Tag keine weitere Heizenergie erforderlich. Dargestellt ist der Maximalwert von 1085 min am Ende des Tages, obwohl häufig längere Abschaltzeiten möglich wären. Eine Trendlinienbildung ist deshalb nicht sinnvoll. Auch beim HS ist bei sehr kalter Witterung ein Lastabwurf über den gesamten Tag problemlos möglich. Es lassen sich Abschaltzeiten von mindestens 10 h und teilweise bis nach 24:00 Uhr erreichen. Selbst der RAD könnte ab einer Außentemperatur von 0°C den Engpassbereich problemlos überbrücken.

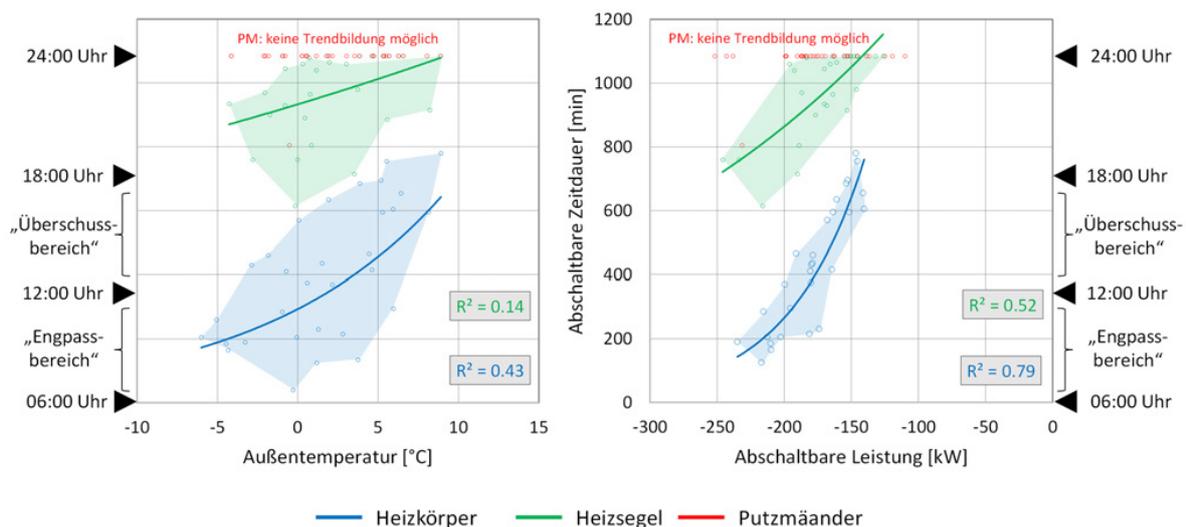


Abbildung 4.26: Lastabwurf Architekturgebäude mit sanierter Gebäudehülle

Anwendung auf Campusebene

Aufbauend auf den Erkenntnissen für das Architekturgebäude soll nun für den Energieversorger des Kraftwerks auf dem Campus Lichtwiese eine Strategie des Lastabwurfs entwickelt werden. Die zu entwickelnde Steuerung soll möglichst einfach umsetzbar sein und ohne Informationsrückfluss vom Gebäude zum Kraftwerk auskommen, denn hierfür wäre eine aufwändige und kostenintensive Infrastruktur an Live-Temperaturmesspunkten erforderlich. In der hier angesetzten Strategie kann der Energieversorger die bereitgestellte Wärme modulieren, indem er in Abhängigkeit der Außentemperatur die Dauer und Höhe der abschaltbaren Leistung begrenzt, ohne dass die Unterschreitung einer Mindest-Innenraumtemperatur (hier 19 °C) befürchtet werden muss. Hierfür erfolgt eine Übertragung der Erkenntnisse des Architekturgebäudes auf die beiden bau- und nutzungsähnlichen Gebäude „Maschinenbauinstitutsgebäude“ und „Bauingenieurinstitutsgebäude“ über einen flächengewichteten Aggregationsansatz. Die Anwendung erfolgt exemplarisch für den 21. Januar bei einer tagesdurchschnittlichen Außentemperatur von ca. 0°C. Im unsanierten Gebäudebestand (siehe Abbildung 4.27) würden je nach Heizsystem 10 min (RAD), 1 h (HS) oder 2 h (PM) Heizunterbrechung möglich sein. Aufgrund der kurzen Abschaltzeiten wird für die drei Gebäude ein versetzter Abschaltbetrieb gewählt. Die Startzeitpunkte variierten je nach Gebäude und Heizsystem, mit dem Ziel die Spitzenlast des Kraftwerks bestmöglich zu reduzieren. Würden alle Gebäude saniert, verlängerten sich die Abschaltzeiten auf ca. 6 h (RAD), bzw. 15 h (HS) oder (theoretisch) bis zum Ende des Tages (PM), weshalb hier ein gleichzeitiger Absenkbetrieb erfolgt. Die Ergebnisse in Abbildung 4.27 zeigen, dass sich die Flächenheizsysteme (HS/PM) deutlich besser zur Energieflexibilisierung eignen als die bestehenden Heizkörper. Durch die Strategie des Lastabwurfs bei lediglich drei Institutsgebäuden wäre eine Spitzenlastreduzierung am Kraftwerk von maximal 1 MW möglich. Das entspricht ungefähr 4 % der gesamten Kraftwerksleistung. Tabelle 4.4 zeigt, dass sich beim PM durch die Sanierung der Gebäudehüllen die Abschaltdauer verdoppelt. Beim HS steigt sie um den Faktor 5 und beim RAD sogar um das 8-fache. Die abschaltbaren Leistungen zeigen bei den Flächenheizsystemen marginale Abweichungen gegenüber der unsanierten Hülle. Nur beim RAD steigt sie um das 13-fache. Nach der Fassadensanierung wirken sich die geringeren Wärmeverluste dominanter aus als die in der Gebäudespeichermasse gespeicherte Wärme. Luft- und Innenoberflächentemperaturen gleichen sich immer mehr an, sodass die Art des Wärmeübergabesystems einen geringeren Einfluss auf das Ergebnis hat. Deshalb steigt die Reduzierung der Spitzenlast auf 3,6 %, während sie beim HS (3,9 %) und PM (5,5 %) ungefähr vergleichbar mit der unsanierten Variante ist. Mit einer Übertragung auf weitere Gebäude ließen sich vermutlich deutlich höhere Spitzenlastreduzierungen erreichen. Dabei ist zu beachten, dass das Potential der Energieflexibilisierung durch die aktive Nutzung der Gebäudespeichermasse limitiert ist bei Gebäuden mit hohen Anforderungen an konstante Raumtemperaturen (Laborgebäude) oder bei leichten Gebäuden mit geringer Speichermasse (Versuchshallen).

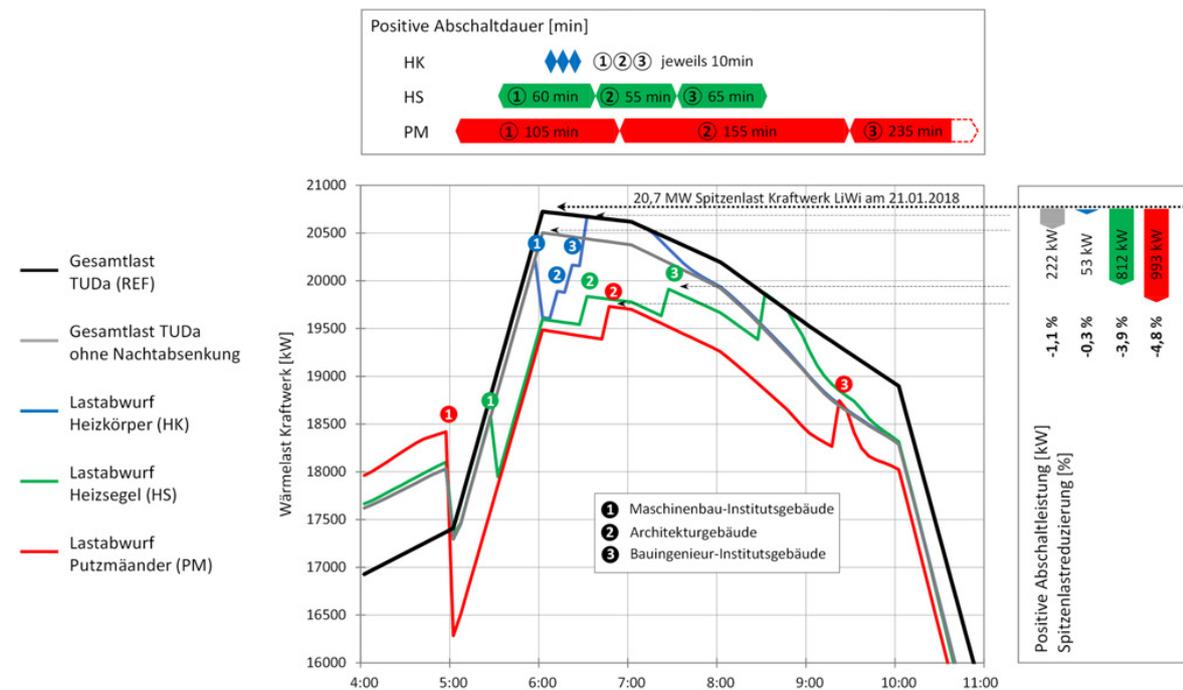


Abbildung 4.27: Spitzenlastreduzierung Kraftwerk Lichtwiese - unsanierte Gebäudehülle

Zusammenfassung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das Energieflexibilisierungspotential mit zunehmender Effizienz des Wärmeübergangs vom Heizsystem in das Speicherbauteil wächst. Allerdings wird die Wahl des Heizsystems mit steigender Fassadenqualität zunehmend unbedeutender. Im unsanierten Gebäudebestand lassen sich hohe Lasten für kurze Zeit verschieben, während sich dieses Verhältnis in gut gedämmten Gebäuden umkehrt. Zu bedenken ist, dass sich bei gut gedämmten Gebäuden die kürzere Heizperiode negativ auf das jährliche Flexibilisierungspotential auswirkt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.4 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 4.4: Ergebnisse der Spitzenlastreduzierung Heizkraftwerk (HKW) Lichtwiese durch Energieflexibilisierung von drei Gebäuden

Heizsystem	Unsanierte Gebäudehülle				Sanierte Gebäudehülle			
	Ref. o. NA	RAD	HS	PM	Ref. o. NA	RAD	HS	PM
Steuerung Absenkung	-	Absenkezeitpunkte versetzt			-	Absenkezeitpunkte gleichzeitig		
$\dot{Q}_{(max, HKW)}$ (Referenz)	20.724 kW							
\dot{Q}_{pos}	222 kW	53 kW	812 kW	993 kW	57 kW	678 kW	748 kW	1045 kW
t_{pos}	-	30 min	180 min	495 min	-	250 min	880 min	820 min
Reduzierung $\dot{Q}_{max, HKW}$	1,07 %	0,26 %	3,92 %	4,79 %	0,30 %	3,55 %	3,91 %	5,46 %

Die Ergebnisse belegen, dass die Anwendung von Strategien des Lastabwurfs, durch die aktive Nutzung der Gebäudespeichermasse genutzt werden können, um Spitzenlasten am Kraftwerk Lichtwiese abzubauen. Andererseits kann ein energieflexibler Gebäudebetrieb auch dazu beitragen, um auf zukünftige Energieversorgungstechnologien, die auf wetterabhängigen, erneuerbaren Energien beruhen, flexibel reagieren zu können.

Teilprojekt 4 - Elektrischer Energiecampus

Im Teilprojekt 4 wird das elektrische Netz des Campus Lichtwiese betrachtet. Ziel ist es, Netze auch in zukünftigen Versorgungsszenarien mit hohen Anteilen von über Leistungselektronik an das Netz angeschlossenen Verbrauchern, wie z.B. Wärmepumpen, einen sicheren Betrieb innerhalb der technischen Grenzwerte zu gewährleisten. Hierfür wird die Spannungsqualität des Netzes bewertet. Zudem wird am Campusnetz eine Analyse der hohen Grundlast und des Lastgangs von Großverbrauchern durchgeführt, um kritische Verbraucher zu identifizieren und betriebliche Flexibilität zu erhöhen.

Das Teilprojekt gliedert sich in 3 Arbeitspakete (AP). AP 4.1 ist das größte Arbeitspaket und beschäftigt sich mit der Bewertung der Spannungsqualität im Campusnetz. In AP 4.2 war die Untersuchung der Spannungsabhängigkeit der Lasten am Campus geplant. Diese im Antrag formulierte Untersuchung konnte nicht wie geplant umgesetzt werden. Details sind dem Kapitel AP 4.2 zu entnehmen. In AP 4.3 erfolgt letztlich eine Untersuchung des Lastverhaltens der unterschiedlichen Subquartiere und Großverbraucher.

AP 4.1: Bewertung der Power Quality

In diesem Teil wird die Power Quality des elektrischen Campus bewertet. Dafür wird zunächst das installierte Monitoringsystem und die damit erfassbaren Messwerte zur Berechnung der elektrischen Größen vorgestellt. Außerdem werden zu erwartende Messabweichungen quantifiziert. Es folgt eine Analyse der Merkmale der Spannung im Campusnetz nach DIN EN 50610. Die Messdaten der Oberschwingungsmessungen werden anschließend aufbereitet und eine Gruppierung zu ähnlichen Typen von Messstellen anhand der harmonischen Beiträge durchgeführt. Davon getrennt muss die Spannungsvorverzerrung am Campus, also jene vom öffentlichen Netz stammende Spannungsvorverzerrung ermittelt werden. Es folgt eine Methodik zur Zuordnung von gemessenen Oberschwingungsbeiträgen zu ihren Verursachern und damit einzelnen Lasten am Campus. Das Arbeitspaket endet mit einer Bewertung der Spannungsqualität in zukünftigen Szenarien mit einer Wärmeversorgung des Campus basierend auf Wärmepumpen.

4.1.1 Messinfrastruktur, Messdaten und Messabweichungen

Zur Erfassung der Oberschwingungen im Netz wurden im Rahmen des Projektes fünfzehn Netzanalysatoren der Firma A-eberle in den Transformatorstationen des Mittelspannungsnetzes installiert. Die Messdaten wurden in eine Echtzeit-Überwachung eingebunden. Das Ziel war hierbei die Abbildung und Überwachung des Campus in einem digitalen Zwilling und perspektivische Ermöglichung einer aktiven Steuerung in Folgeprojekten. Dafür mussten zunächst die Kommunikationsleitungen zu den neu eingebauten Netzanalysatoren verlegt und die Geräte in das Netzwerk eingebunden werden. Die laufend gemessenen Daten werden in eine Datenbank übermittelt. Diese Datenbank wurde eigens zur echtzeitfähigen Erfassung und Visualisierung von spezifischen Messwerten der Power Quality entwickelt.

Messinfrastruktur

Bei den Messgeräten handelt es sich um Power Quality Messgeräte, welche 3-Sekunden- und 10-Minuten-Mittelwerte aufzeichnen. Die Messwerte am Campus werden in Abständen von zehn Minuten für die drei Leiter des Netzes aufgenommen. Dies entspricht ca. 1350 Datenpunkten alle zehn Minuten pro Messgerät. Falls notwendig kann die Auflösung während des Betriebes variiert werden. Die gewählte Auflösung sowie die aufgezeichneten Messwerte entsprechen den anforderungsspezifischen Empfehlungen der Guidelines for Power Quality Monitoring der Cigré Joint Working Group C4.112 [61]. Einen Überblick über die pro Messgerät aufgenommenen Messgrößen bietet Tabelle 4.5.

Die Messpunkte, an denen die Netzanalysatoren installiert wurden, sind in Abbildung 4.28 in grün dargestellt. Es werden alle Unterverteilungen, sowie der Netzanschlusspunkt (PCC) gemessen. Die Messdaten werden an die Messdatenbank übermittelt. Alle Berechnungen in denen im Folgenden getätigten Untersuchungen werden im Netz-Simulationsprogramm PowerFactory in Kombination mit der Python-Schnittstelle durchgeführt. Entsprechende Schnittstellen in Python erlauben auch den Zugriff auf die Messdatenbank. Ausgehend von den Messwerten kann die Spannungsvorverzerrung des überlagerten Netzes berechnet und das PowerFactory-Modell validiert werden. Mit dem validierten Modell lassen sich dann zukünftige Versorgungsszenarien untersuchen.

Tabelle 4.5: Überblick über die pro Messgerät aufgenommenen Messgrößen

Messgröße	Messwert
Frequenz	Betrag in Hz
Spannungsgrundschwungung (Leiter-Leiter, Leiter-Erde)	Effektivwert in V, Betrag in V, Phase in °
Spannungs-Unsymmetrie	Betrag in V
Spannungsharmonische (h = 2, . . . , 50)	Betrag in %, Phase in °, THD in %
Zwischenharmonische Spannung	Betrag in %
Stromgrundschwungung	Effektivwert in A, Betrag in A, Phase in °
Strom-Unsymmetrie	Betrag in A
Stromharmonische (h = 2, . . . , 50)	Betrag in A, Phase in °, THD in %
Wirkleistung	Betrag in W
Grundschwungungsblindleistung	Betrag in var
Scheinleistung	Betrag in VA
Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$	einheitenlos

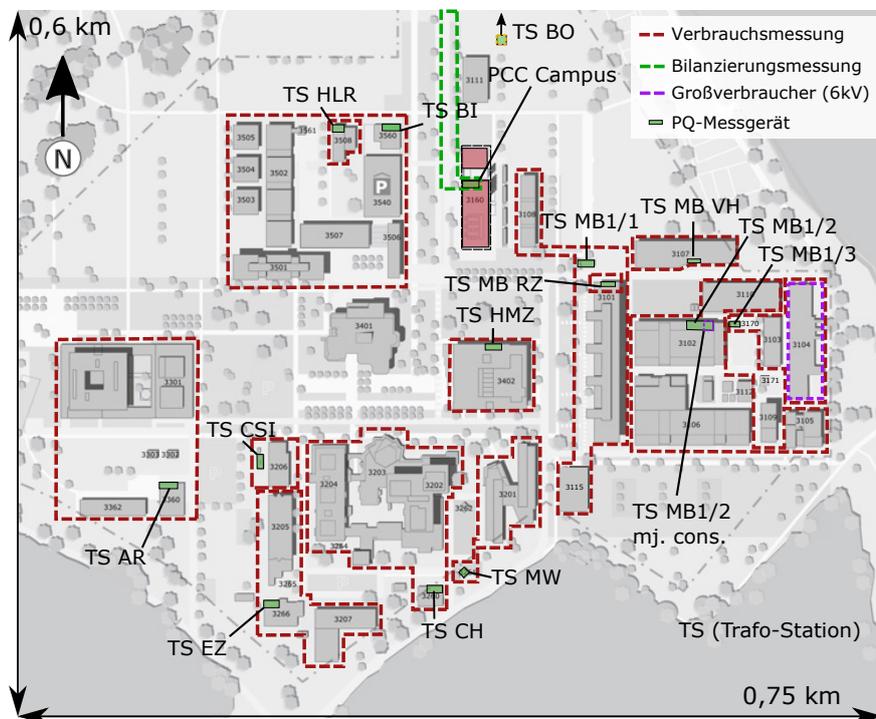


Abbildung 4.28: Messpunkte und Verortung der BHKW und großen Verbraucher. Verbrauchsmessung in rot, Bilanzierungsmessungen in grün, Großverbraucher in lila, PQ-Messgeräte als grüne Fläche mit schwarzer Umrandung.

Messabweichungen

Um die Qualität und Aussagekraft der gemessenen und aufgezeichneten Daten zu bewerten, muss die Messabweichung quantifiziert werden. Als Messabweichung wird die Abweichung eines Messwerts vom tatsächlichen physikalischen Wert bezeichnet. Messabweichungen können auf ein Zusammenspiel aus Umwelteinflüssen, dem Aufbau des Messgerätes oder der Beeinflussung des Messgerätes durch das Messobjekt zurückgeführt werden [62]. Es wird unterschieden zwischen systematischen (korrigierbaren) und zufälligen (nicht korrigierbaren) Messabweichungen.

Die Messabweichungen einzelner Betriebsmittel werden vom Hersteller durch labortechnische Wiederholungsmessungen unter reproduzierbaren Bedingungen ermittelt und als relative Messabweichungen bezogen auf den Messwert angegeben. Nach dem GUM (Guide to the expression of Uncertainty in Measurement) handelt es sich

damit um zufällige Messabweichungen des Typs B, die überwiegend systematischer Natur sind und gleichverteilt um einen Erwartungswert, in diesem Fall dem Messwert, liegen. Abbildung 4.29 stellt die Messkette bestehend aus Strom- und Spannungswandler und Power Quality (PQ)-Messgerät inklusive der Messabweichung des Betrags ε und des Fehlwinkels $\Delta\varphi$ beispielhaft dar. Die Messabweichung, die durch die Auswertungs- und Visualisierungssoftware entsteht, wird vernachlässigt. Dem Vorteil, mit einer vergleichsweise geringen Anzahl an Messgeräten die Leistungsflüsse des Campus zu erfassen, steht der Nachteil einer geringeren Messgenauigkeit gegenüber. Auf der Mittelspannungsebene können die Messgeräte nicht direkt an die Spannungs- und Stromschienen angeschlossen werden, sondern die Größen müssen zunächst mittels Wandlern transformiert werden. Im idealen Fall sind die transformierten Größen proportional zu den tatsächlich im Netzwerk vorliegenden Größen und unterscheiden sich nur durch das Übersetzungsverhältnis des Wandlers. In der Realität ist dies jedoch oftmals nicht der Fall, vor allem im Kontext von PQ, da je nach Bauart des Wandlers bei steigender Frequenz die Übersetzung des Wandlers durch dominierende kapazitive Effekte beeinflusst wird und das Übersetzungsverhältnis von der Bemessungsübersetzung abweicht.

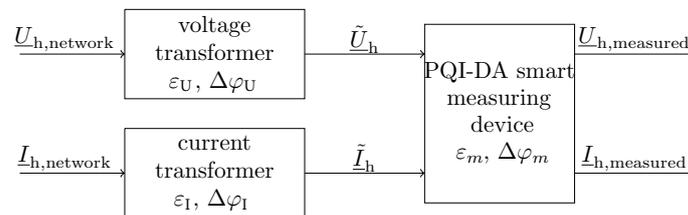


Abbildung 4.29: Beispielhafte Darstellung der Messkette eines PQ-Messgerätes im Campusnetz.

Im Folgenden werden die Messabweichungen und -bereiche der Betriebsmittel der Messkette vorgestellt. Bei den PQ-Messgeräten handelt es sich um Spezialmessgeräte der Klasse A nach DIN EN 61000-4-30 [63], welche für die Messung von Oberschwingungen bis zur 50. Ordnung entwickelt und labortechnisch geprüft werden. Die Messabweichungen und die Messbereiche für die Messung der Grundschwingung (fund.) sowie der Oberschwingungen bis zur 50. Harmonischen (harm.) sind in Tabelle 4.6 für die Spannung und den Strom aufgeführt. Die Messabweichung der Messeingänge darf im Messbereich nach Norm nicht schlechter als $\pm 0,1\%$ und die der Oberschwingungsmessungen nicht größer als $\pm 5\%$ sein.

Tabelle 4.6: Messabweichungen und Messbereiche der eingesetzten stationären PQ-Messgeräte des Typs PQI-DA smart der Firma A.eberle. Geprüft nach Norm DIN EN 61000-4-30 [63, 64]. Indizes: r - Bemessungsgröße, m - Messgröße

Parameter	Spannung		Strom	
	Fehler	Messbereich U	Fehler	Messbereich I
fund. Betrag ε_m	$\pm 0,1\% U_r $	$10\% \dots 150\% U_r$	$\pm 0,1\% I_r $	$10\% \dots 100\% I_r$
Fehlwinkel $\Delta\varphi_m$	$\arg(U_r) \pm 0,01^\circ$	$10\% \dots 150\% U_r$	$\arg(I_r) \pm 0,01^\circ$	$10\% \dots 100\% I_r$
harm. Betrag ε_m	$\pm 5\% U_m $	$U_m \geq 1\% U_r$	$\pm 5\% I_m $	$I_m \geq 3\% I_r$
	$\pm 0,05\% U_r $	$U_m < 1\% U_r$	$\pm 0,15\% I_r $	$I_m < 3\% I_r$
	Fehlwinkel $\Delta\varphi_m$	$\arg(U_m) \pm n \cdot 0,01^\circ$	$U_m \geq 1\% U_r$	$\arg(I_m) \pm n \cdot 0,1^\circ$

Für die Übertragung von Oberschwingungen gibt es für Wandler keine genormten Genauigkeitsklassen, vielmehr ist der Umgang mit konventionellen, induktiven Wandlern in diesem Kontext Forschungsgegenstand [65]. Die in den Tabellen angegebenen Messabweichungen sind abhängig vom Messbereich, bzw. von der Amplitude des zu messenden Signals (Strom oder Spannung). Liegt das Signal außerhalb des Messbereichs, werden die klassenspezifischen maximalen Messabweichungen unter Umständen nicht eingehalten. Darüber hinaus hat die Bürde, mit der der Wandler sekundärseitig belastet wird, einen Einfluss auf die Messabweichung des Wandlers.

Die Bürde ist ein Maß für die Belastung eines Wandlers durch z.B. ein Messgerät mit bekannter Eingangsimpedanz für die Strom- und Spannungsmessung. Jeder Wandler besitzt eine genormte Bemessungsbürde, auf der die Angaben zur Genauigkeit des Wandlers beruhen. Die Bemessungsbürde wird in der Einheit der Scheinleistung VA ausgedrückt und findet sich auf dem Typenschild des Wandlers. Die tatsächliche Bürde eines Wandlers kann durch den sekundärseitig fließenden Strom (Stromwandler), bzw. die sekundärseitige Spannung (Spannungswandler) und die Lastimpedanz der sekundärseitigen Messinfrastruktur bestimmt werden. Die Bemessungsbürde eines

Wandlers darf im Verhältnis zur tatsächlichen Bürde einen vorgegebenen Bereich nicht über- oder unterschreiten, da andernfalls die Messabweichungen u.U. nicht mehr der Klassengenauigkeit des Wandlers entsprechen.

Die Bemessungsbürden der Wandler im Campusnetz liegen in Bereichen von 5 VA bis 120 VA für die Spannungswandler und 5 VA bis 30 VA für die Stromwandler. Aufgrund der im Vergleich dazu geringen Bürden, die von den PQ-Messgeräten in die Sekundärkreise der Wandler eingebracht werden, kann angenommen werden, dass die Messgeräte zu keiner unzulässigen Bebürdung der Wandler führen. Es ist vielmehr wahrscheinlich, dass die Bemessungsbürde der Wandler deutlich über der tatsächlich sekundärseitig betriebenen Bürde liegt. Die Wandler können also sekundärseitig die notwendige Leistung zum Betrieb der Messgeräte bereitstellen. Eine im Verhältnis zur Bemessungsbürde geringere wirksame Bürde hat im Vergleich zu einer im Verhältnis zur Bemessungsbürde höheren wirksamen Bürde eine geringe Auswirkung auf die Genauigkeit [66].

Die Tabellen 4.7 und 4.8 stellen die im Campusnetz verwendeten Wandlerklassen und deren Messabweichungen nach DIN EN 61869-2 [67] und DIN EN 61869-3 [68] dar. In Klammern hinter der Wandlerklasse ist die Anzahl der Wandler dieser Wandlerklasse im Campusnetz aufgeführt. Im Campusnetz ist die Wandlerklasse 0,5 sowohl für Spannungs- als auch für Stromwandler vorherrschend. Dem technischen Betrieb der TU Darmstadt stehen nur wenige Prüfprotokolle der im Campusnetz vorhandenen Wandler zur Verfügung. Die verfügbaren Protokolle zeigen, dass die Wandler bei Netznennfrequenz, Bemessungsbürde und Bemessungsspannung im Durchschnitt 30 % bessere Messabweichungen aufweisen, als ihre Klasse nach Norm vorschreibt.

Tabelle 4.7: Messabweichung Spannungswandler nach DIN EN 61869-3 [68] für Netznennfrequenz ($f = 50$ Hz) und Bürden im Bereich 25 % und 100 % der Wandlerbemessungsbürde, Spannungen im Bereich 80 % bis 120 % der Bemessungsspannung U_r . In Klammern: Anzahl der Wandlerklasse im Campusnetz. Indizes: r - Bemessungsgröße, m - Messgröße.

Wandlerklasse (Anzahl)	Messabweichung ε_U bez. auf $ \underline{U}_m $ in %	Winkel $\Delta\varphi_U$ von $\arg(\underline{U}_m)$ in $^\circ$
0,2(2)	$\pm 0,2$	$\pm 0,16$
0,5(13)	$\pm 0,5$	$\pm 0,33$
1,0(1)	$\pm 1,0$	$\pm 0,67$

Tabelle 4.8: Messabweichung Stromwandler nach DIN EN 61869-2 [67] für Netznennfrequenz ($f = 50$ Hz) und Bürden im Bereich 25% und 100 % der Wandlerbemessungsbürde. In Klammern: Anzahl der Wandlerklasse im Campusnetz.

Wandlerklasse (Anzahl)	Messabweichung ε_I bez. auf $ \underline{I}_m $ in %					Winkel $\Delta\varphi_I$ in $^\circ$				
	$1\%I_r$	$5\%I_r$	$20\%I_r$	$100\%I_r$	$120\%I_r$	$1\%I_r$	$5\%I_r$	$20\%I_r$	$100\%I_r$	$120\%I_r$
0,2(1)		$\pm 0,75$	$\pm 0,35$	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$		$\pm 0,5$	$\pm 0,25$	$\pm 0,16$	$\pm 0,16$
0,5(9)		$\pm 1,5$	$\pm 0,75$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$		$\pm 1,5$	$\pm 0,75$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
0,5(2)	$\pm 1,5$	$\pm 0,75$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 1,5$	$\pm 0,75$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
1,0(4)		± 3	$\pm 1,5$	± 1	± 1		± 3	$\pm 1,5$	± 1	± 1

Zur theoretischen Untersuchung der Verwendbarkeit der vorhandenen induktiven Wandler für PQ-Messungen werden im Folgenden die Untersuchungen der Norm DIN EN 61869-103 [69] mit dem Titel „Messwandler - Anwendung von Messwandlern bei der Messung der Spannungsqualität“ zugrunde gelegt. Im Rahmen dieser Norm werden Ergebnisse zahlreicher Studien zum Frequenzverhalten von induktiven Wandlern zusammengefasst und daraus Frequenzbereiche abgeleitet, für die nach heutigem Kenntnisstand induktive Wandler zur Messung von Oberschwingungen verwendet werden können. Insbesondere für Spannungswandler hat der Aufbau des Wandlers (Dimensionierung des Eisenkerns, Anzahl an Windungen, etc.) einen entscheidenden Einfluss auf das frequenzabhängige Verhalten [65]. Je nach Höhe der primärseitigen Bemessungsspannung und damit veränderter Dimensionierung, steigt der Einfluss der Wandlerkapazitäten mit steigender Frequenz stark an und kann zu signifikanten Resonanzen in der Übertragungsfunktion des Wandlers führen, die wiederum große Messabweichungen zur Folge haben können.

In Anbetracht der theoretischen Grenzen der Oberschwingungsmessungen mit den im Campusnetz vorhandenen konventionellen induktiven Wandlern und einer Messkampagne an der UV Chemie konzentriert sich das Projekt auf Oberschwingungen bis zur 20. Ordnung, bzw. 1 kHz. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass bis zu dieser

An der Heatmap lassen sich ebenfalls die signifikanten Oberschwingungsordnungen des Campusnetzes ablesen (rechter, blauer Tabellenbereich). Diese sind insbesondere die fünfte ($f=250$ Hz) und siebte ($f=350$ Hz) Ordnung, was einem typischen Spektrum für industriell geprägte Netze mit einem hohen Anteil an sechspulsigen Brückengleichrichtern ($h = 6 \cdot n \pm 1$, $n = 1, 2, 3, \dots$) entspricht. Daneben sind erhöhte Pegel für die achte ($f=400$ Hz) und zehnte ($f=500$ Hz) Ordnung der Oberschwingungsspannung zu erkennen. Abbildung 4.31 stellt die Zeitverläufe der achten und zehnten Oberschwingungsspannung über den Zeitraum einer Woche im August 2020 am Anschlusspunkt des Campusnetzes zur überlagerten Netzebene dar.

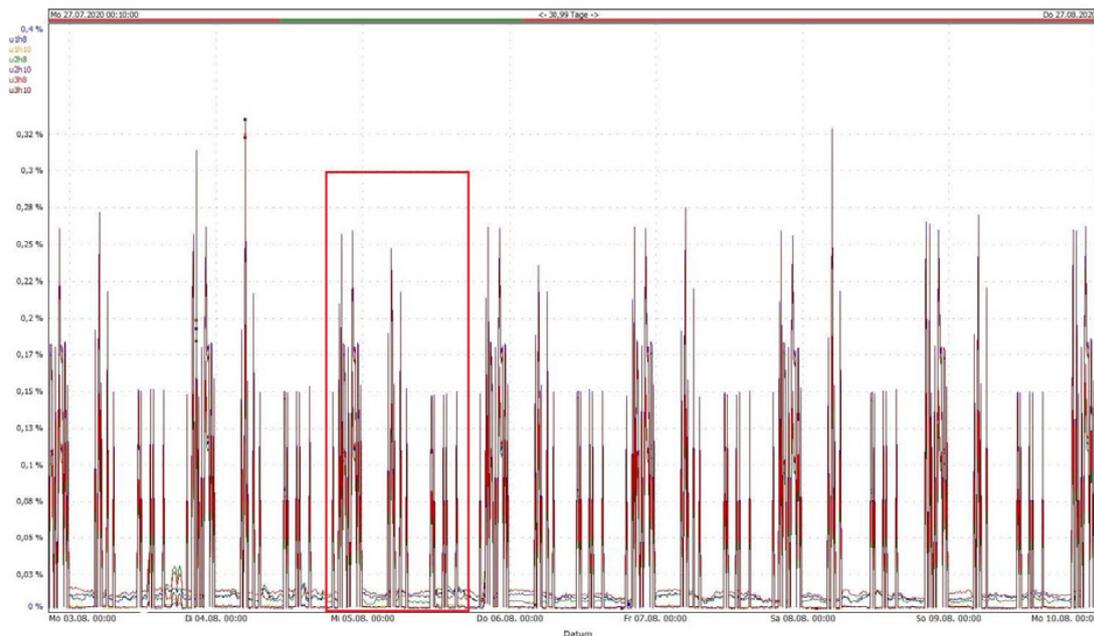


Abbildung 4.31: Oberschwingungsspannungen der achten und zehnten Ordnung am Übergabepunkt des Campusnetzes zur überlagerten Netzebene. Dauer: 10 Tage.

Anhand der Abbildung lassen sich deutlich wiederkehrende Impulsfolgen im Zeitverlauf der achten und zehnten Oberschwingungsspannung erkennen. Der rote Rahmen in Abbildung 4.31 markiert beispielhaft eine Impulsfolge, welche einen Tag Messung umfasst. Die Folge setzt sich aus zwei aufeinander folgenden Signalpaketen mit einer Amplitude von jeweils ca. 0,15 % der Spannungsgrundschwingung $U_{(1)}$ für die achte und ca. 0,25 % von $U_{(1)}$ für die zehnte Ordnung, gefolgt von einem Signalpaket mit einer Amplitude von ca. 0,09 % von $U_{(1)}$ für die achte und 0,15 % von $U_{(1)}$ für die zehnte Ordnung zusammen. Die Signalpakete einer Impulsfolge wiederholen sich tageweise und sind an jeder Messstelle im Campusnetz in den Messungen der Oberschwingungsspannungen feststellbar. Die regelmäßige Abfolge der Impulsfolgen sowie deren Präsenz an allen Messstellen des Campusnetzes, genauso wie die Eingrenzung auf einen Frequenzbereich zwischen 400 Hz und 500 Hz, deuten auf ein Steuersignal, z.B. ein Rundsteuersignal hin. Dieses wird ausgehend von zentralen Rundsteuersendern auf die Grundschwingung aufmoduliert und dient dem Netzbetreiber zur Fernsteuerung von Verbrauchern im elektrischen Netz. Somit handelt es sich hierbei um kein Power Quality Phänomen, sondern ist Bestandteil der Betriebsführung des elektrischen Campusnetzes.

Auffällig ist überdies die Zeile „GROSSVERB“ (blaue Markierung in 4.30), in der die Auswertung der Messwerte an der Messstelle der Großverbraucher des Maschinenbau-Quartiers entsprechend DIN EN 50160 dargestellt ist. Die signifikanten Oberschwingungsspannungen insbesondere der fünften, siebten und 23. Ordnung weisen auf Betriebsmittel hin, die über sechs- und/oder zwölfpulsige Umrichter ans Netz angeschlossen sind. Diese prägen ein Strom Oberschwingungsspektrum ins Campusnetz ein, das über die frequenzabhängige Netzimpedanz in der Spannung sichtbar wird.

Verglichen mit den Messwerten früherer Messkampagnen im Campusnetz und den Ausführungen des ersten Zwischenberichtes dieses Projektes zeichnet sich eine vergleichbare Power Quality des Campusnetzes ab. Insgesamt hat die Verzerrung durch harmonische Oberschwingungen im Bestandsnetz demnach keine Grenzwertverletzungen zur Folge.

4.1.5 Aufbereitung der Messdaten: Clusteranalyse

Um eine Beschreibung und Charakterisierung der gemessenen Verbraucher zu erleichtern, sollen Verbraucher anhand von Ähnlichkeiten im Oberschwingungsverhalten zusammengefasst werden. Dazu werden die 14 Messstellen mit dem Hierarchisch-Agglomerativen Clusterverfahren, sowie dem K-Means Clusterverfahren geclustert. Die grundsätzliche Funktionsweise der genutzten Verfahren ist im Folgenden erläutert.

Hierarchisch-Agglomeratives Clusterverfahren

Das Aggregationschema dieses Verfahrens basiert im Wesentlichen auf zwei Operationen:

- Berechnung der Abstände zwischen den Clustern
- Fusion der ähnlichsten Cluster

Zu Beginn stellt jede Messstelle ein eigenes Cluster dar. Der Prozess wird anschließend so oft wiederholt, bis alle Objekte (Messstellen) in einem bzw. mehreren Clustern vereinigt sind, d.h. die Abstände der Objekte innerhalb einer Gruppe möglichst gering sind. In dieser Untersuchung wird zur Abstandsberechnung die Methode nach Ward angewendet [70].

K-Means Clusterverfahren

Bei diesem Verfahren muss im Vorfeld eine Anzahl von n Clustern festgelegt werden. Anschließend werden die folgenden Operationen durchgeführt [70]:

1. Zufällige Auswahl von n Objekten als Schwerpunkt der Cluster
2. Berechnung der Distanz von allen anderen Objekten zu den Clusterschwerpunkten
3. Zuordnung der Objekte zum nächsten Cluster
4. Neue Berechnung des Schwerpunkts des Clusters

Die Operationen 2 bis 4 werden so oft wiederholt, bis sich die Schwerpunkte der Cluster nicht mehr bewegen [70]. Um die Clusterzuordnungen für eine andere Anzahl an Clustern zu erhalten, muss der gesamte Prozess erneut durchlaufen werden. Zur Bewertung der Ergebnisse der Verfahren wird der Silhouettenkoeffizient (SI) verwendet, der den Abstand eines Objektes zu anderen Objekten betrachtet. Der SI nimmt Werte zwischen -1 und 1 an, wobei folgende Definition gilt: Gute Trennschärfe ($0,7 < SI < 1$), akzeptable Trennschärfe ($0,5 < SI < 0,7$), schlechte Trennschärfe ($SI < 0,5$).

Ergebnisse des Clusterverfahrens

Die charakterisierende Messgröße der einzelnen Objekte (Messstellen) des Campusnetzes ist der Total Harmonic Distortion-Index des Stroms (THDi). Diese Größe beschreibt die Gesamtverzerrung des gemessenen Stroms eines Gebäudes, bzw. Quartiers und kann damit als Maß für die Bewertung der in diesem Gebäude bzw. Quartier vorhandenen Oberschwingungsbelastung verwendet werden. Basierend auf den jeweils gemessenen Werten des THDi werden unter Verwendung der vorgestellten Algorithmen die in Tabelle 4.9 dargestellten Messstellen-Cluster am Campus ausgebildet. Aufgrund der unterschiedlichen Vorgehensweise der angewendeten Algorithmen sind auch die Bezeichnungen der Cluster unterschiedlich. Größe und Objekte innerhalb der Cluster sind aber identisch, das Hierarchisch-Agglomerative-Verfahren und das K-Means-Verfahren kommen somit zu den gleichen Ergebnissen.

Die einzige Clusterung, die einen durchschnittlichen SI von über 0,5 erreicht, ist die 2-Clusterlösung ($n = 2$ in Tabelle 4.9). Die zweite interessante Lösung für besonders homogene Cluster ist die 3+1 Lösung, ebenfalls dargestellt in Tabelle 4.9 für beide Verfahren. Dabei wird die Messstelle „Grossverb“ aus der Clusterung ausgeschlossen und die verbleibenden Objekte in drei Cluster aufgeteilt. Mit dieser Lösung kann immerhin ein SI von 0,451 erreicht werden. Über die Messstelle „Grossverb“ werden die am Campus betriebenen Grossverbraucher ausgemessen. Diese sind nicht dauerhaft in Betrieb, was zu einer Besonderheit dieser Messstelle führt.

Die beiden Algorithmen haben übereinstimmend zwei verschiedene Clusterlösungen als die effizienteste hinsichtlich der Trennschärfe (2-Clusterlösung) und Homogenität der Cluster ((3+1)-Lösung) erkannt. Es zeigt sich aber, dass die zu erreichenden SI nur im Bereich der akzeptablen bis schlechten Trennschärfe der einzelnen Cluster zueinander liegen. Das bedeutet, dass sich die Messstellen anhand ihres Oberschwingungsverhaltens zwar in Cluster unterteilen lassen, diese insgesamt aber nicht stark genug sind, um von einem auf die anderen Objekte innerhalb eines Clusters schließen zu können. Des Weiteren wurden basierend auf der These, dass sich von der Art und Nutzung der Fläche auf das Oberschwingungsverhalten schließen lässt, die Ergebnisse der Clusteranalyse mit den in Phase

Tabelle 4.9: Ergebnisse der Clusteranalyse der Messstellen des Campusnetzes.

Objekt	Hierarchisch-Agglomerativ				K-Means			
	$n = 2$	$n = 3$	$n = 4$	3 + 1 Cluster	$n = 2$	$n = 3$	$n = 4$	3 + 1 Cluster
Architektur	0	2	2	2	0	0	0	1
Bauing	0	2	2	2	0	0	0	1
Entzent	0	1	1	1	0	1	1	0
Mawi	0	2	2	2	0	0	0	1
MB1/2	1	0	0	0	1	2	2	2
Grossverb	1	0	3	-	1	2	3	-
MBVH	1	0	0	0	1	2	2	2
MB1/3	0	1	1	1	0	1	1	0
HMZ	1	0	0	0	1	2	2	2
CSI	0	1	1	1	0	1	1	0
HLR	0	2	2	2	0	0	0	1
ECampus	0	1	1	1	0	1	1	0
Botanik	0	1	1	1	0	1	1	0
Chemie	0	1	1	1	0	1	1	0
SI	0,5031	0,4056	0,4159	0,4510	0,5031	0,4056	0,4159	0,4510

1 erstellten Gebäudesteckbriefen verglichen. Diese These konnte nicht bestätigt werden, d.h. die auf Basis der Gebäudesteckbriefe identifizierten Cluster sind nicht deckungsgleich mit den auf Basis der Algorithmen identifizierten Clustern. Ebenfalls konnte eine Betrachtung der gemittelten Wochenverläufe des THDi die erkannten Cluster nicht eindeutig bestätigen. Eine Korrelation zwischen identifizierten Clustern und typischen Wochenverläufen konnte nicht erkannt werden.

Zusammenfassend können keine eindeutigen Clusterlösungen verifiziert werden, um eine signifikante Reduktion des Kontrollaufwandes des Oberschwingungsverhaltens durch eine Gruppierung der Messstellen zu erreichen. Die Quartiere scheinen zu heterogen, um dichte Clusterschwerpunkte zu bilden. Eine Gruppierung der Objekte in den vorgeschlagenen Clusterlösungen ist nicht ausreichend evident. Diese Erkenntnis und das Wissen um die untereinander ähnlichsten Gebäude bzw. Quartiere bezogen auf das Oberschwingungsverhalten können in Zukunft dennoch für qualitative Betrachtungen des Campus hilfreich sein.

AP 4.1.6 Ermittlung der Spannungsvorverzerrung des Campusnetzes

Die harmonische Spannungsvorverzerrung beschreibt den harmonischen Spannungsanteil des Netzes, der im überlagertem Netz vorhanden ist und nicht durch die Verbraucher im Campus verursacht wird. Zur Ermittlung der Vorverzerrung würde der Campus im Idealfall vom Netz genommen und anschließend die Spannung am Netzanschlusspunkt gemessen werden. Da dies im laufenden Betrieb nicht möglich ist, wird die Berechnung der harmonischen Spannungsvorverzerrung des Campus Lichtwiese theoretisch ermittelt. Dazu wurde im Rahmen des Projektes eine Methode entwickelt und umgesetzt, mit welcher die Spannungsvorverzerrung basierend auf Messungen und mit Hilfe der Topologie des Netzes berechnen werden kann. Die vorgestellte Methode wurde auf die 5. und 7. harmonische Ordnung angewendet und liefert für diese gute Ergebnisse, welche im Folgenden näher erläutert werden.

Methode A Regressionsanalyse (nicht umgesetzt)

Zur Berechnung der harmonischen Vorverzerrung im Campus kann der Ansatz nach Formel (4.11) genutzt werden, welcher einen linearen Zusammenhang zwischen den gemessenen Spannungen und Strömen am PCC darstellt. Dabei wird die Spannung und der Strom der Oberschwingungsordnungen h gemessen. Weitere Teile der Geradengleichung sind die harmonische Netzimpedanz als Steigung und die Spannungsvorverzerrung als y-Achsenabschnitt. Mit einer linearen Regressionsanalyse können anschließend die Größen ermittelt werden. Bei der Methode handelt es sich um eine nicht-invasive Methode. Sie basiert auf den Überlegungen aus [71] und [72]. Damit eine Regressionsanalyse nach (4.11) erfolgen kann, müssen die folgenden Punkte gegeben sein:

- Der untersuchte Verbraucher muss einen signifikanten Einfluss auf die OS-Verzerrung des Netzes haben. Es muss also ein Unterschied in Strom und Spannung zwischen Betrieb und Nicht-Betrieb des Verbrauchers am PCC erkennbar sein.

- Die Netzimpedanz muss annähernd konstant sein. Es sollten demnach keine großen Topologieänderungen im Messzeitraum auftreten und wenn doch, sollten diese bekannt sein.
- Die Hintergrundverzerrung muss annähernd konstant sein.

$$\underline{U}_{(h)PCC}(\underline{I}_{(h)PCC}) = \underline{Z}_{(h)u} \cdot \underline{I}_{(h)PCC} + \underline{U}_{(h)0PCC} \quad (4.11)$$

Methode B Superposition

Da Untersuchungen gezeigt haben, dass Methode A keine ausreichend guten Ergebnisse liefert, wurde eine weitere Methode umgesetzt, welche einen anderen Ansatz zur Bestimmung der harmonischen Vorverzerrung verfolgt. Diese basiert im Gegensatz zu der vorherigen Methode sowohl auf den vom Monitoringsystem aufgezeichneten Messwerten, als auch auf der Topologie des Netzes und dessen Parameter. Über Superposition und Lastflussberechnung in der Netzberechnungssoftware PowerFactory kann die harmonische Vorverzerrung des Campus bestimmt werden. Die Grundlage für diese Methode bildet das in Abbildung 4.32 dargestellte Netzmodell, welches das öffentliche Netz als Thévenin und das Campusnetz als Norton Äquivalent darstellt. Die jeweiligen Größen aus Abbildung 4.32 und deren Bedeutung sind in Tabelle 4.10 zu sehen. Der Index h deklariert die Oberschwingungsordnung.

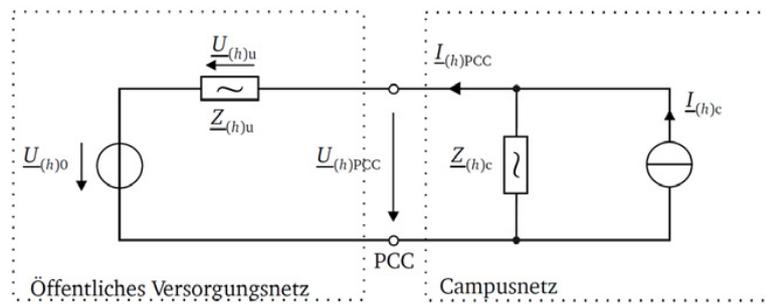


Abbildung 4.32: Ersatzschaltplan des Netzanschlusspunktes (PCC) des Campusnetzes mit den gemessenen OS-Strom und Spannungsphasoren.

Tabelle 4.10: Verwendete Variablen und deren Bedeutung.

Variable	Bedeutung
$\underline{U}_{(h)0}$	Harmonische Vorverzerrung der Ordnung h
$\underline{Z}_{(h)u}$	Harmonische Netzimpedanz der Ordnung h
$\underline{U}_{(h)PCC}$	Gemessene Oberschwingungsspannung am PCC der Ordnung h
$\underline{I}_{(h)PCC}$	Gemessener Oberschwingungsstrom am PCC der Ordnung h
$\underline{Z}_{(h)c}$	Harmonische Verbraucherimpedanz
$\underline{I}_{(h)c}$	Oberschwingungsstrom des Verbrauchers der Ordnung h

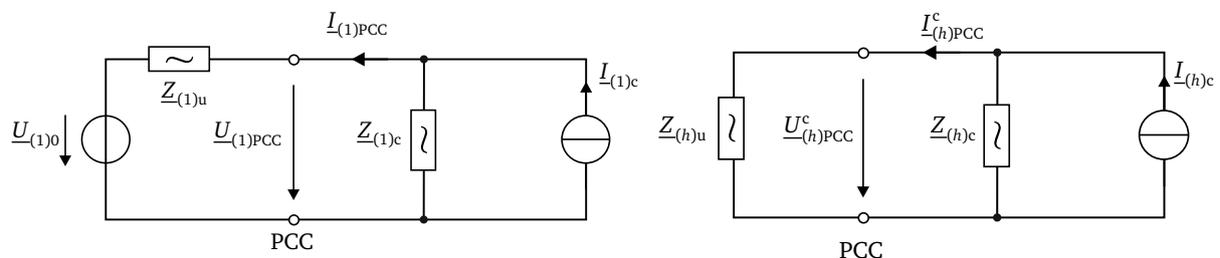
Die harmonische Netzimpedanz $\underline{Z}_{(h)u}$ wird aus der Kurzschlussleistung \underline{S}_{kPCC}'' und die harmonische Verbraucherimpedanz aus den in PowerFactory hinterlegten Grundschningsgrößen für Transformator und Kabel berechnet. Die benötigten Größen werden vom Netzbetreiber bereitgestellt. Durch Berechnung der jeweiligen Grundschningsimpedanz kann anschließend die OS-Impedanz der fünften und siebten Ordnung im Netzberechnungsprogramm PowerFactory ermittelt werden. Über den gemessenen Oberschwingungsstrom $\underline{I}_{(h)PCC}$ ergibt sich der Spannungsfall $\underline{U}_{(h)u}$ über der Netzimpedanz $\underline{Z}_{(h)u}$. Gemäß des Kirschhoff'schen Maschensatzes ergibt sich aus diesen Größen die harmonische Vorverzerrung $\underline{U}_{(h)0}$. Der mathematische Zusammenhang ist in (4.12) dargestellt:

$$\underline{U}_{(h)0} = \underline{U}_{(h)PCC} - \underline{U}_{(h)u} = \underline{U}_{(h)PCC} - \underline{Z}_{(h)u} \cdot \underline{I}_{(h)PCC} \quad (4.12)$$

Mit den folgenden drei Schritten kann die Hintergrundverzerrung ermittelt werden.

Schritt 1

Es wird eine zeitreihenbasierte OS-Lastflussberechnung über einen beliebigen Messzeitraum durchgeführt, im Folgenden über einen Tag. Dazu werden im Netzmodell alle vom Monitoringsystem erfassten Subquartiere des Campus als ideale Stromquellen $\underline{I}_{(h)c}$ ohne Innenimpedanz modelliert. Diese werden mit den pro Zeitschritt gemessenen OS-Stromphasoren in Betrag und Winkel parametrisiert. Die Stromquellen werden grundschiwungsseitig als konstante Stromlasten berücksichtigt. Dadurch wird erreicht, dass der pro Subquartier gemessene Grundschiwungsstrom $\underline{I}_{(1)c}$, dem von der Stromquelle im Netzmodell in den entsprechenden Netzknoten eingepprägten simulierten Grundschiwungsstrom entspricht. Die Quellenspannung $\underline{U}_{(h)0}$ aus Abbildung 4.33 wird ausschließlich über ihre Grundschiwungsparameter $\underline{U}_{(1)0}$ berücksichtigt, für die untersuchten Oberschwingungen der fünften und siebten Ordnung stellt sie einen Kurzschluss dar. Der Ersatzschaltplan der Schaltung für die Grundschiwung ist in Abbildung 4.33 (a) und für die Oberschwingungen in Abbildung 4.33 (b) dargestellt. Die Grundschiwungsspannung $\underline{U}_{(1)PCC}$ und der Grundschiwungsstrom $\underline{I}_{(1)PCC}$ aus Abbildung 4.33 (a) sind die Referenzgrößen, auf welche die OS-Spannung bzw. der OS-Strom der jeweiligen Ordnung bezogen werden. Im Netzberechnungsprogramm entspricht die Grundschiwungs-Quellenspannung $\underline{U}_{(1)0}$ der Grundschiwungs-Klemmenspannung $\underline{U}_{(1)PCC}$ am PCC ($\underline{U}_{(1)u} = 0$ V), der Grundschiwungsstrom $\underline{I}_{(1)PCC}$ wird durch die Campuslast hervorgerufen. In Abbildung 4.33 (b) ist die netzseitige Spannungsquelle nicht berücksichtigt und stellt einen Kurzschluss dar. Die OS-Spannung $\underline{U}_{(h)PCC}^c$ am PCC wird somit ausschließlich von der OS-Campuslast hervorgerufen.



(a) Grundschiwung ($h = 1$).

(b) Oberschwingungen ($h = 5, h = 7$).

Abbildung 4.33: Ersatzschaltplan der Schaltung für den ersten Schritt des Ansatzes: Frequenzabhängige Darstellung der Last.

Schritt 2

Aus der von der Campuslast am PCC hervorgerufenen OS-Spannung $\underline{U}_{(h)PCC}^c$ und der vom Monitoringsystem an derselben Stelle im realen Netz gemessenen OS-Spannung $\underline{U}_{(h)PCC}$ wird die Hintergrundverzerrung mit der Gleichung $\underline{U}_{(h)0PCC} = \underline{U}_{(h)PCC} - \underline{U}_{(h)PCC}^c$ berechnet. Diese Gleichung lässt sich direkt aus dem Superpositionsprinzip ableiten. Bei der so ermittelten Hintergrundverzerrung handelt es sich um die Klemmenspannung des netzseitigen Thévenin-Äquivalents. Diese Spannung repräsentiert den Anteil der am PCC des Campus gemessenen Spannung $\underline{U}_{(h)PCC}$, der nicht von der Campuslast, sondern vom überlagerten Netz hervorgerufen wird. Abbildung 4.34 stellt den zugehörigen Ersatzschaltplan dar.

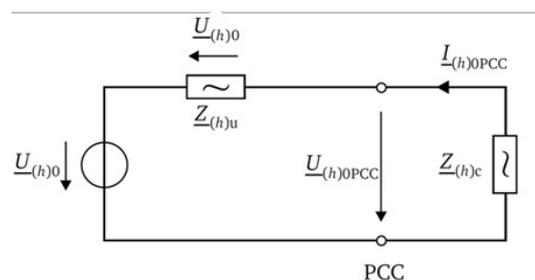


Abbildung 4.34: Ersatzschaltbild der Schaltung für den zweiten Schritt. Hintergrundverzerrung.

Anders als für die Grundschiwung unterscheidet sich für Oberschwingungen die Quellenspannung von der Klemmenspannung in Abhängigkeit der Netzimpedanz $\underline{Z}_{(h)u}$. Zur korrekten Berücksichtigung der Hintergrund-

verzerrung im Netzmodell muss daher die Quellenspannung $\underline{U}_{(h)0}$ aus der Klemmenspannung $\underline{U}_{(h)\text{PCC}}^0$ bestimmt werden. Dies geschieht über den Spannungsteiler nach Gleichung (4.13). Da die Werte für die Netz- und Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{(h)u}$ und $\underline{Z}_{(h)k\text{PCC}} = \underline{Z}_{(h)u} \parallel \underline{Z}_{(h)c}$ direkt aus dem Netzmodell abgelesen werden können, wird die Gleichung entsprechend umgeformt und die Lastimpedanz $\underline{Z}_{(h)c}$ ersetzt.

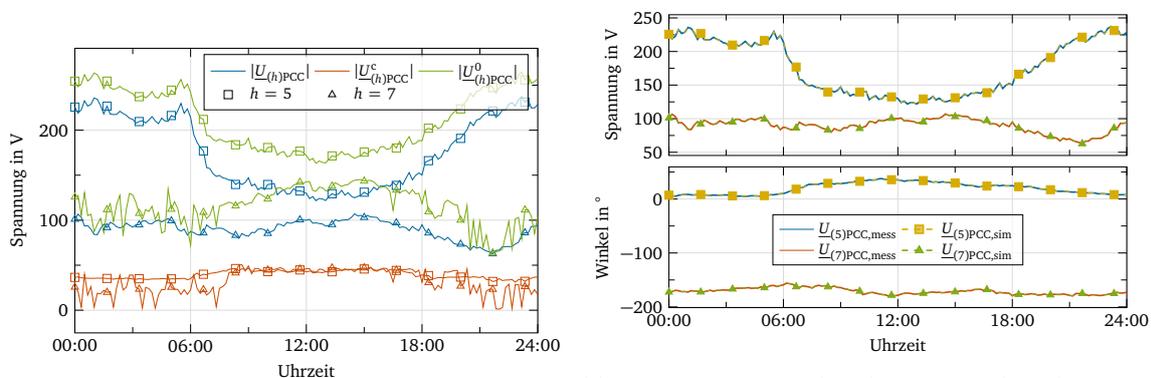
$$\underline{U}_{(h)0} = \underline{U}_{(h)0\text{PCC}} \cdot \frac{\underline{Z}_{(h)}^c + \underline{Z}_{(h)u}}{\underline{Z}_{(h)}^c} = \underline{U}_{(h)0\text{PCC}} \cdot \frac{\underline{Z}_{(h)u}}{\underline{Z}_{(h)k\text{PCC}}} \quad (4.13)$$

Schritt 3

Die Spannungsquelle aus Abbildung 4.32 wird in PowerFactory mit der im vorherigen Schritt berechneten Quellenspannung $\underline{U}_{(h)0}$ parametrisiert, wobei die OS-Spannung in p.u., bezogen auf die Grundschwingungsspannung berücksichtigt wird. Anschließend wird eine weitere zeitreihenbasierte OS-Lastflussberechnung über denselben Zeitraum wie zuvor ausgeführt. In dieser Berechnung werden beide Quellen aus Abbildung 4.32 mit ihren Grundschwingungs- und OS-Parametern berücksichtigt.

Ergebnisse

Die mit der Superposition ermittelten Verläufe werden mit den gemessenen komplexen Spannungen am PCC verglichen. Die Ergebnisse in Abbildung 4.35 (b) zeigen, dass die Verläufe der Spannungen der 5. und 7. Harmonischen exakt übereinander liegen. Die einzelnen Teilspannungen, aus denen sich der Verlauf in (b) zusammensetzt, sind in Abbildung 4.35 (a) dargestellt. Aus den Untersuchungen kann gefolgert werden, dass die Hintergrundverzerrung korrekt im Modell berücksichtigt wird. Mit dem vorgestellten Ansatz wird demnach erreicht, dass die gemessene und die simulierte OS-Spannung am PCC des Campus übereinstimmt.



(a) Verläufe der Beträge der Teilspannungen für die 5. Ordnung (□) im Gegensystem und die 7. Ordnung (△) im Mitsystem

(b) Verläufe der Beträge (oben) und Winkel (unten) der simulierten und gemessenen Spannung am PCC für die 5. Ordnung (□) im Gegensystem und die 7. Ordnung (△) im Mitsystem

Abbildung 4.35: Ersatzschaltplan der Schaltung für den ersten Schritt des Ansatzes.

4.1.7 Zuordnung der Oberschwingungsbeiträge zu den Subquartieren

In diesem Abschnitt wird untersucht, inwieweit sich gemessene Oberschwingungsströme am PCC auf die einzelnen Lasten zurückführen lassen. Dazu werden zwei Methoden untersucht. Es wird im ersten Schritt die Methode basierend auf den „Multi-Point-approach“, welche den Harmonic Impact Index (HI-Index) nutzt [73], verwendet. Anschließend wird die Methode weiterentwickelt, indem neben den gemessenen Strom- und Spannungsamplituden zusätzlich die jeweiligen Winkel einbezogen werden.

HI-Index-Methodik

Für die Analyse von Oberschwingungsbeiträgen können sowohl Single- als auch Multi-Point-Ansätze verwendet werden. Dabei können mit dem Single-Approach-Ansatz die Oberschwingungsbeiträge von einzelnen nichtlinearen Lasten oder von aggregierten Lasten mit gleichem PCC untersucht werden [72, 74]. Im Gegensatz dazu können Multi-Point-Ansätze genutzt werden, um den Oberschwingungsbeitrag mehrerer nichtlinearer Lasten mit unterschiedlichen PCC zu quantifizieren. Um eine Zuordnung durchführen zu können wird der HI-Index genutzt. Der HI-Index stellt ein Maß für den harmonischen Beitrag von verschiedenen Lasten in Bezug zu einer gemessenen Spannung dar. Er wird im Allgemeinen über (4.14) berechnet. In Abhängigkeit des Winkels β_h kann der Oberschwingungsbeitrag positiv oder negativ sein, also eine Harmonische an einem gemessenen Knoten reduzieren oder vergrößern. Die harmonische Spannung \underline{U}_{hXA} , der von Last A stammende Anteil an der gemessenen Oberschwingungsspannung \underline{U}_{hX} , kann über (4.15) berechnet werden. Die gemessene Oberschwingungsspannung \underline{U}_{hX}

lässt sich aus der Superposition der Projektionen der Teilspannungen gemäß (4.16) berechnen. Der HI-Index wurde in [75] vorgestellt. Die zu (4.14) gehörigen Variablen sind in Tabelle 4.11 aufgelistet. Das Zeigerdiagramm zur Erklärung der Superposition ist in Abbildung 4.36 dargestellt.

$$HI_{\text{LoadA}}^{\text{BusX}} = \frac{|\underline{U}_{hXA-p}|}{|\underline{U}_{hX}|} \cdot 100 \% = \frac{|\underline{U}_{hXA}|}{|\underline{U}_{hX}|} \cos(\beta_{hXA}) \cdot 100 \% \quad (4.14)$$

$$\underline{U}_{hXA} = \underline{Z}_{hXA} \cdot \underline{I}_{hA} \quad (4.15)$$

$$\underline{U}_{hX} = \underline{Z}_{hXA} \cdot \underline{I}_{hA} + \underline{Z}_{hXB} \cdot \underline{I}_{hB} + \underline{Z}_{hXC} \cdot \underline{I}_{hC} + \underline{U}_{hX0} \quad (4.16)$$

Tabelle 4.11: Liste der Variablen.

Variable	Bedeutung
$HI_{\text{LoadA}}^{\text{BusX}}$	Harmonic Impact Index der Last A am Knoten X
\underline{U}_{hX}	Gemessene OS-Spannung der Ordnung h an Knoten X
\underline{U}_{hX0}	Verursachte OS-Spannung der Ordnung h durch äußere Einflüsse und nicht durch die Lasten
\underline{U}_{hXA}	Spannungsverzerrung der Ordnung h verursacht durch Last A
\underline{I}_{hA}	Durch Last A emittierter OS-Strom der Ordnung h
β_{hXA}	Winkel zwischen Spannungsverzerrung der Last A an Knoten X und der Projektion
\underline{Z}_{hXA}	Komplexe Netzimpedanz der Last A in Bezug auf Knoten X
\underline{U}_{hXA-p}	In Richtung von \underline{U}_{hX} projizierte Komponente der Spannungsverzerrung der Ordnung h durch Last A am Knoten X

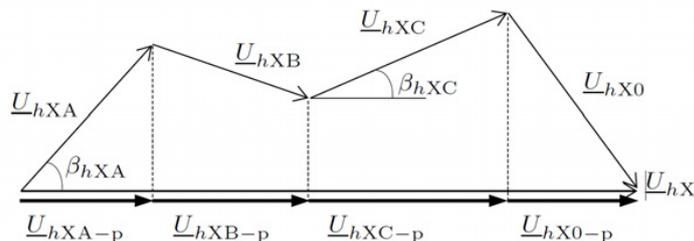


Abbildung 4.36: HI-Index-Methodik: Zeigerdiagramm der Superposition der Oberschwingungsspannungen.

Um den HI-Index berechnen zu können, müssen \underline{U}_{hXA} und \underline{U}_{hX} bekannt sein. Dazu wird (4.16) genutzt, welche auf der Superposition basiert und den Einfluss der Oberschwingungsströme einer Last A, B, C, ... auf die gemessene Spannungsverzerrung \underline{U}_{hX} beschreibt. Um (4.16) lösen zu können, müssen die fehlenden Impedanzen und Ströme berechnet werden. Durch Linearisierung von (4.16) können mit Hilfe des Multi-Point-Ansatzes und der PLS-Regression die fehlenden Elemente berechnet werden. Dazu wird das Gleichungssystem aus (4.17) gelöst. Für die Linearisierung werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Die Impedanzen \underline{Z}_{hXA} bis \underline{Z}_{hXC} sind zeitinvariant.
- Die Winkel β_{hX0A} bis β_{hX0C} sind zeitinvariant.
- Die harmonische Hintergrundverzerrung \underline{U}_{hX0} ist zeitinvariant.

Durch Lösen von (4.17) kann der HI-Index über (4.14) bestimmt werden.

$$\hat{Y} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & |I_{hA}(t_0)| & \cdots & |I_{hM}(t_0)| \\ 1 & |I_{hA}(t_1)| & \cdots & |I_{hM}(t_1)| \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & |I_{hA}(t_{n-1})| & \cdots & |I_{hM}(t_{n-1})| \end{bmatrix}}_{X_1 [N \times (2 \cdot M + 1)]} \underbrace{\begin{bmatrix} |U_{hX0}| \cos(\beta_{hX0}) \\ |Z_{hXA}| \cos(\beta_{hXA}) \\ \vdots \\ |Z_{hXM}| \cos(\beta_{hXM}) \end{bmatrix}}_{B_{PLS}^* [N \times (2 \cdot M + 1)]} = \underbrace{\begin{bmatrix} |\hat{U}_{hX}(t_0)| \\ |\hat{U}_{hX}(t_1)| \\ \vdots \\ |\hat{U}_{hX}(t_{n-1})| \end{bmatrix}}_{B_{PLS}^* [(2 \cdot M + 1)]} \quad (4.17)$$

Erweiterung der Methodik: Berücksichtigung des Phasenwinkels

In dem bisher vorgestellten Ansatz wird die Regression in (4.17) nur mit den Beträgen der Oberschwingungsspannungen gelöst. Um ein genaueres Ergebnis zu erhalten, wird der Ansatz um die gemessenen Winkel erweitert, sodass ein Gleichungssystem (4.18) hervorgeht. Durch Lösen von (4.18) kann der HI-Index über (4.14) bestimmt werden. Das Ergebnis sind verbesserte Regressionswerte, was durch das Bestimmtheitsmaß R^2 beschrieben wird. Die verbesserten Ergebnisse sind exemplarisch für die fünfte und siebte Harmonische in 4.37 (a) visualisiert. Zusätzlich sinkt der RESS (Residual Sum of Squares) für die Berücksichtigung der Winkel. Das bedeutet, dass die Summe der quadrierten Residuen kleiner wird und somit die Genauigkeit der Vorhersage steigt [75].

$$\hat{Y} = \underbrace{\begin{bmatrix} \hat{Y}(t_0) & \hat{Y}_{ang}(t_0) \\ \hat{Y}(t_1) & \hat{Y}_{ang}(t_1) \\ \hat{Y}(t_2) & \hat{Y}_{ang}(t_2) \\ \vdots & \vdots \\ \hat{Y}(t_N) & \hat{Y}_{ang}(t_N) \end{bmatrix}}_{\hat{Y} [N \times 2]} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & I_{hA}(t_0) & \angle I_{hA}(t_0) & \cdots & I_{hM}(t_0) & \angle I_{hM}(t_0) \\ 1 & I_{hA}(t_1) & \angle I_{hA}(t_1) & \cdots & I_{hM}(t_1) & \angle I_{hM}(t_1) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 1 & I_{hA}(t_N) & \angle I_{hA}(t_N) & \cdots & I_{hM}(t_N) & \angle I_{hM}(t_N) \end{bmatrix}}_{X_1 [N \times (2 \cdot M + 1) \times 2]} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} B_{[0,0]} & B_{[0,1]} \\ B_{[1,0]} & B_{[1,1]} \\ B_{[2,0]} & B_{[2,1]} \\ \vdots & \vdots \\ B_{[(2M+1),0]} & B_{[(2M+1),1]} \end{bmatrix}}_{B_{PLS}^* [(2 \cdot M + 1) \times 2]} \quad (4.18)$$

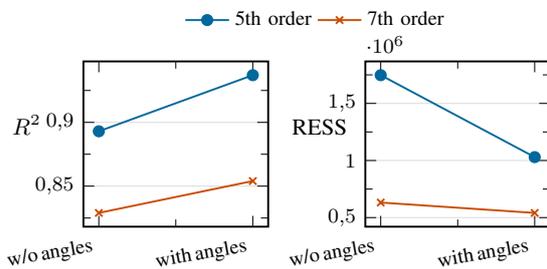
$$\hat{Y}(t_0) = \underbrace{1 \cdot B_{[0,0]}}_{\text{Anteil } \underline{U}_{(h)0}} + \underbrace{I_{hA}(t_0) \cdot B_{[1,0]} + \angle I_{hA}(t_0) \cdot B_{[2,0]} + I_{hB}(t_0) \cdot B_{[3,0]} + \cdots + \angle I_{hM}(t_0) \cdot B_{[(2M+1),0]}}_{\text{Anteil Last A}} \quad (4.19)$$

$$\hat{Y}_{ang}(t_0) = \underbrace{1 \cdot B_{[0,1]}}_{\text{Anteil } \underline{U}_{(h)0}} + \underbrace{I_{hA}(t_0) \cdot B_{[1,1]} + \angle I_{hA}(t_0) \cdot B_{[2,1]} + I_{hB}(t_0) \cdot B_{[3,1]} + \cdots + \angle I_{hM}(t_0) \cdot B_{[(2M+1),1]}}_{\text{Anteil Last A}} \quad (4.20)$$

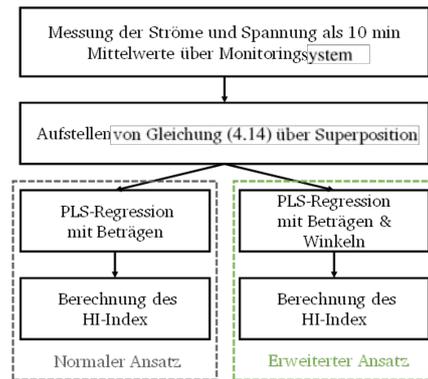
In 4.37 (b) ist nochmals der Unterschied zwischen dem in der Literatur üblicherweise verwendeten Ansatz ohne Winkel und dem hier beschriebenen erweiterten Ansatz mit Winkel dargestellt.

Ermittlung der HI am Campus Lichtwiese

Um die HI am Campus Lichtwiese zu ermitteln, wurde die Spannungsqualität anhand der Messdaten des Monitoringsystems über ein halbes Jahr analysiert. In Tabelle 4.12 ist der HI der einzelnen Quartiere beispielhaft für die fünfte und siebte Harmonische dargestellt. Die Ergebnisse legen nahe, dass sich das Mittelspannungsnetz im jetzigen Betrieb hauptsächlich als Oberschwingungssenke verhält, während das öffentliche Netz die primäre Quelle von Oberschwingungen ist. In Bezug auf die Forschungsfrage kann festgehalten werden: Es ist möglich, den Oberschwingungsbeitrag der Quartiere und Lasten basierend auf den PQ-Messungen von 16 Knoten im untersuchten Mittelspannungsnetz zu quantifizieren.



(a) R^2 und RESS mit und ohne Betrachtung des Winkels.



(b) Ablauf zur Berechnung des HI-Index.

Abbildung 4.37: Vergleich der HI-Methode mit und ohne Betrachtung des Winkels.

Tabelle 4.12: HI der einzelnen Subquartiere für die fünfte und siebte Harmonische.

Last	HI in %	
	fünfte Harmonische	siebte Harmonische
Architecture	-1,53	-9,78
BauIng	0,15	0,38
Botanik	-31,41	-55,11
CO2	0,40	-0,61
CSI	-20,81	-2,00
Chemistry	27,52	36,15
Ecampus	0,75	2,76
EntZent	-34,49	-140,42
Grossverb	-1,16	0,05
HLR	16,05	-0,75
HMZ	-9,88	1,61
MB12	1,05	6,96
MB13	-1,61	1,95
MBVH	49,62	1,68
MaWi	5,41	10,06
$U_{(h)0}$	101,15	248,25
Sum	101,21	101,18

4.1.8 Untersuchung der thermischen Versorgung basierend auf Wärmepumpen

In diesem Arbeitspaket wird untersucht, welchen Einfluss eine auf Wärmepumpen basierende Wärmeversorgung auf das Mittel- und Niederspannungsnetz des Campus Lichtwiese hat. Der Campus wird gemäß Abbildung 4.28 in fünf Abschnitte unterteilt. Jeder Abschnitt besitzt eine Luftwärmepumpe und eine zugehörige Boosterwärmepumpe. Zudem wird eine zentrale Geothermie-Luftwärmepumpe für den gesamten Campus angenommen. Als Parameter werden die Spannungsbänder, die Transformator- und Kabelauslastung sowie die Spannungsverzerrung untersucht. Um verschiedene Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, werden die Szenarien *EnEff*, *Passive*, *Regulatory* und *Only Electrification* für die Jahre 2030, 2040, 2050 eingeführt. Je nach Szenario wird die Wärmeversorgung mehr oder weniger durch Wärmepumpen gedeckt. Darüber hinaus werden Faktoren wie Verminderung der THG-Emission, Bezug von Ökostrom, eigene Erzeugung durch regenerative Energien sowie die Absenkung der Vorlauftemperatur am Campus je nach Szenario unterschiedlich gewichtet. Die Szenarien werden im Detail in Teilprojekt 5 im Kapitel „Teilprojekt 5 - Energiekonzept post 2030“ beschrieben und sind dort in Tabelle 4.20 zusammengefasst. Zum Verständnis der hier dargestellten Ergebnisse sollten daher zunächst die Szenariodefinitionen aus 4.20 gelesen werden.

Ausgewählte Zeiträume und genutzte Messdaten

Für die untersuchten Jahre werden jeweils repräsentative Wochen gewählt, die das Verhalten des gesamten Jahres

wiedergeben und stellvertretend für eine typische Woche zu jeder Jahreszeit stehen. Dabei wird je Jahreszeit eine Woche gewählt, die das höchste Erzeugungspotential aus erneuerbaren Energien vorweist und eine weitere Woche die den höchsten Eigenbedarf hat. Somit ergeben sich acht Wochen pro Jahr, die als Eingangsdaten für PowerFactory dienen.

Die Daten durchlaufen vor der Übergabe an PowerFactory einen Optimierungsalgorithmus, der vom Fachgebiet EINS der TU Darmstadt entwickelt wurde. Der Algorithmus stellt ein partielles Gleichgewichtsmodell dar, dem ein lineares Programm zugrunde liegt. Das Ziel besteht darin, eine lineare Kostenfunktion zu minimieren. Das Optimierungsproblem kann mithilfe des Simplex-Verfahrens gelöst werden. Als Eingangsvariablen werden im Optimierungsmodell die Parameter c und p verwendet, wobei c die Verbrauchsstoffe mit den Energieformen Strom und Gas darstellt und der Parameter p die Umwandlung der verschiedenen Energieformen zueinander beschreibt. Das modellierte Energiesystem des Campus Lichtwiese wird mit drei verschiedenen Verbrauchsgütern und vier Umwandlungsprozessen definiert. Der Prozess von Verbrauchsgütern bis hin zu nutzbarer Energie ist in Abbildung 4.9 dargestellt.

Modellierung in PowerFactory

Nach der Vor- und Aufbereitung der Messdaten durch den Optimierungsalgorithmus des Fachgebiets EINS werden die Eingangsdaten an PowerFactory übergeben, wo schließlich die Untersuchungen des elektrischen Campusnetz durchgeführt werden. Mit dem COP der Wärmepumpen kann die benötigte elektrische Leistung aus der thermischen Leistung berechnet werden, welche sich für die einzelnen Szenarien unterscheiden. Die thermischen Daten werden durch das Monitoringsystem am Campus bereitgestellt. Die Daten werden dem Netzmodell übergeben, in dem alle Gebäude und Wärmepumpen als elektrische Verbraucher in Form einer allgemeinen elektrischen Last modelliert werden. Die zugrunde gelegten Annahmen erlauben nun eine Modellierung des elektrischen Netzes des Campus Lichtwiese unter dem Einfluss von umrichter gespeisten Wärmepumpen. Dadurch, dass die Umrichter schaltende Bauelemente sind und daher ein nichtlineares Strom-Spannungs Verhalten aufweisen, emittieren sie Oberschwingungsströme in das Campusnetz [76]. Es wird eine Wärmepumpe nach dem Typ A25 [77] genutzt, um das Oberschwingungsspektrum nachzubilden. Die Stromverzerrung ist dabei dem zeitlichen Stromverlauf aus Abbildung 4.38 zu entnehmen.

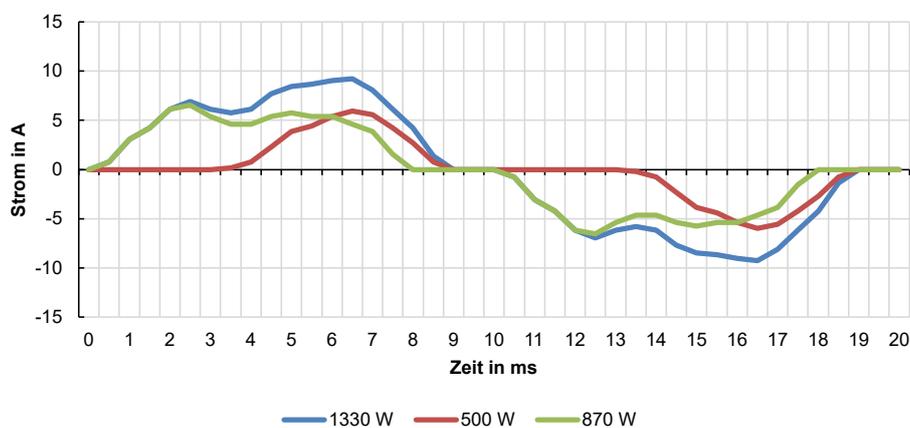


Abbildung 4.38: Stromverlauf einer Wärmepumpe des Typs A25 nach [77]

Zur Modellierung dieser Oberschwingungsquellen in PowerFactory wird eine Stromquelle gemäß Abbildung 4.39 als Lastmodell genutzt. Im Idealfall $|Z_i| \rightarrow \infty$ ist der Strom I_k unabhängig von der Klemmenspannung U_k [76]. Es werden die drei Frequenzspektren in Tabelle 4.13, die abhängig von der bezogenen elektrischen Leistung sind, zugrunde gelegt.

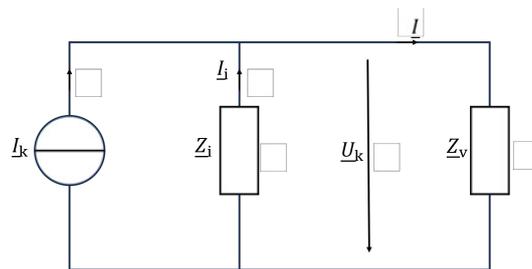


Abbildung 4.39: Modell der Stromquelle in PowerFactory.

Tabelle 4.13: Oberschwingungsspektrum der Stromquelle für die Nachbildung der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Leistung.

Harmonische Ordnung	F($P < P_n$)		F($P = P_n$)		F($P > P_n$)	
	Betrag in %	Phase in °	Betrag in %	Phase in °	Betrag in %	Phase in °
3	61,21	-1,52	8,71	10,83	12,04	-73,42
5	17,71	-14,36	23,30	177,19	15,64	-140,20
7	6,16	-131,84	3,94	-90,74	6,40	14,08
9	4,74	-148,26	5,22	-79,25	1,77	-7,12
11	1,86	-48,55	2,67	-145,15	2,60	62,07
13	2,98	-27,96	2,57	7,24	0,46	32,62
15	1,24	-31,02	0,98	135,61	1,63	-78,24
17	0,58	129,29	2,36	170,95	1,34	76,73
19	0,92	126,11	0,67	-12,80	0,39	147,59

Bewertung der Oberschwingungsspannungen

Zunächst werden zur Bewertung der Spannungsqualität am Campus die Oberschwingungsspannungen betrachtet. Dabei werden der THD_u des Netzes und die Oberschwingungsbeträge der zentralen Wärmepumpe betrachtet, da diese die größte Wirkleistung bezieht und somit die größte Oberschwingungsquelle darstellt. Eine Übersicht über die Ergebnisse ist in Tabelle 4.14 gegeben.

Für die Beschreibung der Szenarien wird auf Kapitel „Teilprojekt 5 - Energiekonzept post 2030“ verwiesen, insbesondere auf Tabelle 4.20. Im Folgenden sind kurz die Implikation der einzelnen Szenarien für die Wärmeversorgung zusammengefasst.

Passive Da in diesem Szenario keine Wärmepumpen am Campus installiert sind, existieren keine Oberschwingungsquellen im modellierten Netz in PowerFactory. Somit ist hier der THD_u 0 %.

Only Electrification: In diesem Szenario beziehen die Wärmepumpen den größten Wirkleistungsbedarf, wodurch hier der höchste THD_u aufgezeichnet wird. Aus Tabelle 4.14 geht hervor, dass der THD_u von 2030 auf 2050 um 1 % steigt. Die Grenzwerte für Betriebsmittel wird durch die zentrale Wärmepumpe verletzt, wodurch der Betrieb in diesem Szenario unzulässig ist. In Tabelle ?? sind die Pegel im Vergleich zu den vorgegebenen Grenzwerten zu sehen.

Regulatory: Wie in Tabelle 4.14 zu sehen ist, steigt der THD_u nur gering auf einen Wert von 1,33 % an. Lediglich die zentrale Wärmepumpe überschreitet die vorgegebenen Oberschwingungsgrenzen und befindet auch in diesem Szenario in einem unzulässigen Betriebszustand.

EnEff: In diesem Szenario steigt der THD_u ebenfalls an. Jedoch ist durch den geringeren Leistungsbedarf der Wärmepumpen ein geringer Anstieg des THD_u auf 1,77 % zu erkennen.

Neben dem THD_u wurden auch die Oberschwingungsspannungen der einzelnen Ordnungen der Betriebsmittel untersucht. Dabei verletzt lediglich die zentrale Wärmepumpe die vorgegebenen Pegel nach DIN EN 50160. Die simulierten Pegel und die dazugehörigen Grenzen sind in Abbildung 4.40 zu sehen.

Tabelle 4.14: Maximaler THD_u der verschiedenen Szenarien zur thermischen Versorgung.

	2030		2040		2050	
	THD _u in %	Standort	Wert in %	THD _u	Wert in %	THD _u
Passive	-	-	-	-	-	-
Only Electrification	1,74	BHKW-VNB 20 kV	1,5	BHKW-VNB 20 kV	2,55	BHKW-VNB 20 kV
Regulatory	1,14	BHKW-VNB 20 kV	1,21	BHKW-VNB 20 kV	1,33	BHKW-VNB 20 kV
EnEff	1,53	BHKW-VNB 20 kV	1,29	BHKW-VNB 20 kV	1,77	BHKW-VNB 20 kV

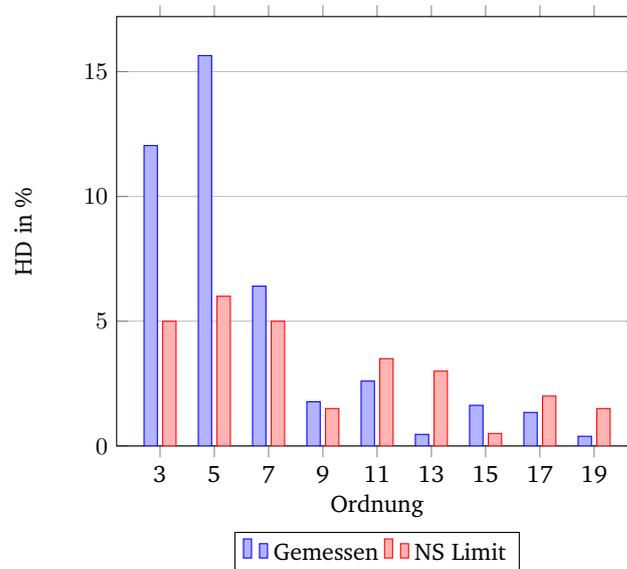


Abbildung 4.40: Oberschwingungsspannungen der einzelnen Ordnungen am Knoten der zentralen Wärmepumpe (blau) und Grenzwerte nach DIN EN 50160 (rot).

Bewertung des Spannungsbandes

In diesem Kapitel werden die Spannungsbänder am Campus betrachtet. In Abbildung 4.41 sind die Spannungsbänder aller acht Wochen derjenigen Sammelschiene dargestellt, die für das jeweilige Jahr und Szenario die maximale Spannungsschwankung aufweist. Dabei werden sowohl mittel-, als auch niederspannungsseitige Sammelschienen betrachtet. Nach DIN EN 50160 muss in der Niederspannung ein Spannungsband von $\pm 10\%$ eingehalten werden. Nach Abbildung 4.41 wird das Spannungsband lediglich im Jahr 2050 im Szenario „Only Electrification“ verletzt. Diese kann dadurch begründet werden, dass hier ein sehr großer Teil der Wärmeversorgung elektrisch durch die Wärmepumpen bereitgestellt werden muss. Insbesondere die zentrale Geothermie-Luft Wärmepumpe bezieht eine hohe Wirkleistung, was induktives Verhalten darstellt und wiederum in einer geringeren Spannung resultiert. Bis auf das Szenario „Passive“ finden die höchsten Spannungsschwankungen immer in der Niederspannung an der 0,4 kV BHKW-Sammelschiene statt, da hier die zentrale Wärmepumpe angeschlossen ist. Da es im Szenario „Passive“ keine Versorgung durch Wärmepumpen gibt, kommt es hier auch nur zu einer geringen Spannungsschwankung.

Bewertung der Einspeisung aus externem Netz

In diesem Abschnitt wird die maximal bezogene Wirkleistung aus dem externen Netz der einzelnen Szenarien miteinander verglichen.

Passive: Im Szenario „Passive“ sind Einspeisungen immer dann zu beobachten, wenn nicht genügend Wirkleistung von den BHKW des Campus Lichtwiese bereitgestellt werden kann. In den meisten Fällen reicht die Leistung der

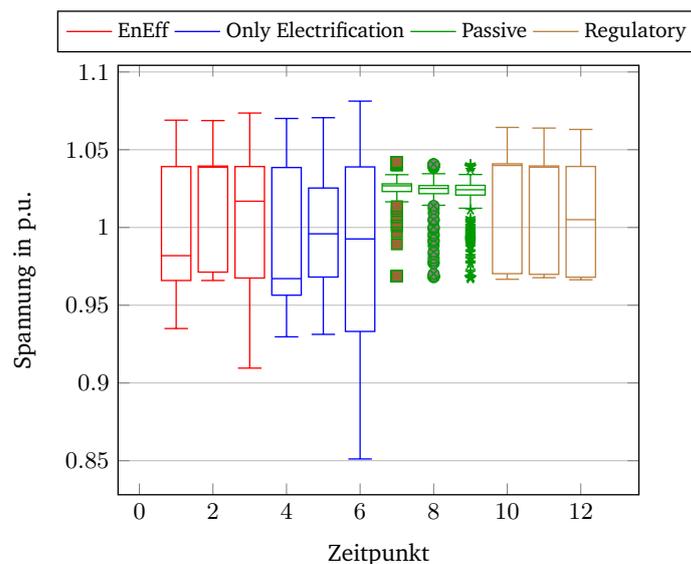


Abbildung 4.41: Maximale Spannungsbänder der Szenarien und Jahre.

BHKW jedoch aus, sodass in diesem Szenario selten externe Leistung bezogen werden muss. Tabelle 4.15 zeigt, dass der maximal gemessene Wirkleistungsbezug mit $P=0,69$ MW gering im Vergleich zu den anderen Szenarien ausfällt und für die betrachteten Jahre konstant bleibt.

Only Electrification: In diesem Szenario ist in Tabelle 4.15 ein deutlicher Anstieg der Wirkleistung im Vergleich zu „Passive“ zu erkennen. Dabei wird im Jahr 2050 ein Wirkleistungsbezug von $P=3,1$ MW verzeichnet. Dieser Anstieg ist auf die Wärmeversorgung durch die Wärmepumpen zurückzuführen. Der Anstieg der Jahre 2040 und 2050 ist durch Zubau neuer Gebäude bedingt.

Regulatory: Auch in diesem Szenario kommt es zu einem Anstieg der bezogenen Wirkleistung. Aus Tabelle 4.15 geht hervor, dass mit einem Spitzenwert von $P=2,26$ MW im Jahr 2050 die Leistungspitze deutlich unter jener von „Only Electrification“ liegt. Dies wird dadurch verursacht, dass teilweise die preisgünstigeren BHKWs statt Wärmepumpen eingesetzt werden, was in einer geringeren elektrischen Leistung resultiert.

EnEff: Im letzten betrachteten Szenario EnEff sinkt die Wirkleistung der Jahre 2030 und 2040 ab und steigt in 2050 wieder an, wie in Tabelle 4.15 zu sehen ist. Die Absenkung der Wirkleistung wird durch die zusätzliche Dämmung und den Zubau von erneuerbaren Energien verursacht. Dadurch sinkt zum einen die benötigte thermische Leistung und somit auch die durch die Wärmepumpen bezogene elektrische Leistung und zum anderen muss durch die Eigenproduktion weniger elektrische Energie aus dem Netz bezogen werden. Der Anstieg der Jahre 2040 und 2050 ist auch hier durch Zubau neuer Gebäude bedingt.

Tabelle 4.15: Maximale Einspeisung der Szenarien

	2030		2040		2050	
	in MW	Standort	in MW	Standort	in MW	Standort
Passive	0,61	-	0,69	-	0,67	-
Only Electr.	2,7	Externes Netz	2,1	Externes Netz	3,1	Externes Netz
Regulatory	1,28	Externes Netz	1,58	Externes Netz	2,26	Externes Netz
EnEff	2,46	Externes Netz	1,59	Externes Netz	2,57	Externes Netz

Bewertung der Auslastung der Betriebsmittel

Durch den Zubau von großen elektrischen Lasten muss zusätzlich geprüft werden, ob Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren für die zusätzliche Belastung angemessen dimensioniert sind. In Abbildung 4.42 ist die jeweils höchste auftretende Auslastung für Kabel und Transformatoren dargestellt. Im Folgenden werden die einzelnen Szenarien beschrieben. Die genauen Kennzahlen sind in den Tabellen 4.16 und 4.17 aufgetragen.

Passive: In diesem Szenario liegt die Auslastung im unkritischen Bereich. Die Leitungen zeigen in Abbildung 4.42 (b) von 2030 bis 2050 eine konstante Auslastung. Bei der Auslastung der Transformatoren ist ein geringer Anstieg von 69 % 2030 auf 72 % im Jahr 2050 zu verzeichnen.

Only Electrification: Dieses Szenario verzeichnet nach Abbildung 4.42 (a) und 4.42 (b) die höchste maximale Auslastung, was durch den hohen Wirkleistungsbezug der zentralen Wärmepumpe verursacht wird. Die Auslastung des Transformators der zentralen Wärmepumpe liegt bereits im Jahr 2030 bei 227 % und steigt im Jahr 2050 bis auf 381 %. Die Kabelauslastung steigt ebenfalls an, liegt jedoch erst im Jahr 2050 bei einem kritischen Wert von 102 %.

Regulatory: Auch in diesem Szenario wird der Transformator der zentralen Wärmepumpe überlastet, bleibt jedoch im Vergleich zum Szenario „Only Electrification“ bei einem konstanten Wert von 151 %. Der geringe Anstieg wird durch den zusätzlichen Einsatz des BHKW verursacht. Die Auslastung der Kable steigt nur im Jahr 2050 auf einen unkritischen Wert von 64 % an.

EnEff: Auch Szenario „EnEff“ zeigt nach Abbildung 4.42 (a) eine kritische Auslastung der Transformatoren. Auch hier wird der Transformator der zentralen Wärmepumpe im Jahr 2030 bis 2050 überlastet. Die Senkung der Vorlauftemperatur und die Sanierung der Gebäude bewirken einen niedrigeren Wirkleistungsbezug der zentralen Wärmepumpe im Vergleich zu Only Electrification, jedoch reicht dies nicht aus, um den Transformator nicht zu überlasten. Die Kabelauslastung hingegen liegt in einem unkritischen Bereich.

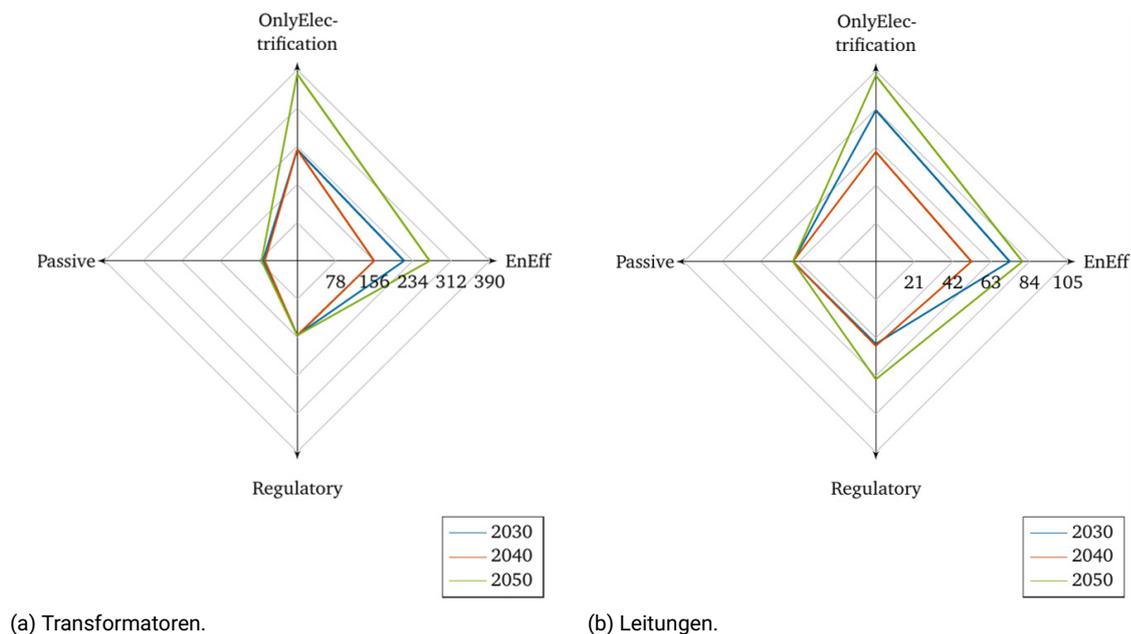


Abbildung 4.42: Maximale Auslastungen in % für die Szenarien in den untersuchten Jahren.

AP 4.2: Spannungsabhängigkeit der elektrischen Last

In diesem Arbeitspaket sollten die Auswirkungen eines invasiven Spannungseingriffs auf das Verhalten der elektrischen Last untersucht werden. Um die Spannungsabhängigkeit untersuchen zu können, muss die Netzspannung eine entsprechend starke Veränderung erfahren. Solche Veränderungen werden klassischerweise durch invasive

Tabelle 4.16: Maximale Auslastung der Transformatoren

	2030		2040		2050	
	in %	Standort	in %	Standort	in %	Standort
Passive	69	L1-02 MB 1/2	65	L1-02 MB 1/2	72	BHKW
Only Electr.	227	Trafo HP Central Woche 1	226	Trafo HP Central Woche 1	381	Trafo HP Central Woche 1
Regulatory	151	Trafo HP Central Woche 1	151	Trafo HP Central Woche 1	152	Trafo HP Central Woche 1
EnEff	216	Trafo HP Central Woche 1	155	Trafo HP Central Woche 2	268	Trafo HP Central Woche 1

Tabelle 4.17: Maximale Auslastung der Leitungen

	2030		2040		2050	
	in %	Standort	in %	Standort	in %	Standort
Passive	45	Trafo BHKW (US) -	45	Trafo BHKW (US) -	45	Trafo BHKW (US) -
Only Electr.	83	BHKW 4 BHKW-VNB Gundolfstraße	60	BHKW 4 BHKW-VNB Gundolfstraße	102	BHKW 4 BHKW-VNB Gundolfstraße
Regulatory	45	Trafo BHKW (US) -	46	BHKW-VNB Gundolfstraße	64	BHKW-VNB Gundolfstraße
EnEff	72	BHKW 4 BHKW-VNB Gundolfstraße	51	BHKW-VNB Gundolfstraße	80	BHKW-VNB Gundolfstraße

Eingriffe hervorgerufen, wie beispielsweise die Schaltung der Stufenschalter der 20-kV-/6-kV-Regeltransformatoren im Campusnetz. Dieser Vorgang konnte aufgrund der Anlagenzertifizierung der BHKW allerdings nicht umgesetzt werden. Dieser Sachverhalt war zu Beginn des Projektes nicht bekannt. Eine andere Möglichkeit könnte auch die Verwendung zufällig auftretender (Fehler-) Ereignisse sein, die eine entsprechend hohe Spannungsveränderung zur Folge haben. Eine Durchführung der Untersuchung auf Basis eines zufälligen Ereignisses ist allerdings schlecht planbar. In Anbetracht des Aufwands der übrigen Arbeitspakete, insbesondere AP 4.1, sowie des zeitlichen Aufwands der Inbetriebnahme des PQ-Monitorings durch die verspätete Besetzung der Dezernatsstelle, konnte eine solche Untersuchung im Rahmen der Phase 2 nicht umgesetzt werden. Der Aufwand wurde entsprechend in die anderen beiden AP investiert.

AP 4.3: Untersuchung der hohen Grundlast

Das Monitoringsystem erfasst neben den PQ-spezifischen höherfrequenten Signalen des Stroms und der Spannung auch deren Grundschwingungskomponenten. Die einzelnen Messgeräte des Systems sind im Mittelspannungsnetz des Campus jeweils in den Übergabefeldern der jeweiligen Unterverteilungen installiert. Somit werden pro Messgerät die Subquartiers-spezifischen Lastgänge erfasst. Gleichzeitig besitzt jede Unterverteilung des Campus ein Messgerät, sodass der gesamte Blindleistungsbedarf des Netzes allumfassend durch das Monitoringsystem gemessen wird. Pro Subquartier wird seit April 2020 Blindleistung in 10-Minuten-Mittelwerten in einer SQL-Datenbank gespeichert. Damit steht für die statistische Auswertung eine Datengrundlage über einen Zeitraum von Inbetriebnahme des Systems 2020 bis heute zur Verfügung.

Der Fokus dieser Analyse liegt auf der Blindleistung Q, da diese, anders als die Wirkleistung P, keine elektrische Arbeit verrichtet, bzw. nicht zur Erzeugung elektrischer Energie beiträgt, jedoch Verluste verursacht. Eine Analyse der Wirkleistungsbezüge der Lasten und eine Auswertung hinsichtlich der Energieeffizienz ist für die Projektphase III geplant.

Blindleistung pendelt zwischen einer Blindleistungsquelle z.B. einem Generator oder dem elektrischen Netz und einer Blindleistungssenke, z.B. einer Induktivität, hin und her. Die Energie ist dabei im magnetischen Feld gespeichert und konzentriert sich an den Betriebsmittel, z.B. um Leitungen, in den Felder elektrischer Maschinen, in Streukapazitäten zwischen spannungsführenden Teilen und der Erde, etc. Blindleistung ist für den Betrieb des Netzes insgesamt unabdingbar und sogar notwendig, weswegen von einem Bedarf an Blindleistung gesprochen

wird. Gleichzeitig belastet Blindleistung aber auch die Netzbetriebsmittel, wie Leitungen und Transformatoren. Da vor allem Wirkleistung im Netz übertragen werden soll, wird versucht, Blindleistung im Netz möglichst lokal auszugleichen, ohne diese über längere Strecken transportieren zu müssen [78]. Zur Klassifizierung der einzelnen Subquartiere anhand ihrer Blindleistungsbedarfe bietet es sich an, die Extremfälle zu betrachten. Im Kontext von stationären Netzuntersuchungen sind dies der Stark- und Schwachlastfall, d.h. die, gemessen an der Amplitude, während eines Zeitraums maximal und minimal auftretende Last. Der Starklastfall, oder auch Spitzenlastfall, dient der Überprüfung der Einhaltung von Belastungsgrenzen der Betriebsmittel. Der Schwachlastfall dient u.a. der Isolationsauslegung im Netz. Zur konservativen Abschätzung des Stark- und Schwachlastfalls im Campusnetz sowie der örtlichen und zeitlichen Zuordnung des Auftretens wurde eine Methode entwickelt, die im Folgenden erläutert wird.

Die vorliegenden Messdaten werden zunächst nach Winter- und Sommerzeit sortiert, damit die Saisonalität Berücksichtigung findet. Die Unterscheidung zwischen Winter- und Sommerzeit basiert auf der Zeitumstellung in Deutschland. Anschließend erfolgt die weitere Sortierung nach Wochentagen und -enden sowie Tag und Nacht. Feiertage werden nicht gesondert berücksichtigt. Die Unterscheidung zwischen Tag und Nacht hängt von Sonnenaufgang und -untergang ab. Da es sich um ein Drehstromsystem handelt, werden die Werte der drei Außenleiter summiert und nach Größe aufsteigend sortiert. Zusammenfassend werden die Messdaten in vier Kategorien klassifiziert: Winter - unter der Woche - Tag („Wi - u.d.W - Tag“), Winter - Wochenende - Nacht („Wi - WE - Nacht“), Sommer - unter der Woche - Tag („So - u.d.W - Tag“) und Sommer - Wochenende - Nacht („So - WE - Nacht“). Es hat sich gezeigt, dass die Subquartiere tagsüber an Wochentagen den höchsten Bedarf und nachts an Wochenenden den geringsten Bedarf aufweisen, weshalb für die Identifizierung des Stark- und Schwachlastfalls die Kategorien Winter/ Sommer - unter der Woche - Nacht und Winter/Sommer - Wochenende - Tag nicht weiter berücksichtigt werden müssen. Zur Visualisierung der statistischen Kennzahlen wie Streuung, Mittelwert (mean), Median (median) und Modus (modus) der einzelnen Kategorien, werden pro Subquartier Boxplots aus den Datensätzen der jeweiligen Kategorie erzeugt. Diese sind in Abbildung 4.43 für die Blindleistung dargestellt. Dabei beschreibt eine Box den Bereich, in dem 50 % der Daten liegen, die Linie ober- und unterhalb der Box den Bereich, in dem 100 % der Daten liegen und die Kreise kennzeichnen Ausreißer.

Zur Identifizierung des Stark- und Schwachlastfalls pro Kategorie werden in den jeweiligen Datensätzen diejenigen betrachtet, die die größten (kleinsten) Werte der Blindleistung aufweisen. Dazu werden zunächst basierend auf dem Vergleich der arithmetischen Mittelwerte der einzelnen Datensätze pro Subquartier die Stark- bzw. Schwachlastmonate und anschließend nach gleichem Vorgehen in den reduzierten Datensätzen die Stark- bzw. Schwachlasttage der einzelnen Subquartiere identifiziert. Dabei wird der Tag mit dem höchsten arithmetischen Mittel als Starklasttag und derjenige mit dem niedrigsten arithmetischen Mittel als Schwachlasttag bezeichnet. Zusätzlich zum Mittelwert wird das Lagemaß Modus zur Beschreibung der Daten ermittelt, das je nach Schiefe der Verteilung zusätzlich betrachtet werden sollte. In Abbildung 4.43 sind die ermittelten Kennzahlen als meanMax und modeMax für den Starklastfall und meanMin und modeMin für den Schwachlastfall dargestellt.

Basierend auf dieser Methodik ist es möglich für die vier Kategorien und pro Subquartier den Stark- und Schwachlastfall konservativ abzuschätzen, ohne externe Einflüsse ungerechtfertigt stark zu gewichten. Der Vergleich der einzelnen Kategorien untereinander lässt eine Aussage über den Subquartiers-spezifischen globalen Stark- und Schwachlastfall zu.

Aufgrund einer Datenlücke des Subquartiers „MB 12“ im Sommer 2021 und einer fehlerhaften Parametrierung im Sommer 2020 wird dieses Subquartier nur im Winter betrachtet. Das Subquartier „Grossverb“ zeigt die größten Ausreißer. Dies kann durch die dort betriebenen Gasturbinen und Verdichter erklärt werden, die teilweise nur über sehr kurze Zeiträume betrieben werden, dabei aber einen großen Blindleistungsbedarf aufweisen. Daneben zeigt sich, dass über alle Kategorien hinweg die Subquartiere „Chemie“, „BauIng“, „Mawi“ und „Grossverb“ den größten Blindleistungsbedarf aufweisen, die auch am Wochenende nachts nicht unerheblich sind (Ausnahme: „Grossverb“). Des Weiteren ist zu erkennen, dass - bis auf das Subquartier „Grossverb“ - der saisonale Unterschied zwischen Sommer und Winter (Abb. 4.43 (a) und Abb. 4.43 (c) versus Abb. 4.43 (b) und Abb. 4.43 (d)) nicht signifikant ins Gewicht fällt. Gleiches lässt sich für den Unterschied zwischen Tag und Nacht (Abb. 4.43 (a) und Abb. 4.43 (b) versus Abb. 4.43 (c) und Abb. 4.43 (d)) vermerken. Der Vergleich der ermittelten Stark- und Schwachlastfälle für die vier genannten Subquartiere bestätigt dieses Bild, wobei sich zeigt, dass für alle vier Subquartiere der Unterschied zwischen Tag und Nacht größer ist als zwischen Sommer und Winter, letzterer aber für die Subquartiere „Chemie“ und „BauIng“ stärker ins Gewicht fällt als für das Subquartier „Mawi“. Für das Subquartier „Chemie“ tritt der Starklastfall im Winter tagsüber auf und weist einen Wert von 153 kvar auf, der Schwachlastfall tritt im Winter nachts mit einem Wert von 73 kvar auf. In Tabelle 1.1 sind die Werte inkl. Zeitraum für die vier Subquartiere zusammengefasst.

Neben den Leistungen der einzelnen Subquartiere des Campus wird auch die Austausch-Leistung am Netzan-

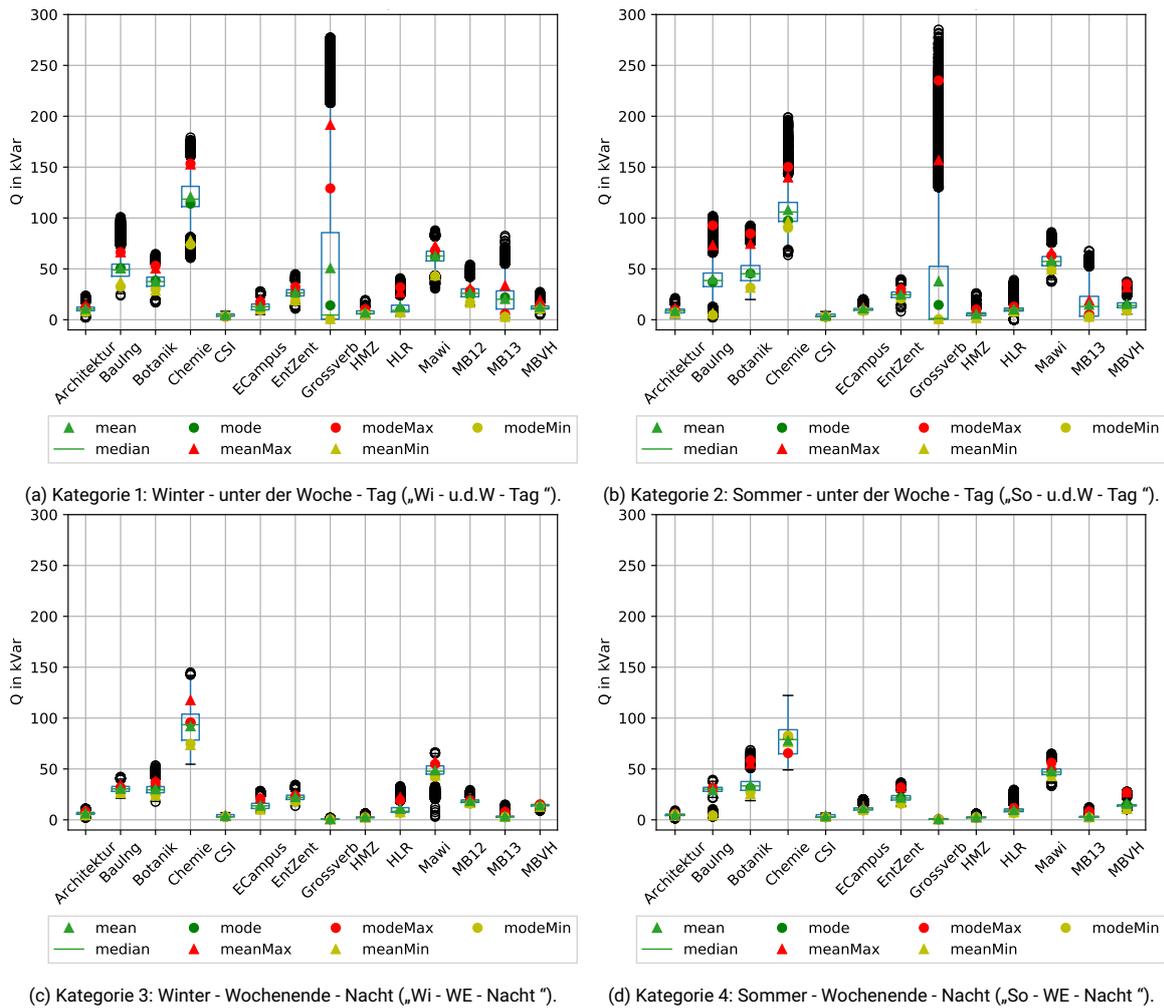


Abbildung 4.43: Blindleistungsbedarf der Subquartiere des Campus Lichtwiese für die vier Kategorien.

Tabelle 4.18: Zeitpunkt und Wert der pro (Sub-)Quartier auftretenden Stark- und Schwachlastfälle.

(Sub-)Quartier	Lastfall	Zeitpunkt	Q in kvar
Chemie	Starklast	Wi - u.d.W. - Tag	153
	Schwachlast	Wi - WE - Nacht	73
BauIng	Starklast	So - u.d.W. - Tag	92
	Schwachlast	So - WE - Nacht	4
Mawi	Starklast	Wi - u.d.W. - Tag	72
	Schwachlast	Wi - WE - Nacht	42
Grossverb	Starklast	Wi - u.d.W. - Tag	191
	Schwachlast	Wi - WE - Nacht	0
NAP Campus	Starklast	So - u.d.W. - Tag	518
	Schwachlast	So - WE - Nacht	123

schlusspunkt (NAP) des Campusnetzes mit dem überlagerten öffentlichen Verteilnetz durch das Monitoringsystem erfasst. Mit Blick auf die Blindleistung zeigt sich, dass diese über alle vier im Rahmen dieses Berichts untersuchten Kategorien einen vergleichsweise hohen Blindleistungsbedarf von durchschnittlich ca. 200 kvar aufweist. Vergleicht man die in Tabelle 4.18 für den NAP des Campusnetzes aufgeführten Stark- und Schwachlastfälle mit denjenigen der Subquartiere, zeigt sich, dass die Austausch-Blindleistung über dem NAP in etwa der Summe der Subquartiere-

re entspricht. Dies deutet darauf hin, dass ein Großteil des Blindleistungsbedarfs des Campus aus dem externen Netz gedeckt wird und konterkariert damit den zu Beginn formulierten Sachverhalt, dass Blindleistungsbedarfe möglichst an ihrer Quelle ausgeglichen werden sollten, um das Stromnetz nicht unnötig zu belasten. Demzufolge wäre mittelfristig im Sinne der Effizienzsteigerung der elektrischen Energieversorgung am Campus Lichtwiese die Integration von Kompensationseinrichtungen im elektrischen Campusnetz zu diskutieren.

Teilprojekt 5 - Energiekonzept post 2030

AP 5.1 & 5.2 Nutzung von Erd- und Umweltwärme & Einsatz solarer Fernwärme

Um die Wärmeversorgung der TUDa zu dekarbonisieren, müssen die bisherigen KWK-Anlagen und Gaskessel schrittweise durch regenerative Wärmequellen ersetzt werden. Eine Technologie, welche bisher besonders im Bereich der dezentralen Beheizung einzelner Gebäuden bekannt ist, stellt die Wärmepumpe dar. Niedertemperaturwärmequellen, wie Erdreich, Gewässer, Umgebungsluft oder Abwärme aus technischen Prozessen, welche zunächst aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus nicht direkt zu Heizzwecken genutzt werden können, werden durch Wärmepumpen nutzbar gemacht, indem unter Zufuhr von elektrischer Energie das Temperaturniveau angehoben wird. Entscheidend dabei ist die Effizienz der Wärmepumpe, die mit dem COP (Coefficient of performance) beschrieben wird. Der COP gibt an, wie viele Einheiten Wärme pro zugeführter Einheit elektrischer Energie bereitgestellt werden können. Beeinflusst wird der COP maßgeblich von sowohl Quellen- als auch Senktemperaturen. Je geringer die Differenz zwischen diesen Temperaturen ist, umso größer ist der COP. Die Quelltemperatur hängt von der zur Verfügung stehenden Wärmequelle ab, die das Temperaturniveau vorgibt. Luftwärmepumpen weisen die geringsten Investitionskosten auf, allerdings ist die Quelltemperatur genau zu den Zeiten des größten Wärmebedarfs am niedrigsten. Gewässerwärmepumpen können auf ein höheres Temperaturniveau zugreifen, allerdings ist ein entsprechend großes Gewässer in der Nähe Voraussetzung. Erdwärmepumpen können prinzipiell überall installiert werden, solange ausreichend Platz für Erdbohrungen vorhanden und der Untergrund geeignet ist. Allerdings weisen diese auch die größten Investitionskosten auf. Abwärmenutzungsprojekte sind immer individuell zu bewerten. Hier kann die Abwärmenutzung gegebenenfalls neben der Bereitstellung von Wärme zu Heizzwecken auch die Kühlung des zugrunde liegenden Prozesses leisten.

In Darmstadt befinden sich keine für eine Anbindung an die Fernwärme ausreichend großen Gewässer. Es wurde daher in diesem Projekt die Nutzung einer erdgebundenen Wärmepumpe untersucht. Die Gebiete in Deutschland, in denen Geothermie direkt zu Heizzwecken genutzt werden kann, sind begrenzt auf das Norddeutsche Becken, den Oberrheingraben und das Alpenvorland. Hier liegt der geothermische Gradient, der Temperaturanstieg mit zunehmender Bohrtiefe, bei über 3 K pro 100 m. In Darmstadt ist das jedoch nicht der Fall, wodurch für die direkte Nutzung der Geothermie sehr tiefe und damit sehr teure Bohrungen erforderlich wären. Daher ist für diesen Standort nur eine Kombination mit einer Wärmepumpe, die das benötigte Temperaturniveau bereitstellt, sinnvoll.

Eine weitere erneuerbare Technologie, die zur Dekarbonisierung der Fernwärme geeignet ist, ist die Solarthermie. Diese ist bereits sowohl in kleineren Anlagen für einzelne Häuser als auch zur Versorgung von Fernwärmenetzen erprobt. Die größte Herausforderung beim Einsatz von Solarthermie ist jedoch der zeitliche Versatz zwischen hohem solarem Wärmeangebot und hohem Wärmebedarf. Im Sommer steht besonders viel solares Potential zur Verfügung, allerdings ist dann der Wärmebedarf durch Raumheizung minimal. Wenn der Wärmebedarf im Winter maximal ist, steht jedoch kaum solare Wärme zur Verfügung. Eine Möglichkeit zum wirtschaftlichen Betrieb von Solarthermieanlagen stellt die Auslegung auf die Sommerlast dar, wodurch ein sehr hoher spezifischer Ertrag pro m² Kollektorfläche realisiert werden kann. Allerdings ist dadurch der solare Deckungsgrad an der gesamten Wärmeversorgung sehr niedrig [79]. Außerdem deckt die Solarthermie im Sommer hauptsächlich den Bedarf an Warmwasser. Die Gebäude der TUDa weisen jedoch grundsätzlich einen sehr geringen Warmwasserbedarf auf. Aufgrund des geringen sommerlichen Wärmebedarfs ist eine Unterstützung der Fernwärmeversorgung mit Solarthermie, die einen signifikanten solaren Deckungsanteil anstrebt, nur mit einem saisonalen Speicher sinnvoll, welcher die solare Wärme aus den Sommermonaten bis in den Winter speichert.

Als saisonaler Speicher wurde ein Erdwärmesondenspeicher (EWSS) betrachtet. Im Vergleich zu großen Behälterwärmespeichern sind die Investitionskosten geringer und der Platzbedarf ist geringer als bei Erdbeckenwärmespeichern. Es wurde ein ausgeglichenes System analysiert, bei dem genau so viel solare Wärme in den EWSS eingespeist wird wie wieder entzogen wird, sodass langfristig die Temperaturen im Erdreich auf einem gleichbleibenden Niveau bleiben. Dazu wurde ein Simulationsmodell des EWSS in Comsol Multiphysics und ein Modell des Gesamtsystems mit Solarthermieanlage und Wärmepumpe in Matlab/Simulink erstellt. Mit diesen Modellen wurden verschiedene Parametervariationen bezüglich Kollektorfläche, Temperatur des Fernwärmenetzes und Sondenkonfiguration

durchgeführt.

Als Erdwärmesonde (EWS) wurde eine Koaxialsonde modelliert, welche aufgrund ihrer Achsensymmetrie zweidimensional simuliert werden konnte, wodurch die Simulationszeit erheblich verkürzt wurde. Der Aufbau des Modells ist in Abbildung 4.44 dargestellt. Die z-Achse ist hier die Rotationsachse. Außerhalb des Rohres wurde ebenfalls das umgebende Erdreich mit abgebildet. Eine vollständige Simulation der Wärmeübertragung, inklusive turbulenter Strömung, würde zu sehr langen Rechenzeiten führen. Daher wurden zunächst unter Zuhilfenahme der Nusselt-Korrelationen Wärmeübergangskoeffizienten zwischen Wasser und Rohrwänden ermittelt und die Strömung somit vereinfacht modelliert. Im nächsten Schritt wurden dünne Schichten über die Rohrwände modelliert, denen den Wärmeübergangskoeffizienten entsprechende Wärmeleitfähigkeiten zugewiesen wurden (dünne Schichten in Abbildung 4.44 als blaue Balken an den Außenseiten der Rohre dargestellt). Die modellierte EWS stellt dabei eine repräsentative EWS dar, bei der die Größe des gesamten EWSS berücksichtigt wird. Der insgesamt von allen Sonden abgegebene beziehungsweise bei der Regeneration aufgenommene Wärmestrom berechnet sich nach $\dot{Q}_{ges} = \dot{Q}_{rep} \cdot n$ mit n =Anzahl der Sonden des EWSS. Es wurden Erdwärmesondenfelder mit 19, 37 und 61 Sonden berechnet, wobei die Gesamtbohrlänge immer 10.000 m betragen hat. Dadurch weisen die drei verschiedenen Konfigurationen auch unterschiedlich tiefe Bohrungen auf, nämlich 526,3 m bei 19 Sonden, 270,27 m bei 37 Sonden und 163,9 m bei 61 Sonden. Als Eintrittstemperatur in die Sonden wurde 3°C festgelegt. Damit wurde mit dem Modell zunächst für den Entladezeitraum die entzogene Wärmemenge berechnet. Anschließend wurde für die Regenerationsphase iterativ die Eintrittstemperatur so eingestellt, dass die zugeführte Wärmemenge der zuvor entzogenen Wärmemenge entsprach. Das Modell wurde im Austausch und mithilfe eines Referenzprogramms des Instituts für angewandte Geowissenschaften der TUDA validiert.

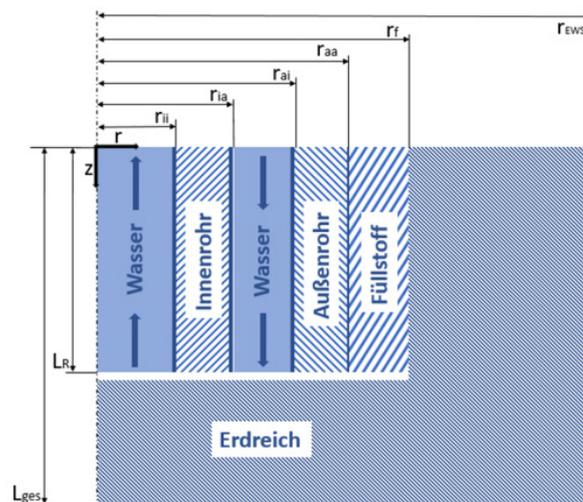


Abbildung 4.44: Skizze des Modellaufbaus einer EWS in Comsol (nicht maßstabsgetreu)

Abbildung 4.45 zeigt die Austrittstemperatur aus den Sonden für die verschiedenen Anzahlen an Sonden sowie die Temperaturdifferenzen zwischen Aus- und Eintrittstemperatur für den Verlauf einer zunächst halbjährlichen Entzugs- und anschließend einer halbjährlichen Regenerationsphase. Während der Entzugsphase nimmt die Austrittstemperatur aufgrund des fortschreitenden Abkühlens des Erdreichs kontinuierlich ab, wodurch auch der entzogene Wärmestrom sinkt. In der Regenerationsphase nimmt die Austrittstemperatur entsprechend kontinuierlich zu, da das umgebende Erdreich sich erwärmt. Dadurch nimmt mit der Zeit auch der den Sonden zugeführte Wärmestrom ab. Es ist deutlich erkennbar, dass eine größere Sondentiefe zu höheren Austrittstemperaturen führt, allerdings auch höhere Regenerationstemperaturen erfordert.

Kopplung von Wärme- und Kälteerzeugung

Aufgrund des Klimawandels und der damit einhergehenden ansteigenden Außentemperaturen wird die Kälteversorgung in Deutschland und an der TUDA in Zukunft von wachsender Bedeutung sein. Darüber hinaus ist, wie auch in AP 5.5 dargestellt, zukünftig eine weitere Zentralisierung mittels Fernkälte sowie eine Elektrifizierung der Kälteversorgung anzustreben. Dadurch steigt ebenfalls das Abwärmepotential, da die dem Kühlwasser entzogene Wärme abgeführt werden muss, was bisher an die Umgebung geschieht. Wenn sich jedoch Kälte- und Wärmebedarf zeitlich überschneiden, kann diese Abwärme stattdessen eine Wärmequelle für die Fernwärmeversorgung darstellen. Dies

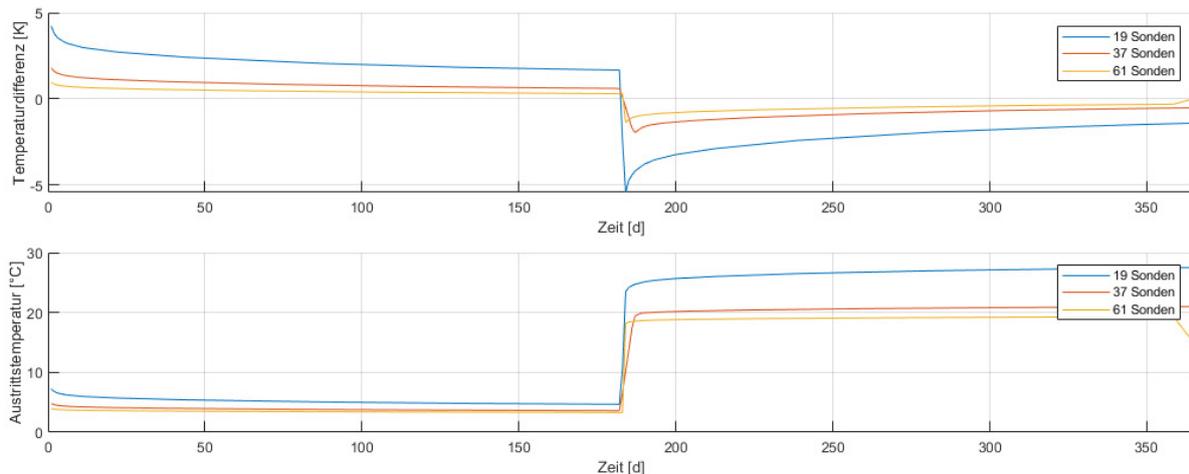


Abbildung 4.45: Differenz zwischen Austritts- und Eintrittstemperatur der EWS

kann dann der Fall sein, wenn zum Beispiel auch im Winter definierte klimatische Bedingungen in Versuchshallen oder Laboren sichergestellt werden müssen, welche eine Kälteversorgung erfordern. Dies ist auch an der TUDa der Fall.

Daher wird im Folgenden eine Versorgungsoption betrachtet, bei der ein Teil der Wärme- und Kälteversorgung über eine Wärmepumpe gekoppelt stattfindet. Um kurzzeitige Schwankungen von Wärme- und Kältebedarf auszugleichen, befindet sich auf beiden Seiten der Wärmepumpe jeweils ein thermischer Energiespeicher, aus dem die Deckung des Wärme- bzw. Kältebedarfs erfolgt. Der Betrieb der Wärmepumpe wird abhängig von den Speicherfüllständen geregelt. In diesem Modell sollte nur die gekoppelte Erzeugung untersucht werden, daher wird die Deckung des darüber hinaus gehenden Bedarfs stark vereinfacht als jeweils ein zusätzlicher Residualerzeuger für Kälte und für Wärme abgebildet. Die Auslegung der Wärmepumpe erfolgt anhand der Kältelast im Winter von 800 kW. Zur Abschätzung des COP sind die Quellen- und Senkentemperaturen ausschlaggebend. Die Fernkälte wird mit Temperaturen von 6 °C im Vorlauf und 12 °C im Rücklauf betrieben. Als Vorlauftemperatur der Wärmepumpe werden 80 °C angenommen. Ausgehend von den Betriebsergebnissen mit einer Flusswasserwärmepumpe in Lemgo [80] wird von einem COP von 2,7 ausgegangen. Damit ergibt sich der von der Wärmepumpe abgegebene Wärmestrom zu 1,27 MW.

Abbildung 4.46 zeigt sowohl Wärme- als auch Kältebedarf des Campus Lichtwiese sowie den Anteil, der durch die gekoppelte Erzeugung gedeckt werden kann. Im Winter kann die Wärmepumpe den kompletten Kältebedarf decken und nutzt das dadurch anfallende Abwärmepotential bestmöglich aus, um einen signifikanten Anteil des Wärmebedarfs zu decken. Im Sommer wird der Betrieb der Wärmepumpe jedoch durch den geringen Wärmebedarf stark eingeschränkt. Obwohl hier der Kältebedarf maximal ist, kann nur ein kleiner Teil durch die Wärmepumpe gedeckt werden. Dies wird sich im zukünftigen System noch verstärken, falls die Warmwasserbereitung der Gebäude komplett vom Fernwärmenetz getrennt wird und das Netz im Sommer abgeschaltet wird. Mit diesem Konzept könnte jedoch ein Deckungsanteil von 67 % an der Kälteversorgung und von 33 % an der Wärmeversorgung erreicht werden. Diese Anteile können in Zukunft durch einen Ausbau der Fernkälte noch gesteigert werden. Daneben wird eine Absenkung der Temperaturen im Fernwärmenetz zu einer Verbesserung der Effizienz der Wärmepumpe führen. Bei der Bewertung der Effizienz der Wärmepumpe müssen sowohl die bereitgestellte Wärme als auch die Kälte dem Strombedarf gegenüber gestellt werden, womit sich ein Gesamt-COP für die gekoppelte Erzeugung von 4,4 ergibt.

AP 5.3 Reduktionsziele TU Darmstadt 2050

Die Festlegung des Reduktionsziels für die TU Darmstadt orientiert sich am Standard für die Festlegung von Reduktionszielen des GHG-Protokolls [81]. Diese Definition erfolgte in 4 Schritten, wie im Folgenden beschrieben.

I. Definition der Systemgrenze

Das Ziel dieses Projekts konzentriert sich ausschließlich auf den Energiesektor, da eine Erweiterung auf andere Bereiche über den Rahmen dieses Projekts hinausgehen würde. Ursprünglich war die Zielsetzung auf den Campus

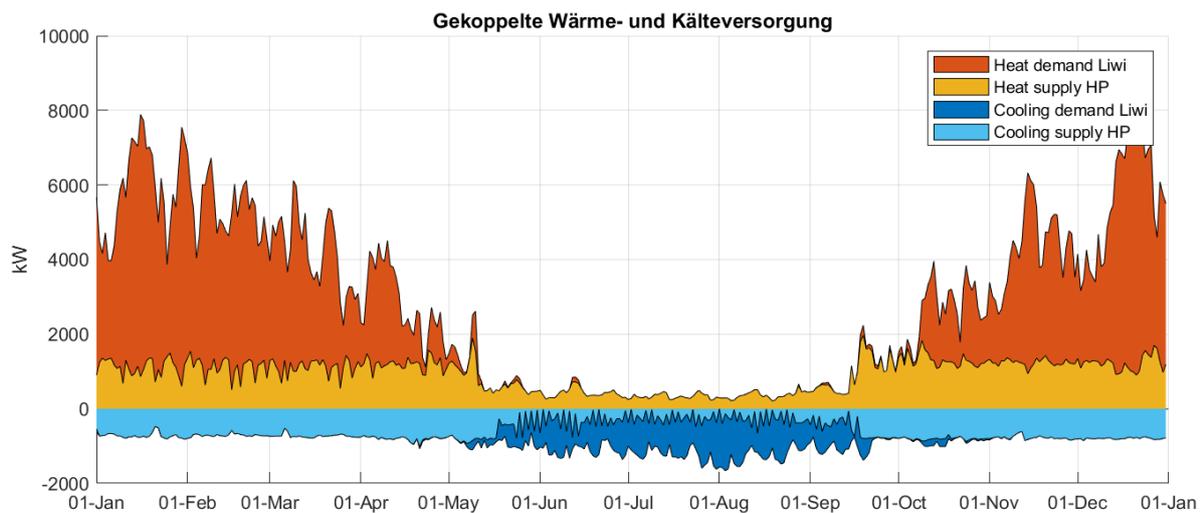


Abbildung 4.46: Wärme- und Kältebedarf Campus Lichtwiese und gekoppelte Versorgung

Lichtwiese beschränkt, doch angesichts der inhärenten Wechselwirkungen zwischen den Energieversorgungssystemen von Stadtmitte und Lichtwiese wurde deutlich, dass eine getrennte Planung beider Standorte nicht zweckmäßig ist. Daher wurde für das Energiekonzept nach 2030 die Entscheidung getroffen, ein Ziel für die gesamte TU Darmstadt zu definieren.

II. Definition der Bilanzmethode

Nach Festlegung der Systemgrenzen wurde die Bilanzierungsmethode gemäß des GHG-Protokoll-Standards für Kohlenstoffinventare auf Gemeindeebene [82] definiert. Es wurde entschieden, Scope 1 Emissionen (direkte Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen) und Scope 2 Emissionen (Emissionen aus dem Verbrauch von netzversorgtem Strom und Heizung) zu berücksichtigen. Scope 3 Emissionen, wie z.B. Verteilungsverluste von netzversorgtem Strom und Wärme, wurden bewusst nicht berücksichtigt, da diese Emissionen eine indirekte Folge des Energieverbrauchs sind und bei anderen Akteuren zu Scope 1 oder 2 gehören. Die Nachvollziehbarkeit der CO₂-Bilanz hatte oberste Priorität.

III. Auswahl der Referenzwertgenerierung

Es würden zwei, aus insgesamt vier im Green House Gas (GHG) Protokoll [81] vorgestellten, Zieltypen berücksichtigt. Der erste Typ war das „Base Year Intensity Goal“, bei dem das Ziel darin besteht, die Intensität der Emissionen (Emissionen pro Einheit einer anderen Variable, in unserem Fall die bebaute Fläche) im Vergleich zu einem Basisjahr um eine festgelegte Menge zu reduzieren. Der zweite Typ war das „Base Year Emissions Goal“, bei dem das Ziel ist, die Emissionen im Vergleich zu einem Basisjahr um eine bestimmte Menge zu reduzieren. Ursprünglich war das im Projektvorschlag festgelegte Ziel vom Typ „Base Year Intensity Goal“. Dieser Zieltyp wurde aus zwei Hauptgründen nicht ausgewählt: Erstens war der absolute Wert des Ziels eine Variable, die sich mit der Anzahl der neuen Gebäude änderte und somit eine zusätzliche Unsicherheit zur Zieldefinition in absoluten Werten hinzufügte. Zweitens sind neue Gebäude von Natur aus energieeffizienter als ältere Bestandsgebäude, sodass die Berücksichtigung dieses Intensitätsziels zur Folge hätte, dass eine Erhöhung der Fläche als Alternative zur Emissionsreduktion in Frage käme. In diesem Kontext wurde als Zieltyp für den Campus der Zieltyp „Base Year Emission Goal“ ausgewählt, wobei das Basisjahr auf 1990 festgelegt wurde. Das Ziel dieses Typs beinhaltet eine lineare Reduktionsstrategie mit dem Ziel einer vollständigen Vermeidung von Emissionen bis 2045. Das Basisjahr wurde auf 1990 festgelegt, um konsistent mit den nationalen Zielen Deutschlands zu sein und eine bessere Vergleichbarkeit und Integration in übergreifende Klimaziele zu ermöglichen. Die genannten Ziele sind in Abbildung 4.47 dargestellt.

IV. Entscheidung über die Verwendung von Umweltattribut-Zertifikaten und Kompensation

Die Entscheidung über die Nutzung von Umweltattribut-Zertifikaten und Kompensation ist von entscheidender Bedeutung für die Gestaltung des Transformationspfads zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele. Umweltattribut-Zertifikate, wie erneuerbare Energiezertifikate (RECs), repräsentieren die positive Umweltauswirkung von erneuerbaren Energiequellen und können als Instrumente zur Förderung nachhaltiger Praktiken dienen. Im Gegensatz

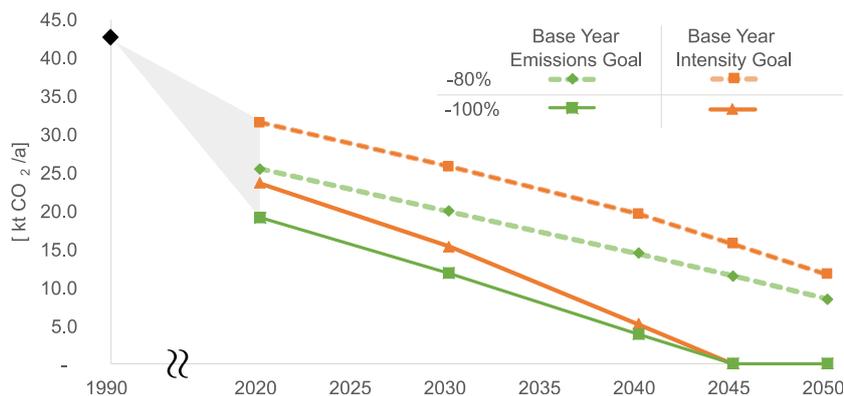


Abbildung 4.47: Darstellung der Klimaziele zur Erreichung eines klimaneutralen Campus bis 2045, basierend auf dem ausgewählten Zieltyp „Base Year Emission Goal“ mit dem Referenzjahr 1990.

dazu bezieht sich Kompensation auf den Ausgleich von negativen Umweltauswirkungen durch Investitionen in Projekte, die den CO₂-Ausstoß reduzieren oder umweltfreundliche Initiativen unterstützen. In diesem Kontext wird die Kompensation als mögliche Maßnahme zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele ausgeschlossen. Stattdessen liegt der Fokus auf der Untersuchung der Auswirkungen von Umweltattribut-Zertifikaten in Form von Ökostrom auf den Transformationspfad. Diese Entscheidung hat weitreichende Implikationen für die Ausrichtung der Universitätsstrategie, da sie den Einsatz erneuerbarer Energien und den Pfad zur CO₂-Neutralität beeinflusst.

AP 5.4 & 5.5 Energiekonzeptpapier post 2030

Die Formulierung des Energiekonzepts nach 2030 ist das Ergebnis einer gründlichen szenariobasierten Studie unter Verwendung des detaillierten Modells aus AP 2.4. Dieser Bericht präsentiert die Studie systematisch, beginnend mit den zentralen Annahmen als Randbedingungen des Modells. Anschließend werden die entwickelten Szenarien im Detail erläutert. Die wichtigsten Ergebnisse werden vorgestellt, gefolgt von einer Diskussion über die Einschränkungen und Grenzen des Modells. Abschließend werden zentrale Empfehlungen für das neue Energiekonzept nach 2030 präsentiert.

Annahmen und Randbedingungen

Gebäudesanierungen und Neubauten

Im Modell wird die bauliche Entwicklung des Campus, sprich Gebäudesanierungen und Neubauten, bis 2050 berücksichtigt. Für bestehende Gebäude werden Sanierungszeitpunkte anhand ihres Baualters ermittelt. Anhand des Gebäudetyps wird ein spezifisches Sanierungsszenario bzw. eine spezifische Sanierungstiefe angesetzt. Bei Gebäuden, deren Sanierungszeitpunkt nach dieser Methodik überfällig ist, wird das Sanierungsjahr manuell festgelegt, um eine gleichmäßige zeitliche Verteilung der Sanierungsmaßnahmen zu erreichen. Potenzielle Neubauten werden gemäß des Rahmenplans für den Campus Lichtwiese und in Abstimmung mit dem Dezernat V der TU Darmstadt in 5-Jahres-Schritten bis 2050 festgelegt. Der zu erwartende Energiebedarf dieser Neubauten wird anhand gebäudenutzungsspezifischer Energiebedarfskennwerte gemäß der nachfolgenden Tabelle 4.19 angenommen. Abbildung 4.48 zeigt den resultierenden Zuwachs an Energiebezugsflächen und die Energienachfragepfade für den Campus Lichtwiese in den kommenden Jahren.

CO₂ Intensität

Um die Scope 2 CO₂-Bilanz zu berechnen, wurden nicht nur die CO₂-Intensität von Erdgas, sondern auch die CO₂-Intensität des deutschen Strommixes und der Wärme aus dem Fernwärmenetz Darmstadt Nord berücksichtigt. Es wurde angenommen, dass die CO₂-Intensität von Gas und des Fernwärmenetzes über die analysierten Zeitraum konstant bleibt. Die CO₂-Intensität des deutschen Strommixes wurde mithilfe eines intern entwickelten Modells für das deutsche Energiesystem berechnet. Eine detaillierte Beschreibung des Modells ist in [83] zu finden. Dieses Modell wurde verwendet um ein Szenario zu berechnen, in dem Deutschland sein Dekarbonisierungsziel bis 2045 erreicht. Die resultierenden angenommenen CO₂-Intensitäten sind in Abbildung 4.49 dargestellt.

	Wärme [kWh/(m ² *a)]	Kälte (Kältering) [kWh/(m ² *a)]	Strom [kWh/(m ² *a)]	Strom: Anteil Geräte [%]
Institute	50	0	60	60
Versuchshallen	70	5	120	80
Labore	70	70	200	50
Wohnen	50	0	40	70

Tabelle 4.19: Gebäudenutzungsspezifische Energiebedarfskennwerte für Neubauten.

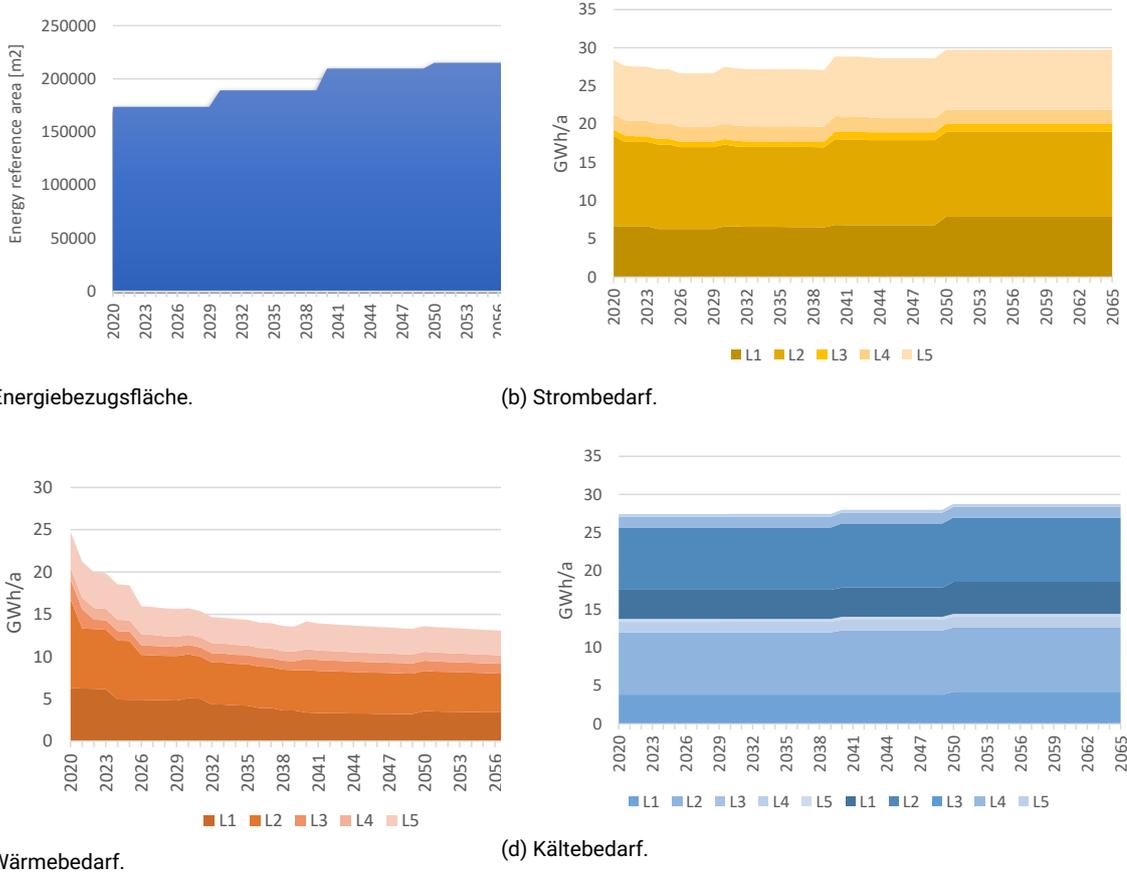


Abbildung 4.48: Für das Energiekonzept post 2030 angenommene Entwicklung der Energienachfrage des Campus Lichtwiese (LIWI).

THG Preis

Für alle Szenarien wird ein CO₂ - Preis definiert. Bis 2026 folgt dieser den Vorgaben des BEHGs [84]. Für die darauffolgenden Jahre bis 2045 gilt die Annahme einer linearen Steigerung um 8 €/t. Die CO₂ - Preise des European Union Emission Trading System (EU ETS) werden nicht berücksichtigt.

Lastprofile

Stündlich aufgelöste Lastprofile für Wärme-, Kühl- und Strombedarf wurden auf Grundlage der vom digitalen Zwilling für das Jahr 2020 gesammelten Daten erstellt. Für die langfristige Systemoptimierung wurden die Lastprofile für die einzelnen Subquartiere durch geeignete Verfahren geschätzt. Für alle Jahre des betrachteten Zeitraums wurde die gleiche Lastcharakteristik verwendet und lediglich mittels der neuen Bedarfswerte des jeweiligen Jahres skaliert.

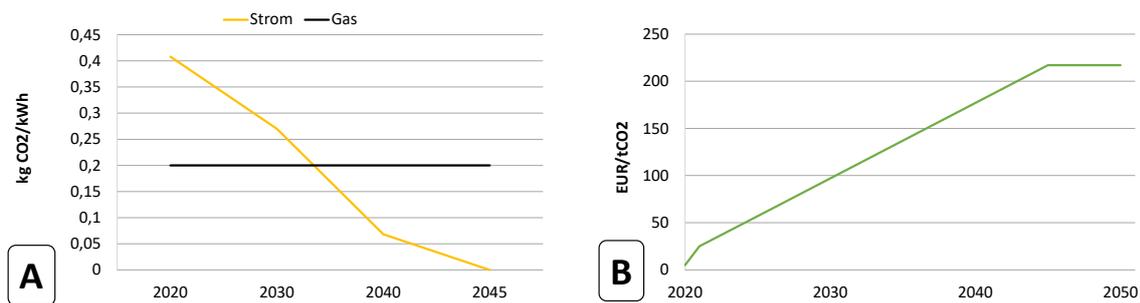


Abbildung 4.49: CO₂-Intensitäten und Kostenannahmen.

A) CO₂-Intensitäten für Strom und Gas. B) CO₂-Zertifikatspreise Annahmen

Parametrierung

Für die Parametrierung des Modells wurde bevorzugt auf Informationen aus gemessenen Daten zurückgegriffen, wenn diese verfügbar waren. Lastprofile für die Subquartiere wurden durch Aggregation der Gebäude in jeder Region aus den gemessenen Daten abgeleitet. Die Effizienz der BHKWs wurde mithilfe des im Abschnitt AP 2.5 entwickelten Modells geschätzt. Der COP der Luftwärmepumpen wurde unter Verwendung eines Referenzmeteorologie-Jahres berechnet. Wenn keine Informationen verfügbar waren, wurden die Technologiekategorien der Dänischen Energieagentur verwendet [39].

Szenarien für die TUDa-Energiewende

Diese Studie wurde als szenariobasierte Untersuchung durchgeführt. Im Folgenden werden die vier Szenarien beschrieben und in Tabelle 4.20 zusammengefasst.

Passive

Das *Passive* Szenario ist das Referenzszenario dieser Studie. Es repräsentiert die Fortführung des aktuellen Energiekonzepts ohne Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz auf der Verbrauchsseite. Dieses Szenario wird ohne Klimazielvorgaben berechnet. Alle Anstrengungen zur Dekarbonisierung erfolgen als Reaktion auf steigende Preise für CO₂-Zertifikate.

Only Electrification

Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 ist das Ziel des *Only Electrification*-Szenarios. Es untersucht das aktuelle System mit der Option sowohl zentrale als auch dezentrale Wärmepumpen in die Wärmeversorgung einzubinden. Das Hauptmerkmal dieses Szenarios liegt in der Elektrifizierung der Energieversorgung. Andere Alternativen wie Solarthermie oder Energieeffizienzmaßnahmen, beispielsweise die Reduzierung des Wärmebedarfs und der Verkehrsbelastung, werden nicht berücksichtigt.

Regulatory

Das *Regulatory*-Szenario ist das einzige Szenario, in dem eine marktbasierende CO₂-Bilanzierungsmethode in Betracht gezogen wird. Das Hauptziel dieses Szenario ist ebenso die Klimaneutralität bis 2045. Hierbei ist jedoch die Verwendung von Ökostrom (auch als „green-tagged“ Elektrizität bezeichnet) zur Erreichung des Ziels gestattet. Da der Preis und die Verfügbarkeit dieser Form von Elektrizität auf dem Markt für die kommenden Jahre unsicher sind, wird diese Maßnahme nicht in anderen Szenarien berücksichtigt. In diesem Szenario gelten alle technischen Annahmen des *Only Electrification*-Szenarios.

EnEff

Energieeffizienz ist das Schlüsselwort, um das *EnEff*-Szenario zu beschreiben. Um das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, zielt dieses Szenario auf eine effiziente Elektrifizierung des Campus-Energiesystems unter Berücksichtigung verschiedener, in diesem Projekt untersuchter Technologien ab. Es erweitert das Szenario Elektrifizierung indem es Maßnahmen einbezieht, die das Heizsystem grundlegend transformieren. Im Jahr 2035 wird

Szenario	Klimaziel	Ökostrom	Temperaturabsenkung
Passive Nur Reaktion auf CO ₂ -Preise	-	-	-
Only Electrification Bisheriges System mit Wärmepumpe aber keine Temperaturabsenkung	-100% bis 2045	-	-
Regulatory <i>Only Electrification</i> Szenario mit Ökostrom	-100% bis 2045	10% teurer als konventioneller Strom	-
EnEff <i>Only Electrification</i> Szenario mit einer weiteren Diversifizierung des Energiemixes	-100% bis 2045	-	Fernwärmenetz: Ab 2035 Gebäude: Neue und sanierte Gebäude.

Tabelle 4.20: Szenarien der Campus Lichtwiese Studie.



Abbildung 4.50: Modellergebnisse für die jährliche Stromversorgung.

eine Absenkung der Einspeisetemperatur für Fernwärme von 90 °C auf 70 °C angenommen. Darüber hinaus wird die Senkung der Wärmenachfrage durch die Installation moderner Heizsysteme in neu renovierten und neu errichteten Gebäuden angenommen. Das Szenario sieht die Installation von Verstärkungswärmepumpen für Gebäude mit heizkörperbasierten Heizungen vor, um bei gesenkter Fernwärmetemperatur eine ausreichende Wärmeleistung zu gewährleisten. Dieses Szenario beinhaltet auch die Implementierung solarthermischer Wärmeerzeugung in Kombination mit saisonaler Wärmespeicherung mithilfe von Erdwärmesonden.

Modellergebnisse

Stromsektor Abbildung 4.50 gibt einen Überblick über die Stromversorgung und -nachfrage in den vier Szenarien. Im *Passive*-Szenario zeigen sich keine signifikanten Veränderungen in der Zusammensetzung des Strommixes und der absoluten Menge an erzeugter Energie. Dies bedeutet, dass die Stromproduktion größtenteils auf den BHKWs basiert, wobei eine geringe Menge aus dem Netz bezogen wird oder über die PV-Anlagen erzeugt wird. In allen anderen Szenarien, in denen das Klimaziel festgelegt ist, gibt es einen Anstieg des Strombedarfs um ca. 40%. Dies ist größtenteils auf die Elektrifizierung des Wärme- und Kältesektors zurückzuführen. Bemerkenswerterweise weist das *EnEff*-Szenario den geringsten Strombedarf auf, da in diesem Szenario niedrigere Temperaturniveaus eine effizientere Betriebsweise der Wärmepumpen ermöglichen. Darüber hinaus sind in diesen Szenarien im Jahr 2045 die BHKWs nicht mehr in Betrieb und die Stromversorgung erfolgt nahezu vollständig durch den Kauf von Strom aus dem Netz. Der *EnEff*-Szenario unterscheiden sich vor allem im Jahr 2035 von den anderen beiden. Da CO₂-freier Strom in diesem Szenario erlaubt ist, erfolgt die Abschaltung der BHKWs in einem langsameren Tempo.

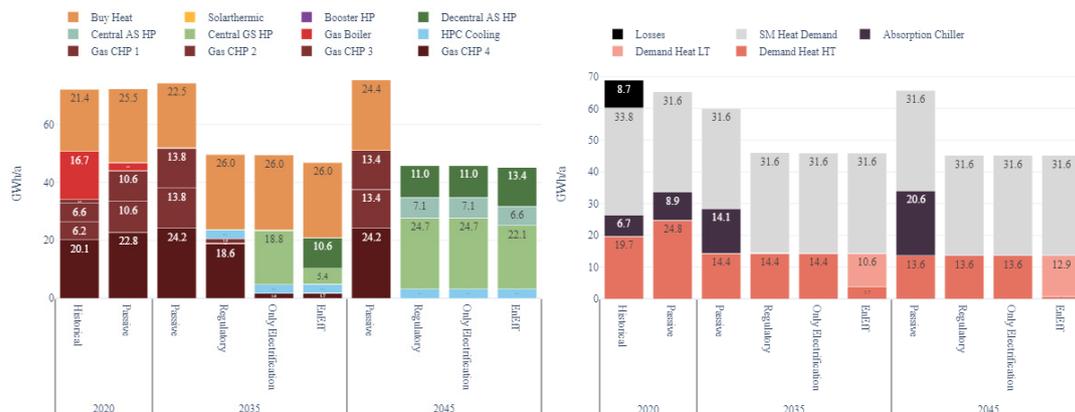


Abbildung 4.51: Modellergebnisse für die jährliche Wärmeversorgung.

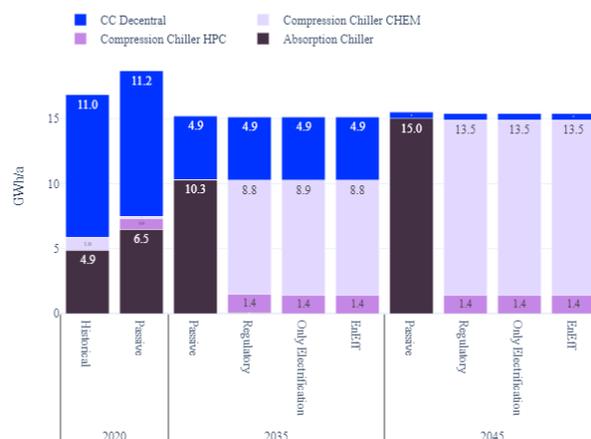


Abbildung 4.52: Modellergebnisse für die jährliche Kälteversorgung.

Wärmesektor Trotz einer Reduzierung der Wärmenachfrage um 50% auf dem Campus Lichtwiese wird der Wärmebedarf im *Passive*-Szenario weiter gesteigert. Grund dafür ist der Einsatz des AKM, der dazu dient, die aus der Gasverbrennung der BHKWs erzeugte Wärme effizient zu nutzen. Im Jahr 2045 weisen die anderen drei Szenarien eine ähnliche Struktur der Wärmeversorgung auf, die größtenteils auf einer zentralisierten Wärmeversorgung beruht. Diese Ergebnisse werden jedoch durch sehr unterschiedliche Wege erreicht. Das *Regulatory*-Szenario verzögert die Investition in die Elektrifizierung der Wärme bis nach 2035, da es auf CO₂-freien Strom setzen kann und Investitionen in die Zukunft finanziell günstiger sind. Das *EnEff*-Szenario beginnt die Elektrifizierung mit dezentralen Wärmepumpen, um bereits existierende Niedertemperatur-Wärmenachfrage effizient zu decken, während zentrale Wärmepumpen später zugebaut werden, wenn die Temperatur im Fernwärmenetz bereits gesenkt ist.

Kältesektor In allen Szenarien zeichnet sich eine Tendenz zur Zentralisierung der Kühlversorgung in einem erweiterten Fernkältenetz ab. Dennoch besteht ein grundlegender Unterschied zwischen dem *Passive*-Szenario und den anderen drei Szenarien: die Kühlungsquelle. Das *Passive*-Szenario setzt ausschließlich auf das AKM, da die Reduzierung des Wärmebedarfs in den Gebäuden in Verbindung mit der fortgesetzten Nutzung der BHKWs bedeutet, dass die von den BHKWs erzeugte Wärme vor allem in den Sommermonaten ungenutzt bleiben würde. Im Gegensatz dazu setzen die anderen drei Szenarien auf die Elektrifizierung der Kühlversorgung mittels Kompressionskältemaschine (KKM). Beachtenswert ist, dass in dieser Darstellung die Kühlversorgung für den Hochleistungsrechner nicht abgebildet ist, da diese auf einer höheren Temperaturstufe erfolgt. Dort wird jedoch ebenfalls Elektrifizierung eingesetzt, wobei die Möglichkeit besteht, eine Wärmepumpe zu installieren, um die Abwärme zurückzugewinnen

und in das Fernwärmenetz einzuspeisen.

Modellbeschränkungen

Ein Modell stellt immer eine vereinfachte Darstellung des realen Systems dar und ist daher zwangsläufig mit gewissen Einschränkungen und Ungenauigkeiten verbunden. Bei einer Modellierung über einen Zeitraum von 40 Jahren ergeben sich Beschränkungen sowohl hinsichtlich der zeitlichen als auch der räumlichen Auflösung. Diese Einschränkungen resultieren nicht nur aus dem Rechenaufwand, der mit einer höheren Auflösung einhergehen würde, sondern auch aus einer Zunahme von Annahmen, die für die Modellierung erforderlich sind und somit zusätzliche Unsicherheiten einführen. Zum Beispiel müssten bei Berücksichtigung unterschiedlicher Lastprofilanforderungen pro Gebäude nicht nur das genaue Jahr der Renovierung/Neubau bekannt sein, sondern auch das konkrete Lastprofil dieses neuen Gebäudes. Stattdessen modellieren werden ganze Subquartiere mit dem gleichen Lastprofil simuliert, um eine Kompromiss zwischen Recheneffizienz und einer sinnvollen Systemrepräsentation zu gewährleisten.

Ein weiterer Typ von Einschränkung ergibt sich aus den Unsicherheiten im regulatorischen Rahmen über einen Zeitraum von 40 Jahren. Konkret berücksichtigen wir in unserem Modell die Steuerbefreiung für selbst erzeugten Strom aus BHKWs; jedoch ist es schwer zu quantifizieren, ob diese Regelung bestehen bleibt oder ersetzt bzw. aktualisiert wird. Ein weiteres Beispiel betrifft die Verfügbarkeit und den Preis von Ökostromzertifikaten. Die dynamische Natur von regulatorischen Maßnahmen und Marktbedingungen führt zu einer gewissen Unvorhersehbarkeit und Änderungen dieser Faktoren beeinflussen die Machbarkeit und Effektivität der modellierten Szenarien.

Auch unsicher ist die Entwicklung der Umgebung rund um den Campus. Das Müllheizkraftwerk (MHKW) verbrennt derzeit Erdgas zusätzlich zum Abfall und ist daher keine Alternative zur Klimaneutralität im Jahr 2045. Was wir jedoch nicht quantifizieren können, ist, wann und ob sich dies in den kommenden Jahren ändern würde, sowohl auf der regulatorischen Seite als auch hinsichtlich der Verwendung von synthetischen Brennstoffen. Ein weiteres Beispiel ist die Entwicklung der CO₂-Intensität des deutschen Strommixes.

Auf makroökonomischer Ebene sind auch die Zinssätze schwer zu quantifizieren, da verschiedene Faktoren wie internationale Konflikte die Basiszinsen beeinflussen können und somit den optimalen Investitionspfad beeinträchtigen können. Insgesamt sollten die Ergebnisse dieses Modells aufgrund dieser Unsicherheiten eher als Leitlinie statt als absoluter Pfad interpretiert werden.

Handlungsempfehlungen aus dem Modell

Das aktuelle Energiekonzept legte den Schwerpunkt auf die Maximierung der Eigenproduktion von Strom und Wärme aus dem Heizkraftwerk. Es wurde demnach versucht die Nachfrage nach Wärme zu erhöhen, damit die BHKWs auch in den Sommermonaten betrieben werden können. Aufgrund der Modellergebnisse argumentieren wir dafür, dass der Fokus zukünftig in Richtung einer effizienten Elektrifizierung und des verstärkten Strombezugs verschoben werden sollte. Im Folgenden präsentieren wir die Handlungsempfehlungen aus unserem Modell.

Klimaziele weisen den Pfad

Das *Passive* Szenario zeigt, dass alleinige Reaktionen auf CO₂-Preise nicht ausreichen, um signifikante Veränderungen im System herbeizuführen. Es unterstreicht die Bedeutung einer klaren Zieldefinition. Bei der Formulierung von flächenspezifischen CO₂-Emissionen ist Vorsicht geboten, da dies dazu führen kann, dass das absolute Ziel verzögert wird. Neue Gebäude sind von Natur aus energieeffizienter und tragen zur Emissionsreduzierung bei. Eine Zielsetzung von -100% könnte scheinbar das Problem lösen, jedoch besteht die Gefahr, dass bei einer Planung mit relativen Zielen die Investitionsbemühungen auf die Zukunft fokussiert werden, da spätere Investitionen kostengünstiger sind. Dies führt zu insgesamt höheren Emissionen.

Ebenso wichtig ist die umfassende Definition von grünen Zertifikaten und Ausgleichsmaßnahmen, um das gesetzte Ziel zu erreichen. Die Verwendung grüner Zertifikate ermöglicht einen allmählichen Übergang. Allerdings können durch die Abhängigkeit von grünen Zertifikaten technische Änderungen vor Ort verzögert werden. Das richtige Gleichgewicht zwischen Politikinstrumenten zu finden wird entscheidend für einen erfolgreichen und effektiven Übergang zu mehr Nachhaltigkeit sein.

Temperatursenkung für eine effiziente Wärme-Elektrifizierung

Eine technologisch ausgereifte Lösung für die Wärmeversorgung ohne die Verbrennung fossiler Brennstoffe ist der

Einsatz von Wärmepumpen. Die Effizienz von Wärmepumpen hängt stark vom unteren Temperaturniveau und der Spreizung zwischen unterem und oberem Temperaturniveau ab. Daher ist die Reduzierung der Heizungstemperaturen der erste Schritt, um eine effiziente Integration von Wärmepumpen zu ermöglichen.

Obwohl größere Wärmepumpen in Bezug auf den Leistungskoeffizienten (COP) möglicherweise besser abschneiden, erfordert der Einsatz dieser, dass die Temperaturen im Fernwärmenetz bereits auf einem niedrigeren Niveau liegen. Eine solche Lösung umzusetzen wäre jedoch äußerst investitionsintensiv, da sie die Installation von Booster-Wärmepumpen in jedem Gebäude, das nicht für Niedertemperatur-Heizung geeignet ist, erfordern würde. Dies erhöht nicht nur die Komplexität des Systems, sondern verringert auch die Gesamteffizienz.

Daher ist die entscheidende erste Maßnahme, die Temperaturanforderungen in renovierten und neuen Gebäuden zu reduzieren. Für eine frühzeitige Elektrifizierung, die erforderlich ist um die Klimaziele zu erreichen, können dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen bereits in sanierten Gebäuden installiert werden. Langfristig kann auch eine zentrale Wärmepumpe in Betracht gezogen werden, wenn dann die Mehrheit der Gebäude bereits für eine Niedertemperaturversorgung in Frage kommen.

Die Integration von Wärmespeichersystemen kann zusätzliche Flexibilität bieten, um mit schwankenden Strompreisen umzugehen. Die Elektrifizierungsbemühungen sollten auf dem Campus Lichtwiese beginnen, da der Standort Stadtmitte von der kohlenstoffarmen Wärme aus dem MHKW der Darmstadt Nord-Verbindung profitieren kann. Dieser strategische Ansatz gewährleistet einen schrittweisen und effizienten Übergang zu einem nachhaltigeren und elektrifizierten Heizungssystem.

Elektrifizierung der Kälteversorgung: Von Wärmenutzung zu Abwärmerückgewinnung

Das derzeitige Energiekonzept setzt auf Absorptionskältemaschinen, um im Sommer zusätzlichen Wärmebedarf zu erzeugen und so den effizienten Betrieb der BHKWs zu gewährleisten. In einem dekarbonisierten System wird dieses Konzept jedoch obsolet. Die Elektrifizierung des Wärmesektors bedeutet, dass überschüssige Wärme nicht mehr als Nebenprodukt der Stromerzeugung anfällt. Aus Effizienzgründen macht es keinen Sinn mehr, die Absorptionskältemaschinen weiter zu betreiben, geschweige denn die installierte Leistung wie ursprünglich geplant zu erhöhen. Stattdessen sollten zentrale Kompressionskältemaschinen für die Versorgung des Hauptkältenetzes gegenüber Absorptionskältemaschinen bevorzugt werden.

Darüber hinaus wird nicht nur aufgrund des Klimawandels für die Raumkühlung, sondern auch aufgrund der steigenden Anzahl von Rechenzentren, die zusätzliche Kühlung benötigen, ein steigender Kühlbedarf an der Universität erwartet. Das Modell zeigt, dass die Rückgewinnung von Abwärme aus Rechenzentren und deren Einspeisung in das Fernwärmenetz, wie in diesem Projekt bereits konzipiert, an Bedeutung gewinnen wird. Obwohl das Modell dieses Potenzial nicht genau quantifizieren kann, wird die intelligente räumliche Bündelung von Rechenzentren als Strategie zur Erleichterung der Abwärmenutzung vorgeschlagen.

Strom zukaufen statt Eigenerzeugung

Die Möglichkeiten zur Erzeugung von CO₂-neutralem Strom auf dem Campus sind begrenzt. Obwohl das wirtschaftlich relevante PV-Potenzial auf den Dächern vollständig genutzt werden sollte, deckt es weniger als 10% des gesamten Strombedarfs.

Ohne Berücksichtigung alternativer Brennstoffe wird empfohlen, die BHKWs schrittweise abzuschalten, um die Klimaneutralität zu erreichen. Die Stromproduktion aus BHKW wird durch den Kauf von Strom ersetzt, unter Berücksichtigung der erwarteten Reduzierung der CO₂-Intensität des deutschen Strommixes. Um die Sicherheit dieses Konzepts zu gewährleisten, sollten intelligente Stromhandelsstrategien konzipiert werden, um die Exposition gegenüber Marktrisiken zu minimieren. Die Anschaffung eines Teils des Stroms über langfristige *Power Purchase Agreements* wäre beispielsweise eine Möglichkeit das Risiko zu minimieren.

5 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Zu Projektbeginn wurden potentielle wirtschaftliche und wissenschaftliche Erfolgsaussichten und Verwertungspotentiale formuliert. Diese konnten teilweise bereits im Rahmen der Projektlaufzeit erreicht werden. Für einige, von vornherein langfristiger angelegte Ziele konnten erste Schritte durchgeführt und weitere theoretische Untersuchungen durchgeführt werden. Einige Ziele ergaben sich im Projektverlauf. Nachfolgend werden erreichte und künftig mögliche Erfolge, aufgeteilt in wirtschaftliche und wissenschaftlich-technische Potentiale stichpunktartig dargestellt. Für die noch nicht erreichten Ziele werden außerdem Handlungsempfehlungen formuliert.

5.1 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten

5.1.1 Erreichte wirtschaftliche Erfolge

- Die benötigten Raumlufttemperaturen und damit einhergehend die Energieverbräuche in den Räumen mit Flächenheizungen im Architekturgebäude konnten aufgrund der höheren Strahlungstemperatur reduziert werden.
- Das implementierte Energiemonitoring erlaubt der TU Darmstadt einen umfangreichen Überblick über das Energiesystem. Die Visualisierungen und Auswertungen in der Web-Plattform des digitalen Zwillingen wurden schon während der Projektlaufzeit vom Energiemanagement verwendet, um die Verbräuche zu überblicken. So konnten unter anderem Einsparpotentiale identifiziert werden und entsprechende Sanierungen oder der Austausch technischer Geräte angegangen werden.
- Die Web-Applikation zur Live-Evaluierung von Energiesparmaßnahmen wird von Energiemanagement und Energiesparbeauftragten der Fachbereiche verwendet, um Energiesparmaßnahmen zeitnah zu evaluieren und ungewöhnliche Verbräuche schon am Folgetag zu erkennen. Dies hat schon im Laufe des Projektes dazu geführt, dass unter anderem fehlerhafte Energiezähler erkannt und ausgetauscht wurden oder technische Probleme, die zu erhöhten Verbräuchen führten, behoben wurden.
- Die Maßnahmen im Bereich der Lüftungsanlagen der Maschinenbauhallen reduzierten vorhandene Kurzschlussvolumenströme, wodurch die Volumenströme des gesamten Systems sowie der daraus resultierende negative Einfluss der Hallen auf die Rücklaufftemperaturen des gesamten Netzes reduziert wurden. Dadurch wurden die erforderliche Pumpenleistung sowie Wärmeverluste in den Rohrleitungen verringert.

5.1.2 Weiterführende wirtschaftliche Erfolgsaussichten

- Mittelfristige Absenkungspotentiale und -möglichkeiten der Gebäudewärmeversorgung erlauben die weitere Einbindung erneuerbarer Energien in die Wärmeversorgung des Campus Lichtwiese.
- Durch eine Kompatibilisierung des Gebäudebestands mit volatilen Niedertemperaturwärmequellen werden die entstehenden Sanierungskosten deutlich verringert im Vergleich zu aufwändigen Hüllsanierungen.
- Nach Projektabschluss wird der digitale Zwilling verstetigt. Dadurch kann die TU Darmstadt die Web-Plattform auch in Zukunft nutzen, um Einsparpotentiale zu identifizieren, ungewöhnlich hohe Verbräuche frühzeitig zu erkennen und Energiesparmaßnahmen zeitnah zu evaluieren.
- Die im Projekt aufgezeigten und umgesetzten kostengünstigen Maßnahmen zur Reduzierung der Rücklaufftemperaturen im Gesamtnetz am Beispiel der Maschinenbauhallen können problemlos auf ähnliche Bestandsgebäude der TUDa ausgeweitet werden.
- Die Abwärmenutzung kann für die TUDa einen wirtschaftlichen Mehrwert darstellen, wenn es in Zukunft gelingt, mit dem Contractor ein Modell zur Kompensation der eingespeisten Abwärme zu erarbeiten.
- Die im Projekt entwickelten Methoden und Prozesse zur Überwachung und Ermittlung der Power Quality (PQ) erlauben zukünftig auch bei zunehmender Integration von Wärmepumpen einen sicheren Netzbetrieb in den Grenzwerten der PQ und sorgen bei Grenzwertverletzungen für bedarfsgerechte Investitionen.
- Der ermittelte Blindleistungsbedarf stellt eine Grundlage für in der Zukunft geplante Kompensationsmaßnahmen zur Senkung der Übertragungsverluste dar.

5.2 Wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten

5.2.1 Erreichte wissenschaftliche und technische Erfolge

- Es konnte nachgewiesen werden, dass der thermische Komfort im unsanierten Architekturgebäude auch bei einer Wärmeversorgung auf Niedertemperaturniveau gewährleistet ist.
- Auf Basis der wissenschaftlichen Arbeit in diesem Projekt wurden bis jetzt vier Beiträge in wissenschaftlichen Journals, 16 Beiträge in wissenschaftlichen Konferenzbänden und zwei Dissertationen veröffentlicht. Außerdem wurden die Ergebnisse auf insgesamt 16 Konferenzen einem Fachpublikum vorgestellt.
- Es konnte ein bisher in Deutschland einmaliges Konzept der Abwärmenutzung eines Hochleistungsrechners und Einbindung in ein bestehendes Fernwärmenetz realisiert sowie dessen hohe Effizienz gezeigt werden. Dies kann für andere Rechenzentrumsbetreiber und Fernwärmeversorger als Beispielprojekt für energieeffiziente Rechenzentren in Deutschland dienen.
- Es konnte ein Konzept zur ständigen Überwachung und Auswertung der PQ im Betrieb eines Campusnetzes entwickelt werden.

5.2.2 Weiterführende wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten

- Das Konzept der Niedertemperaturheizung (Heizsegel) wird im Rahmen der unmittelbar bevorstehenden Sanierung auf das gesamte Architekturgebäude übertragen.
- Die Datenerfassung und die zentrale Energie-Datenbank wurden verstetigt. Dadurch können die bis jetzt und in Zukunft durch das Energie-Monitoring gesammelten Daten für weitere Forschungsvorhaben an der TU Darmstadt genutzt werden und stellen damit einen wissenschaftlichen Multiplikator dar.
- Die Demonstratoren sowie das Monitoring im Rahmen des digitalen Zwillings dienen als Teil der Grundlage des Nachfolgeprojektes EnEff: Campus Lichtwiese III.
- Das entwickelte Konzept zur ständigen Überwachung und Auswertung der PQ im Betrieb eines Campusnetzes kann auf andere Campi übertragen werden und Grundlage für eine sichere Wärmeversorgung der Zukunft darstellen.

5.3 Handlungsempfehlungen

- Klare Definition eigener Klimaziele basierend auf absoluten Emissionszahlen, um die Abhängigkeit des Ziels von anderen Parametern wie Expansionsplänen zu vermeiden.
- Reduzierung der Heizungstemperaturen als erster Schritt zur effizienten Integration von Wärmepumpen.
- Einbau von Niedertemperaturheizsystemen in allen Bestandsgebäuden mit bislang hohen benötigten Vorlauftemperaturen.
- Gewährleistung der Fernsteuerbarkeit der Heizsysteme, um dem Nutzer die Verantwortung der effizienten Heizungsregelung nicht weiter mitzugeben.
- Wartung und Instandhaltung der bestehenden Gebäude, besonders der darin befindlichen Heizungs- und Lüftungssysteme, sollte ein deutlich höherer Stellenwert beigemessen werden. Regelmäßige Wartungsintervalle sollten definiert und eingehalten werden.
- Installation dezentraler Luft-Wasser-Wärmepumpen in sanierten Gebäuden für eine frühzeitige Elektrifizierung, gefolgt von der Möglichkeit einer zentralen Wärmepumpe in Zukunft.
- Präferenz für zentrale Kompressionskältemaschinen gegenüber Absorptionskältemaschinen aufgrund der Elektrifizierung des Wärmesektors und des obsoleten Konzepts von Absorptionskältemaschinen.
- Ersatz der aktuell noch häufig anzutreffenden dezentralen Kälteversorgung durch Anschluss der entsprechenden Verbraucher an den zentralen Kältering.
- Detailliertere Prüfung einer Abwärmenutzung der zentralen Kälteerzeugung.

-
- Vollständige Nutzung des wirtschaftlich relevanten PV-Potenzials auf den Dächern.
 - Die BHKWs schrittweise abschalten und den benötigten Strom stattdessen einkaufen, wobei intelligente Stromhandelsstrategien entwickelt werden sollten, um die Exposition gegenüber Marktrisiken zu minimieren.

5.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit: Ausblick auf EnEff:Stadt Campus Lichtwiese III

In Phase II wurden aufbauend auf den in Phase I identifizierten Kernthemen einzelne Demonstratoren umgesetzt. Damit wurde der Schritt von rein theoretisch-rechnerischen Konzepten hin zu real gebauten Maßnahmen gegangen. Die Demonstratoren sind in Phase II nur rechnerisch mit Hilfe von Simulationsmodellen miteinander gekoppelt. Eine physische Vernetzung oder aktive Steuerung durch den digitalen Zwilling erfolgt noch nicht. In Phase III sollen weitere Demonstratoren umgesetzt und auch miteinander vernetzt werden.

Beispielsweise werden im Maschinenbauquartier des Campus Lichtwiese im Rahmen eines Neubaugebäudes unterschiedliche erneuerbare Wärmequellen nutzbar gemacht. Hierzu zählen eine solarthermische Anlage, eine geothermische Anlage bestehend aus drei Erdwärmesonden die im Rahmen des „SKEWS“-Projektes installiert wurden sowie die Nutzung der Abwärme eines Versuchsstandes. Der Ausnutzungsgrad der erneuerbaren Wärme soll durch Einbindung der Erdwärmesonden als saisonalem Speicher maximiert werden. Die Wärme wird dann dem Maschinenbauinstitutsgebäude zur Verfügung gestellt, in dem durch verschiedene Maßnahmen die benötigten Heizwassertemperaturen abgesenkt werden, um die Wärme besonders effizient nutzen zu können. Zusätzlich wird dabei der Lastbezug unter Verwendung intelligenter Regelungen bestmöglich flexibilisiert.

Im Bauingenieursquartier wird in EnEff:Stadt Campus Lichtwiese III der Betrieb einer elektrischen Energiezelle erprobt. Hierzu wird der Betrieb von Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von 600 kW gemeinsam mit Batteriespeichern, Lastflexibilitäten und der Nutzung des Wärmenetzes betrachtet und einer aktiven Steuerung und Optimierung hinsichtlich Energieeffizienz unterzogen. Die Grundlage zur effizienten Nutzung und Steuerung der Komponenten stellt hierbei das in Phase II installierte Monitoringsystem dar.

Außerdem befasst sich Phase III mit digitalen Methoden zur effizienten Integration erneuerbarer Energien. Der digitalen Zwilling wird zu einem intelligenten und autonomen System weiterentwickelt, das den optimalen Betrieb des Campus-Energiesystems berechnet, und einzelne Verbraucher und Komponenten prototypisch steuert. Durch die Digitalisierung wird nicht nur eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems auf dem Campus ermöglicht, sondern auch die optimale Nutzung der Energieträger sichergestellt, indem es die Flexibilität verschiedener Energieträger kombiniert.

Das Projekt hat darüber hinaus Schnittstellen zu anderen Projekten. So wird das installierte Monitoringsystem im Projekt „DELTA – ein Projekt der Initiative Reallabore der Energiewende“ genutzt, um entwickelte Konzepte zur Zustandsschätzung zu validieren. Bei der Zustandsschätzung geht es darum, trotz fehlender oder fehlerbehafteter Messwerte die Beobachtbarkeit eines Netzes sicherzustellen. Zur Validierung sind Netze mit Messdaten notwendig, wodurch sich durch EnEff II eine Möglichkeit zur Synergie ergibt.

6 Öffentlichkeitsarbeit und Einbindung in die Lehre

Im Rahmen des Projekts wurden zahlreiche Ergebnisse erzielt, die in Journals oder Konferenzbänden veröffentlicht und einem Fachpublikum präsentiert wurden. Darüber hinaus entstanden im Rahmen der Forschungsfragen des Projekts eine Vielzahl von Studien-, Bachelor- und Masterarbeiten. Im Folgenden sind alle Veröffentlichungen und studentischen Arbeiten aufgeführt.

6.1 Veröffentlichungen in Presse und Fachliteratur

EINS

J. Barbosa, C. Ripp, F. Steinke. 2021. „**Accessible Modeling of the German Energy Transition: An Open, Compact, and Validated Model**“, *Energies* 14, no. 23: 8084. <https://doi.org/10.3390/en14238084> .

ENB

D. Sauerwein, N. Fitzgerald, C. Kuhn. 2023. „**Experimental and Numerical Analysis of Temperature Reduction Potentials in the Heating Supply of an Unrenovated University Building**“, *Energies* 16, no. 3: 1263. <https://doi.org/10.3390/en16031263> .

D. Sauerwein. 2022. „**low THERM - high FLEX**“, Dissertation, Fachbereich Architektur, Technische Universität Darmstadt, TU Prints Deutschland. <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/id/eprint/20389>

TTD

J. Oltmanns. 2021 „**Analysis and Improvement of an Existing University District Energy System**“, Dissertation, Fachbereich Maschinenbau, Technische Universität Darmstadt, TU Prints Darmstadt, <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/17367/>

J. Oltmanns, D. Sauerwein, F. Dammel, P. Stephan, C. Kuhn. 2020 „**Potential for waste heat utilization of hot-water-cooled data centers: A case study**“, *Energy Science & Engineering*, no. 2020;00:1-18. <https://doi.org/10.1002/ese3.633>

F. Dammel, J. Oltmanns, S. Peter. 2019 „**Nutzung der Abwärme des Hochleistungsrechners am Campus Lichtwiese der TU Darmstadt**“, *EuroHeat&Power*, no. 48. Jg(2019), Heft 1-2

6.2 Konferenzbeiträge

EINS

J. Barbosa, F. Doellinger, F. Steinke. 2023. „**Game-theoretic Analysis of Suppliers' Market Power in Local Multi-Energy Markets.**“. 2023 Smart Energy Systems (SESAAU 2023), Copenhagen, Denmark.

M. Beykirch, T. Janke und F. Steinke. 2022. „**Bidding and Scheduling in Energy Markets: Which Probabilistic Forecast Do We Need?**“. 2022 17th IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Manchester, United Kingdom.

M. Beykirch, T. Janke, F. Steinke. 2022 „**The Value of Probabilistic Forecasts for Bidding and Scheduling in Energy Markets**“. 42nd International Symposium on Forecasting, Oxford, United Kingdom.

M. Beykirch, T. Janke, I. Tayeche und F. Steinke. 2021 „**Probabilistic Forecast Combination for Anomaly Detection in Building Heat Load Time Series**“. 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Espoo, Finland.

C. Ripp, J. Barbosa and F. Steinke. 2021. „**Operational Carbon Mitigation Potential of Flexible Multi-Energy**

Systems: A Case Study“, 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Espoo, Finland, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640071 .

C. Ripp, M. Beykirch, J. Oltmanns, F. Steinke. 2020. „**Multi-modales Echtzeit Energiemonitoring - Multi-modales echtzeit Energiemonitoring als Basis eines digitalen Zwillings des Energiesystems des Campus Lichtwiese der Technischen Universität Darmstadt.**“ Digitalisieren - Sektoren koppeln - Flexibilisieren. Systemische Integration der Bioenergie und weiterer erneuerbarer Energien in Gebäuden & Quartieren, virtual Conference.

C. Ripp, F. Steinke. 2019. „**Sensitivity analysis of linear programming economic dispatch models.**“, ETG-Kongress 2019 - Das Gesamtsystem im Fokus der Energiewende, Esslingen am Neckar, Germany.

C. Ripp, F. Steinke. 2019. „**Efficient Sensitivity Analysis for MPC Controlled Multimodal Energy Systems.**“, GMA-Fachausschuss 1.50 "Grundlagen vernetzter Systeme", 2019

M. Beykirch, T. Janke und F. Steinke. 2019. „**Evaluation of Day-Ahead Electricity Price Predictions with Multi-Stage Stochastic Programs**“. 8th International Ruhr Energy Conference (INREC 2019), Essen, Deutschland.

ENB

D. Sauerwein, F. Feike. 2022. „**Direct Excess Heat Utilization from a High Performance Computer in an Existing Unrenovated Building: A Case Study**“. ISES & IEA SHC EuroSun 2022-International Conference on Solar Energy for Buildings and Industry, Kassel, Germany, 25–29 September 2022.

E5

L. Struk, C. Schweinsberg, J. Hanson. 2023. „**Data-based harmonic impact quantification of multiple loads in a real medium-voltage network.**“, 2023 IEEE Belgrade PowerTech, Belgrad, Serbia, doi: 10.1109/PowerTech55446.2023.10202673 .

C. Schweinsberg, J. Hanson. 2022. „**Method for determining background distortion of a real MV-network based on measured data.**“, 2022 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON), Kuala Lumpur, Malaysia, doi: 10.1109/POWERCON53406.2022.9929898 .

D. Maihöfner, C. Hohmann, T. Ploser, C. Schweinsberg, J. Hanson. 2019. „**Dimensioning of an Electrical Storage for a Campus Grid to Reduce the Power Exchange.**“, 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Bucharest, Romania, doi: 10.1109/UPEC.2019.8893592 .

TTD

F. Feike. 2023 „**Different scenarios for the decarbonization of a campus district heating system**“, 9th International Conference on Smart Energy Systems, Aalborg University, Aalborg, Denmark.

F. Feike, J. Oltmanns, F. Damm, P. Stephan. 2021 „**Evaluation of the waste heat utilization from a hot-water-cooled high performance computer via a heat pump**“, 17 International Symposium on District Heating and Cooling, Nottingham Trent University, Nottingham, United Kingdom, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.09.038>

F. Feike, F. Damm, P. Stephan, A. Wolf, C. Bischof. 2021 „**Abwärmenutzung eines warmwassergekühlten Hochleistungsrechners mit einer Wärmepumpe**“, INFORMATIK 2021, Lecture Notes in Informatics, Gesellschaft für Informatik, Bonn, Deutschland

6.3 Preise

- „Roy Billinton best student paper award (2nd place)“, für den Konferenzbeitrag „Bidding and Scheduling in Energy Markets: Which Probabilistic Forecast Do We Need“ [53], im Rahmen der Konferenz „17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2022, Manchester, UK“.

6.4 Abschlussarbeiten

EINS

E. Immen. 2022. „Berechnung von regionalisierten CO₂ Intensitäten zur Analyse von CO₂-Emissions- verantwortlichkeiten in multiregionalen Energiesystemmodellen“. Bachelorarbeit.

F. Doellinger. 2022. „Complementarity Modelling in Multi-Energy Local Markets for Economic Regulation Strategies Evaluation“. Masterarbeit.

L. Floer. 2022. „Paths to climate neutrality in Hesse“. Masterarbeit.

B. Freischlad. 2021. „Analysis of steering effects due to time-dependent CO₂ intensities in the electricity market“. Masterarbeit.

N. Goad. 2021. „Probabilistic heat demand forecasting for low energy buildings from building parameters“. Masterarbeit.

I. Tayeche. 2021. „Automated Plausibility Tests of Heat demand Data with Probabilistic Heating Forecasts“. Masterarbeit.

S. Perle. 2021. „Learning the Parameters of a Simple Thermodynamic Building Model“. Bachelorarbeit.

I. Binsfeld. 2021. „Influence of the CO₂ pricing in a scenario analysis for a district energy system“. Masterarbeit.

R. Säuberlich. 2021. „Development of a MBus splitter based on a Raspberry Pi“. Bachelorarbeit.

K. Tounsi. 2021. „Local vs. Global Models for Probabilistic Building Level Heat Load Forecasting“. Bachelorarbeit.

P. Kaul. 2020. „Development of anautomized data management concezt for the eneff campus project“. Masterarbeit.

J. Barbosa. 2019. „Development of a transparent energy system model for Germany“. Bachelorarbeit.

E5

P. Wengel. 2022. „Datenbasierte Analyse der Oberschwingungsemissionen eines realen Mittelspannungsnetzes“. Masterarbeit.

L. Struck. 2022. „Untersuchung der Auswirkung von Wärmepumpen auf die Oberschwingungsverzerrung eines realen Netzes“. Masterarbeit.

L. Stamm. 2021. „Analyse der Oberschwingungsemissionen anhand von Messdaten“. Bachelorarbeit.

D. Nickel. 2020. „Nicht-invasive Methoden zur Bestimmung der harmonischen Netzimpedanz“. Bachelorarbeit.

D. Aul. 2020. „Umsetzung einer Methode zur Bewertung des Oberschwingungsbeitrags harmonischer Lasten“. Bachelorarbeit.

C. Hohmann. 2019. „Systematische Auslegung und Betrachtung eines Speichers zur Steigerung des Autarkiegrades des Campus Lichtwiese“. Bachelorarbeit.

J. Greiner. 2019. „Frequenzabhängige Randnetz nachbildung zur Untersuchung von Oberschwingungen“. Studienarbeit.

TTD

R. Müller. 2022 „**Simulative Auslegung und Optimierung eines Niedertemperaturwärmenetzes**“. Masterarbeit

S. Geiser. 2021 „**Energetische Simulation des HLR Gebäudes am Campus Lichtwiese der TU Darmstadt**“. Bachelorarbeit

F. Freiburg. 2021 „**Studie zum Einsatz von dezentralen Wärmepumpen in einem Niedertemperaturwärmenetz**“. Bachelorarbeit

B. Tresbach. 2021 „**Modellierung der Abwärme von Zeitstandvielprobenprüfmaschinen (ZVPM) in Comsol Multiphysics**“. Bachelorarbeit

S. Palm. 2020 „**Integration eines Erdwärmespeichermodells in Matlab/Simulink**“. Bachelorarbeit

J. Eicke. 2020 „**Modellierung des Fernwärmeverbundes Darmstadt**“. Masterarbeit

S. van Waasen. 2020 „**Parameterstudie zur regenerativen Wärmeversorgung des Campus Lichtwiese**“. Studienarbeit

Abbildungsverzeichnis

1.1	Organigramm des EnEff:Campus Lichtwiese II Projektes	3
2.1	Historische Entwicklung der Fernwärme mit Netztemperaturen und Erzeugertechnologien [29]	7
2.2	Darstellung des Einflusses von nichtlinearen Lasten auf die Netzspannung	9
3.1	Typischer Gebäudebestand des Campus Lichtwiese aus den 1960er und 1970er Jahren.	11
3.2	Einliniendiagramm des elektrischen Netzes des Campus Lichtwiese	14
3.3	Übersichtsplan der thermische Netzte des Campus Lichtwiese inkl. Verortung der neuen Netzmes- sungen zur Bilanzierung des Campus Lichtwiese.	15
4.1	Konzept der Abwärmenutzung des HLR	18
4.2	COP der Wärmepumpe Anfang 2021 und in der Heizperiode 2022/2023	20
4.3	Wärmeübergabesysteme im Bauzustand. Putzmäander (links) und Heizsegel (rechts)	21
4.4	Stationäres Monitoring der Systemtemperaturen und Volumenströme	22
4.5	Verlustwärmestrom durch das Bauteil an den darüberliegenden Raum	23
4.6	Messkonzept des mobilen Monitorings zur Komfortmessung	23
4.7	Struktur der Software des Digitalen Zwillings	26
4.8	Webplattform zur Visualisierung des Energie-Monitorings	28
4.10	Darstellung der Modellergebnisse der Live-Betriebsoptimierung unter Verwendung der Bedarfsvor- hersagemodelle und des tatsächlichen Betriebs der Energiesystemkomponenten.	31
4.11	Modellierung des Einflusses von Vorlauftemperaturänderungen	33
4.12	Webplattform zur Bewertung der Energiesparmaßnahmen	35
4.13	Ergebnisse der Anomalieerkennung	36
4.14	PIT-Histogramme Probabilistischer Vorhersagen	39
4.15	Features in Vorhersagemodellen	41
4.16	CO ₂ -Intensität des deutschen Strommixes für ein Szenario mit einem Emissionsreduktionsziel von 80%. Die Ergebnisse wurden mithilfe des entwickelten linearen Programmierungsmodells für Deutsch- land berechnet. Die niedrigen Werte, die in den Sommermonaten zwischen 10 und 14 Uhr erreicht werden, stehen in direktem Zusammenhang mit der Photovoltaik-Erzeugung.	42
4.17	Abstraktes Modell eines Energiesystems zur Veranschaulichung des entwickelten Modells	43
4.18	Flächenspezifischen und absoluten CO ₂ -Emissionen einiger Gebäude am Campus Lichtwiese	44
4.19	Exemplarische Darstellung der verbrauchsbedingten CO ₂ Emissionen für KW 2	45
4.20	Rücklauftemperaturabsenkungspotential (links) und Wärmebedarf der Gebäude am Campus (rechts), aus [29]	47
4.21	Variantenstudie zur Übertragung der Messergebnisse auf das Gesamtgebäude	50
4.22	Heizkurven im Bestand und nach moderater Hüllsanierung	52
4.23	Methode und Kenngrößen für Lastabwurfvorgänge	53
4.24	Gebäudesignatur Lastabwurf für generisches Gebäudemodell	54
4.25	Lastabwurf Architekturgebäude mit unsanierter Gebäudehülle	55
4.26	Lastabwurf Architekturgebäude mit sanierter Gebäudehülle	55
4.27	Spitzenlastreduzierung Kraftwerk Lichtwiese - unsanierte Gebäudehülle	56
4.28	Messpunkte und Verortung der BHKW und großen Verbraucher. Verbrauchsmessung in rot, Bilan- zierungsmessungen in grün, Großverbraucher in lila, PQ-Messgeräte als grüne Fläche mit schwarzer Umrandung.	59
4.29	Beispielhafte Darstellung der Messkette eines PQ-Messgerätes im Campusnetz.	60
4.30	Darstellung der Messergebnisse der Netzanalysatoren nach DIN EN 50160 (Heatmap). Dauer: 35 Tage (27.07.2020-31.08.2020).	62
4.31	Oberschwingungsspannungen der achten und zehnten Ordnung am Übergabepunkt des Campusnet- zes zur überlagerten Netzebene. Dauer: 10 Tage.	63
4.32	Ersatzschaltplan des Netzanschlusspunktes (PCC) des Campusnetzes mit den gemessenen OS-Strom und Spannungsphasoren.	66
4.33	Ersatzschaltplan der Schaltung für den ersten Schritt des Ansatzes: Frequenzabhängige Darstellung der Last.	67
4.34	Ersatzschaltbild der Schaltung für den zweiten Schritt. Hintergrundverzerrung.	67
4.35	Ersatzschaltplan der Schaltung für den ersten Schritt des Ansatzes.	69
4.36	HI-Index-Methodik: Zeigerdiagramm der Superposition der Oberschwingungsspannungen.	70
4.37	Vergleich der HI-Methode mit und ohne Betrachtung des Winkels.	72
4.38	Stromverlauf einer Wärmepumpe des Typs A25 nach [77]	73

4.39	Modell der Stromquelle in PowerFactory.	74
4.40	Oberschwingungsspannungen der einzelnen Ordnungen am Knoten der zentralen Wärmepumpe (blau) und Grenzwerte nach DIN EN 50160 (rot).	75
4.41	Maximale Spannungsbänder der Szenarien und Jahre.	76
4.42	Maximale Auslastungen in % für die Szenarien in den untersuchten Jahren.	77
4.43	Blindleistungsbedarf der Subquartiere des Campus Lichtwiese für die vier Kategorien.	80
4.44	Skizze des Modellaufbaus einer EWS in Comsol (nicht maßstabgetreu)	82
4.45	Differenz zwischen Austritts- und Eintrittstemperatur der EWS	83
4.46	Wärme- und Kältebedarf Campus Lichtwiese und gekoppelte Versorgung	84
4.47	Visuelle Darstellung der Klimaziel	85
4.48	Für das Energiekonzept post 2030 angenommene Entwicklung der Energienachfrage des LIWI.	86
4.49	CO ₂ -Intensitäten und Kostenannahmen	87
4.50	Modellergebnisse für die jährliche Stromversorgung.	88
4.51	Modellergebnisse für die jährliche Wärmeversorgung.	89
4.52	Modellergebnisse für die jährliche Kälteversorgung.	89

Tabellenverzeichnis

3.1	Eckdaten der Komponenten des Systems gemäß den Typenschildern der Hersteller	13
4.1	Ergebnisse Probabilistischer Vorhersagen	39
4.2	Ergebnisse Deterministischer Vorhersagen	40
4.3	Eigenschaften der Hülle und Heizsysteme im Bestand und nach der angenommenen Sanierung	51
4.4	Ergebnisse der Spitzenlastreduzierung Heizkraftwerk (HKW) Lichtwiese durch Energieflexibilisierung von drei Gebäuden	57
4.5	Überblick über die pro Messgerät aufgenommenen Messgrößen	59
4.6	Messabweichungen und Messbereiche der eingesetzten stationären PQ-Messgeräte des Typs PQI-DA smart der Firma A.eberle. Geprüft nach Norm DIN EN 61000-4-30 [63, 64]. Indizes: r - Bemessungsgröße, m - Messgröße	60
4.7	Messabweichung Spannungswandler nach DIN EN 61869-3 [68] für Netznennfrequenz ($f = 50$ Hz) und Bürden im Bereich 25 % und 100 % der Wandlerbemessungsbürde, Spannungen im Bereich 80 % bis 120 % der Bemessungsspannung U_r . In Klammern: Anzahl der Wandlerklasse im Campusnetz. Indizes: r - Bemessungsgröße, m - Messgröße.	61
4.8	Messabweichung Stromwandler nach DIN EN 61869-2 [67] für Netznennfrequenz ($f = 50$ Hz) und Bürden im Bereich 25% und 100 % der Wandlerbemessungsbürde. In Klammern: Anzahl der Wandlerklasse im Campusnetz.	61
4.9	Ergebnisse der Clusteranalyse der Messstellen des Campusnetzes.	65
4.10	Verwendete Variablen und deren Bedeutung.	66
4.11	Liste der Variablen.	70
4.12	HI der einzelnen Subquartiere für die fünfte und siebte Harmonische.	72
4.13	Oberschwingungsspektrum der Stromquelle für die Nachbildung der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Leistung.	74
4.14	Maximaler THD _u der verschiedenen Szenarien zur thermischen Versorgung.	75
4.15	Maximale Einspeisung der Szenarien	76
4.16	Maximale Auslastung der Transformatoren	78
4.17	Maximale Auslastung der Leitungen	78
4.18	Zeitpunkt und Wert der pro (Sub-)Quartier auftretenden Stark- und Schwachlastfälle.	80
4.19	Gebäudenutzungsspezifische Energiebedarfskennwerte für Neubauten.	86
4.20	Szenarien der Campus Lichtwiese Studie.	88

Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2023) Der dena-gebäudereport 2023. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena_Gebaedereport_2023.pdf
- [2] Umweltbundesamt (UBA). (2016) Klimaneutraler gebäudebestand 2050. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_06_2016_klimaneutraler_gebaeudebestand_2050.pdf
- [3] A. P. Hans-Martin Henning, “Was kostet die energiewende? Wege zur transformation des deutschen energiesystems bis 2050,” 2015.
- [4] D. S. Østergaard and S. Svendsen, “Space heating with ultra-low-temperature district heating – a case study of four single-family houses from the 1980s,” *Energy Procedia*, vol. 116, pp. 226–235, 2017.
- [5] D. S. Østergaard und S. Svendsen, “Experience from a practical test of low-temperature district heating for space heating in five danish single-family houses from the 1930s,” *Energy*, vol. 159, 2018.
- [6] T. Auer, T. Hamacher, U. Wagner, D. Atabay, M. de Borja-Torrejón, R. Dornmair, P. Kuhn, J. Maderspacher, F. Sängler, J. Laenge, and J.-L. Finkbeiner, “Gebäude als intelligenter baustein im energiesystem. lastmanagement-potenziale von gebäuden im kontext der zukünftigen energieverorgungsstruktur in deutschland,” 01 2017. [Online]. Available: https://mediatum.ub.tum.de/670312?show_id=1378336
- [7] K. Klein, S. Herkel, H.-M. Henning, and C. Felsmann, “Load shifting using the heating and cooling system of an office building: Quantitative potential evaluation for different flexibility and storage options,” *Applied Energy*, vol. 203, pp. 917–937, 10 2017.
- [8] G. Reynders, T. Nuytten, and D. Saelens, “Potential of structural thermal mass for demand-side management in dwellings,” *Building and Environment*, vol. 64, p. 187–199, 06 2013.
- [9] J. Oravec, O. Sikula, M. Krajčík, M. Arıcı, and M. Mohapl, “A comparative study on the applicability of six radiant floor, wall, and ceiling heating systems based on thermal performance analysis,” *Journal of Building Engineering*, vol. 36, p. 102133, 12 2020.
- [10] C. Kempkes, K. Schalk, C. Felsmann, B. Oschatz, and M. Günther. (2008) Energetische bewertung thermisch aktivierter bauteile – dynamisch thermische simulation, messtechnische validation, vereinfachte bewertungsansätze. [Online]. Available: https://www.irbnet.de/daten/kbf/kbf_d_F_2739.pdf
- [11] G. Hausladen, T. Auer, J. Schneegans, K. Klimke, H. Riemer, B. Trojer, L. Qian, and M. d. B. Torrejón, *Lastverhalten von Gebäuden unter Berücksichtigung Unterschiedlicher Bauweisen und Technischer Systeme. Speicher- und Lastmanagementpotenziale in Gebäuden. Abschlussbericht.* Fraunhofer IRB Verlag, 2014.
- [12] B. Ning, S. Schiavan, and F. S. Bauman, “A novel classification scheme for design and control of radiant system based on thermal response time,” *Energy and Buildings*, vol. 137, pp. 38–45, 2017.
- [13] H. Recknagel, E. Sprenger, and K.-J. Albers, *Recknagel - Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 2017/2018.* Vulkan Verlag, 2016.
- [14] D. Makulla. (2012) Heizen und kühlen mit decken. [Online]. Available: <https://www.krantz.de/uploads/pics/heizen-und-kuehlen-mit-decken-imagebroschuere-.pdf>
- [15] X. Wu, L. Fang, B. Olesen, and J. Zhao, “Comparison of indoor air distribution and thermal environment for different combinations of radiant heating systems with mechanical ventilation systems,” *Building Services Engineering Research and Technology*, vol. 39, 05 2017.
- [16] R. Gritzki, L. Schinke, M. Beyer, J. Seifert, and C. Felsmann, “Experimentelle und numerische untersuchung des einflusses der strahlungsasymmetrie auf die thermische behaglichkeit am beispiel temperierter halbräume,” *Bauphysik*, vol. 42, pp. 101–108, 06 2020.
- [17] P. O. Fanger, B. Ipsen, O. B.W., C. N.K., and T. S., “Comfort limits for asymmetric thermal radiation,” *Energy and Buildings*, vol. 8, pp. 225–236, 1985.
- [18] M. R. Safi Zadeh, M. Schweiker, and A. Wagner, “Experimental evaluation of radiant heating ceiling systems based on thermal comfort criteria,” *Energies*, vol. 11, pp. 1–21, 10 2018.
- [19] R. Gritzki, L. Schinke, M. Beyer, J. Seifert, and C. Felsmann, “Experimentelle und numerische untersuchung des einflusses der strahlungsasymmetrie auf die thermische behaglichkeit am beispiel temperierter halbräu-

- me,” *Bauphysik*, vol. 42, pp. 101–108, 06 2020.
- [20] F. Tao, J. Cheng, Q. Qi, M. Zhang, H. Zhang, and F. Sui, “Digital twin-driven product design, manufacturing and service with big data,” *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, vol. 94, pp. 3563–3576, 2018.
- [21] M. Elsied, A. Oukaour, H. Gualous, and R. Hassan, “Energy management and optimization in microgrid system based on green energy,” *Energy*, vol. 84, pp. 139–151, 2015.
- [22] A. S. Farsangi, S. Hadayeghparast, M. Mehdinejad, and H. Shayanfar, “A novel stochastic energy management of a microgrid with various types of distributed energy resources in presence of demand response programs,” *Energy*, vol. 160, pp. 257–274, 2018.
- [23] A. Barbato, C. Bolchini, A. Geronazzo, E. Quintarelli, A. Palamarciuc, A. Piti, C. Rottondi, and G. Verticale, “Energy optimization and management of demand response interactions in a smart campus,” *Energies*, vol. 9, no. 6, 2016.
- [24] B. Yildiz, J. Bilbao, and A. Sproul, “A review and analysis of regression and machine learning models on commercial building electricity load forecasting,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, pp. 1104–1122, 2017.
- [25] Umweltbundesamt. (2023) Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2022. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-16_uba_hg_erneuerbareenergien_dt_bf.pdf
- [26] Bundesregierung. (2023) Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/20231004-klimaschutzprogramm-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [27] BDEW. (2023) Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-wohnungsbestand/>
- [28] AGFW. (2023) Hauptbericht 2022. [Online]. Available: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>
- [29] J. Oltmanns, *Analysis and Improvement of an Existing District Heating System*, 2021.
- [30] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund, and B. V. Mathiesen, “4th generation district heating (4GDH) - Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems,” *Energy*, vol. 68, no. 1-11, 2014.
- [31] E. Acha and M. Madrigal, “Power systems harmonics: Computer modelling and analysis,” 2001. [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:108922383>
- [32] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, DIN EN 50160:2020-11 Std.
- [33] *DIN EN 61000-3: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)*, DIN EN IEC Std.
- [34] J. Schlabbach and W. Mombauer, *Power quality: Entstehung und Bewertung von Netzzrückwirkungen, Netzanschluss erneuerbarer Energiequellen ; Theorie, Normung und Anwendung von DIN EN 61000-3-2 (VDE 0838-2), DIN EN 61000-3-12 (VDE 0838-12), DIN EN 61000-3-3 (VDE 0838-3), DIN EN 61000-3-11 (VDE 0838-11), DIN EN 61000-2-2 (VDE 0839-2-2), DIN EN 61000-2-4 (VDE 0839-2-4), DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7), DIN EN 61000-4-15 (VDE 0847-4-15), DIN EN 50160, DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30), VDN - Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen*, ser. VDE-Schriftenreihe Normen verständlich. VDE-Verlag, 2008.
- [35] R. Dugan, S. Santoso, M. McGranaghan, and H. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*, ser. McGraw-Hill professional engineering. McGraw-Hill Education, 2002.
- [36] *IEC TS 62749:2020: Assessment of power quality - Characteristics of electricity supplied by public networks*, IEC Std.
- [37] O. Prakash Mahela and A. Gafoor Shaik, “Topological aspects of power quality improvement techniques: A comprehensive overview,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1129–1142, 2016.
- [38] Ein Paradebeispiel für das „Darmstädter Bausystem“: Das Gebäude des Fachbereichs Architektur. [Online]. Available: https://www.architektur.tu-darmstadt.de/fachbereich/ueber_uns/geschichte/geschichte_des_gebaeudes/index.de.jsp
- [39] Danish Energy Agency, “Technology data for industrial process heat,” 2016.

-
- [40] “Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Änderung des Energiedienstleistungsgesetzes,” 2023.
- [41] F. Feike, J. Oltmanns, F. Dammel, and P. Stephan, “Evaluation of the waste heat utilization of a hot-water-cooled high performance computer via a heat pump,” *Energy Reports*, 2021.
- [42] “ENTSO-E Transparency Platform,” ENTSO-E. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu>
- [43] “CDC - Climate Data Center,” Deutscher Wetterdienst (DWD). [Online]. Available: <https://cdc.dwd.de/portal/>
- [44] “Influxdb 1.8,” Influxdata, 2020. [Online]. Available: <https://docs.influxdata.com/influxdb/v1/>
- [45] “Django (version 3.2),” 2021. [Online]. Available: <https://www.djangoproject.com/>
- [46] M. Beykirch, T. Janke, I. Tayeche, and F. Steinke, “Probabilistic forecast combination for anomaly detection in building heat load time series,” in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. IEEE, 2021, pp. 1–6.
- [47] R. Tibshirani, “Regression shrinkage and selection via the lasso,” *Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Methodological)*, vol. 58, no. 1, pp. 267–288, 1996.
- [48] J. H. Friedman, “Stochastic gradient boosting,” *Computational Statistics & Data Analysis*, vol. 38, no. 4, pp. 367–378, 2002.
- [49] T. J. Hastie and R. J. Tibshirani, *Generalized additive models*. Wiley Online Library, 1990, vol. 43.
- [50] R. A. Rigby and D. M. Stasinopoulos, “Generalized additive models for location, scale and shape,” *Applied Statistics*, vol. 54, pp. 507–554, 2005.
- [51] J. W. Messner, G. J. Mayr, D. S. Wilks, and A. Zeileis, “Extending extended logistic regression: Extended versus separate versus ordered versus censored,” *Monthly Weather Review*, vol. 142, no. 8, pp. 3003 – 3014, 01 Aug. 2014.
- [52] T. Gneiting and M. Katzfuss, “Probabilistic forecasting,” *Annual Review of Statistics and Its Application*, vol. 1, no. 1, pp. 125–151, 2014.
- [53] M. Beykirch, T. Janke, and F. Steinke, “Bidding and scheduling in energy markets: Which probabilistic forecast do we need?” in *2022 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. IEEE, 2022, pp. 1–6.
- [54] F. Pedregosa, G. Varoquaux, A. Gramfort, V. Michel, B. Thirion, O. Grisel, M. Blondel, P. Prettenhofer, R. Weiss, V. Dubourg et al., “Scikit-learn: Machine learning in Python,” *Journal of Machine Learning Research*, vol. 12, pp. 2825–2830, 2011.
- [55] D. Servén and C. Brummitt, “pyGAM: Generalized additive models in python,” mar 2018.
- [56] S. Seabold and J. Perktold, “statsmodels: Econometric and statistical modeling with python,” in *9th Python in Science Conference*, 2010.
- [57] D. M. Stasinopoulos and R. A. Rigby, “Generalized additive models for location scale and shape (gamlss) in r,” *Journal of Statistical Software*, vol. 23, no. 7, pp. 1–46, 2007.
- [58] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesministerium der Innern, für Bau und Heimat. (2021) Bekanntmachung der regeln für energieverbrauchswerte und der vergleichswerte im nichtwohngebäudebestand. [Online]. Available: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/GZb2vLJQJe1XCpSyM6h/content/GZb2vLJQJe1XCpSyM6h/BAnz%20AT%2003.05.2021%20B1.pdf?inline>
- [59] D. Sauerwein, N. Fitzgerald, and C. Kuhn, “Experimental and numerical analysis of temperature reduction potentials in the heating supply of an unrenovated university building,” *Energies*, vol. 16, no. 3, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/3/1263>
- [60] D. Sauerwein, “low therm - high flex,” Ph.D. dissertation, Technische Universität Darmstadt, 2022.
- [61] J. Kilter, S. Elphick, J. Meyer, and J. V. Milanovic, “Guidelines for power quality monitoring - results from cigre/cired jwg c4.112,” in *2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2014, pp. 703–707.
- [62] T. Mühl, *Einführung in die elektrische Messtechnik: Grundlagen, Messverfahren, Geräte*. Vieweg+Teubner Verlag, 2012. [Online]. Available: <https://books.google.de/books?id=JOvqfkkPMOwC>
- [63] *DIN EN 61000-4-30: Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität*, DIN VDE Std.
- [64] *Technisches Datenblatt - Power Quality Netzanalysator und Störschreiber Modell PQI-DA smart*.

-
- [65] J. Meyer and R. Stiegler, "Accuracy of harmonic voltage measurements in the frequency range up to 5 khz using conventional instrument transformer," 21st International Conference on Electricity Distribution, 2011.
- [66] R. Minkner and J. Schmid, Technologie der Messwandler. Springer Vieweg, 2020.
- [67] DIN EN 61869-2: Messwandler - Teil 2: Zusätzliche Anforderungen für Stromwandler, DIN VDE Std.
- [68] DIN EN 61869-3: Messwandler - Teil 3: Anforderungen für induktive Spannungswandler, DIN VDE Std.
- [69] DIN EN 61869-103: Messwandler - Anwendung von Messwandlern bei der Messung der Spannungsqualität, DIN VDE Std.
- [70] M. Wiedenbeck and C. Zuell, "Klassifikation mit clusteranalyse: Grundlegende techniken hierarchischer und k-means-verfahren," 01 2001.
- [71] J. Hui and J. Vieira, "Utility harmonic impedance measurement based on data selection," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, 2012.
- [72] X. Zheng and X.-Y. Xiao, "A comparison of typical non-invasive method for utility harmonic impedance estimation," 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2018.
- [73] A. R. Mamat, F. S. Mohamed, and M. A. Mohamed. (2018) Silhouette index for determining optimal k-means clustering on images in different color models. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/325117330_Silhouette_index_for_determining_optimal_k-means_clustering_on_images_in_different_color_models
- [74] Cigre Working Group C4.109, Review of Disturbance Emission Assessment Techniques. Cigre/Cired, 2011.
- [75] H. Erfanian Mazin, "Data-based harmonic source identification," 2012. [Online]. Available: <https://era.library.ualberta.ca/items/e6c5c1f1-cf11-4953-ad8e-e0b9f1d62ed5>
- [76] T. Harriehausen and D. Schwarzenau, "Grundlagen der elektrotechnik," 2020.
- [77] W. Heffernan, N. Watson, R. Buehler, and J. Watson, "Harmonic performance of heat-pumps," The Journal of Engineering, vol. 2013, no. 9, p. 31–44, Sep. 2013.
- [78] O. Brückl, "Zukünftige bereitstellung von blindleistung und anderen maßnahmen für die netzsicherheit – ergebnisse aus der studie für das bmwi," in Tagungsband der Fachtagung „Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien“. BMWK, 2017.
- [79] F. Mauthner and S. Herkel, "Task 52 - solar heat and energy economics in urban environments - technical report subtask c1 - technology and demonstrators. solar heating and cooling programme," 2016.
- [80] C. Thommessen, U. Weber, K. Ramming, E. Rejek, and J. Roes, "Hochtemperaturgroßwärmepumpen zur dekarbonisierung historisch gewachsener wärmenetze," ehp-magazin, vol. 1-2/2023, 2023. [Online]. Available: https://emagazin.ehp-magazin.de/de/profiles/3710b1d1bc07/editions/2198456600435dd01d05/preview_pages/page/7
- [81] World Resources Institute, "Mitigation goal standard: An accounting and reporting standard for national and subnational greenhouse gas reduction goals," 2014.
- [82] W. K. Fong, M. Sotos, and M. D. et al., "Global protocol for community-scale greenhouse gas emission inventories," 2014.
- [83] J. Barbosa, C. Ripp, and F. Steinke, "Accessible modeling of the german energy transition: An open, compact, and validated model," Energies, vol. 14, no. 23, p. 8084, 2021.
- [84] Bundesregierung. (2019) „co2-bepreisung“. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/co2-bepreisung-1673008>

Glossar

AKM Absorptionskältemaschine.

APF Active Power Filter.

BHKW Blockheizkraftwerk.

CDF kumulative Verteilungsfunktion.

DBMS Datenbankmanagementsystem.

DWD Deutscher Wetterdienst.

EA-EV Ensemble-Average-Ensemble-Variance.

ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity.

EU ETS European Union Emission Trading System.

GAM generalized additive model.

GAMLSS Generalized Additive Models for Location, Scale and Shape.

GBR Gradient Boosted Regression Trees.

GLT Gebäudeleittechnik.

HI-Index Harmonic Impact Index.

HLR Hochleistungsrechner.

HRZ Hochschulrechenzentrum.

IGBT Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode.

KKM Kompressionskältemaschine.

LIWI Campus Lichtwiese.

MAE Mean Absolute Error.

MHKW Müllheizkraftwerk.

PIT Probability-Integral-Transform.

PQ Power Quality.

PV Photovoltaic.

RMSE Root Mean Squared Error.

THDi Total Harmonic Distortion-Index des Stroms.

TUDa Technische Universität Darmstadt.

VPN Virtual Private Network.

VRF Virtual Routing and Forwarding.