

Machbarkeitsstudie eines Wärmenetzes 4.0

**Transformation des Bestandsnetzes des
Liegenschaftsgeländes der
Bundespolizeiinspektion Rosenheim und
Erweiterung um die Hochschule Rosenheim**

Machbarkeitsstudie eines Wärmenetzes 4.0

**Transformation des Bestandsnetzes des
Liegenschaftsgeländes der
Bundespolizeiinspektion Rosenheim und
Erweiterung um die Hochschule Rosenheim**

Auftraggeber:	Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG
FfE-Auftragsnummer:	SWRO-03
Bearbeiter/in FfE:	Britta Kleinertz, Frank Veitengruber, Dr.-Ing. Serafin von Roon, Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Bearbeiter/in Stadtwerke Rosenheim:	Sebastian Hochmuth, Heiko Peckmann, Klaus Hollnaicher Horst Neugebauer, Dr. Götz Brühl
Fertigstellung:	Dezember 2019

Impressum:

Endbericht

der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
(FFE)

in Zusammenarbeit mit der

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft
mbH

und

den Stadtwerken Rosenheim GmbH & Co. KG

zum Projekt:

Machbarkeitsstudie eines Wärmenetzes 4.0

Transformation des Bestandsnetzes des
Liegenschaftsgeländes der
Bundespolizeiinspektion Rosenheim und
Erweiterung um die Hochschule Rosenheim

Auftraggeber:

Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG

Kontakt:

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

ISBN

978-3-941802-43-8

Inhalt

1	Kurzbeschreibung des konzeptionierten Wärmenetzsystems 4.0.....	1
2	Lage/Standort und Zielbestimmung	8
2.1	Lage/Standort	9
2.2	Zielbestimmung.....	10
3	Bestandsaufnahme / Standortuntersuchung	10
3.1	Beschreibung des Bestandsgeländes.....	11
3.1.1	Energetische Qualität von Gebäuden und Gebäudetechnik.....	11
3.1.2	Wärmeversorgung	12
3.1.3	Strombedarf und IKT-Infrastruktur	14
3.1.4	Ableitung von Lastgängen aus Wärmemessdaten	14
3.2	Lastgangdaten und Zukunftsszenarien für den Wärmebedarf	15
3.2.1	Liegenschaftsgelände.....	16
3.2.2	Gelände der Hochschule	17
3.2.3	Umliegende potenzielle Neubaugebiete	17
3.2.4	Festgelegte Szenarien.....	18
4	Potenzialanalyse /Kundeninteresse	18
5	Innovative Bereitstellung der Wärme / Klimaverträglichkeit.....	19
5.1	Potenziale für relevante Wärmequellen	19
5.1.1	Primärnetz	19
5.1.2	Abwärme.....	20
5.1.3	Wärmepumpe	20
5.1.3.1	Primärnetz-Rücklauf.....	20
5.1.3.2	Grundwasser	21
5.1.3.3	Geothermie.....	21
5.1.3.4	Abwasser- Großwärmepumpe.....	22
5.1.4	Holzvergaser mit angeschlossenem BHKW	23
5.1.5	Solarenergie	24
5.2	Übergeordnete Festlegungen	28
5.2.1	Möglichkeiten der Vermarktung des erzeugten Stromes	29
5.2.2	Netzsteuerung	29
5.2.3	Verortung der Wärmeversorgung	29
5.2.4	Festlegung der Verschaltungslogiken.....	29
5.3	Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen	30

5.3.1	Konzeptbeschreibung Niedertemperaturnetz	31
5.3.2	Bestimmung der Wärmezusammensetzung und der Wirtschaftlichkeit.....	32
5.4	Wärme-Dispatch-Zentrale	33
5.4.1	Grenzen erneuerbarer Wärmequellen und Bedeutung von Temperaturniveaus 33	
5.4.2	Staffelung von Wärmeerzeugern und Temperaturniveaus	34
5.4.3	Konzeptbeschreibung Wärme-Dispatch-Zentrale	35
5.4.4	Auslegung der verschiedenen Speicher	42
5.4.5	Bestimmung der Wärmezusammensetzung und der Wirtschaftlichkeit.....	44
5.5	Modularität der Gesamtkonzepte für zukünftige Entwicklungen	47
6	Verteilung der Wärme	48
6.1	Netz der Liegenschaft der Bundespolizei	49
6.2	Wärmenetz der Hochschule.....	55
6.3	Variable Temperatursteuerung des Netzes	57
6.3.1	Übersicht über Netzstränge	57
6.3.2	Anpassung der Systemtemperaturen	58
6.3.3	Sommerschaltung.....	61
6.3.4	Flexibilisierung durch Überhitzung.....	64
7	Hausübergabestationen	65
7.1	Mögliche Konzepte	65
7.2	Gewählte Typen von Hausübergabestationen	66
8	Speicherkonzept und saisonale Großwärmespeicher	69
8.1	Saisonalspeicher.....	70
8.2	Potenziell vorhandene Wärmespeicher	70
9	Sektorkopplung und Strommarktdienlichkeit	71
9.1	Status Quo des virtuellen Kraftwerks der Stadtwerke Rosenheim.....	71
9.2	Systemdienliche Fahrweise der Anlagen aus den Konzepten.....	74
9.3	Erwartetes Aufkommen an Elektroautos.....	75
10	Einzelkomponenten der industriellen Forschung.....	75
10.1	Holz-Vergaser mit angeschlossenem BHKW	76
10.2	Großwärmepumpe	78
10.3	Kombination der Erzeuger	79
11	Prüfung der rechtlichen Genehmigungsfähigkeit.....	79
12	Bestimmung der Zusammensetzung der Wärme und der Wirtschaftlichkeit.....	82
12.1	Wärmezusammensetzung	82

12.2	Relevante Kostenkomponenten und Wärmegestehungskosten	84
12.3	Risikoanalyse	88
13	Kosteneffizienz	89
14	Mindestgröße	89
15	Online-Monitoring des Wärmenetzsystems 4.0	89
16	Fortlaufende Veröffentlichung der Ergebnisse des Vorhabens	94
17	Zeitplan für die Umsetzung und Finanzierungskonzept.....	95
18	Erwarteter Einfluss auf den Primärenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen	95
19	Zusammenfassung und Ausblick zur Wärmeversorgung im Sekundärnetz 97	
20	Diskussion und Ausblick zu allgemeinen Erkenntnissen	98
20.1	Technische Herausforderungen und Lösungsansätze	99
20.2	Notwendigkeit der Vernetzung relevanter Akteure und Wissensträger	99
20.3	Abgleich der Ergebnisse mit den Förderbedingungen.....	100
21	Literaturverzeichnis.....	103

1 Kurzbeschreibung des konzeptionierten Wärmernetzsystems 4.0

Kurzcharakteristik des Vorhabens

Beim betrachteten Gelände handelt es sich zum einen um die Transformation eines Bestandsnetzes auf einem Liegenschaftsgelände. Die angeschlossenen Gebäude weisen einen niedrigen energetischen Standard auf, sodass im Winter hohe Vorlauftemperaturen (ca. 75 °C) benötigt werden. Zum anderen wird der Anschluss eines neuen Netzes zur Versorgung des Neubaus der anliegenden Hochschule an das Bestandsnetz konzeptioniert. Da der Hochschulneubau im Niedrigenergiestandard errichtet werden soll, wird hier von Vorlauftemperaturen von 50 °C ausgegangen.

Da sich in Deutschland viele andere Bundesliegenschaften in ähnlicher energetischer Qualität befinden, ist dieses Projekt als Demonstrationsobjekt zu betrachten. Die gewonnenen Erkenntnisse können höchstwahrscheinlich auf andere Liegenschaften übertragen werden.

Lage/Standort

Die räumliche Abgrenzung des Geländes ist **Abbildung 1-1** zu entnehmen. Die Bereitstellung der Wärme für das Liegenschaftsgelände soll bereits zeitnah erbaut werden, wohingegen sich der Hochschulneubau aktuell noch im Planungsstadium befindet. Daher wird die Transformation des Bestandsgeländes in Phase 1 (ca. 2019 - 2020) geplant und der Anschluss der Hochschule in Phase 2 (ca. 2021-2022). Die Heizzentrale soll im östlichen Teil des Liegenschaftsgeländes errichtet werden.

Im Süden und Westen des Liegenschaftsgeländes befindet sich primär Wohnbebauung, im Osten sind die Hochschule und verschiedene kleine Industriebetriebe angesiedelt. Das freie Gelände im Norden von Liegenschaft und Hochschule ist aktuell in der Diskussion für den Neubau von Wohngebäuden.

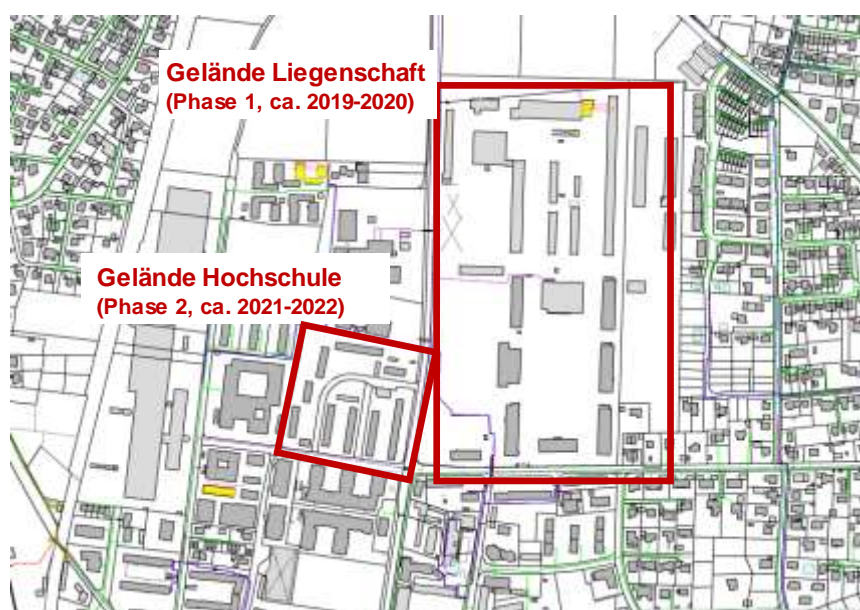


Abbildung 1-1: *Liegenschaftsgelände der Bundespolizeiinspektion Rosenheim für Phase 1 und das Gelände der Hochschule Rosenheim für Phase 2*

Innovation

Im Rahmen der Studie werden verschiedene Innovationen im Bereich der Leitungsverlegung, Hausübergabestationen, Wärmeverteilung sowie –erzeugung untersucht.

Während auf dem Bestandsgelände der Liegenschaft bereits ein Netz vorhanden ist, muss dieses für den Neubau der Hochschule errichtet werden. Hier wurde untersucht, anstelle von standardmäßig verwendeten Kunststoffmantelrohren in der Anschaffung zwar teurere, aber günstiger zu verlegende Kunststoffrohre zu verwenden. Ist die Verlegung der Rohre im Pipelineverfahren möglich, könnten die Tiefbaukosten, welche ca. 70 % der gesamten Baukosten ausmachen, um bis zu 40 % sinken. Allerdings ist es wahrscheinlich, dass dieses Verfahren auf Grund vorliegender Fremdsparten in der Straße nicht angewendet werden kann. Zudem würden die Rohre unter einer vielbefahrenen Straße hindurch verlegt, sodass die unter der Straße auftretenden Zugkräfte entscheidend dafür sind, ob die Rohre verwendet werden können. Eine abschließende Bewertung ist erst nach einer Detailanalyse möglich.

In den Hausübergabestationen für die Gebäude mit Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarf soll die Kaskadenschaltung gemäß dem Konzept Rosenheim (Reihenschaltung von Wärmetauschern, siehe Kapitel 7) angewendet werden. Durch die Kaskadierung lässt sich eine höhere Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf erreichen. Um in dem Neubau der Hochschule eine Versorgung bei niedrigen Temperaturen zu ermöglichen, sollen hier im Gebäude mehrere Trinkwarmwasserstationen verbaut werden. Diese ermöglichen es, die „3-Liter-Regel“ zu unterschreiten und somit niedrigere Verteiltemperaturen für Trinkwarmwasser zu verwenden.

Zur Reduktion der Verteilverluste werden eine gezielte Absenkung der Netztemperaturen je Netzstrang sowie die sogenannte Sommerschaltung untersucht (Siehe Kapitel 6). Die jährliche maximale Einsparung von Netzverlusten liegt bei 141 MWh/a. Allerdings beinhaltet dies das Abschalten zweier Stränge im Sommer. In einem dieser Stränge sind die Kosteneinsparungen durch das Abschalten des Stranges niedriger als die Kosten für die Bereitstellung des Trinkwarmwassers über dezentrale strombasierte Anlagen. Somit reduziert sich die Einsparung der Netzverluste auf 116 MWh/a. Die Kosteneinsparungen liegen insgesamt bei ca. 6.300 €/a.

Für die Sommerschaltung werden in den einzelnen Gebäuden Pufferspeicher installiert, welche im Sommer gezielt einmal am Tag geladen und im Laufe des Tages entladen werden. Somit muss das Netz nur einmal täglich für einen kurzen Zeitraum betrieben werden. Auf dem betrachteten Gelände zeigt sich die Anwendung der Sommerschaltung als nicht wirtschaftlich, da die Speicherverluste der dezentralen Pufferspeicher die alternativ auftretenden Netzverluste übersteigen.

In beiden betrachteten Konzepten dient ein Anschluss an das Primärnetz in Rosenheim zur Absicherung der Versorgungssicherheit sowie zur Spitzenlastabdeckung. Bei den Versorgungskonzepten handelt es sich zum einen um ein innovatives Niedertemperaturnetz (Vorlauf 50 °C) mit dezentralen Wärmepumpen in den Gebäuden, in welchen eine höhere Vorlauftemperatur benötigt wird. Auf Grund der sich widersprechenden Saisonalität von Stromerzeugung aus einer Photovoltaik-Anlage und dem Wärmebedarf auf dem Gelände, zeigt sich die Verwendung einer solchen Anlage

verglichen mit dem Strombezug aus dem Netz als nicht wirtschaftlich. Das Konzept ist schematisch in **Abbildung 1-2** dargestellt.

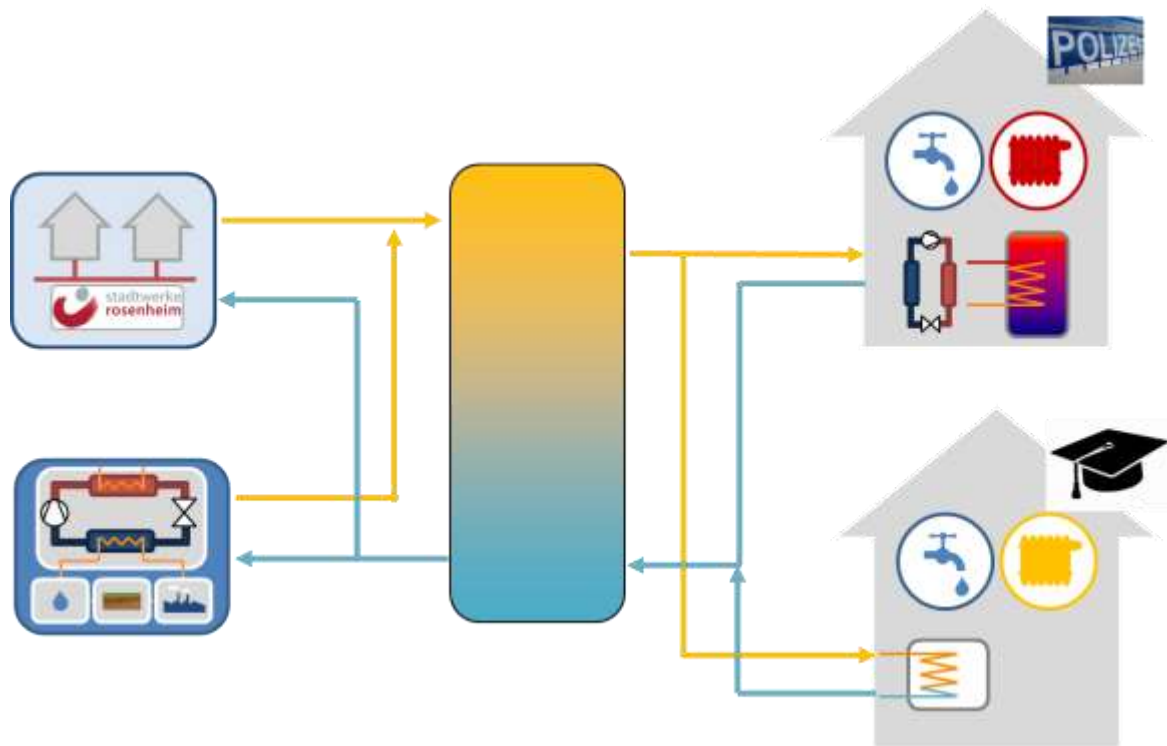


Abbildung 1-2: *Niedertemperaturnetz mit Direktversorgung in Niedrigenergie-Gebäuden und dezentralen Wasser-Wasser-Wärmepumpen in Bestandsgebäuden mit niedrigem Baustandard*

Zum anderen wird die Serienschaltung von einem Niedertemperatur-Wärmeerzeuger (Wärmepumpe) und zwei Hochtemperatur-Wärmeerzeugern (Holzvergaser + BHKW, Anschluss an das Primärnetz) untersucht. Dieses Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale zeichnet sich dadurch aus, dass die Wärmepumpe den ersten Temperaturhub von der minimalen Temperatur im MT-Speicher auf ca. 50 – 60 °C bewältigt und das BHKW bzw. das Primärnetz den weiteren benötigten Temperaturhub auf maximal 75 °C bereitstellen. Somit wird der Wärmebedarf aus den Hochtemperaturanlagen reduziert und die Wärmepumpe bei hoher Effizienz betrieben. Des Weiteren ermöglicht der gleichzeitige Betrieb eines Stromerzeugers (KWK) und eines Stromverbrauchers (Wärmepumpe) die stromseitige Verknüpfung der Anlagen. Hierdurch wird zum einen Grünstrom direkt genutzt und zum anderen wird die Zahlung verschiedener Umlagen umgangen.

Eine bildliche Darstellung des Konzeptes ist in **Abbildung 1-3** zu finden.

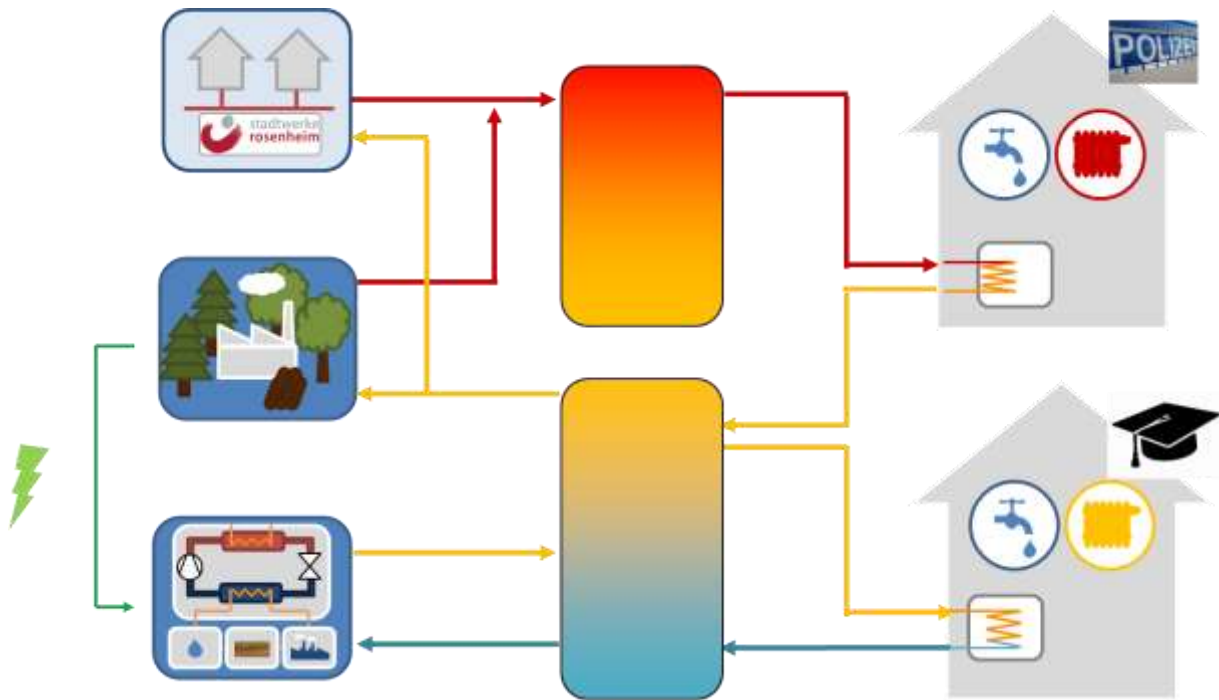


Abbildung 1-3: *Gestuftes Mittel- und Niedertemperaturnetz, versorgt über das Konzept einer Wärme-Dispatch-Zentrale mit einer Wärmepumpe, einem Biomassevergaser + BHKW und einem Anschluss an das Primärnetz*

Klimaverträglichkeit

In beiden Konzepten werden die Anforderungen an ein Wärmenetz 4.0 erfüllt, denn der Anteil Erneuerbarer Wärmequellen von mindestens 50 % wird erreicht. Zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit sollte jedoch ein möglichst hoher Anteil der Wärme aus dem Primärnetz der Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co KG bezogen werden.

Kosteneffizienz / Wirtschaftliche Tragfähigkeit

Die Wärmegestehungskosten, bestehend aus Entwicklungs-, Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten abzüglich der Einnahmen aus Grund- und Verrechnungspreis, Stromverkauf aus dem BHKW sowie abzüglich der angesetzten Förderung, liegen für das Niedertemperaturnetz bei ca. 9,8 €/kWh und für die Wärme-Dispatch-Zentrale bei 11,0 - 12,0 €/kWh.

Mindestgröße und -Varianten

Im Folgenden wird auf die Wärmebedarfe der Verbraucher je Szenario eingegangen. Einbezogen sind hier jeweils Raumwärme und Trinkwarmwasser, wohingegen die Netz- und Speicherverluste nicht inkludiert sind. Die Gebäude des Liegenschaftsgeländes haben aktuell einen jährlichen Wärmebedarf (Raumwärme und Trinkwarmwasser ohne Netzverluste) von ca. 3,37 GWh bei Temperaturen je nach Strang von maximal 75 °C. Der Wärmebedarf für den Neubau der Hochschule wird zu 0,80 GWh prognostiziert bei Temperaturen im Vorlauf von 50 °C und 30 °C im Rücklauf.

In der Sensitivitätsanalyse wird zum einen mit einer Reduktion des Wärmebedarfs der Gebäude auf dem Liegenschaftsgelände auf 2,55 GWh ausgegangen. Auch der Anschluss weiterer Siedlungen mit einem gesamten Wärmebedarf von 0,96 GWh wird qualitativ

untersucht. Hierbei wird einmal angenommen, dass diese mit dem Temperaturniveau der Liegenschaft versorgt werden. In einer zweiten Analyse wird deren Wärmeverbrauch auf dem Temperaturniveau der Hochschule angenommen. Für eine quantitative Kostenanalyse liegen nicht genügend Informationen zum potenziellen Neubaugebiet vor.

Temperaturniveau und Wärmespeicher

Die Verteiltemperaturen unterschieden sich zwischen den beiden Konzepten.

Das Konzept des Niedertemperaturnetzes sieht in allen Strängen eine Temperatur von 50 °C vor. Gebäude mit einem Wärmebedarf auf erhöhtem Temperaturniveau verfügen über eigene Pufferspeicher auf einem Temperaturniveau von 75 °C. Zudem ist ein zentraler Wärmespeicher zur hydraulischen Entkopplung notwendig. Dieser besitzt eine obere Schicht von 50 °C und eine untere Schicht von 30 °C.

Im Versorgungskonzept der Wärme-Dispatch-Zentrale wird eine Variation der Netztemperaturen je Strang angesetzt (siehe **Tabelle 1-1**).

Tabelle 1-1: *Übersicht über die eingestellten Temperaturniveaus in Abhängigkeit von den Witterungsverhältnissen, differenziert nach Strängen (Auftreten der saisonalen Temperaturen aus den Wetterdaten für Rosenheim 2017)*

	Festgelegte Systemtemperaturen					
	Winter $T_{\text{außen}} < 0 \text{ °C}$ ca. 1.300 Stunden		Übergangszeit $T_{\text{außen}} > 0 \text{ °C und } < 16 \text{ °C}$ ca. 5.400 Stunden		Heizfreie Zeit kein Wärmebedarf ca. 2.060 Stunden	
	Vorlauf	Rücklauf	Vorlauf	Rücklauf	Vorlauf	Rücklauf
Wirtschaftsgebäude und Südstrang	75	50	70	50	70	55
Nordstrang	75	40	70	40	12*	12*
Hochschulstrang	50	30	50	30	12*	12*

*Hier Umgebungstemperatur angesetzt, da Strang außer Betrieb

Für das Konzept wird ein geschichteter Mitteltemperaturspeicher mit einer Minimaltemperatur von 30 °C (Temperaturniveaus des Rücklaufs der Hochschule) und einer Maximaltemperatur von 60 °C genutzt. Die maximale Temperatur des Speichers ergibt sich aus der maximal erlaubten Temperatur des Zustroms zum BHKW (70 °C) zuzüglich eines Sicherheitspuffers. Dieser dient vor allem als hydraulische Weiche zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie zwischen den einzelnen Wärmeerzeugern. Als Puffer für den Vorlauf der Liegenschaft wird zudem ein Hochtemperaturspeicher auf dem entsprechenden maximalen Temperaturniveau (70 - 75 °C) eingebunden.

Der Hochtemperaturspeicher wird hierbei so ausgelegt, dass das BHKW in der Übergangszeit möglichst kontinuierlich betrieben werden kann, so dass sich ein Speichervolumen von 20 m³ ergibt. Der Mitteltemperaturspeicher wird basierend auf allen Energieströmen, die den Speicher be- und entladen, dimensioniert, woraus sich ein benötigtes Speichervolumen von 44 m³ ergibt.

Die Nutzung eines SaisonalSpeichers ist auf Grund fehlender Flächen nicht möglich. Des Weiteren ist er zur Erfüllung des geforderten Anteils erneuerbarer Energien in keinem

der betrachteten Versorgungskonzepte notwendig, wodurch seine Einbindung vor allem zu steigenden Kosten und somit einer reduzierten Kosteneffizienz führen würde.

Sektorkopplung und Strommarktdienlichkeit

Generell ist eine Einbindung der betrachteten Wärmeerzeuger Abwasserwärmepumpe und Holzvergaser mit BHKW in das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Rosenheim möglich. Zudem verfügt die Wärmepumpe über den VHPready -Standard.

Die dezentralen Pufferspeicher im Niedertemperaturnetz sind so ausgelegt, dass sie den Wärmebedarf von zwei Stunden speichern können. Damit beträgt das Flexibilisierungspotenzial dieser Wärmepumpen zwei Stunden. Zudem ist ein Anschluss an das Primärnetz vorhanden, welcher so ausgelegt ist, dass er die Gesamtlast zur Versorgung des Niedertemperaturnetzes decken kann. Somit kann die zentrale Wärmepumpe ebenfalls, wenn notwendig, außer Betrieb genommen werden.

Für das Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale ist es prinzipiell immer möglich, den Stromerzeuger (Holzvergaser mit BHKW) bzw. Stromverbraucher (Wärmepumpe) außer Betrieb zu nehmen. Auch hier übernimmt das Primärnetz die wegfallende Wärmeerzeugung. Auf Grund der benötigten Zeit zur Erreichung der Betriebstemperaturen im Vergaser, ist die Außerbetriebnahme des Holzvergasers mit BHKWs allerdings nur sinnvoll, wenn dieses für längere Zeit (ca. eine Woche) nicht betrieben werden soll.

Bei niedrigen Strompreisen bzw. hoher Einspeisung im Stromnetz kann zudem die Zieltemperatur der Wärmepumpe angehoben werden. Hierdurch sinkt der Coefficient of Performance und es wird mehr Strom verbraucht. Dies ist allerdings nur im Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale möglich und nur sinnvoll, wenn die resultierenden Wärmegeheimungskosten aus der Wärmepumpe niedriger sind als aus dem BHKW bzw. aus dem Primärnetz.

Zusatzanforderungen

Die ausgewählten Hausübergabestationen unterscheiden sich im Konzept je Verbrauchertyp. In den Gebäuden mit Raumwärme- und relevantem Trinkwarmwasserbedarf wird eine Kaskadenschaltung von den Wärmeübertragern in den Hausübergabestationen eingesetzt, damit eine möglichst hohe Temperaturdifferenz in den Hausübergabestationen erreicht werden kann.

Das erarbeitete Messkonzept ermöglicht die Bilanzierung aller relevanten Energieströme, sowohl thermisch als auch elektrisch, in sekundlicher Auflösung. Das Online-Monitoring erfolgt über die Einbindung der Komponenten in das zentrale Serversystem der Stadtwerke Rosenheim. Über das Betriebsdatenerfassungssystem ACRON stehen die Daten für 10 Jahre zur Verfügung, sodass sie den Anforderungen gemäß 10 Jahre lang beauftragten Evaluatoren bereitgestellt werden können.

Ein Teil der Ergebnisse sowie die untersuchten Innovationen wurden bereits im September 2018 auf dem „International Symposium on District Heating and Cooling“ vorgestellt. Das Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale wurde im Rahmen des Workshops des Energieforschungsverbundes Hamburg zum Thema „Sustainable District Heating and Cooling - Digitalisation and Energy Efficiency“ ebenfalls im September 2018 mit dem Fachpublikum diskutiert. Weitere Sensitivitätsanalysen zur Wirtschaftlichkeit der

Wärme-Dispatch-Zentrale wurden im November 2018 auf der „4th International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating“ in Dänemark präsentiert.

Um eine breite Öffentlichkeit zu erreichen, soll ein Artikel zu den Kernergebnissen im ersten Quartal 2019 bei dem Energie-Fachmagazin BWK eingereicht werden.

Die gewonnenen Erkenntnisse werden aktuell mit anderen Projektkonsortien, welche eine Machbarkeitsstudie für ein „Wärmenetz 4.0“ durchführen, diskutiert. Ziel hiervon ist, dass diese aus den im Rahmen dieser Studie gemachten Erkenntnissen lernen und einige Herausforderungen von vornherein umgehen können.

Rechtliche Genehmigungsfähigkeit

Bei beiden Konzepten wird eine Abwasser-Wärmepumpe genutzt. Die Nutzung des Abwassers muss vertraglich mit dem zuständigen Amt bei der Stadt Rosenheim geregelt werden, ist jedoch grundsätzlich genehmigungsfähig. Zudem muss für die Nutzung der Räumlichkeiten auf dem Liegenschaftsgelände eine Abstimmung mit dem Verwalter des Geländes erfolgen. Für die Errichtung des Vergasers mit BHKW im Versorgungskonzept der Wärme-Dispatch-Zentrale sind weitere Anforderungen zu erfüllen. Diese können im vorliegenden Fall eingehalten werden.

Insgesamt sind beide Konzepte rechtlich genehmigungsfähig.

Zeitplanung

Der Zeitplan für eine Umsetzung kann erst nach Klärung aller zeitlichen Faktoren im Baugebiet des Stadtbereiches und des Hochschul-Neubauprojektes erfolgen.

Primärenergie- und CO₂-Einsparung

Abbildung 1-4 zeigt den Vergleich der spezifischen Emissionen für das Referenzversorgungskonzept (Gaskessel) und die beiden innovativen Konzepte und **Abbildung 1-5** den Vergleich der entsprechenden Primärenergiefaktoren. Im Vergleich zur aktuellen erdgasbasierten Versorgung können mit dem Niedertemperaturnetz von 2020 bis 2060 kumuliert 19 Tsd. tCO₂ eingespart werden, mit der Versorgung über die Wärme-Dispatch-Zentrale ca. die doppelte Menge (39 Tsd. tCO₂).

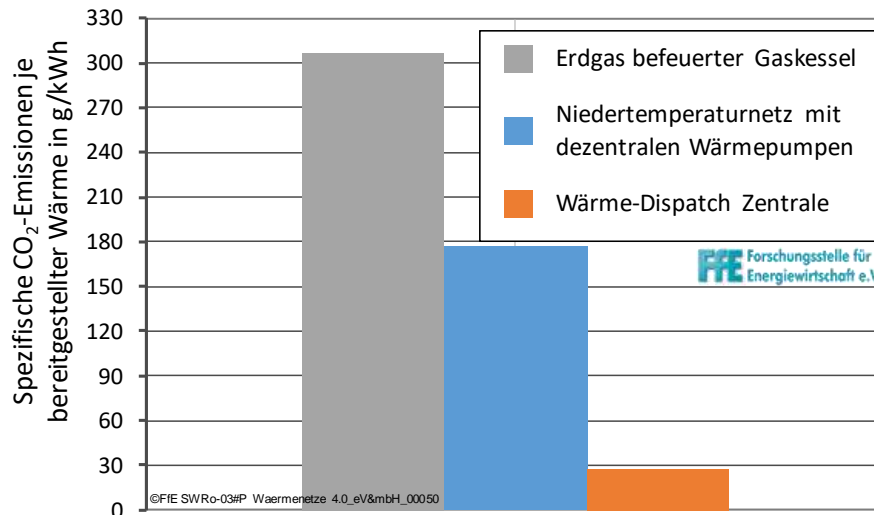


Abbildung 1-4: Vergleich der spezifischen CO₂-Emissionen des Referenzkonzeptes (Gaskessel) und der innovativen Versorgungskonzepte

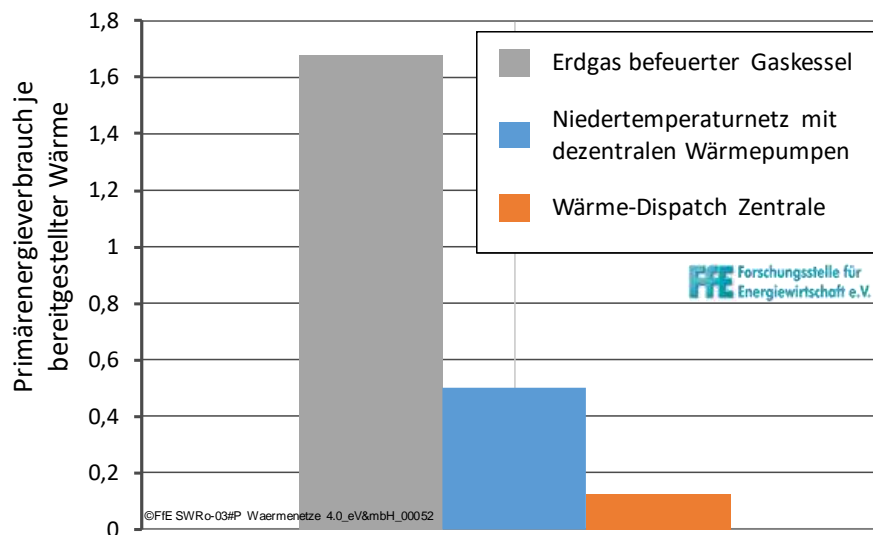


Abbildung 1-5: Vergleich des Primärenergiefaktors des Referenzkonzeptes (Gaskessel) und der innovativen Versorgungskonzepte

2 Lage/Standort und Zielbestimmung

Die folgenden Unterkapitel enthalten Informationen zum betrachteten Gelände (Kapitel 2.1) und der Zielsetzung für die Untersuchungen im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie (Kapitel 2.2). Genauere Informationen zu aktuellen Wärmebedarfen befinden sich in Kapitel 3.1, die zukünftigen Wärmebedarfe sind in Kapitel 3.2 festgehalten. In Kapitel 5 werden die betrachteten Versorgungskonzepte sowie die Modularität für zukünftige Entwicklungen (Kapitel 5.5) dargestellt.

2.1 Lage/Standort

Bei dem Projekt handelt es sich um einen zweistufigen Ausbau eines bestehenden Quartiersnetzes. Zunächst wird das vorhandene Wärmenetz der Liegenschaft der Bundespolizeiinspektion Rosenheim vom aktuellen Zustand in ein Wärmenetz 4.0 transformiert. Im nächsten Schritt wird ein neues Netz für die Versorgung des an das Gelände angrenzenden Neubaugebietes der Hochschule Rosenheim geplant. Die erarbeiteten Versorgungskonzepte beinhalten immer eine Betrachtung beider Gebiete. Eine Übersicht über die beiden Gebiete gibt **Abbildung 2-1**. Die Linien in grün und pink stellen bestehende Gasnetze dar, die Linie in lila zeigt den Verlauf des bereits vor Ort bestehenden Wärmenetzes der Stadtwerke Rosenheim.

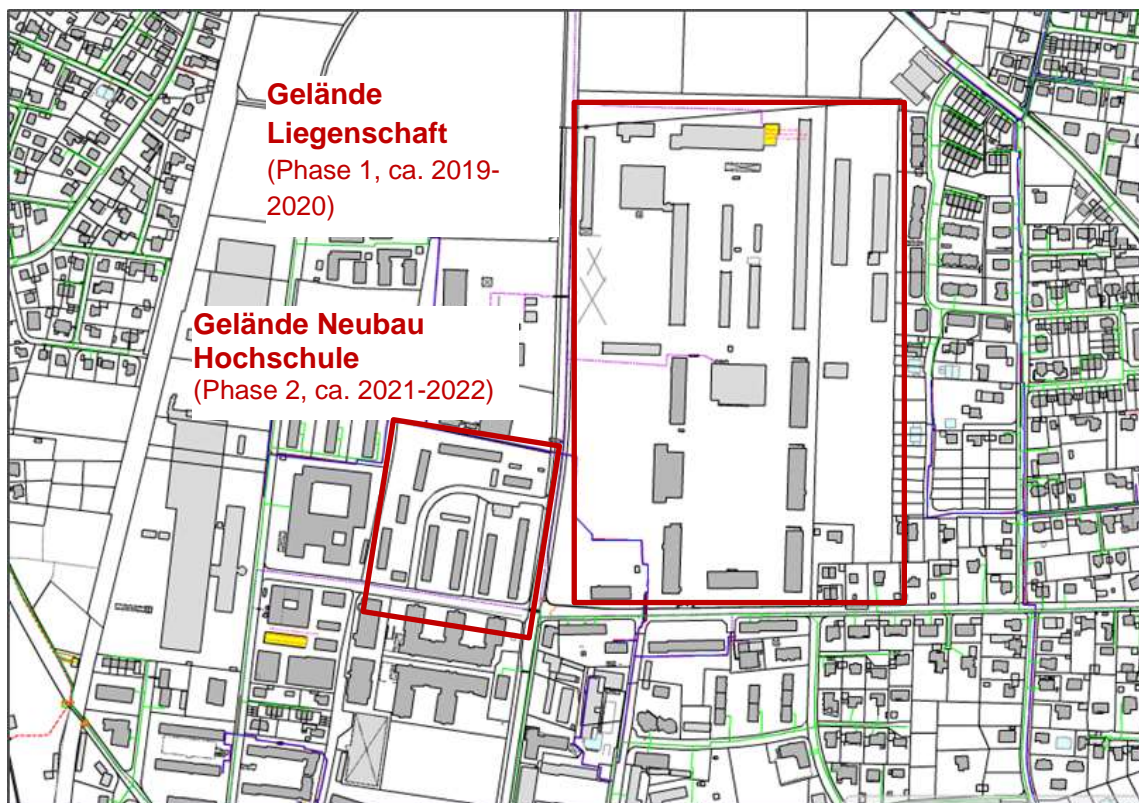


Abbildung 2-1: *Liegenschaftsgelände der Bundespolizeiinspektion Rosenheim (Burgfriedstraße 34) für Phase 1 und das Gelände der Hochschule Rosenheim (Hochschulstraße 1) für Phase 2*

Das Liegenschaftsgelände umfasst insgesamt 24 Gebäude, welche unterschiedlich genutzt werden. Es stehen mehrere Gebäude für die Unterbringung von Hundertschaften zu Verfügung sowie Wirtschaftsgebäude, Fernmeldezentrale, Stabsgebäude, Sporthalle, Unterkunftsgebäude, Garagenhallen, Betriebswerkstätten, Kfz-Hallen, Bekleidungskammer und Sozialgebäude. Derzeit halten sich zu den normalen Geschäftszeiten etwa 600 Beschäftigte auf dem Gelände auf. Die Nutzungsdauer des Geländes beträgt ganzjährig sieben Tage die Woche, jedoch fällt die Nutzung am Wochenende geringer aus. Längere durchgehende Nichtnutzungszeiten im Winterhalbjahr sind nicht bekannt, allerdings eine verminderte Nutzung an Feiertagen. Es besteht somit die Notwendigkeit, die technischen Anlagen an Wochenenden und Feiertagen teilweise und somit intelligent herunter zu regeln.

Der nördliche Teil des Liegenschaftsgeländes ist durch Werkstätten und Sporthallen geprägt (hellgrau unterlegt). Zentral gelegen befindet sich das nahezu quadratische Wirtschaftsgebäude, in dem eine Kantine und eine Küche vorhanden sind. Bei den dunkelgrau unterlegten Gebäuden im südlichen Teil handelt es sich um gemischte Wohn- und Bürogebäude.

In Phase 2 erfolgt der Neubau des Netzes zur Versorgung des aktuell im Planungsstatus befindlichen Neubaus der Hochschule Rosenheim. Im eingezeichneten Gebiet sollen neue Werks- und Laborhallen für die Hochschule errichtet werden, um den bestehenden Hochschul-Campus deutlich zu erweitern. Dieser liegt südlich des Neubaugebietes und ist an seiner gabelförmigen Struktur zu erkennen.

2.2 Zielbestimmung

Aus folgenden Gründen wurde das genannte Gebiet für die Betrachtung herangezogen. Zum einen handelt es sich bei beiden potenziellen Kunden nicht um privatwirtschaftliche Kunden, sondern um Gebäude der öffentlichen Hand. Auf Grund der angestrebten Vorbildfunktion von öffentlichen Gebäuden im Bereich der Energieeffizienz und nachhaltigen Energieversorgung ist es möglich, dass die Kunden für einen höheren Anteil erneuerbarer Energie bereit sind, einen leicht höheren Preis zu zahlen, als den Fernwärmepreis in Rosenheim. Zum anderen gibt es in Deutschland weitere Liegenschaften, die in Form und Nutzung dem Gelände der betrachteten Liegenschaft entsprechen. Somit können identifizierte Effizienzmaßnahmen und Versorgungskonzepte auf weitere Standorte übertragen werden.

Neben einer Wärmeversorgung gemäß der Kriterien für das Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“ werden folgende Ziele festgelegt:

Da die aktuelle Wärmeversorgung, speziell die Gebäudeleittechnik, nicht problemlos funktioniert, wird schon zeitnah eine Übergangslösung benötigt, die praktikabel ist aber zukünftigen Umbauten nicht widerspricht. Hierbei sollen Fehlinvestitionen vermieden werden.

Die untersuchten Versorgungskonzepte sind im Detail in Kapitel 5 beschrieben, die untersuchten Effizienzmaßnahmen in Kapitel 6.3.

3 Bestandsaufnahme / Standortuntersuchung

In diesem Kapitel erfolgt zunächst eine Darstellung der Bestandsaufnahme der Gebäude- und Energieversorgung auf dem Liegenschaftsgelände (Kapitel 3.1). Basierend darauf und auf Aussagen der Verantwortlichen für das Gelände werden dann Zukunftsszenarien für den Wärmebedarf der Liegenschaft abgeleitet (Kapitel 3.1.4). In Kapitel 3.1.4 wird ebenfalls der Wärmebedarf des Neubaus der Hochschule prognostiziert.

Da aktuell kein kommunaler Wärmeplan für Rosenheim vorliegt, kann kein Abgleich der angestrebten Konzepte mit diesem durchgeführt werden.

3.1 Beschreibung des Bestandsgeländes

In den folgenden Unterkapiteln wird zunächst ein Überblick über die energetische Qualität der Gebäude sowie deren Leittechnik geschaffen und auf Besonderheiten einzelner Gebäude eingegangen (Kapitel 3.1.1). Danach werden die bestehende Wärmeversorgung sowie die zugehörige Infrastruktur beschrieben (Kapitel 3.1.2). Daraufhin wird kurz auf den Strombedarf auf dem Gelände sowie die vorhandene informationstechnische Infrastruktur eingegangen (Kapitel 3.1.3). Zur Ableitung von Raumwärmelastgängen wurden Messungen durchgeführt, das Vorgehen ist in Kapitel 3.1.4 erläutert.

3.1.1 Energetische Qualität von Gebäuden und Gebäudetechnik

Insgesamt betrug die verbrauchte Energiemenge zur Wärmebereitstellung in 2016 ca. 4,1 GWh für die Bereitstellung von Raumwärme und zusätzlich 0,9 GWh zur Bereitstellung von Dampf. Daten zum Zustand der Gebäude und berechnete Wärmebedarfe können dem Liegenschaftsenergiekonzept von 2015 entnommen werden. Allerdings wurden die berechneten Daten nicht mit realen Verbräuchen einzelner Gebäude abgemessen und es liegen keine Lastgänge der verschiedenen Energiebedarfe vor. Zusammenfassend ist aus dem Liegenschaftsenergiekonzept festzuhalten, dass die Gebäude baulich überwiegend in gutem Zustand sind, energetisch bestehen allerdings an Gebäudehülle und Anlagentechnik weitreichende Optimierungspotenziale. Dieser Eindruck wurde im Rahmen einer im Winter stattfindenden Vor-Ort-Begehung bestätigt. So ist unter anderem an einigen Fenstern ein deutlicher, kühler Luftzug von außen zu spüren. Die konkreten Sanierungsbedarfe wurden im Rahmen des Liegenschaftsenergiekonzeptes je Gebäude bestimmt.

1998 wurde auf dem gesamten Gelände ein Gebäudemanagementsystem zur Wärmeversorgung von Sauter installiert. Aktuell fallen vermehrt einzelne Geräte aus und somit die Kommunikation zwischen Gebäude und zentraler Steuerungseinheit. Neben Problemen mit der Hardware läuft auch die Software nur noch auf alten Betriebssystemen und ist somit nicht mehr zeitgemäß. Die Geräte können nicht nachgerüstet werden, sodass das System komplett in allen Gebäuden ausgetauscht werden muss.

Die meisten Gebäude beziehen Wärme aus dem Netz, um die Gebäude auf eine Temperatur von ca. 21 °C zu beheizen. Auf Grund unterschiedlicher Nutzung unterscheiden sie sich primär in ihren Bedarfsprofilen. Für KFZ-Hallen und Wirtschaftsgebäude liegen Besonderheiten vor.

Die Garagen und KfZ-Hallen sind zum Teil nicht oder nur zum Frostschutz beheizt, sodass die Heizung erst bei Außentemperaturen unter 5 °C anschaltet. Die Heizung erfolgt über eingesetzte Deckenstrahler und zusätzlich über statische Heizkörper (Radiatoren).

Im Wirtschaftsgebäude besteht neben dem Raumwärmebedarf auch ein Lüftungsbedarf für die Küche. Aktuell wird in den vorhandenen Wärmeübertragern die Wärme des Wärmenetz-Vorlaufs an die Zuluft für die Lüftung abgegeben, wobei die Austrittstemperatur der Lüftung 22 °C beträgt. Die Lüftung verfügt über keine Wärmerückgewinnung. Sämtlich Kochstationen in der Küche wurden im Sommer 2016 von Dampf auf Strom umgestellt. Auch die noch mit Dampf betriebene Spülstraße soll

zeitnah umgerüstet werden, da diese aktuell als einzige Anlage einen Dampfbedarf aufweist.

3.1.2 Wärmeversorgung

Wegen unterschiedlicher Anforderungen, Lastprofile und Bereitstellungstechnologien wird zunächst der Raumwärme- und danach der Trinkwarmwasserbedarf analysiert.

Raumwärme

Aktuell wird die Raumwärme zentral durch zwei Gaskessel mit je 1,9 MWth Anschlussleistung erzeugt. Laut Liegenschaftsenergiekonzept läuft das Nahwärmenetz mit Vor-/Rücklauftemperaturen von 80/73 °C. Bei der Begehung vor Ort zeigte sich jedoch, dass Vorlauftemperaturen von über 90 °C vorliegen. Zum Teil liegen die Rücklauftemperaturen nur unwesentlich darunter. Zudem wird zum Zeitpunkt der Begehung in einigen Gebäuden der Vorlauf direkt in den Rücklauf geleitet, da in den Gebäuden weniger Wärmebedarf besteht, als Wärme zugeführt wird. Des Weiteren muss der Vorlauf in einigen Gebäuden rückgemischt werden, da die Systemtemperaturen sonst zu hoch sind für die verbauten Rippenheizkörper.

Das Wärmenetz wird nur in der Heizzeit betrieben, wobei die Abschaltung des Netzes erst erfolgt, wenn sicher ist, dass für die aktuelle Heizsaison kein weiterer Heizwärmebedarf zu erwarten ist. Hierfür muss die Außentemperatur für ca. zwei Wochen sicher oberhalb der Heizgrenztemperatur liegen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die eingestellten Vorlauftemperaturen den Bedarf übersteigen. Nach Einschätzung des verantwortlichen Technikers würden Temperaturen von 70 °C bzw. bei starker Kälte von 75 °C genügen. Weiterhin findet in den Gebäuden ein sehr geringer Temperaturhub statt, was sich negativ auf die Effizienz des Wärmeerzeugers auswirkt und die Verteilverluste im Rücklauf des Netzes erhöht.

Trinkwarmwasserversorgung

Abgesehen von einzelnen verteilten Gebäuden, in denen die Trinkwarmwasserbereitstellung über Durchlauferhitzer erfolgt, lässt sich die Trinkwarmwasserbereitung prinzipiell zwischen dem Süd- und Nordteil des Geländes unterscheiden.

Die südlichen Gebäude und das Wirtschaftsgebäude werden über eine Trinkwarmwasser-Zirkulationsleitung versorgt. Die Wärme hierfür wird durch einen Dampfkessel bereitgestellt, welcher im zentral gelegenen Wirtschaftsgebäude untergebracht ist. Laut vorliegenden Daten aus dem Liegenschaftsenergiekonzept läuft die Zirkulationsleitung mit Vor-/Rücklauftemperaturen von 70/60 °C. Es ist bekannt, dass in den ersten Gebäuden mit Anschluss an die Zirkulationsleitung Verbrühungsgefahr besteht. Außerdem gibt es auf dem Gelände ein Problem mit zu hohen Legionellenkonzentrationen im Trinkwasser. Im Keller des Wirtschaftsgebäudes befinden sich mehrere Dampfspeicher, welche merklich sehr hohe Verluste aufweisen. Außerdem ist ein relevanter Teil der Verteilnetzinfrastruktur nicht gedämmt, was zu weiteren immensen Verlusten führt. Für die Netzzirkulation ist lediglich eine zentrale Pumpe im Wirtschaftsgebäude vorhanden, dies hat in der Vergangenheit zu Verteilproblemen geführt.

In den nördlichen Gebäuden, welche nicht an die Netzzirkulation angeschlossen sind, wird das benötigte Trinkwarmwasser zur Heizzeit durch die Wärme aus dem Wärmenetz erhitzt. Dies erfolgt über Übergabestationen zu den vorhandenen Trinkwarmwasserspeichern mit jeweils 400 – 500 l. Im Sommer erfolgt die Erwärmung in den Speichern über einen Heizstab (ca. Juni bis September).

Das Gesamtkonzept der Wärmebereitstellung im Südteil des Geländes muss umgerüstet werden. Eine Umstellung des Küchenbetriebes im Wirtschaftsgebäude von Dampf- auf Elektrobetrieb ist im Liegenschaftsenergiekonzept bereits empfohlen, sodass der Dampfkessel nicht weiter benötigt wird. Dies macht auch die vorhandenen Dampfspeicher redundant und ermöglicht eine massive Reduzierung von Speicherverlusten.

Bestehendes Wärmenetz

Bei dem vorhandenen Wärmenetz handelt es sich um ein Strahlennetz mit Haus-zu-Haus Trassenführung. Wie in **Abbildung 3-1** dargestellt, verläuft es ausgehend von der Heizzentrale, welche sich im oberen Teil des nördlichen Geländes befindet und in der Abbildung orange umrandet ist.

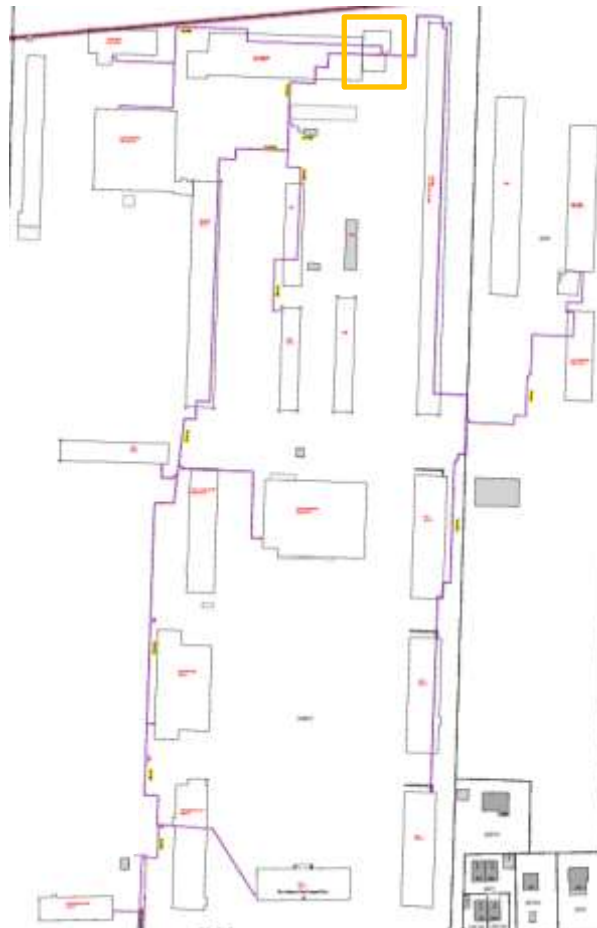


Abbildung 3-1: Darstellung des Bestandsnetzes auf dem Liegenschaftsgelände

Abgeleitet aus vorliegenden Daten zur Dämmung der größtenteils erdverlegten Rohre, lassen sich laut Liegenschaftsenergiekonzept Netzverluste von ca. 8-9 % bestimmen. Dies ist als sehr gering anzusehen. Es ist zu unterstreichen, dass in den Berechnungen im Liegenschaftsenergiekonzept davon ausgegangen wird, dass alle Rohrleitungen gedämmt

sind und es keine Beschädigungen entlang des Netzes gibt. In der Realität ist von höheren Verlusten auszugehen.

3.1.3 Strombedarf und IKT-Infrastruktur

Da im Rahmen der Versorgungskonzepte auch Strom erzeugende Anlagen betrachtet werden, wird hier kurz auf den Stromverbrauch des Geländes sowie die vorhandene Stromversorgung eingegangen. Da einzelne Anlagen von außen regelbar sein sollen, ist zudem das Vorhandensein einer intakten Informations- und Kommunikationstechnik-(IKT) Infrastruktur essenziell.

Strombedarf

Zur Auswertung liegen Stromlastgänge der Liegenschaft für die Jahre 2015 bis 2017 in viertelstündlicher Auflösung vor. Hierbei sind die Lastgänge aus 2015 gemessen, die anderen prognostiziert.

Stromversorgung

Auf dem Gelände der Liegenschaft befinden sich zwei Trafostationen. Beide sind Kundenstationen und werden somit auf der Mittelspannungsebene gemessen. Diese sind aktuell nur darauf ausgerichtet, Strom vom Mittelspannungsnetz auf das Spannungsniveau der Hochschule zu transformieren. Um die Einspeisung von auf dem Gelände erzeugtem Strom in das Mittelspannungsnetz zu ermöglichen, müsste die vorhandene Trafostation erweitert werden.

Informationstechnik

Vor drei Jahren wurden auf dem gesamten Gelände Lichtwellenleiter verlegt, ein Anschluss neuer Monitoring-Einheiten an diese Technik ist somit möglich.

3.1.4 Ableitung von Lastgängen aus Wärmemessdaten

Für die optimale Auslegung von Hausübergabestationen und die Bewertung verschiedener Versorgungskonzepte ist die Nutzung gebäudespezifischer Lastgangdaten hilfreich. Zwar liegt der Lastgang des bezogenen Erdgases vor, dieser ist jedoch nicht mit dem Bedarfsprofil gleichzusetzen. Zum einen beinhaltet er Kessel-, Speicher- und Netzverluste, zum anderen wird die bezogene Erdgasleistung durch die technischen Eigenschaften des Kessels bestimmt und nur untergeordnet durch die realen Bedarfslastgänge der Gebäude.

Raumwärmebedarf

Ab Februar 2018 wurden Wärmemengenzähler in den einzelnen Gebäuden verbaut und die Messdaten bis Mitte April regelmäßig ausgelesen. Damit wurden, abgesehen von der Lüftungsanlage im Wirtschaftsgebäude, alle relevanten Raumwärmeanlagen gemessen. Hilfreich ist hierbei, dass in dem Betrachtungszeitraum sowohl recht warme als auch sehr kühle Tage lagen. Da die Lastprofile im Winter sich durch ein wesentlich gleichmäßigeres Profil auszeichnen als die Profile von Übergangszeit und Sommer /UTEK-01 14/, ist die Messung von Winter und Übergangszeit essenziell.

Abgeglichen mit dem Temperaturprofil für den Standort, lässt sich mittels linearer Regression ein vereinfachter Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Wärmebedarf je Gebäude ableiten. Damit können Lastgänge für jedes Wetterjahr

bestimmt werden. Ein Vergleich der berechneten Werte für ein bestimmtes Jahr mit den entsprechenden Gasabnahmemengen ermöglicht eine Ableitung der im Verteilsystem auftretenden Verluste.

Für Wetterdaten des Jahres 2015 ergibt sich ein Raumwärmebedarf von 2,9 GWh. Setzt man einen Verlustwert für das Netz von 10 % und einen Wirkungsgrad der vorhandenen Kessel von 80 % an /FFE-47 14/, ergibt sich ein Erdgasbedarf von 3,77 GWh, welcher um 2 % unter dem tatsächlichen Erdgasbedarf für die Raumwärmebereitstellung von 3,8 GWh in 2015 liegt.

Im Falle einer Umsetzung würde ein Abgleich von Messungen am Vor- und Rücklauf der Heizzentrale mit den einzelnen Wärmelasten der Gebäude eine realistischere Bestimmung der Netzverluste ermöglichen. Für die folgenden Auswertungen werden die berechneten Lastgänge als ausreichend genau eingestuft.

Trinkwarmwasserbedarf

Die Ableitung von realen Trinkwarmwasserlastgängen ist nicht möglich. Einerseits liegen keine Messungen für die Vielzahl an Zapfstellen auf dem Gelände vor. Auf Grund des Baualters der Gebäude ist damit zu rechnen, dass die Zirkulationsverluste den Trinkwarmwasserbedarf selber übersteigen /FFE-05 02/, sodass der reale Bedarf von untergeordneter Bedeutung ist. Allerdings konnte auch der Wärmefluss in den gebäudeinternen Zirkulationsleitungen nicht gemessen werden.

Der Trinkwarmwasserbedarf im südlichen Gebäudeteil lässt sich über den Erdgasbezug im Wirtschaftsgebäude abschätzen. In 2017 wurden hier 0,77 GWh Erdgas verbraucht. Setzt man für den Dampfkessel einen Wirkungsgrad von ca. 90 % (ohne Speisewasservorwärmung aus /FFE-47 14/) an, zieht hiervon 5 % Speicherverluste und die aus den vorhandenen Daten abgeleiteten Netzverluste von 124 MWh/Jahr ab, so ergibt sich ein jährlicher Trinkwarmwasserbedarf von 600 MWh. Da der Trinkwarmwasserbedarf primär vor allem durch Zirkulationsverluste bestimmt ist und keine validen Annahmen zur Aufteilung des Trinkwarmwasserbedarfes über den Tag getroffen werden können, wird dieser Bedarf als konstant angesetzt, woraus sich eine Leistung von 60 kW ergibt. Hiervon ist prinzipiell noch der Bedarf der Spülstraße abzuziehen. Da die Spülstraße jedoch potenziell auch mit zentral bereitgestelltem Trinkwarmwasser versorgt werden kann, bleibt deren Wärmebedarf für die weiteren Auswertungen im Bedarf enthalten.

Da die Trinkwarmwassererzeugung in den nördlichen Gebäuden über das Wärmenetz erfolgt, ist dieser Bedarf bereits in den Messungen enthalten.

3.2 Lastgangdaten und Zukunftsszenarien für den Wärmebedarf

Hier werden nacheinander die Entwicklungen der Wärmebedarfe auf dem Liegenschaftsgelände (Kapitel 3.2.1), der Hochschule (Kapitel 3.2.2) und weiterer zu bebauender Gebiete in der Umgebung des betrachteten Geländes (Kapitel 3.2.3) dargestellt. Daraus werden die vier festgelegten Szenarien abgeleitet (Kapitel 3.1.4). Die Wärmebedarfe werden jeweils für das repräsentative Wetterjahr 2017 bestimmt.

3.2.1 Liegenschaftsgelände

Die Fortführung der aktuellen Nutzung des Geländes wird von den Verantwortlichen mindestens für die kommenden 15 Jahre als realistisch angenommen. Für den Zeitraum danach werden verschiedene Nutzungsmöglichkeiten durch Szenarien abgebildet. Allerdings kann es für die Fortführung der Nutzung sowohl zu einem Absenken als auch zu einer Steigerung der Belegung auf dem Gelände kommen. Hierzu ist dementsprechend weder für die nahe noch die ferne Zukunft die Festlegung von genauen Szenarien der Belegung und Nutzung des Liegenschaftsgeländes möglich. Zudem ist der Wärmebedarf der Liegenschaft durch den Raumwärmebedarf dominiert. Im Falle einer Veränderung der Belegung ist von keiner relevanten Änderung dieses Bedarfes auszugehen. Auf dem Gelände selber ist auch mit keinem großen Neubau mit höheren spezifischen Wärmebedarfen als den Bestandsgebäuden zu rechnen. Insgesamt sind für das Gelände also nur Szenarien, welche eine Reduktion des Wärmebedarfs beinhalten, realistisch.

Wie bereits erwähnt, besteht ein hohes energetisches Optimierungspotenzial auf dem Liegenschaftsgelände speziell bezogen auf die Gebäudehüllen. Zudem ist eine Optimierung der gesamten Gebäude- und Netzleittechnik durchzuführen. Hierzu bestehen aktuell allerdings keine konkreten Pläne. Es ist aber davon auszugehen, dass mit Umsetzung des neuen Konzeptes ein Temperaturniveau des Vorlaufs von 75 °C im Winter und 70 °C im Sommer ausreichend ist.

Erfahrungen der Stadtwerke Rosenheim zeigen, dass eine verbesserte Regelung der Haustechnik den Energiebedarf von Gebäuden nicht wesentlich absenkt. Auch eine Nachtabsenkung zeigt sich häufig nur durch einen geringen Effizienzgewinn oder sogar durch einen Mehrbedarf an Wärme. Dies resultiert daraus, dass die Temperatur in den Gebäuden nur über einen sehr kurzen Zeitraum abgesenkt wird und das morgendliche Wiederaufheizen einen hohen Energiebedarf verursacht. Zudem führen geschlossene Ventile bei weiterhin konstant gefahrenen Kesseltemperaturen zu einem Anstieg der Rücklauftemperaturen. Daher sinkt die Effizienz der Wärmeerzeuger. Somit ist für zukünftige Szenarien nicht mit einem sinkenden Energiebedarf durch eine verbesserte Regelung der Heizungen zu rechnen.

Bereits ein hydraulischer Abgleich der bestehenden Heizungen birgt ein hohes Potenzial zur Effizienzsteigerung von 5 - 10 %. Zum einen durch die verbesserte Wärmeverteilung im Gebäude und zum anderen durch eine Absenkung der Rücklauftemperaturen im Gebäude.

Zur energetischen Modernisierung der Gebäude liegen aktuell keine konkreten Pläne vor. Im Liegenschaftsenergiekonzept wird von einem maximalen Wärmeeinsparpotenzial durch Dämmung von 21 % ausgegangen.

Für die Abschätzung der Einsparung werden vom berechneten Wärmebedarf für 2017 von 2,8 GWh zunächst 21 % für die Sanierung und dann hiervon weitere 10 % für die Optimierung der gebäudeinternen Heizungstechnik angesetzt. Daraus ergibt sich ein Wärmebedarf von 2 GWh. Auf Grund des hohen Aufwandes und der geringen Wirtschaftlichkeit einer Dämmung von verputzten Zirkulationsrohren wird der Trinkwarmwasserbedarf in allen Szenarien als konstant 60 kW angesetzt.

3.2.2 Gelände der Hochschule

Für das Gelände der Hochschule wird nicht zwischen dem Raumwärme- und Trinkwarmwasserlastgang unterschieden. Es wird angenommen, dass in der Hochschule Wohnungsstationen eingesetzt werden. Durch diese dezentralen Wärmeübertrager zwischen Trinkwarmwasser-Zirkulation und Zapfstelle wird die „3 Liter Regel“ unterschritten, sodass die Temperatur der Trinkwasserzirkulation unter 60 °C liegen darf. Weitere Informationen zur Trinkwasserhygiene siehe /DIN-02 12/, /DVGW-01 04/, zu Wohnungsstationen /ROB-01 17/.

Wärmebedarf

Der Energieverbrauch der Hochschule kann im Detail erst prognostiziert werden, wenn die Planung des Gebäudes abgeschlossen ist. Im Rahmen dieser Studie erfolgt die Ableitung des Wärmebedarfs aus der Fläche des zu bebauenden Geländes und der anzunehmenden Bebauungsstruktur. Für eine Grundstücksfläche von ca. 22.700 m² ergibt sich eine angenommene Bebauung von 18.160 m², woraus bei dem angenommenen Niedrigenergie-Baustandard (spez. Heizlast 50 W/m²), einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,7 und 1.250 Vollbenutzungsstunden mit einem Gesamtraumwärmebedarf von ca. 795 MWh/Jahr zu rechnen ist. Darin enthalten ist ein Trinkwarmwasseranteil von 7 % bzw. 55 MWh.

Lastprofil Hochschule

Das Lastprofil der Hochschule wurde mit dem Simulationstool Sophena /CAR-03 17/ ermittelt. Das Tool gibt die Lastgänge für ein bestimmtes Jahr aus, welches sich von dem hier gewählten Standardjahr 2017 unterscheidet. Mit Hilfe einer Regressionsanalyse der Lastgangdaten aus Sophena gegenüber dem hinterlegten Temperaturprofil, wurde der Lastgang für das Jahr 2017 bestimmt. Der Trinkwarmwasserbedarf wird wie im Falle der Hochschule als konstant angesetzt bei einer Leistung von 6,39 kW.

Da es sich bei der Hochschule um einen Neubau im Niedrigenergiestandard handelt, wird hier kein weiteres Szenario zum Rückgang des Wärmebedarfs auf Grund von Sanierungen festgelegt.

3.2.3 Umliegende potenzielle Neubaugebiete

Im Norden des Liegenschaftsgeländes befindet sich eine Grundstücksfläche von 32.000 m², was eine Bebauungsfläche von 10.000 m² ergibt. Bei einem angesetzten Niedrigenergiestandard kann überschlägig mit einem Wärmebedarf von 400.000 kWh/Jahr gerechnet werden.

Nördlich des Hochschulgeländes wird aktuell ein Gewerbegebiet auf einer Fläche von 40.000 m² geplant, was eine mögliche Bebauung von ca. 24.000 m² ergibt. Hieraus kann überschlägig von einem zukünftigen Wärmebedarf von 960.000 kWh/Jahr ausgegangen werden.

Lastprofil Neubaugebiete

Die Arten der Energiebedarfe und zugehörige Lastgänge unterscheiden sich zwischen verschiedenen Gewerbearten essenziell / SCHI-01 17/. Zum aktuellen Zeitpunkt ist jedoch noch nicht klar, welcher Gewebetyp sich auf dem Gelände niederlässt. Der Wärmelastgang des Südstranges der Liegenschaft besteht, ähnlich wie die neu zu

bauenden Quartiere, aus einer Mischung von Wohnungs- und Gewerbegebäuden, daher wird dieser vereinfachend mit dem Wärmebedarf der neuen Siedlung skaliert, um den Lastgang des neuen Quartieres zu bestimmen. Zwar hätten die neuen Gebäude einen besseren Dämmstandard als die Bestandsgebäude der Liegenschaft und somit ein flacheres Lastprofil und eine niedrigere Heizgrenztemperatur, die Vereinfachung wird jedoch im Rahmen der allgemeinen Unsicherheiten als ausreichend genau angenommen.

3.2.4 Festgelegte Szenarien

Zusammenfassend liegen bei dem Gelände der Liegenschaft bereits kurzfristig große Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Nutzung und Belegung vor. Somit werden keine zeitlich gestaffelten Szenarien erstellt, sondern nur Szenarien, welche für eine qualitative Sensitivitätsanalyse sinnvoll sind.

Insgesamt werden für das Gesamtkonzept somit folgende Szenarien als ausreichend angesehen, um den Effekt einer Verbrauchsänderung auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zu untersuchen:

- konstanter Verbrauch: Der Wärmebedarf von Liegenschaft und Hochschule bleibt konstant bei in Summe 4,17 GWh.
- tiefgreifende Sanierung: Der Wärmebedarf der Liegenschaft sinkt um 27 %, während der Wärmebedarf der Hochschule konstant bleibt, sodass ein Wärmebedarf von 3,35 GWh besteht.
- starker Zubau Hochtemperatur: Die Neubausiedlungen werden an das Bestandsnetz angeschlossen und ihr Wärmebedarf liegt auf dem Temperaturniveau der Liegenschaft bei max. 75 °C. Der gesamte 70 °C Wärmebedarf liegt dann bei 4,73 GWh, der 50 °C Wärmebedarf bei 0,8 GWh.
- starker Zubau Niedertemperatur: Die Neubausiedlungen werden an das Bestandsnetz angeschlossen und ihr Wärmebedarf liegt auf dem Temperaturniveau der Hochschule bei max. 55 °C. Der gesamte 70 °C Wärmebedarf liegt dann bei 3,45 GWh, der 50 °C Wärmebedarf bei 2,2 GWh.

Für das Standardszenario und das Szenario der tiefgreifenden Sanierung werden alle Ergebnisse quantifiziert (Wärmegestehungskosten, CO₂-Emissionen, Primärenergiebedarfe). Die anderen beiden Szenarien werden in Kapitel 5.5 qualitativ diskutiert.

Da das Netz der Liegenschaft weiter genutzt wird und somit hierfür keine relevanten Kosten entstehen, wird keine Prüfung auf Nutzbarkeit nach Sanierungsszenarien durchgeführt. Eine genaue Prüfung der Auslegung des Netzes für die Hochschule ist erst sinnvoll, wenn hier konkretere Bedarfe vorliegen. Daher wird auch dazu keine Analyse der Netzdimensionierung für zukünftige Sanierungsszenarien durchgeführt.

4 Potenzialanalyse /Kundeninteresse

In Kapitel 3 werden die relevanten Abnehmer Liegenschaft und Hochschule sowie potenzielle weitere Neubaugebiete in der Nachbarschaft dargestellt sowie deren zukünftige Wärmebedarfe abgeschätzt.

Bei Liegenschaft und Hochschule handelt es sich jeweils um einen Kunden, daher ist nicht davon auszugehen, dass einzelne Gebäude der jeweiligen Areale nicht an das Netz angeschlossen werden. Die Planungen zu den potenziellen Neubaugebieten im Norden des betrachteten Areals sind noch nicht konkret. Für die qualitative Diskussion wird angenommen, dass alle Neubauten an das Netz angeschlossen werden.

Bis zur Fertigstellung der Studie wurden noch keine Vorverträge geschlossen.

5 Innovative Bereitstellung der Wärme / Klimaverträglichkeit

Das erste Unterkapitel stellt die Charakteristika einzelner erneuerbarer Wärmequellen und der jeweils relevanten Technologie zu deren Nutzung dar. Fokus liegt hier auf der Saisonalität und den erreichbaren Temperaturniveaus der Anlagen. Daraufhin werden sie auf ihre Anwendbarkeit auf dem betrachteten Gelände hin geprüft (siehe Kapitel 5.1).

Hieraus werden in Kapitel 5.2 grundlegende Ideen zur Verschaltung von erneuerbaren Energiequellen abgeleitet. Aus den zuvor beschriebenen Rahmenbedingungen zu Gelände, Verbrauch und Technologiecharakteristika werden die relevanten Versorgungskonzepte (Kapitel 5.3 und 5.4) dargestellt. Die Überprüfung der Modularität der Konzepte erfolgt in Kapitel 5.5.

Ob eine innovative variable Fahrweise der Netztemperaturen möglich ist und wie die auftretenden Verluste hierdurch reduziert werden, ist Kapitel 6.3 zu entnehmen. Die Möglichkeiten der Integration der einzelnen Komponenten in die Leitwarte und das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Rosenheim werden in Kapitel 9 untersucht. Die innovativen Ansätze für die Umsetzung der Hausübergabestationen ist in Kapitel 7 enthalten.

5.1 Potenziale für relevante Wärmequellen

In den folgenden Unterkapiteln wird auf die Potenziale für verschiedene Wärmequellen und wo relevant zudem auf das verfügbare Temperaturniveau eingegangen. Da die Planung der Hochschule noch nicht abgeschlossen ist, wird hier nur auf Potenziale auf dem Liegenschaftsgelände eingegangen.

5.1.1 Primärnetz

Eine Leitung des Primärnetzes der Stadtwerke Rosenheim mit einer Wärmeleistung von mehreren Megawatt und einem gleitenden Temperaturniveau von 85 °C bis 110 °C führt bereits über das Liegenschaftsgelände. Diese Wärme ist kontinuierlich sowohl in Voll- als auch Teillast des Wärmeübertragers schnell und somit flexibel verfügbar.

Zur Zeit wird das Primärnetz der Stadtwerke Rosenheim vor allem aus den Wärmequellen Müllheizkraftwerk, Erdgas und Biomethan gespeist. In **Abbildung 5-1** ist die Zusammensetzung der Wärmebereitstellung aus 2016 dargestellt. Aktuell laufen Untersuchungen mit dem Ziel, den Anteil des Erdgases durch Biogas zu ersetzen.

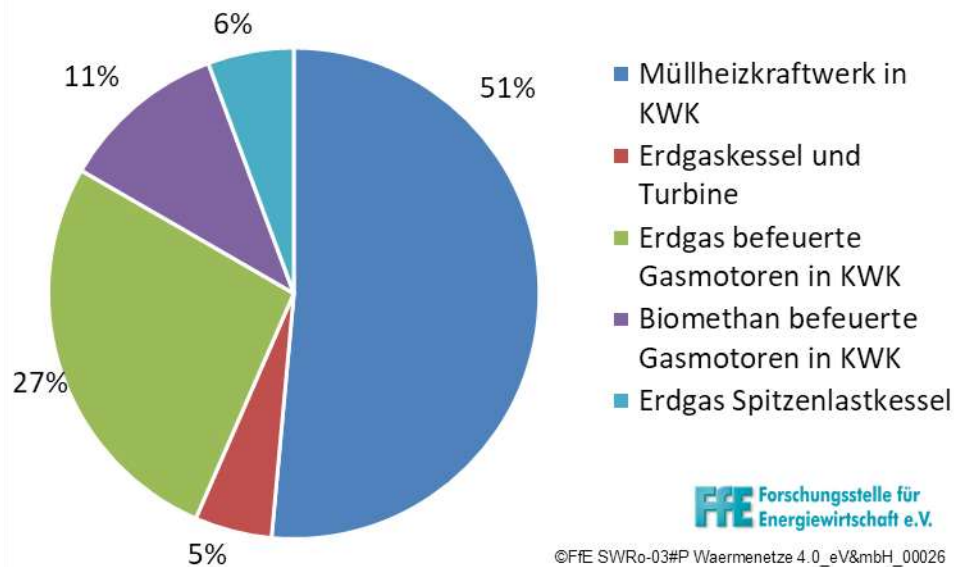


Abbildung 5-1: *Zusammensetzung der Wärmeerzeugung im Primärnetz der Stadtwerke Rosenheim*

Die benötigten Investitionen für den Anschluss des betrachteten Gebiets an das Primärnetz belaufen sich auf ca. 260.000 €.

5.1.2 Abwärme

Eine Analyse des Umfeldes zeigt, dass sich in diesem ein Industriebetrieb befindet. Allerdings wurde zuvor bereits ermittelt, dass dieser über keine relevanten Abwärmemengen verfügt. Gleichermäßen entsteht sowohl in der angegliederten Küche wie auch in einem kleinen Rechenzentrum Abwärme. Die Abwärme der Küche unterliegt starken untertägigen und saisonalen Schwankungen, zudem ist die Abwärme im Vergleich zum Wärmebedarf als vernachlässigbar einzuordnen. Gleiches gilt für die Abwärme der Rechner. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie werden diese beiden Wärmequellen somit vernachlässigt, allerdings im Falle einer Umsetzung näher untersucht.

5.1.3 Wärmepumpe

Potenziell stehen für die Wärmepumpe am Standort vier Wärmequellen zur Verfügung: der Rücklauf des Primärnetzes, Grundwasser, Geothermie und Abwasser. Auf Grund der sinkenden Effizienz von Wärmepumpen bei einer wie hier geforderten hohen Vorlauftemperatur (beschrieben über den COP = Coefficient of Performance, weitere Informationen z. B. in /BINE-01 13/), ist potenziell die zweistufige Verknüpfung mehrerer Wärmepumpen sinnvoll.

5.1.3.1 Primärnetz-Rücklauf

Zum Beispiel in Wien wird der Rücklauf des städtischen Primärnetzes als Wärmequelle für eine Wärmepumpe verwendet, welche ein abgegrenztes Quartier mit Wärme versorgt. Diese Kombination hat insbesondere zwei Vorteile: Zum einen ermöglicht das hohe Temperaturniveau des Rücklaufs einen effizienten Einsatz der Wärmepumpe. Zum anderen führt der Wärmeentzug aus dem Rücklauf des Primärnetzes zu einer Absenkung der Rücklauftemperatur. Dies wiederum reduziert thermische Verluste im Rücklauf und

erhöht die Effizienz der zentralen Wärmebereitstellung. Da das Primärnetz aktuell nicht über einen ausreichenden Anteil erneuerbarer Wärmequellen verfügt, um die Wärmenetze 4.0 Kriterien einzuhalten, wird die Nutzung des Primärnetz-Rücklaufs nicht genauer betrachtet.

5.1.3.2 Grundwasser

Grundwasserwärme ist auf Grund konstanter Temperaturen und Verfügbarkeit als Wärmequelle besonders geeignet. Vor der Durchführung eigener Bohrungen wurde ermittelt, inwiefern in der Umgebung der Liegenschaft bereits Grundwasserbohrungen durchgeführt wurden.

Es zeigte sich, dass Erfahrungen und Messwerte einer bestehenden Grundwasserpumpe der Hochschule herangezogen werden können, um Erkenntnisse für das Liegenschaftsgelände abzuleiten. Trotz eines negativen Bodengutachtens wurde auf dem Gelände der Hochschule eine Nutzung der Grundwasserwärme umgesetzt. Im Laufe des Betriebes zeigten sich Probleme, wie z. B. eine stark schwankende Wasserqualität vor allem bei Regen, ausgeflocktes Eisen und durch Manganschlamm zugesetzte Filter. Diese Verockerung führt dazu, dass eine regelmäßige Regeneration des Brunnens notwendig ist, wodurch hohen Instandsetzungskosten resultieren und somit ein unwirtschaftlicher Betrieb.

Die relevante Bohrung der Hochschule liegt ca. 200 m neben dem potenziellen Standort für die Bohrung auf dem Gelände der Liegenschaft. Des Weiteren handelte es sich, auf Grund der Flussrichtung des Grundwassers, bei dem Wasser auf dem Liegenschaftsgelände um das gleiche wie von der Hochschule. Daraus lässt sich schließen, dass eine Grundwasserpumpe für das betrachtete Gelände nicht geeignet ist und die Durchführung von Bohrungen als wirtschaftlich nicht sinnvoll anzusehen ist.

Das seitens der Hochschule beauftragte Gutachten sowie Auswertungen zum Realbetrieb liegen vor, sodass keine weitere Probebohrung durchgeführt wurde.

5.1.3.3 Geothermie

Für die Gewinnung von Erdwärme aus dem Boden stehen prinzipiell die beiden Möglichkeiten Erdwärmekollektor und –sonde zur Verfügung. Zunächst werden kurz die relevanten technoökonomischen Parameter für die beiden Technologien beschrieben. Danach wird aus der auf dem Liegenschaftsgelände potenziell zur Verfügung stehenden Bodenfläche der wirtschaftliche Rahmen zur Nutzung der Fläche über die verschiedenen Technologien bestimmt.

Erdwärmesonden

Bei Erdwärmesonden werden tiefere Bohrungen als bei der Verwendung von Erdwärmekollektoren benötigt. Hierbei ist ein Kompromiss aus Bohrkosten und erreichbarer Quelltemperatur zu bestimmen. Da das Grundwasser auf dem Gelände nicht nutzbar ist (siehe Ausführungen in Kapitel 5.1.3.4), wird keine genauere Betrachtung von Erdwärmesonden durchgeführt.

Erdwärmekollektoren

Sole-Wasser-Flächenkollektoren liegen bis 1,5 m unter der Oberfläche. Die Angaben zur entziehbaren Wärmemenge aus dem Boden schwanken stark mit 45-60 kWh/m²a /BGT-01 18/.

Verfügbare Bodenflächen

Als freie, verfügbare Bodenflächen sind die Wiesen vor dem Wirtschaftsgebäude (ca. 2.000 m²), neben dem Schwimmteich (ca. 3.000 m²), am nördlichen Ende des Geländes (ca. 1.300 m²) sowie der Fußballplatz anzusehen (ca. 6.000 m²). Die Fläche am nördlichen Ende ist hierbei auf Grund der Größe und der weiten Entfernung von der geplanten Heizzentrale als am wenigsten geeignet anzusehen. Auf Nachfrage bei den Verantwortlichen der Liegenschaft wird bestätigt, dass der Sportplatz lediglich über eine Drainage am Flächenrand verfügt und somit tatsächlich als Fläche zur Verfügung steht.

Zur Erfüllung der Wärmenetze 4.0-Kriterien muss mindestens ein Viertel der Wärme aus Nicht-Biomasse basierten erneuerbaren Energiequellen stammen. Was bei einem Wärmebedarf von ca. 4 GWh einer Wärmemenge von 1 GWh entspricht. Wird die maximal erbringbare Wärmeleistung aller Freiflächen aus **Tabelle 5-2** summiert, ergibt sich eine geringere Wärmemenge als für die Erfüllung der Kriterien erforderlich ist. Somit ist die alleinige Nutzung von oberflächennaher Geothermie nicht dazu geeignet, die Kriterien zu erfüllen.

Tabelle 5-1: *Dem Boden entziehbare Wärmemengen je verfügbarer Fläche unterschieden nach maximaler (60 kWh/m²a) und minimaler (28 kWh/m²a) Wärmeentzugsleistung und angewandter Technologie*

Fläche	Angesetzte Wärmeentzugsleistung	Jährlich entziehbare Wärmemenge in kWh
Fußballplatz ca. 6.000 m ²	60 kWh/m ² a	270.000
	45 kWh/m ² a	360.000
Wiese vor Wirtschaftsgelände ca. 2.000 m ²	60 kWh/m ² a	90.000
	45 kWh/m ² a	120.000
Wiese neben Schwimmbad ca. 3.000 m ²	60 kWh/m ² a	135.000
	45 kWh/m ² a	180.000
Wiese am Nordende ca. 1.300 m ²	60 kWh/m ² a	58.500
	45 kWh/m ² a	78.000

5.1.3.4 Abwasser- Großwärmepumpe

In 2020 soll ein Abwassernetz mitten durch das Gelände der Liegenschaft gelegt werden. Die erforderliche Kapazität des betreffenden Kanalisationsabschnitts wurde mit der Rosenheimer Stadtentwässerung besprochen. Durch den Einbau und Betrieb des Abwasserwärmetauschers darf die allgemeine Funktionsfähigkeit des Abwasserkanals nicht beeinträchtigt werden. Die real verfügbare Leistung ist hierbei abhängig von der Abwassertemperatur, welche saisonalen Schwankungen unterliegt.

Abgeleitet aus einem Volumenstrom von 25 l/s ergibt sich eine Wärmeentzugsleistung aus dem Abwasser von:

- ca. 230 kW bei einer Temperaturdifferenz 12 °C zu 9,8 °C
- ca. 290 kW bei einer Temperaturdifferenz 14 °C zu 11,2 °C

Um die minimale Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen zu erreichen, müsste die Wärmepumpe somit 8.800 bzw. 7.000 Volllaststunden aufweisen. Dies wäre auf Grund der geringen Sommerlast nur bei Einbindung eines Saisonspeichers möglich. Zudem können stärkere Schwankungen des Volumenstromes und der Temperaturen auftreten, wodurch nicht sicher gewährleistet werden kann, dass die notwendigen 50 % des Wärmebedarfs abgedeckt werden können. Um den geforderten Anteil erneuerbarer Wärmequellen, die nicht auf Biomasse basieren (25 % des Energiebedarfs), einzuhalten, muss die Abwasserwärmepumpe mindestens 4.400 bzw. 3.500 Volllaststunden im Jahr aufweisen.

Die Abhängigkeit des COP von den Zieltemperaturen ist in **Tabelle 5-2** dargestellt, wobei eine konstante Temperaturdifferenz der Wärmequelle angesetzt ist. Eine Diskussion von Einflussparametern auf den COP kann /BINE-01 13/ entnommen werden.

Tabelle 5-2: *Übersicht über berechnete COPs der Abwasserwärmepumpe bei Volllast, abhängig vom angestrebten Temperaturhub bei einer angenommenen Temperaturabsenkung des Abwassers von 14 auf 11,2 °C (Quelle: Anfrage beim Hersteller)*

Angestrebter Temperaturhub	30 - 40	30 - 50	40 - 50	40 - 55	40 - 60	60 - 70
Erwarteter COP	5	4	4	3,5	3	2

Es ist festzuhalten, dass der Einsatz der Wärmepumpe auf einem möglichst niedrigen Temperaturniveau erfolgen sollte. Da die angefragte Wärmepumpe bis zu einer Teillast von 25 % betrieben werden kann, könnte sie genutzt werden, um den Trinkwarmwasserbedarf im Sommer bereitzustellen. Dagegen spricht jedoch vor allem der bereits in Volllast niedrige COP von 2, welcher durch die Teillast bzw. durch häufiges Takten weiter reduziert würde /FAH-01 12/, /IREC-01 16/. Dies führt zu einem hohen Strombedarf und somit hohen Betriebskosten. Den Betrieb in Teillast könnte man durch einen entsprechend dimensionierten Speicher kompensieren.

Auf Grund des geringen Anteils des Wärmebedarfs außerhalb der Heizzeit, verglichen mit dem gesamten Wärmebedarf des betrachteten Geländes und der hohen benötigten Zieltemperatur, wird ein Betrieb der Wärmepumpe im Sommer ausgeschlossen. Die Gesamtkosten für die Abwasserwärmepumpe (Wärmetauscher, Maschine, Bau) betragen ca. 270.000 € bei Wartungskosten von ca. 9.000 €/a.

5.1.4 Holzvergaser mit angeschlossenem BHKW

Seit mehreren Jahren erforschen die Stadtwerke Rosenheim eine innovative Bauform des Holzvergasers mit anschließender Nutzung des entstehenden Synthesegases in einem angeschlossenen Blockheizkraftwerk (BHKW). Eine genaue Beschreibung des Vergasers sowie eine Abgrenzung zu marktverfügbaren Anlagen findet sich in Kapitel 10.1.

Die entsprechenden Anlagen sind in folgenden beiden Größenordnungen verfügbar:

- 380 kW thermisch und 180 kW elektrisch
- 110 kW thermisch und 50 kW elektrisch

Mit der elektrischen Leistung der größeren Anlage kann neben dem Wärmebedarf auch die Stromgrundlast des Geländes gedeckt werden.

Die Nutzung eines Vergasers mit angeschlossenem BHKW hat, verglichen mit den anderen erneuerbaren Energiequellen, den Vorteil der Erreichbarkeit hoher Zieltemperaturen, der Verfügbarkeit und der Lastflexibilität. Allerdings gelten die Vorteile Verfügbarkeit und Lastflexibilität mit verschiedenen Einschränkungen.

Zum einen verläuft der Prozess der Holzvergasung bei hohen Temperaturen um ca. 950 °C. Es dauert ca. einen Tag, bis die Anlage vom Stillstand auf diese Temperaturen hochgefahren ist. Währenddessen besteht ein hoher Wärmebedarf, ohne dass Synthesegas in der benötigten Qualität erzeugt wird. Zudem muss das Hochfahren der Anlage begleitet werden. Allein deswegen ist ein häufiges Schalten der Anlage zu vermeiden. Hinzu kommt, dass häufiges Schalten zu hohen Materialbelastungen führt, was wiederum die Lebensdauer der Anlage negativ beeinflussen kann.

Die minimale Teillast der großen Anlage beträgt 50 %, wohingegen die kleinere Anlage nicht teillastfähig ist. Trotz der Teillastfähigkeit der großen Anlage sollte eine Teillast aus wirtschaftlichen Gründen vermieden werden. Zum einen reduziert sich unter Teillast der Wirkungsgrad der Anlagen. Weiterhin sind die Wartungskosten für das BHKW ausschließlich von den Betriebsstunden abhängig. Ein hoher Anteil von Betriebsstunden unter Teillast erhöht somit die Wartungskosten bezogen auf die erzeugte Energiemenge. Somit ist die Anlage rein technisch teillastfähig, sie in Teillast zu fahren ist jedoch unter aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht sinnvoll. Falls in Zukunft ein Rahmen geschaffen wird, welcher eine Flexibilisierung der Stromerzeugung vergütet, ist ein wirtschaftlicher Teillastbetrieb ggf. möglich. Anhand der vorliegenden Lastgänge muss also ein Kompromiss gefunden werden aus einer möglichst hohen Wärmeerzeugung, der Kombination Holzvergaser mit BHKW und einer Vermeidung von Teillast.

Liegt der Wärmebedarf unterhalb der Teillast, ist prinzipiell ein weiterer Betrieb des Vergasers möglich, wenn das erzeugte Gas in einem Gasspeicher zwischengelagert wird. So würde eine Entkopplung von Gaserzeugung und –verbrauch im BHKW möglich. Die hierfür benötigten Gasspeicher sind jedoch auf Grund der hohen benötigten Drücke mit hohen Investitions- und Betriebskosten verbunden. Daher muss die Anlage in Zeiten mit kontinuierlich niedrigem Energiebedarf definitiv abgeschaltet werden.

5.1.5 Solarenergie

Unter diesem Punkt werden zunächst die Flächenpotenziale für die Aufstellung von Solarthermie- und Photovoltaikanlagen beschrieben. Der Fokus liegt hierbei vor allem im südlichen Teil des Geländes, welcher in **Abbildung 5-2** dargestellt ist.



Abbildung 5-2: Kartografische Darstellung des südlichen Teils des betrachteten Liegenschaftsgeländes (Quelle: GIS der Stadtwerke Rosenheim)

Verfügbare Dachflächen

Potenziell kommen die Schrägdächer der Wohn- bzw. Arbeitsgebäude in Betracht (orange unterlegt), die Dachfläche des Wirtschaftsgebäudes (hellrot unterlegt) sowie die Wiesenfläche vor dem Wirtschaftsgebäude und die Parkplätze um den Hubschrauberlandeplatz (beides rot unterlegt). Die Fläche des Hubschrauberlandeplatzes steht nicht als Stellfläche zur Verfügung, da hier regelmäßig bis zu 8 Hubschrauber landen.

Die Dachflächen der Gebäude im Südteil des Liegenschaftsgeländes weisen individuell kleine Flächen mit West-Ost-Ausrichtung auf. Speziell im Falle der Nutzung von Solarthermie wäre die Integration dieser individuellen Anlagen mit hohem Verrohrungs-Aufwand in den einzelnen Gebäuden verbunden und eine Integration in das Versorgungsnetz würde konstruktiv aufwändig. Hierfür wird die Nutzung der Flachdächer für eine große Anlage priorisiert.

Das Wirtschaftsgebäude verfügt insgesamt über eine Dachfläche von ca. 2.000 m². Auf Grund der Dachfenster und verschiedenen Aufbauten auf dem Dach sind allerdings maximal 1.000 m² nutzbar. Zudem ist für die Aufständigung der Anlagen zu beachten, dass diese die Einflugschneise der Hubschrauber weder räumlich noch optisch durch Reflektionen stören.

Die Grünfläche vor dem Wirtschaftsgebäude umfasst ca. 2.000 m², deren Nutzung unterliegt jedoch mehreren Einschränkungen, vor allem aus soziologischen Gründen. Zum einen ist der größte Teil des südlichen Liegenschaftsgeländes asphaltiert, wodurch die Grünfläche als Naherholungsinsel angesehen wird. Zum anderen wachsen auf der Fläche

verschiedene Wildblumen, welche eine Nahrungsquelle für Bienen darstellen. Das Vorhandensein dieser Blütenfläche ist somit für die Imker, welche auf dem Gelände ihre Bienenstöcke aufgestellt haben, von Bedeutung.

Potenziell stehen noch die Parkplätze in U-Form um den zentralen Hubschrauberlandeplatz mit einer Gesamtfläche von ca. 2.500 m² zur Verfügung. Da die Parkplätze weiterhin benötigt werden, wäre hier Aufständigung auf einem Carport notwendig. Die Aufstellung von Carports hätte weiterhin den Nutzen, dass auf dem Gelände geparkte Bereitschaftsfahrzeuge im Winter vor Schnee und im Sommer vor intensiver Sonneneinstrahlung geschützt sind. Es ist jedoch zu ermitteln, inwiefern Ständeranlagen dem Wind von Hubschraubern trotzen können.

Solarthermie

Generell ist die Nutzung von Solarthermie nur in Kombination mit einem geeigneten Speicherkonzept möglich. Erzielt die Solarthermie die benötigte Vorlauftemperatur, wird die Wärme bei entsprechendem Wärmebedarf direkt in das Netz eingespeist. Übersteigt die Erzeugung den Bedarf, wird der Speicher befüllt. Vor allem zu Zeiten hohen Wärmebedarfes erzeugen Solarthermieanlagen jedoch selten die benötigten Temperaturen. Speziell die Nutzung von Schichtspeichern ermöglicht dann die Speicherung der Wärme auf den anfallenden Temperaturniveaus. Diese gespeicherte Wärme kann mit Hilfe anderer Hochtemperatur-Wärmeerzeuger (z. B. BHKW) mit geringerem Leistungsbedarf auf das benötigte Temperaturniveau angehoben werden. Des Weiteren ist eine Nutzung als Wärmequelle für eine Wärmepumpe möglich. Die Effizienz der Wärmepumpe bzw. das von der Wärmepumpe bereitstellbare Temperaturniveau wird damit erhöht.

Bei der Nutzung der Dachfläche des Wirtschaftsgebäudes (1.000 m²) kann aus Daten zur Globalstrahlung 2017 in Rosenheim, einem vereinfacht angesetzten Wirkungsgrad der Solarthermie von 47 %, eine jährliche Wärmeerzeugung von 520 MWh abgeleitet werden. Der Erzeugungsgang, verglichen mit dem Wärmebedarfslastgang für das Jahr 2017, ist in **Abbildung 5-3** dargestellt. Die Dachfläche des Wirtschaftsgebäudes würde somit unter Annahme geeigneter Speicher genügen, um den Trinkwarmwasserbedarf im Sommer zu decken. Trotzdem kann die Solarthermie dann allerdings nur einen Anteil von 14 % des gesamten jährlichen Wärmebedarfs decken.

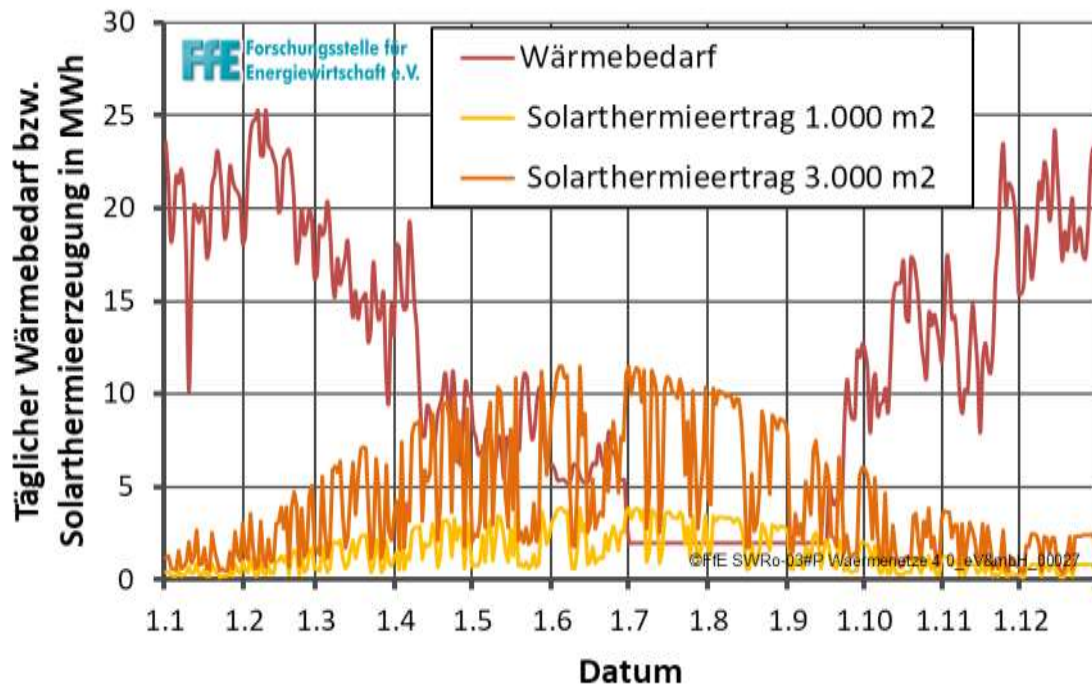


Abbildung 5-3: *Darstellung des Wärmebedarfs und des solarthermischen Wärmeerzeugungslastgangs, abhängig von der genutzten Fläche*

Nutzt man zudem die Fläche der Wiese, erhöht sich die gesamte nutzbare Fläche auf 3.000 m² woraus mit den vereinfachten Annahmen eine maximale Wärmeerzeugung von 1.570 kWh resultiert. Der Großteil der Wärmeerzeugung entfiel jedoch auf den Sommer und überstiege die benötigte tägliche Wärme zum Teil um ein Fünffaches. Damit würde ein Hochtemperatur-Saisonalspeicher benötigt.

Somit wird zum einen der Wärmebedarf im Netz durch den Raumwärmebedarf dominiert. Zum anderen sind keine Flächen für einen Saisonalspeicher vorhanden. Letztlich kann der für Wärmenetz 4.0 geforderte Mindestanteil an Erneuerbaren Wärmequellen bereits mit der vorhandenen Technologiekombination Wärmepumpe und Vergaser mit BHKW erreicht werden. Somit erfolgt keine genaue Analyse der Integration von Solarthermie in das Gesamtkonzept.

Photovoltaik

Bezieht man die Dachfläche von Solarthermie und Photovoltaik ein, besteht ohne die Wiese vor dem Wirtschaftsgebäude eine verfügbare Fläche für Photovoltaik von 3.500 m². Für die Bebauung (1.000 m² Dachfläche Wirtschaftsgebäude und 2.500 m² über Parkflächen). Auf dem Wirtschaftsgebäude ließe sich eine Anlage mit ca. 190 kWp errichten.

Gemäß Angaben des BAFA wird die Nutzung von PV-Strom nur zur Bestimmung des Nachhaltigkeitsbonus angesetzt. Zudem muss hierfür eine Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch vorliegen.

Die aktuellen Stromgestehungskosten für Aufdachanlagen belaufen sich in Deutschland auf ca. 10 €/kWh /GP-01 17/. Das eingeholte Angebot für einen Carport mit Photovoltaik beläuft sich in Summe auf einen Betrag von ca. 800.000 € bei 360 kWp und einem erwarteten Stromertrag von 370 MWh im Jahr. Über die gesamte angenommene

Nutzungsdauer von 20 Jahren ergeben sich leicht höhere Gestehungskosten als für Aufdachanlagen. Allerdings ist die Nutzbarkeit der Carport-Anlagen durch die Nähe zum Hubschrauber-Landeplatz eingeschränkt.

Die Stromgestehungskosten liegen somit 5 €/kWh unter dem Strombezugspreis aus dem eigenen Kraftwerkspark der Stadtwerke Rosenheim, aber auch 5 €/kWh über dem Verkaufspreis. Somit muss eine Eigennutzung von über 50 % des Eigenstromes erreicht werden, damit die Anlage wirtschaftlich ist. Im Gegensatz dazu müssten, verglichen mit dem Haushaltsstrompreis von 29,28 ct/kWh, nur ca. 25 % des Stromes selber verbraucht werden, damit die Anlagen bezogen auf ihre gesamte Lebensdauer wirtschaftlich sind.

Allein auf die Monate Mai bis August entfallen mindestens 50 % des Ertrages aus PV-Anlagen /ISE-06 18/, in diesen Monaten besteht auf dem betrachteten Gelände fast kein Wärmebedarf. Die untertägigen Profilunterschiede zwischen Wärmebedarf, mit Peaks am Morgen und am Abend, im Gegensatz zum PV-Erzeugungsprofil, würde die Nutzung weiterer thermischer Speicher notwendig machen. Da diese nicht auf die maximale Nutzung des gesamten Stromes ausgelegt werden, ist auch hier nicht mit einer Nutzbarkeit von 100 % des erzeugten PV-Stromes zu rechnen. Somit ist eine Eigennutzung von 50 % nicht möglich, eine Eigennutzung von 25 % durch den Einsatz geeigneter Regelung und Speicher potenziell schon.

Nutzung von Photovoltaik-Strom im Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen

Setzt man an, dass es möglich ist, 30 % des PV-Stromes selber zu nutzen, ergibt sich für die Nutzung beider Flächen eine eingesparte Bezugsmenge von Strom aus dem öffentlichen Netz in Höhe von 168 MWh, was ca. 18 % des Strombedarfes der Wärmebereitstellung über das Niedertemperaturnetz mit einer zentralen und mehreren dezentralen Wärmepumpen entspricht. Kann ausschließlich die Dachfläche des Wirtschaftsgebäudes genutzt werden, reduziert sich dies auf ca. 57 MWh, bzw. 6 % des Strombedarfes.

In der Detailplanung wäre somit zunächst zu prüfen, ob die Carports tatsächlich gebaut werden könnten und welche Speicherkapazitäten notwendig sind, um den PV-Strom in die Wärmeerzeugung einzubinden sind. Für die hier angestellten Untersuchungen wird die Möglichkeit der Nutzung des PV-Stromes in der Wärmeversorgung vernachlässigt.

Somit ist festzuhalten, dass die Nutzung der Photovoltaik, abhängig von den zu zahlenden Strompreisen, wirtschaftlich sein kann, diese jedoch maximal ca. 18 % des Stromes für die Wärmepumpen im Niedertemperatur ausmacht.

5.2 Übergeordnete Festlegungen

In Anbetracht der geringen variablen Kosten, hohen verfügbaren Temperaturen, der hohen Zuverlässigkeit und der Flexibilität der Wärmebereitstellung über das Primärnetz wird eine Anbindung an das Netz in jedem Fall durchgeführt. Die Dimensionierung des Anschlusses erfolgt passend zur Maximallast des betrachteten Geländes und dient somit eigenständig als Absicherung der Wärmeversorgung.

5.2.1 Möglichkeiten der Vermarktung des erzeugten Stromes

Generell stehen für die stromerzeugenden Technologien die Vermarktungsmodelle Mieterstrommodell, Vermarktung am Strommarkt und Grünstromvermarktung zur Verfügung. Des Weiteren ist eine Vermarktung der elektrischen Leistung sowohl des BHKWs als auch der Wärmepumpe über den Regelleistungsmarkt denkbar. In den letzten Jahren sind die Preise für die Vermarktung von Regelleistung jedoch stark gefallen und es besteht kein Grund zur Annahme, dass dies kurzfristig zu einem relevanten Markt wird.

Sowohl für die Hochschule als auch für das Liegenschaftsgelände werden Gas- und Stromversorgung aktuell über EU-Ausschreibungen bestimmt. Da der Strom aus dem Vergaser mit diesen niedrigen Preisen nicht mithalten kann, erfolgt keine genaue Betrachtung des Mieterstrommodells für die Versorgung der Liegenschaft.

Aktuell liegen die am Strommarkt erreichbaren Strompreise bei etwa 3-4 €/kWh und somit unter denen zur Vermarktung von Grünstrom im Netzgebiet der Stadtwerke Rosenheim (etwa 5 ct/kWh), daher wird die Vermarktung als Grünstrom bevorzugt. Die Kosten für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz liegen jedoch weit über den erzielbaren Preisen für die Grünstromvermarktung, weswegen der Eigenverbrauch des erzeugten Stromes bevorzugt wird. Ist dies nicht möglich, wird mit einem Erlös für den Stromverkauf von 5 ct/kWh gerechnet.

Für Strombezug aus dem öffentlichen Netz werden Kosten von 29.28 €/kWh angesetzt /BDEW-04 18/.

5.2.2 Netzsteuerung

Es wird festgelegt, dass die Netzsteuerung über die zentrale 24/7-Leitwarte der Stadtwerke Rosenheim erfolgen soll. Dies ermöglicht schnellere Reaktionen bei Versorgungsproblemen, die Durchführung vorausschauender Wartungsmaßnahmen und Optimierungen der Fahrweisen der einzelnen Erzeuger. Details zur Einbindung in das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Rosenheim sowie mögliche Einsatzzwecke sind Kapitel 9 zu entnehmen.

5.2.3 Verortung der Wärmeversorgung

Als potenzielle Standorte der zukünftigen Heizzentrale stehen das bestehende Heizhaus, das Untergeschoss des Wirtschaftsgebäudes und die Garagenzeilen zur Verfügung. Die Ost-West ausgerichtete Garage im Westen des Geländes scheint besonders interessant. Sie liegt nahe des auf dem Gelände bereits verlegten Primärnetzes sowie nahe an der Hochschule. Auch für die nach Netzsträngen differenzierte Wärmeverteilung auf dem Liegenschaftsgelände ist die Position gut geeignet. Simulationen zeigen zudem, dass die Wahl des Standortes nur zu niedrigen Netzausbaukosten führt (genaue Beschreibung siehe Kapitel 6.1).

5.2.4 Festlegung der Verschaltungslogiken

In den betrachteten Konzepten ist eine Verbindung zum Primärnetz vorhanden. Auf Grund der niedrigen Wärmegrenzkosten und des niedrigen Primärenergiefaktors der Wärme aus dem Primärnetz ist die Maximierung des Anteils der Wärme hieraus optimal. Dies gilt gleichermaßen für die Minimierung der CO₂-Emissionen für das Konzept des NT-

Netzes. Für die Wärme-Dispatch-Zentrale hingegen sinken die CO₂-Emissionen, wenn der Wärmebezug aus dem Primärnetz möglichst gering ist. Dies gilt mit der Einschränkung, dass die Wärme zu den entsprechenden Zeitpunkten aus dem Holzvergaser mit BHKW bzw. aus dem BHKW und einer mit BHKW-Strom betriebenen Wärmepumpe erzeugt wird. Sobald die Wärmepumpe mit Strom aus dem öffentlichen Netz gespeist wird, kann es sein, dass der Wärmebezug aus dem Primärnetz mit niedrigen spezifischen CO₂-Emissionen belastet ist. Diese grundlegenden Zusammenhänge sind verkürzt in **Tabelle 5-3** aufgeführt.

Tabelle 5-3: *Priorisierung der Erzeugungskomponenten abhängig vom betrachteten Kriterium*

Kriterium	Niedertemperaturnetz	Wärme-Dispatch-Zentrale
Wärmegestehungskosten	Primärnetz maximal	Primärnetz maximal
Primärenergiefaktor	Primärnetz maximal	Primärnetz maximal
CO ₂ -Emissionen	Primärnetz maximal	Holzvergaser mit BHKW bzw. BHKW mit Wärmepumpe maximal

Somit ist für die Bestimmung der Verschaltungslogik für die einzelnen Konzepte folgendes festzuhalten:

- Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen: Die Wärmepumpen sollen mindestens 50 % der Wärme bereitstellen, das Primärnetz möglichst ebenfalls 50 %.
- Wärme-Dispatch-Zentrale: Die Wärmepumpe bezieht immer Strom aus dem Syngas-BHKW.
 - a) ökonomische und Primärenergiefaktor-Optimierung: Die Wärme wird zu mindestens 25 % aus der Wärmepumpe bereitgestellt und zu weiteren 25 % aus dem Holzvergaser mit BHKW. Der restliche Wärmebedarf wird über das Primärnetz abgedeckt.
 - b) Optimierung CO₂-Emissionen: Die Wärme wird zu mindestens 25 % aus der Wärmepumpe bereitgestellt. Ein möglichst hoher Anteil der Wärme wird über den Holzvergaser mit BHKW bzw. die Wärmepumpe abgedeckt. Hierbei ist zu Zeiten hoher Bedarfslasten die Kombination Holzvergaser mit BHKW und Wärmepumpe und bei niedrigen Lasten ausschließlich der Holzvergaser mit BHKW einzusetzen. Die Wärmepumpe alleine bezöge Strom aus dem öffentlichen Netz, sodass die CO₂-Emissionen höher wären als beim Wärmebezug aus dem Primärnetz.

Da die Wärme möglichst kosteneffizient bereitgestellt werden soll, wird für die Wärme-Dispatch-Zentrale ausschließlich die ökonomische Optimierung modelliert und nur hierfür werden die Ergebnisse dargestellt.

5.3 Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen

Mit dem Ziel, die thermischen Verteilverluste zu reduzieren und die Integration von Wärmeenergiequellen auf niedrigem Temperaturniveau zu erhöhen, hat der Bau von

Niedertemperaturnetzen zugenommen. Meist dient die Niedertemperaturwärme als Wärmequelle für eine Wärmepumpe, welche hierdurch auch Versorgungstemperaturen im Bereich von 60 – 70 °C noch recht effizient bereitstellen kann. Dies ist speziell interessant für die Versorgung von Gebäuden alten Baualters mit Radiatoren und zur Trinkwarmwasserversorgung. Ein bekanntes Beispiel ist das DHN in Dollnstein /RAMM-01 17/.

5.3.1 Konzeptbeschreibung Niedertemperaturnetz

In dieser Fallstudie soll die zentrale Wärmepumpe die Rücklaufemperatur von 30 °C auf 50 °C erhöhen, somit muss in der Hochschule keine weitere Wärmepumpe eingesetzt werden, um das Temperaturniveau weiter zu erhöhen. In den Gebäuden der Liegenschaft hingegen werden dann weitere Wärmepumpen benötigt.

Wie in Kapitel 5.1.3.4 erwähnt, ist die Wärme aus dem Abwasserstrom auf maximal 290 kW begrenzt, was nicht ausreicht, um das gesamte Gebiet mit Wärme zu versorgen. Der verbleibende Wärmeenergiebedarf bei 50 °C für das Nahwärmenetz wird direkt aus dem Primärwärmenetz bereitgestellt.

Auslegung der individuellen Wärmepumpen

Die COPs aller einzelnen Wärmepumpen (Temperaturhub von 50 °C auf 70 °C) werden gemäß Berechnungsvorschrift nach /FRICK-01 16/ voraussichtlich bei 7,7 liegen, die Kosten für die einzelnen Gebäude /IER-07 14/ werden wie folgt erwartet:

- Für alle Gebäude des Südstrangs wird die gleiche maximale Wärmelast angenommen. Dies macht acht Wärmepumpen mit einer individuellen Wärmelast von 75 kW, die jeweils 20.950 € kosten.
- Der Strang zum Wirtschaftsgebäude besteht aus einem Gebäude mit einer Wärmepumpe mit einer Wärmelast von 95 kW und einem Preis von 22.142 €.
- Die Garagen im Nordstrang, die nur zum Frostschutz beheizt werden und somit nur niedrige Temperaturen benötigen, werden durch das Netz direkt beheizt. Für die weiteren Gebäude werden sieben Wärmepumpen mit einer individuellen Wärmelast von 75 kW und einem Preis von je 20.950 € benötigt.

Inklusive der Installationskosten pro Wärmepumpe von 3.000 € beläuft sich die Anfangsinvestition auf 389.291 €. Die Wartungskosten pro Wärmepumpe dürften bei 2,5 % pro Jahr liegen /VDI-04 12/, was zu jährlichen Kosten von 8.530 €/Jahr führt.

Auslegung der dezentralen Speicher

Zur Glättung von Lastspitzen sind dezentrale Wärmespeicher im Konzept vorhanden. Diese werden so ausgelegt, dass sie die maximale Last je Gebäude für eine Stunde bereitstellen können. Daraus ergibt sich bei einer Temperaturdifferenz im Speicher von 50 °C (Rücklaufemperatur im Gebäude) zu 75 °C (Vorlauf der Gebäude im Winter) ein durchschnittlich benötigtes Speichervolumen von 3,3 m³. Da die dezentralen Wärmespeicher in 16 Gebäuden benötigt werden, ergibt sich aus den Kosten je Speicher von ca. 2.770 € eine Gesamtinvestition von 47.100 € /FFE-11 17/. Dazu kommen Anschlusskosten von in Summe 3.200 €.

5.3.2 Bestimmung der Wärmezusammensetzung und der Wirtschaftlichkeit

Für die Berechnung der Wärme- und Kostenzusammensetzung wurde ein vereinfachtes Microsoft® Excel Tool erstellt. *Eingabedaten*, *dynamische Berechnung* und *Auswertung* sind die relevantesten Arbeitsblätter dieses Tools. Hierbei enthält das Arbeitsblatt *Eingabedaten* alle relevanten technischen und ökonomischen Parameter zu den Komponenten des Wärmenetzes. Mit Hilfe der im Arbeitsblatt *dynamische Berechnung* hinterlegten Logiken und Formeln, erfolgt die Bilanzierung der Energieströme im Wärmenetz, woraus die finale Wärmezusammensetzung resultiert. Diese Bilanzierung wird im Folgenden vereinfacht nacheinander beschrieben. Die Ergebnisse der vereinfachten Simulation werden im Blatt *Auswertung* ausgegeben und die relevantesten Bestandteile (z. B. Wärme- und Kostenzusammensetzung) visualisiert.

Bestimmung des Wärmebedarfes aus dem Wärmenetz

Die Erstellung der einzelnen Gebäudelastgänge ist in Kapitel 3 beschrieben. Hieraus muss zunächst der Wärmebedarfslastgang für das Wärmenetz abgeleitet werden. In den meisten Gebäuden auf dem Liegenschaftsgelände sind dezentrale Wärmepumpen vorhanden. Der summierte Bedarfslastgang dieser Gebäude entspricht dem Erzeugungslastgang der Wärmepumpen.

Relevante Größen zur Bestimmung der Energieströme einer Wärmepumpe sind die erzeugte Wärmeleistung (\dot{Q}_{aus}), der Wärmestrom zur Wärmepumpe (\dot{Q}_{ein}) und die bezogene elektrische Leistung (P_{el}).

Durch Umformung von Formel (1), lässt sich anhand Formel (2) und den vorhandenen Daten der Strombedarfslastgang der dezentralen Wärmepumpen bestimmen.

$$COP = \frac{\dot{Q}_{aus}}{P_{el}} \quad (1)$$

$$P_{el} = \frac{\dot{Q}_{aus}}{COP} \quad (2)$$

Aus dem Wärme- und Strombedarfslastgang kann wiederum über die umgestellte Formel (3) der dem Wärmenetz zu entziehende und als Quelle für die Wärmepumpe notwendige Wärmebedarfslastgang \dot{Q}_{ein} bestimmt werden.

$$\dot{Q}_{aus} = \dot{Q}_{ein} + P_{el} \quad (3)$$

Da festgelegt wurde, dass die zentrale Wärmepumpe bereits Wärme auf dem richtigen Temperaturniveau für die Hochschule bereitstellt, erfolgt hier keine weitere Umrechnung. Somit ist die Summe des umgerechneten Bedarfslastgangs der Liegenschaft und des Originallastgangs der Hochschule der Bedarfslastgang für Wärme aus dem Wärmenetz. Mit den vorliegenden Daten zu Wärmeverlustkoeffizienten der einzelnen Netzstränge ergibt sich für die Temperaturen (Vorlauf 50 °C und Rücklauf 30 °C) ein jährlicher Wärmeverlust von 225 MWh. Dieser wird vereinfachend gleichmäßig über das Jahr auf den Wärmebedarf addiert.

Bestimmung der Wärmeerzeugung für das Wärmenetz

In den vorliegenden Konzepten ist zur Erreichung der Kriterien für ein Wärmenetz 4.0 die erzeugte Wärme aus der Wärmepumpe zu maximieren. Aus der Kaltleistung des Wärmeübertragers (\dot{Q}_{ein}) und dem COP lässt sich die elektrische Leistungsaufnahme der

Wärmepumpe nach Formel (4) und die maximal erreichbare Heizleistung nach Formel (3) bestimmen. Damit beträgt diese ca. 395 kW.

$$P_{el} = \frac{\dot{Q}_{ein}}{COP - 1} \quad (4)$$

Für die vereinfachte Bestimmung der Zusammensetzung der Wärmebereitstellung wird festgelegt, dass der Wärmebedarf des Wärmenetzes zunächst von der zentralen Wärmepumpe bereitgestellt wird. Der weitere Wärmebedarf wird aus dem Rücklauf des Primärnetzes bezogen.

5.4 Wärme-Dispatch-Zentrale

Das Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale beruht darauf, dass die Vorteile verschiedener Wärmequellen, bezogen auf Emissionsfreiheit, Verfügbarkeit, erreichbares Temperaturniveau und Gestehungskosten, miteinander verbunden werden. Um ein ganzheitliches Bild hierzu zu vermitteln, wird zunächst auf die Limitationen der relevanten erneuerbaren Wärmequellen eingegangen (Kapitel 5.4.1) sowie vereinfacht auf die relevanten thermodynamischen Hintergründe (Kapitel 5.4.2). Danach wird das Konzept dargestellt und auf die besondere Verschaltung der einzelnen Versorger eingegangen (Kapitel 5.4.3). Da die Dimensionierung der Wärmespeicher in dem Konzept besonders kritisch ist, wird dies in Kapitel 5.4.4 genauer beschrieben. Das erstellte Tool zur Wärmezusammensetzung wird in Kapitel 5.4.5 beschrieben.

5.4.1 Grenzen erneuerbarer Wärmequellen und Bedeutung von Temperaturniveaus

Als Wärmequellen für Wärmenetze 4.0 kommen vor allem Abwärme und erneuerbare Energiequellen in Betracht. Diese nachhaltigen Wärmequellen haben jedoch ihrerseits zum einen Einschränkungen im Bereich der regionalen und saisonalen Verfügbarkeit und zum anderen in den erreichbaren Temperaturniveaus.

- **Abwärme:** In Deutschland wird das Potenzial für nutzbare Abwärme auf einem Temperaturniveau über 60 °C auf 476 PJ geschätzt /AGFW-02 13/. Dennoch entsteht vor allem Hochtemperatur-Abwärme in der Regel durch industrielle Prozesse, die weit entfernt von privaten Verbrauchern liegen. Auch die Verfügbarkeit unterliegt saisonalen und täglichen Schwankungen.
- **Wärmepumpen:** Für den Einsatz von Wärmepumpen muss eine geeignete Umwelt- oder Abwärmequelle im Bereich des Wärmebedarfs vorhanden sein. Darüber hinaus ist der Wirkungsgrad von Wärmepumpen hauptsächlich von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und -senke abhängig /BINE-03 13/. Um hohe Vorlauftemperaturen bei Wärmepumpen zu erreichen, werden diese zur Beibehaltung einer hohen Effizienz meist in Reihe geschaltet /IES-01 16/.

- **Biomasse-Wärme:** Da Biomasse in verschiedenen Wärmeerzeugungseinheiten wie Blockheizkraftwerken (BHKW) oder Heizkraftwerken verbrannt werden kann, gibt es keine Einschränkungen bei der Wärmebereitstellung. Aufgrund ihrer Eignung für die stoffliche Nutzung und die Umwandlung in Synthesegas/Methan im Zusammenhang mit der Nutzung in Hochtemperaturprozessen (insbesondere industriellen Anwendungen) sind die für die Niedertemperaturwärmebereitstellung verfügbaren Biomasse-Ressourcen jedoch sehr begrenzt.
- **Solarthermie:** Die erzeugte Wärmeleistung und das erreichte Temperaturniveau sind vollständig von den Umgebungsbedingungen abhängig und unterliegen daher starken Schwankungen. Besonders im Winter ist die Wärmeerzeugung, insbesondere das erreichbare Temperaturniveau, gering.

Im Ergebnis ist Biomasse die einzige regenerative thermische Energiequelle, die konstant Wärme bei hohen Temperaturen liefern kann. Dennoch machen die begrenzten Ressourcen die Nutzung anderer erneuerbarer Energiequellen oder eine Kombination mehrerer Quellen zwingend erforderlich. Alle anderen Wärmequellen sind vor allem in dem erreichbaren Temperaturniveau begrenzt. Somit ist eine Reihenschaltung von Niedertemperatur- (z. B. Wärmepumpe) und Hochtemperaturanlagen (z. B. BHKW) als sinnvoll zu erachten.

5.4.2 Staffelung von Wärmeerzeugern und Temperaturniveaus

Dieses Kapitel soll einen vereinfachten Überblick über die thermodynamischen Zusammenhänge bei der Wärmeerzeugung geben. Das Fazit der Betrachtung in diesem Kapitel ist essenziell für das Verständnis der Konzeptbeschreibung in Kapitel 5.4.3 sowie der Modellierung in Kapitel 5.4.5. Die Herleitung erleichtert das Verständnis.

Herleitung der Zusammenhänge

Zur Berechnung der Leistungen verschiedener erneuerbarer Wärmeerzeuger ist ein grundlegendes Verständnis der thermodynamischen Grundlagen wichtig. Zum einen bestimmt sich der Energieinhalt eines Wärmestromes ($\dot{Q}_{\text{Wärmestrom}}$) immer über Formel (5) aus dem Massenstrom des Fluids (\dot{m}), dessen spezifischer Wärmekapazität (c_p) und dessen Temperatur (T).

$$\dot{Q}_{\text{Wärmestrom}} = \dot{m} \cdot c_p \cdot T \quad (5)$$

Die an einen Wärmestrom zugegebene bzw. abgegebene Wärmeleistung ($\dot{Q}_{\text{Wärmeaufnahme/-abgabe}}$) andererseits bestimmt sich aus der Differenz der Temperatur des Wärmestromes vor und nach der Wärmeabgabe/-Aufnahme (ΔT), siehe Formel (6).

$$\dot{Q}_{\text{Wärmeaufnahme/-abgabe}} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (6)$$

Somit lässt sich zum Beispiel ein erhöhter Wärmebedarf eines Verbrauchers über eine Steigerung des Massenstromes oder der Temperaturdifferenz decken.

Wird ein Wärmestrom von einem Wärmeerzeuger weiter erhitzt, lässt sich der Energieinhalt des Ausgangsvolumenstromes ($\dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger,aus}}$) aus der Summe des Eingangswärmestromes ($\dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger,ein}}$) und der thermischen Leistung des Wärmeerzeugers bestimmen ($\dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger}}$). Dies lässt sich wiederum umformen in Formel (8) und durch Einsetzen von Formel (5) zu Formel (9).

$$\dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger,aus}} = \dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger,ein}} + \dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger}} \quad (7)$$

$$\dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger}} = \dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger,aus}} - \dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger,ein}} \quad (8)$$

$$\dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger}} = \dot{m}_{\text{Fluid,aus}} \cdot c_{p,\text{Fluid}} \cdot T_{\text{Fluid,aus}} - \dot{m}_{\text{Fluid,ein}} \cdot c_{p,\text{Fluid}} \cdot T_{\text{Fluid,ein}} \quad (9)$$

Aus Gründen der Massenerhaltung bleibt der Massenstrom des Fluides durch den Wärmeerzeuger konstant. Im Falle der Erwärmung von Wasser innerhalb des gleichen Aggregatzustandes (hier immer flüssig), kann auch die Veränderung der spezifischen Wärmekapazität des Fluides als vernachlässigbar angesehen werden. Aus diesen Vereinfachungen ergibt sich Formel (10) und nach Umformung Formel (11).

$$\dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger}} = \dot{m}_{\text{Fluid}} \cdot c_{p,\text{Fluid}} \cdot (T_{\text{Fluid,aus}} - T_{\text{Fluid,ein}}) \quad (10)$$

$$T_{\text{Fluid,aus}} = \frac{\dot{Q}_{\text{Wärmeerzeuger}}}{\dot{m}_{\text{Fluid}} \cdot c_{p,\text{Fluid}}} + T_{\text{Fluid,ein}} \quad (11)$$

Hierbei ist die Effizienz der Übertragung der Wärme vom Erzeuger hin zum durchströmenden Medium in genauen Analysen abhängig von den Temperaturniveaus und Massenströmen zu bewerten. Diese Abhängigkeit wird in den folgenden grundsätzlichen Überlegungen vernachlässigt.

Fazit der Betrachtung

Die Austrittstemperatur lässt sich somit innerhalb der technischen Grenzen durch die Steigerung der thermischen Leistung des Wärmeerzeugers bzw. des Temperaturniveaus des Eingangstromes oder die Absenkung des durch den Wärmeerzeuger fließenden Massenstromes erhöhen. Somit ist bei den einzelnen Wärmeerzeugern bei vorgegebener Leistung zu präferieren:

- Soll eine Zieltemperatur erreicht werden, ergibt sich aus der Formel der erwärmbare Massenstrom.
- Soll ein vorgegebener Massenstrom erwärmt werden, ergibt sich daraus die erreichbare Temperatur.

5.4.3 Konzeptbeschreibung Wärme-Dispatch-Zentrale

Generell ist die Unterscheidung zwischen Systemen, in denen die Wärmeerzeuger in Parallel- oder Reihenschaltung vorliegen, möglich. Aktuell werden Wärmeerzeuger meist parallelgeschaltet, so dass alle vorliegenden Erzeuger den gleichen Temperaturhub erreichen müssen.

Das Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale basiert auf der Idee, dass jede Energiequelle Wärme auf dem Temperaturniveau liefert, auf dem sie dies effizient kann. Technologien, die bei niedrigen Temperaturen effizienter arbeiten (z. B. Wärmepumpen) übernehmen somit eine erste Erhöhung des Temperaturniveaus und nachgeschaltete Hochtemperatur-Wärmequellen (z. B. BHKW) werden eingesetzt, um das Temperaturniveau weiter zu erhöhen. Dadurch wird die Energiezufuhr aus den Hochtemperaturquellen verringert und Niedertemperaturquellen werden in die Wärmeversorgung integriert. Zur zeitlichen und hydraulischen Entkopplung der verschiedenen Erzeuger sind Wärmespeicher auf verschiedenen Temperaturniveaus essenziell.

Auf Grund der Rahmenbedingungen auf dem betrachteten Gelände wird für diese Machbarkeitsstudie ausschließlich die Kombination der Abwasserwärmepumpe

(Niedertemperatur-Wärmequelle) mit den beiden Hochtemperatur-Wärmequellen Vergaser + BHKW und Primärnetz untersucht. Potenziell wäre auch eine Verschaltung zweier Wärmepumpen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus möglich, hierfür liegt jedoch auf dem Gelände keine weitere relevante Umwelt-Wärmequelle vor. Weitere Möglichkeiten der Verschaltung verschiedener Wärmeerzeuger über eine Wärme-Dispatch-Zentrale sind in im Rahmen des Projektes entstandenen Veröffentlichungen festgehalten, welche auf der Projekthomepage zu finden sind /FFE-27 18/.

Die Analyse der Wärmebereitstellung über die Wärme-Dispatch-Zentrale wird für einen Biomassevergaser in Verbindung mit einem BHKW mit einer thermischen Leistung von 380 kW und einer elektrischen Leistung von 180 kW durchgeführt. Als weitere Komponente wird eine Wärmepumpe betrachtet, welche als Wärmequelle den auf dem Gelände verfügbaren Abwasserstrom mit einer Kaltleistung von 293 kW nutzt. Weil der Vergaser selbst für die Energieströme im Wärmenetz nicht von Relevanz ist, wird im Folgenden nur von einem BHKW gesprochen, womit immer das hinter den Vergaser geschaltete BHKW gemeint ist. Die Wärmeerzeugung aus dem Primärnetz wird als flexibel in der bereitstellbaren Wärmeleistung angenommen. Weitere Komponenten der Wärme-Dispatch-Zentrale sind der Mitteltemperatur (MT)- und der Hochtemperatur (HT)-Speicher sowie die notwendige Mess- und Regelungstechnik.

In **Abbildung 5-4** ist die Verschaltung der verschiedenen Wärmeerzeuger (links), Wärmespeicher (mittig) und Wärmeverbraucher (rechts) dargestellt sowie die Temperaturniveaus der auftretenden Wärmeströme. In dem betrachteten Wärmenetz muss die Kombination der Erzeuger insgesamt einen Temperaturhub von minimal 30 °C auf 75 °C erreichen.

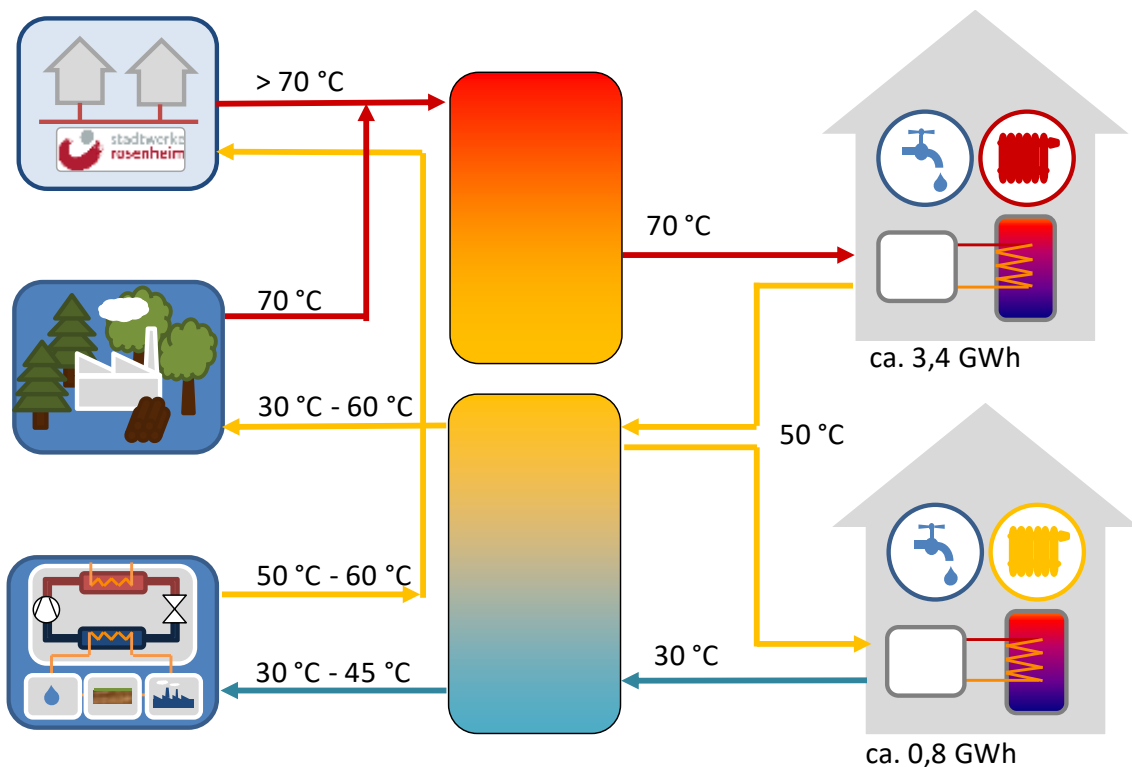


Abbildung 5-4: Verknüpfung der verschiedenen Wärmeerzeuger, -speicher und Wärmeverbraucher im betrachteten Konzept und relevante Temperaturniveaus

Der Rücklauf von Liegenschaft und Hochschule wird zunächst in den MT-Speicher gefahren, in welchem eine Temperaturschichtung von 30 °C bis maximal 60 °C vorliegt. Die Rücklauftemperatur der Liegenschaft entspricht der Vorlauftemperatur der Hochschule. Da die Versorgungssicherheit der Hochschule unabhängig von der Liegenschaft gewährleistet sein muss, wird auf eine direkte Verbindung zwischen einem der Liegenschaftsrückläufe und dem Hochschule-Vorlauf verzichtet. Der Rücklauf der Liegenschaft läuft somit immer in den MT-Speicher in der Wärme-Dispatch-Zentrale und läuft von dort zur Hochschule, wo das Temperaturniveau auf ca. 30 °C weiter abgesenkt wird. Dieser Rücklauf wird dann in die unterste Schicht des MT-Speichers geladen.

Um die Wärmepumpe möglichst effizient einzusetzen, übernimmt diese die Anhebung des niedrigsten Temperaturniveaus im MT-Speicher auf maximal 60 °C. Mit dem Vorlauf aus der Wärmepumpe werden die oberen Speicherschichten geladen. Aus diesen Temperaturschichten beziehen das BHKW und das Primärnetz Wärme auf dem Temperaturniveau von maximal 60 °C und heben dieses weiter an auf bis zu 75 °C. Um einen möglichst kontinuierlichen Betrieb des BHKWs zu ermöglichen, wird ein HT-Speicher bei Temperaturen von ca. 75 °C zwischen die HT-Wärmeerzeuger und Verbraucher geschaltet. Im betrachteten Fall dient das Primärnetz zusätzlich als Backup für die Wärmeversorgung in Zeiten hoher Nachfrage und als Hauptwärmequelle im Sommer.

Abbildung 5-5 zeigt den täglichen Wärmebedarfslastgang des gesamten betrachteten Gebietes unterteilt nach Temperaturhub. Der Wärmebedarf der gemischten Rücklauftemperatur der beiden Verbraucher bis zur Zieltemperatur von 60 °C ist als orangene Fläche dargestellt. Der weitere Wärmebedarf zur Erreichung des weiterhin benötigten Temperaturhubs von 60 °C auf 75 °C (Vorlauftemperatur der Liegenschaft) ist durch die blaue Fläche dargestellt. Die gemischte Rücklauftemperatur der beiden Verbraucher (in lila dargestellt) hängt von dem Verhältnis der Rücklaufströme der Verbraucher ab, daher ist das Verhältnis der beiden Temperaturhub-Flächen nicht konstant. Des Weiteren eingezeichnet sind die täglich von der Wärmepumpe erzeugbare Wärmemenge von ca. 10,5 MWh (bei Maximaltemperatur 60 °C und COP von 3 in grün) und darauf gestapelt die maximal täglich erzeugbare Wärmemenge des BHKWs von 9,12 MWh (in rot).

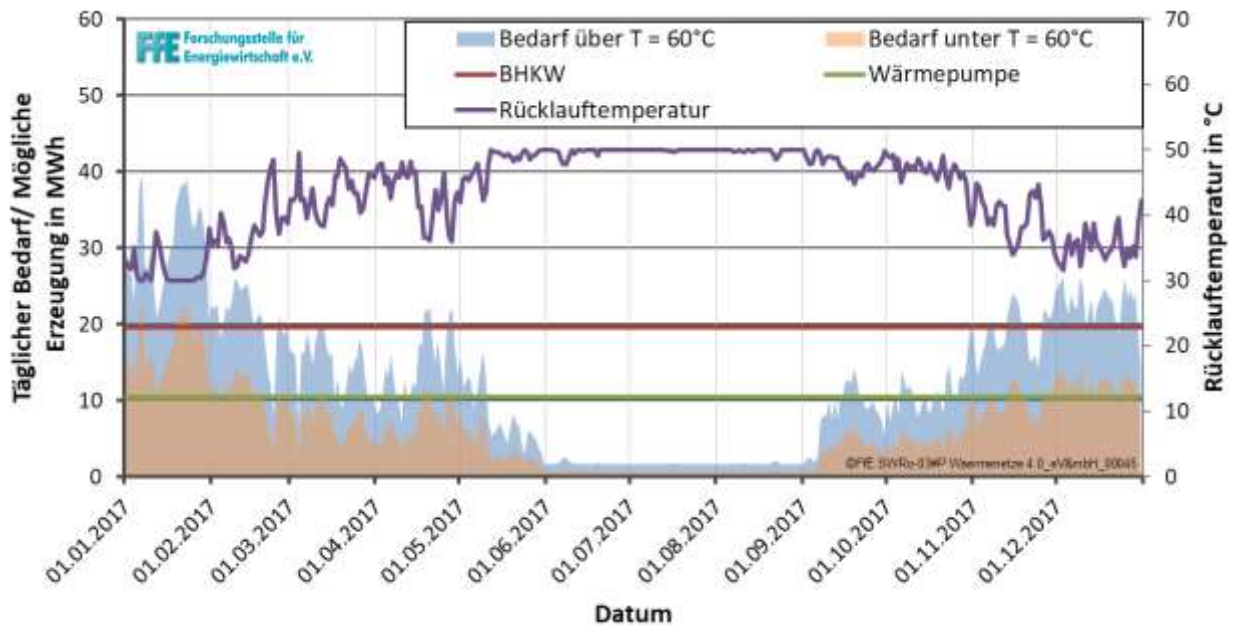


Abbildung 5-5: *Täglicher Wärmebedarf nach Temperaturhub (Zwischengrenze 60 °C) und gestapelte erzeugbare Wärmemenge der erneuerbaren Wärmequellen*

Es zeigt sich, dass die summierte Wärmeerzeugung aus den beiden betrachteten Wärmequellen im Winter zum Teil viel niedriger ist als der Wärmebedarf. Im Sommer hingegen überschreitet die erzeugbare Wärmemenge den Wärmebedarf weit. In der Übergangszeit zwischen Sommer und Winter sind die Differenzen zwischen verfügbarer Erzeugung und Bedarf weiterhin vorhanden, jedoch nicht so stark wie zu den anderen Jahreszeiten. Die Verschaltung der Erzeuger wird daher im Folgenden abhängig von der Heizlast des Gebietes bzw. der assoziierten Jahreszeit diskutiert.

Generell gilt, dass die erzielbaren Erlöse für den Verkauf des Stroms aus dem BHKW geringer sind als die Kosten für den Strombezug von extern für die Wärmepumpe. Daher wird der Strombedarf der Wärmepumpe immer durch das BHKW gedeckt. Liegt die Stromerzeugung über dem Bedarf, wird dieser am Strommarkt gehandelt.

Winterbetrieb

Im Winterbetrieb ist der Wärmebedarf höher als die erzeugbare Wärmemenge. Daher laufen beide erneuerbaren Wärmequellen bei Vollast und das Primärnetz deckt den Spitzenlastbedarf ab.

Die Rückläufe beider Verbraucher werden in den Mitteltemperaturspeicher gefahren und dort geschichtet. Generell gilt, dass das kälteste im Speicher vorliegende Temperaturniveau als Zustrom für die Wärmepumpe genutzt wird. Ist der Volumenstrom des Rücklaufs von der Hochschule höher als der mögliche Zustrom für die Wärmepumpe, ist das Temperaturniveau des Wärmepumpen-Zulaufs gleich dem Rücklauf der Hochschule. Ist der Volumenstrom des Rücklaufs niedriger als der Zustrom zur Wärmepumpe, wird ebenfalls höher temperiertes Wasser zugegeben, so dass sich eine neue Mischtemperatur des Wärmepumpen-Zulaufs ergibt.

Abbildung 5-5 macht deutlich, dass der Wärmebedarf bei 60 °C sehr viel höher liegt als die maximal erzeugbare Wärmemenge aus der Wärmepumpe. Um einen möglichst effizienten Einsatz der Wärmepumpe zu ermöglichen, kann deren Zieltemperatur somit abgesenkt werden. Wie **Abbildung 5-6** zeigt, liegt die erzeugbare Wärmeleistung bis zur eingestellten Zieltemperatur der Wärmepumpe dann näher an dem Wärmebedarf.

Gemäß Tabelle 5-2 führt die Absenkung der Zieltemperatur zu einer Steigerung des COP von 3 (bei Zieltemperatur 60 °C) auf 4 (bei Zieltemperatur 50 °C). Hierdurch reduziert sich die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe und somit die spezifischen Wärmekosten, jedoch reduziert sich zudem die aus der Wärmepumpe bereitgestellte Wärmeenergie (siehe Formel (3)). Somit ist im Winter die Zieltemperatur der Wärmepumpe davon abhängig, ob eine ökonomische bzw. ökologische Optimierung oder eine möglichst hohe Wärmebereitstellung aus der Wärmepumpe erfolgen soll.

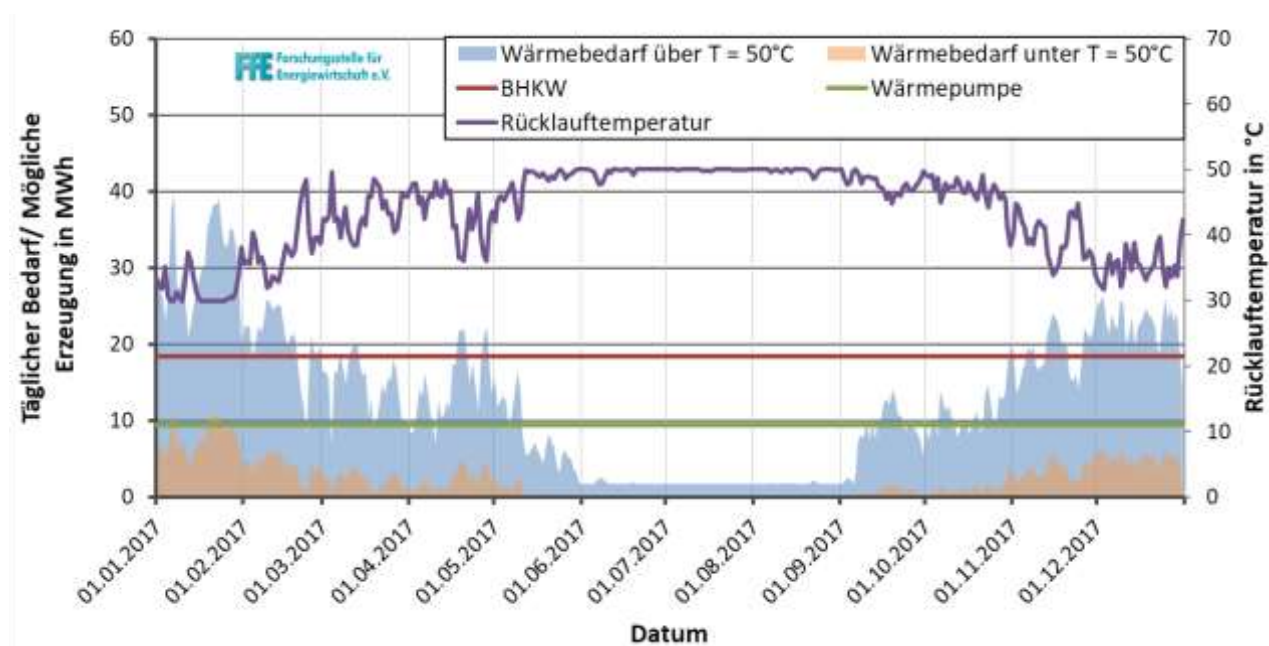


Abbildung 5-6. *Täglicher Wärmebedarf nach Temperaturhub (Zwischengrenze 50 °C) und gestapelte erzeugbare Wärmemenge der erneuerbaren Wärmequellen*

Das BHKW bezieht seinen Wärme-Zustrom aus dem Mitteltemperaturspeicher, wobei dieser aus technischen Gründen bei maximal 60 °C liegen darf. Nun kann gemäß Formel (11) entschieden werden, ob die Wärmeleistung des BHKWs genutzt wird, um einen geringen Volumenstrom möglichst auf die zu erreichende Zieltemperatur zu erhitzen oder ein möglichst konstanter Volumenstrom auf eine variierende Zieltemperatur erhitzt werden soll. Um die Notwendigkeit einer weiteren Temperaturschicht in MT- und HT-Speicher zu umgehen sowie die Effizienz der Wärmeübertragung vom BHKW auf den durchströmenden Volumenstrom zu maximieren wird festgelegt, dass das BHKW die Zieltemperatur erreichen soll und sich dementsprechend der durchströmende Volumenstrom einstellt.

Die abzüglich der Wärmeerzeugung aus Wärmepumpe und BHKW weiterhin benötigte Wärme wird vom Primärnetz bereitgestellt. Der Zustrom, welcher im Wärmeübertrager vom Primärnetz erhitzt werden soll, wird aus dem MT-Speicher bezogen.

Am MT-Speicher finden somit folgende Wärmeströme statt:

- Eintretende Wärmeströme:
 - Rücklauf der Liegenschaft
 - Rücklauf der Hochschule
 - Abstrom von der Wärmepumpe
- Austretende Wärmeströme:
 - Vorlauf der Hochschule
 - Zustrom zur Wärmepumpe
 - Zustrom zum BHKW
 - Zustrom zum Primärnetz-Wärmeübertrager

Am HT-Speicher finden folgende Wärmeströme statt:

- Eintretende Wärmeströme:
 - Abstrom vom BHKW
 - Abstrom vom Primärnetz-Wärmeübertrager
- Austretende Wärmeströme:
 - Vorlauf der Liegenschaft

Für Zeiten, in denen der Wärmebedarf weit über der bereitstellbaren Wärmeerzeugung aus Wärmepumpe und BHKW liegt, wird ausschließlich ein Bypass im HT-Speicher genutzt, um die Volumenströme von BHKW und Primärnetz zu verbinden. Daher ist nur ein Teil des Speichers auf dem Temperaturniveau von 75 °C, so dass unnötige Verluste vermieden werden. Die Verschaltung der Komponenten ist in **Abbildung 5-7** dargestellt.

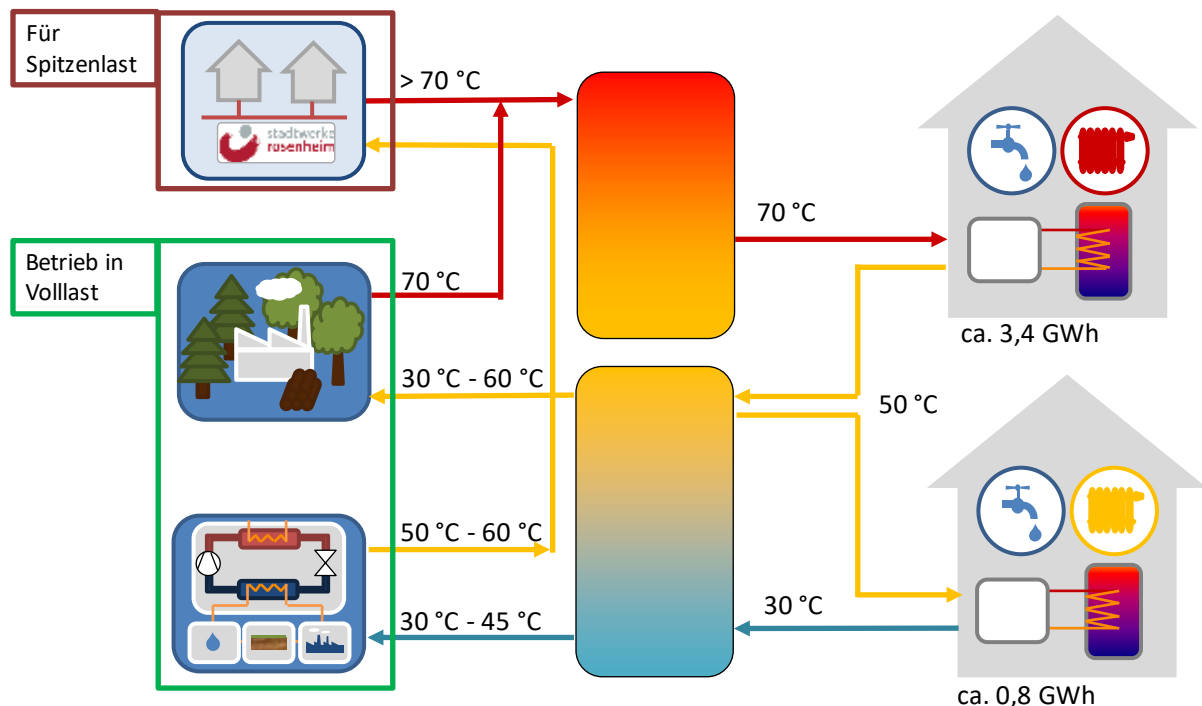


Abbildung 5-7: Verknüpfung der verschiedenen Wärmeerzeuger, -speicher und Wärmeverbraucher im betrachteten Konzept und relevante Temperaturniveaus im Winter

Übergangszeit

Während der HT-Speicher in den zuvor beschriebenen Jahreszeiten sehr wenig genutzt wird, ist dieser in den Übergangszeiten von hoher Bedeutung. In **Abbildung 5-8** ist die Verschaltung der einzelnen Komponenten in der Übergangszeit dargestellt. Prinzipiell sind wie im Winter alle Komponenten an der Wärmeerzeugung beteiligt. Zu Zeiten, in denen der Bedarf niedriger ist als die mögliche Erzeugung aus Wärmepumpe und BHKW, soll die erzeugte Wärme zwischengespeichert und zu Zeiten mit höherem Bedarf als Erzeugung verbraucht werden.

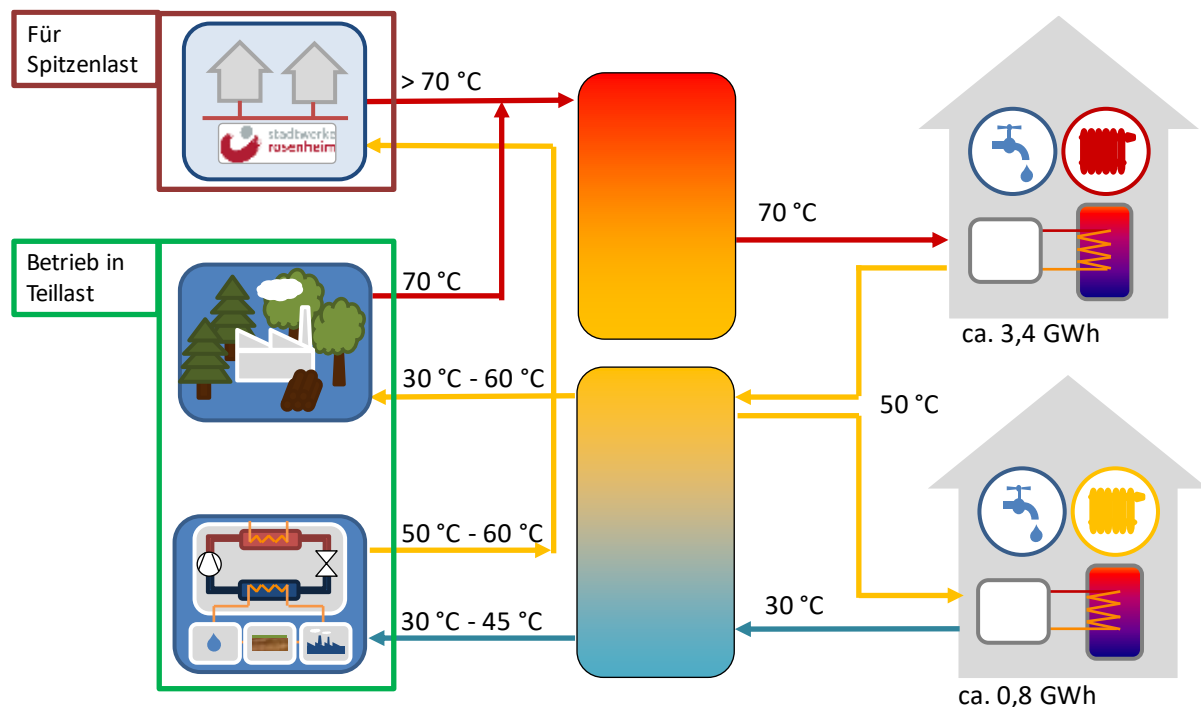


Abbildung 5-8: Verknüpfung der verschiedenen Wärmeerzeuger, -speicher und Wärmeverbraucher im betrachteten Konzept und relevante Temperaturniveaus in der Übergangszeit

Bei der Fahrweise der Wärmepumpe ist zu beachten, dass sich in der Übergangszeit die gemischte Rücklauftemperatur bereits erhöht, weswegen die Zieltemperatur der Wärmepumpe wieder auf 55 °C bis 60 °C angehoben werden sollte. Dies liegt daran, dass die Heizgrenztemperatur für die Hochschule auf Grund des höheren energetischen Standards niedriger liegt als die des Liegenschaftsgeländes.

Für den Betrieb des BHKW ist es besonders kritisch zu evaluieren, wann die Anlage in der Übergangszeit vor dem Sommer ab- bzw. nach dem Sommer anzuschalten ist.

Sommerbetrieb

Im Sommer unterliegt die Einsatzfähigkeit der erneuerbaren Wärmeerzeuger folgenden Limitationen.

Der Trinkwarmwasserbedarf liegt unter der minimalen Teillast des BHKWs und eine Taktung der Anlage ist nicht möglich (siehe Erläuterungen in Kapitel 5.1.4). Somit ist die Nutzung der Anlage im Sommer nicht möglich.

Die Minimallast der Wärmepumpe liegt oberhalb der erwarteten Sommerlast, allerdings ist eine Taktung der Anlage möglich. In dem Fall muss die Wärmepumpe jedoch den gesamten Temperaturhub auf die Vorlauftemperatur der Liegenschaft von 70 °C bewältigen, was zu einem COP von ca. 2 und somit einem hohen Strombedarf führen würde. Zudem steht der Strom aus dem BHKW nicht zu Verfügung, wodurch Strom von extern mit hohen Kosten bezogen werden muss.

Da der Wärmeübertrager zum Primärnetz keinen relevanten Limitationen bezogen auf die minimale Teillast und das erreichbare Temperaturniveau unterliegt, wird dieser im Sommer als alleinige Wärmequelle verwendet.

Um Speicherverluste zu vermeiden, werden sowohl der MT-Speicher als auch der HT-Speicher ausgeschaltet. Die Liegenschaft wird dann direkt über einen Bypass vom Primärnetz aus versorgt. Zusammengefasst ist die Verschaltung im Sommer in **Abbildung 5-9** visualisiert.

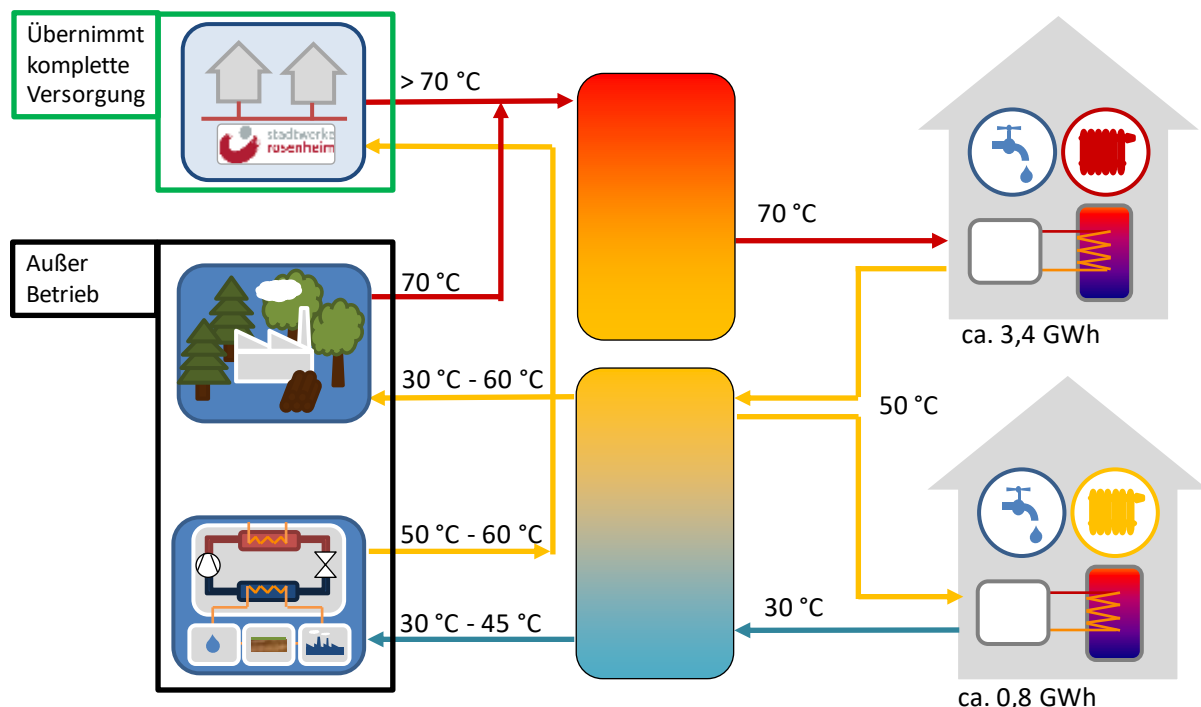


Abbildung 5-9: Verknüpfung der verschiedenen Wärmeerzeugern, -speichern und Wärmeverbraucher im betrachteten Konzept und relevante Temperaturniveaus im Sommerfall

Kosten

Die Gesamtkosten für die Wärme-Dispatch-Zentrale inklusive Vergaser, BHKW und Nebenanlagen, Anschluss an das Primärnetz, Überwachungs- und Steuerungseinheiten sowie Installationskosten werden mit 1.150.000 € veranschlagt. Weitere relevante Einzelpreise sind Holz inklusive Transport mit 305 €/t (Wärmeleistung 4,3 MWh/t), Abfallentsorgung 1.300 €/t und Stickstoffkosten 270 €/t.

5.4.4 Auslegung der verschiedenen Speicher

Für das Konzept werden zwei Speicher auf unterschiedlichen Temperaturniveaus benötigt. Im Folgenden wird dargestellt wie diese dimensioniert werden. Vorab ist

festzuhalten, dass die Dimensionierung hier nur zur Optimierung der Wärmeerzeugung selbst erfolgt. Potenziell ist ebenfalls eine Dimensionierung der Speicher zur Bereitstellung von Regelleistung durch BHKW und Wärmepumpe denkbar. Auf Grund der aktuell niedrigen Regelleistungspreise, wird dies hier vernachlässigt.

Hochtemperatur-Wärmespeicher ($T > 75 \text{ °C}$)

Der HT-Wärmespeicher dient primär dem kontinuierlichen Betrieb des BHKW + Vergaser. Da im Winter immer mehr Wärme benötigt wird als das BHKW erzeugen kann, muss für diesen Fall keine Wärme zwischengespeichert werden. Im Sommer wiederum würde das BHKW immer mehr Wärme erzeugen, als die Liegenschaft benötigt, weshalb das BHKW im Sommer abgeschaltet wird. Zur Dimensionierung werden somit nur Tage herangezogen, an denen mehr Wärme verbraucht wird als maximal erzeugt werden kann, es aber auch Stunden gibt, in denen mehr Wärme erzeugt als verbraucht wird. Der HT-Speicher wird demzufolge primär für die Übergangszeit benötigt, um die Leistung des BHKWs zwischenzuspeichern. Dies ist an insgesamt 54 Tagen im Jahr der Fall.

Das benötigte Speichervolumen (V_{Sp}) für die Zwischenspeicherung an den entsprechenden Tagen wird mit Formel (11) berechnet. Hierbei wird die an den Tagen mehr erzeugte Wärme ($Q_{mehr\ Erzeugung}$) durch die spezifische Wärmekapazität (c_p), die Dichte (ρ_{Fluid}) und die Differenz der minimalen ($T_{min,Speicher}$) und maximalen Temperatur ($T_{max,Speicher}$) des Speichermediums geteilt.

$$V_{Sp} = \frac{Q_{mehr\ Erzeugung}}{c_{p,Fluid} * \rho_{Fluid} * (T_{max,Speicher} - T_{min,Speicher})} \quad (12)$$

In **Abbildung 5-10** ist zu erkennen, welches benötigte Speichervolumen sich jeweils für die relevanten Tage ergibt. Um alle Tage vollständig auszugleichen, müsste ein Speicher mit 65 m^3 eingesetzt werden.

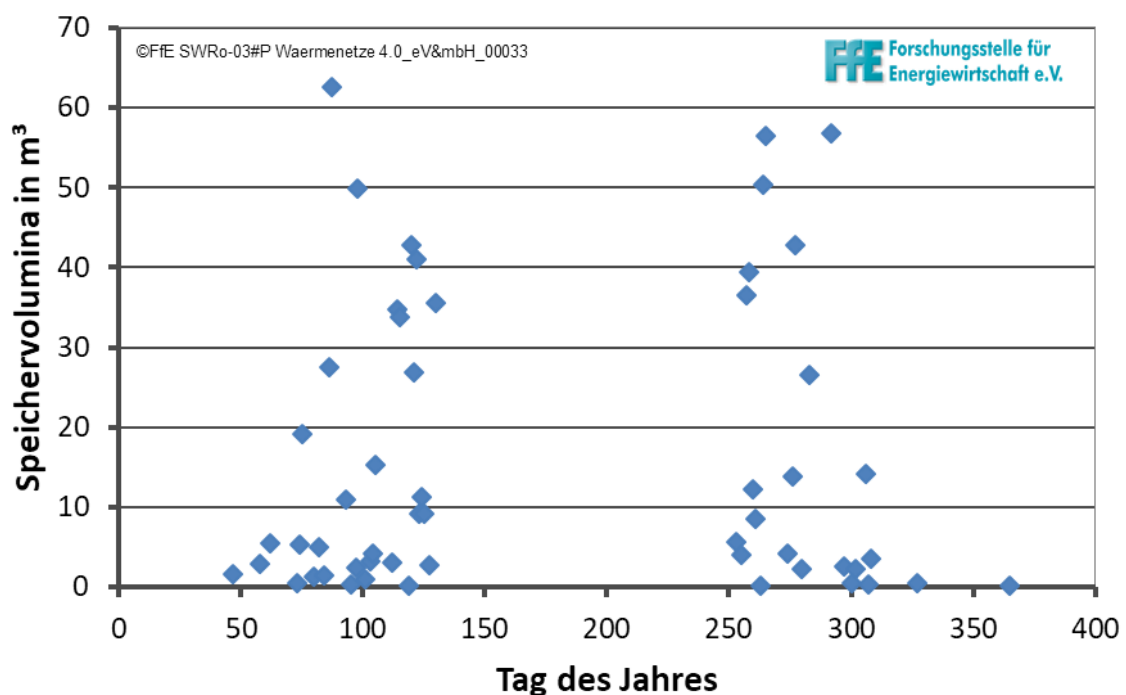


Abbildung 5-10: Speichervolumina zum Ausgleich der mehrerzeugten Wärme des BHKWs

Da der Speicher bei maximaler Dimensionierung nur einmal im Jahr vollständig geladen würde, wurde ein kleiner Speicher von 20 m³ gewählt. Dieser gewährt einen Ausgleich an 38 Tagen im Jahr.

Mitteltemperatur-Wärmespeicher ($T > 30\text{ °C}$, $T < 60\text{ °C}$)

Wie im Kapitel 5.4.3 beschrieben, dient der MT-Speicher als Puffer zwischen den verschiedenen Erzeugern und Verbrauchern.

Für die Dimensionierung des MT-Speichers werden alle Energieströme, die den Speicher be- und entladen, bilanziert. In **Abbildung 5-11** ist die Summe der variierenden Be- und Entladeleistungen dargestellt.

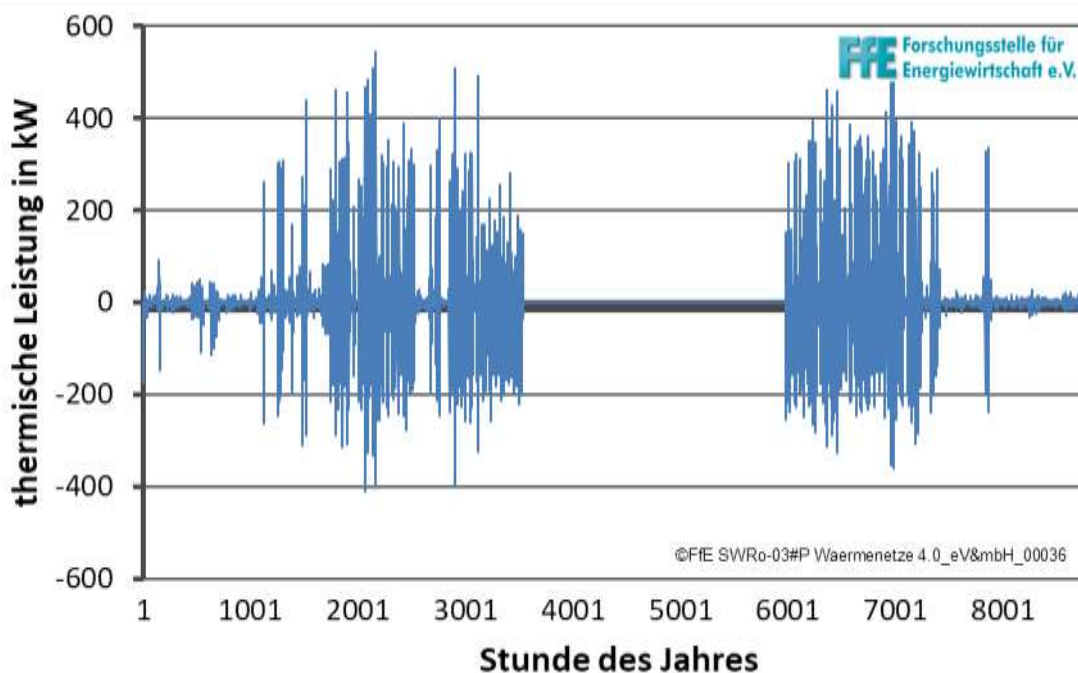


Abbildung 5-11: Summe der bilanzierten Be- und Entladeleistung des Mitteltemperaturspeichers

Mit Hilfe der Formel (11) ergibt sich durch das Einsetzen der maximalen Leistungsdifferenz statt des Erzeugungsüberschusses ein benötigtes Speichervolumen von 44 m³.

Speicherkosten und Verluste

Für die ausgewählten Speicher ergeben sich für den 20 m³ HT-Speicher Investitionen von 19.100 € und für den 44 m³ MT-Speicher Investitionen von 29.700 €. Die spezifischen Verluste ergeben sich jeweils zu 13 W/K für den HT- und 25 W/K für den MT-Speicher. Für die Wartung und Instandhaltung der Speicher ist je ein Kostensatz von 200 €/Jahr festgelegt.

5.4.5 Bestimmung der Wärmezusammensetzung und der Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie soll mit einem Tool abgeschätzt werden, welche Zusammensetzung der Wärme abhängig von der Verschaltungslogik der einzelnen Erzeuger erreicht werden kann und welche Wärmegestehungskosten daraus resultieren.

Verschiedene Vereinfachungen sind für eine Darstellung des Konzeptes in Microsoft® Excel notwendig. Soll das Konzept in Zukunft genauer analysiert werden, ist eine detaillierte Simulation speziell der hydrodynamischen Zusammenhänge im System sowie die Einbindung verschiedener regelungstechnischer Einschränkungen essenziell.

Vernachlässigte Rahmenbedingungen:

- minimaler und maximaler Volumenstrom in den einzelnen Wärmeerzeugern
- Volumenstrombilanz der Wärmespeicher
- Abhängigkeit der Effizienz des Wärmeübertragers vom Primärnetz bzw. vom BHKW, von den Ein- und Ausgangstemperaturen sowie dem Temperaturlevel
- genaue Modellierung der Schichten im Speicher und Rückwirkungen der Schichten aufeinander

Die Berechnung der Energieströme im Tool erfolgt prinzipiell in folgender Reihenfolge und wird hier auch in dieser beschrieben:

- Einteilung des Jahres in Wärmeerzeugung im Quartier und externe Wärmeerzeugung
- Berechnung der Energieströme und Verluste der Wärmenetze
- Bestimmung der Speicherfüllstände ohne Wärmeerzeugung
- Berechnung der Wärmeerzeugung aus den einzelnen Wärmeerzeugern

Alle hier dargestellten Berechnungsschritte werden für jeden Zeitschritt ausgeführt, wobei eine stündliche Auflösung auf Grund der Trägheit thermischer Massen als ausreichend anzusehen ist. Da insbesondere die Wärmeversorgung starken saisonalen Unterschieden unterliegt, muss immer ein ganzes Jahr simuliert werden, in diesem Fall das Jahr 2017 (Ableitung der Lastgänge siehe Kapitel 3.2).

Einteilung des Jahres in Wärmeerzeugung im Sekundärnetz und externe Wärmeerzeugung

Wie bereits im vorherigen Unterkapitel erläutert, verändert sich die Verschaltung der Wärmeerzeuger abhängig von den Wärmelasten und somit von der Jahreszeit. Zum Sommer hin werden BHKW und Wärmepumpe abgeschaltet und erst wieder im Herbst zugeschaltet. Prinzipiell wäre es möglich, diese Anlagen abzuschalten, sobald der Wärmebedarf niedriger ist, als die mit den beiden Wärmeerzeugern minimal bereitstellbare Wärmeleistung. Dies würde jedoch die Möglichkeit der Speichernutzung vernachlässigen. Daher wird zur Bestimmung des Kippunktes von „Wärmeerzeugung im Sekundärnetz“ zu „externe Wärmeerzeugung“ nicht nur der Wärmebedarf im aktuellen Zeitschritt betrachtet, sondern der durchschnittliche Wärmebedarf über mehrere Zeitschritte. Wenn dieser durchschnittliche Bedarf höher ist als die minimale Wärmeerzeugung im gleichen Zeitraum, findet die Wärmeerzeugung im Sekundärnetz statt. Generell gilt: Je länger der betrachtete Zeitraum, desto länger die Laufzeit der Wärmeerzeuger im Sekundärnetz. Für die hier dargestellten Ergebnisse wurde ein durchschnittlicher Betrachtungszeitraum von 96 Stunden festgelegt. Da hiermit ein zwischenzeitliches Einschalten des Vergasers im Mai und Juni nicht verhindert werden konnte, wurden diese Zeiträume manuell auf eine externe Wärmeerzeugung umgestellt.

Berechnung der Energieströme und Verluste der Wärmenetze

Die Energieströme im Netz leiten sich aus den festgelegten Vor- und Rücklauftemperaturen und dem Wärmebedarfslastgang des Verbrauchers ab. Vereinfachend wird im Tool nicht zwischen den in Kapitel 6.3.2 dargelegten verschiedenen Systemtemperaturen unterschieden, sondern mit kontinuierlichen Temperaturen von 70 °C Vor- und 50 °C Rücklauftemperatur der Liegenschaft sowie 50 °C Vor- und 30 °C Rücklauftemperatur der Hochschule gerechnet. Für die Netzverluste werden die Netzverlustkoeffizienten aus Kapitel 6.3.1 genutzt. Zur Vereinfachung wird eine konstante Referenzbodentemperatur von 12 °C angesetzt, sodass die Verluste konstant sind.

Bestimmung der Speicherfüllstände ohne Laden

Um in der Modellierung von Energieversorgungssystemen die Flexibilität der Speicher abzubilden, hat sich in verschiedenen Studien eine Bilanzierung der Energieströme um den Speicher bewährt /FFE-07 17/, /FFE-45 17/, /FFE-50 17/. Diese Speicherflexibilität wird über eine Variation des Speicherinhaltes bzw. der mittleren Speichertemperatur modelliert.

Im Wärmenetztool werden zunächst vom HT-Speicherfüllstand des vorherigen Zeitschrittes die in dem aktuellen Zeitschritt auftretende Energieabgabe an das Wärmenetz der Liegenschaft, die im Netz auftretenden Wärmeverluste sowie die in der Zwischenzeit aufgetretenen Wärmeverluste des Wärmespeichers abgezogen. Da die Temperatur der Speicher schwankt, sind im Tool für beide Speicher spezifische Wärmeverlustwerte in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Außentemperatur (in W/dK) hinterlegt. Das Ergebnis der Subtraktion entspricht dem Ladefüllstand des Speichers, wenn dieser nur entladen wird.

Zum vorherigen Speicherfüllstand des MT-Speichers wird der Rücklauf der Liegenschaft addiert, subtrahiert werden neben dem Vorlauf der Hochschule, die Netz- und Speicherverluste sowie die zum Primärnetz und zum BHKW strömenden Energiemengen.

Im Winter wird nur ein Bypass im HT-Speicher genutzt, daher entspricht die Starttemperatur des HT-Speichers seiner Minimaltemperatur. Der MT-Speicher hingegen wird auch im Winter intensiv entladen und beladen, weswegen hier als mittlere Starttemperatur ein Mittelwert von Minimal- (30 °C) und Maximaltemperatur (60 °C) also 45 °C gewählt wird.

Da die Wärmespeicher nur für die Wärmebereitstellung aus Wärmeerzeugern des Sekundärnetzes benötigt werden, sind diese in dem Zeitraum mit externer Wärmeerzeugung, also im Sommer, nicht geladen. Somit entspricht ihre Temperatur dann kontinuierlich der Außentemperatur. Zu diesen Zeiten werden trotzdem weiterhin alle Wärmeströme, jeweils Vor- und Rücklauf von Liegenschaft und Hochschule sowie Zu- und Abstrom zum Primärnetz über den HT-Speicher bilanziert.

Berechnung der Wärmeerzeugung aus den einzelnen Wärmeerzeugern

Wurde im ersten Schritt der Logik festgestellt, dass in dem betrachteten Zeitraum eine externe Wärmeerzeugung stattfindet, so wird der gesamte Wärmebedarf vom Primärnetz bereitgestellt.

Im anderen Fall erfolgt die Wärmebereitstellung aus einer Kombination aller vorhandenen Wärmeerzeuger und –speicher. Zunächst wird der *Speicherfüllstand ohne Laden* des HT-Speichers mit dem Minimal- und Maximalfüllstand verglichen. Wird durch Beladen des Speichers mit dem BHKW unter Volllast der maximale Speicherfüllstand nicht überschritten, so erfolgt eine Beladung bei Maximallast. Würde der Speicher bei Beladung mit Volllast den maximalen Speicherfüllstand überschreiten, wird nur mit 50 % der möglichen Wärmeerzeugung aus dem BHKW geladen.

Nach der Beladung über das BHKW wird der neue Speicherfüllstand berechnet. Liegt dieser unter dem minimalen Speicherfüllstand, wird die restliche benötigte Wärme zur Erreichung des minimalen Speicherfüllstandes über das Primärnetz bereitgestellt.

Ähnlich wird für die Beladung des MT-Speichers verfahren, jedoch darf diese im Gegensatz zum BHKW auch während der Zeit mit Wärmebereitstellung im Sekundärnetz takten. Je nach mittlerer Temperatur des MT-Speichers ist zudem eine Zieltemperatur der Wärmepumpe und der entsprechende COP interlegt.

5.5 Modularität der Gesamtkonzepte für zukünftige Entwicklungen

Hier wird auf die Modularität der Wärmeversorgung unterteilt nach Wärmeversorgungskonzept und Art der Verbrauchsänderung eingegangen.

Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen - Bedarfsreduktion

Im Falle einer nachgelagerten Reduktion des Wärmebedarfes in den Gebäuden der Liegenschaft müssten die dezentralen Wärmepumpen ggf. durch geringer dimensionierte ersetzt werden. Dies ist damit begründet, dass dies zu einem kontinuierlichen Betrieb der Anlagen in Teillast bzw. zu erhöhtem Takten führt. Dies wiederum führt zu einem insgesamt schlechteren COP und somit einem höheren Strombedarf.

Die resultierende Absenkung des Wärmebedarfes aus dem Niedertemperaturnetz kann entweder zu Lasten der zentralen Wärmepumpe oder des Wärmebezugs aus dem Primärnetz erfolgen. Hier gilt ebenfalls, dass ein Betrieb der Wärmepumpe in Teillast verhindert werden sollte. Der Wärmebezug aus dem Primärnetz unterliegt in Last und Energiemenge keinen relevanten Einschränkungen.

Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen – Bedarfssteigerung

Kommt es zu einer Bedarfssteigerung in einzelnen Liegenschaftsgebäuden, sind hier definitiv Wärmepumpen mit höheren Leistungen oder zusätzlich dezentrale Wärmeerzeuger einzubringen.

Sollen weitere Verbraucher an das Netz angeschlossen werden, sind diese, je nach benötigtem Temperaturniveau, entweder direkt mit Wärme aus dem Niedertemperaturnetz zu versorgen oder benötigen weitere dezentrale Wärmepumpen. Der Anstieg des Wärmebedarfes aus dem Niedertemperaturnetz kann problemlos über eine Steigerung der Wärmebereitstellung aus dem Primärnetz erfolgen.

Wärme-Dispatch-Zentrale – Bedarfsreduktion

Eine starke Bedarfsreduktion auf dem Liegenschaftsgelände würde zu einem erhöhten Betrieb des BHKWs und der Wärmepumpe in Teillast führen oder sogar zu einer längeren Stillstandszeit der Anlagen. Da das BHKW im Gegensatz zur Wärmepumpe den

gewünschten Temperaturhub allein erreichen kann, ist im Falle der Bedarfsreduktion eine Absenkung der Betriebsdauern der Wärmepumpe sinnvoller als der kontinuierliche Betrieb der Anlagen in Teillast. Ein erhöhter Betrieb in Teillast reduziert die Effizienz und steigert die spezifischen Kosten für die bereitgestellte Energie aus dem BHKW (siehe Kapitel 5.1.4). Somit wären die angestrebten Anteile der Wärme aus erneuerbaren Energien nicht mehr einzuhalten.

Die Reduktion des Wärmebedarfs auf dem Gelände der Hochschule hätte zur Folge, dass sich die durchschnittliche Rücklauftemperatur erhöht. Hierdurch müsste die Wärmepumpe bei höheren Temperaturen eingesetzt werden, wodurch ihre Effizienz reduziert werden würde.

Wärme-Dispatch-Zentrale – Bedarfssteigerung

Da die kombinierte Leistung der vorhandenen Wärmeerzeuger BHKW und Wärmepumpe die Wärmelast meist übersteigt, hätte eine Bedarfssteigerung einen positiven Effekt auf die Wärmebereitstellung aus der Wärme-Dispatch-Zentrale.

In den Szenarien zur Erhöhung des Wärmebedarfs ist zu unterscheiden, auf welchem Temperaturniveau dieser Mehrbedarf besteht. Erhöht sich der Wärmebedarf auf dem Temperaturniveau der Liegenschaft, kann dieser durch einen verstärkten Einsatz des BHKWs gedeckt werden. Dies hätte eine positive Rückwirkung auf die Erzeugung, da sich hiermit die Stunden im Teillastbetrieb reduzieren würden. Hierdurch steigt jedoch die durchschnittliche Rücklauftemperatur, was negative Auswirkungen auf die Nutzbarkeit der Wärmepumpe hätte. Des Weiteren würde in dem Fall der Anteil der Wärmepumpe an der Wärmebereitstellung sinken.

Stiege der zu deckende Wärmebedarf auf dem Temperaturniveau der Hochschule, würde dies zu einer Absenkung der durchschnittlichen Rücklauftemperaturen führen. Dies hätte einen positiven Effekt auf die Effizienz der Wärmepumpe, da diese nur auf eine niedrigere Zieltemperatur eingestellt werden könnte. Allerdings kann eine Erhöhung des Wärmebedarfs auf diesem Temperaturniveau auch dazu führen, dass ein weiterer Niedertemperatur-Wärmeerzeuger (z. B. Wärmepumpe mit oberflächennaher Geothermie) in das Netz eingebaut werden muss.

6 Verteilung der Wärme

Generell unterscheidet man bei der Verteilung der Wärme im Wärmenetz zunächst zwischen der Anzahl der Netzstränge, wobei 2-, 3- und 4-Leiter eingesetzt werden. Ein 2-Leiter-Netz besteht aus einem Vor- und einem Rücklauf. Ein 3-Leiter-Netz hingegen weist meist zwei Vorläufe (einmal konstante Temperatur für Trinkwarmwasser, einmal variable Temperatur für Raumwärme) und einen gemeinsamen Rücklauf auf. Bei 4-Leitern werden jeweils getrennte Vor- und Rückläufe für Raumwärme und Trinkwarmwasser verwendet. Die Konzepte mit mehr als zwei Leitern sind speziell für die Wärmeversorgung von Niedrigenergiegebäuden interessant, da hier Wärme für Trinkwarmwasser häufig auf einem Temperaturniveau um 70 °C bereitgestellt werden muss, für Raumwärme jedoch niedrigere Temperaturen ausreichen.

In den betrachteten Konzepten wird sowohl für die Liegenschaft als auch für die Hochschule von einem Wärmenetz mit zwei Leitern ausgegangen. Sowohl auf dem

Liegenschafts- als auch auf dem Hochschulgelände liegen die erwarteten Temperaturen nah beieinander. Zudem existiert auf dem Liegenschaftsgelände bereits ein Wärmenetz mit zwei Leitern.

Im Folgenden wird zunächst das Bestandsnetz der Liegenschaft hinsichtlich seiner Nutzbarkeit im neuen Versorgungskonzept sowie eine Erweiterung des Netzes (siehe Kapitel 6.1) untersucht. Anschließend erfolgt in Kapitel 6.2 eine Netzauslegung für das Netz der Hochschule. Auf untersuchte Möglichkeiten der Variation der Netztemperaturen wird in Kapitel 6.3 eingegangen.

6.1 Netz der Liegenschaft der Bundespolizei

Um die Schwachstellen im Rohrnetz der Bestandsanlage zu identifizieren, wird das Leitungsnetz nach analogen Plänen im Simulationsprogramm STANET nachkonstruiert. Das maßgebliche Ziel der Simulation ist es, Leitungsabschnitte zu identifizieren in denen die Fließgeschwindigkeiten des Trägermediums über den Wert von 1 m/s liegen und somit überdurchschnittliche Druckverluste hervorgerufen werden.

In STANET erfolgt eine hydraulische Simulation eines definierten Betriebspunktes eines Wärmenetzes, um die hydraulischen Grenzen für Auslegungen zu bestimmen – i. d. R. eine Kurzparameterstudie für Normheizlasten, extreme Betriebspunkte, Netzerweiterungen, Neuerschließungen etc. Es findet keine dynamische Jahressimulation statt. Eingangsparameter sind

- Netzstruktur (Längen, Verläufe, Durchmesser, Temperaturen)
- Verbraucherlastgänge je Gebäude und Verortung des Netzabgabepunktes (Leistung, Temperatur)
- Erzeugung wird aus Verbrauch und Verlusten bestimmt.
- Position des bzw. der Erzeuger

Das Verbraucherprofil der STANET-Simulation wurde in dieser Auswertung angepasst. Als Grundlage dient die leistungsbeziffernde Tabelle zur Auslegung der Hausübergabestationen (siehe **Tabelle 6-1**). Die Tabelle enthält je Gebäude der Liegenschaft (nummerierte Gebäude) und für die Hochschule (FH) die wesentlichen Angaben zur Auslegung von Wärmenetz und Hausübergabestationen. In der Spalte „Maximale Heizleistung“ sind die aus den Messdaten abgeleiteten maximalen Heizleistungen der einzelnen Gebäude dargestellt, in der Spalte „Maximale Trinkwarmwasserleistung“ wurden angenommene Werte, abgeleitet aus den vorhandenen Zapfstellen, eingetragen.

Tabelle 6-1: Leistungserfassung für die Bestimmung der Auslastung des Wärmenetzes

Gebäude	Maximale Heizleistung in kW	Maximale Leistung Trinkwarmwasser in kW	Nach Ansetzen der zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren anzusetzende max. Leistung in kW	Nach Ansetzen der zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren anzusetzende minimale. Leistung in kW
846	50	0	24	0
850	150	0	72	0
856	150	0	72	0
857	150	0	72	0
FH	640	6,7	640	1,4
841	100	50	58	10
851	200	75	111	15
863	100	75	63	15
865	100	75	63	15
842	150	100	92	20
843	150	75	87	15
844	150	200	112	40
845	200	200	136	40
847	150	100	92	20
848	150	100	92	20
849	150	200	112	40
852	150	75	87	15
860	500	100	260	20
Gesamt	3390 kW	1425 kW	2245 kW	285 kW

Die in der Simulation hinterlegten Leistungen entsprechen der „Nach Ansetzen der zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren anzusetzende max. Leistung“ aus Tabelle 6-1. In diesem Wert wurde bereits ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,48 für die Heizung und 0,2 für die Trinkwasserbereitstellung impliziert, welche der Fachliteratur entnommen sind /UBK-205918/ und denen für einen Hotelbetrieb entsprechen.

In Summe ergibt sich ohne Hochschule somit eine Leistung aller Anlieger von 1.605 kW. In der Simulation wurde für die Rohrdimensionierung ein Gleichzeitigkeitsfaktor der Leistungsbezüge der Gebäude von 0,9 hinterlegt. Somit ergibt sich ein maximaler Verbrauch von 1.444,5 kW.

Bestandsnetz

Das bestehende Netz des Liegenschaftsgeländes ist in den meisten Abschnitten für eine Druckstufe PN16 und eine Temperatur von 120 °C ausgelegt worden. D. h. sämtliche angedachten Betriebsweisen für das Wärmenetz 4.0 sind mit dem Bestandsnetz realisierbar. Im Folgenden wird das Netz auf resultierende Druckverluste untersucht. Hierbei werden die Standardtemperaturspreizungen von 90 °C / 60 °C und 75 °C / 60 °C angesetzt. Zwar entsprechen diese nicht den gewählten Systemtemperaturen, für die Prüfung der Nutzbarkeit des Netzes für das neue Konzept und dessen Robustheit gegenüber Schwankungen im System ist die Prüfung verschiedener maximaler und minimaler Temperaturspreizungen jedoch von großer Bedeutung.

In **Abbildung 6-1** ist das Bestandsnetz in der STANET-Ausgabe mit einem ursprünglichen Einspeisepunkt im Norden des Bundespolizeigeländes dargestellt. In der Simulation ergibt sich für das Bestandsnetz durch die Netzverluste von 86,67 kW eine Gesamteinspeisung von ca. 1.531 kW. Das Netzvolumen beläuft sich auf ca. 30,6 m³. Die spezifischen Reibungsverluste liegen weit unter dem kritischen Grenzwert von 1500 mbar/km.

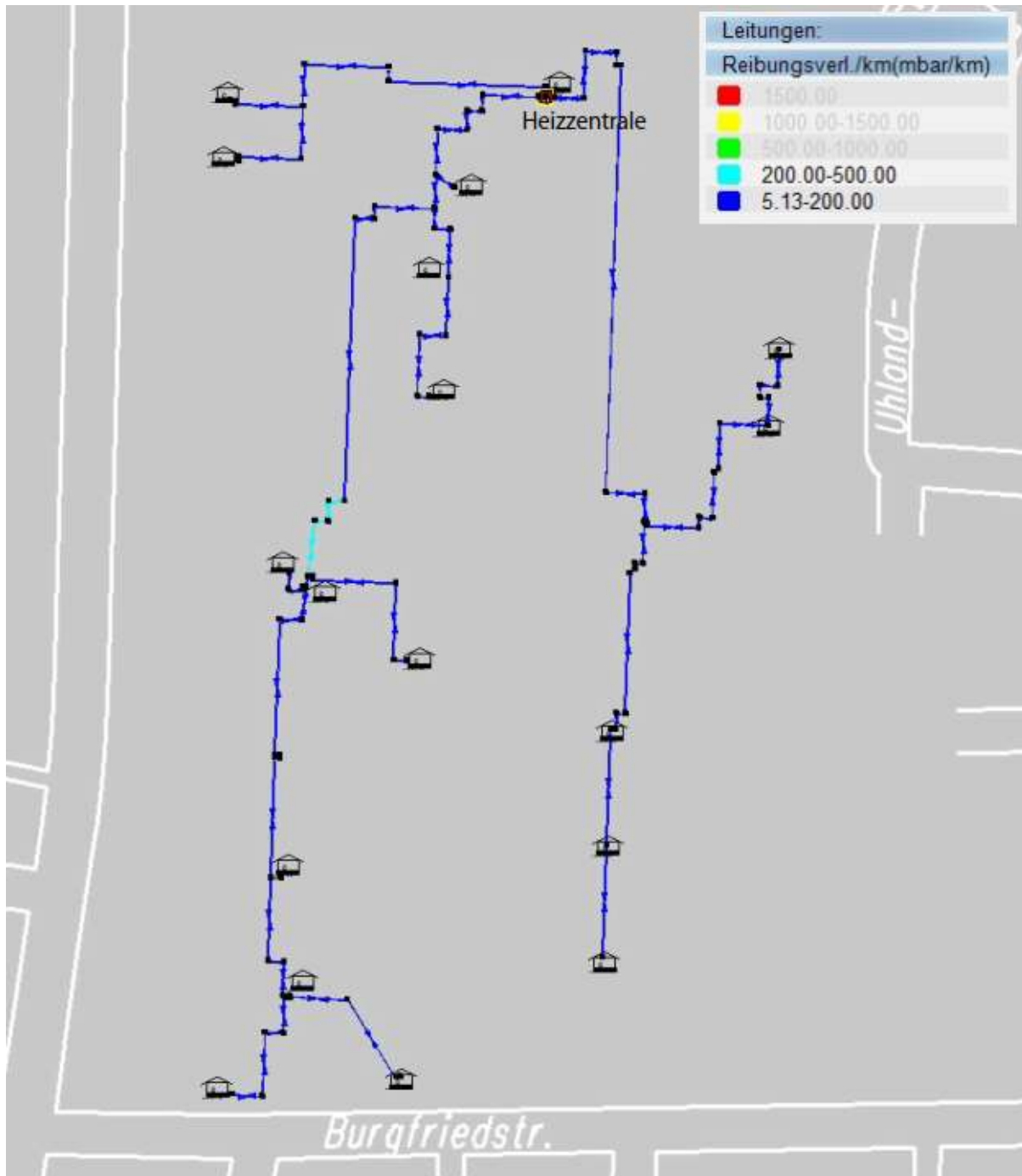


Abbildung 6-1: Simulation des Bestandsnetzes mit VL/RL = 90 °C/60 °C

Für eine Spreizung von lediglich 15 K (siehe **Abbildung 6-2**) erhöhen sich zwar die Reibungsverluste über alle Leitungsabschnitte, dennoch liegen diese innerhalb der erwünschten Spanne.

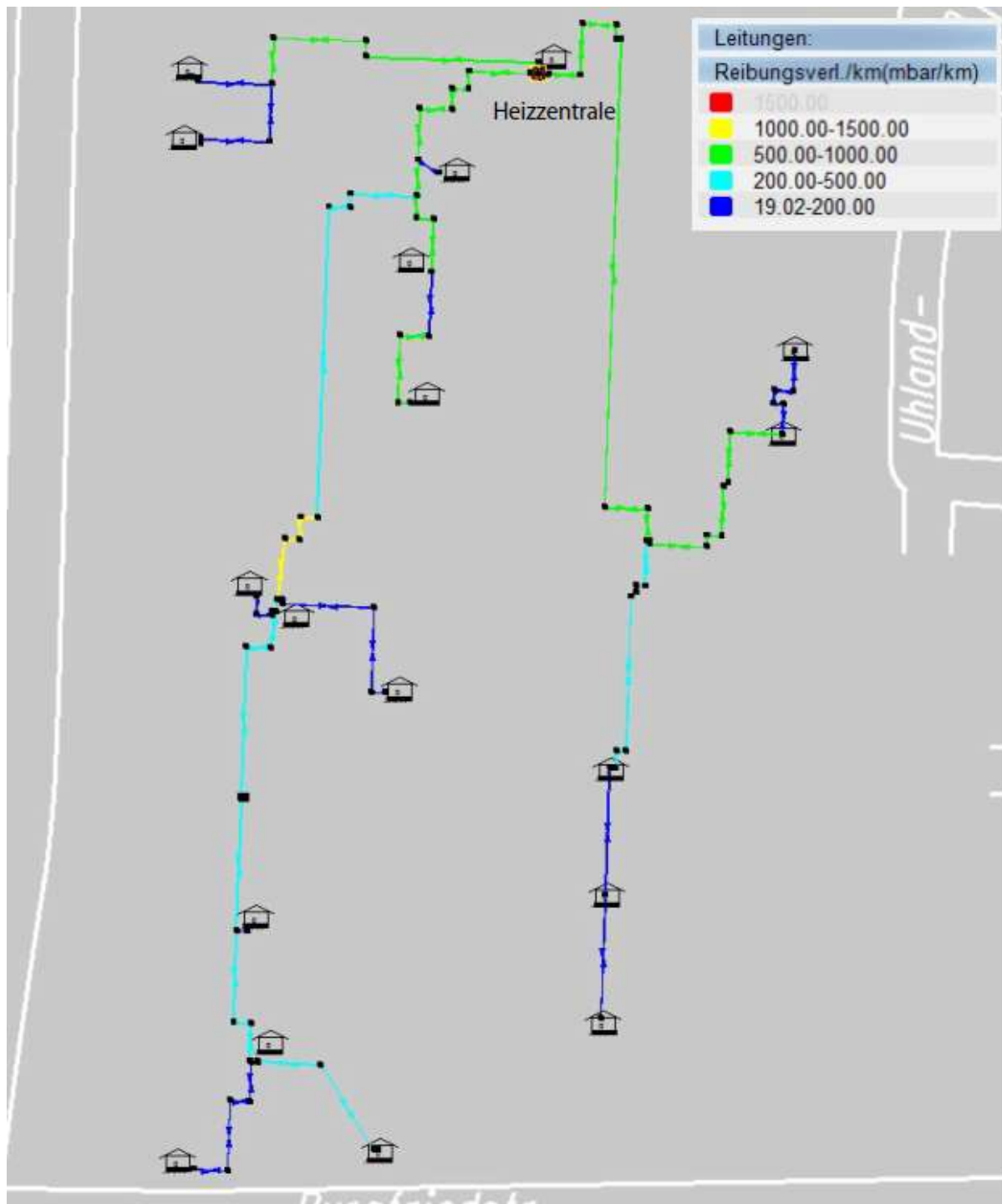


Abbildung 6-2: Simulation des Bestandsnetzes mit VL/RL = 75 °C/60 °C

Bestandsnetz mit Neubau

In **Abbildung 6-3** ist das Bestandsnetz mit der Einspeisung nach den Planungen neu verknüpft. Nachdem durch den neuen Einspeisepunkt nun mehr Volumenstrom im nördlichen Bereich notwendig ist, wird zu dessen Entlastung eine Ost-West Trasse in der Dimension DN100 miteingebracht. Es ergeben sich keine hydraulischen Problematiken. Weitere bauliche Veränderungen sind somit nicht notwendig.

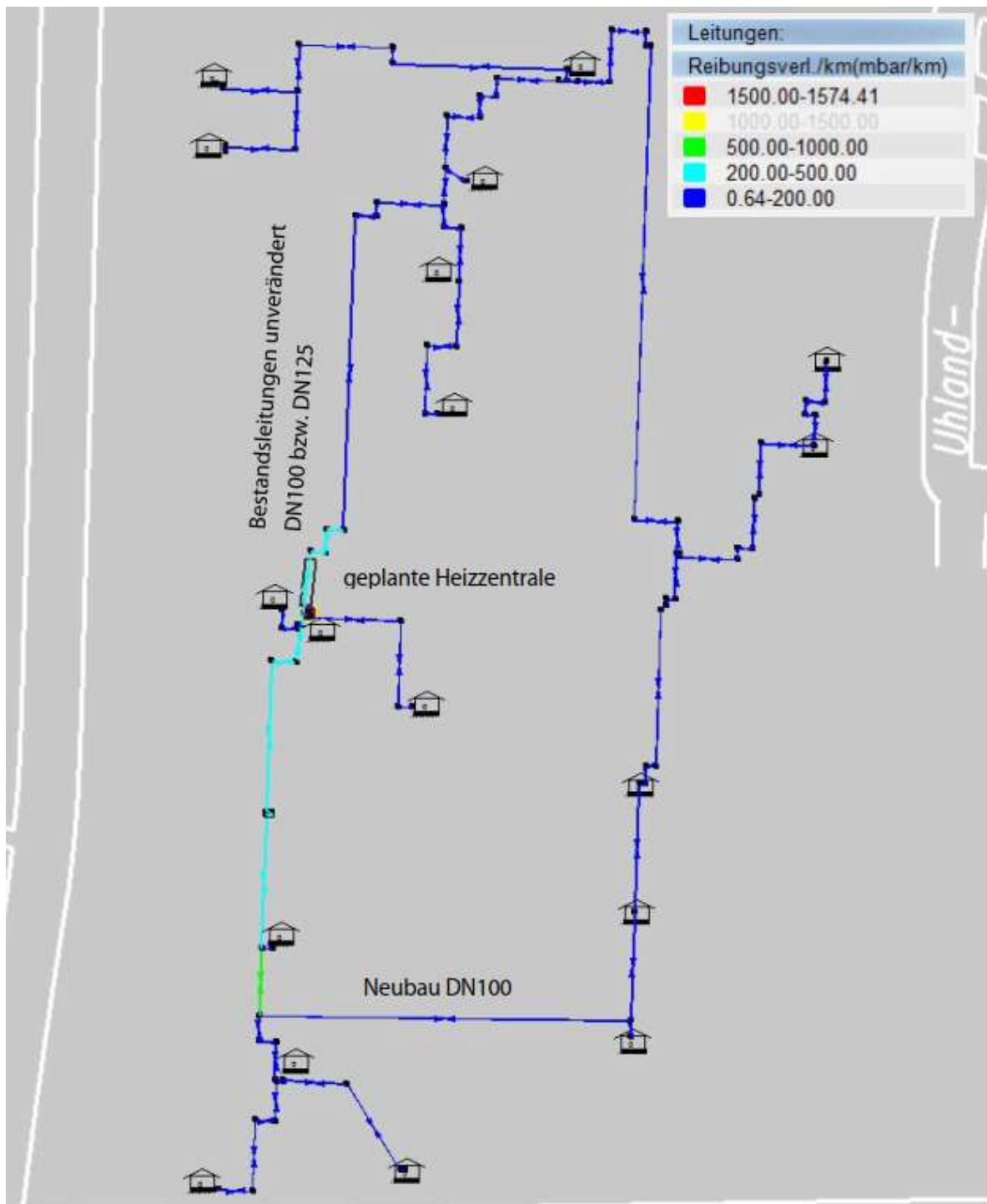


Abbildung 6-3: Bestandsnetz mit Neubau VL/RL = 90 °C/60 °C

Für eine Spreizung von 15 K ergibt sich für das Bestandsnetz mit Neubau nach **Abbildung 6-4** ein ausgeprägter Druckverlustbereich. Der Neubau der Ost-West Trasse bringt eine erwünschte Entlastung.

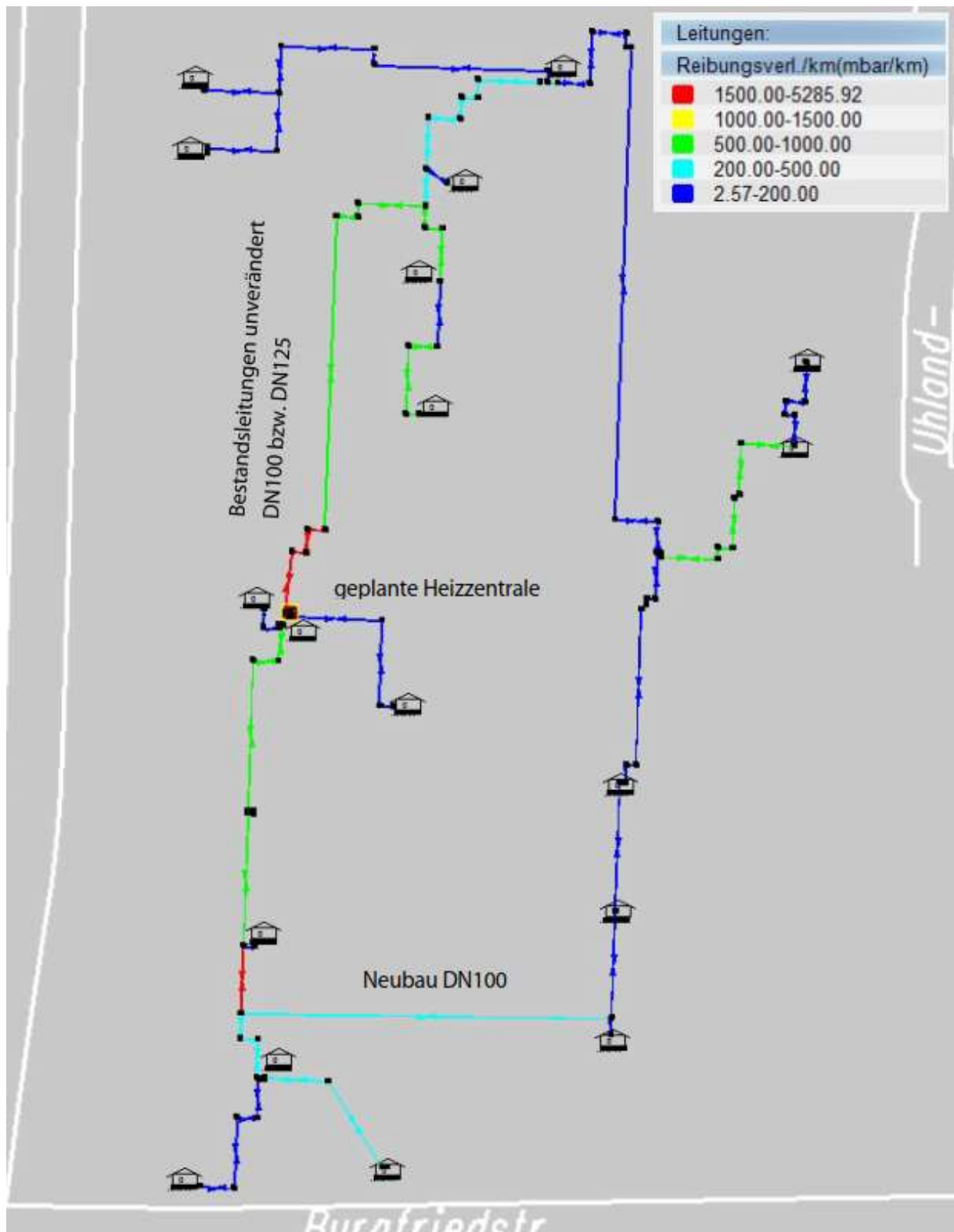


Abbildung 6-4: Bestandsnetz mit Neubau VL/RL = 75 °C/60 °C

Nur in kurzen Leitungsabschnitten ist mit einem erhöhten spezifischen Reibungsverlust zu rechnen. Durch die kurzen Längen ergeben sich geringe absolute Druckverlust erhöhungen. Um diesen Sachverhalt und potenziell zusätzlicher Pumpleistung entgegenzuwirken, besteht ein Lösungsansatz darin, die betreffenden Rohrabschnitte auf DN125 bzw. DN100 aufzuweiten.

Pumpendimensionierung

Auf Grund der Veränderung des Temperaturniveaus im Bestandsnetz der Liegenschaft ist eine Erneuerung der Umwälzpumpen notwendig. Aus den zuvor bestimmten Volumenströmen lässt sich allein für das Bestandsgelände eine benötigte maximale Leistung der Umwälzpumpe von 4,3 kW ableiten. Für die genaue Pumpenwahl gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten. Zum einen kann eine zentrale frequenzgeregelte Pumpe für das Gesamtnetz eingesetzt werden. Diese würde allerdings fast immer in Teillast laufen, was speziell zu Zeiten geringer Abnahme im Sommer zu starken Wirkungsgradverlusten führen kann. Zum anderen ist eine Verwendung verschiedener Pumpen je Strang bzw. mehrerer zentraler gestaffelter Pumpen möglich. Die genaue Pumpenauslegung erfolgt in der Detailplanung. Je nach effizientester Verschaltung der Pumpen ist auch zu bestimmen, ob diese z. B. nach Rücklauftemperatur des Wärmenetzes oder Außentemperatur gesteuert werden.

Anbindung an das Primärnetz

Es muss eine neue Fernwärmearbeitung an das Netz der Stadtwerke Rosenheim in DN200 gebaut werden.

6.2 Wärmenetz der Hochschule

Im Zuge der neu zu verlegenden Trassen wird der Einsatz von neuen Materialien im Tief- und Rohrleitungsbau geprüft.

Vor allem beim Bau des Netzes zur Hochschule können verschiedene Möglichkeiten geprüft werden, um ein modernes kostengünstiges Netz aufzubauen. Die Trassenlänge wird mit ca. 500 m und einer Dimension von DN100 veranschlagt.

Material- und Verlegekosten

Die Stadtwerke Rosenheim stellen jedes Jahr die Tief- und Rohrleitungsbaukosten verschiedenster Projekte zusammen und ermitteln so reale Preise pro Trassenmeter und Dimension, vor allem aber auch den Anteil des Materials, der Rohrbau- und Tiefbaukosten an den Gesamtkosten. Die Kostenaufteilung bei einer Fernwärmeneuverlegung ist in Tabelle 6-2 dargestellt:

Tabelle 6-2: *Anteile der Kostenkomponenten bei der Fernwärmeneuverlegung*

Dimension	Materialanteil	Rohrleitungsbau	Tiefbau
DN25	13 %	17 %	70 %
DN40	13 %	15 %	72 %
DN50	12 %	13 %	75 %
DN80	11 %	15 %	74 %
DN100	12 %	15 %	73 %
DN150/200	15 %	15 %	70 %

Im Durchschnitt liegt der summierte Anteil von Rohrleitungsbau und Material zwischen 25 % und 30 % der Gesamtkosten, so dass Ersparnisse von kostengünstigerem Material

kaum eine Rolle spielen. Beispielhaft führt eine Ersparnis im Bereich Rohrleitungsbau und Material von 10 % lediglich zu einer Ersparnis in den Gesamtkosten von ca. 3 %.

Die Betriebstemperaturen und –drücke lassen auch Kunststoffe als Rohrmaterialien zu. Ebenso ist die Statik dementsprechend einfacher gestaltbar und der Rohrleitungsbau gegenüber dem Standard kostengünstiger zu gestalten. Bei einer Länge von 500 Trassenmetern und einer Dimension in DN100, belaufen sich die Materialkosten für Kunststoffmantelrohr (KMR) erfahrungsgemäß auf 40.000 €. Im Vergleich dazu würde dieselbe Trasse in PE-Xa ca. 58.000 € kosten, so dass die reinen Materialkosten bei der Verwendung von Kunststoffen höher sind.

Der tatsächliche Kostenvorteil ist potenziell in den Tiefbaukosten zu sehen. Die Kunststoffrohre sind in DA110/180 als Bundware in einer Länge von ca. 85 m lieferbar. Falls die Trasse im Pipelineverfahren realisierbar ist, könnten sich so die hohen Tiefbaukosten reduzieren lassen. Dieses Verfahren ist innerstädtisch auf Grund der hohen Spartendichte meist nicht durchführbar und muss projektspezifisch in der Detailplanung betrachtet werden. Für die Trasse zur Hochschule ist insbesondere die Querung der Bundesstraße mittels Spülbohrung eine Herausforderung für das Fernwärmerohr, da hier hohe Zugkräfte anliegen. Diese liegen voraussichtlich deutlich über dem Maximum des Kunststoffrohres, was in der Detailplanung geprüft werden muss.

Angenommen, die gesamte Trasse DN100 kann in dem Verfahren verlegt werden und die Kopflöcher alle 85 m werden vernachlässigt, würde sich ein schmalere Graben und demnach der Invest im Tiefbau um bis zu 40 % gegenüber dem herkömmlichen KMR ergeben. Zusätzlich hätte dies Vorteile im Bauablauf, der Verkehrsführung, der Dauer der Bauausführung etc.

Materialbeschaffenheit

Technisch ist das Kunststoffrohr dem KMR noch nicht ebenbürtig. Folgende Nachteile sind hier zu nennen:

- i. d. R. keine Leckageüberwachung (Thema Biegeradius)
- Sauerstoffdiffusion weiterhin an Formstücken möglich
- geringere Druckstufe (angefragtes Rohr hat PN6) – Vorsicht bei Druckschlägen im Netz
- geringeres Temperaturniveau (angefragtes Rohr erlaubt max. 95 °C)
- Verlegung ohne Biegemaschine nicht möglich

Ein wesentlicher Nachteil für ein dauerhaft zu überwachendes Netz sind vor allem die fehlenden Leckageüberwachungsdrähte. Hier müsste das Netz auf eine alternative und weitaus aufwendigere Weise überwacht werden.

Fazit

Das Kunststoffrohr ist für ein Hochtemperaturfernwärmenetz aufgrund seiner Materialspezifikationen aktuell nicht verwendbar. Für ein Niedrigtemperaturnetz kann es vorbehaltlich der genannten technischen Nachteile aus wirtschaftlichen Gründen projektspezifisch geprüft werden. Die Möglichkeit der Reduktion der Verlegekosten überwiegt die Mehrkosten für das Material. Im vorliegenden Fall muss in der Detailplanung geprüft werden, ob das Kunststoffnetz den örtlichen Gegebenheiten standhalten kann.

In dieser Machbarkeitsstudie wird für das Gelände der Hochschule mit KMR-Verlegekosten gerechnet, welche sich auf 325.000 € belaufen.

6.3 Variable Temperatursteuerung des Netzes

Ein Ziel der Untersuchungen ist es, die erforderlichen Temperaturen im Netz zu senken, um das Potenzial für die Integration erneuerbarer Wärmequellen zu erhöhen und die auftretenden Wärmeverluste zu verringern. Diese Wärmeverluste in einem Wärmenetz (Q_{Verluste}) bestimmen sich gemäß Formel (13) aus der Temperaturdifferenz zwischen Wärmenetz und Umgebung ($\Delta T_{\text{Systemtemp}-\text{Außentemp.}}$), den Betriebsstunden (t_{Betrieb}), dem Wärmedurchgangskoeffizienten des Netzes (U) und dessen Länge (l).

$$Q_{\text{Verluste}} = \Delta T_{\text{Systemtemp}-\text{Außentemp.}} \cdot t_{\text{Betrieb}} \cdot U \cdot l \quad (13)$$

Verschiedene Möglichkeiten zur Reduzierung der Verluste werden im Rahmen der Studie untersucht. Hierfür werden zunächst in Kapitel 6.3.1 die Anforderungen der Verbraucher in den einzelnen Netzsträngen untersucht. Daraufhin werden die energetischen und wirtschaftlichen Auswirkungen einer allgemeinen Absenkung der Vorlauftemperaturen je Netzstrang bewertet (Kapitel 6.3.2). Anschließend werden mögliche Energie- und Kosteneinsparungen durch eine untertägige Variation der Vorlauftemperaturen außerhalb der Heizzeiten ermittelt. In diesem Fall sollen die Verluste durch die Reduzierung der Betriebszeiten verringert werden (siehe Kapitel 6.3.3). Der Wärmedurchgangskoeffizient hängt vor allem vom Material ab, aus dem das Netz ist, den Eigenschaften der verwendeten Dämmung (Dämmdicke, spezifischer Verlustbeiwert) sowie eventuell vorhandenen Beschädigungen der Dämmung. Da das bestehende Netz ausreichend gedämmt scheint, wird hierauf nicht genauer eingegangen. Die Trassenlänge ist dadurch veränderlich, dass einzelne Stränge oder Teilstränge vom Netz abgekoppelt werden. Das Potenzial hierfür wird in Kapitel 6.3.2 mit der Absenkung der Systemtemperaturen untersucht.

Als weiteres Ziel der Studie ist angestrebt, die Integration von erneuerbaren Wärmequellen zu steigern. Hierfür ist auch die Untersuchung der zeitweisen Erhöhung der Netztemperaturen von Interesse. Generelle Rahmenbedingungen und Kriterien zur Umsetzung hierfür werden in Kapitel 6.3.4 dargestellt.

6.3.1 Übersicht über Netzstränge

Wie in Kapitel 2.1 und 3.1.1 bereits erwähnt, unterscheidet sich die Gebäudezusammensetzung in den verschiedenen Bereichen der Liegenschaft. Die Liegenschaft kann in vier Teilbereiche unterteilt werden, welche durch unterschiedliche Stränge von der Heizzentrale versorgt werden. Die wichtigsten Merkmale der verschiedenen Stränge sind in **Tabelle 6-3** beschrieben. Es wird deutlich, dass sich der Wärmebedarf und insbesondere der Trinkwarmwasserbedarf zwischen den Gebäuden stark unterscheidet.

Tabelle 6-3: *Eigenschaften der Verbraucher im Wärmenetz nach Strang*

	Nutzung	Bedarfsprofil Raumwärme	Bedarfsprofil Trinkwarmwasser
Südstrang 800 m, 8 Gebäude	Wohn- und Arbeitsgebäude	hohe Nachfrage im Winter	kontinuierliche Ganzjahresnachfrage, morgens und abends konzentriert
Strang Wirtschaftsgebäude 130 m, 1 Gebäude	Küche und Cafeteria	mittlerer Bedarf im Winter (Abwärme aus offener Küche)	kontinuierlicher Ganzjahresbedarf, konzentriert um die Mittagszeit zum Kochen und Reinigen.
Nordstrang 1050 m, 7 Gebäude	mehrere Werkstätten und Garagen	mittlerer Wärmebedarf, nur Frostschutzheizung in mehreren Garagen	niedriger Bedarf, Hauptnachfrage am Nachmittag für mehrere Duschen in einer der Garagen
Hochschulstrang 500 m, 1 Gebäude	hauptsächlich Seminarräume	erwarteter geringer Bedarf aufgrund aktueller energieeffizienter Bauverpflichtungen	geringer Bedarf, daher dezentrale Versorgung durch Durchlauferhitzer oder Niedertemperatur-Zirkulationsleitung mit dezentralen Warmwasserstationen
Neubaustrang	Wohn- und Arbeitsgebäude	erwarteter geringer Bedarf aufgrund aktueller energieeffizienter Bauverpflichtungen	Anteil des Trinkwarmwasserbedarfes am Gesamtbedarf gewinnt stark an Relevanz, Niedertemperatur-Zirkulationsleitung mit dezentralen Warmwasserstationen oder Wärmebereitstellung bei 70 °C notwendig

Aus den vorliegenden Daten kann für die folgenden Bewertungen je Strang differenziert ein Wärmeverlustkoeffizient ermittelt werden. Dieser liegt für Wirtschaftsgebäude und Südstrang zusammen bei 185 W/K, für den Nordstrang bei 240 W/K und für die Hochschule bei 115 W/K. Hierbei wurde angesetzt, dass die Verbindung des Nord- und Südstranges im Osten des Liegenschaftsgeländes durch zwei Ventile abgekoppelt wird. So wird ein Kurzschluss zwischen den Teilnetzen sowie die in dem Strang auftretenden Verluste vermieden. Der abgekoppelte Strang steht weiterhin als Absicherung zur Verfügung.

6.3.2 Anpassung der Systemtemperaturen

Für die Festlegung der Temperaturen für Wärmeversorgungssysteme sind die wichtigsten Faktoren technische und regulative Einschränkungen. In der Regel werden Heizkurven in Heizungsanlagen realisiert, so dass eine Absenkung der Außentemperaturen zu einer Erhöhung der Heizungstemperatur führt. Die nach Strang und Jahreszeit festgelegten Vor- und Rücklauftemperaturen sind in **Tabelle 6-4** angegeben. Diese Temperaturen basieren auf den folgenden Annahmen:

- Allgemeine Annahmen
 - Als Mittelwert der Bodentemperaturen in einer Tiefe von 1 m ergibt sich für 2017 ein Wert von 11,6 °C /PIK-01 18/. Da die Temperatur um die Wärmenetzleitungen selbst leicht erhöht ist, wird eine Referenzaußentemperatur von 12 °C festgelegt.
 - Im Winter (hier: Tage mit Außentemperaturen unter 0 °C) müssen die zugeführten Temperaturen erhöht werden, um die Durchflussmengen und die daraus resultierenden Druckverluste zu begrenzen.
 - Für die netzbasierte Trinkwarmwasserversorgung muss auf dem Gelände der Liegenschaft eine Vorlauftemperatur von 70 °C eingehalten werden, um die hygienischen Anforderungen zu erfüllen.
 - Im Sommer steigt die Rücklauftemperatur, da nur Trinkwarmwasser erwärmt wird.

- Annahmen für einzelne Stränge:
 - Die Garagen in einem Teilstrang des Nordstranges werden nur wenig beheizt, so dass niedrigere Temperaturen erforderlich sind. Daher sind diese Gebäude mit dem Rücklauf des Nordstranges verbunden und ermöglichen eine Absenkung der Rücklauftemperatur.
 - Aufgrund des geringen Warmwasserbedarfs im Sommer im Nord- und Hochschulstrang sind diese vom Wärmenetz abgekoppelt.
 - Um die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf in der Heizzentrale zu erhöhen, wird die Hochschule mit dem Temperaturniveau des Rücklaufs der anderen Stränge versorgt. Ermöglicht wird dies durch den Niedrigenergiestandard der Hochschule und die angenommene Trinkwarmwasserversorgung entweder durch Wohnungsstationen oder durch dezentrale Durchlauferhitzer.

Tabelle 6-4: *Übersicht über die eingestellten Temperaturniveaus in Abhängigkeit von den Witterungsverhältnissen differenziert nach Strängen (Auftreten der saisonalen Temperaturen aus den Wetterdaten für Rosenheim 2017)*

	Festgelegte Systemtemperaturen					
	Winter $T_{\text{außen}} < 0 \text{ °C}$ ca. 1.300 Stunden		Übergangszeit $T_{\text{außen}} > 0 \text{ °C und } < 16 \text{ °C}$ ca. 5.400 Stunden		Heizfreie Zeit kein Wärmebedarf ca. 2.060 Stunden	
	Vorlauf	Rücklauf	Vorlauf	Rücklauf	Vorlauf	Rücklauf
Wirtschaftsgebäude und Südstrang	75	50	70	50	70	55
Nordstrang	75	40	70	40	12*	12*
Hochschulstrang	50	30	50	30	12*	12*

*Hier Umgebungstemperatur angesetzt, da Strang außer Betrieb

Um die Reduzierung der Wärmeverluste zu berechnen, werden die neuen Szenarien mit einem Referenzszenario verglichen, in welchem eine konstante Vorlauftemperatur in allen Strängen von 75 °C und eine Rücklauftemperatur von 50 °C in der Heizperiode bzw. 55 °C außerhalb der Heizperiode angesetzt wird. Dies stellt bereits eine Absenkung verglichen mit der aktuell festgelegten Vorlauftemperatur von 90 °C dar.

Da ausschließlich die Temperaturdifferenz zwischen Netz- und Umgebungstemperatur verändert wird, ist die relative Änderung der Temperaturdifferenz jeweils abzüglich der Referenzaußentemperatur von 12 °C gleich der Änderung der Verluste (Formel (14)).

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{Verluste}} &= 1 - \frac{Q_{\text{Verluste,neu}}}{Q_{\text{Verluste,alt}}} & (14) \\
 &= 1 - \left(\frac{\Delta T_{\text{Vorlauf,neu-Au\ss entemp.}}}{\Delta T_{\text{Vorlauf,alt-Au\ss entemp.}}} + \frac{\Delta T_{\text{Rücklauf,neu-Au\ss entemp.}}}{\Delta T_{\text{Rücklauf,alt-Au\ss entemp.}}} \right)
 \end{aligned}$$

Die relative Reduzierung der Wärmeverluste je Strang ist in **Tabelle 6-5** dargestellt.

Tabelle 6-5: *Relative Verringerung der Verluste durch Absenkung der Vor- und Rücklauftemperatur*

Strang	Winter	Übergangszeit	Heizfreie Zeit
Wirtschaftsgebäude und Südstrang	0 %	5 %	5 %
Nordstrang	10 %	15 %	100 % ¹
Hochschulstrang	45 %	45 %	100 % ¹

¹auf Grund der Abschaltung im Sommer

Aufgrund der konstant hohen Temperaturen für die hygienische Trinkwarmwasserversorgung im Südstrang und im Strang des Wirtschaftsgebäudes können nur im Nord- und Hochschulstrang relevante Einsparungen erzielt werden.

Inklusive der Abschaltung des Hochschul- und Nordstranges im Sommer betragen die jährlichen maximalen Einsparung von Netzverlusten ca. 141 MWh.

Die Reduzierung der Verluste in der Heiz- und Übergangszeit führt direkt zu Kosteneinsparungen (CS) nach Formel (15). Der Rückgang der Kosten für die Energiebereitstellung außerhalb der Heizzeit im Nordstrang ist mit den Kosten für die dezentrale Trinkwarmwasserbereitung aus dezentralen Erwärmern nach Formel (16) zu vergleichen. Die Netzverluste fallen zwar vor dem Kundenzähler an, wohingegen die Verbräuche für die strombasierte Bereitstellung beim Kunden anfallen. Allerdings wird hier ein optimaler Betrieb aus Gesamtsicht angestrebt, sodass nicht zwischen den Akteuren unterschieden wird.

$$CS_{\text{Heizzeit}} = \left(\frac{Q_{\text{Verluste,alt}} - Q_{\text{Verluste,neu}}}{\eta_{\text{Wärmetauscher}}} \right) \cdot C_{\text{Wärme}} \quad (15)$$

$$CS_{\text{nicht Heizzeit}} = \frac{Q_{\text{Verluste,alt}} + Q_{\text{TWW}}}{\eta_{\text{Wärmetauscher}}} \cdot C_{\text{Wärme}} - \frac{Q_{\text{TWW}}}{\eta_{\text{E-Kessel}}} \cdot C_{\text{Strom}} \quad (16)$$

In den Berechnungen wird von einem Wirkungsgrad des zentralen Wärmetauschers ($\eta_{\text{Wärmetauscher}}$) von 99 %, einen Wirkungsgrad eines Elektrokessels ($\eta_{\text{E-Kessel}}$) von 97 % /SWT-01 15/, einem Strompreis (C_{Strom}) von 29,28 €ct/kWh (für 2017 /BDEW-04 18/) und einem durchschnittlichen Fernwärmepreis ($C_{\text{Wärme}}$) von 7,34 €ct/kWh /STATIS-01 18/ gerechnet. Da die Netzverluste vor dem Kundenzähler anfallen, wäre hier eigentlich mit den Wärmegestehungskosten der bereitgestellten Wärme statt mit dem Kundenpreis zu rechnen. Da jedoch hierzu keine frei verfügbaren Daten vorliegen, wird das ansetzen den Endkundenpreises als passend angesehen.

Da der tatsächliche Trinkwarmwasserbedarf (Q_{TWW}) im Nordstrang nicht bekannt ist, wurde eine Sensitivitätsanalyse der Kosteneinsparungen in Abhängigkeit vom angesetzten Trinkwarmwasserbedarf durchgeführt.

In beiden Fällen wird angenommen, dass die spezifischen Strom- bzw. Heizkosten nicht vom Gesamtstrom- bzw. Wärmebedarf abhängig sind und die durchschnittliche Außentemperatur bei 12 °C liegt. Da die Boiler bereits vorhanden sind, werden die Investitionen in die Boiler sowie die geringen Wartungskosten vernachlässigt.

Die daraus resultierenden Einsparungen sind in **Tabelle 6-6** dargestellt. Hierbei stehen die negativen Ergebnisse für Mehrausgaben.

Tabelle 6-6: *Kosteneinsparung durch Temperaturanpassung – außerhalb der Heizzeit im Nord- und Hochschulstrang, verglichen mit einer dezentralen Trinkwarmwasserversorgung (1 nach /CAR-03 17/)*

Strang	Trinkwarmwasserbedarf	Winter	Übergangszeit	Heizfreie Zeit
Wirtschaftsgebäude und Südstrang	50 kW	0 €	372 €	142 €
Nordstrang	5 kW	229 €	1.429 €	1.546 €
	10 kW			-763 €
Hochschulstrang	6.37 ¹ kW	444 €	2.076 €	- 1.075 €

Generell sind die Einsparungen im Strang im Süden sowie im Strang zum Wirtschaftsgebäude gering, aber leicht zu erreichen. Während in der Übergangszeit die relativen Einsparungen im Hochschulgebäude dreimal höher sind als im Nordstrang, sind die absoluten Kosteneinsparungen nur um 45 % höher. Dies wird durch die in Summe viel höheren Verluste im Nordstrang verursacht.

Im Sommer ist der Einsatz dezentraler Erwärmer im Nordstrang nur bei einem geringen Warmwasserbedarf wirtschaftlich. Die Kosten der Wärmeverluste im Netz werden durch die höheren variablen Kosten der Trinkwarmwasserbereitung aus elektrischen Erwärmer überkompensiert. Im Nordstrang liegt außerhalb der Heizzeit der kostenmäßige Break-Even-Point zwischen der Wärmeversorgung über das Wärmenetz und aus dezentralen Kesselanlagen bei einem kontinuierlichen Trinkwarmwasserbedarf von ca. 8,4 kW.

Im Hochschulstrang führen die niedrigeren Systemtemperaturen zu geringeren Verlusten und damit zu noch höheren Mehrkosten beim Einsatz von elektrischen Erwärmer. Somit ist ein Betrieb des Netzes auch außerhalb der Heizzeiten sinnvoll.

Vergleicht man die hier festgelegten Szenarien mit den aktuellen Temperaturen von 90 °C im Vorlauf und einem angenommenen Rücklauf von 70 °C im Winter bzw. 75 °C im Sommer, ergeben sich alleine im Süd- und Wirtschaftsgebäudestrang jährlich monetäre Einsparungen von 4.740 €. Somit sollten die Systemtemperaturen abgesenkt werden.

Inklusive der Abschaltung des Nordstranges können insgesamt Einsparungen der Netzverluste von 116 MWh erreicht werden. Die Kosteneinsparungen liegen in Summe bei jährlich ca. 6.300 €.

6.3.3 Sommerschaltung

Außerhalb der Heizzeit besteht in Wohn- und Bürogebäuden ausschließlich Trinkwarmwasserbedarf. Dieser erfordert auf Grund hygienischer Bedingungen hohe Systemtemperaturen von ca. 70 °C, wobei der Bedarf verglichen mit dem Raumwärmebedarf gering ist. Während in Wärmenetzen die Wärme gleichmäßig über den ganzen Tag zugeführt wird, konzentriert sich der Trinkwarmwasserbedarf in Wohngebäuden auf den Morgen und den Abend /DIN-03 07/. Somit ist das Verhältnis von

thermischen Verlusten zur bereitgestellten Wärmemenge außerhalb der Heizzeit sehr viel höher als in der Heizzeit. Um diese zu reduzieren, stehen aktuell folgende drei Maßnahmen im Fokus von Untersuchungen:

- Einsatz von chemischen oder organischen Substanzen zur Verhinderung des Legionellenwachstums
- Senkung der erforderlichen Temperaturen durch Einsatz von Wohnungsstationen für die Trinkwarmwassererwärmung (Umgehung der „3-Liter-Regel“).
- kurzzeitige Beladung von dezentralen Speichern über das Wärmenetz und dadurch Ermöglichung einer innertägigen Variation der Vorlauftemperaturen im Wärmenetz (Sommerabsenkung).

Im Gegensatz zur ersten Option, die sich derzeit noch im Forschungsstadium befindet und auch auf Akzeptanzprobleme stößt, sind die beiden anderen bereits implementiert. Für das betrachtete bestehende Netz würde die Realisierung von dezentralen Wohnungsstationen umfangreiche Bauarbeiten und Kosten erfordern. Zudem benötigt die bestehende Heizungsinfrastruktur etwa ein halbes Jahr lang Systemtemperaturen von über 70 °C, so dass die Möglichkeit der Temperaturabsenkung nur im Sommer genutzt werden kann. Insgesamt wird das Konzept daher, im bestehenden Netz betrachtet, als nicht tragfähig angesehen, scheint aber für den Neubau der Hochschule als geeignet.

Konzept der Sommerabsenkung

Das Konzept der Sommerabsenkung der Firma Enerpipe /ENERP-02 14/ sieht zur Absenkung der Verluste folgendes vor:

Jedes an das Wärmenetz angeschlossene Gebäude verfügt über einen eigenen Trinkwarmwasserspeicher, welcher z. B. den Bedarf eines Tages speichern kann. Zudem ist die Verlegung eines Fernmeldekabels notwendig sowie die Installation eines Schaltkastens in der Heizzentrale. Zusätzlich ist die Erweiterung der Übergabestation um ein Modul zum Management des Pufferspeichers nötig.

Einmal täglich wird das Wärmenetz für kurze Zeit bei einem erhöhten Temperaturniveau von 70 °C gefahren, um die dezentralen Speicher zu beladen. Danach wird das Netz nicht weiter mit Wärmeenergie versorgt und auch die Umwälzpumpen werden ausgeschaltet. Die Betriebsdauer des Netzes wird hiermit verkürzt und somit die assoziierten Verteilverluste. Allerdings sind hier analog zur Zeitschaltung von gebäudeinternen Zirkulationspumpen Anlauf- und Aufwärmverluste anzusetzen (Beschreibung siehe /FFE-50 17/).

Laut Enerpipe können durch geeignetes Trinkwarmwasser-Puffermanagement die Wärmeverluste außerhalb der Heizzeit um bis zu 40 % und der Pumpenstrom um 25 % reduziert werden.

Das Konzept wird als Sommerabsenkung bezeichnet, kann aber prinzipiell auch zur Heizzeit für die Versorgung von Niedrigenergie oder Passivhausquartieren (benötigtes Temperaturniveau ca. 35 - 50 °C) sinnvoll sein. In dem Fall würde nicht zwischen dem Temperaturniveau zur Trinkwarmwasserbereitstellung und dem Zustand „abgeschaltet“ variiert, sondern zwischen den Temperaturniveaus Trinkwarmwasser und Raumheizung.

Anwendung auf das betrachtete Netz

Für die Ermittlung des wirtschaftlichen Nutzens der Sommerabsenkung im Süd- und Wirtschaftsgebäudestrang wird ein exemplarischer Tag für ein durchschnittliches Gebäude untersucht. Aus den vorliegenden Daten lässt sich ein durchschnittlicher täglicher Trinkwarmwasserbedarf (inkl. Zirkulationsverluste) pro Südgebäude von 205 kWh ableiten.

Die geeignete Speichergröße (V_{Speicher}) ergibt sich aus der Formel (17) über die maximale Speichertemperatur ($T_{\text{Speicher,max}}$) und die minimale Speichertemperatur ($T_{\text{Speicher,min}}$ muss 60 °C sein), die spezifische Wärmekapazität (c_p) und die Dichte des Wassers (ρ_{Wasser}).

$$V_{\text{Speicher}} = \frac{Q_{\text{TWW}}}{(T_{\text{Speicher,max}} - T_{\text{Speicher,min}}) \cdot c_p \cdot \rho_{\text{Wasser}}} \quad (17)$$

Für die Maximaltemperatur werden zwei Szenarien angesetzt. In einem wird zur Minimierung des Speichervolumens mit einer Maximaltemperatur von 90 °C gerechnet, im anderen mit 75 °C. Die entsprechenden Temperaturniveaus müssen dann vom Wärmenetz bereitgestellt werden. Es wird davon ausgegangen, dass das Netz einmal täglich für eine Stunde auf das jeweilige Temperaturniveau aufgeheizt wird und sich dann über den Rest des Tages abkühlt.

Im Vergleich zum Wärmebedarf im Winter ist der Trinkwarmwasserbedarf für die restliche Jahreszeit gering, so dass man davon ausgehen kann, dass im Netz eine Durchflussmenge, welche die dezentralen Speicher innerhalb einer Stunde auflädt, erreichbar ist.

Für die Berechnung der Kosteneinsparungen durch die Sommerabsenkung ($CS_{\text{keine Heizzzeit}}$) wird Formel (18) als angemessen angesehen, wobei die Referenzverluste ($Q_{\text{Verluste,Ref}}$) ausschließlich aus den Netzverlusten bestehen, wohingegen die Verluste der Sommerabsenkung ($Q_{\text{Verluste,neu}}$) sowohl Netzverluste als auch Verluste der dezentralen Speicher beinhalten. Der Netzverlust der Sommerabsenkung wird bestimmt über die Reduzierung des Temperaturniveaus im Netz, wenn dieses ausgeschaltet ist.

Als Kosten der Wärmebereitstellung ($C_{\text{Wärme}}$) sind hier wieder 7,34 €/kWh /STATIS-01 18/ angesetzt, für die Lebensdauer der Speicher (t_{Speicher}) 20 Jahre /VDI-04 12/ und als C_{Speicher} die Kosten aller Speicher. Der Rückgang des Strombedarfs für Pumpen aufgrund von Schwankungen im Angebot innerhalb eines Tages wird vernachlässigt.

$$CS_{\text{keine Heizzzeit}} = (Q_{\text{Verluste,Ref}} - Q_{\text{Verluste,neu}}) \cdot C_{\text{Wärme}} \cdot t_{\text{Speicher}} - C_{\text{Speicher}} \quad (18)$$

In **Tabelle 6-7** sind die erforderlichen Speichergrößen und -eigenschaften in Abhängigkeit von der eingestellten Ladehäufigkeit sowie die erwarteten Verluste und Kosten angegeben.

Tabelle 6-7: *Verluste der Anlage mit dezentralem Speicher und daraus resultierende Kostendifferenz in Abhängigkeit von der Ladehäufigkeit (Wärmekapazität und Dichte des Wassers bei 75°C angesetzt), Kosten und Verluste aus /FFE-11 17/)*

	Maximaltemperatur	
	90°C	75 °C
Speichervolumen	6,000 l	12,000 l
Speicherverlustkoeffizient	13,4 kWh/Tag	18,9 kWh/d
Investitionskosten je Speicher	4.400 €	8.650 €
Netzverluste	401 kWh/Tag	351 kWh/Tag
Gesamte Verluste	560 kWh/Tag	484 kWh/Tag

Im Referenzfall der kontinuierlichen Wärmebereitstellung bei 75 °C treten tägliche thermische Verluste von ca. 472 kWh auf. Diese sind geringer als die Verluste, die bei einer Sommerschaltung mit Vorlauftemperaturen von 90 °C entstehen. Daher kann die Nutzung der Sommerabsenkung für diese eingestellten Parameter nicht wirtschaftlich sinnvoll sein. Bei einer Maximaltemperatur von 70 °C sind die Netzverluste geringer als im Referenzfall, allerdings führen die Speicherverluste dazu, dass auch hier die Verluste in Summe höher sind. Somit ist auch in diesem Fall nicht mit einer Wirtschaftlichkeit zu rechnen.

Fazit und Ausblick Sommerschaltung

Im betrachteten Netz ist das Konzept der Sommerabsenkung nicht wirtschaftlich. Allerdings lässt sich hieraus nicht schließen, dass das Konzept immer zu einer Erhöhung der Verluste führt und somit nie wirtschaftlich ist. Mit einer Steigerung des Verlustkoeffizienten des Wärmenetzes (Einheit W/K) steigt die Verlustdifferenz zu Gunsten der Sommerschaltung. Somit ist die Sommerschaltung für Netze mit längeren Leitungen zwischen den einzelnen Gebäuden oder mit schlechterer Dämmung prinzipiell möglich. Besonders für Versorgungskonzepte, in denen Solarthermie eingesetzt wird, weist dieses Konzept ein hohes Potenzial auf.

6.3.4 Flexibilisierung durch Überhitzung

Für die Integration Erneuerbarer Energien in die Energieversorgung ist die Bereitstellung von Flexibilität durch reale oder virtuelle Speicher essenziell. Hierfür ist es aus wirtschaftlichen Gründen naheliegend, zunächst die vorhandene Infrastruktur zu nutzen, bevor weitere Infrastrukturkomponenten wie Speicher in das System integriert werden. Soll Strom aus Erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung genutzt werden, um diese dann zum Zeitpunkt des Bedarfes abzugeben, können zum Beispiel thermische Speicher eingesetzt werden, gleichermaßen ist aber auch eine Überhitzung vorhandener Wärmenetze möglich. Gleiches gilt für die Ermöglichung der stromgeführten Fahrweise von KWK-Anlagen.

Allerdings entstehen durch die Überhitzung des Netzes höhere Verluste und die Beanspruchung der Netzinfrastruktur nimmt zu. Da sich die Rohrmaterialien mit einer Erhöhung der Temperatur ausdehnen, entstehen Spannungen im Material. Die Ausdehnung der Netze kann über gebogene Rohrformen oder Kompensatoren

ausgeglichen werden. Somit ist das Konzept nur sinnvoll, wenn zu Zeiten des Energiebezugs geringere Kosten für den bezogenen Strom bzw. eine höhere Vergütung des verkauften Stromes vorliegt.

Daher hat in den letzten Jahren auch die simulative /LOR-01 13/ und praktische /FIZ-01 17/ Untersuchung der Flexibilisierung der Temperaturniveaus von Wärmenetzen an Bedeutung gewonnen /AGFW-03 17/. Für die Flexibilisierung der Erzeugung ist der indirekte Anschluss der Verbraucher an das Netz vorteilhaft. Während die Temperatur des Netzes variiert wird, sollen im Gebäude weiterhin die festgelegten Temperaturen gefahren werden. Dies ist mit marktüblichen Hausübergabestationen bereits jetzt möglich. Bei direkter Fahrweise kann es jedoch zu starken Schwankungen in den Temperaturniveaus der Heizwärme im Gebäude kommen und somit auch hier zu einer stärkeren Belastung der Infrastruktur sowie Komforteinbußen. Eine detaillierte Analyse für verschiedene Arten von Hausübergabestationen findet sich in /LOR-01 13/.

Im betrachteten Netz wird eine Flexibilisierung als möglich angesehen. Auch wenn eine Erhöhung der Netztemperaturen zu einer Ausdehnung der Stahlrohre führt, reicht die Anzahl der vorhandenen U-Bögen, um diese Verlängerung zu kompensieren. Zudem sind die geplanten Hausübergabestationen selbstregelnd, so dass auch bei flexibler Steuerung der Netztemperaturen weiterhin geeignete Temperaturen an die gebäudeinterne Versorgung übergeben werden. Auf Grund aktueller Marktbedingungen wird hier keine genaue wirtschaftliche Analyse der Flexibilisierung durchgeführt.

7 Hausübergabestationen

Das in dem Merkblatt „Anforderungen an die Machbarkeitsstudie“ genannte Kapitel Hausübergabestationen, dezentrale Speicher und Wärmesenken“ wurde hier zur Verbesserung der Verständlichkeit aufgeteilt. Die erwartete Entwicklung der Wärmesenken wurde in Kapitel 3.1.4 dargestellt. Da eine Anwendbarkeit verschiedener Speicherkonzepte essenziell von dem Versorgungskonzept abhängt, wird hierauf in den Kapiteln zu den beiden Versorgungskonzepten (Kapitel 5.3 bzw. 5.4) eingegangen. Im Folgenden wird die je Gebäude gewählte Art der Hausübergabestationen festgelegt und beschrieben.

7.1 Mögliche Konzepte

Allgemein ist die Versorgung von Gebäuden mit Wärme aus einem Wärmenetz über einen Wärmeübertrager zwischen Netz- und Gebäudekreislauf oder im Durchflussprinzip, also über eine Einbindung des Gebäudekreislaufs in den Netzkreislauf, möglich. Bei einer direkten Einbindung des Gebäudekreislaufes müssen im Netz und den Gebäuden die gleichen Anforderungen, bezogen auf die Netztemperaturen und die gefahrenen Drücke, eingehalten werden. Während die unterschiedlichen Drücke für die Trennung der Systeme spricht, kann bei direktverteilten Systemen das Temperaturniveau des Wärmenetzes abgesenkt werden, da hier kein Temperaturunterschied zwischen Wärmenetztemperatur und Systemvorlauf notwendig ist. Zudem spart man sich beim Verzicht von Hausübergabestationen die entsprechende Investition sowie die auftretenden Verluste am Wärmeübertrager.

Für das betrachtete Gebiet sind Hausübergabestationen allerdings zwingend erforderlich. Da die Gebäudetechnik bereits alt ist, kann es zum Auftreten von Leckagen kommen bzw. die verbaute Regelungstechnik Störungen verursachen. Beim Verzicht auf die Übergabestationen werden auftretende Störungen im Gebäudenetz auf das Wärmenetz übertragen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit werden daher Hausübergabestationen genutzt.

7.2 Gewählte Typen von Hausübergabestationen

Da keine konkreten Sanierungspläne vorliegen, werden die derzeitigen Ist-Daten zur Auslegung der Fernwärmeübergabestationen herangezogen. **Tabelle 7-1** stellt, angelehnt an die Daten aus Tabelle 6-1, die Auslegungsleistungen der einzelnen Hausübergabestationen dar. In der Spalte Anlagentyp ist der für das jeweilige Gebäude vorgesehene Typ der Hausübergabestationen hinterlegt und farblich gekennzeichnet. Auf die Unterschiede und Funktionsweise der einzelnen Typen wird im Folgenden eingegangen. Die Kriterien für die Wahl der geeigneten Station je Gebäude lauten:

- Anlagentyp 1 (rosa): Gebäude ohne Trinkwarmwasserbereitung
- Anlagentyp 2 (grün): Gebäude mit Trinkwarmwasserbereitung mit Bädern unter 5 Duschen
- Anlagentyp 3 (gelb): Gebäude mit Trinkwarmwasserbereitung mit Bädern über 5 Duschen und hoher Gleichzeitigkeit

Tabelle 7-1: Leistungserfassung für die Auslegung der Hausübergabestationen

Gebäude	max. Leistung (kW)	min. Leistung (kW)	Anlagentyp
846	24	0	1
850	72	0	1
856	72	0	1
857	72	0	1
FH	640	1,34	1
841	58	10	2
851	111	15	2
863	63	15	2
865	63	15	2
842	92	20	3
843	87	15	3
844	112	40	3
845	136	40	3
847	92	20	3
848	92	20	3
849	112	40	3
852	87	15	3
860	260	20	3
Gesamt	2245 kW	286 kW	

Mit dem Anlagentyp 1 wird ausschließlich Raumwärme bereitgestellt. Die sekundärseitige Sollwerttemperatur wird in Abhängigkeit von der Außentemperatur über

die in der Regelung hinterlegte Heizkurve eingestellt. Diese Temperaturen sind zudem von den Anforderungen der vorhandenen Heizflächen sowie dem benötigten eingestellten Volumenstrom abhängig. In diesen Systemen ist eine Absenkung der Rücklauftemperaturen nur über die Optimierung der sekundärseitigen Heizflächen und des hydraulischen Abgleiches zu erreichen. Die Regelung erfolgt über das primärseitige Regelventil.

Bei dem Anlagentyp 2 wird zusätzlich zum Anlagentyp 1 eine Trinkwarmwasseranlage im Durchflussprinzip eingebaut. Diese Anlage ist primärseitig eingebunden. Das Versorgungsnetz wird hierbei als Speicher betrachtet. Die Einhaltung des Trinkwarmwassersollwertes wird über die Regelung der Strahlpumpe, welche den primärseitigen Volumenstrom festlegt, gewährleistet. Dieser Anlagentyp hat gegenüber den Speichersystemen den Vorteil der niedrigen Rücklauftemperaturen. Dieser Vorteil gilt jedoch nur zu Zeiten, in denen auch Trinkwarmwasser bereitgestellt werden muss. Deshalb sind auch beim Einsatz dieses Anlagentyps die Optimierung der Heizflächen sowie die Durchführung eines hydraulischen Abgleiches unerlässlich, um die Rücklauftemperaturen im Primärnetz abzusenken.

Das Konzept von Anlagentyp 3 (Modell Rosenheim) ist in **Abbildung 7-1** dargestellt. Hier wird der Rücklauf von Heizung und Trinkwarmwasser-Nacherhitzer durch einen Trinkwarmwasser-Vorwärmer geleitet. Der Rücklauf des Trinkwarmwasser-Vorwärmers wird vor dem Einspritzventil in den Trinkwarmwasser-Vorwärmer in den Primäranschluss der Heizung eingebunden. Dieser Anlagentyp bietet den Vorteil, dass sich bei hoher Gleichzeitigkeit von Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarf die primärseitige Temperaturspreizung erhöht. Dadurch kann auch bei niedrigen Außentemperaturen und einer hohen Zapfleistung der Anschlusswert bzw. der Volumenstrom im Netz niedrig gehalten werden.

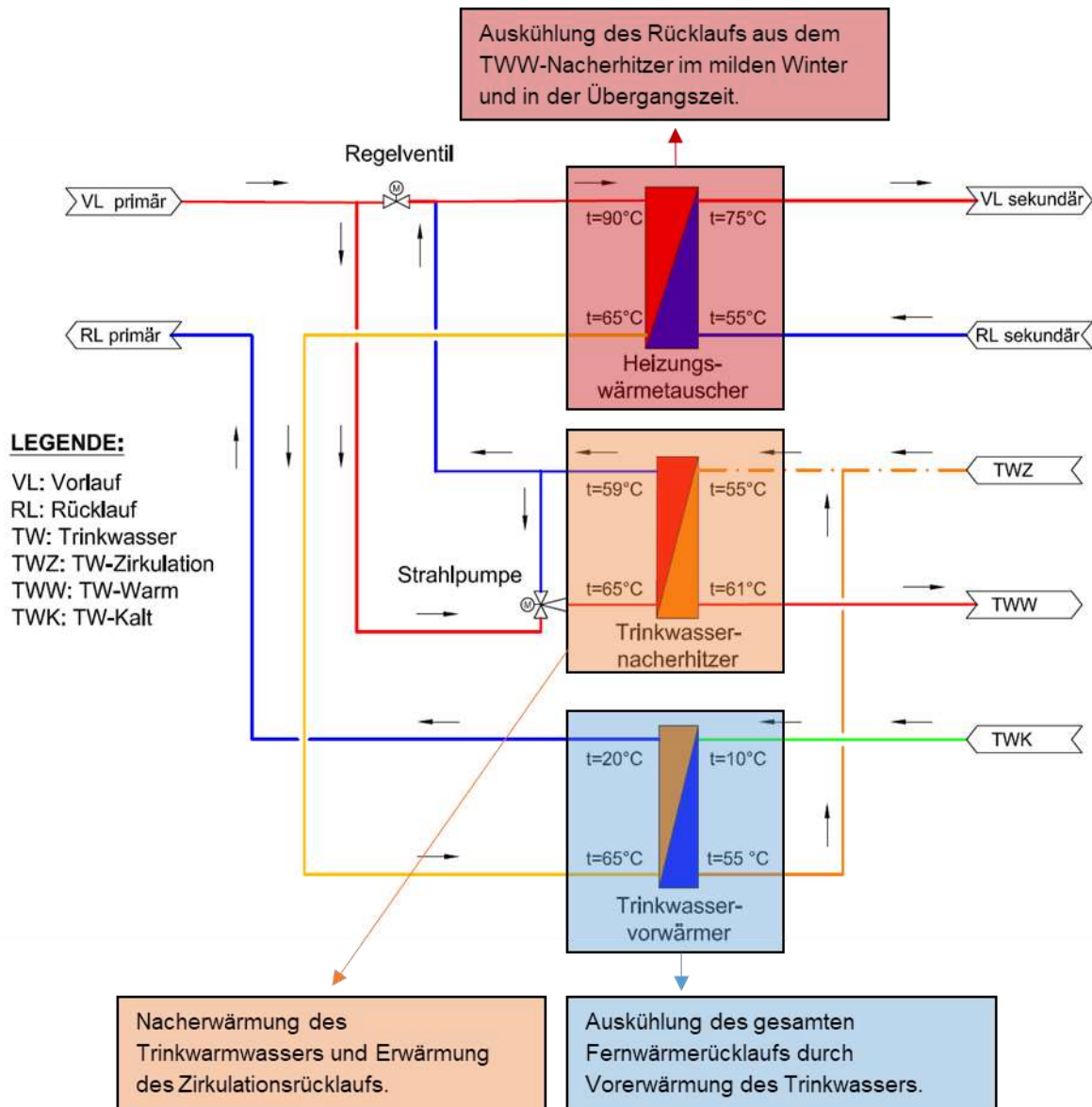


Abbildung 7-1: Vereinfachte schematische Darstellung eines Durchflusssystems mit kaskadenförmiger Rücklaufauskühlung bei einer 3-stufigen Kaskade (VL = Vorlauf, RL = Rücklauf, TWZ = Trinkwarmwasserzirkulation, TWW = Trinkwarmwasser, TWK = Trinkkaltwasser)

In **Abbildung 7-2** sind für die Standardnetztemperatur im Primärnetz der Stadtwerke Rosenheim die mit den verschiedenen Hausübergabestationen erreichbaren Rücklauftemperaturen dargestellt.

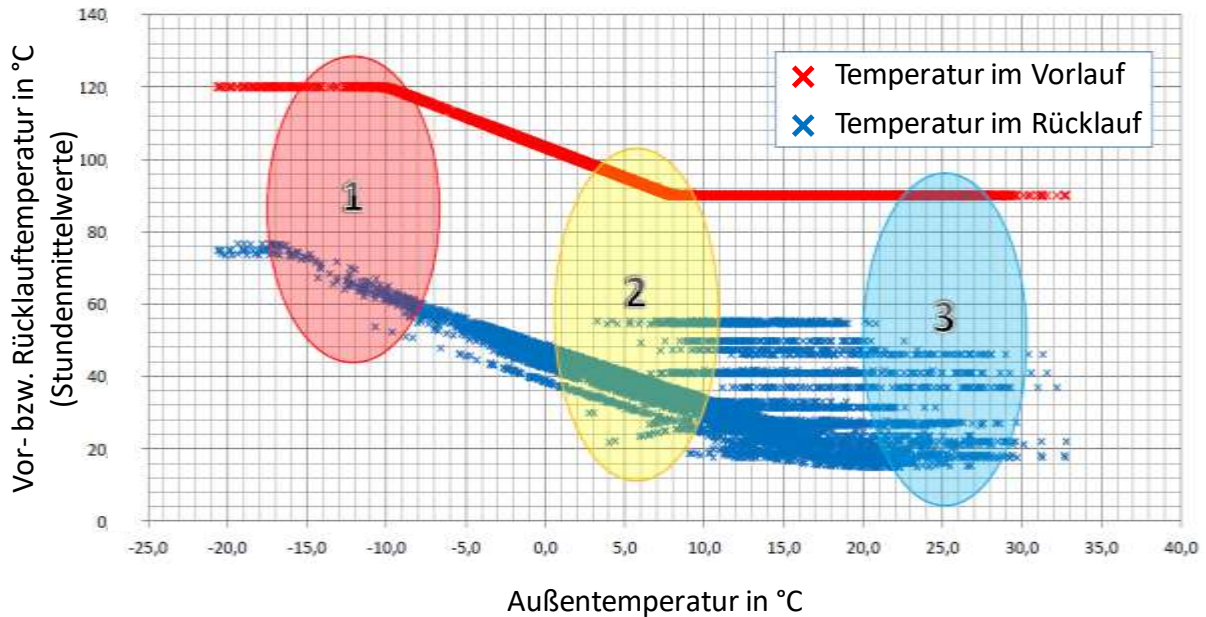


Abbildung 7-2: Grafische Darstellung der erreichbaren Rücklauf (RL)-Temperaturen mit den drei verschiedenen Typen von Hausübergabestationen abhängig von der Vorlauf (VL)-Temperatur

Maßnahmen zur Vorbeugung vor Verkalkungen

In Rosenheim liegt hartes Wasser mit 20 °dH vor. Daher werden folgende Maßnahmen getroffen, um der Verkalkung vorzubeugen:

- Die primärseitige Vorlauftemperatur wird vor dem Wärmetauscher-Eintritt auf 65 °C regelungstechnisch begrenzt.
- Die Wärmetauscher für Trinkwarmwasser werden so ausgelegt, dass sich in den Kanälen eine hohe Fließgeschwindigkeit und somit eine turbulente Strömung einstellt.
- Die Anschlüsse erfolgen am Rücklauf oben und am Vorlauf unten, somit gibt es keinen Wärmestau im hinteren/oberen Drittel des Wärmetauschers. Die Zirkulationsleitung sorgt für eine gleichmäßige Wärmeübertragung.

Somit ist keine Enthärtungsanlage notwendig.

Kosten

Die Kosten für Hausübergabestationen betragen für das Liegenschaftsgelände 210.000 € zzgl. 110.00 € für die Installation. Auf dem Gelände der Hochschule wird mit notwendigen Investitionen in die Hausübergabestationen von 15.000 € gerechnet und weiteren 10.000 € für die Installation.

8 Speicherkonzept und saisonale Großwärmespeicher

Generell werden Speicher eingesetzt, um Energieerzeugung und –verbrauch voneinander zu entkoppeln oder um Peaklasten auszugleichen und somit eine geringere Dimensionierung von Wärmeerzeugern zu ermöglichen /SPR-09 14/. Auf das Speicherkonzept mit Hilfe von dezentralen Speichern wird im Konzept des

Niedertemperaturnetzes (Kapitel 5.3) eingegangen. Für die Wärme-Dispatch-Zentrale sind Speicher auf verschiedenen Temperaturniveaus essenziell. Das genaue Konzept der Speicherung sowie die Auslegung der Speicher sind Kapitel 5.4 zu entnehmen.

Im Folgenden wird zunächst dargelegt, warum ein saisonaler Speicher für die betrachteten Konzepte als nicht umsetzbar angesehen wird (Kapitel 8.1). Danach wird auf verfügbare potenzielle Speicher eingegangen (Kapitel 8.2). Im Rahmen der Studie wurde eine Masterarbeit zum Thema Speicherkonzepte angefertigt. Dieser sind vertiefende Analysen der Speicherkonzepte anhand relevanter technoökonomischer Parameter und der Vergleich zu anderen Speicherkonzepten in Wärmenetzen zu entnehmen /FAB-01 18/. Darin enthalten sind die Kriterien: Speichertechnologie, betrachtetes Medium, Temperaturniveaus, verfügbare Volumina, Einsatzziel und Kombination von Speicherkonzepten.

8.1 Saisonalspeicher

Dass die Einbindung eines Saisonalspeichers als nicht umsetzbar angesehen wird, hat seine Gründe in der Flächenverfügbarkeit sowie darin, dass dieser Speicher mit den favorisierten Versorgungskonzepten nicht kompatibel ist.

Flächenverfügbarkeit

Aus den „Technischen Anforderungen an ein Wärmenetz 4.0“ ist folgendes zu entnehmen: Bei Wasser als Speichermedium beträgt das Mindestvolumen des Speichers 10.000 m³ respektive einer zweimonatigen Überbrückungsleistung oder rund einem Sechstel des Jahreswärmeabsatzes. Auch überirdisch steht nicht genug freies Volumen zur Verfügung.

Ableich mit betrachteten Versorgungskonzepten

In der Wärme-Dispatch Zentrale könnte man die Wärme aus dem BHKW prinzipiell im Sommer speichern, um dieses kontinuierlich zu betreiben. Allerdings hätte der Saisonalspeicher dann Temperaturen um die 75 °C, was auf Grund der hohen thermischen Verluste nicht sinnvoll ist.

In beiden betrachteten Konzepten ist der Einsatz einer Wärmepumpe zur Bereitstellung von Wärme auf einem Temperaturniveau von ca. 55 °C geplant. Ein Saisonalspeicher würde es ermöglichen, die Wärmepumpe auch im Sommer kontinuierlich zu betreiben. Gegen den kontinuierlichen Betrieb der Wärmepumpe spricht zum einen, dass das zu erfüllende Ziel der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien, die nicht auf Biomasse basieren, auch ohne den Saisonalspeicher erreicht werden kann. Zwar ist ein höherer Anteil erneuerbarer Wärmeerzeugung erstrebenswert, allerdings sollen die Konzepte die Wärme auch kosteneffizient bereitstellen. Für einen Saisonalspeicher treten hohen Mehrkosten für den Speicher und dessen Betrieb auf. Zudem sind die Wärmegestehungskosten der erneuerbaren Energieanlagen immer höher als die aus dem Primärnetz. Daher wurde die Einbindung in keinem der Konzepte detailliert analysiert.

8.2 Potenziell vorhandene Wärmespeicher

Auf dem Gelände sind ein renaturiertes Schwimmbecken vorhanden sowie im Boden liegende Öltanks, welche potenziell zu Wärmespeichern umgerüstet werden könnten.

Das mit Betonwänden zum Boden hin abgedichtete Schwimmbecken weist ein Volumen von ca. 7.000 m³ auf. Dies könnte mittels Aufbringung einer obenliegenden Isolierung in einen Wärmespeicher umgewandelt werden. Da das Schwimmbecken von einigen Mitarbeitern auf dem Gelände regelmäßig genutzt wird und das Gebiet durch die Umrüstung in einen Speicher seinen Naherholungscharakter verlieren würde, wird diese Umrüstung nicht genauer analysiert.

Bis zum Abschluss der Machbarkeitsstudie lagen keine technischen Kenndaten zu den Öltanks vor. Allerdings sind diese weit von der geplanten Heizzentrale entfernt und liegen in waagerechter Position. Durch die Position ist die Nutzung als MT-Speicher, welcher eine Schichtung aufweisen muss, ausgeschlossen. Die Nutzung als HT-Speicher ist potenziell möglich, kann aber erst nach einer Detailuntersuchung zur Qualität der Isolierung und ggf. damit verbundene Kosten für eine Erneuerung/Verstärkung der Isolierung final bewertet werden.

9 Sektorkopplung und Strommarktdienlichkeit

Sowohl für das Konzept „Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen“ als auch für die Konzepte „Wärme-Dispatch-Zentrale“ ist die Verbindung der Stromverbraucher und -erzeuger mit geeigneter Informationstechnik essenziell. Damit können die Komponenten zudem in das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Rosenheim eingebunden werden. Nach einer Beschreibung des virtuellen Kraftwerkes der Stadtwerke Rosenheim (Kapitel 9.1) wird darauf eingegangen, wie die in den Konzepten relevanten Anlagen hier eingebunden werden können und welche weiteren systemdienlichen Einsatzmöglichkeiten bestehen (Kapitel 9.2). Abschließend wird in Kapitel 9.3 auf die zu erwartende Durchdringung des Gebiets mit Elektrofahrzeugen eingegangen und deren mögliche netzdienliche Einbindung diskutiert.

9.1 Status Quo des virtuellen Kraftwerks der Stadtwerke Rosenheim

Aktuell vermarkten die Stadtwerke Rosenheim einen Teil des Stromes selber und einen weiteren Teil über einen externen Dienstleister. Insgesamt wird der Strom sowohl über die Strombörse gehandelt (Day-ahead und Intraday) als auch zur Bereitstellung von Regelleistung (Minuten-, Sekundär- und Primärregelleistung). Allgemein lässt sich festhalten, dass sowohl im Sommer als auch im Winter selten eine optimierende Steuerung stattfindet, wohingegen im Frühjahr und Herbst fast täglich optimiert wird. Dies liegt im Winter daran, dass die eingesetzten KWK-Anlagen meist bei hoher Last laufen und somit nur begrenzt freie Kapazitäten aufweisen. Im Sommer wiederum wird der Wärmebedarf des Primärnetzes vor allem über das vorhandene Müllheizkraftwerk abgedeckt, welches aus wirtschaftlichen Gründen ein sehr geringes Flexibilisierungspotenzial aufweist.

Benötigte Daten zur Einbindung neuer Anlagen

Generell werden gleiche Technologien zu Clustern zusammengefasst und der ermittelte Einsatz aus der Optimierung dann auf die einzelnen Anlagen verteilt. Bisher sind nur Erzeugungsanlagen im virtuellen Kraftwerk eingebunden, aber Verbraucher können als negative Erzeuger dargestellt werden (Wärmepumpe). Die prognostizierten Last- und

Erzeugungsdaten werden täglich an den Direktvermarkter geschickt sowie alle 5 Minuten aktuelle Zustandsdaten von Erzeugungseinheiten. Im eigenen virtuellen Kraftwerk erfolgt das Update der Daten alle 15 Minuten.

Für die Modellierung des Geländes werden folgende Datensätze benötigt:

- der Wärmelastgang für ein bestimmtes Bezugsjahr (die Umrechnung für andere Jahre erfolgt dann im Modell)
- Energieerzeugungs- und Energieverbrauchsleistungen der Anlagen
- generelle Einschränkungen der Verfügbarkeit
- Anzahl erlaubter Starts/Stopps bzw. der minimalen Schaltdauer der Anlage sowie Anfahrkosten
- regelfähigkeit der Anlage
- Volumen des Speichers
- Ist-, Minimal- und Maximaltemperaturen des Speichers

Lastgradienten sind nicht von Relevanz für die Modellierung, da die umgesetzten Energiemengen in diesen Phasen wirtschaftlich nicht bedeutend sind. Zudem werden die Anlagen aktuell so zugeschaltet, dass sie im gebotenen Zeitraum mit voller Last fahren. Für die Einbindung eines jeden zusätzlichen Kriteriums in die Modellierung im virtuellen Kraftwerk ist eine Kosten-/Nutzen-Analyse notwendig. Die Kosten sind hierbei vor allem auf den Mehraufwand in der Rechenzeit bezogen.

Einsatz von Solarthermieanlagen

Aktuell ist im Modell bereits eine Logik zur Umwandlung der erwarteten Globalstrahlung in einen PV-Erzeugungsgang enthalten. Die Logik zur Bestimmung der Wärmeerzeugung aus Solarthermie erfolgt über die Verknüpfung der Globalstrahlung mit einem angesetzten Wirkungsgrad. Hiermit wird die erzeugte Wärmeleistung bestimmt, aber nicht das erreichte Temperaturniveau. Dies ist für Netze mit einem geringen Anteil an Solarthermie gerechtfertigt, sobald diese jedoch einen relevanten Anteil an der erzeugten Wärmemenge erreicht, ist die Modellierung des Temperaturniveaus der Wärme und somit dessen Nutzbarkeit im Wärmenetz höchst relevant.

Auch eine vorausschauende Entladung der Speicher, um tagsüber erzeugte solarthermische Wärme speichern zu können, ist aktuell im virtuellen Kraftwerk noch nicht implementiert. Jedoch ist es möglich, den Speichern über eine statische Zeitreihe vorzugeben, wann sie gefüllt sein sollen. Zur optimalen Integration der Solarthermie könnte daher ein negativer Zielfüllzustand hinterlegt werden, welcher erreicht sein soll bevor die Solarthermieeinspeisung erwartet wird.

Insgesamt wäre die Nutzung von Solarthermie als weitere Komponente im Versorgungsnetz erst durch ggf. kostspielige Umbaumaßnahmen möglich.

Variierende Netztemperaturen

Bisher werden die Temperaturen des Netzes selber nicht modelliert, da die gewünschte Temperatur im Zulauf zum Netz immer durch Mischen der einzelnen Energieströme möglich ist. Im Primärnetz der Stadtwerke Rosenheim ist eine varriierende Fahrweise im Sommer nicht möglich. Hier sind vereinzelt Absorptionskältemaschinen zur Bereitstellung des Kühlbedarfes bei GHD-Einheiten vorhanden. Diese sind auf die Wärme aus dem Primärnetz bei einer relativ konstanten Temperatur angewiesen.

Einbindung neuer Anlagen

Für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit der Einbindung neuer Anlagen wird eine Simulation der Anlagen mit den zukünftig erwarteten Schwankungen des Börsenstrompreises durchgeführt. Grundlage hierfür ist eine selbst entwickelte Hourly Price Forward Curve, welche die Entwicklung des Strompreises über die nächsten drei Jahre prognostiziert. Somit können die zu erreichenden Erlöse für die Integration der Komponente in das virtuelle Kraftwerk abgeschätzt werden. Da die Integration weiterer Anlagen sowohl zur anfänglichen Einbindung als auch im Betrieb der Anlagen mit Aufwand verbunden ist, werden diese nur im Falle der Erreichung relevanter Erlöse eingebunden.

Zur Einbindung einer stromerzeugenden oder -betriebenen Energieanlage wird eine Fernwerkstation (FW5) benötigt, welche als Befehlsempfänger und als Befehlssender zwischen der anlageneigenen Steuereinheit (SPS) und der Leitstelle des Betreibers dient. Über eine Fernkommunikationsleitung (LTE/DSL) werden verarbeitete Daten an die und aus der Leitstelle übertragen. Mit Hilfe vorliegender und prognostizierter Energie- und Energiemarktdaten führen Softwareprogramme Optimierungsrechnungen zum Anlageneinsatz durch. Resultierende Befehlssignale werden dann über die Fernkommunikation und die FW5 Steuereinheit direkt an die Steuerebene der einzelnen Energieanlagen (BHKWs, Wärmepumpen, Notstromaggregate, etc.) gesendet. Die wesentlichen Zusatzkomponenten für die Integration in einen virtuellen Kraftwerkspool, sind eine Steuereinheit, wie die FW5 von SRE, die Einrichtung der Fernkommunikation sowie die Einrichtung bzw. Modellanpassung an die Software der Leitstelle. Monetär beläuft sich der Aufwand pro Anlage auf ca. 3.500 €. Die notwendigen Komponenten für die Einbindung des BHKWs in den Pool des virtuellen Kraftwerks sind in **Abbildung 9-1** dargestellt.

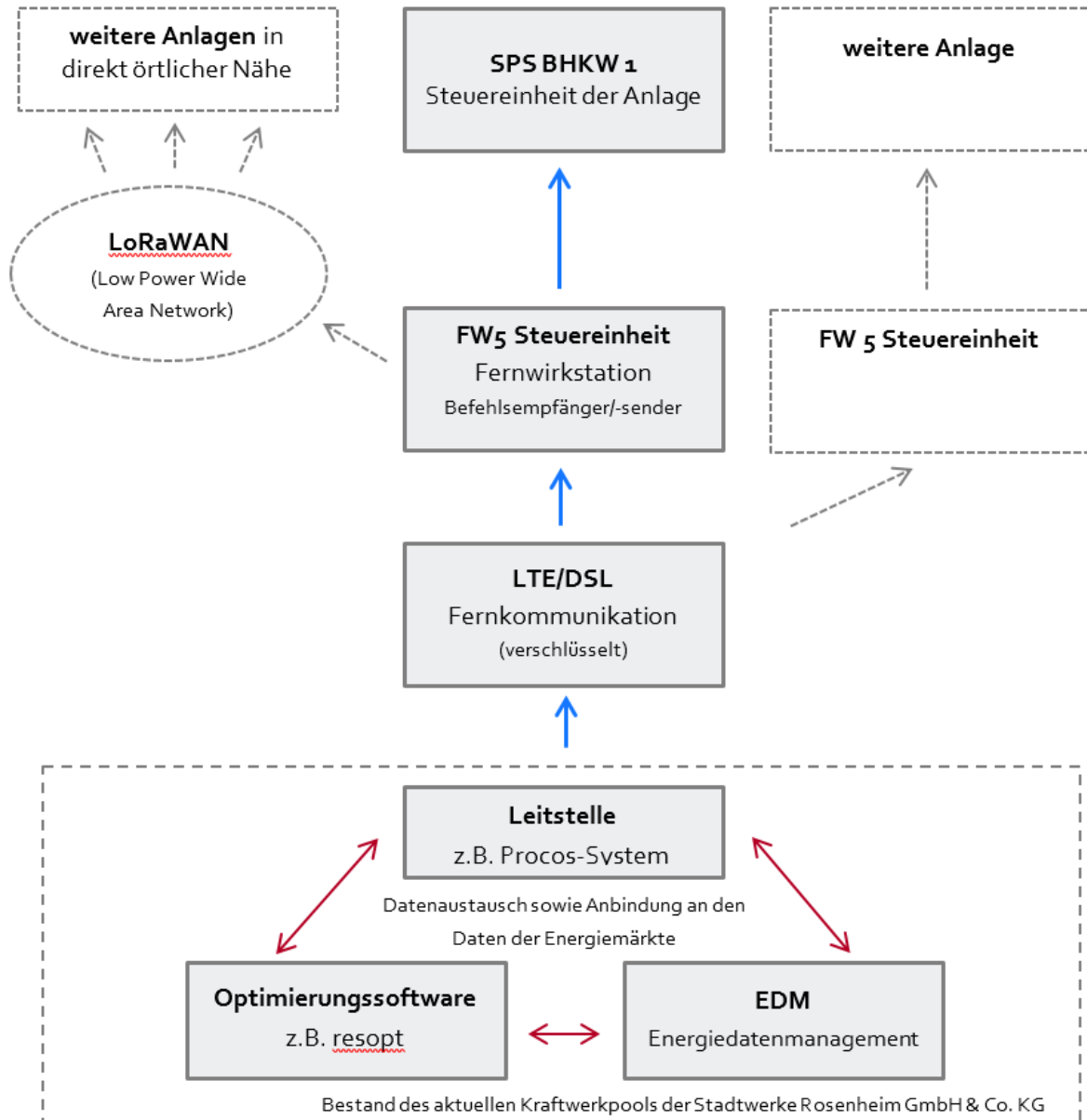


Abbildung 9-1: *Beispielhaftes Schema der notwendigen Kommunikations- und Steuerkomponenten eines BHKWs für die Einbindung in den Pool des virtuellen Kraftwerks*

9.2 Systemdienliche Fahrweise der Anlagen aus den Konzepten

Mit der Einbindung von stromrelevanten Anlagen in das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Rosenheim wird primär ein kostenoptimaler Ansatz der Anlagen erreicht. Da die Preisentwicklung am Strommarkt sowie an den Regelleistungsmärkten den Bedarf des Stromversorgungssystems nach zusätzlicher Erzeugung bzw. Lasten abbildet, ist dieser Betrieb als strommarktdienlich gemäß der „Technischen Anforderungen an ein Wärmenetz 4.0“ zu sehen. Da die geplante Wärmepumpe den Standard VHPready 4.0 erfüllt, ist diese auch ausreichend ausgestattet um ggf. einen netzdienlichen Betrieb zu erlauben.

Zu Reduzierung negativer Rückwirkung von Photovoltaikanlagen auf das Stromnetz, ist eine intelligente Kopplung mit am gleichen Netzanschluss vorhandenen Stromverbrauchern denkbar. Das eine adäquate Regelung von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen oder Stromspeichern Spannungsprobleme reduzieren kann, wurde in vorangegangenen Studien bereits anhand von Simulationen belegt /FFE-07 17/, /FFE-74 17/. Darin hat sich eine spannungsgeführte Ladesteuerung der Anlagen als am besten geeignet herausgestellt. Mit ihr können die lokal auftretenden Spannungsprobleme reduziert und die notwendige Speicherkapazität minimiert werden.

Diese Netzentlastung durch einen Mehrverbrauch an Strom kann durch eine Lastverlagerung des Strombezugs der Wärmepumpen in die entsprechenden Stunden geschehen. In den betrachteten Konzepten laufen sowohl die zentralen als auch die dezentralen Wärmepumpen zudem kontinuierlich durch, so dass diese Option nur eingeschränkt möglich ist. Eine andere Möglichkeit, den Strombezug der Wärmepumpe zu steigern, ist eine Erhöhung der Zieltemperatur. Der COP sinkt mit einer steigenden Zieltemperatur und damit steigt der Strombedarf je erzeugter Wärmemenge.

Im Konzept des Niedertemperaturnetzes kann die zusätzliche Wärme in den Speichern gelagert werden. Die wegen der erhöhten Temperaturniveaus höheren Verluste und thermischen Belastungen der Komponenten im System müssen dann durch einen Kostenanreiz wettgemacht werden. Im Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale kann zum Zeitpunkt hoher Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien das BHKW auf Teillast und die Wärmepumpe auf eine höhere Zieltemperatur geregelt werden. Damit erhöht sich der Strombedarf der Wärmeerzeugung während die auftretenden Systemtemperaturen konstant bleiben und damit die thermischen Verluste und Belastungen.

9.3 Erwartetes Aufkommen an Elektroautos

Zwar wird das Thema Elektroautos von den Anliegern auf dem Gelände der Liegenschaft als relevantes Zukunftsthema angesehen, hierfür liegen allerdings noch keine konkreten Pläne vor. Auch das Thema Lademanagement von Elektrofahrzeugen zur Nutzung von eigenem PV-Strom wird als interessante Option für die Zukunft genannt.

Prinzipiell können auf dem Gelände geparkte elektrische Privat- und Polizeiautos in das virtuelle Kraftwerk aufgenommen werden. Die verfügbare Speicherkapazität jedes Autos sowie relevante Restriktionen wie maximale sowie minimale Ein- und Ausspeiseleistung würden an die Leitstelle übermittelt und die Fahrzeuge in den Anlagenpool eingebunden. Aktuell besteht zu dieser dynamischen Einbindung noch keine Erfahrung.

Für die Fahrzeuge der Polizei sind besondere Restriktionen in das Lademanagement zu implementieren. Darunter ist die Vorhaltung eines minimalen Füllstandes essenziell, da es häufig zu spontanen Einsätzen kommt und hier keine Einschränkungen der fahrbaren Strecke vorliegen dürfen.

10 Einzelkomponenten der industriellen Forschung

Im Folgenden wird der innovative Charakter der einzelnen Komponenten Holzvergaser mit BHKW (Kapitel 10.1) und Großwärmepumpe (Kapitel 10.2) sowie deren Verknüpfung (Kapitel 10.3) dargestellt. Damit wird begründet, warum diese Technologien zu

Komponenten der industriellen Forschung zählen. Das gilt weiterhin für die Kombination der Erzeuger in der Wärme-Dispatch-Zentrale, welche neue Verschaltungstechniken und Regelungsalgorithmen erfordert.

10.1 Holz-Vergaser mit angeschlossenem BHKW

Die Holzvergasung ist ein thermochemischer Prozess, welcher nachwachsende Energieträger wie Holz in Synthesegas umwandelt. Dieses kann daraufhin in einem hocheffizienten BHKW genutzt werden.

Technische Reife und Marktübersicht

Während der Wirkungsgrad der direkten Nutzung durch Verbrennung in einem Heizwerk von Holz bei ca. 70 % liegt, erhöht sich dieser durch die thermochemische Umwandlung auf ca. 77 %. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei der direkten Verbrennung von Holz in Verbindung mit einer Dampfturbine bei ca. 15 %, bei der thermochemischen Vergasung mit Nutzung eines BHKWs jedoch bei bis zu 30 %. Somit verdoppelt sich über den Synthesegasweg der Anteil des erzeugten exergetisch hochwertigen Energieträgers Strom. Über den Synthesegasweg werden pro Tonne Holz etwa 1,3 t fossiles CO₂ vermieden, bei konventioneller Verbrennung von Holz sind es je nach Technologie nur etwa 0,5 bis 1,0 t fossiles CO₂. (Berechnet über die Verdrängung von Erdgas in der Wärmeerzeugung und des aktuellen Strommix - Daten entstammen /FFE-13 17/, /UBA-03 16/, /LWF-01°14/, Messdaten und Marktrecherchen der Stadtwerke Rosenheim). Die Holzvergasung ist daher eine wesentlich effizientere Weise, Holz zu nutzen und trägt wesentlich stärker zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei, als die reine Holzverbrennung.

Einer der Hauptgründe, weshalb diese Technologie trotz jahrzehntelanger Forschung und Entwicklung bisher keine nennenswerte energiewirtschaftliche Rolle spielte, ist die Bildung von Holzteer im Anlagensystem des Vergasungsreaktors und dessen Ablagerungen im anschließenden Gasführungssystem. Dieses Problem führt zu einem hohen Aufwand für die Instandhaltung und nennenswerten Einschränkungen der Anlagenverfügbarkeit, so dass kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich ist.

Bedeutung der Technologiekombination Holzvergaser und BHKW für Wärmenetze 4.0

Laut verschiedener Studien wird der Biomasse in Zukunft eine bedeutsame Rolle als Wärmequelle für die Wärmeversorgung über Wärmenetze zukommen /BMWI-01 14/, /ÖKO-04 14/, /ISI-02 17/. Wesentlicher Vorteile in der Anwendung ist die einfache Speicherung von Biomasse. Auf Grund des stark limitierten Potenzials nachhaltig verfügbarer Biomasse ist auch hier die effiziente Nutzung des Energieträgers, z. B. über einen Vergaser mit BHKW-System anstelle eines einfachen Verbrennungsprozesses, essenziell. Zudem handelt es sich, verglichen mit Strom aus anderen erneuerbaren Energien, um eine gesicherte Energiebereitstellung. Wird das BHKW mit einem geeigneten Wärmespeicher verbunden, kann es strompreisgeführt und somit systemdienlich betrieben werden.

Die Holzvergaseereinheit stellt hierbei mit der technischen Leistungsregelung des BHKWs sowie mit der Regelfähigkeit der zeitgleichen Synthesegaserzeugung eine systemisch

wertvolle Komponente dar, welche wesentlich zur Flexibilisierung der erneuerbaren Energiebereitstellung von Wärme und Strom beiträgt /WI-01 18/. Fokus der Untersuchung sind die gleichbleibende Gasqualität des Vergasers bei Leistungsänderungen, die Leistungsregelung des gesamten Systems, einschließlich des Synthesegas-BHKWs in Bezug auf Größe und Geschwindigkeit der Lastsprünge, sowie die Gesamtwirtschaftlichkeit bei stromgeführter Betriebsweise z. B. im Vermarktungsfeld eines virtuellen Kraftwerkes und gleichzeitig geringerer Jahresvolllaststunden. Mit diesen Untersuchungen kann eine qualitative sowie eine größenabhängige Erkenntnis zur systemischen Integration eines Holzvergasers mit Synthesegas-BHKW im hochflexiblen Erzeugungsverbund dezentral kombinierter Anlagen mit Verwendung anderer erneuerbaren Energiequellen gewonnen werden, ohne auf der Vermarktungsseite die Förderhilfe des EEGs zu nutzen.

Im zukünftigen Energieversorgungssystem könnte die Technologie Biomasse-Vergaser allerdings ebenfalls für die Erzeugung von Synthesegas für eine stoffliche Nutzung der Biomasse in der chemischen Industrie relevant werden /BUT-02 17/. Daher ist ein langfristiges Monitoring des Synthesegases über eine permanente Messung der Gasbestandteile und eine regelmäßige energetische Bilanzierung durch entsprechende Ausstattung mit Messgeräten essenziell.

Alleinstellungsmerkmal des eigenen Konzeptes

Die entwickelte Holzvergaseranlage der Stadtwerke Rosenheim zeichnet sich, im Gegensatz zu vielen anderen Holzvergasern auf dem Markt, durch ein teerfreies Holzgas aus. Als Eingangsstoff dienen einfache Holzhackschnitzel. Die Steigerung der Gasqualität im Rosenheimer Verfahren wurde durch eine ausschlaggebende Änderung im Vergaserkonzept erreicht. Hierfür wurde zunächst von den Stadtwerken Rosenheim ein umfangreiches Messprogramm zur Ermittlung der Teerbildung in einer Biomassevergasungsanlage durchgeführt. Die Messungen fanden unter anderem im Rahmen eines vom Bayerischen Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (StMELF) geförderten Entwicklungsprojektes statt. Hierbei wurden an 14 verschiedenen Verfahrenskonzepten insgesamt 58 Teermessungen durchgeführt.

Durch Drehung der Gleichstrombettvergasung um 180° wurde das Problem des verfahrenstechnischen Verdichtens des Materials im Reaktor gelöst. Die Zuführung der Hackschnitzel erfolgt von unten durch eine Förderschnecke. Durch diese Anordnung wird zum einen dem vorhergehenden Schritt, dem Pyrolyseprozess ausreichende Verweilzeit gegeben. Zum anderen ist durch das anschließende Wirbelbett in einem leichten Unterdrucksystem im Reaktor eine Verdichtung des Pyrolysematerials ausgeschlossen. Im Gegensatz hierzu neigen klassische Imbert-Vergaser bei zu hoher Verdichtung in der Regel zu erhöhter Teerbildung.

Auch wenn die vorausgegangenen Messungen anderer Anlagen gezeigt haben, dass sich viele Anlagenkonzepte technologisch auf einem hohen Niveau befinden, kann die Holzvergaseranlage mit dem Rosenheimer Verfahren als eine herausragend zuverlässig teerfreie Energieversorgungsanlage bezeichnet werden.

Diese Holzvergasertechnik kombiniert mit einem modifizierten BHKW würde im Falle einer Umsetzung erstmals in diesem Maßstab in Betrieb genommen. Zusätzlich zu der Wärme aus dem BHKW würde die Abwärme des Vergasers in das Wärmenetz eingespeist.

Hiermit soll der Nachweis der Funktionstüchtigkeit und Dauerbetriebsfähigkeit erbracht sowie die resultierenden Wartungs- und Instandhaltungskosten bestimmt werden. Des Weiteren wird die Gaszusammensetzung kontinuierlich aufgezeichnet, wodurch diese auch in den An- und Abfahrzeiten genau bestimmt wird.

10.2 Großwärmepumpe

Als Großwärmepumpen bezeichnet man Wärmepumpen, welche zum einen meist eine Heizleistung von 150 kW überschreiten. Zum anderen handelt es sich, im Gegensatz zu Wärmepumpen in Haushalten, hierbei um komplexe Anlagen, für deren Auslegung individuelle Planungsarbeit notwendig ist /IER-06 08/.

Technische Reife und Marktübersicht

Während die Marktdurchdringung dezentraler Wärmepumpen in den letzten Jahren in Deutschland kontinuierlich gestiegen ist, sind Großwärmepumpen gemäß vorliegender Daten lediglich in wenigen Nahwärmenetzen in Betrieb, ihr Einsatz in geförderten innovativen Quartiersprojekten nimmt jedoch zu. Auf Grund anderer historischer Bedingungen und der Kostenstruktur der verschiedenen Energieträger (speziell das Verhältnis von Strom- und Erdgaspreis) werden Wärmepumpen in Nordeuropa jedoch bereits in mehreren Wärmenetzen eingesetzt. Einen Marktüberblick geben /AAL-01 17/ und /IER-07 14/. Hier ist zu unterstreichen, dass für viele Projekte, abhängig von der Wärmequelle und den relevanten Systemtemperaturen, individuelle Anlagen gefertigt wurden.

Bedeutung der Großwärmepumpe für Wärmenetze 4.0

In vielen Szenarien zur zukünftigen Energieversorgung wird davon ausgegangen, dass ein hoher Anteil des Energiebedarfes des Verkehrs- und Wärmesektors elektrifiziert wird. Jedoch ist zu beachten, dass das Flächenpotenzial zur Erzeugung von regenerativem Strom stark eingeschränkt ist /FFE-145 17/. Daher muss eine effiziente Nutzung des Stromes auch zu Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien angestrebt werden, was Großwärmepumpen ermöglichen. In verschiedenen Studien wird Großwärmepumpen deswegen europaweit eine hohe Relevanz zur emissionsarmen Bereitstellung des Wärmebedarfs zugeschrieben /AAL-01 12/, /AAL-01 13/.

Die Systemdienlichkeit von Wärmepumpen in Haushalten ist durch das geringe Volumen der angeschlossenen Wärmespeicher stark begrenzt, wohingegen Großwärmepumpen an kostengünstige Großwärmespeicher angeschlossen werden. Potenziell ist des Weiteren eine Variation der Wärmenetztemperatur zur Erhöhung der Flexibilität der Wärmeerzeugung möglich. Daher stellen über Wärmepumpe versorgte Wärmenetze mit thermischen Speichern ein besonders hohes Flexibilitätspotenzial dar.

Im Gegensatz zu BHKWs sind Großwärmepumpen geräuscharm, so dass ihr Einsatz von einer hohen Nutzerakzeptanz geprägt ist. Zudem kann in Großwärmepumpen Abwärme für die Wärmeerzeugung genutzt werden. In dem Falle besteht keine Konkurrenz zu einer alternativen Nutzung der Energiequelle und Abwärme wird sinnvoll genutzt.

Auf Grund der, verglichen mit anderen Ländern, hohen Differenz zwischen Strom- und Erdgaspreis ist die Nutzung von Großwärmepumpen trotz ihrer hohen Effizienz aktuell nicht wirtschaftlich. Allerdings besteht aktuell eine politische Diskussion über die

Änderung der Besteuerung der Energieträger, wie eine Abschaffung der Stromsteuer, eine Ausweitung der EEG-Umlage auf alle Energieträger und die Einführung einer CO₂-Steuer auf fossile Energieträger /AGORA-05 17/, /BDEW-01 18/. Zudem zeichnen sich in den letzten Jahren stärkere Schwankungen des Strompreises ab, so dass für systemdienlich eingesetzte Anlagen in Zukunft eine Wirtschaftlichkeit erreichbar ist /SOB-01 17/.

Bei Großwärmepumpen handelt es sich um eine effiziente, bekannte Technologie, für deren weitflächige Umsetzung unter aktuellen Umständen jedoch auf Grund fehlenden Wissens, Betriebserfahrungen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen noch Hemmnisse bestehen /NTB-01 17/.

Innovativer Ansatz der eigenen Umsetzung

In der Machbarkeitsstudie werden als potenzielle Wärmequellen Erdwärme, Grundwasser und der Rücklauf des Primärnetzes (Temperatur 60 °C) untersucht. Hierbei wurde die Nutzung des Rücklaufs des Primärnetzes als Wärmequelle nach unserem Kenntnisstand bisher in keinem anderen Projekt umgesetzt. In der Machbarkeitsstudie wird untersucht, in welchem Rahmen das Temperaturniveau des Wärmenetzes variiert werden kann und inwiefern Wärmepumpen hierfür geeignet sind.

Zwar werden Wärmepumpen in Nordeuropa vereinzelt strompreis-gesteuert gefahren, die Integration in ein virtuelles Kraftwerk in der Kombination mit Solarthermie, weiteren Wärmequellen und einer KWK-Anlage ist gemäß Expertenbefragung jedoch bislang nicht erfolgt. Bei einer Verschaltung der Anlagen mit weiteren Komponenten ist mit einem intermittierenden Betrieb und daraus resultierenden Auswirkungen auf die Wartungs- und Instandhaltungskosten zu rechnen. Hierzu und zu dem An- und Abfahrverhalten der Anlagen sind bisher wenige Informationen öffentlich dokumentiert.

Somit sollen im Falle einer Umsetzung sowohl eine innovative Schaltung der Großwärmepumpe erfolgen als auch die Nutzung einer innovativen Wärmequelle. Die hieraus gewonnenen Erfahrungen werden durch eine geeignete Publikationsform öffentlich gemacht.

10.3 Kombination der Erzeuger

Die Kombination einer Großwärmepumpe mit einem Holzvergaser-BHKW kann in Nahwärmesystemen als innovative Erzeugungseinheit eine Lösung für ein regelfähiges und dezentral innovativ verknüpftes System sein. /WI-01 18/

Da ein leistungsgeregelter Holzvergaser mit einer Wärmepumpe im kombinierten System zur Erzeugung reiner erneuerbarer Energie in vergleichbaren Konzepten bisher nicht im Einsatz ist, soll dies im Rahmen des Forschungsprojektes Wärmenetze 4.0 als industrielle Forschungskomponente gezielt zum produktiven Einsatz kommen und auf technische Effektivität und Wirtschaftlichkeit untersucht werden.

11 Prüfung der rechtlichen Genehmigungsfähigkeit

Die rechtliche Genehmigungsfähigkeit betrifft je nach Variante insbesondere die bauliche Genehmigung, wasserrechtliche Verfahren mit Untersuchungen, Dienstbarkeiten sowie

ggf. emissionsrechtliche Themen. All diese Aspekte werden im Rahmen der Studie durch die Beantwortung folgender genehmigungsrechtlicher Fragen geprüft.

Inwiefern ist die Nutzung von Abwasserwärme aus dem Abwassersystem im Gebiet der Hochschule und dem Liegenschaftsgelände zur Nutzung als Umweltwärmequelle für eine Großwärmepumpe rechtlich genehmigungsfähig?

Bei der Liegenschaft und der angrenzenden Bundesstraße B15 ist die Neuverlegung eines Abwasserkanals zur verbesserten Abwasserführung geplant. Die Ausführung ist für die Jahre 2022 bis 2024 und die mögliche Teilinbetriebnahme für 2022 geplant. Dies liegt somit im Bewilligungszeitraum für das Modul II zur Umsetzung eines Wärmenetzsystems 4.0.

Dieser Kanal soll nach Aussagen der Stadt Rosenheim mit einem Durchmesser von DN 1400 eine durchschnittliche Abwassermenge von 25 l/s und einen vergleichbaren Temperaturbereich von Grundwasser zur Verfügung haben. Diese Abwassermengen stellen für eine strom- und umweltenergiebetriebene Wärmepumpe eine nachhaltige Umweltwärmequelle dar.

Da der Abwasserkanal Eigentum der Stadt ist, ist nach Klärung mit dem entsprechenden Amt der Stadt Rosenheim eine Nutzungsvereinbarung notwendig. In dieser werden im Wesentlichen einfache Punkte wie z. B. die Nutzung durch Abkühlung der Abwassertemperatur, der Einbindungsort sowie die verantwortliche Betriebsführung definiert und vereinbart. Es ist mit keinen gesetzlichen Auflagen wie in wasserrechtlichen Belangen bei einer Brunnenwassernutzung zu rechnen. Deshalb ist der Aspekt der Abkühlung des Abwassers im geplanten Abwassersystem im Gebiet der Liegenschaft zur Nutzung in einer Wärmepumpe grundsätzlich genehmigungsfähig.

Inwiefern ist die Nutzung von Grundwasser im Gebiet der Hochschule und des Liegenschaftsgeländes zur Nutzung als Umweltwärmequelle in Form eines Brunnensystems für eine Großwärmepumpe rechtlich genehmigungsfähig?

Im Rahmen der Studie wird auch die Nutzung von Grundwasserwärme als nachhaltige Umweltquelle für eine strom- und umweltenergiebetriebene Wärmepumpe in Form eines Brunnensystems, bestehend aus Saug- und Schluckbrunnen untersucht.

Für die Nutzung des Grundwassers durch Entnahme und Wiedereinleiten von erwärmten oder abgekühlten Wassers zum Betrieb einer Wärmepumpe ist eine wasserrechtliche Erlaubnis nach § 10 WHG i. V. m. Art. 15 BayWG notwendig. Die Erteilung einer beschränkten wasserrechtlichen Erlaubnis zum Betrieb einer Wärmepumpe oder Kühlanlage muss bei der Stadt Rosenheim und über das Umwelt- und Wasserwirtschaftsamt beantragt werden. Es ist mit Einhaltung von Mengengrenzwerten und Grenzwerten der Temperaturveränderung des Grundwassers zu rechnen.

Der Aspekt der beschränkten wasserrechtlichen Erlaubnis zum Betrieb einer Wärmepumpe ist grundsätzlich genehmigungsfähig.

Inwiefern ist die Anwendung eines Holzgas-BHKWs im vorliegenden Konzept rechtlich genehmigungsfähig?

Ein Holzgas-BHKW System erzeugt vor Ort aus holzartiger Biomasse mittels eines thermochemischen Verfahrens das Synthesegas Holzgas, welches unmittelbar im modifizierten BHKW motorisch verbrannt wird. Zur Unterstützung im Anfahr- und

Abfahrbetrieb und in Störfällen wird neben dem BHKW eine Fackel sowohl als Betriebsfackel als auch in Form einer Notfackel benötigt.

Bei diesem Anlagenaufbau sind durch das Ableiten von verbrannten und unverbrannten Abgasen emissionsrechtliche Anforderungen besonders zu betrachten. Deshalb beschränkt sich diese Prüfung hauptsächlich auf diesen Aspekt.

Die drei Betriebsfälle Notfackel-Betrieb, Betriebsfackel-Betrieb und normaler BHKW-Betrieb unterliegen unterschiedlicher genehmigungsrechtlicher Einstufung.

Anwendungsfall „Notfackel-Betrieb“:

Eine Notfackel ist nicht immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig – aber baurechtlich genehmigungsbedürftig. Gemäß 4. BImSchV, Anhang I, Nr. 8.1.3. sind Anforderungen an die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb nicht genehmigungsbedürftiger Anlagen sowie Anforderungen nach TA Luft (2002) Nr. 5.4.8.1 einzuhalten.

Anwendungsfall „Betriebsfackel im An-/Abfahrbetrieb“:

Eine Betriebsfackel ist immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig gemäß 4. BImSchV, Anhang I, Nr. 8.1.3. Anforderungen nach TA Luft (2002). Es ist mit einem vereinfachten Verfahren gemäß § 19 BImSchG (ohne Öffentlichkeitsbeteiligung) zu rechnen. Gesonderte Anforderungen an Fackel (Notstromversorgung, sicherer Betrieb, Ex-Schutz etc.) sind zu beachten. Unverbranntes Ableiten von Holzgas unterliegt der Beachtung der Bagatellmassenströme der TA Luft (2002).

Die VDI Richtlinie 3461 als Richtlinie für die Genehmigungsfähigkeit und zur Errichtung von Holzvergaseranlagen kann beachtet werden, muss aber nicht von Behörden gefordert werden.

Anwendungsfall „regulärer BHKW-Betrieb“:

Grundsätzlich ist das Merkblatt zur Schornsteinhöhenberechnung (2012) für BHKW zu beachten und auch baurechtlich zu berücksichtigen. Generell gilt für Höhe des Schornsteins, dass dieser mindestens 10 m über Flur (Geländeoberkante) und 3 m über First (oberste horizontale Kante eines Daches) endet. Hierbei ist auch die Landesbauverordnung und Feuerungsverordnung zu beachten.

Bei der emissionsrechtlichen Fragestellung zum Ableiten der Abgase aus dem Verbrennungsmotor muss mit Auflagen zur Emissionsbegrenzung in Form von Massenkonzentrationen bei Staub, Stickoxiden, Kohlenmonoxid, Formaldehyd, Benzol und Benzopyren gerechnet werden. Die schärfsten Anforderungen an die Genehmigungsfähigkeit eines Holzgasbetriebenen BHKWs stellen somit jene zum Ableiten der Abgase dar, unter deren Einhaltung eine Errichtung und ein Betrieb genehmigungsfähig sind.

Inwiefern ist eine Nutzung der Räumlichkeiten sowie der Örtlichkeiten zum Errichten und Betreiben des neuen Versorgungssystems für die Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG gegeben?

Veränderungen an einem bestehenden Gebäude zur Nutzungsänderung für eine neue Heizzentrale oder Neubau, oder Umbaumaßnahmen für eine neue Heizzentrale müssen

vom Eigentümer oder Verwalter der Liegenschaft baurechtlich angezeigt bzw. beim Bauordnungsamt der Stadt Rosenheim beantragt werden.

Die Nutzung der Räumlichkeiten und Örtlichkeiten auf der Liegenschaft der Bundespolizei Rosenheim für die Errichtung und den Betrieb der technischen Anlagen, wesentlich bestehend aus Holzvergaser mit Lagereinrichtung, Fördersystem, Reststoffentsorgung, BHKW Anlage, Wärmepumpe(n), Speichersysteme, Übergabestationen und Anpassungen am Verteilernetz wie Hausstationen, muss in einer Vereinbarung mit dem Eigentümer geklärt werden. Hierzu ist die Form einer Miete oder Pacht möglich.

Auch die Eigentumssicherung der genannten technischen Anlagen und Nutzung von bestehenden technischen Systemen muss im Laufe des Umsetzungsprojektes geklärt werden. Dies kann in Form einer Dienstbarkeit oder einer Nutzungsvereinbarung zwischen dem Eigentümer der Liegenschaft, der Hochschule Rosenheim, sämtlichen weiteren Nutzern sowie der Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG (als verantwortlicher Betreiber des neuen Wärmeversorgungssystems) definiert werden.

12 Bestimmung der Zusammensetzung der Wärme und der Wirtschaftlichkeit

Für die Bestimmung der Zusammensetzung der Wärme und der davon abhängigen Wirtschaftlichkeit der Konzepte wurden zwei Berechnungstools erstellt, welche in Kapitel 5.3.2 bzw. Kapitel 5.4.5 beschrieben sind. Hier wird zunächst auf die mit den Konzepten erreichbare Wärmezusammensetzung (Kapitel 12.1) eingegangen. Danach wird je Konzept auf die hinterlegten Kostendaten und darauf aufbauend die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung diskutiert (Kapitel 12.2). Eine Wirtschaftlichkeitsberechnung inklusive Risiko wird in Kapitel 12.3 durchgeführt.

12.1 Wärmezusammensetzung

Die Wärmezusammensetzung wird hier ökonomisch optimiert. Dies bedeutet, dass die geforderten Anforderungen an ein Wärmenetz 4.0 erfüllt werden. Der Rest der benötigten Wärme wird über das Primärnetz bereitgestellt. Für das Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen lässt sich die Zusammensetzung der Wärme leicht einfach durch gezieltes An- und Abschalten der einzelnen Erzeuger verändern. Dadurch kann in allen Szenarien die in **Tabelle 12-1** festgehaltene Zusammensetzung der Wärmeerzeugung erreicht werden.

Tabelle 12-1: *Anteile der verschiedenen Wärmequellen an der Wärmebereitstellung je nach Szenario im Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen*

Szenario	Umweltwärme	Strom für Wärmepumpen	Wärme aus Primärnetz
Alle Szenarien	32 %	21 %	47 %

Auf Grund der Komplexität der Wärme-Dispatch-Zentrale und speziell der Abhängigkeiten der einzelnen Komponenten untereinander ist die Erreichung der ökonomisch sinnvollsten Zusammensetzung nur bedingt möglich. **Tabelle 12-2** zeigt die erreichte Zusammensetzung der Wärmebereitstellung mit dem Tool. In der Tabelle ist neben den Standardszenarien das Szenario „kostenoptimiert“ vorhanden. Um die richtige Verschaltung der Erzeuger hierfür zu ermitteln, bedarf es weitergehender Analysen und genauerer Modellierung des Systems.

Tabelle 12-2: *Anteile der verschiedenen Wärmequellen an der Bereitstellung je nach Szenario über die Wärme-Dispatch-Zentrale*

Szenario	Umweltwärme	Strom für Wärmepumpen	Wärme aus BHKW	Wärme aus Primärnetz
konstanter Verbrauch	20 %	9 %	46 %	25 %
kostenoptimiert	20 %	9 %	29 %	42 %

Für den Fall der tiefgreifenden Sanierung gibt das erstellte Tool zwar Ergebnisse aus, allerdings zeigt eine Analyse der Daten, dass der Betrieb der Wärme-Dispatch-Zentrale bei der reduzierten Last nicht möglich ist.

In **Abbildung 12-1** ist der Wärmebedarfslastgang auf dem gesamten Gelände nach einer tiefgreifenden Sanierung dargestellt. Es zeigt sich, dass im Gegensatz zu **Abbildung 5-5** in der Übergangszeit keine Tage mehr auftreten, an denen der Wärmebedarf auf dem Gelände größer ist als die erzeugbare Leistung der Wärmeerzeuger.

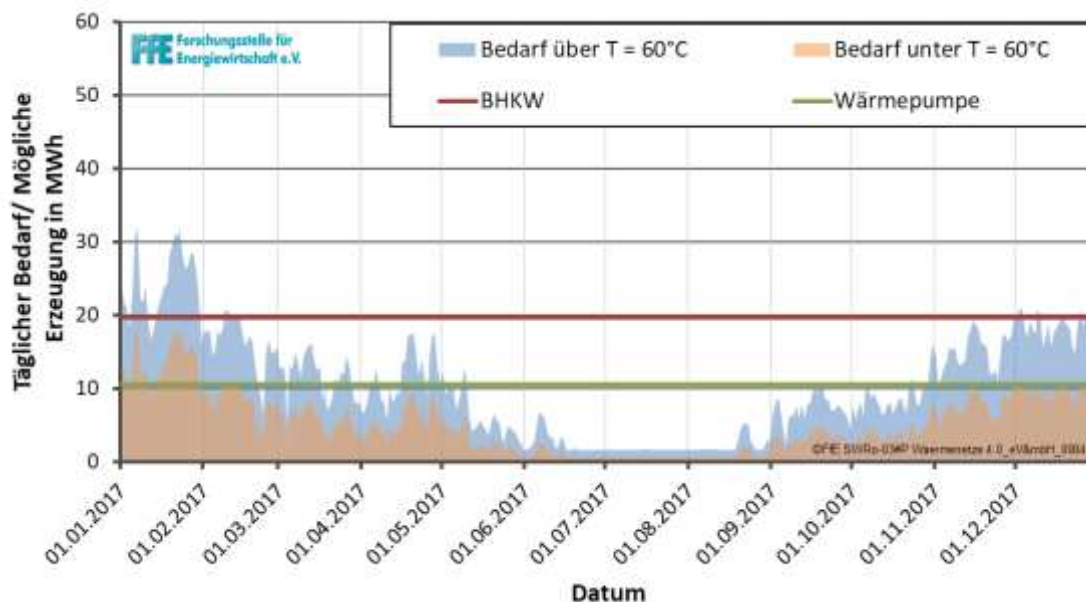


Abbildung 12-1: *Täglicher Wärmebedarf nach Sanierung nach Temperaturhub (Zwischengrenze 60 °C) und gestapelte erzeugbare Wärmemenge der erneuerbaren Wärmequellen*

Betrachtet man den Wärmebedarf verglichen mit der erzeugten Wärme der Anlagen in jeweiliger Minimallast (siehe **Abbildung 12-2**), zeigt sich, dass diese von Mai bis Mitte September definitiv komplett abgeschaltet werden müssen. Bereits ab März besteht eine starke Konkurrenz zwischen den Anlagen Wärmepumpe und BHKW, da diese selbst bei

Minimallast zum Teil mehr Wärme erzeugen können als benötigt wird. Im erstellten Tool äußert sich dies über eine kontinuierliche Überladung der Speicherfüllstände sowohl des HT als auch des MT-Speichers. Da das BHKW erst außerhalb der Heizzeit abschalten soll, wird speziell der HT Speicher untertägig kontinuierlich überladen.

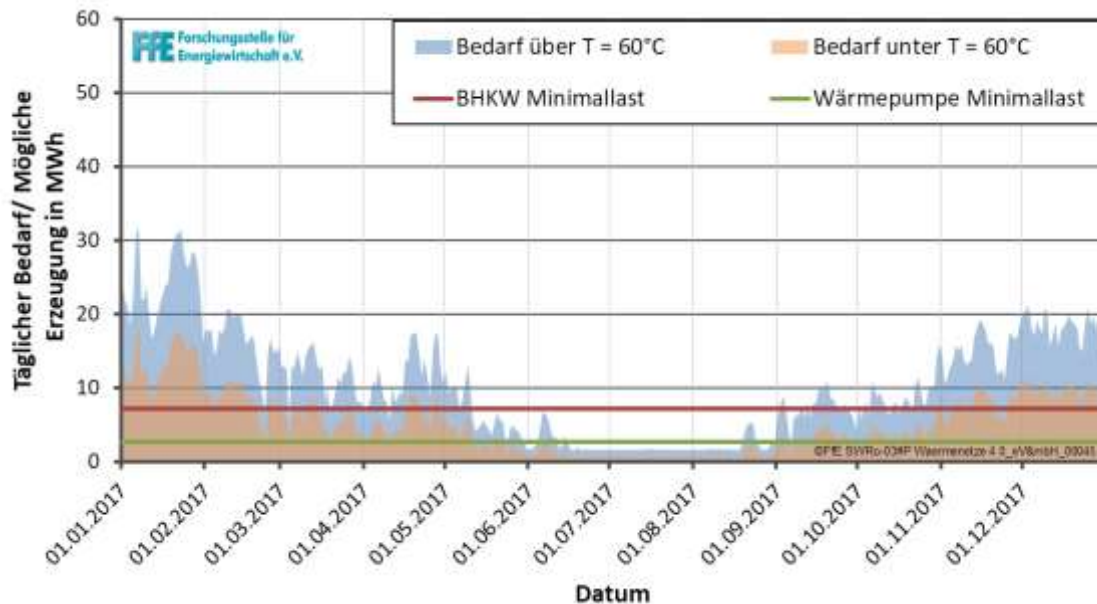


Abbildung 12-2: *Täglicher Wärmebedarf nach Sanierung nach Temperaturhub (Zwischengrenze 60 °C) und gestapelte erzeugbare Wärmemenge der erneuerbaren Wärmequellen bei Minimallast*

Da eine Wärmeversorgung über die Wärme-Dispatch-Zentrale im Szenario der tiefgreifenden Sanierung nicht möglich ist, werden hierfür im Folgenden weder die wirtschaftlichen noch die umweltrelevanten Kennzahlen dargestellt.

12.2 Relevante Kostenkomponenten und Wärmegestehungskosten

In diesem Kapitel finden sich nacheinander die in den Tools hinterlegten wirtschaftlichen Kennzahlen.

Investitionen und jährlich erwartete fixe Kosten

In **Tabelle 12-3** sind die betrachteten fixen Kosten aufgeschlüsselt nach Technologie dargestellt und in der letzten Spalte den Konzepten zugeordnet, für welche sie jeweils relevant sind.

Erfahrungen der Stadtwerke Rosenheim zeigen, dass für die Detailplanung Kosten von 5 % des Invests angesetzt werden können.

Tabelle 12-3: Übersicht über zu erwartende fixe jährliche Kosten und Relevanz für die einzelnen Konzepte, wobei 1: Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen, 2: Wärme-Dispatch-Zentrale (Quellen: ¹aus Angebot, ²/IER-07 14/, ³aus eigenen Berechnungen, ⁴/FFE-11 17/, ⁵/FAB-01 18/ ⁶/BMF-01 95/, ⁷/VDI-04 12/

Technologie	Investitions- und Anschlusskosten	Abschreibungsdauern	Jährliche Wartungskosten	Konzept
Anschluss Primärnetz	260.000 € ¹	20 Jahre ⁶	-	1, 2
Abwasserwärmepumpe	270.000 € ¹	20 Jahre ⁷	9.000 € ¹	1, 2
Individuelle Wärmepumpen	389.291 € ²	20 Jahre ⁷	1,5 % des Invests ⁷	1
Holzvergaser + BHKW +	820.000 € ³	10 Jahre ³	100.000 € ³	2
Dezentrale Wärmespeicher	47.100 € ⁴	50 Jahre ^{7*}	1 %des Invests ⁷	1
Hochtemperatur-Wärmespeicher	19.200 € ⁵	50 Jahre ^{1*}	200 € ³	2
Mitteltemperatur-Wärmespeicher	29.700 € ⁵	50 Jahre ^{1*}	200 € ³	2
Messtechnik	15.000 € ³	15 Jahre ⁶	-	1, 2
Monitoring	32.800 € ³	15 Jahre ⁶	-	1, 2
Netzverlegung Liegenschaft	340.000 € ³	20 Jahre ⁶	14.000 € ³	1, 2
Netzverlegung Hochschule	325.000 € ³	20 Jahre ⁶		1, 2
Hausübergabestationen Liegenschaft	318.100 € ³	20 Jahre ⁶		2
Hausübergabestationen Hochschule	22.000 € ³	20 Jahre ⁶		2
Nebenanlagen, speziell Trafo	80.000 € ³	20 Jahre ⁶	-	1
Invest Heizzentrale nur für zentrale Wärmepumpe	372.500 € ³	15 Jahre ⁶	-	1
Invest Heizzentrale für Wärme-Dispatch-Zentrale	495.000 € ³	15 Jahre ⁶	-	2
Genehmigung	10.000 € ³	-	-	1, 2

* hier Lebensdauern verwendet, da in einschlägiger Literatur keine Abschreibungsdauer verfügbar

Jährlich erwartete betriebsgebundene Kosten

Während die zuvor dargestellten fixen Betriebskosten unabhängig sind von der Verschaltungslogik der Erzeuger, sind die betriebsgebundenen Kosten ausschließlich hiervon abhängig. Die verbrauchte Menge der Betriebsmittel für das Niedertemperaturnetz ist in **Tabelle 12-4** und für die Wärme-Dispatch-Zentrale in **Tabelle 12-5** dargestellt.

Tabelle 12-4: *Zusammensetzung des Betriebsmittelbezugs für das Niedertemperaturnetz bei wirtschaftlich optimaler Zusammensetzung der Wärmeerzeugung*

Szenario	Strombezug	Wärme aus Primärnetz
konstanter Verbrauch	274.081 €	57.282 €
tiefgreifende Sanierung	219.429 €	46.238 €

Tabelle 12-5: *Zusammensetzung der betriebsgebundenen Kosten für die Wärme-Dispatch-Zentrale bei wirtschaftlich optimaler Zusammensetzung der Wärmeerzeugung*

Szenario	Kosten Strombezug von extern	Erlös Stromverkauf nach extern	Kosten EEG-Umlage auf Eigenverbrauch	Kosten Wärme aus Primärnetz	Kosten Biomasse, Strickstoff und Abfallentsorgung
konstanter Verbrauch	1.298 €	29.623 €	11.156 €	31.514 €	233.079 €
kostenoptimiert	0 €	18.687 €	10.449 €	52.304 €	161.780 €

Erwartete Fördermittel Förderbekanntmachung Wärmenetze 4.0

Gemäß den Förderbedingungen wird angesetzt, dass sämtliche Investitionen in Wärmenetz, -erzeuger und -speicher mit einem Investitionszuschuss von 20 % gefördert werden. Für die Steuerungstechnik der Wärme-Dispatch-Zentrale und den Vergaser mit angeschlossenem BHKW wird einmal mit Grundförderung von 20 % und einmal mit einer erhöhten Förderung der Komponenten als Komponenten der industriellen Forschung (60 %) gerechnet.

Erwartete sonstige Fördermittel

Für die beiden Konzepte werden keine weiteren Förderungen angenommen. Die ins Primärnetz einspeisenden Anlagen werden weiterhin nach dem KWKG gefördert. Die Förderung für bezogene Wärme aus dem Primärnetz beläuft sich umgerechnet auf 5 €/MWh.

Erwartete Einnahmen

Als jährliche Einnahmen liegen in beiden betrachteten Konzepten jene aus dem Verkauf der Wärme vor, welche sich in einen Grund-, Verrechnungs- und Arbeitspreis untergliedert. Die Summe aus Grund- und Verrechnungspreis berechnet sich anhand der vorliegenden Lastgänge sowie der Bruttokosten für den Fernwärmebezug der Stadtwerke Rosenheim /SWR-01 11/. Diese ist je Szenario in **Tabelle 12-6** dargestellt.

Bei dem Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale kommen weiterhin Einnahmen aus dem Verkauf des nicht selbst genutzten Stromes aus dem BHKW dazu. Diese sind ebenfalls vom betrachteten Szenario abhängig und in Tabelle 12-6 aufgezeigt.

Für die Berechnung der Wärmegestehungskosten sind keine Anschlussgebühren für den Kunden an das Wärmenetz enthalten.

Tabelle 12-6: *Fixe zusätzlich zum Arbeitspreis anfallende Einnahmen: Grund- und Verrechnungspreis in beiden Konzepten gültig, Einnahmen aus Stromverkauf aus BHKW nur für Konzept der Wärme-Dispatch Zentrale*

Szenario	Grund- und Verrechnungspreis	Stromverkauf BHKW
konstanter Verbrauch	37.666 €	29.323 €
tiefgreifende Sanierung	30.989 €	-

Resultierende Wärmegestehungskosten

Die in **Tabelle 12-7** dargestellten Wärmegestehungskosten berechnen sich aus den summierten jährlich anfallenden Kosten, dividiert durch die vom Kunden bezogene Nutzwärme. Diese sind hier für die beiden Versorgungsszenarien dargestellt. Für die Wärme-Dispatch-Zentrale wird hier unterschieden zwischen Standardförderung (20 % auf alle Investitionen), erhöhte Förderung (Förderung der Kernkomponenten der Wärme-Dispatch-Zentrale mit 60 %) und kostenoptimiert nach Standardförderung (manuell optimierte Zusammensetzung der Wärmebereitstellung).

Tabelle 12-7: *Resultierende Wärmegestehungskosten mit Förderung nach den Förderbedingungen gemäß Wärmenetze 4.0*

Szenario	Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpe	Wärme-Dispatch-Zentrale		
		Standardförderung	erhöhte Förderung	Kostenoptimiert nach Standardförderung
konstanter Verbrauch	10,7 €/kWh	12,9 €/kWh	11,9 €/kWh	12,0 €/kWh
tiefgreifende Sanierung	11,4 €/kWh	-	-	-

Der minimal notwendige Arbeitspreis bzw. Wärmegestehungspreis berechnet sich aus allen jährlichen Kosten abzüglich der jährlichen fixen Einnahmen aus dem Grund- und Verrechnungspreis. Dieser ist je Szenario in **Tabelle 12-8** dargestellt.

Tabelle 12-8: *Resultierende Wärmekosten mit Förderung nach den Förderbedingungen gemäß Wärmenetze 4.0 abzüglich der Einnahmen aus Grund- und Verrechnungspreis*

Szenario	Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpe	Wärme-Dispatch-Zentrale		
		Standardförderung	erhöhte Förderung	kostenoptimiert nach Standardförderung
konstanter Verbrauch	9,8 €/kWh	12,0 €/kWh	11,0 €/kWh	11,0 €/kWh
tiefgreifende Sanierung	10,5 €/kWh	-	-	-

Eine Aufschlüsselung der Kosten nach Kostenart mit und ohne Förderung gemäß Standardförderung ist für das Niedertemperaturnetz und die Wärme-Dispatch-Zentrale in Abbildung 12-3 dargestellt.

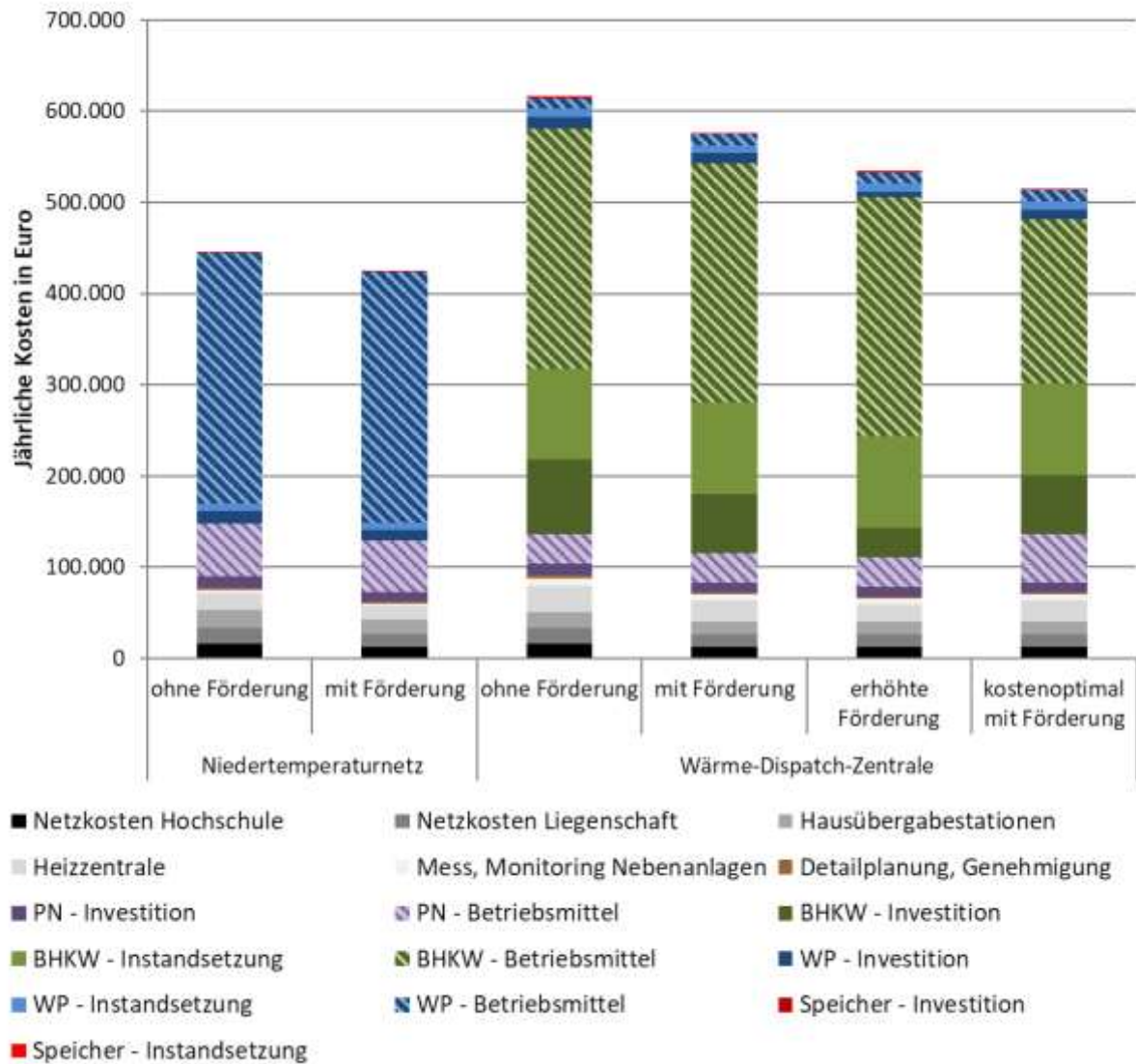


Abbildung 12-3: Aufgeschlüsselte jährliche Kostenbilanz für die verschiedenen Versorgungskonzepte im Standardszenario abhängig von Förderszenario

12.3 Risikoanalyse

Für die Risikoanalyse können vielfältige Kriterien herangezogen werden wie die veränderten Wettbewerbsbedingungen gegenüber anderen Technologien oder Wahrscheinlichkeiten von Naturkatastrophen.

Im Rahmen der betrachteten Konzepte sind für eine Risikoanalyse vor allem die Kostenkomponenten Biomasse- und Strompreis von herausragender Bedeutung. Weitere relevante aber nicht quantifizierte Risiken liegen vor allem in der Bereichen Lebensdauer des Vergasers, Effizienz der Abwasserwärmepumpe und Realisierung der Hochschule.

Resultierende Wärmegestehungskosten inklusive Sicherheitsmarge

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird eine Sicherheitsmarge mit aufgenommen, welche auf Grund der Komplexität der betrachteten Konzepte mit 20 % festgelegt wird.

Tabelle 12-9: *Resultierende Wärmegestehungskosten mit Förderung nach den Förderbedingungen nach Wärmenetze 4.0 mit Sicherheitsmarge*

Szenario	Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpe	Wärme-Dispatch-Zentrale		kostenoptimiert nach Standardförderung
		Standardförderung	erhöhte Förderung	
konstanter Verbrauch	11,1 €/kWh	13,9 €/kWh	12,8 €/kWh	12,9 €/kWh
tiefgreifende Sanierung	11,9 €/kWh			

13 Kosteneffizienz

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit sind in Kapitel 12.2 die Wärmegestehungskosten der Konzepte aufgeführt. Während im Rahmen von Wärmenetze 4.0 ein Kostenbenchmark von 12 €/kWh gilt, muss das Konzept in dem betrachteten Fall mit der Alternative einer Versorgung über das Primärnetz verglichen werden. Der Arbeitspreis der Stadtwerke Rosenheim beträgt im Winter (Oktober bis April) 6,176 €/kWh und im Sommer (Mai bis September) 4,941 €/kWh /SWR-01 11/.

14 Mindestgröße

In Kapitel 3.2.4 wurde bereits auf die verschiedenen betrachteten Szenarien für die Entwicklung des Energiebedarfs eingegangen. Da in den kommenden 10 Jahren mit keinem relevanten Rückgang des Wärmebedarfs zu rechnen ist, wird die Mindestgröße von einem Wärmebedarf über 3 GWh auch in der vorhersehbaren Zukunft eingehalten.

15 Online-Monitoring des Wärmenetzsystems 4.0

Im Folgenden ist das erstellte Online-Monitoring-Konzept des Sekundärnetzes dargestellt. Dies beinhaltet die Bestimmung von sinnvollen Zeitintervallen und das Ableiten entsprechender Netzpunkte für das Monitoring. Wie die relevanten Verbraucher und Erzeuger in das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Rosenheim integriert werden können, wurde bereits in Kapitel 9 beschrieben.

Speziell für das Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale ist es zudem essenziell, die einzelnen Komponenten über geeignete Mess-, Steuer- und Regelungstechnik aufeinander abzustimmen. Hierbei ist für jeden Messpunkt eine Kosten/Nutzen-Analyse durchzuführen. Generell gilt, je mehr Monitoring, desto besser, da so ein detailliertes Bild des Netzes erstellt werden kann. Gleichzeitig stellen Messstellen aber potenzielle Netzschwachstellen dar und der Energiebedarf für die Datenverarbeitung steigt mit der Menge an gesammelten Daten.

Einteilung der Energieformen

Zur Erfassung aller relevanten Energie- und Stoffströme der Wärmeversorgung des zu untersuchenden Wärmenetzes 4.0 wird nach dem in **Abbildung 15-1** dargestellten

Prinzip des Primärenergieeinsatzes, der Wärmeerzeugung, Wärmeverteilung und des Wärmeverbrauchs unterschieden. Durch Erfassung der Energieströme an entsprechenden Stellen im System werden prinzipiell die wesentlichen Verluste bei der Energieumwandlung in Wärme, bei der Verteilung bzw. Speicherung von Wärme und der reale Energieverbrauch ermittelt. Dies macht die Erstellung einer realistischen und nachvollziehbaren Energiebilanz möglich.



Abbildung 15-1: *Prinzip der Unterscheidung der Wärmeerzeugung und -verteilung*

Relevante Daten

Zunächst sind mit dem Monitoring-System alle relevanten Leistungs- und Betriebsdaten der Energieerzeuger zu ermitteln. Hierzu gehören im Fall der Wärme-Dispatch-Zentrale alle Energieströme am Wärmeübertrager zum Primärnetz, Vergaser, BHKW, am Abwasserwärmetauscher und an der Wärmepumpe. Zudem wird die verbrauchte Holzmenge protokolliert. Im Falle des Niedertemperaturnetzes sind diese Daten ebenfalls für den Wärmeübertrager zum Primärnetz sowie am Abwasserwärmetauscher und an der Wärmepumpe festzuhalten. Außerdem sind die Leistungsaufnahmen der dezentralen Wärmepumpen und deren Wärmeabgabe zu messen.

Da im Sommer der Nordstrang der Liegenschaft und ggf. der des Hochschulneubaus nicht betrieben werden (siehe Kapitel 6.3) wird die dezentrale Trinkwarmwasserversorgung außerhalb der Heizzeiten gesondert über die Stromaufnahme der dezentralen Durchlauferhitzer mittels Hutschienenzähler ermittelt.

Weiterhin müssen die Be- und Entladeenergie von Speichersystemen erfasst werden, damit die Speicherverluste und der Effekt des Pufferspeichers ermittelt werden können. Mehrere Sensoren in den zentralen Speichern lassen auf die Qualität der Schichtung im Speicher und den Beladezustand der einzelnen Schichten schließen. Diese Messung ist vor allem für die Steuerung der verschiedenen Wärmeerzeuger von Relevanz. Um die Wärmeverluste und die Effizienz des Netzsystems bewerten zu können, müssen zudem die Außentemperatur und die Temperaturen an entsprechenden Systemstellen ebenfalls erfasst werden.

Der Netzpumpenbetrieb führt zu relevanten Stromkosten, ist aber in der Regel aufgrund eines fehlenden Stromzählers nicht bekannt /UTEK-01 14/. Der Strombedarf der Netzpumpe wird daher über einen Stromunterzähler erfasst.

Abbildung 15-2 zeigt ein vereinfachtes Messpunkteschema zur Darstellung relevanter Datenerfassung für die Wärme-Dispatch-Zentrale sowie die Wärmenetze von Liegenschaft und Hochschule. Mit den Daten können standardisierte Auswertungen und Betrachtungen in Abhängigkeit von der Außentemperatur, für Betrachtungen des Speichermanagements sowie die Aufteilung der erneuerbaren Wärmeanteile erstellt werden.

Messpunkte und IT-Infrastruktur

Zur Ermittlung von Wärmemengen sind Wärmemengenrechner geplant, welche neben der Wärmemenge auch den Durchfluss und die Vor- sowie die Rücklauftemperatur des jeweiligen Messpunktes angeben.

Die sekundlich aufgenommenen Daten werden von einer Steuerung erfasst, einer Central Processing Unit (CPU) gespeichert sowie in das zentrale Serversystem der Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG übertragen. Über das Betriebsdatenerfassungssystem ACRON stehe die Daten für 10 Jahre zur Verfügung.

Diese Daten werden ausschließlich von den Stadtwerken Rosenheim GmbH & Co. KG als Betriebsführer auf Netzebene erfasst und können entsprechenden Stellen des BMWi und der Bewilligungsbehörde zur Verfügung gestellt werden.

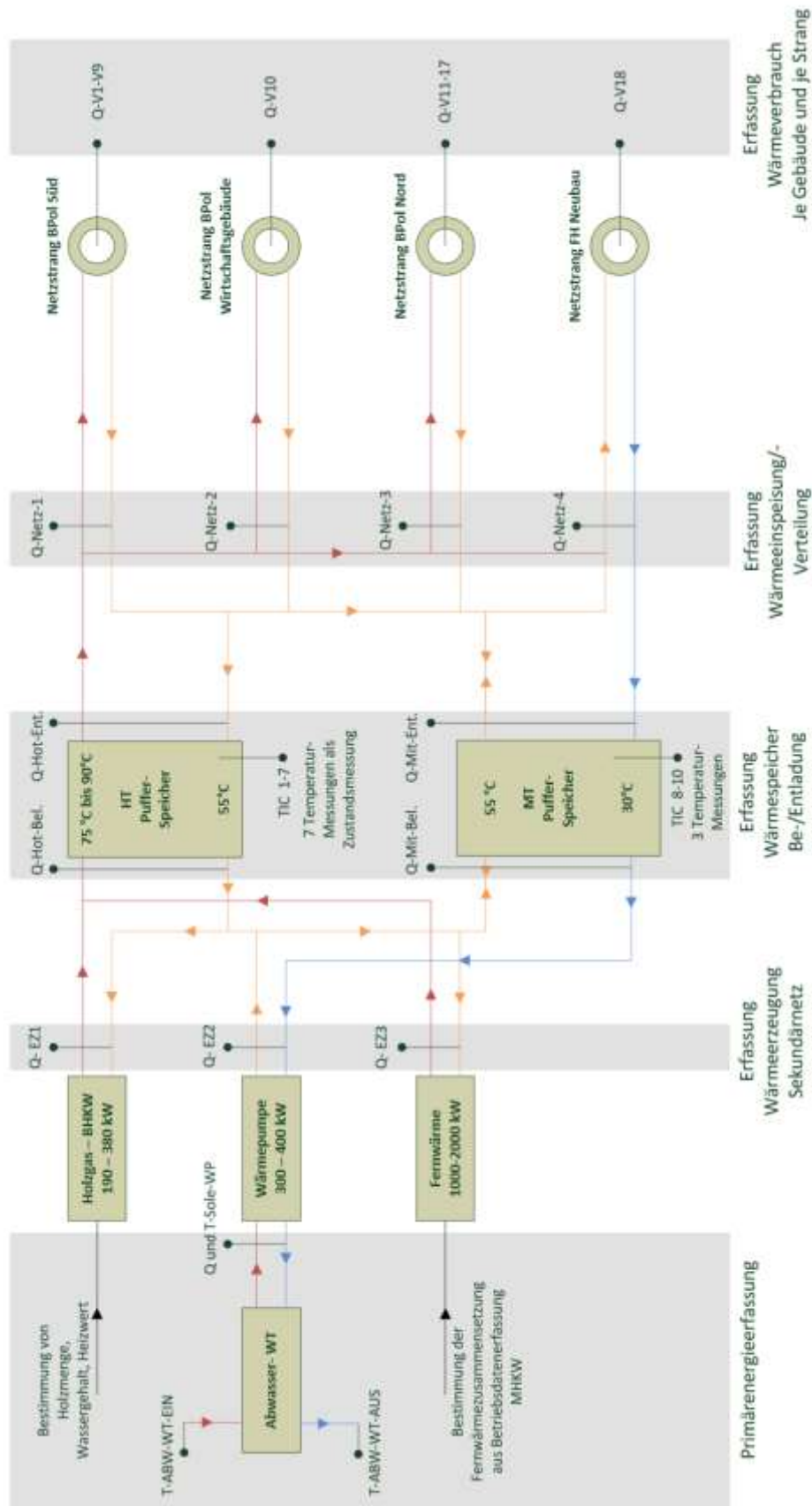


Abbildung 15-2: Messpunkteschema für relevante Datenerfassung des Sekundärnetzes

Tabelle 15-1: *Komponenten- und Messpunktliste für erarbeitetes Monitoringkonzept*

Nr.	Kategorie	Beschreibung/ Messpunkt	Schema-Bezeichnung Messpunkt	Sensorik/ Messtechnik	Typ/Hersteller	Kosten in Euro
1	Witterung	Außentemperatur	T-Außen	PT 100 + Tauchhülse	TC Direct	65
2	Primärenergiebestimmung	Holzmenge	Q-Holzm. 1	2 Punkt Waagensystem	diverse	4000
3	Primärenergiebestimmung	Wassergehalt- Feuchtemessung	Q-Holzm. 2	Humimeter	Schaller Messtechnik	1000
4	Primärenergiebestimmung	Abwassertemperatur Eingang Wärmetauscher	T-ABW-WT-EIN	PT 100 + Tauchhülse	TC Direct	65
5	Primärenergiebestimmung	Abwassertemperatur Ausgang Wärmetauscher	T-ABW-WT-AUS	PT 100 + Tauchhülse	TC Direct	65
6	Primärenergiebestimmung	Soletemperatur Wärmepumpe Eingang	T-Sole-WP-EIN	PT 100 + Tauchhülse	TC Direct	65
7	Primärenergiebestimmung	Soletemperatur Wärmepumpe Ausgang	T-Sole-WP-AUS	PT 100 + Tauchhülse	TC Direct	65
8	Primärenergiebestimmung	Durchfluss Sole Wärmepumpe	V-Sole	Sensor der Wärmepumpe		0
9	Primärenergiebestimmung	Fernwärmeanteil Müll in KWK	aus bestehender Betriebsdatenauswertung MHKW			0
10	Primärenergiebestimmung	Fernwärmeanteil Erdgas in KWK	aus bestehender Betriebsdatenauswertung MHKW			0
11	Primärenergiebestimmung	Fernwärmeanteil Erdgas in Kessel	aus bestehender Betriebsdatenauswertung MHKW			0
12	Primärenergiebestimmung	Fernwärmeanteil Erdöl in Kessel	aus bestehender Betriebsdatenauswertung MHKW			0
13	Wärmeerzeugung für Sekundärnetz	Wärmemenge, Temperatur VL u. RL und Durchfluss Holzgas-BHKW	Q-EZ1	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30
14	Wärmeerzeugung für Sekundärnetz	Wärmemenge, Temperatur VL u. RL und Durchfluss Wärmepumpe	Q-EZ2	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30
15	Wärmeerzeugung für Sekundärnetz	Wärmemenge, Temperatur VL u. RL und Durchfluss Fernwärme	Q-EZ3	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30
16	Verlustbestimmung Speicher	Hochtemp. Speicherbeladung bei Bypass-Funktion (Temp. VL/RL, Durchfluss)	Q-Hot-Bel.	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30
17	Verlustbestimmung Speicher	Hochtemp. Speicherentladung bei Bypass-Funktion (Temp. VL/RL, Durchfluss)	Q-Hot-Entl.	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30
18	Verlustbestimmung Speicher	Mitteltemp. Speicherbeladung bei Bypass-Funktion (Temp. VL/RL, Durchfluss)	Q-Mit-Bel.	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30

20	Verlustbestimmung Verteilnetz	Netzstrang 1 Wärmemenge	Q-Netz-1	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30
21	Verlustbestimmung Verteilnetz	Netzstrang 2 Wärmemenge	Q-Netz-2	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30
22	Verlustbestimmung Verteilnetz	Netzstrang 3 Wärmemenge	Q-Netz-3	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30
23	Verlustbestimmung Verteilnetz	Netzstrang 4 Wärmemenge	Q-Netz-4	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	520
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	30
24-44	Wärmemenge Verbraucher/Hausübergabe (ca. 20 Stk.)	Wärmemenge, Temperatur VL u. RL und Durchfluss Verbraucher 1 - 18	Q-V1 bis Q-V18	Wärmemengenrechner	Landis & Gyr	10400
				M-Bus-Wandler (für Bereichsauswertung)	Landis & Gyr	600
45	Betriebsdatenerfassung	Wandler Mbus > ModBus (TCP-IP)			diverse	600
46	Dezentrale Trinkwasserbestimmung für Strang Liegenschaft-Nord und FH Neubau (ca. 20 Stk.)	Hutschienen-Stromzähler je dezentraler Einheit - geeicht			DZG	3500
47	Stromeinspeisung	Eigenbedarf Ges. + Einspeisung Netz Stromerzeugung Holzvergaser + BHKW		3 Stromwandler + Eingangswandler B&R	ABB	220
48	Strom Eigenbedarf	Eigenbedarf Strom HV		3 Stromwandler (140 A/1A) + Eingangswandler B&R	ABB	220
	Strom Eigenbedarf	Eigenbedarf Strom Heizzentrale		3 Stromwandler + Eingangswandler B&R	ABB	220
49	Strom Eigenbedarf	Eigenbedarf Strom Liegenschaft		3 Stromwandler + Eingangswandler B&R	ABB	220
50	Betriebsdatenerfassung	Steuereinheit			B&R	600
	Betriebsdatenerfassung	CPU 1584 + Runtime (+ I/O)			B&R	1700
51	Betriebsdatenerfassung	Acron-Verbindung zentrale Server MHKW SWRO + Panel Visio			B&R	3148
					Summe	32.803

16 Fortlaufende Veröffentlichung der Ergebnisse des Vorhabens

Weil sich die beiden Konzepte als nicht wirtschaftlich erwiesen haben, wird hier nur auf die Verarbeitung der Erkenntnisse aus der Erstellung der Machbarkeitsstudie eingegangen.

Bereits im September 2018 werden die Kernergebnisse der Studie auf der „International District Heating and Cooling Conference“ in Hamburg präsentiert und ein entsprechendes

Paper in den Conference Proceedings veröffentlicht. An die Konferenz angelehnt findet ein wissenschaftlicher Workshop statt. Dieses Forum wird genutzt, um das Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale mit Experten der netzgebundenen Wärmeversorgung zu diskutieren.

Im Rahmen der Erstellung des Tools zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Wärme-Dispatch-Zentrale wurden verschiedene Logiken erarbeitet und gegeneinander abgewogen. Die hinterlegten Formeln, Vereinfachungen und durchgeführten Analysen werden auf der „4th International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating“ in Aalborg (Dänemark) vorgestellt und ebenfalls in Form eines Papers veröffentlicht.

Um einen Transfer der Erkenntnisse zu ermöglichen, ist für die Zukunft eine enge Kooperation mit anderen Stadtwerken und Forschungseinrichtungen geplant. Hierdurch sollen Erfahrungen mit dem Projekt Wärmenetze 4.0 sowie mit der Anwendung neuer Technologien wie Solarthermie und Großwärmepumpen weitergegeben werden. Ein erstes Treffen des Kreises findet bereits im September 2019 statt.

Insbesondere das Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale ist auf Grund seiner Komplexität und seiner Zukunftsfähigkeit wissenschaftlich hoch interessant. Daher werden weitere Untersuchungen zur Reihenschaltung verschiedener Wärmequellen mit Hilfe geeigneter Speicherkonzepte angestrebt.

17 Zeitplan für die Umsetzung und Finanzierungskonzept

Der Zeitplan für eine Umsetzung kann erst nach Klärung aller zeitlichen Faktoren im Baugebiet des Stadtbereiches und des Hochschul-Neubauprojektes erfolgen. Die Umsetzung eines Wärmenetzes 4.0, basierend auf Abwasser als Wärmequelle, wäre erst mit Neubau des Abwasserkanals über das Liegenschaftsgelände möglich. Zudem ist die Einbindung der noch nicht errichteten Hochschule Teil des Konzeptes, diese wird aktuell noch geplant und soll spätestens im Jahre 2022 errichtet sein.

18 Erwarteter Einfluss auf den Primärenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen

Die zur Bestimmung des Primärenergiefaktors und der resultierenden CO₂-Emissionen für die netzgebundene Wärmeerzeugung angesetzten Werte für die einzelnen Energiequellen sind in **Tabelle 18-1** dargestellt.

Als Referenz wird für die Liegenschaft der aktuell auf dem Liegenschaftsgelände vorhandene Erdgaskessel mit einem Wirkungsgrad von 80 % angesetzt /FFE-47 14/ sowie durchschnittliche Speicherverluste von 5 % der Erzeugung. Die Netzverluste bleiben im Referenzfall so hoch wie in dem Versorgungskonzept mit Wärme-Dispatch-Zentrale. Für die Hochschule wird als Referenz eine Versorgung über das Primärnetz der Stadtwerke Rosenheim angesetzt.

Tabelle 18-1: *Festgelegte spezifische CO₂-Emissionen und Primärenergiefaktoren für die verschiedenen Wärmeversorgungskonzepte /IGES-01 06/^{1, 2} Zusammensetzung der Wärmebereitstellung aus dem Primärnetz, /STATIS-02 18/³, /DIN-02 11/⁴, /SWR-01 16/⁵, ⁶ mit KWK-Allokation mittels Stromgutschriftmethode (weitere Informationen siehe /FFE-77 10/)*

	Spezifische CO ₂ Emissionen	Primärenergiefaktoren
Erdgas	202 g/kWh ¹	1,1 ⁴
Primärnetz	114 g/kWh ^{1,2}	0 ⁵
Biomasse	0 g/kWh	0,2 ⁴
Strom aus dem öffentlichen Versorgungsnetz	489 g/kWh ³	1,8 ⁴
Strom aus Holzvergaser mit BHKW	0 g/kWh	0,2 ^{4, 6}

Die spezifischen Werte beider Umweltfaktoren für die drei relevanten Versorgungskonzepte im Standardszenario sind in **Tabelle 18-2** dargestellt. Diese beziehen sich jeweils auf die bereitgestellte Nutzwärme.

Tabelle 18-2: *Berechnete spezifische CO₂-Emissionen und Primärenergiefaktoren für die verschiedenen Wärmeversorgungskonzepte, bezogen auf die bereitgestellte Nutzenergie*

	Spezifische CO ₂ Emissionen	Primärenergiefaktoren
Erdgaskessel	261 g/kWh	1,3
Niedertemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen	168 g/kWh	0,4
Wärme-Dispatch Zentrale	32,4 g/kWh	0,1
Wärme-Dispatch Zentrale kostenoptimiert	53,3 g/kWh	0,07

Die spezifischen CO₂-Emissionen sowie der Primärenergieverbrauch des Stromes werden sich, je nach angesetzter Berechnungsweise (weitere Informationen siehe /FFE-16 18/), in Zukunft stark verändern. Im Rahmen dieser Studie werden für 2020, 2030, 2040 und 2050 die spezifischen CO₂-Emissionen von Strom gemäß dem Referenzszenario aus /ISI-14 17/ verwendet. Mit Hilfe einer polynomischen Funktion wurde hieraus der Emissionsfaktor für 2060 abgeleitet. Eine Übersicht über die angesetzten Emissionsfaktoren für Strom aus dem öffentlichen Netz ist **Tabelle 18-3** zu entnehmen. In der ausgewählten Studie für die CO₂-Emissionen werden keine Angaben zur Entwicklung des Primärenergiefaktors gemacht, daher wird dieser nicht neu für die einzelnen Stützjahre berechnet.

Tabelle 18-3: *Angesetzte Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen und des nicht erneuerbaren Primärenergiefaktors des Strommixes*

Jahr	2020	2030	2040	2050	2060
Spezifische CO ₂ -Emissionen in g/kWh	490	485	430	357	242

Im Standardszenario ergeben sich für die beiden innovativen Versorgungskonzepte die in **Tabelle 18-4** je Stützjahre dargestellten jährlichen Emissionen. Zur Bildung der Summe der Emissionen zwischen 2020 und 2060 werden die jährlichen Emissionen für die Jahre zwischen einzelnen Stützjahren aus den angrenzenden Stützjahren interpoliert.

Für die Referenzversorgung bleiben die spezifischen Emissionen konstant. Aus den jährlichen Emissionen von 1.087 tCO₂ ergeben sich für einen Betrieb über die Jahre 2020 bis 2060 in Summe Emissionen von 44.563 tCO₂.

Tabelle 18-4: *Erwartete CO₂-Emissionen der beiden betrachteten Konzepte im Standardszenario des Verbrauchs und die im Vergleich zum Referenzszenario erreichbaren Einsparungen*

Betrachtungsjahr	Niedertemperaturnetz	Wärme-Dispatch-Zentrale	Wärme-Dispatch-Zentrale kostenoptimiert
2020	701 t _{CO2} /Jahr	135 t _{CO2} /Jahr	223 t _{CO2} /Jahr
2030	696 t _{CO2} /Jahr	135 t _{CO2} /Jahr	223 t _{CO2} /Jahr
2040	644 t _{CO2} /Jahr	135 t _{CO2} /Jahr	223 t _{CO2} /Jahr
2050	576 t _{CO2} /Jahr	135 t _{CO2} /Jahr	223 t _{CO2} /Jahr
2060	468 t _{CO2} /Jahr	134 t _{CO2} /Jahr	222 t _{CO2} /Jahr
2020 - 2060	25.590 t _{CO2}	5.530 t _{CO2}	8.654 t _{CO2}
Einsparung gegenüber Referenz	18.974 t _{CO2}	39.034 t _{CO2}	35.910 t _{CO2}

19 Zusammenfassung und Ausblick zur Wärmeversorgung im Sekundärnetz

In der Studie wurden sowohl Möglichkeiten zur Reduktion der thermischen Verluste im Sekundärnetz untersucht als auch verschiedene Konzepte der Wärmeversorgung.

Zur Reduktion der Verluste wird eine, jeweils an den saisonalen Bedarf angepasste Absenkung der Netztemperaturen auf dem Gelände der Liegenschaft als sinnvoll erachtet. Bezogen auf die Abschaltung des Nordstranges ist jedoch die genauere Ermittlung des Trinkwarmwasserbedarfes essenziell. Auf Grund des Baualters der Gebäude ist zudem anzunehmen, dass die gebäudeinternen Zirkulationsverluste den Wärmebedarf dominieren. Somit sollte eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit dezentraler Durchlauferhitzer im Gegensatz zu einer gebäudezentralen Versorgung erfolgen.

Der Neubau der Hochschule ermöglicht die Verwendung niedriger Netztemperaturen von ca 50°C im Vorlauf zur Raumwärmeversorgung. Daher stellt das Gelände eine Möglichkeit

dar, neue Versorgungskonzepte wie ein Niedertemperaturnetz und dezentrale Wohnungsstationen zu implementieren und somit Erfahrungswerte zu sammeln. Bezogen auf die allgemein notwendige Transformation von Wärmenetzen hin zu niedrigeren Temperaturen hätte die Auslegung des Geländes auf hohe Netztemperaturen einen Lock-in-Effekt zur Folge. Da Wärmenetze und Hausübergabestationen, die heute gebaut werden, für 20 – 50 Jahre installiert bleiben, sollten hier bereits zukunftsfähige Komponenten verwendet werden. Nur so kann ein Austausch innerhalb der Lebensdauer der Komponenten verhindert werden.

Die Sommerschaltung im Südstrang des Liegenschaftsgeländes ist, unter den betrachteten technischen Rahmenbedingungen, energetisch nicht sinnvoll. Eine Optimierung der Temperaturen und Ladeintervalle, kann zu energetischen Einsparungen führen, ist jedoch weiterhin nicht wirtschaftlich. Auch hier ist eine genauere Analyse des sommerlichen Wärmebedarfs und dessen Unterscheidung in Trinkwarmwasserbedarf und Zirkulationsverluste je Gebäude notwendig, um Effizienzmaßnahmen genauer zu untersuchen.

Das Versorgungskonzept des Niedertemperaturnetzes mit dezentralen Wärmepumpen führt zwar zu niedrigeren Wärmegestehungskosten als die Versorgung über die Wärme-Dispatch-Zentrale. Allerdings führen die begrenzten Dachflächen und die geforderte Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung aus den PV-Anlagen mit dem Strombezug der Wärmepumpen dazu, dass Strom primär aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Dadurch führt die Verwendung des Konzeptes nur zu geringen CO₂-Einsparungen.

Das Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale hingegen weißt eine weitreichende Reduktion von CO₂-Emissionen und des Primärenergiefaktors auf. Die hohen benötigten Investitionen, fixen und variablen Betriebskosten führen jedoch zu hohen Wärmegestehungskosten. Weitere Einnahmen, speziell durch die Bereitstellung von Flexibilität für den Strommarkt sind potenziell erreichbar, können jedoch unter aktuellen Rahmenbedingungen nicht als verlässlich angesehen werden. Für den Betrieb des Konzeptes, insbesondere die adäquate Verschaltung der Anlagen in Reihe, sind weitere Detailuntersuchungen notwendig.

Es ist zu unterstreichen, dass die vereinfachte Modellierung der Wärmeversorgungskonzepte ausschließlich für das repräsentative Wetterjahr 2017 durchgeführt wurde. Für andere Wetterjahre ist mit einer veränderten Zusammensetzung der Wärmebereitstellung und somit einer leichten Variation der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu rechnen.

20 Diskussion und Ausblick

Entlang der Projektlaufzeit wurden verschiedene Erkenntnisse gewonnen, welche nicht nur technischer, sondern auch sozioökonomischer Natur sind. Die relevantesten werden im Folgenden dargestellt. Zunächst wird auf technische (Kapitel 20.1), dann gesellschaftliche (Kapitel 20.2) und zuletzt ökonomische (Kapitel 20.3) Rahmenbedingungen eingegangen.

20.1 Technische Herausforderungen und Lösungsansätze

Zu Beginn der Studie wurde das breite Feld der potenziellen erneuerbaren Wärmequellen aufgezeigt und jede einzelne Technologie auf ihre Anwendbarkeit in dem betrachteten Netzgebiet untersucht. Die Auswahl dieser hat sich jedoch recht schnell stark dezimiert. Somit mussten das angrenzende Primärnetz und Biomasse als zulieferbare Wärmequellen in die Versorgung integriert werden.

Diese Art der Potenzialerhebung wird in den nordischen Ländern für ganze Landkreise über das gesamte Land durchgeführt. Gerade um die gesamtsystemisch sinnvolle Nutzung der einzigen über weite Strecken zulieferbaren Wärmequelle Biomasse zu ermöglichen, erscheint auch in Deutschland eine Erhebung regionaler erneuerbarer Wärmequellen als sinnvoll.

Entlang der gesamten Untersuchung hat sich der Parameter Temperatur als essenzieller Stellhebel dargestellt, da dieser nicht nur die Reduktion der thermischen Verluste, sondern ebenso die Integration erneuerbarer Wärmequellen, ermöglicht. Somit ist in einer Wärmeversorgung basierend auf erneuerbaren Wärmequellen eine differenziertere Betrachtung hinsichtlich Wärmeleistung, -bedarf und Temperaturniveau notwendig. Die benötigte thermische Leistung kann zum Beispiel von zwei Anlagen erfolgen, die den gleichen Temperaturhub bereitstellen oder, wie im Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale, durch zwei gestaffelte Temperaturhübe.

Eine weitere Möglichkeit ist die Mischung von Wärme aus einem Hochtemperatur-Wärmeerzeuger, z.B. 100 °C, mit industrieller Abwärme auf ca. 70 °C. Hierdurch kann je nach Mischungsverhältnis der Energieströme eine Zieltemperatur zwischen 70 °C und 100 °C erreicht werden. Letztere ist auf Grund von Rückmischverlusten nicht ideal, ermöglicht jedoch die Nutzung von Niedertemperatur-Abwärme und wird in Aalborg (Dänemark) auf Grund vorhandener Wärmequellen erfolgreich praktiziert. Zur Vermeidung dieser Rückmischverluste ist die Reihenschaltung von Wärmeerzeugern zu präferieren. Ein Trend zur Reihenschaltung von Wärmeerzeugern zeichnet sich auch in der Industrie ab. Hier wird meist Abwärme genutzt, um einen ersten Temperaturhub zu erreichen, der weitere Hub wird dann mit zusätzlichen Wärmeerzeugern erreicht.

Da sich der Wärmebedarf von Bestandsgebäuden in Deutschland aktuell eher auf Temperaturniveaus über 70 °C konzentriert, ist für die effiziente Integration von Solarthermie und Wärmepumpen in deren Wärmeversorgung eine Reihenschaltung mit anderen Wärmequellen höchst interessant.

20.2 Notwendigkeit der Vernetzung relevanter Akteure und Wissensträger

Im Rahmen der Durchführung der Studie fanden ca. 10 Diskussionstreffen und mindestens einmal wöchentlich Telefonate zwischen den Projektpartnern statt. Diskussionspunkte waren zum einen organisatorischer, aber auch vielfach technischer Natur. Des Weiteren bestand ein reger Austausch zu Technologieherstellern (speziell für Wärmepumpen, Solarthermie), anderen Forschungseinrichtungen, zu anderen Wärmenetzbetreibern und zum BAFA. Im Kontakt mit der BAFA wurden speziell Details zu den Förderbedingungen angefragt.

Im Kontakt zu anderen Konsortien, welche am Beginn der Bearbeitung eines „Wärmenetze 4.0“-Projektes standen, bestand großes Interesse an einem Austausch zu den Projekten. Im Austausch wurde deutlich, dass den am Anfang stehenden Konsortien einige Einschränkungen einzelner Technologien und des Förderrahmens nicht bekannt waren. Zudem wurden andere Maßnahmen zu Effizienzsteigerung untersucht.

Einige der geforderten, zu untersuchenden Innovationen sind auf Grund ihrer Neuheit den Wärmenetz-Betreibern aktuell noch nicht bekannt. Das Wissen hierüber können sie sich somit über Hersteller oder Recherche aneignen. Allerdings zeigen Erfahrungen mit seit 1987 sehr erfolgreichen Energieeffizienz-Netzwerken (EEN) im deutschsprachigen Raum, dass ein persönlicher Austausch zu neuen Technologien den Planern sehr wichtig ist.

Es wird empfohlen im Rahmen eines den EEN vergleichbaren Formats, einen professionellen Erfahrungsaustausch zu organisieren. Hierbei können sich Projektbeteiligte verschiedener „Wärmenetze 4.0“-Konsortien regelmäßig mehrmals jährlich um die Projekte vorzustellen und sich jeweils zu einem Schwerpunktthema intensiv auszutauschen. Speziell die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen ist stark abhängig von der betrachteten Netzstruktur, daher wäre ein Austausch hierzu zwischen unterschiedlichen Konsortien sehr bereichernd.

Ein ähnlicher Austauschbedarf besteht auf Seiten der Forschungseinrichtungen auf dem Gebiet. Daher wird aktuell gemeinsam von der Hochschule Göttingen und der FfE ein Wärmenetz-Forscher Netzwerk aufgebaut.

20.3 Abgleich der Ergebnisse mit den Förderbedingungen

Im Folgenden findet ein Abgleich der Ergebnisse und Erkenntnisse mit den Förderbedingungen statt.

Bilanzierung Erneuerbarer Energien – Wärmepumpe versus Primärnetz

Einerseits wird zur Erfüllung der Förderbedingungen beim Einsatz von Wärmepumpen die gesamte bereitgestellte Wärme grundsätzlich mit 100 % erneuerbarem Energieanteil gewertet, sofern Umwelt- oder Abwärme als Wärmequelle verwendet wird. Der verwendete deutsche Strom-Mix und ein betriebsbedingt schwankender COP-Wert führen jedoch zu einer schwankenden realen Primärenergiezusammensetzung der bereitgestellten Wärme. Andererseits wird bei der Verwendung des Fernwärmerücklaufs als Wärmequelle einer Wärmepumpe die Zusammensetzung der Fernwärme im Detail herangezogen. Wobei in KWK erzeugte Wärme aus Biomethanhandelsmengen sowie der biogene Anteil von verwertetem Müll nicht als erneuerbarer Energieanteil in der Fernwärmeezusammensetzung anerkannt werden.

Somit werden biogene Anteile als nicht erneuerbar gewertet, Abwärme und Strom hingegen zu 100 % als erneuerbar, egal aus welcher Primärenergie diese real stammen.

Kostenzusammensetzung erneuerbarer Energiequellen

Ein Anlagenpark oder ein Verbund aus mindestens zwei Technologien zur Erfüllung des Mindestanteils von 50 % erneuerbarer Energie führt zu hohen Investitionen. Innovative Anlagen, welche im Betrieb weiter optimiert werden, sind zudem mit hohen jährlichen Wartungskosten verbunden. Speziell strom- und biomassebasierte Technologien weisen

hohe variable Betriebskosten auf. Eine Übersicht über die Zusammensetzung der Kosten in annuitätische Investitionen, jährliche Wartungs- und Instandsetzungskosten sowie jährliche Betriebsmittel ist in **Abbildung 20-1** dargestellt. Hierbei ist die Auswertung für beide Konzepte bezogen auf den Standardwärmeverbrauch im Gebiet dargestellt. Die Kostenzusammensetzung der Wärme-Dispatch-Zentrale entspricht der kosteneffizienten Zusammensetzung der Wärmeerzeugung.

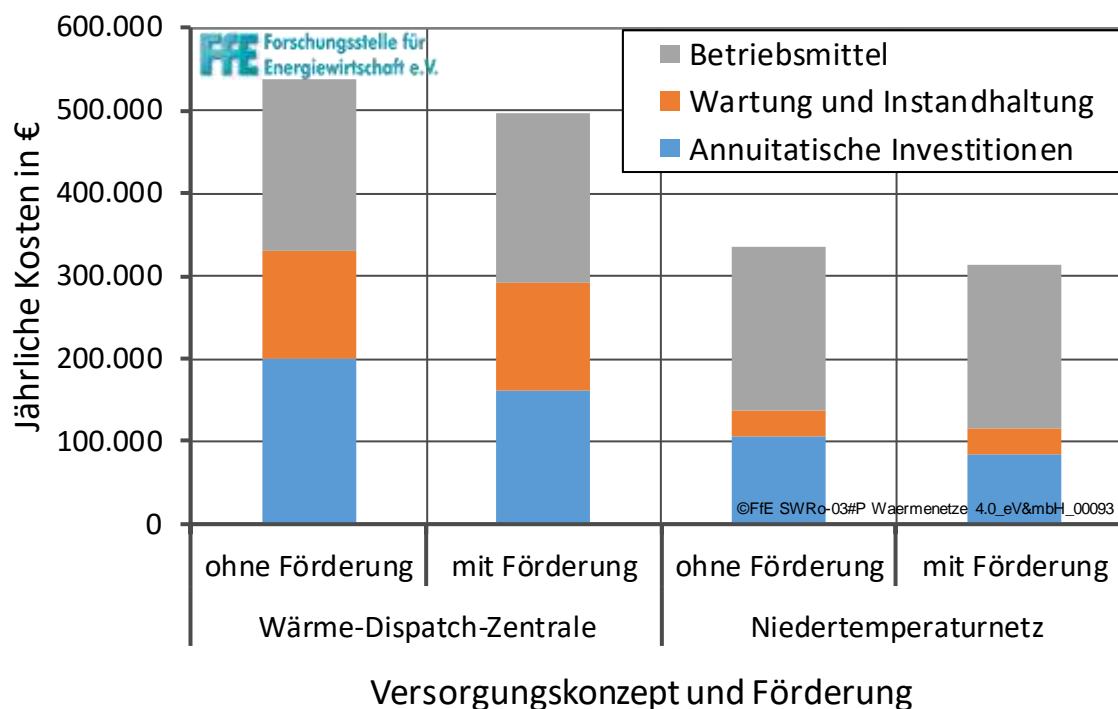


Abbildung 20-1: Aufschlüsselung der jährlichen Kosten zum Betrieb der betrachteten Versorgungskonzepte

Der aktuelle Förderrahmen zielt nur auf Investitionen ab, so dass Wärmeversorgungskonzepte welche vor allem eine erhöhte Investition erfordern, z.B: Abwärmenutzung und Solarthermie mit großen Speichern, sehr positiv ist. Für die Nutzung anderer innovativer Wärmeerzeuger, würde ein Zuschuss auf Wartungs- und Betriebskosten, Ausnahmen von Umlagen oder ein Zuschuss direkt auf die Wärmegestehungskosten eine größere Wirkung entfalten.

Die Kombination von Großwärmepumpen und Holzvergaseranlagen in einem Versorgungssystem mit Sektorenkopplung sind im Förderrahmen des Technologiebonus grundsätzlich nicht förderfähig.

Vergütung von eingespeisten Strom aus erneuerbaren Strom

Sowohl bei der Nutzung von PV-Anlagen als auch in dem Konzept mit Holzvergaser und BHKW entstehen Stromüberschüsse. Laut Förderbedingungen, dürfen diese nicht über das EEG bzw. KWKG vergütet werden. Somit erzielen diese Anlagen nur einen geringen Erlöswert. Demzufolge werden sektorenkoppelnde Anlagen unter den Wärmenetze 4.0-Förderbedingungen hauptsächlich über den Wärmepreis finanziert, was zu hohen Wärmegestehungskosten führt.

Gebundene Örtlichkeit

Die Untersuchungen im Rahmen von Wärmenetze 4.0 haben genauere Betrachtungen von Abwärmequellen für Wärmepumpen angeregt. Im Heizkraftwerk der Stadtwerke Rosenheim bestehen verschiedene Niedertemperatur-Abwärmequellen, welche aktuell nicht genutzt werden können. Hier besteht somit ein Potenzial zum effizienten Einsatz einer Hochtemperatur-Wärmepumpe. Diese könnte wie im Konzept der Wärme-Dispatch-Zentrale mit anderen Erzeugern in Reihe oder parallelgeschaltet werden. Diese könnte dann mit einem bestehenden Holzvergaser mit BHKW verbunden und strommarktdienlich gesteuert werden.

Die Integration einer Wärme-Dispatch-Zentrale in die Heizzentrale hat verschiedene Vorteile. Ein immenser Vorteil besteht darin, dass sich Techniker und Ingenieure vor Ort befinden, sodass sie bei Problemen in der Regelung zeitnah eingreifen können. Auch das Monitoring und die Festlegung von Wartungsintervallen werden so vereinfacht. Zuletzt ist es einfacher, interessierten Besuchern das System im Heizkraftwerk zu zeigen, als mit größeren Personengruppen das Liegenschaftsgelände zu besuchen.

Durch die Messung der Einspeisemengen der innovativen Anlagen kann diese direkt einem Sekundärnetzkunden zugeordnet werden. Nach aktuellen Rahmenbedingungen werden jedoch nur im Sekundärnetz platzierte Anlagen gefördert. Im zentralen Kraftwerk erzeugte erneuerbare Wärme, z.B. aus einer Wärmepumpe oder einer Holzvergaseranlage mit BHKW, wird lediglich mit ihrem jährlichen Anteil an der gesamten Erzeugung der Fernwärme betrachtet. Eine bilanzielle Zuordnung der Einspeisemenge vorhandener oder neuer innovativer Anlagen (z.B. zentrale Großwärmepumpe), könnte eine relevante Reduktion der Wärmegestehungskosten ermöglichen.

21 Literaturverzeichnis

- AAL-01 12** Connolly, David et al.: Heat Roadmap Europe 1 - First Pre-Study for the EU27. Aalborg, Halmstad: Aalborg University, 2012.
- AAL-01 13** Connolly, David et al.: Heat Roadmap Europe 2 - Second Pre-study for the EU27. Denmark: Aalborg University, 2013.
- AAL-01 17** David, Andrei et al.: Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems. Danemark, Sweden: Department of Planning, Aalborg University, 2017.
- AGFW-02 13** IFEU; GEF: Transformationsstrategien Fernwärme - TRAF0 - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2013
- AGFW-03 17** EnEff:Wärme – Technische Gebrauchsdaueranalyse von Wärmenetzen unter Berücksichtigung volatiler erneuerbarer Energien - Förderkennzeichen 03ET1335 A,B,D. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW), 2017.
- AGORA-05 17** Praetorius, Barbara; Lenck, Thorsten: Neue Preismodelle für Energie - Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Berlin: Agora Energiewende, 2017
- BDEW-01 18** Positionspapier: CO2-Bepreisung. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2018.
- BDEW-04 18** BDEW - Strompreisanalyse Mai 2018 - Haushalt und Industrie. Berlin: BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2018.
- BGT-01 18** Dilger, Gregor: E-Mail - Geothermischen Entzugsleistung; Interview, geführt von Kleinertz, Britta; Berlin: Bundesverband Geothermie e.V., 2018
- BINE-01 13** Braungardt, S.; Günther, D.; Miara, M.; Wapler, J.; Weßing, W.: Performance der Wärmepumpe in: BINE-Themeninfo I/2013. Karlsruhe: FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH, 2013
- BINE-03 13** Braungardt, Simon et al.: Elektrisch angetriebene Wärmepumpen - Aktuelle Ergebnisse aus Forschung und Feldtests. Eggenstein-Leopoldshafen: BINE Informationsdienst, 2013.
- BMF-01 95** Bundesministerium für Finanzen: AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Energie- und Wasserversorgung". Berlin: Bundesministerium für Finanzen, 1995
- BMWi-01 14** Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie . Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- BUT-02 17** Buttler, Alexander: Technoökonomische Bewertung von Polygenerationskraftwerken und Powerto- X-Speichern in einem

- nachhaltigen Energiesystem. Dissertation. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Fakultät für Maschinenwesen - Lehrstuhl für Energiesysteme, geprüft von Spliethoff, Hartmut: München, 2017.
- CAR-03 17** C.A.R.M.E.N. e.V.:(2017). Sophena (1.1) [Software]. Abgerufen von <https://www.carmen-ev.de/infothek/downloads/sophena/2008-download-von-sophena>. Straubing: 2017
- DIN-03 07** DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 15450 - Heizungsanlagen in Gebäuden - Planung von Heizungsanlagen mit Wärmepumpen. Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2007
- DIN-02 11** DIN V 18599-1:2011-12 - Energy efficiency of buildings - Calculation of the net, final and primary energy demand for heating, cooling, ventilation, domestic hot water and lighting - Part 1: General balancing procedures, terms and definitions, zoning and evaluation of energy sources. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), 2011
- DIN-02 12** DIN 1988-200 - Technische Regeln für Trinkwasser-Installationen – Teil 200: Installation Typ A (geschlossenes System) – Planung, Bauteile, Apparate, Werkstoffe; Technische Regel des DVGW. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), 2012
- DVGW-01 04** Arbeitsblatt W 551 - Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen. Bonn: DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V., 2004
- ENERP-02 14** Boger, Roman: Sommerabsenkung von Wärmenetzen - Innovative Nahwärmenetze im ländlichen Raum. Hilpoltstein: Enerpipe GmbH, 2014.
- FAB-01 18** Faber, Theresa: Vergleich und Bewertung verschiedener Speicherkonzepte für Nahwärmenetze der 4. Generation . Masterarbeit. Herausgegeben durch Hochschule für angewandte Wissenschaften und Kunst, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: München, 2018.
- FAH-01 12** Fahlén, Per: Capacity control of heat pumps. In: REHVA European HVAC Journal Oktober 2012. Brussels: REHVA - Federation of European Heating, Ventilation and Air Conditioning Associations, 2012.
- FFE-05 02** Geiger, B.; Carter, M.; Mühlbacher, H.: Warmwasserbereitung - Vergleich zentraler und dezentraler Warmwasserversorgung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2002
- FFE-77 10** Mauch, Wolfgang et al.: Allokationsmethoden für spezifische CO₂ - Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55. Jg (2010) Heft 9. Essen, 2010
- FFE-47 14** Kolb, Michael; Biedermann, Franziska: Wärme in Hessen - Nutzung von Wärmetechnologien. Wetzlar: Arbeitsgemeinschaft der Hessischen Industrie- und Handelskammern, 2014
- FFE-07 17** Kleinertz, Britta; Gallet, Marc; Müller, Mathias; Samweber, Florian: Optimierung der Netzzrückwirkungen dezentraler Power-to-Heat-

- Anlagen im Niederspannungsnetz in: Dritte Dialogplattform Power to Heat 2017. Berlin: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2017
- FFE-11 17** Samweber, Florian; Schifflechner, Christopher: Kostenanalyse Wärmespeicher bis 10.000 l Speichergröße - Stand Dezember 2016 in: <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/659-kostenanalyse-waermespeicher-bis-10-000-l-speichergroesse> (Abruf: 15.03.2017) (Archived by WebCite at <http://www.webcitation.org/6oyl9oPwy>). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- FFE-13 17** Rasch, M.; Regett, A.; Pichlmaier, S.; Conrad, J.; Greif, S.; Guminski, A.; Rouyrre, E.; Orthofer, C.; Zipperle, T.: Eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz - Kosteneffiziente und sektorenübergreifende Dekarbonisierung des Energiesystems in: BWK Ausgabe 03/2017, S. 38-42. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2017
- FFE-145 17** Estermann, Thomas et al.: Kurzstudie Power-to-X - Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB. München: FfE, 2017.
- FFE-45 17** Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmaier, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- FFE-50 17** Kleinertz, Britta; Dufter, Christa; Greif, Simon; Conrad, Jochen: Energieeinsparpotenziale durch die Optimierung bestehender Trinkwassersysteme - Betrachtung von Mietwohnungen und Einfamilienhäusern mit zentralem und dezentralem System. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- FFE-74 17** Samweber, Florian; Köppl, Simon; et al.: Projekt MONA 2030: Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien - Teilbericht Einsatzreihenfolgen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- FFE-16 18** Kleinertz, Britta et al.: EU Displacement Mix - A Simplified Marginal Method to Determine Environmental Factors for Technologies Coupling Heat and Power in the European Union. Munich: Research Center for Energy Economics (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.), 2018.
- FFE-27 18** Wärmenetze 4.0 – Machbarkeitsstudie für ein innovatives Wärmenetz der vierten Generation in Rosenheim. In: www.ffegmbh.de/waermenetze. (Abruf am 2018-09-03); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/729XPiEQu>); München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.
- FIZ-01 17** Zustandsbewertung von Wärmenetzen bei volatiler Fahrweise. In: <https://projektinfos.energiewendebauen.de/projekt/zustandsbewertung-von-waermenetzen-bei-volatiler-fahrweise/>. (Abruf am 2018-08-24); (Archived by WebCite® at

- <http://www.webcitation.org/71uYqsKbZ>; Karlsruhe: FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur, 2017.
- FRICK-01 16** Fricke, Manfred: Großwärmepumpen: ein wichtiges Bauteil für Fernwärmenetze. Berliner Energietage: OCHSNER Energie Technik GmbH, 2016.
- GP-01 17** Ram, Manish; Michael, Child; Aghahosseini, Arman; Bogdanov, Dmitrii; Poleva, Alena: Comparing electricity production costs of renewables to fossil and nuclear power plants in G20 countries. Hamburg: Greenpeace e.V., 2017
- IER-06 08** Lambauer, J. et al.: Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2008.
- IER-07 14** Wolf, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.: Analyse des Potenzials von Industrie- wärmepumpen in Deutschland - Forschungsbericht. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2014
- IES-01 16** Arpagaus, Cordin: Multi-temperature heat pumps: A literature review. Buchs, Schweiz: Institute for Energy Systems, NTB University of Applied Sciences of Technology Buchs, 2016.
- IGES-01 06** 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Energy - Stationary Combustion. Kamiyamaguchi Hayama, Kanagawa: Institute for Global Environmental Strategies, 2006.
- IREC-01 16** Waddicor, David et al.: Partial load efficiency degradation of a water-to-water heat pump under fixed set-point control. Barcelona, Spain: Catalonia Institute for Energy Research (IREC), 2016.
- ISE-06 18** Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2017. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2018.
- ISI-02 17** Pfluger, Benjamin; Tersteegen, Bernd; Franke, Bernd: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2017
- ISI-14 17** Pfluger, Benjamin et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2017.
- LOR-01 13** Lorenzen, Peter: Das Wärmenetz als Speicher im Smart Grid: Betriebsführung eines Wärmenetzes in Kombination mit einem stromgeführten Heizkraftwerk. Masterarbeit. Herausgegeben durch Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg - Department Maschinenbau und Produktion der Fakultät Technik und Informatik, betreut durch Veaser, Thomas; Schäfers, Hans: Hamburg, 2013.
- NTB-01 17** Arpagaus, Cordin: Hochtemperatur Wärmepumpe - Literaturstudie zum Stand der Technik, der Forschung, des Anwendungspotenzials und der Kältemittel. Buchs: Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs, 2017.

- ÖKO-04 14** Klimaschutzszenario 2050 - 1. Modellierungsrunde. Freiburg, Berlin: Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2014
- PIK-01 18** Bodentemperatur - Jahrgang 2017. In: <https://www.pik-potsdam.de/services/klima-wetter-potsdam/klimazeitreihen/bodentemperatur>. (Abruf am 2018-08-31); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/7254JBqmn>); Potsdam: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), 2018.
- RAMM-01 17** Ramm, Tobias et al.: Energy storage and integrated energy approach for district heating systems. Amsterdam, Netherlands: Elsevier B.V., 2017.
- ROB-01 17** Energie Experten: Experten-Ratgeber zur Technik und Einsatzmöglichkeiten von Wohnungsstationen. In: <https://www.energie-experten.org/heizung/heizungstechnik/zentralheizung/wohnungsstation.html>. (Abruf am 2018-08-20); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/71oOlUEt6>); Hamburg: Robert Doelling, 2017.
- SOB-01 17** Averfalk, Helge et al.: Large heat pumps in Swedish district heating systems. Sweden: School of Business, Engineering and Science, Halmstad University, 2017.
- SPR-09 14** Sterner, Michael Prof. Dr.-Ing.; Stadler, Ingo Prof. Dr.-Ing.: Energiespeicher - Bedarf - Technologie - Integration. Berlin Heidelberg: Springer, 2014
- STATIS-01 18** Preis* für Fernwärme nach Anschlusswert in Deutschland in den Jahren 1992 bis 2017 (in Euro pro Megawattstunde): <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250114/umfrage/preis-fuer-fernwaerme-nach-anschlusswert-in-deutschland/>; Hamburg: Statista GmbH, 2018.
- STATIS-02 18** Entwicklung des CO2-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2017 (in Gramm pro Kilowattstunde): <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/>; Hamburg: Statista GmbH, 2018 (überarbeitet: 2018).
- SWR-01 11** Preisblatt - Allgemeine Tarifpreise für die Versorgung mit Fernwärme gültig ab 01. August 2011; Rosenheim: Stadtwerke Rosenheim Versorgungs GmbH, 2011.
- SWR-01 16** Broschüre - Fernwärme für Rosenheim. Rosenheim: Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG, 2016.
- SWT-01 15** Durchlauferhitzer - Schock für Warmduscher in: Stiftung Warentest 01/2015. Berlin: Stiftung Warentest, 2015
- UBA-03 16** Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2014. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2016
- UTEC-01 14** Optimierung von Wärmenetzen an Biogasanlagen "anlagenübergreifende Ergebnisse" - Endbericht. Bremen: UTEC,

- Ingenieurbüro für Entwicklung und Anwendung umweltfreundlicher Technik GmbH, 2014.
- VDI-04 12** VDI 2067 - Blatt 1 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung . Ausgefertigt am 2000, Version vom 2012-09; Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012.
- WI-01 18** Viebahn, Peter et al.: Technologien für die Energiewende - Politikbericht - 14_Wuppertal Report. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, 2018.