

# **Urban district heating extended - Flexibilisierung und Dekarbonisierung urbaner Fernwärmesysteme**

J. Fladenhofer, H. Marchetti,  
H. Ondra, E. Höckner,  
H. Koch, M. Moser, P. Reiter,  
H. Schranzhofer, T. Mach,  
R. Heimrath, A. Arnitz,  
C. R. Tugores, M. Salzmann,  
I. Leusbrock

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**9/2022**

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe  
unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

### **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Interimistischer Leiter: DI Theodor Zillner

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in  
dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik  
Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:  
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

# Urban district heating extended - Flexibilisierung und Dekarbonisierung urbaner Fernwärmesysteme

Julia Fladenhofer, Horst Marchetti  
Stadtwerke Mürzzuschlag

Heinrich Ondra, Ernst Höckner  
Wien Energie

Heinz Koch  
Stadtwerke Klagenfurt

Maria Moser, Patrick Reiter  
S.O.L.I.D.

Hermann Schranzhofer, Thomas Mach, Richard Heimrath, Alexander Arnitz  
Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik

Carles Ribas Tugores, Michael Salzmann, Ingo Leusbrock  
AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Gleisdorf, Juli 2020

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)





## **Vorbemerkung**

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMK publiziert und elektronisch über die Plattform [www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at) zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Theodor Zillner

Interimistischer Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



# Inhaltsverzeichnis

---

Kurzfassung .....	9
Abstract .....	11
1. Ausgangslage .....	13
1.1. Status quo der Fernwärmeversorgung in Österreich .....	13
1.2. Smarte Fernwärmesysteme – internationale Entwicklungen und Situation in Österreich ...	14
1.3. Abgrenzung <i>smart district heating</i> in DK zum gegenständlichen Forschungsvorhaben .....	15
1.4. Status quo Modellierung, Simulation und Bewertung der untersuchten Komponenten .....	17
1.4.1. Status Quo Modellierung von Erdbeckenwärmespeicher .....	17
1.4.2. Status Quo Modellierung von mehrstufigen Absorptionswärmepumpen.....	18
1.4.3. Status quo Modellierung und Simulation integrativer Wärmenetze .....	18
1.5. Fazit Herausforderungen Fernwärmeversorgung.....	18
1.6. Projektinhalt.....	19
2. Beschreibung der Modellregionen und Fernwärmesysteme .....	21
2.1. Allgemeiner Überblick.....	21
2.2. Fernwärmenetz Müzzuschlag .....	22
2.3. Fernwärmenetz Klagenfurt .....	27
2.4. Fernwärmenetz Wien .....	32
2.5. Flächenverfügbarkeit für Solarthermie und Langzeitwärmespeicher .....	35
2.6. Standorte bzw. Flächen für die Erstellung der Basiskonzepte.....	35
2.7. Basiskonzepte für die jeweiligen Fernwärmenetze .....	38
3. Langzeitwärmespeicher & Absorptionswärmepumpe: Stand der Technik und Simulationstools 41	
3.1. Langzeitwärmespeicher .....	41
3.1.1. Modellierung von Langzeitwärmespeichern .....	44
3.1.2. Parametrierung und Validierung .....	45
3.1.3. Ergebnis der Validierung.....	47
3.1.4. Vergleich der Speichermodelle.....	51
3.2. Großwärmepumpen.....	52
3.2.1. Parametrierung und Validierung .....	53
4. Machbarkeitsstudien und techno-ökonomische Bewertung .....	61
4.1. Methodologie.....	61
4.1.1. Einleitung .....	61

4.1.2.	Modellierungsansatz.....	61
4.2.	Mürzzuschlag .....	64
4.2.1.	Datengrundlage .....	64
4.2.2.	Technische Aspekte und Modellierung .....	65
4.2.3.	Ergebnisse.....	67
4.2.4.	Konklusion .....	74
4.3.	Klagenfurt.....	75
4.3.1.	Datengrundlage .....	75
4.3.2.	Technische Aspekte und Modellierung .....	77
4.3.3.	Ergebnisse.....	78
4.3.4.	Konklusion .....	86
4.4.	Wien.....	87
4.4.1.	Datengrundlage .....	87
4.4.2.	Technische Aspekte und Modellierung .....	89
4.4.3.	Ergebnisse.....	91
4.4.4.	Konklusion .....	97
5.	Ergebnisse Detailsimulationen .....	99
5.1.	Mürzzuschlag .....	99
5.2.	Klagenfurt.....	107
5.3.	Wien.....	124
5.4.	Zusammenfassung Machbarkeitsstudien und Detailsimulationen.....	139
6.	Schlussfolgerungen.....	141
7.	Ausblick und Empfehlungen.....	142
8.	Verzeichnisse.....	143
8.1.	Abbildungsverzeichnis .....	143
8.2.	Tabellenverzeichnis.....	153
8.3.	Literaturverzeichnis .....	154
A.	Methodologie und Rahmenbedingungen zur Bewertung der Szenarien.....	159
A.1.	Allgemeine Methodologie.....	159
A.1.1.	Einleitung .....	159
A.1.1.	Ökonomische Bewertung .....	160
A.2.	Daten zu den verwendeten Technologien und ökonomische Parameter .....	161
A.2.1.	Transportleitung .....	161
A.2.2.	Erdbeckenwärmespeicher (PTES – Pit Thermal Energy Storage) .....	163
A.2.3.	Tankwärmespeicher (TTES – Tank Thermal Energy Store) .....	166

A.2.4.	Thermische Solaranlage.....	169
A.2.5.	Absorptionswärmepumpe (AWP).....	170
A.2.6.	Heizkessel (HK).....	173

# Kurzfassung

## **Ausgangssituation/Motivation**

Im Jahr 2016 wurden 22 TWh/a, das entspricht 7 % des gesamten österreichischen Energiebedarfs (311 TWh/a, einschließlich Strom, Industrie und Verkehr) durch Fernwärme gedeckt. 28% (87 TWh/a) des Gesamtenergiebedarfs wurden in Österreich für Raumwärme aufgewendet, 23% (72 TWh/a) für thermische Prozesse in der Industrie. Die Erreichung mittel- und langfristiger internationaler und nationaler Klimaziele wie dem Pariser Klimaabkommen und der Klima- und Energiestrategie Österreichs 2018 ist eine große Herausforderung, bei der flexible und nachhaltige Fernwärmesysteme eine zentrale Rolle spielen. Fernwärme erlaubt eine effiziente Integration von Erneuerbaren und Speichern und birgt erhebliche CO<sub>2</sub>- und auch Kostenreduktionspotentiale bei der Deckung des Wärmebedarfs, insbesondere im urbanen Umfeld. Daher sind Lösungsansätze für neuartige Fernwärmekonzepte essenziell.

## **Inhalte und Zielsetzungen**

Im gegenständlichen Projektvorhaben wurden innovative technische Konzepte für eine Erweiterung urbaner Fernwärmeversorgungsnetze entwickelt und simulationstechnisch analysiert. Zielsetzung war, durch Integration u.a. von Langzeitwärmespeichern, (Groß-)Wärmepumpen und solarthermischen Großanlagen eine flexible Fernwärmebereitstellung zu ermöglichen und die Anteile erneuerbarer Energieträger als auch die Deckungsanteile aus Abwärmenutzung signifikant zu steigern. Konkret wird für drei charakteristische Fernwärmeversorgungsgebiete unterschiedlicher Größe (Wien, Klagenfurt, Mürzzuschlag) und mit unterschiedlichem Erzeugungsportfolio bewertet, welchen Mehrwert die drei untersuchten Komponenten darstellen können.

## **Methodische Vorgehensweise**

Die für Analyse der drei Fernwärmeversorgungsgebiete erforderlichen Methoden und Simulationswerkzeuge auf Komponenten- und Systemebene wurden entwickelt (z.B. in Dymola, TRNSYS) und validiert. Basierend auf den vorhandenen Systemen wurden unterschiedliche technische Konfigurationen (z.B. Solarthermie + Wärmepumpe + Langzeitspeicher) und Einsatzreihenfolgen simuliert und bewertet, basierend auf lokalen, technischen sowie ökonomischen Randbedingungen. Die Ergebnisse und Erkenntnisse der Untersuchungen wurden auch hinsichtlich der Übertragbarkeit auf andere urbane Fernwärmeversorgungsgebiete bewertet.

## **Ergebnisse und Schlussfolgerungen**

Die im Rahmen des Projektes entwickelte Herangehensweise, die a) auf vorherigen Erfahrungen und Expertisen als Grundgerüst basiert und b) um die spezifischen Herausforderungen aus den Fragenstellungen des Projekts zur Dekarbonisierung der Fernwärme durch die betrachteten Systemlösungen ergänzt, hat wertvolle Erkenntnisse über die technische und wirtschaftliche Machbarkeit gebracht, inwieweit die untersuchten Komponenten einzeln und im Zusammenspiel in kleinen bis sehr großen Fernwärmesystemen in Österreich eingesetzt werden können. Ferner hat sie sich als gute Basis für weitere, vergleichbare Machbarkeitsstudien der Industriepartner sowie wichtiges Element weiterer Forschungsprojekte in diesen Themenkomplex bewiesen. Diese Herangehensweise war ein zweistufiger Prozess, um 1) die technische und ökonomische Machbarkeit verschiedener Konzepte für die Dekarbonisierung von unterschiedlichen Fernwärmesystemen zu

bewerten und dann b) technische Detailfragen zu klären. Darüber hinaus bilden die Erkenntnisse und Erfahrungen des Forschungsprojektes die Basis für eine kritische Auseinandersetzung mit der Fragestellung einer möglichen Übertragbarkeit der Methodik sowie der Projektergebnisse auf andere urbane Fernwärmeversorgungsgebiete. Die Ergebnisse des Projektes sind somit für Energieversorgungs- und Fernwärmebetreiber relevant, als auch für Planer und technische Büros.

### **Ausblick**

Ein Ersatz fossiler Energiequellen in der Energie- und Wärmeversorgung ist zwingend und zeitnah notwendig, um unsere Wärmeversorgung nachhaltig zu gestalten. Der Fernwärme fällt hier eine gewichtige Rolle zu, da großes Potential besteht, um Erneuerbare Wärme effizient zu integrieren und damit Gebäude zu versorgen. Dies zeigen auch die präsentierten Resultate und Erkenntnisse. Jedoch existiert ein klarer Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsbedarf in den Bereichen a) Verbessertes Knowhow der Einzelkomponenten, b) Systemische Integration und c) Kooperation zwischen Planern, Forschung und Energieversorger und Dissemination der Ergebnisse, um die Projektergebnisse zu erweitern und zu testen als auch um weiteres Roll-Out zu ermöglichen.

# Abstract

## **Starting point/Motivation**

In 2016, 22 TWh/a, which corresponds to 7% of the total Austrian energy demand (311 TWh/a, including electricity, industry and transport) was covered by district heating. 28% (87 TWh/a) of this total energy demand was used for space heating in Austria, 23% (72 TWh/a) for thermal processes in industry. The achievement of medium and long-term international and national climate targets such as the Paris Climate Convention and Austria's Climate and Energy Strategy 2018 is a major challenge in which flexible and sustainable district heating systems play a central role. District heating allows for an efficient integration of renewables and storage facilities and offers considerable CO<sub>2</sub> and cost reduction potentials in meeting the heat demand, especially in urban areas. Therefore, solution approaches for novel district heating concepts are essential.

## **Contents and objectives**

In this project, innovative technical concepts for an extension of urban district heating supply systems were developed and evaluated. The objective was to enable a flexible district heating supply by integrating, among others, long-term heat storage, (large-scale) heat pumps and large-scale solar thermal plants and to significantly increase the share of renewable energy sources as well as the coverage from waste heat utilisation. Specifically, the added value that the three investigated components can represent is evaluated for three characteristic district heating supply areas of different sizes (Vienna, Klagenfurt, Mürzzuschlag) and with different generation portfolios.

## **Methods**

The methods and simulation tools required for the analysis of the three district heating supply areas on component and system level were developed (e.g. in Dymola, TRNSYS) and validated. Based on the existing systems, different technical configurations (e.g. solar thermal + heat pump + long-term storage) and application sequences were simulated and evaluated, based on local, technical and economic conditions. The results and findings of the investigations were also evaluated with regard to their transferability to other urban district heating supply areas.

## **Results**

The approach developed within the project, which a) is based on previous experience and expertise as a basic framework and b) is supplemented by the specific challenges arising from the questions posed by the project on the decarbonisation of district heating by the system solutions under consideration, has provided valuable insights into the technical and economic feasibility of the components investigated, both individually and in combination, for use in small to very large district heating systems in Austria. Furthermore, it has proven to be a good basis for further, comparable feasibility studies by the industrial partners and an important element of further research projects in this complex of topics. This approach was a two-step process to 1) evaluate the technical and economic feasibility of different concepts for the decarbonisation of different district heating systems and then b) clarify technical details. Furthermore, the findings and experiences of the research project form the basis for a critical examination of the question of a possible transferability of the methodology and the project results to other urban district heating supply areas. The results



of the project are therefore relevant for energy supply and district heating operators as well as for planners and technical offices.

### **Prospects/Suggestions for future research**

A replacement of fossil energy sources in the supply of energy and heat is urgently and promptly necessary to make our heat supply sustainable. District heating plays an important role here, as there is great potential to efficiently integrate renewable heat and thus supply buildings. This is also shown by the results and findings presented. However, there is a clear need for research, development and demonstration in the areas of a) improved know-how of the individual components, b) systemic integration and c) cooperation between planners, research and energy suppliers and dissemination of results in order to extend and test the project results and to enable further roll-out.

# 1. Ausgangslage

## 1.1. Status quo der Fernwärmeversorgung in Österreich

Mit Ende 2013 werden 21,1 % des gesamten Niedertemperatur-Wärmebedarfs (v.a. Raumheizung und Warmwasser) und 4,4 % des Hochtemperatur-Wärmebedarfs durch Fernwärme gedeckt [1]. Im Jahr 2013 belief sich der KWK-Anteil an der Fernwärmebereitstellung auf rund 58 % und der gesamte Fernwärmeausstoß lag bei 24,4 TWh. Die Aufteilung der Fernwärmeaufbringung nach Endenergieträger errechnete sich für das Jahr 2013 wie folgt: biogene Energieträger: 42,3 %, Erdgas: 41,7 %, Abfälle: 7,0 %, Erdöl: 5,2 %, Kohle: 3,1 %, andere Erneuerbare: 0,7 % [2]. In den neun größten österreichischen Fernwärme-Versorgungsgebieten (Wien, Graz, Linz, Salzburg, St. Pölten, Klagenfurt, Lienz, Wels, Villach) erfolgte etwa 55 % des gesamten Fernwärmeabsatzes [3] und der Rest in einer Vielzahl von kleineren Wärmenetzen. Österreichweit befanden sich mit Ende 2013 beispielsweise rund 1.000 Biomasse-Heizwerke bis 1 MW Heizleistung und weitere 316 Biomasse-Heizwerke und KWK-Anlagen im Leistungsbereich  $>1 \text{ MW}_{\text{th}}$  bis  $>5 \text{ MW}_{\text{th}}$  in Betrieb [4]. Insgesamt betreiben über 750 registrierte Nah- und Fernwärmeversorgungsunternehmen ein Netz von 4.600 km Länge [5].

Grundsätzlich werden zur Fernwärmeaufbringung verschiedenste Wärmequellen herangezogen: In den großen urbanen Fernwärme-Versorgungsgebieten dominiert die Fernwärmebereitstellung durch erdgasbefeuerte KWK-Anlagen. Zudem tragen Müllverbrennungsanlagen an mehreren Standorten in Wien und beispielsweise Wels zur Fernwärme-Grundlastversorgung bei, ebenso wie industrielle Abwärmequellen der energieintensiven Industrie, beispielsweise in Graz (Stahlwerk Marienhütte) oder Wien (v.a. OMV Schwechat). Fossil-befeuerte Spitzenlastkessel werden zur Spitzenlastabdeckung und als Ausfallsreserve eingesetzt.

Verantwortlich für den Kapazitätswachstum im Fernwärmesektor, vor allem im Zeitraum zwischen 1995 und 2010, zeichnen die Vielzahl der kleinstädtischen und kommunalen Wärmenetze. Dominiert werden diese von Biomasse Heiz- oder Heizkraftwerke in Kombination mit Öl- oder Gaskesseln zur Abdeckung der Spitzenlast und als Ausfallsreserve [6].

Eine untergeordnete Rolle spielen andere erneuerbare Energiequellen, wie beispielsweise Solarthermie oder Geothermie, in der österreichischen Fernwärmeaufbringung: Insgesamt sind 24 thermische Solaranlagen  $>500 \text{ m}^2$  mit einer Spitzenleistung von  $26 \text{ MW}_{\text{th}}$  sowie 15 Geothermie-Anlagen mit einer installierten Spitzenleistung von  $93 \text{ MW}_{\text{th}}$  dokumentiert [7].

## 1.2. Smarte Fernwärmesysteme – internationale Entwicklungen und Situation in Österreich

Der Begriff „*smarte Fernwärme*“ bzw. „*smart district heating*“ ist von Entwicklungen in Skandinavien geprägt. In diesen Ländern nimmt die netzgebundene Wärmeversorgung insgesamt einen sehr hohen Stellenwert und eine entsprechende Position am Wärmemarkt ein<sup>1</sup>. Insbesondere Fernwärmesysteme in **Dänemark** genügen im internationalen Vergleich höchsten technischen Standards. Vor dem Hintergrund hoher Windstromeinspeisungen an der Strombörse<sup>2</sup> sowie aufgrund hoher Steuern auf Erdgas, werden hier jene Fernwärmekonzepte als „*smart district heating*“ bezeichnet, die eine wirtschaftliche Betriebsoptimierung durch den Einsatz von Langzeitwärmespeichern, solaren Großanlagen, (Groß-)Wärmepumpen und *Power-to-Heat* (P2H) Anlagen zum Ziel haben.

Vier solcher Projekte für Kleinstädte bis maximal 2.500 Abnehmer wurden in Dänemark bis dato erfolgreich demonstriert. Die Projekte weisen allesamt einen solarer Deckungsanteil im Bereich von 45 bis 55 % des Fernwärmebedarfs auf, was den Einsatz von Langzeit-Wärmespeichern für die Nutzung der Überschussenergie aus dem Sommer in der Übergangszeit und im Winter erforderlich macht. An den folgenden Standorten wurden solare Großanlagen im Leistungsbereich zwischen 6 und 49 MW<sub>th</sub> installiert (Brædstrup: 18.612 m<sup>2</sup>, Marstal: 33.365 m<sup>2</sup>, Dronninglund: 37.573 m<sup>2</sup>, Vojens: 70.000 m<sup>2</sup>). Bei drei Projekten kamen als Speichertechnologie Erdbeckenwärmespeicher zum Einsatz (Marstal 2012: 75.000 m<sup>3</sup>, Dronninglund 2014: 61.700 m<sup>3</sup>, Vojens 2015: 203.000 m<sup>3</sup>). In Brædstrup wurde ein 4.500 m<sup>3</sup><sub>H<sub>2</sub>Oe</sub> Erdsondenspeicher in Kombination mit einem 7.500 m<sup>3</sup> Behälter-Wärmespeicher errichtet. Zur wirtschaftlichen Betriebsoptimierung werden darüber hinaus große Lastausgleichsspeicher und P2H-Anlagen (Elektrodenheizkessel, Widerstandsheizungen) sowie Wärmepumpen eingesetzt (z.B. Marstal: 1,5 MW<sub>th</sub> CO<sub>2</sub>-Kompressionswärmepumpe, Dronninglund: 2,6 MW<sub>th</sub> Absorptionswärmepumpe).

Die dänischen „*smart district heating*“ Umsetzungsbeispiele bergen erhebliche Skaleneffekte bei den Investitionskosten dieser Systemkomponenten durch ihre weltweit unerreichten Dimensionen von Langzeitwärmespeichern und solaren Großanlagen<sup>3</sup>. Die wichtigsten Erfolgsfaktoren für die großtechnische und vor allem ökonomisch getriebene Umsetzung dieser Konzepte in Dänemark sind die Skaleneffekte in Kombination mit hohen Steuern auf Erdgas, die insgesamt sehr effizienten bestehenden Fernwärmeinfrastruktur, die Verfügbarkeit günstiger Freiflächen sowie gemeinnützige Betreibermodelle [7].

Vergleichbare „*smarte Fernwärmesysteme*“, in denen die Systemkomponenten Langzeitwärmespeicher, (Groß-)Wärmepumpe, P2H-Anlage und solarthermische Großanlage kombiniert und im großen Leistungsbereich im Einsatz sind, gibt es heute in Österreich bisher keine. Damit KWK-Anlagen flexibler betrieben werden können, reagieren die großen EVUs vereinzelt auf die

---

<sup>1</sup> Anteil Fernwärme am Wärmemarkt: DK: 63 %, NO: 100 %, SE: 52 %, FI: 50 %. Dazu im Vergleich: AT: 24 %, DE: 12 %, [Euroheat & Power: Statistik overview 2013]

<sup>2</sup> Der Anteil von Windenergie am gesamten Stromverbrauch in DK liegt im Jahr 2013 bei 32,5% [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energy\\_statistics\\_2015.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energy_statistics_2015.pdf) Zugriff: 20.07.2020

<sup>3</sup> Die Turnkey-Kosten für solare Großanlagen >10.000 m<sup>2</sup> in Dänemark liegen im Bereich 200 – 250 €/m<sup>2</sup> Kollektorfläche und für Erdbeckenwärmespeicher >50.000 m<sup>3</sup> im Bereich 25 – 35 €/m<sup>3</sup> [eigene Recherche und Berechnungen AEE INTEC 2015]

Strompreissituation und rüsten ihre Fernwärmesysteme mit großen Lastausgleichsspeichern nach<sup>4</sup>. Erfahrung mit Langzeit-Wärmespeicherung von Niedertemperatur-Wärme (<95 °C) gibt es in Österreich hingegen bisher nicht. Sowohl thermische als auch elektrische Wärmepumpen im MW-Leistungsbereich sind in Österreich in der Fernwärmeversorgung bereits im Einsatz. Thermische Absorptions-Wärmepumpen (AWPs) sind in St. Johann (14 MW), Klagenfurt Ost (23 MW), Klagenfurt Nord (12 MW), Hall in Tirol (6 MW), Hallein (7 MW) in Betrieb [9][10][11]. Zwei Kompressionswärmepumpen mit einer nominellen Wärmeleistung von je 5,5 MW<sub>th</sub> sind 2016 zur Auskopplung von Abwärme aus dem Stahl-Walzwerk Marienhütte in das Grazer Fernwärmenetz in Betrieb gegangen. Die Möglichkeiten von P2H-Anlagen zur Bereitstellung von Regelenergie an den entsprechenden Marktplätzen werden in Österreich momentan geprüft, wobei weniger technische, sondern vielmehr ordnungspolitische Herausforderungen überwunden werden müssen (z.B.: Aufhebung von Netzzugangsbeschränkungen, Entgelten, etc. für Betreiber von P2H-Anlagen)<sup>5</sup>. Im Bereich solarer Großanlagen ist der Kenntnis- und Entwicklungsstand in Österreich (und innerhalb dieses Konsortiums) hoch. Neben Dänemark, Deutschland und Schweden ist Österreich weltweit führend im Bereich der solargestützten Nah- und Fernwärmeversorgung und dennoch bedient diese Technologie nur einen Nischenmarkt, mit 24 dokumentierten, in Betrieb befindlichen Anlagen >500 m<sup>2</sup> [7]. Die größte thermische Solaranlage Österreich speist in das Grazer Fernwärmenetz ein und ist mit einer thermischen Spitzenleistung von 4,9 MW<sub>th</sub> (7.000 m<sup>2</sup>) um einen Faktor 10 kleiner und etwa um den Faktor 2 bis 2,5 teurer als die derzeit weltgrößte thermische Solaranlage in der dänischen Kleinstadt Vojens.

### 1.3. Abgrenzung *smart district heating* in DK zum gegenständlichen Forschungsvorhaben

Die drei Fernwärmeversorgungsgebiete (Wien als urbanes Fernwärmenetz mit sehr spezieller Netztypologie; Klagenfurt als mittelgroßes und Mürzzuschlag als kleinstädtisches Fernwärmenetz mit sehr guter Übertragbarkeit auf andere österreichische Versorgungsgebiete) wurden bewusst ausgewählt und entsprechen charakteristischen Fernwärmetypen in Österreich. Im Vergleich zu den dänischen *smart district heating* Umsetzungsbeispielen liegen sowohl signifikante Unterscheidungen in den technischen Rahmenbedingungen vor als auch in den Zielsetzungen, die mit der hydraulischen Einbindung der neuen Systemkomponenten im gegenständlichen Projekt verfolgt werden:

- Die Versorgungsgebiete Wien (334.400 Kundenanlagen) und Klagenfurt (26.000 Kundenanlagen) sind ungleich größer als die Umsetzungsbeispiele in Dänemark (z.B.: Vojens: 2.000 Kundenanlagen). Mürzzuschlag weist mit 1.400 Kundenanlagen eine ähnliche Größenordnung auf und ist aufgrund der sehr guten Übertragbarkeit auf andere Kleinstädte in Österreich ein wertvoller Anwendungsfall.

<sup>4</sup> Zwei der größten drucklosen Behälterwärmespeicher weltweit wurden in Österreich realisiert: 50.000 m<sup>3</sup> Fernwärmespeicher KW Theiß der EVN AG 2008; 34.500 m<sup>3</sup> Fernwärmespeicher FHKW Linz-Mitte der Linz AG 2004. Die Kosten des letztgenannten Speichers in Linz liegen bei etwa 130 €/m<sup>3</sup>. Weitere große Fernwärmespeicher befinden sich am Standort Timelkam (druckloser Speicher, 20.000 m<sup>3</sup>) sowie in den Fernwärmenetzen von Wien (11.200 m<sup>3</sup> Druckspeicher), Salzburg (30.000 m<sup>3</sup> druckloser Speicher) und Steyr (800 m<sup>3</sup> Druckspeicher) [eigene Recherche AEE INTEC 2015]

<sup>5</sup> Konkrete Untersuchungen unternimmt die Salzburg AG, die seit Ende 2015 einer 15 MW<sub>th</sub> P2H Anlage zur Bereitstellung von Ausgleichs- und Regelenergie am Strommarkt betreibt.

- Höhere Wärmedichten in Wien (5,2 MWh/Trm), Klagenfurt (2,5 MWh/Trm) und Mürzzuschlag (1,7 MWh/Trm); im Vergleich Vojens: 1,0 MWh/Trm
- Typischerweise höhere Netztemperaturen<sup>6</sup> in Österreich im Vergleich zu DK
- Verschiedenartige Netztypologien<sup>7</sup> und Erzeugungsportfolios<sup>8</sup>

Im Fokus der Untersuchungen in den konkreten Modellgebieten stehen vor allem Synergieeffekte, die durch das intelligente Zusammenwirken der neuen Systemkomponenten untereinander sowie in Wechselwirkung mit der bestehenden technischen Infrastruktur nutzbar gemacht werden können, z.B.:

- Multifunktionale Nutzung des Langzeitwärmespeichers (z.B.: Nutzung unterschiedlicher Temperaturniveaus, Entkopplung von KWK-Stromerzeugung und Fernwärmebedarf, saisonale Verschiebung von sommerlicher Überschusswärme aus thermischen Großsolaranlagen, Glättung von Leistungsspitzen, etc.)
- Multifunktionale Nutzung der gekoppelten (Groß-)Wärmepumpe (z.B.: Aufwertung niederexergetischer Abwärme oder Umweltenergie, Kombinierte Bereitstellung von Kühl- und Heizenergie, Steigerung der Wärmespeicherkapazität durch Entladung des Wärmespeichers, Steigerung der Effizienz der thermischen Solaranlage durch Abkühlung des Speichers oder direkt des Solarkreises, Bereitstellung von Regelenergie im Falle von elektrischen Kompressionswärmepumpen oder P2H-Anlagen, etc.),

Im Gegensatz dazu stellen bei den dänischen *smart district heating* Umsetzungsbeispielen vordergründig hohe solare Deckungsanteile (45-55 %) mit entsprechender Dimensionierung des Langzeitwärmespeichers die wichtigsten Randbedingungen dar.

**Fazit:** International wurden solche Konzepte bisher nur an kleinstädtischen Versorgungsgebieten erprobt. In Österreich gibt es keine Erfahrungen mit dem gekoppelten Betrieb von Langzeitwärmespeichern, (Groß-)Wärmepumpen und solarthermischen Großanlagen in Verbindung mit Fernwärmenetzen. Die gegenständlichen Modellgebiete weisen ein völlig anderes Erzeugungsportfolio, andere Versorgungstemperaturen sowie eine andere Netztypologie als die dänischen Umsetzungsbeispiele auf. Auch besteht das Projektziel zudem nicht darin, Langzeitwärmespeicher und (Groß-)Wärmepumpe für eine solare Großanlage zu dimensionieren, sondern eine optimale Anlagenkonfiguration zur Flexibilisierung der bestehenden technischen Anlagen und Betriebsweisen sowie zur direkten Substitution fossiler Energieträger zu ermitteln. Aufgrund der genannten Unterscheidungen ist eine direkte Übertragung der dänischen Konzepte auf Österreich daher nicht möglich.

Deshalb ist es u.a. Gegenstand dieses Forschungsvorhabens, erstmals eine fundierte Wissensbasis im Bereich Langzeitwärmespeicherung und (Groß-)Wärmepumpentechnik für den Einsatz in urbanen Fernwärmesystemen innerhalb österreichischer Forschungsinstitute und

<sup>6</sup> Die jährlichen, durchschnittlichen Vor- und Rücklauftemperaturen von rund 200 dänischen kommunalen Fernwärmesystemen liegen bei 76 (VL) / 39 (RL) [12]. Typische Vor- und Rücklauftemperaturen in Österreich liegen im Bereich 75-95 °C VL / 55-65 °C RL bei Verteilnetzen und erreichen in der Heizperiode >100-145 °C im Vorlauf bei Transportleitungen.

<sup>7</sup> Kommunale, kleinstädtische Fernwärme mit zentraler Einspeisung in Dänemark und urbane Fernwärme mit verteilter Einspeisung in Österreich

<sup>8</sup> In Dänemark überwiegend Erdgas-KWK Anlagen zur Grund- und Mittellastabdeckung gekoppelt an Erdgas-Spitzenlastkessel; in Österreich sehr heterogenes bzw. diversifiziertes Erzeugungsportfolio in der Grund- Mittel- und Spitzenlastversorgung

Fernwärmeversorgungsunternehmen aufzubauen, dieses Wissen mit vorhandenem Knowhow im Bereich Solarthermie und Fernwärmetechnik zu kombinieren und neue, innovative Konzepte für smarte Fernwärme in Österreich zu entwickeln. Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens werden darüber hinaus Methoden zur numerischen Simulation und Optimierung sowohl der Einzelkomponenten Langzeitwärmespeicher und (Groß-)Wärmepumpe als auch der komplexen Wirkzusammenhänge im Gesamtsystem als wesentliche wissenschaftliche Komponenten entwickelt und an den konkreten Fernwärme-Modellregionen Wien, Klagenfurt und Mürzzuschlag angewendet.

## 1.4. Status quo Modellierung, Simulation und Bewertung der untersuchten Komponenten

### 1.4.1. Status Quo Modellierung von Erdbeckenwärmespeicher

Prinzipiell lassen sich für die Modellierung und Simulation des thermo-hydraulischen Verhaltens von erdvergrabenen Erdbeckenspeicher Fein- und Grobstrukturmodelle einsetzen. Feinstrukturmodelle wie beispielsweise FEM bzw. CFD-Modelle ermöglichen eine geometrisch exakte, fein aufgelöste dreidimensionale-Abbildung der Speicherstruktur sowie eine Berücksichtigung aller in Realität vorkommenden Wärmetransportvorgänge (siehe z.B. Panthaloökaran et al. [13] und Urbaneck et al. [14]). Typisch für solche Feinstrukturmodelle sind detaillierte und oft komplexe Berechnungsvorgänge, wodurch Jahressimulationen oft nur mit großem Rechenaufwand realisiert werden können. Grobstrukturmodelle dagegen, wie sie beispielsweise in TRNSYS eingesetzt werden, sind dadurch gekennzeichnet, dass abhängig von der vorliegenden Aufgabenstellung vereinfachte Annahmen bei Geometrie, Stoffwerten und Randbedingungen getroffen werden und dadurch die Rechenzeit reduziert werden kann. Verfügbare TRNSYS-Types (*Non-Standard-Types*) zur Modellierung von Erdbeckenspeicher sind das sogenannte XST-Modell (TYPE 342 [15]) sowie das ICEPIT-Modell (TYPE 343 [16]). Das XST-Modell erlaubt ausschließlich die energetische Modellierung erdvergrabener zylindrischer Wärmespeicher. Im Unterschied zum XST-Modell erlaubt das ICEPIT-Modell die Berücksichtigung eines einfachen Kegelstumpfs als Speichergeometrie, wobei der Böschungswinkel variabel ist. Das ICEPIT-Modell ermöglicht zusätzlich die Modellierung eines indirekten Beladesystems mittels Rohrschlangen. Zudem kann Latentwärmespeicherung (innerhalb der Speicherdomäne) simuliert werden.

**Fazit:** Die derzeitig verfügbaren TRNSYS-Types für Erdbeckenwärmespeicher sind nur bedingt einsetzbar, hinsichtlich exakter geometrischer Abbildung der Speicher und ebenso, was die exakte mathematische Modellierung der Wärmeverluste von Speicherwandungen an das Erdreich betrifft. Im Projekt erfolgte daher eine Verifizierung und Modifikation verfügbarer TRNSYS Types mit Fokus auf Geometrie, Wärmeverlustberechnung ins Erdreich sowie kapazitive Effekte der Wärmedämmung. Des Weiteren erfolgte eine Validierung der adaptierten TRNSYS Types mittels Messdaten des bereits im Regelbetrieb befindlichen 62.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenwärmespeichers in Dronninglund, DK. Zielsetzung war es, mit den adaptierten Simulationsmodellen eine zufriedenstellende Simulation dieser Speicher zu ermöglichen.

#### **1.4.2. Status Quo Modellierung von mehrstufigen Absorptionswärmepumpen**

Der zur Modellierung von Absorptionskältemaschinen (AKM) in TRNSYS enthaltene Standardtype 107 (Hot-Water Fired, Single Effect Absorption Chiller) beschreibt das Verhalten von indirekt beheizten, *einstufigen* AKM über die Angabe von normierten Kennfeldern. Die Regelung erfolgt entsprechend dieser Kennfelder last- oder temperaturabhängig. Die Kennfelder gelten jeweils für die Nutzung der AKM als Kältemaschine mit fix hinterlegter Funktion zur Beschreibung der Abhängigkeit der Kälteleistung und des Wärmeverhältnisses von der Heizmedientemperatur. Eine Erweiterung des Types 107 auf eine *zweistufige* AKM erfolgte durch TESS [17] im Type 677 (Hot-Water Fired, Double Effect Absorption Chiller). Hierbei gelten ebenso die oben genannten Restriktionen hinsichtlich der Berücksichtigung eines reinen Kühlbetriebes, der Regelung und der fix hinterlegten Abhängigkeiten.

**Fazit:** Die derzeit in TRNSYS verfügbaren Types zur Modellierung von AKM sind vordergründig für die Modellierung von Kühlanwendungen konzipiert und müssen vor allem hinsichtlich der Leistung (2-stufig), des Teillastverhaltens und der Regelung (Wärmeerzeugung, Leistungssplitting) überarbeitet und verifiziert werden.

#### **1.4.3. Status quo Modellierung und Simulation integrativer Wärmenetze**

Im Bereich der Modellierung einzelner Systemkomponenten eines Fernwärmeversorgungssystems (Energieumwandlungsanlage(n), Wärmenetz, thermische Speicher, Gebäude) ist umfangreiches Wissen vorhanden. Die Durchführung von Simulationen mit verschiedenen Simulationsprogrammen, welche in validierter Form vorliegen, entspricht der Expertise der beteiligten Projektpartner. Die besondere Herausforderung in der detaillierten Analyse integrativer Wärmenetze besteht darin, die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Komponenten des betrachteten Energiesystems über einen definierten Betrachtungszeitraum so realitätsgetreu wie erforderlich technisch-physikalisch nachzubilden. In diesem Zusammenhang zeigen die Erfahrungen des Projektkonsortiums aus vergangenen und laufenden Forschungsprojekten, dass für komplexe energiesystemische Zusammenhänge keine einzelne Softwarelösung allen Anforderungen genügen kann. Zur Problemlösung kommen stets Kombinationen unterschiedlicher Softwaretools in Form funktioneller Tool-Abfolgen und/oder Co-Simulationen<sup>9</sup> zur Anwendung.

### **1.5. Fazit Herausforderungen Fernwärmeversorgung**

Aus volkswirtschaftlicher Sicht sowie vor dem Hintergrund einer Energiewende in Österreich besteht mittel- bis langfristig Handlungsbedarf, einerseits Importabhängigkeiten fossiler Energieträger zu reduzieren und andererseits die smarte Vernetzung des gesamten Energiesystems voranzutreiben. Aus Sicht der Nachhaltigkeit ist ein zeitnahe Ausstieg aus fossilen Energieträgern ein elementares Ziel. Auf europäischer Ebene wird dem Fernwärmesektor hierbei eine Schlüsselrolle beigemessen, insbesondere im Zusammenhang mit der Steigerung der Energieeffizienz im Wärmesektor sowie im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Systemflexibilität, von der beispielsweise der Stromsektor bei steigendem Anteil volatiler erneuerbarer Stromerzeugung profitieren kann.

---

<sup>9</sup> Bei der Methode der Co-Simulation erfolgt während der Simulation ein Datenaustausch zwischen verschiedenen Subsystemen, der durch Schnittstellen realisiert (FMI, BCVTB, o.ä.) wird.

## 1.6. Projektinhalt

Als zentrale Forschungsfragestellung wird für drei repräsentative Fernwärmeversorgungsgebiete unterschiedlicher Größe (Wien, Klagenfurt, Mürzzuschlag) und mit unterschiedlichem Erzeugungsportfolio ermittelt, welche Anlagenkonfiguration und Einsatzreihenfolge verschiedener Komponenten wie e.g. Langzeitwärmespeicher, (Groß-) Wärmepumpe, solare Großanlage, Abwärme und Spitzenlastkessel einen techno-ökonomisch optimalen Erzeugungsmix zur Folge hat. Aus den Ergebnissen und Erkenntnissen der Untersuchungen an den konkreten Modellgebieten werden allgemeingültige Aussagen hinsichtlich der Übertragbarkeit auf andere urbane Fernwärmeversorgungsgebiete generiert.

Die erste Phase des Projektes hat sich auf die Statusanalyse konzentriert. Hier wurden Informationen über die bestehenden Wärmeversorgungssysteme gesammelt und intensiv über die Herausforderungen der Netzbetreiber und die Integration der Technologien, die im Fokus dieses Projektes stehen (Großwärmepumpen, Langzeitwärmespeicher und solare Großanlagen), diskutiert. Als Ergebnisse dieses Prozesses sind außer den gesammelten Informationen mehrere erste Entwürfe von Energiekonzepten entwickelt worden. Eine Zusammenfassung der relevanten Informationen der Wärmeversorgungssysteme sowie eine Auswahl der hier definierten Energiekonzepte sind im Abschnitt 2 zu finden.

In der zweiten Phase des Projektes ging es um die genauere Definition und Bewertung der Energiekonzepte sowie um den Zugewinn an Know-how für die zwei Haupttechnologien Großwärmepumpe und Langzeitwärmespeicher.

Der Zugewinn an Know-how für Großwärmepumpe und Langzeitwärmespeicher hat auf die Weiterentwicklung der vorhandenen Modellierungstools und deren Validierung fokussiert. Hier wurden relevante Informationen für die Integration dieser Technologien in Wärmeversorgungssysteme gesammelt, z.B. maximale Temperaturen und Leistungsbereiche sowie ein Überblick von TRNSYS- und MATLAB- Modellen. Spezieller Fokus wurde auf Absorptionswärmepumpen- und Erdbeckenspeicher-Technologien aufgrund der in den ersten Phasen des Projekts definierten Energiekonzepte gelegt. Diese zwei konkreten Technologien wurden ausführlicher beschrieben und die bestehenden Modelle genauer im Hinblick auf deren Parametrisierung analysiert und mit Messdaten von bestehenden Anlagen validiert. Eine Kurzfassung dieser Arbeiten ist in Abschnitt 3 zu finden.

Die Energiekonzepte wurden im Rahmen der Machbarkeitsstudien auf vereinfachte Weise und unter unterschiedlichen Annahmen modelliert. Die Zwischenergebnisse wurden als Basis für die internen Diskussionen verwendet. Auf Basis der Endergebnisse der Diskussionen wurden die vielversprechendsten Energiekonzepte für weitere Analysen ausgewählt. Über die ausgewählten Energiekonzepte wird in Abschnitt 4 ausführlich berichtet. Darüber hinaus ist eine Übersicht der in Abschnitt 4 verwendeten Methoden im Anhang A zu finden.

Die dritte Phase des Projektes baut auf die Ergebnisse der Machbarkeitsstudien aus Abschnitt 4 auf. Hier wurden die oben erwähnten validierten Modelle (Absorptionswärmepumpe) und Modellierungsansätze (Tankspeichermodell + Erdreichmodell) verwendet, um die ausgewählten Energiekonzepte genauer zu untersuchen e.g. in puncto Regelungsstrategie, Optimierungspotential und thermohydraulisches Verhalten des Netzes. Über diese Arbeiten wird in Abschnitt 5 berichtet.



Die Schlussfolgerungen aus diesem Projekt sind in Abschnitt 6 zu finden; ein Ausblick über das Projekt hinaus in Abschnitt 7.

## 2. Beschreibung der Modellregionen und Fernwärmesysteme

Das Systemkonzept mit den Komponenten Solarthermie, Langzeitwärmespeicher und Wärmepumpe soll für unterschiedliche Fernwärmenetze vorteilhaft kombiniert werden. Die Auswahl der Modelregionen erfolgte im Hinblick darauf, dass tatsächlich unterschiedliche Netze mit ihren spezifischen Rahmenbedingungen und Herausforderungen abgebildet werden, damit das Multiplikationspotential für spätere Anwendungen erhöht wird. In weiterer Folge wurden die Ist-Situation sowie die Zukunftsperspektiven der zu untersuchenden Fernwärmeversorgungsgebiete erhoben. Konkrete technische und energiewirtschaftliche Herausforderungen wurden erörtert und potentielle Standorte für eine hydraulische Integration der gegenständlichen Systemkomponenten identifiziert. Im Folgenden wird zunächst ein allgemeiner Überblick mit den Unterschieden und Gemeinsamkeiten der Fernwärmesysteme geboten. Danach werden einzelne Netze vorgestellt und auf deren Besonderheiten eingegangen. Darauf folgt eine Analyse der Flächenverfügbarkeit in den jeweiligen Modelregionen. Schlussendlich werden die gemeinsam mit den Energieversorgern entwickelten Konzepte, die im Laufe des Projekts weiter bearbeitet wurden, vorgestellt.

### 2.1. Allgemeiner Überblick

Die folgende Tabelle bietet einen Überblick über die drei Fernwärmesysteme in Mürzzuschlag, Klagenfurt und Wien.

Tabelle 1: Überblick Fernwärmesysteme Mürzzuschlag, Klagenfurt und Wien

	<b>Mürzzuschlag</b>	<b>Klagenfurt</b>	<b>Wien</b>
<b>Einwohner</b>	8.856	96.640	1,7 Mio.
<b>Kundenanlagen</b>	1.536 (180 Gewerbe, 1.200 Privat)	26.488 (Haushalte)	6.400 (Großkunden) 330.000 (Privat)
<b>Trassenlänge</b>	14 km	169 km	1.168 km
<b>Einspeiseleistung (verfügbar)</b>	16 MW <sub>th</sub>	277 MW <sub>th</sub>	> 3.000 MW <sub>th</sub>
<b>Jährliche Wärmeeinspeisung</b>	24,8 GWh (Stand 2016)	425 GWh (Stand 2016)	5.374 GWh (Stand 2016)
<b>T-VL</b>	75-95 °C	85-120 °C	80-160 / 63-95 °C (Primär-/Sekundärnetz)
<b>T-RL</b>	52-53 / 60-62 °C (Winter/Sommer)	55-60 °C	55-65 / 40-60 °C (Primär-/Sekundärnetz)

Die Netze unterscheiden sich vor allem in ihrer Größe, somit in der Zahl der Kundenanlagen, Trassenlänge, Einspeiseleistung und Wärmeerzeugung. Unterschiedlich hoch sind auch die Netztemperaturen. Während der Anteil von erneuerbarer Energie im Wiener Netz bei 21,5 % liegt, befinden sich in Klagenfurt bereits 80 % und in Mürzzuschlag 77 % erneuerbare Wärme im Netz. Dennoch wird in allen drei Netzen angestrebt, diesen Anteil weiter zu erhöhen.

In der Kommunikation mit den Netzbetreibern wurden einige, allen Netzen gemeinsame Herausforderungen festgestellt:

- Zugeständnis zu mehr erneuerbarer Wärme im Netz,
- Ständiger Wandel (Neuanschlüsse, Gebäudestrukturen, Erzeugungsanlagen),
- Hohe Spitzenlast für nur wenige Stunden im Jahr,
- Alte Netzinfrastruktur,
- Freie Flächen für Langzeitspeicher und Solarthermie in der Nähe des Netzes begrenzt.

Um weitere Rahmenbedingungen für die Integration von Solarthermie, Langzeitspeicher und Wärmepumpe zu klären, wurden von jedem Netz Messdaten der Wärmebereitstellung erhoben und mit den Betreibern mögliche Standorte und Integrationsmöglichkeiten diskutiert.

## 2.2. Fernwärmenetz Mürzzuschlag

Die Stadtgemeinde Mürzzuschlag bekennt sich öffentlich zu Umwelt- und Klimaschutz. Seit 2010 ist die Stadtgemeinde Mürzzuschlag als e5-Gemeinde registriert. Das e5-Programm für energieeffiziente und energiebewusste Gemeinden beinhaltet Schritte zur Verbesserung der Lebensqualität sowie zum Schutz des Klimas. Die Stadtgemeinde Mürzzuschlag hat sich auf die Förderung folgender Bereiche spezialisiert: Elektrische und thermische Energie, Wasserwirtschaft und sonstige Themen im Bereich Umweltschutz. Des Weiteren ist die Stadtgemeinde Mürzzuschlag seit dem Jahre 1995 Mitglied des Vereins „Klimabündnis Österreich“. Dieser Verein ist mit insgesamt 955 „Klimabündnisgemeinden“ das größte kommunale Klimaschutz-Netzwerk österreichweit. Das Aufgabengebiet des Vereines auf Gemeindeebene ist die Unterstützung bei Klimaschutz, Klimagerechtigkeit und die Anpassung an den Klimawandel.

Das Stadtgebiet Mürzzuschlag wird vom dort ansässigen Energieversorger, den Stadtwerken Mürzzuschlag GmbH<sup>10</sup>, mit Fernwärme beliefert. Die zuständige Abteilung *wärmeMÜRZ*<sup>11</sup> versorgt rund 90 % der Gebäude im Stadtkern von Mürzzuschlag, 180 Gewerbebetriebe und rund 1.200 Privathaushalte mit Warmwasser und Raumwärme. Das Fernwärmenetz verfügt über eine Trassenlänge von 14 km. Hauptkunden sind vor allem das Landeskrankenhaus Mürzzuschlag (LKH), das Pflegeheim Mürzzuschlag und das VIVAX Sportzentrum. Weitere große Abnehmer, die während der Projektlaufzeit angeschlossen wurden, sind das Kurzentrum der Eisenbahner, die ÖBB und die Obere Bahngasse (Wohnbauten).

Die erforderliche Wärme wird von mehreren Biomasse- und erdgasbefeuerten Heißwasserkessel mit einer installierten Gesamtleistung von rund 16 MW<sub>th</sub> und einer jährlichen Wärmeerzeugung von mehr als 24 GWh an vier Standorten eingespeist. Die Netzverluste für das Jahr 2015 betragen 13,8 %. In den Sommermonaten bei geringer Abnahme erreichen sie 36,8 %, im Winter hingegen 6,7 %. Die in diesem Absatz erwähnte Daten sowie die folgenden spezifischen Daten rund um die einzelnen Heizwerke werden von den Stadtwerke Mürzzuschlag bereitgestellt.

**Ökoenergiezentrale (kurz ÖEZ):** Die Ökoenergiezentrale der Stadtwerke Mürzzuschlag GmbH befindet sich in der Grazerstraße und ist für die Wärmeversorgung zahlreicher Gebäude zuständig. Der Biomassekessel erbringt eine Leistung von 2 MW und deckt mit einem Jahresertrag von rund

---

<sup>10</sup> <http://www.stadtwerkemuerzzuschlag.at/>

<sup>11</sup> [http://www.stadtwerkemuerzzuschlag.at/waerme\\_muerz](http://www.stadtwerkemuerzzuschlag.at/waerme_muerz)

12 GWh 40 % des Gesamtwärmebedarfs. Als Brennstoff werden rund 20.000 Schüttraummeter (srm) Hackgut der Firma Kohlbacher aus regionalen Wäldern eingesetzt. Auf der Fassade der ÖEZ ist eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 8 kWp und einem Jahresertrag von 6.000 kWh installiert.

**Heizwerk LKH:** Das Heizwerk LKH befindet sich auf dem Areal des Landeskrankenhauses Mürzzuschlag und kann auch als Inselbetrieb geführt werden (2 x 0,75 MW), da es primär für die Versorgung des LKH sowie des Rehasentrums zuständig ist. Das Heizwerk speist über 600 MWh pro Jahr in das Fernwärmenetz ein. Als Energiequelle wird Erdgas (Methan) genutzt, es stehen zwei Kessel mit einer Leistung von insgesamt 4,65 MW (2,9 MW + 1,75 MW) zur Verfügung, aufgrund der begrenzten Gasleitung können diese jedoch nicht gleichzeitig in Betrieb sein. Im LKH befindet sich ein 16 m<sup>3</sup> Pufferspeicher.

**Heizwerk I Kirchengasse:** Das Heizwerk (3 MW) befindet sich am Standort Kirchengasse und wird mit Erdgas (Methan) betrieben, jährlich werden hier beinahe 5 GWh an Wärmeenergie ins Netz gespeist. Hier befindet sich des Weiteren ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 40 m<sup>3</sup>.

**Heizwerk II Wienerstraße:** Das Heizwerk II in der Wienerstraße besteht aus einem Biomasseheizwerk (1,5 MW) sowie aus einem Gasheizwerk (2 x 1,4 MW). Insgesamt werden jährlich rund 7,5 GWh an Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist, wobei der Biomassekessel mit fast 6,8 GWh den größeren Anteil ausmacht.

**Solarthermie:** Eine Solaranlage mit einem Kollektorfeld von rund 5.000 m<sup>2</sup> und 180 m<sup>3</sup> Pufferspeichern ist in Planung der Firma SOLID und soll im Jahr 2020 umgesetzt werden.

In Abbildung 1 ist das Wärmenetz mit den vier bestehenden Einspeisestellen und dem zukünftigen Kollektorfeld dargestellt. Abbildung 2 zeigt die monatlichen Einspeisemengen der vier Erzeugeranlagen in MWh/Monat für den April 2015 bis zum März 2016. In den Abbildung 3 bis Abbildung 5 sind Leistungs- und Temperaturverlauf an typischen Sommer- bzw. Wintertagen dargestellt. Durch das alpine Klima in Mürzzuschlag kommt es auch im Sommer hin und wieder zu Heizbedarf, die Heizsaison beginnt auch früher als etwa in Wien oder Klagenfurt. Am 22.7.2016 beispielsweise herrschte tagsüber kaum Wärmebedarf, die Morgen- und Abendspitze erreichen etwa 900 kW. Am 14.7.2016 hingegen sank die Außentemperatur über Nacht auf unter 10 °C, die Lastspitzen erreichen bis 1.400 kW. Im Winter erkennt man deutlich die Morgenspitze.

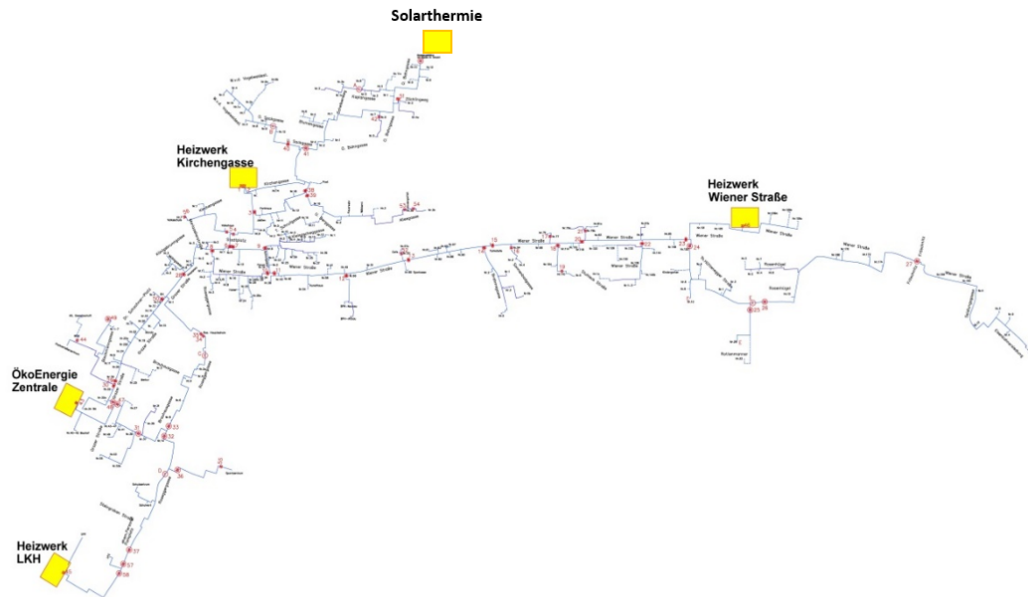


Abbildung 1: Netzplan Mürzzuschlag mit Wärmeerzeugern (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag)

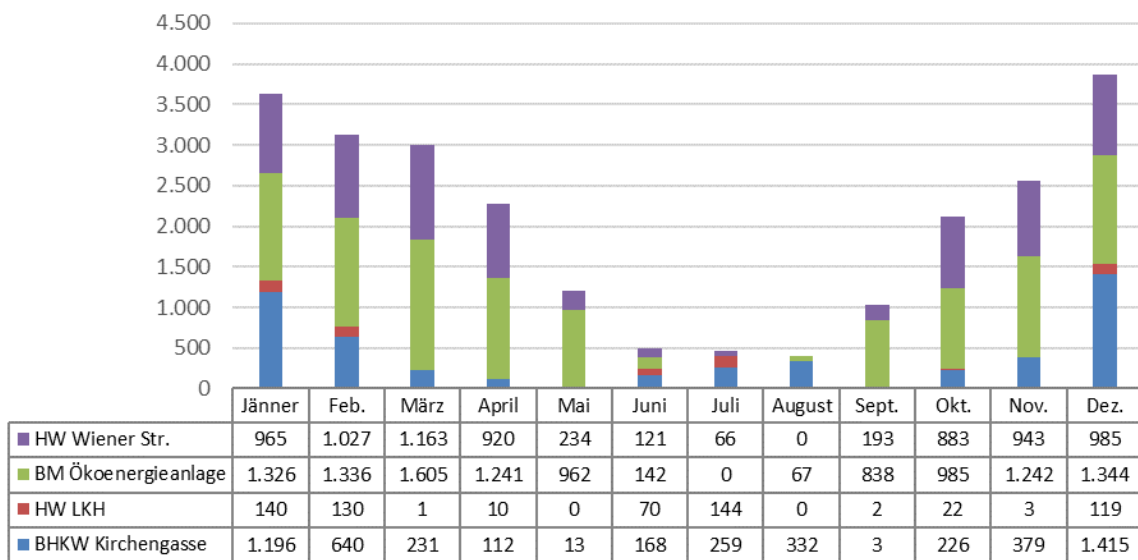


Abbildung 2: Monatliche Netzeinspeisung nach Erzeuger in MWh/Monat (Daten von 4.2015-3.2016. (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag)

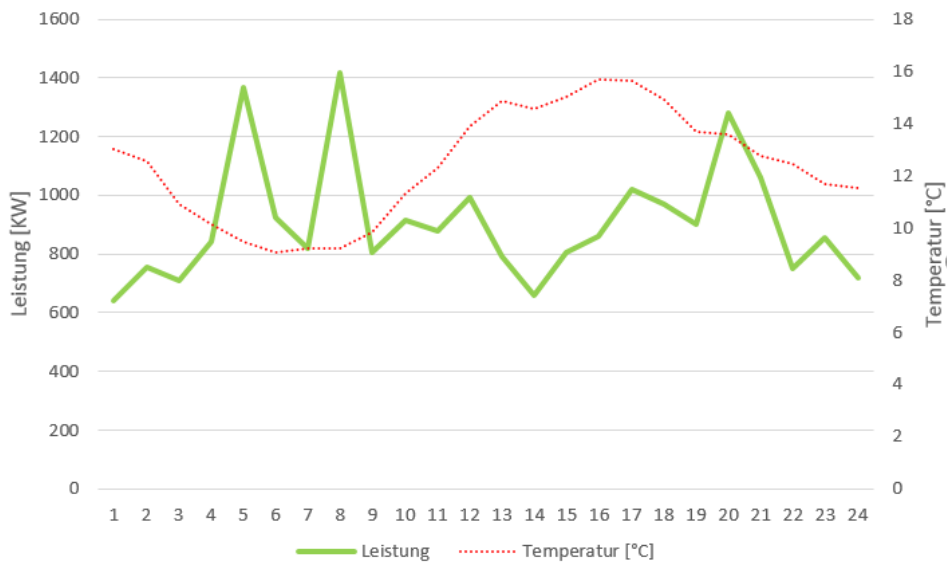


Abbildung 3: Leistung und Außentemperatur im Tagesverlauf Sommertag 14.7.2016. (Quelle: Stadtwerke Müzzschlag)

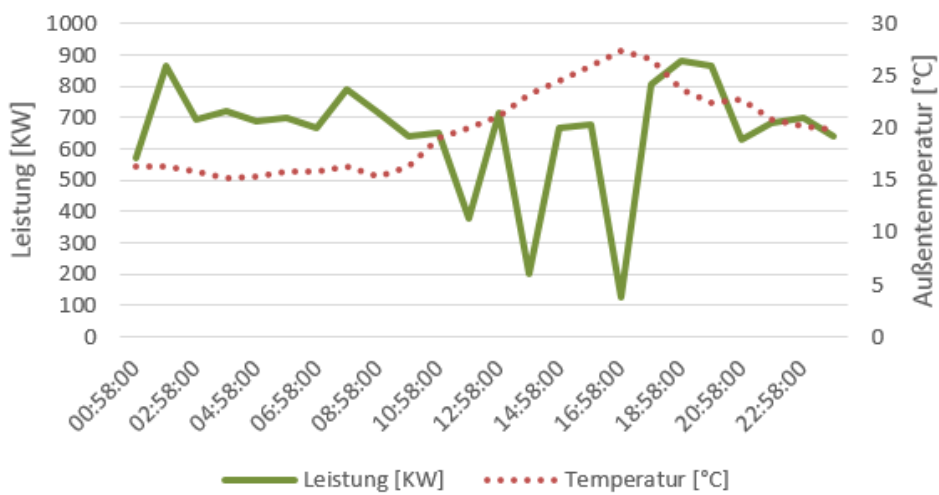


Abbildung 4: Leistung und Außentemperatur im Tagesverlauf Sommertag 22.7.2016. (Quelle: Stadtwerke Müzzschlag)

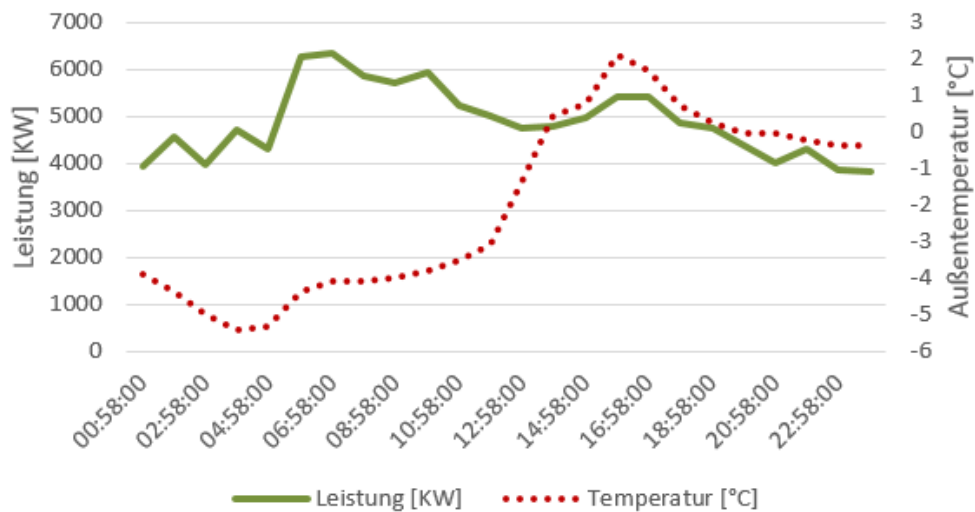


Abbildung 5: Leistung und Außentemperatur im Tagesverlauf Wintertag 12.12.2016. (Quelle: Stadtwerke Müzzuschlag)

Des Weiteren ist exemplarisch der Wärmeleistungsbedarf einer Sommerwoche in Abbildung 6 für Juli 2016 und einer Winterwoche in Abbildung 7 für Jänner 2017 dargestellt. Die Stadtwerke rechnen in Zukunft auch in den Sommermonaten mit einem Anstieg der Abnehmerleistung, da sich unter den Neukunden einige Warmwasserkunden befinden. Laut der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) war der Jänner 2017 einer der kältesten seit 30 Jahren und rund 2,8 °C unter dem langjährigen Mittel [18].

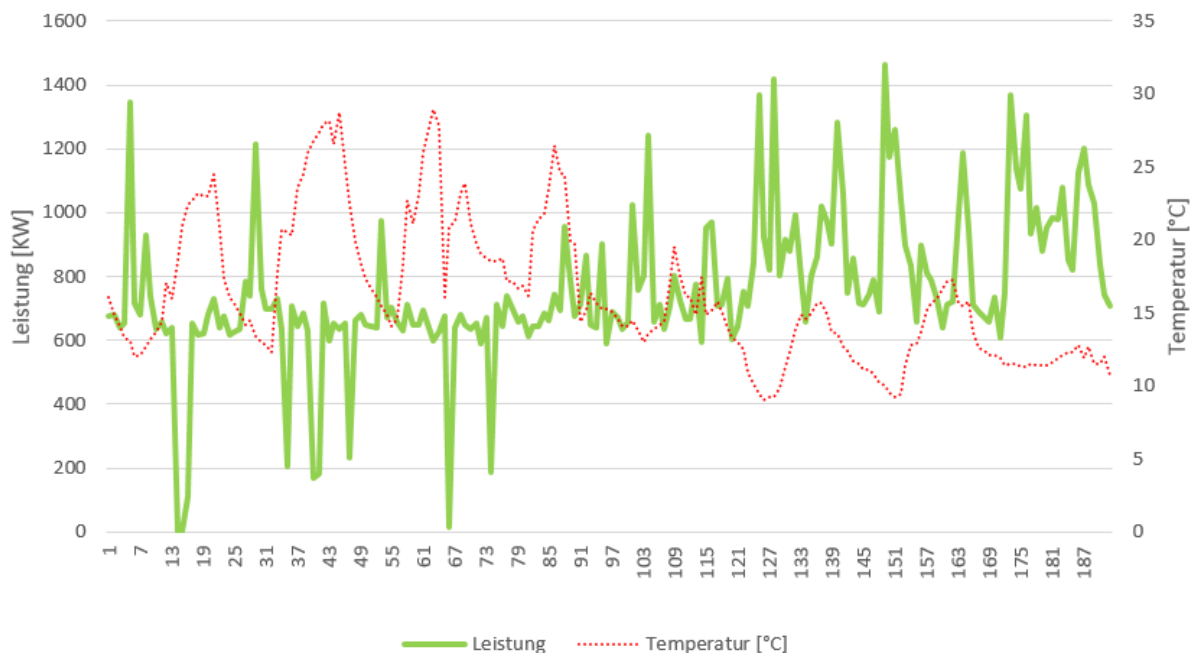


Abbildung 6: Exemplarischer Wärmeleistungsbedarf und Außentemperatur für eine Sommerwoche in Müzzuschlag (9. -16. Juli 2016). (Quelle: Stadtwerke Müzzuschlag)

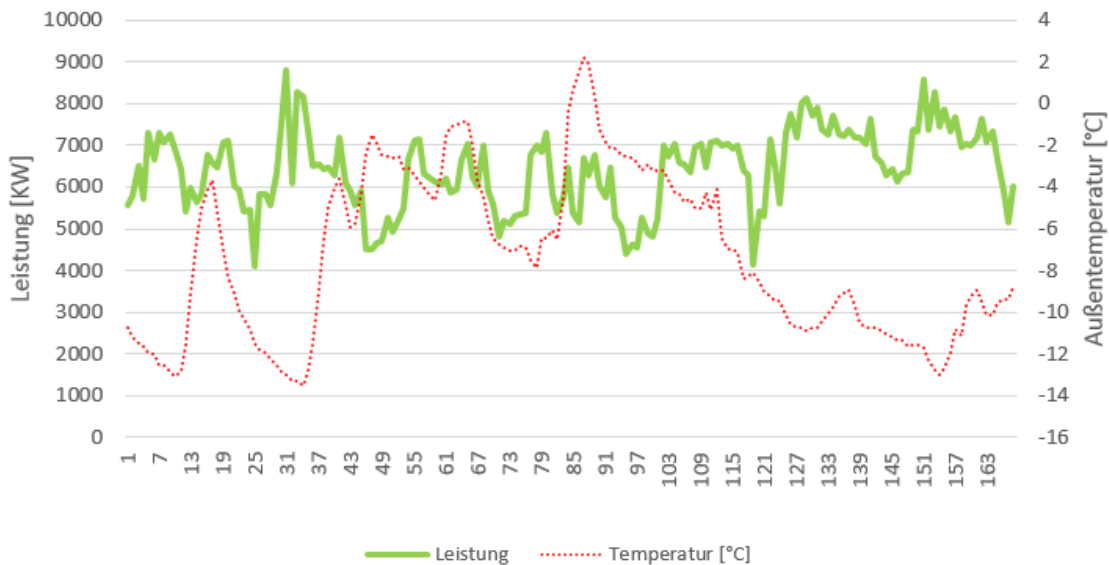


Abbildung 7: Exemplarischer Wärmeleistungsbedarf und Außentemperatur für eine Winterwoche in Mürzzuschlag (1. – 7.1. 2017). (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag)

Aufgrund der oben angeführten Entwicklungen im Netzausbau wird der zukünftige Jahresbedarf an Fernwärme auf etwa 28 GWh jährlich geschätzt. Rund 40 % davon (~11 GWh) fallen in den Wintermonaten Dezember, Jänner und Februar an. Der Sommerbedarf liegt bei 4 GWh.

Bei der zukünftigen zusätzlichen Abnehmerleistung und bei gleicher Außentemperatur wie im Jänner 2017 kann die n-1 Sicherheit<sup>12</sup> nicht mehr erfüllt werden, da zu Spitzenzeiten mind. rund 11.000 kW bezogen werden würden. In Zukunft ist daher vorgesehen, den Erzeugermix um eine Solaranlage (5.000 m<sup>2</sup>) und einen weiteren Biomassekessel oder eventuell ein Biomasse-BHKW zu erweitern. Die Solaranlage ist bereits in Planung der Firma SOLID und soll im Jahr 2020 umgesetzt werden. Der zusätzliche Biomassekessel bzw. das Biomasse-BHKW ist notwendig, um mit der zukünftigen zusätzlichen Abnehmerleistung die n-1 Sicherheit weiter garantieren zu können.

### 2.3. Fernwärmenetz Klagenfurt

Im Jahr 1949 ging in Klagenfurt das erste österreichische Fernheizkraftwerk in Betrieb. Mit einer thermischen Leistung von 10 MW versorgte es das LKH, den städtischen Schlachthof und die Lederfabrik Neuner mit einer Heißwassertemperatur von 180 °C. Der Standort des Heizwerks lag damals an der Stadtgrenze Klagenfurts. Nach stetiger Einwohner-Zunahme und Ausdehnung liegt das Werk heute im Herzen der Stadt. Bis zum Jahr 1966 wurde das Heizwerk um insgesamt fünf Ausbaustufen erweitert und modernisiert. Die letzten Dampfheizungsanlagen und Hochtemperaturheizungen wurden auf Warmwasser umgestellt, das Netz konnte von einem Dreileiternetz auf ein Zweileiternetz mit Vor- und Rücklauf umgestellt werden. Die maximale Vorlauftemperatur wurde auf 130 °C reduziert. Bis zum Jahr 1986 wurde das stetig wachsende Netz um acht dezentrale Erzeugungsanlagen zur Spitzenlastabdeckung und als Redundanz erweitert.

<sup>12</sup> Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente ausfällt oder abgeschaltet wird.



Im Jahr 2006 beschloss die Energie Klagenfurt GmbH eine Fernwärme-Ausbauoffensive. Bis zum Jahr 2020 sollten von 16.500 Haushalten rund 11.000 Neukunden (Wohnungsäquivalente) an das Fernwärmenetz angeschlossen werden. Dieses Ziel konnte bereits 2013 erreicht werden. Neues Ziel ist nun, bis 2020 die Hälfte der rund 58.000 Klagenfurter Wohnungen mit Fernwärme zu versorgen. [19]

Laut Stadtwerke Klagenfurt gilt für den Fernwärmeausbau grundsätzlich als erster und sinnvollster Schritt die Netzverdichtung im bereits bestehenden Fernwärmenetzbereich. Dieser wird vertrieblich forciert bearbeitet. Im nächsten Schritt und teilweise auch aktuell aufgrund von Ausbaumaßnahmen wird die Neuerschließung von Gebieten vorangetrieben. Hierzu dienen auch die neuen Fernwärme(-transport)-Leitungen, die bisher nicht erschlossene Fernwärmegebiete queren. Dazu zählt z.B. der Ausbau im Bereich Klagenfurt Ost/Harbach, wo ein neuer Stadtteil in Planung ist bzw. bereits vorhandene Objekte durch Leitungsringschlüsse versorgt werden sollen. Ebenso ergeben sich Neuanschlüsse in Klagenfurt Nord/Lendorf, wo aufgrund des Ausbaus neue Bereiche erschlossen werden können. Dies sollte in Summe zu einem durchschnittlichen Bedarfszuwachs von 1,2 % führen.

Aktuell betreibt die Energie Klagenfurt GmbH das Klagenfurter Fernwärmenetz mit gleitenden Vorlauftemperaturen von 85-120 °C und Rücklauftemperaturen zwischen 55-60 °C. Es versorgt rund 26.500 Kundenanlagen mit einem Spitzenbedarf von ca. 150 MW. Die Trassenlänge beträgt 169 km. Jährlich werden durchschnittlich rund 425 GWh Wärme ins Netz eingespeist. Die Netzverluste betragen etwa 15 %<sup>13</sup>. Abbildung 8 zeigt das Fernwärmenetz Klagenfurt.

---

<sup>13</sup> Persönliche Kommunikation Stadtwerke Klagenfurt

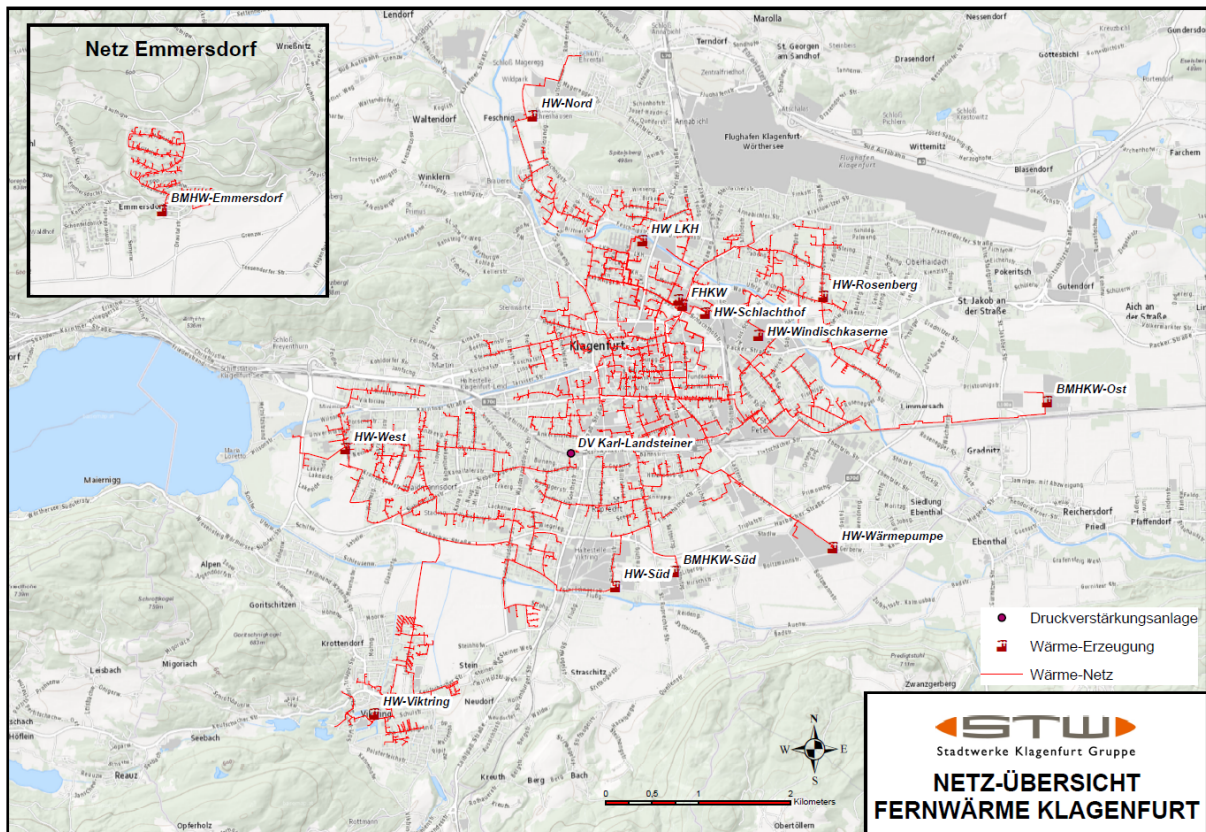


Abbildung 8: Netzplan mit Erzeugungsanlagen, Netz Emmersdorf wird extra versorgt und hier nicht betrachtet (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt)

Die Wärmebereitstellung erfolgt derzeit aus der Grundlastlieferung des BHKW Süd (Bioenergiezentrum GmbH, 15 MW<sub>th</sub>, 5 MW<sub>el</sub>) der Mittellastlieferung aus dem BHKW Ost (Bioenergiezentrum GmbH, 33 MW<sub>th</sub>, 10 MW<sub>el</sub>, 20 MW Absorptionswärmepumpe) (Inbetriebnahme April 2017) und der Spitzenlastdeckung aus dem Fernheizkraftwerk Klagenfurt (Stadtwerke Klagenfurt AG, 3 Heißwasserkessel je 33 MW<sub>th</sub> und eine Erdgas-KWK mit 5 MW<sub>el</sub> insgesamt ca. 130 MW<sub>th</sub>). Eine dritte Biomasse KWK-Anlage in Liebenfels (Einsp. NORD, Bioenergiezentrum GmbH, 17 MW<sub>th</sub>, 5 MW<sub>el</sub>) wurde Ende 2017 in Betrieb genommen. Sie ergänzt das Mittellastband auf 70 MW<sub>th</sub>. Als Reserveanlagen stehen weitere acht Heizwerke mit einer thermischen Leistung von 75 MW<sub>th</sub> zur Verfügung. Abbildung 9 zeigt den Jahreslastgang der Erzeugungsanlagen nach geplanter Einsatzreihenfolge. Demzufolge deckt das BHKW Süd 30 %, das BHKW Ost über 54 % und das BHKW Nord 8 % der Jahreserzeugung. Die restlichen 7 % werden von der Heizzentrale bereitgestellt.

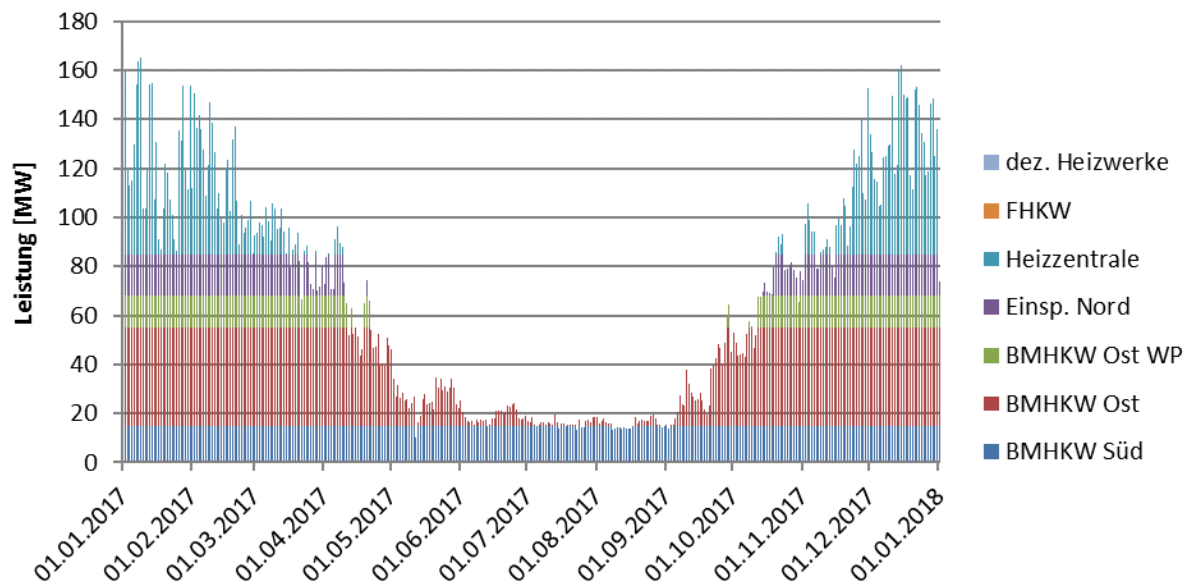


Abbildung 9: Jahreslastgang der Einspeiser: Grundlast BHKW Süd, Mittellast BHKW Ost und BHKW Liebenfels (Einsp. Nord), Spitzenlast durch die acht dezentralen Heizwerke (primär Heizwerk LKH, Heizwerk Süd und Heizwerk Viktring) (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt)

Abbildung 10 bis Abbildung 12 zeigen den typischen Tagesverlauf der Fernwärmeleistung im Winter, in der Übergangszeit und im Sommer. Zu erkennen ist, dass die morgendlichen Lastspitzen in der Übergangszeit und im Winter stark ausgeprägt sind. Weiters ist dargestellt, wie die Grund- und Mittellast durch die drei Biomasse-KWKs und die Lastspitzen durch das Fernheizwerk gedeckt werden könnten. Abbildung 13 zeigt den Leistungsverlauf für eine Woche in der Übergangszeit.

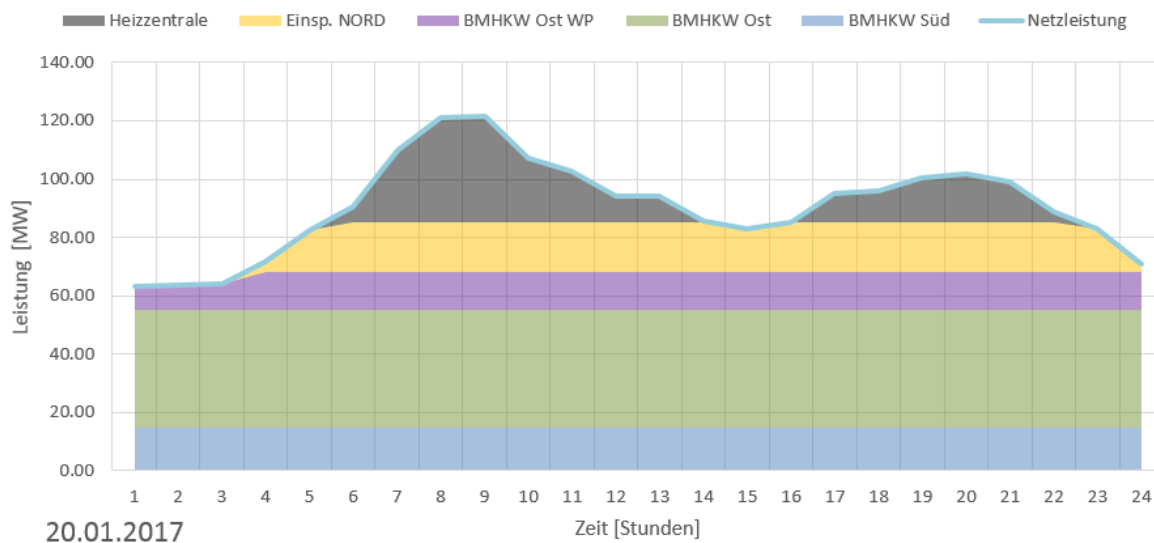


Abbildung 10: Typischer Winter-Tagesverlauf der Netzleistung mit möglicher Deckung durch Erzeugereinheiten. (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt)

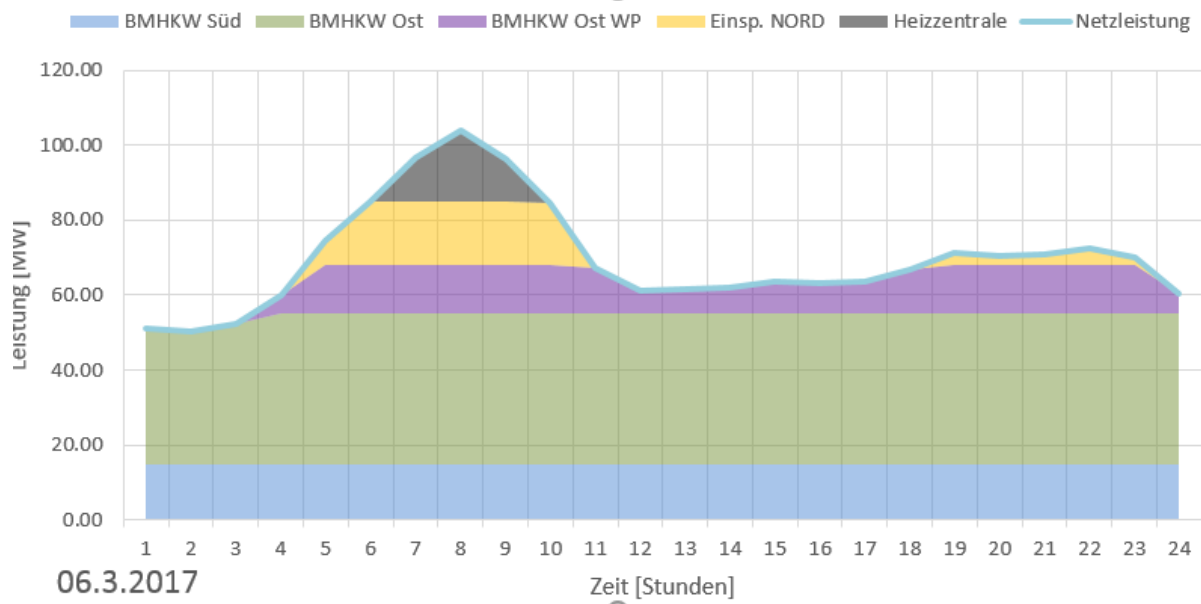


Abbildung 11: Typischer Übergangszeit-Tagesverlauf der Netzleistung mit möglicher Deckung durch Erzeugereinheiten. (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt)

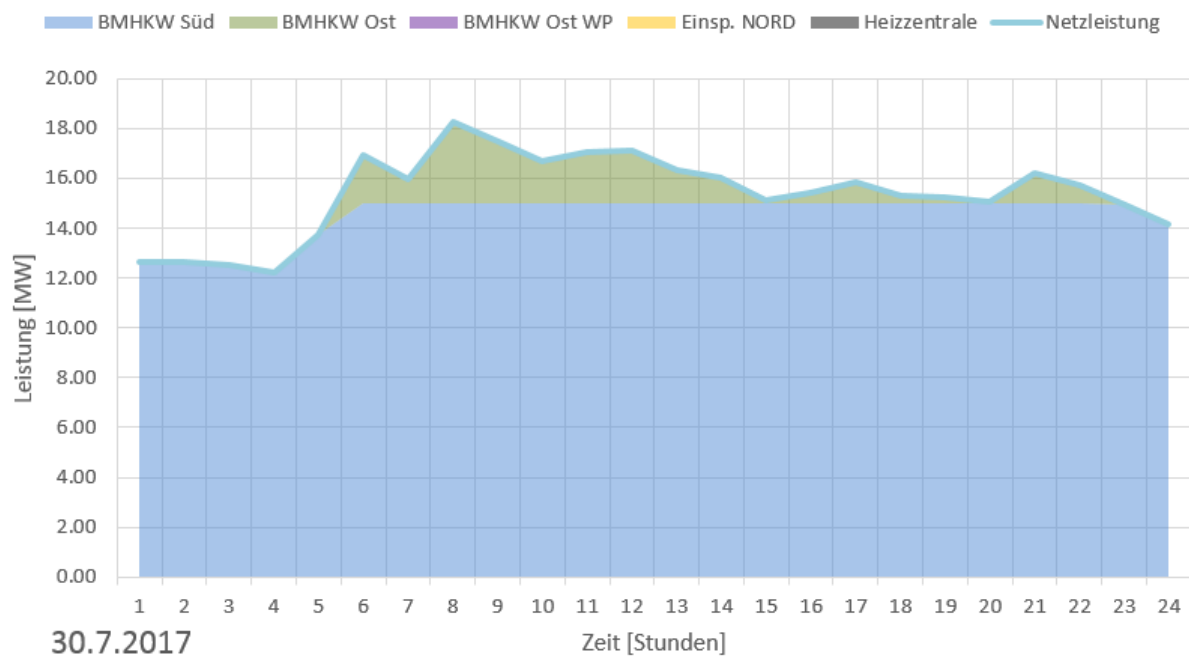


Abbildung 12: Typischer Sommer-Tagesverlauf der Einspeiseleistung mit möglicher Deckung durch Erzeugereinheiten. (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt)

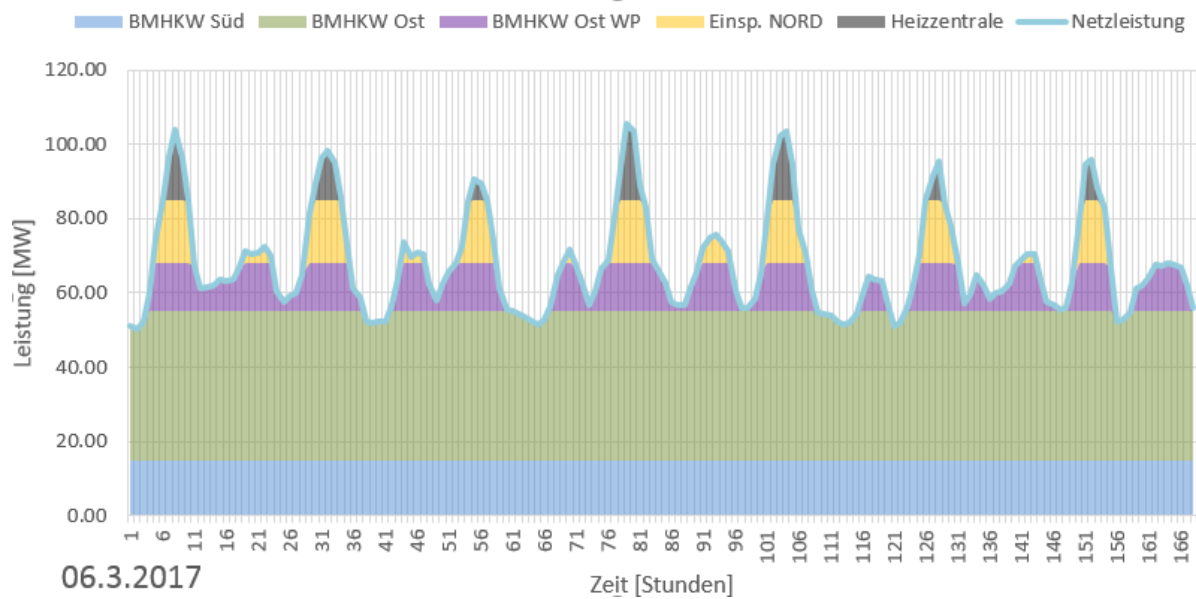


Abbildung 13: Typischer Verlauf der Einspeiseleistung mit möglicher Deckung durch Erzeugereinheiten in der Übergangszeit für eine Woche (6. - 13.3.2017). (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt)

Die neu errichtete Biomasse KWK-Anlage BHKW Ost ist mit April 2017 in Betrieb gegangen. In Kombination mit einer Absorptionswärmepumpe wird eine Leistung von 53 MW<sub>th</sub> erreicht werden. Zusätzlich ging mit Ende 2017 die Anlage BHKW Nord (Liebenfels) in Betrieb und deckt somit mit die vertragliche Mittellastleistung von 70 MW ab.

Zur alternativen biogenen Abdeckung auch der Spitzenlast wird überprüft, inwiefern durch einen (oder mehrere) Langzeitwärmespeicher die Vollaststunden der verbleibenden Biomasse-KWKs von ca. 4.500 auf ca. 5.000 Stunden pro Jahr erhöht werden können. Die verbleibende Stillstandzeit sollte für Service- und Wartungsarbeiten ausreichen. Extrakosten im Betrieb für Brennstoff und Hilfsenergie können erst im Detail geklärt werden, wenn mehr über die Anlage bekannt ist.

## 2.4. Fernwärmenetz Wien

Die Wien Energie GmbH ist für die Bereitstellung der Fernwärme in Wien zuständig. Mit der Versorgung von rund 6.400 Großkunden und 330.000 Privathaushalten mit Warmwasser und Raumwärme zählt sie zu den größten Fernwärmeanbietern Europas. 35 % des Raumwärmemarktes in Wien wird mit Fernwärme versorgt. In den 1960er Jahren wurden die ersten Müllverbrennungsanlagen errichtet. 1964 wurde Fernwärme erstmals im Matzleinsdorfer Hochhaus für die städtische Bevölkerung angeboten. Im Jahr 1989 hatte das Wiener Fernwärmenetz bereits eine Länge von über 300 km; rund 93.000 Wohnungen und zahlreiche öffentliche Gebäude wurden versorgt. [20]

Die Wien Energie verfolgt das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromproduktion bis zum Jahr 2030 auf mindestens 35 % und bei der Fernwärmeerzeugung auf rund 40 % zu erhöhen. Im Jahr 2015 lag der Anteil erneuerbarer Energie bei der Fernwärmeerzeugung bei 21,5 % (Biomasse und biogener Anteil der Müllverbrennung), in Zukunft ist auch Abwärme aus Rechenzentren, dem Kanalsystem, Donaukanal oder Geothermie geplant. [20]



Laut Wien Energie Jahrbuch 2016 steigt der jährliche Wärmebedarf in Wien um 200 MWh, wovon Wien Energie die Hälfte davon für sich gewinnen möchte. Rund 100 MWh sollen zentral sowie mit dezentralen Anlagen (z.B. Wärmepumpen) erschlossen werden. [21]

Mit einer Gesamtlänge von 1.168 km ist das Wiener Wärmeverbundnetz das größte Fernwärmenetz Europas. Rund um 5,5 TWh Wärme werden jährlich in das Netz eingespeist, die Netzverluste betragen 6-7 %.<sup>14</sup>

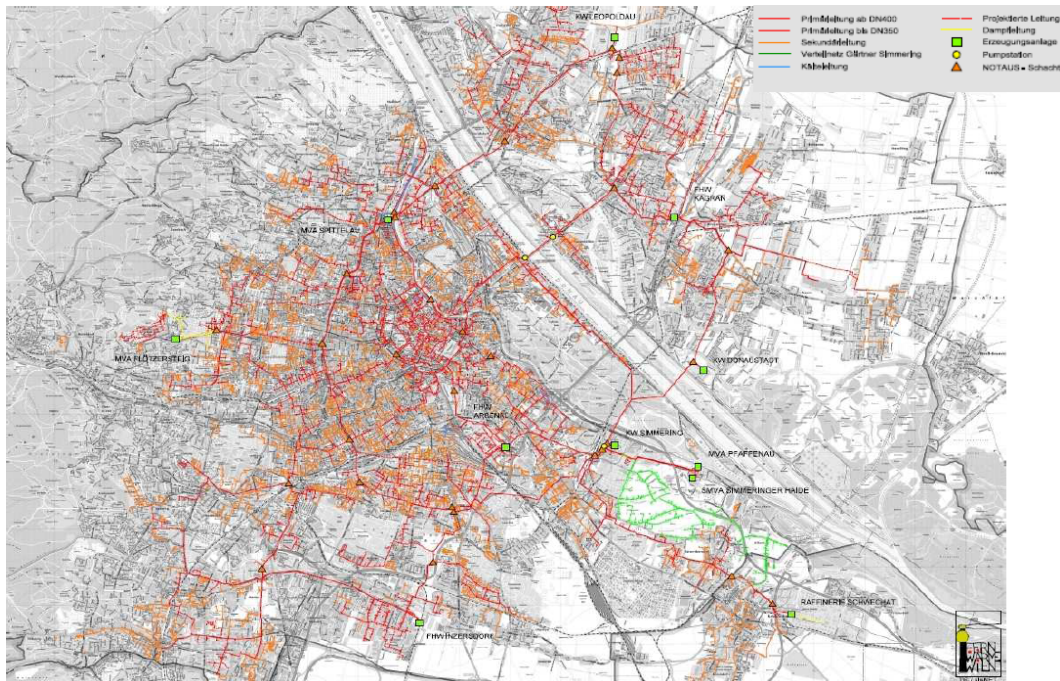


Abbildung 14: Fernwärmenetz Wien (Quelle: Wien Energie)

Abbildung 14 zeigt das Wärmenetz Wiens, in Primärnetz (rot) und Sekundärnetz (orange) unterteilt. Das Primärnetz transportiert große Wärmemengen bei hohem Druck (max. 22,5 bar) und hohen Temperaturen (in der Heizperiode bis zu 150°C, in bestimmten Netzteilen bis zu 160°C). Über Gebietsumformerstationen gelangt die Wärme in die weit verzweigten Sekundärnetze. Die Netztemperaturen werden abhängig von der Außentemperatur geregelt. Die Netzvorlauftemperatur bei neuen Sekundärnetzen wird konstant bei 63 °C gehalten. Die Netzurücklauftemperatur im Sekundärnetz liegen zwischen 40 und 60 °C. Einzelne Sekundärnetze haben jedoch Rücklauftemperaturen zwischen 40-45 °C. Die Netzurücklauftemperatur im Primärnetz liegt im Schnitt etwa bei 60 °C.

Rund ein Drittel der jährlich eingespeisten Wärme stammt aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen (MVA); die MVA Spittelau (58 MW), die MVAs Simmeringer Haide/Pfaffenu (zusammen etwa 130 MW) und die MVA Flötzersteig (51 MW) werden zur Deckung der Grundlast eingesetzt. Industrielle Abwärme von der OMV macht rund 12 % der jährlich eingespeisten Energie aus, sie wird je nach täglichem energiewirtschaftlichem Einsatzoptimum zur Grund- bzw. zur Mittellastdeckung herangezogen. Etwa 50 % der jährlich eingespeisten Wärme kommt von vier gasbefeuelten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer thermischen Leistung von insgesamt ca. 1250 MW. Sie werden vor allem in der Übergangszeit und im Winter zur Deckung der Mittellast

<sup>14</sup> Persönliche Kommunikation Wien Energie

herangezogen. Für die Spitzenzeiten im Winter frühmorgens und abends und als Ausfallreserve werden zusätzlich Spitzenkessel eingesetzt. Diese fünf Fernheizwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 1300 MW sind auf die Standorte Arsenal, Kagran, Inzersdorf, Spittelau und Leopoldau verteilt. Sie werden mit Erdgas betrieben, können aber je nach Angebot und Energiepreis auch mit Heizöl extra leicht befeuert werden. Das Werk in Kagran ist nicht mehr in Betrieb, und wird bei Bedarf als Pumpstation genutzt. Weiters betreibt die Wien Energie ein Biomassekraftwerk in Simmering. Abbildung 15 zeigt die Deckung des Fernwärmebedarfs für das Geschäftsjahr 2014/15 und die Erzeugungsstruktur der letzten fünf Jahre. [27]

Zusätzlich werden Kunden, die außerhalb des Versorgungsnetzes liegen, mit rund 150 autonomem Heizzentralen versorgt, bis ein Netzausbau erfolgt ist und sie ans Fernwärmenetz angeschlossen werden können. Diese sogenannten Kesselhäuser werden vorwiegend mit Erdgas betrieben und haben eine thermische Gesamtleistung von 52 MW. [22]

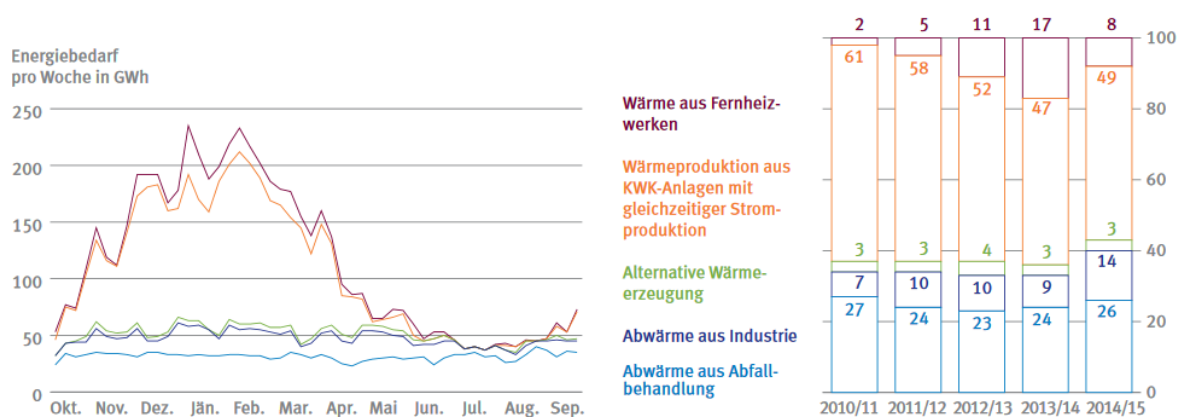


Abbildung 15 Links: Deckung des Fernwärmebedarfs 2014/15 nach Quellen, rechts: Erzeugungsstruktur der Fernwärme in Prozent. [20]

Im Jahr 2013 wurde beim Kraftwerk Simmering ein Hochdruck Wärmespeicher errichtet. Die beiden rund 45 Meter hohen Speicherbehälter ermöglichen eine zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und -verbrauch und entlasten dadurch die Spitzenkessel. Der Speicher wird pro Jahr rund 2.200 Stunden be- und entladen, das entspricht einer jährlichen Wärmemenge von rund 145 GWh und einem durchschnittlichen jährlichen Wärmebedarf von 20.000 Haushalten. Die maximale Entladeleistung bei vollem Speicher beträgt 145 MW über sechs Stunden.

Um das Potential der Müllverbrennungsanlagen auch außerhalb der Heizsaison besser nutzen zu können, wurden in den letzten Jahren auch verstärkt Kältenetze ausgebaut. Aktuell betreibt die Wien Energie an 13 Standorten Kältenetze, die zum Teil mit thermisch angetriebenen Absorptionskältemaschinen betrieben werden.

Vom Wiener Netz sind keine Tages- und Wochenverläufe der Einspeiseleistung verfügbar, jedoch stellen auch in diesem Netz Lastspitzen im Winter vor allem in den Morgenstunden eine große Herausforderung dar. Effizientes Management der bestehenden Erzeugungsanlagen und Vermeidung von Lastspitzen und Versorgungsengpässen im thermischen Netz sowie der Ausbau erneuerbarer Wärmeerzeugungsanlagen sind für die zukünftige Entwicklung ausschlaggebend.

## 2.5. Flächenverfügbarkeit für Solarthermie und Langzeitwärmespeicher

Die Verfügbarkeit geeigneter Flächen für Solarkollektoren und einen Langzeitwärmespeicher ist in allen drei Modelregionen begrenzt. Es wurde die Nutzbarkeit von Ackerflächen, Altlastendeponien und Wiesen geprüft. Jedoch erwies es sich als äußerst schwierig, für jedes Konzept in jeder Modelregion konkrete Flächen zu bestimmen. Man konnte sich im Konsortium darauf einigen, für jede Modelregion mögliche Standorte zu definieren, diese jedoch als theoretisch weiter skalierbar anzunehmen, um mit einer größeren Anzahl an Dimensionierungen für Kollektorfeld und Langzeitspeicher mehrere Varianten berechnen zu können. Des Weiteren wurden die Kosten für das Land als Spannbreite angenommen.

## 2.6. Standorte bzw. Flächen für die Erstellung der Basiskonzepte

### Mürzzuschlag:

Hier ergab sich nur ein möglicher Standort in der Nähe des Fernwärmenetzes, der weiter in Betracht gezogen werden konnte. Östlich des Netzstrangs „Obere Bahngasse“ befindet sich eine landwirtschaftlich genutzte Fläche von rund 57.000 m<sup>2</sup> (Abbildung 16). Auf diesem Feld wird auch das 5 000 m<sup>2</sup> Kollektorfeld der Firma SOLID gebaut. Der Anschluss an das Netz erfolgt am Endpunkt des Strangs „Obere Bahngasse“ (Abbildung 16), welcher sich etwa 80 Höhenmeter über dem Stadtzentrum befindet und einen Rohrdurchmesser von DN 100 aufweist. Die Realisierung eines Langzeitwärmespeichers ist an diesem Standort jedoch problematisch, da es sich um eine Hanglage mit darunterliegendem Siedlungsgebiet handelt, wodurch die Konstruktion des Damms und die damit einhergehenden Sicherheitsauflagen die Kosten des Speichers stark in die Höhe treiben würden.



Abbildung 16: Möglicher Standort für Kollektorfeld in Mürzzuschlag. (Quelle SOLID basierend auf [www.basemap.at](http://www.basemap.at))



## Klagenfurt:

Für Klagenfurt konnten drei mögliche Standorte gemäß Abbildung 17 näher untersucht werden: Im Osten ein Grundstück, welches sich in der Nähe des BHKW-Ost befindet. Es ist unbebaut und hat eine Fläche von rund 18.700 m<sup>2</sup>, die Entfernung zum BHKW beträgt etwa 1.300 m. Eventuell wäre es auch möglich, weitere Grundstücke Richtung Osten zu erwerben. Im Norden wurde kein konkretes Grundstück genannt, jedoch befinden sich im Bereich der Suppanstraße, nahe dem Heizwerk Nord, einige landwirtschaftlich genutzte Flächen, die als Standort in Frage kämen.

Im Süden befinden sich grundsätzlich geeignete Grundstücke neben dem BHKW Süd im Ausmaß von 5.600 m<sup>2</sup> bis ca. 36.000 m<sup>2</sup>.

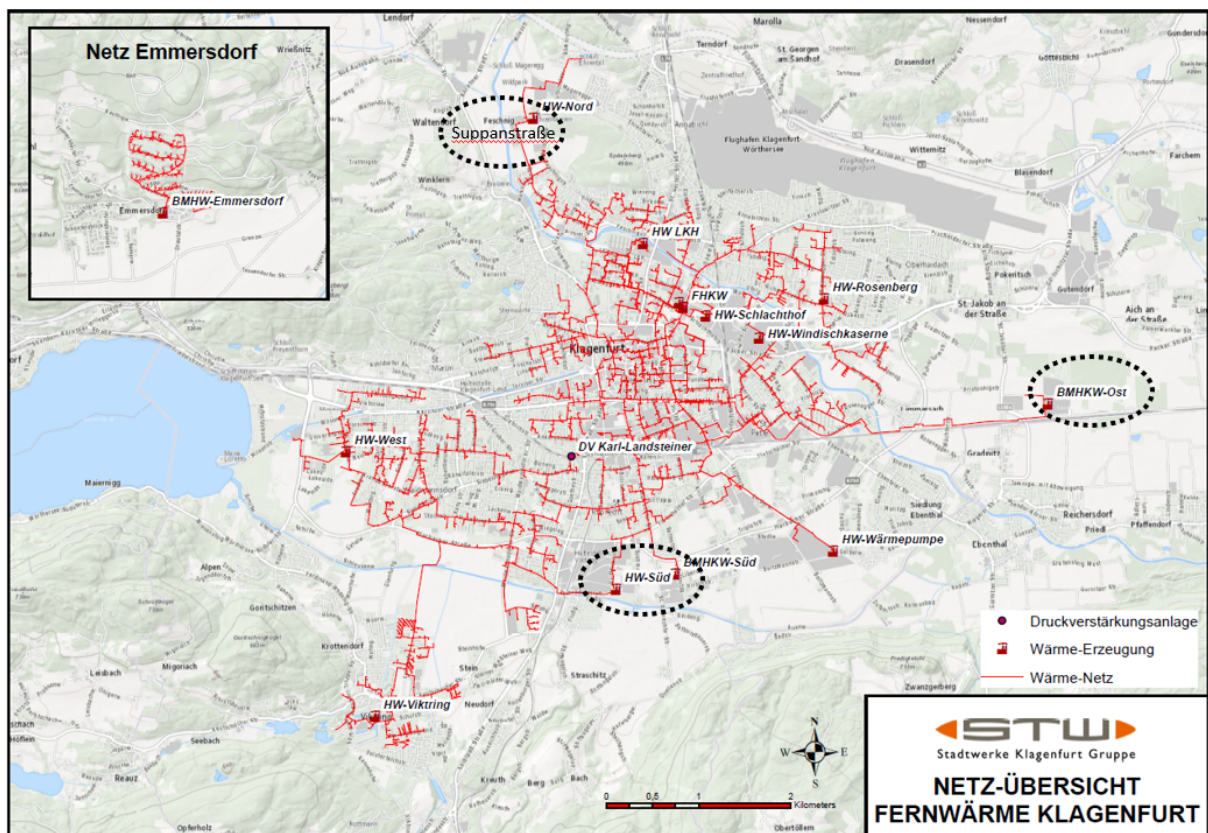


Abbildung 17: Mögliche Standorte für Langzeitwärmespeicher (Quelle: Stadwerke Klagenfurt)

Tabelle 2: Beispielbewertung der Hydrogeologie (Quelle: SAKS Projekt Klagenfurt Endbericht [30])

Standort	Harbach/ Stadtgartenamt	Ost	Süd	Nord
Grundwasserstärke bei Q95	59m	21m	34,5m	
Seehöhe des Grundwasserspiegels bei Q95	430,12m ü.A.	423,06m ü.A.	435,0m ü.A.	
Flurabstand des Grundwasserspiegels bei Q95	3,8m	4,8m	2,5m	
Abdämmungssohle des Speichers unter Grundwasserspiegel bei Q95	0,5m	0,75m	2,8m	
Durchlässigkeit	$1,5 \cdot 10^{-1} \text{m/s}$	$1,5 \cdot 10^{-1} \text{m/s}$	$1,5 \cdot 10^{-1} \text{m/s}$	
Nutzbares Porenvolumen	15-16%	15-16%	15-16%	
Wärmeleitfähigkeit (Übertragung aus Manage- GeoCity, ähnl. Kiese im Raum Graz	Ca. 0,65 W/(m*K)	Ca. 0,65 W/(m*K)	Ca. 0,65 W/(m*K)	
Bemerkungen	Standort am besten geeignet	Nachteil: Sehr nahe am Modellrand	Sehr seicht liegender Grundwasserspiegel, Bauwerksohle ganzjährig im Grundwasser	Außerhalb des Modellgebietes wenig Daten vorhanden, hoher Aufwand, da Modell neu generiert werden müsste.
Hydrogeologische Priorität	1	2	3	4

In Tabelle 2 ist die hydrogeologische Bewertung vom Klagenfurter Stadtgebiet dargestellt. Durch die Nähe zum Wörthersee liegt der Grundwasserspiegel in Klagenfurt generell relativ hoch und unterliegt hohen Schwankungen. Richtung Osten sinkt der Grundwasserspiegel.

#### Wien:

In Wien wurden zunächst drei Standorte näher untersucht: Im Süden auf einem momentan landwirtschaftlich genutzten Feld östlich der Autobahn in der Nähe der Shopping City Süd (SCS) befinden sich große landwirtschaftlich genutzte Flächen. Dieser Standort wurde jedoch im Laufe des Projekts ausgeschlossen, da sich die Flächen bereits in Niederösterreich befinden, und weil die Wärmeversorgung der SCS mit Solarthermie, die anfänglich diskutiert wurde, mangels Datenverfügbarkeit nicht weiter bearbeitet werden konnte. Im Norden nahe dem GuD-Kraftwerk Leopoldau beträgt die Größe eines Areals einer Bauschuttdeponie etwa 780.000 m<sup>2</sup>. Diese Fläche könnte als möglicher Standort für Kollektoren in Frage kommen, war aber für Erdarbeiten und einen Langzeitwärmespeicher aufgrund der Altlasten ungeeignet. Nahe dem Gewerbepark Stadlau jenseits der Schnellstraße befinden sich kleinere Flächen für Solarthermie und Wärmespeicher.

## 2.7. Basiskonzepte für die jeweiligen Fernwärmenetze

Folgende Basiskonzepte wurden für die jeweiligen Wärmenetze ausgearbeitet und weiterbearbeitet:

### Mürzzuschlag:

*Konzept A: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie im Fernwärmenetz Mürzzuschlag durch Solarthermie mit Langzeitwärmespeicher und Absorptionswärmepumpe*

Aus ökologischer Sicht gilt hier der Gedanke, den Einsatz kostbarer Biomasse vor allem im Sommer zu reduzieren. Hierzu soll ein Solarkollektorfeld mit verschiedenen Speichervariationen und Betriebsweisen näher betrachtet werden, wobei ausgehend von einem Kollektorfeld von 5.000 m<sup>2</sup> die Solarfläche schrittweise variiert wird und die Auswirkungen auf das Netz, die benötigten Speicher (bis zu Langzeitspeicher) und den Biomassekessel betrachtet werden. Das Systemkonzept wird durch eine Absorptionswärmepumpe erweitert. Das Energiekonzept ist in Abbildung 18 skizziert. Ziel des Konzepts ist es, im Sommer komplett auf den Gaseinsatz verzichten zu können.

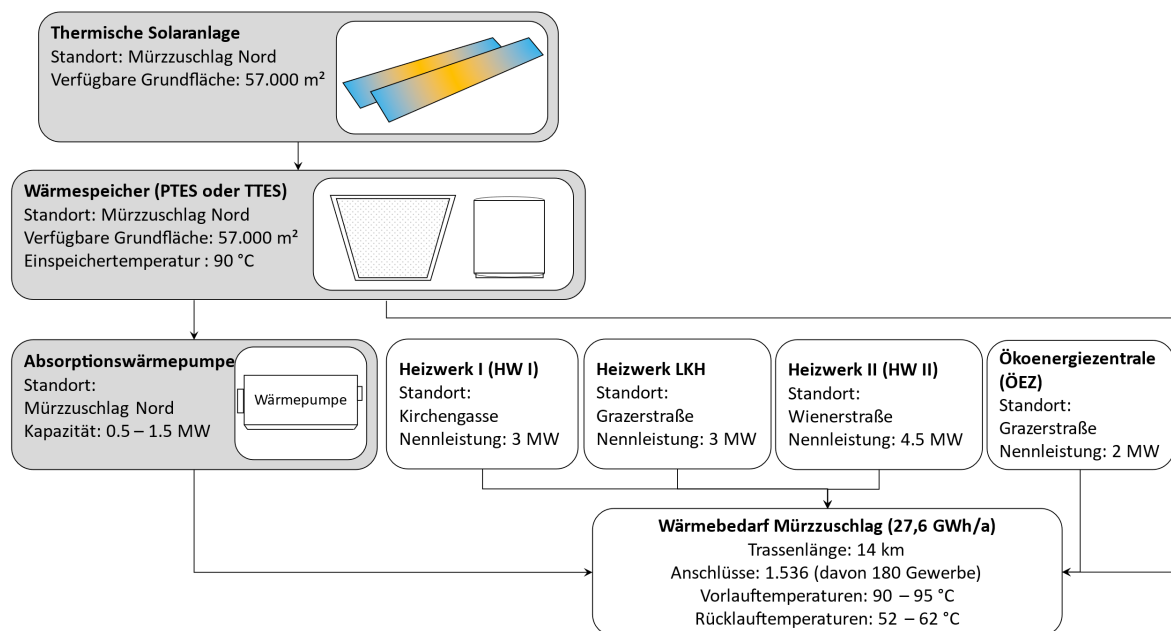


Abbildung 18: Schema des Energiekonzeptes A mit seinen Hauptmerkmalen. Die grau hervorgehobenen Kästen zeigen die neuen Systemkomponenten (Wärmespeicher, thermische Solaranlage und Absorptionswärmepumpe). (Quelle: AEE INTEC)

## Klagenfurt:

### *Konzept A: Verlängerung der Betriebsstunden der Biomasse-Anlage HKW-Ost*

Durch einen Langzeitwärmespeicher könnten die Betriebsstunden des BHKW Ost deutlich verlängert werden. In den BHKW's wird im Sommer nur ein Teil der möglichen Wärmeauskopplung genutzt. Dank der Einbindung eines Wärmespeichers wäre die Entkopplung der Wärme- und Stromerzeugung der Biomasse BHKW's möglich. Die BHKW's können im optimalen KWK Betrieb gefahren werden und die erzeugte Wärme könnte, wenn sie nicht benötigt wird, zwischengespeichert werden. Im Konzept soll weiter geprüft werden, wie viel Nachheizung benötigt wird, um den Langzeitwärmespeicher im Winter betreiben und sinnvoll entladen zu können. Das Energiekonzept ist in Abbildung 19 skizziert.

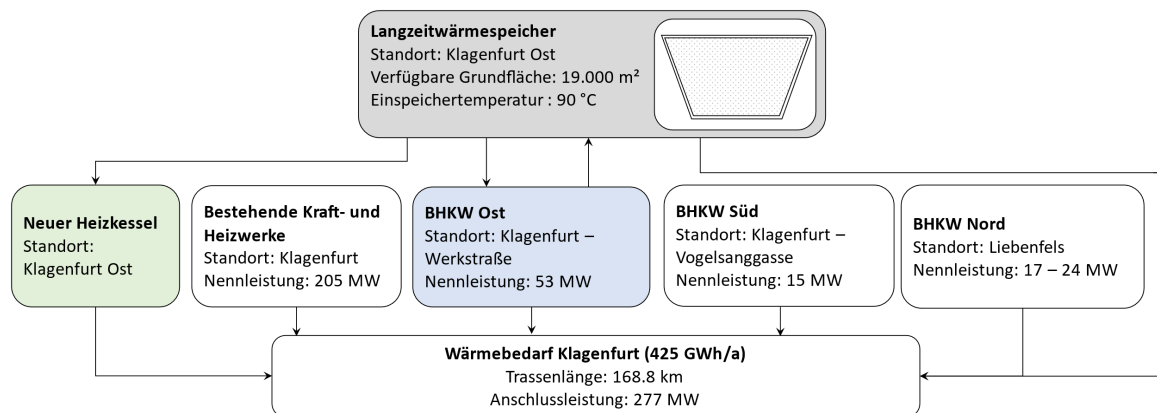


Abbildung 19: Schema des Energiekonzeptes A mit seinen Hauptmerkmalen. Hervorgehobene Kästen zeigen die relevanten Komponenten: Wärmeüberschuss aus BHKW Ost (blauer Kasten), Erdbeckenspeicher (grauer Kasten) und Backup/Nachheizung Möglichkeit e.g. neuer Heizkessel (grüner Kasten). (Quelle: AEE INTEC)

### *Konzept B: Langzeitspeicher und Einbindung von Solarthermie und Absorptionswärmepumpe*

Konzept B sieht vor, durch eine solarthermische Großanlage und einen Langzeitwärmespeicher solare Wärme in das Netz zu integrieren. Vor allem in den Sommermonaten könnte dadurch kostbare Biomasse eingespart werden. Die Implementierung des Konzeptes B als Erweiterung des Konzeptes A wäre denkbar. Varianten können durch unterschiedliche Kollektorfeldgrößen mit und ohne Langzeitspeicher sowie mit und ohne zusätzliche Absorptionswärmepumpe betrachtet werden.

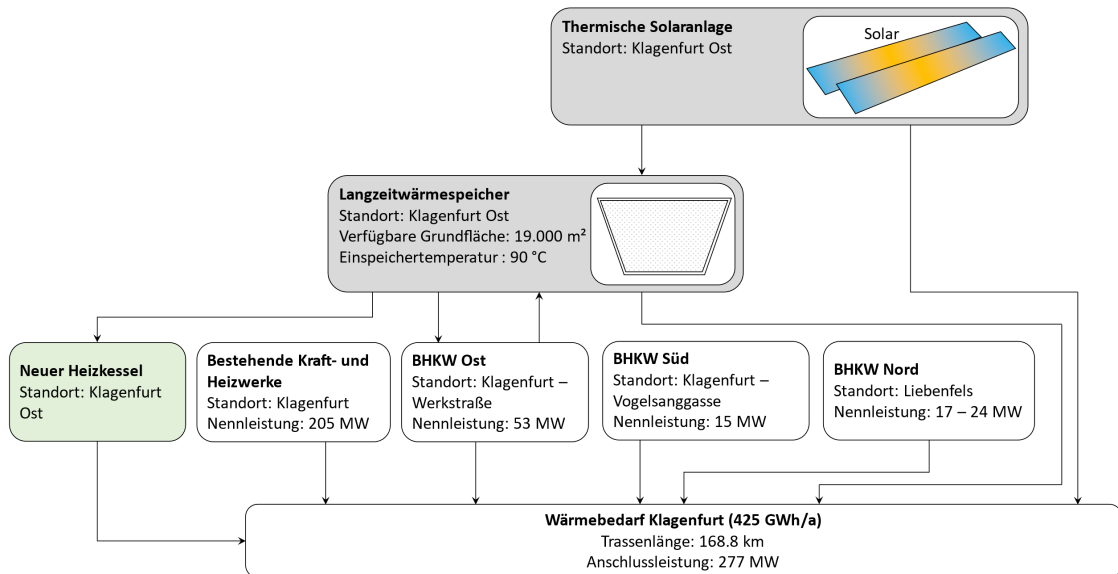


Abbildung 20: Schema des Energiekonzeptes B mit seinen Hauptmerkmalen (graue Kästen). Einbindung thermischer Solaranlage mit Langzeitwärmespeicher (125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher) und neuem Heizkessel. (Quelle: AEE INTEC)

### Wien:

#### Konzept A: Entlastung Primärnetz durch Einbindung Wärmespeicher an Sekundärnetzseite mit/ohne Solaranlage

Durch die Einbindung einer Solaranlage und eines Speichers im Sekundärnetz können Lastspitzen im Primärnetz reduziert werden. Dies soll anhand eines fiktiven Sekundärnetzes, das sich aus dem Gewerbepark Stadlau und einem Wohngebiet zusammensetzt, untersucht werden. Dabei werden zwei Hauptvarianten analysiert: zum einen, lediglich die Nutzung eines Wärmespeichers und zum anderen, die Kombination eines Wärmespeichers mit Solarthermie.

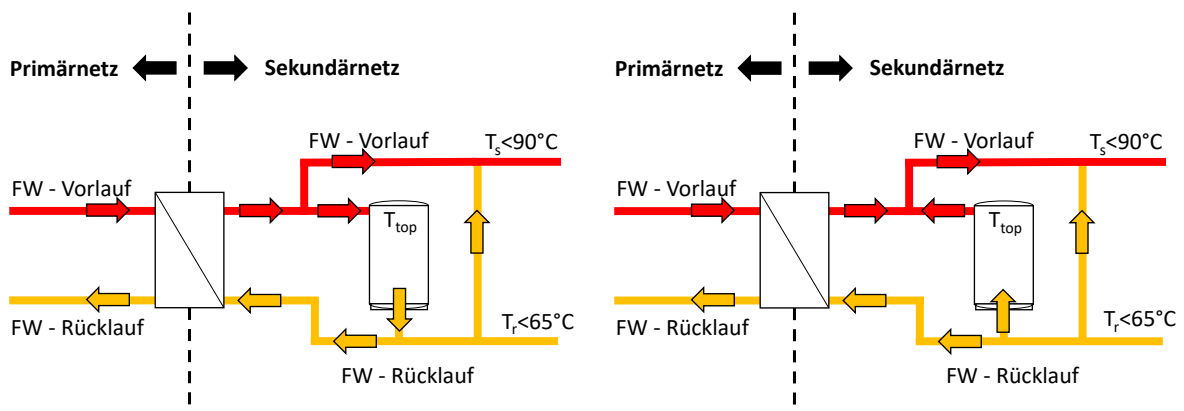


Abbildung 21: Vereinfachtes hydraulische Schema des Energiekonzeptes A mit nur Wärmespeicher bei Ladephase (links) und Entladephase (rechts). (Quelle: AEE INTEC)

# 3. Langzeitwärmespeicher & Absorptionswärmepumpe: Stand der Technik und Simulationstools

Die Einbindung von Langzeitwärmespeichern und Wärmepumpen in Fernwärmesystemen steht in Österreich noch am Anfang der Entwicklung. Große Erdbeckenspeicher existieren noch nicht, sind jedoch in Planung (z.B. Big Solar in der Steiermark [24]). Für die Einbindung von Großwärmepumpen in Fernwärmenetze können jedoch schon vereinzelt Beispiele gegeben werden (z.B. Absorptionswärmepumpe im Heizwerk Klagenfurt Ost (siehe <https://www.bioenergie-kaernten.at/biomasseheizkraftwerke/klagenfurt-ost/> oder bei der Firma AustroCel in Hallein, Kompressionswärmepumpe in der Marienhütte in Graz [25]). Die Erfahrungen beschränken sich jedoch noch auf eher kurze Laufzeiten. International beschäftigt sich der IEA HPP Annex 47 mit dem Thema „Wärmepumpen in Fernwärme- und -kälte-Systemen“ (siehe dazu <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/> ). Der Endbericht für diesen Annex wurde Anfang 2019 publiziert, in dem auch die oben erwähnten Anlagen im Detail beschrieben sind.

## 3.1. Langzeitwärmespeicher

Wie in Abbildung 22 dargestellt, wurden in den letzten Jahrzehnten vier Hauptkonzepte für großmaßstäbliche Untergrundspeicher / Underground Thermal Energy Storage (**UTES**) entwickelt und demonstriert. Jedes dieser Konzepte hat unterschiedliche Fähigkeiten im Hinblick auf Speicherkapazität, Speichereffizienz, mögliche Kapazitätsraten für Be- und Entladung, Anforderungen an die lokalen Bodenbedingungen und an die Systemrandbedingungen (z.B. Temperaturniveaus) usw. (siehe Tabelle 3).

Das am besten geeignete Thermal Energy Storage (TES)-Konzept für ein bestimmtes Projekt muss immer durch eine technisch-wirtschaftliche Bewertung für die spezifischen Randbedingungen gefunden werden.

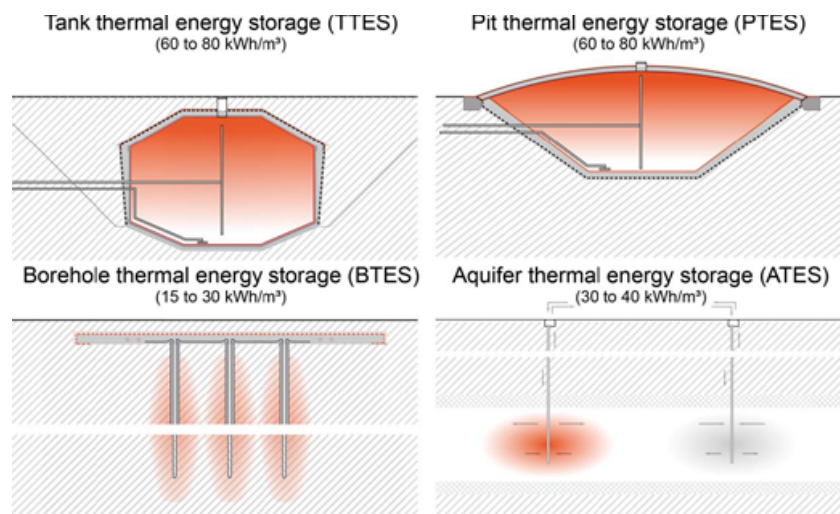


Abbildung 22: Überblick über die verfügbaren Konzepte zur Speicherung thermischer Energie im Untergrund [26]

Tabelle 3 zeigt die Gegenüberstellung der unterschiedlichen Systeme und deren Anforderungen.

Tabelle 3: Vergleich der Speicherkonzepte hinsichtlich Wärmekapazität und geologischer Anforderungen (Quelle: Solites)

<b>Tank thermal energy storage (TTES)</b>	<b>Pit thermal energy storage (PTES)</b>	<b>Borehole thermal energie storage (BTES)</b>	<b>Aquifer thermal energy storage (ATES)</b>	
<b>Speichermedium</b>				
Wasser	Wasser*	Kies-Wasser*	Boden/Gestein	Sand-Wasser Fels-Wasser
<b>Wärmekapazität in kWh/m<sup>3</sup></b>				
60 - 80	60 - 80	30 - 50	15 - 30	30 - 40
<b>Speichervolumen für 1 m<sup>3</sup> Wasseräquivalent</b>				
1 m <sup>3</sup>	1 m <sup>3</sup>	1.3 – 2 m <sup>3</sup>	3 – 5 m <sup>3</sup>	2 – 3 m <sup>3</sup>
<b>Geologische Anforderungen</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>- stabile Bodenverhältnisse</li> <li>- vorzugsweise kein Grundwasser</li> <li>- 5 - 15 m tief</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- stabile Bodenverhältnisse</li> <li>- vorzugsweise kein Grundwasser</li> <li>- 5 - 15 m tief</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- bohrbarer Boden</li> <li>- hohe Wärmekapazität</li> <li>- hohe Wärmeleitfähigkeit</li> <li>- niedrige hydraulische Leitfähigkeit (kf &lt; 10-10 m/s)</li> <li>- natürliche Grundwasserströmung &lt;1 m/a</li> <li>- 30 - 100 m tief</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- natürliche Aquiferschicht mit hoher hydraulischer Leitfähigkeit (kf &gt; 10-5 m/s)</li> <li>- Begrenzungsschicht oben</li> <li>- kein oder geringer natürlicher Grundwasserfluss</li> <li>- geeignete Wasserchemie bei hohen Temperaturen</li> <li>- Aquifer-Dicke von 20 - 100 m</li> </ul>	
<b>Lagertemperaturbereich</b>				
<b>5 - 95 °C</b>	5 - 95 °C		-5 - 90 °C	2 - 20 °C für flache und 2 - 80 °C für tiefe Systeme
* Wasser ist vom thermodynamischen Standpunkt aus günstiger. Kies-Wasser wird oft verwendet, wenn die Deckfläche für die weitere Nutzung (z.B. für Straßen, Parkplätze etc.) auszulegen ist.				

Einige ausgewählte Beispiele [26]:

Seit der Inbetriebnahme des ersten Gebäudes hat das ATES-HP-System den gesamten Kühlbedarf des **Riverlight-Projektes in London** gedeckt. Aufgrund der geringen Wärmeentnahme aus dem Aquifer gibt es jedoch ein thermisches Ungleichgewicht im Aquifer, was zu einer langsam steigenden Grundwassertemperatur führt.

Ein Charakteristikum von ATES-basierten Warmwasserbereitungssystemen ist, dass ein Großteil der Investitionen in die Infrastruktur im Voraus getätigt werden muss, d.h. zu dem Zeitpunkt, an dem das erste Gebäude vom System beheizt und/oder gekühlt werden muss. Das größte ATES-System bis dato wurde an der **Technischen Universität Eindhoven** ab dem Jahre 2002 realisiert. Zehn Jahre später waren etwa 70 % der Gebäudefläche auf dem Campus an das System angeschlossen. Aufgrund von Änderungen des Sanierungs- und Bauprogramms nahm dies mehr Zeit in Anspruch als vorgesehen. Neue Gebäude im Rahmen des so genannten Campus 2020-Programms werden vollständig durch das ATES-System geheizt und gekühlt.

Vom Speicher in **Dronninglund** kann berichtet werden, dass seit dem Betriebsbeginn ab 2014 keine größeren Probleme aufgetreten sind. Wasserpfützen werden regelmäßig vom Deckel entfernt. Wasser kann in der Isolierung auftreten, möglicherweise, weil Wasser aus Wasserpfützen auf dem Deckel durch die Belüftungsventile fließt. Eine jährliche Taucherinspektion zeigt keine Anzeichen von Korrosion und klares Wasser. Leistung und Betrieb des Speichers entsprechen den Erwartungen. Die Technologie scheint zuverlässig zu sein, aber die Lebensdauer der Auskleidung und Isolierung muss noch weiter untersucht werden.

Die Gesamterfahrungen in der Betriebsperiode von 2012 bis 2017 des Speichers **Marstal 2** sind, dass der Speicher gut funktioniert, es aber einige kleinere Probleme gab:

- Nach einem Jahr wurde bei einer Taucherinspektion des Speichers Korrosion festgestellt. Das Problem bestand darin, dass verzinktes Metall mit Eisen vermischt war und dass organisches Material im Wasser Möglichkeiten für bakterielle Korrosion bot. Der pH-Wert wurde nun von 7,4 auf 9,8 geändert, und verzinktes Metall wurde ersetzt.
- Der Wärmetauscher zwischen dem Speicher und dem Energiesystem war sehr ineffektiv. Der Grund dafür war Schlamm aus dem Speicherwasser. Der Wärmetauscher wurde gereinigt und ein Filter musste in den Wärmetauscher Einlass eingebaut werden.
- Bei der jährlichen Taucherinspektion wurden zwei Löcher in der Auskleidung gefunden. Die Löcher wurden von einem Taucher geflickt.

Die Gesamterfahrung zeigt, dass Leistung und Betrieb des Lagers Speichers nahezu den Erwartungen entsprechen. Die Technologie scheint zuverlässig zu sein, aber die Lebensdauer für Auskleidung und Isolierung muss noch weiter untersucht werden.



Konkrete Anwendungsfälle sind in Tabelle 4 zusammengefasst (kein Anspruch auf Vollständigkeit).

Tabelle 4: Beispiele für Wärmespeicher (Erdbeckenspeicher: PTES, Behälter: TTES, Aquifer: ATES und Erdwärmesondenspeicher: BTES) mit sehr großem Speichervolumen [26][27][28][29][30].

Standort (Land)	Technologie	In betrieb seit ... [Jahr]	Wasseräquivalent [m <sup>3</sup> ]	Oberfläche [m <sup>2</sup> ]	h/d [-]	A/V [1/m]
Studsvik (SE)	PTES	1978	800	550	6/12,6	0,69
Lombohov (SE)	PTES	1980	10.000	1.750	12/32,4	0,18
Ottrupgaard (DK)	PTES	1995	1.500	k.A.	k.A.	k.A.
Hamburg (DE)	TTES	1996	4.500	1.650	10,7/25,7	0,37
Friedrichshafen (DE)	TTES	1996	12.000	2.796	19,4/32,4	0,23
Neckarsulm (DE)	BTES	1997 - 2001	63.360	k.A.	k.A.	k.A.
Ilmenau (DE)	TTES	1997 - 1998	300	262	8/7,2	1,14
Hannover (DE)	TTES	2000	2.750	1.135	11,1/19	0,41
Rostock (DE)	ATES	2000	~20.000	k.A.	k.A.	k.A.
Wels (AT)	TTES	2000	5.000	k.A.	16/20	k.A.
Attenkirchen (DE)	TTES + BTES	2002	9.850	350	8/8,9	0,7
Linz (AT)	TTES	2004	35.000	k.A.	65/27	k.A.
München (DE)	TTES	2007	5.700	1.800	16,1/24,6	0,3
Theiß bei Krems (AT)	TTES	2008	50.000	k.A.	25/50	k.A.
Eggstein (DE)	PTES (Sand / Kies / Wasser)	2008	3.000	k.A.	k.A.	k.A.
Crailsheim (DE)	TTES + BTES	2009	480 + 10.000	362	14,5/6,3	0,75
Timelkam (AT)	TTES	2009	20.000	k.A.	k.A.	k.A.
Hamburg (DE)	TTES	2010	4.000	k.A.	k.A.	k.A.
Salzburg (AT)	TTES	2011	29.000	k.A.	44/29	k.A.
Marstal (DK)	PTES	2012	75.000	9.944	0,23	0,27
Hamburg (DE)	TTES	2013	2.000	k.A.	k.A.	k.A.
Dronninglund (DK)	PTES	2013	60.000	8.464	0,23	0,29
Wien (AT)	TTES	2014	11.000	k.A.	45/14	k.A.
Nuremberg	TTES	2014	33.000	k.A.	k.A.	k.A.
Gram (DK)	PTES	2015	122.000	k.A.	k.A.	k.A.
Vojens (DK)	PTES	2015	203.000	k.A.	k.A.	k.A.
Logumkloster (DK)	PTES	2016	150.000	k.A.	k.A.	k.A.

### 3.1.1. Modellierung von Langzeitwärmespeichern

Langzeitwärmespeicher können mit verschiedenen Softwareumgebungen simuliert werden. So können zum Beispiel in TRNSYS (*TRNSYS: A Transient Simulation Program, 2015*) zwei Modellansätzen verwendet werden: Dem Plug-Flow Ansatz und dem Mehrknotenansatz [31]. Beim Plug-Flow-Ansatz wird der Speicher in Fluid-Segmente mit unterschiedlicher Temperatur unterteilt.

Abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen den Segmenten kommt es zu einer Durchmischung, wenn die Differenz kleiner als 0.5 K ist. Dieser Ansatz entspricht einer idealen Schichtung, welche jedoch durch die Speicherwände, die Wärmeleitfähigkeit des Fluids, sowie durch die Speichereinbauten nicht erreicht werden kann. Beim Mehrknotenansatz, welcher den meistverwendeten Ansatz für Langzeitwärmespeicher darstellt, wird das Speichervolumen in eine definierte Anzahl von gleich großen Volumensegmenten eingeteilt. Das Volumen und die Anzahl ändern sich im Gegensatz zum Plug-Flow Ansatz nicht. Ein eintretender Volumenstrom in einen Fluidknoten wird immer ideal gemischt, bevor dieser in den nächsten Knoten eintritt und es auch dort zu einem Temperatenausgleich kommt. Diese Durchmischung wird solange fortgeführt, bis ein Knoten erreicht wird, welcher als Austrittsknoten definiert ist und somit auch die Massenbilanz wieder erfüllt ist. Die Kombination von Eintritts- und Austrittsknoten wird als Doppelanschluss (Double Port) bezeichnet. Abhängig vom Modell wird Wärmeleitung zwischen den einzelnen Knoten berücksichtigt. Wärmeverluste können je nach Modell für verschiedene Bereiche des Speichers angegeben werden.

In der Standardbibliothek von TRNSYS<sup>15</sup> stehen bereits Speichermodelle zur Verfügung, welche sich nur bedingt zur Abbildung von Großwärmespeichern eignen, da diese Speicher zahlreiche Limitierungen aufweisen:

- Einfaches Mehrknotenmodell (Type4)
- Plug-Flow Modell (Type38)
- Ein-Knotenmodell mit variabler Füllhöhe (Type39)
- Mehrknotenmodell mit Wärmetauscher (Type60)

Ergänzend können weitere Speichermodelle über TESS (Thermal Energy Storage Specialists) bezogen werden (TESS LIBRARIES<sup>16</sup>), welche eine Verfeinerung der Eingaben im Vergleich zu den Standardmodellen in TRNSYS erlauben. Somit können eine größere Anzahl von Schichten, Fluidströmen, Geometrien und Wärmetauscher abgebildet werden (e.g. im Type534). Eine weitere Möglichkeit besteht über Transsolar<sup>17</sup> (Vertriebspartner von TRNSYS im deutschsprachigen Raum), welche Eigenentwicklungen sowie Modelle von Forschungseinrichtungen (Type340, Type342, Type343), anbietet<sup>18</sup>. Der TRNSYS Type708 dient zur Abbildung des thermischen Verhaltens eines erdvergrabenen Wärmespeichers innerhalb einer Zisterne ab. Dieses Modell wurde vom Institut für Solarenergieforschung GmbH (ISFH) 2010 entwickelt<sup>19</sup>. Dieses Modell erlaubt die Kopplung eines externen Speichermodells mit einem zu definierendem Erdreichsegment.

### 3.1.2. Parametrierung und Validierung

Die Fernwärmeversorgungsanlage in Dronninglund, deren Messdaten zur Validierung herangezogen werden, besteht aus einem solarthermischen Kollektorfeld mit einer Aperturfläche von 37.573 m<sup>2</sup>, eines 60.000 m<sup>3</sup> fassenden Erdbeckenspeichers, einer Übergabestation, sowie einer Fernwärmeleitung, welche diese Komponenten mit einer Absorptionswärmepumpe (Heizleistung von 5,1 MW, Kühlleistung 2,1 MW), Bio-Öl Kessel (Antrieb für Absorptionswärmepumpe) und

---

<sup>15</sup> <http://www.trnsys.com/>

<sup>16</sup> [https://trnsys.de/docs/komponenten/komponenten\\_tess\\_de.htm](https://trnsys.de/docs/komponenten/komponenten_tess_de.htm)

<sup>17</sup> <https://transsolar.com/de>

<sup>18</sup> [https://trnsys.de/docs/komponenten/komponenten\\_ts\\_de.htm](https://trnsys.de/docs/komponenten/komponenten_ts_de.htm)

<sup>19</sup> [http://www.isfh.de/institut\\_solarforschung/kes.php](http://www.isfh.de/institut_solarforschung/kes.php)

Gasmotoren, verbindet. Das Projekt wurde im März 2014 im Rahmen des „Sunstore3“ Projektes in Betrieb genommen. Durch die Anlagenkonfiguration erreicht die Wärmebereitstellung einen erneuerbaren Anteil von 70 %, bzw. ca. 40 % solarthermisch [32].

Die prinzipielle Anlagenkonfiguration, sowie die weiteren Wärmeerzeugungsanlagen (Bio-Öl Kessel und Gasmotoren) sind in Abbildung 23 dargestellt. Entgegen der Darstellung in Abbildung 23 kann die Solaranlage auf allen drei Höhen einspeisen (maximal 2 gleichzeitig) und direkt in die Fernwärmeversorgung, bzw. die Absorptionswärmepumpe versorgen. Diese flexible Konfiguration erlaubt bei hohen Kollektortemperaturen eine Beladung des Speichers im oberen Bereich und gleichzeitig eine Beimischung aus dem mittleren Speicherbereich zur Absenkung der Vorlauftemperatur für die Versorgung der Absorptionswärmepumpe.

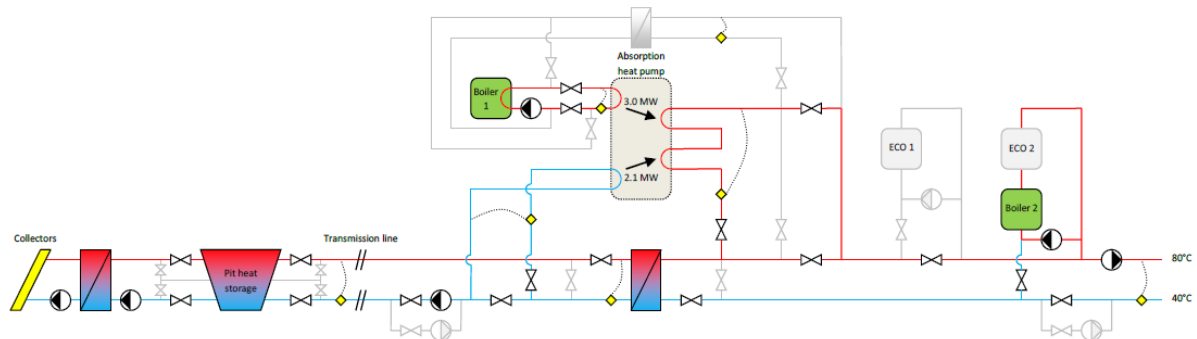


Abbildung 23: Prinzip der Anlagenkonfiguration von Dronninglund [32]

Zur Validierung des Speichermodells waren die Volumenströme durch die Be-/Entladelanzen, die dazugehörigen Temperaturen in den Rohrleitungen, sowie die Temperaturen im Speicher verteilt über die gesamte Höhe des Erdbeckenspeichers verfügbar. Weiters wurden der Wärmestrom durch die Abdeckung des Erdbeckenspeichers, sowie die Temperaturen über und unter der Abdeckung gemessen. Zusätzlich war das Füllvolumen, die Füllhöhe und die zugeführte Energiemenge bekannt.

Der Type340 kann nicht verwendet werden, da kein Erdreich berücksichtigt werden kann (freistehender Zylinder). Der Type342 könnte für die Validierung zum Einsatz kommen, jedoch ist die Anzahl der Doppelanschlüsse zu gering (maximal vier). Dies kann durch die Vorgabe der Austrittstemperatur behoben werden, ist jedoch für eine Übertragung der Ergebnisse auf andere Standorte, bzw. auch die Skalierung des Speichervolumens, der Solarthermie Flächen und auch der Nachheizung durch die Absorptionswärmepumpe nicht möglich. Da der Type342 für derartige Speicher bei Validierungen bereits mehrere Male zum Einsatz gekommen ist, wird dieser als Vergleich für das zu verwendende Speichermodell herangezogen (Nur gültig für den Standort Dronninglund, durch bekannte Austrittstemperaturen). Der Type343 bietet die Möglichkeit der Abbildung der Geometrie des Erdbeckenspeichers, jedoch bietet dieser nur die Möglichkeit der indirekten Beladung durch Wärmetauscher. Somit erlaubt nur die Kopplung des Types708 mit Type534 die Validierung, als auch die Übertragung und Skalierung der Simulation auf andere Standorte und Randbedingungen.

### 3.1.3. Ergebnis der Validierung

Bei der Validierung wurde basierend auf der Parametrierung des Erdreichs von einem unberührten Temperaturprofil ausgegangen. Da das reale Temperaturprofil des Erdreichs abhängig von der Temperatur des Erdbeckenspeichers ist, wurde daher für die Simulation ein Zeitraum von fünf Jahren vorsimuliert, um diesen Einfluss abzubilden. Es ergab sich aus diesen Vorsimulationen, dass eine weitere Erhöhung des Zeitraums zu keiner signifikanten Änderung der Ergebnisse bei den Be- und Entladenen kumulierten Energien führt. Bei den folgenden Auswertungen wurde somit das sechste Betriebsjahr ausgewertet. Da die Be- und Entladung mehrere Anschlüsse umfassen kann, wurden die kumulierten (aufsummierten) Energien der Anschlüsse für die Be- und Entladung zusammengefasst. Bei beiden validierten Speichermodellen wurde der Vergleichswert, welcher in weiterer Folge als Messwert bezeichnet wird, aus den gemessenen Volumenströmen und Temperaturen berechnet. Auch beim „gemessenen“ Wert wurde auf die Aufteilung der Massenströme zurückgegriffen, um die Richtung (Be- oder Entladen) zu definieren.

#### Validierung – Type708 & Type534

Abbildung 24 zeigt, dass die kumulierte Energie bei Beladung in der Simulation (11.970 MWh) um 1,3 % geringer ist, als in der Messung (12.133 MWh). Bei der Entladung ist die kumulierte Energie der Simulation (11.833 MWh) um 3,6 % höher, als die der Messung (11.420 MWh).

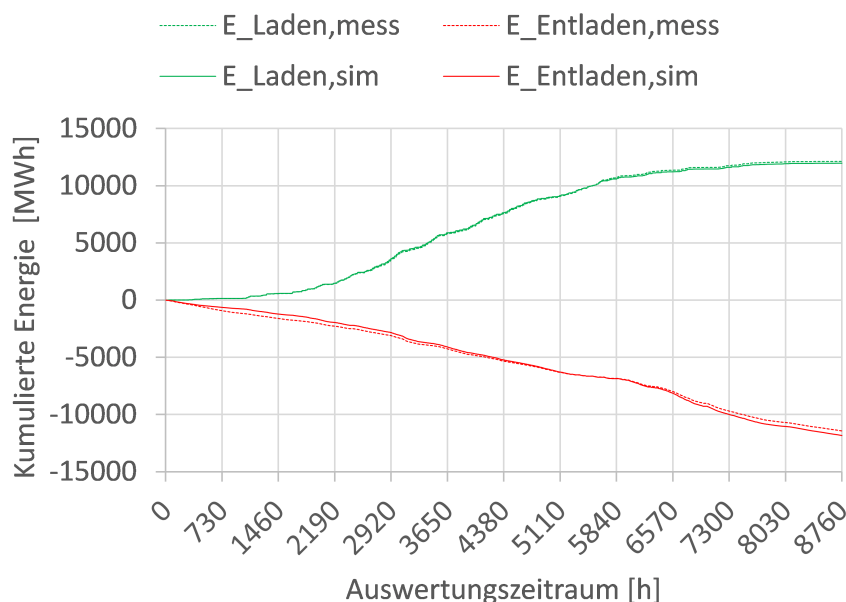


Abbildung 24: Type534 - Kumulierte Energie bei der Beladung (grün) und Entladung (rot) des Erdbeckenspeichers, für die Simulation (durchgezogene Linie) und Messung (strichlierte Linie) (Quelle: AEE INTEC)

Die obere und untere Temperatur des Erdbeckenspeichers (Messung und Simulation) ist in Abbildung 25 dargestellt. Der obere Temperaturfühler (16 Meter bezogen auf den Pyramidenstumpf) wird im großen Maße von der schwimmenden Abdeckung beeinflusst. Obwohl die Wärmeverlustrate vom Berechnungswert von 0,6117 W/K auf 0,57 W/K abgesenkt wurde, weist die oberste Speichertemperatur erhöhte Wärmeverluste auf. Ein möglicher Grund kann hierfür in der geringen Anzahl von 32 Speicherknoten liegen, wodurch sich eine Verschlechterung der Schichtung ergibt. Das

Erdreichmodell ist mit einer Maximalzahl von derzeit 100 Speicher-Knoten limitiert. Eine Änderung der Einspeise-/Entnahmehöhe vom obersten in den darunterliegenden Knoten brachte keine Verbesserung hinsichtlich der Abweichung der kumulierten Energien bei der Be- und Entladung. Für den untersten Speicherfühler (0,5 Meter bezogen auf den Pyramidenstumpfboden) ist das umliegende Volumen bei der Messung, bedingt durch die Verjüngung der Pyramide, deutlich geringer. Daher sind Temperaturabweichungen zur Simulation zu erwarten. Bedingt durch die geringere Schwankung der Eintrittstemperaturen und somit auch geringeren Beeinflussung des umliegenden Erdreichs weist die Simulation eine gute Übereinstimmung mit den Messwerten auf.

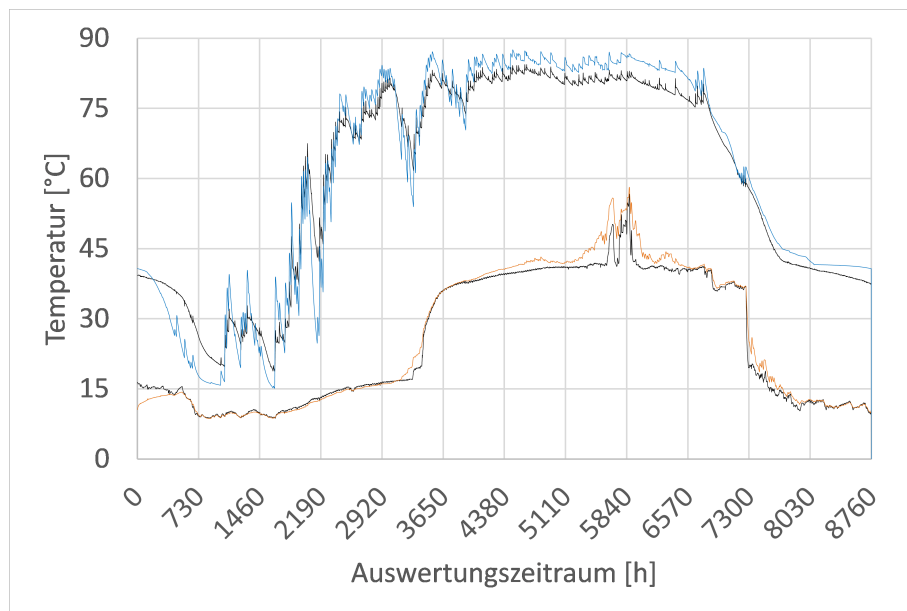


Abbildung 25: Temperaturprofil des obersten und untersten Temperaturfühlers (Messung in schwarz dargestellt). (Quelle: AEE INTEC)

### Validierung – Type342 (variable Doubleports)

Die berechneten und kumulierten Energien basierend auf den Temperaturen und Massenströmen zeigt Abbildung 26. Bei der Beladung wich die Energie (11.822 MWh) um 2,6 %, bezogen auf die Messung, bei der Entladung (10.359 MWh) um 9,3 % bezogen auf die Messung ab. Durch den idealisierten Ansatz des Modells wird das Fluid an der Speicherposition mit der geringsten Temperaturdifferenz durchgeführt (entspricht einer Schichtladeeinheit).

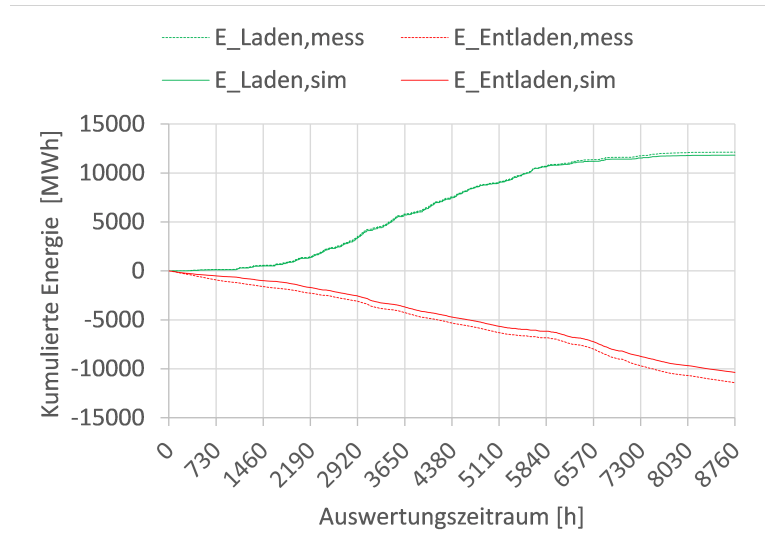


Abbildung 26: Type342 6 DP - Kumulierte Energie bei der Beladung (grün) und Entladung (rot) des Erdbeckenspeichers, für die Simulation (durchgezogene Linie) und Messung (strichlierte Linie). (Quelle: AEE INTEC)

Das Speichermodell Type342 beinhaltet drei Temperatursensoren für die Temperatur im Speicher: Maximaltemperatur (oberste Speichertemperatur), Durchschnittstemperatur und Minimaltemperatur (unterste Speichertemperatur).

Abbildung 27 zeigt den Vergleich zwischen der Maximaltemperatur im Speicher (gelbe Linie) und der Temperatur des obersten Temperaturfühlers der Messung. Da der zugrundeliegende Modellansatz eine Einspeisung und Entnahme basierend auf einer vorgegebenen Temperatur durchführt, führt dies bei einer Entladung zu einem höheren Temperaturniveau im Speicher bei der Simulation.

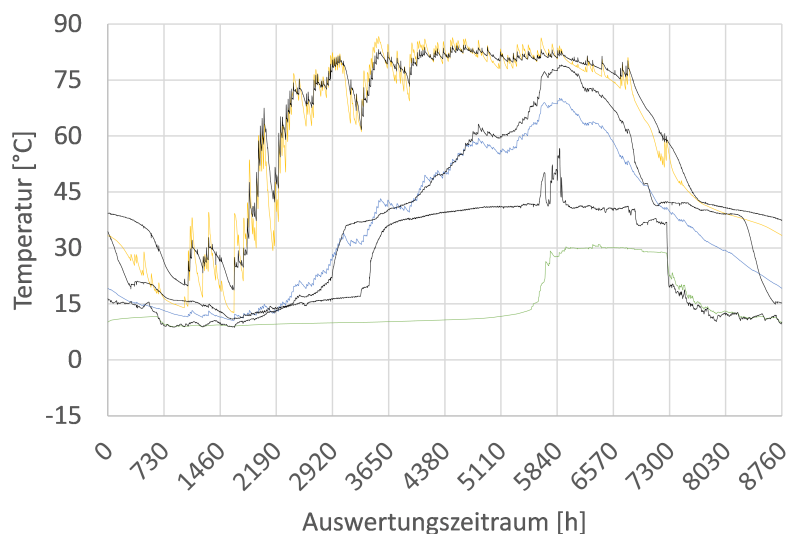


Abbildung 27: Speichertemperaturen des Type342 (orange, blau und grüne Linien) im Vergleich zu den gemessenen Temperaturen (schwarze Linien). (Quelle: AEE INTEC)

Wie zuvor beim Type534, könnte eine höhere Knotenanzahl sich positiv auf die Dämpfung dieser Spitzen während der Beladung auswirken. Ein Vergleich der Durchschnittstemperatur (blaue Linie) ist nicht möglich, da diese aufgrund der geänderten Geometrie und der temperaturabhängigen Einspeisung- und Entnahme stärker variiert als die oberste und unterste Speichertemperatur. Bei der Minimaltemperatur (grüne Linie) erkennt man, dass diese Temperatur über längere Zeiträume von einer Be- und Entladung des Speichers unberücksichtigt und somit auf dem Temperaturniveau des umliegenden Erdreichs verbleibt. Erst zum Zeitpunkt, wenn der Speicher seinen maximalen Beladungszustand erreicht, erhöht sich diese merklich. Durch eine temperaturabhängige Be- und Entladung kann die Mischung, die durch den realen Betrieb auftritt, nicht berücksichtigt werden, wodurch auch die Temperaturen des umliegenden Erdreichs beeinflusst werden.

### Validierung – Type342 (6 DP)

Die Validierung des Speichermodell Type342 mit konstanten Eintrittshöhen (Type342 6 DP) zeigt Abbildung 28. Bei der Beladung (12.218 MWh) wich die Energie um 0,7 %, bezogen auf die Messung, bei der Entladung (10.712 MWh) um 6,2 % bezogen auf die Messung ab.

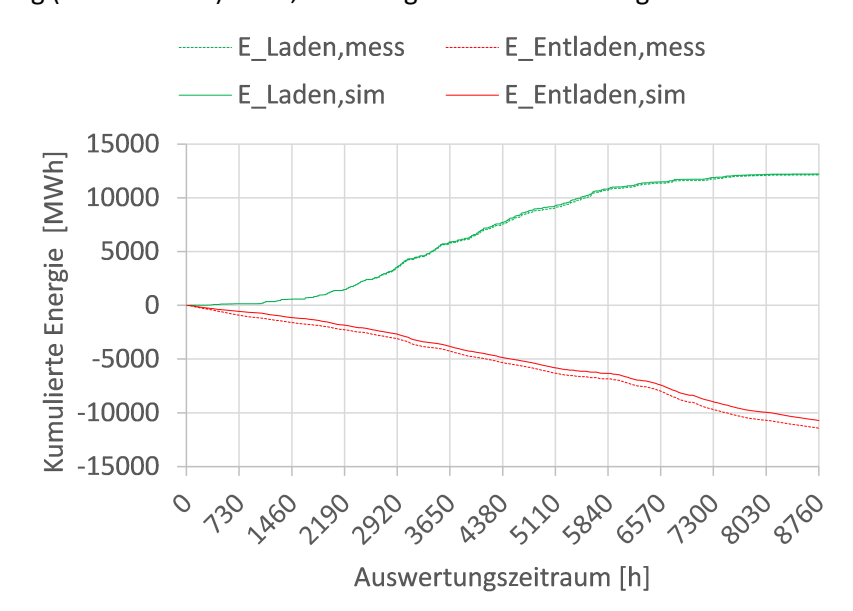


Abbildung 28: Type342 - Kumulierte Energie bei der Beladung (grün) – und Entladung (rot) des Erdbeckenspeichers, für die Simulation (durchgezogene Linie) und Messung (strichlierte Linie). (Quelle: AEE INTEC)

Abbildung 29 zeigt den Vergleich zwischen der maximalen, der minimalen und der Durchschnittstemperatur im Speicher (orange, grün und blau) und den gemessenen Temperaturen (schwarz). Im Vergleich zum Modellansatz mit der variablen Ein- und Austrittshöhe (Type342 var DP) weist die unterste Temperatur im Speicher (grün) eine bessere Übereinstimmung mit der Messung auf.

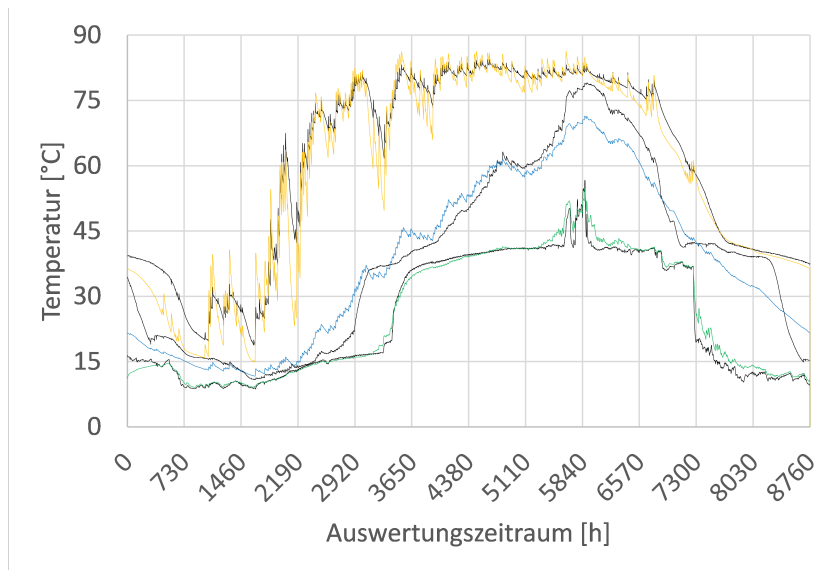


Abbildung 29: Speichertemperaturen des Type342 (orange, blau und grüne Linien) im Vergleich zu den gemessenen Temperaturen (schwarze Linien). (Quelle: AEE INTEC)

### 3.1.4. Vergleich der Speichermodelle

In Tabelle 5 sind die Energiemengen der Be- und der Entladung der unterschiedlichen Speichermodelle, sowie deren Abweichung zur Messung, dargestellt. Type342 mit variabler Ein- und Auslasshöhe (var DP) wies die größte Abweichung bei der Beladung von 2,6 % und 9,3 % bei der Entladung auf. Das Speichermodell Type342 (6 DP) mit definierten Be- und Entladungshöhen zeigte bei der Beladung eine höhere Energiemenge als die Messung auf (+0,7 %). Die Abweichung von 6,2 % ist geringer, als beim Speichermodell mit variablen Ein- und Auslasshöhen. Die Kombination Type708/534 wies die geringsten Abweichungen bei der Entladung von 3,6 %, sowie 1,3 % bei der Beladung auf. Diese Variante wird für die weiteren detaillierten Simulationen im Projekt verwendet.

Tabelle 5: Vergleich der gemessenen und simulierten Energiemengen

	Beladung	Entladung	Differenz zur Messung	
	MWh	MWh	Beladung	Entladung
<b>Messung</b>	12.133	11.420	-	-
<b>Type708/534</b>	11.970	11.833	-1,3%	3,6%
<b>Type342 (var DP)</b>	11.822	10.359	-2,6%	-9,3%
<b>Type342 (6 DP)</b>	12.218	10.712	0,7%	-6,2%



## 3.2. Großwärmepumpen

Als Großwärmepumpen werden Wärmepumpen mit hoher Nennleistung bezeichnet. Eine genaue Definition hierzu konnte der Literatur nicht entnommen werden. Manchmal werden auch schon Geräte mit mehr als 50 kW Nennleistung als Großwärmepumpen bezeichnet [33]. Für die Anwendung in Fernwärmenetzen muss dieser Wert oft deutlich über 500 kW liegen. Es können hier aber auch Leistungen von mehreren GW notwendig sein.

Grundsätzlich gibt es verschiedene Möglichkeiten, einen Wärmepumpprozess zu realisieren (z.B. thermoakustische Wärmepumpe). Im Leistungsbereich, der sich für den Einsatz in Wärmenetzen eignet, sind aber nur Kompressions- und Absorptionswärmepumpen (KWP / AWP) am Markt. In Österreich wurden 2018 24 Wärmepumpeninstallationen in Fernwärmenetze erhoben. Im Folgenden werden einige Beispiele gegeben [34]:

- AWP bei der Firma Egger in Tirol [35]; Inbetriebnahme: 2009
- AWP bei der Firma AustroCel in Hallein [9]; Inbetriebnahme 2006 bzw. 2020 (neue Anlage)
- AWP beim Heizkraftwerk Klagenfurt-Ost [10]; Inbetriebnahme: 2017
- KWP bei der Marienhütte in Graz [36]; Inbetriebnahme: 2016

International beschäftigt sich der IEA HPP Annex 47 mit dem Thema „Wärmepumpen in Fernwärme- und -kälte-Systemen“ (siehe dazu [37]). Der Endbericht für diesen Annex wurde Anfang 2019 publiziert. Darin beschrieben sind einige der oben erwähnten Anlagen und auch weitere Standorte im Detail.

Bei den Standardmodellen für TRNSYS finden sich außer einem Modell für eine Absorptionskälteanlage (Type 107: Single Effect Hot Water Fired Absorption Chiller) keine Modelle für Wärmepumpen, da der Type20 schon vor einigen Jahren aus den Standardmodellen von TRNSYS genommen wurde. Dennoch wird mit Type42 (Conditioning Equipment) eine vereinfachte Methode angeboten, um zumindest Leistungen und COP über ein Kennfeld in eine Simulation einzubinden [38]. Weitere Möglichkeiten ergeben sich erst mit der Nutzung der kommerziell erhältlichen Zusatzbibliotheken von TESS<sup>20</sup>. Zusätzlich können in TRNSYS auch selbst entwickelte Modelle integriert werden.

Alle kommerziell erhältlichen Modelle für Kompressionswärmepumpen arbeiten mit sogenannten Kennfelddaten, die von externen Dateien in das Modell eingelesen werden. Solche Kennfelder können erstellt werden, wenn vom Wärmepumpenhersteller geeignete Daten zur Verfügung stehen. Hierbei ist jedoch das Format der Kennfelddaten für das jeweilige Modell zu beachten. Genaue Beschreibungen sind hier teilweise leider nicht vorhanden (vor allem was die Erstellung von normalisierten Kenndaten betrifft).

Zur Bewertung von Systemen mit Wärmepumpen wurde in den letzten Jahren am Institut für Wärmetechnik der TU Graz in Zusammenarbeit mit dem SPF (Institut für Solartechnik in der Schweiz) ein semi-physikalisches Modell entwickelt, das sich vor allem für Simulationen über lange Betrachtungszeiträume eignet [39][40]. Im Vergleich zu dafür sonst üblichen empirischen Kennlinienmodellen wird eine wesentlich detailliertere Betrachtung der Wärmepumpe und deren Regelung im System ermöglicht, da sowohl verschiedene Schaltungen des Kältemittelkreislaufs als

---

<sup>20</sup> TESS – Thermal Energy Systems Specialists; <http://www.tess-inc.com>

auch unterschiedliche Kältemittel, drehzahlgeregelte Kompressoren etc. simuliert werden können. Das Modell ist zwar für Wärmepumpen im Gebäudebereich ausgerichtet (niedrige Leistungen und Temperaturen), kann aber auch für die Anwendung in Fernwärmenetze angepasst werden.

Vor allem für Absorptionskältemaschinen wurden einige Nutzerentwicklungen durchgeführt. In [41] wird z.B. ein Modell (Type 209) beschrieben, das mit einem Kenndatenfeld speziell für die PINK PSC 12 arbeitet und das An- und Abschaltverhalten mit einem einfachen Exponentialansatz berücksichtigt. Dieses Modell wurde auch in [42] angewendet, wo sich eine deutliche Abweichung der Simulationsergebnisse von den Messungen ergab. Durch das Hinzufügen eines „virtuellen“ Wasserspeichers im Austreiberkreis konnte dann aber eine gute Nachbildung des thermischen Anfahr- und Abkühlverhaltens erreicht werden. Ein sehr detailliertes Modell für den Pink Chiller 19 zu Jahressimulationen in TRNSYS wurde z.B. in [43] vorgestellt.

Ein häufig verwendetes Modell zur Simulation von Absorptionskältemaschinen ist das  $\eta$ -Modell (auch Methode der charakteristischen Gleichung genannt), das für TRNSYS im Type 177 von Jan Albers umgesetzt wurde. Der Modellansatz wurde bereits in [44] vorgestellt, inzwischen mehrfach weiterentwickelt und angepasst und kann mit Modifikationen auch zur quasi-stationären Simulation von Adsorptionskältemaschinen gebraucht werden. Es existiert außerdem ein Konzept zur Berücksichtigung variabler Volumenströme an den Wärmeübertragern [45][46], das zwar in der verfügbaren und häufig verwendeten Implementierung für TRNSYS nicht vorhanden ist, aber als MatLab Programm zur Verfügung steht.

### 3.2.1. Parametrierung und Validierung

Für die weiteren Arbeiten wurden die beiden Modelle von Jan Albers (Type 177 und die Weiterentwicklung in Form von MatLab Routinen) ausgewählt. Um diese Modelle zu parametrieren bzw. validieren, standen Messdaten eines Heizkraftwerks in Österreich und des Heizwerks Dronninglund (Dänemark) zur Verfügung. Diese Daten stammen aus Aufzeichnungen während des Realbetriebs.

#### Parametrierung und Validierung von Type 177

Dem TRNSYS Modell Type 177 liegt die bereits erwähnte Methode der charakteristischen Gleichung zugrunde. Sie stellt einen linearen Zusammenhang zwischen Kühlleistung und einer charakteristischen Temperaturdifferenz her. Um Type 177 zu parametrieren, sind im Wesentlichen die Steigung und der Achsenabschnitt dieser Geraden für den Verdampfer und Generator zu bestimmen. Diese Parameter werden im Modell wie folgt bezeichnet:

$r_{D0}$  ... Achsenabschnitt Generator [kJ/h]

$s_{D0}$  ... Steigung Generator [kJ/(h.K)]

$r_{E0}$  ... Achsenabschnitt Verdampfer [kJ/h]

$s_{E0}$  ... Steigung Verdampfer [kJ/(h.K)]

Die Werte lassen sich einerseits aus den Herstellerdaten über die mathematischen Zusammenhänge der charakteristischen Gleichungen (unter geeigneten Annahmen) bestimmen, andererseits kann dabei aber auch eine Ausgleichsgerade durch die aus den Messdaten gewonnenen Werte für die Leistung und der charakteristischen Temperaturdifferenz genutzt werden.

### Parameterbestimmung für die Absorptionswärmepumpe EBARA RHP210

Abbildung 30 zeigt die Ausgleichsgerade durch die aus den Messdaten gewonnenen Werte für Verdampfer- und Generatorleistungen und die zugehörigen charakteristischen Temperaturdifferenzen.

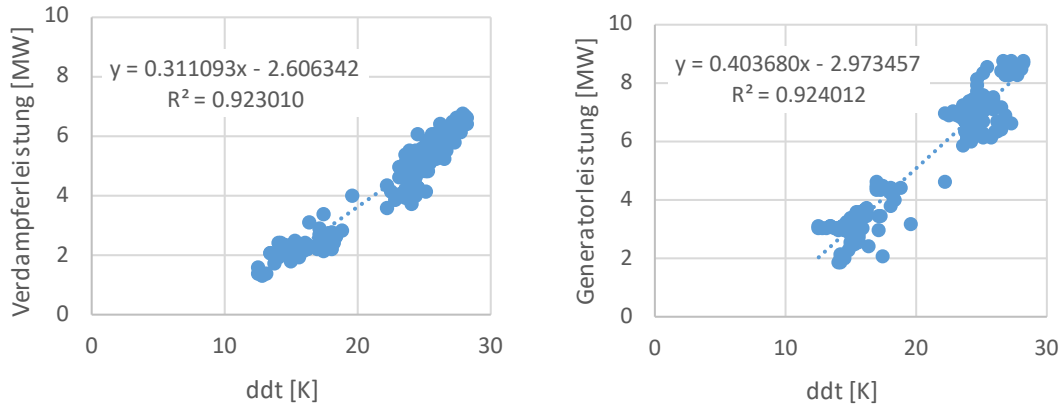


Abbildung 30: Ausgleichsgerade für Verdampfer und Generator (EBARA RHP210). (Quelle: TU Graz)

Die Werte für die Steigung und den Achsenabschnitt können für die Parametrierung von Type 177 praktisch direkt verwendet werden. Es muss nur eine Umrechnung in die entsprechende Einheit erfolgen.

Tabelle 6: Berechnete Parameter für Type 177 aus den Daten für die EBARA RHP210

	Herstellerdaten	Ausgleichsgerade
$r_{D0}$ [kJ/h]	6.113.000	-10.704.446
$S_{D0}$ [kJ/(h.K)]	1.470.000	1.453.248
$r_{E0}$ [kJ/h]	-5.315.000	-9.382.830
$S_{E0}$ [kJ/(h.K)]	1.470.000	1.119.935

In Tabelle 6 sind die aus den Herstellerdaten und der Ausgleichsgeraden berechneten Parameter zusammengefasst. Ein deutlicher Unterschied ist vor allem beim Achsenabschnitt  $r_{D0}$  für den Generator zu erkennen.

### Parameterbestimmung für die Absorptionswärmepumpe Danstoker HS 60A TP in Dronninglund

In gleicher Weise wurden auch die Parameter für die Absorptionswärmepumpe in Dronninglund bestimmt.

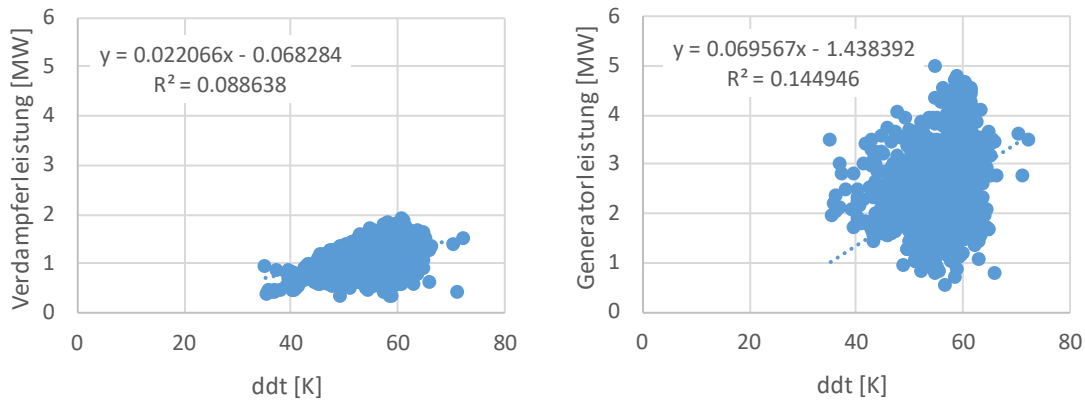


Abbildung 31: Ausgleichsgerade für Verdampfer und Generator (Danstoker HS 60A TP in Dronninglund). (Quelle: TU Graz)

Die Ausgleichsgeraden sind in Abbildung 31 dargestellt und die berechneten Parameter in Tabelle 7 zusammengefasst. Hier sind deutliche Unterschiede für die Achsenabschnitte zu erkennen.

Tabelle 7: Berechnete Parameter für Type 177 aus den Daten für die Danstoker HS 60A TP in Dronninglund

	Herstellerdaten	Ausgleichsgerade
$r_{D0}$ [kJ/h]	1.209.000	-5.178.209
$S_{D0}$ [kJ/(h.K)]	79.834	250.441
$r_{E0}$ [kJ/h]	-1.052.000	245.821
$S_{E0}$ [kJ/(h.K)]	79.834	79.437

### Darstellung der Ergebnisse

Für den Vergleich zwischen Messdaten und den mit Type 177 berechneten Werten wurde das Modell in TRNSYS mit den gemessenen Werten als Inputs versorgt und die berechneten Ausgaben mit den Daten verglichen.

In Abbildung 33 sind die Temperaturen am Ausgang der Wärmetauscher (Generator, Verdampfer und Kondensator) von Messung und Simulation dargestellt. Die Verläufe stimmen Großteils sehr gut überein. Nur vor allem die Austrittstemperatur aus dem Kondensator, die mit den aus den Herstellerdaten berechneten Daten simuliert wurde, weicht etwas deutlicher ab.

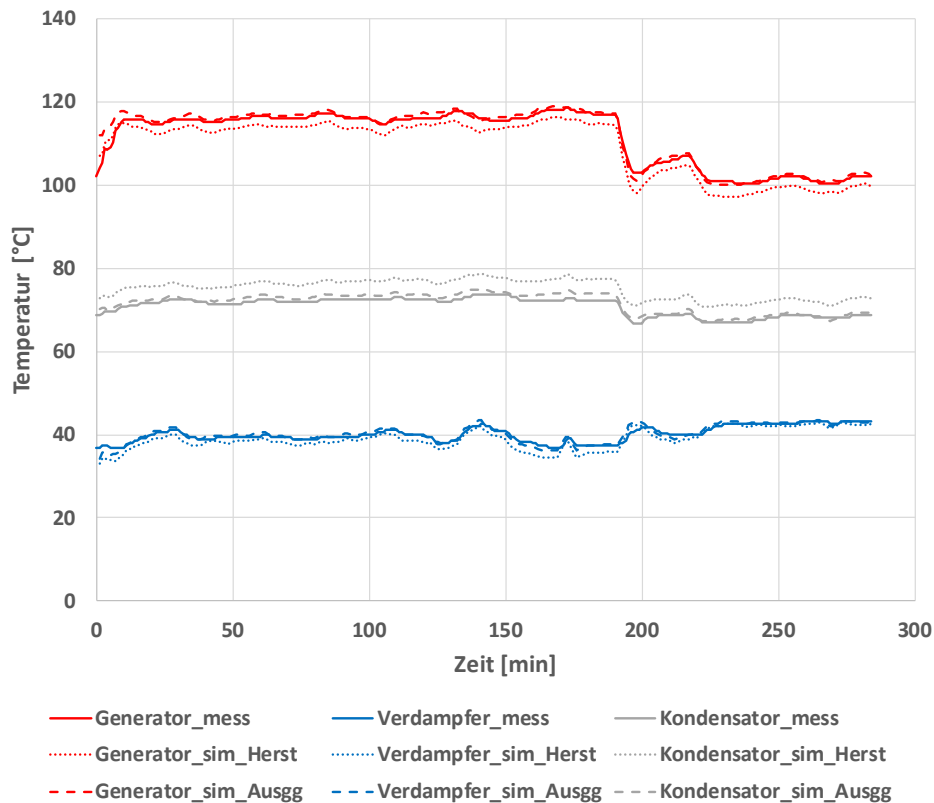


Abbildung 32: Vergleich der Temperaturverläufe am Austritt der Wärmetauscher zwischen Messung und Simulation (EBARA RHP210). (Quelle: TU Graz)

Für den COP wird zwar die Größenordnung mit dem Modell einigermaßen getroffen, der Verlauf der Messung kann jedoch nicht wirklich wiedergegeben werden (siehe Abbildung 33).

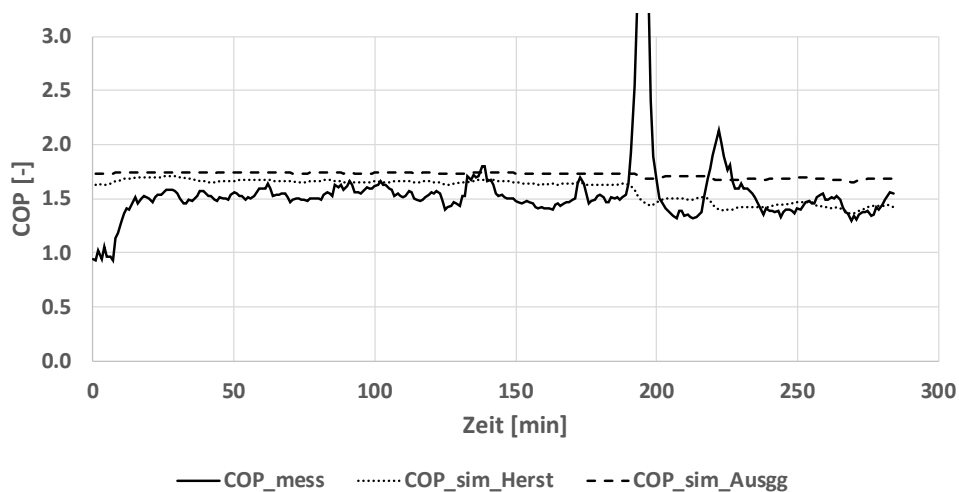


Abbildung 33: Vergleich des COP zwischen Messung und Simulation (EBARA RHP210). (Quelle: TU Graz)

Auch für die Auswertung mit den Messdaten aus Dronninglund und den berechneten Ergebnissen aus dem dafür parametrisierten Modell ergeben sich ähnliche Erkenntnisse. In Abbildung 34 ist ein ausgewählter Zeitbereich der Ergebnisse für die Austrittstemperaturen aus den Wärmetauschern (Generator, Verdampfer und Kondensator) dargestellt. Mit der Parametrierung über die

Ausgleichsgerade kann der Temperaturverlauf am Austritt des Verdampfers und Kondensators gut wiedergegeben werden. Eine nahezu konstante Temperatur am Generatöraustritt kann mit dem Modell jedoch nicht bestätigt werden. Bei Verwendung der Parameter berechnet aus den Herstellerdaten ist die Abweichung der Austrittstemperaturen am Generator und Kondensator doch deutlich.

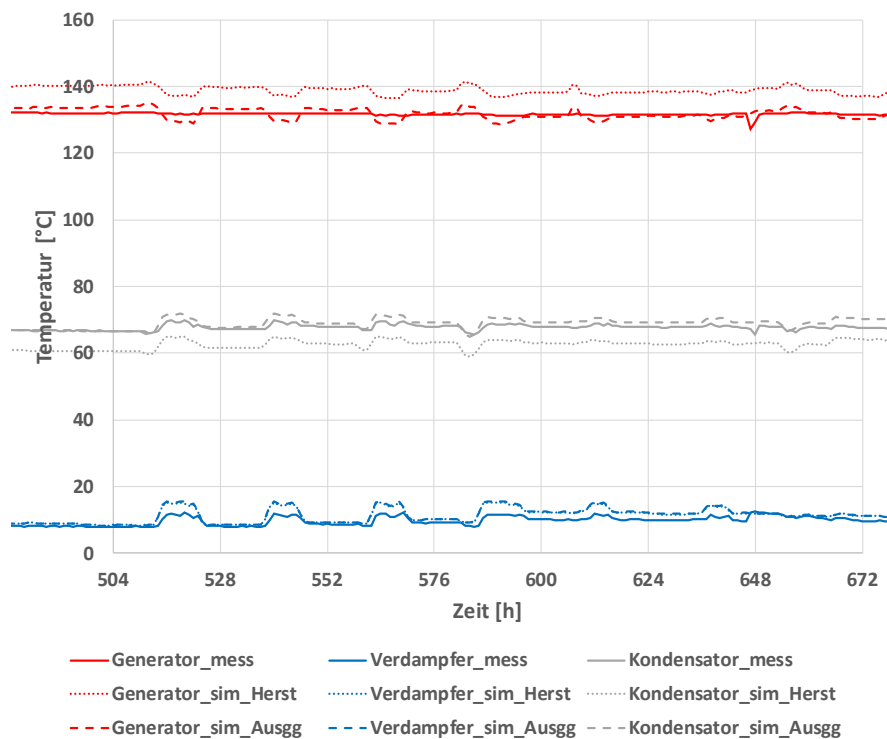


Abbildung 34: Vergleich der Temperaturverläufe am Austritt der Wärmetauscher zwischen Messung und Simulation (Danstoker HS 60A TP in Dronninglund). (Quelle: TU Graz)

Für den COP liefert das Modell in diesem Fall mit der Parametrierung über die Herstellerdaten einen nahezu konstanten Verlauf, der eher den Maximalwerten aus der Messung entspricht, während sich die Modellergebnisse aus der Parametrierung mit der Ausgleichsgeraden mit einem konstanten Wert eher am Minimum der Messdaten orientiert (siehe Abbildung 35).

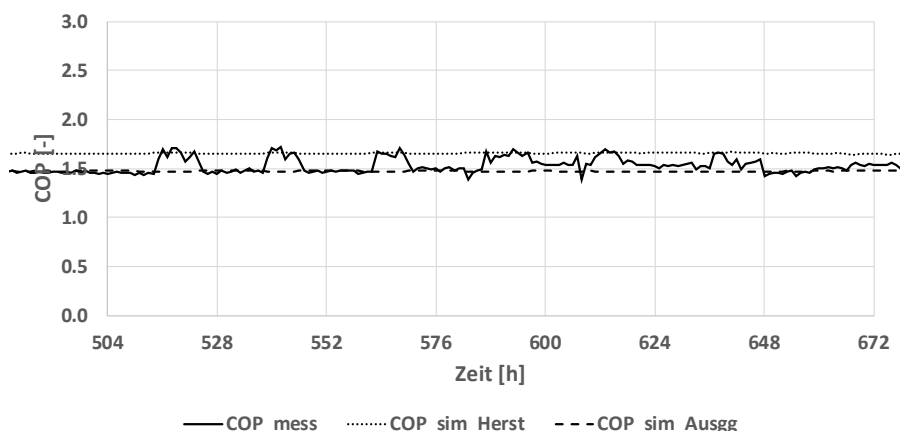


Abbildung 35: Vergleich des COP zwischen Messung und Simulation (Danstoker HS 60A TP in Dronninglund). (Quelle: TU Graz)

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich die Temperaturen mit dem Type177 vor allem über die Parametrierung mit einer Ausgleichsgeraden durch genügend Messpunkte sehr gut darstellen lassen. Der Verlauf vom COP weicht jedoch in allen Fällen deutlich vom gemessenen ab.

### **Parametrierung und Validierung vom erweiterten MatLab Modell**

Für die Simulation mit dem erweiterten MatLab Modell sind folgende Parameter vorzugeben:

- Bauweise des De- und Absorbers (Berieselte oder Überflutet)
- Schaltung von Absorber und Kondensator (parallel oder Absorber vor Kondensator oder Kondensator vor Absorber)
- UA-Werte für Desorber-, Verdampfer-, Kondensator-, Absorber- und Lösungswärmetauscher in kW/K
- Stoffdaten der Lösung im Auslegungsfall (Standardmäßig für H<sub>2</sub>O/LiBr)
- Stoffdaten der Wärmeübertragenden Flüssigkeit im Auslegungsfall (Standardmäßig Wasser)
- Stoffdaten der Lösung im betrachteten Fall (Standardmäßig für H<sub>2</sub>O/LiBr)
- Stoffdaten der Wärmeübertragenden Flüssigkeit im betrachteten Fall (Standardmäßig Wasser)
- Volumenströme unter Nennbedingungen. Die externen Volumenströme sind in m<sup>3</sup>/h anzugeben, die internen in l/h.

Folgende Eingangsdaten werden benötigt:

- Externe Eintrittstemperaturen am Desorber, Absorber, Kondensator, Verdampfer
- Volumenströme im betrachteten Fall. Die externen Volumenströme sind in m<sup>3</sup>/h anzugeben, die internen in l/h.

Für die UA-Werte wurden folgende Annahmen getroffen:

UA\_D = 80 kW/K,  
UA\_E = 360 kW/K,  
UA\_C = 400 kW/K,  
UA\_A = 360 kW/K und  
UA\_S = 400 kW/K.

Das Modell verwendet drei interne Volumenströme: Den Lösungsvolumenstrom  $V_{\dot{S}}$ , den Volumenstrom der reichen Lösung ( $V_{\dot{R}}$ ) und den Volumenstrom der armen Lösung ( $V_{\dot{P}}$ ). Findet keine Lösungsrezirkulation statt, ist  $V_{\dot{P}} = V_{\dot{S}}$  und  $V_{\dot{R}} = 0$ . Der Lösungsvolumenstrom wurde anhand von Erfahrungswerten mit anderen Maschinen zu 15 l/s abgeschätzt. Die Volumenströme unter Nennbedingungen wurden dem Datenblatt entnommen. Für die Stoffdaten wurden die in der Routine vorgegebenen Werte verwendet.

Für die Eingangsdaten wurden Messwerte für Temperaturen und Volumenströme von der Anlage in Dronninglund im Zeitbereich vom 31.1.2017 bis 2.5.2017 verwendet.

### **Darstellung der Ergebnisse**

In Abbildung 36 ist der Verlauf der Austrittstemperaturen aus den vier Wärmetauschern dargestellt (in schwarz die gemessenen Werte, färbig die Simulationsergebnisse). Am Generator ist die Temperatur annähernd konstant und liegt in der Simulation im Durchschnitt um ca. 5 K über der gemessenen Generatöraustrittstemperatur. Am Absorber liegt die simulierte Temperatur nur Anfangs um wenige Kelvin über der gemessenen, ab ca. 1000 h stimmen die Verläufe gut überein. Beim

Kondensator zeigt sich auch nur in der ersten Hälfte eine Abweichung, die simulierte Kondensatortemperatur liegt hier unter der gemessenen. Bei der Verdampfer-Austrittstemperatur treten im Zeitbereich bis 1000 h unrealistisch niedrige Temperaturen auf, bei denen wahrscheinlich Kristallisation auftreten würde. Auch wird weder die Dynamik noch der Mittelwert in diesem Bereich gut abgebildet.

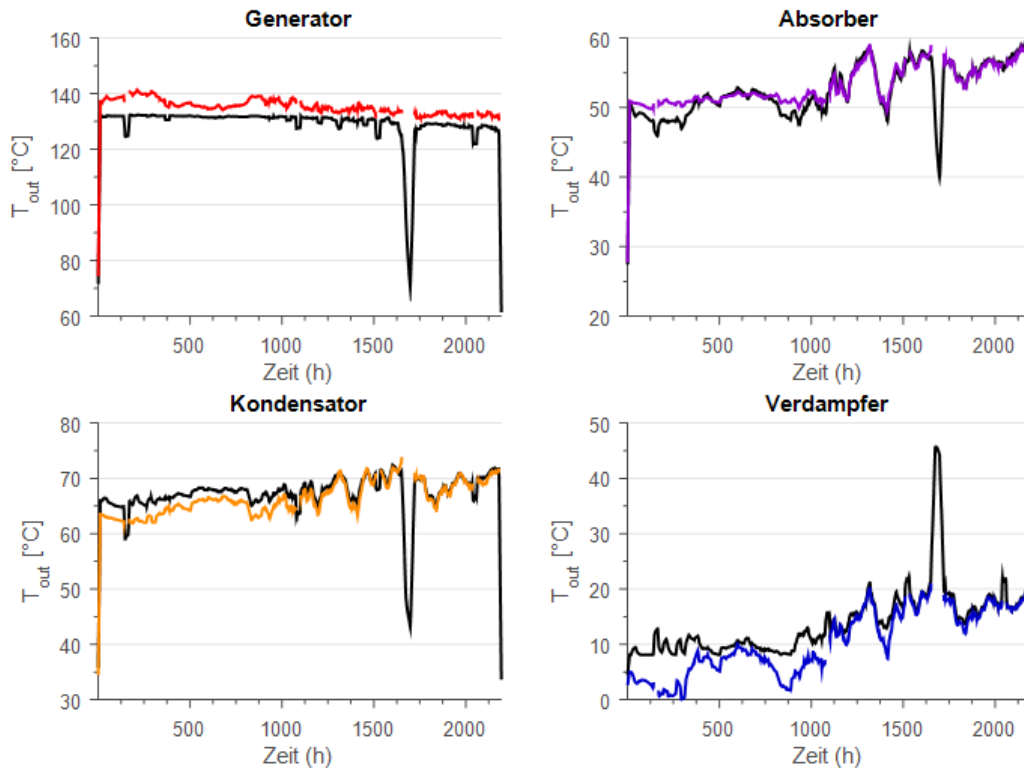


Abbildung 36: Vergleich der Austrittstemperaturen an den vier Wärmetauschern (gemessene Werte in schwarz; Simulationsergebnisse in Farbe). (Quelle: TU Graz)

Auch der Vergleich der Leistungen an den vier Wärmetauschern (siehe Abbildung 37) zeigt vor allem für Generator, Kondensator und Verdampfer im ersten Zeitbereich bis 1000 h deutliche Unterschiede zwischen Simulation und Messung. Für den späteren Verlauf kann die Messung jedoch ganz gut mit dem Modell abgebildet werden.



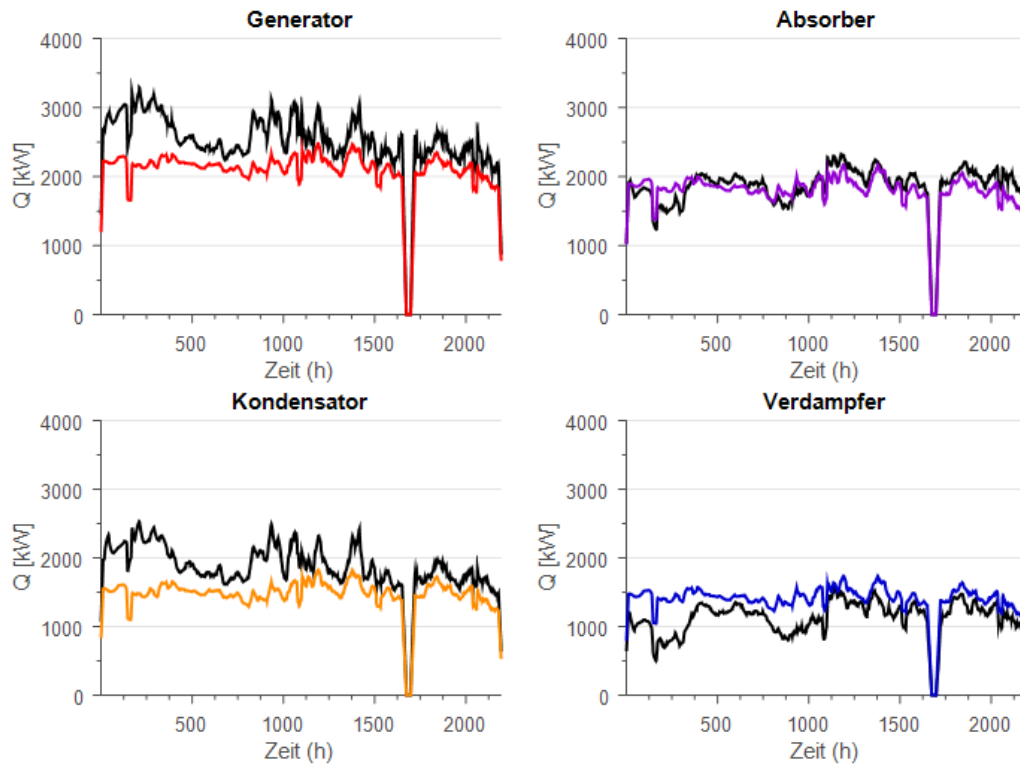


Abbildung 37: Vergleich der Leistungen an den vier Wärmetauschern (gemessene Werte in schwarz; Simulationsergebnisse in Farbe). (Quelle: TU Graz)

Für den COP (siehe Abbildung 38) sind die Unterschiede zwischen Messung und Simulation im Zeitbereich bis 1000 h deutlich. Im weiteren Verlauf wird dann zwar die Größenordnung der Messergebnisse getroffen, die Dynamik wird mit dem Modell jedoch nicht erreicht.

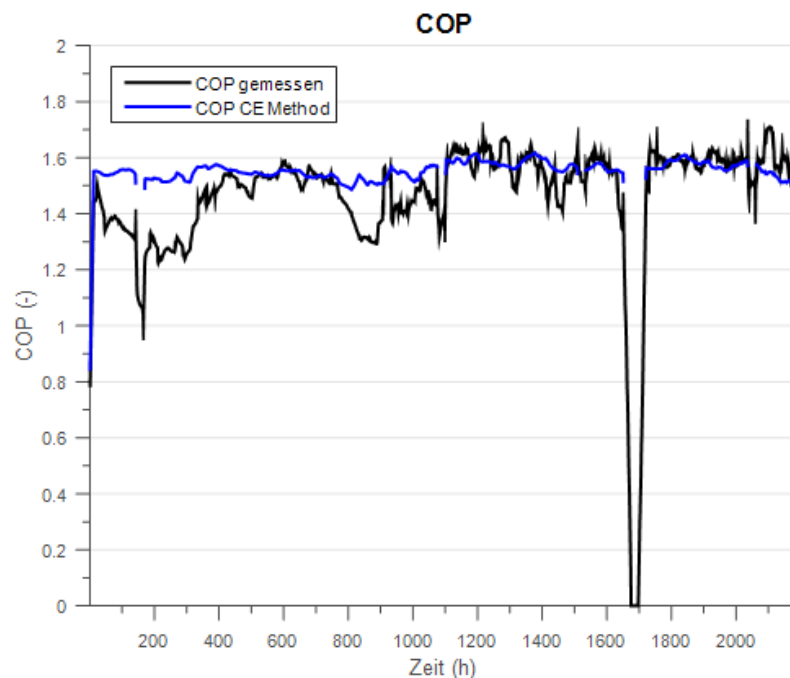


Abbildung 38: Vergleich zwischen gemessenem (schwarz) und berechneten COP (blau). (Quelle: TU Graz)

# 4. Machbarkeitsstudien und techno-ökonomische Bewertung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurden technische Grobkonzepte definiert und technisch, ökologisch sowie ökonomisch evaluiert.

## 4.1. Methodologie

### 4.1.1. Einleitung

Um das energetische Verhalten verschiedener Anlagenkonfigurationen zu bewerten bzw. um die Systemänderungen mit dem Status Quo eines jeweiligen Systems zu vergleichen, wurden Jahressimulationen durchgeführt. Dazu wurden die Energiesysteme unter Berücksichtigung sinnhafter Annahmen und Simplifikationen im dynamischen Simulationstool *Dymola* abgebildet und eine entsprechende Kontrollstrategie auf jedes System angewendet. Die Simulationen wurden mit stündlichen Wetterdaten der spezifischen Anlagenstandorte durchgeführt. Die Berechnungen wurden für zwei Jahre durchgeführt. Für die Bewertung des Systems wurden Ergebnisse aus dem zweiten Jahr verwendet.

Die Bewertung der Systeme fand auf drei Ebenen statt: zum einen auf der energetischen, zum zweiten auf der ökologischen und zum dritten auf der wirtschaftlichen. Die Daten, die der wirtschaftlichen Bewertung der Systeme zu Grunde liegen, sind teils durch Angaben in der Literatur, teils durch die Expertise von Projektpartnern und teils durch fundierte Annahmen gestützt. Details über die verwendeten ökologischen und ökonomischen Rahmenbedingungen sind im Anhang A zu finden.

### 4.1.2. Modellierungsansatz

Die Berechnungen der Szenarien erfolgten auf vereinfachte Weise und sollen dazu dienen, die zu erwartende gelieferte Wärme der jeweiligen Erzeugungsanlage sowie die Wärmeverluste des Wärmespeichers abzuschätzen. Für die Abbildung des Energiesystems wurden hauptsächlich vier Modelle verwendet: eines für das jeweilige das Heizwerk, die Absorptionswärmepumpe, die Solaranlage sowie den Wärmespeicher. Transportleitungen wurden nicht modelliert und deren Wärmeverluste wurden in der Energieanalyse lediglich über einen konstanten Verlustwert berücksichtigt. Der Startpunkt für jedes Szenario ist die Festlegung einer standortbezogenen Einsatzreihenfolge. Hier wird priorisiert, mit welchen Wärmeerzeugungsanlagen der jeweilige Wärmebedarf (inkl. Verluste des Wärmenetzes) des untersuchten Gebiets zu decken ist. Weitere relevante Randbedingungen sind hierbei die Sollwerte für die Vor- und die Rücklauftemperatur im Wärmenetz.

Temperaturbeschränkungen werden teils mitberücksichtigt. Heizwerke können Wärme auf beliebiger Temperatur erzeugen bzw. die Deckung des Wärmebedarfs hängt nur von ihrer verfügbaren Leistung ab und ist unabhängig vom Sollwert der Vorlauftemperatur. Solaranlagen, Wärmespeicher und Absorptionswärmepumpe können Wärme nur bis zu einer bestimmten Temperatur liefern. Solaranlagen und Absorptionswärmepumpe liefern Wärme bis auf jeweils 90 °C und 85 °C. Der

Wärmespeicher kann Wärme ins Wärmenetz liefern, basierend auf seiner maximalen Temperatur bzw. die Temperatur im oberen Bereich des Wärmespeichers ( $T_{top}$ ). Ist der Sollwert der Vorlauftemperatur im Netz höher als die maximalen Temperaturen, die diese Anlagen liefern können, muss eine zusätzliche Wärmequelle (z.B.: Heizwerk) den vorgewärmten Massenstrom nachheizen. Liegt keine zusätzliche Wärmequelle vor, wird mit dieser temperaturbegrenzten Anlage (solange nicht anders beschrieben) nicht geliefert.

Die genauere Aufteilung, wie viel Wärme mit der temperaturlimitierten Anlage (Solaranlage, Wärmespeicher oder Absorptionswärmepumpe) und wie viel Wärme vom Wärmequellen-Backup (z.B. Heizwerk) geliefert werden soll, kann mit Hilfe von Gl. 4-1 bis Gl. 4-5 ermittelt werden. Der Hauptunterschied für die Szenarien, in denen Solaranlage oder Absorptionswärmepumpe anstelle eines Wärmespeichers verwendet wird, ist, dass  $T_{top}$  in Gl. 4-1 konstant auf jeweils 90 °C und 85 °C festgelegt ist.

Um die Funktionsweise des Modells besser zu verstehen, sind im Folgenden die Ergebnisse aus einem einfachen Beispiel dargestellt, siehe Abbildung 39. Das Energiesystem besteht aus drei in Serie geschalteten Heizwerken und einem Wärmespeicher, siehe Abbildung 40. Heizwerk I versucht, so viel Wärme wie möglich zu erzeugen. In dem Beispiel ist die Nennleistung des Heizwerks I auf 1,5 MW begrenzt. Überschüssig produzierte Wärme aus Heizwerke I d.h. erzeugte Wärme, die nicht zur Deckung des Wärmebedarfs des Netzes benötigt wird, wird im Wärmespeicher gespeichert (in Lila dargestellt). Diese Wärme wird bis zu einer Temperatur von 90 °C im Wärmespeicher gespeichert. Wärme aus dem Wärmespeicher wird laut Einsatzreihenfolge (siehe Abbildung 40) entladen, wenn Heizwerk I nicht genügend Wärme zur Deckung des Wärmebedarfs erzeugen kann. Liegt die Speichertemperatur unter dem Sollwert der Vorlauftemperatur (im Beispiel konstant auf 85 °C festgelegt), heizt das Heizwerk I den vorgewärmten Massenstrom bis auf Solltemperatur auf (siehe „Heizwerk I Aufheizen (Entladephase)“).

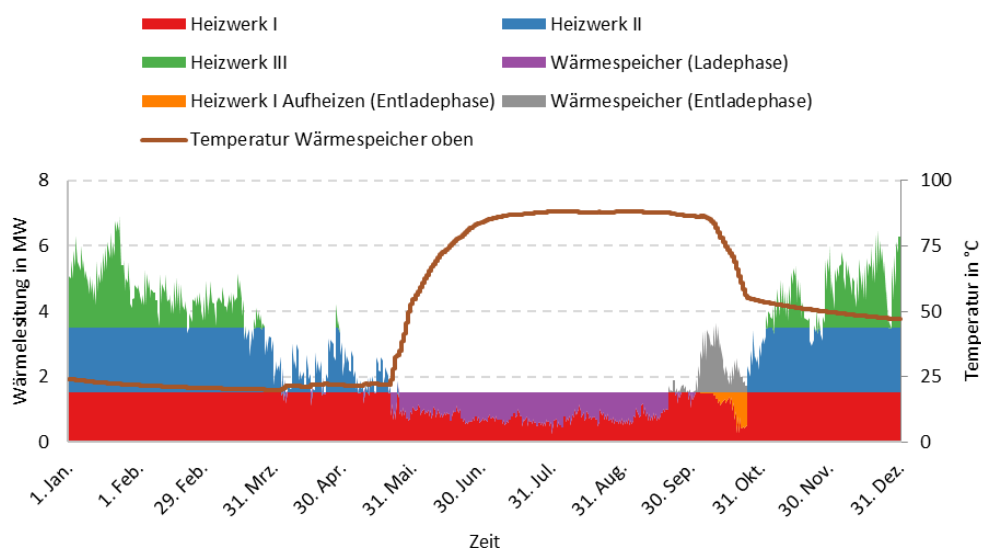


Abbildung 39: Beispielhafte Ergebnisse aus Einsatzreihenfolge mit drei Heizwerken und einem Wärmespeicher. Überschuss an Wärme aus Heizwerk I wird zwischengespeichert. Heizwerk I unterstützt den Wärmespeicher während der Entladephase, sodass Wärme auf Solltemperatur geliefert wird. (Quelle: AEE INTEC)

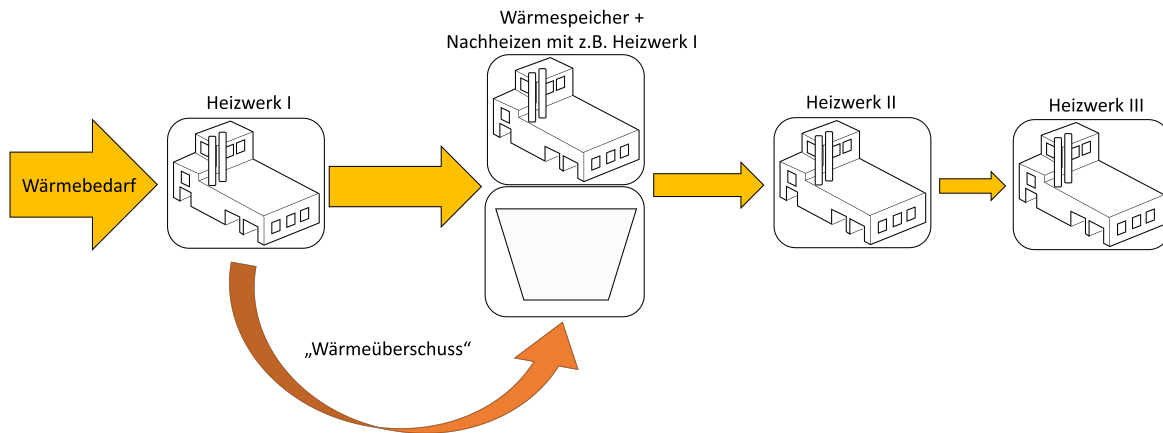


Abbildung 40: Beispielhafte Einsatzreihenfolge mit drei Heizwerken und Wärmespeicher. Heizwerke decken nacheinander den gesamten Wärmebedarf ab. (Quelle: AEE INTEC)

Der Anteil des Wärmebedarfs, der durch den Wärmespeicher gedeckt werden kann, wird mit Hilfe von Gl. 4-1 bis Gl. 4-5 bestimmt.  $\beta$  entspricht dem Anteil am Temperaturhub, der durch den Wärmespeicher theoretisch erreichbar ist, wobei  $T_s$  und  $T_r$  jeweils die Vor- und Rücklauftemperatur im Wärmenetz und  $T_{top}$  die Temperatur im oberen Bereich des Wärmespeichers darstellen. Es wird immer versucht, den gesamten Wärmebedarf ( $Q_{Wärmebedarf}$ ) so zu decken, dass die Summe der gelieferten Wärmemengen aus dem Wärmespeicher ( $Q_{Anteil-Wärmespeicher}$ ) und dem Heizwerk ( $Q_{Anteil-Nachheizen}$ ) gleich, und, falls nicht genug Wärmeleistung zur Verfügung steht, kleiner als der tatsächliche Wärmebedarf ist (siehe Gl. 4-2).

Der tatsächliche Anteil des Wärmebedarfs, der durch den Wärmespeicher und das Heizwerk gedeckt werden kann ( $Q_{Anteil-Wärmebedarf}$ ), wird mit Hilfe von Gl. 4-3 ermittelt.  $Q_{Anteil-Wärmebedarf}$  wird aus dem Minimum von drei Werten errechnet: 1) dem tatsächlichen Wärmebedarf, und 2) und 3) der theoretisch maximal lieferbaren Wärme aus jeweils dem Wärmespeicher und dem Heizwerk. Diese theoretisch maximal lieferbare Wärme wird anhand der maximal verfügbaren Leistung des Heizwerks bzw. der Nennleistung ( $Q_{Nachheizen max}$ ), der maximalen Entladeleistung ( $Q_{max.Entladeleistung}$ ) und unter Berücksichtigung der Temperaturzustände bzw.  $\beta$  berechnet, siehe Gl. 4-3.

Ist der Anteil des Wärmebedarfs, der geliefert werden kann, bekannt, können mit Gl. 4-4 und Gl. 4-5 die tatsächlichen Anteile der gelieferten Wärmemengen aus jeweils dem Heizwerk und Wärmespeicher berechnet werden.

$$\beta = \min \left( 1, \frac{T_{top} - T_r}{T_s - T_r} \right) \quad \text{Gl. 4-1}$$

$$Q_{Anteil-Wärmespeicher} + Q_{Anteil-Nachheizen} = Q_{Anteil-Wärmebedarf} \leq Q_{Wärmebedarf} \quad \text{Gl. 4-2}$$

$$Q_{Anteil-Wärmebedarf} = \min \left( \frac{Q_{Aufheizen max}}{(1 - \beta)}, Q_{Wärmebedarf}, \frac{Q_{max.Entladeleistung}}{\beta} \right) \quad \text{Gl. 4-3}$$

$$Q_{\text{Anteil-Aufheizen}} = (1 - \beta) \cdot Q_{\text{Anteil-Wärmebedarf}} \quad \text{Gl. 4-4}$$

$$Q_{\text{Anteil-Wärmespeicher}} = \beta \cdot Q_{\text{Anteil-Wärmebedarf}} \quad \text{Gl. 4-5}$$

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Zusammenhängen und Beschränkungen gibt es weitere anlagenspezifische Aspekte, die für den Wärmespeicher und die Absorptionswärmepumpe wichtig sind und berücksichtigt werden müssen. Weitere Informationen rund um die verwendete Methodologie, den Annahmen und die Modellierung sind im Anhang A zu finden.

## 4.2. Mürzzuschlag

### 4.2.1. Datengrundlage

Ein Überblick der verwendeten Daten ist in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: Überblick der verwendeten Daten für den untersuchten Standort (Mürzzuschlag) in Bezug auf Zeitraum und Quelle pro Datensatz

Standort	Zeitraum von...	Datensatz	Informationsquelle
Mürzzuschlag	1.4.2017 bis 31.3.2018	Wärmebedarf	Stadtwerk
		Wetterdaten (Außenluft)	Meteonorm V7.1.11.24422
		Wetterdaten (Solare Einstrahlung)	
		Vor- und Rücklauftemperatur	Stadtwerk & Annahmen
		Ökonomische Randbedingungen	Stadtwerk & Annahmen

Es liegen stündliche Daten der eingespeisten Wärme pro Erzeugungsanlage von Anfang April 2017 bis Ende März 2018 vor. Insgesamt werden rund 27,6 GWh/a eingespeist, davon werden ca. 19,1 GWh/a und 8,5 GWh/a mit jeweils Biomasse und gasbetriebenen Anlagen erzeugt. Dies entspricht einem erneuerbaren Anteil von 69 %. Der Gasverbrauch findet über das ganze Jahr hindurch statt, siehe Abbildung 41.

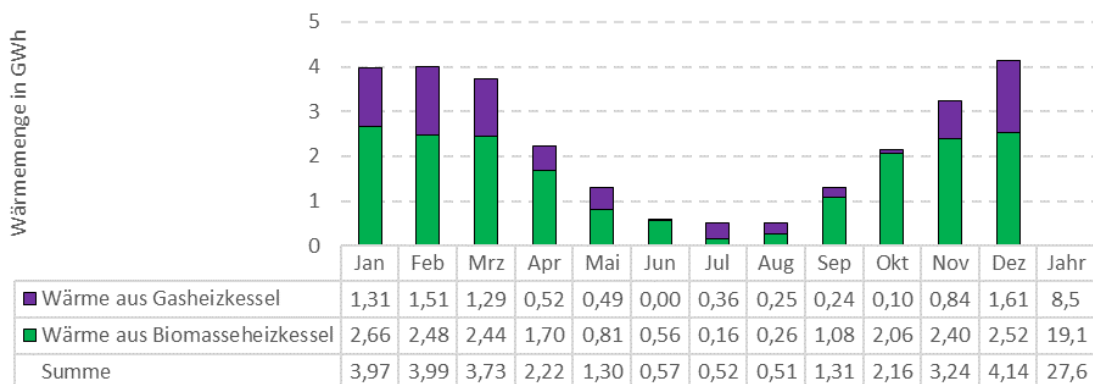


Abbildung 41: Status Quo 2017/18. Monatliche Aufteilung der jeweils mit Gas und Biomasse erzeugten Wärme für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Mürzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC)

Die Endenergie pro Brennstoff wird zusammen mit den CO<sub>2</sub>-Konversionsfaktoren aus Tabelle 25 verwendet, um den gesamten Umwelteffekt in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten für den Status Quo 2017/18 zu ermitteln, siehe Tabelle 9. Insgesamt werden ca. 3.923 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent abgeben.

Tabelle 9: Überblick der ökologischen Bewertung für den Status Quo 2017/18 in Müzzuslag.

Brennstoff	Jahresnutzungsgrad	Endenergiebedarf in MWh/a	CO <sub>2</sub> Äquivalente in Tonnen
Erdgas	0,82	10.280	2.612
Holz hackschnitzel	0,85	22.459	1.311
Gesamt	-	33.739	3.923

Basierend auf den Messdaten von Vor- und Rücklauftemperatur ( $T_i$ ) und erzeugter Wärme pro Heizwerk ( $Q_i$ ) wurde eine gewichtete Temperatur ( $\bar{T}$ ) für die Vor- und Rücklauftemperatur nach Gl. 4-6 ermittelt. Die erhaltenen Vor- und Rücklauftemperaturen sind in Abbildung 42 dargestellt. Die ermittelte Vor- und Rücklauftemperatur dient als Rahmenbedingungen für die untersuchten Konzepte.

$$\bar{T} = \frac{\sum Q_i(t) \cdot T_i(t)}{\sum Q_i(t)} \quad \text{Gl. 4-6}$$

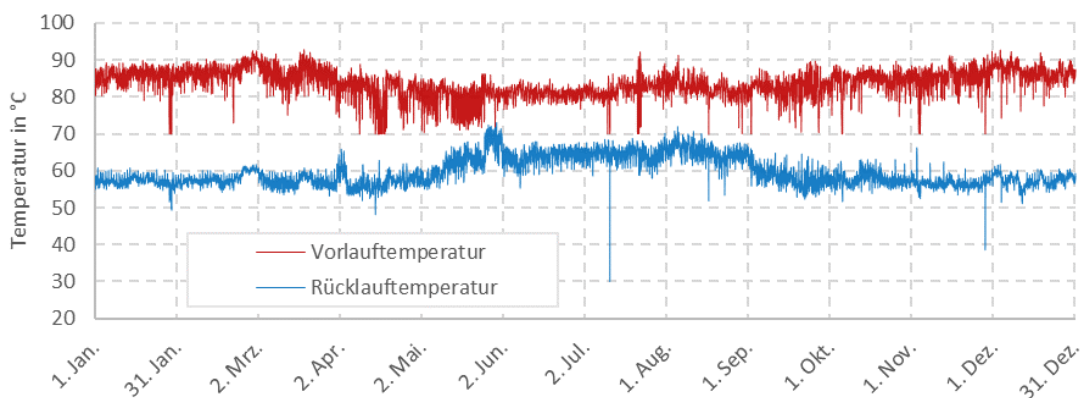


Abbildung 42: Gewichtete Vor- und Rücklauftemperatur für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in FW-Müzzuslag. (Quelle: AEE INTEC)

#### 4.2.2. Technische Aspekte und Modellierung

Das Konzept fokussiert sich auf die Verringerung des Gasverbrauchs mit Hilfe einer Solaranlage und eines großvolumigen Wärmespeichers. Die untersuchten Kombinationen sind in Abbildung 43 dargestellt. Bei der ersten Reihe von Berechnungen wurden für Speichergrößen größer als 40.000 m<sup>3</sup> die Speichertechnologie Erdbeckenspeicher (PTES) statt Tankspeicher (TTES) verwendet. Darüber hinaus soll die Einbindung einer Absorptionswärmepumpe (AWP) untersucht werden.

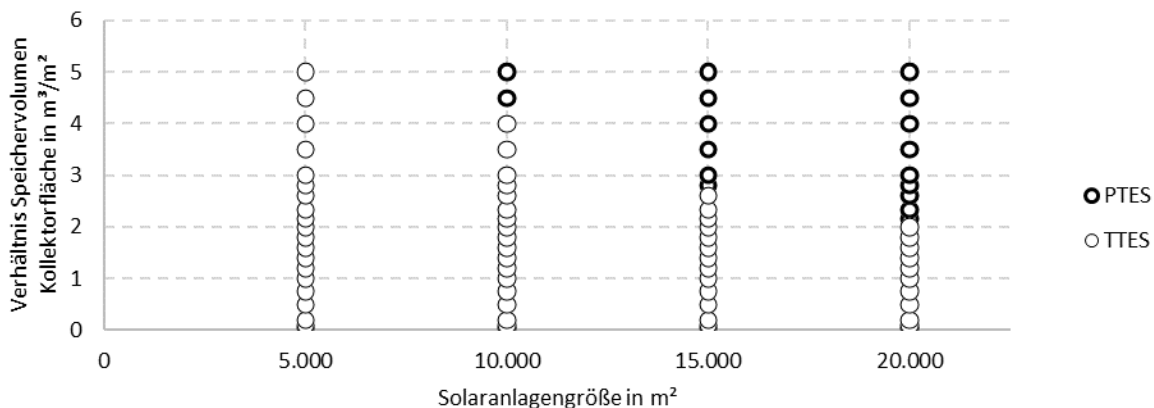


Abbildung 43: Überblick der untersuchten Kombinationen von Wärmespeichern und Solaranlagen. PTES Varianten sind mit dickem Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC)

Das Energiesystem wird auf vereinfachte Weise mit Solaranlagen-, Wärmespeicher- und Heizwerkmodellen abgebildet, siehe Abschnitt 4.1. Die Abbildung des Energiesystems fokussiert sich zuerst auf die Bestimmung einer passenden Kombination von Solaranlagen und verschiedenen Wärmespeichergrößen und weiter auf die Bestimmung einer passenden Größe einer Absorptionswärmepumpe.

Die verwendeten Einsatzreihenfolgen mit und ohne AWP sind in Tabelle 10 zusammengefasst. Solarwärme soll direkt oder über den Wärmespeicher genutzt werden und hat Priorität vor den bestehenden Heizwerken. Hier ist darauf hinzuweisen, dass es schwer zu entscheiden ist, ob in den Sommermonaten Wärme aus Biomasse- oder Gas-Heizwerken eingespeist werden soll. Dies liegt daran, dass die Einbindung einer größeren Solaranlage und eines größeren Wärmespeichers nötig wäre, um den Wärmebedarf im Sommer sowie in den Übergangsmonaten größtenteils decken zu können. In diesem Kontext ist der Wärmebedarf, der mit den Heizwerken gedeckt werden soll, in den Sommermonaten und Übergangsmonaten gering und intermittierend. Aus diesem Grund können die aktuellen Stillstandzeiten der Biomasseheizwerke evtl. ungünstig sein. Um den Anteil von Biomasse und Gas zu ermitteln, müssten spezifische Stillstandzeiten und Regelungen für jede Variante neu ausgelegt werden. Diese Aspekte werden für eine genauere Analyse in Kapitel 5 vorbehalten. Hier wird davon ausgegangen, dass das Biomasseheizwerk genau so viel Wärme pro Stunde liefern kann, wie beim Status Quo; d.h. die maximale Leistung wird anhand der Messdaten festgelegt.

Tabelle 10: Überblick der untersuchten Einsatzreihenfolge mit (rechts) und ohne (links) Absorptionswärmepumpe für das Szenario in Müzzuschlag.

Priorität in der Einsatzreihenfolge	Anlage	
	Variante ohne AWP	Variante mit AWP
1	Solaranlage	Absorptionswärmepumpe
2	Wärmespeicher	Solaranlage
3	Biomasse – Heizwerke	Wärmespeicher
4	Gas – Heizwerke	Biomasse – Heizwerke
5	-	Gas – Heizwerke

Hier ist darauf hinzuweisen, dass, obwohl der Sollwert der Vorlauftemperatur im Wärmenetz Mürrzuschlag oft über 85 °C liegt (siehe Abbildung 42), akzeptiert wird, dass Wärme mit 85 °C ins Wärmenetz eingespeist wird. Grundsätzlich sollte dies nach Gesprächen mit dem EVU für kleinere Leistungen kein Problem sein, da die Kunden im nördlichen Bereich des Netzes keine sehr hohen Temperaturen anfordern.

Die AWP wird in den untersuchten Szenarien zur Ausnutzung der Wärme aus dem mittleren und unteren Bereich des Wärmespeichers eingesetzt. Eine genauere Beschreibung der Betriebsmodi ist in Anhang A zu finden. Um das Simulationsmodell möglichst einfach zu halten, wurde für die AWP ein konstanter thermischer COP von 1,7 angenommen.

### 4.2.3. Ergebnisse

#### Varianten ohne AWP

In Abbildung 44 ist der Anteil an verlorener Wärme, die nicht gespeichert werden kann (Wärmespeicher voll bzw. Temperatur im unteren Bereich des Wärmespeichers hat 80 °C erreicht), in Prozent der gelieferten Solarwärme als Referenzwert dargestellt. Jede Reihe von Punkten entspricht einer Solaranlagengröße (vgl. mit Abbildung 43). Grundsätzlich steigt der Solarertrag mit der Vergrößerung des Wärmespeichers bis auf den Punkt, an dem keine Solarwärme mehr verloren geht (< 1 %). Dies wird sichtbar bei den Varianten mit 5.000, 10.000 und 15.000 m<sup>2</sup> Solaranlagengröße. Die Wärmeverluste der Varianten mit Erdbeckenspeicher sind nach unserer Annahme leicht erhöht gegenüber den Varianten mit TTES, siehe Verschiebung der Ergebnisse nach links bei der Übergangsgröße.

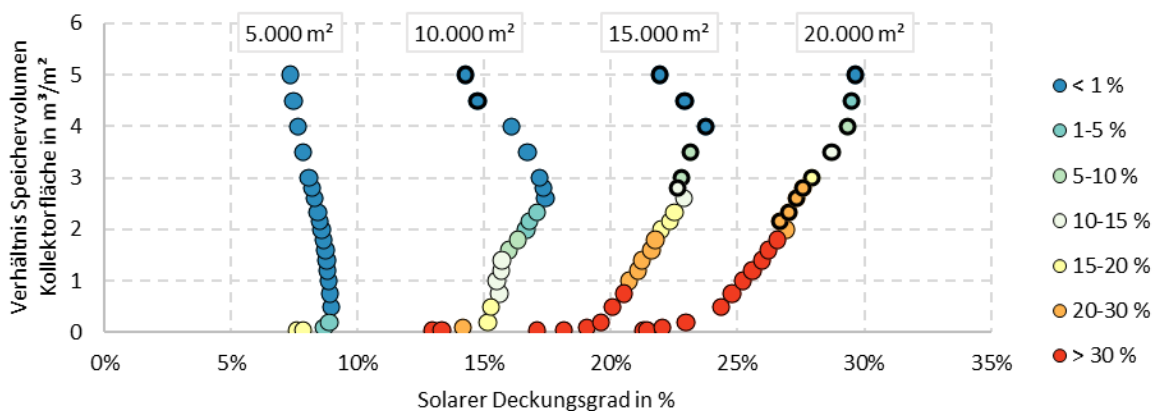


Abbildung 44: Verlorene Wärme pro untersuchte Kombination von Speichergröße und Solaranlagengröße. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dickem Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC)

Die Überdimensionierung des Wärmespeichers bzw. Verringerung des solaren Deckungsgrades kann mit der Analyse der absoluten und spezifischen Solarerträge bewertet werden, siehe Abbildung 45.



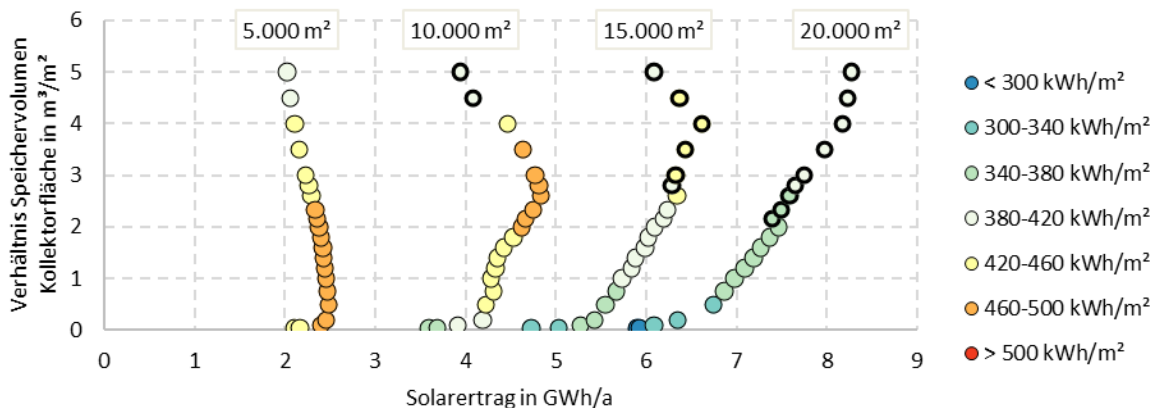


Abbildung 45: Überblick der eingespeisten Solarwärme und spezifischen Solarerträge pro untersuchter Kombination von Speichergröße und Solaranlagengröße. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dicken Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC)

Hier ist darauf hinzuweisen, dass die Auslegung mit der minimal verlorenen Wärme bzw. dem absoluten oder spezifischen Solarertrag nicht der optimalen Auslegung aus wirtschaftlicher Sicht entspricht, vgl. Abbildung 45 mit Abbildung 46. Leicht unterdimensionierte Wärmespeicher (aus energetischer Sicht) sind aus wirtschaftlicher Sicht eine optimalere Auslegung für eine bestimmte Solaranlagengröße. Anders kann die Vergrößerung der Wärmespeicher aus ökonomischer Sicht begründet werden, wenn sie eine erhebliche Steigerung des Solarertrages mit sich bringt.

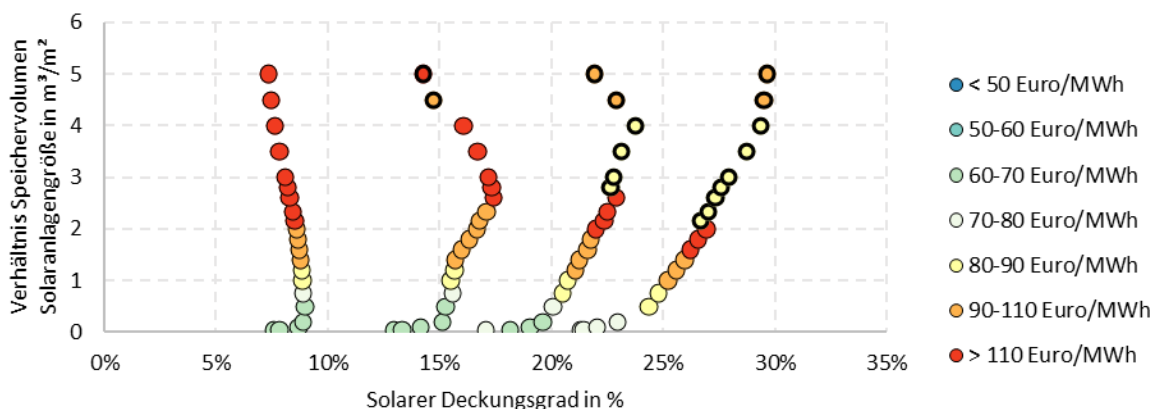


Abbildung 46: Wärmegestehungskosten des Teilsystems (Solaranlage + Wärmespeicher) ohne Förderung. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dickem Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC)

Der festgelegte Wärmekaufpreis für Biomasse und gasbetriebene Heizwerke wurde jeweils auf 41 und 45 Euro/MWh festgelegt. Die Wärmegestehungskosten des Status Quo liegen bei 42,2 Euro/MWh. Somit wurden mit den bestehenden Annahmen für alle Kombinationen leicht erhöhte Wärmegestehungskosten für die Solarwärme des Teilsystems erreicht. Eine Förderung von 30 % auf die Investitionskosten würde die Wärmegestehungskosten an die Wärmekaufkosten des bestehenden Anlagenparks annähern, siehe Abbildung 47.

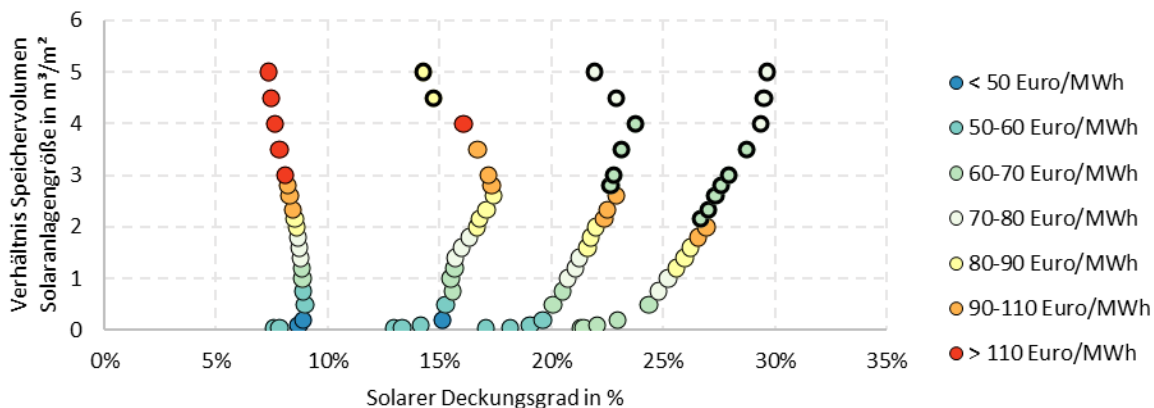


Abbildung 47: Wärmegestehungskosten des Teilsystems (Solaranlage + Wärmespeicher) unter Berücksichtigung 30 % Förderung auf die Investitionskosten der Solaranlage und des Wärmespeichers. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dickem Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC)

Ein relevanter Mehrwert des Energiekonzeptes liegt in der Verringerung der Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Die Emissionen des Status Quo liegen bei 3.923 Tonnen/a und könnten bis auf rd. 2.900 Tonnen/a für bestimmte Auslegungen verringert werden. In Abbildung 48 sind die gesamten Emissionen für die unterschiedlichen Auslegungen dargestellt.

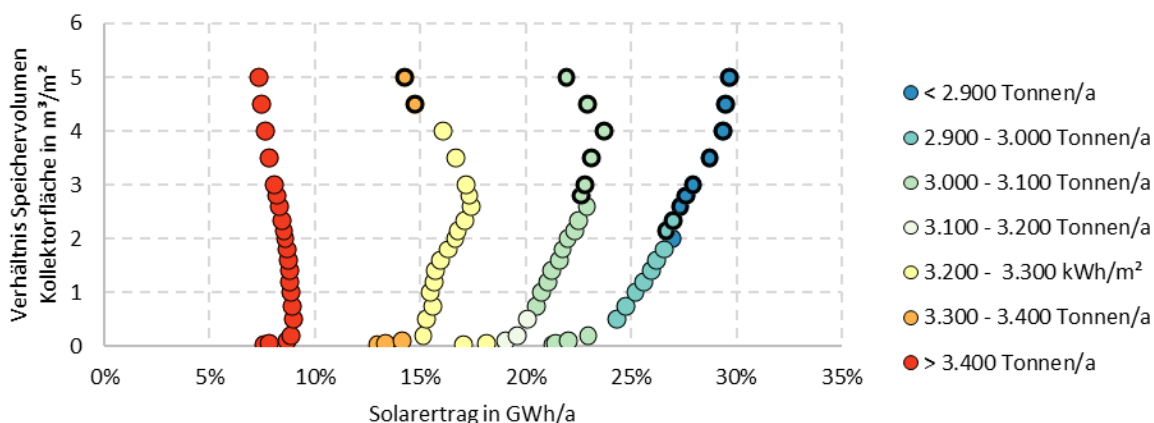


Abbildung 48: Emissionen von CO<sub>2</sub> Äquivalenten des Gesamtsystems pro untersuchter Kombination von Speichergröße und Solaranlagengröße. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dicken Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC)

Zur weiteren Darstellung der Ergebnisse wurden Solaranlagengrößen von 5.000, 10.000 und 15.000 m<sup>2</sup> mit jeweils 180, 20.000 und 35.000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher ausgewählt. Die monatlichen Aufteilungen der gelieferten Wärme für diese Szenarien werden in Abbildung 49 bis Abbildung 51 dargestellt. Mit der Einbindung einer größeren Solaranlage kann der Wärmebedarf im Sommer größtenteils gedeckt werden. Von Oktober bis März wird kaum Wärme aus dem Wärmespeicher entnommen, da der Großteil der Solarwärme direkt verwendet wird.

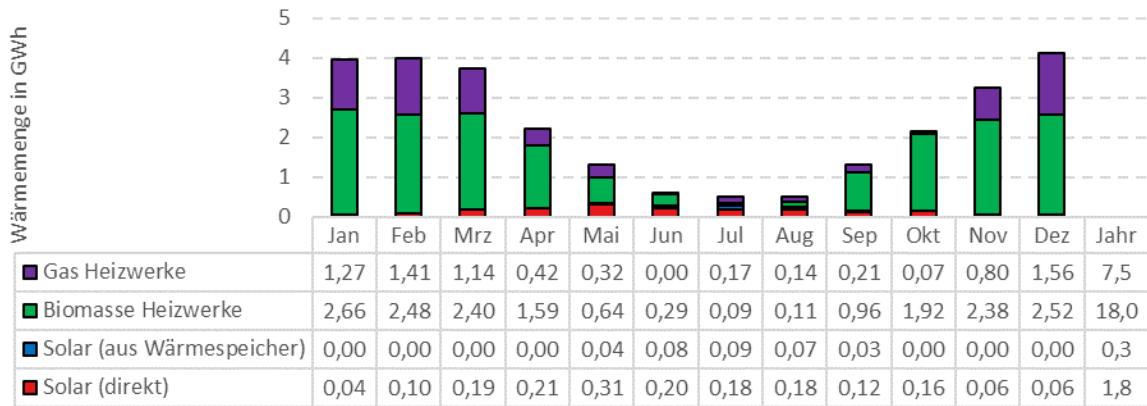


Abbildung 49: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für die Variante 180 m<sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 5.000 m<sup>2</sup>. (Quelle: AEE INTEC)

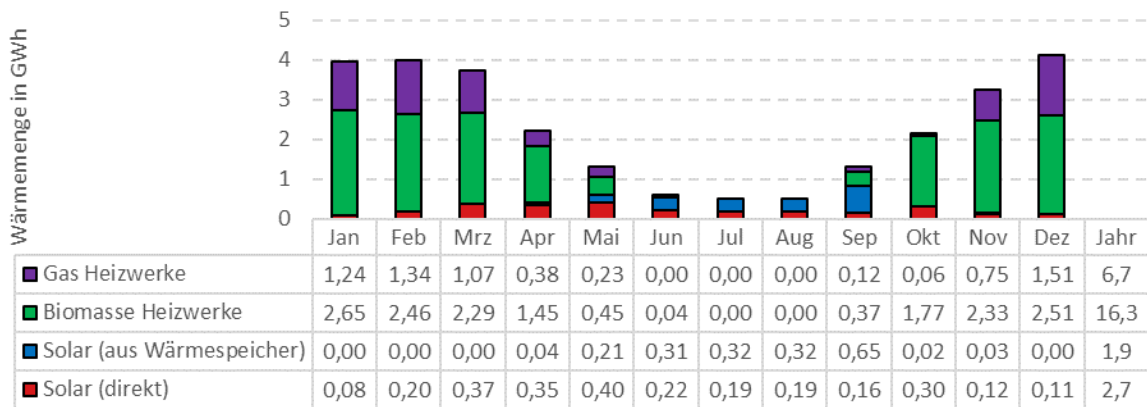


Abbildung 50: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für die Variante 20.000 m<sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 10.000 m<sup>2</sup>. (Quelle: AEE INTEC)

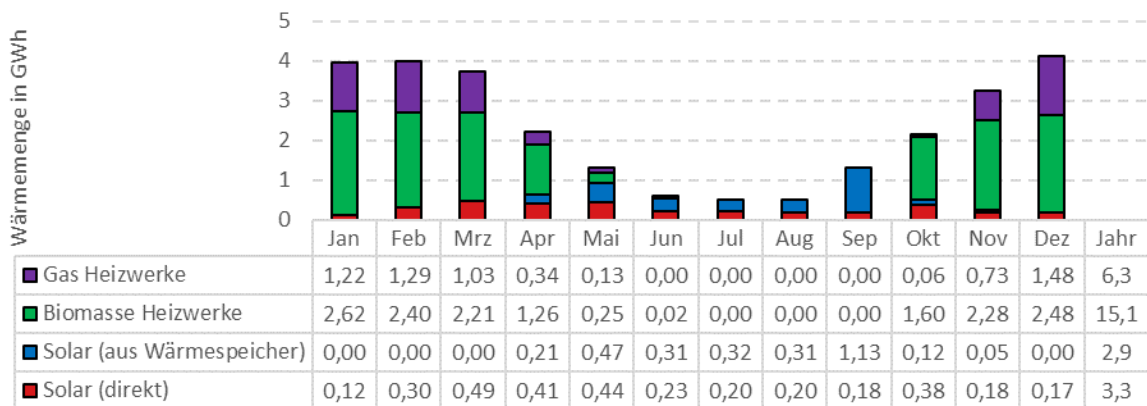


Abbildung 51: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für die Variante 35.000 m<sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 15.000 m<sup>2</sup>. (Quelle: AEE INTEC)

## Varianten mit AWP

Die Ergebnisse ohne AWP zeigen, dass von Oktober bis März kaum Wärme aus dem Wärmespeicher entnommen wird, siehe Abbildung 49 bis Abbildung 51. Basierend auf dieser Tatsache sind die Stillstandzeiten der AWP von 1. Mai bis 31. September festgelegt. Angenommen wird, dass die AWP mit Wärme aus einem neuen Biomasse-Heizwerk angetrieben wird. Für die ökonomische Bewertung werden die Investitions- und Wartungskosten der AWP berücksichtigt. Die Antriebswärme für die AWP wird pauschal mit 40 Euro/MWh mitbetrachtet.

Mit der Einbindung der AWP kann eine Erhöhung des solaren Deckungsgrades erreicht werden, siehe Abbildung 52. Der solare Deckungsgrad wird aber nur bis zu einer gewissen AWP-Leistung steigen und bei weiterer Leistungserhöhung der AWP relativ konstant bleiben.

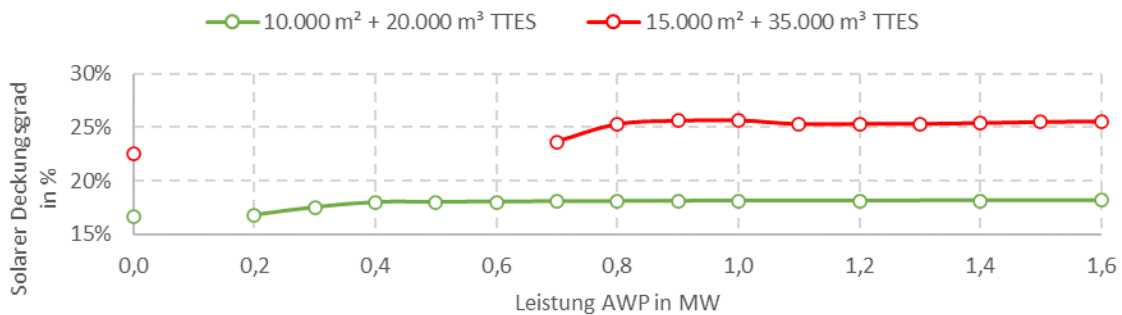


Abbildung 52: Solarer Deckungsgrad für die Variante 10.000 m<sup>2</sup> + 20.000 m<sup>3</sup> (grün) und 15.000 m<sup>2</sup> + 35.000 m<sup>3</sup> (rot) mit und ohne AWP. (Quelle: AEE INTEC)

Die ökonomische Bewertung des Systems zeigt eine deutliche Verringerung der Wärmegestehungskosten des Teilsystems, siehe Abbildung 53, und eine leichte Verbesserung der Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems im Vergleich zum Szenario ohne AWP, siehe Abbildung 54.

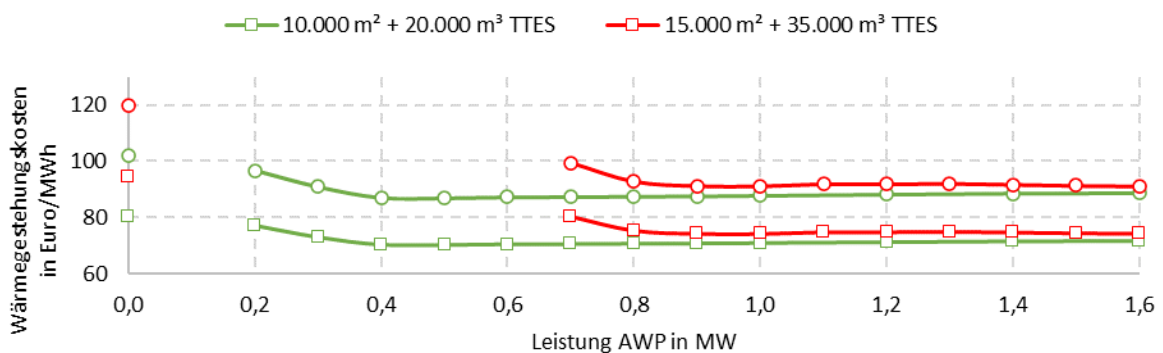


Abbildung 53: Wärmegestehungskosten des Teilsystems (Solaranlage, AWP, Wärmespeicher) mit 30 % Förderung auf die Investitionskosten (viereckige Markierung) und ohne Förderung (runde Markierung) für die Variante 10.000 m<sup>2</sup> + 20.000 m<sup>3</sup> (grün) und 15.000 m<sup>2</sup> + 35.000 m<sup>3</sup> (rot) mit und ohne AWP. (Quelle: AEE INTEC)

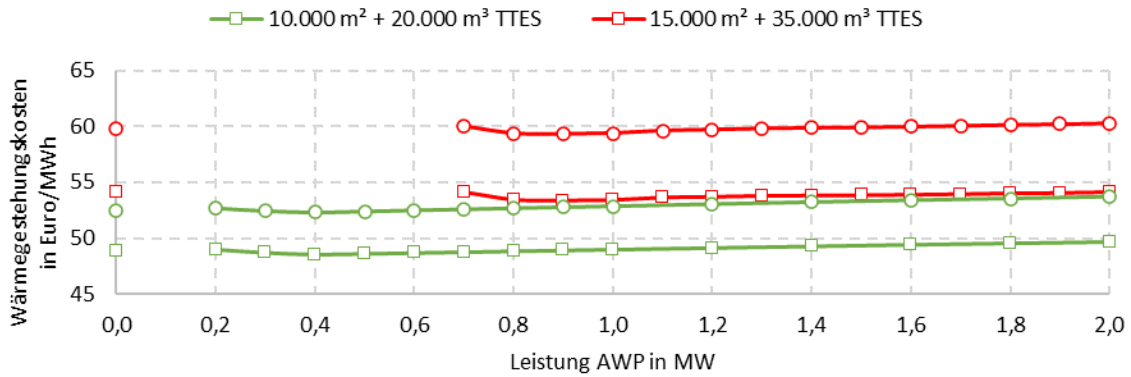


Abbildung 54: Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems mit 30 % Förderung auf die Investitionskosten (viereckige Markierung) und ohne Förderung (runde Markierung) für die Variante 10.000 m<sup>2</sup> + 20.000 m<sup>3</sup> (grün) und 15.000 m<sup>2</sup> + 35.000 m<sup>3</sup> (rot) mit und ohne AWP.

Ein relevanter Mehrwert des Energiekonzepts liegt in der Verringerung der Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Diese können im Vergleich zum Status Quo (3.923 Tonnen CO<sub>2</sub> Äquivalente/a) stark verringert werden, siehe Abbildung 55.

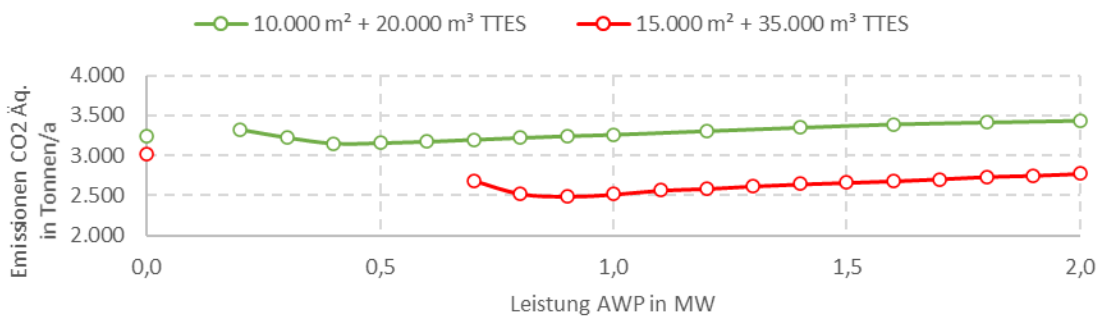


Abbildung 55: Emissionen von CO<sub>2</sub> Äquivalente für die Variante 10.000 m<sup>2</sup> + 20.000 m<sup>3</sup> (grün) und 15.000 m<sup>2</sup> + 35.000 m<sup>3</sup> (rot) mit und ohne AWP. (Quelle: AEE INTEC)

Zur weiteren Diskussion der Ergebnisse werden die Varianten 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage mit 20.000 m<sup>3</sup> TTES und 15.000 m<sup>2</sup> Solaranlage mit 35.000 m<sup>3</sup> TTES mit jeweils 0,5 und 1 MW Leistung der AWP verwendet.

Hauptziel der AWP ist die Nutzung der Wärme aus dem Wärmespeicher, die aufgrund zu niedriger Temperatur nicht ins Netz eingespeist werden kann (Es existiert kein Heizwerk am Solarfeld und die Möglichkeit, eines zu errichten, wird nicht untersucht). Die Einbindung der AWP erlaubt dessen Nutzung und führt demzufolge zu einer Erhöhung der eingespeisten Solarwärme, siehe Tabelle 11. Wärme aus der AWP wird prioritär ins Netz eingespeist, siehe Tabelle 10. D.h. die Wärme des Teilsystems wird dafür verwendet, für den Wärmebedarf aufzukommen, der bisher sowohl mit Biomasse als auch mit gasbetriebenen Heizwerken gedeckt wurde.

Tabelle 11: Jährliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für ausgewählte Varianten. Stillstandzeiten des Biomasseheizwerks nach Status Quo. Angenommen wird, dass die Antriebswärme für die AWP aus einem Biomasse-Heizwerk stammt.

Solaranlage in m <sup>2</sup> / Speichergröße in m <sup>3</sup> / AWP in MW	Solarwärme in GWh/a	Aus Biomasse Hw. in GWh/a (davon Antrieb AWP)	Aus Gas Hw. in GWh/a	Solarer Deckungsgrad in %	Erneuerbare Wärme in %
10.000 / 20.000 / 0	4,6	16,4	6,7	17	76
10.000 / 20.000 / 0,5	5,0	16,1 (1,3)	6,5	18	76
15.000 / 35.000 / 0	6,2	15,2	6,3	23	77
15.000 / 35.000 / 1	7,1	16,1 (2,6)	4,4	25	84

Die AWP erlaubt eine tiefere Entladung des Wärmespeichers und somit eine Steigerung des Solarertrags als auch eine Erhöhung der Wärmekapazität des Wärmespeichers. In Abbildung 56 ist der Temperaturverlauf im unteren, mittleren und oberen Bereich des Wärmespeichers mit und ohne AWP dargestellt.

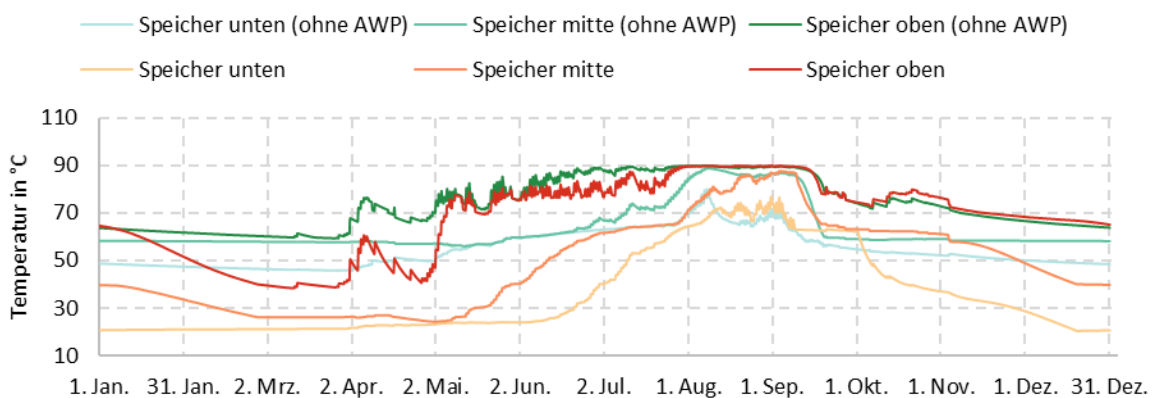


Abbildung 56: Temperaturverlauf im Wärmespeicher auf drei unterschiedlichen Höhen für die Variante 20.000 m<sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 10.000 m<sup>2</sup> mit 0,5 MW AWP (rote Linien) und ohne AWP (grüne Linien). Stillstandzeiten des Biomasseheizwerks nach Status Quo. AWP von 1. Mai bis 31. September außer Betrieb. (Quelle: AEE INTEC)

Wie in Abbildung 56 zu sehen ist, liegt die Temperatur für die Variante mit AWP im oberen Bereich des Wärmespeichers Ende Februar schon unter 45 °C, sodass die AWP nach den festgelegten Annahmen schon Ende Februar den Wärmespeicher voll entladet hat und nicht weiter Wärme aus dem Wärmespeicher entziehen kann, siehe Abbildung 57. Eine Vergrößerung der AWP würde lediglich dazu führen, dass der Wärmespeicher früher komplett entladet wird. Wärme aus dem Wärmespeicher wird wieder in den Verdampfer der AWP geschickt, sobald die Speichertemperatur über 45 °C liegt. Das würde für die dargestellte Variante (10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage + 20.000 m<sup>3</sup> TTES + 0,5 MW AWP) erst im April stattfinden.

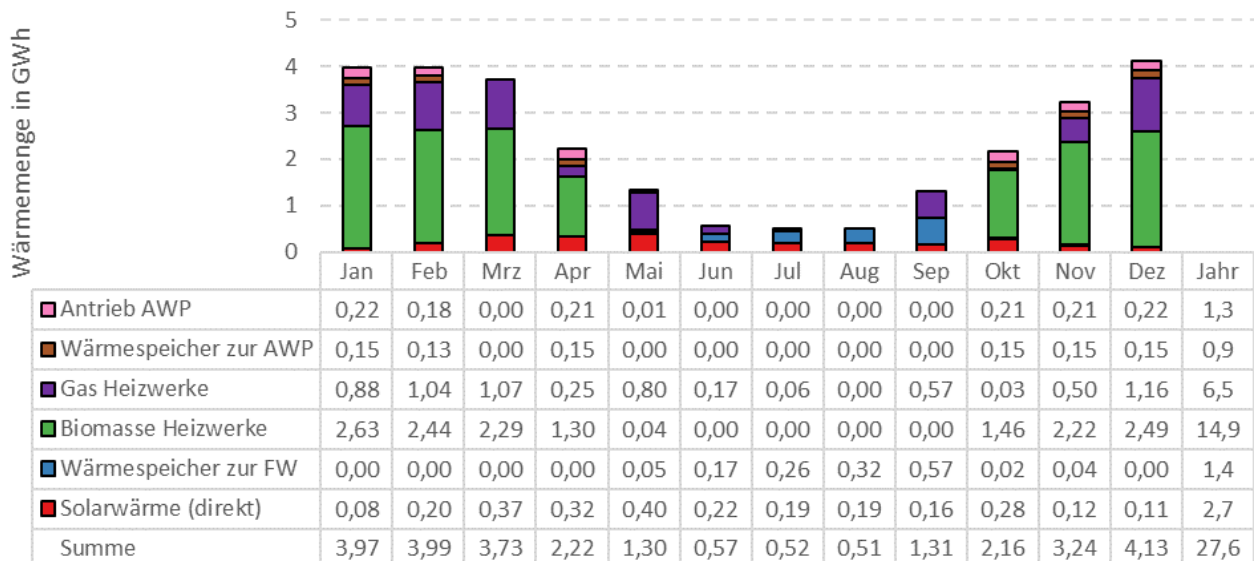


Abbildung 57: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für die Variante mit 20.000 m<sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 10.000 m<sup>2</sup>, AWP von 0,5 MW. Stillstandzeiten der Biomasseheizwerke nach Status Quo. (Quelle: AEE INTEC)

#### 4.2.4. Konklusion

Das Energiekonzept mit und ohne AWP zeigt sich ökologisch sinnvoll durch starke Verringerung der Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Die Ergebnisse zeigen, dass die besten wirtschaftlichen Solarwärmekosten mit unterdimensionierten Speichern erreicht werden; d.h. besser Solarwärme ungenutzt lassen, als den Wärmespeicher zu groß auszulegen. Hier ist darauf hinzuweisen, dass die ggf. benötigte aktive Rückkühlung zum sicheren Betrieb der Solaranlage nicht berücksichtigt wurde.

Der PTES zeigt sich aus energetischer Sicht etwas schlechter als der Tankspeicher. Hier ist darauf hinzuweisen, dass der PTES nur grob modelliert wurde und eine genauere Betrachtung sinnvoll wäre, um eine genauere Bewertung des Systems zu erreichen. PTES sind aus ökonomischer Sicht (laut Annahmen) sinnvoller als TTES. Angenommen wurde, dass ab 40.000 m<sup>3</sup> PTES statt TTES gebaut werden. Aus dänischer Erfahrung sind bereits Projekte mit kleineren Volumina mit PTES realisiert worden, z.B. in Marstall mit 10.000 m<sup>3</sup>. Der verwendete Grenzwert von 40.000 m<sup>3</sup> soll nicht als „Muss“ gesehen werden und bei der Realisierung eines Projektes soll die mögliche Nutzung der PTES Speichertechnologie mit den entsprechenden Rahmenbedingungen überprüft werden.

Die Einbindung einer AWP wurde für die Varianten mit großem Wärmespeicher untersucht. Dies scheint unter den bestehenden Rahmenbedingungen sinnvoll zu sein. Hier ist darauf hinzuweisen, dass es sich um günstige Rahmenbedingungen handelt, da Wärme kontinuierlich mit der AWP eingespeist werden könnte, sodass kleinere AWP-Leistungen zur vollen Entladung des Wärmespeichers ausreichend sind.

### 4.3. Klagenfurt

Für den Standort Klagenfurt ist ein zweistufiges Energiekonzept angedacht, erst die Erhöhung der Betriebsstunden und Flexibilisierung der Biomasse-Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Hilfe der Einbindung eines Erdbeckenwärmespeichers und zweitens die Nachrüstung des Teilsystems mit einer großen Solaranlage.

Aufgrund der hohen Vorlauftemperatur im Netz kann die aus dem Wärmespeicher entnommene Wärme meistens nur zum Vorwärmen des Rücklaufs verwendet werden. Darum ist es notwendig, mit einem Heizwerk den vorgewärmten Massenstrom aufzuheizen. Es wurde die Möglichkeit analysiert, dass diese Aufgabe vom BHKW Ost übernommen werden kann und konkludiert, dass kaum Wärme zum Nachheizen zur Verfügung steht und ein neues Heizwerk gebaut werden sollte.

#### 4.3.1. Datengrundlage

Ein Überblick der verwendeten Daten ist in Tabelle 12 zusammengefasst. Diese wurden auf Basis von 2017 und für das noch nicht gelaufene Jahr 2018 verwendet. Alle Wetterdaten wurden der Software Meteonorm entnommen. Beides führt zu Abweichungen zwischen den Simulationsdaten und den Realdaten der STW Klagenfurt.

Tabelle 12: Überblick über verwendete Daten für den untersuchten Standort (Klagenfurt) in Bezug auf den Zeitraum und Quelle pro Datensatz

Standort	Zeitraum von...	Datensatz	Informationsquelle
Klagenfurt	1.1.2017 bis 31.12.2017	Wärmebedarf	Stadtwerke Klagenfurt
		Wetterdaten (Außenluft)	Meteonorm V7.1.11.24422
		Wetterdaten (Solare Einstrahlung)	
		Vor- und Rücklauftemperatur	Stadtwerke Klagenfurt & Annahmen
		Ökonomische Randbedingungen	Annahmen

Stundenwerte der gesamten erzeugten Wärme für das Jahr 2017 lagen vor. Da zu dieser Zeit bereits weitere Wärmeerzeuger in Planung waren, wurde für das Jahr 2018 diese Datengrundlage verwendet und um die zu erwartenden zusätzlichen Leistungen erhöht. Diese ist in Abbildung 58 dargestellt. Insgesamt werden rund 425 GWh/a eingespeist, davon werden ca. 395 GWh/a und 30 GWh/a mit jeweils Biomasse- und Gas-betriebenen Anlagen erzeugt. Dies entspricht einem erneuerbaren Anteil von 93 %. Der Großteil des Gasverbrauchs konzentriert sich auf den Zeitraum von November bis Februar. Weiters finden sich auch Gasverbräuche in kleinerem Maßstab im März, April und Oktober.



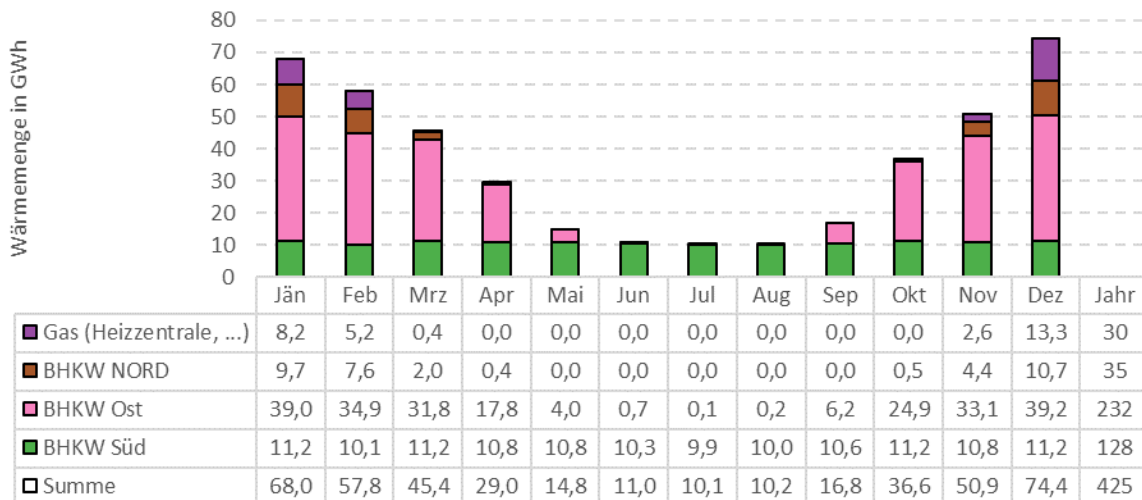


Abbildung 58: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme pro Erzeugungsanlage im Jahr 2017. Abgeleitet aus Daten (Stundenwerte) der Stadtwerke Klagenfurt. (Quelle: AEE INTEC)

Das Verhalten der Rücklauftemperatur über das Jahr wird mit einer Sinuskurve abgebildet. Die Rücklauftemperatur ist am 1. Juli am höchsten (60 °C) und am 1. Januar am niedrigsten (55 °C). Das Verhalten der Vorlauftemperatur wird als Funktion der Außenlufttemperatur definiert, die Abhängigkeit basiert auf den technischen Anschlussbedingungen der Stadtwerke Klagenfurt [66]. Vor- und Rücklauftemperaturen für das untersuchte Jahr sind in Abbildung 59 dargestellt.

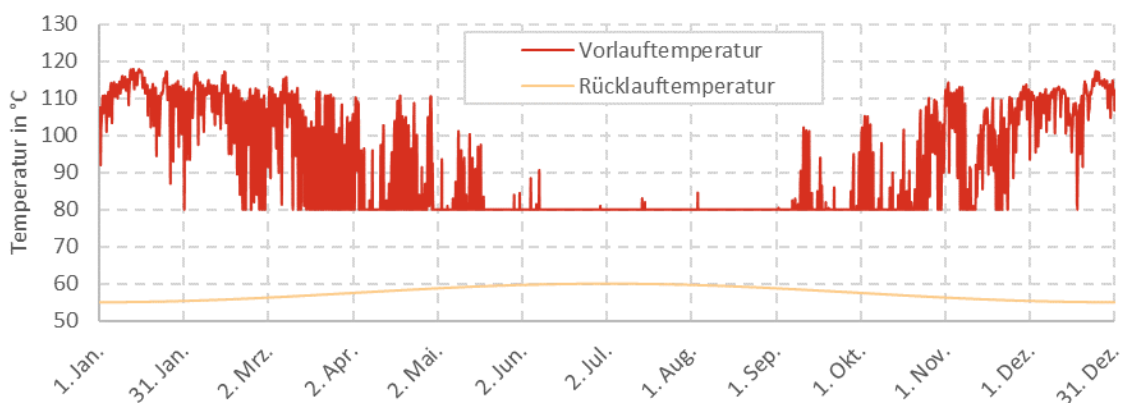


Abbildung 59: Vorlauftemperatur Fernwärmenetz Klagenfurt in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt und Annahmen) und angenommene Rücklauftemperatur. (Quelle: AEE INTEC)

Im Rahmen der Statusanalyse zum Klagenfurter Fernwärmenetz (siehe Kapitel 2) wurden mehrere Standorte zum Aufbau des Erdbeckenspeichers identifiziert. Hiervon wird einer der möglichen Standorte für die technische und ökonomische Betrachtung verwendet: 1,3 km östlich vom BHKW Ost liegt ein Grundstück von ca. 19.000 m<sup>2</sup>, dessen Nutzung für einen Erdbeckenspeicher denkbar ist. Basierend auf den Erfahrungswerten aus Dänemark bzw. dem Grundflächen-Volumen Verhältnis von 0,15 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup> ist ein Wärmespeicher von ca. 125.000 m<sup>3</sup> an diesem Standort denkbar. Darüber hinaus wurden im Rahmen der Statusanalyse mögliche Standorte für den Bau der solarthermischen Großanlage gesucht. Als interessantes Grundstück sind die Freiflächen entlang der neu entstehenden Bahnverbindung Richtung Graz identifiziert worden.

Für die ökonomische Bewertung des Konzeptes wurden marktübliche Preise für die erzeugte Wärme verwendet.

#### 4.3.2. Technische Aspekte und Modellierung

##### Einbindung Erdbeckenspeicher

Das Energiesystem wird auf vereinfachte Art und Weise abgebildet, um den Mehrwert des Konzeptes abzuschätzen, konkret die Erhöhung von Betriebsstunden vom Biomasseheizwerken und die Nutzung der gespeicherten Wärme zum Ersetzen von bisher mit Gas erzeugten Wärme. Untersucht wurde die passende Heizwerkgröße für das Energiekonzept.

Jede Energiezentrale wird mit einem vereinfachten Energie-Block abgebildet, siehe Anhang A. Es wird eine Einsatzreihenfolge festgelegt, in der alle Anlagen in Serie geschaltet sind, siehe Tabelle 13. Biomasse-Heizwerke (BHKW Süd, BHKW Ost und Einspeisung Nord) haben so wie bisher Priorität. Bevor die Wärme aus den gasbetriebenen Heizwerken zum Einsatz kommt, wird Wärme aus dem Wärmespeicher verwendet.

Der 125.000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher wird lediglich mit Wärme aus dem BHKW Ost geladen. Er wird mit Abwärme aus dem KWK-Betrieb, die nicht verwendet wird, als auch Wärme, die bisher ins Netz eingespeist wird, geladen (angedacht ist, mehr Wärme aus Einspeisung Nord (Liebenfels) zu entziehen, und Teile der im BHKW Ost erzeugten Wärme im Wärmespeicher auf 90 °C zwischen zu speichern). In Bezug auf die Abwärme der Stromproduktion wird angenommen, dass 40 MW kontinuierlich über das Jahr verfügbar sind. Der Anteil, der nicht direkt ins Netz eingespeist wird, kann im Wärmespeicher zwischengespeichert werden. Ein Ladezeitraum für die Abwärme von 1. Oktober bis 28. Februar wird hier festgelegt.

Die Ladung des Wärmespeichers mit Abwärme wird über die Zwischenspeicherung von Wärme aus BHKW Ost, die bisher ins Netz eingespeist wurde, priorisiert. Darüber hinaus wird ein kleinerer Zeitraum für die Ladephase mit Wärme aus dem BHKW Ost bzw. Erhöhung der Einspeisung von BHKW Nord festgelegt. Die Ladephase geht von 1. November bis 31. Januar. In diesem Zeitraum wird das BHKW Ost auf Volllast betrieben; d.h. es steht fast keine Abwärme aus BHKW Ost zur Verfügung.

Tabelle 13: Überblick der untersuchten Einsatzreihenfolge für das Energiekonzept in Klagenfurt

Priorität in der Einsatzreihenfolge	Einsatzreihenfolge
1	BHKW Süd
2	BHKW Ost
3	Einspeisung Nord (BHKW Nord - Liebenfels)
4	Wärmespeicher + neues Heizwerk (Nachheizen)
5	Gas betriebene Anlagen (Heizzentrale, ...)

##### Einbindung Solarthermie

Im ersten Schritt wird eine passende Größe der solarthermischen Großanlage für die maximal mögliche Erdbeckenspeichergröße (125.000 m<sup>3</sup>) ermittelt. Im zweiten Schritt wird, basierend auf der ermittelten Solaranlagengröße und dem 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher, die Größe des neuen Heizwerks ermittelt.

Das Energiesystem wird auf vereinfachte Art und Weise abgebildet. Es wird eine Einsatzreihenfolge mit allen Erzeugungsanlagen in Serie geschaltet festgelegt, siehe Tabelle 14. Hier ist darauf hinzuweisen, dass das neue Heizwerk nur als Unterstützung der Solaranlage und des Wärmespeichers verwendet wird. Es wird angenommen, dass das BHKW Süd auch nach 2021 weiter betrieben wird. Die Einspeisung der Solarwärme wird dafür verwendet, die bisher mit dem BHKW Süd gelieferte Wärme zu ersetzen, d.h. die Solarwärme wird prioritär ins Netz eingespeist, aber mit einer maximalen Einspeiseleistung von 15 MW (inkl. Nachheizen). Hier ist darauf hinzuweisen, dass der Wärmespeicher lediglich mit Solarwärme (und nicht Wärme aus dem BHKW Ost) geladen wird.

Tabelle 14: Überblick der untersuchten Einsatzreihenfolge. Das Teilsystem (Solaranlage, Wärmespeicher und neues Heizwerk) darf bis auf 15 MW ins Netz einspeisen.

Priorität in der Einsatzreihenfolge	Einsatzreihenfolge
1	Solaranlage + neues Heizwerk (Nachheizung)
2	Wärmespeicher + neues Heizwerk (Nachheizung)
3	BHKW Ost
4	Einspeisung Nord (BHKW Nord - Liebenfels)
5	BHKW Süd
6	Gasbetriebene Anlagen (Heizzentrale, ...)

### 4.3.3. Ergebnisse

#### Einbindung Wärmespeicher

Aus den Ergebnissen kann der Einfluss der Heizwerkgröße auf das Energiekonzept evaluiert werden. Mit kleineren Heizwerken als 4 MW kann der Wärmespeicher nicht vollständig entladen werden. Ab 5 MW ist die weitere Steigerung der entladenen Wärmemenge pro MW Heizwerk minimal ( $\leq 0,3$  GWh/a) und der Hauptunterschied liegt im Verhältnis der gelieferten Wärme zwischen den Gas-Heizwerken (Heizzentrale, ...) und dem neuen Heizwerk, siehe Abbildung 60. Die Leistung des Wärmespeichers beträgt 17 MW.

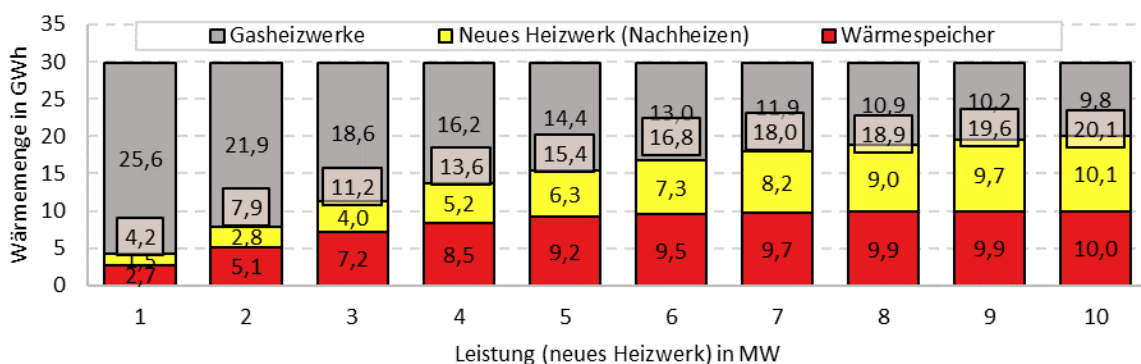


Abbildung 60: Abschätzung der eingespeisten Wärme ins FW-Netz Klagenfurt aus der gasbetriebenen Heizzentrale, dem neuen Heizwerk und der entladenen Wärme aus dem Wärmespeicher in GWh/a in Abhängigkeit der Nennleistung des neuen Heizwerks nach der Einbindung eines 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeichers (Be- und Entladeleistung des Wärmespeichers ist auf 17 MW begrenzt). In den Kästchen ist die Summe der gelieferten Wärmemengen des Teilsystems (neues Heizwerk + Wärmespeicher) dargestellt. (Quelle: AEE INTEC)

Die ökonomische Bewertung des Energiesystems zeigt die optimale Heizwerkgröße aus ökonomischer Sicht für unterschiedliche ökonomische Rahmenbedingungen bzw. variable Kosten für die Wärmeerzeugungskosten des neuen Heizwerks, siehe Abbildung 61. Die optimalen Heizwerkgrößen liegen zwischen 3 und 8 MW mit Wärmegestehungskosten zwischen 30,6 und 30,9 Euro/MWh.

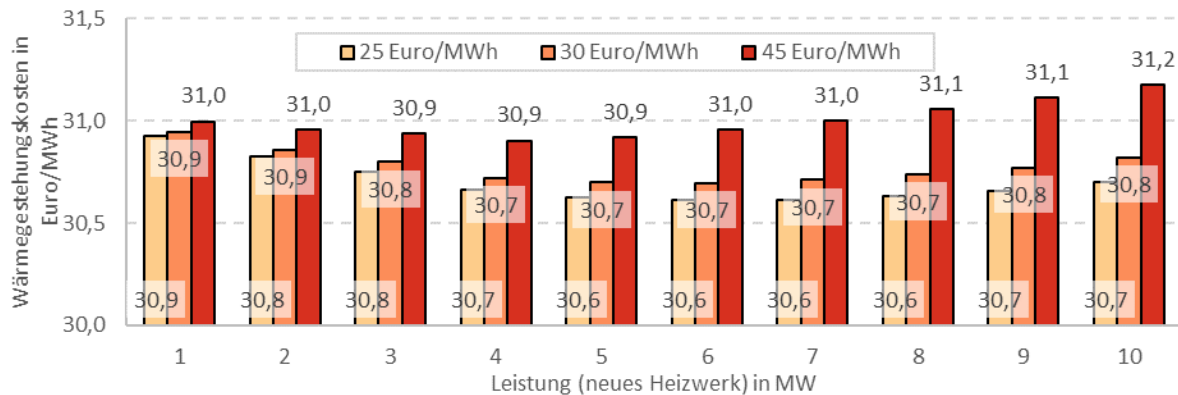


Abbildung 61: Gesamt Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems (ohne Förderung) in Abhängigkeit der Leistung des neuen Heizwerks für unterschiedliche Wärmeerzeugungskosten dieser Anlage (25, 30 und 35 Euro/MWh). Investitions- und Wartungskosten des Heizwerks wurden auch betrachtet. (Quelle: AEE INTEC)

Die ermittelten Wärmegestehungskosten für den Status Quo liegen bei 30 Euro/MWh. Unter Betrachtung einer Förderung von 30 % auf die Investitionskosten des Wärmespeichers und des Heizwerks werden die Wärmegestehungskosten im Vergleich zum Status Quo minimal steigen, siehe Abbildung 62. Die optimalen Heizwerkgrößen liegen in dem Fall zwischen 4 und 10 MW mit Wärmegestehungskosten zwischen 30,2 und 30,5 Euro/MWh. Die drei Beträge der Wärmeerzeugungskosten stehen für variable Kosten der Wärmeerzeugung des neuen Heizwerkes, wobei Investitions- und Wartungskosten auch mitbetrachtet wurden.

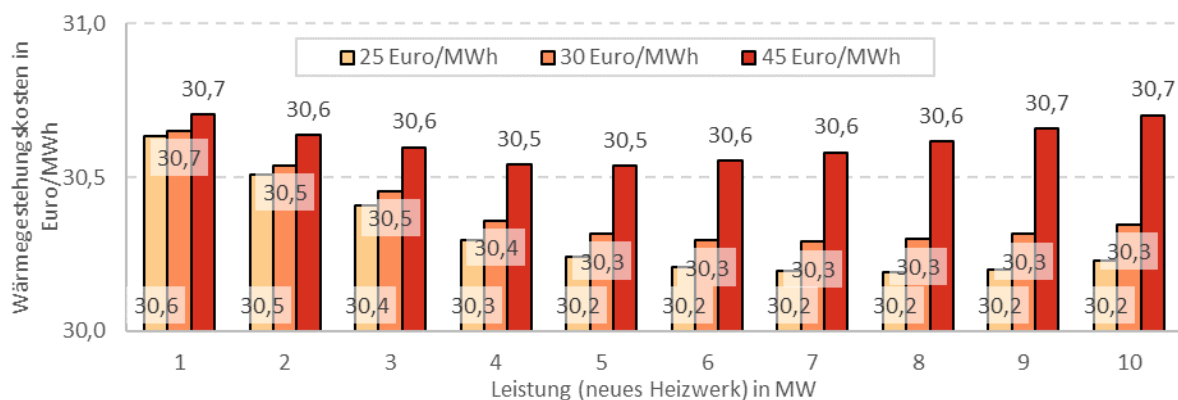


Abbildung 62: Gesamte Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems (mit 30 % Förderung auf den Investitionskosten des Heizwerks und des Wärmespeichers. Grundstückskosten werden nicht gefördert) in Abhängigkeit der Leistung des neuen Heizwerks für unterschiedliche Wärmeerzeugungskosten dieser Anlage (25, 30 und 35 Euro/MWh). Investitions- und Wartungskosten des Heizwerks wurden auch betrachtet. (Quelle: AEE INTEC)

Die Wärmegestehungskosten des Teilsystems ohne Förderung sind relativ hoch. Diese liegen bei über 60 Euro/MWh, siehe Abbildung 63.

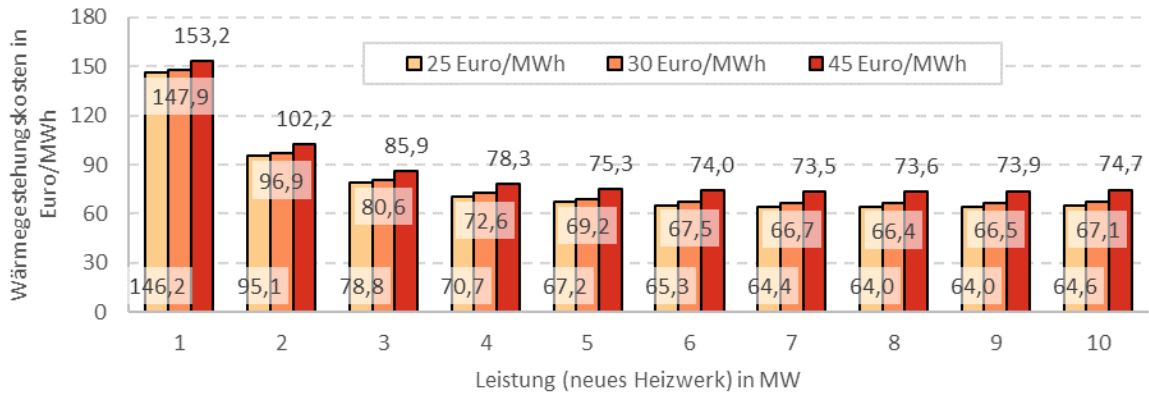


Abbildung 63: Gesamtwärmegestehungskosten des Teilsystems (ohne Förderung) in Abhängigkeit der Leistung des neuen Heizwerks für unterschiedliche Wärmeenergieerzeugungskosten dieser Anlage (25, 30 und 35 Euro/MWh). Investitions- und Wartungskosten des Heizwerks wurden auch betrachtet. (Quelle: AEE INTEC)

Die Auslegung mit einem 4 MW Heizwerk wird zur weiteren Diskussion der Ergebnisse verwendet.

Zum besseren Verständnis des Speicherverhaltens werden beispielhaft die Speichertemperaturen in oberem, mittlerem und unterem Bereich sowie die Entlade- und Ladeleistungen in Abbildung 64 dargestellt. Der Wärmespeicher wird im Oktober mit Abwärme aus dem BHKW Ost stark geladen (hier ist darauf hinzuweisen, dass der Wärmespeicher als voll betrachtet wird, wenn die Temperatur im unteren Bereich die 80 °C Marke erreicht). Die Wärme wird während der kalten Monate (Oktober bis Ende März) entladen und mit Wärme vom BHKW Ost, wenn möglich (wenn kein Gasverbrauch stattfindet und noch übrige Leistung aus den Biomasse Heizwerken zur Verfügung steht) regeneriert.

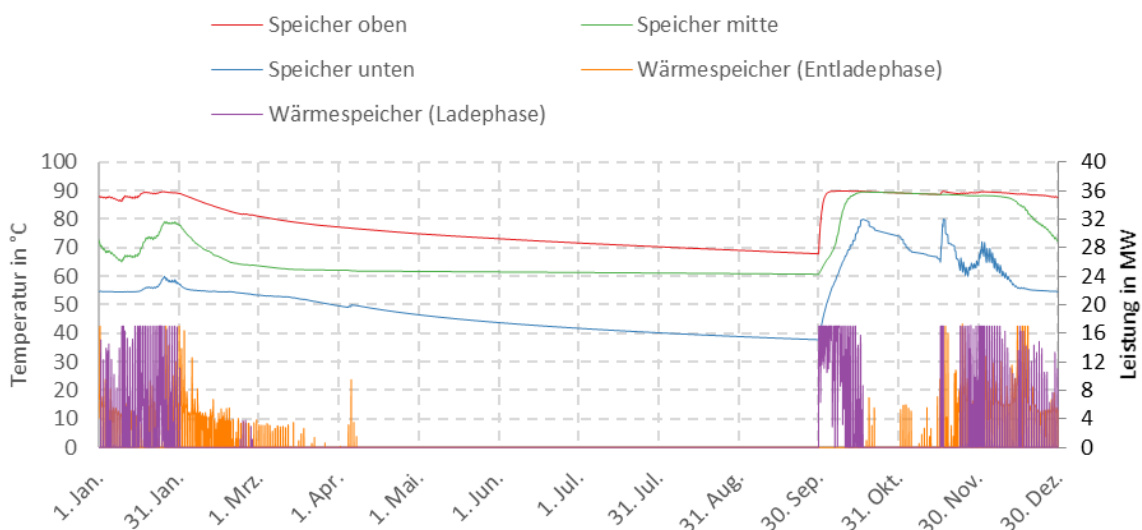


Abbildung 64: Jährlicher Verlauf der Temperaturen im unteren, mittleren und oberen Bereich des Wärmespeichers sowie entladene und geladene Wärme für das Energiekonzept (Einbindung 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher) - Variante mit einem 4 MW Heizwerk. (Quelle: AEE INTEC)

In Abbildung 65 ist dargestellt, wie viel Wärme pro Monat geladen und entladen wird, sowie die benötigte Wärme zum Nachheizen bei der Entladephase. Insgesamt werden ca. 10 GWh/a in den Wärmespeicher geladen (davon sind rd. 4,3 GWh Abwärme) und 8,5 GWh/a entladen. Folgende Annahmen wurden getroffen: Wasserdichte von 980 kg/m<sup>3</sup>, spezifische Wärmekapazität von 4,18 kJ/(kg.K) und Temperaturdifferenz von 30 K (90 - 60°C). Es ergibt sich eine Wärmedichte von 34,1 kWh/m<sup>3</sup>. Ein Wärmespeichervolumen von 125.000 m<sup>3</sup> kann unter diesen Randbedingungen ca. 4,27 GWh Wärme speichern. Somit wird der Wärmespeicher rd. zweimal pro Jahr vollgeladen und entladen.

Um die Wärme ins Netz einzuspeisen, werden ca. 5,2 GWh/a zum Nachheizen benötigt. Die benötigte Wärmemenge zum Nachheizen hängt von der Speichertemperatur, sowie dem Sollwert der Vorlauf- und Rücklauf-temperatur ab. Demzufolge wird an kälteren Tagen und bei nicht warmem Wärmespeicher am meisten Wärme zum Nachheizen benötigt. Das Verhältnis zwischen benötigter Wärme zum Nachheizen und entladener Wärme ist für November, Dezember, Januar und Februar jeweils 0,45, 0,57, 0,64 und 0,79.

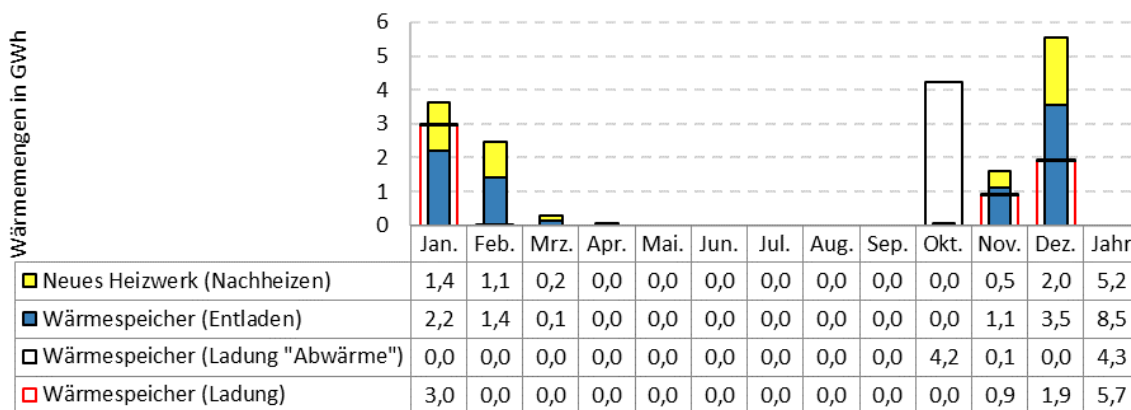


Abbildung 65: Monatliche Aufteilung der geladenen und entladenen Wärme in den bzw. aus dem Wärmespeicher sowie benötigte Wärme zum Nachheizen. Ergebnisse des Konzeptes B (125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher) für die Variante mit einem 4 MW Heizwerk. (Quelle: AEE INTEC)

Die Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten des Energiekonzeptes im Vergleich zum Status Quo können um 3.170 Tonnen pro Jahr verringert werden, siehe Tabelle 15. Der Endenergiebedarf allerdings steigt. Dies liegt daran, dass mehr Wärme erzeugt werden muss (Wärmeverluste des Wärmespeichers müssen kompensiert werden), damit Teile der mit Gas erzeugten Wärme, mit Wärme aus dem Wärmespeicher bzw. Biomasseheizwerken ersetzt werden (Biomasseheizwerke haben laut Annahme einen niedrigen Jahresnutzungsgrad) und damit der Wärmespeicher nur teils mit Abwärme geladen wird (angenommen wird, dass, wenn Wärme aus BHKW Nord eingespeist wird, diese extra erzeugt werden muss, d.h. es handelt sich nicht um Abwärme). Dies führt zu einem höheren Endenergiebedarf und höheren Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten der Biomasse-Heizwerke.

Tabelle 15: Überblick der ökologischen Bewertung nach der Einbindung eines 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeichers und 4 MW Heizwerkes in Klagenfurt im Vergleich zum Status Quo. Angenommen wird ein gemittelter Jahresnutzungsgrad für die Biomasse und Gas betriebenen Heiz(kraft)werke von jeweils 0,82 und 0,88.

Brennstoff	Status Quo		Energiekonzept (Einbindung PTES)	
	Endenergiebedarf in MWh/a	CO <sub>2</sub> Äquivalente in t	Endenergiebedarf in MWh/a	CO <sub>2</sub> Äquivalente in t
<b>Erdgas</b>	33.947	8.627	18.397	4.675
<b>Holzackschnitzel</b>	481.935	28.135	500.615	28.917
<b>Summe</b>	515.882	36.762	519.013	33.592

### Einbindung Solarthermie

Zur Ermittlung der passenden Solaranlagen- und Heizwerkgröße zum 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher wurde für unterschiedliche Kombination bewertet und auch betrachtet wie viel Solarwärme aufgrund eines vollen Wärmespeichers nicht geladen werden kann (Solarwärme kann weder direkt ins Netz eingespeist, noch im Wärmespeicher zwischengespeichert werden). Die ermittelte Wärmemenge „Solarwärme, die nicht gespeichert werden kann“ wird unter der Annahme berechnet, dass die Solaranlage weiter betrieben wird.

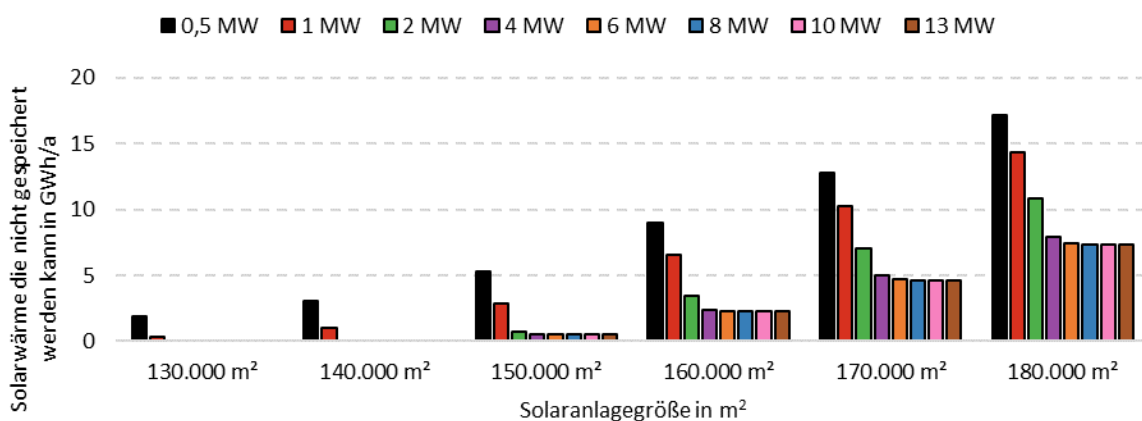


Abbildung 66: Solarwärme, die weder direkt genutzt, noch gespeichert werden kann, für unterschiedliche Heizwerkleistungen und einen 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher in Abhängigkeit der Solaranlagegröße. (Quelle: AEE INTEC)

Je größer die Solaranlage wird, desto größer sollte das Heizwerk sein, um so wenig Solarwärme wie möglich zu verlieren. Bei einer Heizwerkgröße unter 2 MW geht immer Solarwärme verloren. Die Varianten mit Heizwerken  $\leq 2$  MW (schwarze, rote und grüne Balken) verlieren deutlich mehr Solarwärme, als jene Varianten mit den Heizwerken  $\geq 4$  MW. Kaum Unterschiede kann zwischen den Ergebnissen der größeren Heizwerkleistungen (13 MW  $\geq$  Heizwerkleistung  $\geq 4$  MW) beobachtet werden.

Der Skaleneffekt bei den Investitionskosten von Solaranlagen ist für solche Größen nicht mehr relevant, sodass die Verluste der Solarwärme minimiert werden müssen. Dies wird durch die ermittelten Wärmegestehungskosten bestätigt. In Abbildung 67 dargestellt sind die Wärmegestehungskosten des Teilsystems, unter der Annahme, dass Erdbeckenspeicher und

Heizwerk noch nicht finanziert wurden. Betrachtet werden Investitionskosten sowie Betriebs- und Wartungskosten der Anlagen (neues Heizwerk, Solaranlage und Wärmespeicher). Die Wärmegestehungskosten (ohne Förderung) des optimalen Teilsystems befinden sich mit, je nach Kosten für die Antriebswärme, zwischen 35,7 und 37,1 Euro/MWh (rot markiert), sowie einer 140.000 m<sup>2</sup> Solaranlagen- und einer Heizwerkgröße zwischen 2 und 6 MW.

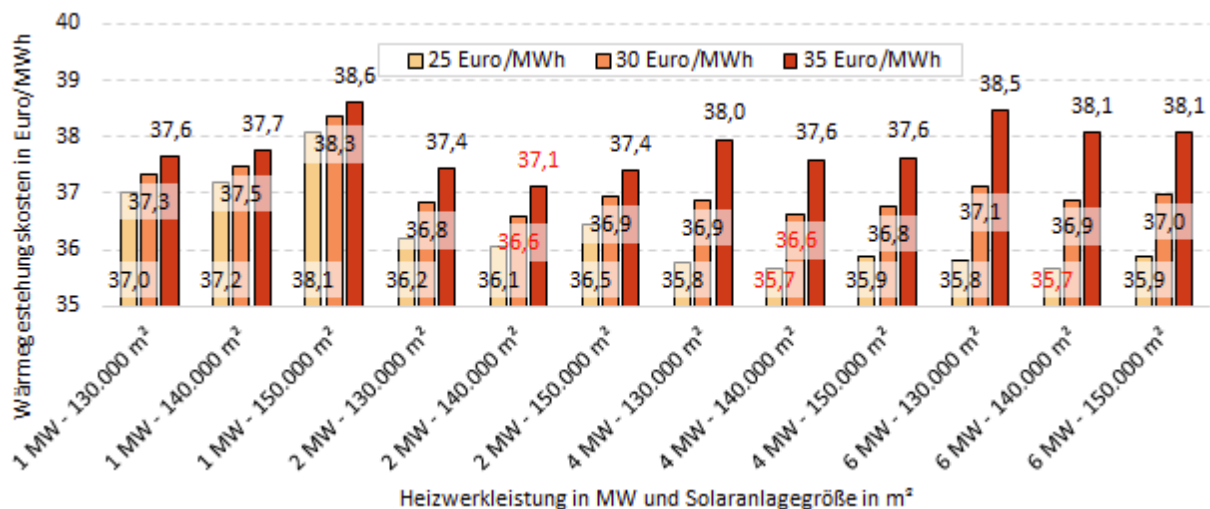


Abbildung 67: Wärmegestehungskosten des Teilsystems ohne Förderung. Betrachtet wurden Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten der Solaranlage, des Heizwerks und des Wärmespeichers. Dargestellt sind die Ergebnisse für unterschiedliche Kosten für das Nachheizen (25, 30 und 35 Euro/MWh) in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Heizwerkleistung für einen 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher und eine Solaranlage mit 150.000 m<sup>2</sup>. (Quelle: AEE INTEC)

Angedacht ist die Einbindung der Solarthermie als zweite Phase des Energiekonzeptes, beispielsweise wenn die Förderung für den Betrieb der Biomasse-Blockheizkraftwerke nicht mehr attraktiv ist. Unter der Annahme, dass Erdbeckenspeicher und Heizwerk schon finanziert wurden, wurden die Wärmegestehungskosten des Teilsystems ohne Förderung ermittelt, siehe Abbildung 68. D.h. in Bezug auf Wärmespeicher und Heizwerk werden lediglich Wartungs- und Betriebskosten berücksichtigt. Die Wärmegestehungskosten (ohne Förderung) des optimalen Teilsystems befinden sich, je nach Kosten für die Antriebswärme, bei 30,3, 31,6 und 32,3 Euro/MWh für jeweils die Kombinationen 6 MW – 130.000 m<sup>2</sup>, 4-6 MW – 130.000/140.000 m<sup>2</sup> und 2 MW – 130.000/140.000 m<sup>2</sup>.



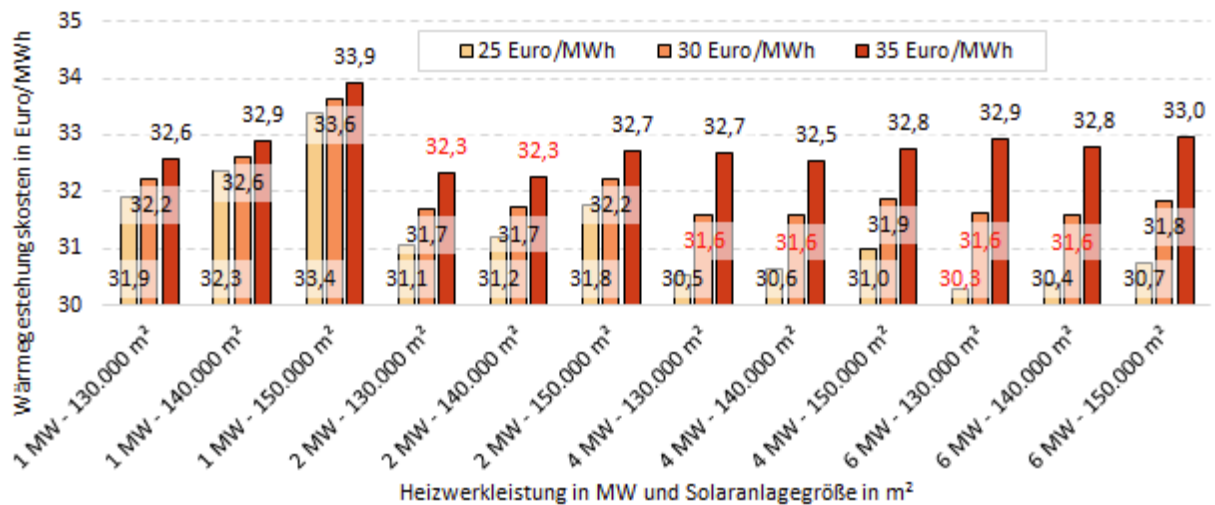


Abbildung 68: Wärmegestehungskosten des Teilsystems ohne Förderung. Betrachtet wurden Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten der Solaranlage und Wartungs- und Betriebskosten des Heizwerks und des Wärmespeichers (Dargestellt sind die Ergebnisse für unterschiedliche Kosten für das Nachheizen: 25, 30 und 35 Euro/MWh) in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Heizwerkleistung für einen 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher und eine Solaranlage mit 150.000 m<sup>2</sup>. (Quelle: AEE INTEC)

Angenommen wurden bei der ersten Phase des Projektes (nur Wärmespeicher) variable Kosten für das Nachheizen von 30 Euro/MWh und keine Förderung; eine Heizwerkgröße von 4 MW wäre optimal. Für die zweite Phase des Projektes wäre eine Solaranlagegröße von 140.000 m<sup>2</sup> zu empfehlen. Diese Kombination wird für die weitere Diskussion des Energiekonzeptes verwendet.

In Abbildung 69 wird die monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme des Teilsystems (aufgeteilt in Solarwärme, die direkt aus der Solaranlage verwendet wird – Solarwärme (direkt) –, Wärme, die aus dem Wärmespeicher entnommen wird – Solarwärme (Wärmespeicher) – und die benötigte Wärme zum Nachheizen) sowie die eingespeiste Wärme für die anderen Heizwerke (BHKW Ost, Einsp. Nord und Gas betriebene Heizwerke) dargestellt. Die Solaranlage ist in der Lage, den ganzen Wärmebedarf in den Sommermonaten zu decken. Dafür wird wenig Wärme zum Nachheizen verwendet. Die kleinen Wärmemengen, die mit BHKW Ost im Juni, Juli und August eingespeist werden, können z.B. mit dem Teilsystem (Solaranlage + Wärmespeicher + neues Heizwerk) ersetzt werden. Hier wird aber die Entladeleistung auf 15 MW begrenzt.

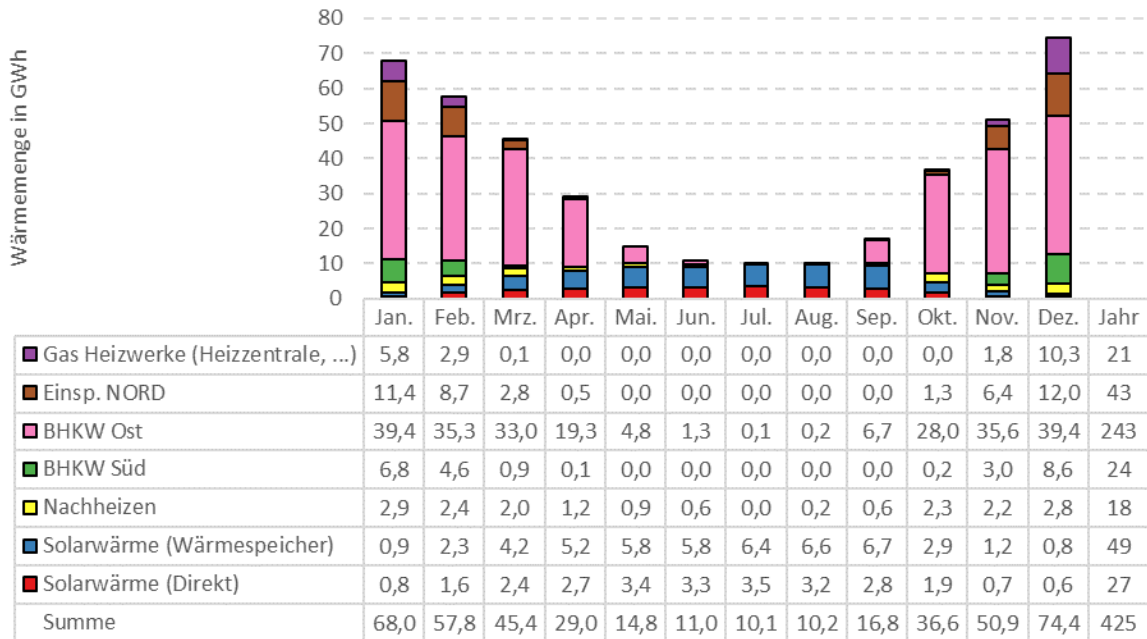


Abbildung 69: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme für das Teilsystem (Solaranlage, Wärmespeicher und Biomasse-Heizwerk) sowie die bestehenden Heizwerke für die Variante mit 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher, 140.000 m<sup>2</sup> Solaranlage und 4 MW Heizwerk. (Quelle: AEE INTEC)

Zum besseren Verständnis des Speicherverhaltens, werden beispielhaft die Speichertemperaturen im oberen, mittleren und unteren Bereich sowie die Entladeleistung und benötigte Wärme zum Nachheizen in Abbildung 70 dargestellt. Der Wärmespeicher wird nie wirklich voll. Laut der ökonomischen Betrachtung ist das trotzdem die optimale Auslegung (aus wirtschaftlicher Sicht).

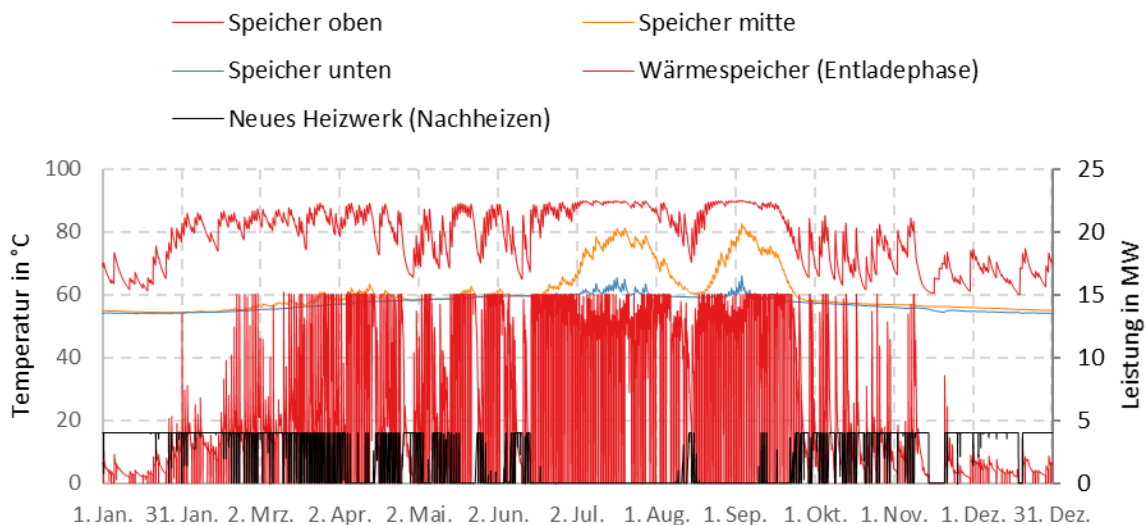


Abbildung 70: Jährlicher Verlauf der Temperaturen im unteren, mittleren und oberen Bereich des Wärmespeichers sowie entladene Wärme und benötigte Wärme zum Nachheizen für die Auslegung 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher, 4 MW Heizwerk und 140.000 m<sup>2</sup> Solaranlage. (Quelle: AEE INTEC)

Mit der Einbindung von Solaranlage, Erdbeckenspeicher und dem neuen Heizwerk können die Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten im Vergleich zum Status Quo um 6.985 Tonnen/a verringert werden, siehe Tabelle 16. Hier ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrfachnutzung des Energiekonzepts nicht untersucht wurde. Somit ist der potentielle Ersatz von Gas durch Biomasse-Wärme und Abwärme aus dem BHKW Ost nicht inkludiert.

Tabelle 16: Überblick der ökologischen Bewertung nach der Einbindung einer 140.000 m<sup>2</sup> Solaranlage, eines 125.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeichers und eines 4 MW Heizwerk in Klagenfurt im Vergleich zum Status Quo. Angenommen wird ein gemittelter Jahresnutzungsgrad für das biomasse- und das gasbetriebene Heizwerk von jeweils 0,82 und 0,88.

Brennstoff	Status Quo		Energiekonzept (Einbindung Solaranlage)	
	Endenergiebedarf in MWh/a	CO <sub>2</sub> Äquivalente in t	Endenergiebedarf in MWh/a	CO <sub>2</sub> Äquivalente in t
Erdgas	33.947	8.627	23.836	6.057
Holz hackschnitzel	481.935	28.135	400.354	23.373
Solarwärme	-	-	-	347
<b>Summe</b>	515.882	36.762	424.190	29.777

#### 4.3.4. Konklusion

Die Einbindung des Erdbeckenspeichers kann dazu beitragen, den jetzt schon hohen Anteil an erneuerbaren Energien von 93 % weiter bis auf 96 % zu steigern und die Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten leicht zu verringern. Der Wärmespeicher wird ca. zweimal pro Jahr geladen und entladen. Unter den festgelegten Rahmenbedingungen werden relativ hohe Wärmegestehungskosten für das Teilsystem (> 60 Euro/MWh) erreicht. Das Energiekonzept kann aus wirtschaftlicher Sicht ohne weitere Optimierungsschritte nicht empfohlen werden.

Ein mögliches Optimierungspotential liegt in der Einbindung der Solarthermie. Damit kann eine starke Verringerung der Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten und konkurrenzfähigen Wärmegestehungskosten (mit dem BHKW Ost und der Einspeisung aus dem BHKW Nord aber nicht mit den BHKW Süd, das zurzeit zur Deckung der Grundlast dient) erreicht werden.

Die anscheinende Unterdimensionierung der Solaranlage muss nicht als kritisch gesehen werden, da sie sich als optimaler Wert nach wirtschaftlicher Bewertung ergibt und der Wärmespeicher trotzdem mit Abwärme und Wärme aus dem BHKW Ost vollgeladen werden kann (nicht bei der zweiten Reihe von Berechnungen mitbetrachtet).

Die offenen Punkte bzw. Aspekte, die noch genauer betrachtet werden müssen, sind erstens die genauere Abbildung des Erdbeckenspeichers, da dies eine zentrale Rolle im Energiekonzept spielt und zweitens die Untersuchung weiterer Optimierungsmaßnahmen (z.B. Einbindung AWP).

## 4.4. Wien

In Wien soll zum einen die Möglichkeit der Primärnetzentlastung mittels einer Inselversorgung des Sekundärnetzes (hier in Betracht gezogen der Gewerbepark Stadlau und eine anonyme Wohnsiedlung) durch die Kombination von Solarthermie und Langzeitwärmespeicher untersucht werden, und zum anderen die Entlastung des Primärnetzes in Bezug auf Leistungsspitzen durch die Einbindung eines Wärmespeichers.

### 4.4.1. Datengrundlage

Ein Überblick der verwendeten Daten ist in Tabelle 17 zusammengefasst.

Tabelle 17: Überblick verwendete Daten für die untersuchten Standorte (Wohnsiedlung und Gewerbepark) in Bezug auf den Zeitraum und Quelle.

Standort	Zeitraum von...	Datensatz	Informationsquelle
Wohnsiedlung & Gewerbepark	1.1.2016 bis 31.12.2016	Wärmebedarf	Wien Energie
		Wetterdaten (Außenluft)	
		Wetterdaten (Solare Einstrahlung)	
		Vor- und Rücklauf-temperatur	
		Ökonomische Randbedingungen	Spotmarkdaten und Annahmen

15-minütige Werte für die Vor- und Rücklauf-temperatur sowie für die Wärmeleistung liegen für den Zeitraum von 1.1.2016 bis 31.12.2016 für die Wohnsiedlung vor, siehe Abbildung 71. Die jährliche eingespeiste Wärme im Sekundärnetz beträgt 15,7 GWh/a und die maximale Wärmeleistung für das Jahr 2016 lag bei 5 MW.

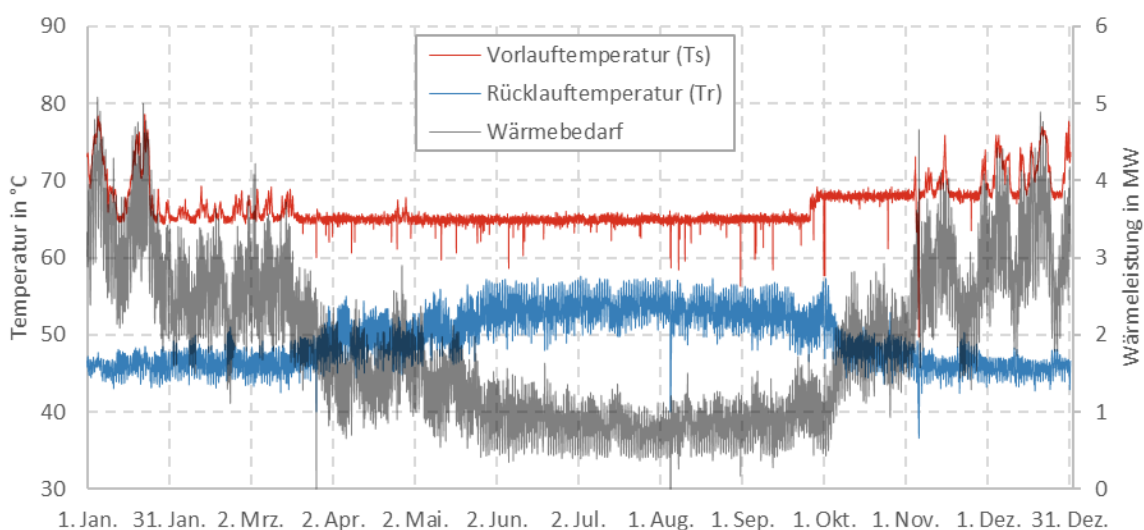


Abbildung 71: Wärmebedarf, Vor- und Rücklauf-temperatur für den Zeitraum 1.1.2016 – 31.12.2016 in Wien (Wohnsiedlung). (Quelle: AEE INTEC)

15-minütige Werte für die Vor- und Rücklauftemperatur sowie für die Wärmeleistung liegen für den Zeitraum von 1.1.2016 bis 31.12.2016 für den Gewerbepark vor, siehe Abbildung 72. Die jährliche eingespeiste Wärme für das Jahr 2016 im Sekundärnetz beträgt 3,6 GWh/a und die maximale Wärmeleistung lag bei 2,2 MW.

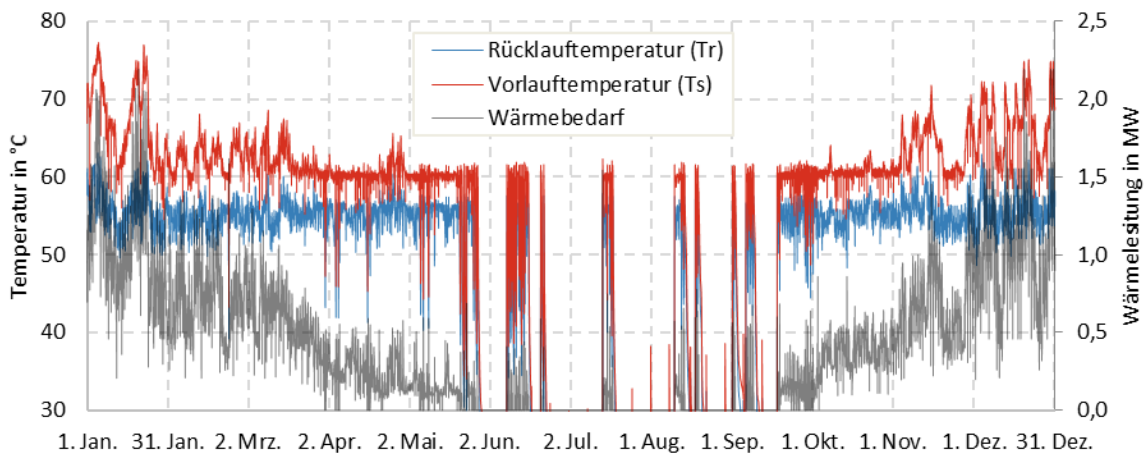


Abbildung 72: Wärmebedarf, Vor- und Rücklauftemperatur für den Zeitraum 1.1.2016 – 31.12.2016 in Wien (Gewerbepark). (Quelle: AEE INTEC)

Aus der Datengrundlage ist klar zu sehen, dass es kaum Wärmebedarf im Sommer gibt. Aus diesem Grund wird für dieses Stadtgebiet der Aufbau von Solarthermie nicht untersucht.

Eine gemeinsame Methode zur Bewertung der zwei Szenarien wird hier verwendet. Diese gemeinsamen Verfahren umfassen die Berechnung von zwei unterschiedlichen definierten Wärmekaufpreisen für Wärme aus dem Primärnetz: ein „maximaler Wärmekaufpreis“ und „mittlerer Kaufpreis“. Wien Energie stellte Stundenwerte der erzeugten Wärme für vier unterschiedliche Erzeuger-Kategorien zur Verfügung: „Must run“, Abwärme, KWK und HWK, siehe Abbildung 73.

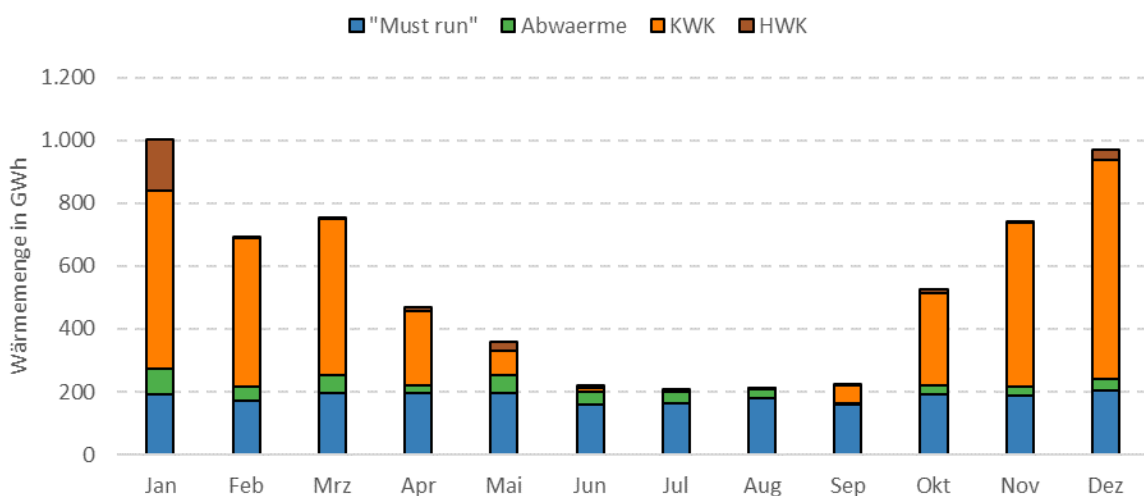


Abbildung 73: Überblick der Randbedingungen für die Energiekonzepte in Wien. Eingespeiste Wärme pro Erzeuger Kategorie für das Jahr 2016. (Quelle: AEE INTEC)

Basierend auf Annahmen und historischen Stundenwerten des Gas- und Strommarkts für diesen Zeitraum, kann für diese vier Kategorien der Wärmeerzeugungspreis berechnet werden. Mit dieser Information werden die ökonomischen Randbedingungen definiert und zur ökonomischen Bewertung folgende Verläufe berechnet: der maximale Wärmekaufpreis und ein gewichteter Wärmekaufpreis („Mittelwert Wärmepreis“), siehe Abbildung 74. Der gewichtete Mittelpreis wird verwendet, um die Wärme, die direkt versorgt wird, ökonomisch bewerten zu können. Der maximale Preis wird verwendet, um die Wärme die gespeichert wird, ökonomisch bewerten zu können. Damit wird angenommen, dass, wenn zusätzliche Wärme erzeugt werden muss, um den Wärmespeicher laden zu können, diese mit der teuersten Wärmeerzeugungsanlage erzeugt werden muss.

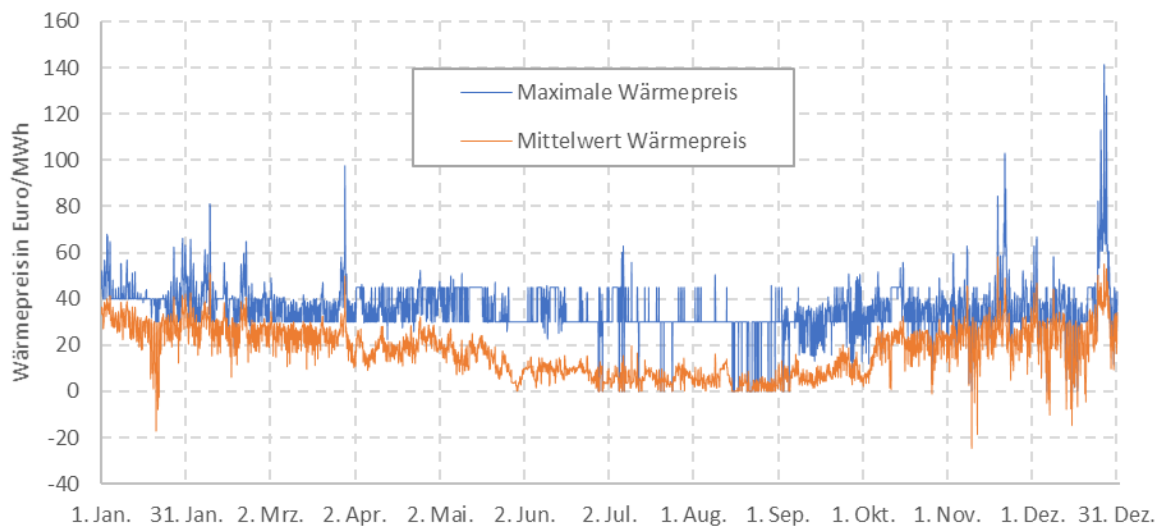


Abbildung 74: Ökonomische Randbedingungen für die Energiekonzepte in Wien. Verlauf des maximalen und gewichteten Wärmepreises für das Jahr 2016. (Quelle: AEE INTEC)

#### 4.4.2. Technische Aspekte und Modellierung

Zu Beginn wird analysiert, welche Speichergröße notwendig ist, um die maximalen Wärmeversorgungsspitzen der Gebietsumformerstation (GuFo) in MW verringern zu können. Basierend auf diesen Ergebnissen bzw. Speichergrößen wird untersucht (lediglich für die Wohnsiedlung), welche Solaranlagengröße für diese Speichergröße sinnvoll ist.

Es gibt mehrere Optionen, wo der Wärmespeicher eingebunden werden kann. Es kann eine Art zentrale Lösung umgesetzt werden, indem der Wärmespeicher direkt an der GuFo platziert ist, oder eine dezentrale Lösung. Bei der dezentralen Lösung liegt der Wärmespeicher nicht direkt an der GuFo, sondern irgendwo im Netzstrang.

Die Wärmespeicher-Temperatur wird bei der dezentralen Lösung von der Vorlauftemperatur im Sekundärnetz bedient. Im Gegensatz dazu, wenn der Wärmespeicher an der GuFo liegt, besteht die Möglichkeit, den Wärmespeicher mit höheren Temperaturen zu laden als die Betriebstemperatur des Sekundärnetzes. Das Sekundärnetz wird mittels eines Bypasses auf die angeforderten Temperaturen gebracht, siehe Abbildung 75.

Die Berechnungen ausschließlich mit Wärmespeicher richten sich auf die Minimierung der Spitzenlasten der Wärmeversorgung. Für die Gebietsumformerstation wurden unterschiedliche maximale Leistungen definiert. Liegt der Wärmebedarf unterhalb der maximalen Leistung, wird

überschüssige Wärme auf 90 °C in den oberen Bereich des Wärmespeichers eingebracht (hier wurde angenommen, dass die Temperatur im Primärnetz immer hoch genug ist, um Wärme auf der Sekundärseite bei 90 °C bereitzustellen und dass die maximal übertragbare Leistung der GuFo konstant über das Jahr ist.), siehe Abbildung 75.

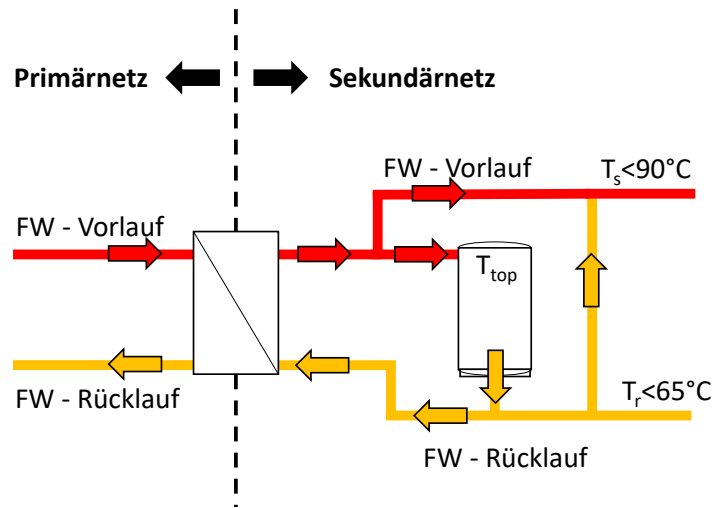


Abbildung 75: Vereinfachtes hydraulisches Schema des Energiekonzeptes mit nur Wärmespeicher bzw. der vorgeschlagenen zentralen Lösung. Betriebsmodus Ladephase. (Quelle: AEE INTEC)

Ist der Wärmebedarf höher als die definierte maximale Leistung der GuFo, wird Wärme aus dem Wärmespeicher entnommen. Ist der Wärmespeicher „leer“, bedeutet das, dass der Wärmespeicher zu klein ist und/oder dass die GuFo zu klein ist. In diesem Fall wird berechnet, wie viel Wärme (MWh) und welche Leistung (MW) auf ein theoretisches „FW-Backup“ fehlt. Das Ziel in dieser Parameterstudie ist, die Kombination von GuFo und Wärmespeichergröße zu finden, die keine Wärme aus dem „FW-Backup“ beziehen muss.

Die Entladung des Wärmespeichers kann wie folgt durchgeführt werden: Entweder bei der Umkehrung der Massenströme am Wärmespeicher, siehe Abbildung 76 links, oder beim Vorwärmen der Eintrittstemperatur am GuFo, siehe Abbildung 76 rechts.

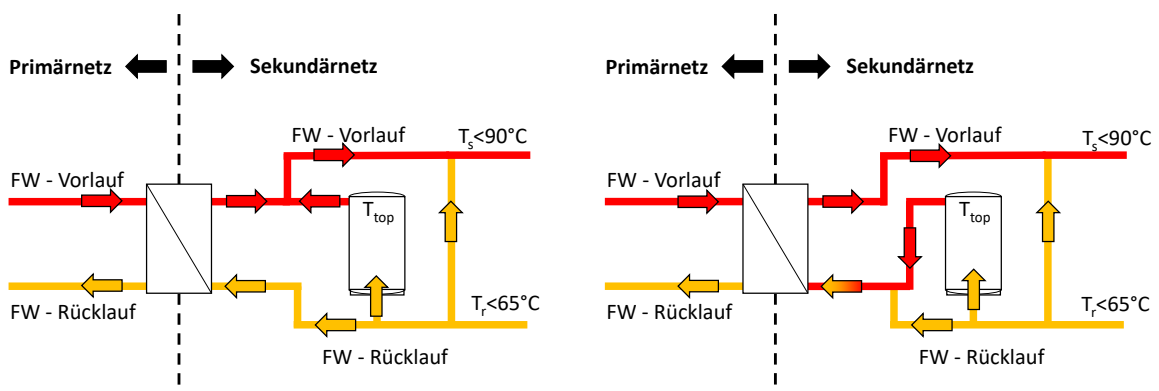


Abbildung 76: Vereinfachtes hydraulische Schema des Energiekonzeptes nur mit Wärmespeicher bzw. der vorgeschlagenen zentralen Lösung. Betriebsmodus Entladephase. (Quelle: AEE INTEC)

Die Zwischenergebnisse der ersten Berechnungen bzw. Auslegungen der Speichergröße je GuFo-Leistung dienen als Startpunkt für weitere Berechnungen. Hier wird nun untersucht, welche Solaranlagengröße zu jeder Konfiguration (Wärmespeicher + GuFo) bzw. bestimmten Speichergrößen passt.

#### 4.4.3. Ergebnisse

Die Ergebnisse in Abbildung 77 zeigen, wie viel Wärme durch das FW-Backup geliefert werden muss bzw. wie viel Wärmebedarf weder mit der verkleinerten GuFo noch mit dem Wärmespeicher gedeckt werden kann. Die Wärme, die durch das FW-Backup geliefert werden muss, ist relativ klein im Vergleich zum gesamten Wärmebedarf (15,7 GWh/a und 3,6 GWh/a für jeweils die Wohnsiedlung und den Gewerbepark). Diese Wärmemenge sinkt mit einer erheblichen Vergrößerung des Wärmespeichers nur geringfügig. Der Wärmespeicher muss nach den kritischen Wochen ausgelegt werden. Kritische Wochen in Bezug auf ausreichende Wärmeversorgung sind für die Wohnsiedlung (Jahr 2016) die zweite Hälfte im Januar. Dies liegt daran, dass in den vorherigen Wochen (Dezember und Anfangs Januar) ein höherer Wärmebedarf vorliegt, sodass Wärme aus dem Wärmespeicher meistens entladen werden musste und kaum wieder regeneriert (wieder geladen) werden konnte. Ende Januar besteht noch hoher Wärmebedarf für bestimmte Tage aufgrund niedriger Außenlufttemperatur und bei hohem Wärmebedarf ist der Sollwert für die Vorlauftemperatur relativ hoch (>75 °C), wodurch die Wärmeversorgung mit dem Wärmespeicher alleine nicht bewältigt werden kann.

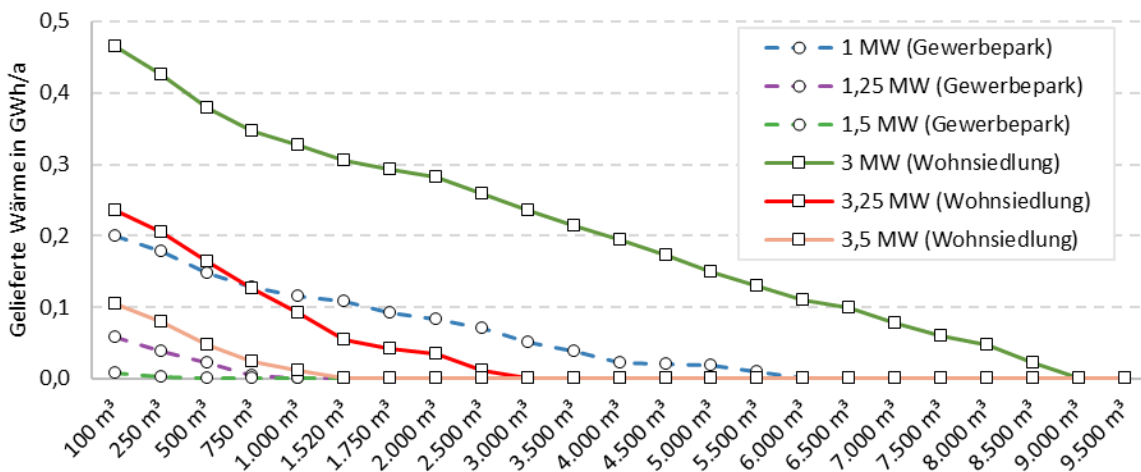


Abbildung 77: Gelieferte Wärmemenge für das FW-Backup für die Standorte Gewerbepark und Wohnsiedlung für unterschiedliche GuFo Größen in Abhängigkeit der Speichergröße. (Quelle: AEE INTEC)

Alle Wärmespeichergrößen, für welche die Wärmemenge aus dem FW-Backup null ist, sind mögliche Auslegungen, die das gewünschte Ziel der Versorgungssicherheit mit verkleinerter GuFo erfüllen. Die vorgeschlagenen Kombinationen werden in Tabelle 18 zusammengefasst.



Tabelle 18: Überblick über ausgewählte Kombinationen von GuFo und Speichergröße für Wohnsiedlung und Gewerbepark.

Standort	GuFo Leistung in MW	Speichergröße in m <sup>3</sup>
Wohnsiedlung	3	9.000
	3,25	3.000
	3,5	1.500
Gewerbepark	1	6.000
	1,25	1.000
	1,5	500

Zusätzlich zur Entlastung des Primärnetzes durch die Verringerung der Peaks (MW) wird für die Wohnsiedlung eine Verringerung der entzogenen Wärmemenge durch die Einbindung von Solarthermie untersucht. Startpunkt waren die Kombination von Gufo + Speichergröße aus Tabelle 18.

Abbildung 78 zeigt, wie viel Solarwärme inkl. Wärmespeicher (in GWh/a und spezifisch auf die Solaranlagefläche in kWh/(m<sup>2</sup>.a) bezogen) geliefert werden kann. Die Solarerträge sind relativ hoch. Hier ist darauf hinzuweisen, dass die Regelstrategie die Maximierung der Solarerträge als Ziel hat. Die Solarwärme wird prioritär ins Netz eingespeist. Darüber hinaus wurde der Wärmespeicher bei der Berechnung lediglich für die Zwischenspeicherung von Solarwärme verwendet.

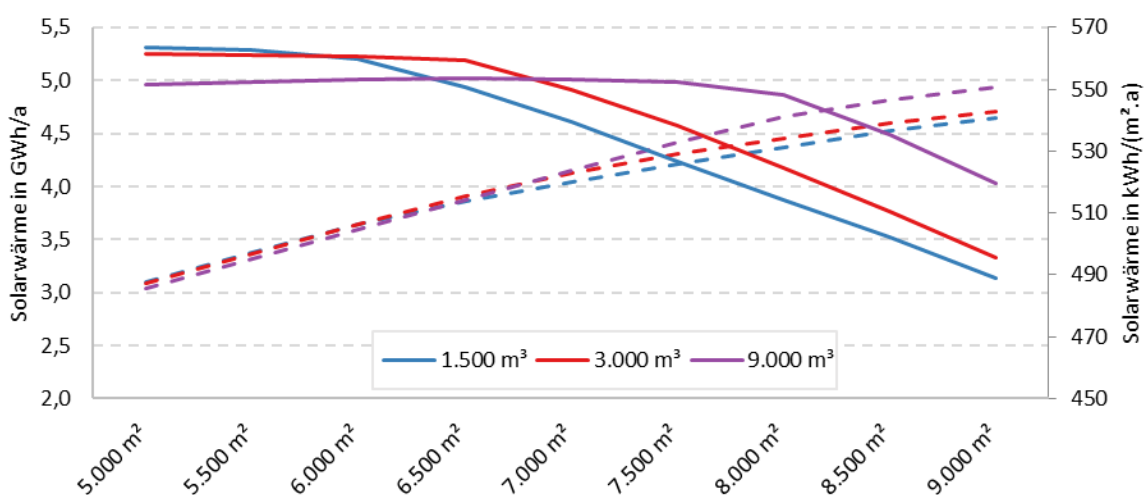


Abbildung 78: Gelieferte Solarwärme (direkt und über Wärmespeicher) in GWh/a (gestrichelte Linien) und kWh/(m<sup>2</sup>.a) (durchgezogene Linien) für unterschiedliche Größen des Wärmespeichers in Abhängigkeit der Solaranlagenfläche. Die Austrittstemperatur am Kollektor ist konstant 90 °C. (Quelle: AEE INTEC)

Die Auswahl der Solaranlagenfläche basiert auf der Maximierung des spezifischen Solarertrags. Beginnt man den spezifischen Solarertrag zu senken, wird die Solaranlagenfläche angepasst. In Tabelle 19 sind die ausgewählten Solaranlagenflächen sowie relevante KPI für die Szenarien zusammengefasst.

Tabelle 19: Jährliche Einspeisung aus Fernwärme, Solarwärme und Solaranteil für unterschiedliche Varianten. Standort Wohnsiedlung

Variante	Gelieferte Wärme aus FW in GWh/a	Gelieferte Solarwärme in GWh/a gesamt (direkt / aus Wärmespeicher)	Solaranteil in %
1.500 m <sup>3</sup> – 6.000 m <sup>2</sup>	12,33	3,38 (1,85 / 1,53)	21
3.000 m <sup>3</sup> – 6.500 m <sup>2</sup>	12,07	3,65 (1,9 / 1,74)	23
9.000 m <sup>3</sup> – 8.000 m <sup>2</sup>	11,29	4,42 (2,03 / 2,39)	28

Die monatliche Verteilung der eingespeisten Wärme für die ausgewählte Varianten (1.500 m<sup>3</sup> – 6.000 m<sup>2</sup>, 3.000 m<sup>3</sup> – 6.500 m<sup>2</sup> und 1.500 m<sup>3</sup> – 8.000 m<sup>2</sup>) sind jeweils in Abbildung 79 bis Abbildung 81 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, wie im Sommer der Großteil des Wärmebedarfs mit Solarwärme gedeckt werden kann. Der Solaranteil liegt bei jeweils 21, 23 und 28 %.

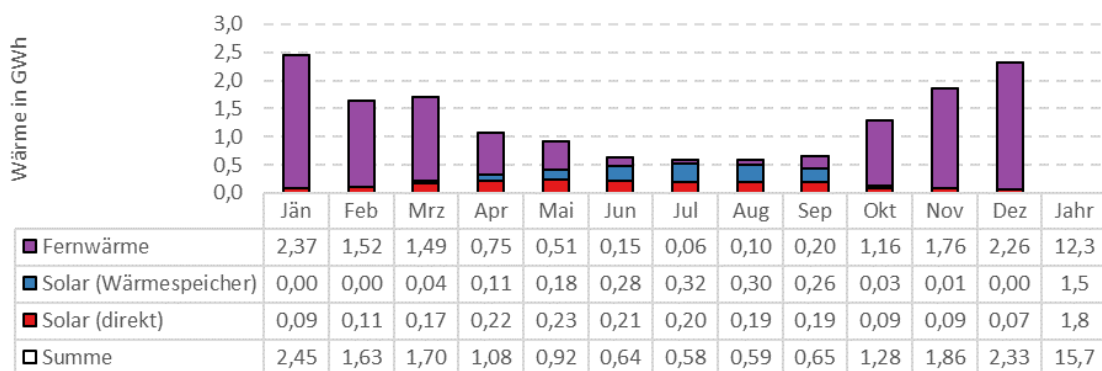


Abbildung 79: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme für die Anlagen (Solaranlage, Wärmespeicher und Fernwärme) für die Variante; 1.500 m<sup>3</sup> Tankspeicher und 6.000 m<sup>2</sup> Solaranlage. (Quelle: AEE INTEC)

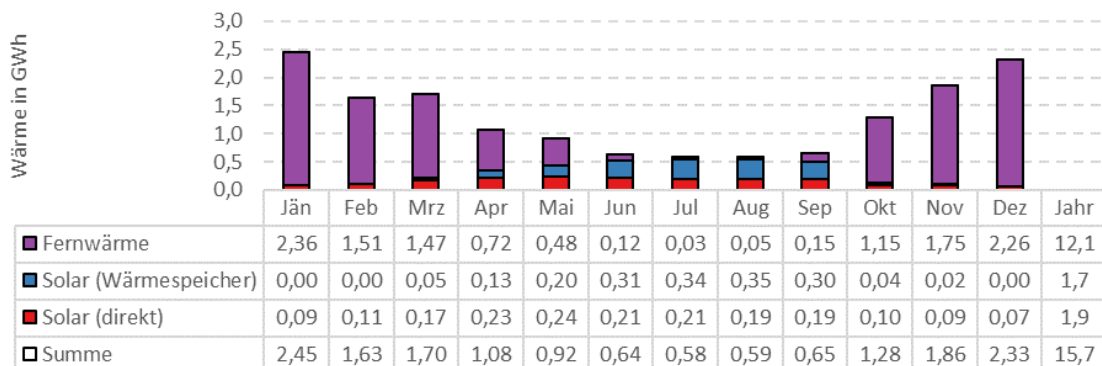


Abbildung 80: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme für die Anlagen (Solaranlage, Wärmespeicher und Fernwärme) für die Variante; 3.000 m<sup>3</sup> Tankspeicher und 6.500 m<sup>2</sup> Solaranlage. (Quelle: AEE INTEC)

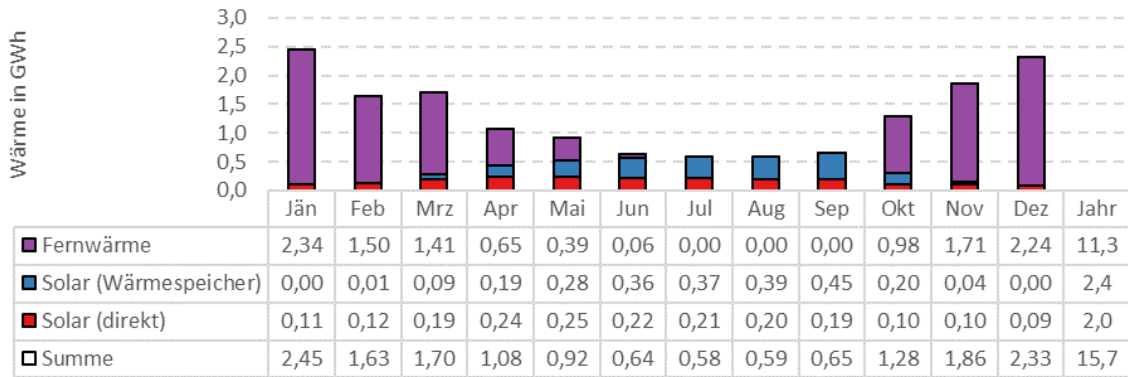


Abbildung 81: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme für die Anlagen (Solaranlage, Wärmespeicher und Fernwärme) für die Variante; 9.000 m<sup>3</sup> Tankspeicher und 8.000 m<sup>2</sup> Solaranlage. (Quelle: AEE INTEC)

Mit der Einbindung der Tankspeicher und Solarthermie kann eine Entlastung des Primärnetzes geschafft werden. Tankspeicher ermöglichen die Verringerung der Peaks (MW) und die Solaranlagen eine Verringerung der Wärmemenge, die aus dem Primärnetz entzogen werden muss (siehe Abbildung 82).

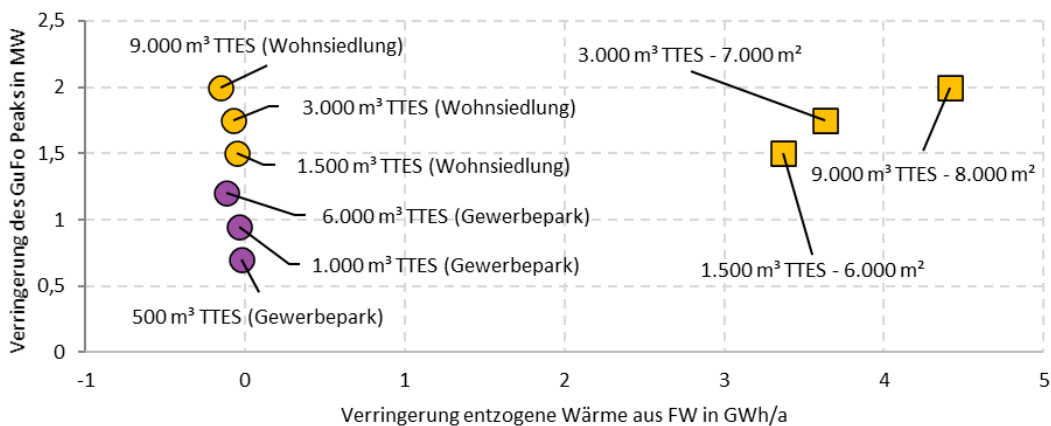


Abbildung 82: Überblick Entlastung Primärnetz (in GWh/a und MW) durch die Einbindung eines Tankspeichers mit (viereckige Markierung) und ohne (runde Markierung) Solaranlage für die Standorte Wohnsiedlung (Gelb) und Gewerbepark (Lila). (Quelle: AEE INTEC)

Wie in Abbildung 82 zu sehen ist, findet mit der Einbindung eines Wärmespeichers eine Belastung des Primärnetzes in GWh/a statt. Dies ist auf die Wärmeverluste des Wärmespeichers zurückzuführen.

Aus Vereinfachungsgründen wird für die ökologische Bewertung der Szenarien angenommen, dass die Solarwärme Wärme und die benötigte Wärme zur Ladung des Wärmespeichers aus mit Gas betriebenen Heizwerken ersetzt wird. Zusätzlich zu den allgemeinen Rahmenbedingungen, siehe Anhang A, wird zur Berechnung des Endenergiebedarfs ein Wirkungsgrad für die Erzeugungsanlage von 0,9 und eine Effizienz des Wärmenetzes von 0,9 angenommen. Die erhaltenen eingesparten Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalente sind in Abbildung 83 dargestellt.

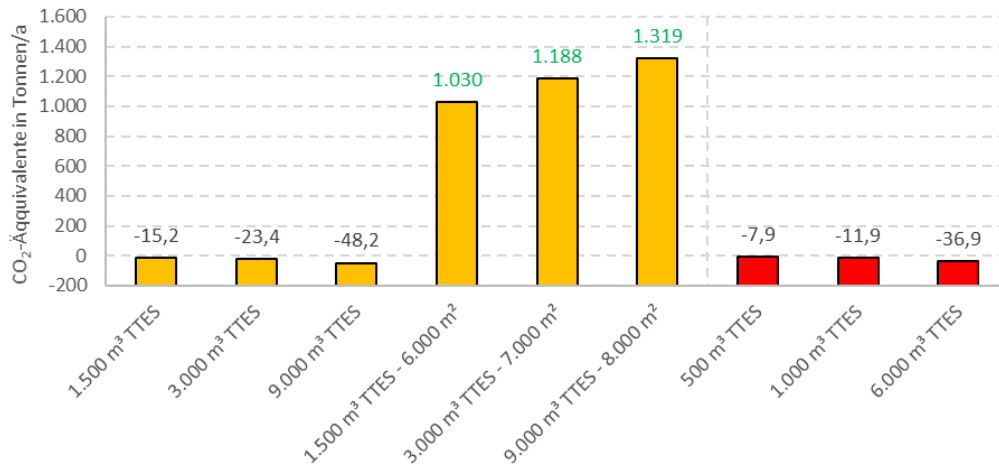


Abbildung 83: Einsparung von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten für die ausgewählte Auslegungen für den Standort Wohnsiedlung (gelbe Spalten) und Gewerbepark (rote Spalten). Beachten Sie, dass die y-Achse mit dem Wert „-200“ beginnt und dass der Wert 0 dem Referenzwert bzw. den Emissionen des Status Quo entspricht. (Quelle: AEE INTEC)

Nach den festgelegten ökologischen Rahmenbedingungen ergibt sich für die Varianten ausschließlich mit Wärmespeicher kein ökologischer Mehrwert. Ob das wirklich der Fall ist, kann nur bestätigt werden, wenn genauer betrachtet wird, woher die Wärme tatsächlich kommt.

In jedem Fall sind die Wärmeverluste bzw. zusätzlich benötigten Wärmemengen sehr gering im Vergleich zum Wärmebedarf. Demzufolge sind die damit verbundenen Mehrkosten dieser zusätzlichen Wärme sehr niedrig. Die wichtigsten Mehrkosten des Energiekonzeptes sind auf die benötigten Investitionskosten zurückzuführen, siehe Abbildung 84.

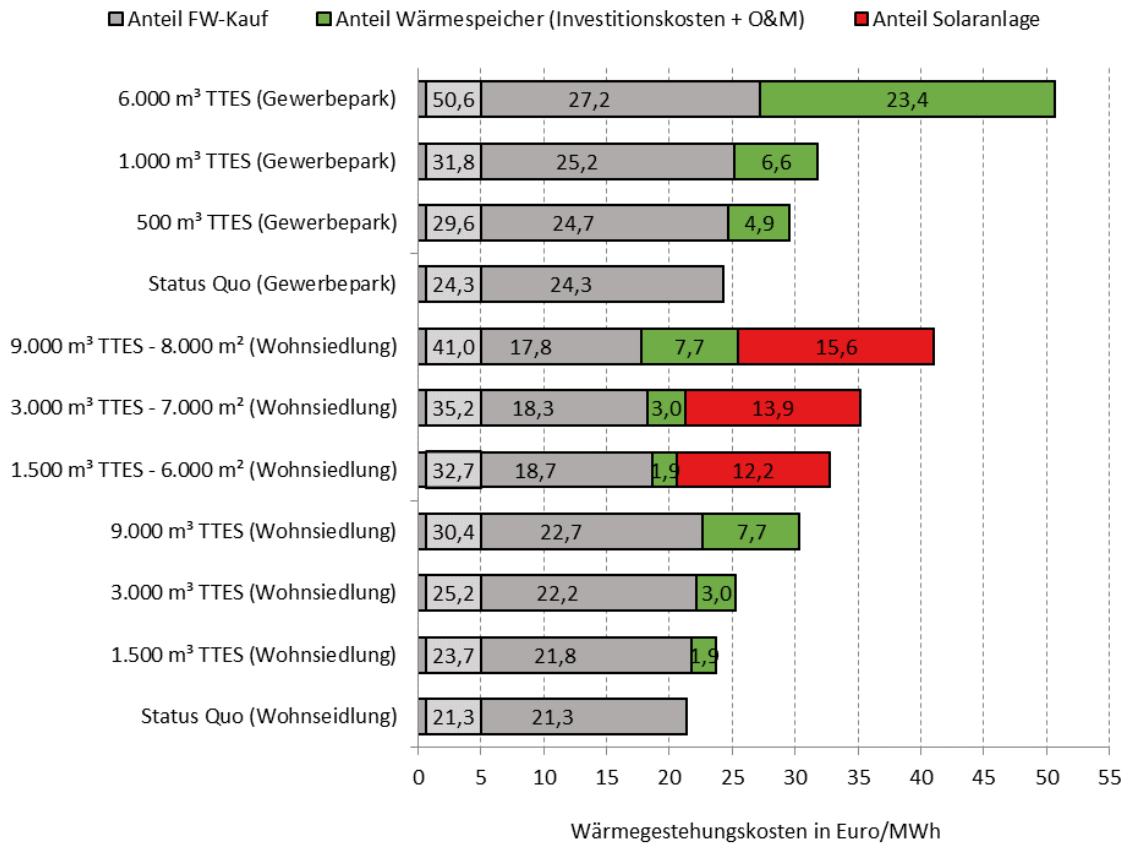


Abbildung 84: Ermittelte Wärmegestiegungskosten pro Szenario (Wert im Kästchen) und die Zuordnung zwischen Wärmespeicher, Solaranlage und gekaufter Wärme. (Quelle: AEE INTEC)

Eine genauere Aufteilung der Kosten des Teilsystems bzw. für den Wärmespeicher und die Solaranlage ist in Tabelle 20 und Tabelle 21 zu finden.

Tabelle 20: Überblick Investitionskosten Wärmespeicher (ohne Förderung) und daraus resultierende Annuität unter Berücksichtigung Investition auf 20 Jahre und Lebensdauer der Komponenten von 25 Jahren. Wartungs- und Betriebskosten (1,5 % der Investitionskosten) mitberücksichtigt. Grundstückskosten wurden mit 100 Euro/m<sup>2</sup> angesetzt.

Wärmespeicher in m <sup>3</sup>	Investition Wärmespeicher in Euro	Investition Grundstück in Euro	Wartungs- und Betriebskosten in Euro/a	Annuität Wärmespeicher (inkl. Grundstück, Wartungs- und Betriebskosten) in Euro /a
500	231.000	5.000	3.465	17.571
1.000	308.000	10.000	4.620	23.628
1.500	385.000	15.000	5.775	29.684
3.000	616.000	30.000	9.240	47.853
6.000	1.078.000	60.000	16.170	84.191
9.000	1.540.000	90.000	23.100	120.529

Tabelle 21: Überblick der mit der Solaranlage verbundenen Gesamt-Investitionskosten (ohne Förderung) und resultierende Annuität. Die Annuität berücksichtigt Investitionskosten (Grundstückskosten wurden mit 100 Euro/m<sup>2</sup> angesetzt), Wartungskosten (1,1 Euro/(m<sup>2</sup>.a)) und Betriebskosten (0,15 Euro/MWh). Annuitäten der Investition sind auf 20 Jahre mit einer Lebensdauer der Komponenten von 25 Jahre gerechnet.

Solaranlage in m <sup>2</sup>	Benötigtes Grundstück in m <sup>2</sup>	Investition Solaranlage in Euro	Investition Grundstück in Euro	Annuität Solaranlage (inkl. Ground) in Euro /a
6.000	15.000	1.580.000	1.500.000	191.210
7.000	17.500	1.760.000	1.750.000	218.096
8.000	20.000	1.940.000	2.000.000	244.982

Die Einsparungen durch die verkleinerte GuFo kann das Konzept nicht wiedergeben. In Abbildung 85 dargestellt sind die Mehrkosten der unterschiedlichen Auslegungen (Y-Achse), um die GuFo um eine gewisse Leistung verringern zu können. Der Schwellenwert entspricht den Einsparungen durch den Aufbau einer kleineren GuFo (unter Berücksichtigung einer Einsparung von ca. 6.500 Euro/a pro MW verkleinerten GuFo). Diese Annahmen basieren auf Investitions- und Wartungskosten aus [61].

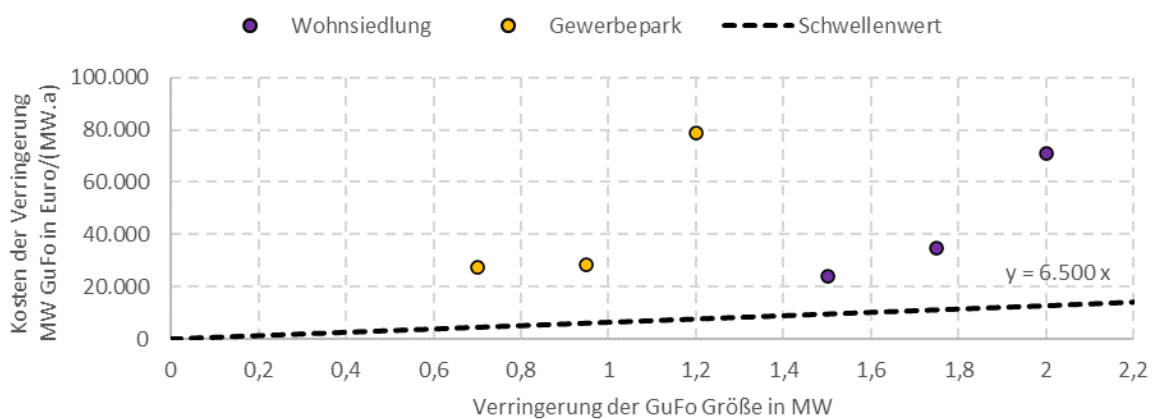


Abbildung 85: Ermittelte Wärmegestehungskosten pro Szenario (Wert in Kasten) und die Zuordnung zwischen Wärmespeicher, Solaranlage und gekaufter Wärme. (Quelle: AEE INTEC)

#### 4.4.4. Konklusion

Die Ergebnisse zeigen, wie die Entlastung des Primärnetzes durch die Einbindung von Wärmespeicher und Solarthermie machbar ist und gibt für zwei konkrete Fallbeispiele eine quantitative Bewertung dieser Maßnahmen.

Die Entlastung des Primärnetzes in GWh bzw. Verringerung der entzogenen Wärme aus dem Primärnetz ist lediglich mit der Einbindung von Solarthermie möglich. Unter den bestehenden Rahmenbedingungen ist der Aufbau von kleinen Solaranlagen mit der Fernwärme nicht konkurrenzfähig. Hier ist darauf hinzuweisen, dass sehr niedrige Wärmekaufkosten für den Sommer angenommen wurden.

Die Entlastung des Primärnetzes in MW bzw. Verringerung der maximalen Peaks kann dank der Einbindung von Wärmespeichern erreicht werden. Die zusätzlichen Kosten (vor allem Investitionskosten) können mit der theoretischen Einsparung durch den Einbau einer verkleinerten

GuFo nicht kompensiert werden. Somit sollte der Mehrwert des Energiekonzeptes (d.h. die Verringerung der Peak-Leistung) aus Einsparungen auf höherer Ebene kommen wie z.B. durch die Verringerung der installierten Kapazität (Ausfallreserven) oder die Ladung des Wärmespeichers mit billiger Wärme (z.B. mit Abwärme).

Trotz der limitierten Anzahl an untersuchten Objekten und GuFo-Größen kann folgendes Verhalten beobachtet werden: Die Kosten der Verringerung in Euro/(MW.a) sind relativ konstant für kleinere Verringerungen der GuFo-Größe und steigen überproportional ab einer bestimmten Größe. Somit ist es empfehlenswert, die Maßnahme auf mehreren Sekundärnetzen anzuwenden, anstatt einer starken Verringerung der GuFo-Größe auf ein bestimmtes Sekundärnetz.

Die Kosten der Verringerung des Spitzenbedarfs in Euro/(MW.a) zwischen den Standorten unterscheiden sich stark (Maßnahmen im Wohngebiet sind deutlich effektiver, siehe Abbildung 85). Die Auswahl der Sekundärnetze ist besonders relevant, da gleiche Maßnahmen nicht gleich kosteneffektiv sind. Eine Analyse des Wärmeverlaufs der Sekundärnetze kann dazu beitragen, die geeignetsten Standorte zu finden. Trotzdem ist hier zu betonen, dass wie oben erwähnt wurde, das Primärnetz den überwiegenden Teil des Einflusses der Maßnahmen bestimmt und somit ist eine Analyse des Wärmeverlaufs nicht ausreichend, um ein passendes Sekundärnetz zu finden.

# 5. Ergebnisse Detailsimulationen

Im Rahmen der Detailstudien werden konkrete Auslegungen bzw. Energiekonzepte genauer modelliert und simuliert und dessen Ergebnisse technisch, ökologisch und ökonomisch evaluiert. Sie stellen eine Vertiefung der Betrachtungen aus den Machbarkeitsstudien dar und bieten somit weitere Erkenntnisse für die technische Machbarkeit durch zeitlich hoch aufgelöste Betrachtung sowie durch die Verwendung detaillierter Simulationsmodelle.

Durch die stark unterschiedlichen Fragestellungen in den Modellregionen und den dortigen Varianten wurde jeweils mit unterschiedlichen Werkzeugen sowie Methoden gearbeitet. So kamen die Simulationsumgebungen TRNSYS, Matlab und Dymola zum Einsatz, teilweise auch gemeinsam unter Verwendung eines Co-Simulationsansatzes. Dymola wurde ferner verwendet, um das Fernwärmenetz in Mürzzuschlag detailliert thermohydraulisch darzustellen.

## 5.1. Mürzzuschlag

Im Gespräch mit den Stadtwerken Mürzzuschlag wurde entschieden, das Szenario mit einer 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage genauer zu betrachten. Das Szenario entspricht einem möglichen realistischen Aufbau des zurzeit geplanten 5.000 m<sup>2</sup> Solarkollektorfeldes in Mürzzuschlag.

Laut der Machbarkeitsstudie ist ein Speicher von rund 20.000 m<sup>3</sup> eine passende Größe, um nur minimal Solarwärme zu verlieren (nicht die wirtschaftliche optimale Auslegung, siehe Abschnitt 4.2). Bei der Machbarkeitsstudie wurde angenommen, die Speichertechnologie „Erdbeckenspeicher“ nur ab 40.000 m<sup>3</sup> zu betrachten. Aus Interesse am Projektvorhaben wurde entschieden, bei der Detailsimulation einen Erdbeckenspeicher statt eines Tankspeichers zu betrachten.

Bei einer 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage in Kombination mit einem 20.000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher ist laut der Machbarkeitsstudie eine AWP mit rund 500 kW eine passende Größe, siehe Abschnitt 4.2.

Im Rahmen der Detailanalyse wurde beobachtet, dass der Erdbeckenspeicher nicht vollständig entladen wurde. Aus diesem Grund sind zwei weitere Simulationen mit einer angepassten Auslegung durchgeführt worden: die erste mit einem verkleinerten Erdbeckenspeicher von 15.000 m<sup>3</sup> statt 20.000 m<sup>3</sup> und die zweite mit einer vergrößerten AWP mit 1 MW statt 0,5 MW.

### Allgemeiner Modellierungsansatz

Das gesamte Wärmeversorgungssystem von Mürzzuschlag (Erzeuger, Wärmenetz und Abnehmer) wurde in Dymola implementiert. Die Hauptkomponenten wurden größtenteils mit frei verfügbaren Modelica Modellen aus offenen Bibliotheken (MSL, IBPSA und BuildingSystems) abgebildet. Die „Grundmodelle“ sind dafür verwendet worden, um die unterschiedlichen Teilsysteme abzubilden.

Der Modellierungsansatz des Energiesystems in Mürzzuschlag unterscheidet zwischen dem Status Quo und den Szenarien geringfügig. Bei der Modellierung des Status Quo wurde das Modell des Status Quo mit Teilen der vorhandenen Messdaten als Eingangsgröße simuliert. Relevante Messdaten, die 1:1 als Eingangsgröße im Modell verwendet wurden, sind die Stundenwerte der Vorlauftemperaturen und erzeugten Wärmen an den Heizwerken sowie die Außenlufttemperatur. Messdaten, die nicht 1:1 übernommen werden konnten, sind Rücklauftemperaturen an den



Heizwerken und jährliche Wärmeverbräuche pro Straße. Diese Informationen wurden aber zusammen mit mehreren Annahmen dafür verwendet, das Modell zu parametrisieren.

Bei der Modellierung der Szenarien sind die Ergebnisse des Status Quo bzw. der erhaltenen Wärmebedarfe pro Gebäude und Rücklauftemperaturen als Eingangsgröße verwendet worden. Die Messdaten der erzeugten Wärme pro Heizwerk wurden nicht mehr als Eingangsgröße verwendet, sondern als Obergrenze der maximalen Leistung je Heizwerk. Der Grund dafür war, zu vermeiden, dass das Energiesystem bzw. der Betrieb der Heizwerke idealisiert wird und stattdessen nah an den aktuellen Werten und somit am realistischen Betrieb der Heizwerke zu bleiben.

### Bewertung des Modells

Der Status Quo des Wärmeversorgungsystems wurde simuliert und dessen Ergebnisse mit den realen Messdaten verglichen, um die Güte des Modells bewerten zu können. In Bezug auf das Wärmenetz fand eine systematische Unterschätzung der Wärmeverluste statt, welche mit ca. 24 % unterschätzt wurden. Die erzeugte Wärme entspricht den Messdaten. Da die Wärmeverluste unterschätzt wurden, ist eine Überschätzung der Wärmeverbräuche bei den Abnehmern unabdingbar. Der jährliche Gesamtwärmebedarf bei den Abnehmern wurde mit ca. 4 % überschätzt.

Die Abweichungen zwischen den Messdaten und Simulationsergebnissen der Stundenwerte der Eintrittstemperaturen bzw. Rücklauftemperaturen an den Heizwerken wurden ermittelt. Diese Werte wurden als Häufigkeitsdiagramm in Abbildung 86 dargestellt. Inkludiert wurden nur Abweichungswerte, wenn das Heizwerk tatsächlich in Betrieb ist. Somit fallen nicht darstellende Werte aus der Bewertung.

Die qualitative Bewertung zeigt eine abgegliche Abweichung für das Heizwerk BHKW, mit vergleichbarer Anzahl von Unterschätzungs- und Überschätzungsfällen. Für die Heizwerk LKH und ÖEZ treten öfter Überschätzungsfälle auf bzw. errechnet die Simulation höhere Rücklauftemperaturen, als die tatsächlich gemessenen. Das Gegenteil gilt für das Stadtwerk HW II, wo die Rücklauftemperaturen am Häufigsten (>2.000 Mal) zwischen 1 bis 4 K unterschätzt werden.

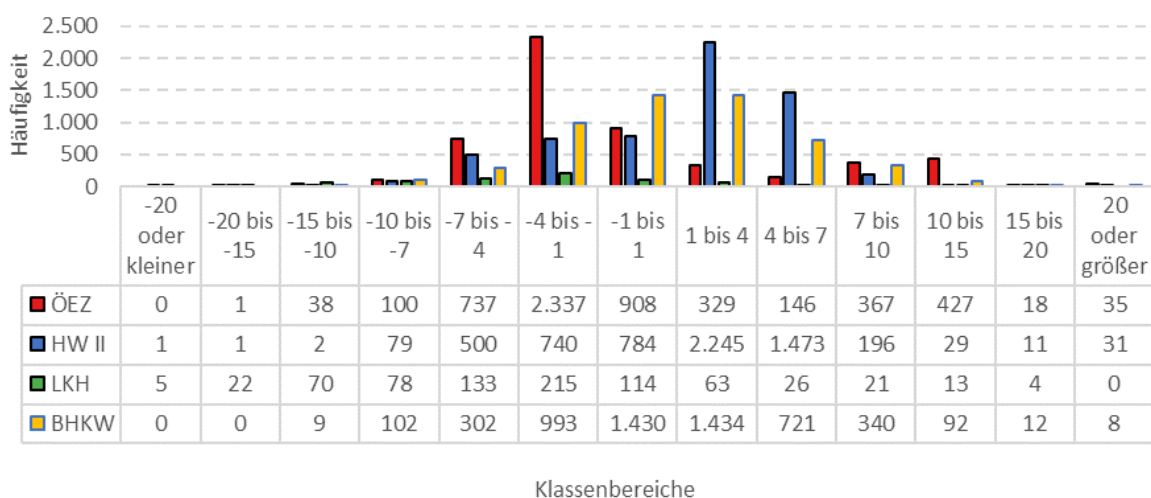


Abbildung 86: Häufigkeitsdiagramm der Abweichung zwischen gemessener Rücklauftemperatur und Rücklauftemperatur aus den Simulationsergebnisse. (Quelle: AEE INTEC)

## Modellierung

Mit der Einbindung der Solaranlage ist es notwendig, die Einsatzreihenfolge neu zu definieren. Es wurden zwei Einsatzreihenfolge definiert. Die Einsatzreihenfolge „A“ hat das Hauptziel, den Gasverbrauch zu verringern und wird für die Varianten mit AWP verwendet. Die Einsatzreihenfolge „B“ hat das Hauptziel, die Nutzung von Solarwärme und somit einen höheren Solarertrag zu erreichen. Einsatzreihenfolge „B“ wird für die Varianten ohne AWP verwendet.

Bei Einsatzreihenfolge „A“ haben die Biomasse-Heizwerke Priorität bei der Einspeisung von Wärme ins Netz von 10. September bis 10. Mai. Für den restlichen Zeitraum soll die Solaranlage prioritär Wärme ins Netz einspeisen. Die Zeiträume wurden nach der Analyse der Messdaten definiert. Es wurde festgestellt, dass ab Ende Mai und Anfang September kaum Gasverbrauch auftritt. Die prioritäre Einspeisung von Biomasse würde die Einspeisung von Solarwärme stark behindern, was unerwünscht ist.

Bei der Einsatzreihenfolge „B“ speist die Solarwärme das ganze Jahr prioritär in das Netz ein. Die genauere Einsatzreihenfolgen sind in Tabelle 22 zusammengefasst. Wie oben beschrieben, wird die Erzeugung in den Heizwerken nach Ihren Messdaten begrenzt. Die maximalen Leistungen werden somit nach den Messdaten vorgegeben – eine prioritäre Anlage muss daher nicht bis zu ihrer nominalen Leistung erzeugen, bevor das nächste Heizwerk in Betrieb geht.

Tabelle 22: Einsatzreihenfolge „A“ und „B“ der Szenarien mit Solaranlage

Einsatzreihenfolge „A“		Einsatzreihenfolge „B“
Von 10. September bis 10 Mai	Von 11 Mai bis 9. September	Ganzes Jahr
ÖEZ	ÖEZ (bis auf 500 kW)	ÖEZ (bis auf 500 kW)
	Solaranlage	Solaranlage
HW II (Biomasse)	ÖEZ (übrige Leistung)	ÖEZ (übrige Leistung)
Solaranlage	HW II (Biomasse)	HW II (Biomasse)
Kirchengasse	Kirchengasse	Kirchengasse
HW II (Gas)	HW II (Gas)	HW II (Gas)
LKH	LKH	LKH

Die Stillstandzeit des Biomasse Heizkessels ÖEZ wurde angepasst, um ungünstige Teillastbetriebe zu vermeiden. Das Biomasse Heizwerk ÖEZ wird zwischen 31. Mai bis 31. August außer Betrieb sein.

### Ergebnisse Varianten ohne AWP

Insgesamt können im Szenario unter den bestehenden Rahmenbedingungen und der Anwendung der Einsatzreihenfolge „B“ (siehe Tabelle 21) ca. 3,5 GWh/a Solarwärme eingespeist werden. Ungefähr die Hälfte davon wird für den Ersatz von Gas verwendet, insgesamt werden ca. 1,8 GWh/a Wärme aus gasbetriebenen Heizwerken eingespart. In Abbildung 87 sind die Monatswerte der eingespeisten Wärme pro Wärmequelle dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen eine Verringerung des Gasverbrauchs, doch im Juni findet im Vergleich zum Status Quo 2017/18 ein erhöhter Gasverbrauch statt. Dies liegt daran, dass die Stillstandzeit des Biomasse-Heizwerks ÖEZ erweitert wurde (das Biomasse Heizwerk ÖEZ ist von 31. Mai bis 31. August außer Betrieb).

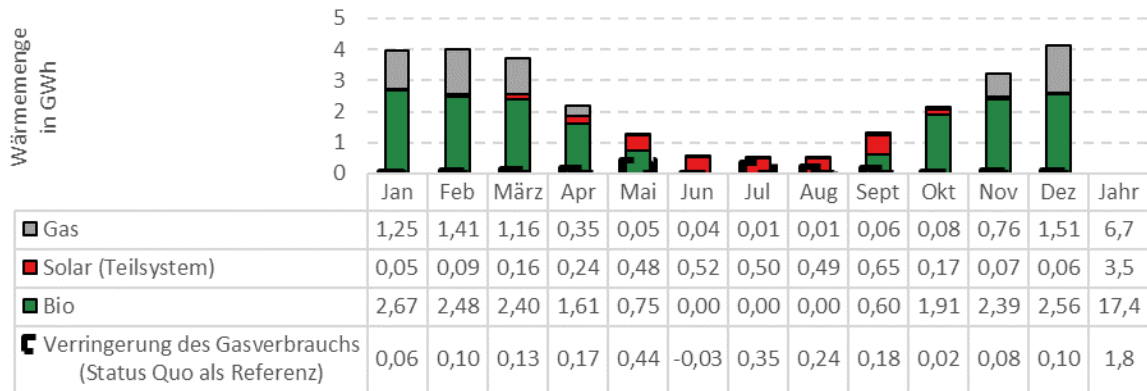


Abbildung 87: Ergebnisse der Variante mit 20.000 m<sup>3</sup> PTES und 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage in monatlicher Aufteilung der jeweils mit Gas erzeugten Wärme und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen: Solar und Biomasse. Sowie die eingespeisten Gasverbräuche im Vergleich zur Status Quo 2017/18 für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC)

Die eingespeiste Solarwärme liegt laut Detailsimulation bei 3,5 GWh/a bzw. 350 kWh/(m<sup>2</sup>.a). Diese Werte sind niedriger als jene aus der Machbarkeitsstudie (4,6 GWh/a bzw. 460 kWh/(m<sup>2</sup>.a)). Es gibt mehrere Faktoren, die zu diesem Unterschied führen können: erstens, die Regelstrategie bzw. Einsatzreihenfolge: bei den Machbarkeitsstudien speist die Solaranlage prioritär Wärme ins Netz ein. Bei der Detailsimulation ist der Betrieb der ÖEZ bis auf 500 kW prioritär (Einsatzreihenfolge „B“). Zweitens, die idealisierte Modellierung der Solaranlage und der vereinfachte Modellierungsansatz für den Erdbeckenwärmespeicher bei den Machbarkeitsstudien. Die idealisierte Modellierung führt dazu, dass vor allem in den kalten Monaten die Wärme größtenteils direkt verwendet werden kann (es gibt keine Beschränkungen auf den Massenstrom).

Die Unterschiede in Modellierungsansatz und Regelstrategie lassen sich auch auf die Wärmeverluste des Erdbeckenspeichers zurückführen. Insgesamt gehen im Szenario laut Detailsimulation ca. 1,33 GWh/a Wärme verloren. Bei der Machbarkeitsstudie wurden diese Wärmeverluste deutlich niedriger abgeschätzt (0,24 GWh/a). Trotz der höheren Wärmeverluste zeigt sich der Wärmespeicher am Ende des Sommers fast voll, siehe Abbildung 88. Die Temperaturen im unteren Bereich (blaue Linie) erreichen Ende August die 80 °C.

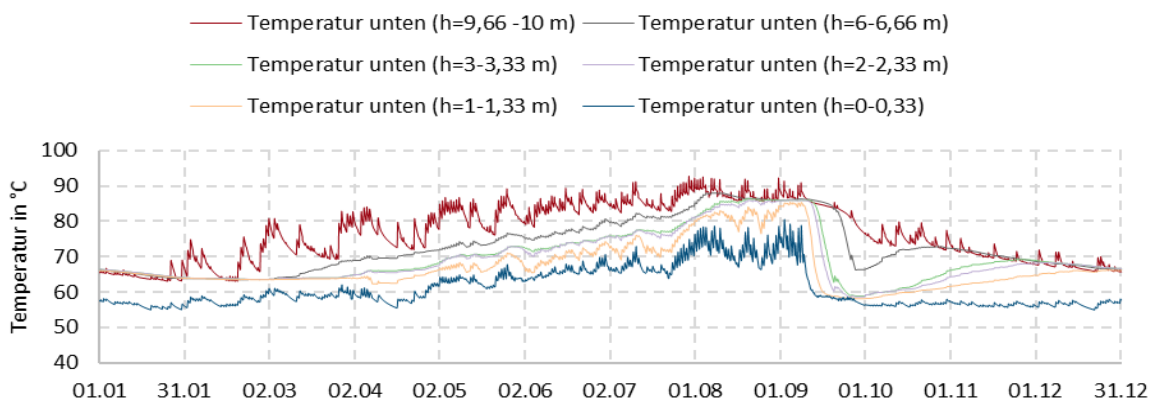


Abbildung 88: Verlauf der Temperatur auf unterschiedliches Volum bzw. Höhenbereich des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC)

## Ergebnisse Varianten mit AWP

Insgesamt können mit der ursprünglichen Auslegung (10.000 m<sup>2</sup> + 20.000 m<sup>3</sup> + 500 kW AWP) unter den bestehenden Rahmenbedingungen und der Anwendung der Einsatzreihenfolge „A“ (siehe Tabelle 22) ca. 4,6 GWh/a Wärme aus dem Teilsystem eingespeist werden (davon ca. 3,6 GWh/a Solarwärme und 1 GWh/a Antrieb Wärme aus Biomasse für die AWP). Die Wärme des Teilsystems wird größtenteils dafür verwendet, den Gasverbrauch zu ersetzen, insgesamt werden ca. 3,6 GWh/a Wärme aus gasbetriebenen Heizwerken eingespart, siehe Abbildung 89.

Die geringe Einspeisung des Teilsystems Solaranlage im Oktober liegt daran, dass die Biomasse-Heizwerke ab 10. September prioritär in der Einsatzreihenfolge stehen (Solarwärme wird zum Ersatz von bisher mit Gas erzeugter Wärme verwendet) und in der Lage sind, den Wärmebedarf größtenteils zu decken.

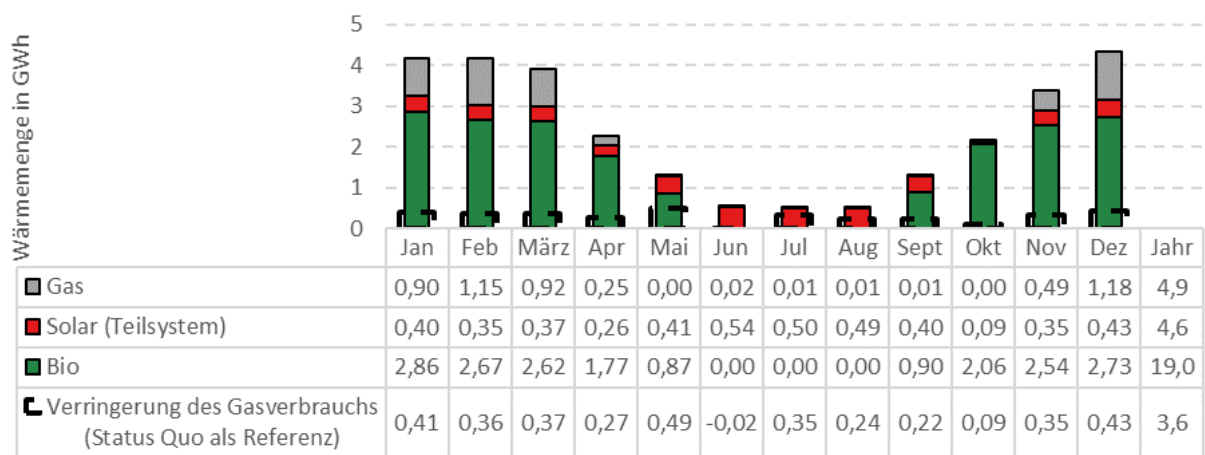


Abbildung 89: Ergebnisse der Variante mit 20.000 m<sup>3</sup> PTES, 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage und 0,5 MW AWP in monatlicher Aufteilung der jeweils mit Gas erzeugten Wärme und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen: Solar und Biomasse. Sowie der eingespeiste Gasverbrauch im Vergleich zum Status Quo 2017/18 für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC)

In Abbildung 90 sind die monatlichen Werte der eingespeisten Wärme des Teilsystems dargestellt. Die Solaranlage kann zwischen April und Oktober meistens direkt (nicht über die AWP) Wärme ins Netz einspeisen. Ab Anfang November liegen die Temperaturen im oberen Bereich des Wärmespeichers unter 80 °C und der Sollwert der Solaranlage wird zur Erhöhung des Solarertrages auf 70 °C herab gesetzt. Damit ist eine direkte Einspeisung von Solarwärme nicht mehr möglich (Sollwert der Vorlauftemperatur liegt über 80 °C), siehe Abbildung 91. Die Wärme aus dem Wärmespeicher wird zum Vorwärmen der Rücklauftemperatur und als Niedertemperatur-Wärme am Verdampfer für die AWP verwendet.

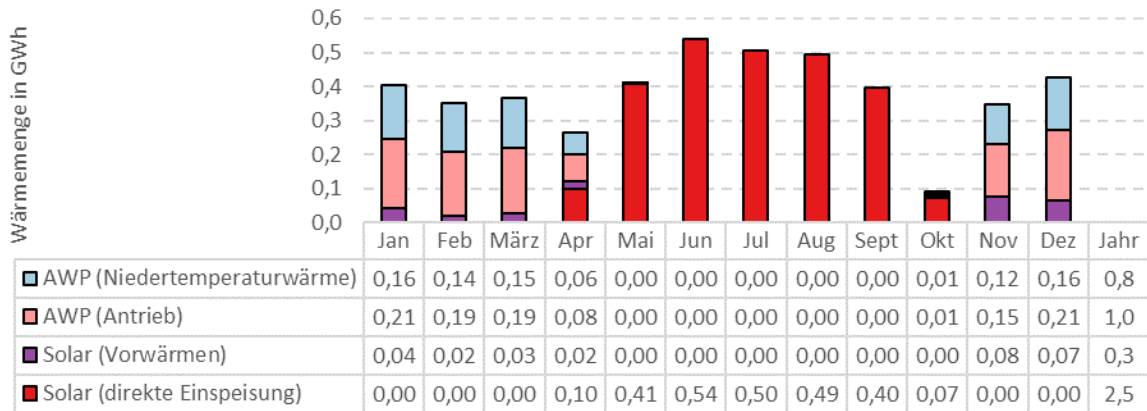


Abbildung 90: Ergebnisse der Variante mit 20.000 m<sup>3</sup> PTES, 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage und 0,5 MW AWP in monatlicher Aufteilung der Wärmeflüsse am Teilsystem (Solaranlage + Wärmespeicher + AWP) für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Mürzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC)

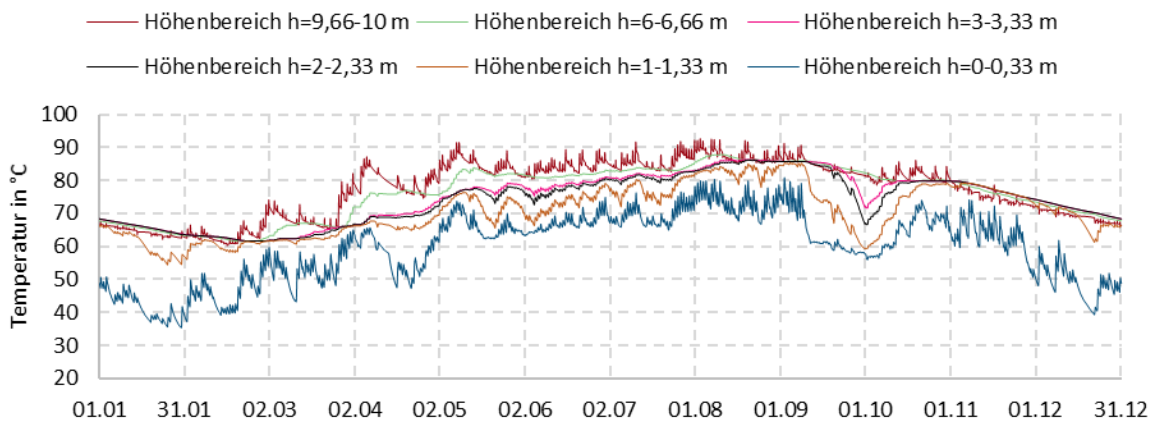


Abbildung 91: Verlauf der Temperatur in unterschiedlichem Volumen- bzw. Höhenbereich des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Mürzzuschlag. Variante 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage mit 20.000 m<sup>3</sup> PTES und 0,5 MW AWP. (Quelle: AEE INTEC)

Die Ergebnisse zeigen eine Verbesserung im Vergleich zur Variante ohne AWP. Die eingespeiste Solarwärme bleibt bei 3,6 GWh/a vergleichbar, doch diese wird gezielt bzw. zur Verringerung des Gasverbrauchs verwendet. Die Ergebnisse zeigen auch, wie die Speichertemperatur im unteren Bereich im August 80 °C erreicht und somit der Wärmespeicher vollgeladen werden kann. Die Entladung wird andererseits nicht komplett durchgeführt. Ab Ende Februar, wenn die Temperaturen im Wärmespeicher beginnen zu steigen, ist der Ladezustand des Wärmespeichers noch hoch bzw. herrschen Temperaturen zwischen 40 und 70 °C. Wie oben erwähnt wurde, sind zwei mögliche Anpassungen des Energiekonzepts untersucht worden, die Verkleinerung des Erdbeckenspeichers und die Verdoppelung der Größe der Absorptionswärmepumpe.

Mit der Verkleinerung der PTES ergeben sich ähnliche Ergebnisse rund um die monatliche Einspeisung des Teilsystems (hier nicht dargestellt). Der Unterschied der Speichertemperaturen zwischen ursprünglicher Auslegung und verkleinertem Erdbeckenspeicher sind für zwei unterschiedliche Höhen in Abbildung 92 dargestellt. Einerseits wird der kleinere Wärmespeicher besser entladen (von Anfang November bis Ende Februar sind die Speichertemperaturen im

20.000 m<sup>3</sup>PTES etwas höher als bei der Variante mit 15.000 m<sup>3</sup>), andererseits wird im Sommer der Wärmespeicher früher vollgeladen, sodass sich höhere Temperaturen im kleineren Wärmespeicher ergeben.

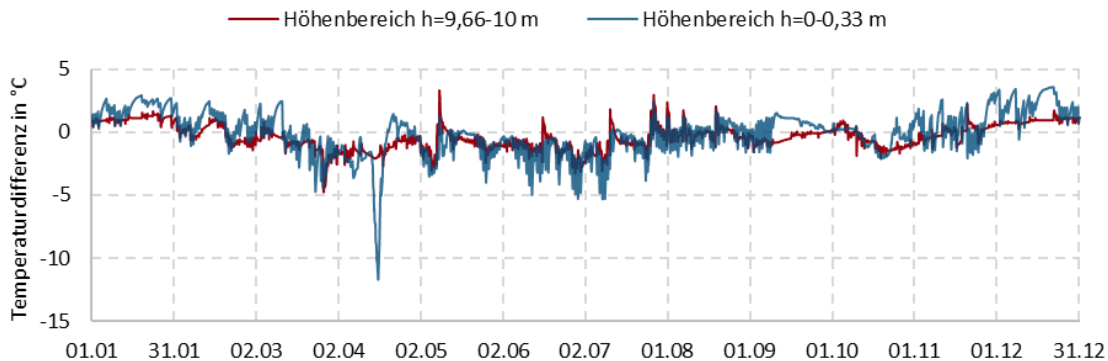


Abbildung 92: Verlauf der Temperaturdifferenz zwischen Temperatur der Variante mit 20.000 m<sup>3</sup> PTES und 15.000 m<sup>3</sup> PTES ( $T_{20.000m^3} - T_{15.000m^3}$ ) auf unterschiedlichem Volumen- bzw. Höhenbereiche des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzuslag. (Quelle: AEE INTEC)

Mit einer 1 MW AWP kann eine starke Entladung des Erdbeckenspeichers erreicht werden (siehe Abbildung 93 und Abbildung 95) ohne eine Überhitzung im Sommer zu verursachen (vgl. Abbildung 92 und Abbildung 93). Eine weitere Vergrößerung der AWP wäre evtl. möglich, da Ende Februar die Temperatur im oberen Bereich des Wärmespeichers noch bei 60 °C liegt und es bis April Gasverbrauch gibt.

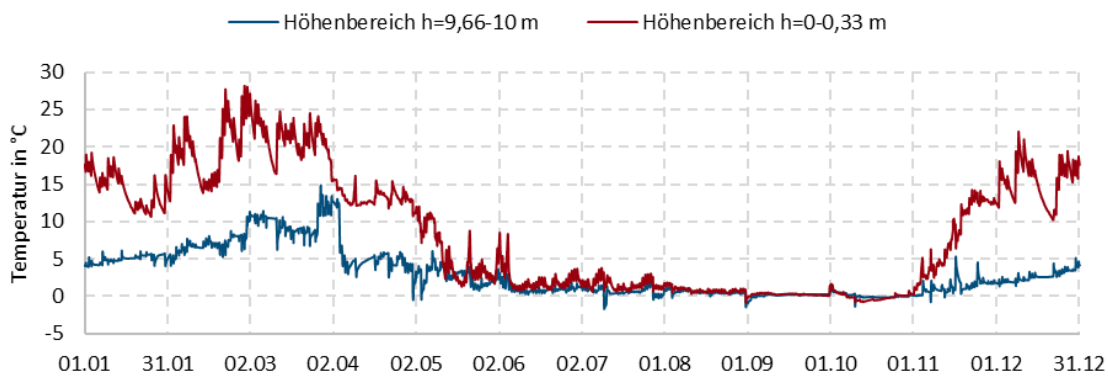


Abbildung 93: Verlauf der Temperaturdifferenz der Variante mit 0,5 MW AWP und 1 MW AWP ( $T_{0,5MW} - T_{1MW}$ ) auf unterschiedliche Volumen- bzw. Höhenbereiche des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzuslag. (Quelle: AEE INTEC)

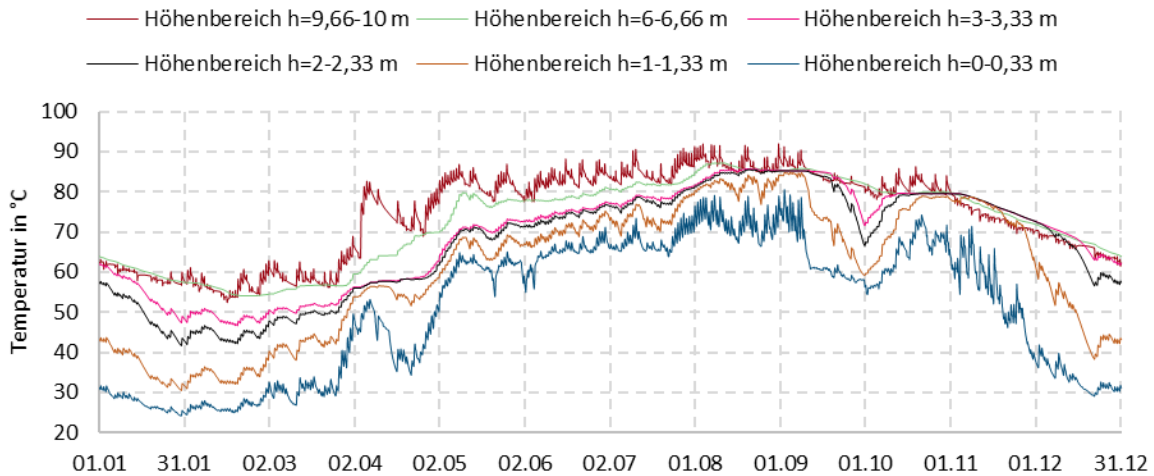


Abbildung 94: Verlauf der Temperatur auf unterschiedlichen Volumen- bzw. Höhenbereiche des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzzuschlag. Variante 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage mit 20.000 m<sup>3</sup> PTES und 1 MW AWP. (Quelle: AEE INTEC)

Insgesamt können mit der optimierten Auslegung (10.000 m<sup>2</sup> + 20.000 m<sup>3</sup> + 1 MW AWP) unter den bestehenden Rahmenbedingungen und der Anwendung der Einsatzreihenfolge „A“ (siehe Tabelle 22) ca. 6,1 GWh/a Wärme aus dem Teilsystem eingespeist werden (davon ca. 4,1 GWh/a Solarwärme). Dies ist mehr Solarwärme im Vergleich zu den Varianten mit 0,5 MW oder 15.000 m<sup>3</sup> PTES, die in beiden Fällen 3,6 GWh/a Solarwärme einspeisen könnten. Insgesamt werden ca. 5,1 GWh/a Wärme aus gasbetriebenen Heizwerken gespart, siehe Abbildung 95. Davon werden 2 GWh/a als Antrieb für die AWP verwendet, rund 1,8 GWh/a aus dem Wärmespeicher (größtenteils als Niedertemperaturwärme für die AWP) und 2,3 GWh/a Solarwärme direkt ins Netz eingespeist.

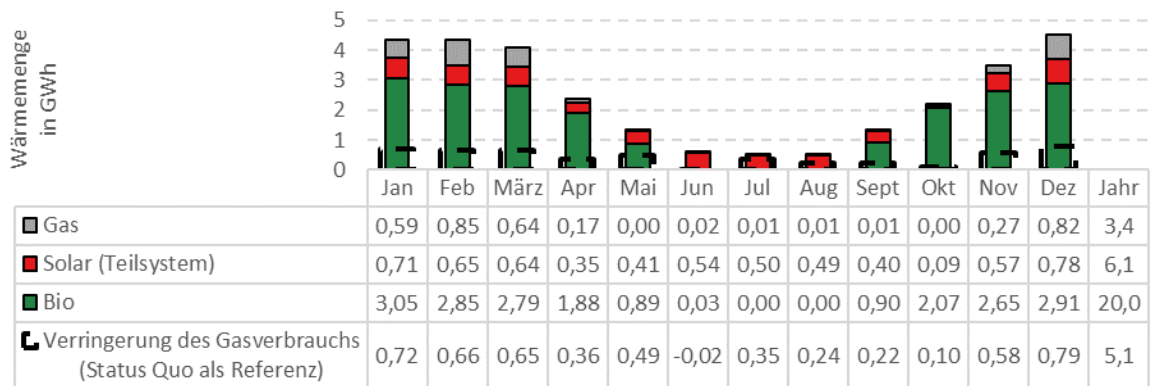


Abbildung 95: Ergebnisse der Variante mit 20.000 m<sup>3</sup> PTES, 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage und 1 MW AWP in monatlicher Aufteilung der jeweils mit Gas erzeugten Wärme und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen: Solar und Biomasse, sowie die eingespeisten Gasverbräuche im Vergleich zur Status Quo 2017/18 für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC)

## Konklusion

Aus der Detailanalyse am Standort Mürrzuschlag konnte die Einbindung einer 10.000 m<sup>2</sup> Solaranlage mit einem 20.000 m<sup>3</sup> Erdbeckenspeicher mit und ohne Absorptionswärmepumpe quantitativ bewertet werden.

Die Einbindung einer 0,5 MW AWP ist am Fallbeispiel Mürrzuschlag positiv zu sehen. Diese AWP könnte die Verwertung der Niedertemperaturwärme des Wärmespeichers und somit eine starke Verringerung der Wärmeverluste von 1,33 bis auf 0,68 GWh/a, sowie eine leichte Steigerung der eingespeisten Solarwärme von 3,5 bis auf 3,6 GWh/a bzw. 4,6 GWh/a erlauben, falls die Antriebsenergie der AWP mitberücksichtigt wird. In diesem Szenario zeigt der Verlauf der Temperatur im Erdbeckenspeicher, dass der PTES voll geladen aber nicht voll entladen werden kann, siehe Abbildung 91. Um eine bessere Entladung zu erreichen, wurden zwei Variationen untersucht: die Verkleinerung des PTES und die Vergrößerung der AWP.

Eine Verringerung des PTES von 25 % hat einen leichten Einfluss auf die Speichertemperaturen im unteren und oberen Bereich sowie auf die monatliche Einspeisung der Teilsysteme. Einerseits bestätigt dies, dass die Unterdimensionierung des Wärmespeichers sinnvoll ist, da die Investitionskosten stark verringert werden, ohne die Leistungsfähigkeiten maßgeblich zu beeinflussen. Andererseits zeigt es sich, dass dies keine ausreichende Maßnahme ist, um die Niedertemperaturwärme voll auszunutzen bzw. den PTES voll zu entladen. Die Verdoppelung der AWP Größe bis auf 1 MW erreicht das gewünschte Ziel, den Speicher stärker zu entladen. Basierend auf den Ergebnissen scheint es ein passendes Auslegungsverfahren zu sein, erst die Kombination Solaranlage – Speichergröße auszulegen und danach die passende Größe für die Absorptionswärmepumpe auszuwählen.

## 5.2. Klagenfurt

Ausgehend von der erhobenen Statusanalyse zum Klagenfurter Fernwärmenetz wird in diesem Kapitel die Installation einer solarthermischen Anlage und eines Erdbeckenspeichers auf den beim Biomasseheizkraftwerk Klagenfurt-Süd verfügbaren Grundstücksflächen zur Fernwärmeeinspeisung untersucht. Zusätzlich wird das System in einem zweiten Schritt um eine Absorptionswärmepumpe ergänzt, um die mögliche Steigerung des solaren Deckungsgrads der solarthermischen Anlage zu untersuchen. Die zur Verfügung stehenden Grundstücksflächen befinden sich in der Katastralgemeinde St. Ruprecht bei Klagenfurt. Für die Bestimmung der Größe für die solarthermische Anlage und des Erdbeckenspeichers wurden die Grundstücksflächen kombiniert und Grundstücksflächen ( $A_{tot}$ ) im Ausmaß von 163.400 m<sup>2</sup> in einer Simulationsstudie untersucht.

Die solarthermische Anlage und der Erdbeckenspeicher wurden so dimensioniert, dass die vorhandene Grundfläche vollständig genutzt wird. Für die Flächen wurde das Speichervolumen ( $V_{TES}$ ) verändert, wobei die Tiefe des Erdbeckenspeichers ( $h_{TES}$ ) aufgrund des an diesem Standort vorhandenen Grundwasserspiegels auf 12 m festgelegt wird. Die erforderliche Grundfläche ( $A_{TES}$ ) für den Erdbeckenspeicher kann mit Gl. 5-1 berechnet werden.

$$A_{TES} = \frac{V_{TES}}{h_{TES}} \quad \text{Gl. 5-1}$$



Die solarthermische Anlage kann auf der verbleibenden Grundstücksfläche installiert werden. Die Kollektorfläche ( $A_{coll}$ ) wird nach Gl. 5-2 berechnet.

$$A_{coll} = (A_{tot} - A_{TES})/1,7 \quad \text{Gl. 5-2}$$

### Hydraulische Einbindung und Regelungskonzept

Abbildung 96 zeigt eine vereinfachte TRNSYS Simulation Studio Darstellung der Anlagensimulation mit der hydraulischen Einbindung der solarthermischen Anlage und des Erdbeckenspeichers in das Fernwärmenetz. Die solarthermische Anlage ist über einen Trennwärmeübertrager mit dem Erdbeckenspeicher verbunden. Das kalte Wasser wird vom unteren Teil des Erdbeckenspeichers entnommen, im Trennwärmeübertrager durch die Solaranlage erwärmt und anschließend in den oberen Teil des Erdbeckenspeichers rückgeführt. Der Rücklauf des Fernwärmenetzes strömt in den unteren Teil des Erdbeckenspeichers und der Vorlauf wird im oberen Teil des Erdbeckenspeichers entnommen.

Da die solarthermische Anlage nicht in der Lage ist, den Erdbeckenspeicher das ganze Jahr auf der erforderlichen Vorlauftemperatur zu halten, ist zusätzlich eine Nachheizung in der Simulation vorgesehen (Type 6). Die Nachheizung stellt dabei immer genau die Wärmeleistung bereit, die benötigt wird, um die erforderliche Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes zu erreichen.

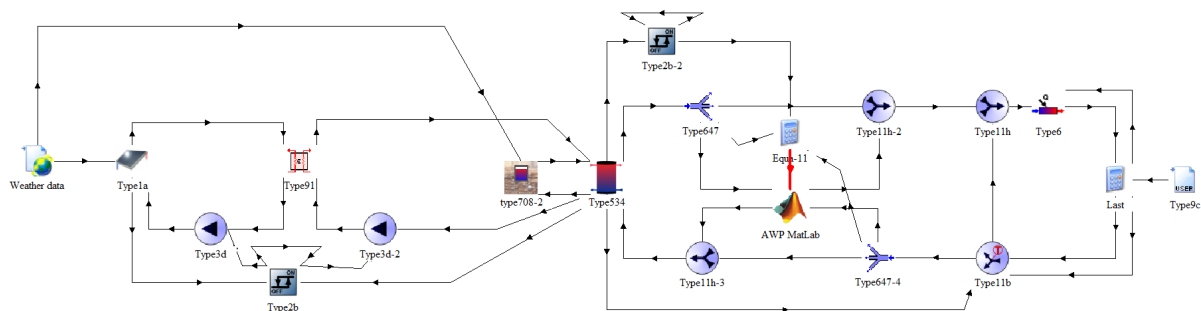


Abbildung 96: Hydraulikschema für die Einbindung der solarthermischen Anlage, des Erdbeckenspeichers und der Absorptionswärmepumpe im Fernwärmenetz Klagenfurt mit den erforderlichen Signalen für die Regelung bei einer Nutzung des Erdbeckenspeichers als Pufferspeicher. (Quelle: TU Graz)

Für die Regelung der solarthermischen Anlage wird eine Hysterese verwendet (Type 2b). Die Hysterese schaltet die beiden Pumpen im Solarkreis ab, wenn die Temperatur im untersten Knoten des Erdbeckenspeichers höher ist als die Temperatur am Austritt aus den Solarkollektoren. Zusätzlich werden die Pumpen im Solarkreis abgeschaltet, wenn die Temperatur im untersten Knoten des Erdbeckenspeichers höher ist als 95 °C.

In Abbildung 96 ist auch die Einbindung der Absorptionswärmepumpe dargestellt (AWP MatLab). Hier wird eine Co-Simulation mit MatLab genutzt, um das Modell von Albers in TRNSYS einzubinden. Die Absorptionswärmepumpe soll den solaren Deckungsgrad der solarthermischen Anlage erhöhen, weshalb der Verdampfer der Absorptionswärmepumpe mit dem Rücklauf des Fernwärmenetzes verbunden ist. Kondensator und Absorber der Absorptionswärmepumpe erwärmen das vom obersten Knoten des Erdbeckenspeichers entnommene Fernwärmewasser.

Zum Antrieb der Absorptionswärmepumpe wird in einer Variante der Vorlauf des Fernwärmenetzes mit dem jeweiligen Volumenstrom verwendet. Dabei wird davon ausgegangen, dass sonst keine Antriebsenergie für die Absorptionswärmepumpe verfügbar ist. In einer zweiten Variante wurde eine konstante Heißwassereintrittstemperatur von 120 °C und der Volumenstrom beim Auslegungspunkt der Absorptionswärmepumpe vorgegeben. Wenn man davon ausgehen kann, dass diese Energie aus einer billigen Abwärmequelle stammt, kann die Leistung beim BHKW drastisch reduziert werden.

Der Betrieb der Absorptionswärmepumpe wird mittels Hysterese geregelt. Wenn die Temperatur im Erdbeckenspeicher größer als 85 °C ist, wird die Absorptionswärmepumpe abgeschaltet und bei einer Temperatur kleiner als 73 °C wird die Absorptionswärmepumpe wieder eingeschaltet.

### Modell der Absorptionswärmepumpe

Für das Modell der Absorptionswärmepumpe wurde das von [45] erstellte Modell der Absorptionswärmepumpe verwendet. Dieses Modell basiert auf der sogenannten charakteristischen Gleichung und ist in der Lage, das Teillastverhalten von Absorptionswärmepumpen bei Änderung der Temperaturen und auch der Volumenströme in den externen Kreisläufen zu beschreiben. Für die Parametrierung der Absorptionswärmepumpe mussten die UA-Werte der Wärmeübertrager sowie die Volumenströme am Auslegungspunkt der Absorptionswärmepumpe vorgegeben werden. Diese sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23: Parameter im Simulationsmodell der Absorptionswärmepumpe

Parameter	Wert	Einheit
UA-Wert Generator	1.755	kW/K
UA-Wert Kondensator	1.755	kW/K
UA-Wert Absorber	1.755	kW/K
UA-Wert Verdampfer	1.755	kW/K
UA-Wert Lösungsmittel Wärmeübertrager	1.755	kW/K
Nennheißwasservolumenstrom	1.125	m <sup>3</sup> /h
Nennkühlwasservolumenstrom	1.254	m <sup>3</sup> /h
Nennkaltwasservolumenstrom	796	m <sup>3</sup> /h
Fördervolumenstrom der reichen Lösung	30	l/s
Rezirkulationsvolumenstrom der armen Lösung	30	l/s

Das Modell berechnet auch die internen Temperaturen und Drücke im Lösungs- und Kältemittelkreislauf der AWP. Darauf basierend wurde im Rahmen dieses Projektes die Berechnung der Konzentration der armen Lösung in Abhängigkeit des Hochdrucks und der Temperatur am Austritt aus dem Generator ergänzt. Dazu wurde mit den in EES<sup>21</sup> enthaltenen Stoffwerten eine Tabelle und mit Matlab<sup>22</sup> ein LookUp-Table erstellt, in der die Konzentration für beliebige Kombinationen von Druck und Temperatur mittels linearer Interpolation berechnet wurden. Anschließend wurde die Kristallisationstemperatur mit den in [67] enthaltenen Stoffdaten als Funktion der Lösungsmittelkonzentration abgebildet. Um eine Kristallisation des Lösungsmittels zu bestimmen, wird aus der in der AWP vorherrschenden Lösungsmittelkonzentration die Kristallisationstemperatur ermittelt und mit der Temperatur am Eintritt in den Absorber verglichen.

<sup>21</sup> <http://fchartsoftware.com/ees/>

<sup>22</sup> <https://de.mathworks.com/products/matlab.html>

Wenn die Temperatur am Eintritt in den Absorber niedriger ist als die Kristallisationstemperatur, tritt an diesem Betriebspunkt eine Kristallisation in der Absorptionswärmepumpe auf. Diese Information konnte dann in TRNSYS ausgegeben und abgespeichert werden.

Bei dem von [45] erstellten Modell handelt es sich um ein stationäres Modell. Ein stationäres Modell gibt bei einer Änderung der Betriebszustände die im stationären Zustand auftretenden Leistungen ohne Zeitverzögerung aus. Da in realen Anlagen aufgrund von Speichermassen immer eine zeitliche Verzögerung auftritt, wurde ein Verzögerungsglied erster Ordnung (PT1-Glied) verwendet, um eine zeitliche Verzögerung der in die Absorptionswärmepumpe eintretenden Temperaturen zu erreichen. Dadurch reagiert die Absorptionswärmepumpe langsamer auf Änderungen des Betriebszustandes. Für die Simulationen wurde eine Zeitkonstante von zwei Minuten angesetzt. Diese Zeitkonstante entspricht der Verzögerung, die bei Absorptionswärmepumpen einer ähnlichen Größe bei einem Betriebspunktwechsel auftreten. Bei einem Anfahrvorgang müssten tendenziell größere Zeitkonstanten verwendet werden, was in diesem Modell jedoch nicht berücksichtigt wurde.

### Rahmenbedingungen Fernwärmenetz

Abbildung 97 zeigt die Vor- und Rücklauftemperatur im Klagenfurter Fernwärmenetz am Standort des Biomasseheizkraftwerks. Die Vorlauftemperatur wird in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur gewählt und variiert zwischen 80 °C im Sommer und 120 °C im Winter. Die Rücklauftemperatur verändert sich von 55 °C im Winter auf 60 °C im Sommer.

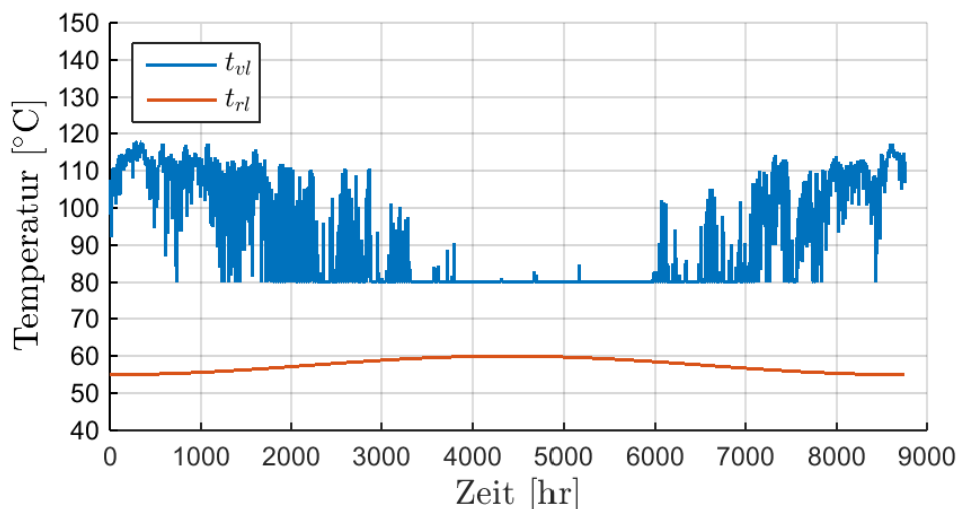


Abbildung 97: Vor- und Rücklauftemperatur beim Biomasseheizkraftwerk Klagenfurt Süd

Abbildung 98 zeigt einen Jahresverlauf der vom Biomasseheizkraftwerk Klagenfurt-Süd eingespeisten Wärmeleistung. Die Wärmeleistung ist dabei über das Jahr mit 15 MW nahezu konstant, nur im Sommer wird aufgrund der geringen abgenommenen Leistung teilweise weniger Wärme in das Fernwärmenetz geliefert. (Quelle: TU Graz)

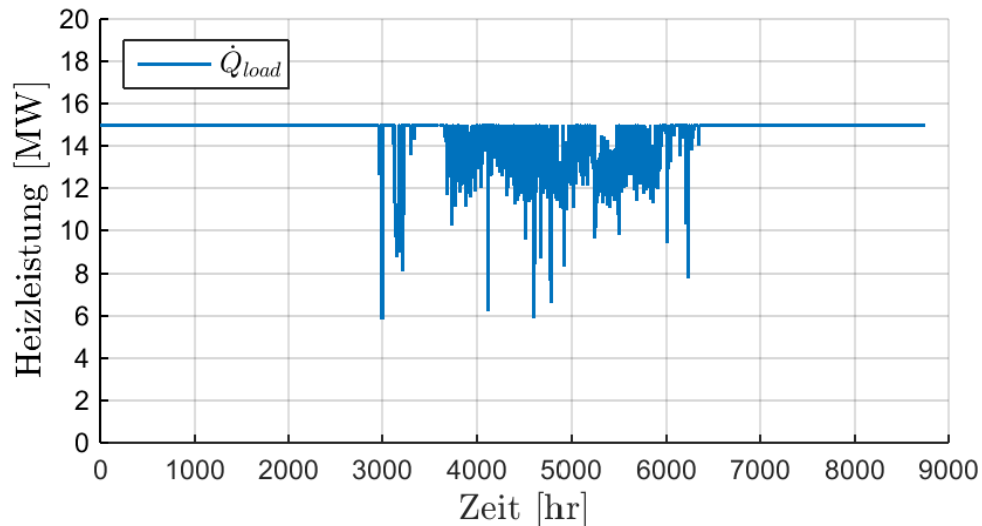


Abbildung 98: Vom Biomasseheizkraftwerk Klagenfurt-Süd in das Fernwärmenetz eingespeiste Wärmeleistung. (Quelle: TU Graz)

### Simulationsergebnisse solarthermische Anlage und Erdbeckenspeicher

Abbildung 99 zeigt beispielhaft den Verlauf der von der solarthermischen Anlage bereitgestellten Wärmeleistung (Abbildung 99, oben), die von der Nachheizung bereitgestellte Wärmeleistung (Abbildung 99, Mitte) und die Lade- bzw. Entladeleistung des Erdbeckenspeichers (Abbildung 99, unten) für eine gesamte Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup> und einem Volumen des Erdbeckenspeichers von 4.000 m<sup>3</sup>. Die für die solarthermische Anlage zur Verfügung stehende Kollektorfläche beträgt dabei 31.863 m<sup>2</sup>. Bei einem Vergleich mit der in Abbildung 98 dargestellten, vom Fernwärmenetz abgenommenen Wärmeleistung zeigt sich, dass die Spitzen der von der solarthermischen Anlage gelieferten Wärmeleistung bis zu 25 MW betragen und somit höher sind als die maximal vom Fernwärmenetz abgenommene Wärmeleistung. Bei dieser Kollektorfläche ist die Verwendung eines thermischen Speichers notwendig, da es sonst zu einer Stagnation der solarthermischen Anlage kommen würde.

Obwohl die solarthermische Anlage eine Kollektorfläche von 31.863 m<sup>2</sup> hat, ist die Nachheizung (Abbildung 99, Mitte) fast durchgängig in Betrieb. Vor allem in den Wintermonaten (vgl. Zeitraum von 0 bis 1.000 h bzw. von 7.000 bis 8.760 h) ist ein durchgehender Betrieb der Nachheizung erforderlich, da die solarthermische Anlage nicht in der Lage ist, die erforderliche Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes bereitzustellen. In der Übergangszeit und den Sommermonaten kann die solarthermische Anlage die geforderte Vorlauftemperatur teilweise erreichen, was zu einem häufigen Ein- und Ausschalten der Nachheizung führt.

Abbildung 99 (unten) zeigt die Lade- bzw. Entladeleistung des Erdbeckenspeichers. Es zeigt sich, dass die Entladeleistung des Speichers größer ist als die Ladeleistung, was auf die geringfügig höhere Leistung der solarthermischen Anlage gegenüber dem Leistungsbedarf des Fernwärmenetzes zurückgeführt werden kann.

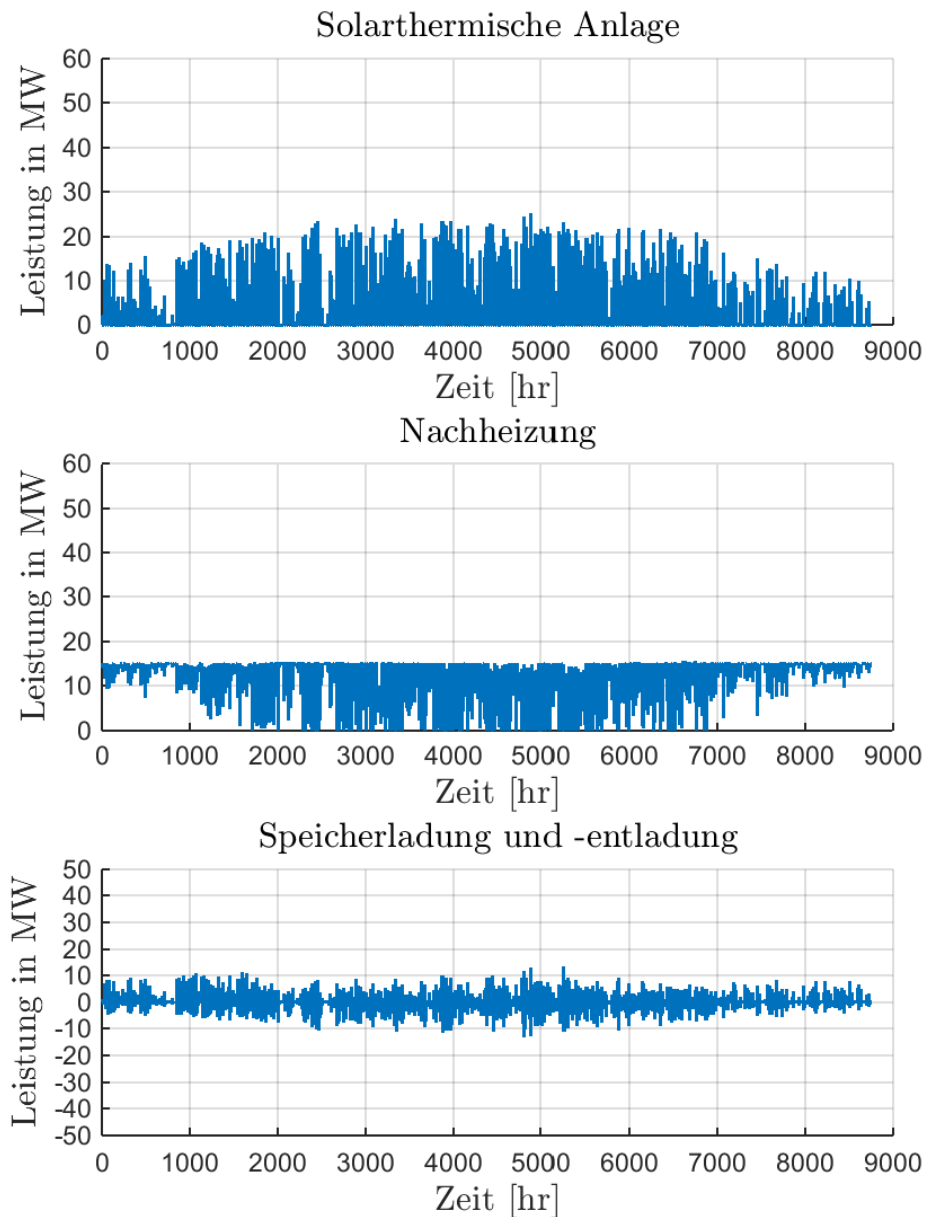


Abbildung 99: Eingespeiste Wärme der solarthermischen Anlage, der Nachheizung in das Fernwärmenetz sowie die Lade- und Entladeleistung des Erdbeckenspeichers bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup>, einer Kollektorfläche von 31.863 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 4.000 m<sup>3</sup>. (Quelle: TU Graz)

Abbildung 100 zeigt die Temperatur des obersten und untersten Knotens im Erdbeckenspeicher. Die Temperatur im obersten Knoten ( $t_{TES,top}$ ) erreicht dabei bis zu 95 °C. Durch die vom Fernwärmenetz abgenommene Wärmeleistung wird diese Temperatur jedoch nicht lange gehalten. Die Temperatur im untersten Knoten des Erdbeckenspeichers ( $t_{TES,bottom}$ ) wird deutlich von der Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes beeinflusst (vgl. Abbildung 97). Die höchste Temperatur im untersten Knoten des Erdbeckenspeichers beträgt ca. 75 °C.

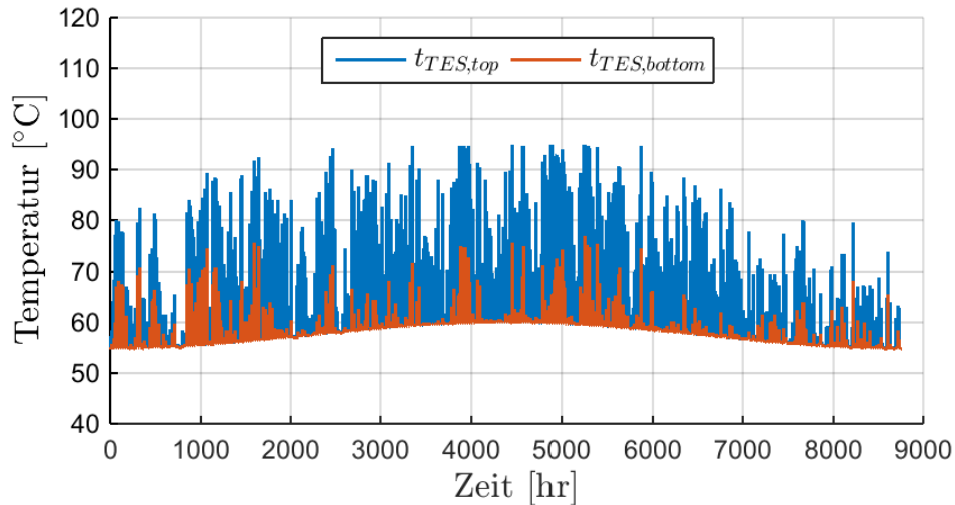


Abbildung 100: Temperatur im obersten und untersten Knoten des Erdbeckenspeichers bei einer gesamten Grundfläche von  $54.500 \text{ m}^2$ , einer Kollektorfläche von  $31.863 \text{ m}^2$  und einem Speichervolumen von  $4.000 \text{ m}^3$ . (Quelle: TU Graz)

Abbildung 101 zeigt den Energieverbrauch des Fernwärmenetzes und die bereitgestellte Energie durch die solarthermische Anlage und die Nachheizung sowie die zu- und abgeführte Energie des Speichers bei einer Grundfläche von  $54.500 \text{ m}^2$ . Das ist die größte zur Verfügung stehende Grundfläche für die Installation des Erdbeckenspeichers und der Solarkollektoren. Die maximale Wärme von  $23.390 \text{ MWh}$  wird von der solarthermischen Anlage bei einem Volumen des Erdbeckenspeichers von  $3.000 \text{ m}^3$  geliefert. Bei einem Speichervolumen von  $4.000 \text{ m}^3$  reduziert sich die gelieferte Wärme wieder aufgrund der geringfügig kleineren Kollektorfläche. Bei einem Speichervolumen von  $1.000 \text{ m}^3$  tritt in 25 h Stagnation auf und bei einem Speichervolumen von  $2.000 \text{ m}^3$  sind die Pumpen aufgrund der höheren Temperatur im untersten Knoten des Erdbeckenspeichers geringfügig weniger in Betrieb, was die von der solarthermischen Anlage gelieferte Wärme ebenfalls reduziert.

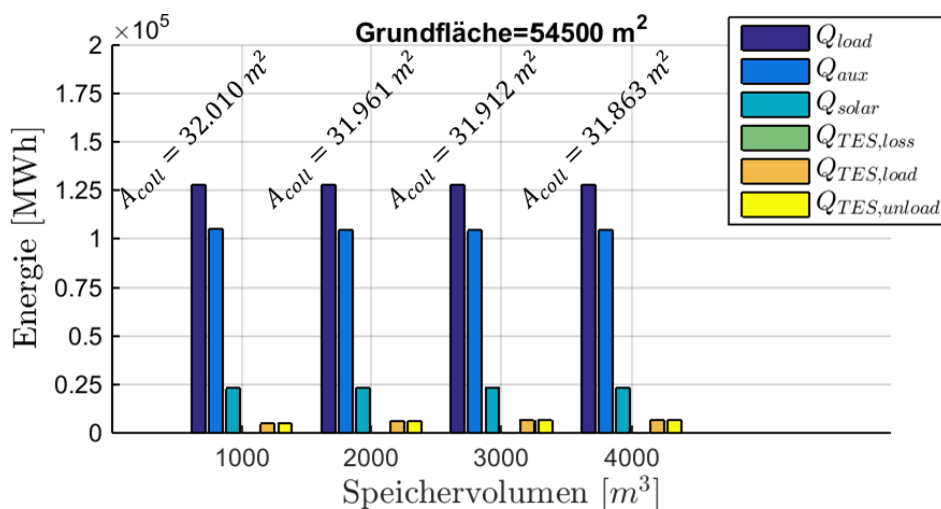


Abbildung 101: Jährlicher Wärmebedarf des Fernwärmenetzes ( $Q_{load}$ ), von der Nachheizung bereitgestellte Wärme ( $Q_{aux}$ ), durch die solarthermische Anlage gelieferte Wärme ( $Q_{solar}$ ) und Speicherverluste ( $Q_{TES,loss}$ ) sowie zu- und abgeführte Wärme des Speichers ( $Q_{TES,load}$ ,  $Q_{TES,unload}$ ) bei einer Grundfläche von  $54.500 \text{ m}^2$ . (Quelle: TU Graz)

Abbildung 102 zeigt die maximalen monatlichen Temperaturen und die mittleren Temperaturen der Monate, die im obersten Knoten des Erdbeckenspeichers bei einer Grundfläche von  $54.500 \text{ m}^2$  auftreten. Anhand der maximalen monatlichen Temperaturen im obersten Knoten des Erdbeckenspeichers zeigt sich, dass nur bei einem Volumen des Erdbeckenspeichers größer als  $1.000 \text{ m}^3$  eine Stagnation der solarthermischen Anlage ausgeschlossen werden kann, da die maximalen Temperaturen im obersten Knoten des Speichers das ganze Jahr unter  $95 \text{ }^\circ\text{C}$  liegen. Bei einem Volumen des Erdbeckenspeichers von  $1.000 \text{ m}^3$  tritt für 25 Stunden Stagnation auf. Die maximalen Temperaturen im Monat erreichen von März bis September immer Werte über  $80 \text{ }^\circ\text{C}$  und die mittleren Temperaturen sind für diese Monate deutlich über  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ . Da in den Monaten Juli und August die erforderliche Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes bei  $80 \text{ }^\circ\text{C}$  liegt, ist davon auszugehen, dass dabei teilweise die Versorgung des Fernwärmenetzes ausschließlich über die solarthermische Anlage erfolgen kann.

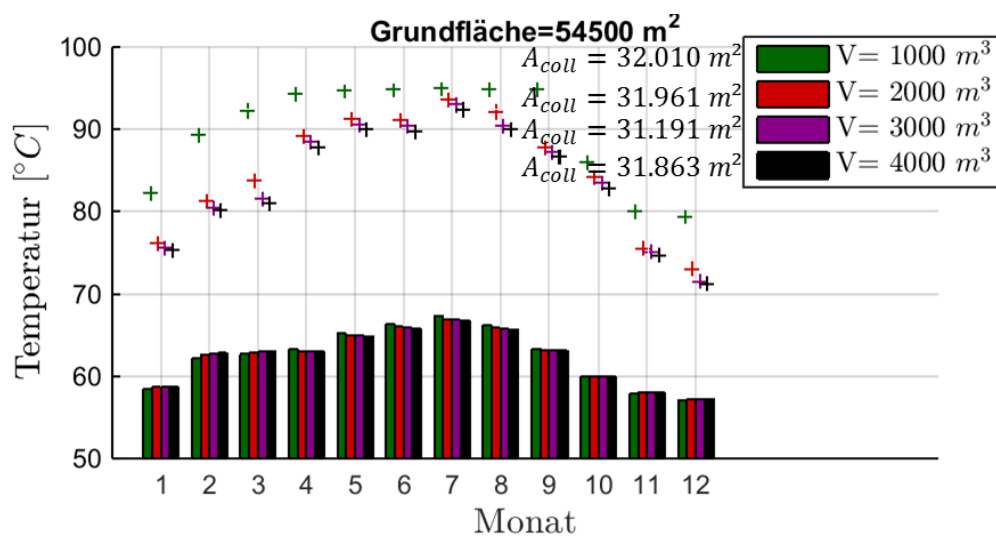


Abbildung 102: Maximale und mittlere Temperatur im obersten Knoten des Erdbeckenspeichers in einem Jahr bei einer Grundfläche von  $54.500 \text{ m}^2$  (mit den Balken werden die Monatsmittelwerte und mit den Plus-Zeichen die monatlichen Maximalwerte dargestellt). (Quelle: TU Graz)

Abbildung 103 zeigt die maximale und mittlere Temperatur im untersten Knoten des Erdbeckenspeichers. Anhand dieses Bildes bestätigt sich, dass die solarthermische Anlage bei einem Speichervolumen von  $2.000 \text{ m}^3$  weniger Betriebsstunden hat, da sowohl die maximale Temperatur als auch die mittlere Monatstemperatur einen größeren Unterschied zu einem Speichervolumen von  $3.000 \text{ m}^3$  aufweist, als zwischen einem Speichervolumen von  $3.000 \text{ m}^3$  und  $4.000 \text{ m}^3$ .

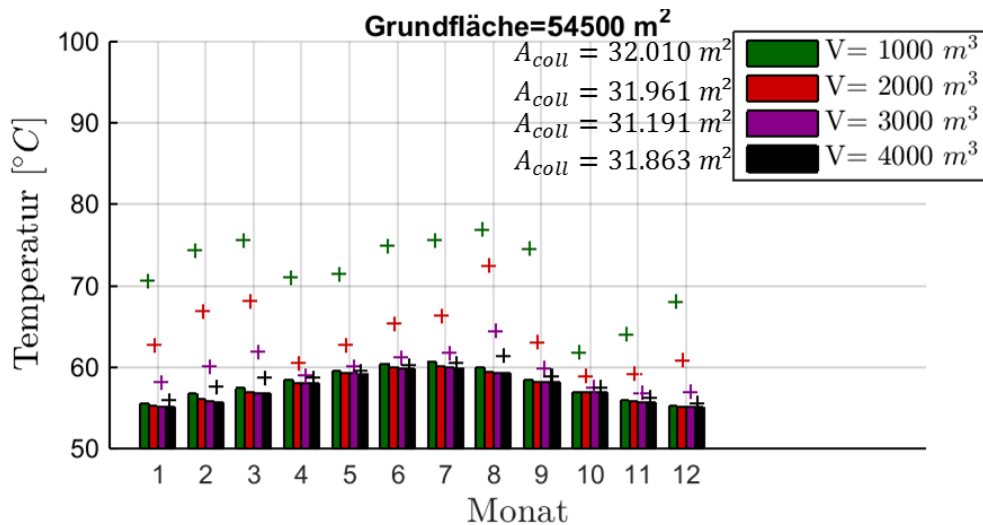


Abbildung 103: Maximale und mittlere Temperatur im untersten Knoten des Erdbeckenspeichers in einem Jahr bei einer Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup> (mit den Balken werden die Monatsmittelwerte und mit den Plus-Zeichen die monatlichen Maximalwerte dargestellt). (Quelle: TU Graz)

Der Anteil der von der solarthermischen Anlage gelieferten Wärme kann mit dem solaren Deckungsgrad beschrieben werden. Der solare Deckungsgrad ( $SD$ ) wird in dieser Arbeit nach Gl. 5-3 aus dem Verhältnis der von der solarthermischen Anlage in den Erdbeckenspeicher gelieferten Wärme ( $Q_{solar}$ ) zur vom Fernwärmenetz abgenommen Wärme ( $Q_{load}$ ) definiert.

$$SD = \frac{Q_{solar}}{Q_{load}} \quad \text{Gl. 5-3}$$

Abbildung 104 zeigt den solaren Deckungsgrad bei der kleinsten und größten Grundfläche ( $A_{tot}$ ) und unterschiedlichem Speichervolumen. Dabei zeigt sich bei der größten Grundfläche ein Maximum des solaren Deckungsgrades entsprechend der maximal von der Solaranlage gelieferten Leistung (vgl. Text zu Abbildung 101). Dieses ergibt sich aus der kürzeren Betriebszeit der solarthermischen Anlage bei einem kleineren Volumen des Erdbeckenspeichers und aus der abnehmenden Fläche der Solarkollektoren bei größerem Speichervolumen. Bei der kleinsten Grundfläche von 12.900 m<sup>2</sup> tritt dieses Maximum nicht auf, da die von der solarthermischen Anlage gelieferte Leistung das ganze Jahr über kleiner als die vom Fernwärmenetz abgenommene Leistung ist, weshalb in diesem Fall überhaupt kein Speicher benötigt wird.



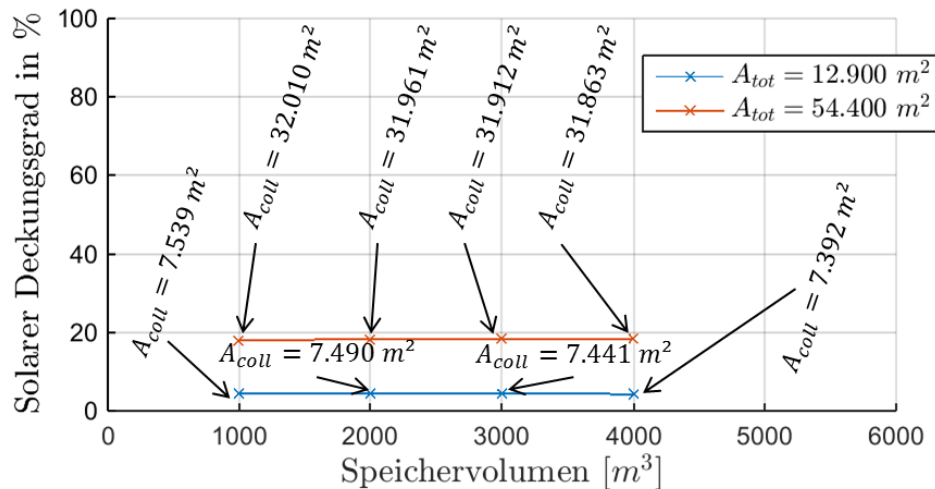


Abbildung 104: Vergleich des solaren Deckungsgrades der solarthermischen Anlage bei unterschiedlichen Grundflächen und unterschiedlichen Speichervolumen. (Quelle: TU Graz)

Die weiteren Simulationen mit Einbindung der Absorptionswärmepumpe (siehe oben) zeigen, dass der solare Deckungsgrad bei den untersuchten Einbindungsvarianten in keinem wesentlichen Ausmaß gesteigert werden kann. Die Installation einer Absorptionswärmepumpe bringt bei den untersuchten Einbindungsvarianten also keine nennenswerten Vorteile.

### Langzeitwärmespeicher

Da die oben untersuchte Einbindungsvariante der Absorptionswärmepumpe keine nennenswerten Vorteile gebracht hat, wird eine alternative Einbindungsvariante untersucht. Für die Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher wird ein Zeitraum festgelegt, bei dem der Speicher ausschließlich geladen wird. Hierfür werden üblicherweise die Sommermonate gewählt werden, da in diesem Zeitraum die vom Fernwärmenetz geforderte Wärmeleistung gering ist und eine große Wärmeleistung von der solarthermischen Anlage geliefert wird.

In diesem Zeitraum wird also keine Wärme aus dem Erdbeckenspeicher entnommen, weder direkt noch mit der Absorptionswärmepumpe, und der Wärmebedarf des Fernwärmenetzes wird von der Nachheizung gedeckt. Nachdem der Erdbeckenspeicher geladen wurde, wird der Erdbeckenspeicher direkt mit dem Fernwärmewasser durchströmt und dabei wieder entladen. Nachdem der Speicher aufgrund der Fernwärmeversorgung bis zu einer bestimmten Temperatur entladen wurde, hat eine weitere Durchströmung keinen Sinn mehr. Die Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes stellt dabei die untere Grenze dar. Sobald dies der Fall ist, geht die Absorptionswärmepumpe in Betrieb und nutzt den Speicher als Niedertemperaturwärmequelle im Verdampfer. Die Wärme von Kondensator und Absorber der Absorptionswärmepumpe wird dabei genutzt, um den Rücklauf des Fernwärmenetzes anzuheben. Um die erforderliche Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz zu erreichen, wird das Fernwärmewasser anschließend in der Nachheizung weiter erwärmt.

Abbildung 105 zeigt den Aufbau des Simulationsmodells. Der Solarkreis im linken Teil von Abbildung 105 ist unverändert zum vorherigen Aufbau. Im rechten Teil von Abbildung 105 ist der Lastkreis dargestellt. Dabei wird ein Verteilventil (Type647-4) verwendet, um den Erdbeckenspeicher zu durchströmen, wenn eine Direktversorgung des Fernwärmenetzes erfolgt. Andernfalls strömt das Fernwärmewasser durch den Kondensator und Absorber der Absorptionswärmepumpe und wird

dort erwärmt, wenn die Absorptionswärmepumpe in Betrieb ist. Im Anschluss strömt das Fernwärmewasser wieder zur Last, wobei die Temperatur des Fernwärmewassers durch Beimischung mit dem Rücklauf reduziert oder über die Nachheizung erhöht wird, um die durch das Lastprofil vorgegebene Vorlauftemperatur zu erreichen.

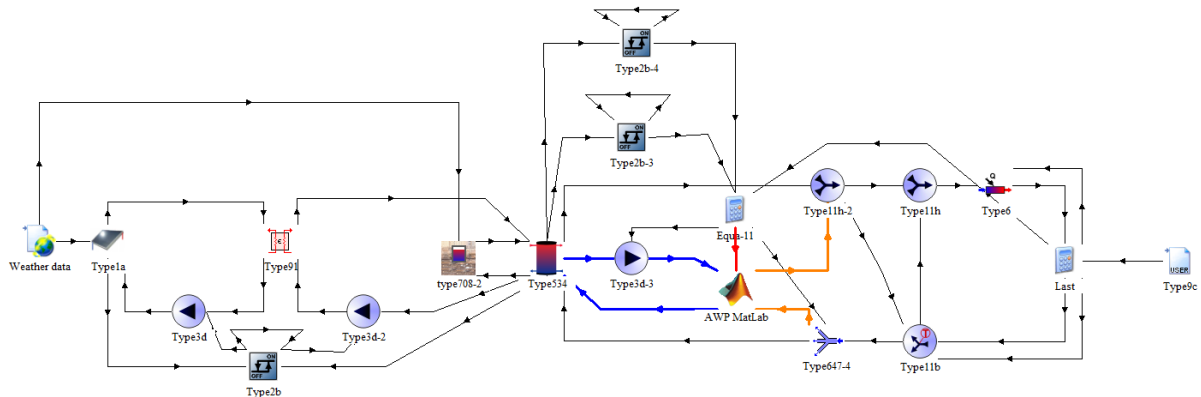


Abbildung 105: Hydraulikschema für die Einbindung der solarthermischen Anlage, des Erdbeckenspeichers und der Absorptionswärmepumpe im Fernwärmenetz Klagenfurt mit den erforderlichen Signalen für die Regelung bei einer Nutzung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher. (Quelle: TU Graz)

Für die direkte Entladung des Erbeckenspeichers und die Entladung mittels Absorptionswärmepumpe wird folgende Regelungsstrategie verfolgt:

- In den Monaten Juni, Juli und August wird keine Wärme aus dem Speicher entnommen.
- Die direkte Speicherentladung wird ausgeschaltet, sobald die Temperatur im obersten Knoten des Speichers unter 65 °C fällt. Sollte die Speichertemperatur aufgrund des Solarwärmeeintrages wieder steigen, wird die direkte Speicherentladung ab einer Temperatur von 70 °C wieder eingeschaltet.
- Die Absorptionswärmepumpe ist in Betrieb, sobald die solarthermische Anlage ausgeschaltet wird. Wenn der Speicher durch die Absorptionswärmepumpe soweit abgekühlt wurde, dass die Temperatur unter 15 °C sinkt, so wird die Absorptionswärmepumpe abgeschaltet. Steigt die Speichertemperatur aufgrund der gelieferten Solarwärme wieder an, so wird die Absorptionswärmepumpe bei einer Temperatur von 20 °C wieder eingeschaltet.

Es wird angenommen, dass für die Installation der solarthermischen Anlage und des Erdbeckenspeichers eine Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup> zur Verfügung steht. Das Volumen des Erdbeckenspeichers wurde auf 130.000 m<sup>3</sup> festgelegt. Bei diesem Volumen erreicht die Temperatur im obersten Knoten des Erdbeckenspeichers durch die Speicherladung mit der solarthermischen Anlage in den Monaten Juni, Juli und August über 90 °C. Um den Speicher mit der Absorptionswärmepumpe nicht zu schnell zu entladen, wurden die Parameter im Vergleich zu den in den vorhergehenden Untersuchungen verwendeten Absorptionswärmepumpe halbiert.

Abbildung 106 zeigt den Jahresverlauf der zu- und abgeführten Leistungen der Absorptionswärmepumpe. Die Absorptionswärmepumpe ist in den Monaten Juni, Juli und August nicht in Betrieb (3624 bis 5832 h), da in diesem Zeitraum der Erdbeckenspeicher geladen wird.

Anschließend wird das Fernwärmenetz im Zeitraum von 5832 bis 6175 h direkt über den Erdbeckenspeicher mit Wärme versorgt. Im restlichen Jahr ist die Absorptionswärmepumpe dauernd in Betrieb. Sie liefert dabei unmittelbar nach der Inbetriebnahme die größte Leistung von ca. 12 MW, welche Absorber und Kondensator in das Fernwärmenetz einspeisen, was auf die höhere Verdampfungstemperatur aufgrund der höheren Speichertemperatur zurückgeführt werden kann. Anschließend fällt die Leistung von Absorber und Kondensator mit der Speichertemperatur bis zum Jahresende auf ca. 4 MW. Von Februar bis Ende Mai nimmt die Leistung der Absorptionswärmepumpe aufgrund einer höheren Speichertemperatur, welche durch den höheren Solarertrag verursacht wird, wieder bis auf 8 MW zu.

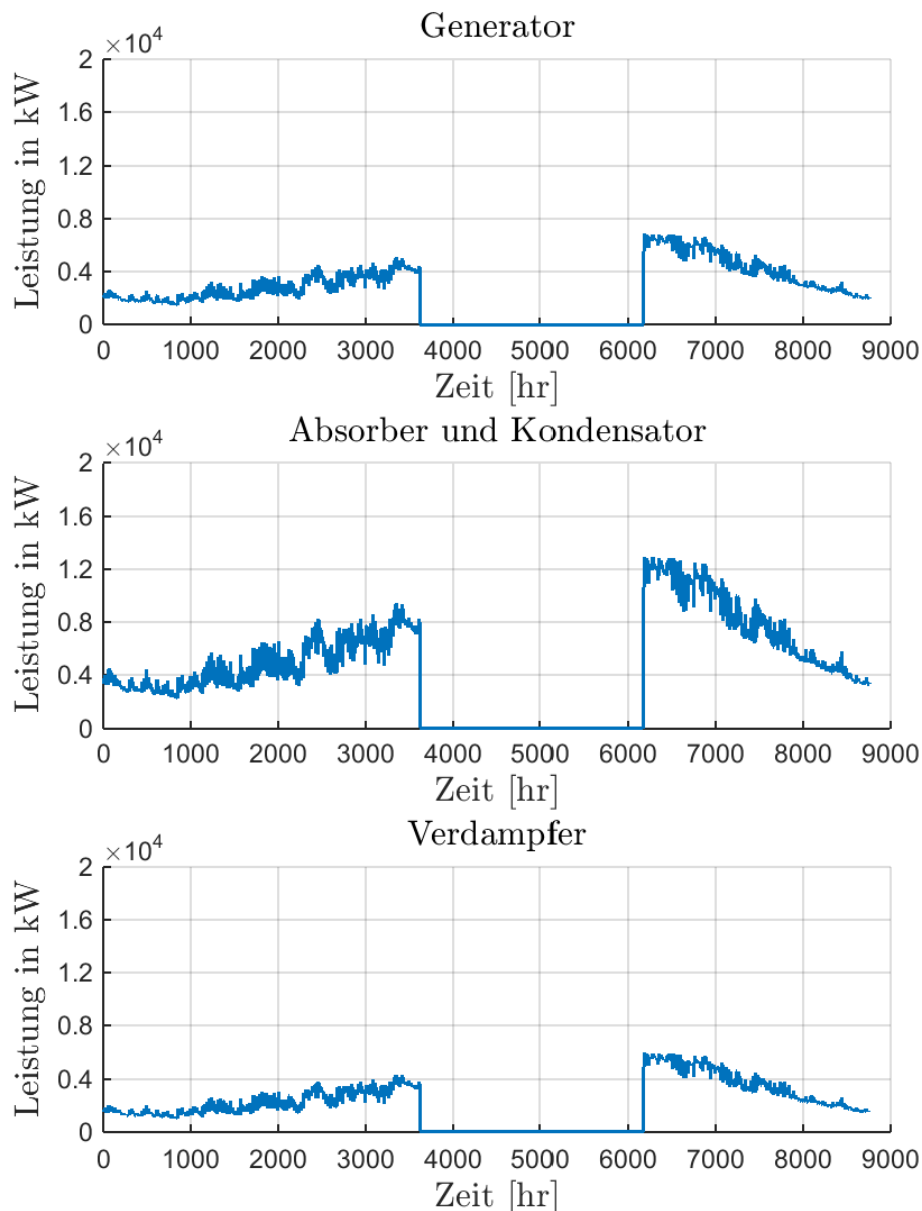


Abbildung 106: Jährlich zu- und abgeführte Leistungen der Absorptionswärmepumpe bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup>, einer Kollektorfläche von 25.686 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m<sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz)

Abbildung 107 zeigt die Ein- und Austrittstemperaturen des Heiß ( $t_{hot}$ )-, Kühl ( $t_{cool}$ )- und Kaltwassers ( $t_{cold}$ ) an den jeweiligen Wärmeübertrager der Absorptionswärmepumpe. Die maximale Abkühlung des Heißwassers im Generator beträgt ca. 10,7 K, die maximale Erwärmung des Kühlwassers beträgt ca. 25,7 K und die maximale Abkühlung des Kaltwassers beträgt 13,4 K.

Abbildung 107 oben enthält zusätzlich die minimal erforderliche Heißwassereintrittstemperatur ( $t_{hot,in,min}$ ). Diese Temperatur ist unmittelbar zum Start der Inbetriebnahme am niedrigsten, was aus der höheren Verdampfungstemperatur resultiert. Anschließend nimmt die minimal erforderliche Heißwassereintrittstemperatur bis zum Jahresende auf ca. 95 °C zu. Bei der minimalen Heißwassereintrittstemperatur wird im Verdampfer nur eine geringe Wärmeleistung aufgenommen.

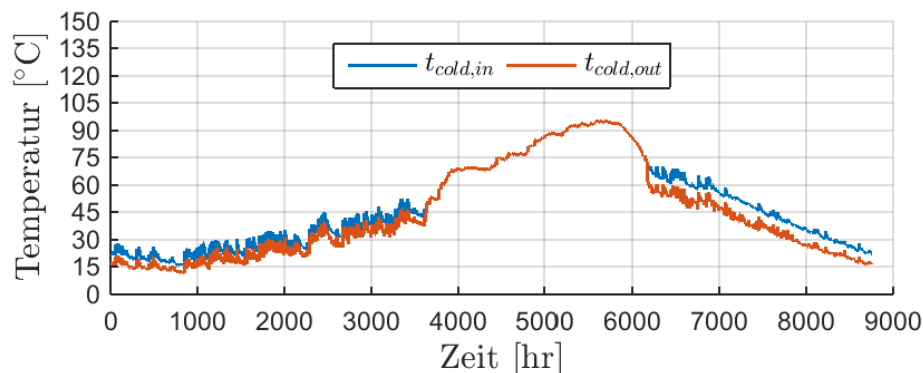
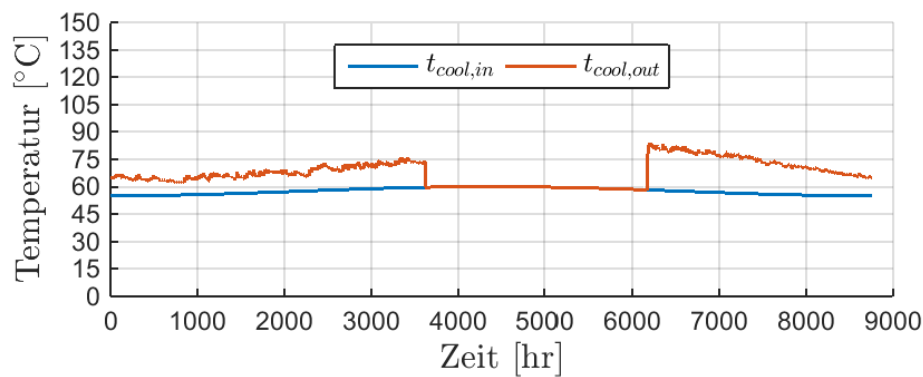
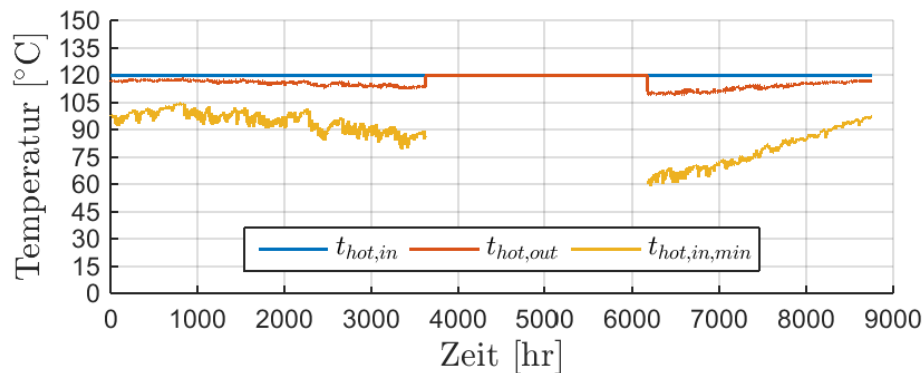


Abbildung 107: Verlauf der jährlichen Ein- und Austrittstemperaturen an den Wärmeübertragern der Absorptionswärmepumpe bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup>, einer Kollektorfläche von 25.686 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m<sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz)

Abbildung 108 zeigt den im Betrieb der Absorptionswärmepumpe erreichten COP. Der größte COP wird erreicht, wenn die Absorptionswärmepumpe nach der Sommerpause wieder in Betrieb genommen wird. Zu diesem Zeitpunkt betragen die Kühlwasseraustrittstemperatur ca. 82 °C und die Kaltwasseraustrittstemperatur ca. 60 °C, was bei einer Heißwassereintrittstemperatur von 120 °C zu einem COP von 1,88 führt. Der minimale COP von 1,55 wird bei einer Kühlwasseraustrittstemperatur von ca. 64 °C und einer Kaltwasseraustrittstemperatur von ca. 13,3 °C erreicht und tritt bei ca. 830 h auf.

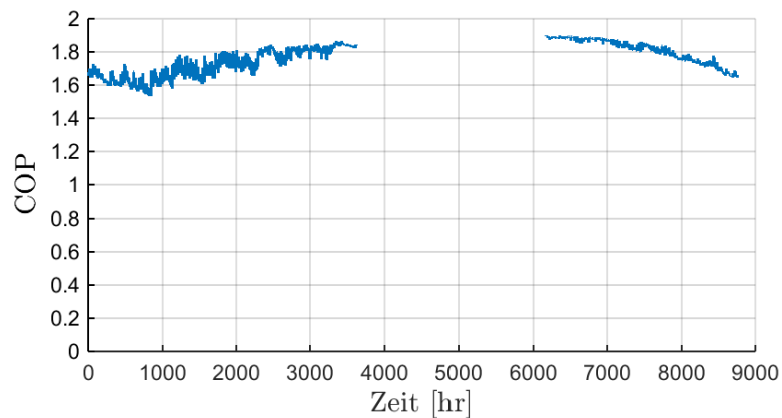


Abbildung 108: Verlauf des COP der Absorptionswärmepumpe über das Jahr bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup>, einer Kollektorfläche von 25.686 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m<sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz)

Abbildung 109 zeigt die Eintrittstemperatur der armen Lösung in den Absorber ( $t_{\text{ps},\text{abs},\text{in}}$ ) sowie die Kristallisationstemperatur der armen Lösung ( $t_{\text{cryst}}$ ) bei der jeweils auftretenden Lösungsmittelkonzentration (Masse des Lösungsmittels zur gesamten Masse der Lösung). Die Lösungsmittelkonzentration der armen Lösung liegt im Bereich von 0,47 bis 0,63. Die Gefahr für eine Kristallisation der Lösung ist bei einer niedrigen Verdampfungstemperatur am größten, was zum Jahresende bei einer niedrigen Speichertemperatur der Fall ist. Zum Jahresende beträgt die Kristallisationstemperatur ca. 28 °C und die Eintrittstemperatur der armen Lösung in den Absorber ca. 60 °C. Die Absorptionswärmepumpe ist demnach noch weit von der Kristallisationsgrenze entfernt. Bei einer höheren Heißwassereintrittstemperatur würde eine höhere Lösungsmittelkonzentration erreicht werden, wodurch die Kristallisationstemperatur steigt und somit auch die Gefahr einer Kristallisation.

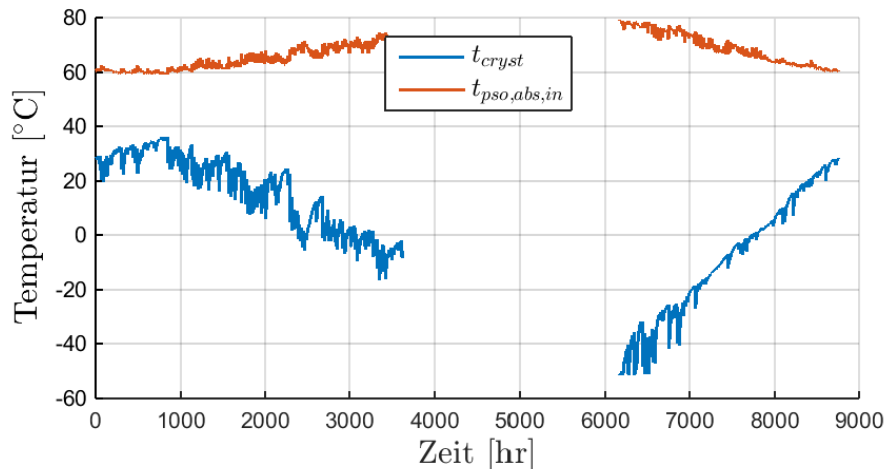


Abbildung 109: Verlauf der Temperatur der armen Lösung am Eintritt in den Absorber und der Kristallisationstemperatur als Funktion der Konzentration der armen Lösung in der Absorptionswärmepumpe über das Jahr bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup>, einer Kollektorfläche von 25.686 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m<sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz)

Abbildung 110 zeigt die Temperaturen im obersten ( $t_{tes,top}$ ) und untersten ( $t_{tes,bot}$ ) Knoten des Erdbeckenspeichers dargestellt über ein Jahr. Dabei zeigt sich, dass der Speicher in den Monaten Juni, Juli und August im obersten Knoten auf bis zu 95 °C geladen wird und die Temperatur im untersten Knoten ca. 78 °C erreicht. Durch die Verwendung der Absorptionswärmepumpe wird der Speicher bis zu einer Temperatur im obersten Knoten von 16,8 °C und im untersten Knoten bis zu einer Temperatur von ca. 12 °C entladen.

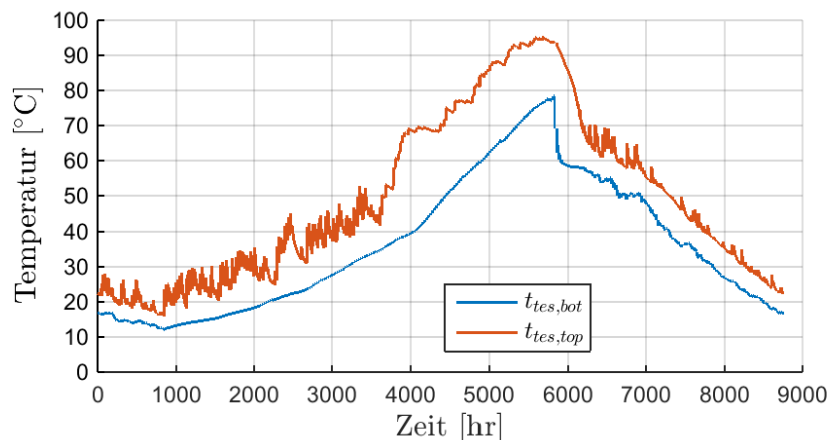


Abbildung 110: Verlauf der oberen und unteren Speichertemperatur über das Jahr bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup>, einer Kollektorfläche von 25.686 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m<sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz)

Abbildung 111 zeigt die in einem Jahr von der solarthermischen Anlage gelieferte Wärme, die von der Nachheizung gelieferte Wärme und die Wärme, die über den Generator der Absorptionswärmepumpe in das Fernwärmenetz eingebracht wird, für vier unterschiedliche Varianten. In Variante 1 (nur solar) ist die Absorptionswärmepumpe nicht in Betrieb. In Variante 2 bis 4 wird die

Absorptionswärmepumpe mit unterschiedlichen Heißwassereintrittstemperaturen angetrieben (120, 125 und 130 °C). Es zeigt sich, dass durch die Installation der Absorptionswärmepumpe deutlich mehr Wärme von der solarthermischen Anlage geliefert wird. Durch die Änderung der Heißwassereintrittstemperatur steigt die Leistung der Absorptionswärmepumpe und somit die im Generator zugeführte Wärme, aber auch die von der solarthermischen Anlage gelieferte Wärme aufgrund einer niedrigeren Speichertemperatur. Der Einfluss ist jedoch gering.

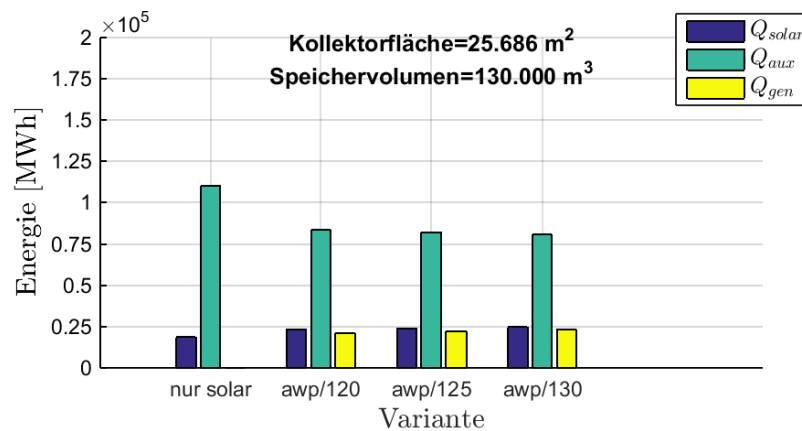


Abbildung 111: Über das Jahr von der solarthermischen Anlage, der Nachheizung und durch die Absorptionswärmepumpe zugeführte Wärme bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup>, einer Kollektorfläche von 25.686 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m<sup>3</sup> (Varianten: nur solar – ohne Absorptionswärmepumpe, awp/120 120 °C Heißwassereintrittstemperatur, awp/125 125°C Heißwassereintrittstemperatur, awp/130 130 °C Heißwassereintrittstemperatur). (Quelle: TU Graz)

Abbildung 112 zeigt den solaren Deckungsgrad (vgl. Gl. 5-3) der solarthermischen Anlage für die vier Varianten. Wenn keine Absorptionswärmepumpe verwendet wird, beträgt der solare Deckungsgrad 14,5 %. Im Betrieb mit der Absorptionswärmepumpe steigt der solare Deckungsgrad auf 18,3 % bei einer Heißwassereintrittstemperatur von 120 °C und auf 19,3 % bei einer Heißwassereintrittstemperatur von 130 °C.

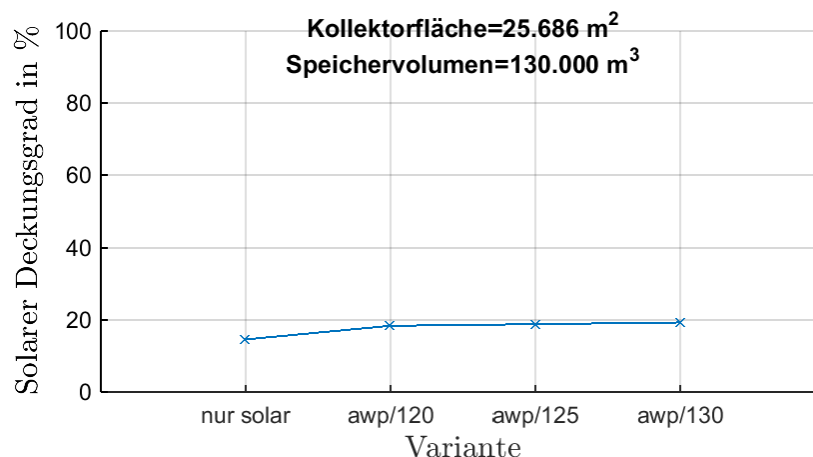


Abbildung 112: Solarer Deckungsgrad bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m<sup>2</sup>, einer Kollektorfläche von 25.686 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m<sup>3</sup> (Varianten: nur solar – ohne Absorptionswärmepumpe, awp/120 120 °C Heißwassereintrittstemperatur, awp/125 125 °C Heißwassereintrittstemperatur, awp/130 130 °C Heißwassereintrittstemperatur). (Quelle: TU Graz)

## Erdbeckenspeicher XL

In diesem Kapitel wird die Verwendung eines Erdbeckenspeichers untersucht, wenn mehr als die angeführten Grundstücksflächen zur Verfügung stehen. Die Einbindung des Erdbeckenspeichers erfolgt dabei wie in Abbildung 105 dargestellt. Des Weiteren wird die eingespeiste Solarwärme mit und ohne Installation einer Absorptionswärmepumpe verglichen. Die Parameter für das Simulationsmodell der Absorptionswärmepumpe sind in Tabelle 24 zusammengefasst. Bis auf den Unterschied, dass der Speicher in diesem Kapitel in den Monaten Juni, Juli und August sowohl entladen als auch beladen wird, ist das Regelungskonzept gleich wie in der zuvor beschriebenen Untersuchung für den Langzeitwärmespeicher.

Tabelle 24: Parameter im Simulationsmodell der Absorptionswärmepumpe

Parameter	Wert	Einheit
UA-Wert Generator	3.071	kW/K
UA-Wert Kondensator	3.071	kW/K
UA-Wert Absorber	3.071	kW/K
UA-Wert Verdampfer	3.071	kW/K
UA-Wert Lösungsmittel Wärmeübertrager	3.071	kW/K
Nennheißwasservolumenstrom	1.969	m <sup>3</sup> /h
Nennkühlwasservolumenstrom	2.195	m <sup>3</sup> /h
Nennkaltwasservolumenstrom	1.393	m <sup>3</sup> /h
Fördervolumenstrom der reichen Lösung	53	l/s
Rezirkulationsvolumenstrom der armen Lösung	53	l/s

Abbildung 113 zeigt die Wärme, die jährlich von der solarthermischen Anlage, der Nachheizung und über die Absorptionswärmepumpe in das Fernwärmenetz eingespeist wird. Dabei zeigt sich, dass bei Verwendung der Absorptionswärmepumpe deutlich mehr Solarwärme in das Fernwärmenetz eingespeist wird. Durch die Absorptionswärmepumpe wird die Temperatur im Erdbeckenspeicher gesenkt und die solarthermische Anlage ist dadurch deutlich länger in Betrieb.

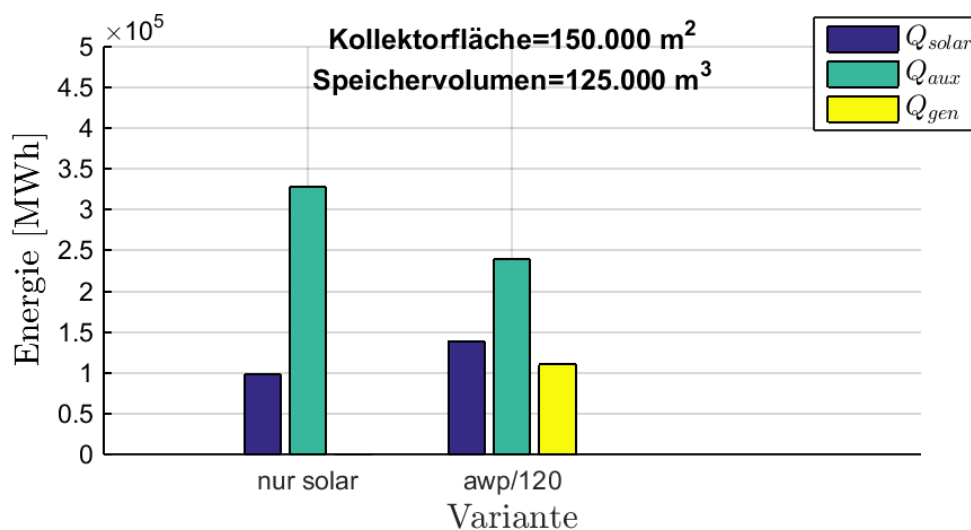


Abbildung 113: Über das Jahr von der solarthermischen Anlage, der Nachheizung und durch die Absorptionswärmepumpe zugeführte Wärme bei einer Kollektorfläche von 150.000 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 125.000 m<sup>3</sup> (Varianten: nur solar – ohne Absorptionswärmepumpe, awp/120 120 °C Heißwassereintrittstemperatur). (Quelle: TU Graz)



Abbildung 114 zeigt den solaren Deckungsgrad wie in Gl. 5-3 definiert. Da mehr Solarwärme in das Fernwärmenetz eingespeist wird, steigt auch der solare Deckungsgrad.

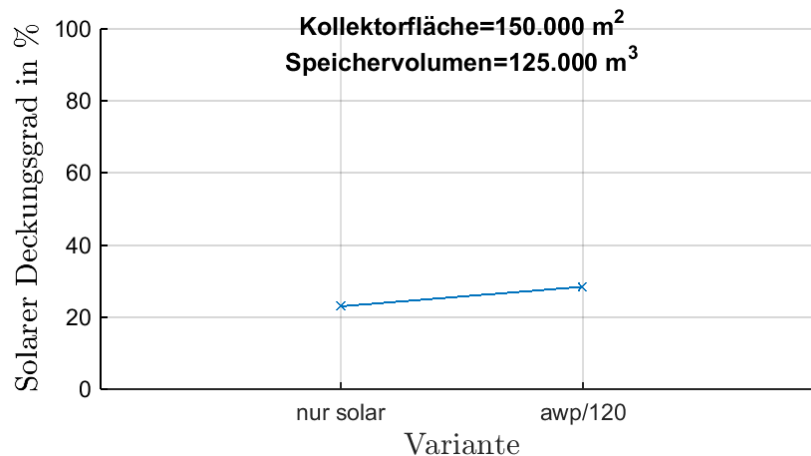


Abbildung 114: Solarer Deckungsgrad bei einer Kollektorfläche von 150.000 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 125.000 m<sup>3</sup> (Varianten: nur solar – ohne Absorptionswärmepumpe, awp/120 120 °C Heißwassereintrittstemperatur). (Quelle: TU Graz)

### 5.3. Wien

Das Fernwärmenetz Wien besteht aus einem Primärverbundnetz und einer Vielzahl von Sekundärnetzen. In das Primärnetz speisen große Wärmeerzeuger (kalorische KWK wie z.B. Müllverbrennungsanlagen, Biomasse-KWK aber auch industrielle Wärme-Einspeiser wie z.B. OMV) ein und es versorgt etwa 3.300 Umformerstationen und 560 Gebietsumformerstationen, in denen eine Trennung mittels Wärmeübertragern erfolgt. Eine Umformerstation („Ufo“) versorgt einen Kunden bzw. Abnehmer, die sekundären Verteilungen beschränken sich auf das Gebäude bzw. Grundstück dieses Abnehmers. Das Sekundärnetz einer Gebietsumformerstation („Gufo“) geht auch über öffentliches Gut und versorgt mehrere Abnehmer.

In diesem Kapitel wird ein Konzept für eine Gebietsumformerstation vorgestellt, welches zusätzlich zum Wärmeübertrager die Installation eines Speichers vorsieht. Zur Analyse des Konzeptes werden von der Wien Energie bereitgestellte Messdaten aus dem Jahr 2016 verwendet.

#### Ausgangssituation

Abbildung 115 zeigt ein vereinfachtes Schema der Gebietsumformerstation (Gufo) für die Wärmeversorgung des Gewerbeparks in Wien – Stadlau. Die Wärme wird mit zwei parallel installierten Wärmeübertragern vom Primärfernwärmenetz in das Sekundärfernwärmenetz übertragen. Um die Vorlauftemperatur im Sekundärfernwärmenetz zu regeln, ist in der Rücklaufleitung des Primärfernwärmenetzes jeweils ein Durchgangsventil installiert.

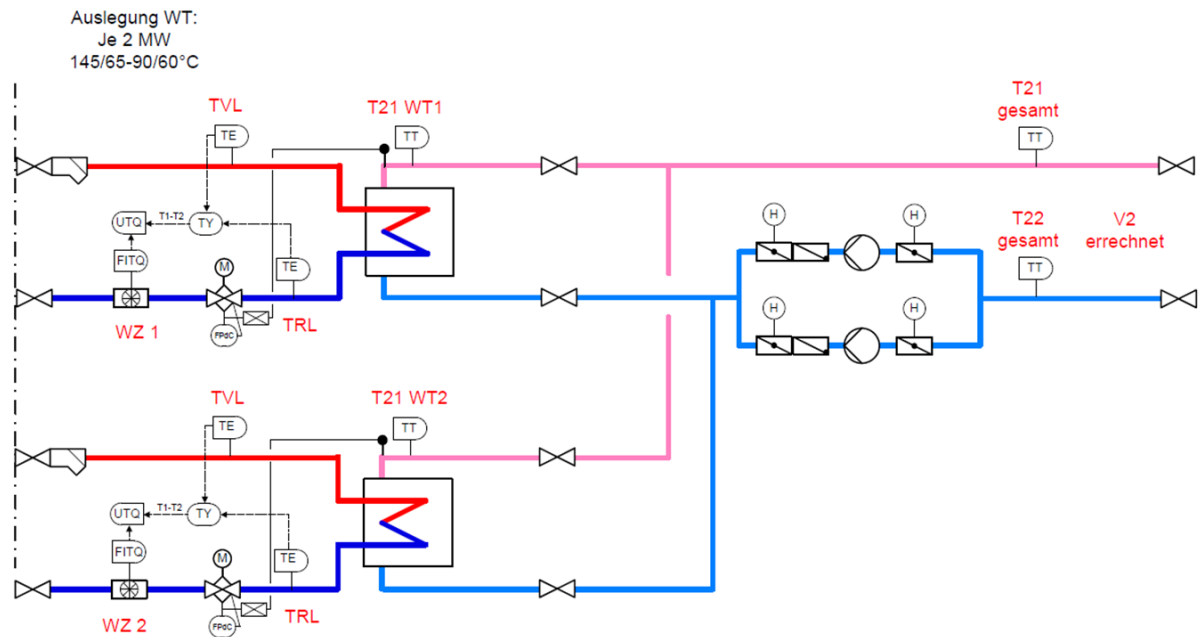


Abbildung 115: Vereinfachtes Schema Gufo Gewerbepark mit Bezeichnung der Messstellen (Quelle: Wien Energie)

Abbildung 116 zeigt die gemessene Temperatur im Vorlauf (TVL, sek; rot) und Rücklauf (TRL, sek; blau) im Sekundärfernwärmenetz sowie die an der Gufo übertragene Wärmeleistung ( $Q_{\text{mess}}$ ; schwarz) Die Vorlauftemperatur liegt knapp über 75 °C und die Rücklauftemperatur liegt zwischen 50 °C und 60 °C.

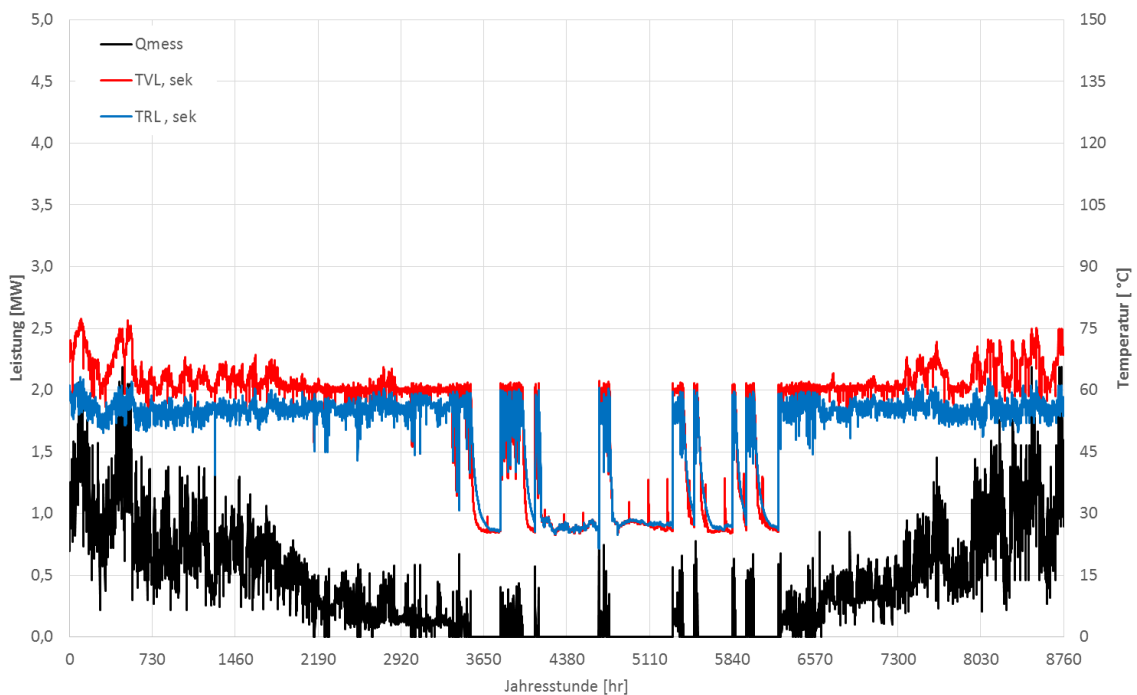


Abbildung 116: Vorlauf- und Rücklauftemperatur im Sekundärfernwärmenetz sowie die an der Gufo übertragene Leistung im Jahr 2016 Gewerbepark Wien-Stadlau (Quelle: Wien Energie)

Abbildung 117 zeigt die gemessene Vor- und Rücklauf-temperatur auf der Primärseite der Station sowie die an der Gufo übertragene Wärmeleistung, welche mit Abbildung 116 übereinstimmt. Die Vorlauf-temperatur auf der Primärseite erreicht im Winter bis zu 140 °C und im Sommer ca. 90 °C. Die Rücklauf-temperatur auf der Primärseite beträgt das ganze Jahr über ca. 60 °C. Die übertragene Wärmeleistung beträgt bis zu 2 MW. Wobei diese in der Übergangszeit deutlich kleiner ist und in den Sommermonaten teilweise überhaupt keine Wärmeleistung übertragen wird. Bei ca. 4620 h kommt es im Sommer zu einer Lastspitze von knapp 2 MW.

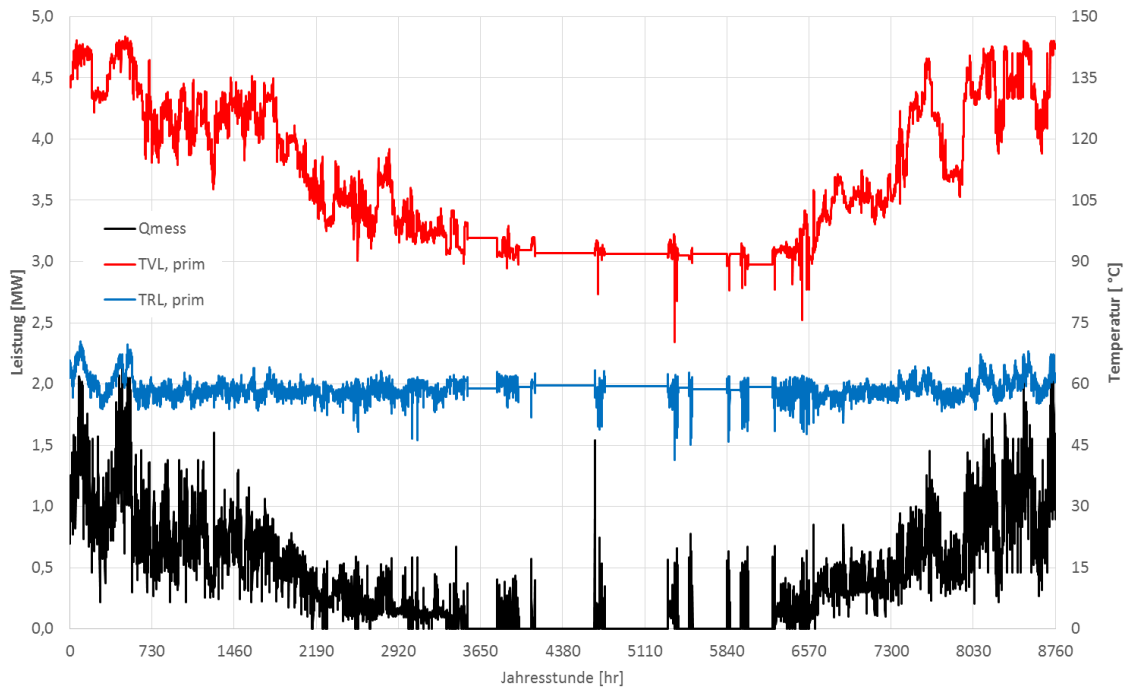


Abbildung 117: Vorlauf- und Rücklauf-temperatur im Primärfernwärmenetz sowie die an der Gufo übertragene Leistung im Jahr 2016 Gewerbepark Wien-Stadlau (Quelle: Wien Energie)

### Parameter für die Gebietsumformerstation und den thermischen Speicher

Der UA-Wert des Wärmeübertragers im Simulationsmodell wurde auf einen konstanten Wert von 100 kW/K festgelegt. Die Vorlauf-temperatur im Sekundärfernwärmenetz wird dabei mittels Änderung des Primärmassenstroms durch den Wärmeübertrager geregelt.

Das Modell des thermischen Speichers besteht aus fünf Knoten. Bei einem gegebenen Volumen des Speichers werden der Speicherradius ( $r$ ) und die Speicherhöhe ( $h$ ) mit Gl. 5-4 und Gl. 5-5 so berechnet, dass die Oberfläche des Speichers minimal wird. Der Verlustkoeffizient des Speichers beträgt 0,5 W/(m<sup>2</sup>·K).

$$r = \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{V}{\pi}} \quad \text{Gl. 5-4}$$

$$h = \frac{V}{\pi \cdot r^2} \quad \text{Gl. 5-5}$$

## Einbindung des Speichers und Speicherregelung

Abbildung 118 zeigt eine vereinfachte TRNSYS Simulation Studio Darstellung der Anlagensimulation mit der hydraulischen Einbindung des thermischen Energiespeichers (TES) in das Sekundärfernwärmenetz und den für die Regelung erforderlichen Signalen. Die Hydraulik kann grob in vier Teile (Primärnetz, Gebietsumformerstation, TES mit Beimisch-Schaltung, Verbraucher) unterteilt werden. Zwischen dem Speicher und dem Verbraucher ist eine Beimisch-Schaltung implementiert, welche die Vorlauftemperatur des Sekundärfernwärmenetzes durch Mischen mit dem Rücklauf auf die erforderliche Temperatur reduziert. Diese Beimisch-Schaltung ist erforderlich, da im Betrieb mit dem Speicher ein höherer Sollwert für die Vorlauftemperatur an der Gebietsumformerstation vorgegeben wird, um die maximale Speicherkapazität nutzen zu können. Zur Regelung der Vorlauftemperatur an der Gebietsumformerstation werden in TRNSYS Type 22 (iterativer Regler; Abbildung 118 links Mitte), Type 2b-3 (Hysterese Regler, Abbildung 118 links unten) und „Equa-7“ verwendet. Der TES wird parallel zum Wärmeabnehmer geladen und parallel zur Gebietsumformerstation entladen.

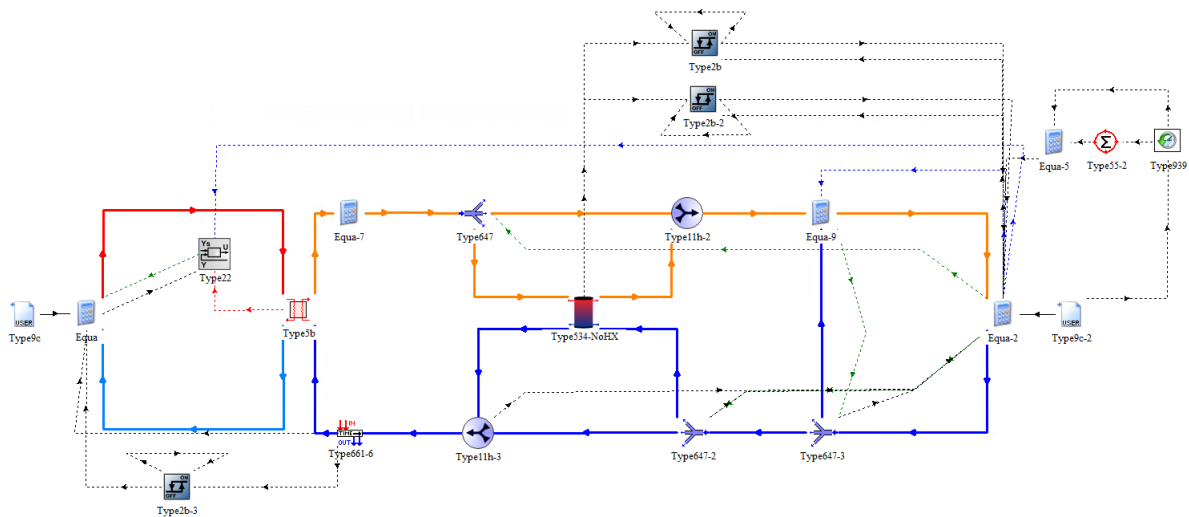


Abbildung 118: Hydraulikschema mit Signalen für die Regelung des thermischen Wasserspeichers (TES) der untersuchten Gebietsumformerstation. (Quelle: TU Graz)

Abbildung 119 zeigt ein Signalfussdiagramm für die Regelung der Vorlauftemperatur im Sekundärfernwärmenetz. Der Sollwert für die Vorlauftemperatur im Sekundärfernwärmenetz wird nach Gl. 5-6 berechnet. Somit beträgt der Sollwert für die Vorlauftemperatur im Sekundärnetz 90 °C, wenn die Vorlauftemperatur im Primärnetz größer als 105 °C ist, anderenfalls wird der Sollwert für die Vorlauftemperatur im Sekundärnetz reduziert sodass, diese um 15 K niedriger ist als die Vorlauftemperatur im Primärnetz. Dadurch wird vermieden, dass der Regler versucht, auf einen Sollwert zu regeln, der nicht erreicht werden kann.

$$T_{vl,sek,soll} = \min(90, t_{vl,prim} - 15)$$

Gl. 5-6

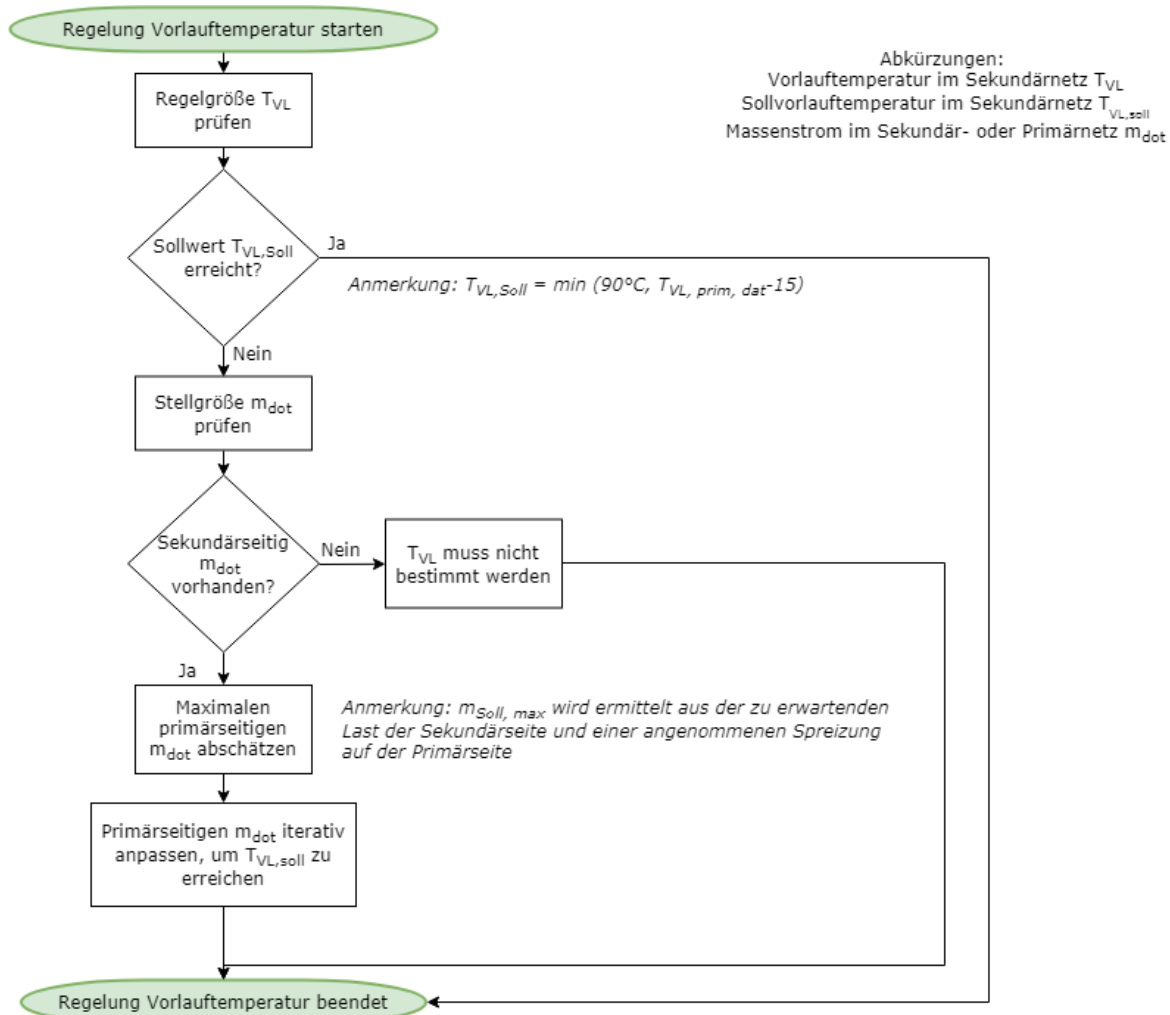


Abbildung 119: Signalflussdiagramm für die Regelung der Vorlauftemperatur im Sekundärfernwärmenetz. (Quelle: TU Graz)

Durch die Einbindung eines TES im Sekundärnetz und die Verwendung einer intelligenten Speicherregelung sollen folgende Ziele erreicht werden:

- Begrenzung der Leistungsspitzen an der Gebietsumformerstation,
- Reduzierung der Schwankungsbreite der übertragenen Leistung,
- Beladung im Sommer.

Für jedes gesetzte Ziel sind der Lade- und Entlademassenstrom auf die vom Verbraucher abgenommene Leistung ( $\dot{Q}_{sek}$ ) durch eine geeignete Regelungsstrategie vorzugeben. Im Folgenden wird dies für jedes gesetzte Ziel schrittweise erklärt. Bei allen gesetzten Zielen ist der Ladezustand des Speichers (full, empty) zu beachten. Hierfür werden die beiden Hysterese Regler (Type 2b, Type 2b-2 in Abbildung 118 rechts oben) verwendet.

Abbildung 120 zeigt das Signalflussdiagramm für die Überprüfung des Ladezustands des Speichers. Der Speicher wird als leer angesehen, wenn die Temperatur im obersten Knoten des Speichers kleiner ist als die erforderliche Vorlauftemperatur im Sekundärfernwärmenetz. Wenn die Temperatur im untersten Knoten des Speichers den Sollwert der Fernwärmeverlaufstemperatur (den das Sekundärfernwärmenetzwasser am Austritt aus der Gufo erreichen soll) erreicht, wird der Speicher als voll angesehen.

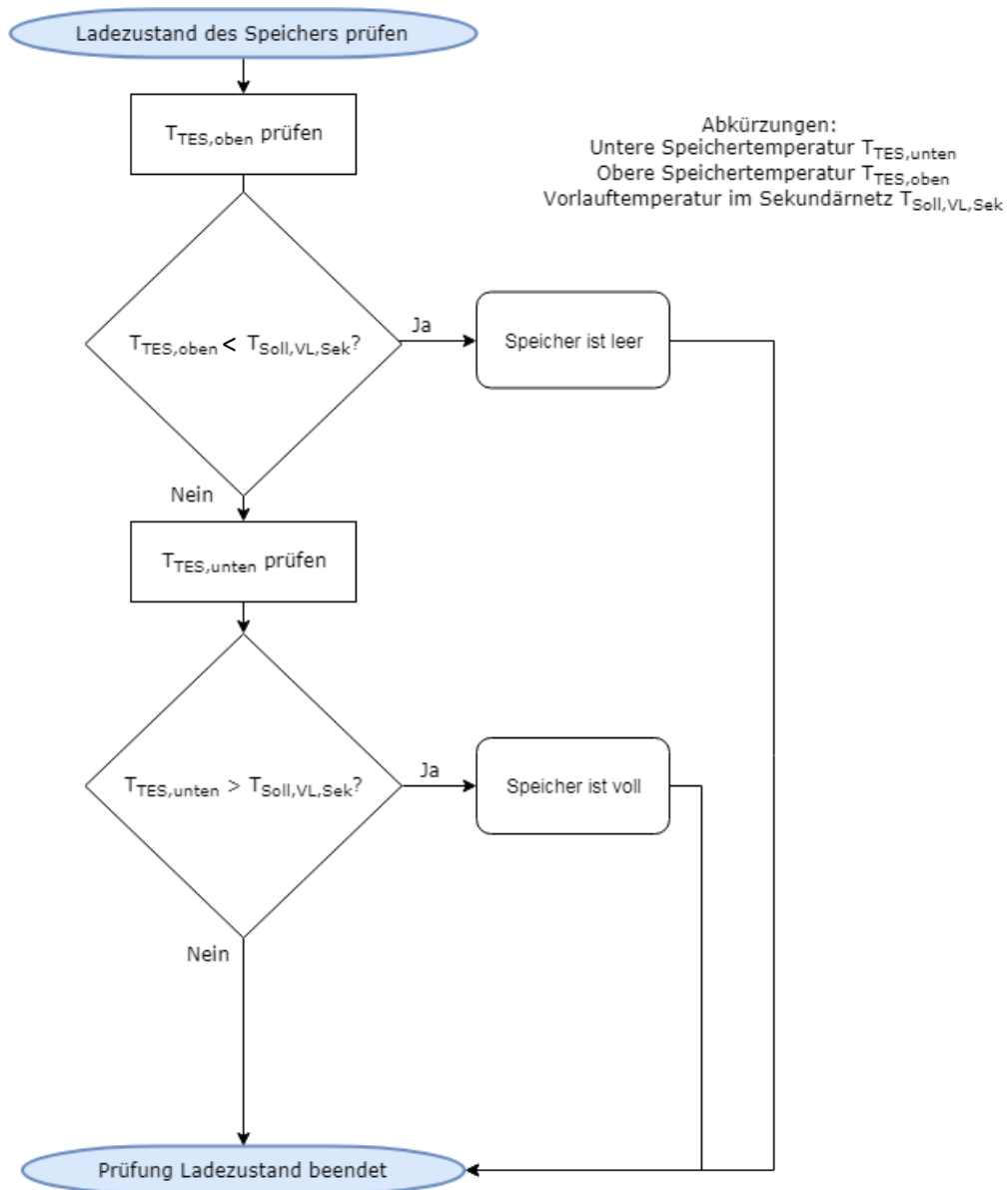


Abbildung 120: Signalflussdiagramm für die Überprüfung des Ladezustands des Speichers. (Quelle: TU Graz)

### Begrenzung der Leistungsspitzen an der Gebietsumformerstation

Abbildung 121 zeigt das Signalflussdiagramm der Regelung zur Begrenzung der Maximalleistung. Dabei ist zuerst zu überprüfen, ob die aktuell vom Verbraucher abgenommene Last größer oder kleiner ist als die vorgegebene Grenze für die an der Gufo übertragene Leistung, um dann entweder den Entlademassenstrom oder den Lademassenstrom zu berechnen.

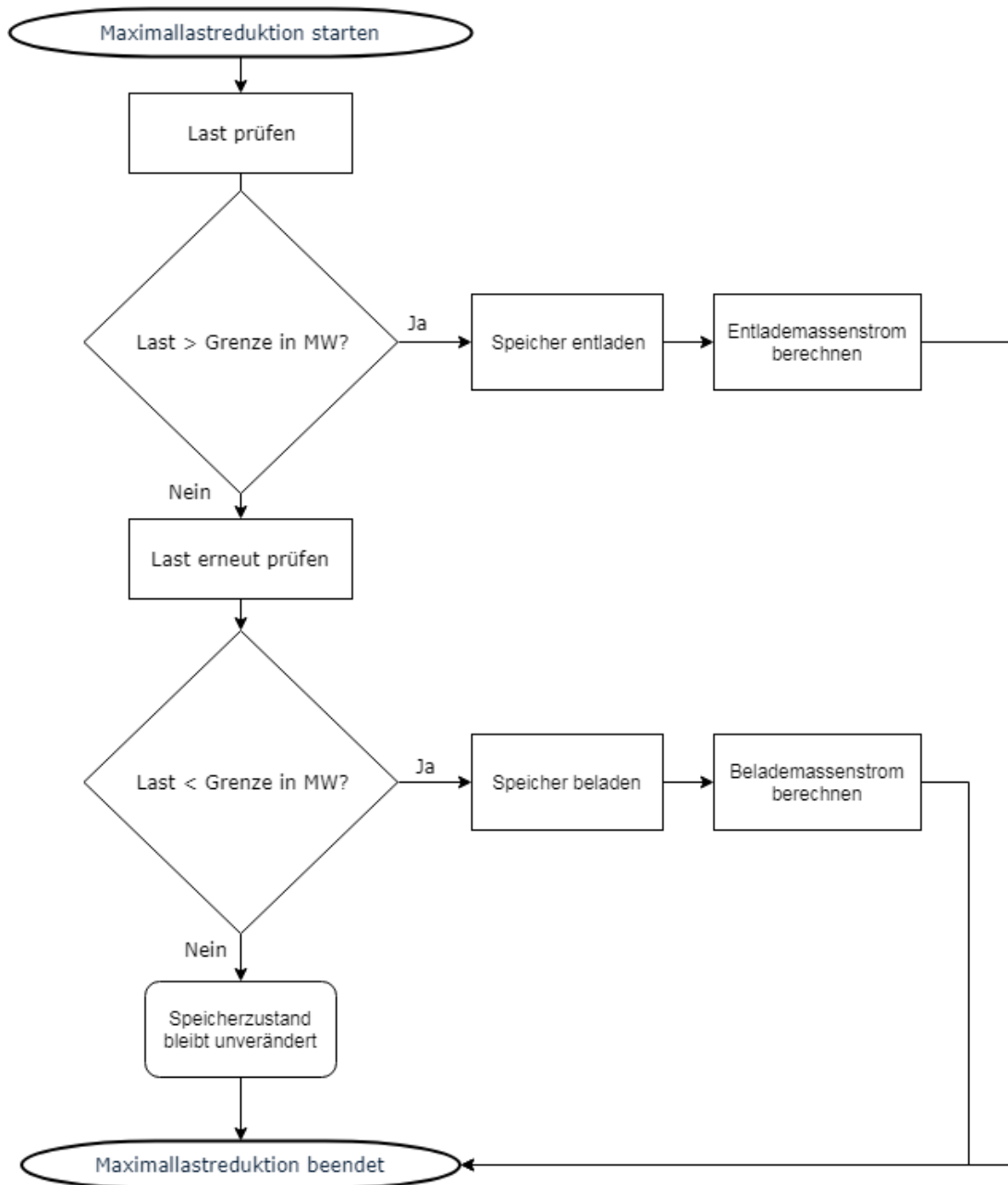


Abbildung 121: Signalflussdiagramm für die Maximalleistungsregelung zur Begrenzung der Leistungsspitzen an der Gebietsumformerstation. (Quelle: TU Graz)

Um die maximal übertragbare Leistung an der Gebietsumformerstation zu begrenzen, ist die maximal zulässige Leistung ( $\dot{Q}_{max,max}$ ) die an der Gufo übertragen werden soll, vorzugeben. Der Lade- und der Entlademassenstrom ( $\dot{m}_{load,max}$ ,  $\dot{m}_{unload,max}$ ) zur Begrenzung der Leistungsspitzen wird dann nach Gl. 5-7 und Gl. 5-8 aus der Leistungsbegrenzung ( $\dot{Q}_{max,high}$ ), der aktuell gemessenen Leistung an der Gufo ( $\dot{Q}_{sek}$ ) (Anmerkung: Primär- und Sekundärleistung wird im Folgenden als gleich groß angenommen, ergo keine Wärmetauscherverluste), der Sollvorlauftemperatur des Fernwärmenetzes ( $T_{set,22}$ ) und der Temperatur des zum Wärmeübertrager strömenden Fernwärmewassers ( $T_{return,mix}$ ) bzw. der oberen Speichertemperatur ( $T_{TES,top}$ ) und der Rücklauftemperatur im Sekundärnetz ( $T_{rl,sek}$ ) berechnet.

$$\dot{m}_{load,max} = \frac{(\dot{Q}_{max,high} - \dot{Q}_{sek})}{(T_{set,22} - T_{return,mix} + 0,0000001)} \cdot \frac{1000}{4,19} \cdot 3600 \quad \text{Gl. 5-7}$$

$$\dot{m}_{unload,max} = \frac{(\dot{Q}_{sek} - \dot{Q}_{max,high})}{(T_{TES,top} - T_{rl,sek} + 0,0000001)} \cdot \frac{1000}{4,19} \cdot 3600 \quad \text{Gl. 5-8}$$

Um auch andere Ziele mit der Regelung verfolgen zu können, ist ein weiterer Parameter ( $\dot{Q}_{max,low}$ ) festzulegen. Mit diesem Parameter wird berücksichtigt, ob die Begrenzung der Leistungsspitzen aktiv ist oder nicht. Wenn die an der Gufo übertragene Leistung deutlich unter der zu begrenzenden Maximalleistung liegt, dann ist keine Maximalleistungsbegrenzung erforderlich und der Speicher kann für andere Zwecke verwendet werden. Die untere Grenze für die Maximalleistungsbegrenzung wurde in den Simulationen auf 50 bis 80 % der oberen Grenze festgelegt. Die Entscheidung, ob die Maximalleistungsbegrenzung aktiv ist, wird mit dem Parameter  $p_{ctr,load,max}$  nach Gl. 5-9 für das Laden und mit dem Parameter  $p_{ctr,unload,max}$  nach Gl. 5-10 für das Entladen getroffen. Mit diesen Parametern wird auch der Ladezustand des Speichers berücksichtigt.

$$p_{ctr,load,max} = \begin{cases} 1 & \text{if } \dot{Q}_{max,low} < \dot{Q}_{sek} - 0,05 < \dot{Q}_{max,high} \text{ and not(full)} \\ 0 & \text{else} \end{cases} \quad \text{Gl. 5-9}$$

$$p_{ctr,unload,max} = \begin{cases} 1 & \text{if } \dot{Q}_{max,high} < \dot{Q}_{sek} \text{ and not(empty)} \\ 0 & \text{else} \end{cases} \quad \text{Gl. 5-10}$$

Abbildung 122 zeigt die pro Monat an der Gufo maximal (Plus-Zeichen) und im Mittel (Balken) übertragene Leistung, wenn die Maximalleistungsbegrenzung auf 1,5 MW festgelegt und ein Speicher mit einem Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> verwendet wird. Es zeigt sich, dass durch diese Vorgangsweise die vorgegebene Maximalleistungsbegrenzung von der an der Gufo übertragenen Leistung ( $\dot{Q}_{prim,sim}$ ) nicht wesentlich überschritten wird. Abweichungen können sich ergeben, wenn z.B. die Austrittstemperatur des Sekundärfernwärmewassers vom Sollwert abweicht.



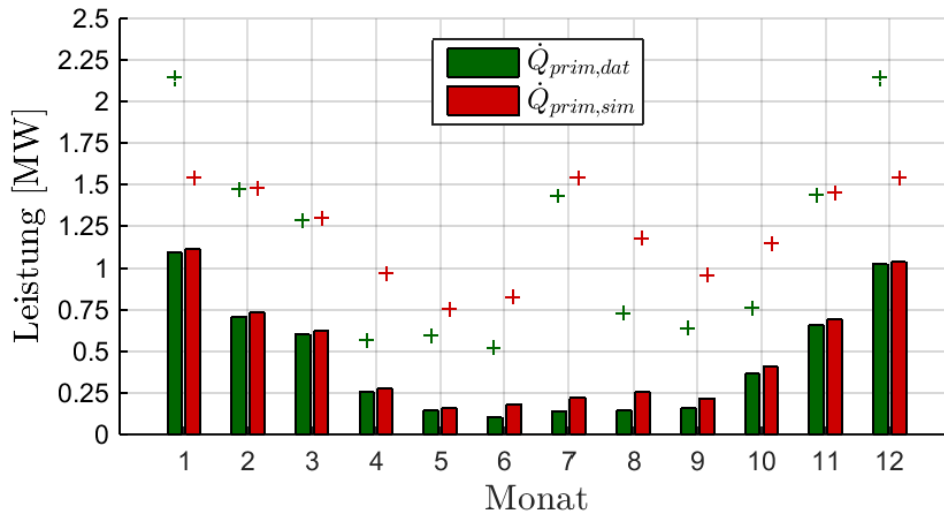


Abbildung 122: An der Gufo übertragene mittlere Leistung und maximale Leistung je Monat, wenn die Maximalleistungsbegrenzung auf 1,5 MW festgelegt und ein Speicher mit einem Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> verwendet wird (Balken: mittlere Leistung in einem Monat, Plus-Zeichen: maximale Leistung in einem Monat). (Quelle: TU Graz)

Abbildung 123 vergleicht die an der Gufo übertragene Leistung, wenn kein Speicher verwendet wird ( $\dot{Q}_{prim,dat}$ ) mit jener, wenn ein Speicher mit einem Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> und einer Maximalleistungsbegrenzung von 1,5 MW verwendet wird ( $\dot{Q}_{prim,sim}$ ). Die an der Gufo übertragene Leistung wird dadurch in den Wintermonaten begrenzt und im restlichen Jahr ist der Speicher eigentlich nicht in Verwendung.

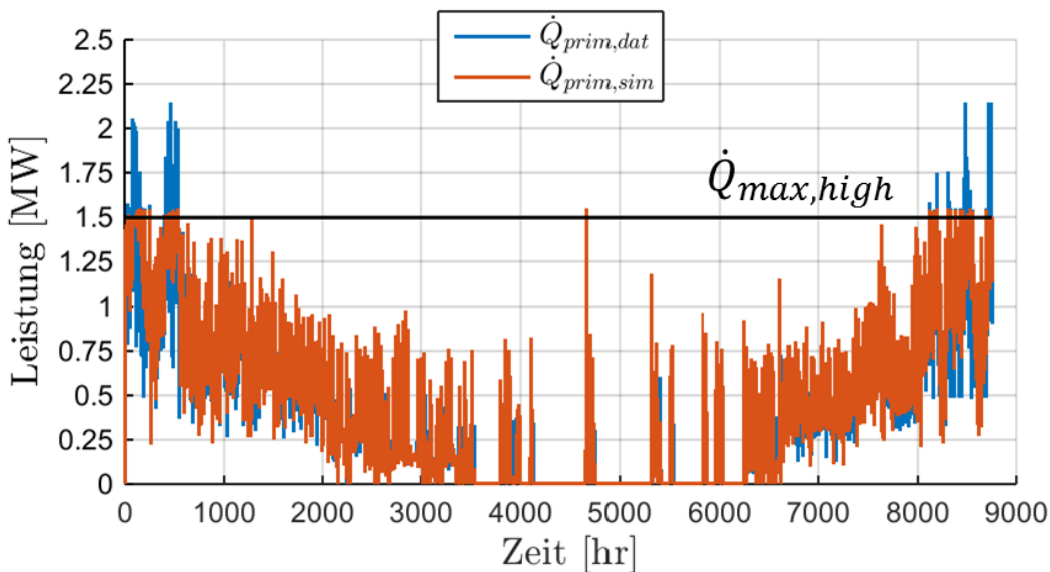


Abbildung 123: Vergleich der an der Gufo in einem Jahr übertragenen Leistung ohne Verwendung eines Speichers und mit Verwendung eines Speichers mit einem Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> bei einer Maximalleistungsbegrenzung von 1,5 MW. (Quelle: TU Graz)

## Reduzierung der Schwankungsbreite

Wenn der Speicher nur zur Begrenzung der Maximalleistung verwendet wird, kommt es, wie anhand von Abbildung 123 gezeigt, nur in den Wintermonaten zu einer regelmäßigen Speichernutzung und im restlichen Jahr bleibt der Speicher ungenutzt. In dieser Zeit könnte jedoch z.B. die Schwankungsbreite der an der Gufo übertragenen Leistung mit Hilfe des Speichers reduziert werden.

Abbildung 124 zeigt dazu das Signalflussdiagramm, indem ausgehend vom gleitenden Mittelwert der gemessenen Verbraucherleistung (Last) zwei Grenzen berechnet werden, innerhalb derer die an der Gufo übertragene Leistung schwanken darf. Anschließend ist zu überprüfen, ob die aktuell vom Verbraucher abgenommene Last außerhalb dieser Grenzen liegt, um dann den Massenstrom zu berechnen mit dem der Speicher beladen bzw. entladen werden muss, damit die an der Gufo übertragene Leistung innerhalb der Grenzen bleibt. Dabei wird zusätzlich geprüft, ob der Speicher voll oder leer ist.

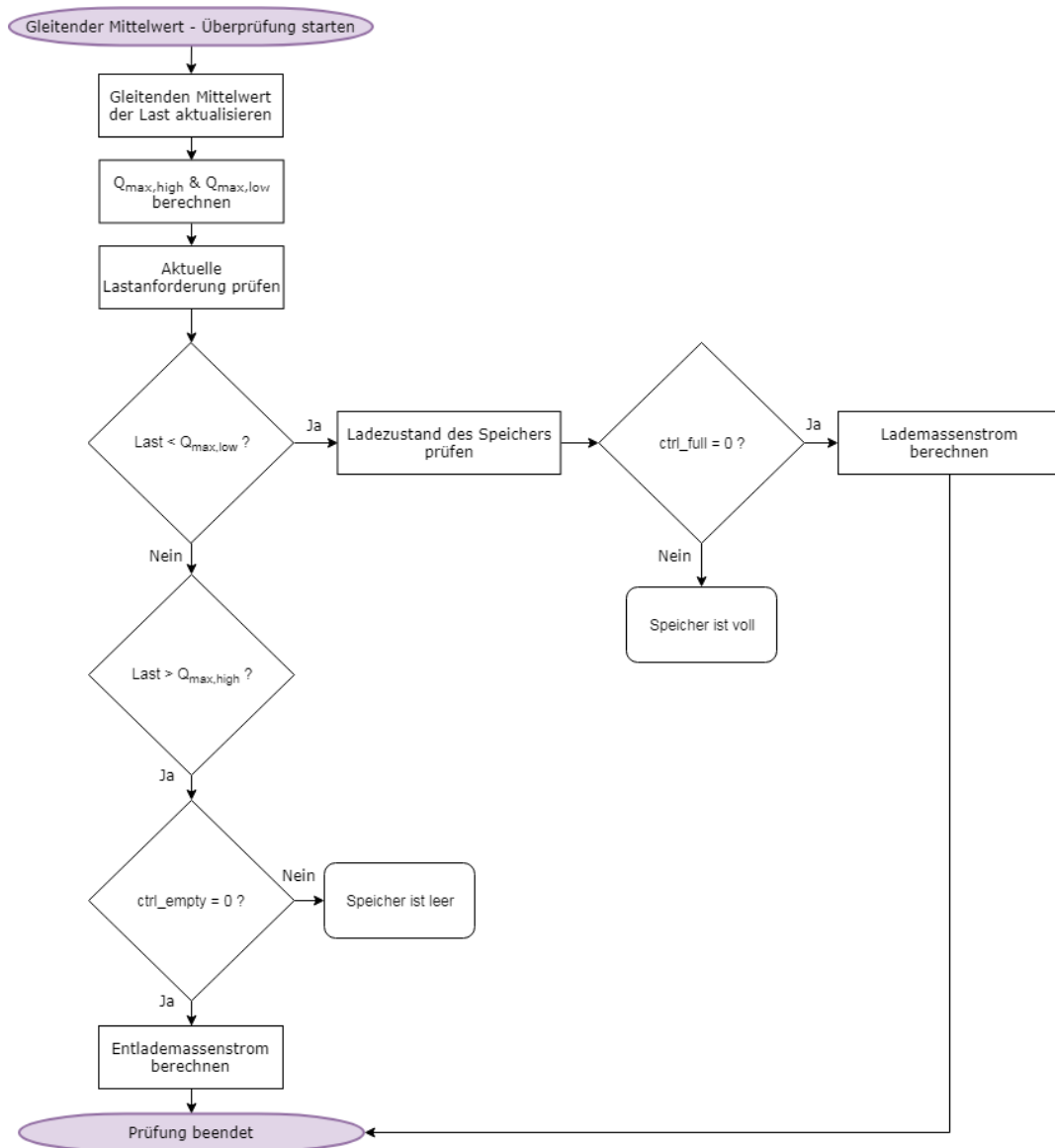


Abbildung 124: Signalflussdiagramm zur Reduzierung der Schwankungsbreite der an der Gufo übertragenen Leistung. (Quelle: TU Graz)

Für die Begrenzung der Schwankungsbreite der an der Gufo übertragenen Leistung ist es notwendig, die vom Verbraucher abgenommene Leistung zu messen und aus diesem Messwert einen gleitenden Mittelwert ( $\dot{Q}_{sek,mean}$ ) über die letzten drei Tage zu berechnen. Aus diesem Mittelwert werden im Weiteren die Grenzen ( $\dot{Q}_{sek,high}$ ,  $\dot{Q}_{sek,low}$ ) berechnet, innerhalb derer sich die an der Gufo übertragene Leistung bewegen darf. Die Berechnung der Grenzen erfolgt mit Gl. 5-11 und Gl. 5-12. Der Parameter  $p_{high}$  wurde in den Simulationen auf 1,25 und der Parameter  $p_{low}$  auf 1 festgelegt.

$$\dot{Q}_{sek,high} = \dot{Q}_{sek,mean} \cdot p_{high} \quad \text{Gl. 5-11}$$

$$\dot{Q}_{sek,low} = \dot{Q}_{sek,mean} \cdot p_{low} \quad \text{Gl. 5-12}$$

Der erforderliche Lade- und Entlademassenstrom ( $\dot{m}_{load,std}$ ,  $\dot{m}_{unload,std}$ ) wird, ähnlich wie bei der Maximalleistungsbegrenzung, nach Gl. 5-13 und Gl. 5-14 berechnet. Wenn die aktuell vom Verbraucher abgenommene Leistung ( $\dot{Q}_{sek}$ ) die untere Grenze ( $\dot{Q}_{sek,low}$ ) unterschreitet, wird der Speicher mit der daraus gebildeten Leistungsdifferenz geladen. Der umgekehrte Fall tritt auf, wenn die vom Verbraucher abgenommene Leistung ( $\dot{Q}_{sek}$ ) größer ist als die obere Grenze ( $\dot{Q}_{sek,high}$ ), dann wird der Speicher mit der daraus berechneten Leistungsdifferenz entladen.

$$\dot{m}_{load,std} = \frac{(\dot{Q}_{sek,low} - \dot{Q}_{sek})}{(T_{set,22} - T_{return,mix} + 0,0000001)} \cdot \frac{1000}{4,19} \cdot 3600 \quad \text{Gl. 5-13}$$

$$\dot{m}_{unload,std} = \frac{(\dot{Q}_{sek} - \dot{Q}_{sek,high})}{(T_{TES,top} - T_{rl,sek} + 0,0000001)} \cdot \frac{1000}{4,19} \cdot 3600 \quad \text{Gl. 5-14}$$

Für die Entscheidung, ob der Speicher mit den nach Gl. 5-13 und Gl. 5-14 berechneten Massenströmen beladen oder entladen wird, werden die beiden Parameter ( $p_{ctr,load,std}$ ,  $p_{ctr,unload,std}$ ) nach Gl. 5-15 und Gl. 5-16 verwendet. Diese berücksichtigen den Ladezustand des Speichers (full, empty), und ob er gerade für die Maximalleistungsbegrenzung bzw. die Sommerbeladung (die im nächsten Schritt vorgestellt wird) verwendet wird.

$$p_{ctr,load,std} = \begin{cases} 1 & \text{if } \dot{Q}_{sek} < \dot{Q}_{mean,high}, \text{not}(full), \text{not}(p_{ctr,load,max}), \text{not}(p_{ctr,load,summer}), \\ & \text{not}(p_{ctr,unload,max}), \text{not}(p_{ctr,unload,summer}) \\ 0 & \text{else} \end{cases} \quad \text{Gl. 5-15}$$

$$p_{ctr,unload,std} = \begin{cases} 1 & \text{if } \dot{Q}_{mean,low} < \dot{Q}_{sek, not(empty), not(p_{ctr,unload,max}), not(p_{ctr,unload,summer}), \\ & not(p_{ctr,load,max}), not(p_{ctr,load,summer}) \\ 0 & \text{else} \end{cases} \quad \text{Gl. 5-16}$$

Abbildung 125 zeigt die pro Monat an der Gufo maximal und im Mittel übertragene Leistung, wenn die Maximalleistungsbegrenzung auf 1,5 MW festgelegt wird, die Reduzierung der Schwankungsbreite aktiv ist und ein Speicher mit einem Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> verwendet wird. Die Maximalleistungsbegrenzung ist wieder deutlich zu erkennen. Der Unterschied zu Abbildung 122 zeigt sich in den Sommermonaten: Aufgrund der Reduktion der Schwankungsbreite ist die Maximalleistung, die an der Gufo übertragen wird ( $\dot{Q}_{prim,sim}$ ) in den Sommermonaten deutlich niedriger als die Verbraucherleistung ( $\dot{Q}_{prim,dat}$ ).

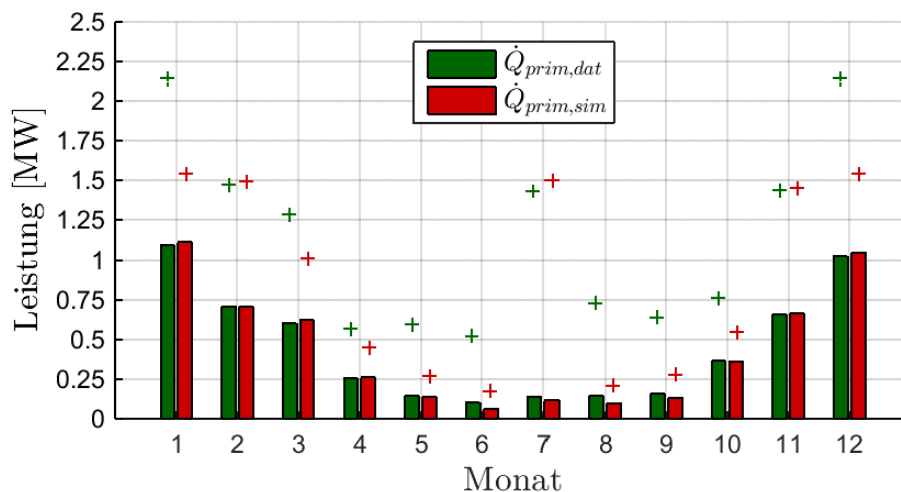


Abbildung 125: An der Gufo übertragene mittlere Leistung in einem Monat und maximale Leistung in einem Monat, wenn die Maximalleistungsbegrenzung auf 1,5 MW festgelegt, die Schwankungsbreite reduziert und ein Speicher mit einem Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> verwendet wird (Balken: mittlere Leistung in einem Monat, Plus-Zeichen: maximale Leistung in einem Monat). (Quelle: TU Graz)

Abbildung 126 vergleicht die an der Gufo übertragene Leistung ohne Speicher ( $\dot{Q}_{prim,dat}$ ) mit jener, wenn ein Speicher mit einem Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> und einer Maximalleistungsbegrenzung von 1,5 MW sowie die Begrenzung der Schwankungsbreite, die an der Gufo übertragenen Leistung, verwendet wird ( $\dot{Q}_{prim,sim}$ ). Die beiden horizontalen Linien kennzeichnen die Grenzen für die Maximalleistungsregelung.  $\dot{Q}_{max,high}$  ist jene Grenze, auf die die maximal an der Gufo übertragene Leistung limitiert wird und  $\dot{Q}_{max,low}$  ist jene Grenze, ab der die Berechnung des Lade- und Entlademassenstroms nach Gl. 5-7 bzw. Gl. 5-8 vorgenommen wird. Die Grenzen ( $\dot{Q}_{mean,high}$ ,  $\dot{Q}_{mean,low}$ ), innerhalb derer sich die an der Gufo übertragenen Leistung für die Reduzierung der Schwankungsbreite bewegen darf, sind ebenfalls eingezeichnet. Es zeigt sich, dass die Schwankungsbreite dadurch deutlich reduziert wird, wenn der Speicher voll oder leer ist, kann eine Überschreitung der Grenzen auftreten.

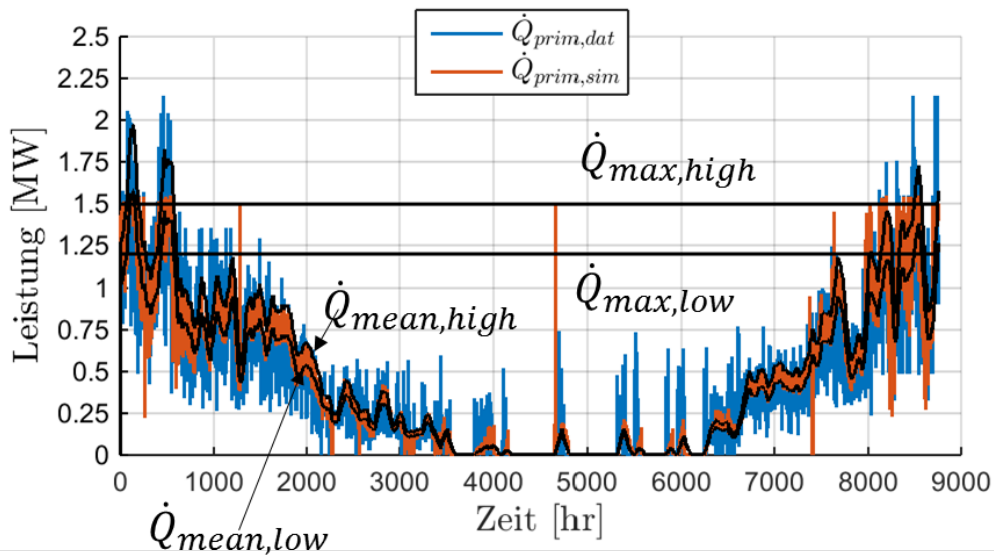


Abbildung 126: Vergleich der an der Gufo in einem Jahr übertragenen Leistung ohne und mit Verwendung eines Speichers mit einem Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> bei einer Maximalleistungsbegrenzung von 1,5 MW sowie einer Schwankungsbreitenbegrenzung. (Quelle: TU Graz)

### Beladung im Sommer

Wenn der Speicher auch im Sommer beladen wird, erhöhen sich die Verluste an die Umgebung. Gleichzeitig können dadurch aber einzelne Sommerspitzen sowie Spitzen, die zu Beginn der neuen Heizperiode auftreten, besser abgefangen werden. Für die Sommerlast muss eine untere Leistungsgrenze festgelegt werden, ab der der Speicher mit einer bestimmten Leistung ( $\dot{Q}_{summer}$ ) beladen wird. Die Leistungsgrenze  $\dot{Q}_{summer}$  wurde auf 0,05 MW festgelegt. Der Lade- und Entlademassenstrom ( $\dot{m}_{load,summer}$ ,  $\dot{m}_{unload,summer}$ ) wird dafür mit Gl. 5-17 und Gl. 5-18 berechnet. Dabei ist ersichtlich, dass bei der Sommerbeladung die Verbraucherleistung nicht berücksichtigt wird und beim Entladen des Speichers die gesamte Verbraucherleistung über den Speicher bedient wird.

$$\dot{m}_{load,summer} = \frac{(\dot{Q}_{summer})}{(T_{set,22} - T_{return,mix} + 0,0000001)} \cdot \frac{1000}{4,19} \cdot 3600 \quad \text{Gl. 5-17}$$

$$\dot{m}_{unload,summer} = \frac{(\dot{Q}_{sek})}{(T_{TES,top} - T_{set,equa9} + 0,0000001)} \cdot \frac{1000}{4,19} \cdot 3600 \quad \text{Gl. 5-18}$$

Die Entscheidung, ob der Speicher mit den berechneten Massenströmen beladen oder entladen wird, wird mit den Parametern ( $p_{ctr,load,max}$ ,  $p_{ctr,unload,max}$ ) nach Gl. 5-19 und Gl. 5-20 getroffen. Mit dieser Vorgehensweise ist es möglich, den Speicher gleichzeitig zu be- und entladen, weil die genannten Gleichungen unabhängig voneinander ausgewertet werden.

$$p_{ctr,load,summer} = \begin{cases} 1 & \text{if } \dot{Q}_{sek,mean} < \dot{Q}_{summer} \text{ and not(full)} \\ 0 & \text{else} \end{cases} \quad \text{Gl. 5-19}$$

$$p_{ctr,unload,summer} = \begin{cases} 1 & \text{if } \dot{Q}_{sek,mean} < \dot{Q}_{summer} \text{ and not(empty)} \\ 0 & \text{else} \end{cases} \quad \text{Gl. 5-20}$$

### Tatsächlicher Lade- bzw. Entlademassenstrom

Die Berechnung des tatsächlichen Lade- bzw. Entlademassenstroms erfolgt unter Verwendung der einzelnen Massenströme und Regelungsparametern mit Gl. 5-21 bzw. Gl. 5-22.

$$\dot{m}_{load} = p_{ctr,load,max} \cdot \dot{m}_{load,max} + p_{ctr,load,std} \cdot \dot{m}_{load,std} + p_{ctr,load,summer} \cdot \dot{m}_{load,summer} \quad \text{Gl. 5-21}$$

$$\dot{m}_{unload} = p_{ctr,unload,max} \cdot \dot{m}_{unload,max} + p_{ctr,unload,std} \cdot \dot{m}_{unload,std} + p_{ctr,unload,summer} \cdot \dot{m}_{unload,summer} \quad \text{Gl. 5-22}$$

### Maximalleistungsbegrenzung Gewerbepark

Abbildung 127 zeigt die Simulationsergebnisse bei unterschiedlichen Speichergößen für eine Maximalleistungsbegrenzung von 1,5 MW. Das kleinste Speichervolumen, bei dem die Maximalleistungsbegrenzung eingehalten werden kann, beträgt 500 m<sup>3</sup>.

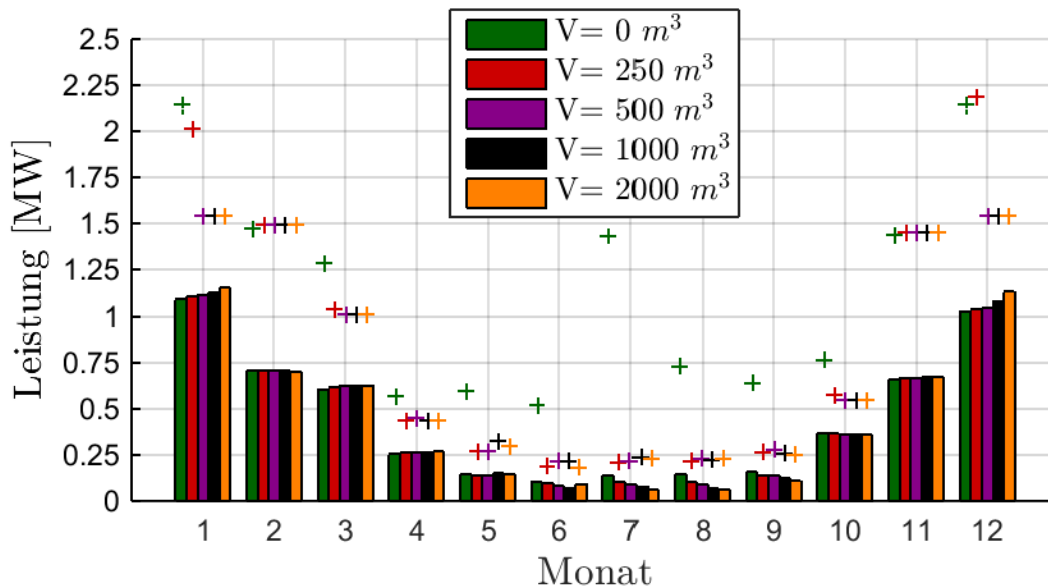


Abbildung 127: Ermittlung des minimal erforderlichen Speichervolumens bei einer Maximalleistungsbegrenzung von 1,5 MW und dem im Gewerbepark auftretenden Lastprofil. (Quelle: TU Graz)

## Maximalleistungsbegrenzung Gewerbepark und Wohnsiedlung

Für eine weitere Untersuchung wird nun das Lastprofil des Gewerbeparks mit einem Lastprofil einer Wohnsiedlung (siehe Abbildung 128) ergänzt.

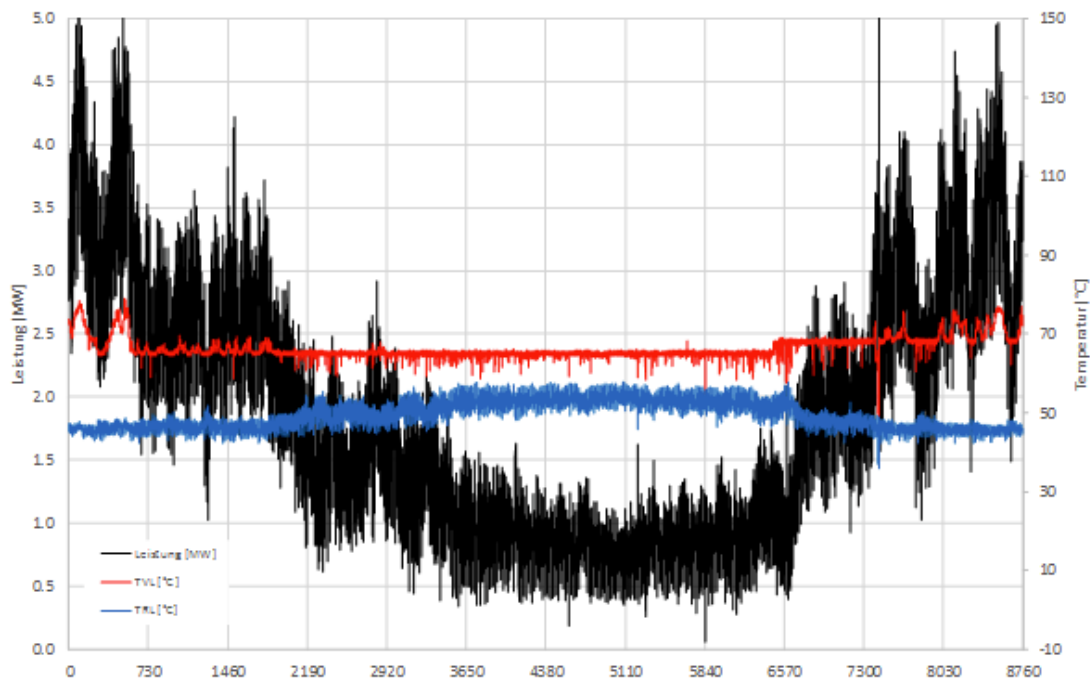


Abbildung 128: Lastprofil einer Wohnsiedlung, das für die weiteren Simulationen dem Lastprofil des Gewerbeparks addiert wurde (Quelle: Wien Energie)

Abbildung 129 zeigt die Simulationsergebnisse bei unterschiedlichen Speichergößen für eine Maximalleistungsbegrenzung von 5 MW. Das kleinste Speichervolumen, bei dem die Maximalleistungsbegrenzung eingehalten werden kann, beträgt  $10.000 \text{ m}^3$ .

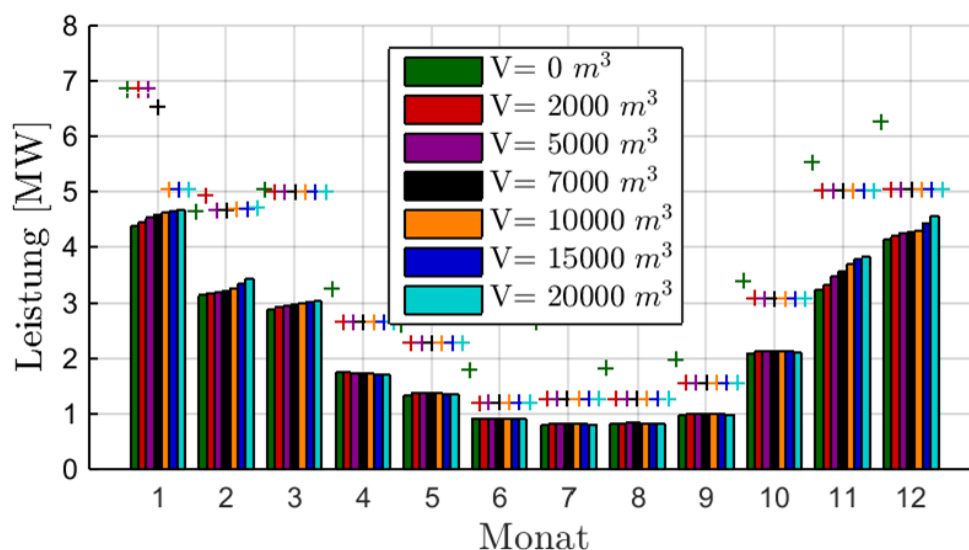


Abbildung 129: Ermittlung des minimal erforderlichen Speichervolumens bei einer Maximalleistungsbegrenzung von 5 MW, wenn das im Gewerbepark auftretende Lastprofil mit jenem eines Wohngebiets ergänzt wird. (Quelle: TU Graz)

## Gesamtdarstellung der Ergebnisse

Basierend auf den Simulationsergebnissen ist das erforderliche Speichervolumen in Abhängigkeit der Maximalleistungsbegrenzung für unterschiedliche Lastprofile in Abbildung 130 dargestellt. Sobald die Maximalleistungsbegrenzung in die Nähe der mittleren vom Verbraucher abgenommenen Leistung kommt, nimmt das erforderliche Speichervolumen stark zu.

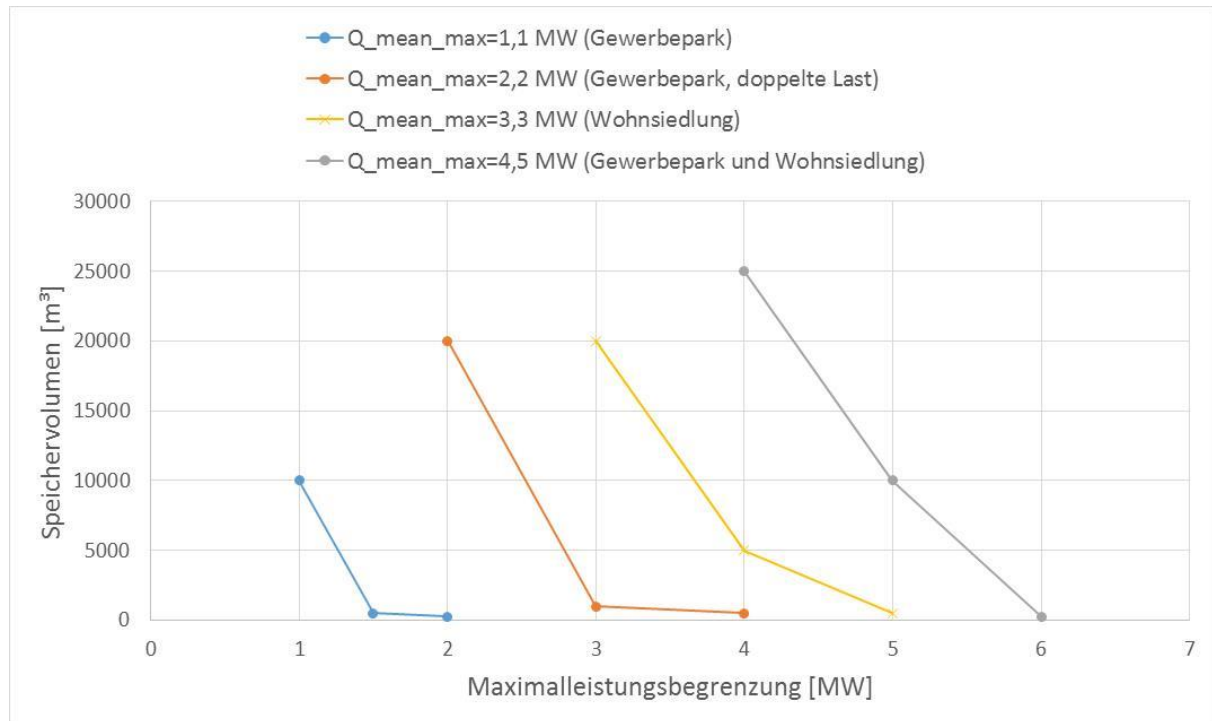


Abbildung 130: Zulässiges Speichervolumen in Abhängigkeit der Maximalleistungsbegrenzung bei unterschiedlichen Lastprofilen. (Quelle: TU Graz)

## Einbindung einer Absorptionswärmepumpe

Aufgrund der niedrigen Vorlauftemperaturen im Sekundärfernwärmenetz (<75 °C) könnte die Wärmeversorgung im ganzen Jahr auch mit einer Absorptionswärmepumpe erfolgen. Ein Vorteil entsteht vor allem dann, wenn dadurch die Rücklauftemperatur im Primärfernwärmenetz gesenkt werden kann. Eine mögliche Einbindungsvariante wird als Absorptionswärmetauscher bezeichnet. Eine Beschreibung dieser Einbindungsvariante kann z.B. [47] entnommen werden.

## 5.4. Zusammenfassung Machbarkeitsstudien und Detailsimulationen

Im Rahmen der Arbeiten wurde ein zweistufiger Prozess gewählt, um a) die technische und ökonomische Machbarkeit verschiedener Konzepte für die Dekarbonisierung von unterschiedlichen Fernwärmesystemen zu bewerten und b) technische Detailfragen zu klären. Dieser Prozess besteht aus einer ersten globaleren Betrachtung der Konzepte und einer daraus folgenden Selektion von interessanten und vielversprechenden Varianten, die dann im Folgeschritt tiefergehend betrachtet wurden. Dieser Prozess, der erst durch Kombination mit den im Projekt weiterentwickelten, zur Simulation und Bewertung notwendigen Methoden und Werkzeugen möglich war, hat sich als sehr effizient dargestellt, da sowohl eine große Bandbreite an Möglichkeiten bewertet und ggf.



ausgeschlossen werden kann und vielversprechende Varianten durch quantitative Bewertung identifiziert werden.

Die betrachteten Varianten in den drei Modellregionen sind nicht nur für die jeweiligen EVUs interessant, sondern können auch auf andere Fernwärmesysteme mit ähnlich gelagerten Fragestellungen übertragen werden. Hierbei ist es nicht nur von Belang, welche technische Konzepte einen hohen Mehrwert besitzen können, sondern auch für welche Konfigurationen es noch technische und wirtschaftliche Herausforderungen gibt. Die Ergebnisse aus dem System Müzzuschlag bieten wertvolle Erkenntnisse für kleinere bis mittlere Fernwärmesysteme in eher ländlichen Gebieten, die Solarthermie als mögliche Optionen für den Ersatz fossiler Energieträger betrachten. Eine kombinierte Anwendung von Solarthermie, Großspeicher und Absorptionswärmepumpe stellt eine vielversprechende, jedoch komplexe Möglichkeit dar, um Solarthermie (oder auch jede weitere Form von saisonalem Überschuss an Wärme) auch in der Übergangszeit und Winter bereit zu stellen. Hier zeigen die Ergebnisse aus Klagenfurt, dass eine sehr gute Abstimmung zwischen den Komponenten und Betriebsparametern wichtig ist, um den kompletten Mehrwert ausschöpfen zu können. Dies bedarf bereits in der Planungsphase als auch im späteren Betrieb Detailkenntnisse und Unterstützung durch Experten. Aus den Untersuchungen für Wien ergibt sich die Erkenntnis, dass im dichten urbanen Raum kleinere, eher dezentrale Lösungen als ursprünglich angedacht einen großen Mehrwert bieten. So können solarthermisch unterstützte Speicher mit einem Speichervolumen von 500 – 10.000 m<sup>3</sup> eine Lösung sein, um das Primärnetz zu entlasten bzw. in bestimmten Situationen und Zeiträumen komplett zu ersetzen.

## 6. Schlussfolgerungen

Die im Rahmen des Projektes entwickelte Herangehensweise, die a) auf vorherigen Erfahrungen und Expertisen als Grundgerüst basiert und b) um die spezifischen Herausforderungen aus den Fragenstellungen des Projekts zur Dekarbonisierung der Fernwärme durch die betrachteten Systemlösungen ergänzt, hat sich als gute Basis für weitere, vergleichbare Machbarkeitsstudien der Industriepartner sowie wichtiges Element weiterer Forschungsprojekte in diesen Themenkomplex bewiesen. Diese Herangehensweise war ein zweistufiger Prozess, um 1) die technische und ökonomische Machbarkeit verschiedener Konzepte für die Dekarbonisierung von unterschiedlichen Fernwärmesystemen zu bewerten und dann b) technische Detailfragen zu klären. Darüber hinaus bilden die Erkenntnisse und Erfahrungen des Forschungsprojektes die Basis für eine kritische Auseinandersetzung mit der Fragestellung einer möglichen Übertragbarkeit der Methodik sowie der Projektergebnisse auf andere urbane Fernwärmeversorgungsgebiete. Die Ergebnisse des Projektes sind somit für Energieversorgungs- und Fernwärmebetreiber relevant, als auch für Planer und technische Büros.

Der Industriepartner Solid hat Erfahrungen, Methoden und Informationen aus diesem Projekt für eine große Anzahl von Machbarkeitsstudien zur Integration von Solarthermie, Absorptionswärmepumpen und Großspeicher verwendet. Hier sind prominent die bekannten nationalen Beispiele BigSolarGraz [24] als auch BigSolar Salzburg<sup>23</sup>. Darüber hinaus sind die weitergehenden Studien für Müzzuschlag als auch u.a. Felzbach zu erwähnen [69]. Die Arbeiten für Müzzuschlag haben schlussendlich auch dazu geführt, dass eine erste solarthermische Anlage dort realisiert wird. Ferner war Solid in zahlreichen internationalen Machbarkeitsstudien tätig. Für AEE INTEC und IWT dienen die Projektergebnisse als wertvoller Input für Machbarkeitsstudien in diesem Kontext. Ferner konnte konkreter Forschungs- und Demonstrationsbedarf aus den Arbeiten abgeleitet. So wurden mit den Projektpartnern Solid und TU Graz IWT neben weiteren Partnern das Leitprojekt ThermaFLEX<sup>24</sup> gestartet, wo viele Aspekte aus diesem Projekt angewandt und mitunter demonstriert werden als auch entstandene Fragestellungen wie Wirtschaftlichkeit in bestimmten Kontexten beantwortet werden sollten. Auch das Thema Erdbeckenspeicher wird im Rahmen des Leitprojektes gigaTES<sup>25</sup> weiter untersucht.

Um die Resultate aus dem Projekt auch der (Fach-)Öffentlichkeit näher zu bringen, wurden zahlreiche Disseminationsmaßnahmen durchgeführt. Hervorzuheben ist der internationale Austausch, der vor allen im Rahmen der International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating 2019 stattgefunden hat [68]. Dort gab es nicht nur zwei Präsentationen mit Resultaten und Conclusios aus dem Projekt heraus, sondern es wurde auch ein Workshop im Rahmen dieser Konferenz organisiert.

---

<sup>23</sup> [https://thermafex.greenenergylab.at/e4a\\_demonstrator/demo-2/](https://thermafex.greenenergylab.at/e4a_demonstrator/demo-2/)

<sup>24</sup> <https://thermafex.greenenergylab.at>

<sup>25</sup> <https://projekte.ffg.at/projekt/2754388>

# 7. Ausblick und Empfehlungen

Der Ersatz fossiler Energiequellen in der Energie- und Wärmeversorgung ist zwingend und zeitnah notwendig, um unsere Wärmeversorgung nachhaltig zu gestalten. Der Fernwärme fällt hier eine gewichtige Rolle zu, da großes Potential besteht, um effizient Erneuerbare Wärme zu integrieren und damit Gebäude zu versorgen. Dies zeigen auch die präsentierten Resultate und Erkenntnisse. Jedoch existiert jedoch ein klarer Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsbedarf in mehreren Aspekten.

## **Verbessertes Knowhow der Einzelkomponenten**

Mögliche Einzelkomponenten eines Fernwärmesystems, die in diesem Projekt untersucht wurden, wie Großwärmespeicher oder Absorptionswärmepumpe, stellen Herausforderungen aufgrund ihrer Größe, Neuartigkeit oder technologiebedingten Komplexität für Simulation und technische Bewertung dar. Beide genannten Komponenten sind bisher nicht oder nur im begrenzten Umfang in Österreich demonstriert, so dass eine experimentelle Validierung von Simulationen nicht möglich ist und Praxiserfahrungen begrenzt sind. Hier besteht auf beiden Ebenen Bedarf, um diese vielversprechenden Technologien gezielt und effizient einsetzen zu können.

## **Systemische Integration**

Fernwärmesysteme ermöglichen die Integration erneuerbarer Energiequellen und eignen sich hervorragend für Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität in Bezug auf erneuerbare Energiequellen, fortschrittliche Betriebsstrategien und den Einsatz von Wärmespeichern. Diese Vorteile könnten noch gesteigert werden, wenn systemweite und ganzheitliche Ansätze sowie wissenschaftliche Methoden wie Simulation und Optimierung bei der Konzeption, Implementierung und im Betrieb eingesetzt würden. Für die Umsetzung flexibler und nachhaltiger Fernwärmesysteme sind weitere Forschung und Demonstration für Maßnahmen wie Wärmespeicherung, Wärmepumpen, intelligente Regelung, Sektorkopplung mit Strom- und Abwasserinfrastruktur in Kombination mit einem erhöhten Anteil erneuerbarer Wärme und ganzheitlichen System- und Planungsansätzen erforderlich. Dieser Aspekt wurde in diesem Projekt für die betrachteten Komponenten erfolgreich durchgeführt, muss aber um weitere Komponenten sowie e.g. mit regeltechnischen und planerischen Konzepten sowie mit Möglichkeiten aus der Digitalisierung verknüpft und erweitert werden. Auch der Rückfluss von praktischen Erfahrungen und Messdaten aus Demonstration und späteren Regelbetrieb an Planer und Forschung ist essentiell, um hier neue Forschungsfragen zu identifizieren und bestehendes Wissen zu erweitern.

## **Kooperation zwischen Planern, Forschung und Energieversorgern und Dissemination Ergebnisse**

Die Dekarbonisierung der Fernwärme ist nur durch enge Zusammenarbeit von Energieversorger, Planung und Forschung möglich. So entscheidet zum Beispiel eine Abstimmung der einzelnen Komponenten in einem Fernwärmesystem aufeinander über die Gesamtsystemeffizienz. Diese Abstimmung ist bereits von der Planung an notwendig und zieht sich durch bis zur Umsetzung und späteren Monitoring und Optimierung. Hier bedarf es neben einem regen Austausch von Experten und (möglichen) Umsetzern auch einer weitreichenden Kommunikation von Projektergebnisse an die Öffentlichkeit sowie mögliche weitere Umsetzer im In- und Ausland.

# 8. Verzeichnisse

## 8.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzplan Mürzzuschlag mit Wärmerzeugern (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag) .....	24
Abbildung 2: Monatliche Netzeinspeisung nach Erzeuger in MWh/Monat (Daten von 4.2015-3.2016. (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag).....	24
Abbildung 3: Leistung und Außentemperatur im Tagesverlauf Sommertag 14.7.2016. (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag).....	25
Abbildung 4: Leistung und Außentemperatur im Tagesverlauf Sommertag 22.7.2016. (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag).....	25
Abbildung 5: Leistung und Außentemperatur im Tagesverlauf Wintertag 12.12.2016. (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag).....	26
Abbildung 6: Exemplarischer Wärmeleistungsbedarf und Außentemperatur für eine Sommerwoche in Mürzzuschlag (9. -16. Juli 2016). (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag) .....	26
Abbildung 7: Exemplarischer Wärmeleistungsbedarf und Außentemperatur für eine Winterwoche in Mürzzuschlag (1. – 7.1. 2017). (Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag) .....	27
Abbildung 8: Netzplan mit Erzeugungsanlagen, Netz Emmersdorf wird extra versorgt und hier nicht betrachtet (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt).....	29
Abbildung 9: Jahreslastgang der Einspeiser: Grundlast BHKW Süd, Mittellast BHKW Ost und BHKW Liebenfels (Einsp. Nord), Spitzenlast durch die acht dezentralen Heizwerke (primär Heizwerk LKH, Heizwerk Süd und Heizwerk Viktring) (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt).....	30
Abbildung 10: Typischer Winter-Tagesverlauf der Netzleistung mit möglicher Deckung durch Erzeugereinheiten. (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt).....	30
Abbildung 11: Typischer Übergangszeit-Tagesverlauf der Netzleistung mit möglicher Deckung durch Erzeugereinheiten. (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt).....	31
Abbildung 12: Typischer Sommer-Tagesverlauf der Einspeiseleistung mit möglicher Deckung durch Erzeugereinheiten. (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt).....	31
Abbildung 13: Typischer Verlauf der Einspeiseleistung mit möglicher Deckung durch Erzeugereinheiten in der Übergangszeit für eine Woche (6. - 13.3.2017). (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt).....	32
Abbildung 14: Fernwärmenetz Wien (Quelle: Wien Energie) .....	33
Abbildung 15 Links: Deckung des Fernwärmebedarfs 2014/15 nach Quellen, rechts: Erzeugungsstruktur der Fernwärme in Prozent. [20] .....	34
Abbildung 16: Möglicher Standort für Kollektorfeld in Mürzzuschlag. (Quelle SOLID basierend auf <a href="http://www.basemap.at">www.basemap.at</a> ).....	35
Abbildung 17: Mögliche Standorte für Langzeitwärmespeicher (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt) .....	36
Abbildung 18: Schema des Energiekonzeptes A mit seinen Hauptmerkmalen. Die grau hervorgehobenen Kästen zeigen die neuen Systemkomponenten (Wärmespeicher, thermische Solaranlage und Absorptionswärmepumpe). (Quelle: AEE INTEC).....	38

Abbildung 19: Schema des Energiekonzeptes A mit seinen Hauptmerkmalen. Hervorgehobene Kästen zeigen die relevanten Komponenten: Wärmeüberschuss aus BHKW Ost (blauer Kasten), Erdbeckenspeicher (grauer Kasten) und Backup/Nachheizung Möglichkeit e.g. neuer Heizkessel (grüner Kasten). (Quelle: AEE INTEC) .....	39
Abbildung 20: Schema des Energiekonzeptes B mit seinen Hauptmerkmalen (graue Kästen). Einbindung thermischer Solaranlage mit Langzeitwärmespeicher (125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeicher) und neuem Heizkessel. (Quelle: AEE INTEC).....	40
Abbildung 21: Vereinfachtes hydraulische Schema des Energiekonzeptes A mit nur Wärmespeicher bei Ladephase (links) und Entladephase (rechts). (Quelle: AEE INTEC) .....	40
Abbildung 22: Überblick über die verfügbaren Konzepte zur Speicherung thermischer Energie im Untergrund [26].....	41
Abbildung 23: Prinzip der Anlagenkonfiguration von Dronninglund [32].....	46
Abbildung 24: Type534 - Kumulierte Energie bei der Beladung (grün) und Entladung (rot) des Erdbeckenspeichers, für die Simulation (durchgezogene Linie) und Messung (strichlierte Linie) (Quelle: AEE INTEC) .....	47
Abbildung 25: Temperaturprofil des obersten und untersten Temperaturfühlers (Messung in schwarz dargestellt). (Quelle: AEE INTEC).....	48
Abbildung 26: Type342 6 DP - Kumulierte Energie bei der Beladung (grün) und Entladung (rot) des Erdbeckenspeichers, für die Simulation (durchgezogene Linie) und Messung (strichlierte Linie). (Quelle: AEE INTEC) .....	49
Abbildung 27: Speichertemperaturen des Type342 (orange, blau und grüne Linien) im Vergleich zu den gemessenen Temperaturen (schwarze Linien). (Quelle: AEE INTEC) .....	49
Abbildung 28: Type342 - Kumulierte Energie bei der Beladung (grün) – und Entladung (rot) des Erdbeckenspeichers, für die Simulation (durchgezogene Linie) und Messung (strichlierte Linie). (Quelle: AEE INTEC) .....	50
Abbildung 29: Speichertemperaturen des Type342 (orange, blau und grüne Linien) im Vergleich zu den gemessenen Temperaturen (schwarze Linien). (Quelle: AEE INTEC) .....	51
Abbildung 30: Ausgleichsgerade für Verdampfer und Generator (EBARA RHP210). (Quelle: TU Graz) .....	54
Abbildung 31: Ausgleichsgerade für Verdampfer und Generator (Danstoker HS 60A TP in Dronninglund). (Quelle: TU Graz).....	55
Abbildung 32: Vergleich der Temperaturverläufe am Austritt der Wärmetauscher zwischen Messung und Simulation (EBARA RHP210). (Quelle: TU Graz) .....	56
Abbildung 33: Vergleich des COP zwischen Messung und Simulation (EBARA RHP210). (Quelle: TU Graz) .....	56
Abbildung 34: Vergleich der Temperaturverläufe am Austritt der Wärmetauscher zwischen Messung und Simulation (Danstoker HS 60A TP in Dronninglund). (Quelle: TU Graz) .....	57
Abbildung 35: Vergleich des COP zwischen Messung und Simulation (Danstoker HS 60A TP in Dronninglund). (Quelle: TU Graz).....	57
Abbildung 36: Vergleich der Austrittstemperaturen an den vier Wärmetauschern (gemessene Werte in schwarz; Simulationsergebnisse in Farbe). (Quelle: TU Graz) .....	59

Abbildung 37: Vergleich der Leistungen an den vier Wärmetauschern (gemessene Werte in schwarz; Simulationsergebnisse in Farbe). (Quelle: TU Graz) .....	60
Abbildung 38: Vergleich zwischen gemessenem (schwarz) und berechneten COP (blau). (Quelle: TU Graz) .....	60
Abbildung 39: Beispielhafte Ergebnisse aus Einsatzreihenfolge mit drei Heizwerken und einem Wärmespeicher. Überschuss an Wärme aus Heizwerk I wird zwischengespeichert. Heizwerk I unterstützt den Wärmespeicher während der Entladephase, sodass Wärme auf Solltemperatur geliefert wird. (Quelle: AEE INTEC) .....	62
Abbildung 40: Beispielhafte Einsatzreihenfolge mit drei Heizwerken und Wärmespeicher. Heizwerke decken nacheinander den gesamten Wärmebedarf ab. (Quelle: AEE INTEC) .....	63
Abbildung 41: Status Quo 2017/18. Monatliche Aufteilung der jeweils mit Gas und Biomasse erzeugten Wärme für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC) .....	64
Abbildung 42: Gewichtete Vor- und Rücklauftemperatur für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in FW-Müzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC) .....	65
Abbildung 43: Überblick der untersuchten Kombinationen von Wärmespeichern und Solaranlagen. PTES Varianten sind mit dickem Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC) .....	66
Abbildung 44: Verlorene Wärme pro untersuchte Kombination von Speichergröße und Solaranlagengröße. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dickem Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC) .....	67
Abbildung 45: Überblick der eingespeisten Solarwärme und spezifischen Solarerträge pro untersuchter Kombination von Speichergröße und Solaranlagengröße. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dicken Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC) .....	68
Abbildung 46: Wärmegestehungskosten des Teilsystems (Solaranlage + Wärmespeicher) ohne Förderung. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dickem Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC) .....	68
Abbildung 47: Wärmegestehungskosten des Teilsystems (Solaranlage + Wärmespeicher) unter Berücksichtigung 30 % Förderung auf die Investitionskosten der Solaranlage und des Wärmespeichers. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dickem Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC) .....	69
Abbildung 48: Emissionen von CO <sub>2</sub> Äquivalenten des Gesamtsystems pro untersuchter Kombination von Speichergröße und Solaranlagengröße. Varianten mit Erdbeckenspeicher sind mit dicken Rahmen dargestellt. (Quelle: AEE INTEC) .....	69
Abbildung 49: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für die Variante 180 m <sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 5.000 m <sup>2</sup> . (Quelle: AEE INTEC) .....	70
Abbildung 50: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für die Variante 20.000 m <sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 10.000 m <sup>2</sup> . (Quelle: AEE INTEC) .....	70
Abbildung 51: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für die Variante 35.000 m <sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 15.000 m <sup>2</sup> . (Quelle: AEE INTEC) .....	70
Abbildung 52: Solarer Deckungsgrad für die Variante 10.000 m <sup>2</sup> + 20.000 m <sup>3</sup> (grün) und 15.000 m <sup>2</sup> + 35.000 m <sup>3</sup> (rot) mit und ohne AWP. (Quelle: AEE INTEC) .....	71
Abbildung 53: Wärmegestehungskosten des Teilsystems (Solaranlage, AWP, Wärmespeicher) mit 30 % Förderung auf die Investitionskosten (viereckige Markierung) und ohne Förderung (runde Markierung)	

für die Variante 10.000 m <sup>2</sup> + 20.000 m <sup>3</sup> (grün) und 15.000 m <sup>2</sup> + 35.000 m <sup>3</sup> (rot) mit und ohne AWP. (Quelle: AEE INTEC).....	71
Abbildung 54: Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems mit 30 % Förderung auf die Investitionskosten (viereckige Markierung) und ohne Förderung (runde Markierung) für die Variante 10.000 m <sup>2</sup> + 20.000 m <sup>3</sup> (grün) und 15.000 m <sup>2</sup> + 35.000 m <sup>3</sup> (rot) mit und ohne AWP. ....	72
Abbildung 55: Emissionen von CO <sub>2</sub> Äquivalente für die Variante 10.000 m <sup>2</sup> + 20.000 m <sup>3</sup> (grün) und 15.000 m <sup>2</sup> + 35.000 m <sup>3</sup> (rot) mit und ohne AWP. (Quelle: AEE INTEC).....	72
Abbildung 56: Temperaturverlauf im Wärmespeicher auf drei unterschiedlichen Höhen für die Variante 20.000 m <sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 10.000 m <sup>2</sup> mit 0,5 MW AWP (rote Linien) und ohne AWP (grüne Linien). Stillstandzeiten des Biomasseheizwerks nach Status Quo. AWP von 1. Mai bis 31. September außer Betrieb. (Quelle: AEE INTEC).....	73
Abbildung 57: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für die Variante mit 20.000 m <sup>3</sup> Tankspeicher, Solaranlagengröße von 10.000 m <sup>2</sup> , AWP von 0,5 MW. Stillstandzeiten der Biomasseheizwerke nach Status Quo. (Quelle: AEE INTEC).....	74
Abbildung 58: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme pro Erzeugungsanlage im Jahr 2017. Abgeleitet aus Daten (Stundenwerte) der Stadtwerke Klagenfurt. (Quelle: AEE INTEC) .....	76
Abbildung 59: Vorlauftemperatur Fernwärmenetz Klagenfurt in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur (Quelle: Stadtwerke Klagenfurt und Annahmen) und angenommene Rücklauftemperatur. (Quelle: AEE INTEC) .....	76
Abbildung 60: Abschätzung der eingespeisten Wärme ins FW-Netz Klagenfurt aus der gasbetriebenen Heizzentrale, dem neuen Heizwerk und der entladenen Wärme aus dem Wärmespeicher in GWh/a in Abhängigkeit der Nennleistung des neuen Heizwerks nach der Einbindung eines 125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeichers (Be- und Entladeleistung des Wärmespeichers ist auf 17 MW begrenzt). In den Kästchen ist die Summe der gelieferten Wärmemengen des Teilsystems (neues Heizwerk + Wärmespeicher) dargestellt. (Quelle: AEE INTEC) .....	78
Abbildung 61: Gesamt Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems (ohne Förderung) in Abhängigkeit der Leistung des neuen Heizwerks für unterschiedliche Wärmeerzeugungskosten dieser Anlage (25, 30 und 35 Euro/MWh). Investitions- und Wartungskosten des Heizwerks wurden auch betrachtet. (Quelle: AEE INTEC).....	79
Abbildung 62: Gesamte Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems (mit 30 % Förderung auf den Investitionskosten des Heizwerks und des Wärmespeichers. Grundstückskosten werden nicht gefördert) in Abhängigkeit der Leistung des neuen Heizwerks für unterschiedliche Wärmeerzeugungskosten dieser Anlage (25, 30 und 35 Euro/MWh). Investitions- und Wartungskosten des Heizwerks wurden auch betrachtet. (Quelle: AEE INTEC) .....	79
Abbildung 63: Gesamtwärmegestehungskosten des Teilsystems (ohne Förderung) in Abhängigkeit der Leistung des neuen Heizwerks für unterschiedliche Wärmeerzeugungskosten dieser Anlage (25, 30 und 35 Euro/MWh). Investitions- und Wartungskosten des Heizwerks wurden auch betrachtet. (Quelle: AEE INTEC) .....	80
Abbildung 64: Jährlicher Verlauf der Temperaturen im unteren, mittleren und oberen Bereich des Wärmespeichers sowie entladene und geladene Wärme für das Energiekonzept (Einbindung 125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeicher) - Variante mit einem 4 MW Heizwerk. (Quelle: AEE INTEC).....	80

Abbildung 65: Monatliche Aufteilung der geladenen und entladenen Wärme in den bzw. aus dem Wärmespeicher sowie benötigte Wärme zum Nachheizen. Ergebnisse des Konzeptes B (125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeicher) für die Variante mit einem 4 MW Heizwerk. (Quelle: AEE INTEC).....	81
Abbildung 66: Solarwärme, die weder direkt genutzt, noch gespeichert werden kann, für unterschiedliche Heizwerkleistungen und einen 125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeicher in Abhängigkeit der Solaranlagengröße. (Quelle: AEE INTEC) .....	82
Abbildung 67: Wärmegestehungskosten des Teilsystems ohne Förderung. Betrachtet wurden Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten der Solaranlage, des Heizwerks und des Wärmespeichers. Dargestellt sind die Ergebnisse für unterschiedliche Kosten für das Nachheizen (25, 30 und 35 Euro/MWh) in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Heizwerkleistung für einen 125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeicher und eine Solaranlage mit 150.000 m <sup>2</sup> . (Quelle: AEE INTEC) .....	83
Abbildung 68: Wärmegestehungskosten des Teilsystems ohne Förderung. Betrachtet wurden Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten der Solaranlage und Wartungs- und Betriebskosten des Heizwerks und des Wärmespeichers (Dargestellt sind die Ergebnisse für unterschiedliche Kosten für das Nachheizen: 25, 30 und 35 Euro/MWh) in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Heizwerkleistung für einen 125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeicher und eine Solaranlage mit 150.000 m <sup>2</sup> . (Quelle: AEE INTEC).....	84
Abbildung 69: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme für das Teilsystem (Solaranlage, Wärmespeicher und Biomasse-Heizwerk) sowie die bestehenden Heizwerke für die Variante mit 125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeicher, 140.000 m <sup>2</sup> Solaranlage und 4 MW Heizwerk. (Quelle: AEE INTEC) .	85
Abbildung 70: Jährlicher Verlauf der Temperaturen im unteren, mittleren und oberen Bereich des Wärmespeichers sowie entladene Wärme und benötigte Wärme zum Nachheizen für die Auslegung 125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeicher, 4 MW Heizwerk und 140.000 m <sup>2</sup> Solaranlage. (Quelle: AEE INTEC) .	85
Abbildung 71: Wärmebedarf, Vor- und Rücklauftemperatur für den Zeitraum 1.1.2016 – 31.12.2016 in Wien (Wohnsiedlung). (Quelle: AEE INTEC) .....	87
Abbildung 72: Wärmebedarf, Vor- und Rücklauftemperatur für den Zeitraum 1.1.2016 – 31.12.2016 in Wien (Gewerbepark). (Quelle: AEE INTEC) .....	88
Abbildung 73: Überblick der Randbedingungen für die Energiekonzepte in Wien. Eingespeiste Wärme pro Erzeuger Kategorie für das Jahr 2016. (Quelle: AEE INTEC).....	88
Abbildung 74: Ökonomische Randbedingungen für die Energiekonzepte in Wien. Verlauf des maximalen und gewichteten Wärmepreises für das Jahr 2016. (Quelle: AEE INTEC) .....	89
Abbildung 75: Vereinfachtes hydraulisches Schema des Energiekonzeptes mit nur Wärmespeicher bzw. der vorgeschlagenen zentralen Lösung. Betriebsmodus Ladephase. (Quelle: AEE INTEC).....	90
Abbildung 76: Vereinfachtes hydraulische Schema des Energiekonzeptes nur mit Wärmespeicher bzw. der vorgeschlagenen zentralen Lösung. Betriebsmodus Entladephase. (Quelle: AEE INTEC).....	90
Abbildung 77: Gelieferte Wärmemenge für das FW-Backup für die Standorte Gewerbepark und Wohnsiedlung für unterschiedliche GuFo Größen in Abhängigkeit der Speichergröße. (Quelle: AEE INTEC) .....	91
Abbildung 78: Gelieferte Solarwärme (direkt und über Wärmespeicher) in GWh/a (gestrichelte Linien) und kWh/(m <sup>2</sup> .a) (durchgezogene Linien) für unterschiedliche Größen des Wärmespeichers in	



Abhängigkeit der Solaranlagengröße. Die Austrittstemperatur am Kollektor ist konstant 90 °C. (Quelle: AEE INTEC) .....	92
Abbildung 79: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme für die Anlagen (Solaranlage, Wärmespeicher und Fernwärme) für die Variante; 1.500 m <sup>3</sup> Tankspeicher und 6.000 m <sup>2</sup> Solaranlage. (Quelle: AEE INTEC) .....	93
Abbildung 80: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme für die Anlagen (Solaranlage, Wärmespeicher und Fernwärme) für die Variante; 3.000 m <sup>3</sup> Tankspeicher und 6.500 m <sup>2</sup> Solaranlage. (Quelle: AEE INTEC) .....	93
Abbildung 81: Monatliche Aufteilung der eingespeisten Wärme für die Anlagen (Solaranlage, Wärmespeicher und Fernwärme) für die Variante; 9.000 m <sup>3</sup> Tankspeicher und 8.000 m <sup>2</sup> Solaranlage. (Quelle: AEE INTEC) .....	94
Abbildung 82: Überblick Entlastung Primärnetz (in GWh/a und MW) durch die Einbindung eines Tankspeichers mit (viereckige Markierung) und ohne (runde Markierung) Solaranlage für die Standorte Wohnsiedlung (Gelb) und Gewerbepark (Lila). (Quelle: AEE INTEC) .....	94
Abbildung 83: Einsparung von CO <sub>2</sub> -Äquivalenten für die ausgewählte Auslegungen für den Standort Wohnsiedlung (gelbe Spalten) und Gewerbepark (rote Spalten). Beachten Sie, dass die y-Achse mit dem Wert „-200“ beginnt und dass der Wert 0 dem Referenzwert bzw. den Emissionen des Status Quo entspricht. (Quelle: AEE INTEC) .....	95
Abbildung 84: Ermittelte Wärmegestehungskosten pro Szenario (Wert im Kästchen) und die Zuordnung zwischen Wärmespeicher, Solaranlage und gekaufter Wärme. (Quelle: AEE INTEC) .....	96
Abbildung 85: Ermittelte Wärmegestehungskosten pro Szenario (Wert in Kasten) und die Zuordnung zwischen Wärmespeicher, Solaranlage und gekaufter Wärme. (Quelle: AEE INTEC) .....	97
Abbildung 86: Häufigkeitsdiagramm der Abweichung zwischen gemessener Rücklauftemperatur und Rücklauftemperatur aus den Simulationsergebnisse. (Quelle: AEE INTEC) .....	100
Abbildung 87: Ergebnisse der Variante mit 20.000 m <sup>3</sup> PTES und 10.000 m <sup>2</sup> Solaranlage in monatlicher Aufteilung der jeweils mit Gas erzeugten Wärme und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen: Solar und Biomasse. Sowie die eingespeisten Gasverbräuche im Vergleich zur Status Quo 2017/18 für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC) .....	102
Abbildung 88: Verlauf der Temperatur auf unterschiedliches Volum bzw. Höhenbereich des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC) .....	102
Abbildung 89: Ergebnisse der Variante mit 20.000 m <sup>3</sup> PTES, 10.000 m <sup>2</sup> Solaranlage und 0,5 MW AWP in monatlicher Aufteilung der jeweils mit Gas erzeugten Wärme und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen: Solar und Biomasse. Sowie der eingespeiste Gasverbrauch im Vergleich zum Status Quo 2017/18 für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC) .....	103
Abbildung 90: Ergebnisse der Variante mit 20.000 m <sup>3</sup> PTES, 10.000 m <sup>2</sup> Solaranlage und 0,5 MW AWP in monatlicher Aufteilung der Wärmeflüsse am Teilsystem (Solaranlage + Wärmespeicher + AWP) für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC) .....	104
Abbildung 91: Verlauf der Temperatur in unterschiedlichem Volumen- bzw. Höhenbereich des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Müzzuschlag. Variante 10.000 m <sup>2</sup> Solaranlage mit 20.000 m <sup>3</sup> PTES und 0,5 MW AWP. (Quelle: AEE INTEC) .....	104

Abbildung 92: Verlauf der Temperaturdifferenz zwischen Temperatur der Variante mit 20.000 m <sup>3</sup> PTES und 15.000 m <sup>3</sup> PTES ( $T_{20.000m^3} - T_{15.000m^3}$ ) auf unterschiedlichem Volumen- bzw. Höhenbereiche des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Mürzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC).....	105
Abbildung 93: Verlauf der Temperaturdifferenz der Variante mit 0,5 MW AWP und 1 MW AWP ( $T_{0,5MW} - T_{1MW}$ ) auf unterschiedliche Volumen- bzw. Höhenbereiche des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Mürzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC) .....	105
Abbildung 94: Verlauf der Temperatur auf unterschiedlichen Volumen- bzw. Höhenbereiche des Erdbeckenspeichermodells für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Mürzzuschlag. Variante 10.000 m <sup>2</sup> Solaranlage mit 20.000 m <sup>3</sup> PTES und 1 MW AWP. (Quelle: AEE INTEC).....	106
Abbildung 95: Ergebnisse der Variante mit 20.000 m <sup>3</sup> PTES, 10.000 m <sup>2</sup> Solaranlage und 1 MW AWP in monatlicher Aufteilung der jeweils mit Gas erzeugten Wärme und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen: Solar und Biomasse, sowie die eingespeisten Gasverbräuche im Vergleich zur Status Quo 2017/18 für den Zeitraum 1.4.2017 – 31.3.2018 in Mürzzuschlag. (Quelle: AEE INTEC) .....	106
Abbildung 96: Hydraulikschema für die Einbindung der solarthermischen Anlage, des Erdbeckenspeichers und der Absorptionswärmepumpe im Fernwärmenetz Klagenfurt mit den erforderlichen Signalen für die Regelung bei einer Nutzung des Erdbeckenspeichers als Pufferspeicher. (Quelle: TU Graz) .....	108
Abbildung 97: Vor- und Rücklauftemperatur beim Biomasseheizkraftwerk Klagenfurt Süd .....	110
Abbildung 98: Vom Biomasseheizkraftwerk Klagenfurt-Süd in das Fernwärmenetz eingespeiste Wärmeleistung. (Quelle: TU Graz).....	111
Abbildung 99: Eingespeiste Wärme der solarthermischen Anlage, der Nachheizung in das Fernwärmenetz sowie die Lade- und Entladeleistung des Erdbeckenspeichers bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> , einer Kollektorfläche von 31.863 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 4.000 m <sup>3</sup> . (Quelle: TU Graz).....	112
Abbildung 100: Temperatur im obersten und untersten Knoten des Erdbeckenspeichers bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> , einer Kollektorfläche von 31.863 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 4.000 m <sup>3</sup> . (Quelle: TU Graz).....	113
Abbildung 101: Jährlicher Wärmebedarf des Fernwärmenetzes ( $Q_{load}$ ), von der Nachheizung bereitgestellte Wärme ( $Q_{aux}$ ), durch die solarthermische Anlage gelieferte Wärme ( $Q_{solar}$ ) und Speicherverluste ( $Q_{TES,loss}$ ) sowie zu- und abgeführte Wärme des Speichers ( $Q_{TES,load}$ , $Q_{TES,unload}$ ) bei einer Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> . (Quelle: TU Graz) .....	113
Abbildung 102: Maximale und mittlere Temperatur im obersten Knoten des Erdbeckenspeichers in einem Jahr bei einer Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> (mit den Balken werden die Monatsmittelwerte und mit den Plus-Zeichen die monatlichen Maximalwerte dargestellt). (Quelle: TU Graz).....	114
Abbildung 103: Maximale und mittlere Temperatur im untersten Knoten des Erdbeckenspeichers in einem Jahr bei einer Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> (mit den Balken werden die Monatsmittelwerte und mit den Plus-Zeichen die monatlichen Maximalwerte dargestellt). (Quelle: TU Graz).....	115
Abbildung 104: Vergleich des solaren Deckungsgrades der solarthermischen Anlage bei unterschiedlichen Grundflächen und unterschiedlichen Speichervolumen. (Quelle: TU Graz) .....	116

Abbildung 105: Hydraulikschema für die Einbindung der solarthermischen Anlage, des Erdbeckenspeichers und der Absorptionswärmepumpe im Fernwärmenetz Klagenfurt mit den erforderlichen Signalen für die Regelung bei einer Nutzung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher. (Quelle: TU Graz).....	117
Abbildung 106: Jährlich zu- und abgeführte Leistungen der Absorptionswärmepumpe bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> , einer Kollektorfläche von 25.686 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m <sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz) .....	118
Abbildung 107: Verlauf der jährlichen Ein- und Austrittstemperaturen an den Wärmeübertragern der Absorptionswärmepumpe bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> , einer Kollektorfläche von 25.686 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m <sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz).....	119
Abbildung 108: Verlauf des COP der Absorptionswärmepumpe über das Jahr bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> , einer Kollektorfläche von 25.686 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m <sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz).....	120
Abbildung 109: Verlauf der Temperatur der armen Lösung am Eintritt in den Absorber und der Kristallisationstemperatur als Funktion der Konzentration der armen Lösung in der Absorptionswärmepumpe über das Jahr bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> , einer Kollektorfläche von 25.686 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m <sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz) .....	121
Abbildung 110: Verlauf der oberen und unteren Speichertemperatur über das Jahr bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> , einer Kollektorfläche von 25.686 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m <sup>3</sup> (120 °C Heißwassereintrittstemperatur und Verwendung des Erdbeckenspeichers als Langzeitwärmespeicher). (Quelle: TU Graz).....	121
Abbildung 111: Über das Jahr von der solarthermischen Anlage, der Nachheizung und durch die Absorptionswärmepumpe zugeführte Wärme bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> , einer Kollektorfläche von 25.686 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m <sup>3</sup> (Varianten: nur solar – ohne Absorptionswärmepumpe, awp/120 120 °C Heißwassereintrittstemperatur, awp/125 125°C Heißwassereintrittstemperatur, awp/130 130 °C Heißwassereintrittstemperatur). (Quelle: TU Graz) .....	122
Abbildung 112: Solarer Deckungsgrad bei einer gesamten Grundfläche von 54.500 m <sup>2</sup> , einer Kollektorfläche von 25.686 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 130.000 m <sup>3</sup> (Varianten: nur solar – ohne Absorptionswärmepumpe, awp/120 120 °C Heißwassereintrittstemperatur, awp/125 125 °C Heißwassereintrittstemperatur, awp/130 130 °C Heißwassereintrittstemperatur). (Quelle: TU Graz) .....	122
Abbildung 113: Über das Jahr von der solarthermischen Anlage, der Nachheizung und durch die Absorptionswärmepumpe zugeführte Wärme bei einer Kollektorfläche von 150.000 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 125.000 m <sup>3</sup> (Varianten: nur solar – ohne Absorptionswärmepumpe, awp/120 120 °C Heißwassereintrittstemperatur). (Quelle: TU Graz) .....	123

Abbildung 114: Solarer Deckungsgrad bei einer Kollektorfläche von 150.000 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 125.000 m <sup>3</sup> (Varianten: nur solar – ohne Absorptionswärmepumpe, awp/120 °C Heißwassereintrittstemperatur). (Quelle: TU Graz) .....	124
Abbildung 115: Vereinfachtes Schema Gufo Gewerbepark mit Bezeichnung der Messstellen (Quelle: Wien Energie).....	125
Abbildung 116: Vorlauf- und Rücklauftemperatur im Sekundärfernwärmenetz sowie die an der Gufo übertragene Leistung im Jahr 2016 Gewerbepark Wien-Stadlau (Quelle: Wien Energie).....	125
Abbildung 117: Vorlauf- und Rücklauftemperatur im Primärfernwärmenetz sowie die an der Gufo übertragene Leistung im Jahr 2016 Gewerbepark Wien-Stadlau (Quelle: Wien Energie).....	126
Abbildung 118: Hydraulikschema mit Signalen für die Regelung des thermischen Wasserspeichers (TES) der untersuchten Gebietsumformerstation. (Quelle: TU Graz) .....	127
Abbildung 119: Signalflussdiagramm für die Regelung der Vorlauftemperatur im Sekundärfernwärmenetz. (Quelle: TU Graz) .....	128
Abbildung 120: Signalflussdiagramm für die Überprüfung des Ladezustands des Speichers. (Quelle: TU Graz) .....	129
Abbildung 121: Signalflussdiagramm für die Maximalleistungsregelung zur Begrenzung der Leistungsspitzen an der Gebietsumformerstation. (Quelle: TU Graz).....	130
Abbildung 122: An der Gufo übertragene mittlere Leistung und maximale Leistung je Monat, wenn die Maximalleistungsbegrenzung auf 1,5 MW festgelegt und ein Speicher mit einem Volumen von 1.000 m <sup>3</sup> verwendet wird (Balken: mittlere Leistung in einem Monat, Plus-Zeichen: maximale Leistung in einem Monat). (Quelle: TU Graz).....	132
Abbildung 123: Vergleich der an der Gufo in einem Jahr übertragenen Leistung ohne Verwendung eines Speichers und mit Verwendung eines Speichers mit einem Volumen von 1.000 m <sup>3</sup> bei einer Maximalleistungsbegrenzung von 1,5 MW. (Quelle: TU Graz) .....	132
Abbildung 124: Signalflussdiagramm zur Reduzierung der Schwankungsbreite der an der Gufo übertragenen Leistung. (Quelle: TU Graz) .....	133
Abbildung 125: An der Gufo übertragene mittlere Leistung in einem Monat und maximale Leistung in einem Monat, wenn die Maximalleistungsbegrenzung auf 1,5 MW festgelegt, die Schwankungsbreite reduziert und ein Speicher mit einem Volumen von 1.000 m <sup>3</sup> verwendet wird (Balken: mittlere Leistung in einem Monat, Plus-Zeichen: maximale Leistung in einem Monat). (Quelle: TU Graz).....	135
Abbildung 126: Vergleich der an der Gufo in einem Jahr übertragenen Leistung ohne und mit Verwendung eines Speichers mit einem Volumen von 1.000 m <sup>3</sup> bei einer Maximalleistungsbegrenzung von 1,5 MW sowie einer Schwankungsbreitenbegrenzung. (Quelle: TU Graz) .....	136
Abbildung 127: Ermittlung des minimal erforderlichen Speichervolumens bei einer Maximalleistungsbegrenzung von 1,5 MW und dem im Gewerbepark auftretenden Lastprofil. (Quelle: TU Graz) .....	137
Abbildung 128: Lastprofil einer Wohnsiedlung, das für die weiteren Simulationen dem Lastprofil des Gewerbeparks addiert wurde (Quelle: Wien Energie).....	138
Abbildung 129: Ermittlung des minimal erforderlichen Speichervolumens bei einer Maximalleistungsbegrenzung von 5 MW, wenn das im Gewerbepark auftretende Lastprofil mit jenem eines Wohngebiets ergänzt wird. (Quelle: TU Graz) .....	138

Abbildung 130: Zulässiges Speichervolumen in Abhängigkeit der Maximalleistungsbegrenzung bei unterschiedlichen Lastprofilen. (Quelle: TU Graz) .....	139
Abbildung 131: Spezifische Rohrleitungskosten in Abhängigkeit des Rohrdurchmessers und spezifische Kosten für DN 200 in Klagenfurt aus [53], sowie Kosten aus einem anderen Projekt in Österreich [54]. .....	162
Abbildung 132: Skizze der Massenströme des Wärmespeichers bei der Ladephase. (Quelle: AEE INTEC) .....	164
Abbildung 133: Skizze der Massenstromflüsse des Wärmespeichers bei der direkte Entladephase. (Quelle: AEE INTEC).....	164
Abbildung 134: Schematische Darstellung der verwendeten Zweipunktregler zu Auswahl der Speicherhöhe bei der Entladephase des Wärmespeichers. (Quelle: AEE INTEC).....	165
Abbildung 135: Verwendete Investitionskurve für Erdbeckenwärmespeicher „PTES (Gespr. mit SOLID)“ und weitere Investitionskurve aus der Literatur im Vergleich zu den ausgewählten Projekten (Dronninglund, Marstal-2 und Stuttgart. Inbetriebnahme in Klammer) in Abhängigkeit der Wärmespeichergröße in Kubikmetern. ....	166
Abbildung 136: Vergleich der Randbedingungen und Parametrisierung von PTES und TTES. (Quelle: AEE INTEC) .....	167
Abbildung 137: Verwendete Investitionskurve für die TTES Speichertechnologie [57] im Vergleich zur Investitionskurve aus [58] und mit ungefähren Investitionskosten von TTES realisierten Projekten (Projektinvestitionskosten abgeleitet aus [59] und [60]). ....	168
Abbildung 138: Investitionskurve für TTES [56] im Vergleich zur Investitionskurve für PTES, mit ungefähren Investitionskosten von TTES und PTES realisierten Projekten (Projektinvestitionskosten abgeleitet aus [59], [60]). ....	168
Abbildung 139: Spezifische Kosten für großflächige solarthermische Anlagen in Abhängigkeit der Kollektorfeldgröße aus unterschiedlichem Quellen. [61], [62], [63], [64], [65]. ....	170
Abbildung 140: Skizze des vereinfachten AWP Modells und seiner Schnittstelle zum Wärmespeicher (Niedertemperaturwärme), Wärmenetz (nutzbare Wärme) und Heizwerk (Antriebswärme). (Quelle: AEE INTEC) .....	171
Abbildung 141: Schematische Darstellung der verwendeten Zweipunktregler zur Auswahl der Speicherhöhe zur Massenstromentnahme. (Quelle: AEE INTEC) .....	172
Abbildung 142: Skizze der zwei Entlademodi des Wärmespeichermodells zur Wärmeversorgung (Niedertemperaturwärme) für die AWP. (Quelle: AEE INTEC).....	172

## 8.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick Fernwärmesysteme Mürzzuschlag, Klagenfurt und Wien.....	21
Tabelle 2: Beispielbewertung der Hydrogeologie (Quelle: SAKS Projekt Klagenfurt Endbericht [30]) .	37
Tabelle 3: Vergleich der Speicherkonzepte hinsichtlich Wärmekapazität und geologischer Anforderungen (Quelle: Solites).....	42
Tabelle 4: Beispiele für Wärmespeicher (Erdbeckenspeicher: PTES, Behälter: TTES, Aquifer: ATES und Erdwärmesondenspeicher: BTES) mit sehr großem Speichervolumen [26][27][28][29][30].	44
Tabelle 5: Vergleich der gemessenen und simulierten Energiemengen.....	51
Tabelle 6: Berechnete Parameter für Type 177 aus den Daten für die EBARA RHP210.....	54
Tabelle 7: Berechnete Parameter für Type 177 aus den Daten für die Danstoker HS 60A TP in Dronninglund .....	55
Tabelle 8: Überblick der verwendeten Daten für den untersuchten Standort (Mürzzuschlag) in Bezug auf Zeitraum und Quelle pro Datensatz .....	64
Tabelle 9: Überblick der ökologischen Bewertung für den Status Quo 2017/18 in Mürzzuschlag. ....	65
Tabelle 10: Überblick der untersuchten Einsatzreihenfolge mit (rechts) und ohne (links) Absorptionswärmepumpe für das Szenario in Mürzzuschlag.....	66
Tabelle 11: Jährliche Aufteilung der eingespeisten Wärme ins Wärmenetz für ausgewählte Varianten. Stillstandzeiten des Biomasseheizwerks nach Status Quo. Angenommen wird, dass die Antriebswärme für die AWP aus einem Biomasse-Heizwerk stammt.....	72
Tabelle 12: Überblick über verwendete Daten für den untersuchten Standort (Klagenfurt) in Bezug auf den Zeitraum und Quelle pro Datensatz .....	75
Tabelle 13: Überblick der untersuchten Einsatzreihenfolge für das Energiekonzept in Klagenfurt.....	77
Tabelle 14: Überblick der untersuchten Einsatzreihenfolge. Das Teilsystem (Solaranlage, Wärmespeicher und neues Heizwerk) darf bis auf 15 MW ins Netz einspeisen.....	78
Tabelle 15: Überblick der ökologischen Bewertung nach der Einbindung eines 125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeichers und 4 MW Heizwerkes in Klagenfurt im Vergleich zum Status Quo. Angenommen wird ein gemittelter Jahresnutzungsgrad für die Biomasse und Gas betriebenen Heiz(kraft)werke von jeweils 0,82 und 0,88.....	82
Tabelle 16: Überblick der ökologischen Bewertung nach der Einbindung einer 140.000 m <sup>2</sup> Solaranlage, eines 125.000 m <sup>3</sup> Erdbeckenspeichers und eines 4 MW Heizwerk in Klagenfurt im Vergleich zum Status Quo. Angenommen wird ein gemittelter Jahresnutzungsgrad für das biomasse- und das gasbetriebene Heizwerk von jeweils 0,82 und 0,88. ....	86
Tabelle 17: Überblick verwendete Daten für die untersuchten Standorte (Wohnsiedlung und Gewerbepark) in Bezug auf den Zeitraum und Quelle.....	87
Tabelle 18: Überblick über ausgewählte Kombinationen von GuFo und Speichergröße für Wohnsiedlung und Gewerbepark.....	92
Tabelle 19: Jährliche Einspeisung aus Fernwärme, Solarwärme und Solaranteil für unterschiedliche Varianten. Standort Wohnsiedlung .....	93
Tabelle 20: Überblick Investitionskosten Wärmespeicher (ohne Förderung) und daraus resultierende Annuität unter Berücksichtigung Investition auf 20 Jahre und Lebensdauer der Komponenten von 25	

Jahren. Wartungs- und Betriebskosten (1,5 % der Investitionskosten) mitberücksichtigt. Grundstückskosten wurden mit 100 Euro/m <sup>2</sup> angesetzt. ....	96
Tabelle 21: Überblick der mit der Solaranlage verbundenen Gesamt-Investitionskosten (ohne Förderung) und resultierende Annuität. Die Annuität berücksichtigt Investitionskosten (Grundstückskosten wurden mit 100 Euro/m <sup>2</sup> angesetzt), Wartungskosten (1,1 Euro/(m <sup>2</sup> .a)) und Betriebskosten (0,15 Euro/MWh). Annuitäten der Investition sind auf 20 Jahre mit einer Lebensdauer der Komponenten von 25 Jahre gerechnet.....	97
Tabelle 22: Einsatzreihenfolge „A“ und „B“ der Szenarien mit Solaranlage.....	101
Tabelle 23: Parameter im Simulationsmodell der Absorptionswärmepumpe.....	109
Tabelle 24: Parameter im Simulationsmodell der Absorptionswärmepumpe.....	123
Tabelle 25: Übersicht Emissionen für Luftschadstoffe und Treibhausgase nach [48], Daten aus [49] entnommen. Systemgrenze: Gesamter Lebenszyklus inkl. Transporte + Materialvorleistung, ohne Entsorgung.....	159
Tabelle 26: Verwendete Konversionsfaktoren zur Ermittlung des CO <sub>2</sub> -Äquivalent. Modifiziert nach [51] .....	160
Tabelle 27: Spezifische Wärmeverluste (Vor- und Rücklauf) pro Trassenlänge basierend auf Herstellerdaten: PREMANT-Fernwärmeleitung UNO (Einzel) und DUO (Twin) für Isolierungsklasse 1 als Funktion der Temperaturdifferenz zwischen mittlere Temperatur (Vor- und Rücklauf) und Erdreichtemperatur [52]. ....	161
Tabelle 28: Speichergröße und Investitionskosten für Erdbeckenwärmespeicher von realisierten Projekten in Deutschland und Dänemark. ....	165
Tabelle 29: Eckdaten von Projekten mit großen Tankspeichern in Österreich aus [57]. ....	166
Tabelle 30: Verwendete Parametrisierung zur Berechnung des solaren Ertrags. Kollektordaten aus Kollektordatenblatt K5Giga+ der Firma KBB. ....	169

### 8.3. Literaturverzeichnis

- [1] Eigene Auswertung nach Statistik Austria – Energetischer Endverbrauch 2013 nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien, abgerufen am 19.05.2015.
- [2] Eigene Auswertung nach Statistik Austria – Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 – 2013, abgerufen am 19.05.2015.
- [3] Ergebnisse Workshop zu Fernwärme und KWK Potentialen in Österreich, TU Wien – Energy Economics Group (EEG), 11.05.2015, Wien (nicht publiziert).
- [4] FRÜHMANN Klaus, 2014: INFORMATIONEN DER KOMMUNALKREDIT PUBLIC CONSULTING GMBH, Vortrag beim klimaaktiv qm Heizwerke Feedbacktag 2014, Flachau, Österreich.
- [5] FGW - Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (2014): Fernwärme in Österreich – Zahlenspiegel 2013; abgerufen am 19.05.2015.
- [6] Biomasse-KWK Anlagen nach dem Prinzip der Holvergasung sind ab einer thermischen Leistung von 200 kW<sub>th</sub> in Verwendung, Biomasse-KWK Anlagen mit Dampfturbinen (mit Wasser oder organischen Flüssigkeiten als Arbeitsmedium) sind üblicherweise ab einer thermischen Leistung von 2 MW<sub>th</sub> im Einsatz.

- [7] Müller A., Mauthner F. et al (2014): Solarenergie und Wärmenetze – Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise, Endbericht (FFG Nr. 834552).
- [8] Matthes et al, 2011: Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen; Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU); Berlin, Januar 2011.
- [9] Absorption heat pump in Hallein-Austria. Annex 47 IEA HPT TCP.
- [10] Flue gas condensation at the biomass cogeneration plant Klagenfurt-east. Annex 47 IEA HPT TCP.
- [11] Key figure for installations in St. Johann, Tirol and Klagenfurt Nord from StepsAhead Energiesysteme GmbH.
- [12] Dansk Fjernvarme (2015): Benchmarking statistik 2014/2015.
- [13] Panthalookaran, V. et al (2007). A new method of characterization for stratified thermal energy stores. *Solar Energy*, 81(8), 1043-1054.
- [14] Urbaneck, T (2003). Berechnung des thermischen Verhaltens von Kies-Wasser-Speichern, TU Chemnitz.
- [15] Mazzarella L. (1994). Multi-flow stratified thermal storage model with full mixed layers. PdM—XST. ITW, University of Stuttgart, Germany and Dipartimento di Energetica, Politecnico di Milano, Italy, 1994.
- [16] Hornberger M. (1998). Solar unterstützte Heizung und Kühlung von Gebäuden, Forschungsberichte des Deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins, Nr. 47, Diss. ITW, 1998.
- [17] Thermal Energy System Specialists, LLC, Madison, WI 53703, USA, <http://www.tess-inc.com/>
- [18] <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/news/einer-der-zwei-kaeltesten-jaenner-monate-seit-30-jahren> (abgerufen am 19.05.2019).
- [19] Stadtwerke Klagenfurt Gruppe. Infoblatt (2015) [https://www.stw.at/fileadmin/user\\_upload/pdf/Waerme/Infoblatt\\_Unsere\\_Erfahrung.pdf](https://www.stw.at/fileadmin/user_upload/pdf/Waerme/Infoblatt_Unsere_Erfahrung.pdf).
- [20] Umwelterklärung 2016 der Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen von Wien Energie.
- [21] Jahrbuch Wien Energie 2016; <http://jahrbuch.wienenergie.at/de/2016/>.
- [22] Zinagell, Christoph; 2013 „Ökonomische Analyse von unterschiedlichen solarthermischen Systemen für eine Einbindung in das bestehende Fernwärmenetz der Fernwärme Wien“.
- [23] Publizierbarer Endbericht Smart Cities Demo – 6. Ausschreibung - SAKS Klagenfurt.
- [24] Poier, H., Holter, C., Reiter, P., Söll, R., 2016. BIG Solar Graz: 500.000 m<sup>2</sup> Solarkollektoren für 20 % Solaranteil bei Grazer Fernwärme. <http://www.aee.at/aee/zeitschrift-erneuerbare-energie?id=908> (accessed 8.22.2018).
- [25] Schlemmer, P., 2017. Energiemodell “Graz Reininghaus”. Fernwärmetag 2017. [https://eventmaker.at/fachverband\\_der\\_gas-\\_und\\_waermeversorgungsunternehmen/fernwaermetage\\_2017/downloads.html](https://eventmaker.at/fachverband_der_gas-_und_waermeversorgungsunternehmen/fernwaermetage_2017/downloads.html) (accessed 8.22.18).
- [26] Pauschinger, T., Schmidt, T., Soerensen, P., A., Snijders, A., Djebbar, R., Boulter, R., 2020. IEA DHC Annex XII: Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling Task: Task A – State-of-the Art Review, Report.
- [27] Bott, C. D., 2019. State-of-technology review of water based closed seasonal thermal energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.



- [28] Benner, M. B., 2003. Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeitwärmespeicher. Germany. doi: ISBN: 3-9805274-2-5.
- [29] Schmidt, T. (2015). Monitoring results from large-scale solar thermal plants with long term storage in Marstal, Braedstrup and Dronninglund, Denmark. 3th International solar DH conference. Toulouse, France.
- [30] Nussbicker, J., 2012. The BTES project in Crailsheim (Germany) - Monitoring results. 12th International conference on Energy Storage. Lleida, Spain.
- [31] Kleinbach, E.M., Beckman, W.A., Klein, S.A., 1993. Performance study of one-dimensional models for stratified thermal storage tanks. Sol. Energy 50, 155–166. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(93\)90087-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(93)90087-5).
- [32] Sørensen, P.A., Schmidt, T., 2018. Design and Construction of Large Scale Heat Storages for District Heating in Denmark. Presented at the EnerStock2018, 14th Conference on Energy Storage, Adana, Turkey, p. 15.
- [33] Rieberer, R., 2015. IEA Heat Pump Programme Annex 35: Anwendungsmöglichkeiten für industrielle Wärmepumpen 265.
- [34] Rieberer, R., Arnitz, A. Wärmepumpen in österreichischen Fernwärmenetzen. Vorstellung ausgewählter Fallbeispiele von installierten Anlagen. DKV-Tagung. Aachen 2018.
- [35] Best practice: Fritz EGGER GmbH & Co. OG. <https://www.klimaaktiv.at/dam/jcr:121da1aa-6ac2-451a-b577-679d2bde8341/Fritz%20Egger%20GmbH%20&%20Co.%20OG%2009.pdf>.
- [36] Waste heat recovery at the steel and rolling mill Marienhütte GmbH, Graz (Austria). Annex 47 IEA HPT TCP.
- [37] <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/>.
- [38] Klein, S.A., Beckman, W.A., Mitchell, J.W., Duffie, J.A., Duffie, N.A., Freeman, T.L., 2014. TRNSYS 17 Volume 4 Mathematical Reference.
- [39] Dott, R., Afjei, T., Genkinger, A., Dalibard, A., Carbonell, D., Consul, R., Heinz, A., Haller, M., Witzig, A., Facão, J., Pärtsch, P., 2013. Models of Sub-Components and Validation for the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part C: Heat Pump Models.
- [40] Hengel, F., Heinz, A., Rieberer, R., 2016. Performance analysis of a heat pump with desuperheater for residential buildings using different control and implementation strategies. Appl. Therm. Eng. 105, 256–265. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.05.110>.
- [41] Döll, J., 2008. Type 209 - Version 2.0, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg.
- [42] Preisler, A., Thür, A., Neyer, D., Focke, H., 2012. SolarCooling Monitor Evaluierung Energieeffizienz und Betriebsverhalten von solarthermischen Kühlanlagen zur Gebäudekühlung in Österreich.
- [43] Neyer, D., Hannl, D., Nocke, B., 2013. Entwicklung eines Simulationsmodells einer Ammoniak / Wasser-Absorptionskältemaschine für Jahressimulationen in TRNSYS. Presented at the 23. Symposium Thermische Solarenergie (OTTI 2013).
- [44] Ziegler, F., 1997. Sorptionswärmepumpen (No. 57), Forschungsberichte des Deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins.
- [45] Albers, J., 2017. Präzisierungen zur Methode der charakteristischen Gleichungen. DKV-Tagung, Bremen.
- [46] Albers, J., Ziegler, F., 2009. Einfluss variabler Volumenströme auf charakteristische Gleichungen für Absorptionskälteanlagen. KI Luft- Kältetechn. 45, 18–22.

- [47] Mirl, N., Schmid, F., Spindler, K., 2018, Reduction of the return temperature in district heating systems with an ammonia-water absorption heat pump, *Case Studies in Thermal Engineering*, Volume 12, pp. 817-822.
- [48] GEMIS 4.14: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. (n.d.). Retrieved from [www.oeko.de/service/gemis](http://www.oeko.de/service/gemis) Zugriff 13.6.2020.
- [49] Good, J., Biedermann, F., Bühler, R., Bunk, H., Rudolf Gabathuler, H., Hammerschmid, A.
- [50] Memmler, M., Lauf, T., Wolf, K., & Schneider, S. (2017). Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger.
- [51] OIB-Richtlinie 6: Energieeinsparung und Wärmeschutz (Entwurf). (2018).
- [52] PREMANT. (2015). PREMANT DUO-Fernwärmeleitung.
- [53] Schmitt, F., Hoffmann, H.-W., & Göhler, T. (2005). Strategies to Manage Heat Losses - Technique and Economy.
- [54] Astrid Kompan. (n.d.). Arnoldstein heizt ab Herbst in Villach ein. Retrieved 2 April 2019, from [https://www.meinbezirk.at/villach-land/c-lokales/arnoldstein-heizt-ab-herbst-in-villach-ein\\_a2594471](https://www.meinbezirk.at/villach-land/c-lokales/arnoldstein-heizt-ab-herbst-in-villach-ein_a2594471).
- [55] Soerensen, P.A. e. al. Final Technical Report, Sunstore 2. 2005.
- [56] Sunstore 4 Feasibility Evaluation Tool Version 2.1. (2012). CIT Energy Management AB.
- [57] Hinterberger, Energieträger-übergreifende Flexibilitäten - Hybridnetze/Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen. Workshop: Flexibilität als Schlüssel für dynamische Anpassung an schwankende Erzeugung und Verbrauch, Linz, 2014.
- [58] Sveinbjörnsson, D. (PlanEnergi), Laurberg Jensen, L. (PlanEnergi), Trier, D. (PlanEnergi), Ben Hassine, I. (HFT S., & Jobard, X. (HFT S. (2017). D2.3 - Large Storage Systems for DHC Networks.
- [59] Mangold, D, Riegger, M., & Schmidt, T. (2007). Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Forschungsbericht Zum BMU-Vorhaben L, November 2007.
- [60] Mangold, Dirk, Miedaner, O., Tziggili, E. P., Schmidt, T., Unterberger, M., & Zeh, B. (2011). Technisch-Wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung.
- [61] AIT Austrian Institute of Technology, & ILF Consulting Engineers Austria. (2017). Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. <https://doi.org/10.2760/24422>.
- [62] Dansk Fjernvarme, & PlanEnergi. (2018). Solar District Heating - Inspiration and Experiences from Denmark.
- [63] Mauthner, F., & Herkel, S. (2016). Technical Report Subtask C – Part C1.
- [64] Mauthner, F., & Herkel, S. (2017). Technical Report Subtask B – Part B3, Technical Report Subtask C – Part C2.
- [65] Trier, D., Bava, F., Skov, C. K., Sørensen, S. S., & PlanEnergi. (2018). Subtask B report: Solar District Heating Trends and Possibilities – Characteristics of Ground-Mounted Systems for Screening of Land Use Requirements and Feasibility.
- [66] Technische Richtlinien (Technische Anschlussbedingungen), Stadtwerke Klagenfurt Gruppe, Klagenfurt, April 2015.
- [67] Conde, 2014, Solid – Liquid Equilibria (SLE) and Vapour – Liquid Equilibria (VLE) of Aqueous LiBr, M. CONDE ENGINEERING, Schweiz.

- [68] Ribas Tugores, C., Moser, M., Schranzhofer, H., Leusbrock, I. Large-scale solar thermal and storage for district heating in Austria: Results of techno-economic evaluation and detailed simulation studies. 5th International Smart Energy Systems Conference  
DOI:10.13140/RG.2.2.31780.22409
- [69] Reiter, P., Söll, R. Big Solar Feldbach. Saisonalspeicher in Kombination mit Solarthermieanlage und Wärmepumpe für das Fernwärmenetz Feldbach

# Anhang A:

## A. Methodologie und Rahmenbedingungen zur Bewertung der Szenarien

### A.1. Allgemeine Methodologie

#### A.1.1. Einleitung

Um das energetische Verhalten verschiedener Anlagenkonfigurationen zu bewerten, bzw. um die Systemänderungen mit dem Status Quo eines jeweiligen Systems zu vergleichen, wurden Jahressimulationen durchgeführt. Dazu wurden die Energiesysteme unter Berücksichtigung sinnhafter Annahmen und Simplifikationen im dynamischen Simulationstool *Dymola* abgebildet und eine entsprechende Kontrollstrategie auf jedes System angewendet. Die Simulationen wurden mit stündlichen Wetterdaten der spezifischen Anlagenstandorte durchgeführt.

Um die Stabilität und Plausibilität der Simulation zu überprüfen, wurden stichprobenmäßig Energiebilanzen einzelner Komponenten erstellt. Anhand derer wird oft schnell deutlich, ob und vor allem wo es ein numerisches Problem gibt. Nach dem erfolgreichen Check der Systemmodelle wurden diese simuliert und die entscheidenden Ergebnisse (Wärmeleistungen, Temperaturen, Ladestände, Laufzeiten, etc.) extrahiert. Die Bewertung der Systeme fand auf zwei Ebenen statt, zum einen auf der energetischen und zum anderen auf der wirtschaftlichen. Die Daten, die der wirtschaftlichen Bewertung der Systeme zu Grunde liegen, sind teils durch Angaben in Literatur, teils durch die Expertise von Projektmitgliedern und teils durch fundierte Annahmen gestützt.

Die ökologische Bewertung des Systems wird grundsätzlich auf die Ermittlung von Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten begrenzt. Die Emissionen aus mit Gas betriebenen und Biomasse-Heizwerken sind mit Hilfe der in Tabelle 25 zusammengefassten Konversionsfaktoren ermittelt. Die Endenergie wird pro Heizwerk aus den erhaltenen energetischen Ergebnissen der Berechnungen und nach Annahme der Jahresnutzungsgrade abgeleitet. Jahresnutzungsgrade müssen pro Standort und Anlage festgelegt werden.

Tabelle 25: Übersicht Emissionen für Luftschadensstoffe und Treibhausgase nach [48], Daten aus [49] entnommen. Systemgrenze: Gesamter Lebenszyklus inkl. Transporte + Materialvorleistung, ohne Entsorgung.

Brennstoff	CO <sub>2</sub> -Äquiv. in kg/MWh <sub>Endenergie</sub>
Holzhackschnitzel	58,38
Erdgas	254,13

Die Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten für die Solarthermie wird lediglich auf deren Hilfsenergie zurückgeführt. Es wird angenommen, dass für 100 kWh thermischen Ertrag ca. 2 kWh elektrisch als Hilfsenergie benötigt werden [50]. Der Konversionsfaktor zur Ermittlung der Emissionen von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten sind in Tabelle 26 zusammengefasst.

Tabelle 26: Verwendete Konversionsfaktoren zur Ermittlung des CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Modifiziert nach [51]

Energieträger		CO <sub>2</sub> Äquiv. in kg/MWh <sub>el</sub>
Strom (Monatswerte)	Januar	332
	Februar	322
	März	288
	April	230
	Mai	182
	Juni	179
	Juli	178
	August	182
	September	227
	Oktober	284
	November	308
	Dezember	318
Strom (Österreich-Liefermix 2014-2017 →2018)		248

### A.1.1. Ökonomische Bewertung

Um die ökonomische Bewertung zu vereinfachen, wird für alle Komponenten die gleiche Lebensdauer von 25 Jahren angenommen, falls nicht explizit anders erwähnt. Der betrachtete Zeitraum für die Bewertung ist 20 Jahre und es wird ein Zinssatz von 3 % verwendet.

Unter diesen ökonomischen Rahmenbedingungen ergibt sich ein Annuitätsfaktor von 0,0672157 ( $f_{ann}$ ) und ein Restwertfaktor ( $f_{rest}$ ) von 0,110735. Die Annuität der Investitionen in Euro/a wird dann mit Hilfe von Gl. A-1 erstellt. Wobei  $Inv$  das gesamte Investment in Euro darstellt.

$$Annuität = (Inv - Inv \cdot f_{rest}) \cdot f_{ann} \quad \text{Gl. A-1}$$

Für bestimmte Projekte bzw. Szenarien werden hohe Investitionskosten erwartet. Aufgrund des öffentlichen Interesses an diesen Szenarien kann eine Förderung sinnvoll sein. Aus diesem Grund werden die Investitionskosten für bestimmte Szenarien mit einer Förderung angepasst, siehe Gl. A-2.

$$Inv_{gefördert} = Inv \cdot \text{Förderung}_{in \%} \quad \text{Gl. A-2}$$

Die Annuität wird je nach Technologie mit pauschalen Werten für die Wartungs- und Betriebskosten angepasst, siehe Abschnitt „Ökonomie“ der jeweiligen Technologie für weitere Informationen. Die abgeschätzten Annuitäten in Euro/a, die Wartungs- und Betriebskosten sowie die erzeugten und ggf. gekauften Wärmemengen in MWh/a und deren Erzeugungs-/Kaufpreis in Euro/MWh werden dafür verwendet, die jährlichen Kosten des Teil-/Gesamtsystems zu ermitteln, siehe Gl. A-3.

$$\begin{aligned}
 & \text{Gesamtkosten des Teil- / Gesamtsystems in Euro/a} \\
 &= \sum \text{Annuität Investitionen} \\
 &+ \sum \text{Wartungs- und Betriebskosten} \\
 &+ \sum \text{erzeugte und gekaufte Wärme}
 \end{aligned} \quad \text{Gl. A-3}$$

Die berechnete gelieferte Wärmemenge in MWh und die Kosten des Teil-/Gesamtsystems in Euro/a werden dafür verwendet, die Wärmegestehungskosten in Euro/MWh zu ermitteln, siehe Gl. A-4.

$$\text{Wärmegestehungskosten} = \frac{\text{Gesamtkosten des Teils} - / \text{Gesamtsystem}}{\text{gelieferte Wärmemenge}} \quad \text{Gl. A-4}$$

## A.2. Daten zu den verwendeten Technologien und ökonomische Parameter

### A.2.1. Transportleitung

#### Technische Daten

Transportleitungen werden in der Berechnung nicht abgebildet. D.h. Wärmeverluste werden lediglich pauschal betrachtet und Zeitverzögerungen bzw. das dynamische Verhalten im System nicht in Betracht gezogen. Genauere Berechnungen sollen ggf. in der Detailanalyse der Szenarien stattfinden.

Die pauschale Berechnung der Wärmeverluste basiert auf Herstellerangaben für Einzel- und Twin-Rohre [52]. Für die Standorte Klagenfurt und Mürzzuschlag wird für Nennweite DN<sup>26</sup> 200 oder kleiner angenommen, dass Twin-Rohre verwendet werden und für DN 250 oder größer wird die Verwendung von Einzelrohren angenommen. Für den Standort Wien wird es angenommen, dass nur Einzelrohre verwendet werden. Die Wärmeverluste der Rohre sind abhängig von der Trassenlänge und der Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Rohrtemperatur (Mittel aus Vor- und Rücklauf) und der Temperatur des Erdreichs. Die mittlere Temperatur in den Rohren ist pro Standort und Szenario zu bestimmen. In Tabelle 27 sind die Wärmeverlustkoeffizienten für verschiedene Rohrweiten zusammengefasst.

Tabelle 27: Spezifische Wärmeverluste (Vor- und Rücklauf) pro Trassenlänge basierend auf Herstellerdaten: PREMANT-Fernwärmeleitung UNO (Einzel) und DUO (Twin) für Isolierungsklasse 1 als Funktion der Temperaturdifferenz zwischen mittlere Temperatur (Vor- und Rücklauftemperatur) und Erdreichtemperatur [52].

Rohrtyp	Nennweite	Wärmeverlust in W/(m.K)
Twin	DN 125	0,33
Twin	DN 150	0,41
Twin	DN 200	0,47
Einzel	DN 125	0,60
Einzel	DN 150	0,71
Einzel	DN 200	0,78
Einzel	DN 250	0,76
Einzel	DN 300	0,87
Einzel	DN 350	0,85

<sup>26</sup> DN von französisch *diamètre nominal*

## Ökonomische Daten

Twin-Rohr Systeme bis auf Nennweite DN 200 sind auf dem Markt verfügbar [52], bei größeren Durchmessern müssen einzelne Rohre verlegt werden. Die Investitionskosten hängen dabei stark von der Wärmedämmung (Dämmstärke) und der Art des bebauten Gebietes (städtisch/ländlich) ab. Darüber hinaus sind die Investitionskosten zwischen verschiedenen Ländern oft sehr unterschiedlich. Ein weiterer Nicht-technischer Faktor, der die Investitionskosten beeinflusst, ist die Auftragslage der spezialisierten Firmen. Firmen werden Ihre Angebote abhängig von ihrer Arbeitslast anpassen. Aufgrund fehlender Informationen bzgl. spezifischer Investitionskosten für Österreich werden Investitionskosten aus Deutschland verwendet. Kosten aus realisierten Projekten in Österreich (Klagenfurt und Arnoldstein - Villach) und die verwendete Investitionskostenkurve (aus deutschen Projekten nachempfunden) sind in Abbildung 131 dargestellt. Investitionskosten pro Meter Trassenlänge (Inv) werden in Abhängigkeit des Durchmessers bzw. Nennweite (DN) mit Hilfe von Gl. A-5 bestimmt. Für die Rohre wird eine Dämmstärke der Stufe 1 nach Energieeinsparverordnung (EnEV) angenommen. Die Kosten-Parameter  $a_0$  und  $a_1$  sind aus [53] zu entnehmen.

$$\text{Inv} = a_0 + a_1 \cdot \text{DN} \quad \text{Gl. A-5}$$

Die Gl. A-5 gilt für den Aufbau von Transportleitungen im ländlichen Gebiet. Laut [53] ist das Verhältnis von Grabungskosten zu Rohrverlegungskosten typischerweise 58:42. Die Grabungskosten teilen sich in 35 % für den Straßen- und Wegebau, Abriss und die Wiederherstellung der Oberfläche und 23 % für der Aushub, die Integration und das Nachfüllen. Basierend auf diesen Informationen ist für städtische Gebiete eine Erhöhung der mit Gl. A-5 berechneten Investitionskosten von 30 % vorgeschlagen.

Die mit Gl. A-5 berechneten Investitionskosten werden nach Erfahrungswerten von Energieversorgungsunternehmen als niedrig angesehen. Um den Einfluss die Investitionskosten auf die Ergebnisse zu zeigen, werden für spezifische Szenarien die Investitionskosten als Spannbreite dargestellt. Die Spannbreite ist pro Standort je nach Verunsicherung festzulegen.

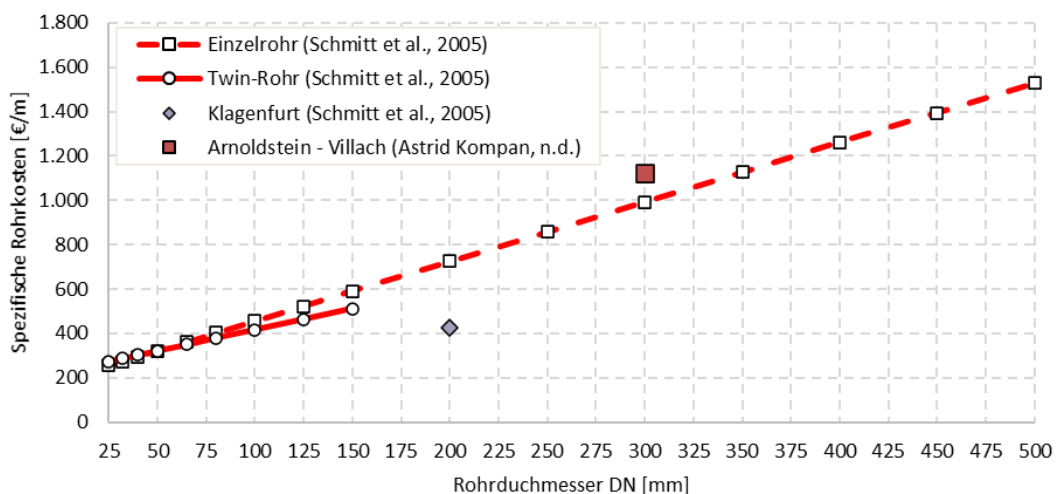


Abbildung 131: Spezifische Rohrleitungskosten in Abhängigkeit des Rohrdurchmessers und spezifische Kosten für DN 200 in Klagenfurt aus [53], sowie Kosten aus einem anderen Projekt in Österreich [54].

## A.2.2. Erdbeckenwärmespeicher (PTES – Pit Thermal Energy Storage)

### Technische Daten

Sowohl PTES als auch TTES (Tank Thermal Energy Storage) Speichertechnologien werden als zylindrischer Wärmespeicher abgebildet. Das verwendete Wärmespeichermodell basiert auf einem Wärmespeichermodell der Modelica Bibliothek BuildingSystems<sup>27</sup>. Die Hauptmerkmale dieses Modells liegen darin, dass es möglich ist, unterschiedliche Randbedingungen (Temperaturen) pro Wärmespeicherfläche (oben, unten und Seitenflächen) zu definieren. Der Einfluss auf die Erdreichtemperatur wird nicht modelliert, d.h. es gibt keine Erdkopplung. Außerdem wird der statische Auftrieb vernachlässigt. Um das Wärmespeichermodell zu parametrisieren, sind folgende Parameter nötig: Volumen, Höhe und Wärmeverlustkoeffizienten.

Die Speicherhöhe wird bei allen Szenarien konstant auf 15 m gesetzt und nur das Volumen wird angepasst. Außerdem wird mit einem pauschalen Grundflächen-Speichervolumen Verhältnis von  $0,15 \text{ m}^2/\text{m}^3$  gerechnet. Die benötigte Grundfläche für den Wärmespeicher hängt vom konstruktiven Design ab. Beispielsweise ist die geometrische Form des PTES in Marstal ( $V = 75.000 \text{ m}^3$ ) die eines umgedrehten Pyramidenstumpfs mit einer Speicherhöhe von 16 m. Dafür wurden ca.  $88 \times 113 \text{ m}$  Grundfläche genutzt. Es ergibt sich ein Verhältnis von Grundfläche zu Speichervolumen von ca.  $0,13 \text{ m}^2/\text{m}^3$ . Bei kleineren bzw. flacheren PTES ist grundsätzlich ein höheres Verhältnis zu erwarten, beispielsweise wurde der PTES in Stuttgart mit einem Volumen von  $700 \text{ m}^3$  und einer Grundfläche von  $835 \text{ m}^2$  gebaut. Es ergibt sich ein Verhältnis von  $1,19 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

Werte für die Wärmeverlustkoeffizienten der obere Seite des Wärmespeichers wurden aus dem Endbericht des Projektes SUNSTORE2 [55] entnommen. Laut dem Bericht besteht die Decke des Erdbeckenspeichers aus mehreren Schichten. Unter Berücksichtigung einer Wärmeleitfähigkeit für HDPE, Mineralwolle und EPS von jeweils  $0,5 \text{ W/m.K}$ ,  $0,035 \text{ W/m.K}$  und  $0,04 \text{ W/m.K}$  ergibt sich ein Wärmeübergangskoeffizient von  $0,1 \text{ W/m}^2\text{K}$ . Für die ersten Berechnungen wird angenommen, dass es sich um einen oben isolierten Wärmespeicher mit Wärmeübergangskoeffizient von  $0,1 \text{ W/m}^2\text{K}$  handelt. Der Einfluss des Wärmeübergangskoeffizienten zwischen Boden und Außenlufttemperatur wird vernachlässigt. Seitenflächen und Unterseite werden als nicht isoliert angenommen und mit einem angenommenen Wert von  $0,2 \text{ W/m}^2\text{K}$  berechnet.

Die Randbedingungen sind die Außenlufttemperatur des untersuchten Standortes für die obere Seite und eine konstante Temperatur von  $10 \text{ °C}$  für die untere Seite sowie die Seitenfläche.

Je nach Szenario bzw. Energiekonzept wird die minimale Eintrittstemperatur im Wärmespeicher bestimmt. Eine Speichertemperatur von  $90 \text{ °C}$  soll aufgrund des aktuellen technologischen Standes der verwendeten Folien nicht überschritten werden. Um diese Beschränkungen einzuhalten, wird die Einspeichertemperatur aus allen Wärmequellen (Solarwärme, Heizwerke, etc.) auf  $90 \text{ °C}$  festgelegt. Eine Skizze des Betriebs des Wärmespeichers während einer Ladephase ist in Abbildung 132 zu sehen.

---

<sup>27</sup> <https://github.com/UdK-VPT/BuildingSystems/blob/master/BuildingSystems/Technologies/ThermalStorages/FluidStorage.mo>



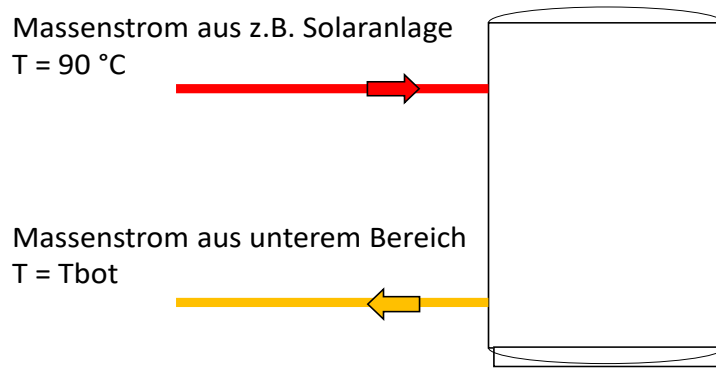


Abbildung 132: Skizze der Massenströme des Wärmespeichers bei der Ladephase. (Quelle: AEE INTEC)

Die Entladung des Speichers wird über zwei unterschiedliche hydraulische Varianten modelliert. Bei der direkten Entladung (Wärme wird direkt verwendet, um den Rücklauf des Wärmenetzes aufzuheizen) fließt Fluid aus der obersten Schicht des Wärmespeichers aus, wärmt den Rücklauf auf und fließt abgekühlt in eine tiefe liegende Sicht des Wärmespeichers zurück. Ist keine AWP vorhanden, wird der Massenstrom in den unteren Bereich des Wärmespeichers zurückgeführt. Ist eine AWP im System vorhanden, wird die Temperatur im unteren Bereich des Wärmespeichers ( $T_{bot}$ ) mit der Einströmungstemperatur ( $T_r$ ) verglichen, um zu entscheiden, ob der Massenstrom in den mittleren oder unteren Bereich des Wärmespeichers zurückgeführt werden muss. Diese zwei möglichen Einspeiser-Höhen sind in Abbildung 133 dargestellt.

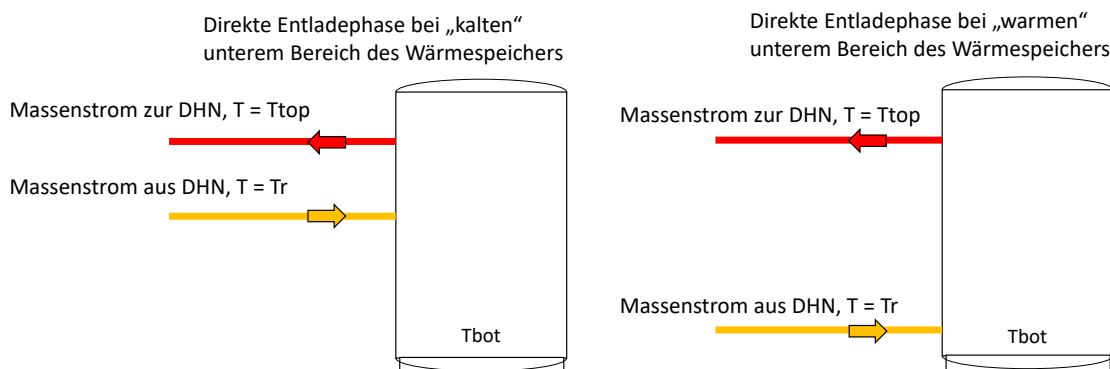


Abbildung 133: Skizze der Massenstromflüsse des Wärmespeichers bei der direkte Entladephase. (Quelle: AEE INTEC)

Die Temperatur im unteren Bereich des Wärmespeichers muss einen bestimmten Schwellenwert ( $u_{hyst} + T_r$ ) überschreiten, siehe Gl. A-6 und Abbildung 134. Um Wärme im mittleren Bereich des Wärmespeichers einspeisen zu können, muss die Temperatur im unteren Bereich des Wärmespeichers  $T_{bot}$  10 °C über der Rücklauftemperatur liegen. Wärme darf solange in mittleren Bereich eingespeist werden (Signalkontrolle „Wahr“), wie die Speichertemperatur noch 0 °C über der Rücklauftemperatur liegt ( $u_{hyst} = u_{tief} = T_r$ ). Sinkt die Speichertemperatur unter den Schwellenwert  $T_r$ , wird der Massenstrom in unteren Bereich des Wärmespeichers eingespeist und der Schwellenwert der Hysterese auf  $u_{hoch} = T_r + 10$  °C zurückgesetzt.

Der Entladevorgang des Wärmespeichers zur Wärmeversorgung mit einer AWP wird in Abschnitt A.2.5 genauer erklärt.

$$T_{bot} > u_{hyst} + T_r$$

Gl. A-6

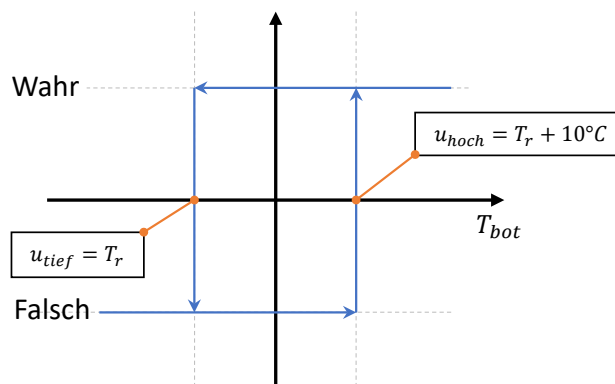


Abbildung 134: Schematische Darstellung der verwendeten Zweipunktregler zu Auswahl der Speicherhöhe bei der Entladephase des Wärmespeichers. (Quelle: AEE INTEC)

### Ökonomische Daten

In den vergangenen Jahren wurden in Europa mehrere Erdbeckenwärmespeicher gebaut, mit sehr unterschiedlichen Größen und Kosten. In Tabelle 28 sind Kennzahlen sowie Speichergrößen und Investitionskosten von ausgewählten PTES Projekten aufgelistet.

Tabelle 28: Speichergröße und Investitionskosten für Erdbeckenwärmespeicher von realisierten Projekten in Deutschland und Dänemark.

Standort (Inbetriebnahme)	Oberfläche in m <sup>2</sup>	Speichervolumen in m <sup>3</sup>	H/D	Investitionskosten in €/m <sup>3</sup> <sub>wÄ</sub>
Stuttgart (1985)	835	700	0,21	250
Marstal-2 (2012)	9.944	75.000	-	36
Dronninglund (2013)	-	60.000	-	38

Es sind keine Informationen vorhanden, die eine Erhöhung bzw. Minderung der Investitionskosten im Vergleich zu den realisierten Projekten begründen. Diesbezüglich werden Investitionskosten verwendet, welche auf Erfahrungswerten basieren. Drei unterschiedliche Investitionskostenkurven sind im Machbarkeitstool [56] zu finden, namentlich „New lid design“ (Niedrige Investitionskosten unter der Annahme, dass Materialien für den Deckel weiterentwickelt werden), „Marstal“ (Basiert auf Erfahrungswerte von dem Projekt in Marstal) und „Dif. Excavation“ (Höhe Investitionskosten unter der Annahme, dass schwierige Grabungsarbeiten durchgeführt werden müssen). Diese drei Investitionskostenkurven sind nach Gesprächen mit dem Projektpartner SOLID als zu niedrig gesehen. Deswegen wird eine vom Projektpartner SOLID zur Verfügung gestellte Investitionskostenkurve „Echte“ verwendet, siehe Abbildung 135.

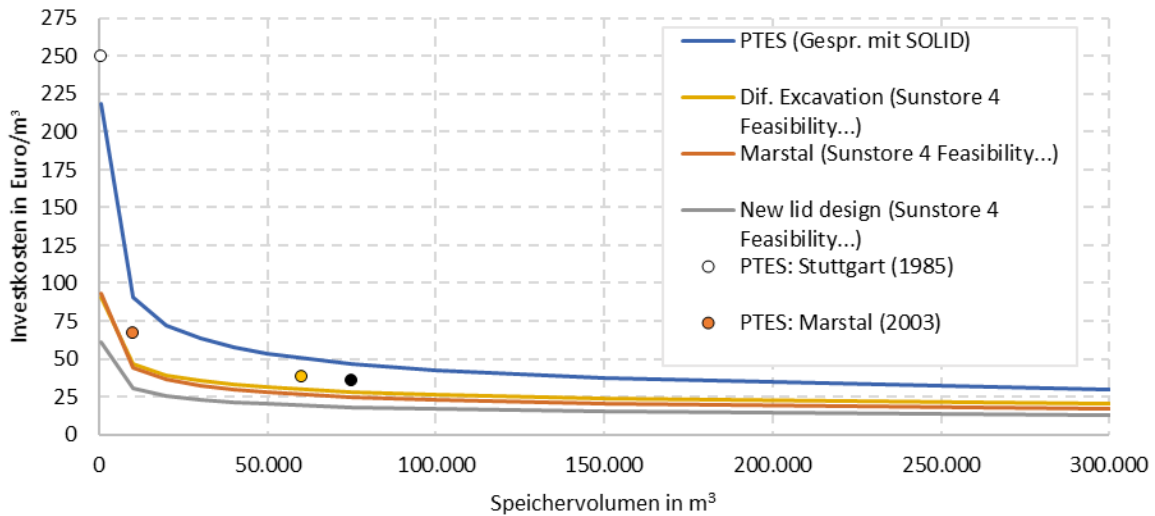


Abbildung 135: Verwendete Investitionskurve für Erdbeckenwärmespeicher „PTES (Gespr. mit SOLID)“ und weitere Investitionskurve aus der Literatur im Vergleich zu den ausgewählten Projekten (Dronninglund, Marstal-2 und Stuttgart. Inbetriebnahme in Klammer) in Abhängigkeit der Wärmespeichergröße in Kubikmetern.

### A.2.3. Tankwärmespeicher (TTES – Tank Thermal Energy Store)

#### Technische Daten

Die PTES Speichertechnologie ist wegen ihrer relativ niedrigen spezifischen Investitionskosten eine sehr attraktive Möglichkeit, thermische Energie zu speichern und steht daher auch im Vordergrund dieses Projektes. Trotzdem kann aufgrund äußerer Einflüsse die Realisierung eines solchen Speichers behindert werden. Diese äußeren Beschränkungen wären bspw. Platz- bzw. Flächenmangel oder ein zu hoher, oberflächennaher Grundwasserpegel. Tankwärmespeicher stellen als ausgereifte Technologie eine sichere Alternativ dar. Obwohl der Hauptanwendungsbereich von TTES bei verhältnismäßig kleineren Wärmespeichern liegt, sind auch in den letzten Jahren großvolumige TTES (bis auf 50.000 m<sup>3</sup> – Gedersdorf) gebaut worden. Ein Überblick von Projekten in Österreich mit großen Tankspeichern ist in Tabelle 29 gegeben.

Tabelle 29: Eckdaten von Projekten mit großen Tankspeichern in Österreich aus [57].

Operator	EVN AG	Linz AG	Salzburg AG	Wien Energie	Elektrizitätswerk Wels AG	Kraftwerk Timelkam
Standort	Gedersdorf	Linz	Salzburg	Vienna	Wels	Timelkam
Inbetriebnahme	2008	2005	2011	2013	2000	2009
Volumen [m <sup>3</sup> ]	50.000	34.500	29.000	11.000	5.000	20.000
Höhe [m]	25	65	44	45	16	k.A.
Durchmesser [m]	50	27	29	14	20	k.A.
Temperatur [°C]	Max. 98	55 – 97	Max. 95	Max. 130	Max. 95	Max. 98
Investition [Euro/m <sup>3</sup> ]	-	-	551	-	-	-

Dasselbe Wärmespeichermodell, welches in Abschnitt A.2.2 für PTESs vorgestellt wurde, wird auch für die TTES Technologie verwendet. Die wesentlichen Unterschiede liegen in der Parametrisierung und den Randbedingungen.

Um das Wärmespeichermodell des TTES zu parametrisieren, sind folgende Parameter nötig: Volumen, Höhe und Wärmeverlustkoeffizienten. Höhe und Wärmeverlustkoeffizient wird bei allen Szenarien konstant jeweils auf 15 m und  $0,1 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$  gesetzt, nur das Volumen wird jeweils angepasst. Für TTES sind die Randbedingungen: konstante Temperatur von  $10^\circ\text{C}$  für den unteren Bereich des Wärmespeichers und Außenlufttemperatur für die obere Seite sowie die Seitenflächen.

Ein Vergleich der Randbedingungen und den jeweiligen Parametrisierungen der PTESs und TTESs ist in Abbildung 136 dargestellt.

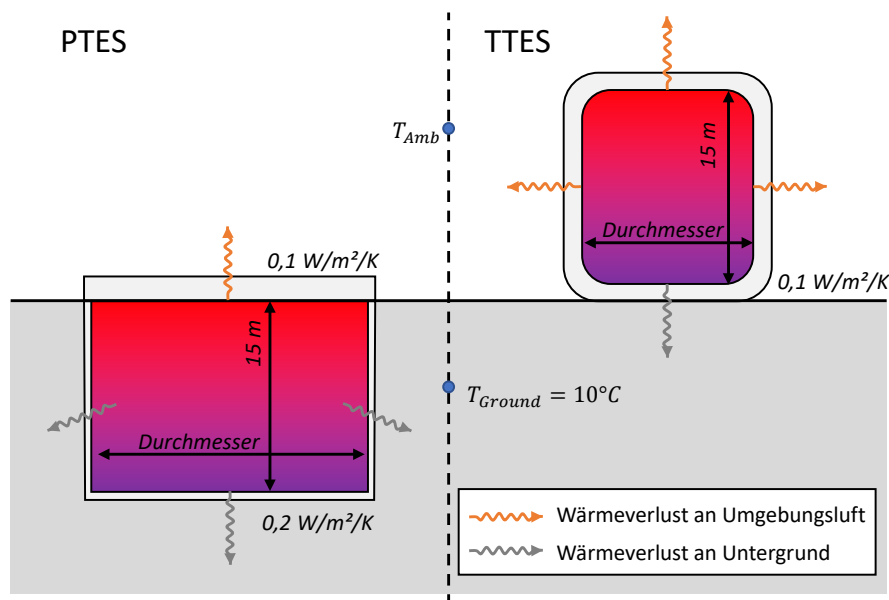


Abbildung 136: Vergleich der Randbedingungen und Parametrisierung von PTES und TTES. (Quelle: AEE INTEC)

### Ökonomische Daten

Die Gesamtkosten für TTES werden unter Berücksichtigung von Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten ermittelt. Wartungs- und Betriebskosten werden pauschal mit 1,5 % der Investitionskosten betrachtet. Investitionskosten für TTES aus der Machbarkeitstool des Projektes Sunstore 4 [57] und aus dem Projekt Flexynets [58] sowie spezifische TTES Projekte sind in Abbildung 137 dargestellt. Investitionskosten aus dem Projekt Flexynets für TTES basieren auf realisierten Projekten in Dänemark. Da keine Daten von TTES größer als  $10.000 \text{ m}^3$  vorlagen, ist diese Investitionskurve nur bis  $10.000 \text{ m}^3$  dargestellt.

Die Investitionskostenkurve aus Sunstore 4 stimmt mit den realisierten Projekten bis zu einer mittleren Speichergröße ( $< 6.000 \text{ m}^3$ ) überein. Die maximale Abweichung liegt bei  $\pm 20\%$ . Eine bessere Übereinstimmung liegt bei kleineren Speichergrößen ( $< 1.000 \text{ m}^3$ ) vor, siehe Abbildung 137.

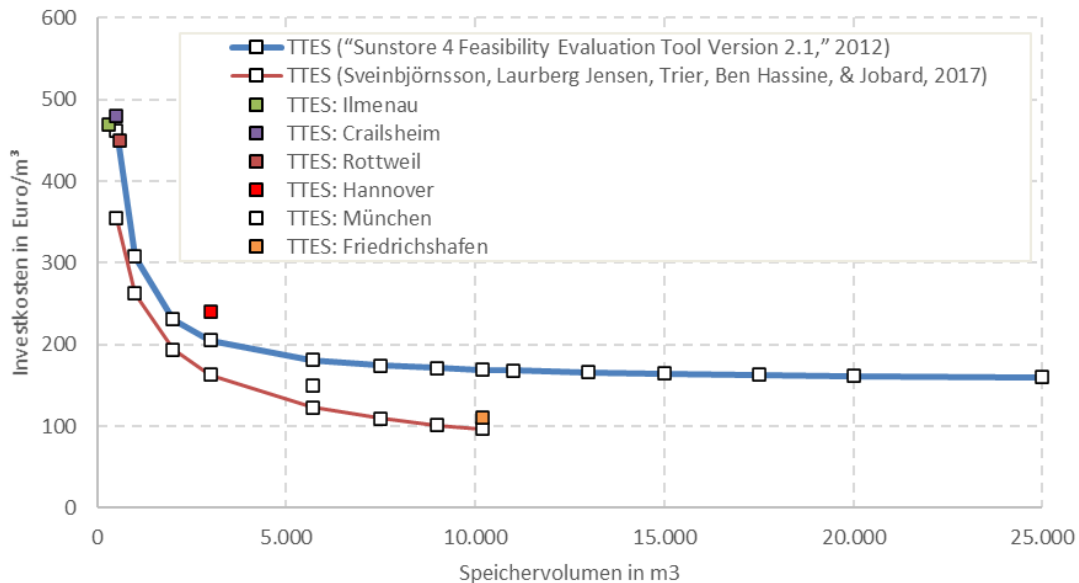


Abbildung 137: Verwendete Investitionskurve für die TTES Speichertechnologie [57] im Vergleich zur Investitionskurve aus [58] und mit ungefähren Investitionskosten von TTES realisierten Projekten (Projektinvestitionskosten abgeleitet aus [59] und [60]).

Ein wichtiger Aspekt der verwendeten Investitionskurve für TTES ist, dass der Größenvorteil für größere Wärmespeicher ab 10.000 m<sup>3</sup> sehr gering bzw. nicht vorhanden ist. Beim Vergleich der Investitionskurven von PTES und TTES ist die Installation eines PTES zu bevorzugen, da die spezifischen Investitionskosten für PTES laut realisierten Projekten und Investitionskurve immer unterhalb der Kosten von TTES liegen, siehe Abbildung 138. Hier ist darauf hinzuweisen, dass Grundstückskosten nicht mitberücksichtigt wurden. Falls der Aufbau von beiden Speichertechnologien theoretisch möglich ist, können die Grundstückskosten ein entscheidender Faktor sein. Da klassischerweise TTES mit größerer Höhe gebaut werden können, könnten sie auch einen niedrigeren Platzbedarf aufweisen, siehe Tabelle 29. Die Entscheidung für PTES oder TTES wird pro Standort und Szenario anhand der lokalen Randbedingungen festgelegt.

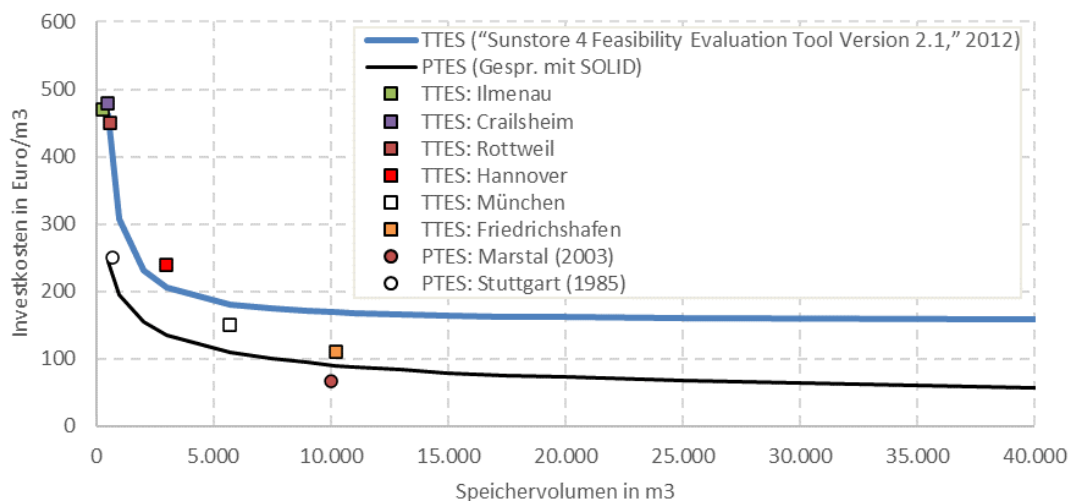


Abbildung 138: Investitionskurve für TTES [56] im Vergleich zur Investitionskurve für PTES, mit ungefähren Investitionskosten von TTES und PTES realisierten Projekten (Projektinvestitionskosten abgeleitet aus [59], [60]).

#### A.2.4. Thermische Solaranlage

##### Technische Daten

Die Abbildung der thermischen Solaranlage in der Simulation wird deutlich vereinfacht. Die solare Leistung  $Q_{sol}$  in W ergibt sich aus Gl. A-7:

$$Q_{sol} = (G_s \cdot A_{coll} \cdot \eta) \cdot C_{inst} \quad \text{Gl. A-7}$$

$$Q_{sol} = (\eta_0 A_{coll} G_s - a_1 A_{coll} \Delta T_m - a_2 A_{coll} \Delta T_m^2) \cdot C_{inst} \quad \text{Gl. A-8}$$

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \Delta T_m}{G_s} - \frac{a_2 \Delta T_m^2}{G_s} \quad \text{Gl. A-9}$$

$$\Delta T_m = \left( \frac{T_{out} + T_{in}}{2} \right) - T_{amb} \quad \text{Gl. A-10}$$

$G_s$  ist die vom Einfallswinkel abhängige, globale Einstrahlung auf die Kollektorfläche  $A_{coll}$ ,  $\Delta T_m$  ist die Differenz zwischen der mittleren Temperatur von Zu- und Ausfluss und der Außenlufttemperatur und  $C_{inst}$  ist ein Sicherheitsfaktor zur Berücksichtigung der nicht betrachteten Aspekte, wie z.B. Transportverluste. Ein weiteres Phänomen, welches nicht modelliert wird, ist die Trägheit der Solaranlage.

Zur Charakterisierung der thermischen Solaranlage werden die Werte des Großflächenkollektors *K5Giga+ (Folienabdeckung)* der Firma *KBB* verwendet<sup>28</sup>. Die Leistungsparameter sind aus dem Kollektordatenblatt zu entnehmen und in Tabelle 30 zusammengefasst.

Tabelle 30: Verwendete Parametrisierung zur Berechnung des solaren Ertrags. Kollektordaten aus Kollektordatenblatt K5Giga+ der Firma KBB.

Bezeichnung	Wert	Beschreibung
$\eta_0$	0,752 [-]	Optischer Wirkungsgrad
$a_1$	2,416 [W/(m <sup>2</sup> K)]	Thermischer Verlustkoeffizient erster Ordnung
$a_2$	0,008 [W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )]	Thermischer Verlustkoeffizient zweiter Ordnung
$Azi$	0 ° (Süd)	Azimut
$Til$	30 °	Neigungswinkel
$C_{inst}$	0,95	Sicherheitsfaktor

Die Regelung der Solaranlage ist ebenfalls stark vereinfacht. So wird für die Simulation festgelegt, dass der Kollektor prinzipiell eine Austrittstemperatur von 90 °C erreichen soll. Der dazu benötigte Massenstrom wird im Modell nicht bestimmt, sondern lediglich die Wärmeleistung berechnet, die der Kollektor bei entsprechender Einstrahlung, Fluideintritts- und Umgebungstemperatur erreichen kann. Eine Beschränkung dieser festen Regelung ist, dass der Kollektorwirkungsgrad bei höheren Austrittstemperaturen abnimmt. Es gibt aber Betriebszustände, bei denen es der Solaranlage möglich ist, auch schon mit 80 °C oder gar 70 °C einzuspeisen (bspw., wenn ein Wärmespeicher entladen ist und nun ein niedriges Temperaturniveau aufweist). Auch in diesen Situationen wird angenommen,

<sup>28</sup> [https://www.kbb-solar.com/wp-content/uploads/2018/01/KBB\\_K5Giga\\_data\\_DE-1.pdf](https://www.kbb-solar.com/wp-content/uploads/2018/01/KBB_K5Giga_data_DE-1.pdf)

dass der Kollektor bzw. die Kollektorengruppe eine Austrittstemperatur von 90°C erreicht. Eine genauere Abbildung der Solaranlage und Regelung soll im Rahmen der Detailsimulationen stattfinden, siehe Kapitel 5.

### Ökonomische Daten

Für die Bestimmung der spezifischen Kosten großflächiger Solaranlagen existieren zahlreiche Berechnungsansätze. Sie stammen sowohl aus empirischen Daten real existierender Anlagen als auch aus stochastisch bestimmten Formeln, welche die Kosten über einen bestimmten Geltungsbereich abschätzen. In Abbildung 139 sind die spezifischen Kollektorkosten verschiedener ausgewählter Anlagen, sowie diverser Forschungsunternehmungen dargestellt [61], [62], [63], [64], [65].

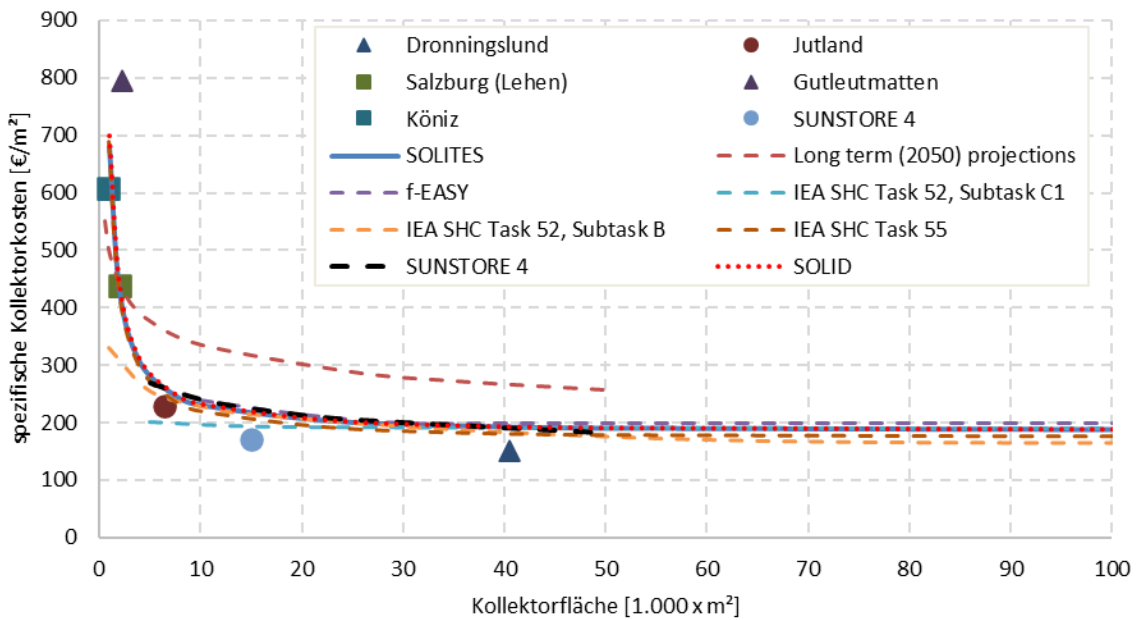


Abbildung 139: Spezifische Kosten für großflächige solarthermische Anlagen in Abhängigkeit der Kollektorfeldgröße aus unterschiedlichem Quellen. [61], [62], [63], [64], [65].

Für die ökonomische Bewertung in diesem Report wurden die Investitionskosten (in Euro) für die Solaranlage mit Hilfe von Gl. A-11 errechnet. Die Daten hierfür wurden vom Projektpartner SOLID bereitgestellt (rot gepunktete Linie in Abbildung 139). Nach Gesprächen mit Projektpartner SOLID werden die Wartungskosten auf 1,1 Euro/a pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche und die Betriebskosten auf 0,15 Euro/MWh festgelegt. Darüber hinaus wird angenommen, dass pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche 2,5 m<sup>2</sup> Grundfläche notwendig sind.

$$Inv_{sol} = 500.000 + 180 \cdot A_{coll} \quad \text{Gl. A-11}$$

#### A.2.5. Absorptionswärmepumpe (AWP)

##### Technische Daten

Die AWP wird in den untersuchten Szenarien zur Ausnutzung der Wärme aus dem mittleren und unteren Bereich des Wärmespeichers eingesetzt. Die Speicherwärme dient als Niedertemperaturquelle für den Verdampfer der AWP. Die AWP speist dann Wärme direkt in das

Wärmenetz ein (mittleres Temperaturniveau: Temperaturen liegen zwischen den Rücklauf- und Vorlaufemperatur des Wärmenetzes bzw. der maximalen Austrittstemperatur der AWP, 85 °C). In Bezug auf die Antriebsenergie wird im Modell nicht zwischen gasbetriebener und wärmebetriebener Absorptionswärmepumpe unterschieden. Es wird lediglich berechnet, wie viel Antriebsenergie bzw. Hochtemperatur-Wärme notwendig ist und sichergestellt, dass eine Wärmequelle z.B. ein bestehendes oder neues Heizwerk diese Wärme zur Verfügung stellen kann. Darüber hinaus wird die Möglichkeit der Nutzung der Rauchgaskondensation nicht mitberücksichtigt.

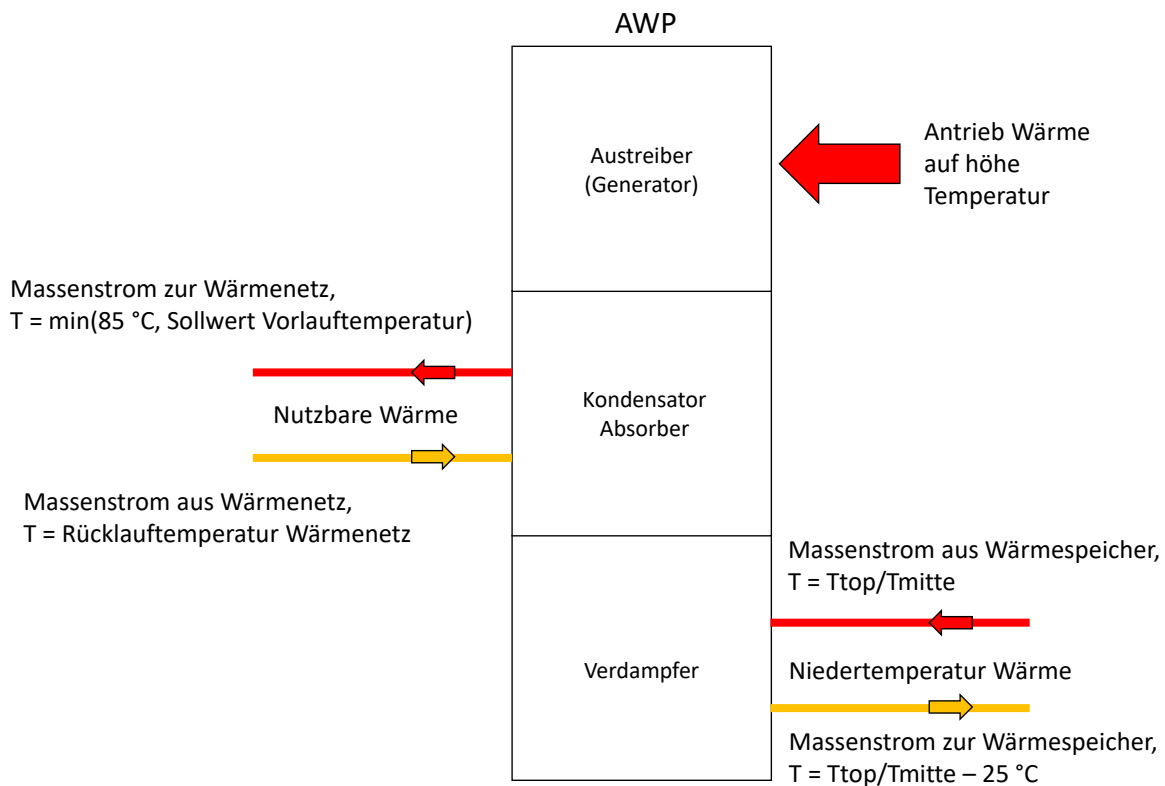


Abbildung 140: Skizze des vereinfachten AWP Modells und seiner Schnittstelle zum Wärmespeicher (Niedertemperaturwärme), Wärmenetz (nutzbare Wärme) und Heizwerk (Antriebswärme). (Quelle: AEE INTEC)

Eine Skizze der Einbindung der AWP ist in Abbildung 140 dargestellt. Erst wird versucht, Fluid aus dem mittleren Bereich des Wärmespeichers zu entnehmen. Wärme kann aus dem mittleren Bereich entladen werden, solange die Temperatur über 45 °C liegt. Wärme wird geliefert, solange es Wärmebedarf gibt und die Temperatur im mittleren Bereich über 40 °C liegt. D.h. das Ein- und Ausschalten der AWP wird mit Hilfe einer Hysterese geregelt, sodass wenn die beschriebene Bedingung zutrifft, die Entladung erlaubt wird, siehe Gl. A-12 und Abbildung 141.

$$T_{top/mitte} > u_{hyst} \qquad \text{Gl. A-12}$$



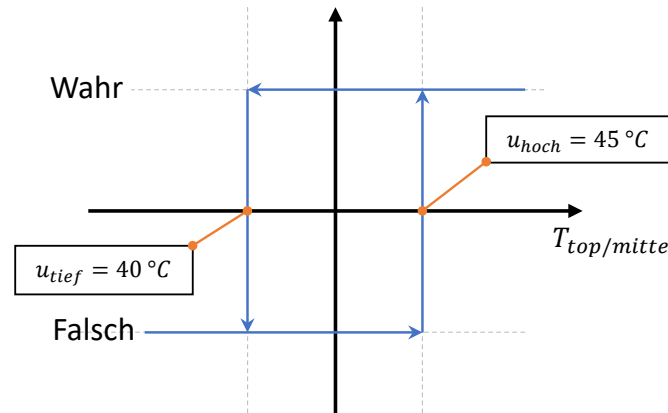


Abbildung 141: Schematische Darstellung der verwendeten Zweipunktregler zur Auswahl der Speicherhöhe zur Massenstromentnahme. (Quelle: AEE INTEC)

Es wird angenommen, dass der Verdampfermassenstrom durch die AWP eine konstante Temperatursenkung von 25 °C vollzieht. Der genaue Massenstrom hängt von der benötigten Wärme ab. Wenn die Temperatur im mittleren Speicherbereich zu niedrig ist, wird Wärme aus dem oberen Bereich entnommen. Die Bedingungen bleiben gleich, d.h. die Bedingung nach Gl. A-12 soll erfüllt werden. Eine Skizze der Entlademodi des Wärmespeichers zur Wärmeversorgung für die AWP ist in Abbildung 142 dargestellt.

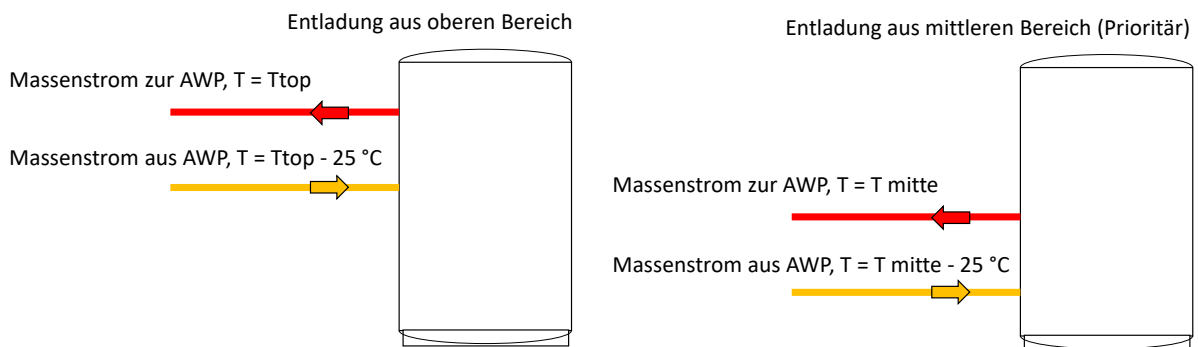


Abbildung 142: Skizze der zwei Entlademodi des Wärmespeichers zur Wärmeversorgung (Niedertemperaturwärme) für die AWP. (Quelle: AEE INTEC)

Hier ist darauf hinzuweisen, dass Beschränkungen durch Temperaturlimits in der Wärmepumpe nur teilweise berücksichtigt wurden.

- Wärme kann mit der AWP geliefert werden, solange das Solltemperaturniveau unter 90 °C liegt. Falls ein Heizwerk vor Ort liegt, kann die AWP den Rücklauf des Wärmenetzes bis auf 85 °C aufwärmen, und der restliche Temperaturhub bis auf Solltemperatur wird über das Heizwerk gedeckt. Der genaue Betrieb wird pro Standort und Szenario festgelegt.
- Die Entnahme von Wärme aus dem Wärmespeicher hat als einzige Bedingung eine nicht zu tiefe Temperatur im Verdampfer bzw. eine Eintrittstemperatur von mindestens 40/45 °C, d.h. eine minimale Austrittstemperatur von 15/20 °C. Nicht berücksichtigt ist die Obergrenze der Eintrittstemperatur im Verdampfer. Eine Erweiterung der Regelung und Hydraulik soll im Rahmen einer Detailsimulation stattfinden, siehe Kapitel 5.

Um das Simulationsmodell möglichst einfach zu halten, wurde für die AWP ein konstanter thermischer COP von 1,7 angenommen.

### Ökonomische Daten

Die Investitionskosten von mit Gas betriebenen Absorptionswärmepumpen liegen bei 1,2 Mio. Euro pro MW [66]. Investitionskosten für mit Wärme betriebenen Absorptionswärmepumpen werden für Single- und Double-Effekt unterschieden und können jeweils mit Gl. A-13 und Gl. A-14 ermittelt werden [61]. In diesem Bericht wird Gl. A-13 verwendet. Es wird davon ausgegangen, dass Single-Effekt AWP verwendet werden. Double-Effekt AWP können zwar höhere COPs erreichen, bedeuten aber gleichzeitig höhere Investitionskosten und höhere Temperaturen für die Antriebsenergie.

$$Inv_{AWPsingle} = (0.42 \cdot (Q_{th})^{-0.205}) \cdot Q_{th} \quad \text{Gl. A-13}$$

$$Inv_{AWPdouble} = (0.66 \cdot (Q_{th})^{-0.205}) \cdot Q_{th} \quad \text{Gl. A-14}$$

Grundsätzlich werden wärmebetriebene AWP bevorzugt. Die Wahl der Verwendung von gas- oder wärmebetriebene AWP sowie die spezifischen Betriebskosten der Antriebsenergie (Euro/MWh), müssen entsprechend der lokalen Randbedingungen je Standort und Szenario festgelegt werden. Wartungskosten werden pauschal mit 1 % der Investitionskosten betrachtet.

### A.2.6. Heizkessel (HK)

#### Technische Daten

Heizwerke werden als ideale Wärmequelle modelliert, die in der Lage sind, Wärme auf ausreichendem Temperaturniveau für die Wärmeversorgung des Stadtquartiers oder als Antriebsenergie für Absorptionswärmepumpen zu erzeugen. Der Größe des Heizwerks wird mit einer maximalen Leistung definiert.

Das Heizwerk muss nicht immer die maximale Wärmeleistung liefern. Die tatsächliche gelieferte Leistung kann entweder konstant oder variabel über das Jahr definiert werden. Darüber hinaus können Stillstandzeiten und Schwellenwerte definiert werden, die das Ein-/Ausschalten des Heizwerks beeinflussen. Je nach Szenario und vorhandenen Rahmenbedingungen wird das Heizwerkmodell und seine Regelung (z.B. konstante/variabel Leistung, Stillstandzeiten) angepasst.

#### Ökonomische Daten

Die Investitionskosten (in Millionen Euro) werden mit Hilfe von Gl. A-15 und Gl. A-16 erstellt. Es handelt sich um die zu erwartenden Kosten für jeweils große gasbetriebene<sup>29</sup> und Biomasseheizkessel<sup>30</sup> aus [61].  $Q$  ist die Nennleistung in MW.

$$Inv_{HKgas} = \left( 0.1 \cdot \left( 135 / Q_{gas} \right)^{0.2} \right) \cdot Q_{gas} \quad \text{Gl. A-15}$$

<sup>29</sup>Natural gas fired hot water tube boilers

<sup>30</sup>Biomass fired hot water tube boilers

$$Inv_{HKbio} = \left(0.3 \cdot \left(135/Q_{bio}\right)^{0.2}\right) \cdot Q_{bio} \quad \text{Gl. A-16}$$

Die fixen Wartungskosten werden für die gasbetriebenen und die Biomasseheizkessel auf jeweils 2.000 und 5.000 Euro/(MW.a) festgelegt [61]. Die Betriebskosten für den Heizkessel werden pro Standort angepasst bzw. je nach standortabhängigen Randbedingungen definiert.

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

[bmk.gv.at](https://www.bmk.gv.at)