

Sondierung zur Realisierung des Wärmepumpenpooling für städtische Wärmenetze

fit4power2heat

O. Terreros, J. Spreitzhofer,
D. Basciotti, T. Esterl,
R. Schmidt, T. Natiesta,
E. Haslinger, R. Geyer,
P. Leoni, F. Leimgruber

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

50/2019

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

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Auszugsweise 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/>

Sondierung zur Realisierung des Wärmepumpenpooling für städtische Wärmenetze

fit4power2heat

Olatz Terreros, Johanna Spreitzhofer, Daniele Basciotti, Tara Esterl,
Ralf-Roman Schmidt, Thomas Natiesta, Edith Haslinger, Roman Geyer,
Paolo Leoni, Fabian Leimgruber
Austrian Institute of Technology GmbH

Max Kerschbaumer, Marcus Pober, Ralph Huber
ENGIE Energie GmbH

Manuel Ziegler
ENGIE Gebäudetechnik GmbH

Wien, Februar 2019

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). 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 BMVIT publiziert und elektronisch über die Plattform www.NachhaltigWirtschaften.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	7
Abstract	9
1. Ausgangslage	10
1.1. Stand der Technik / Stand des Wissens.....	10
1.1.1. Ergebnisse aus anderen Projekten	13
1.2. Innovationsgehalt.....	15
1.2.1. Problemstellung und Bedarf für das Vorhaben.....	15
1.2.2. Ziele	17
1.2.3. Innovationsgehalt und das damit verbundene Risiko des Vorhabens	18
2. Projektinhalt	22
2.1. Methodik	22
2.2. Design Modul.....	23
2.2.1. Typische Strukturen der Wärmenetze in Österreich.....	23
2.2.2. Konzepte.....	26
2.2.3. Aktuelle und zukünftige Marktstruktur.....	28
2.3. Simulation Modul	29
2.3.1. Use Cases.....	30
2.3.2. Charakterisierung der Wärmepumpe	31
2.3.3. Die Szenarios State-of-the-art und Zukunft	33
2.3.4. Umsetzung des Wärmepumpen-Pooling-Konzeptes im Optimierungsmodell	33
2.4. Wirtschaftliches Modul	34
2.4.1. Eingangparameter.....	34
2.4.2. Wirtschaftliche Kennzahlen.....	36
3. Ergebnisse.....	37
3.1.1. Optimale Betriebsstrategie der Wärmeerzeugungsanlagen und Gebotsstrategie der Wärmepumpe	37
3.1.2. Wärmeerzeugungskosten.....	39
3.2. Entwicklung von Geschäftsmodellen	42
3.2.1. Geschäftsmodell 1	43
3.2.2. Geschäftsmodell 2	49
3.2.3. Qualitative Analyse der Geschäftsmodelle	53
4. Schlussfolgerungen.....	54

5. Ausblick und Empfehlungen.....	57
6. Verzeichnisse.....	62
6.1. Abbildungsverzeichnis.....	62
6.2. Tabellenverzeichnis.....	63
6.3. Literaturverzeichnis.....	64
7. Anhang.....	67

Kurzfassung

Ausgangssituation, Problematik und Motivation: Die massive Entwicklung von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten hat in Österreich zu einer installierten Kapazität von 4.080 MW Wind und PV Anlagen geführt [1]. Diese erzeugen aufgrund der stochastischen Erzeugungscharakteristika massive Herausforderungen in den Stromnetzen. Entsprechend werden zunehmend Flexibilitätsoptionen in den Strommärkten wie dem Day-Ahead oder Spot-Markt, aber auch am Regelenergiemarkt notwendig sein. Auf der anderen Seite sieht sich der Fernwärmemarkt in Österreich mit einer großen Zahl an kleinen und mittleren Biomasseanlagen konfrontiert, in den letzten 20 Jahren wurden in Summe ca. 900 MW installiert [2]. Viele dieser Systeme sind am Ende ihrer technischen Lebensdauer angelangt. Zusätzliche Herausforderungen bestehen in sich ändernden Marktbedingungen (insbesondere Energiepreise und fallende Wärmenachfrage), was in einer reduzierten Wirtschaftlichkeit der Anlagen sowie einer unsicheren Zukunftsperspektive resultiert.

Ziele und Innovationsgehalt: Wärmepumpen können eine Verbindung zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor schaffen und somit hohen Kosten für den Ausbau der Stromnetze entgegenwirken und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit bestehender Wärmenetze erhöhen. Obwohl hierzu technische Lösungen marktverfügbar sind und bereits erfolgreich demonstriert wurden, wurden nur sehr wenige Beispiele in Österreich realisiert. Ziel des Projektes ist es, innovative Geschäftsmodelle für eine wirtschaftliche Integration von Wärmepumpen in kleinen und mittleren städtischen Wärmenetzen zu entwickeln und zu bewerten, insbesondere hinsichtlich der Synergien aus dem Wärme- und Strommarkt. Hauptfokus ist die Anwendung eines Wärmepumpen-Poolings über mehrere Wärmenetze, um somit die Anforderungen des Regelenergiemarktes hinsichtlich der Verfügbarkeit von Stromabnahme zu garantieren. Kleine und mittlere Städte bieten ein großes Potential für die Integration von Wärmepumpen aufgrund a) der geringeren Komplexität der Erzeugungsstrukturen und Stakeholder, b) im Allgemeinen niedrigen Vor- und Rücklauftemperaturen und c) einer guten Verfügbarkeit von Quellen für die Wärmepumpe (z.B. das Abwassersystem, Abwärme).

Methodische Vorgehensweise: Zunächst werden mehrere für Österreich repräsentative Use Cases definiert, die auf dem Portfolio der ENGIE Austria GmbH basieren. Diese Definition wird durch eine Literaturrecherche zu typischen Wärmenetzen in Österreich unterstützt, um generalisierbare und replizierbare Lösungen zu schaffen. Anschließend werden die Use Cases für state-of-the-art und zukünftige Szenarien simuliert, mit Hilfe eines Optimierungsmodells wird der optimale Betrieb der Erzeuger und Speicher sowie eine optimierte Gebotsstrategie für die Wärmepumpen ermittelt. Schließlich wird die Machbarkeit der einzelnen Use Cases bewertet, und es werden mehrere Geschäftsmodelle vorgeschlagen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen: Die im Rahmen des Projektes entwickelten technischen Lösungsmöglichkeiten ermöglichen eine Reduktion der Wärmeerzeugungskosten um bis zu 28 % gegenüber einem baseline Szenario ohne Wärmepumpe. Die Bewertung des wirtschaftlichen Potenzials des Pooling der Wärmepumpen in Wärmenetzen zeigt die Machbarkeit der vorgeschlagenen Lösungen. Es werden Geschäftsmodelle entwickelt, die aufgrund der Synergieeffekte zwischen Wärme- und Stromnetz ein attraktiveres Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) als das Baseline Szenario aufweisen (bis zu 8 % höher). Es wird von einer Übertragbarkeit der technischen Lösungen auf andere Wärmenetze in Österreich ausgegangen.

Ausblick: Um die Marktdurchdringung von Wärmepumpen in Wärmenetzen zu erleichtern, sind neben weiteren Untersuchungen auch Demonstrationsprojekte erforderlich. Die Weiterentwicklung der Kommunikationsinfrastruktur, Regelungs- und Prognosealgorithmen ist entscheidend für eine erfolgreiche Umsetzung von Geschäftsmodellen zur Flexibilisierung der Wärmepumpe und damit ihrer optimierten Fahrweise. Zukünftige Veränderungen der Strommärkte sollten ebenfalls detailliert verfolgt werden, um ihre Auswirkungen auf die vorgeschlagenen Geschäftsmodelle zu quantifizieren.

Abstract

Background and motivation: the massive development of regenerative power generation in Austria has led to an installed capacity for wind and PV of around 4.080 MW [1], imposing severe challenges on the networks due to the stochastic production characteristics. As a consequence, suitable flexibility options for balancing via the electricity markets, the regulatory energy markets and other short-term possibilities such as balancing markets and re-dispatch are required. On the other hand, the district heating sector in Austria is confronted with a large number of small and medium size biomass plants of which in sum approximately 900 MW have been installed around 20 years ago [2]. Many of these systems are reaching the end of the technical lifetime. Additionally, they are facing changing market conditions (especially energy prices and decreasing heat demand), resulting in an unprofitable operation and unsecure future perspectives.

Contents and objectives: heat pumps can provide a connection between the electricity and the heat sector. Therefore, they can counteract the high costs associated with the expansion of electricity grids and at the same time increase the profitability of the thermal networks. Although technical solutions are already available and demonstrated in the market, only a few examples are realized in Austria. The aim of the project *fit4power2heat* is to develop and investigate innovative business models enabling the economic integration of heat pumps in small and medium urban heating networks by creating synergies between the heat and the electricity sectors. One main focus is the application of heat pump pooling over multiple heating networks, supporting the requirements of the balancing market for which availability of electricity consumption must be guaranteed. Small and medium sized cities offer high potentials for integrating heat pumps due to a) less complexity of the heating network supply structure and players, b) in general lower supply and return temperature levels and c) a good availability of sources for the heat pump (e.g. waste heat, sewage water channels).

Method: initially, several representative use cases are defined, based on ENGIE Austria GmbH's portfolio of thermal networks. This definition is supported by a literature review on typical thermal networks in Austria, in order to create generalizable and replicable solutions. Afterwards, the use cases are simulated under state-of-the-art and future scenarios by means of an optimization model, which provides the optimal operation of the heat suppliers and the optimal bidding strategy for the heat pumps. Lastly, the results are economically assessed to evaluate the feasibility of each use case and several business models are proposed.

Results: technical solutions are developed, which enable a reduction of the heat generation costs up to 28 % compared to a baseline thermal network with no heat pump. An evaluation of the economic potential of heat pump pooling in thermal networks is presented, which shows that the technical solutions proposed are feasible. Business models are developed with more attractive earnings before interest and taxes (EBIT) values than the baseline (up to 8 % higher) due to the synergy effects between the heat and electricity grid. The transferability of the technical solutions to representative thermal networks is proven.

Suggestions for future research: in order to facilitate the market penetration of heat pumps, further work needs to be done, especially in the direction of demonstration projects. Further development of communication devices, control and forecasting algorithms are crucial for a successful implementation of business models for flexibility. Future changes in the electricity market should also be followed in detail to quantify their impact on the business models proposed.

1. Ausgangslage

1.1. Stand der Technik / Stand des Wissens

Stand der Technik und Herausforderungen für Stromnetze: Um langfristig mehr erneuerbare Energien in die Netze und in den Markt zu integrieren, werden thermische und elektrische Speicher benötigt, um die notwendige Flexibilität bereitzustellen [3]. Dadurch können die Preisspitzen und Probleme im Verteilnetz geglättet und ausgeglichen werden, die eine Folge der Volatilität und schweren Vorhersagbarkeit dieser fluktuierenden erneuerbaren Energien sind.

Marktsituation im Stromnetz: Flexibilität kann an verschiedenen Märkten gehandelt werden. Dabei hängen die genauen Möglichkeiten der Vermarktung von der IKT-Anbindung, den technischen Möglichkeiten und der Vorhersagbarkeit der Flexibilität ab. Prinzipiell ist es möglich, an verschiedenen Börsen teilzunehmen, wie z.B. Day-ahead-, Intraday- und Regelenergiemarkt. Für Nachfrage-Flexibilität ist es sinnvoll, an möglichst kurzfristigen Märkten teilzunehmen. Einerseits ist die Flexibilität dann mehr wert und andererseits kann diese besser vorhergesagt werden. Da einzelne Anlagen für die Teilnahme an den Regelenergiemärkten (Tertiär-, Sekundär- und Primärregelenergie) oftmals eine zu geringe Leistung aufweisen, oder die Präqualifikationskriterien nicht erfüllen können, kann das sogenannte Pooling mehrerer Anlagen hierfür eingesetzt werden. Dabei werden mehrere Anlagen zu einem großen virtuellen Erzeuger bzw. Verbraucher zusammengefasst, wodurch die Anforderungen erreicht werden.

Info-Box:

Der **Spotmarkt** [4] unterteilt sich in: Day-Ahead-Markt: Optimierung von Beschaffung und Verkauf für den nächsten Tag in Form von Auktionen und Intraday-Markt: kurzfristige Geschäfte nach Schluss des Day-Ahead-Handels, um auf Prognoseabweichungen reagieren zu können.

Regelenergiemärkte [5] (positive und negative Regelenergie) unterteilen sich in: Primärregelung: zur Stabilisierung der Netzfrequenz. Wird automatisch ausgelöst. Sekundärregelung: Wird automatisch zur Entlastung der Primärregelung abgerufen. Wird dann aktiviert, wenn die Beeinflussung des Netzes länger als 30 Sekunden dauert. Tertiärregelung: kann aktiviert werden, sollte die Abweichung länger als 15 Minuten andauern.

Pooling von Wärmepumpen: Im Projekt iWPP-flex wurden die ökonomischen Auswirkungen des Poolings von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern zur Teilnahme am Day-ahead sowie am Tertiärregelenergiemarkt untersucht. Die Studie zeigt, dass durch die Teilnahme an den Energiemärkten Einsparungen von bis zu 35 % der Kosten für den Strombezug (Energiekosten) möglich sind, wobei der Mehraufwand für die benötigten IKT-Leistungen dieser Reduktion entgegenwirkt [6].

Highlight-Box:

Es wird erwartet, dass aufgrund der erhöhten Flexibilität durch den Einsatz von Wärmepumpen in thermischen Netzen, sowie der reduzierten spezifischen IKT-Kosten, ökonomische Vorteile im Gegensatz zum Pooling von Kleinanlagen erwirtschaftet werden können.

Status Quo von Wärmenetzen in Österreich und der EU: Die Vorteile von Nah- und Fernwärmesystemen zeigen sich vor allem in Regionen mit hoher Energiebedarfsdichte. Rund 69 % des

gesamten primären Energiebedarfs entfallen auf urbane Regionen. Die Versorgung von Wohngebäuden, Gewerbe und Industrie mit Nah- oder Fernwärme ist auch ein wichtiger Bestandteil zur Steigerung der Versorgungssicherheit sowie zur Reduktion der CO₂ Emissionen Österreichs [7] [8]. Die Nah- und Fernwärmeversorgung trägt mit über 15 TWh an gelieferter Wärme einen wichtigen Teil zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung in Österreich bei. Knapp ein Viertel (24 %) aller Wohnungen in Österreich werden auf diese Weise mit Wärme versorgt, siehe Abbildung 1. Bei Gebäuden mit 20 und mehr Wohnungen liegt der Nah-/ Fernwärmeanteil sogar bereits bei 51 %, bei Gebäuden mit 10 bis 19 Wohnungen bei 41 %. Im Jahr 2014 wurden insgesamt bereits 912.000 Wohnungen mit Fernwärme versorgt [9].

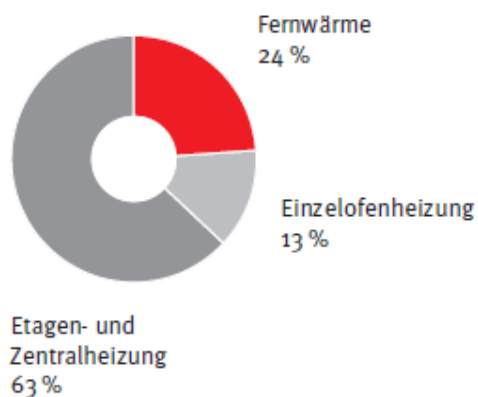


Abbildung 1: Wärmeversorgung in Österreich [9]

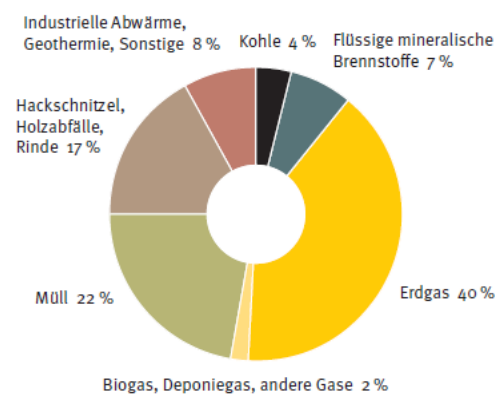


Abbildung 2: Brennstoffeinsatz für Fernwärme-Erzeugung 2013 [9]

Es wird erwartet, dass der Bedarf an Fernwärme in den nächsten Jahren weiter steigen wird. Ausgehend vom Jahr 2013 wird ein jährlicher Zuwachs von 0,8 % bis zum Jahr 2022 erwartet. Als Gründe für eine derartige Entwicklung sind u.a. zu nennen: Forcierung der Fernwärmeversorgung in Städten sowie verstärkte Nutzung industrieller Abwärmepotenziale insbesondere in städtischen Ballungsgebieten [10].

Wie in Abbildung 2 dargestellt, basierten im Jahr 2014 etwa 50 % des Brennstoffeinsatzes für die Wärmeerzeugung in österreichischen Fern- bzw. Nahwärmenetzen auf fossilen Energien (Erdgas, Kohle, flüssige mineralische Brennstoffe). Die erneuerbaren Energieträger Geothermie und Solarthermie sowie industrielle Abwärme stellen hingegen nur rund 8 % der gesamten Wärme bereit. Der Anteil der Wärmeerzeugung durch Müllverbrennung liegt bei rund 22 %. Rund 17 % der Wärme wird durch die Verbrennung von Biomasse bereitgestellt.

Unrentabler Betrieb vieler Nah- und Fernwärmenetze und hoher Einsatz fossiler Brennstoffe bzw. Biomasse: Laut Biomasseheizungserhebung 2015 wurden seit 1980 insgesamt 1.173 Hackgutfeuerungen mit einer Wärmeleistung größer 1 MW installiert [2]. Zusammen weisen diese eine Gesamtleistung von über 3.000 MW auf. Bei Anlagen dieser Größe kann fast immer davon ausgegangen werden, dass ein sehr großer Anteil der Einspeisung in ein Nah- oder Fernwärmenetz dienen. Basierend auf den Daten kann davon ausgegangen werden, dass rund 300 Anlagen – sofern diese noch in Betrieb sind – älter als 20 Jahre sind und somit bereits über der technischen Lebensdauer liegen. Weitere rund 250 Anlagen wurden bereits vor 15-20 Jahren in Betrieb genommen und werden daher voraussichtlich in den nächsten Jahren saniert bzw. ersetzt werden müssen.

Highlight-Box:

Gegenwärtig stehen viele Betreiber von Nah- und Fernwärmenetzen vor wirtschaftlichen Schwierigkeiten aufgrund sinkender Preise für Strom (ein prominentes Beispiel ist zurzeit Graz). Dies macht den Einsatz von gasbefeuerten KWK-Anlagen unrentabel. Dazu kommt, dass bei vielen Biomasseheiz(kraft)werken Förderungen auslaufenden, wodurch ein wirtschaftlicher Betrieb in vielen Fällen ebenfalls nicht mehr möglich ist.

Außerdem ist eine zunehmende Ablehnung der Verwendung von Biomasse zu Heizzwecken zu erkennen. Zur Senkung des Brennstoffbedarfs und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wird es immer wichtiger, weitere erneuerbare Energiequellen wie Geothermie, industrielle Abwärme sowie Wärme aus der Umgebung mittels Wärmepumpen in Wärmenetze einzubinden. Zurzeit stellt Biomasse den größten Anteil erneuerbarer Energie, die in Fern- und Nahwärmenetzen eingesetzt wird. Diese ist allerdings aufgrund der Konkurrenzsituation zur stofflichen Verwertung (Papier-, Möbel- und Nahrungsmittelproduktion) und der weiteren energetischen Verwertung (Hochtemperaturprozesse in der Industrie, Mobilitätsanwendungen wie z.B. Bio-Diesel) unter intensiver Diskussion. Wärmepumpen können in diesen Netzen auf unterschiedlichste Weise integriert werden bzw. bereits bestehende Erzeugungsanlagen ergänzen.

Einsatz von Wärmepumpen in Wärmenetzen: Wärmepumpen werden bereits seit mehreren Jahrzehnten besonders in skandinavischen Ländern in Fernwärme- bzw. Fernkältenetzen erfolgreich eingesetzt. So stammen z.B. in Schweden knapp 10 % der eingespeisten Wärmemenge aus Wärmepumpen [11]. Im restlichen Europa haben Wärmepumpen in Nah- bzw. Fernwärmenetzen bislang keinen nennenswerten Anteil. An relevanten Referenzanlagen sind zu nennen:

Ort	Wärmequelle	Kapazität [MW _{th}]	Inbetriebnahme	Anwendung
Drammen (NO)	Fjordwasser	14	2011	Grundlasterzeuger im städtischen FW-System
Stockholm (SE)	Meerwasser	180	1984-1986	Grundlasterzeuger im städtischen FW-System
Oslo/Sandvika (NO)	Abwasser	21	1983-1989	Grundlasterzeuger im städtischen FW-System
Oslo/Fornebu (NO)	Meerwasser	4	2002	Grundlasterzeuger im städtischen FW-System
Rolfsbukta (NO)	Meerwasser	16	2014	Grundlasterzeuger im städtischen FW-System
Helsinki (FI)	Meer- und Abwasser	90	2005	Grundlasterzeuger im städtischen FW-System
Brædstrup	Saisonal Speicher (unterer Bereich)	1,5	2012	Unterstützung eines solaren Wärmenetzes inkl. saisonalem Speicher
Dollnstein (D)	Grundwasser	0.5	2015	Wärmeversorgung von 6 Objekten
Rostock, Neckarsulm, Crailsheim, Eggenstein-Leopoldshafen (D)	FW Rücklauf	< 0.1 MW		Unterstützung von solaren Wärmenetzen inkl. saisonaler Speicher
Amstetten (Ö)	Abwasser	0.2	2012	Wärmeversorgung von 3 Betriebsgebäuden
Wien (Ö)	FW Rücklauf	0.2	2012	Pilotanlage für Sekundärnetz

Tabelle 1: Einsatz von Wärmepumpen in Wärmenetzen (Beispiele)

Trotz der vor allem in Skandinavien bereits realisierten Anlagen (siehe Beispiele aus der Tabelle), steht die Integration von Wärmepumpen in Wärmenetze im restlichen Europa erst am Anfang. Fehlende Anreiz- und Geschäftsmodelle verhindern derzeit eine großflächige Marktdurchdringung der etablierten Technologie. Die oben beschriebenen Anlagen in Ländern wie Deutschland und Österreich speisen i.A. nicht in „klassische“ Nah- oder Fernwärmenetze ein, sondern hauptsächlich in kleinere Netze bzw. Gebäudeverbände (siehe Auflistung in der Beschreibung von AP3) oder werden zur besseren Temperaturnutzung im kleinen Leistungsbereich eingesetzt. Durch die teilweise unterschiedlichen technischen Rahmenbedingungen (z.B. höheres Temperaturniveau im Netz) sowie der historisch gewachsenen Erzeugerparks, basierend auf Verbrennungstechnologien (in kleinen Netzen meist Biomasse, in großen Netzen oftmals gasbefeuerte Anlagen) sowie den hohen Stromkosten wurden hier Wärmepumpen in der Vergangenheit nicht oder nur vereinzelt in „klassischen“ Netzen eingesetzt.

Highlight-Box:

Die Analyse von technischen Integrationskonzepten inklusive der Ermittlung geeigneter Geschäftsmodelle, basierend auf der Kopplung von Wärme- und Strommärkten (z.B. Pooling mehrerer Systeme, um am Regelenergiemarkt teilnehmen zu können) stellt bei erfolgreicher Anwendung eine wesentliche Komponente zur signifikanten Erhöhung der Systemeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energien in Wärmenetzen dar.

Als Grundlage für die Identifikation von relevanten Geschäftsmodellen für P2H-Lösungen, die den Strommarkt (Regelenergiemarkt) mit einem Pool von Nah- und Fernwärmenetzen verbinden, werden auch Ergebnisse des Projekt P2HPOT [12] verwendet. Das Ziel dieses Forschungsprojektes ist es, mittels langfristiger Prognosen, technische und wirtschaftliche Potentiale von innovativen P2H Systemlösungen im urbanen Raum für die Jahre 2020/2030/2050 zu ermitteln. In P2HPOT wird jedoch das Pooling von Wärmepumpen in mehreren Nah- und Fernwärmenetzen sowie die dadurch mögliche Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht betrachtet, die im Projekt fit4power2heat die Grundlage der entwickelten Konzepte darstellt. Die in den Zwischenergebnissen (Endergebnisse zurzeit noch nicht verfügbar) des Projektes P2HPOT bereits veröffentlichten untersuchten Risikoaversionen zeigen, dass es mit einer erhöhten Risikoaversion klare Vorteile für Wärmepumpen in FW Netzen gibt, da diese Technologie laut der Studie einen wesentlichen Beitrag zu Risikominimierung im Anlagenportfolio von Wärmenetzen leistet. Auch daher gilt es nun, diese Technologie verstärkt in Wärmenetze zu integrieren. Dem gegenüber stehen jedoch erhöhte Investitionskosten in den Anlagenpark, wodurch neue Geschäftsmodelle erforderlich sind.

1.1.1. Ergebnisse aus anderen Projekten

Wie oben beschrieben, wurden Wärmepumpenanlagen bereits in mehreren Fällen in Wärmenetze integriert. Es existiert daher bereits Vorwissen, auf dem im vorliegenden Projekt aufgebaut werden kann.

heat_portfolio: Technische Grundlagen zur signifikanten Integration dezentral vorliegender alternativer Wärmequellen in Wärmenetze (FFG-Projekt-Nr.: 848849): Ziel des Projektes ist die Schaffung der technischen Grundlagen zur signifikanten Erhöhung des Anteils oftmals dezentral vorliegender alternativer Wärmequellen (insbesondere industrielle Abwärme, Solarthermie und oberflächennahe Geothermie) in Wärmenetzen. Dazu werden die Integration von Speichern und Wärmepumpen, regelungstechnische Strategien und hydraulische Einbindungsvarianten sowie

nutzerseitige Maßnahmen in verallgemeinerungsfähiger bzw. replizierbarer Form (qualitative und quantitative Richtlinien) entwickelt und bewertet.

OPEN HEAT GRID: Offene Wärmenetze in urbanen Hybridsystemen (FFG-Projekt-Nr.: 845161): Das Projekt untersuchte unterschiedliche Konzepte für ein offenes Wärmenetz und leitete eine Empfehlung inklusive den damit verbundenen Ansprüchen an Gesetzgebung und Regulierung für offene Wärmenetze in urbanen Hybridenergiesystemen ab.

OptHySys: Optimierung Hybrider Energienetze und -Systeme (FFG-Projekt-Nr.: 848778): In OptHySys sollten erstmals Ansätze für die gemeinsame Planung und den integrierten Betrieb von elektrischen Verteilnetzen und Fernwärmenetzen entwickelt und evaluiert werden, um noch ungenutzte Synergiepotenziale zur Steigerung der Effizienz und Flexibilität auszuschöpfen.

OrPHEuS: OPTimising Hybrid Energy grids for smart citieS (EU FP7 GA No. 608930): Das Projekt OrPHEuS entwickelt Hybrid Energy Network Control Systems für Smart Cities für die optimale Interaktion zwischen mehreren Netzen, durch gleichzeitige Optimierung der individuellen Energieeffizienz und der Energieeinsparungen. Dabei werden die gekoppelten operativen, wirtschaftlichen und sozialen Auswirkungen analysiert.

ICON: Rauchgaskondensation der Zukunft mit hohem Jahresnutzungsgrad durch Kombination mit einer Industrierärmepumpe (FFG-Projekt-Nr.: 829964): Projektziel war die Verdoppelung der Wärmeausbeute aus Rauchgaskondensationsanlagen durch die effiziente Nutzung der Kondensationswärme, um damit eine Brennstoffeinsparung zu erreichen. Die Arbeiten beinhalteten numerische und experimentelle Forschungsarbeiten bzgl. der Entwicklung eines optimierten Kondensatorkonzeptes und die sinnvolle Systemeinbindung. Die aus dem Projekt gewonnenen Kenntnisse über technische Konzepte zur Integration von Wärmepumpen in Rauchgaskondensationsanlagen können zur Konzeptentwicklung im vorliegenden Projekt nützlich sein. Rauchgaskondensation in großen Biomasseanlagen könnte eine mögliche Integrationsmöglichkeit für Wärmepumpen sein. Weitere Analysen zur Einbindung von Wärmepumpen in Fernwärmenetze sowie die Kopplung unterschiedlicher Energiemärkte bzw. etwaige Geschäftsmodelle wurden in diesem Projekt jedoch nicht betrachtet.

IEA HPT Annex 47: Wärmepumpen in Fernwärme- und -kälte Systemen (FFG-Projekt-Nr.: 853039). Im Rahmen des IEA HPP Annex 47 werden die Potentiale und Barrieren für die Integration von WP in FWK Netze analysiert und für Entscheidungsträger in der Politik aufbereitet. Ziel des gegenständlichen Projektes ist die Beteiligung an der Working-Phase des Annexes. Als Ergebnisse werden erwartet: die Analyse von internationalen Best Practice Beispielen, die Entwicklung von Gestaltungsrichtlinien für Wärmepumpen in Fernwärmenetzen unterschiedlicher Größenordnungen und die Initiierung von Demonstrationsprojekten. Die Aktivitäten im Annex betreffen hauptsächlich den internationalen Informations- und Erkenntnisaustausch, jedoch nicht die Neu-Entwicklung von Konzepten und Lösungen. Die vorliegende Projektidee stellt somit ein Nachfolgeprojekt aus den im Annex gewonnen Erkenntnissen dar. Die Ermittlung geeigneter Geschäftsmodelle sowie die Analyse der Potentiale durch das Pooling mehrerer Anlagen und der damit verbundenen Kopplung des Wärme- und Strommarktes inkl. der Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt wurden im Annex nicht betrachtet und stellen somit eine erhebliche Weiterentwicklung des Projektes fit4power2heat dar.

IEA Annex 42: Wärmepumpen in intelligenten Energienetzen nachhaltiger Städte (FFG-Projekt-Nr.: 848119): Eine europäische Roadmap für die Integration von Wärmepumpen in die Smart Grids der

Zukunft wurde gemeinsam mit den europäischen Partnern entworfen. Die Auswirkungen von einem markt-basierten Wärmepumpen-Betrieb bei Einfamilienhäusern auf das Verteilnetz in Österreich wurden in diesem Annex Task analysiert. Durch den markt-basierten Betrieb kommt es zu einer Erhöhung der Gleichzeitigkeit des Wärmepumpen-Betriebs. Dies geschieht entweder durch den gleichzeitigen Abruf bei einer Teilnahme an den Regelenergiemärkten bzw. durch eine unabhängige Koordination der Wärmepumpen, wenn diese sich unabhängig voneinander auf die gleichen Preise optimieren wie beispielsweise wenn ein Lieferant die Day-ahead-Spotpreise an die Wärmepumpen schickt. Dadurch wird der Verbrauch der Haushaltskunden synchroner als derzeit üblich. Es hat sich gezeigt, dass sehr lokal Probleme im Verteilnetz entstehen können. Durch die sehr gute bestehende Netzinfrastruktur sind diese Probleme kurz- und mittelfristig nicht zu erwarten. In einem zukünftigen Projekt können diese Analysen dann um die im Projekt fit4power2heat entwickelt Lösungen durchgeführt werden, wodurch die Kopplung zwischen Fernwärme- und Stromnetz analysiert werden können.

IWPP-Flex: Intelligentes Wärmepumpen-Pooling als virtueller Baustein in Smart Grids zur Flexibilisierung des Energieeinsatzes (FFG-Projekt-Nr.: 848894): In dem Projekt IWPP-Flex wurden die Wirtschaftlichkeit und die Ansteuerung eines Pools von Wärmepumpen in einzelnen Gebäuden analysiert. Dabei wurde die Teilnahme des Pools an den Tertiärregelenergie-Märkten sowie am Day-ahead Spotmarkt EPEX Spot betrachtet. Dies wurde mithilfe einer Portfolio-Optimierung für realistische Szenarien simuliert. Dieses Optimierungs-Tool soll in diesem Projekt so adaptiert werden, dass auch Wärmepumpen in Fernwärmenetzen in dem Pool simuliert werden können und deren Wirtschaftlichkeit abgeschätzt werden kann.

1.2. Innovationsgehalt

1.2.1. Problemstellung und Bedarf für das Vorhaben

Die Maßnahmen zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern haben in Österreich zu einer massiven Weiterentwicklung der regenerativen Stromerzeugungstechnologien geführt [13], siehe Abbildung 3. In Österreich wird insbesondere die Wind- und PV-Energie mit einem wirtschaftlichen Potenzial von etwa 2.800 MW zu einer starken Belastung der Netze und aufgrund der stochastischen Erzeugungscharakteristik zu einem hohen Bedarf an Flexibilität für den Ausgleich führen. Dieser muss sowohl über die Strommärkte als auch über Regelenergiemärkte und andere kurzfristige Möglichkeiten für den Einsatz von Flexibilität, wie beispielsweise Ausgleichenergiemärkte und Redispatch erfolgen.

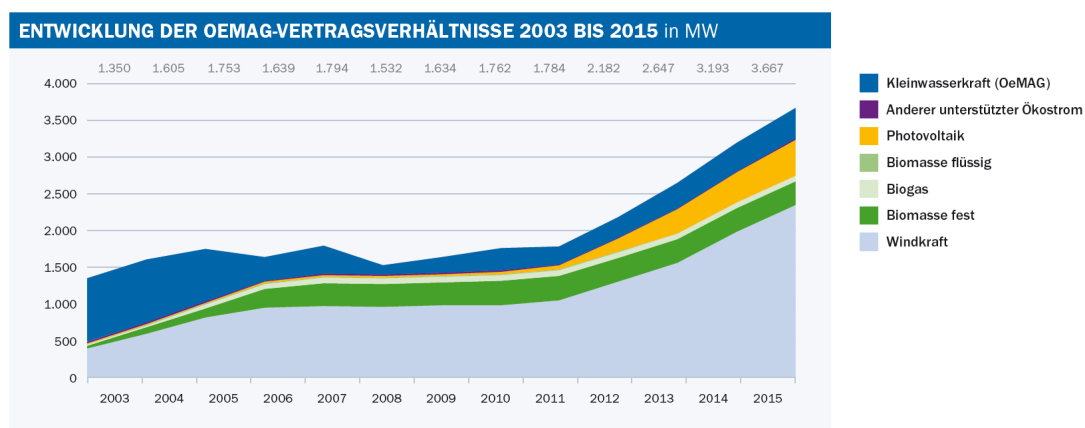


Abbildung 3: Entwicklung der OeMAG Vertragsverhältnisse (installierte Kapazität) [14]

Auf der anderen Seite ist der Fernwärmebereich in Österreich mit einer hohen Anzahl von Biomasseanlagen (900 Anlagen > 1 MW mit insgesamt 2.600 MW installierte Leistung [15]) konfrontiert, wovon viele (rund 900 MW installierte Leistung) vor rund 15 bis 20 Jahren installiert wurden [16]. Diese Anlagen sind damit bereits am Ende der technischen Lebensdauer angekommen und weisen auch wegen der veralteten Technik oftmals eine niedrigere Effizienz als moderne Anlagen auf. Daraus resultieren erhöhte Kosten und ein oftmals unrentabler Betrieb.

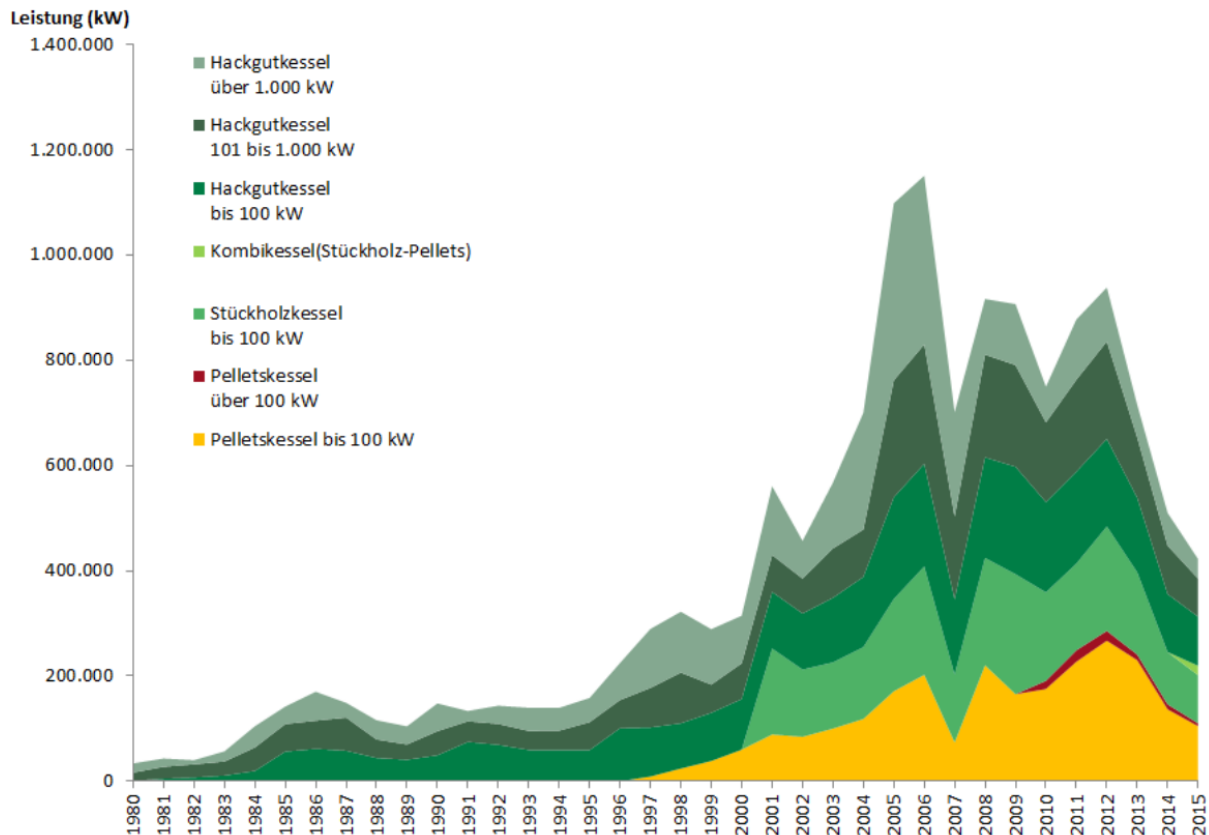


Abbildung 4: Entwicklung der Leistung der jährlich neu errichteten Biomassefeuerungen 1980 bis 2015 [16]

Highlight-Box:

Wärmepumpen als Wärmeerzeuger in kleinen und mittleren Wärmenetzen können eine Verbindung zwischen dem Strom- und Wärmebereich darstellen, die die potenziell hohen Kosten im Zusammenhang mit dem Ausgleich von Fluktuationen in den Stromnetzen sowie auch den Ausbaurkosten von Stromnetzen entgegen wirkt und gleichzeitig die Rentabilität bestehender Wärmenetze erhöht.

Unter Berücksichtigung der Komplexität der Interaktion zwischen den beiden Energienetzen und insbesondere der Nutzung von Power-to-Heat Lösungen für a) die Erhöhung der Hosting-Kapazität der erneuerbaren Quellen in Stromnetzen, b) eine höhere Integration der erneuerbaren Energieträger in die Märkte und c) die Erhöhung der Effizienz der Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen, ist eine ganzheitliche Betrachtung nötig. Diese stellt eine Weiterentwicklung des aktuellen Standes des Wissens dar und gewährleistet, dass ökonomische, ökologische und technische Aspekte der Lösung berücksichtigt werden. Die Entwicklung von Geschäftsmodellen von Wärmepumpen in Nah- und Fernwärmenetzen kann zu verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten führen, wodurch eine

Sondierung erforderlich ist, die nicht nur technisch/energetisch optimierte Lösungen entwickelt, sondern auch ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen der Strom- und Wärmedomäne miteinbezieht, um somit ein Gesamtoptimum zu finden. Folgende Parameter werden daher beispielsweise aus Sicht der Nah- und Fernwärme berücksichtigt:

- Wärmeverbraucher (Nutzung, Baujahr, Energie- und Leistungsbedarf, Heizsystem, VLT/RLT...),
- Erzeugeranlagen (Typ, Kapazität, Einsatzzeiten, Brennstoffmix, Charakteristik (z.B. Teillastverhalten, Lastgang), min./max. Vor- und Rücklauftemperaturen
- Verfügbarkeit von Wärmequellen für die Wärmepumpe z.B.
 - o Abwärme aus dem Service Sektor (z.B. Wasch- und Reinigungsprozesse, Großküchen, Rechenzentren, Klimatisierungs- und Kühlanlagen ...) oder
 - o aus Infrastruktur: Abwasserkanäle oder Kläranlagen, Abwärme aus Tunneln (z.B. Kühlung von U-Bahn-Tunneln), Rücklaufleitungen bestehender Wärmenetze (Nutzung z.B. in Subnetzen) oder
 - o aus natürlichen Wärmequellen: Erdreich/ Geothermie, Grundwasser, Oberflächenwasser.

Aufgrund der Vielzahl an Möglichkeiten und Randbedingungen ist eine Sondierungsstudie nötig, die verschiedene Konzepte untersucht, welche dann die Grundlage für die Entwicklung sowie die Bewertung der relevanten Geschäftsmodelle für die Wärmepumpenintegration in Fernwärmenetzen bildet.

1.2.2. Ziele

Das übergeordnete Ziel des Projektvorhabens ist es, die Entwicklung und Analyse von Konzepten und Geschäftsmodellen, die die Integration von Wärmepumpen in kleinen und mittleren urbanen Wärmenetzen durch die Nutzung alternativer Quellen und der Kopplung von Strom- und Wärmemarkt unterstützen:

- Relevante technische Lösungen werden systematisch aus energetischer und ökonomischer Sicht bewertet.
- Aus der Machbarkeitsstudie und den Rahmenbedingungen bzw. den Entwicklungen der Strom- und Wärmemärkte werden Lösungen für innovative Geschäftsmodelle abgeleitet.

Hierfür wird, wie oben bereits beschrieben, ein Hauptaugenmerk auf dem Pooling mehrerer mit Wärmepumpen ausgestatteter Wärmesysteme liegen. Dies dient einerseits der Ermöglichung der Teilnahme an den Strommärkten und andererseits der Steigerung der Flexibilität und somit der Optimierung des Gesamtergebnisses. Durch diese Maßnahme wird erwartet, dass das Betriebsergebnis der einzelnen Systeme gesteigert werden kann. Dadurch kann die Flexibilität bestehender Biomassekessel verwendet werden, wodurch die Wirtschaftlichkeit der Kessel erhöht wird. Somit können bestehende Anlagen weiterhin verwendet und müssen nicht stillgelegt werden. Domänenübergreifenden Integrationsprozessen (Strom/Wärmenetze) werden im gegenständlichen „Stadt der Zukunft“ Programm eine hohe Bedeutung für die Zukunftsfähigkeit der Netze eingeräumt. Die in dem Projekt erarbeiteten Ergebnisse sollten nicht spezifisch auf einzelne Wärmenetze ausgerichtet, sondern für die große Anzahl österreichischer Netze gültig bzw. verallgemeinerungsfähig sein.

1.2.3. Innovationsgehalt und das damit verbundene Risiko des Vorhabens

Das vorliegende Projekt beschäftigt sich mit der Integration von Wärmepumpen in kleinen und mittleren urbanen Wärmenetzen unter Berücksichtigung der Möglichkeiten durch die Kopplung des Strom- und Wärmemarktes durch übergeordnetes Pooling mehrerer Anlagen und Systeme. In Abbildung 5 ist das Schema der Projektidee dargestellt. Durch den mittlerweile großen Anteil regenerativer und fluktuierender Stromerzeugungstechnologien im österreichischen Energiemarkt wird der Ausgleich von Erzeugungs- und Lastspitzen immer bedeutender. Das Zusammenspiel von Wärmepumpen und bestehenden Wärmeerzeugern in den diversen in einem Pool zusammengefassten Systemen führt zu einer erhöhten Flexibilität. Diese kann an den Märkten vermarktet und somit ökonomische Vorteile sowohl für das Energiesystem als auch für die Wärmepumpe erzielt werden. Je nach Erzeugungs- und Lastsituation sowie den Preisen am Markt, können durch die übergeordnete Instanz Regelungsaktivitäten vorgegeben und somit ein Optimum für alle beteiligten Systeme erreicht werden.

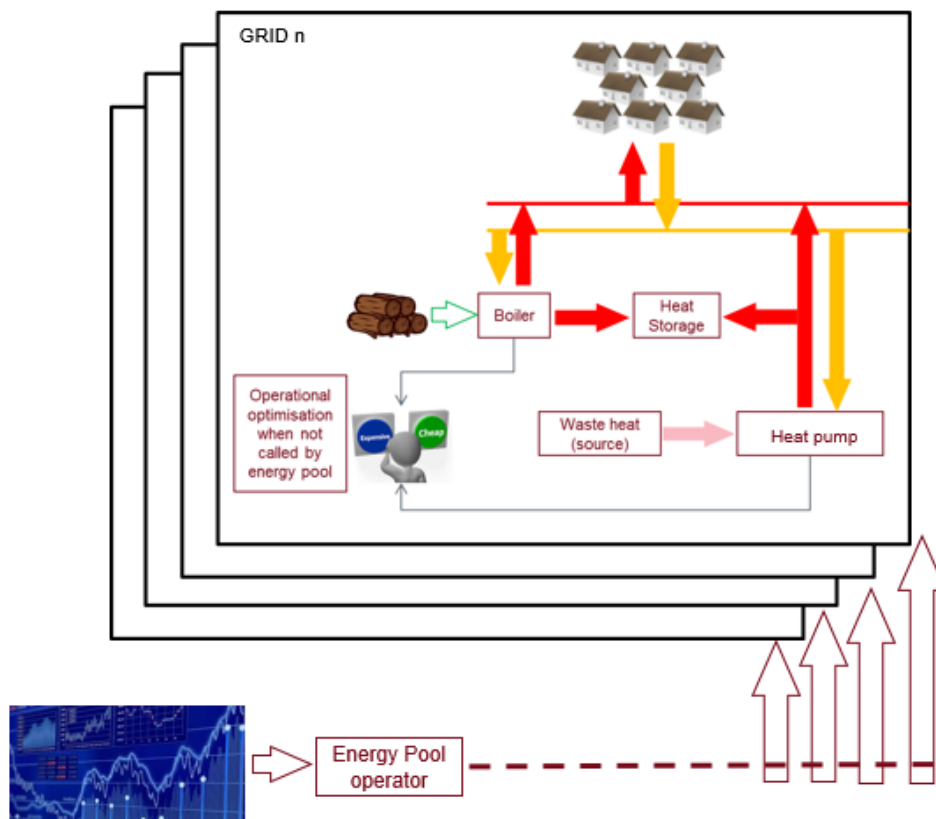


Abbildung 5: Schematisches Projektkonzept

Das gegenständliche Vorhaben weist folgende wesentliche innovative Aspekte auf:

Wärmepumpen als Power-2-Heat Kopplungspunkt: Die Fortschritte des vorgeschlagenen Projektes über den Stand der Technik hinaus werden durch den ganzheitlichen Ansatz der Strom- und Fernwärmemarktanalysen abgebildet. Damit verbundenen ist auch die Definition von potenziellen Optionen und Anwendungsfeldern für die Kopplung dieser Domänen und Märkte. Dadurch bieten sich zu den bereits bestehenden Nah- und Fernwärmelösungen attraktive alternative Geschäftsmöglichkeiten an. Der Einsatz von Wärmepumpen in Wärmenetzen ermöglicht eine sehr hohe Flexibilität. Einerseits können dadurch diverse Energiequellen auf unterschiedlichen

Temperaturniveaus (industrielle Abwärme, Umweltwärme, usw.) genutzt werden, andererseits erschließen sich erst durch die Integration von Wärmepumpen in bestehende (aber auch neue) Netze die wirtschaftlichen Vorteile durch die Teilnahme z.B. am Regelenergiemarkt. Da einzelne Anlagen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt oftmals eine zu geringe Leistung aufweisen, kann das sogenannte Pooling mehrerer Anlagen hierfür eingesetzt werden. Dabei werden mehrere Anlagen zu einem großen virtuellen Verbraucher zusammengefasst, wodurch die geforderte Leistungsgröße erreicht wird. Außerdem steigt somit die Flexibilität, da die einzelnen Anlagen je nach Bedarf geregelt werden können. Durch die Partizipation an beiden Märkten erhöht sich das wirtschaftliche Potential und die Abhängigkeiten von Rahmenbedingungen einer Domäne können reduziert werden (siehe Kapitel 1.1). Für Wärmepumpen in Einfamilienhäusern wurde die Teilnahme am Day-ahead Spot-Markt und am Tertiärregelreservemarkt bereits im Projekt iWPP-Flex untersucht (siehe Kapitel 1.1.1). Diese Methode wird in diesem Projekt um den Intraday-Markt und um den Sekundärregelenergiemarkt ergänzt, wodurch die Wirtschaftlichkeit eines Pools sehr realistisch abgeschätzt werden kann. Außerdem werden in dem Pool auch Wärmepumpen mit größeren Leistungsklassen und das dahinterliegende Fernwärmenetz modelliert und in der Portfolio-Optimierung abgebildet. Durch das Pooling mehrerer Wärmenetze entstehen weitere Vorteile im Gegensatz zum Pooling einzelner dezentraler Geräte, da in diesem Fall auch noch eine Vielzahl an realen Verbrauchern (die an das Wärmenetz angeschlossen sind) miteinbezogen wird. Die im Wärmenetz zur Verfügung stehenden thermischen Speicher (das Netz selbst, etwaige Netzwärmespeicher, Gebäude als thermische Speicher, usw.) bieten außerdem enorme Kapazitäten, um auch über einen längeren Zeitraum Energie aufnehmen zu können, wodurch die Flexibilität und die Regelenergiepotentiale voraussichtlich weiter gesteigert werden können.

Ganzheitlicher Ansatz: Ein wesentlicher Innovationsfaktor des Projektes ist die ganzheitliche Betrachtung (ökonomisch, ökologisch, technisch). Durch die Integration der technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Analysen im Projekt wird eine umfassende Aussage zu den Potentialen von Wärmepumpen in Nah- und Fernwärmenetzen sowie dessen Steigerung durch die Kopplung von Strom- und Wärmemärkten ermöglicht. Es werden neben der technischen Machbarkeit und möglicher Einbindungskonzepte auch die Kosten der jeweiligen Technologien sowie die ökologischen Auswirkungen charakterisiert und daraus dann die geeigneten Geschäftsmodelle abgeleitet.

Erarbeitung geeigneter Geschäftsmodelle: Technische Lösungen zur Einbindung von Wärmepumpen existieren, wie die in Kapitel 1.1 beschriebenen Anlagen zeigen, bereits in unterschiedlichster Ausführung. Diese werden mit dem oben beschriebenen ganzheitlichen Ansatz untersucht und als Grundlage für die weiteren Modellentwicklungen herangezogen. Die erarbeiteten Modelle und Konzepte können bei erfolgreicher Anwendung zu Innovations- bzw. Demonstrationsprojekten führen und diese bei erfolgreicher Anwendung eine rasche Marktintegration ermöglichen.

Verallgemeinerungsfähige Ergebnisse: Durch die netzneutralen Untersuchungen für die Szenarienanalysen und -bewertungen werden außerdem verallgemeinerungsfähige Ergebnisse erzielt. Diese, nicht auf einzelne Sonderfälle bezogenen Resultate, können somit für eine Vielzahl von Standorten bzw. Wärmenetzen herangezogen werden. Daher wurde für dieses Projekt bewusst auf die Einbeziehung einzelner Wärme-Netzbetreiber verzichtet, um möglichst offene und für ganz Österreich, und in weiterer Folge auch ganz Europa, anwendbare Lösungen und Modelle erzielen zu können. Dieser Ansatz ermöglicht es auch, die Ergebnisse des Projektes einer Vielzahl an Interessensgruppen zur Verfügung zu stellen. Der beiliegende LOI des österreichischen Städtebundes zeigt das große

Interesse an der vorliegenden Projektidee bzw. den daraus resultierenden Ergebnissen. Der Städtebund repräsentiert als kommunale Interessenvertretung insgesamt 252 Städte und größere Gemeinden und gewährleistet so eine großflächige Verbreitung der Ergebnisse bzw. eine hohe mögliche Multiplizierbarkeit in ganz Österreich.

Stand des Wissens im eigenen Unternehmen / in der eigenen Forschungseinrichtung: Die Themenbereiche Wärme- und Stromnetze sind im AIT bereits seit vielen Jahren Forschungsgegenstand, wodurch Wissen und Erfahrung, vor allem auch für innovative Ansätze und systemische Problemstellungen generiert werden konnten. Es bestehen sowohl die notwendigen Strom- und Portfoliooptimierungs- als auch die Fernwärme-Simulationstools. In diesem Projekt werden die bestehenden Tools erweitert und ggf. gekoppelt. Auch im Bereich der Wärmepumpentechnologie verfügt das AIT bereits seit vielen Jahren über international anerkannte Expertise. In den letzten Jahren wurden auch einige Projekte im Themengebiet der Kopplung der beiden Sektoren Wärme und Strom durchgeführt, auf die in diesem Projekt aufgebaut wird. Die Projektpartner ENGIE Gebäudetechnik sowie ENGIE Energie verfügen über große Expertise in den bereits genannten Fachgebieten. Außerdem weisen die Unternehmen erhebliche Praxiserfahrung im Bereich der Gebäudetechnik auf, sowie im Betrieb von Wärmenetzen. Des Weiteren kann das Unternehmen einen reichen Erfahrungsschatz als Energiedienstleister und Wärmeliefercontractor im technischen und wirtschaftlichen Bereich in das Projekt einbringen.

Stand des Wissens national: Wie bereits in Kapitel 1.1 beschrieben, werden Wärmepumpen in Österreich derzeit nur vereinzelt in Pilotanlagen im kleinen Leistungsbereich in Wärmenetze integriert. Eine großflächige Integration bzw. Marktdurchdringung konnte aufgrund der bislang fehlenden Geschäftsmodelle (inkl. der Teilnahme an Strommärkten) allerdings nicht erreicht werden.

Stand des Wissens international: Vor allem in Skandinavien sind Wärmepumpen bereits auch im großen Leistungsbereich in Wärmenetze eingebunden. Für diese Anwendungsfelder existieren jedoch keine allgemeinen und für Österreich und das restliches Europa anwendbaren Geschäftsmodelle und Konzepte unter Berücksichtigung der aktiven Kopplung von Wärme- und Strommärkten (vor allem in den Regelenergiemärkten). Daher stellen die im vorliegenden Projekt gesetzten Ziele eine Weiterentwicklung des Standes des Wissens dar.

Verbesserungen zum aktuellen Stand des Wissens durch die geplanten Projektergebnisse: Die Erarbeitung von Integrationskonzepten inkl. geeigneter Geschäftsmodelle für Wärmepumpen in urbanen Wärmenetzen unter Berücksichtigung der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen sowie der Besonderheiten der Märkte (z.B. Regelenergiemarkt und Pooling mehrerer Systeme) erweitern den Stand des Wissens erheblich. Außerdem ist mit der gewählten Methode eine Überleitung der Projektergebnisse in nachfolgende Innovations- bzw. Demoprojekte möglich, wodurch der Anstoß zu einer großflächigen Marktdurchdringung erfolgen kann.

Ein weiterer wesentlicher Innovationsgehalt des Projektes ist die ganzheitliche Betrachtung (ökonomisch, ökologisch, technisch). Durch die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Analysen im Projekt wird eine umfassende Aussage zu den Potentialen von Wärmepumpen in Fernwärmenetzen, unter Berücksichtigung der Möglichkeiten durch die Kopplung von Wärme- und Strommarkt, ermöglicht.

Quantifizierbarkeit der angestrebten Verbesserungen: Wie in Kapitel 1.1 beschrieben, werden in Österreich in den meisten kleinen und mittleren urbanen Wärmenetzen Biomassekessel eingesetzt,

um die benötigte Wärme bereitzustellen. 250-500 Anlagen davon sind bereits seit mehr als 15 Jahren in Betrieb und stehen kurz vor dem Ende der technischen Lebensdauer. Durch die Ergänzung bzw. den Austausch dieser Anlagen mit Wärmepumpen können einerseits die wirtschaftlichen Vorteile durch die Teilnahme am Strommarkt genutzt werden. Andererseits kann auch die Effizienz von alten Anlagen gehoben werden. Die genauen Auswirkungen können jedoch erst im Zuge des Projektes quantifiziert werden. Da Fernwärme in Österreich, wie in Kapitel 1.1 beschrieben, einen Anteil von rund 24 % an der Wärmeversorgung hat, sowie der Annahme, dass das Potential zur Wärmepumpenintegration bei einer Vielzahl an vor allem mit Biomasse befeuerten Wärmenetzen gegeben ist, kann dadurch eine enorme Hebelwirkung erreicht werden. Durch die großflächige Anwendbarkeit kann somit eine erhebliche Verbesserung der österreichischen und bei weiterer Verbreitung auch der europäischen Energiebilanz erzielt werden.

2. Projektinhalt

In diesem Kapitel wird ein Überblick über die inhaltlichen Tätigkeiten und die methodische Vorgehensweise der einzelnen Aufgaben im Projekt fit4power2heat gegeben. Die detaillierten Ergebnisse werden in Kapitel 3 beschrieben.

2.1. Methodik

Die Entwicklung von technischen Lösungen und Geschäftsmodellen für die Integration von Wärmepumpen in mehrere Wärmenetze basiert auf der in Abbildung 6 dargestellten Methodik. In Abbildung 7 ist die semantische Interpretation der verwendeten Nomenklatur dargestellt.

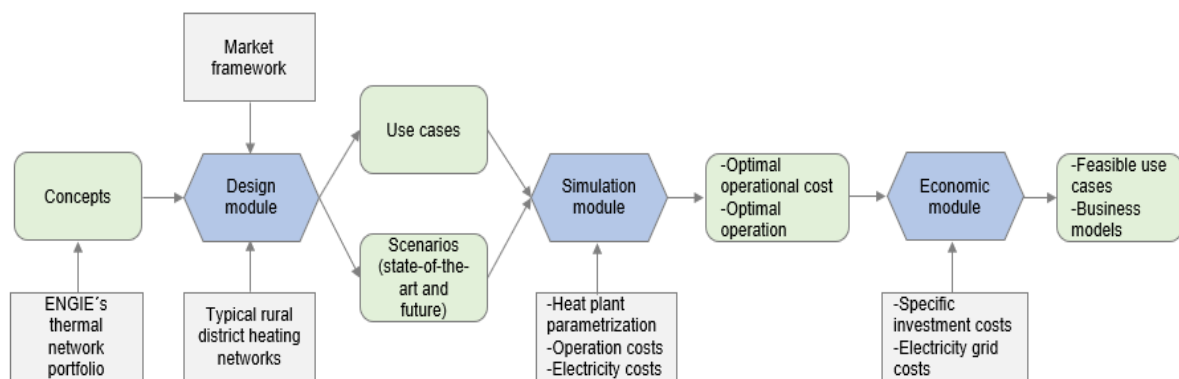


Abbildung 6: flow chart der Methodik

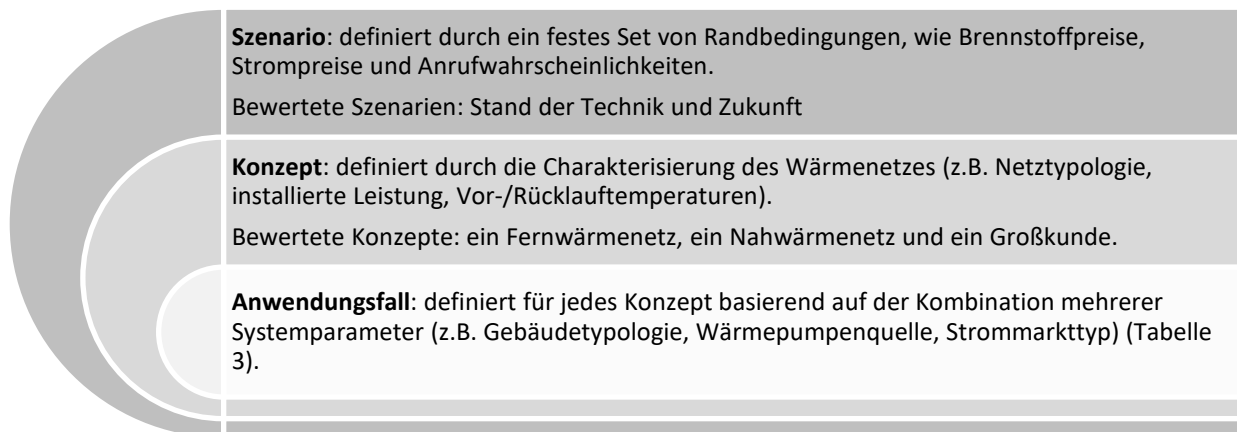


Abbildung 7: Definition der Nomenklatur: Szenario, Konzept und Use Case

Zunächst werden mehrere Konzepte definiert, die das Geschäftsfeld der Wärmenetze der ENGIE Austria GmbH sowie die verfügbaren Messdaten berücksichtigen. Die entwickelten Konzepte umfassen ein Fernwärmenetz, ein Nahwärmenetz und einen Großkunden (Kapitel "2.2.2 Konzepte"). Die Konzepte werden in Bezug auf Kundenzahl, Wärmebedarf, Vor- und Rücklauftemperatur, installierte Leistung und Art der Erzeugung parametrisiert.

In einem zweiten Schritt werden diese Konzepte im Design-Modul auf der Grundlage einer Literaturrecherche zu typischen österreichischen Wärmenetzen (dargestellt in Kapitel "2.2.1 Typische Strukturen der Wärmenetze in Österreich") zusammen mit der Expertise der ENGIE Austria GmbH zu ihrem Netzportfolio bewertet und weiterentwickelt. Ziel ist es, repräsentative Use Cases zu

erstellen, die die Entwicklung verallgemeinerbarer und replizierbarer Lösungen ermöglichen. Diese Use Cases werden für jedes Konzept durch die Kombination mehrerer Parameter für die folgenden Systemkomponenten ermittelt: Wärmenetz (Verbrauchertypologie, Sommersaison, Gebäudetypologie), Wärmepumpen (Wärmeleistung, Quelle) und Strommärkte (Markttyp, Leistungsauftrag) (Kapitel "2.3.1 Use Cases").

Darüber hinaus werden State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien entsprechend den Rahmenbedingungen des Wärmesektors und des Strommarktes definiert. Diese Szenarien legen eine Reihe von Randbedingungen für die Use Cases fest, die auf Brennstoffpreisen, Strompreisen und Anrufwahrscheinlichkeiten basieren (Kapitel "2.3.3 Die Szenarios State-of-the-art und Zukunft").

In einem dritten Schritt werden die Use Cases unter den Randbedingungen „state-of-the-art“ und Zukunft mittels eines operativen Optimierungsmodells simuliert (Kapitel "2.2.3 Aktuelle und zukünftige Marktstruktur"). Die Simulation liefert für jeden Use Case die optimalen Betriebskosten, zusammen mit der optimalen Betriebsstrategie für die Wärmeerzeuger im Netz und der optimalen Bietstrategie für die Wärmepumpen.

Schließlich erfolgt eine Bewertung der Simulationsergebnisse in einem ökonomischen Modul, wobei als Input spezifische Investitionskosten und Stromnetzkosten betrachtet werden. Die wirtschaftliche Machbarkeit jedes Use Cases wird bewertet und mehrere Geschäftsmodelle vorgeschlagen. Diese Ergebnisse sind im Kapitel "4 Schlussfolgerungen" enthalten.

2.2. Design Modul

In den folgenden Kapiteln werden die im Design Modul berücksichtigten Eingangsdaten vorgestellt.

2.2.1. Typische Strukturen der Wärmenetze in Österreich

Es wird eine Literaturrecherche zum Stand der Technik der Wärmenetze, zu den relevanten Netztypologien, zu den Eigenschaften der biomassebasierten Wärmenetze und zum Gebäudebestand durchgeführt. Diese Bewertung dient als Grundlage für die Definition repräsentativer Konzepte und Use Cases und für die Entwicklung replizierbarer technischer Lösungen.

State-of-the-art der Wärmenetze in Österreich

Fernwärme deckt 24 % des Heizwärmebedarfs in Österreich ab. Die Anzahl der von der Fernwärme versorgten Wohnungen nimmt jedes Jahr kontinuierlich zu, wie in Abbildung 8 dargestellt. Diese Art der Wärmeversorgung wird vor allem in Ballungszentren mit hohen Wärmebedarfsdichten eingesetzt. Gemäß Abbildung 9 entfallen 46 % des Nah- und Fernwärmeabsatzes in Österreich auf Haushalte, während 39 % des verkauften Volumens auf den öffentlichen und privaten Dienstleistungssektor entfallen. Die restlichen Umsätze entfallen auf den Industriebereich [17].

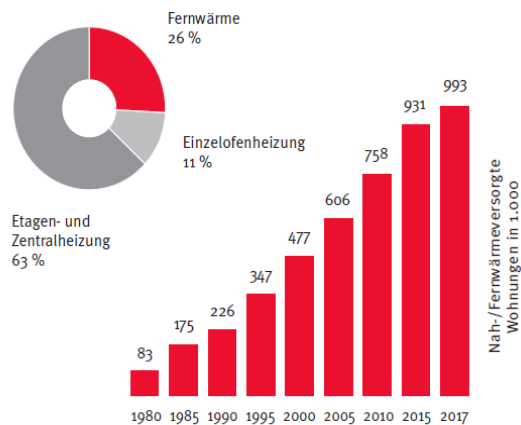


Abbildung 8: Fern- und Nahwärmeversorgte Wohnungen [17]

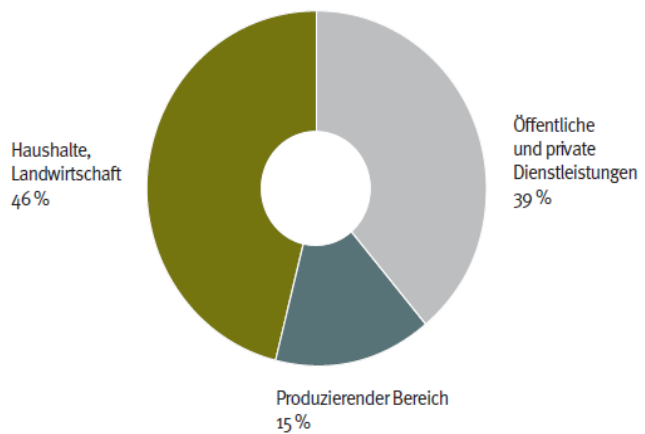


Abbildung 9: Fern- und Nahwärmeumsätze für verschiedene Sektoren [17]

Fast die Hälfte der Wärmeerzeugung in Nah- und Fernwärmenetzen in Österreich basiert auf erneuerbaren Energien. Den größten Beitrag (bis zu 23 %) zu dieser Kategorie leisten Abfälle nach Abbildung 10. 2016 wurden fast 90 % der Nah- und Fernwärme aus CO₂-neutralen oder CO₂-armen Primärenergiequellen, einschließlich Erdgas, erzeugt.

Die zukünftige Entwicklung ist aufgrund der Trends der internationalen Energiemärkte ungewiss. Gasbefeuerte Heizkraftwerke können aufgrund niedriger Strompreise und höherer Gaspreise oftmals nicht wirtschaftlich betrieben werden. Daher wurde in der Vergangenheit die Wärmeerzeugung zunehmend von hocheffizienten KWK-Anlagen auf Heizkessel verlagert, wie in Abbildung 11 dargestellt. Während der KWK-Anteil an der gesamten Nah- und Fernwärmeerzeugung 2008 ein historisches Maximum von 75 % erreichte, sank er 2013 auf 63 % und stieg wieder auf 68 % im Jahr 2015. Der Hauptgrund für das letzte Wachstum ist der zunehmende Einsatz von gasbetriebenen Blockheizkraftwerken für das Engpassmanagement, was wirtschaftliche Vorteile bringt.

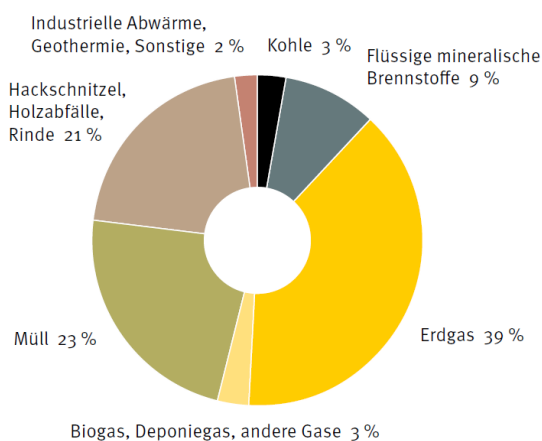


Abbildung 10: Brennstoffeinsatz in der Fernwärmeerzeugung [18]

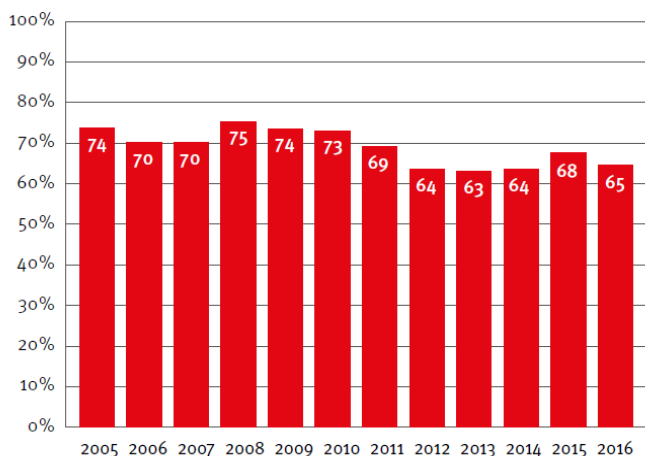


Abbildung 11: Wärmeerzeugung aus der Kraft-Wärme-Kopplung [18]

Die Gesamtlänge der Wärmenetze in Österreich beträgt ca. 5.900 km, wie in Abbildung 12 dargestellt. Der Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW) erklärt, dass die Wärmeversorgungsunternehmen weiterhin in die Konsolidierung und den weiteren Ausbau ihrer

Netze investieren werden. Zwischen 2018 und 2027 ist eine jährliche Erweiterung von 26 bis 67 km Fernwärmeleitungen geplant – die durchschnittliche jährliche Entwicklungsrate wird auf 42 km geschätzt [17]. Gründe für die rückläufige Expansion sind Verdichtung im Mehrgeschossbau sowie eine weniger dynamische Entwicklung des Neubaus.

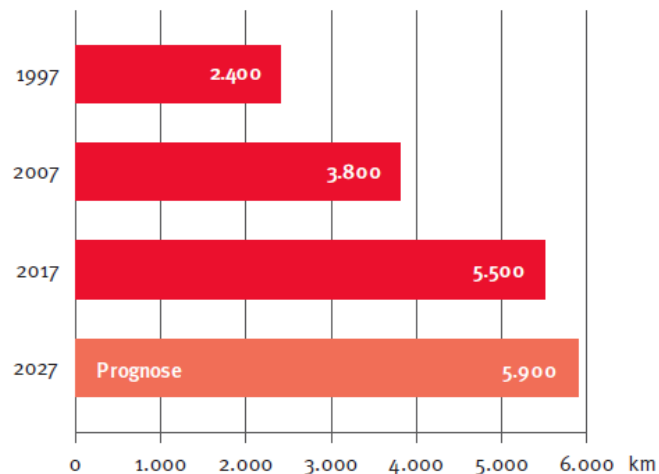


Abbildung 12: Entwicklung der Netzwerklänge in der Fernwärme 1996-2026 [19]

In Österreich wird Fernwärme von verschiedenen Akteuren, meist kommunale Unternehmen bereitgestellt. Haupteinsatzbereiche sind größere Städte wie Wien, Graz, Linz, Salzburg, Klagenfurt, St. Pölten und Wels. In kleineren Gemeinden spielt die Fernwärme jedoch eine immer wichtigere Rolle [20].

Charakterisierung von biomassebasierten Wärmenetzen

Die Charakterisierung der bestehenden biomassebasierten Wärmenetzen basiert auf der Datenbank von QM Heizwerke, die derzeit als die vollständigste Datenbank gilt. Sie enthält relevante Daten und technische Dokumentationen mehrerer Netze, darunter hydraulische Schemata einzelner Anlagen, Kundendaten und jährliche Betriebsberichte [21].

In den meisten Netzen, bis zu 98 %, ist ein Biomassekessel installiert und in rund 8 % der Netze befindet sich ein Biomasseheizkraftwerk. In 55 % der Wärmenetze werden Öl- oder Gaskessel zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt und 29 % nutzen teilweise Wärmerückgewinnungssysteme. Andere Arten von Erzeugern, wie industrielle Abwärme- oder Biogasanlagen, sind in 10 % der Netze zu finden.

Abbildung 13 zeigt die Verteilung der Heizkraftwerke nach der installierten Leistung und der erzeugten Wärmemenge. Biomassekessel und Blockheizkraftwerke machen weniger als die Hälfte der installierten Leistung aus, sind aber für 85 % der erzeugten Wärme verantwortlich. Öl- und Gaskessel haben fast die gleiche installierte Leistung, tragen aber mit nur 1 % zur gesamten Wärmeerzeugung bei, da sie in der Regel als Reserveanlagen und für Spitzenlasten betrieben werden.

Die Leistung der Biomassekessel liegt zwischen 0,5 und 10 MW_{th} (50 % der Kessel haben eine Leistung unter 1,6 MW_{th}). Bei Öl- und Gaskesseln liegt die Kapazität zwischen 0,5 und 25 MW_{th} (50 % der Kessel haben eine Kapazität unter 3 MW_{th}).

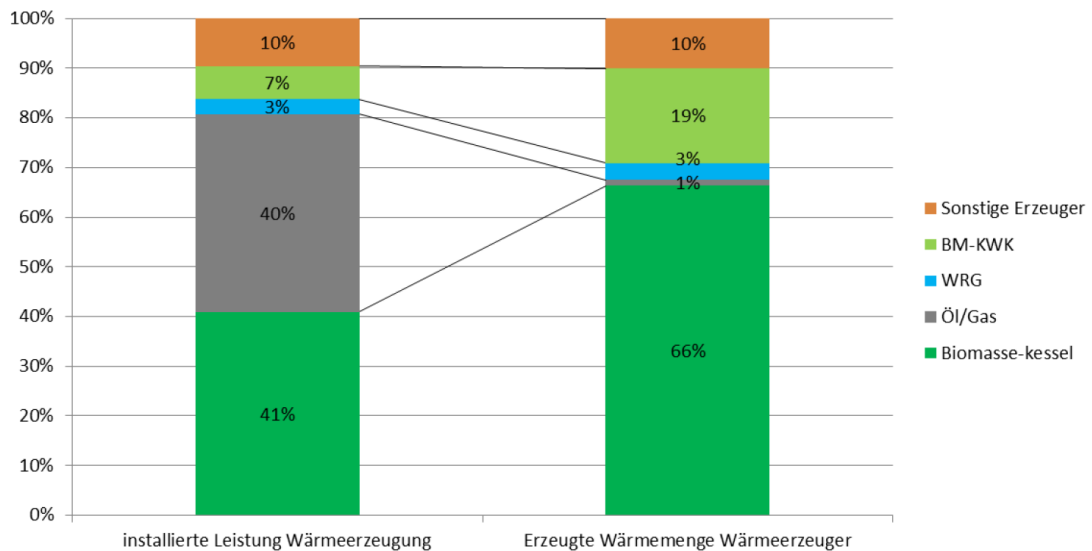


Abbildung 13: Verteilung der Heizkraftwerke nach der installierten Leistung und der erzeugten Wärmemenge [22]

2.2.2. Konzepte

Um den Umfang der im Projekt fit4power2heat durchgeführten Machbarkeitsstudie zum Wärmepumpen-Pooling abzugrenzen, werden mehrere konkrete Konzepte entwickelt. Die Konfiguration der Konzepte basiert auf dem Geschäftsfeld Wärmenetze der ENGIE Austria GmbH und den verfügbaren Messdaten (z.B. Wärmebedarfsprofile, Vor-/Rücklauf temperaturprofile, Volumenstrom).

Die Charakterisierung der Konzepte erfolgt in Bezug auf Kundenzahl, Wärmebedarf, Vor- und Rücklauf temperatur, installierte Leistung und Art der Erzeuger. Die drei entwickelten Konzepte umfassen ein Fernwärmenetz, ein Nahwärmenetz und einen Großkunden wie folgt:

Konzept A: Fernwärmenetz

Das Fernwärmenetz versorgt mehr als 200 Kunden und hat eine Länge von rund 12 km. Die Wärmeversorgung betrug 2017 6,5 GWh und das System war für 6.120 Stunden (3,5 Monate Sommerpause) in Betrieb (letzte verfügbare Daten zum Zeitpunkt der Auswertung). Das System wird in den Sommermonaten (von Juni bis August) abgeschaltet. In diesem Zeitraum decken Luftwärmepumpen, Solaranlagen oder Elektrodirektheizungen den Wärmebedarf. Die durchschnittliche Vor- und Rücklauf temperatur beträgt 78 °C bzw. 46 °C.

Das Netz wird von zwei wechselseitig arbeitenden Biomassekesseln mit einer Nennleistung von 2,4 MW und 0,8 MW versorgt. Zusätzlich wurde eine Rauchgaskondensationsanlage (300 kW) zusammen mit einem Zyklon und einem E-Filter installiert, um die im Abgas der Kessel enthaltenen Feststoffe abzuscheiden. Die rückgewinnbare Wärmemenge beträgt 600 MWh, was zu einer Gesamtwirkungsgradsteigerung von rund 10 % führt. Um die Wärmezufuhr vom Netz zu entkoppeln und Bedarfsspitzen abzudecken, steht ein Wärmespeicher (100 m³) zur Verfügung.

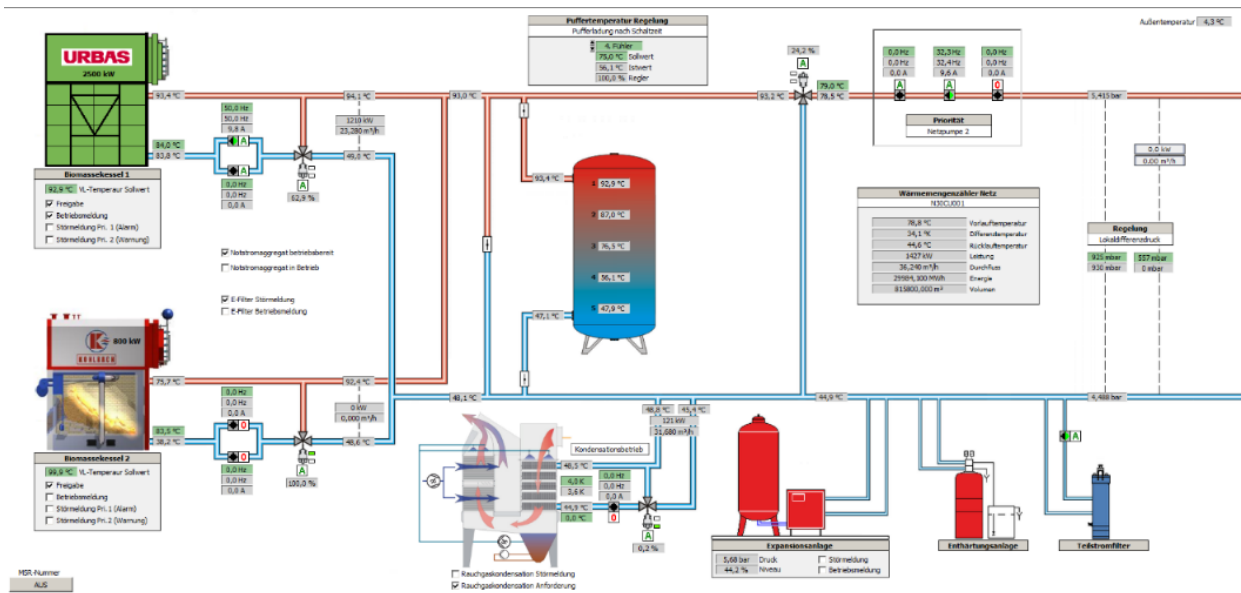


Abbildung 14: Übersicht über das hydraulische Schema im Konzept A (Quelle: technische Daten der ENGIE Austria GmbH)

Konzept B: Nahwärmenetz

Das teilweise neue Netz versorgt 50 Hütten, ein Herrenhaus und mehrere Verwaltungsgebäude. Das System wird bei einer Vorlauftemperatur von 68 °C und einer Rücklauftemperatur von 46 °C betrieben.

In der Heizzentrale befinden sich zwei identische Biomassekessel, die wechselseitig betrieben werden und eine Leistung von jeweils 0,5 MW haben. In der Nähe der Zentrale befindet sich ein Wärmespeicher (30 m³) für die Spitzenabdeckung. Im Ganzjahresbetrieb liefern die beiden Kessel während 1.711 bzw. 1.592 Volllaststunden rund 1,5 GWh Wärme. Aus diesem Betrieb resultiert eine Erzeugung von rund 70 bis 200 MWh pro Monat.

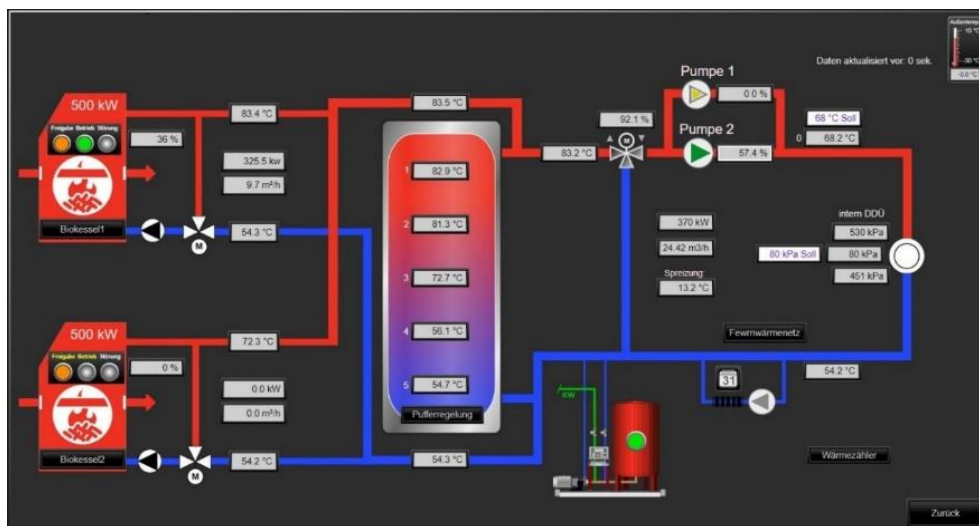


Abbildung 15: Übersicht über das hydraulische Schema im Konzept B (Quelle: technische Daten der ENGIE Austria GmbH)

Konzept C: Großkunde

Dieses Wärmeversorgungs-konzept besteht aus einer Hotelanlage mit einem Spa-Bereich. Der Wärmebedarf wird durch einen 0,5 MW Biomassekessel gedeckt. Zusätzlich beinhaltet das Netz einen Wärmespeicher mit einem Volumen von 16,5 m³. Der jährliche Wärmebedarf der Hotelanlage betrug

2017 2,2 GWh (80 – 315 MWh/Monat). Das System wird mit einer durchschnittlichen Vor- und Rücklauftemperatur von 75 °C bzw. 48 °C betrieben.

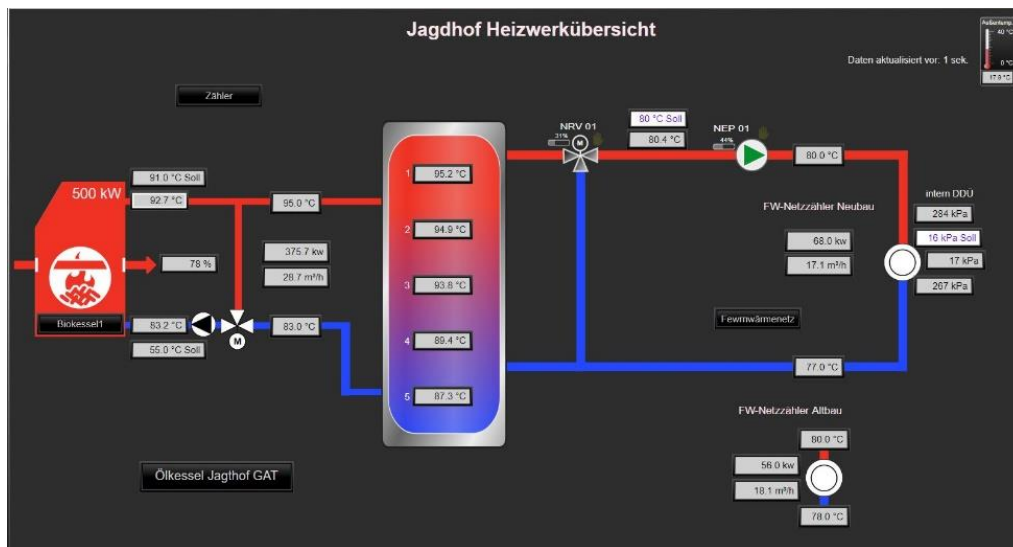


Abbildung 16: Übersicht über das hydraulische Schema im Konzept C (Quelle: technische Daten der ENGIE Austria GmbH)

2.2.3. Aktuelle und zukünftige Marktstruktur

Das vorliegende D2.1 (Bericht zu potenziellen Anwendungsfälle von Wärmepumpen in Fernwärmebereich mit Fokus auf Strom-Fernwärme Markt Kopplung) gibt einen umfassenden Überblick über den aktuellen Stand der Strommarktstruktur in Österreich sowie einen Überblick über die zu erwartenden zukünftigen Marktentwicklungen. Auf Basis dieser Beschreibung werden die aktuellen und zukünftigen Szenarien parametrisiert, die die Randbedingungen für die Simulation der im Kapitel "2.3.1 Use Cases" definierten Use Cases darstellen.

Für das State-of-the-Art-Szenario werden folgende Annahmen definiert:

- **Biomasse-Preis**

Basierend auf Daten der ENGIE Austria GmbH wird der Biomassepreis mit 24,9 €/MWh angenommen.

- **Strompreise und Anrufwahrscheinlichkeiten**

Die Parametrisierung des Ausgleichsmarktes basiert auf den von der APG (Austrian Power Grid) veröffentlichten Energiepreisen und Strompreisen für das Jahr 2017 [23, 24], das zum Zeitpunkt der Auswertung das letzte verfügbare Jahr war. Tabelle 2 zeigt die durchschnittlichen Strommarktpreise und Anrufwahrscheinlichkeiten für das Jahr 2017.

Markt		Energiepreis (€/MWh)		Anrufwahrscheinlichkeit (%)		Strompreis (€/MWh/h)	
		Positiv	Negativ	Positiv	Negativ	Positiv	Negativ
SRL ⁽¹⁾	Niedrig	55	-9	77	87	2	3
	Mittel	622	147	2	5	2	3
	Hoch	4.446	3.271	0,3	0,8	2	3
TRL ⁽²⁾	Niedrig	127	102	2	2	3	2
	Mittel	(*) 913	(*) 497	0,1	0,5	3	2
Day-ahead Spot (Epex)		34		-		-	
Pauschaltariff		67		-		-	

⁽¹⁾ Sekundärregelleistung

⁽²⁾ Tertiärregelleistung

(*) Mittlere Energiepreise (die Merit Order ist nicht verfügbar).

Tabelle 2: mittlere Strommarktpreise und Anrufwahrscheinlichkeiten für 2017

Das Zukunftsszenario wird auf Basis der Entwicklung der Strom- und Biomassepreise sowie der Anrufwahrscheinlichkeiten der letzten Jahre erstellt. Die Vorhersage der zukünftigen Entwicklung der genannten Variablen impliziert aufgrund ihres stochastischen Charakters und der häufigen Veränderungen in der Gestaltung des Strommarktes eine hohe Komplexität und Unsicherheit. Daher wird der ihnen zugeordnete Variabilitätsgrad auf Basis der von der APG veröffentlichten historischen Strompreise [24], und der vom Österreichischen Biomasse-Verband [25] veröffentlichten historischen Biomassepreise zwischen 2012 und 2018 ermittelt. Darüber hinaus wird ein Review zu mehreren Publikationen einschließlich einer Prognose für die Biomassepreise berücksichtigt [26]. Dieser Ansatz führt zu den folgenden Annahmen:

- Preisschwankungen bei Biomasse: ± 10 % des angenommenen Biomassepreises für das State-of-the-Art-Szenario.
- Strompreisschwankungen im Day-Ahead-Markt: ± 25 % des angenommenen Preises für das State-of-the-Art-Szenario.
- Strompreisschwankung im SRL Markt: ± 20 € gegenüber den angenommenen Preisen für das State-of-the-Art-Szenario.
- Anrufwahrscheinlichkeit im SRL Markt (niedrige Position im Merit Order): -25 % und -50 % der angenommenen Anrufwahrscheinlichkeiten für das State-of-the-Art-Szenario.

Dieses Szenario wird entwickelt, um eine Sensitivitätsanalyse des Einflusses zukünftiger Marktentwicklungen auf die entwickelten technischen Lösungen durchzuführen.

2.3. Simulation Modul

Die technisch-ökonomische Bewertung der Use Cases erfolgt durch ein in Python implementiertes operatives Optimierungsmodell. Das Modell basiert auf dem Mixed Integer Linear Programming (MILP) Verfahren. Das Modell liefert die kostenoptimale Betriebsstrategie für die im jeweiligen Energiesystem implementierten Komponenten. Diese Komponenten, zu denen Biomassekessel, Speicher und Wärmepumpen gehören, werden mit ihren spezifischen Daten in das Modell importiert. Die Eingangsdaten für die Biomassekessel und Wärmepumpen berücksichtigen Nennleistung, Wirkungsgrad, minimalen Teillastbetrieb, Anfahr-, Betriebs- und Brennstoffkosten. Die

Speicherparametrisierung basiert auf der Kapazität, dem Wärmeverlustfaktor und dem minimalen Ladezustand. Der Strommarkt wird basierend auf Energiepreisen, Strompreisen und Anrufwahrscheinlichkeiten parametrisiert.

Unter Berücksichtigung der verfügbaren Rechenleistung wird das Optimierungsproblem, das für ein ganzes Jahr gelöst wird, in kleinere Optimierungsprobleme aufgeteilt. Die Optimierung erfolgt für zwei Tage, auf einer Zeitbasis von 15 Minuten und läuft rekursiv durch das Jahr.

In den folgenden Kapiteln werden die Eingangsdaten für das Simulationsmodul vorgestellt.

2.3.1. Use Cases

Durch Kombination der Systemkomponenten Wärmenetz (Verbrauchertypologie, Sommersaison, Gebäudetypologie), Wärmepumpen (Wärmeleistung, Quelle) und Strommärkte (Markttyp, Gebotsstrategie) werden mehrere Use Cases definiert:

Konzept	Use Case ⁽¹⁾	Wärmenetz						Wärmepumpe				Strommärkte							
		Verbrauchertypologie			Sommer-saison		Gebäude-typologie		Thermische Kapazität		Quelle		Art des Marktes			Position innerhalb der Merit Order			
		Fernwärmenetz	Nahwärmenetz	Großkunde	ja	nein	Wohnbau	Nicht-wohnbau	klein (102kW _{th})	groß (224 kW _{th})	groß (204 kW _{th})	Rauchgas	Abwasser	Day-ahead	Pauschal Tariff	Regelenergie (SRL)	Regelenergie (TRL)	niedrige Erlöse, hohe Abruflwahrsch.	mittlere Erlöse, mittlere Abruflwahrsch.
A	A-baseline							Keine Wärmepumpe											
	A1													✓					
	A2												✓						
	A3	✓				✓	✓								✓			✓	
	A4													✓				✓	
	A5												✓						✓
	A6								✓			✓					✓		
	A7														✓		✓		✓
B	B-baseline							Keine Wärmepumpe											
	B1-FG														✓				
	B2-FG													✓					
	B3-FG		✓			✓	✓								✓			✓	
	B4-FG													✓				✓	
	B5-FG								✓			✓							✓
	B6-FG														✓		✓		
	B7-FG														✓		✓		✓
	B1.1-SW														✓				
	B2.1-SW													✓					
	B3.1-SW														✓			✓	
	B4.1-SW		✓			✓	✓		✓			✓						✓	
	B5.1-SW														✓				✓
	B6.1-SW															✓		✓	
	B7.1-SW															✓		✓	

stabilen Betrieb bei Temperatur- oder Massenstromschwankungen im Rücklauf zu gewährleisten, wird ein Bypass installiert.

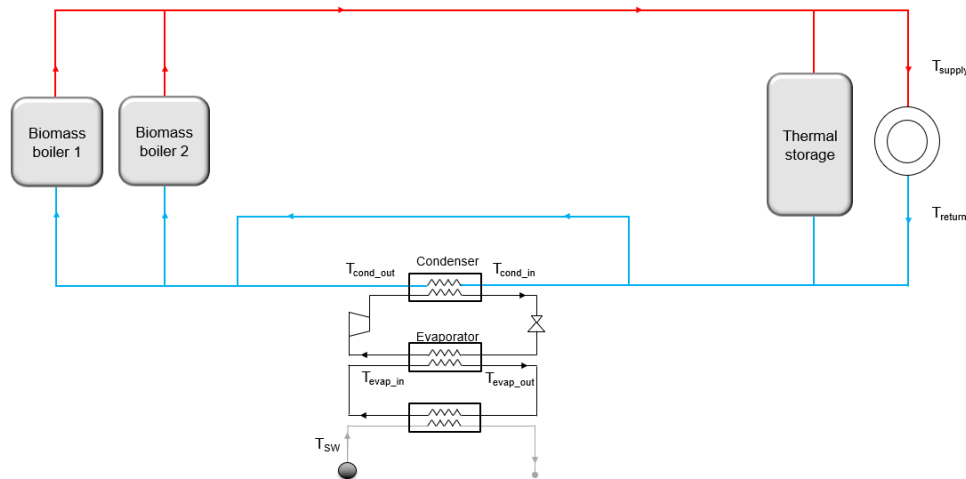


Abbildung 18: Integrationsschema der Wärmepumpe (Abwasser als Quelle). Zusätzliche Temperaturparametrierung siehe in Tabelle 4 und Tabelle 5.

Tabelle 4 zeigt die Charakterisierung der baseline Use Cases in Bezug auf Wärmebedarf, installierte Leistung und Durchschnittstemperaturen.

Parameter	Einheit	Use Case A	Use Case B	Use Case C
Wärmebedarf	GWh/year	6,5	1,5	2,2
Mittlere Vorlauftemperatur (T_{supply})	°C	78	68	75
Mittlere Rücklauftemperatur (T_{return})	°C	46	46	48
Kapazität des Biomassekessels (Kessel 1/Kessel 2)	kW	2400/800	500/500	500
Volumen des Speichers	m ³	100	30	16,5
Bestehende Rauchgaskondensation (baseline)	-	yes	no	no
Mittlere Rauchgastemperatur vor dem Kondensator (T_{FG_in})	°C	130	-	-
Mittlere Rauchgastemperatur nach dem Kondensator (T_{FG_out})	°C	48	-	-
Mittlere Rauchgastemperatur nach dem Wärmetauscher ($T_{FG_HE_out}$)	°C	41	-	-

Tabelle 4: Charakterisierung der Use Cases "A-Baseline", "B-baseline" und "C-baseline".

Tabelle 5 zeigt die technischen Daten der Wärmepumpen und Wärmequellen in den Konzepten A, B und C.

Parameter	Einheit	Konzept A	Konzept B		Konzept C
Quelle der Wärmepumpe	-	Rauchgas	Rauchgas	Abwasser	Rauchgas
Kapazität der Wärmepumpe	kW _{th}	224	102	102 und 204	102
COP der Wärmepumpe	-	5,4	5,1	3,8	5,1
Arbeitsmittel	-	R1234ze	R1234ze	R134a	R1234ze
Mittlere Eintrittstemperatur Verdampfer (T_{evap_in})	°C	47	46	20	49
Mittlere Austrittstemperatur Verdampfer (T_{evap_out})	°C	40	40	17	39
Mittlere Eintrittstemperatur Kondensator (T_{cond_in})	°C	60	55	46	60
Mittlere Austrittstemperatur Kondensator (T_{cond_out})	°C	78	70	61	75

Parameter	Einheit	Konzept A	Konzept B	Konzept C
Mittlere Rauchgastemperatur vor dem Kondensator (T_{FG_in})	°C	130	150	140
Mittlere Rauchgastemperatur nach dem Kondensator (T_{FG_out})	°C	48	47	50
Mittlere Rauchgastemperatur nach dem Wärmetauscher ($T_{FG_HE_out}$)	°C	41	41	40
Mittlere Temperatur des Abwassers (T_{SW})	°C	-	-	20

Tabelle 5: Daten der Wärmepumpen und Wärmequellen in den Konzepten A, B und C.

2.3.3. Die Szenarios State-of-the-art und Zukunft

Die Entwicklung der State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien basiert auf den aktuellen und zukünftigen Marktbedingungen, die in Kapitel „2.2.3 Aktuelle und zukünftige Marktstruktur“ dargestellt sind.

2.3.4. Umsetzung des Wärmepumpen-Pooling-Konzeptes im Optimierungsmodell

Im Optimierungsmodell wurde jedes Wärmenetz individuell simuliert, so dass Portfolioeffekte vernachlässigt werden konnten. Um die Ergebnisse von einem Wärmenetz auf den gesamten Subpool zu skalieren, wurden die Erlöse und Kosten addiert. Dieses kann dadurch begründet werden, dass jedes Wärmenetz in der Lage ist, die volle 4-stündige Produktlänge selbstständig bereitzustellen (für weitere Details siehe Deliverable D4.1).

Aufgrund der hohen Kosten für die IT Infrastruktur und den laufenden Betrieb wäre es nicht wirtschaftlich, mit nur wenigen Wärmepumpen oder Kraftwerken am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Aus diesem Grund wird es im Modellansatz des Projekts *fit4power2heat* vermieden, einen eigenen Pool für die Marktteilnahme zu erstellen. Es wird stattdessen ein Sub-Pool von Wärmepumpen erstellt, der dann zu einem existierenden Pool hinzugefügt wird. In Österreich gibt es einige unabhängige Aggregatoren, die kleinen Kraftwerken oder Lasten den Service eines Pool-Anbieters zur Verfügung stellen. Zur Kostendeckung wird der erwirtschaftete Profit mit dem Flexibilitätsanbieter geteilt. Zusätzlich können jedoch auch einmalige Kosten für die Installation der nötigen Kommunikationsinfrastruktur anfallen. Die Aggregatoren benötigen normalerweise eine Kraftwerks-Mindestgröße, um am Pooling teilzunehmen. Zusätzlich wird von jedem Teilnehmer verlangt, dass Regelenergie im Ausmaß von 4 h zur Verfügung gestellt werden kann. Im Rahmen des Projekts *fit4power2heat* wurden die Bedingungen und Kosten für die Teilnahme am Pooling von zwei Aggregatoren erfragt: Next-Kraftwerke [27] und A1 Telekom Austria AG [28].

Obwohl es keine offizielle Mindestgröße für die Teilnahme am A1-Pool gibt, ist es wahrscheinlich, dass sie ähnliche Anforderungen wie die next-kraftwerke (> 150 kW) haben. Die im Projekt *fit4power2heat* betrachteten Wärmepumpen liegen alle unter 150 kW_{el}, so dass sie unter aktuellen Bedingungen nicht einzeln am Pool teilnehmen könnten. Wenn sie jedoch mehrere Wärmepumpen in einem aggregierten Subpool anbieten, können sie die erforderliche Mindestgröße erreichen. Darüber hinaus laufen aktuelle Forschungsvorhaben bzgl. Erleichterungen für kleinerer Einheiten am Regelenergiemarkt. So sollen beispielsweise im Projekt Flex+ [29] Wärmepumpen von Haushaltskunden am Ausgleichsmarkt teilnehmen. Daher wurde die Mindestgröße für die Regelenergiemärkte im Optimierungsmodell nicht berücksichtigt.

Neben der Mindestgebotsgröße und der Produktlänge gibt es noch weitere technische Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, wie Reaktionszeiten.

Daher wurden folgende technische Parameter von ENGIE Kältetechnik für die analysierten Wärmepumpen angefordert:

- Minimale Laufzeit: 9 Minuten
- Minimal Stillstandszeit: 1 Minute
- Maximale Anzahl an Betriebszyklen: 6 pro Stunde
- Abschaltzeit: 3 Minuten
- Anschaltzeit: 3 Minuten

Diese Spezifikationen werden mit den technischen Anforderungen für den Regelenergiemarkt verglichen (siehe Deliverable D2.1). Die Dauer des Ein- und Ausschaltvorgangs der Wärmepumpe zeigt, dass sie schnell genug ist, um sowohl am Sekundär- als auch am Tertiärmarkt teilzunehmen. Allerdings konnten die maximalen Schaltzyklen und die minimale Einschaltzeit, insbesondere für SRL, nicht garantiert werden, wenn die Wärmepumpe ihre volle Kapazität auf dem Markt anbieten würde. Werden die Wärmepumpen häufiger als in den Spezifikationen erlaubt geschaltet, kann dies negative Auswirkungen auf ihre Lebensdauer haben. Daher sind im Optimierungsmodell keine vollen Ein-/Ausschaltzyklen für den Ausgleichsmarkt erlaubt. Demzufolge können die Wärmepumpen nur in Zeiten, in denen sie bereits eingeschaltet sind und am Day-Ahead-Spotmarkt arbeiten, Regelenergie anbieten. Wenn sie vom Markt aufgerufen werden, müssen sie nur ihre elektrische Leistung modulieren. Die Wärmepumpen überschreiten daher niemals die maximalen Schaltzyklen von 6 pro Stunde und erfüllen immer die minimalen Laufzeiten und Stillstandszeiten.

Die Annahme eines Sub-Pools beugt diesem Problem vor. Der Sub-Pool bietet ausschließlich einen Teil der Gesamtkapazität am Regelenergiemarkt an. Die unterschiedlichen Wärmepumpen werden dabei nicht gleichzeitig, sondern abwechselnd betrieben. Diese Betriebsstrategie stellt sicher, dass keine Wärmepumpe ihre maximalen Ein-/bzw. Ausschaltzyklen überschreitet.

2.4. Wirtschaftliches Modul

Die Machbarkeitsstudie erfolgt in einem internen Kalkulationstool für die Bewertung neuer Investitionen der ENGIE Austria GmbH. Das Tool basiert auf der Annuitätenmethode, mit der die Abschreibung eines Vermögenswertes bestimmt wird, indem die Rendite so berechnet wird, als wäre es eine Investition. Die im Tool eingegebenen Inputs bestehen aus den Simulationsergebnissen (optimierte Betriebskosten, optimierte Betriebsstrategie) und ökonomischen Daten (Investitionskosten, Wartungskosten, Netzkosten, Brennstoff- und Strompreise). Das Tool bewertet jeden Use Case unter state-of-the-art und Zukunftsszenarien. Es werden folgende Kennzahlen, die zur Konfiguration der Geschäftsmodelle benötigt werden, berechnet: Internal Rate of Return (IRR), der Return of Capital Employed (ROCE) auf drei Jahre und das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT-Marge).

2.4.1. Eingangsparameter

Die Eingangsdaten für das wirtschaftliche Kalkulationstool bestehen aus Investitionskosten, Betriebskosten, Zuschüssen und Netzkosten.

Tabelle 6 zeigt die berücksichtigten Investitionskosten für Biomassekessel, Wärmespeicher, Wärmepumpen, den Rauchgaskondensator und den Wärmetauscher. Diese Kosten beinhalten Zuschüsse und einmalige Netzkosten.

Komponente	Baseline A	A	Baseline B	B-FG	B1-SW	B2-SW	Baseline C	C
Biomasse Kessel	350.000€ (2.400kW) 140.000€ (800 kW)	350.000€ (2.400kW) 140.000€ (800 kW)	84.000€ (500kW)	84.000€ (500kW)	84.000€ (500kW)	84.000€ (500kW)	84.000€ (500kW)	84.000€ (500kW)
Wärmespeicher	68.000€ (100m ³)	68.000€ (100m ³)	23.200€ (30m ³)	23.200€ (30m ³)	23.200€ (30m ³)	23.200€ (30m ³)	13.200€ (16,5m ³)	13.200€ (16,5m ³)
Wärmepumpe	-	73.011€ (224 kW _{th})	-	33.317€ (102 kW _{th})	34.665€ (102 kW _{th})	69.331€ (204 kW _{th})	-	33.317€ (102 kW _{th})
Rauchgaskondensation	-	56.700€	-	25.704€	-	-	-	25.704€
Wärmetauscher	-	-	-	-	39.375€	78.750€	-	-

⁽¹⁾ Quelle für die Investitionskosten des Biomassekessels: ENGIE Austria GmbH

⁽²⁾ Quelle für die Investitionskosten des Wärmespeichers ENGIE Austria GmbH

⁽²⁾ Quelle für die Investitionskosten Wärmepumpe: [30]

⁽³⁾ Quelle für die Investitionskosten Rauchgaskondensator: [30]

⁽⁴⁾ Quelle für die Investitionskosten Abwasserwärmetauscher: 750 €/kW_{extracted} [31]

Tabelle 6: Übersicht über die Investitionskosten (inkl. Zuschüsse und einmalige Netzkosten)

Die Betriebs- und Wartungskosten (O&M) der Systemkomponenten werden als Prozentsatz der Investitionskosten betrachtet (Tabelle 7). Die geschätzten Betriebs- und Wartungskosten betragen 2 % der Investitionskosten für den Biomassekessel und die Wärmepumpe sowie 1 % der Investitionskosten für den Pufferspeicher, den Rauchgaskondensator und den Wärmetauscher für die externe Wärmequelle.

Komponente	Jährliche O&M Kosten [% der Investitionskosten]
Biomasse Kessel	2
Wärmespeicher	1
Wärmepumpe	2
Rauchgaskondensation	1
Wärmetauscher	1

Tabelle 7: Jährliche O&M Kosten in % der Investitionskosten

Die Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC) [32] bietet Fördermittel für unterschiedliche Energieerzeugungseinheiten und Komponenten an. Die Förderquoten variieren je nach den technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Anforderungen. Tabelle 8 zeigt die Fördersätze für Biomassekessel, Wärmespeicher, Wärmepumpen, Rauchgaskondensatoren und Wärmetauscher.

Komponente	Fördersätze [% der Investitionskosten]
Biomasse Kessel	30
Wärmespeicher	20
Wärmepumpe	20
Rauchgaskondensation	30
Wärmetauscher	30

Tabelle 8: Fördersätze in % der Investitionskosten

Die Netzkosten sind im Deliverable D2.1 beschrieben.

2.4.2. Wirtschaftliche Kennzahlen

Um eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Use Cases zu treffen, werden die folgenden wirtschaftlichen Kennzahlen berechnet:

Interner Zinsfuß (Internal Rate of Return, IRR): Der interne Zinsfuß ist der Zinsfuß auf das in einem Investitionsprojekt oder einer Finanzierungsoperation gebundene Kapital. Der interne Zinssatz bewertet die Rendite von Investitionsvorhaben oder den Effektivzinssatz von Finanzierungsmaßnahmen. Der interne Zinsfuß ist der Abzinsfaktor, bei dem der Barwert des Investitionsvorhabens oder der Finanzierungsmaßnahme Null ist. Der Barwert der Einlagen entspricht in diesem Fall dem Barwert der Zahlungen [33]. Die interne Rendite zeigt somit, ob sich die Investition bei Betrachtung über die gesamte Laufzeit langfristig auszahlen wird. Je höher die Rendite, desto profitabler die Investition.

Return on Capital Employed (ROCE): Die Kennzahl ROCE gibt an, wie effizient ein Unternehmen mit dem investierten Kapital umgeht. Die Kennzahl errechnet sich aus der Division des Ergebnisses vor Zinsen und Steuern (EBIT) durch das eingesetzte Kapital [34]. Bei der Analyse von Geschäftsmodellen muss dieser Wert über 10 % liegen, damit die Investition sinnvoll ist. Solange dieser Wert erreicht ist, ist die Höhe der Kennzahl kein Indikator für die Wirtschaftlichkeit des Use Cases. Die ROCE wird wie folgt berechnet:

$$\text{ROCE} = (\text{NOPAT (Net Operating Profit After Taxes)}) / (\text{Anlagevermögen} + \text{Working Capital}) [35]$$

Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT): Die Kennzahl EBIT bezeichnet das Ergebnis vor Zinsen und Steuern und gibt Auskunft über die Rentabilität des operativen Geschäfts eines Unternehmens. Letzteres ist mit Hilfe des EBIT mit anderen Unternehmen vergleichbar, unabhängig von Finanzierungsformen und regionaler Besteuerung [36]. Der EBIT berechnet sich wie folgt [35]:

$$\begin{array}{l} \text{Nettoeinkommen} \\ + \text{Ertragsteuern} \\ \hline = \text{EBT (Ergebnis vor Steuern)} \\ + \text{Fremdkapitalzinsen} \\ \hline = \text{EBIT (Ergebnis vor Zinsen und Steuern)} \end{array}$$

Die EBIT-Marge (in Prozent) wird verwendet, um die Profitabilität der Use Cases in den Geschäftsmodellen zu vergleichen. Je höher die EBIT-Marge eines Use Cases ist, desto wirtschaftlicher ist sie. Dieser wird wie folgt berechnet:

$$\text{EBIT-Marge in \%} = (\text{EBIT} * 100) / \text{Umsatz} [35]$$

Die Machbarkeitsstudie basiert auf den Kennzahlen IRR, ROCE und EBIT-Marge. Diese sind für die Bewertung des Geschäftsmodells und der Investitionsentscheidung in einem Unternehmen entscheidend. Da der IRR und der ROCE Auskunft darüber geben, ob eine Investition aus Sicht eines Unternehmens realisierbar ist, müssen diese Kennzahlen die 10%-Schwelle überschreiten, damit eine Investition für das jeweilige Geschäftsmodell getätigt werden kann. Für Geschäftsmodelle mit einem IRR und einem ROCE unter 10% wird die Investitionsmöglichkeit nicht in Betracht gezogen.

In einem zweiten Schritt wird das EBIT untersucht, das angibt, welches der Geschäftsmodelle, die die Hürdenrate von IRR und ROCE überwunden haben, die besten Ergebnisse aufweist.

3. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Projekts fit4power2heat vorgestellt.

3.1.1. Optimale Betriebsstrategie der Wärmeerzeugungsanlagen und Gebotsstrategie der Wärmepumpe

Die Ergebnisse des Optimierungsmodells werden für jeden Use Case technisch-wirtschaftlich bewertet. Die Ergebnisse stellen die optimale Betriebsstrategie für den Biomassekessel, die Wärmepumpe und den Speicher sowie die optimale Gebotsstrategie für die Wärmepumpe dar.

Der Gesamtbetrieb der Heizwerke im Wärmenetz wird im Wesentlichen durch die Quelle der Wärmepumpe beeinflusst. Wie im Deliverable D3.1 beschrieben, werden zwei verschiedene Quellen betrachtet: Rauchgas und Abwasser, die jeweils eine individuelle hydraulische Integration der Wärmepumpe erfordern (erläutert im Deliverable D3.1), was sich insbesondere auf das Zusammenspiel mit dem Biomassekessel auswirkt.

RAUCHGAS ALS QUELLE

Wenn das Rauchgas als Quelle für die Wärmepumpe betrachtet wird, ist der Betrieb der Wärmepumpe mit dem Biomassekessel gekoppelt. Der Biomassekessel muss aktiv sein, um die Wärmepumpe zu betreiben. Wenn die Strompreise attraktiv genug sind, trägt die Wärmepumpe immer zur Wärmeerzeugung bei, was auch den Betrieb des Biomassekessels erfordert. In diesem Fall läuft der Biomassekessel sozusagen in Abhängigkeit des Strommarkts.

In Zeiten mit niedrigem Wärmebedarf und attraktiven Strompreisen, d.h. günstigen Preisen im Day-Ahead-Spotmarkt und hohen Umsätzen am Regenergiemarkt, wird die erzeugte überschüssige Wärme in den Wärmespeicher gefahren. Der Speicher bietet dem System Flexibilität und wird häufig zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt, wenn aufgrund hoher Strompreise weder der Biomassekessel noch die Wärmepumpe in Betrieb sind.

Abbildung 19 zeigt exemplarisch den Betrieb von Biomassekessel, Wärmepumpe und Speicher für eine Woche im Winter, auf 15-Minuten-Basis, für den Use Case B3-FG (siehe Deliverable D3.1). In diesem Use Case arbeitet die Wärmepumpe im Day-Ahead-Spotmarkt und bietet ihre Flexibilität im Regenergiemarkt für SRL an. Es wird die "niedrige" Gebotsstrategie verwendet, d.h. die Wärmepumpe erhält niedrige Energiepreise, hat aber eine höhere Wahrscheinlichkeit, vom Markt angerufen zu werden. Die Ergebnisse können auf alle Use Cases mit Rauchgas verallgemeinert werden. Das Optimierungsmodell wählt den gleichzeitigen Betrieb des Biomassekessels und der Wärmepumpe, um die Effizienzsteigerung der Wärmepumpe für das Gesamtsystem zu nutzen.

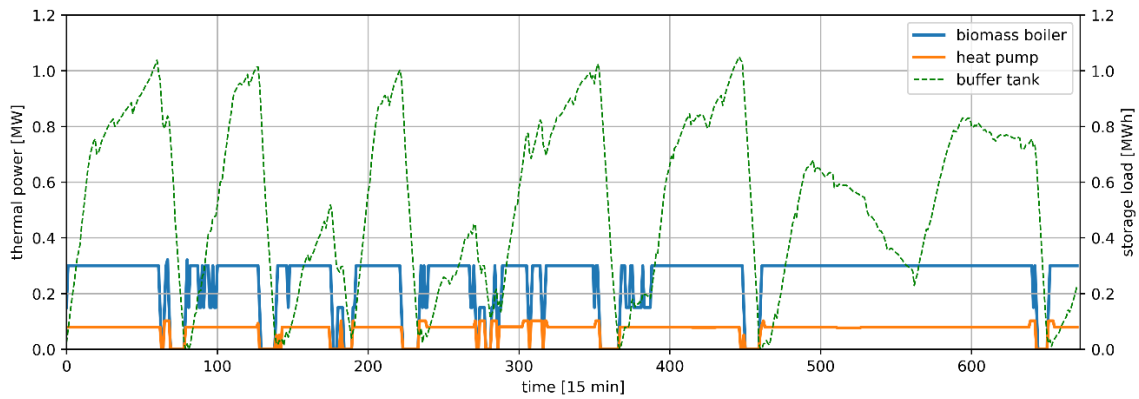


Abbildung 19: optimaler Betrieb von Biomassekessel, Heizwerk und Speicher für eine Woche (auf Basis von 15 Minuten Zeitschritten). Use Case: B3-FG.

Es zeigt sich, dass die optimale Bietstrategie für Wärmepumpen im Regelfall mit der "niedrigen" Gebotsstrategie verbunden ist. Dabei werden niedrige Energiepreise (im Durchschnitt 55 €/MWh für positive und -9 €/MWh für negative Regelleistung) und hohe Anrufwahrscheinlichkeiten (im Durchschnitt 77 % für positive und 87 % für negative Regelleistung) berücksichtigt. Die Wärmepumpe bezieht 50 % der Energie im Day-Ahead-Spotmarkt und bietet 50 % ihrer Kapazität für negative Ausgleichsenergie für SRL an (Abbildung 20). Das bedeutet, dass die Wärmepumpe in der Regel mit 50 % ihrer Leistung läuft, was ihrer Mindestlast entspricht, und die Leistung bei einem Marktaufruf auf ihren Maximalwert erhöht. Aufgrund der hohen Anrufwahrscheinlichkeiten in der Low Merit Order Position wird die Wärmepumpe häufig aktiviert und kann somit Wärme zu sehr niedrigen Preisen bereitstellen oder wird sogar vom Regelleistungsmarkt für den Energieverbrauch bezahlt.

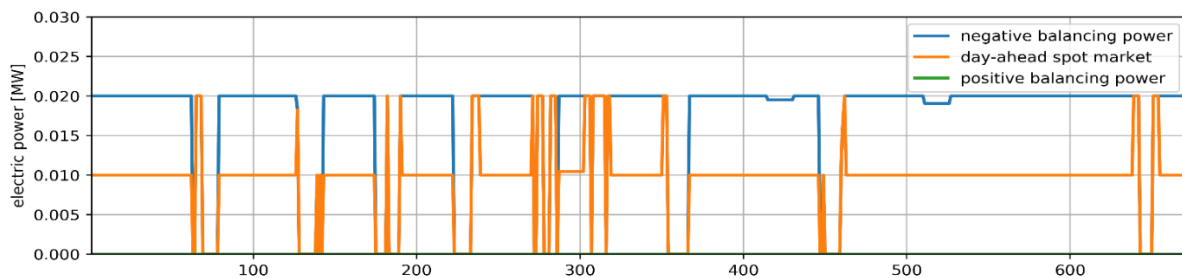


Abbildung 20: "niedrige" Gebotsstrategie für die Wärmepumpe (eine Woche). Use Case: B3.1-SW.

ABWASSER ALS QUELLE

Wird das Abwasser als Quelle für die Wärmepumpe betrachtet, sind anders als im vorherigen Fall der Betrieb der Wärmepumpe und des Biomassekessels nicht gekoppelt. Abbildung 21 zeigt den Betrieb von den Wärmeerzeugern und dem Speicher im Use Case B3.1-SW (siehe Deliverable D3.1) für eine Woche. Dies ist wiederum der Use Case, bei dem die Wärmepumpe im Day-Ahead-Spotmarkt betrieben wird und SRL mit der "niedrigen"-Gebotsstrategie anbietet. Das Ergebnis ist übertragbar auf alle Use Cases unter Berücksichtigung von Abwasser. Die Wärmepumpe läuft als Grundlast, da sie der günstigste Lieferant ist und der Biomassekessel den verbleibenden Wärmebedarf deckt. Daher wird der Biomassekessel hauptsächlich durch den Wärmebedarf im Netz angetrieben. Der Speicher bietet dem System Flexibilität, wird aber aufgrund des getrennten Betriebs von Wärmepumpe und Biomassekessel seltener genutzt.

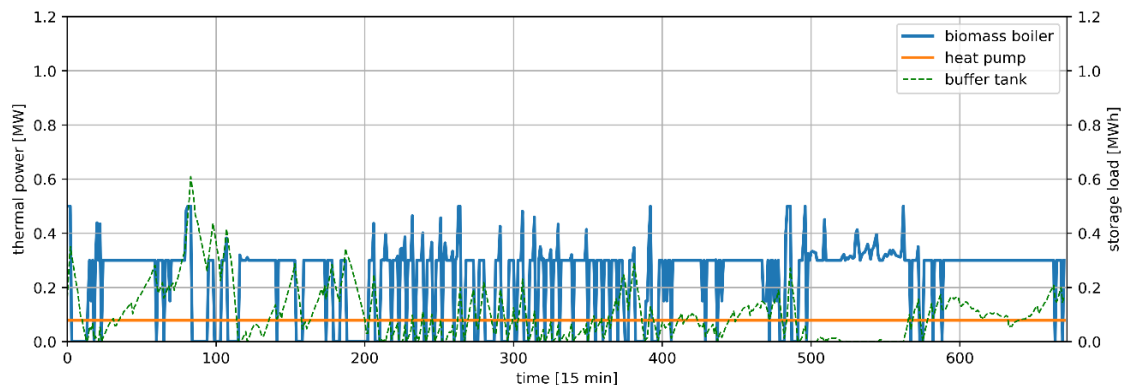


Abbildung 21: optimaler Betrieb von Biomassekessel, Heizwerk und Speicher für eine Woche (auf Basis von 15 Minuten Zeitschritten). Use Case: B3.1-SW.

Wie bei den Use Cases mit Rauchgas sieht die optimale Bietstrategie vor, 50 % der Energie im Day-Ahead-Spotmarkt zu kaufen und 50 % der Kapazität für negative Regelleistung (SRL) anzubieten (siehe Abbildung 22). Daher läuft die Wärmepumpe mit 50 % ihrer Leistung, was der Mindestlast entspricht, und erhöht die Leistung auf ihren Maximalwert, wenn ein Markteintritt erfolgt. Die Wärmepumpe nutzt somit die Möglichkeit, Wärme zu sehr niedrigen Kosten zu liefern oder sogar vom Regellenergemarkt für den Energieverbrauch bezahlt zu werden.

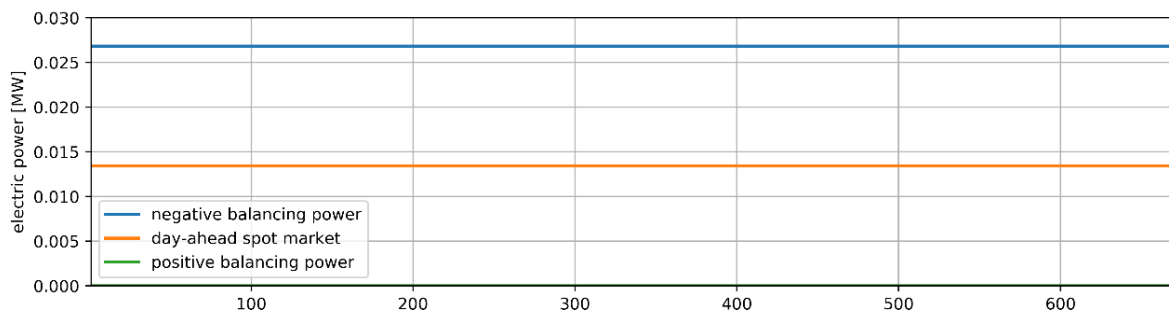


Abbildung 22: optimale Gebotsstrategie für die Wärmepumpe (eine Woche). Use Case: B3.1-SW.

3.1.2. Wärmeerzeugungskosten

Die Ergebnisse der Simulationen werden im Wirtschaftsmodul ausgewertet, um die Vorteile der Wärmepumpenintegration für die untersuchten Use Cases abzuschätzen. Die folgenden Indikatoren sind das Ergebnis der Simulationen:

- Optimale Betriebskosten für Biomassekessel und Wärmepumpen
- Gesamtwärmeerzeugung aller Heizwerke
- Lastprofile für den Biomassekessel, die Wärmepumpe und den Wärmespeicher
- Vollaststunden der Biomassekessel und Wärmepumpen.
- Die im Day-Ahead-Markt von der Wärmepumpe zugekaufte Energie und die von der Wärmepumpe angebotene positive/negative Energie im Regellenergemarkt.
- Erlöse aus dem Wärmeverkauf

Tabelle 9 zeigt relevante Simulationsergebnisse für das Wärmenetz und das Stromnetz. Diese Werte werden in die Berechnung der spezifischen Stromkosten, der spezifischen Wärmeerzeugungskosten und der gesamten Wärmeerzeugungskosten einbezogen.

Konzept	Use Case	Wärmenetz			Stromnetz			
		Vollast-Stunden Biomasse Kessel1[h]	Vollast-Stunden Biomasse Kessel2[h]	Wärme-erzeugungs-kosten Kessel	Vollast-Stunden (inkl. der vorgehaltene Kapazität) [h]	Strom-Kosten (day ahead oder Pauschaltarif) [€/Jahr]	Netz-kosten [€/Jahr]	Erlöse aus dem Regel-energie-markt [€/Jahr]
A Rauchgas	A-baseline	2201	1263	156005	0	0	0	0
	A1	1914	857	131128	4523	13362	12312	0
	A2	1908	833	130685	4668	6661	12607	0
	A3	1948	815	133469	5212	4220	9330	-127
	A4	1907	816	130532	4802	6947	12757	792
	A5	1907	823	130623	4824	6893	12695	1271
	A6	1911	830	130783	4684	6714	12573	192
	A7	1907	830	130599	4699	6744	12650	161
B Rauchgas	B-baseline	3272	0	45212	0	0	0	0
	B1-FG	2521	0	31476	3681	5228	5457	0
	B2-FG	2434	0	30542	4109	2472	5876	0
	B3-FG	2507	0	31512	4550	1642	4491	3
	B4-FG	2439	0	30561	4231	2558	5847	306
	B5-FG	2441	0	30623	4290	2552	5843	506
	B6-FG	2446	0	30656	4162	2465	5820	53
	B7-FG	2430	0	30506	4206	2515	5893	48
B Abwasser (1)	B-baseline	3272	0	45212	0	0	0	0
	B1.1-SW	2521	0	31476	2742	5228	5854	0
	B2.1-SW	1637	0	22524	8012	7115	12771	0
	B3.1-SW	1832	0	25152	8730	4225	8494	-197
	B4.1-SW	1635	0	22505	8445	7293	12765	839
	B5.1-SW	1697	0	23354	8485	7021	12380	1292
	B6.1-SW	1629	0	22443	8301	7251	12818	209
	B7.1-SW	1626	0	22387	8235	7222	12841	157
B Abwasser (2)	B-baseline	3272	0	45212	0	0	0	0
	B1.2-SW	3267	0	44773	13	38	3839	0
	B2.2-SW	643	0	8886	6443	10884	20728	0
	B3.2-SW	783	0	10756	7569	7132	14601	-274
	B4.2-SW	658	0	9086	7289	11181	20545	1469
	B5.2-SW	747	0	10304	7521	10900	20040	2637
	B6.2-SW	636	0	8783	6946	11111	20748	353
	B7.2-SW	634	0	8769	6783	11023	20781	273
C Rauchgas	C-baseline	4432	0	61136	0	0	0	0
	C1	3413	0	41938	4996	7097	6744	0
	C2	3335	0	41230	5377	3543	7116	0
	C3	3423	0	42510	5939	2355	5390	-44
	C4	3334	0	41170	5569	3671	7118	378
	C5	3344	0	41313	5635	3646	7076	639
	C6	3350	0	41337	5447	3554	7046	89
	C7	3338	0	41246	5465	3572	7102	76

Tabelle 9: Übersicht über die Use Cases

Die Berechnung der Wärmeerzeugungskosten basiert auf den in Tabelle 9 enthaltenen Werten. Die Unterschiede in den Wärmeerzeugungskosten für die Use Cases mit Rauchgas als Quelle für die Wärmepumpe ist in Abbildung 23 dargestellt. Die Reduktion für die Konzepte A, B und C beträgt 5,68 %, 16,74 % bzw. 17,71 %. Die Marktkombination mit dem größten Reduktionspotenzial ist der Day-Ahead-Markt in Kombination mit dem sekundären Regelenergiemarkt ("Secondary Low" in Abbildung 23). Diese Variation berücksichtigt eine niedrige Position in der Merit Order, mit niedrigen Preisen und hohen Abrufwahrscheinlichkeiten. Daher bietet die Wärmepumpe häufig negative Ausgleichsenergie, was auch zu einer Reduktion der Netzkosten führt. In allen Use Cases, mit Ausnahme des Pauschaltarifs in Konzept A, können die Wärmeerzeugungskosten im Vergleich zum Baseline Szenario, bei der keine Wärmepumpe installiert ist, reduziert werden.

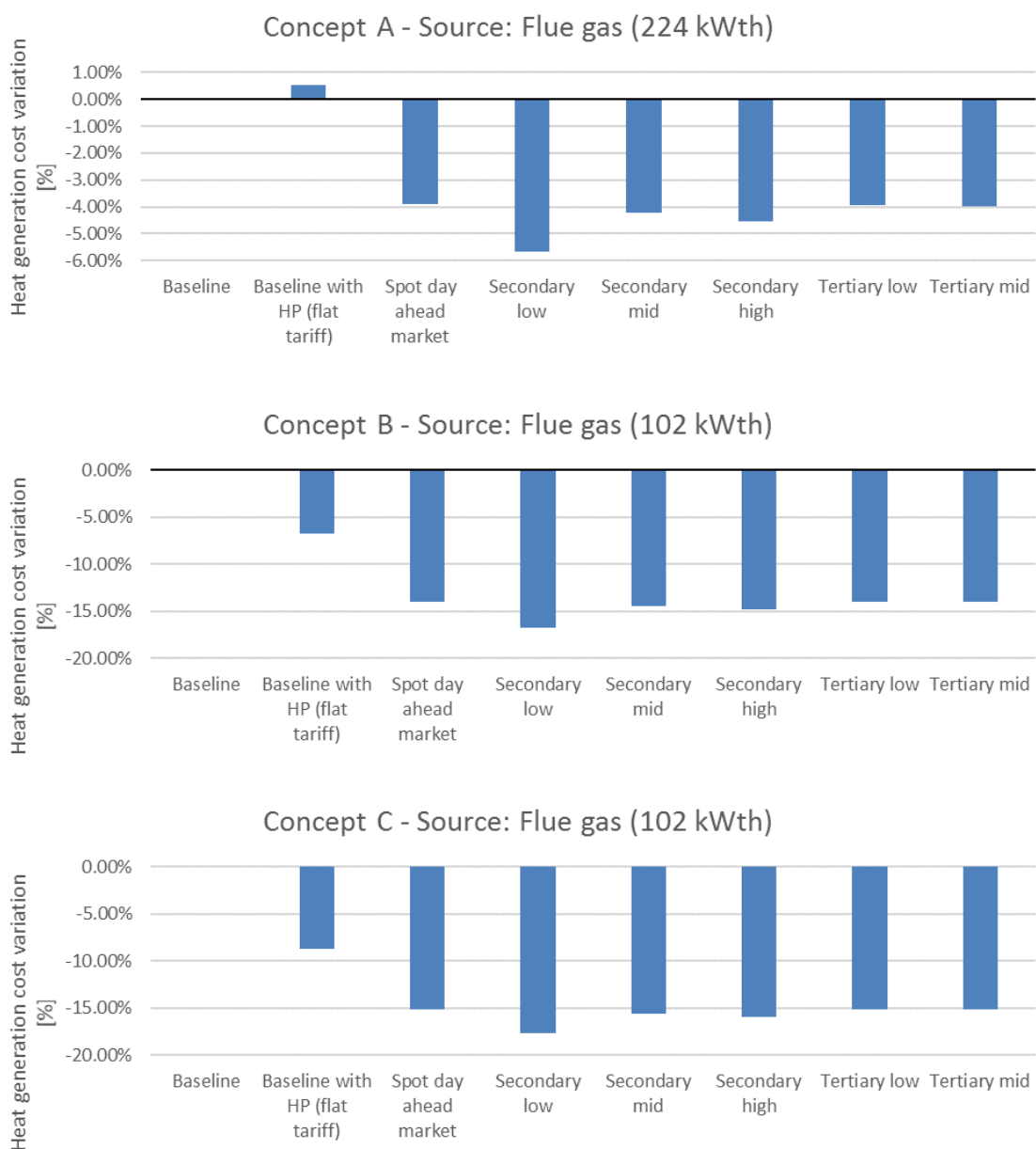


Abbildung 23: Unterschiede in den jährlichen Wärmeerzeugungskosten für die Use Cases mit Rauchgas als Quelle für die Wärmepumpe

Abbildung 24 zeigt die Unterschiede in den Wärmeerzeugungskosten für die Use Cases, in denen Abwasser die Quelle für die Wärmepumpe ist. Die Reduktion der Wärmeerzeugungskosten beträgt bei der kleinen Wärmepumpe (102 kW_{th}) bis zu 15,80 % und bei der großen Wärmepumpe (204 kW_{th}) bis zu 27,54 %. Diese Reduktionen sind im Vergleich zu den Use Cases mit Rauchgas höher, was sich durch die Entkopplung des Betriebs der Wärmepumpe und des Biomassekessels erklärt. Die Integration der Wärmepumpe führt zu einer höheren Reduktion der Volllastbetriebsstunden der Biomassekessel, was zu einer höheren Reduktion der Brennstoffkosten führt. Die reduzierten Betriebsstunden des Biomassekessels werden durch die Wärmepumpe abgedeckt, die häufiger läuft, als in den Use Cases mit Rauchgas als Quelle. Durch diesen Betrieb kann die Wärmepumpe häufiger an den Regelenenergiemärkten teilnehmen, wodurch der Umsatz und die Kosteneinsparungen durch die Senkung der Netzkosten erhöht werden.

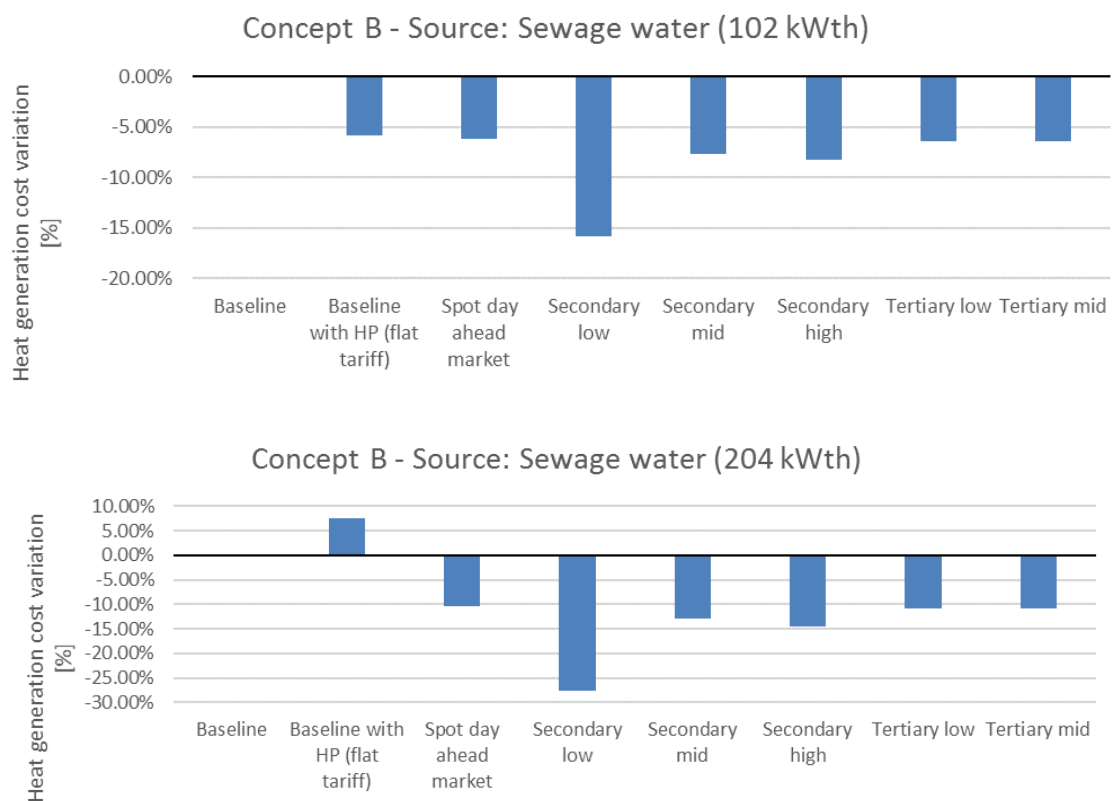


Abbildung 24: Unterschiede in den jährlichen Wärmeerzeugungskosten für die Use Cases mit Abwasser als Quelle für die Wärmepumpe

3.2. Entwicklung von Geschäftsmodellen

Die wirtschaftliche Machbarkeit der Use Cases wird bewertet und es werden zwei Geschäftsmodelle vorgeschlagen. Das Geschäftsmodell 1 berücksichtigt die Neu-Investition aller Komponenten in einem bestehenden Wärmenetz, während das Geschäftsmodell 2 nur die Integration einer Wärmepumpe berücksichtigt.

Die Konfiguration der Geschäftsmodelle basiert auf dem „business model canvas“, der aus dem strategischen Management / Lean Startup zur Entwicklung neuer Geschäftsmodelle kommt. Es besteht aus einer visuellen Darstellung der folgenden wichtigsten neun Komponenten von Geschäftsmodellen: Schlüsselpartnerschaften, Schlüsselaktivitäten, Schlüsselressourcen, Wertangebote, Kundenbeziehungen, Kommunikationskanäle, Kundensegmente, Ertragsquellen und Kostenstruktur.

Abbildung 25 zeigt die Konfiguration der business model canvas gemäß der im Projekt fit4power2heat definierten Schlüsselwerte.

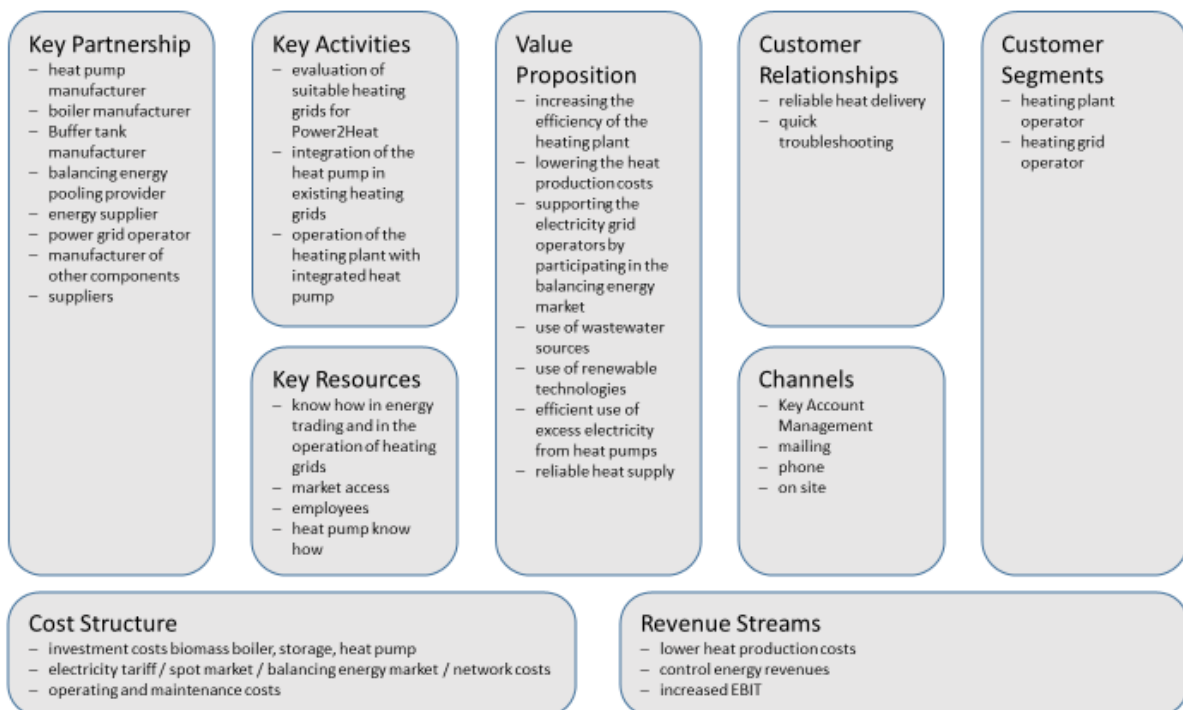


Abbildung 25: Business Model Canvas

3.2.1. Geschäftsmodell 1

Das Geschäftsmodell 1 basiert auf folgendem Szenario: Es wird davon ausgegangen, dass die in den Wärmenetzen installierten Biomassekessel fast das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben und unrentabel arbeiten. Daher wird eine Reinvestition in neue Kessel vorgenommen. Im Falle von Konzept B gibt es zwei gleichwertige Kessel, die abwechselnd betrieben werden. Der zweite Kessel dient als Reserve, daher wird nur einer der beiden Kessel erneuert. In jedem Konzept wird auch der Wärmespeicher ersetzt. Um den Betrieb der Kessel zu unterstützen und den Gesamtwirkungsgrad der Anlage zu erhöhen, wird je nach Wärmequelle eine Wärmepumpe zusammen mit einem Rauchgaskondensator oder einem Wärmetauscher installiert. Die Kosten für Verrohrungen und Erdarbeiten werden nicht betrachtet, da das Wärmenetz nicht neu errichtet und nur der Austausch der Erzeugungskomponenten in Betracht gezogen wird.

ERGEBNISSE

Abbildung 26 zeigt die Investitionskosten für die Systemkomponenten in jedem Konzept. Förderungen sind hierbei enthalten, ebenso wie die einmaligen Netzkosten für den Anschluss der Wärmepumpe an das Stromnetz (beschrieben im Deliverable D2.1).

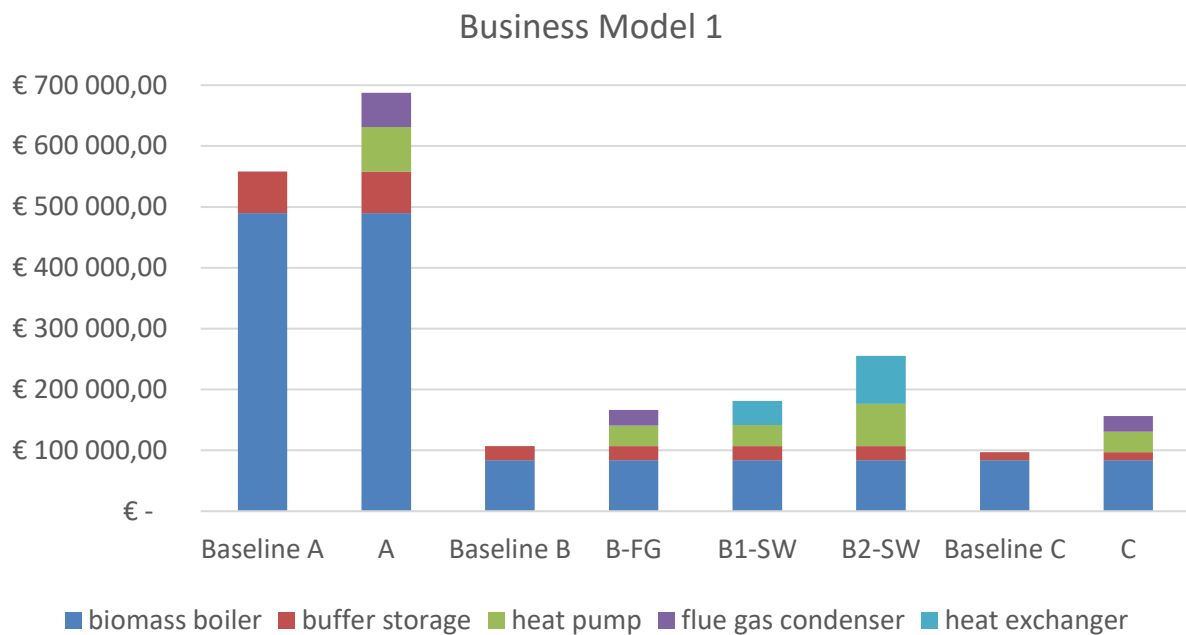


Abbildung 26: Business Model 1 – Vergleich der Investitionskosten

Die Ergebnisse des Geschäftsmodells werden anhand der im Kapitel "2.4.2 Wirtschaftliche Kennzahlen" definierten Kennzahlen IRR, ROCE und EBIT dargestellt. Während der IRR über die gesamte Laufzeit Auskunft über die Rentabilität gibt, zeigt die ROCE-Ratio das eingesetzte Kapital über einen Zeitraum von drei Jahren an. Der Grenzwert für diese Schlüsselindikatoren wird auf 25 % des Baseline Szenarios definiert.

Abbildung 27 zeigt die IRR der einzelnen Use Cases. Aus Gründen der Vertraulichkeit werden hierbei nur relative Werte dargestellt, wobei dem baseline Szenario ein IRR-Wert von 100 % zugeordnet wird. Der IRR für die Use Cases mit Wärmepumpen liegt unter dem IRR-Wert für das baseline Szenario. Der höchste IRR-Wert beträgt bis zu 85 %, was dem Use Case A3 entspricht. Dieser Use Case kombiniert den Day-Ahead-Markt mit SRL, in dem die Erlöse gering und die Anrufwahrscheinlichkeit hoch sind. Die niedrigsten IRR-Werte entsprechen B3,2-SW (31 %), was sich durch die hohen Investitionskosten der großen Wärmepumpe in Kombination mit dem Abwasserwärmetauscher erklären lässt. Dennoch liegt der IRR-Wert in allen Use Cases über dem Schwellenwert von 25 %, so dass eine Investition in jeden der Use Cases möglich ist.

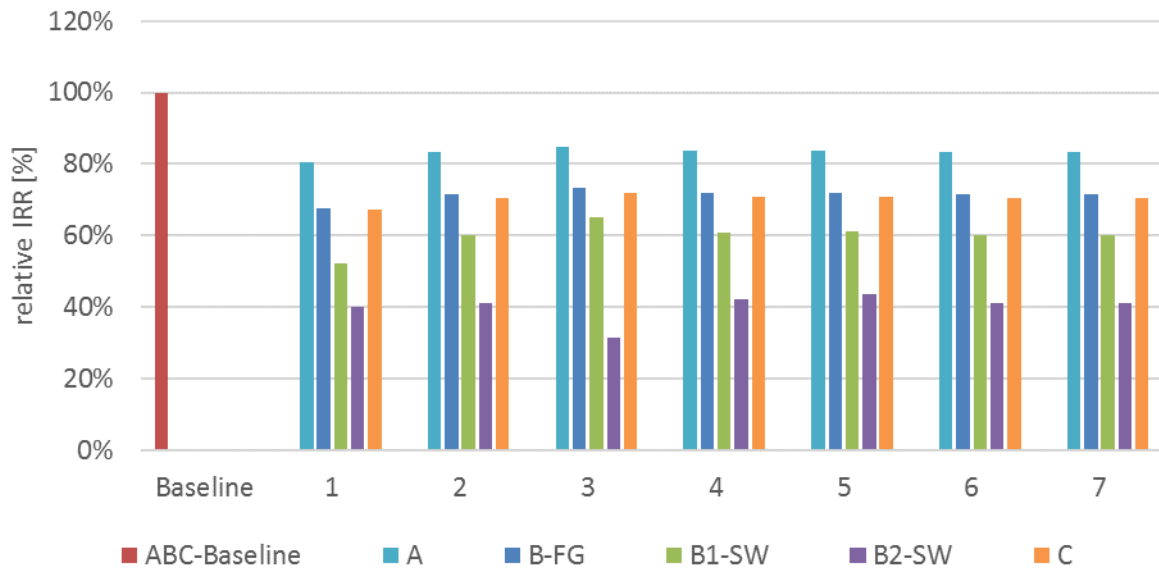


Abbildung 27: Internal Rate of Return (IRR) for business model 1

Die langfristige Investitionsanalyse über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren zeigt, dass alle Use Cases wirtschaftlich sinnvoll sind, da der ROCE immer über 25 % liegt. Solange diese Mindestrendite erreicht wird, ist die Höhe der Kennzahl kein Indikator für die Wirtschaftlichkeit des Use Cases. Abbildung 28 zeigt, dass der höchste ROCE dem Use Case A3 entspricht, während der ROCE für die Use Cases des Konzepts B2-SW aufgrund der hohen Kosten für die große Wärmepumpe in Kombination mit einem Abwasserwärmetauscher kaum die Mindestrendite überschreitet.

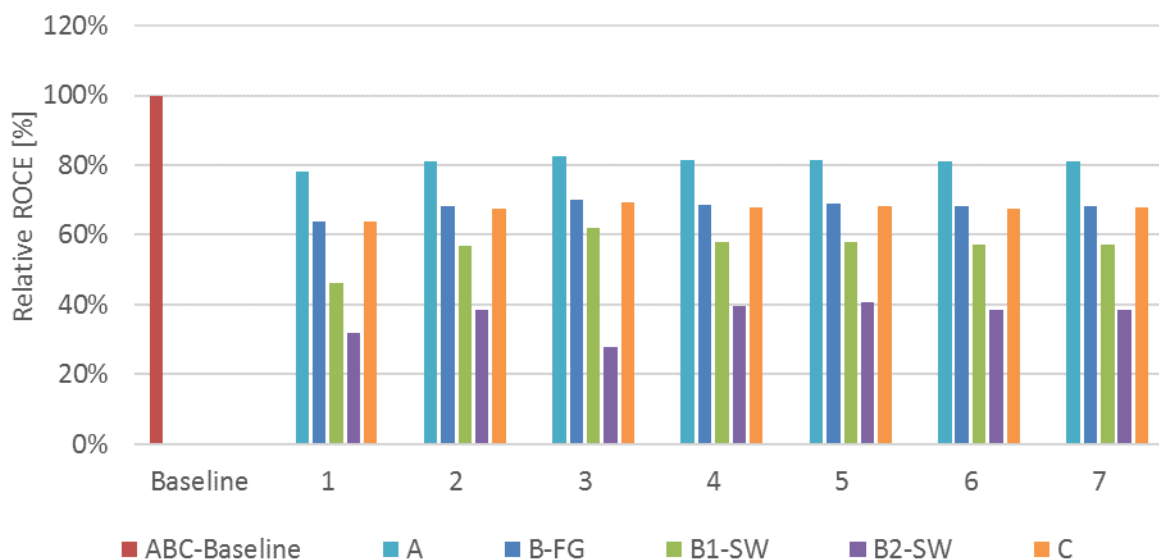


Abbildung 28: Return on Capital Employed (ROCE) für das Geschäftsmodell 1

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist die Kennzahl „EBIT“ der entscheidende Faktor bei der Entscheidung für ein Geschäftsmodell. Je höher das EBIT, desto höher der Gewinn des Unternehmens. Der Grenzwert für das EBIT wird auf 25 % festgelegt, ein Wert, den alle Use Cases erreichen sollten, um machbar zu sein. Abbildung 29 zeigt den Wert der EBIT-Marge für alle Use Cases. Es zeigt sich, dass

die Konzepte A und C den EBIT-Wert der Baseline verbessern. Konkret ist das Konzept C, welches das Rauchgas des Biomassekessels als Wärmequelle für die Wärmepumpe nutzt, mit einem EBIT-Wert von rund 108 % gegenüber der baseline die attraktivste Option. Die Strategie der Strombeschaffung auf dem Day-Ahead-Spotmarkt, einschließlich der Teilnahme am sekundären Regenergiemarkt, mit niedrigen Energiepreisen und hoher Abrufwahrscheinlichkeit ist aus wirtschaftlicher Sicht am interessantesten. Diese Strategie ist in Abbildung 29 als "3" (X-Achse) dargestellt. Unter den Use Cases mit dieser Marktkombination sind "A3", "B3-FG" und "B3.1-SW" mit EBIT-Werten zwischen 97 % und 105 % auch wirtschaftlich interessant. Insgesamt erzielen die Use Cases mit Rauchgas als Wärmepumpenquelle aufgrund der geringeren Investitionskosten bessere Ergebnisse als die Use Cases mit Abwasser.

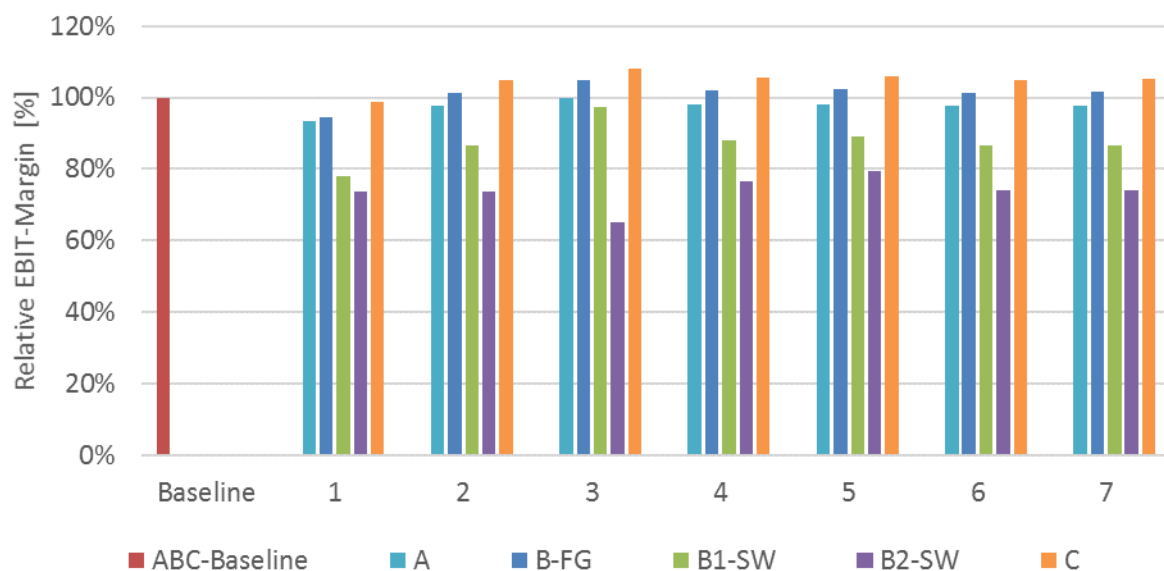


Abbildung 29: Earnings Before Interest and Taxes (EBIT) for business model 1

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass das Konzept C bezüglich der Wirtschaftlichkeit am interessantesten ist. Insbesondere der Use Case "C3" stellt die wirtschaftlich sinnvollste technische Lösung dar. Im Vergleich zum Baseline Szenario liegt die EBIT-Steigerung jedoch unter 10 %, so dass die damit verbundenen Risiken bei der Investitionsentscheidung bewertet werden müssen. Dazu wird eine quantitative und qualitative Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Um den hohen Investitionskosten zur Verbesserung des Energiesystems entgegenzuwirken, können alternative Finanzierungsmodelle analysiert werden, wie zum Beispiel Contracting, externe Finanzierung (Crowd-Funding oder Crowd-Lending), Leasing und Factoring. Diese Finanzierungsmodelle beziehen sowohl den Kunden als auch den Energieversorger mit ein, um Risiken zu minimieren. Diese Geschäftsmodelle können das Investitionsrisiko der Wärmeversorger verringern, was wiederum einen positiven Einfluss auf Investitionsentscheidungen hätte. Hersteller können somit von steigenden Produktverkäufen sowie von langfristigen Geschäftsbeziehungen (Gewährleistung, Wartung, Versicherung, etc.) profitieren.

SENSITIVITÄTSANALYSE

Die quantitative Analyse besteht aus einer Sensitivitätsanalyse, die den Einfluss zukünftiger Marktentwicklungen auf den EBIT-Wert untersucht. Die Use Cases "B3-FG" und "B3.1-SW" werden als repräsentative Beispiele für die beiden Integrationsmöglichkeiten der Wärmepumpe (Rauchgas bzw. Abwasser als Quelle) verwendet. Diese Use Cases werden im Rahmen des in Deliverable D3.1 beschriebenen Zukunftsszenarios simuliert. Die Simulationsergebnisse werden für die Analyse der Auswirkung zukünftiger Schwankungen der Strompreise, Biomassepreise und Anrufwahrscheinlichkeiten genutzt.

Tabelle 10 zeigt die positive und negative Variabilität der genannten Variablen. Die Investitionskosten und Subventionen der Systemkomponenten werden nicht berücksichtigt, da in den nächsten Jahren keine Schwankungen über 10 % erwartet werden.

Variable	Variabilität
Biomasse Preis	± 10 %
Day-ahead Preis	± 25 %
SRL Preis	± 20 €
Abrufwahrscheinlichkeit	- 25 % - 50 %

Tabelle 10: Variabilität der Parameter im Zukunftsszenario

Abbildung 30 zeigt die EBIT-Margenergebnisse der quantitativen Sensitivitätsanalyse für den Use Case "B3-FG" mit Rauchgas als Quelle für die Wärmepumpe. Der EBIT-Wert wird für die folgenden Szenarienkonfigurationen dargestellt (für weitere Hinweise zur Parametrisierung der State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien siehe Deliverable D3.1):

- Biomasse-Basispreis (± 10%): EBIT-Wert für den Use Case "B-Baseline" dar, der keine Wärmepumpe beinhaltet. Der EBIT-Wert wird für das aktuelle Szenario (roter Punkt) und das Zukunftsszenario (blaue und grüne Markierung) angegeben. Die blaue Markierung steht für negative Variabilität, während die grüne Markierung für positive Variabilität steht.
- Spotpreis (± 25%): EBIT-Wert für den Use Case "B3-FG", der eine Wärmepumpe mit Rauchgas als Quelle beinhaltet. Der EBIT-Wert wird für das aktuelle Szenario (orangefarbene Markierung) und das Zukunftsszenario (blaue und grüne Markierung) angegeben, wobei für den Day-Ahead-Marktpreis im Zukunftsszenario eine Variabilität von ±25% gegenüber dem aktuellen Szenario angenommen wird.
- Biomassepreis (± 10%): EBIT-Wert für den Use Case "B3-FG", der eine Wärmepumpe mit Rauchgas als Quelle beinhaltet. Der EBIT-Wert wird für das aktuelle Szenario (orangefarbene Markierung) und das Zukunftsszenario (blaue und grüne Markierung) angegeben, wobei für den Biomassepreis im Zukunftsszenario eine Variabilität von ± 10% gegenüber dem aktuellen Szenario angenommen wird.
- SRL-Preis (± 20€): EBIT-Wert für den Use Case "B3-FG", der eine Wärmepumpe mit Rauchgas als Quelle beinhaltet. Der EBIT-Wert wird für das aktuelle Szenario (orangefarbene Markierung) und das Zukunftsszenario (blaue und grüne Markierung) angegeben, wobei für den SRL-Produktpreis im Zukunftsszenario eine Variabilität von ± 20€ gegenüber dem aktuellen Szenario angenommen wird.

- Aufrufwahrscheinlichkeit (-25€/ -50€): EBIT-Wert für den Use Case "B3-FG", der eine Wärmepumpe mit Rauchgas als Quelle beinhaltet. Der EBIT-Wert wird für das aktuelle Szenario (orangefarbene Markierung) und das Zukunftsszenario (blaue und grüne Markierung) angegeben, wobei für die Anrufwahrscheinlichkeit im Zukunftsszenario ein Rückgang um 25€ und 50€ gegenüber dem aktuellen Szenario angenommen wird.

Die Variable mit dem größten Einfluss auf die EBIT-Marge ist der Biomassepreis. Eine 10 %-ige Variation verbessert oder verschlechtert den relativen Wert der EBIT-Marge für den Use Case "B3-FG" um rund 7 %. Eine Erhöhung des Biomassepreises führt zu einer Verringerung des EBIT-Wertes. Dies wird dadurch erklärt, dass in diesem Use Case das Rauchgas als Quelle für die Wärmepumpe verwendet wird, d.h. die Wärmepumpe und der Biomassekesselbetrieb sind gekoppelt. Dieser Rückgang führt jedoch nicht zu einem niedrigeren EBIT-Wert als die baseline, so dass der Use Case mit einer Wärmepumpe unabhängig von den Biomassepreisschwankungen immer höhere EBIT-Werte aufweist.

Die Variablen mit dem geringsten Einfluss auf das EBIT sind der Day-Ahead-Strompreis und der SRL-Energiepreis. Eine Variation des Day-Ahead-Strompreises um $\pm 25\%$ führt zu einer minimalen Abweichung der EBIT-Marge von rund 1 %. Das gleiche Ergebnis wird durch die Anpassung des SRL Energiepreises um $\pm 20\text{ €}$ erreicht. Bezüglich der Anrufwahrscheinlichkeit führen Reduzierungen von 25 % und 50 % zu einem Rückgang der EBIT-Marge um rund 1,5 % bzw. 3 %. Insgesamt zeigt sich, dass der EBIT-Wert für den Use Case "B3-FG" unabhängig von der Entwicklung der Variablen immer über der Basislinie bleibt. Dies bedeutet, dass der Einsatz einer Wärmepumpe grundsätzlich wirtschaftlich sinnvoll ist und die Rentabilität der Basislinie verbessert. Die geringe Variabilität des EBIT-Wertes bei zukünftigen Schwankungen der Biomasse- und Strompreise sowie der Anrufwahrscheinlichkeiten ist ein Indikator für die Robustheit der vorgeschlagenen Lösung.

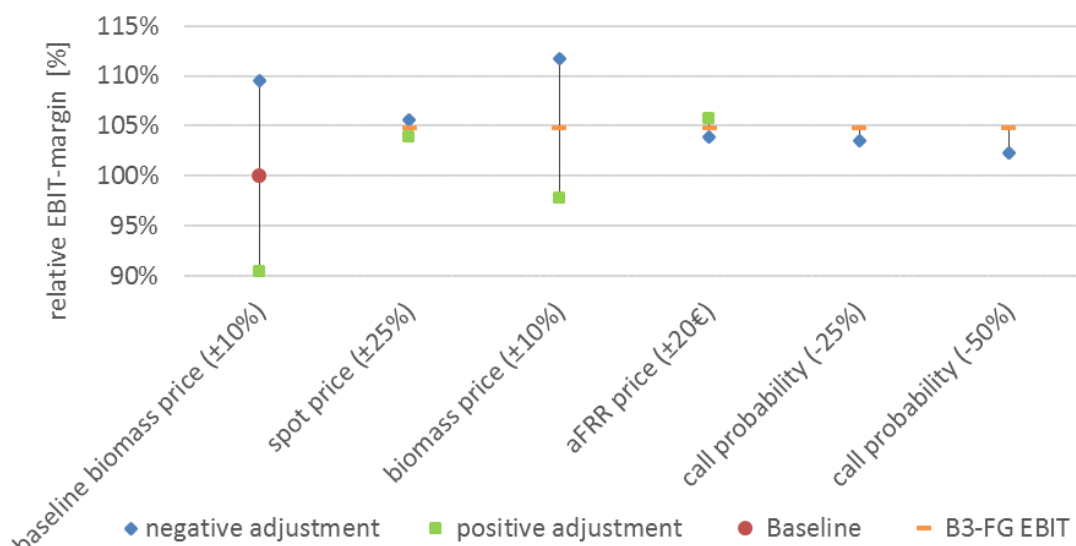


Abbildung 30: EBIT-Wert für State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien. Geschäftsmodell 1, Use Case "B3-FG".

(*) aFRR price: SRL-Energiepreis

Die für den Use Case "B3.1-SW" (Abwasser als Quelle für die Wärmepumpe) berechneten EBIT-Werte sind in Abbildung 31 dargestellt. Die Szenario-Konfigurationen sind analog zu denen in Abbildung 30. Im Gegensatz zum Use Case "B3-FG" ist dieser Use Case weniger anfällig für Preisschwankungen bei Biomasse. Dies erklärt sich dadurch, dass der Biomassekessel und der Wärmepumpenbetrieb nicht gekoppelt sind, da die Wärmepumpe anstelle von Rauchgas als Quelle Abwasser verwendet. Der

Biomassepreis ist nach wie vor die Variable mit dem größten Einfluss auf den EBIT-Wert, führt aber zu geringeren Schwankungen im Vergleich zum Use Case "B3-FG". Eine Variation des Biomassepreises um 10 % würde zu einer Variation des EBIT von 6 % führen. Allerdings haben in diesem Fall die Schwankungen der Strompreise und der Anrufwahrscheinlichkeiten einen größeren Einfluss. Die stärkste Reduktion des EBIT-Wertes (rund 6 %) tritt ein, wenn die Anrufwahrscheinlichkeit um 50 % sinkt.

Der Vergleich zwischen dem Use Case ("Biomassepreis baseline \pm 10 %" in der X-Achse) und dem Use Case mit einer Wärmepumpe ("Biomassepreis \pm 10 %" in der X-Achse) zeigt, dass ein Use Case ohne Wärmepumpe wirtschaftlich attraktiver wäre, wenn die Biomassepreise um 10 % sinken würden. Und entsprechend wäre der Einsatz einer Wärmepumpe interessanter, wenn die Biomassepreise um 10 % steigen würden, da sie höhere EBIT-Werte aufweisen würde.

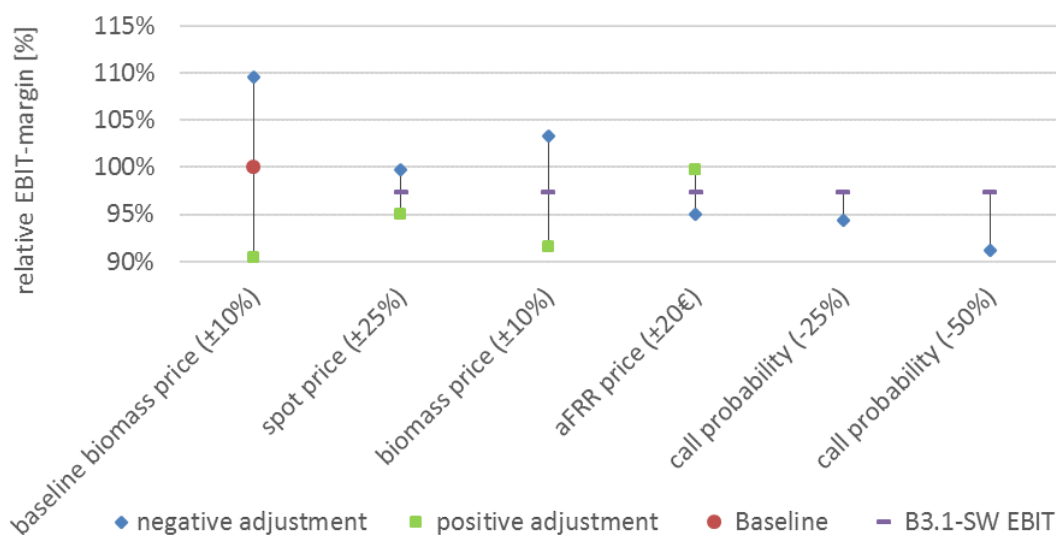


Abbildung 31: EBIT-Wert für State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien. Geschäftsmodell 1, Use Case "B3.1-SW".

(*) aFRR price: SRL-Energiepreis

3.2.2. Geschäftsmodell 2

Das Geschäftsmodell 2 ist auf jene Wärmenetze anwendbar, bei denen nur eine Investition in die Wärmepumpe in Betracht gezogen wird. Es wird davon ausgegangen, dass das Wärmenetz, das bereits mit einem Biomassekessel und einem Wärmespeicher ausgestattet ist, wirtschaftlich arbeitet. In diesem Zusammenhang bietet die Wärmepumpenanlage die Möglichkeit, den Gesamtwirkungsgrad des Systems zu erhöhen, den Brennstoffaufwand zu reduzieren und den Umsatz zu steigern. Dieses Kapitel enthält eine wirtschaftliche Bewertung der verschiedenen Use Cases.

ERGEBNISSE

Abbildung 32 zeigt die für hier berücksichtigten Investitionskosten. Sie beinhalten die Förderungen für die jeweiligen Komponenten (siehe Tabelle 6) sowie die einmaligen Netzkosten für den Anschluss der Wärmepumpe an das Stromnetz (beschrieben im Deliverable D2.1). Die Biomassekessel und der thermische Speicher werden nicht ersetzt, daher sind ihre Investitionskosten nicht berücksichtigt. Die Investitionskosten für Geschäftsmodell 2 sind im Vergleich zu Geschäftsmodell 1 niedriger. Mit dem Baseline-Szenario sind keine Investitionskosten verbunden; Das Ziel besteht darin, die Vorteile der Wärmepumpenintegration für ein bestehendes Netz zu bewerten.

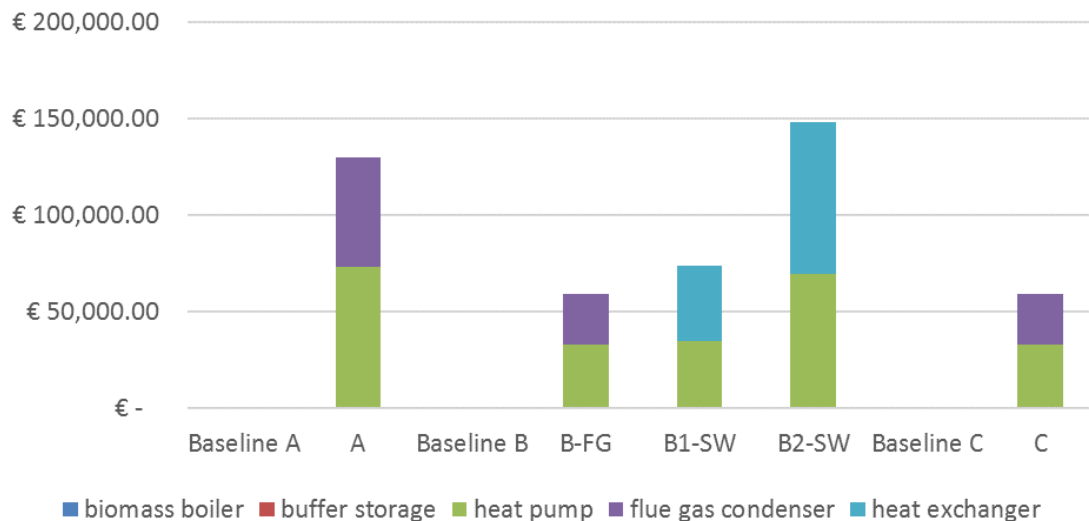


Abbildung 32: Geschäftsmodell 2 - Vergleich der Investitionskosten (einschließlich Förderungen und einmalige Netzkosten)

Da in dem Baseline-Szenario nicht investiert wird, wird kein Vergleich von IRR und ROCE durchgeführt. Die Ergebnisse des EBIT sind in Abbildung 33 dargestellt. Die EBIT-Werte weisen Ähnlichkeiten zu den im Geschäftsmodell 1 berechneten Werten auf. Das Geschäftsmodell 2 bietet Vorteile für die Use Cases mit den höchsten Investitionskosten, entsprechend B1-SW und B2-SW, die Abwasser als Quelle für die Wärmepumpe betrachten. Die EBIT-Steigerung kann im Geschäftsmodell 2 bis zu 10 % gegenüber dem Geschäftsmodell 1 betragen. Dies ist der Fall bei der Variation "B2-SW" in der Marktkombination 3 (Day-ahead und SRL, mit niedrigen Strompreisen und hohen Anrufwahrscheinlichkeiten). Der EBIT-Wert für die Use Cases mit Abwasser als Quelle ist jedoch niedriger als der Basiswert. Voraussetzung für eine Steigerung des EBIT über den Basiswert hinaus ist, dass die Investitionskosten für den Abwasserwärmetauscher für das Konzept B1-SW unter $750 \text{ €/kW}_{\text{extracted}}$ und für das Konzept B2-SW unter $550 \text{ €/kW}_{\text{extracted}}$ bleiben.

Der Use Case "C3" weist erneut die besten Ergebnisse auf, da das EBIT 8 % über dem Ausgangswert liegt. Es weist im Geschäftsmodell 1 und 2 den gleichen EBIT-Wert auf, da die Investitionskosten für den Biomassekessel und den thermischen Speicher unter den analysierten Use Cases am niedrigsten sind. Daher hat der Ausschluss aus der Investitionsstrategie, wie er im Geschäftsmodell 2 vorgeschlagen wird, keinen Einfluss auf das Endergebnis.

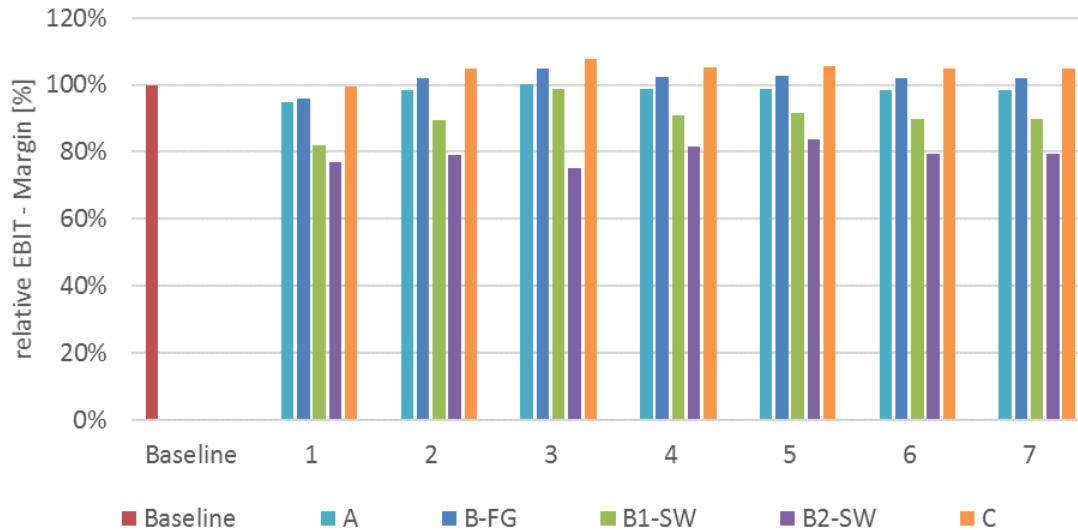


Abbildung 33: Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) für Geschäftsmodell 2

Insgesamt wird das Konzept C als die Option mit der höchsten Machbarkeit im Geschäftsmodell 2 dargestellt. Insbesondere der Use Case "C3", der den Day-Ahead-Markt in Kombination mit SRL betrachtet, ist der interessanteste Use Case. Das Konzept „B-FG“ könnte eine attraktive Option sein, da es die EBIT-Werte in einigen Fällen verbessert. Die EBIT-Steigerung gegenüber dem baseline Szenario liegt jedoch unter 10 %, daher müssen die damit verbundenen Risiken bei der Investitionsentscheidung bewertet werden.

SENSITIVITÄTSANALYSE

Auf Basis der im Kapitel "3.2.1 Geschäftsmodell 1" dargestellten Methode wird eine quantitative Sensitivitätsanalyse durchgeführt, in welcher der Einfluss zukünftiger Marktentwicklungen auf die Ergebnisse bewertet wird. Die Use Cases "B3-FG" und "B3.1-SW" werden als repräsentative Beispiele für die beiden Integrationsmöglichkeiten der Wärmepumpe (Rauchgas als Quelle bzw. Abwasser als Quelle) verwendet. Sie werden unter zukünftigen Bedingungen simuliert und die Simulationsergebnisse hinsichtlich zukünftige Schwankungen der Strompreise, Biomassepreise und Anrufwahrscheinlichkeiten bewertet.

Abbildung 34 stellt einen Vergleich der EBIT-Ergebnisse für die State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien im Use Case „B3-FG“ dar. Wie im Geschäftsmodell 1 ist die Variable mit dem größten Einfluss der Biomassepreis. Dies lässt sich dadurch erklären, dass der Biomassekessel- und Wärmepumpenbetrieb gekoppelt sind, da das Rauchgas als Quelle für die Wärmepumpe genutzt wird. Ein Rückgang der Biomassepreise um 10 % würde zu einer Steigerung des EBIT um 6 % führen. Entsprechend sind die Use Cases mit Rauchgas als Quelle kaum anfällig für Schwankungen der Strompreise und Anrufwahrscheinlichkeiten, da die EBIT-Marge immer unter 1 % bleibt.

Der Vergleich zwischen dem Use Case ("biomassepreis baseline ± 10%" in der X-Achse) und dem Use Case mit einer Wärmepumpe ("Biomassepreis ± 10%" in der X-Achse) zeigt, dass unabhängig von der Variation der Biomassepreise die Implementierung einer Wärmepumpe wirtschaftlich eine attraktive Option wäre, da sie immer höhere EBIT-Werte aufweist.

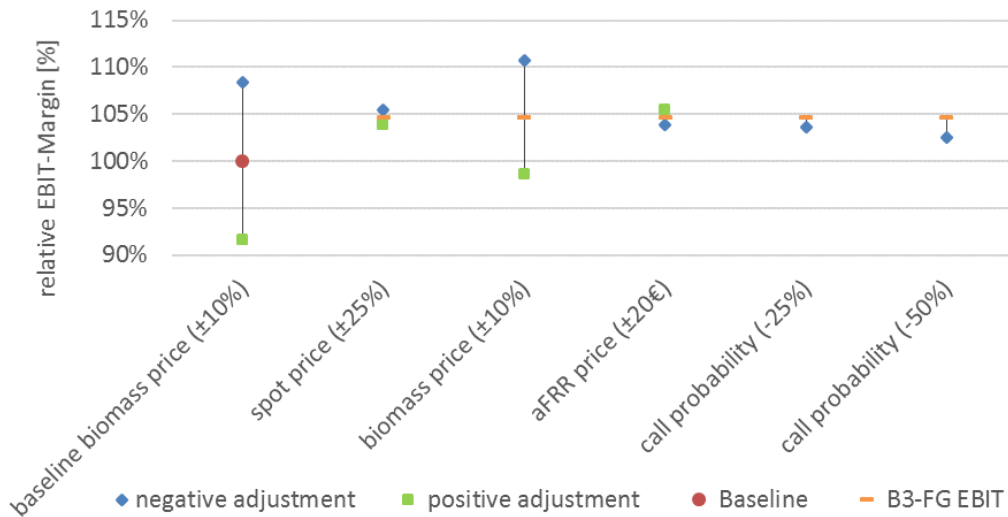
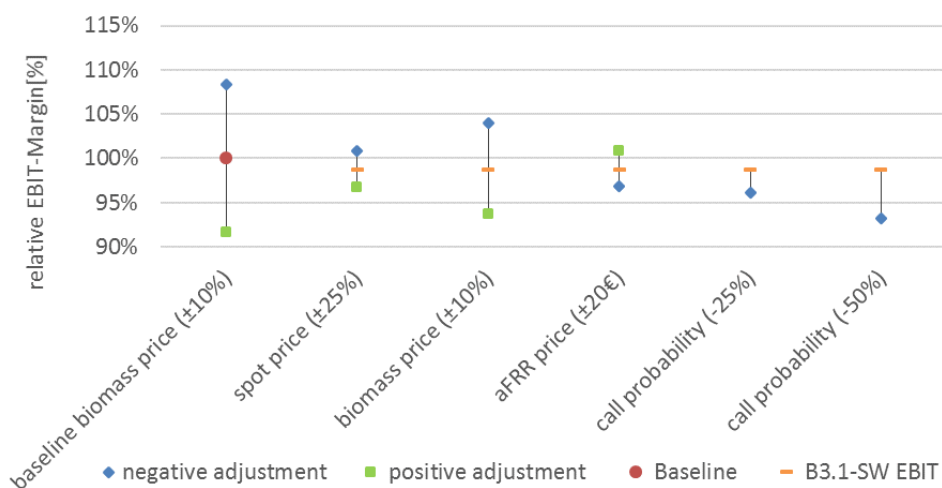


Abbildung 34: EBIT-Wert für State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien. Geschäftsmodell 2, Use Case "B3-FG"

(* aFRR price: SRL-Energiepreis

Abbildung 35 zeigt die EBIT-Ergebnisse für die State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien des Use Case "B3.1-SW". Der Biomassepreis ist die Variable mit dem größten Einfluss auf den EBIT-Wert. Sie führt jedoch zu geringeren Abweichungen gegenüber dem Use Case "B3-FG" (ca. 5 %). Der Vergleich zwischen dem baseline-Szenario ("Biomassepreis baseline ± 10%" in der X-Achse) und dem Use Case mit einer Wärmepumpe ("Biomassepreis ± 10%" in der X-Achse) zeigt, dass ein Use Case ohne Wärmepumpe wirtschaftlich attraktiver wäre, wenn die Biomassepreise um 10 % sinken würden. Entsprechend wäre der Einsatz einer Wärmepumpe interessanter, wenn die Biomassepreise um 10 % steigen würden, da sie höhere EBIT-Werte aufweisen würde. Die Use Cases mit Abwasser reagieren empfindlicher auf Schwankungen der Strompreise und Anrufwahrscheinlichkeiten, da der Betrieb von Biomassekessel und Wärmepumpe nicht gekoppelt ist. Die stärkste Abweichung des EBIT-Wertes (ca. 6 % Reduktion) tritt ein, wenn die Anrufwahrscheinlichkeit um 50 % sinkt.



(* aFRR price: SRL-Energiepreis

Abbildung 35: EBIT value for state-of-the-art and future scenarios. Business model 2, Use Case "B3.1-SW"

3.2.3. Qualitative Analyse der Geschäftsmodelle

Neben der quantitativen Sensitivitätsanalyse werden die Geschäftsmodelle auch qualitativ bewertet, um das mit der Investition verbundene Risiko abzuschätzen.

Tabelle 11 und Tabelle 12 zeigen die erwarteten zukünftigen Entwicklungen im Strom- und Wärmebereich sowie deren Einfluss auf die vorgeschlagenen technischen Konzepte und Geschäftsmodelle. Die zukünftigen Entwicklungen beziehen sich auf Schwankungen in der Markttypologie, der Nachfrage (Strom und Wärme) und den Preisen (Brennstoff und Strom). Die Auswertung zeigt, dass positive Entwicklungen bei Biomasse und Power-to-Heat-Systemen erwartet werden, insbesondere im Wärmesektor.

zukünftige Entwicklung	Einfluss (*)	Beschreibung des Einflusses
Steigen der Stromnachfrage	~	Einerseits kann ein Anstieg der Stromnachfrage zu höheren Strompreisen führen. Andererseits könnten sich für flexible Verbraucher, wie z.B. Kraft-Wärme-Kopplungen auf dem Strommarkt, neue Möglichkeiten ergeben.
Reduzierung der Produktlängen im Regelenergiemarkt	-	Eine Reduzierung der Produktlänge auf weniger als 4 Stunden würde die Anzahl der am Regelenergiemarkt teilnehmenden Technologien erhöhen. Eine Erhöhung der Anzahl der Lieferanten würde die erwarteten Umsätze negativ beeinflussen.
Grenzüberschreitende Angebote auf dem Regelenergiemarkt	-	Eine Erhöhung der Anzahl der Erzeuger oder Verbraucher, die an einer Auktion teilnehmen können, würde zu einem höheren Wettbewerb und damit zu niedrigeren Einnahmen führen.
Verkürzung der Reaktionszeit im Markt	~	Wenn die vom Regelenergiemarkt benötigte Reaktionszeit kürzer ist, erschwert dies die Marktteilnahme. Dies führt zu weniger Wettbewerb auf dem Markt, wodurch die möglichen Umsätze steigen, aber die Teilnahme von Wärmepumpen erschwert wird.
Mischpreismethode	~	Die Einführung eines Mischpreises (Mischung aus Strom- und Energiepreisen am Regelenergiemarkt) hätte keinen wesentlichen Einfluss auf die Geschäftsmodelle. Preise und Einnahmen würden sich nur geringfügig ändern.

(*) Auswirkungsgrad auf das Geschäftsmodell: -- (stark negativ), - (negativ), ~ (neutral), + (positiv), ++ (stark positiv)

Tabelle 11: zukünftige Entwicklungen im Stromsektor. Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle.

zukünftige Entwicklung	Einfluss (*)	Beschreibung des Einflusses
Anstieg der Öl- und Gaspreise	+	Ein Anstieg der Öl- und Gaspreise hätte positive Auswirkungen auf die biomassebasierten Technologien. Da die Biomassepreise nicht von der Entwicklung der Öl- und Gaspreise abhängen, könnte ein solches Szenario wahrscheinlich sein.
Erhöhung des Wärmeverkaufspreises	++	Höhere Wärmeverkaufspreise würden zu einer Steigerung des Gesamtumsatzes führen und die Geschäftsmodelle interessanter machen.
Senkung der Investitionskosten	++	Eine Senkung der Investitionskosten der Systemkomponenten (Biomassekessel, Wärmespeicher, Wärmepumpen und Abwasserwärmetauscher) würde die Machbarkeit der Geschäftsmodelle verbessern.
Erhöhung der Fördermittel	++	Da die Investitionskosten die Geschäftsmodelle stark beeinflussen, würde eine Erhöhung der Förderquoten für power-to-heat Systemen zu attraktiveren Geschäftsmodellen führen.
Rückgang des Wärmebedarfs	-	Ein Rückgang des Wärmebedarfs, unter anderem durch Sanierungsmaßnahmen an Gebäuden, würde den Wärmeabsatz negativ beeinflussen.

(*) Auswirkungsgrad auf das Geschäftsmodell: -- (stark negativ), - (negativ), ~ (neutral), + (positiv), ++ (stark positiv)

Tabelle 12: zukünftige Entwicklungen im Wärmesektor. Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle.

4. Schlussfolgerungen

Wärmepumpenlösungen sind bereits am Markt verfügbar und werden demonstriert; in Österreich gibt es jedoch nur wenige Beispiele und keines davon nimmt am Regelenergiemarkt teil. Eine der größten Barrieren für die Marktdiffusion von intelligenten Wärmepumpen ist das mangelnde Bewusstsein für die technischen Möglichkeiten und die wirtschaftliche Machbarkeit. Das Projekt fit4power2heat fokussiert auf die Bewertung des Nutzungspotenzials von Wärmepumpen in städtischen Wärmenetzen in Österreich und die Entwicklung innovativer Geschäftsmodelle unter Nutzung der Synergien zwischen dem Wärme- und dem Stromsektor.

Mehrere repräsentative Use Cases werden durch die Kombination verschiedener Wärmenetztypen, Wärmepumpenquellen, Wärmepumpenleistungen und Strommärkte erstellt. Die mittels eines Optimierungsmodells erzeugten Simulationsergebnisse zeigen **zwei sinnvolle Betriebsstrategien in Abhängigkeit von der Wärmequelle:**

- In den Use Cases mit Rauchgas als Quelle ist der Betrieb der Wärmepumpe an den Betrieb des Biomassekessels gekoppelt, so dass der Biomassekessel für den Betrieb der Wärmepumpe aktiv sein muss. In diesem Fall werden sozusagen die Einsatzzeiten des Biomassekessels vom Strommarkt mitbestimmt.
- In den Use Cases mit Abwasser als Quelle kann der Betrieb der Wärmepumpe vom Biomassekessel entkoppelt werden. Die Wärmepumpe läuft als Grundlast solange sie der günstigste Einspeiser ist; der Biomassekessel deckt den verbleibenden Wärmebedarf. Daher wird der Biomassekessel hauptsächlich durch den Wärmebedarf im Netz angetrieben.

In beiden Fällen besteht die **optimale Gebotsstrategie** für die Wärmepumpe darin, 50 % der benötigten Energie im Day-Ahead-Spotmarkt zu kaufen und 50 % ihrer Kapazität für negative Regelenergie (SRL) anzubieten. Das bedeutet, dass die Wärmepumpe im Regelfall mit 50 % ihrer Leistung läuft, was ihrer Mindestlast entspricht, und die Leistung bei einem Marktaufruf auf den Maximalwert erhöht. Diese Gebotsstrategie berücksichtigt eine niedrige Position im Merit Order, d.h. die Energiepreise sind niedrig (im Durchschnitt 55 €/MWh für positive und -9 €/MWh für negative Regelenergie) und die Abrufwahrscheinlichkeiten hoch (im Durchschnitt 77 % für positive und 87 % für negative Regelenergie). Trotz der niedrigen Preise wird die Wärmepumpe aufgrund der hohen Anrufwahrscheinlichkeiten häufig aktiviert und kann somit Wärme zu sehr niedrigen Preisen bereitstellen bzw. wird sogar vom Regelenergiemarkt für den Energieverbrauch bezahlt.

Die beschriebene Betriebsstrategie führt zu einer **Reduktion der Wärmeerzeugungskosten** um bis zu 5,68 % in Konzept A, 16,74 % in Konzept B und 17,71 % in Konzept C für die Use Cases mit Rauchgas als Quelle. Die Reduktion der Wärmeerzeugungskosten für die Use Cases mit Abwasser als Quelle beträgt bis zu 15,80 % für die Fälle mit der kleinen Wärmepumpe (102 kW_{th}) und 27,54 % für die Fälle mit der großen Wärmepumpe 204 (kW_{th}). In allen Use Cases können die Wärmeerzeugungskosten im Vergleich zur Basislinie ohne Wärmepumpe reduziert werden. Eine Ausnahme ist der Betrieb der Wärmepumpe mit einem Pauschaltarif (67 €/MWh).

Um diese Ergebnisse zu erzielen, ist ein **Pooling der Wärmepumpen** über mehrere Wärmenetze erforderlich, da sonst die Präqualifikationsanforderungen des Regelenergiemarktes nicht erfüllt werden können. Neben dem Erreichen der Mindestangebotsgröße (5 MW für SRL und TRL) und der Produktlänge (4 Stunden für SRL und TRL), ist das Pooling auch notwendig, um im Falle der Nichtverfügbarkeit einer der Anlagen back-up Kapazitäten vorhalten zu können. Aufgrund der hohen

Kosten für die IT-Infrastruktur und den Betrieb wird im Projekt fit4power2heat ein Subpool von Wärmepumpen berücksichtigt, der nicht direkt auf den Strommärkten handelt, sondern in einen bestehenden Pool integriert ist. Die Wärmepumpen werden jedoch für jeden Use Case individuell modelliert, da jedes Wärmenetz aufgrund der Verfügbarkeit des Wärmespeichers und der Biomassekessel in der Lage ist, die volle 4-Stunden-Produktlänge selbst bereitzustellen. Um die Ergebnisse aus einem Wärmenetz auf den gesamten Subpool zu skalieren, wurden die Erlöse und Kosten addiert.

Die **Wirtschaftlichkeitsbewertung** für jeden Use Case wird in einem Kalkulationstool der ENGIE Austria GmbH durchgeführt. Das Tool basiert auf der Annuitätenmethode zur Bestimmung der Abschreibung eines Vermögenswertes. Das Tool nutzt die Simulationsergebnisse (optimierte Betriebskosten, optimierte Betriebsstrategie) und ökonomischen Daten (Investitionskosten, Wartungskosten, Netzkosten, Brennstoff- und Strompreise). Jeder Use Case wird unter state-of-the-art und zukünftigen Bedingungen bewertet mit folgenden Kennzahlen: Internal Rate of Return (IRR), der Return of Capital Employed (ROCE) auf drei Jahre und das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT-Marge).

Die Konfiguration der **Geschäftsmodelle basiert auf dem „business model canvas“**, in dem Schlüsselpartnerschaften, Schlüsselaktivitäten, Schlüsselressourcen, Wertversprechen, Kundenbeziehungen, Kommunikationskanäle, Kundensegmente, Ertragsströme und Kostenstruktur beschrieben werden. Je nach Anfangsinvestition werden folgende Geschäftsmodelle entwickelt: Das Geschäftsmodell 1 betrachtet die Neuinvestition in alle Systemkomponenten, einschließlich der Biomassekessel und Wärmespeicher, während das Geschäftsmodell 2 nur die Investition in eine Wärmepumpe berücksichtigt. In beiden Geschäftsmodellen liegen **die IRR- und ROCE-Werte für die Use Cases über 25 %**, dem im Rahmen des Projektes festgelegten Schwellenwert für die Machbarkeit der Investition. Bezüglich der EBIT-Marge weisen Konzept A und Konzept C für beide Geschäftsmodelle höhere Werte auf als die baseline Szenarien. Besonders interessant sind die **Use Cases „C3“ und „B3-FG“**, da sie eine **Steigerung von 8 % bzw. 5 %** aufweisen. Beide Use Cases haben Rauchgas als Quelle für die Wärmepumpe und nehmen am Sekundärregelenergiemarkt teil, unter Berücksichtigung einer niedrigen Position im Merit Order (niedrige Energiepreise und hohe Anrufwahrscheinlichkeiten). Insgesamt weisen die Use Cases mit Abwasser als Quelle („B1-SW“ und „B2-SW“) aufgrund der damit verbundenen höheren Investitionskosten niedrigere EBIT-Werte auf. In diesem Fall ist die Voraussetzung für die Erhöhung der EBIT-Marge, dass die Investitionskosten des Abwasserwärmetauschers für den Use Case „B1-SW“ unter 750 €/kW_{extracted} und für den Use Case „B2-SW“ unter 550 €/kW_{extracted} bleiben. Um den hohen Investitionskosten für die Modernisierung des Energiesystems entgegenzuwirken, können alternative Finanzierungsmodelle wie **Contracting, Fremdfinanzierung (Crowdfunding, Crowdinvesting, Crowdlending), Leasing und Factoring** unter Einbeziehung des Kunden und des Lieferanten zur Risikominimierung weiter analysiert werden.

Zur Beurteilung des Risikos der Investitionsentscheidung und des **Einflusses zukünftiger Marktentwicklungen auf die Geschäftsmodelle** wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Variable mit dem **größten Einfluss auf den EBIT-Margenwert ist demnach der Biomassepreis**. Eine Erhöhung des Biomassepreises um 10 % führt zu einer Verringerung des EBIT-Margenwertes um durchschnittlich 7 % (auch für den Basisfall). Die Use Cases mit Rauchgas als Quelle reagieren empfindlicher auf Schwankungen des Biomassepreises als die Use Cases mit Abwasser als Quelle. Dies resultiert aus der Kopplung des Betriebs des Biomassekessels und der Wärmepumpe. Die Use Cases mit Abwasser reagieren jedoch empfindlicher auf Veränderungen im Strommarkt, insbesondere die Anrufwahrscheinlichkeiten. Eine Reduzierung der Anrufwahrscheinlichkeit um 50 % führt zu einer

Reduzierung des EBIT-Margenwertes um rund 6 %. Die Ergebnisse zeigen, dass in den Use Cases mit EBIT-Margenwerten über der Baseline (ohne Wärmepumpe) die zukünftigen Marktentwicklungen diese Tendenz nicht beeinflussen, was ein Indikator für die Robustheit der vorgeschlagenen technischen Lösungen und Geschäftsmodelle ist.

Die Ergebnisse des Projekts fit4power2heat zeigen, dass die **Integration von Wärmepumpen in Wärmenetzen für die ausgewerteten Use Cases wirtschaftlich sinnvoll ist** und die Wirtschaftlichkeit gegenüber der Baseline ohne Wärmepumpenintegration verbessern. Die vorgeschlagenen technischen Lösungen und Geschäftsmodelle können übertragen und repliziert werden, da die untersuchten Use Cases repräsentativ für viele Wärmenetze in Österreich sind. Damit können Wärmepumpen aktive Akteure im österreichischen Strom- und Wärmesektor sein. Wärmepumpen als Teil des Wärmeerzeugungsportfolios bieten mehrere Vorteile, da sie sowohl Strom- als auch Wärmenetze unterstützen. Sie erhöhen die Hosting-Kapazität der Stromnetze und wirken hohen Investitionskosten für einen Netzausbau entgegen. Sie können auch die Kapazität des Fernwärmenetzes erweitern und den Anschluss neuer Kunden ermöglichen. Außerdem verlängern sie die Lebensdauer der bestehenden Biomassekessel, indem die jährlichen Betriebsstunden reduziert werden. Wärmepumpen verbessern den Gesamtwirkungsgrad des Systems und führen zu einer höheren Rentabilität. Die Wirtschaftlichkeit der Netze kann durch Wärmepumpen-Pooling weiter verbessert werden. Die Energiekosten können durch die Optimierung des Energieeinkaufs zu Zeiten mit niedrigen Preisen im Day-Ahead-Markt gesenkt werden. Darüber hinaus können Wärmepumpen durch das Angebot von Ausgleichsleistungen Umsätze erzielen und Netzkosten senken.

Um die Marktdurchdringung von Wärmepumpen in Wärmenetzen zu erleichtern, sind neben weiteren Untersuchungen auch Demonstrationsprojekte erforderlich. Die Weiterentwicklung der Kommunikationsinfrastruktur, Regelungs- und Prognosealgorithmen ist entscheidend für eine erfolgreiche Umsetzung von Geschäftsmodellen zur Flexibilisierung der Wärmepumpe und damit ihrer optimierten Fahrweise. Zukünftige Veränderungen der Strommärkte sollten ebenfalls detailliert verfolgt werden, um ihre Auswirkungen auf die vorgeschlagenen Geschäftsmodelle zu quantifizieren.

5. Ausblick und Empfehlungen

Ausgehend von den Ergebnissen wird ein positives Szenario für Wärmepumpen-Pooling-Konzepte in Fernwärmenetzen vorgestellt. Die entwickelten technischen Lösungen und Geschäftsmodelle zeigen, dass Wärmepumpen einen idealen Koppelpunkt zwischen Wärme- und Stromnetz darstellen können. Wärmepumpen als Teil des Wärmeezeugungsportfolios bieten mehrere Vorteile. Sie erhöhen die Hosting-Kapazität der Stromnetze und wirken hohen Investitionskosten für einen Netzausbau entgegen. Sie können auch die Kapazität des Fernwärmenetzes erweitern und den Anschluss neuer Kunden ermöglichen. Außerdem verlängern sie die Lebensdauer der bestehenden Biomassekessel, indem die jährlichen Betriebsstunden reduziert werden. Wärmepumpen verbessern den Gesamtwirkungsgrad des Systems und führen zu einer höheren Rentabilität. Die Wirtschaftlichkeit der Netze kann durch Wärmepumpen-Pooling weiter verbessert werden. Die Energiekosten können durch die Optimierung des Energieeinkaufs zu Zeiten mit niedrigen Preisen im Day-Ahead-Markt gesenkt werden. Darüber hinaus können Wärmepumpen durch das Angebot von Ausgleichsleistungen Umsätze erzielen und Netzkosten senken.

Die Ergebnisse zeigen, dass das Projekt fit4power2heat unmittelbar zu den Zielen des Programms "Stadt der Zukunft" beiträgt. Es unterstützt die Entwicklung städtischer Gebiete mit hoher Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Darüber hinaus bietet es auch Lösungen zur Optimierung und Anpassung der bereits bestehenden städtischen Infrastruktur im Rahmen der fortschreitenden Urbanisierung, insbesondere der Wärme- und Stromnetze. Da in Österreich bislang nur wenige Beispiele für Wärmepumpenlösungen in Wärmenetzen realisiert wurden, und keines davon eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt inkludiert [37], etabliert das Projekt fit4power2heat innovative Lösungen, welche die internationale Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Unternehmen und Forschungseinrichtungen im Bereich der intelligenten Energielösungen für Gebäude und Städte stärken.

Wärmepumpen können für Fernwärmenetze verschiedene Vorteile bieten, jedoch stehen einer weitreichenden Implementierung verschiedene Barrieren entgegen. So wurden z.B. im Rahmen des Annex 47 des IEA Heat Pumping Technologies Programm folgenden Umsetzungsbarrieren in drei Hauptgruppen identifiziert [38].

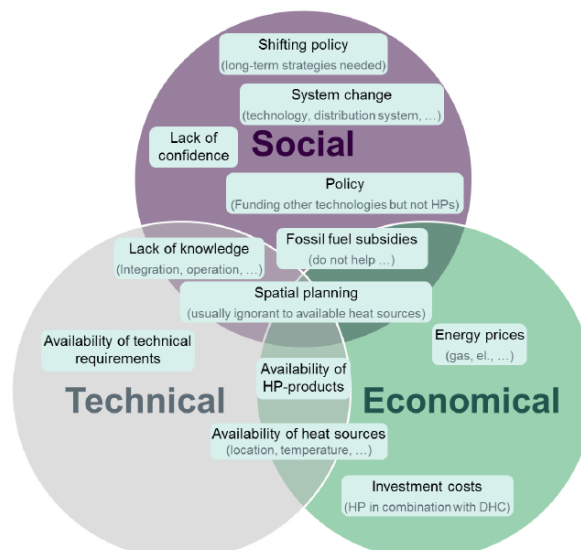


Abbildung 36: Soziale, wirtschaftliche und technische Barrieren für die Integration der Wärmepumpe in Fernwärmenetze [38]

SOZIAL:

- **Sich ändernde politische Randbedingungen**

Die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen sind nicht geeignet, den Wärmepumpenanteil in Fernwärmenetzen zu erhöhen. Der Regierungswechsel führt oft zu Veränderungen in Klima- und Energiestrategien, die sich auf die Förderprogramme auswirken, was bei kostenintensiven Projekten eine geringe langfristige Zuverlässigkeit gewährleistet.
- **Systemänderung**

Wirtschaftliche Machbarkeit. Oft ist es wirtschaftlicher, einen Biomassekessel für neue Wärmenetze einzusetzen. Für die Erhöhung der Anschlussleistung eines Wärmenetzes kann die Nachrüstung mit einer Wärmepumpe, insbesondere in Kombination mit einer Rauchgaskondensation interessant sein. Ein weiterer positiver Faktor ist die größere Flexibilität und Diversifikation in der Erzeugung (Optimierung nach Biomasse- und Strompreisen).
Risiko für das Standardgeschäft. Die Erzeugungsstrukturen in vielen Wärmenetzen sind durch "Standardtechnologien" wie Gaskessel, Biomassekessel und Heizkraftwerke charakterisiert. "Neuartige" Technologien wie Wärmepumpen gelten nach wie vor als Innovationen und können ein Risiko für das konventionelle Geschäft darstellen. Vor allem, sobald Veränderungen in der Wertschöpfungs-/Produktionskette aus der Wärmepumpenintegration resultieren (z.B. Änderung etablierter Prozesse wie Brennstoffbeschaffung/Logistik).
- **Mangelndes Vertrauen**

Keine etablierte Technologie. Obwohl Wärmepumpen technisch ausgereift sind, sind diese nicht in Wärmenetzen etabliert, was zu einer gewissen Skepsis hinsichtlich Integration, Betriebsverhalten und langjähriger Erfahrung führt.
Fehlend wettbewerbsfähige Konzepte (und Lösungen). Wettbewerbsfähige bzw. standardisierte Konzepte zur Wärmepumpenintegration fehlen. Jede Integration von Wärmepumpe im Wärmenetz ist nach wie vor ein "Sonderdesign" mit besonderen Anforderungen. Daher fehlt es derzeit noch an Vertrauen, insbesondere in der Betriebsart nach der Inbetriebnahme.
Sensibilität bzgl. der Exergie – besonders im Winter. Aus thermodynamischer Sicht wird z.T. der Sinn von Wärmepumpen hinterfragt. Die Verwendung von Strom für Heizzwecke wird kritisiert, insbesondere im Winter, wenn der COP niedriger ist (höhere Netztemperatur und eine niedrigere Quelltemperatur je nach Wärmequelle).
- **Politische Ebene**

Die fehlende Koordination von Fördermitteln auf Bundes- und Landesebene, z.B. für Ökostrom führt zu einer mangelnden Nutzung von Synergien (z.B. Speicherung). Auch fehlen finanzielle Anreize für großvolumige Infrastrukturinvestitionen wie Langzeitspeicher oder große Wärmepumpen.

WIRTSCHAFTLICH:

- **Subventionen für fossile Brennstoffe**

Die bestehenden Subventionen für fossile Energieträger sind eine wesentliche Eintrittsbarriere für alternative Energieträger. Fossile Subventionen sollten schrittweise abgebaut und durch Subventionen für erneuerbare Energien ersetzt werden.

- **Energiepreise**

Die wirtschaftliche Entscheidung für die Integration von Wärmepumpen hängt von den Energie- und Brennstoffpreisen ab. Solange Gas günstig und Strom teuer ist, zahlen sich Wärmepumpen nicht aus.

- **Investitionskosten**

Die Investitionskosten (CAPEX) von Wärmepumpen sind im Vergleich zu herkömmlichen Wärmeerzeugern deutlich höher, was auch daran liegt, dass Luft als Wärmequelle aufgrund der niedrigen COPs im Regelfall nicht als Wärmequelle betrachtet wird. Abwärmequellen sind hier günstig zu bewerten, allerdings nur, wenn sich diese in der Nähe des Wärmenetzes befinden.

TECHNISCH:

- **Mangelndes Know-How (Integration und Betrieb)**

Wärmepumpen sind noch keine etablierte Technologie in Wärmenetzen. Es fehlt sowohl an internem als auch an externem (Planer, Lieferanten, etc.) Know-how. Während große Fernwärmeversorger auf externes Know-How (national, international) zurückgreifen können, ist es vor allem für kleinere Betreiber schwierig, Wärmepumpen in bestehende Netze zu integrieren (Personalmangel, Kapitalmangel, etc.). Darüber hinaus wird die Biomassetechnologie in Österreich ausgebaut und kann auf langjährige, zuverlässige Partner und Hersteller zurückblicken. Die Betreiber sind mit der Technik vertraut und kleinere Reparaturen können selbst durchgeführt werden.

Das Hinzukommen einer neuen Domäne (Strom zusätzlich zur Wärme) bringt zusätzliche Anforderungen/Bestimmungen mit sich bzw. wird neues/weiteres Know-how (technisch, organisatorisch, regulatorisch, etc.) benötigt. Vor allem für ländliche Wärmenetzbetreiber bringt dies zusätzliche Hürden (entsprechende Ressourcen gefordert).

- **Raumplanung**

Eine intelligente Energieplanung sollte die Parallelität von Fernwärme- und Gasinfrastruktur an einem Standort vermeiden, so können z.B. Vorzugsgebiete für Fernwärme definiert werden.

- **Verfügbarkeit**

Vor allem im Bereich der Hochtemperatur-Wärmepumpen können nur wenige Produkte die technischen Anforderungen der Wärmenetze noch nicht vollständig erfüllen. Die Marktreife wird oftmals kritisch betrachtet. Weiters fehlen verlässliche Datenbank über verfügbare Produkte bzw. Technologien sowie eine Marktübersicht etablierter Hersteller, in Kombination mit realisierten Projekten. Darüber hinaus haben große Wärmepumpen im MW-Bereich mehrere Monate Lieferzeit. In Bezug auf Produkt-, Technologie- und Marktbewertung gelten unabhängige Institutionen als vertrauenswürdig und notwendig.

- **Verfügbarkeit von Wärmequellen**

(Ab-)wärmequellen

Um hohe Betriebsstunden und damit niedrige Wärmeerzeugungskosten der Wärmepumpe zu erreichen, ist eine hohe Verfügbarkeit der Wärmequelle erforderlich. Die Verfügbarkeit der

Wärmequelle entspricht jedoch nicht immer dem Bedarf (so ist das Temperaturniveau vieler Wärmequellen besonders im Winter zu Zeiten hohen Bedarfs am geringsten). Zu beachten ist, dass die Nutzung von Abwärme und anderen dezentralen Wärmequellen aufgrund der zusätzlich einzubeziehenden Stakeholder einen höheren Koordinationsbedarf bei Planung, Gestaltung, Realisierung und Betrieb von Wärmenetzen verursachen.

Temperaturstufen

Das Verhältnis der Temperaturen der Wärmequelle (insbesondere Umgebungswärme) und der Senke (Wärmenetz) verursacht relativ geringe COPs und damit eine entsprechende geringe Wirtschaftlichkeit. Der Einsatz von zweistufigen Wärmepumpen trägt dazu bei, höhere COPs zu erreichen, hierbei sind die Investitionskosten im Vergleich zum Effizienzgewinn recht hoch.

Abbildung 37 zeigt Lösungsansätze für die genannten sozialen, wirtschaftlichen und technischen Barrieren.

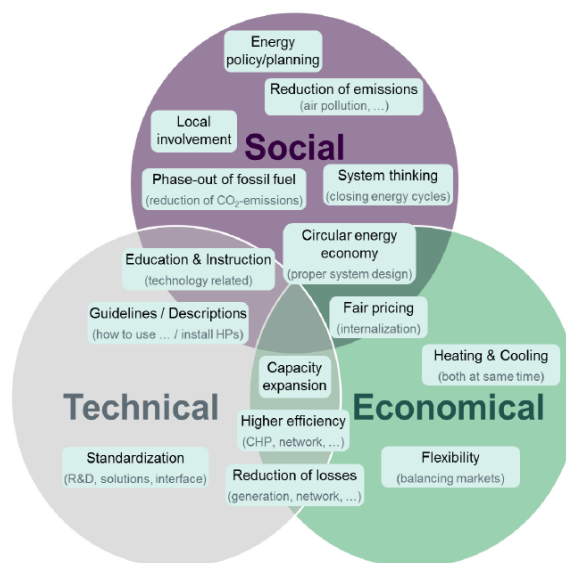


Abbildung 37: Lösungen für soziale, wirtschaftliche und technische Barrieren bei der Integration der Wärmepumpe in Fernwärmenetze [38]

Unter den genannten Lösungsoptionen ist die Bereitstellung von Flexibilität im Stromnetz hervorzuheben.

AUSBLICK

Das Projekt fit4power2heat hat mehrere Forschungsprojekte, die sich mit Flexibilitätsoptionen für Wärmepumpen befassen, initiiert bzw. leistet einen wesentlichen Beitrag zu folgenden Projekten:

- **IEA DHC Annex TS3:** It aims at the promotion of opportunities to overcome the challenges for district heating and cooling networks in as integrated energy system context. Heat pumps are considered as coupling technology between district heating networks and electricity grids.
- **Flex+.** Im Projekt Flex+ werden unterschiedliche Konzepte entwickelt und im großflächigen Realbetrieb getestet, um Flexibilität von fernsteuerbaren Prosumer-Komponenten wie

Wärmepumpen, Boiler, PV-Speichersysteme und E-Mobilität für ausgewählte systemdienliche Dienstleistungen, wie beispielsweise die Vermarktung an Spot- und Regelenergiemärkten sowie Minimierung der Ausgleichsenergie wirtschaftlich nutzen zu können. Dazu werden skalierbare Optimierungsalgorithmen auf Aggregator- und Prosumer-Ebene entwickelt, die, unter Berücksichtigung der Interessen des Aggregators sowie auch der Eigeninteressen der Prosumer, eine für alle Beteiligten optimale märkteübergreifende Nutzung und Vermarktung der vorhandenen Flexibilität ermöglichen. Basierend auf diesen Ergebnissen werden Vergütungsmodelle und Tarife für Prosumer entwickelt und notwendige Prozesse bei Prosumern und Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette implementiert.

- **REACT.** Technical and business ecosystems are developed to demonstrate the potential of the large-scale deployment of RES and storage assets on geographical islands. It will bring economic benefits, contributing to the decarbonisation of local energy systems. Heat pumps are among the key technologies considered.

Die im Projekt fit4power2heat vorgeschlagenen technischen Lösungen wurden für repräsentative thermische Netzwerke in Österreich entwickelt. Dies ermöglicht deren Wiederverwendbarkeit in anderen thermischen Netzwerken. Deliverable D3.1 gibt einen Überblick über existierende, auf Biomasse basierende, thermische Netzwerke in Österreich. Diese werden hinsichtlich Wärmebedarf, Hin-/Rücklauftemperaturen, Typ der installierten Wärmekraftwerke, Rauchgas Verfügbarkeit, Kondensationskapazität und Kapazität des thermischen Speichers unterschieden. Der Vergleich zwischen diesen Netzwerken und den evaluierten Use Cases zeigt, dass es durch die ähnlichen Netztopologien möglich wäre, die technischen Lösungen auch auf andere Netzwerke in Österreich anzuwenden. Zusätzlich werden verschiedene Netzwerke des Business-Portfolios von ENGIE Austria GmbH präsentiert. Das Potenzial der Wärmepumpenintegration wird auf Basis spezifischer Charakteristika jedes Netzwerkes separat ermittelt. Die Integration von Wärmepumpen ist laut der Analyse eine interessante Lösung, die eine Demonstration des Wärmepumpen-Pooling Konzepts ermöglichen würde.

Im Anschluss an dieses Projekt könnte ein Demonstrationsprojekt geplant werden. Die Use Cases, welche die besten Ergebnisse in der Realisierbarkeitsstudie gezeigt haben, hätten Potenzial zur tatsächlichen Umsetzung. Basierend auf den vorgeschlagenen technischen Lösungen könnte eine detailliertere Analyse der Hydraulik der ausgewählten thermischen Netzwerke sowie der Regelungssysteme der Wärmepumpen durchgeführt werden. Zukünftige regulatorische Änderungen im Strommarkt sollten dabei berücksichtigt werden, um ihren Einfluss auf die entwickelten Geschäftsmodelle abschätzen zu können.

6. Verzeichnisse

6.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wärmeversorgung in Österreich [9]	11
Abbildung 2: Brennstoffeinsatz für Fernwärme-Erzeugung 2013 [9]	11
Abbildung 3: Entwicklung der OeMAG Vertragsverhältnisse (installierte Kapazität) [14]	15
Abbildung 4: Entwicklung der Leistung der jährlich neu errichteten Biomassefeuerungen 1980 bis 2015 [16]	16
Abbildung 5: Schematisches Projektkonzept	18
Abbildung 6: flow chart der Methodik	22
Abbildung 7: Definition der Nomenklatur: Szenario, Konzept und Use Case	22
Abbildung 8: Fern- und Nahwärmeversorgte Wohnungen [17]	24
Abbildung 9: Fern- und Nahwärmeumsätze für verschiedene Sektoren [17].....	24
Abbildung 10: Brennstoffeinsatz in der Fernwärmeerzeugung [18].....	24
Abbildung 11: Wärmeerzeugung aus der Kraft-Wärme-Kopplung [18].....	24
Abbildung 12: Entwicklung der Netzwerklänge in der Fernwärme 1996-2026 [19].....	25
Abbildung 13: Verteilung der Heizkraftwerke nach der installierten Leistung und der erzeugten Wärmemenge [22]	26
Abbildung 14: Übersicht über das hydraulische Schema im Konzept A (Quelle: technische Daten der ENGIE Austria GmbH)	27
Abbildung 15: Übersicht über das hydraulische Schema im Konzept B (Quelle: technische Daten der ENGIE Austria GmbH)	27
Abbildung 16: Übersicht über das hydraulische Schema im Konzept C (Quelle: technische Daten der ENGIE Austria GmbH)	28
Abbildung 17: Integrationsschema der Wärmepumpe (Rauchgas als Quelle). Zusätzliche Temperaturparametrierung siehe in Tabelle 4 und Tabelle 5.	31
Abbildung 18: Integrationsschema der Wärmepumpe (Abwasser als Quelle). Zusätzliche Temperaturparametrierung siehe in Tabelle 4 und Tabelle 5.	32
Abbildung 19: optimaler Betrieb von Biomassekessel, Heizwerk und Speicher für eine Woche (auf Basis von 15 Minuten Zeitschritten). Use Case: B3-FG.	38
Abbildung 20: "niedrige" Gebotsstrategie für die Wärmepumpe (eine Woche). Use Case: B3.1-SW.	38
Abbildung 21: optimaler Betrieb von Biomassekessel, Heizwerk und Speicher für eine Woche (auf Basis von 15 Minuten Zeitschritten). Use Case: B3.1-SW.	39
Abbildung 22: optimale Gebotsstrategie für die Wärmepumpe (eine Woche). Use Case: B3.1-SW....	39
Abbildung 23: Unterschiede in den jährlichen Wärmeerzeugungskosten für die Use Cases mit Rauchgas als Quelle für die Wärmepumpe	41
Abbildung 24: Unterschiede in den jährlichen Wärmeerzeugungskosten für die Use Cases mit Abwasser als Quelle für die Wärmepumpe.....	42
Abbildung 25: Business Model Canvas.....	43
Abbildung 26: Business Model 1 – Vergleich der Investitionskosten	44

Abbildung 27: Internal Rate of Return (IRR) for business model 1	45
Abbildung 28: Return on Capital Employed (ROCE) für das Geschäftsmodell 1	45
Abbildung 29: Earnings Before Interest and Taxes (EBIT) for business model 1.....	46
Abbildung 30: EBIT-Wert für State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien. Geschäftsmodell 1, Use Case "B3-FG"	48
Abbildung 31: EBIT-Wert für State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien. Geschäftsmodell 1, Use Case "B3.1-SW"	49
Abbildung 32: Geschäftsmodell 2 - Vergleich der Investitionskosten (einschließlich Förderungen und einmalige Netzkosten).....	50
Abbildung 33: Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) für Geschäftsmodell 2	51
Abbildung 34: EBIT-Wert für State-of-the-Art- und Zukunftsszenarien. Geschäftsmodell 2, Use Case "B3-FG"	52
Abbildung 35: EBIT value for state-of-the-art and future scenarios. Business model 2, Use Case "B3.1- SW"	52
Abbildung 36: Soziale, wirtschaftliche und technische Barrieren für die Integration der Wärmepumpe in Fernwärmenetze [38].....	57
Abbildung 37: Lösungen für soziale, wirtschaftliche und technische Barrieren bei der Integration der Wärmepumpe in Fernwärmenetze [38].....	60

6.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Einsatz von Wärmepumpen in Wärmenetzen (Beispiele).....	12
Tabelle 2: mittlere Strommarktpreise und Anrufwahrscheinlichkeiten für 2017	29
Tabelle 3: Use Cases Definition	31
Tabelle 4: Charakterisierung der Use Cases "A-Baseline", "B-baseline" und "C-baseline".	32
Tabelle 5: Daten der Wärmepumpen und Wärmequellen in den Konzepten A, B und C.....	33
Tabelle 6: Übersicht über die Investitionskosten (inkl. Zuschüsse und einmalige Netzkosten)	35
Tabelle 7: Jährliche O&M Kosten in % der Investitionskosten.....	35
Tabelle 8: Fördersätze in % der Investitionskosten.....	35
Tabelle 9: Übersicht über die Use Cases	40
Tabelle 10: Variabilität der Parameter im Zukunftsszenario.....	47
Tabelle 11: zukünftige Entwicklungen im Stromsektor. Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle.....	53
Tabelle 12: zukünftige Entwicklungen im Wärmesektor. Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle....	53

6.3. Literaturverzeichnis


- [1] APG Austrian Power Grid, „Installed Power Plant Capacity,“ December 2018. [Online]. Available: <https://www.apg.at/en/market/Markttransparenz/generation/installed-capacity>.
- [2] Landwirtschaftskammer Niederösterreich, „Biomasse - Heizungserhebung 2017,“ 2018.
- [3] T. Esterl, L. Leimgruber, M. Stifter, T. Ferhatbegovic, A. Zottl, I. Moretti, M. Krottenthaler, B. Weiss und E. Plunger, „iWPP-Flex: Intelligentes Wärmepumpen-Pooling als Virtueller Baustein in Smart Grids zur Flexibilisierung des Energieeinsatzes,“ 2016.
- [4] EEX, „Strom-Spotmarkt,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.eex.com/de/produkte/strom/spotmarkt>.
- [5] APG Austrian Power Grid, „Netzregelung,“ 2019. [Online].
- [6] Esterl et al., „Valuation Analysis of Residential Demand Side Flexibility - Demand Flexibility in Households and Buildings,“ 2016.
- [7] umweltbundesamt, „Klimaschutzbericht,“ REP-0226, Wien, 2009.
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, „Energiestatus Österreich 2009,“ Wien, 2009.
- [9] FGW, Fernwärme in Österreich, „Zahlenspiegel 2015,“ 2015.
- [10] BMWLF, „EnergieStrategie Österreich, 2010,“ 2010.
- [11] Averfalk, H. et al., „On the use of surplus electricity in district heating systems,“ in *14th International Symposium on District Heating and Cooling*, Stockholm, Sweden, 2014.
- [12] L. Kranzl, „Power-to-Heat: Langfristige Optionen und Herausforderungen,“ in *Fernwärmeforum 2017*, Impulsquartier Loipersdorf, 2017.
- [13] E-Control, „Ökostrombericht 2016. Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2006–2015 sowie Prognose für 2016.,“ 2016.
- [14] „OeMAG - Abwicklungsstelle für Ökostrom AG,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.oem-ag.at/de/home/>.
- [15] A. Müller et al., „Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise (Solargrids),“ TU Wien (EEG), Wien, 2014.
- [16] Dipl.-Ing. H. Haneder, „Biomasse - Heizungserhebung 2015,“ Referat Technik und Energie, 2015.

- [17] FGW - Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, „Erdgas und Fernwärme in Österreich - Zahlenspiegel 2018,“ FGW , Wien, 2018.
- [18] FGW, „Erdgas und Fernwärme in Österreich - Zahlenspiegel 2017,“ FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, Wien, 2017.
- [19] FGW - Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, „Erdgas und Fernwärme in Österreich - Zahlenspiegel 2018,“ FGW, Wien, 2018.
- [20] FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen; WKO, „Zahlenspiegel 2018: Gas und Fernwärme in Österreich,“ Wien, 2018.
- [21] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, [Online]. Available: https://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/effiziente_heizwerke/qmheizwerke.html.
- [22] A. Müller, R. Büchele, L. Kranzl, G. Totschnig, F. Mauthner, R. Heimrath und C. Halmdienst, „Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise (Solargrids),“ TU Wien (EEG), Wien, 2014.
- [23] APG Austrian Power Grid, „Netzregelung Statistik,“ [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik>. [Zugriff am December 2018].
- [24] APG Austrian Power Grid, „Report Ergebnisse,“ [Online]. Available: <https://www.apg.at/emwebapgrem/startApp.do> . [Zugriff am December 2018].
- [25] Österreichischer Biomasse-Verband, „Energieträger-Vergleich,“ [Online]. Available: <https://www.biomasseverband.at/service/energietraegervergleich/>. [Zugriff am December 2018].
- [26] K. Fazeni-Fraisl, S. Goers und S. Moser, „Projekt heat_portfolio: Wirtschaftliche Nachhaltigkeit – volks- und betriebswirtschaftliche Analyse. Rechtliche Aspekte der dezentralen Wärmeeinspeisung,“ Energieinstitut an der JKU Linz, 2018.
- [27] „Next Kraftwerke,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.at/>. [Zugriff am 2018].
- [28] „Solutions, A1 Energy,“ [Online]. Available: www.a1energysolutions.at. [Zugriff am 2018].
- [29] „FLEX+,“ [Online]. Available: <https://www.flexplus.at/>. [Zugriff am 2018].
- [30] R. Grosse, B. Christopher, W. Stefan, R. Geyer und S. Robbi, „Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU,“ Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2017.
- [31] UHRIG, „Energy from wastewater,“ [Online]. Available: <https://www.uhrig-bau.eu/en/energy-from-wastewater/economic-efficiency/>. [Zugriff am 2018].

- [32] „KPC - Kommunal Kredit Public Consulting,“ 2018. [Online]. Available:
<https://www.umweltfoerderung.at/alle-foerderungen.html>.
- [33] P. D. Pape, „Gabler Wirtschaftslexikon,“ [Online]. Available:
<https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/interner-zinsfuss-37882/version-261312>.
[Zugriff am 2018].
- [34] IG Markets Limited, „IG - ROCE (Definition),“ [Online]. Available:
<https://www.ig.com/at/trading-glossar/roce-definition#information-banner-dismiss>. [Zugriff
am 2018].
- [35] G. Berkstein, „Wirtschaftshandbuch der Formeln und Kennzahlen: Nachschlagewerk für
Studenten und Profis,“ BoD – Books on Demand, 2011.
- [36] P. D. Breuer, „Gabler Wirtschaftslexikon,“ [Online]. Available:
[https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/earnings-interest-and-taxes-ebit-33227/version-
327307](https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/earnings-interest-and-taxes-ebit-33227/version-327307). [Zugriff am 2018].
- [37] M. Schwarz und E. Eibl, „Status quo & zukünftige Entwicklungen der Intelligenz von
Wärmepumpen,“ Energie Institut an der Johannes Kepler Universität Linz; Enamo First Class
Energy, 2018.
- [38] R. Geyer, D. Hangartner, M. Lindahl und S. Pedersen, „IEA Heat Pumping Technologies Annex
47 - Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems,“ 2019.

7. Anhang

- **D2.1:** Bericht zu potenziellen Anwendungsfällen von Wärmepumpen im Fernwärmebereich mit Fokus auf Strom-Fernwärme Markt-Kopplung
- **D3.1:** Bericht über technische Lösungen von Wärmepumpen in Fernwärmenetzen
- **D4.1:** Bericht über bewertete Konzepte und geeignete Geschäftsmodelle



Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien
[bmvit.gv.at](https://www.bmvit.gv.at)