

R E P O R T

Projekt heat_portfolio (FFG-Nr. 848849)

Deliverable D8.1 & D9.1

- Rahmenbedingungen und Richtlinien zur Implementierung der Projektergebnisse in anderen Wärmenetze
- Chancen und Hemmnissen möglicher Demonstrationsprojekte

Dr.-Ing. Ralf-Roman Schmidt.

DOKUMENTHISTORIE

Autor	Ralf-Roman Schmidt
Bearbeitungsdatum	17.06.2018 28.02.2018
Inhalt/Zweck	Zusammenfassung
Änderungen	

SYNOPSIS

Der vorliegende Bericht stellt das folgende Deliverable des Projektes heat_portfolio (FFG-Nr. 848849) dar:

- **D8.1 Bericht über die geeigneten Rahmenbedingungen und Richtlinien zur Implementierung der Projektergebnisse in anderen Wärmenetze**
- **D9.1 Bericht zu Chancen und Hemmnissen möglicher Demonstrationsprojekte**

Das Projekt heat_portfolio wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms durchgeführt. Ziel des Projektes ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger in Wärmenetzen durch die Einbindung verfügbarer dezentraler Quellen. Dazu wurden sämtliche Möglichkeiten zur Maximierung des Anteils erneuerbarer Energieträger in verallgemeinerungsfähiger bzw. replizierbarer Form entwickelt und anhand von Beispielen angewandt. Nach Abklärung der rechtlichen Rahmenbedingungen wurden mögliche Maßnahmen in 4 ausgewählten Fernwärmenetzen mittels Simulationen und Machbarkeitsstudien technischen, ökonomischen und ökologischen Bewertungen unterzogen. Abschließend wurden mit verschiedenen Stakeholdern die Übertragbarkeit auf andere Wärmenetze sowie Chancen und Hemmnissen möglicher Demonstrationsprojekte diskutiert.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung.....	5
1.1	Handlungsbedarf.....	5
1.2	Aktuelle Erzeugungsstrukturen der Wärmenetze in Österreich.....	6
1.3	Die Nutzung alternativer Wärmequellen in Wärmenetzen.....	6
2	Barrieren für die Einspeisung alternativer Wärmequellen in bestehende Wärmenetze.....	8
2.1	Barrieren für Niedertemperaturquellen.....	8
2.2	Barriere für dezentral vorliegende Quellen.....	9
2.3	Barriere für zeitlich fluktuierende bzw. nicht kontrollierbare Einspeisung bzw. Konkurrenzsituation zwischen den Erzeugern.....	10
2.4	Barrieren für die Integration von Abwärme aus Gewerbe und Industrie.....	12
2.5	Barrieren für die Integration von Wärmepumpen.....	13
2.6	Nicht-technische Barrieren.....	15
3	Lösungsoptionen.....	17
3.1	Gesamtheitliche Wärmeversorgungsstrategien.....	17
3.1.1	Analyse der Randbedingungen.....	17
3.1.2	Entwicklung von Technologieszenarien.....	18
3.1.3	Entscheidung zum finalen Wärmeversorgungskonzept.....	18
3.2	Sektorenkopplung/ Hybridnetze.....	19
3.3	Weitere Unterstützende Maßnahmen.....	20
3.4	Neue Geschäftsmodelle.....	21
3.5	Digitalisierung.....	23
3.5.1	Planung und Auslegung.....	24
3.5.2	Betrieb und Optimierung.....	26
3.6	neue Tarifsysteme.....	28
3.6.1	Anreize zur Senkung der Rücklauftemperaturen.....	28
3.6.2	Flexible Tarife/„Wärmebörse“.....	28
4	Literaturverzeichnis.....	29

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Einflusses sinkender Rücklauftemperaturen (RLT) auf das Potential erneuerbarer Energieträger mit niedrigem Temperaturniveau, links: Ausgangszustand mit hohen RLT, rechts: Senkung der RLT	8
Abbildung 2: Links: Zentrale Erzeugung, Mitte und rechts: dezentrale Einspeisung in ein Strahlennetz (AIT eigene Darstellung).....	10
Abbildung 3: Saisonaler Versatz zwischen Verbrauch und Erzeugung alternativer Wärmequellen (AIT eigene Darstellung).....	12
Abbildung 4: nicht-technische Herausforderung an den Wärmenetzbetreiber/ Energieversorger	16
Abbildung 4: 3 Phasen zur Entwicklung einer Wärmeversorgungsstrategie	17
Abbildung 5: Darstellung des Hybriden Energiesystems, TU Wien, OpenHeatGrid Endbericht [9]	20

1 Einleitung

Die Nutzung alternativer Wärmequellen wie Solar- oder Geothermie, Umgebungswärme und Abwärme aus Produktionsprozessen oder dem Gewerbebereich (z.B. Rechenzentren) in Wärmenetzen kann deren Gesamteffizienz erhöhen sowie CO₂ Emissionen und Investitionsrisiken reduzieren. Dieses trägt unmittelbar zur Beibehaltung der Zukunftsfähigkeit von Wärmenetzen bei.

Ziel des Projektes heat_portfolio ist die Schaffung der technischen Grundlagen zur signifikanten Erhöhung des Anteils der genannten Wärmequellen in Wärmenetzen und die Untersuchung von verschiedenen Szenarien in 4 konkreten Fallbeispielen.

In diesem Bericht werden die „Lessons learned“ und Handlungsempfehlung des Projektes heat_portfolio sowie die technischen, rechtlichen, sozialen und ökologischen Chancen und Hemmnisse für mögliche Demonstrationsprojekten identifiziert und beschrieben. Dieses basiert auf einer intensiven Diskussion der Projektergebnisse mit unterschiedlichen Stakeholdern im Rahmen von mehreren Workshops. Im Rahmen des Projektes wurden folgende Workshops durchgeführt:

- **Lokaler Stakeholder WS** (Ort: Eggenburg, Datum: 04.12.2017, Teilnehmerkreis: Vertreter vom Wirtschaftsforum Waldviertel)
- **Lokaler Stakeholder WS** (Ort: Güssing, Datum: 31.01.2018, Teilnehmerkreis: Fern- und Nahwärmenetzbetreiber, Hersteller von Komponenten)
- **Lokaler Stakeholder WS** (Ort: Eugendorf, Datum: 06.02.2018, Teilnehmerkreis: Nahwärmenetzbetreiber, Energiecontracting)
- **Lokaler Stakeholder WS** (Ort: Großschönau, Datum: 21.02.2018, Teilnehmerkreis: Gemeindevertreter)
- **Abschluss WS in Wien** (Ort: Wien, Datum: 28.02.2018, Teilnehmerkreis: Fern- und Nahwärmenetzbetreiber, Hersteller von Komponenten, Ingenieurbüros, Interessensvertretungen, Förderstellen)

Abschließend werden unterschiedliche Lösungsmöglichkeiten aus folgenden Bereichen skizziert: Wärmeversorgungsstrategien, Sektorenkopplung/ Hybridnetze, neue Geschäftsmodelle, Digitalisierung sowie neue Tarifsysteme.

1.1 Handlungsbedarf

Gegenwärtig stehen viele Betreiber von Fernwärmenetzen vor wirtschaftlichen Schwierigkeiten aufgrund steigender Brennstoffpreise und sinkender Erlöse für Strom. Zur Senkung des Brennstoffbedarfs und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit kann folgender Handlungsbedarf identifiziert werden:

- 1) Es bedarf einer Steigerung der Energieeffizienz in der gesamten Umwandlungskette, ein Schlüssel hierbei ist die Senkung der Systemtemperaturen. Hierdurch werden nicht vermeidbarer Abwärmepotentiale aus industriellen Prozessen genutzt werden können und Wärmeverteilverluste sowie Pumpstromkosten gesenkt werden können.
- 2) Es ist notwendig, signifikante Anteile erneuerbarer Wärmequellen (Solar/ Geothermie, Umgebungswärme über Wärmepumpen) und power-to-heat zu integrieren. Jedoch liegen diese Quellen oftmals kleinskalig bzw. dezentral vor und/ oder haben ein niedriges Temperaturniveau und/ oder sind zeitlich nicht (einfach) kontrollierbar.

- 3) Die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle, die zukünftigen Anforderungen gerecht werden, wie der Tendenz zu kleineren, dezentralen Systemen, einer stärkeren Kunden- und Serviceorientierung, der verstärkten Interaktion mit dem Stromnetz sowie die eine Risikominimierung für Investitionen in Erzeugungsanlagen, Netzinfrastruktur und Speicher inkludieren.

1.2 Aktuelle Erzeugungsstrukturen der Wärmenetze in Österreich

Gegenwärtig stammt in etwa die Hälfte der Energieaufbringung der Fernwärme in Österreich aus Biomasse (15 %¹) und der Müllverbrennung (25 %) sowie Industrielle Abwärme, Geothermie und sonstige Quellen (8 %), die andere Hälfte wird aus fossilen Quellen hergestellt, im Wesentlichen Erdgas (40 %). Für die Fernwärmeerzeugung in urbanen Gebieten werden meistens hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK) -Anlagen verwendet. Aufgrund des Wandels auf den internationalen Energiemärkten, können vor allem gasbefeuerte KWK Anlagen wegen geringer Strompreise und höheren Gaspreisen teilweise nicht mehr rentabel betrieben werden. Durch die schwierigeren wirtschaftlichen Bedingungen der KWK-Anlagen, verlagerte sich in den letzten Jahren die Erzeugung zunehmend auf reine Heizkessel [1]. In vielen ländlichen Wärmenetzen spielt Biomasse (insbesondere in Form von Hackschnitzeln) eine bedeutende Rolle. Die lokale Verfügbarkeit von Biomasse kann derzeit als ausreichend angenommen werden, 2011 wurden ca. 7% des für eine energetische Verwertung² bestimmten Holzes importiert [2]. Jedoch besteht das Risiko, dass aufgrund steigender Nachfrage und der Nutzungskonkurrenz durch die stoffliche Verwertung mittel- bis langfristig die Weltmarktpreise steigen werden. Weitere Herausforderung sind die bei vielen Biomasseheiz(kraft)werken auslaufende Förderungen.

1.3 Die Nutzung alternativer Wärmequellen in Wärmenetzen

Die Integration erneuerbarer bzw. alternativer Energieträger kann die Investitionsrisiken in Wärmenetze verringern, die Versorgungssicherheit erhöhen und gleichzeitig die CO₂-Emissionen senken und somit zu dem COP21 Zielen beitragen. Folgende erneuerbare bzw. alternative Wärmequellen stehen i.A. zur Integration in Wärmenetze zur Verfügung:

Mithilfe von Solarthermie wird Sonnenenergie genutzt um nutzbare thermische Energie zu erhalten. Mit den heute verfügbaren Kolleorttechnologien können ausreichend hohe Temperaturen erzielt werden, um sie in den meisten Wärmenetzen direkt einzusetzen. Die größte Solarthermieanlage Österreichs hat eine Fläche von ca. 7.000 m² und speist in das Grazer Fernwärmenetz ein. Damit können rund 500 Haushalte versorgt werden [3]. Während die Solarthermie in österreichischen Wärmenetzen eine untergeordnete Rolle spielt, werden in manchen dänischen Wärmenetzen bereits solare Deckungsgrade bis über 50 % erreicht. Die Flächen der Solarkollektoren in diesen Wärmenetzen erreichen dabei mehr als 50.000 m², was einer Fläche von ca. 7 Fußballfeldern entspricht. Um hohe solare Deckungsgrade zu erreichen werden saisonale Wärmespeicher benötigt (siehe Abschnitt 2.3). Hier lässt sich auch schon eine wesentliche Barriere von Solarthermie erkennen. Die Produktion erfolgt hauptsächlich in den Sommermonaten – genau in der Zeit, in der die Wärmelast in den Netzen am

¹ Dieser Anteil bezieht sich auf die Statistik des Fachverbandes Gas Wärme, bei der viele kleinere Biomassebasierte Nahwärmenetze allerdings nicht berücksichtigt sind - der reale Anteil dürfte entsprechend höher liegen

² Da auch Sägenebenprodukte und Rinde aus importiertem Rundholz energetisch verwertet werden, ist der gesamte Anteil der Importhölzer an der energetischen Verwertung höher.

geringsten ist und oftmals andere Erzeugungskapazitäten vorliegen – wie z.B. aus der Müllverbrennung.

Die Nutzung der Tiefengeothermie beschränkte sich in Österreich lange „nur“ auf die balneologische Nutzung (d.h. Thermalbäder). Seit ca. 1980 wird auch versucht, Geothermie für die Wärme- und Stromproduktion einzusetzen. In Österreich gibt es insgesamt 15 Anlagen mit energetischer Nutzung, wobei zwei davon auch Strom produzieren. Die installierte Wärme-Gesamtleistung liegt bei etwa 93 MW [4]. Potenziale für mittelfristig erschließbare Leistungen werden im oberösterreichischen Molassebecken mit 150 MW, im steirischen Becken mit 25 MW und im Wiener Becken mit 300 MW gesehen. Je nach Gebiet werden Temperaturen von 150 °C in einer Tiefe zwischen 3,6 bis 5,0 km erwartet [5]. Die Nutzung von Geothermie nimmt z.B. in der Energiestrategie der Stadt Wien einen hohen Stellenwert ein [6] – es kann von einem Gesamtpotential im Wiener Raum von bis zu 300 MW ausgegangen werden [7] – jedoch ist der technische Aufwand für die Bohrungen im Vergleich zu anderen Technologien hoch.

Abwärme tritt bei vielen industriellen Produktionsprozessen, aber auch im Gewerbe (z.B. Kühlung in Supermärkten oder Rechenzentren) auf. Diese Abwärmequellen sind sehr unterschiedlich, manche lassen sich direkt aufgrund des hohen Temperaturniveaus in traditionelle Fernwärmenetze einspeisen, bei Niedertemperaturabwärmequellen werden Wärmepumpen zur Nutzbarmachung benötigt. Ein aktuelles Beispiel für die Nutzung von Abwärme ist der Süßwarenhersteller Manner. Dieser speist seit Anfang Oktober 2016 rund 1 MW thermische Energie in das Wiener Fernwärmenetz ein. Dies entspricht einer Wärmeversorgung von 600 Haushalten [8]. Weitere Beispiele für die Nutzung von Abwärme sind die OMV (Lieferung von 50 MW Bandlast und bis zu 185 MW Spitzenlast an das Wiener Fernwärmenetz [9]) sowie die voestalpine (Lieferung von 150 GWh/a Abwärme in das Fernwärmesystem der Kelag in Linz [9]). Zurzeit laufen auch einige Forschungsprojekte³ um weitere Abwärmepotenziale zu identifizieren und diese auch zu nutzen.

Wärmepumpen heben mithilfe von Antriebsenergie (meist Strom) die Temperatur einer Wärmequelle (Luft, Oberflächen- oder Grundwasser, Erdreich, Abwärme...) an, um sie auf der Wärmesenke (Fernwärmenetz) mit gewünschtem Temperaturniveau bereitzustellen. Je geringer der Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ist, desto effizienter arbeiten Wärmepumpen. Für die Integration von Wärmepumpen in Wärmenetzen ist es daher wichtig, dass die Wärmequelle ein möglichst hohes Temperaturniveau hat bzw. eignen sich vor allem Niedertemperaturnetze mit geringen Vorlauftemperaturen für den Einsatz von Wärmepumpen. Als Wärmequellen kommen beispielsweise Flusswasser [10] sowie Abwärme aus Gewerbe- und Industriebetrieben in Frage. Eine weitere mögliche Wärmequelle besteht in der Nutzung von Rauchgaskondensation in thermischen Verbrennungsanlagen. In Österreich wird bereits bei manchen Biomassekesseln Rauchgaskondensation mithilfe von Wärmepumpen betrieben.

³ Relevante Forschungsprojekte sind z.B. „OPEN HEAT GRID“, „FutureDHSsystem Linz“, „HEAT_re_USE.vienna“, „Potenziale und Einsatzgrenzen der Niedrigtemperatur-Abwärmennutzung für die Raumklimatisierung“, „Abwärmearbeitsatlas - Erhebung, Abschätzung und Evaluierung von industrieller Abwärme in Deutschland - Potenziale und Forschungsbedarf“

2 Barrieren für die Einspeisung alternativer Wärmequellen in bestehende Wärmenetze

Basierend auf den Ergebnissen des Projektes heat_portfolio und den Stakeholder-Diskussionen lassen sich folgende konkrete Barrieren für eine signifikante Einspeisung der in Abschnitt 1.3 genannten alternativen Wärmequellen zusammenfassen:

2.1 Barrieren für Niedertemperaturquellen

Da alternative Wärmequellen hauptsächlich auf niedrigem Temperaturniveau vorliegen bzw. deren volles Potential erst bei geringen Temperaturniveaus entfaltet werden kann, sind niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen sind der wichtigste "enabler" für deren Integration. Weitere Vorteile niedriger Systemtemperaturen im Wärmenetz sind die Reduktion der Wärmeverteilverluste und der Pumpstromkosten. Auch können in Neubaugebieten kostengünstige Rohrleitungssysteme gewählt werden.

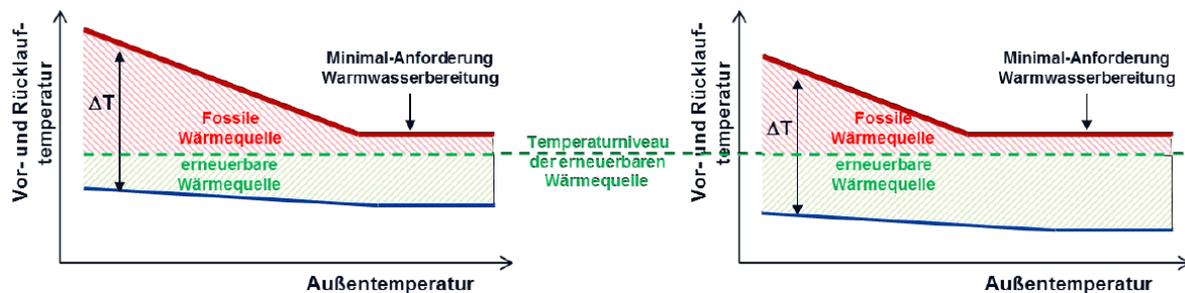


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Einflusses sinkender Rücklauftemperaturen (RLT) auf das Potential erneuerbarer Energieträger mit niedrigem Temperaturniveau, links: Ausgangszustand mit hohen RLT, rechts: Senkung der RLT

Die Vorlauftemperaturen in Wärmenetzen richten sich im Allgemeinen nach dem höchsten Temperaturbedarf der Verbraucher und der zu transportierenden Wärmemenge. Oftmals werden aus diesen Gründen Werte zwischen 70°C (Sommer) bis 130°C (Winter) eingestellt. Die Vorlauftemperaturen ergeben sich einerseits aus der Warmwasserbereitung (insbesondere im Sommer) und der Auslegung der Heizsysteme, andererseits aus der zu transportierenden Wärmemenge (insbesondere im Winter), welche wiederum aus dem kumulierten Wärmebedarf aller Verbraucher resultiert. Um den Wärmetransport wirtschaftlich zu gestalten, hängen die Vorlauftemperaturen (zu den meisten Zeiten im Jahr) direkt von den Rücklauftemperaturen ab. Dementsprechend ist eine Absenkung der Rücklauftemperaturen eine wesentliche Maßnahme zur Reduktion der Vorlauftemperaturen.

Aufgrund der geringen technischen Effizienz vieler Kundenanlagen (hohe Vor- und Rücklauftemperaturen im Wohnbau, bei gewerblichen und industriellen Verbrauchern) und zur kosteneffizienten Übertragung der benötigten Wärmemenge werden i.A. relativ hohe Vorlauftemperaturen im Wärmenetz eingestellt. So werden viele Wärmenetze heutzutage mit Vorlauftemperaturen zwischen 70 °C (Sommer) und 120, z.T. auch bis zu 160 °C (Wien) im Winter betrieben. Die Rücklauftemperaturen liegen i.A. zwischen 55 und 65 °C.

Technische Maßnahmen zur Reduktion der Vor- und Rücklauftemperaturen im Bestand oder im Neubau wurden im AP6 des Projektes heat_portfolio zusammengefasst.

Bei der Umsetzung dieser Maßnahmen zeigen sich jedoch folgende Herausforderungen:

- Obwohl die prinzipiellen Vorteile der Reduktion der Temperaturniveaus in Fernwärmenetzen bekannt sind, ist in vielen Netzen, besonders in städtischen Netzen oftmals nur von sehr geringen Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit auszugehen bzw. können Steigerungen der Wirtschaftlichkeit nicht ohne weiteres quantifiziert werden. Hierfür sind die Eigenschaften der momentan dominierenden Hochtemperaturerzeugungsanlagen verantwortlich. Solange niedrige Netztemperaturen keinen oder nur einen vernachlässigbaren Beitrag zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit der Wärmenetze haben, fehlen konkrete finanzielle Anreize zur Initiierung von Maßnahmen zur Reduktion der Rücklauftemperaturen für Bauträger und Gebäudeeigentümer, was wiederum in einem reduzierten Potential alternativer Wärmequellen resultiert und die Dominanz der Hochtemperaturerzeuger stabilisiert. Sollte es nicht möglich sein, aus diesem Dilemma auszubrechen, drohen schwerwiegende Lock-In Effekte.
- Installateure müssen kontinuierlich geschult werden, es fehlt oftmals Motivation, Maßnahmen zur RLT Begrenzung umzusetzen. Dazu fehlen oftmals Kontrollen für vorgeschriebene Maßnahmen (z.B. hydraulischer Abgleich siehe ÖNORM EN 14336).
- Die Struktur der gegenwärtigen Wärmelieferverträge bzw. technischen Anschlussbedingungen mit langfristigen Laufzeiten und de facto ohne Kündigungsoptionen (auch mangels Alternativen).
- Oftmals fehlende Möglichkeiten zur Erstellung temperatur- oder massenstrom-abhängiger Tarife. Der Grund dafür ist, dass die in Österreich momentan verwendeten Wärmemengenzähler oftmals nur auf die reine Wärmeenergie geeicht sind (siehe [11]). Temperaturen bzw. der Massenstrom werden nicht explizit erfasst und dürfen deshalb nicht für Verrechnungszecke verwendet werden.
- Da die Entscheidungsträger für die Durchführung von Maßnahmen am Gebäude bzw. am Heizsystem zur Reduktion der Rücklauftemperaturen nicht die Nutznießer evtl. Vorteile im Betrieb sind, ist deren Motivation zur Umsetzung gering - Warum soll der Kunden selber etwas investieren? Wer hat den Nutzen? Dieses Nutzer/ Verbraucher Dilemma tritt allerdings eher in der Stadt auf, am Lande sind die Gebäude oft vom Eigentümer bewohnt
- Grundsätzlich ist es wichtig, den Kunden stärker in den Mittelpunkt zu rücken, z.B. Services wie eine „gratis-Optimierung“ anbieten. Ggf. kann der Netzbetreiber in Optimierungsmaßnahmen z.B. eine neue Pumpe beim Kunden investieren, hierbei treten jedoch rechtliche Aspekte z.B. bzgl. der Gewährleistung auf.
- Gebäude müssen kontinuierlich bzgl. der RLT überprüft werden, oftmals werden Gebäude erweitert oder ausgebaut bzw. ändert sich die Nutzung/ der Mieter, so dass neue Fehler auftreten

2.2 Barriere für dezentral vorliegende Quellen

Während derzeit üblicherweise 2-3 (zentrale) Erzeuger in Nahwärmenetzen, und 5-10 Erzeuger in größeren urbanen Wärmenetzen (Ausnahme ist Wien) eingesetzt werden, stellt die Integration eines signifikanten Anteils, von oftmals dezentral bzw. im Netz verteilter und kleinskalig vorliegender Wärmequellen eine technische Herausforderung dar. So weisen viele Wärmenetze eine Strahlen- bzw. Baumtopologie auf, in denen eine dezentrale Einspeisung bzw. Lastumkehr nicht bzw. nur mit erhöhtem Aufwand möglich ist. Des Weiteren sind die Betriebsstrategien und Regelungskonzepte nicht auf eine hohe Zahl dezentraler Erzeuger ausgelegt. Dieses betrifft insbesondere die Strömungsumkehr

und nicht ausreichend dimensionierte Rohrleitungen sowie einen eventuell schnell wandernden Netzschlechtpunkt und damit verbundenen Regelungstechnische Schwierigkeiten sowie unterschiedliche Druck- und Temperaturniveaus.

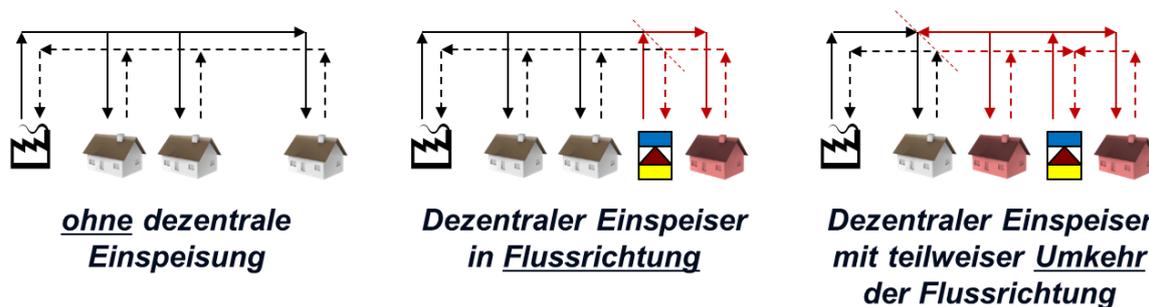


Abbildung 2: Links: Zentrale Erzeugung, Mitte und rechts: dezentrale Einspeisung in ein Strahlennetz (AIT eigene Darstellung)

Alternativ zur Einspeisung der dezentralen Wärmequelle in ein bestehendes, zentrales Wärmenetz besteht auch die Möglichkeit, sogenannte Mikro- oder Insel-Netze um die Wärmequelle herum zu bilden. Diese beinhalten nur wenige Gebäude und können somit optimal auf lokale Verbraucher und verfügbare Wärmequellen zugeschnitten werden bzw. die lokalen Potentiale bestmöglich nutzen. Ebenfalls ist ein Betrieb auf geringeren Temperatur- und Druckniveaus möglich, was weitere Kostenvorteile bringt und das Potential saisonaler Speicher verbessert. Eine Verbindung von Mikro-Netzen zu bestehenden Hochtemperaturfernwärmenetzen kann aufgrund der Möglichkeit eines Backups und der Aufnahme von Wärmeüberschüssen aus Mikro-Netzen vorteilhaft sein.

Herausforderungen bestehen in folgenden Bereichen:

- Die Versorgungssicherheit ist bei Nutzung einer einzigen Wärmequelle geringer, der Ausfall eines Erzeugers muss durch Gaskessel o.ä. kompensiert werden.
- Je kleiner die Netze werden, desto wichtiger ist die Bedeutung der einzelnen Stakeholder, so dass in Mikro-Netzen neue Geschäftsmodelle zur Berücksichtigung von Einzelinteressen notwendig werden können. Andererseits ist die Gewährleistung von KonsumentInnenrechte aufgrund der kleinteiligen Strukturen schwieriger.
- Einer der entscheidenden Vorteile großer Wärmenetze, die Skalenvorteile bei den Kosten der Infrastruktur ist bei Mikro-Netzen nicht mehr gegeben, so dass die spezifischen Investitionskosten für Rohrleitungen usw. höher sein können.
- Bei der Einbeziehung von nicht kontrollierbaren oder fluktuierenden Wärmequellen wie z.B. Solarenergie und industrieller Abwärme werden neue Energiemanagement-strategien notwendig.

2.3 Barriere für zeitlich fluktuierende bzw. nicht kontrollierbare Einspeisung bzw. Konkurrenzsituation zwischen den Erzeugern

Insbesondere nicht oder nur schwer beeinflussbaren Wärmequellen wie Solarthermie und industrielle Abwärme, aber auch Tiefengeothermie liegen im Regelfall nicht zeitgleich mit dem Bedarf der Verbraucher vor und konkurrieren insbesondere im Sommer miteinander und mit anderen Bandlasterzeugern wie der Müllverbrennung. Zur notwendigen Entkopplung von Verbrauch und

Erzeugung liegen oftmals relativ geringe Speicherkapazitäten im Netz vor, da die traditionell dominierenden thermischen Kraftwerksparks sich den Verbraucherprofilen relativ gut anpassen lassen bzw. kostengünstige, fossil betriebene Spitzenlastkessel vorgehalten werden. Dieses gilt insbesondere für langfristige (Wochen - Monate) bzw. saisonale Verschiebungen, die bei der Integration aller alternativer Wärmequellen eine hohe Rolle spielt.

Die *Kurzzeitflexibilisierung* der Wärmenetze im Bereich von Stunden und Tagen zur Reduktion der Lastspitzen und damit der Minimierung des Einsatzes von Ölkesseln bzw. zur Anpassung an Stunden/Tagesspitzen in Erzeugungsanlagen, insbesondere der Solarthermie und der KWK ist recht gut beherrschbar. Folgende Maßnahmen können als Ergebnis von AP6 zusammengefasst werden:

- **Netz als Speicher:** Das Volumen des Fernwärmenetzes kann zu einem gewissen Grad selber als Speicher genutzt werden. Hierbei kann jedoch nur eine geringe Speicherkapazität realisiert werden. Vorteil sind die sehr geringen Investitionskosten. Der Maßnahme. Ein Nachteil dieser Maßnahme sind die aufgrund des Temperaturwechsels hervorgerufenen zusätzlichen Lastwechsel in den Komponenten des Fernwärmenetzes.
- **Zentrale Speicher** weisen i.A. sehr hohe Wärmekapazitäten auf, sind aber auch mit relativ hohen Investitionskosten verbunden. Die Nutzung von Synergien lässt die Wirtschaftlichkeit zentraler Speicher optimieren, wie z.B. die Entkopplung der Strom- und Wärmeproduktion in KWK Anlagen und die Nutzung zur Reduktion von Spitzenlasten.
- **Dezentrale Speicher:** der Einsatz von im Netz verteilten Speichern (an Kundenanlage) ist aufgrund der hohen Speicherkapazität vorteilhaft, jedoch ziehen derartige Speicher sehr hohe Investitionskosten nach sich, wodurch die Rentabilität der Maßnahme gering ist. Des Weiteren ist der Zugang zur Kundenanlage notwendig. Ggf. lassen sich Synergieeffekte nutzen wie die Integration von Kundenseitigen Erzeugern, wie z.B. Solarthermie.
- **Demand Side Management (DSM)** bzw. Lastverschiebung: Hierbei werden die Heizzeiten der angeschlossenen Gebäude an das Erzeugungsprofil angepasst. Vorteil sind die sehr geringe Investitionskosten und ein hohe Reduktionen bei großen Verbrauchern mit geringen Aufheizzeiten wie z.B. industrielle oder gewerbliche Abnehmer. Jedoch ist auch hier ist ein Eingriff in die Kundenanlage bzw. die Verhandlung eines entsprechenden Vertrages notwendig.

Die größte Herausforderung für die signifikante Integration alternativer Wärmequellen ist jedoch die *Langzeitflexibilisierung* (Wochen bis Monate), bis hin zur saisonalen Speicherung. Hierbei wird nicht nur die Verschiebung von überschüssiger Wärme aus der Solarthermie im Sommer in die Übergangszeit adressiert, sondern auch die Optimierung der Auslastung von Wärmepumpen, industrieller Abwärme und Müllverbrennung (Letztere mit Bandlast bzw. „must-run“ Kondition). Dieses ist insbesondere in Kombination mehrerer Quellen, die die Sommerlast überschreiten relevant, siehe Abbildung 3.

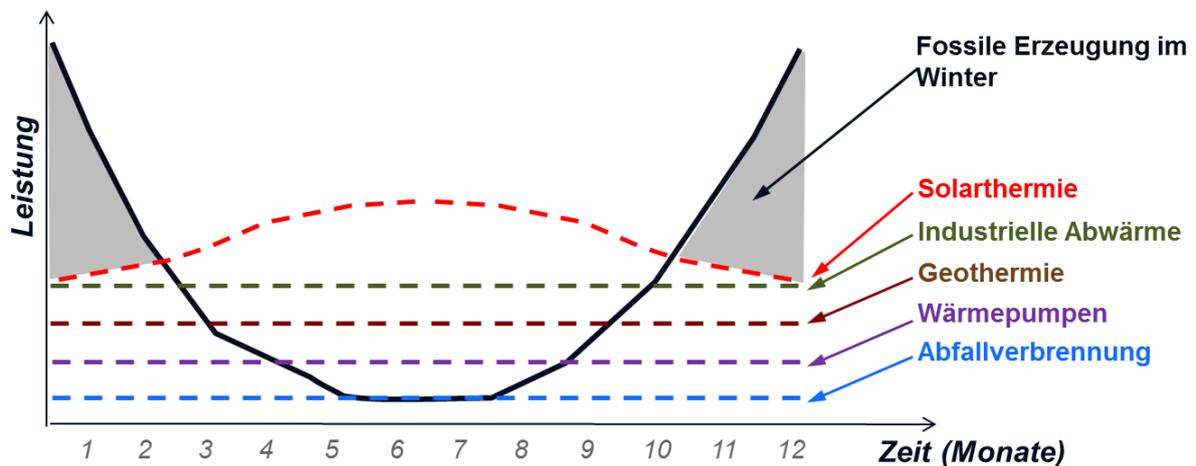


Abbildung 3: Saisonaler Versatz zwischen Verbrauch und Erzeugung alternativer Wärmequellen (AIT eigene Darstellung)

Zum Einsatz von Saisonspeichern liegen bereits langjährige Erfahrungen in Dänemark, Deutschland und anderen Ländern vor, hierbei werden Erdsonden, Behälter (Tankspeicher), Erdbecken und (seltener) Aquifer eingesetzt. Jedoch handelt es sich bei diesen Systemen oft um kleinskalige Netze mit niedrigen Temperaturniveaus. Barrieren für den Einsatz von saisonalen Wärmespeichern in urbanen Wärmenetzen sind

- die hohen Investitionskosten,
- die niedrigen maximalen Temperaturniveaus und
- der hohe Platzbedarf⁴.

2.4 Barrieren für die Integration von Abwärme aus Gewerbe und Industrie

Zusätzlich zu den genannten Barrieren (falls zutreffend), treten folgende spezifische Barrieren für die Integration von Abwärme aus Gewerbe und Industrie auf:

- Fehlende Sicherheit der langfristige Verfügbarkeit der industriellen Abwärme und die damit verbundenen Implikationen (stranded Investment, Ersatzlieferung). Oftmals können keine Garantien der Wärmelieferung über lange Laufzeiten von den Betrieben gegeben werden, da Geschäftsführer teilweise nur auf Zeit bestellt sind. Entsprechend hängt vieles von der handelnden/ entscheidenden Personen ab, wenn diese das Unternehmen verlassen oder die Position im Unternehmen wechseln, kann die Bereitschaft des Unternehmens zur Abwärmeauskopplung sich ändern
- Für den Industriebetrieb besteht oft das Risiko des Anlagenausfalls/ der Beeinträchtigung der Produktion, das viel Größer ist als der Zuverdienst durch den Verkauf der Abwärme
- Für die Auskopplung industrieller Abwärme in das Wärmenetz ist ein hoher technischer Aufwand notwendig (Wärmetauscher, Rohrleitungsinfrastruktur, Regelungstechnik, ggf. Speicher, Back-up Erzeuger, für den Fall des Produktionsstillstands ...), der in hohen

⁴ So würde ein Saisonspeicher für das Linzer Fernwärmenetz ein Volumen von ca. 2.000.000 m³ aufweisen, was in etwa der Größe des Wiener Ernst-Happel Stadions entspricht. Die Baukosten für den Speicher (ohne Einbindung Fernwärmenetz) belaufen sich auf ca. 70-90 mil. Euro [32]

Investitionskosten resultiert. Die Geschäftsmodelle, wer die Investition tätigt und wer das Risiko trägt sind sehr individuell und müssen im Einzelfall entwickelt werden.

- Bewusstseinsbildung: Oftmals ist das Wissen bei den Betrieben bzgl. der Möglichkeiten, Potentiale und denkbarer Geschäftsmodelle der Abwärmeauskopplung und deren positiver Effekte gering, bzw. sind bestehende und wirtschaftlich realisierbare Abwärmepotentiale oftmals gehoben. Es muss jedoch die Aufgabe eines jeden Industriebetriebes sein, kontinuierlich nach Abwärme zu suchen. Oftmals ergeben sich Möglichkeiten zur Abwärmeauskopplung, wenn der Betrieb sowieso Optimierungsprogramme durchführt.
- Es fehlen i.A. geeignete Geschäfts- und Finanzierungsmodelle für die Nutzung industrieller Abwärme in Wärmenetzen.
- In größeren, städtischen Systemen ist die Identifikation von Abwärmepotenzialen mit einem sehr großen Aufwand verbunden, so dass so im Regelfall nur wenige Datensätze erhoben werden können bzw. deren Qualität nicht sehr hoch ist. Dieses gilt insbesondere für kleinere Abwärmepotentiale (z.B. von Rechenzentren, Bäckereien).

2.5 Barrieren für die Integration von Wärmepumpen

Aktuell werden Wärmepumpen in Österreich, aber auch europaweit vorwiegend in Bereichen der Warmwasserbereitung und der Bereitstellung von Raumwärme in Form von Individualheizungen für Wohngebäude eingesetzt [12]. Während es in Österreich nur wenige Wärmepumpenanlagen in Wärmenetzen gibt (z.B. Aschach [13], Amstetten [14], und eine Anlage in Bau bei der Wien Energie⁵), werden in Schweden ca. 10% der Fernwärmeaufbringung aus Wärmepumpen bereitgestellt [15]. In Schwedischen Fernwärmenetzen werden als Quellen für die Wärmepumpen im Wesentlichen Abwasser, Meer und Flusswasser sowie industrielle Abwärme verwendet. Zurzeit liegt der mittlere jährlicher COP bei ca. 4,1. Die Motivation zum Einsatz von Wärmepumpen in der Fernwärme lässt sich in folgende Bereiche untergliedern:

1. Die Einspeisung von alternativen Wärmequellen auf einem zu niedrigen Temperaturniveau
2. Kopplung mit dem Stromnetz (Beteiligung am Strommarkt/ Reduktion von Netzengpässen)
3. Reduktion der Netztemperaturen durch den dezentralen Einsatz von Wärmepumpen
4. Erhöhung von Transportkapazitäten durch Nutzung der Rücklaufleitung als Quelle

Zusätzlich zu den bereits genannten Herausforderungen (falls zutreffend), treten folgende spezifische Barrieren für die Integration von Wärmepumpen auf:

- **Temperaturniveaus:** Oft passt das Verhältnis zwischen Wärmequelle (vor allem bei Umgebungswärme) und Wärmesenke (FW-Netztemperatur) nicht zusammen um ausreichende COPs und somit entsprechende Wirtschaftlichkeit zu erreichen (siehe Abschnitt 2.1).

⁵www.wienenergie.at/eportal3/ep/contentView.do/pageTypeld/67831/programId/74495/contentTypeld/1001/channelId/-53365/contentId/4200425

- **Strompreise:** Die derzeitigen Strompreisniveaus erlauben oftmals keine wirtschaftliche Integration von WP, Zeiten mit geringen Strompreisen sind (noch) zu gering, so dass sich Wärmepumpen oftmals nicht rechnen.
- **Wärmequelle / Abwärmequellen (Verfügbarkeit):** Eine hohe Verfügbarkeit der Wärmequelle ist erforderlich um hohe Benutzungsdauer und somit niedrigere Wärmegestehungskosten zu erreichen. Allerdings ist die Verfügbarkeit der Wärmequelle nicht immer dann gegeben, wenn es der Bedarf verlangt (z.B. gewissen Quellen sind gerade im Winter geringer, wo sie am meisten benötigt werden). Stehen Abwärmequellen zur Verfügung wie aus Industrien, so ist dies sehr Prozess- bzw. auch von der Auftragslage abhängig. Eine große Barriere ist die Ungewissheit der wirtschaftlichen Situation von Betrieben. Der Zeithorizont für wirtschaftliche Betrachtungen und Budgetplänen liegt meist bei 2-3 Jahren, hingegen planen Wärmeversorger mit Zeiträumen von 10-20 Jahren. Die unterschiedlichen Zeiträume werden als Hauptbarriere bei der Umsetzung von Abwärmeeinspeisung in FW-Netzen genannt (z.B. auch wenn die Wirtschaftlichkeit nachgewiesen werden kann, kann dies ein No-Go Kriterium sein).
- **Kosten und räumliche Nähe zur Erschließung von Wärmequellen:** Luft als Wärmequelle kommt aufgrund von niedrigen COPs eher kaum in Betracht. Tiefenbohrungen haben hohe Kosten (ca. 60 €/m). Am günstigsten wird die Erschließung von Abwärmequellen gesehen (jedoch sind hierbei andere Punkte wie oben beschrieben zu beachten). Gewässer bzw. Kühlwasser aus Kraftwerken stellen eine weitere Option dar. Für alle Quellen, gilt, je näher, desto günstiger die Anbindung und desto besser die Wirtschaftlichkeit.
- **Techn. Verfügbarkeit / Hochtemperatur-WP:** Aus Sicht der WS-Teilnehmer können die aktuellen WP noch nicht vollständig technische Anforderungen erfüllen. Bedarf wird vor allem bei Hochtemperatur-WP gesehen. Es gibt keine befriedigende Produkt-/Technologie- und Marktübersicht über etablierte Hersteller, dessen Angebote sowie Umsetzungsprojekte. Vor allem die Marktreife wird kritisch betrachtet. Es gibt zwar einige Anbieter von Groß-WP, aber noch wenige tatsächlich realisierte Anlagen bzw. werden diese nur durch eine Handvoll von Herstellern erzeugt. Es entsteht der Eindruck, dass noch kein tatsächlicher „Wettbewerb“ stattfindet. Zudem haben Groß-WP im MW-Bereich mehrere Monate Produktions-/Lieferzeiten. Hinsichtlich Produkt-, Technologie- und Marktbeurteilung werden vor allem unabhängige Institute als vertrauensvoll und auch notwendig angesehen.
- **Know-how der Auskopplung (Sektor-Kopplung, neues Business, Ressourcen).** WP sind noch keine etablierte Technologie in den österreichischen FW-Netzen. Es mangelt sowohl an betriebsinternem als auch externem (Planer, Zulieferer, etc.) Know-how. Des Weiteren ist die Integration in bestehende Netze samt Erzeugern noch kein „state-of-the-art“. Während große Netzbetreiber sich externen Firmen (national, international) bedienen können, ist es vor allem für die Vielzahl der kleinen Biomasse-betriebenen Netze schwierig, WP in bestehende Netze zu integrieren (Mangel an Personal, Kapital, etc.). Zudem ist die Biomassetechnologie in Österreich weit verbreitet und kann auf langjährige und zuverlässige Partner und Hersteller zurückblicken. Die Technik ist den Betreibern bekannt und geläufig. Kleinere Reparaturen können durchaus selbst erledigt werden.
- **WP stellen eine Konkurrenzsituation zu Biomasse (BM) dar.** Eine Barriere ist ebenfalls die sogenannte Sektor-Kopplung. Während ein BM-Kessel der Schwerpunkt bei Wärmeerzeugung liegt, rückt bei WP zunehmend der Strom in den Fokus (hohe Anschlussleistungen usw.). Mit Services wie Teilnahme am Regelenergiemarkt könnten zusätzliche Einkünfte realisiert

werden, aber dies ist aus Sicht der kleinen BM-Betreiber zu kostspielig bzw. das Wissen über dieses „neue Business“ zu gering und damit das Risiko zu groß.

- **Vergleich mit Biomassekessel:** Für neue Wärmenetze ist es oftmals wirtschaftlicher, einen Biomassekessel einzusetzen. Bei Steigerung der Kapazität innerhalb eines Wärmenetzes kann die Nachrüstung mit einer WP interessant sein, insbesondere in Kombination mit einer Rauchgaskondensation. Positiv ist auch die größere Flexibilität / Diversifizierung in der Erzeugung (Optimierung nach Biomasse und Strompreisen) /
- **Keine Standardtechnologie:** Die Technologie gibt es bereits seit Jahrzehnten (Stichwort Kühlschranks) und in zahlreichen Skandinavischen Ländern gibt es auch einige Erfahrungen. Jedoch ist die WP noch nicht als Standardtechnologie in den Ö-Wärmenetzen etabliert. Dadurch gibt es eine gewisse Skepsis hinsichtlich Integration, Betriebscharakteristika und Langzeiterfahrungen.
- **Konkurrenzfähige Konzepte (inkl. Lösungen) fehlen:** Aus Sicht der WS-Teilnehmer fehlen momentan noch konkurrenzfähige Konzepte für die WP-Integration bzw. gibt es noch keine ausreichende Standardisierung. Jede Integration bzw. Großwärmepumpe stellt noch eine „Sonderanfertigung“ mit Sonderanforderungen dar. Dadurch herrscht momentan noch mangelndes Vertrauen, vor allem in der Betriebsweise nach Inbetriebnahme.
- **Risiko für Standardgeschäft:** „Standardtechnologien“ wie Gas-/BM-Kessel bzw. KWK-Anlagen prägen die FW-Wärmeerzeugung. „Neuartige“ Technologien wie WP gelten nach wie vor als Innovation im FW-Sektor. Da es sich um ein anderswertiges Erzeugungskonzept handelt, wird es als Risiko für das herkömmliche Geschäft gesehen. Vor allem weil Veränderungen in der Wertschöpfungs-/Erzeugungskette anstehen (etablierte und funktionierende Prozesse wie Brennstoffbeschaffung/Logistik ändern sich).
- **Sinnhaftigkeit – vor allem im Winter hinsichtlich Exergie:** Vom thermodynamischen Aspekt wird die Sinnhaftigkeit von Wärmepumpen hinterfragt. Kritisiert wird die Verwendung von Strom zu Heizzwecken, vor allem im Winter, wo der COP geringer ist (höhere Netztemperatur und abhängig von der Wärmequelle eine niedrigere Quelltemperatur).
- **Neue Domäne (Wärme → Strom):** 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).

Diese Ergebnisse sind ein wichtiger Input für den IEA HPT Annex 47

2.6 Nicht-technische Barrieren

Die gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen sind nicht für eine signifikante Erhöhung der Energieeffizienz und des Anteils Erneuerbarer im Wärmenetz geeignet. Das betrifft insbesondere folgende Punkte:

- Fehlende Abstimmung der Förderungen auf Bundes- und Landesebene, wie beispielsweise für Ökostrom, für Wärmepumpen oder für Biomasseheizanlagen, und die daraus resultierende Nichtausnutzung von Synergien (z.B. Speicherung).

- Die rechtlichen Anforderungen zur Vermeidung von Legionellen sind in Österreich restriktiver als in anderen Ländern (z.B. Schweden).
- Geringe Planungssicherheit für langfristige Großprojekte,
- Fehlende Finanzierungsanreize für großvolumige Infrastrukturinvestitionen wie z.B. Langzeitspeicher⁶ oder große Solaranlagen.

Des Weiteren ist anzumerken, dass eine zunehmende Einspeisung von Abwärme von industriellen Betrieben, dezentralen Wärmequellen wie Solarthermie und weiteren Kleinerzeugern, die stärkere Interaktion mit dem Stromnetz über Wärmepumpen und mögliche neue Marktakteure wie z.B. Speicheranbieter einen erhöhten Abstimmungsbedarf bei Planung, Auslegung, Realisierung, Betrieb und Sanierung von Wärmenetzen erfordern.

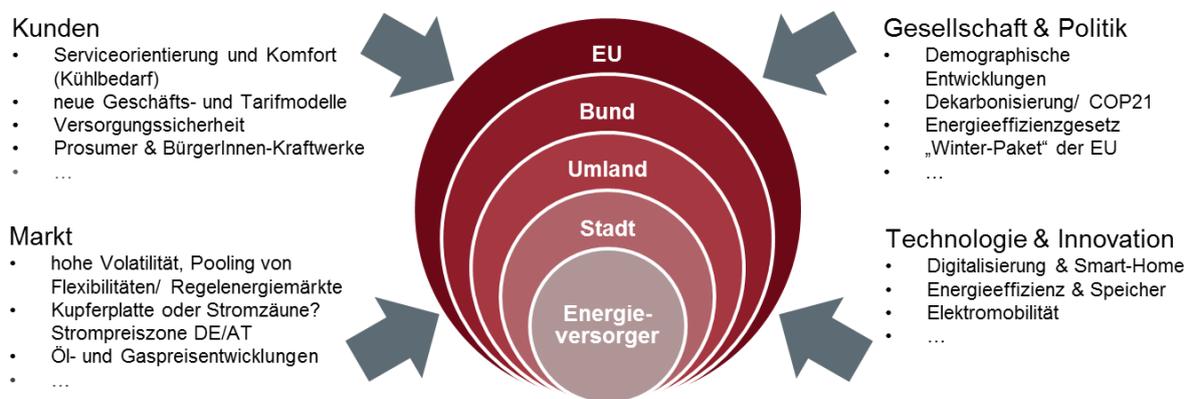


Abbildung 4: nicht-technische Herausforderung an den Wärmenetzbetreiber/ Energieversorger

Rechtliche Aspekte der dezentralen Wärmeeinspeisung sind im Bericht „Wirtschaftliche Nachhaltigkeit – volks- und betriebswirtschaftliche Analyse, Rechtliche Aspekte der dezentralen Wärmeeinspeisung“ zu finden.

⁶ Derartige Finanzierungsanreize werden z.B. derzeit in dem vom KLIEN geförderten Projekt „Future DH Linz“ untersucht.

3 Lösungsoptionen

Die im Rahmen des Projektes entwickelten Maßnahmen zur Integration von alternativen Wärmequellen werden im Folgenden zu allgemeinen Lösungsoptionen ausformuliert, die verallgemeinerungsfähigen Charakter haben.

3.1 Gesamtheitliche Wärmeversorgungsstrategien

Die optimale Kombination von Erzeugern in Wärmenetz hängt von unterschiedlichsten Parametern ab und ist entsprechend für jedes Wärmenetz individuell. Im Folgenden wird eine Methode zur Entwicklung von zukunftsfähigen und im Gesamtenergiesystem integrierten Wärmeversorgungs Konzepten für Fernwärmenetze im Zieldreieck Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit vorgestellt sowie die jeweiligen Tools erläutert. Ein Fokus liegt auf der Integration alternativer Wärmequellen Die übergeordnete Methode gliedert sich in die folgenden drei Phasen:

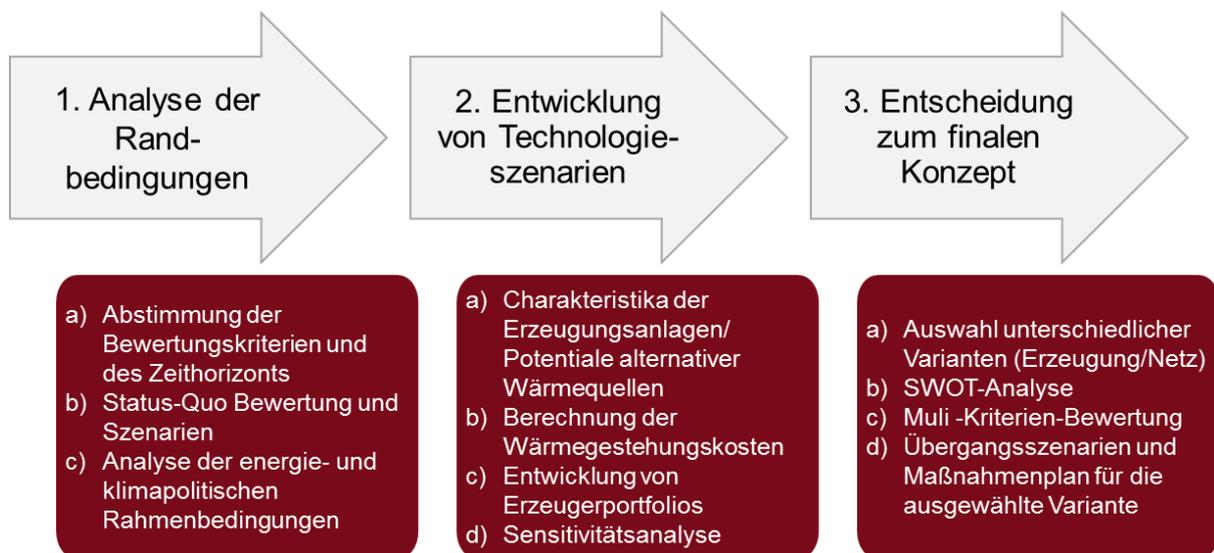


Abbildung 5: 3 Phasen zur Entwicklung einer Wärmeversorgungsstrategie

3.1.1 Analyse der Randbedingungen

Die erste Phase schafft elementare Grundlagen für die weiteren Betrachtungen in Phase 2 und 3 und inkludiert folgende Aspekte:

- Abstimmung der Bewertungskriterien (inkl. der Berechnungsmethodik und -parameter) und des zu betrachtenden Zeithorizonts (z.B. 2030/40) mit den beteiligten Stakeholdern, um eine große Akzeptanz des Wärmeversorgungskonzeptes zu erreichen.
- Status-Quo Bewertung und Szenarien: Bewertung der bestehenden Erzeugungsanlagen der Netzinfrastruktur und der Verbraucher bzgl. des Status-Quo nach oben genannten Bewertungskriterien und Ausarbeitung von Perspektiven im oben genannten Zeithorizont. Wichtig ist hierbei die Erstellung von Szenarien zur Entwicklung des Wärmebedarfs und der Netztemperaturen sowie die Analyse von hydraulischen Restriktionen im Netz.
- Analyse der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen: Fokus auf der Erstellung einer Prognose der Strom- und Brennstoffpreise. Dieses inkludiert auch die Berücksichtigung von

aktuellen bzw. absehbaren Entwicklungen bzw. (verbindlichen) Zielsetzungen seitens der Stadt/ Gemeinde, der Bundesregierung und der EU sowie gesellschaftspolitische Ziel, inkl. relevanter Steuern und Subventionen.

3.1.2 Entwicklung von Technologieszenarien

In der zweiten Phase werden unterschiedliche Technologieszenarien bzw. Erzeugerportfolios als Grundlage der Entscheidungsfindung in Phase 3 entwickelt und bewertet. Dieses inkludiert:

- a) Charakteristika der Erzeugungsanlagen/ Potentiale alternativer Wärmequellen: Recherche und Zusammenführung der techno-ökonomischen Charakteristika relevanter Neuanlagen, insbesondere (Teillast-)Wirkungsgrade sowie Investitions- und Betriebskosten. Abschätzung der verfügbaren bzw. technischen Potentiale der relevanten Wärmequellen (Biomasse und Müll, Solarthermie, tiefe Geothermie, Abwärme, Wärmepumpen)
- b) Berechnung Wärmegestehungskosten auf Basis von Volllaststunden der relevanten Erzeugungstechnologien. Dies ermöglicht einen groben Überblick mit Hilfe einfacher Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung und Effizienz der Technologien.
- c) Entwicklung von Erzeugerportfolios für unterschiedliche Stützjahre auf Basis der jeweiligen Wärmebedarfskurven sowie unter Berücksichtigung der Wärmegestehungskosten und ggf. Bestandsanlagen.
- d) Sensitivitätsanalyse mit Hilfe einer Einsatz- und Betriebsoptimierung für unterschiedliche externe Randbedingungen aus Phase 1 (insbesondere Strom- und Brennstoffpreise, Wärmebedarf und Investitionskosten). Auf diese Weise wird die Robustheit der einzelnen Szenarien gegenüber zukünftigen Änderungen getestet.

3.1.3 Entscheidung zum finalen Wärmeversorgungskonzept

Die finale Konzeptentwicklung in Phase 3 fasst die Ergebnisse aus Phase 2 zusammen und vergleicht alle Szenarien. Dieses inkludiert:

- a) Auswahl unterschiedlicher Varianten (Erzeugung/Netz): Berücksichtigung der Kompatibilität von Erzeugungs- und ggf. Wärmenetzoptionen und Prüfen der Netzhydraulik
- b) SWOT-Analyse der einzelnen Erzeugungstechnologien unter Berücksichtigung qualitativer Kriterien aus Phase 1
- c) Multi-Kriterien-Bewertung mit Hilfe einer normierten, gewichteten Entscheidungsmatrix für alle sinnvollen Erzeugungsportfolios. Die Bewertung der einzelnen Portfolios erfolgt – wo möglich - auf quantitativen Daten (wirtschaftliche und ökologische Parameter) sowie auf den Ergebnissen der SWOT-Analyse (technische und sonstige Kriterien). Gewichtung Kriterien miteinander als auch die jeweiligen Subkriterien untereinander.
- d) Übergangsszenarien und Maßnahmenplan für die ausgewählte Variante: Ableitung notwendiger Umsetzungsmaßnahmen und eines sinnvollen Zeitplans für eine Transformation der Bestandsanlagen und Installation von Neuanlagen

3.2 Sektorenkopplung/ Hybridnetze

Hierbei handelt es sich um das Konzept der gemeinsamen Planung und Auslegung sowie des gemeinsamen Betriebs unterschiedlicher Energiedomänen, insbesondere des Stromnetzes, des Fernwärme/Kältenetzes und des Gasnetzes. Da diese Energienetze im Regelfall individuell optimiert werden, ermöglicht die Integration diverser Kopplungspunkte zwischen den Domänen und somit eine Betrachtung der Wechselwirkungen über die traditionellen Domänengrenzen hinweg die Optimierung des gesamten Energiesystems.

Abbildung 6 repräsentiert die universelle Struktur eines Hybridnetzes, bestehend aus unterschiedlichen Netzebenen im elektrischen Netz, im Gasnetz sowie dem Wärmenetz. Zusätzlich ist hier ein Wasserstoffnetz als mögliche zukünftige Energiedomäne dargestellt. Über die Kopplungspunkte wie KWK-Prozesse, power-to-heat und power-to-gas Technologien kann Energie aus der einen Domäne in eine andere transformiert und dort dann direkt verbraucht oder gespeichert werden. In Anbetracht der schon bestehenden Kopplung durch KWK-Anlagen kann festgehalten werden, dass Teile eines Hybridnetzes schon existieren. In einem komplett ausgebildeten Hybridnetz jedoch sind alle zentralen und dezentralen Kopplungstechnologien vollständig integriert. [9].

In dem Hybridsystem Strom/Wärme ergeben sich so z.B. folgende wesentliche Synergien:

- Durch den Einsatz von E-Boilern/Wärmepumpen zu Zeiten günstiger Strompreise kann a) der Anteil an erneuerbaren Energieträgern und die Versorgungssicherheit im Wärmenetz erhöht werden und b) kann in Bereichen mit einem hohen Maß an lokaler Stromproduktion aus PV und Windenergie die technische Aufnahmekapazität und der Eigenverbrauch erhöht werden.
- Durch die Integration von KWK-Anlagen können a) hydraulische Engpässe im Wärmenetz vermieden bzw. Inselssysteme versorgt werden und b) kann die Überlastung von Transformatoren im Stromnetz aufgrund zusätzlicher Verbraucher (wie z.B. E-Mobilität oder Nachverdichtung) vermieden werden, insbesondere dann, wenn keine anderen lokalen Erzeugungsmöglichkeiten bestehen (z.B. in denkmalgeschützten Gebäuden ohne Möglichkeit PV-Integration).

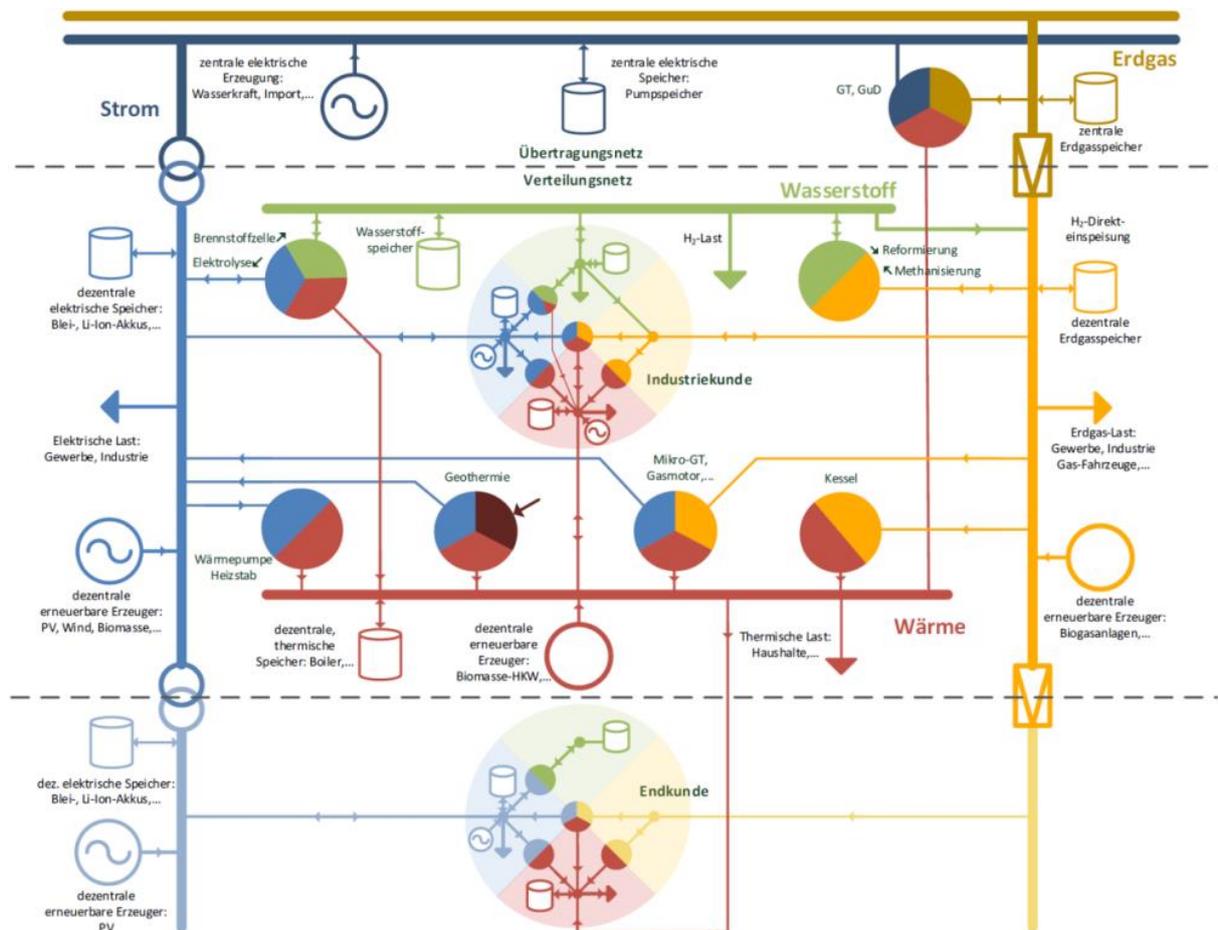


Abbildung 6: Darstellung des Hybriden Energiesystems, TU Wien, OpenHeatGrid Endbericht [9]

Wesentliche Herausforderungen hybrider Energiesysteme sind

- die hohe technische Komplexität, wobei ein dynamisches Verhalten auf verschiedenen Zeitskalen berücksichtigt werden muss.
- die gegenseitigen Wechselwirkungen und Abhängigkeiten der jeweiligen Netze bei unterschiedlichen Zeitkonstanten zu beachten, von Sekundenbruchteilen im Stromnetz bis zu Stunden und Tagen im Wärme- und Gasnetz.

Derartige Systeme sind noch Gegenstand der Forschung, inkl. der dazugehörigen Geschäftsmodelle und der notwendigen Änderungen in den Randbedingungen.

3.3 Weitere Unterstützende Maßnahmen

Neben den oben genannten Lösungsoptionen sind folgende Maßnahmen zu nennen:

- **Starke Partner (Firmen, Institute, Start-ups, etc.):** Kompetente und zuverlässige Partner, die die Wärmeversorger und Stakeholder bei Planung, Projektierung, Umsetzung, Inbetriebnahme und laufenden Betrieb unterstützen und beratend zur Seite stehen. Dies sind: zuverlässige Hersteller, aber auch Forschungsinstitute die neutral beraten und Inputs liefern und auch mit Monitoring sowie Optimierungsmaßnahmen unterstützen. Start-ups werden hier ebenso gesehen die mit innovativen Lösungen zur Seite stehen.

- **Projekte (Demo, Best practice, Erfahrungen, Motivation?):** Aktuell gibt es einige Bestrebungen WP in österreichischen FW-Netzen zu etablieren (siehe IEA HPT Annex 47, Task 2). Laut den WS-Teilnehmern erfordert es konkrete Umsetzungsbeispiele um „lessons learned“ weiterzugeben. Diese können sowohl aus dem nationalen als auch internationalen Umfeld kommen. Unterstützen könnte eine Plattform/ Blog wo Erfahrungen (positiv als auch negativ) geteilt werden. Vor allem die Motivationsfrage, also warum gerade eine WP eingebaut wurde, stellt einen wesentlichen Mehrwert für die Community dar. Wenn die Gründe für solche Investitionsentscheidungen geteilt werden und die Vorteile der WP-Nutzung klar dargestellt werden kann dies andere Akteure ebenfalls motivieren.
- **Learning by doing („Lehrgeld“):** Für jede neuartige bzw. innovative Technologien bedarf es Vorreiter, die bereit sind auch ein „Lehrgeld“ zu bezahlen und diese Erfahrungen zu teilen um zukünftige Fehlschläge zu vermeiden. Da kleine Wärmeversorger kaum über große Budgets verfügen, erwarten sich diese eine „Vorreiterschaft“ von den größeren Versorgern die eine gewisse Risikobereitschaft für Forschung & Entwicklung zeigen.
- **Energieraumplanung (Abwärme lokalisieren, doppelte Infrastruktur vermeiden):** Seitens der Politik werden gesamtheitliche Maßnahmen zur Energieraumplanung gefordert. Dies reicht von Unterstützung bei solch innovativen Projekten (Förderungen, Vermittlerrolle, etc.) als auch Bereitstellung von Tools (wie Identifikation von Abwärmepotentialen, Berechnungstools für WP) sowie Garantien für langfristige Planungssicherheiten und entsprechende Commitments. Eine intelligente Energieraumplanung soll das Entstehen bzw. das weitere Bestehen von Doppelinfrastrukturen vermeiden (Stichwort FW- und Gasnetz). Dies könnten z.B. auch FW-Vorzugsgebiete sein.

3.4 Neue Geschäftsmodelle

Um alternative Wärmequellen in den österreichischen Wärmenetzen zu etablieren, werden neue Akteure hinzukommen (bzw. alte ersetzt werden) und auch innovative Geschäftsmodelle notwendig sein. Neben den Stakeholder-Diskussionen wurden als Grundlage für die Skizzierung möglicher innovativer Ansätze für neue Geschäftsmodelle die Erkenntnisse aus Coaching Sessions des EU-Projektes „STRATEGO“ [16] verwendet. Folgende Innovative Elemente können genannt werden:

- **Regionalität:** Hervorheben der regionalen Wertschöpfung wie durch sozio-ökonomischen-Indikatoren wie Arbeitsplätze, vermiedene CO2 Emissionen, „Regionalitätsfaktor“ usw.
- **Brennstoffsubstitution (ersetzen von knappen Ressourcen):** Steigerung des erneuerbaren Anteils in der FW bzw. im Heizenergiebedarf. Wärmeproduktion durch „umweltfreundlichen“ Strom aus erneuerbaren (PV, Wind, Geothermie, etc.) und Substitution von fossilen Energieträgern. Anbieten eines öko-Wärmetarifs (ähnlich zu Ökostromtarif).
- **Gesamtheitliches Systemkonzept:** Anwenden von Sektorkopplung und Anbieten von mehreren Services. Nicht nur mehr Wärme, sondern auch Strom, Telekommunikation (Glasfaser), Mobilität. Verkauf eines „grünen“ Gesamtkonzeptes für die Kunden und Etablierung als regionaler und „sichtbarer“ Nahversorger.
- **Nutzen Abwärme/Kühlenergie:** Durch die Nutzung von WP können sich drei positive Effekte ergeben: Anbieten von Wärme als Kälte und Vermarktung von Strom (Regelenergie, Ausgleichsenergiemarkt). Ein Beispiel wäre das Anbieten von Kälte für Rechenzentren und Produktion von Wärme mit FW-Einspeisung. Es wären auch dezentrale Contractoren-Lösungen

möglich. Das bedeutet zusätzliche Einnahmequellen die sich positiv auf Investitionsentscheidungen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen auswirken können. Es ergeben sich zusätzlich nutzbare Anwendungsfälle für neue Stadtentwicklungsgebiete, die von existierenden Wärmenetzen ungünstig entfernt entstehen. Diese könnten durch Mikronetze mit Nutzbarmachung von lokalen Abwärmequellen versorgt werden. Dazu sind intelligente Raum- und Stadtplanung gefordert, damit Synergien bestmöglichst genutzt werden können. Hierbei könnten Contracting-Unternehmen eine Schlüsselrolle spielen.

- **Spezifische Services:** Für die größten bzw. energieintensivsten Kunden könnten besondere Services wie Analyse des Wärmeverbrauchs (Lastprofil), Energieeinsparungsmaßnahmen, Reduzierung der System- bzw. Rücklauftemperaturen, Reduzierung bzw. Verschiebung von Spitzenlasten zur Glättung des Lastprofils usw. angeboten werden. Besonders für größere Wärmeabnehmer wie industrielle Abnehmer, Hotels, Schwimmbäder usw. ist das Potenzial zur Lastverschiebung groß. Mit Demand Side Management (DSM) wäre intelligenter Netzbetrieb durch Fernsteuerung von Lasten möglich. Kunden, die aktiv zum Lastmanagement beitragen, könnten durch finanzielle Anreize profitieren. Mit zusätzlich geschaffenen Kapazitäten könnten somit kostengünstig weitere Kunden angebunden werden.
- **Finanzierung und Contracting:** Die Umstellung bzw. Ertüchtigung eines Energieversorgungssystems ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Neue Finanzierungsmodelle wie Contracting, Außenfinanzierung (Crowdfunding, Crowdinvesting, Crowdlending), Leasing, Factoring, aber auch Kunden- und Lieferantenbeteiligungen sollten zur Risikovermeidung angedacht werden. Best-Practice-Beispiele hierfür sind in Dänemark zu finden. Viele der solaren Wärmenetze werden durch die Kunden selbst betrieben bzw. finanziert, wobei die Minimierung der Wärmegestehungskosten im Vordergrund steht. Eine andere Form der Finanzierung könnte eine Investitionsbeteiligung durch Schlüsselkomponentenhersteller sein. Am Beispiel „Big Solar Graz“ könnten dies Solarkollektor-Hersteller sein [17]. Zum einen würde dies das Investitionsrisiko für Wärmerversorger reduzieren, was sich positiv bei Investitionsentscheidungen auswirkt, und zum anderen können Hersteller durch Verkauf von Anlagen und weitere langfristige Geschäftsbeziehungen (Garantie, Wartung, Versicherung usw.) profitieren.
- **Reduzierung der Systemtemperaturen:** Die Struktur der gegenwärtigen Wärmelieferverträge bzw. technischen Anschlussbedingungen mit langfristigen Laufzeiten lässt kaum reduzierte Systemtemperaturen zu, da hohe Versorgungstemperaturen – historisch bedingt – vertraglich vereinbart wurden und dies im Nachhinein schwierig zu ändern ist. Um bei sanierten Gebäuden die Systemtemperaturen zu senken, müssen die Wärmelieferverträge neu verhandelt werden. Bei Objekten mit vielen Kunden bedeutet dies einen enormen administrativen Aufwand. Oftmals scheidet dies aber schon daran, dass Wärmerversorger erst gar nicht über Sanierungsmaßnahmen informiert werden. Daher sind entsprechende Kommunikations-schnittstellen sowie angepasste Regelwerke erforderlich. Darüber hinaus ist der Verbraucher selbst eines der wichtigsten Instrumente zur Erreichung niedriger Rücklauftemperaturen. Dazu ist Aufklärung der Verbraucher und das bewusste Einhalten der vorgeschriebenen Rücklauftemperaturen nötig bzw. muss das Erreichen stärker verfolgt werden.
- **Unternehmensauftritte:** Um die Kundenbeziehung zu stärken, ist strategische Kommunikation und Präsenz bei den wichtigsten Kanälen und Plattformen notwendig: Über Social Media,

Communities, Blogs, Apps usw. besteht die Möglichkeit, mit Kunden zu interagieren. Diese Kommunikationskanäle sollten für eine ganzheitliche Unternehmensstrategie mit Hinblick auf verschiedene Interessen wie Vertrieb, Produktplatzierungen, Marktbeobachtungen, aber auch Meinungsumfragen, Kundenfeedback und Entertainment genutzt werden.

- **Anlagenoptimierung:** Hohe System- bzw. Rücklauftemperaturen resultieren im ineffizienten Betrieb und stellen ein Hauptproblem von Wärmenetzen dar. Die Ursachen sind meist auf Fehler an den Kundenübergabestationen sowie ungeeignete Heizungsanlagen und Betriebsweisen zurückzuführen. Oftmals sind sich Planer und Installateure der Anforderungen an Kundeninstallationen bzw. der Auswirkungen, falls diese nicht eingehalten werden, nicht bewusst. Daher sollten Workshops und Weiterbildungsmaßnahmen für diverse Stakeholder angeboten werden, um sie von Beginn an, an Bord zu holen und ihnen die Wichtigkeit der Kundeninstallationen für die Gesamteffizienz zu zeigen. Zusätzlich sollten Kooperationen zwischen den einzelnen Wärmenetzbetreibern ausgebaut werden. Wissenstransfer von Best-Practice-Beispielen bzw. –Lösungen soll die Multiplizierbarkeit und Umsetzung von Effizienz- und Optimierungspotenzialen auf andere Netze fördern. Weitere Erlöse könnten durch Anbieten von zusätzlichen Dienstleistungen wie Anlagenbegutachtungen, Systemanalysen und Optimierung kundenseitiger Heizungsanlagen erzielt werden.
- **Digitalisierung:** neue Chancen, mehr Kühlleistung, Smart Heat Meter. Die Digitalisierung wird generell als Enabler für alternative Wärmequellen gesehen. Zum einen ergeben sich neue Chancen der Vernetzung von Erzeugung, Netz und Kunden mit dem Potenzial zum globalen Optimum (Smart Heat Meter sendet Echtzeitdaten wodurch kontinuierliche Optimierung hinsichtlich Pricing, Flexibilität, DSM usw.). Mehr Digitalisierung bringt mehr Rechen- und somit mehr Kühlleistung. Dadurch ergeben sich auch neue Geschäftszweige wie das vorhin erwähnte simultane Anbieten von Kälte und Wärme. Mehr dazu in Abschnitt 3.5

3.5 Digitalisierung

Die Digitalisierung von Wärmenetzen betrifft diverse Aspekte, wie z.B. Instandhaltung, Workflow-Management, Betriebsführung und Asset Management, Dokumentation und Berichtslegung, Kundenkommunikation und Abrechnung – siehe auch⁷. Besonders herauszustreichen ist hierbei das „Heizwerksdateninformationssystem heidi“ der Nahwärme.at⁸ (Partner im Projekt heat_portfolio). Die Software heidi ist in einzelnen Modulen aufgebaut.

- Infothek: Downloadbereich für Dokumente
- Indexrechner: Tool zur Berechnung von Mischindizes
- Stammdatenerfassung: Lieferanten-, Kunden-, Mitarbeiterdatenverwaltung
- Hackgutübernahme: Hackgutverrechnung und Energiebuchhaltung
- Lagerstandsmodul: Tool zur Verwaltung und Bewertung des Hackgutlagers
- Ascheverwertung: Verwaltet und dokumentiert die Ascheverwertung

⁷ Digitalisierung als Mittel zur Prozesseffizienz in der Fernwärme, Henning Prüß, Fernwärmeforum 2018; https://eventmaker.at/uploads/10216/downloads/pruess.pdf?force_download=1

⁸ das Heizwerksdateninformationssystem heidi; <https://www.nw-heidi.at/index.php>

- Betriebsberichte: Berichtswesen qm-Heizwerke und Basiskennzahlen
- Wirtschaftsberichte: Reportings/Kennzahlen für Gesellschafter und Banken
- Kontaktemodul: Kontaktsuche von Mitarbeitern, Kunden, Geschäftspartnern
- Heizwerksicherheit: Verwaltung von §82b und Behördenauflagen
- Wartungs- und Betriebsbücher online
- Wärmeabrechnung: Wärmekundenverrechnung und -verwaltung

Der Digitalisierungsgrad in der Wärmeversorgung ist unterschiedlich, es liegen diesbzgl. keine Regulierungen oder Standardisierungen vor. Entsprechend werden digitale Lösungen eher in Neubauten oder bei Sanierungen eingesetzt, ggf. auch als Nachrüstung. Dieses passiert jedoch im Regelfall nur, wenn es vom Verbraucher ausdrücklich nachgefragt wird. Bei Wärmenetzen ist die Nutzung digitaler Systeme häufiger anzutreffen, da die oben genannten Anwendungen zu direkten Vorteilen für den Betreiber führen. Insbesondere in städtischen Netzen werden relevante Daten (Leistungen, Wärmemengen, Temperaturen) meist nur bei den Erzeugern, großen Übergabestationen sowie bei den größeren Verbrauchern und neuen Netzabschnitten fernausgelesen / in die Zentrale übertragen. Ländliche Wärmenetze sind z.T. bereits mit Datenerfassungen bei jedem Verbraucher ausgestattet.

Im Folgenden werden unterschiedliche digitale Methoden zur Unterstützung der Optimierung der Integration dezentraler Wärmequellen und des Betriebs von Wärmenetzen dargestellt, die im Projekt heat_portfolio diskutiert und z.T. untersucht wurden:

3.5.1 Planung und Auslegung

Die Planung bzw. Transformation von Wärmenetzen (Fernwärme/Fernkälte) unterliegt diversen Randbedingungen (technisch, regulativ) und Einflussparametern (Energemarkt und Kunden), auch sind unterschiedliche Entscheidungskriterien (wirtschaftlich, ökologisch) und Stakeholder (Netzbetreiber, Bauträger, Kunden, Stadt, Land) zu berücksichtigen. Derartige Planungsprozesse werden bislang von Wärmenetzbetreibern oder Energieversorgern durchgeführt und basieren im Regelfall auf statischen Betrachtungen (Worstcase-Szenarien) mit zentralen Erzeugungsstrukturen unter Verwendung fossiler Energieträger. Hierbei sind die wichtigsten Planungsdaten der Wärme- und Kältebedarf von neuen und Bestandsgebäuden und die zu erwartenden Anschlussgrade. Derzeit findet allerdings ein Übergang in Richtung innovativer Konzepte wie dezentrale Wärmenetze mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien und Abwärme, Niedertemperatur- oder Anergienetze, Plus-Energie-Quartiere oder hybride Energiesysteme statt. Derartige Netze sind geprägt von wesentlich niedrigeren Temperaturniveaus, einer dynamischen Betriebsweise sowie der Einbindung von Speichern. Für deren Planung sind neben den oben genannten Wärmebedarfsdaten auch die eingesetzte Haustechnik bzw. die notwendigen und resultierenden Temperaturniveaus im Vor- und Rücklauf der angeschlossenen Gebäude wesentlich. Dazu kommen Daten zu Potentialen erneuerbarer bzw. alternativer Wärmequellen.

Herausforderungen bei der Planung derartiger Wärmenetze betreffen die Art und Dimensionierung der Systeme (Vermeidung von Engpässen), die Wahl der Erzeugungsanlagen, die Integration von Prosumern, thermische Speicher, Batterien usw.). Die Entscheidungsfindung erfordert die Nutzung verschiedener Datenquellen die oft fragmentiert, inkonsistent oder nicht verfügbar sind, (z.B.

Verbrauch, Infrastruktur, Potentiale für erneuerbare Energien/ Abwärme und Speicher). In diesem Zusammenhang müssen auch Fragen des Datenschutzes berücksichtigt werden. Darüber hinaus sind die oftmals fragmentierten und nicht konsistenten Planungsprozesse, Tools und Zielsetzungen der einzelnen Stakeholder aufeinander abzustimmen. Der Gesamtprozess zur Optimierung der Planung/ des Designs des Wärme- (und Kälte-) Versorgungssystems kann durch die Anwendung verschiedener digitaler Methoden optimiert werden, dieses inkludiert

- Methoden zur Analyse großer Datensätze (z.B. Nutzung von Messdaten für Auslegungen),
- Mapping-Algorithmen & Gamification (z.B. Identifikation von Potentialen erneuerbarer Energien und Sanierungsbedarf)
- Integrative und GIS-basierte Prozessplanungstools, inklusive Benchmarking, Modellierung, Optimierungs- und Co-Simulationsmethoden, Risikomanagement

Ausblick: Im Rahmen des Programms „Stadt der Zukunft 5. Ausschreibung“ wird das Projekt *HotCity „Gamification als Möglichkeit für die Generierung von Daten zur energieorientierten Quartiersplanung“* durchgeführt. Das Projekt hat die folgende Zielsetzung:

Für eine Entwicklung von Plus-Energie-Quartieren ist eine detaillierte Identifizierung von lokalen Potenzialen bzgl. Energieeffizienz und erneuerbaren Energiequellen notwendig - in HotCity wird daher im Gegensatz zur derzeit top-down Ansätzen erstmals ein innovativer bottom-up Ansatz basierend auf Gamification eingesetzt, um aussagekräftige Datensätze zur Energieraumplanung ableiten zu können.

Am Beispiel der Lokalisierung der Potenziale von industriellen und gewerblichen Abwärmequellen sollen hierfür in Wien und Graz über Gamification unterschiedliche Datenquellen erhoben werden (Vor-Ort-Begehungen, Fotos, Google Maps, Recherche auf der Firmenwebseite, etc.), die Rückschlüsse auf die Qualität und Quantität von Abwärmequellen ermöglichen, gleichzeitig sollen Nutzungspotenziale in der Nachbarschaft evaluiert werden, um so potentielle Plus-Energie-Quartiere zu identifizieren.

Ergebnis des Projektes ist ein Funktionstest, ob durch Gamification, kosteneffizient, rasch und zuverlässig ein aktueller Datensatz erhoben werden kann, der mittels Standard-Hardware und Software die Generierung von energierelevanten Daten zur Quartiersplanung erlaubt, präziser ist als übliche top-down Methoden, sowie zur Bewusstseinsbildung in der Bevölkerung beiträgt. Damit verbunden ist ein Algorithmus, der anhand von Abwärme- und Verbraucherdaten die wirtschaftliche Realisierbarkeit der Abwärmenutzung automatisch ermittelt.

Durch den Einsatz innovativer Technologien und Methoden (Blockchain, Machine Learning/Bildanalyse, iteratives Game Design) sollen NutzerInnen motiviert, Cheating verhindert und der Datenschutz gewährleistet werden.

Ausblick: Im Rahmen des Programms „Stadt der Zukunft 5. Ausschreibung“ wird das Projekt *DIM4Energy* „Digitale Informationsmodelle für die Planung und Optimierung von Gebäuden und urbaner Energieinfrastruktur“ durchgeführt. Das Projekt hat die folgende Zielsetzung:

Digitale Informationsmodelle (DIM) spielen in urbanen Planungs- und Entscheidungsprozessen eine immer bedeutendere Rolle, angefangen bei einzelnen Gebäuden (Building Information Models, BIM) bis hin zu ganzen Städten (Urban Information Models, UIM). Für die Planung und Betriebsoptimierung von Plus-Energie-Quartieren könnten aus diesen bereits vorhandenen Modellen wertvolle Informationen gewonnen werden, sofern die entsprechenden Datenquellen und damit verbundenen Softwaretools richtig miteinander verknüpft würden.

Ziel dieses Projekts ist eine Sondierung der konkreten Herausforderungen, Möglichkeiten und Voraussetzungen für die Integration dieser verschiedenen Informationsmodelle und Softwaretools. Unter Einbeziehung relevanter Stakeholder (Stadtplaner, Netzbetreiber, Architekten, Bauträger, etc.) werden konkrete Anwendungsfälle betrachtet sowie Anforderungen an die Schnittstellen zwischen den verschiedenen Datenquellen und den Planungswerkzeugen abgeleitet und eine qualitative Abschätzung von Aufwand und Nutzen durchgeführt.

Die Ergebnisse des Projekts werden in einem Leitfaden für effizientere Entwicklungs- und Entscheidungsprozesse zusammengefasst, um die integrierte Planung und Implementierung von Plus-Energie-Quartieren (sowohl in neuen Stadtteilen als auch Integration im Bestand) und der dafür notwendigen Energieinfrastruktur (z.B. Niedertemperaturnetze oder Quartierspeicher) zu ermöglichen.

3.5.2 Betrieb und Optimierung

Die wichtigsten Indikatoren beim Betrieb von Wärme- (und Kälte-)Versorgungssystemen sind wirtschaftliche Parameter wie die Kosteneffizienz. Zunehmend wichtiger werden auch Nachhaltigkeitsaspekte wie der Anteil erneuerbarer Energien und Autarkie-Bestrebungen wie die Maximierung des Eigenverbrauchs von lokalen PV-Anlagen. Digitale Lösungen können den Betrieb auf folgenden Wegen unterstützen:

- Die Lastprognose des Wärmebedarfs der am Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude dient der Planung des Einsatzes der Heiz(kraft-)werke im Fernwärmenetz. Entsprechend dieser Prognose werden Heizwerke hochgefahren oder gedrosselt. Als Basis für die Lastprognose dienen unterschiedliche Daten, wie z.B. der historische Verlauf und Wetterdaten (im Wesentlichen die Außentemperatur). Hierbei werden auch soziale Faktoren berücksichtigt, wie z.B. Urlaubszeiten und Feiertage.
- Einsatzplanung unterschiedlicher Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung von Wärme bzw. Kältebedarf, Anagenparametern, Brennstoff- und Strompreisen.
- Adaptive Vorlauftemperatursteuerung zur Minimierung von Wärmeverteilverlusten und Maximierung der Effizienz der Erzeugungsanlagen sowie Nutzung des Rohrleitungsnetzes als Speicher (Das Volumen des Fernwärmenetzes kann zu einem gewissen Grad selber als Speicher genutzt werden. Durch die Erhöhung der Vorlauftemperatur vor dem Eintreten von Spitzenlasten

wird das Netz aufgeladen. Durch Absenken der Vorlauftemperatur vor bzw. während der Spitze kann die Leistung am Erzeuger reduziert werden.)

- Erkennung von Fehlern auf Seiten der Erzeugungsanlagen und des Leitungsnetzes, dieses betrifft z.B. hydraulische Schaltungen, Regelungstechnik, Brennstoffqualität, Leckagen usw.
- Smart heat meter können einerseits zeitnah Daten zu gebäudeseitigen Parametern wie der Wärme/ Kältebedarf, Rücklauftemperaturen über ein Kommunikationsnetz liefern, andererseits fernsteuerbare Setpoints und Schnittstellen zu den Verbrauchern bieten. Während die nahezu flächendeckende Einführung von Smart Metern im Strombereich bereits vorgesehen ist, ist die Verbreitung von vergleichbaren Sensoren in Fernwärmenetzen eher gering. Insbesondere in städtischen Netzen werden relevante Daten (Leistungen, Wärmemengen, Temperaturen) meist nur bei den Erzeugern, großen Übergabestationen sowie bei den größeren Verbrauchern und neuen Netzabschnitten fernausgelesen. Folgende Vorteile ergeben sich:
 - Die Verbesserung der Netzberechnungen und Lastprognosen durch exaktere Daten
 - das Erkennen von Störungen/ Fehlern und falsch ausgelegten Kundenanlagen (hohe Spitzenlasten oder Rücklauftemperaturen (bzw. niedrige im Fall von Kühlung))
 - Demand side management: Die größte Last in den meisten Fernwärmenetzen sind die Heizlasten der angeschlossenen Verbraucher. Durch eine gezielte zeitliche Verschiebung der Heizzeiten der Abnehmer (Lastverschiebung) oder eine Begrenzung der maximalen Lasten (Lastabwurf) können Spitzenlasten im Fernwärmenetz verringert werden bzw. der Wärmebedarf der Gebäude an das Profil fluktuierender Erzeuger (z.B. industrielle Abwärme) bzw. Energiepreise/ Tarife angepasst werden.
 - die direkte und zeitnahe Visualisierung des Energieverbrauches und der Performance der Heizungsanlage (z.B. Rücklauftemperatur) sowie fehlerhafter Einstellungen wie z.B. eine fehlende Nachtabsenkung dem Kunden gegenüber. Diese können die Informationen nutzen um ihr Heizverhalten bzw. den Zustand ihres Gebäudes bewerten, mit dem Verbrauch der Vorjahre oder anderer VerbraucherInnen vergleichen (soweit hinsichtlich Nutzungsart und Gebäudetyp vergleichbar) und somit
 1. zielgerichtet technische Adaptierungs- oder Sanierungsmaßnahmen durchführen (lassen), was insbesondere für Einfamilienhäuser bzw. Eigentumswohnungen relevant ist.
 2. Ihr Heizverhalten hinsichtlich der Raumtemperaturen adaptieren (soweit möglich) und die Heizzeiten hinsichtlich bekannter Abwesenheitszeiten (z.B. Urlaub) einstellen

Risiken derartiger Smart Heat Meter ergeben sich aus den fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen, datenschutzrechtlichen Bedenken, aber auch die mit diesen Zählern verbunden relativ hohen Kosten, die die FernwärmekundInnen unter Umständen zu tragen haben. Die Ergebnisse wurden in die aktuelle Roadmap der europäischen DHC+ Technologieplattform (Euroheat&Power) einbezogen⁹.

⁹ Digital Roadmap for District Heating and Cooling, DHC+ Technology Platform c/o Euroheat & Power, 2018, https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2018/05/Digital-Roadmap_final.pdf

3.6 neue Tarifsysteme

Eine weitere Möglichkeit von Smart Heat Metern ist die Einführung neuer Tarifsysteme. Hierbei können folgende zwei Möglichkeiten genannt werden:

3.6.1 Anreize zur Senkung der Rücklauftemperaturen

Niedrige Rücklauftemperaturen sind eine wichtige Eigenschaft zukünftiger Fernwärmenetze (siehe Abschnitt 2.1). Dort, wo die Nutzer die Möglichkeit haben, ihr Heizsystem zu adaptieren (insbesondere im Einfamilienhausbereich) können geeignete Tarifsysteme für die Nutzer ein Anreiz sein, Rücklauftemperaturreduzierende Maßnahmen zu setzen. Eine mögliche Ausgestaltung eines solchen Anreizsystems könnte wie folgt aussehen: Kunden, die eine durchschnittliche Spreizung zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur von über 35 °C erreichen, können einen zusätzlichen Rabatt (Bonus) bekommen. Bei einer durchschnittlichen Spreizung unter 30 °C muss hingegen eine zusätzliche Gebühr (Malus) entrichtet werden. Einen vergleichbaren Effekt hat die Abrechnung (des Arbeitspreises ganz oder teilweise) über den bezogenen Volumenstrom [18] [19]. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die momentan verbauten Wärmemengenzähler derartige Tarife nicht erlauben, da diese nur auf die Energiemenge und nicht auf Temperaturen oder Volumenströme kalibriert sind, und entsprechend keine Abrechnung erfolgen darf. Des Weiteren ist anzumerken, dass viele Nutzer keinen Zugang zum Heizsystem haben um entsprechende Änderungen selber durchzuführen.

3.6.2 Flexible Tarife/„Wärmebörse“

Flexible Tarifmodelle können in der Fernwärme relevant werden, sobald der Anteil volatiler Einspeiser (wie z.B. Solarenergie und stromgeführte Wärmepumpen, aber auch z.T. industrielle Abwärme) dominierend wird. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, den Fernwärmetarif so zu gestalten, dass in Spitzenlastzeiten hohe Arbeitspreise verrechnet werden. So kann erreicht werden, dass Lasten wie die Raumheizung oder die Beladung des Wasserspeichers außerhalb der Spitzenlastzeiten betrieben werden. So gibt es z.B. in Schweden bereits Wärmebetreiber (z.B. Göteborg Energi AB, Öresundskraft AB) die ihren Kunden flexible Tarife anbieten. Diese unterliegen saisonalen bzw. auch tageszeitlichen Schwankungen und werden zum Teil auf Stunden Basis zu unterschiedlichen Preisen angeboten. Durch diese Art von „Wärmebörse“ soll den Kunden finanzieller Anreize geboten werden, damit sich diese aktiv an Lastverschiebung hin zu Zeiten mit billigerer Wärme, beteiligen [19]. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass dieses Modell vor allem für Großverbraucher attraktiv sein kann, nicht aber für private Haushalte, die keine oder nur sehr geringe Möglichkeiten haben, ihre Nachfrage nach Raumwärme zeitlich zu gestalten. Diese richtet sich nach dem geregelten Tagesablauf (mit Nachfragespitzen überwiegend in den Morgen- und späten Nachmittagszeiten) und vor allem nach der Außentemperatur, Gebäudealter und Gebäudetyp sowie der Lage der Wohnung. Auch können derartige Anreizsysteme eine Einschränkung des Nutzerkomforts und zu finanziellen Belastungen führen, vor allem bei einkommensschwachen Haushalten, bei denen die Ausgaben für Energie derzeit schon ein relevanter Kostenfaktor sind.

4 Literaturverzeichnis

- [1] FGW, „Erdgas und Fernwärme in Österreich - Zahlenspiegel 2016,“ FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, Wien, 2016.
- [2] G. Kalt und M. Amtmann, „Biogene Materialflüsse in Österreich,“ November 2014. [Online]. Available: https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/projekte/klimapolitik/Bericht_Biomassefluesse__pdf_.pdf. [Zugriff am 29 November 2016].
- [3] S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH, „Umweltminister Rupprechter eröffnet Österreichs größte Solaranlage in Graz,“ *SOLID News Archiv*, Nr. <http://www.solid.at/de/news-archiv/2014/206-umweltminister-rupprechter-eroeffnet-oesterreichs-groesste-solaranlage-in-graz/>, 08.10.2014.
- [4] J. Goldbrunner, „Tiefe Geothermie in Österreich,“ Highlights der Energieforschung Erneuerbares Heizen und Kühlen am 19.04.2012, Wien, 2012.
- [5] G. Stanzer, S. Novak, H. Dumke, S. Plha, H. Schaffer, J. Breinesberger, M. Kirtz, P. Biermayer und C. Spanring, „REGIO Energy Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020,“ Im Auftrag des BMVIT, Sektion Innovation und Telekommunikation und BMWA, Sektion Wirtschaftspolitik, Wien, 2010.
- [6] „Smart City Wien Framework Strategy,“ Vienna City Administration , Vienna, 2014.
- [7] A. Rapottnig, „Geothermal District Heating and Cooling in Vienna,“ in *2012 Conference on Renewable Heating and Cooling*, Copenhagen, Denmark , 26-27 April 2012.
- [8] Josef Manner & Comp AG, „Manner dreht die Schnitten-Heizung auf,“ *Presseinformation Manner*, Nr. <http://josef.manner.com/de/download/file/fid/11544>, 10.10.2016.
- [9] W. H. M. Gawlik, M. Heimberger, R.-R. Schmidt, D. Basciotti, W. Böhme, G. Bachmann, R. Puntigam, K. Haider und E. Arenholz, „OPEN HEAT GRID - Offene Wärmenetze in urbanen Hybridsystemen,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2016.
- [10] V. Wilk, „Techno - ökonomische Analyse der Integration von flusswassergespeisten Großwärmepumpen in FW-Netzen,“ 19 Oktober 2015. [Online]. Available: http://www.ait.ac.at/fileadmin/mc/energy/downloads/F3_Fleckl_-_flusswasser-Waermepumpen.pdf. [Zugriff am 29 November 2016].
- [11] Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, „Holzvergasungsanlagen,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.bmfwf.gv.at/Unternehmen/gewerbetechnik/Documents/Informationspapier%20Holzvergasungsanlagen.pdf>. [Zugriff am 09 05 2017].
- [12] P. e. a. Biermayr, „Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2012“.
- [13] R. S. H. Rieberer, „Wege zur verstärkten Sommerauslastung von Fernwärmenetzen,“ *TU Graz Institut für Wärmetechnik, Graz*, 2007.

- [14] M. Köfinger, „Energie aus Abwasser - Analyse der Abwärmenutzung aus kommunalem Abwasser zur effizienten Gebäudebeheizung,“ 2013.
- [15] H. e. a. Averfalk, „On the use of surplus electricity in district heating systems,“ *14th International Symposium on District Heating and Cooling*, September 7th to September 9th, 2014, Stockholm, Sweden.
- [16] I. E. Europe, „STRATEGO: Multi-level actions for enhanced Heating & Cooling plans,“ European Commission, Brüssel, 2016.
- [17] C. Stadler und P. Eijbergen, „Wir ernten die Sonne - Projekte in Dänemark und Status Big Solar Graz,“ *3. Fernwärme/Fernkälte Praxis- und Wissensforum*, p. 26, 7 November 2017.
- [18] R.-R. Schmidt, D. Basciotti, F. Judex, O. Pol, G. Siegel, T. Brandhuber, N. Dorfinger und D. Reiter, „SmartHeatNetworks - Intelligente Fernwärmenetze,“ Austrian Institute of Technology (AIT) und Salzburg AG, Wien / Salzburg, 2013.
- [19] M. Haraldsson, Interviewee, *Business Models of Austria in comparison to Sweden*. [Interview]. 28 Juni 2016.