

Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

G. Bucar et al.

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

78/2006

Impressum:

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

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

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

Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

DI Gerhard Bucar, DI Karin Schweyer
Grazer Energieagentur

Ing. Christian Fink, Ing. Richard Riva
AEE INTEC

DI Michael Neuhäuser
ÖFPZ Arsenal

DI Ernst Meissner
S.O.L.I.D.

Ao. Univ.Prof. Wolfgang Streicher, Christian Halmdienst
TU Graz, Institut für Wärmetechnik

Wien, September 2005

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung und Ergebnisse	1
2	Einleitung und Projektziele	2
3	Betreiberbefragung	3
3.1	Zielsetzung	3
3.2	Methodik und Datenbasis der Untersuchung	3
3.3	Entwicklung der Fernwärme in Österreich	4
3.4	Ergebnisse der Befragung	10
3.4.1	Übersicht Auswertung der Fragebögen	10
3.5	Potenzialabschätzung Österreich	12
3.5.1	Kurzfristiges Potenzial	12
3.5.2	Mittel- und langfristiges Potenzial	14
4	Technische Rahmenbedingungen bei der Einbindung erneuerbarer Energieträger	15
4.1	Hydraulische Schaltungen für Wärmeeinspeiser	15
4.2	Einsatzmöglichkeiten – welches System ist unter welchen Rahmenbedingungen aus technischer Sicht interessant	16
4.2.1	Kraft-Wärme-Koppelung (KWK)	16
4.2.2	Kraft-Wärme-Koppelung (KWK) mit Biomasse	17
4.2.3	Thermische Sonnenenergie	26
4.2.4	Kombination verschiedener Energieträger – Wechselwirkungen	28
4.3	Neue Netzanschlüsse und abnehmerseitige Wärmeverteilssysteme	28
4.3.1	Wärmeversorgungskonzepte nach dem Prinzip der 2-Leiter-Netze	29
4.3.2	Systemtemperaturen von 2-Leiter-Netzen in der Praxis	38
4.3.3	Zusammenfassung und Vorteile	40
5	Wirtschaftliche und Organisatorische Fragestellungen	43
5.1	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren	43
5.1.1	Sensitivitätsanalyse	44
5.1.2	Vergleich verschiedener Systeme	54
5.1.3	Vergleich Biomasse – Gasfeuerung	56
5.1.4	Einspeisevergütungen	57
5.2	Netzplanung und Versorgungssicherheit	60
5.2.1	Auswirkung auf die Versorgungssicherheit	60
5.2.2	Auswirkung auf die Netz- bzw. auf die Kapazitätsplanung im Hinblick auf den Energieerzeuger	60
5.2.3	Auswirkung auf die Netz- bzw. auf die Kapazitätsplanung im Hinblick auf den Wärmeabnehmer	60
5.3	Umsetzungsmodelle	61
5.3.1	Wärmeeinspeisung in bestehende Fernwärmenetze mit Contracting	61
5.4	Förderungen	63
6	Erfahrungen aus realisierten Projekten	64
6.1	Projektbeispiele Geothermie	64
6.1.1	Haag am Hausruck	64
6.1.2	Oradea in Rumänien	65

6.1.3	Neustadt-Glewe	65
6.1.4	Riehen, Schweiz	67
6.1.5	Projekt Braunau – Simbach	68
6.1.6	Erding.....	70
6.1.7	Fernwärmeversorgung in Stockholm	72
6.1.8	Übersicht geothermische Anlagen.....	74
6.2	Projektbeispiele Biomasse.....	75
6.2.1	Fernwärmenetz Lienz	75
6.2.2	Biomasseheizanlage mit Fernwärmenetz Bruck a.d. Leitha.....	76
6.2.3	Biomassekraftwerk Güssing	78
6.2.4	Biomassekraftwerk Timelkam.....	79
6.2.5	Übersicht Anlagen auf Basis Biomasse.....	80
7	Analyse des Grazer Fernwärmenetzes.....	81
7.1	Charakteristik und Geschichte des Grazer Netzes	81
7.1.1	Beschreibung der Wärmeeinspeiser.....	84
7.2	Simulation des Grazer Fernwärmenetzes im Auslegungspunkt.....	88
7.3	Definition und Analyse von möglichen Einspeisepunkten	94
7.3.1	Potenzial für den Einsatz erneuerbarer Energieträger	101
7.4	Potenzial in Graz durch Neubau und Sanierung.....	102
7.4.1	Auswirkungen für die Fernwärme durch eine Gebäudesanierung	102
7.4.2	Ausbaupotenziale beim Grazer Netz	104
7.4.3	Zukünftiges Potenzial des Wärmeabsatzes der Grazer Fernwärme	109
8	Pilotanlage Arnold Schwarzenegger Stadion – Solarthermische Einspeisung	112
8.1	Technische und organisatorische Systemanalyse.....	112
8.1.1	Ausgangssituation.....	112
8.1.2	Technische Rahmenbedingungen	112
8.1.3	Vorgaben seitens der Energie Graz/Fernwärmeversorgung	114
8.1.4	Hemmnisse und Schwierigkeiten, Erfahrungsbericht	116
8.1.5	Anlagenergebnisse nach den ersten beiden Betriebsjahren	116
8.1.6	Optimierungspotenziale	119
8.2	Das Contractingmodell	119
8.3	Wirtschaftliche Betrachtung.....	120
9	Vergleich des Grazer Netzes mit anderen Netzen.....	122
9.1	Die Fernwärmenetze im Allgemeinen.....	122
9.2	Einzelbetrachtung verschiedener Fernwärmenetze	122
9.2.1	Fernwärmenetz Wien.....	122
9.2.2	Fernwärmenetz Linz	124
9.2.3	Fernwärmenetz Salzburg.....	126
9.2.4	Auswahl von mittleren und kleineren Fernwärmenetzen in Österreich	128
9.3	Multiplizierbarkeit bestehender Anlagen	134
9.3.1	Solarthermie.....	134
9.3.2	Anlagen mit Nutzung geothermaler Ressourcen.....	135
9.3.3	Wärme aus Biomasse.....	135
10	Chancen und Hemmnisse bei der Einspeisung	136
10.1	Allgemeines	136
10.2	Energieträger	136

10.2.1	Geothermie	136
10.2.2	Solarthermie.....	139
10.2.3	Biomasse	141
10.2.4	Kraft-Wärme-Kopplung	141
10.3	Zusammenfassung der Chancen und Hemmnisse	142
10.3.1	Biomasse	142
10.3.2	Solarthermie.....	142
10.3.3	Erdwärme.....	143
11	Schlussfolgerungen und Leitfaden	144
12	Literatur	145

1 Zusammenfassung und Ergebnisse

Bei den österreichischen Fernwärmenetzen mit einer Gesamtlänge von über 3400 km und über 13.000 GWh Wärmezeugung pro Jahr ist ein deutliches Potenzial für den Einsatz erneuerbarer Energien vorhanden, allerdings unter langfristigen Gesichtspunkten. Primär wird seitens der Netzbetreiber aus wirtschaftlichen Gründen zuerst auf verfügbare und sinnvolle Abwärmeressourcen zurückgegriffen und erst in zweiter Linie an neue Anlagen gedacht.

Als Ergebnis der Befragung der Netzbetreiber konnte ein kurzfristiges Potenzial (bis 2006) von jährlich rund 569.000 MWh für die Einspeisung von Wärme aus erneuerbarer Energie (inkl. Abwärmenutzung) in die Netze eruiert werden, dies sind rund 4,5 % der derzeitigen Fernwärmezeugung. Zahlreiche Projekte sind derzeit in Planung oder Ausführung, das Ökostromgesetz hat einen Investitionsschub in Richtung Biomasse-KWK ausgelöst. Es erfolgt somit eine Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren von derzeit 12 % auf ca. 16 %. Die CO₂-Einsparung beträgt jährlich rund 380.000 t (inkl. Dampfnetzumstellung Netz Salzburg).

Durch die sehr guten Einspeisetarife (Ökostromgesetz 2002) ist jedoch ein Ungleichgewicht zwischen Strom- und Wärmenutzung entstanden. Die neu entstehenden Anlagen werden primär stromgeführt betrieben, die Wärme wird insbesondere im Sommer weggekühlt. Die Grenze für den sinnvollen Einsatz erneuerbarer Energien in Fernwärmenetzen ist auf Grund der notwendigen hohen Volllaststunden daher der Sommerabsatz. Hier gibt es noch Forschungsbedarf für weitere Entwicklungen und Verbesserung der Sommernutzung (Kühlung mit Wärme, Umstellung der Warmwasserbereitungen auf Fernwärme etc.).

Wirtschaftliche Einflussfaktoren für die mittel- und langfristigen Potenziale für die Einspeisung erneuerbarer Energie in bestehende Netze sind vor allem die Entwicklung des Ökostromgesetzes (insbesondere Einspeisetarife), Entwicklung des Preises fossiler Brennstoffe und die Entwicklung des Emissionshandels (Preise für Emissionszertifikate). Die Entwicklung in Richtung erneuerbarer Energieträger in bestehenden Fernwärmenetzen wird positiv beeinflusst durch die Verringerung der Abhängigkeit vom Rohölpreis, die Biomassepreise sind derzeit stabiler und langfristiger kalkulierbar und es sind Förderungen lukrierbar. Eine Abschätzung der realen langfristigen Potenziale für die Einspeisung erneuerbarer Energieträger in bestehende Netze ist derzeit nicht zuverlässig möglich, da zu viele Faktoren nicht beeinflusst werden können (Ölpreis etc.).

Der Bereich Fernwärme weist jährlich starke Steigerungsraten beim Absatz auf (über 2 %). Ziel sollte es sein, auch bei verschlechterten Rahmenbedingungen zumindest die Steigerungen durch erneuerbare Energieträger zu decken.

Es bestehen bereits zahlreiche technische Lösungsmöglichkeiten (insbesondere im KWK-Bereich) zur Einspeisung erneuerbarer Energieträger in bestehende Fernwärmenetze, Forschungspotenzial ist bei vielen Systemen allenfalls in Detailfragen gegeben. Hauptgrund, warum die Umsetzung nicht massiver seitens der Betreiber forciert wird, sind Wirtschaftlichkeit und mangelnder Absatz der Wärme im Sommer (Biomasse-KWK-Anlagen erfordern auf Grund der hohen Anfangsinvestition eine hohe Auslastung). Die Anlagenauslastung (Jahresvolllaststunden) ist einer der wichtigsten Parameter bei der Strom- und Wärmezeugung mit Erneuerbaren. Die Vorteile von Anlagen, die mit Erneuerbaren betrieben werden, sind vor allem langfristig zu sehen. Beispiele zeigen, dass bei einer Kombination von erneuerbaren Energieträgern (zur Grundlastabdeckung) und fossilen Brennstoffen zur Spitzenabdeckung ein wirtschaftliches Gesamtoptimum für die Wärmezeugung möglich ist und sogar wirtschaftliche Vorteile gegenüber reinen fossil betriebenen Anlagen bieten kann. Bei derartigen Anlagenkombinationen ist das größte Potenzial zu sehen. Es können so, je nach Jahresganglinie des Netzes und Auslegung der Biomasseanlagen, bis zu 70 % der Wärmeenergie aus Erneuerbaren abgedeckt werden. Wichtig dabei ist wiederum die Sommernutzung bzw. -auslastung des Netzes.

2 Einleitung und Projektziele

Bei **bestehenden Fernwärmenetzen** erfolgt die Erzeugung von Wärme zu 88 % mit fossilen Brennstoffen (Stand 2004, Quelle: Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen Österreichs).

Gegenstand und Ziel des Projekts ist die Auslotung von **Potenzialen für den Einsatz und die Einbindung von dezentralen Wärmeerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern** (EET insbesondere Biomasse-KWK, Solarthermie und Wärmepumpen in Kombination mit Tiefengeothermie etc.) in bestehende Fernwärmenetze.

Es wurden im Rahmen des Projekts sowohl die **Technischen Randbedingungen/Lösungsmöglichkeiten**, als auch die organisatorischen und umsetzungsorientierten Randbedingungen (Stichwort **Solares Contracting**) ausgelotet und untersucht. Es werden einerseits die bisherigen Hemmnisse zum verstärkten Einsatz derartiger dezentraler Anlagen aufgezeigt und **Lösungsvorschläge** sowohl in **technischer** als auch in **organisatorischer/wirtschaftlicher** Hinsicht dargestellt. Ergebnis ist ein **Leitfaden** für die Umsetzung derartiger dezentraler Versorgungslösungen mit Wärme-Energie aus erneuerbaren Energieträgern.

An Hand des Beispiels Fernwärmenetz Graz wurden modellhaft Einspeisemöglichkeiten für die Einbindung dezentraler Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren untersucht. Als Ausgangsbeispiel dient die Pilotanlage (Solarthermische Anlage) beim Arnold-Schwarzenegger-Stadion. Durch derartige Lösungen kann der CO₂-Ausstoß bestehender fossiler Fernwärmenetze erheblich verbessert und die Wirtschaftlichkeit des Netzes für den Betreiber in den Sommermonaten erhöht werden.

3 Betreiberbefragung

3.1 Zielsetzung

Ziel der Befragung der Fernwärme-Netzbetreiber ist, allgemeine und grundsätzliche Fragestellungen zum Potenzial zur Einbindung erneuerbarer Energieträger in bestehenden fossil betriebenen Netzen und zur dezentralen Netzeinbindung zu erörtern und eine Übersicht über die fossil betriebenen Fernwärmenetze in Österreich zu bekommen.

Fragestellungen sind (der Fragebogen befindet sich im Anhang):

- Netzgröße (Wärmeleistung, Netzlänge, Netzstruktur, Einspeisestellen etc.)
- Energieeinsatz/verkaufte Energie im Sommer/Winter
- Verlauf der Netztemperaturen im Sommer/Winter
- Anteile der Energieträger und Art des Betriebes, Unterscheidung Sommer-/Winterbetrieb
- Bestehende Vorschriften für abnehmerseitige Anlagen
- Netzreserven
- Geplanter Netzausbau
- Möglichkeiten zum Einsatz erneuerbarer Energieträger
- Besondere Anforderungen im Städtischen Bereich bei gewissen erneuerbaren Energieträgern (Emissionen wie Staub und Lärm, Versorgungssicherheit etc.)
- Interesse an der Einspeisung erneuerbarer Energieträger
- Pilotprojekte in Planung oder Ausführung

3.2 Methodik und Datenbasis der Untersuchung

In einem ersten Schritt wurden in Kooperation mit dem österreichischen Fachverband Gas & Wärme die Verteilerliste und Adressaten (konkrete Ansprechperson) erarbeitet. Es wurden dabei aus allen Fernwärmenetzen in Österreich diejenigen Netzbetreiber herausgefiltert, welche nicht oder nur zu einem geringen Teil mit Biomasse betrieben werden, um die folgende Arbeit auf diese Netzbetreiber zu konzentrieren. Von den rund 98 Fern- und Nahwärmenetzen in Österreich (Stand 2003) konnten 29 Netze identifiziert werden, die überwiegend mit fossilen Energieträgern betrieben werden. Nur diese Netzbetreiber sind für die Erhebung eines Potenzials für den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energieträgern und damit Substitution von fossilen Energiequellen interessant – mit Biomasse betriebene Netze sind nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Basis des Adressverteilers war der Verteiler des Fachverbandes sowie eigene Adressverteiler der Grazer Energieagentur. Die Adressen (insbesondere e-mail) sowie die zuständigen Ansprechpersonen für Netzbetrieb und Netzausbau wurden mittels Telefonat mit jedem einzelnen Betreiber verifiziert und aktualisiert.

Parallel dazu erfolgte die Ausarbeitung des Fragebogens (siehe Anhang). Dieser wurde so gestaltet, dass er mit Hilfe von Formularfeldern im gängigen Format MS Word elektronisch ausgefüllt werden und per e-mail zurückgesendet werden konnte. Die Aussendung dessel-

ben erfolgte ebenso elektronisch per e-mail an insgesamt 29 Adressaten (Netzbetreiber mit größerer Leistung).

Nach einer Woche erfolgte eine telefonische Nachfrage, ob der Fragebogen sein Ziel erreicht hatte und ob es bei Fragen Verständnisschwierigkeiten gab (mit dem Angebot, jederzeit für Rückfragen bereit zu stehen). Ziel dieser Telefonate war es, der Befragung Nachdruck zu verleihen und die Adressaten an den Fragebogen zu erinnern.

Die Fragebögen sollten zu einem festgesetzten Zeitpunkt zurück gesendet werden, es wurden aber lediglich 4 Fragebögen fristgerecht abgeschickt. Es erfolgten daher noch insgesamt 3 weitere Telefonrunden, um an die Befragung zu erinnern und offene Fragen mit den Betreibern zu klären. Es wurden insgesamt 7 Fragebögen zumindest teilweise beantwortet zurückgesendet. Drei weitere Netzbetreiber wurden persönlich befragt. So konnten in Summe insgesamt 10 Betreiber gefunden werden, die die Fragen des Projektteams beantworteten.

In einem zweiten Schritt wurden zur Vertiefung der Informationen mit Kontaktpersonen bei den Netzbetreibern Steirische Gas-Wärme GmbH, Energie Graz, Salzburg AG, Wärme OÖ, Wärmebetriebe GmbH und Linz AG persönliche Gespräche geführt. Der Informationsaustausch über die Fernwärmenetze in Wien und St. Pölten erfolgte über die Projektgruppe des Projektes „Multifunktionale Energieversorgung in Städten“ (Projektleitung DI Karl Gruber, KWI Management Consultants & Auditors GmbH). Mit einem Vertreter der Österreichischen Fernwärme wurde darüber hinaus ein Telefonat geführt. Es konnten somit die meisten großen Netzbetreiber detailliert zur Thematik befragt werden.

3.3 Entwicklung der Fernwärme in Österreich

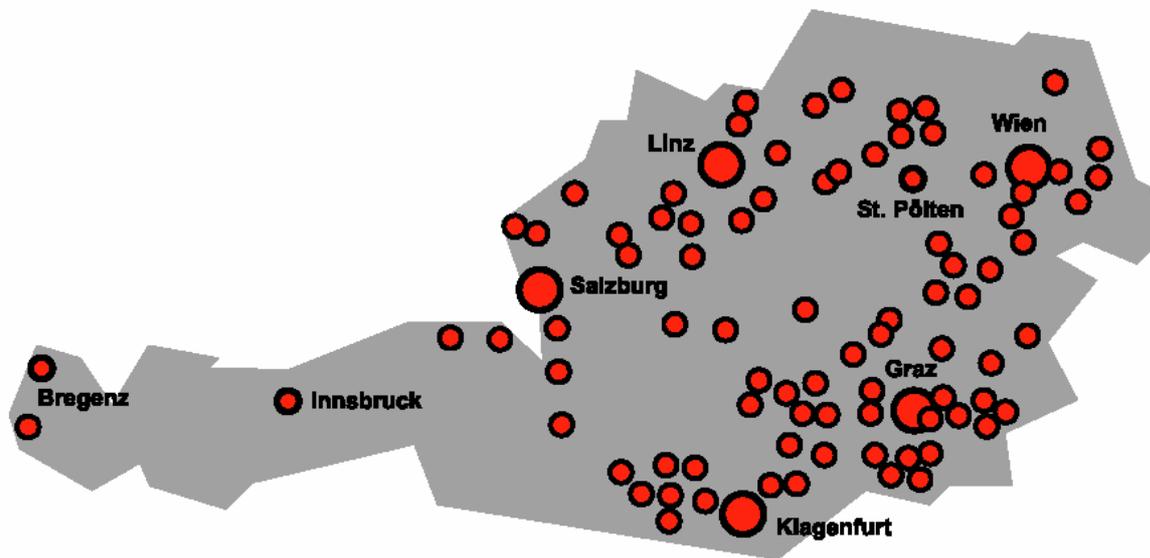


Abbildung 1: Übersicht über die Fernwärmeversorgungsgebiete in Österreich (Quelle: Fernwärme in Österreich, Zahlenspiegel 2004, Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen Österreichs)

Der österreichische Fernwärmebedarf wird vorwiegend durch kommunale oder kommunal-nahe Versorgungsunternehmen gedeckt.

Schwerpunkte der Fernwärmeversorgung sind Wien, Graz, Linz, Salzburg, Klagenfurt, St. Pölten und Wels. Aber auch in kleineren Gemeinden wird immer stärker auf die Versorgung mit Fernwärme gesetzt.

Die letzten Jahre sind durch eine deutlich gesteigerte Energienachfrage gekennzeichnet.

Die Fernwärmebranche zählt dabei zu den stärksten Wachstumsbranchen am Energiesektor. Laut dem Fachverband „Gas Wärme“ führten der erheblich höhere Heizenergiebedarf und die fortgesetzte Investitionstätigkeit der Unternehmen zu einer dynamischen Absatzentwicklung. Der Nah- und Fernwärmeverkauf konnte seit 1990 um mehr als das Doppelte gesteigert werden.

In der untenstehenden Tabelle werden die größten Wärmeproduzenten Österreichs und die Entwicklung der Wärmeproduktion zwischen 1997 und 2000 dargestellt.

Die größten Wärmeproduzenten Österreichs				
sortiert nach der Wärmeerzeugung des Jahres 2000; angeführt sind alle Unternehmen mit einer Erzeugung größer 50 GWh im Jahr 2000 (Fernwärme und Nahwärme)				
Unternehmen/Betrieb	Wärmeerzeugung in GWh			
	1997	1998	1999	2000
WIENSTROM	2.754	2.794	3.022	2.665
Fernwärme Wien GmbH 1)	1.616	1.540	1.485	1.392
Steirische Wasserkraft u. Elektrizitäts-AG	913	890	988	929
Österreichische Fernwärmegesellschaft mbH	880	846	989	920
EVN AG 2)	542	625	770	810
ESG Linz 3)	759	754	794	770
OMV AG	640	571	600	745
Wärmebetriebe Gesellschaft mbH	457	454	493	485
Salzburger Stadtwerke AG 4)	461	448	439	423
Stadtwerke Klagenfurt	371	383	391	363
Energie AG Oberösterreich 5)	225	220	239	235
Stadtwerke St. Pölten	301	271	289	228
Cogeneration-Kraftwerke Management Stmk. GmbH	174	188	179	173
EW Wels AG	168	163	162	155
VOEST-ALPINE Stahl Linz GmbH	157	116	122	112
KELAG	75	93	112	100
ENERGIECOMFORT	110	111	118	95
Steirische Fernwärme GmbH	84	84	58	85
Stadtbetriebe Linz GmbH 3) 6)	106	72	93	73
Stadtwerke Kufstein GmbH	65	65	68	64
alle Wärmeversorgungsunternehmen	11.004	10.861	11.603	11.032

1) inkl. EBS (EBS wurde mit 01.01.2000 von Fernwärme Wien übernommen)
 2) Wirtschaftsjahr
 3) mit 01.10.200 wurden ESG Linz und Stadtbetriebe Linz GmbH zur LINZ AG zusammengefasst
 4) mit 15.09.2000 wurden SAFE und Salzburger Stadtwerke AG zur Salzburg AG fusioniert
 5) inkl. Kirchdorfer FHKW GmbH
 6) 1997 Kalenderjahr, 1998 Rumpfwirtschaftsjahr, ab 1999 Wirtschaftsjahr
 Quelle: Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen

Abbildung 2: Aufstellung der Wärmeproduzenten mit dem größten Output in Österreich¹

Die Entwicklung des energetischen Endverbrauchs an Fernwärme wird durch die untenstehende Grafik veranschaulicht.

¹ Quelle: Energiebericht 2003, E.V.A., S.177 Anhang 1/Tabellen

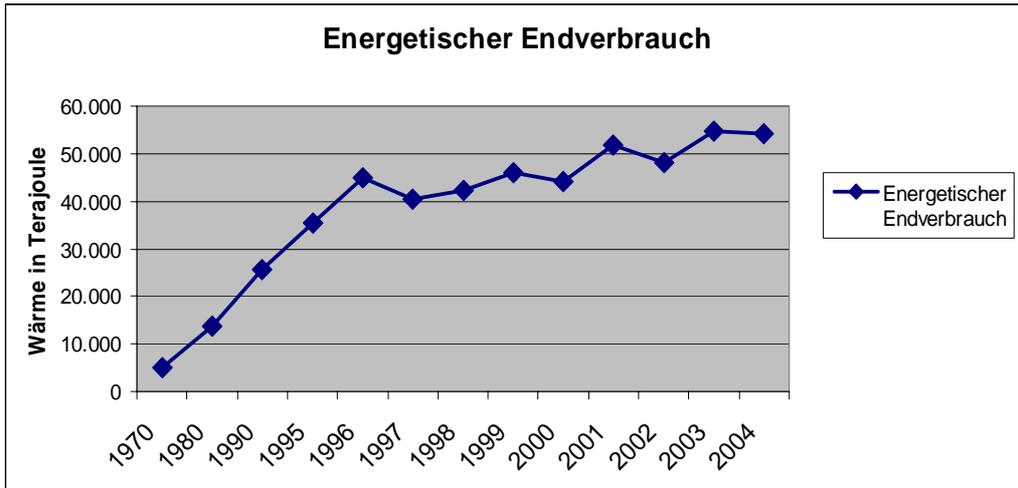


Abbildung 3: Energetischer Endverbrauch und seine Entwicklung zwischen 1970 und 2002. ²

Durch die deutlich gestiegene Nachfrage erhöhte sich auch die Anzahl der mit Nah- und Fernwärme versorgten Wohnungen. Diese Entwicklung ist in der untenstehenden Grafik für den Zeitraum 1980 bis 2002 veranschaulicht.

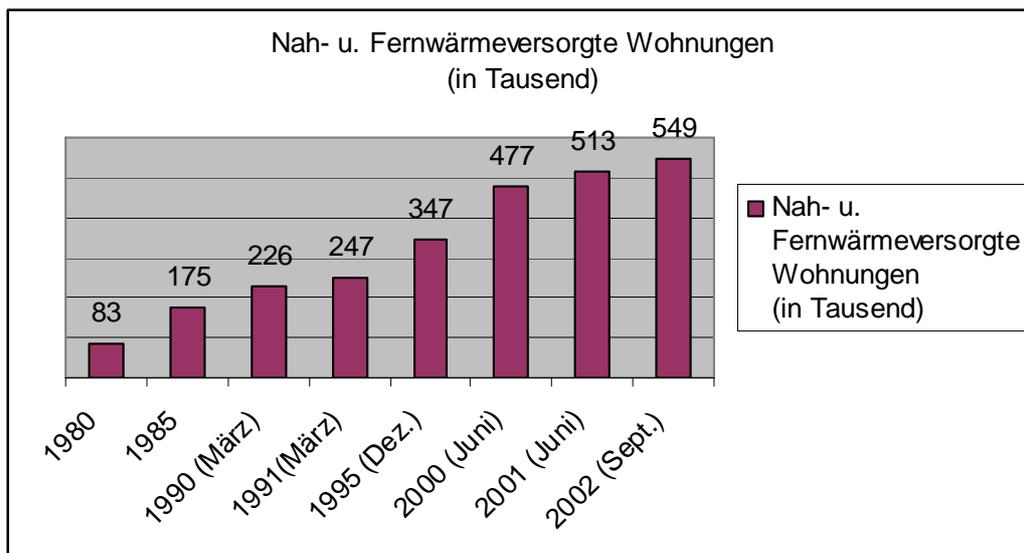


Abbildung 4: Entwicklung der mit Nah- und/oder Fernwärme versorgten Wohnungen in Österreich ³

Der überwiegende Teil an Nah- und Fernwärme wird von privaten Haushalten verbraucht, dicht gefolgt vom Dienstleistungsbereich.

² Quelle Statistik Austria, Fernwärmebilanz

³ Fachverband Gas Wärme, Fernwärme in Österreich, Zahlenspiegel 2004

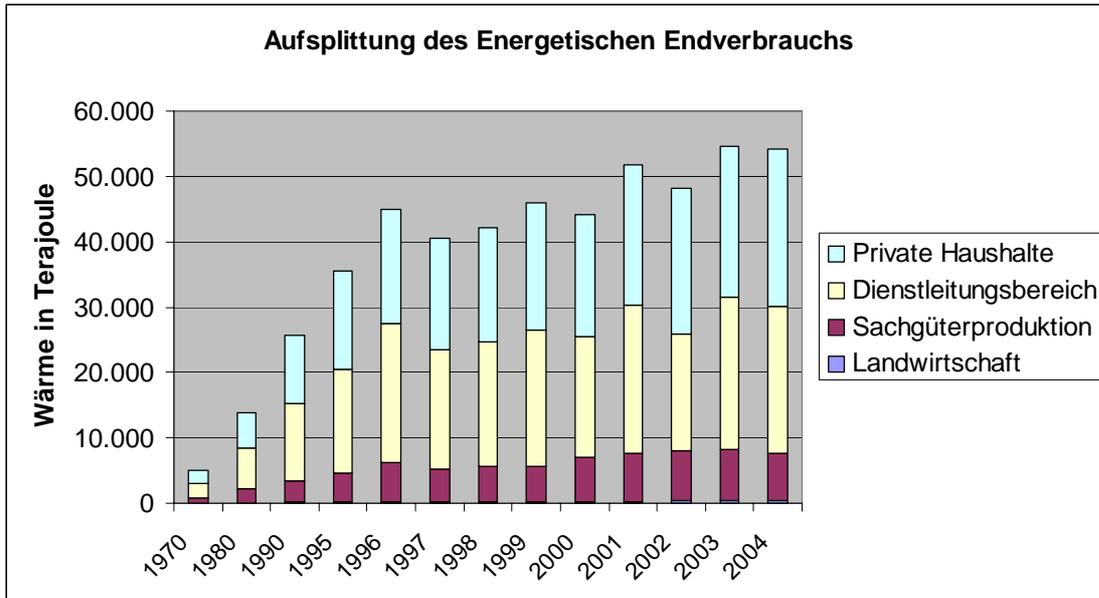


Abbildung 5: Energetischen Endverbrauch nach Sektoren⁴

Der Fernwärmeverbrauch lässt sich wiederum auch nach den Verwendungszwecken darstellen, wie in der folgenden Abbildung dargestellt.

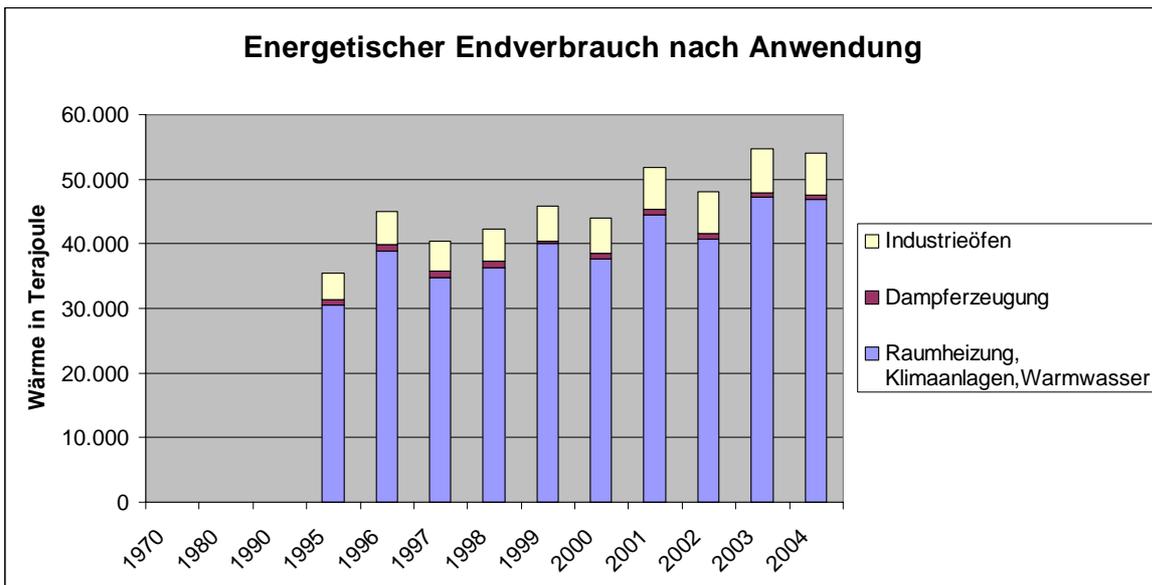


Abbildung 6: Verwendungszweck der Fernwärme⁴

Für das Jahr 2002 kann für österreichische Wohnungen folgende Aufteilung nach Art der Beheizung dargestellt werden:

⁴ Quelle Statistik Austria / Fernwärmebilanzen

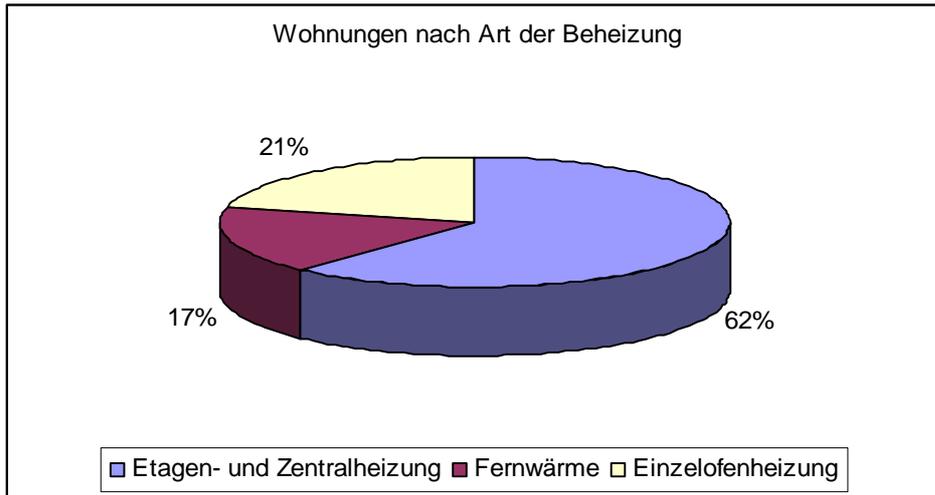


Abbildung 7: Einteilung der Wohnungen in Österreich nach der Art ihrer Beheizung⁵

Für das Jahr 2003 kann die Erzeugung der Raumwärme auf folgende Brennstoffeinsatzstruktur zurückgeführt werden:

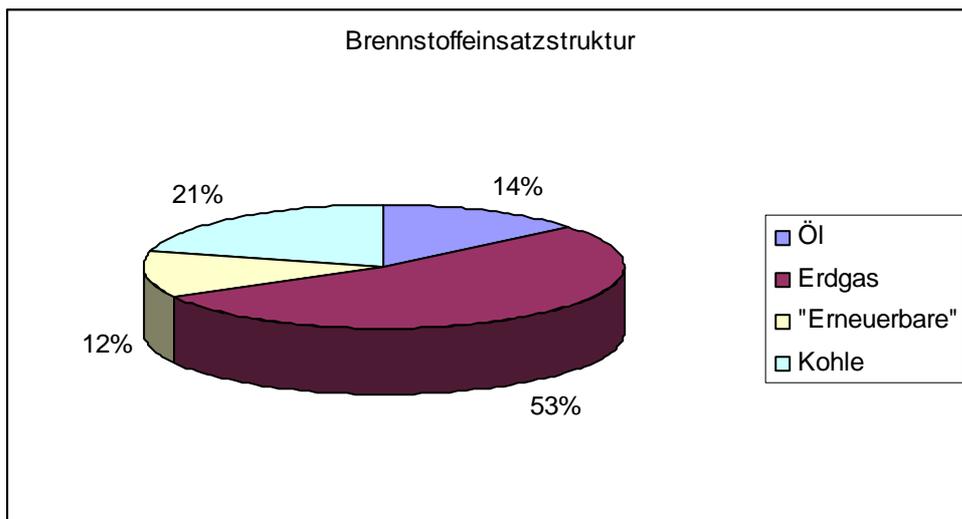


Abbildung 8: Brennstoffeinsatzstruktur für Fernwärme⁵

Der Großteil der Fernwärme in Österreich wird in KWK-Anlagen hergestellt, zuletzt 72,9 %.

⁵ Quelle: Fachverband Gas Wärme, Fernwärme in Österreich, Zahlenspiegel 2004

Wärmeerzeugung aus der Kraft-Wärme-Kopplung

(absoluter Anteil an der gesamten Wärmeerzeugung, in GWh)

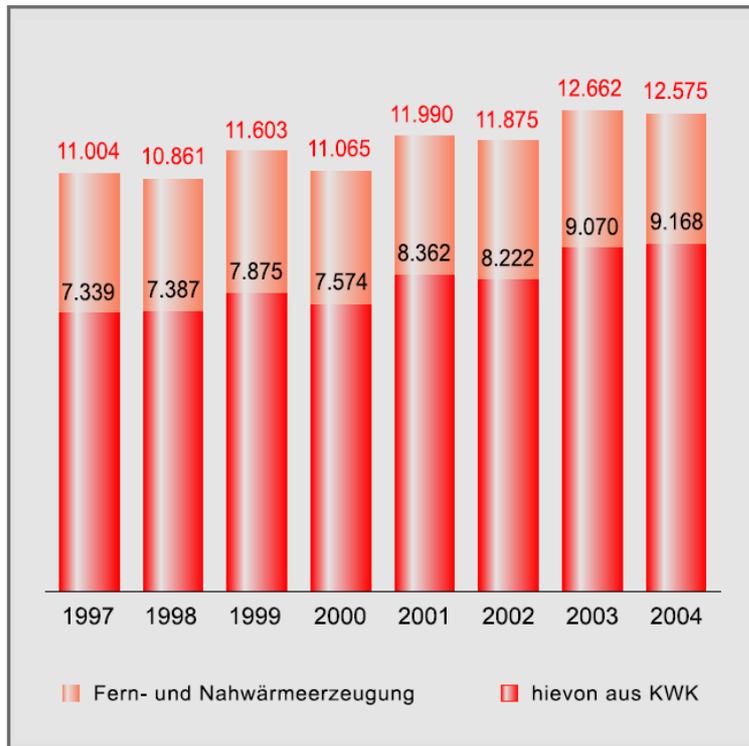


Abbildung 9: Anteil der KWK- Anlagen an der gesamten Fernwärmeproduktion⁶

Angaben des Fachverbandes Gas Wärme zufolge, wird der Anteil an Nah- und Fernwärme weiter steigen. Die Nachfrage nach Fernwärme soll laut einer Umfrage bis zur Ausbauplanung 2012 deutlich schneller wachsen als der Gesamtmarkt (gemessen an der gesamten Energienachfrage österreichischer Endkunden). Die Unternehmen rechnen demnach auch mit einem Temperaturbereinigten Verkaufszuwachs von etwas über 2 % pro Jahr.

Netzstruktur im Allgemeinen

Die Fernwärmeversorgungsunternehmen in Österreich betreiben ein Netz mit einer Gesamtlänge von 3.430 km (Stand 2003). Zukünftig wird es Investitionen in die Verdichtung und den weiteren Ausbau der Flächenversorgung geben. Die Unternehmen erwarten zwischen 2004 und 2012 einen jährlichen Zubau an Fernwärmeleitungen von 80 bis 100 km. Die Unternehmen werden ihr Engagement ausweiten und ihre Investitionsbudgets nominell um knapp 14 % und real (zu Preisen von 2003) immer noch um 10 % aufstocken. Genau gesagt sind für den Zeitraum zwischen 2004 bis 2012 Investitionen in einer Höhe von 1 Mrd. € (zu Primärenergieeinstandspreisen) vorgesehen.⁷

⁶ Quelle: Fachverband Gas Wärme

⁷ Quelle: Fachverband Gas Wärme

3.4 Ergebnisse der Befragung

3.4.1 Übersicht Auswertung der Fragebögen

Von den 29 ausgesendeten Fragebögen wurden von 7 Fernwärme-Netzbetreibern die Fragen so weit als möglich beantwortet. Drei Netzbetreiber (Linz AG, Energie Graz, Steirische Gas-Wärme) übermittelten zwar keine Fragebögen, waren aber für ein ausführliches persönliches Gespräch bereit, bei dem alle Fragen erörtert werden konnten. Bei einigen Netzbetreibern war die Fragestellung nicht anwendbar. Die Gründe hierfür lagen darin, dass nur Verteilnetze innerhalb von Wohnanlagen betrieben wurden, dass die Netze bereits überwiegend mit Biomasse betrieben werden oder keine eigene Wärmeproduktion, sondern Zukauf von anderen Fernwärmebetreibern erfolgte.

Fünf Netzbetreiber wollten keinerlei Daten bekannt geben oder Fragen beantworten (EVN, KELAG, Stadtwerke Klagenfurt, OMV und Stadtwerke Kapfenberg).

Die restlichen Betreiber gaben keinerlei Rückmeldung, trotz mehrmaligem Kontaktversuch.

Befragung von 29 Netzbetreibern mittels Fragebogen

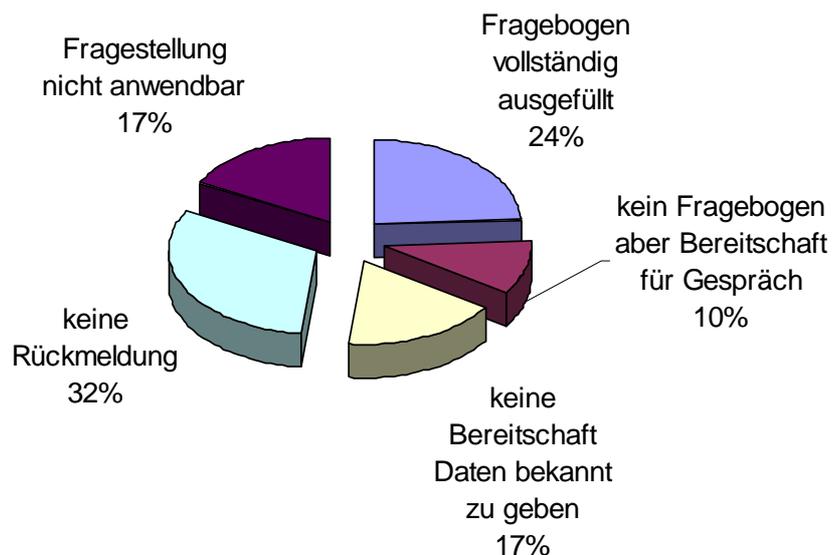


Abbildung 10: Übersicht Fragebogenaktion

In Summe konnten Informationen über Fernwärmenetze mit einer Gesamtleistung von 4524 MW thermischer Leistung gewonnen werden, was rund 2/3 der gesamten Österreichischen Netzleistung (Fernwärmenetze über 50 GWh Wärmeverkauf pro Jahr) bedeutet.

Auf der folgenden Seite sind in einer Übersicht die gewonnenen Daten zusammengestellt. Bezüglich genauer Daten zu den Netzen der Energie Graz und Steirischen Gas-Wärme siehe detaillierte Beschreibung des Grazer Netzes.

Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

Daten	STGW	EGG	FW Wien	Salzburg AG	Linz AG	Wärme ÖÖ	FW Frohlehiten	ÖFW	DWA	FW Kundl
Abnahmeleistung derzeit (MW)	480	360	2780	220	521	109	10	14	7.555	20
Netzlänge primär			510	110	140,9	221,4	13	5,1	26	24
Netzlänge Hausanschlüsse			487		489					
Netzstruktur			ergänzenes Ringnetz	voll vermascht	voll vermascht	mehrere Netze	Stem	Stem	Linie, reine Teile Ring	Stem
Max. therm. Leistung Netz			2780 MW	250 MW	770 MW	109 MW	15 MW	13,8 MW	10,33 MW	7,2 MW
Wärmezeugung pro Jahr			5.428.000 MWh	497.037 MWh	1.000.594 MWh	323.790 MWh	17.500 MWh	4.500 MWh	21.790 MWh	21.000 MWh
				2364 t H ₂ O, 14.763.447 m ³ Gas		KWK + Abwärme zugekauft	1.750.000 m ³ Gas		Hackgut, 36.000.000 m ³ Ges. 4.800 MWh Abwärme	Abwärme
Brennstoffeinsatz pro Jahr				siehe Beilage		je 1	1	1		3
Anzahl Einspeisepunkte			10			Strom	2	4		6
Anzahl Kessel			12			Strom				
Kesselleistung			2780 MW	298		Umweltklärung	2 x 7 MW			3 x 2
Abnahme im Sommer						59.478 MWh	2.100 MWh	4,70%	533 MWh	2000 MWh
Abnahme im Winter						209.194 MWh	15.400 MWh	88,00%	13.297 MWh	14.000 MWh
Fossil			79,00%	99,00%	90,00%	89,00%	100%	26,00%	17,00%	0,00%
Biomasse			0,00%	0,00%	drt 0,00%	4,00%	0%	74%	58,00%	0,00%
Powermenutzung o. Abfallverbrennung			21,00%	1%	10,00%	5,00%	0%	0%	23,00%	100,00%
Strom			0,00%	0%	0,00%	20,00%			20,00%	
Abnehmerstruktur										
Industrie, Gewerbe				50,00%	32,20%	22,00%	5,00%	0,00%	2,00%	7,00%
Haushalte, Wohnanlagen			30,00%	30,00%	48,70%	42,00%	65,00%	90,00%	85,00%	85,00%
Öffentliche Gebäude				10,00%	19,10%	36,00%	15,00%	10,00%	8,00%	5,00%
Tourismus				10,00%	0,00%	0,00%	5,00%	0,00%	5,00%	3,00%
Sonstige			70,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Netzeserven			725 MW	20%			5 MW		1 MW	
Arbeitspreis			€ 0,02	€ 0,04	€ 0,09	€ 0,09	€ 0,05		€ 0,04	€ 0,05
Leistungspreis			58	20,06 €	24,27	16,71	12,5		17,04	0
Anschluspreis			entgegenabhängig	3.980,00 €		1.184,60	2.543,00		11.000,00	4.700,00
geplanter Netzausbau			100 MW/a	10 km 20 MW	20 MW/Jahr	15 km, 3,5 + 2 MW	0	0	0	nur Netzerdichtung
Möglichkeiten			ja, 37 MW th	ja	ja	ja	ja	ja		nein
Besondere Anforderungen				nein		nein	Staub, Versorgungs		Staub, Lärm	verschmutzen Land Tird
Projektziele			ja, 37 MW th	ja, mehrere	19 MW	15 MW/th	Hackgut	nein	nein	nein
Interesse an Einspeisung	nein	ja	ökonomisch langfristig	ja	ja	ja	ja	ja, falls wirtschaftlich	eventuell??	nein
Potenzial pro Jahr			250.000 MWh	26.000 MWh	123.000 MWh	88.000 MWh				
CO2			144.000	3.400 t 20-30.000 t wg Dampfungst.	50.000 t	136.000 t				
Investmentsumme			45 Mio. €	5,4 Mio. €	17,4 Mio. €	35 Mio. €				

Tabelle 1: Die wichtigsten Daten aus den Fragebögen

3.5 Potenzialabschätzung Österreich

Im Zuge der Befragung konnten bereits sehr interessante Pilotprojekte in Richtung Biomasse-Kraftwärmekopplung (KWK) identifiziert werden. Derzeit sind in Salzburg, Oberösterreich, und Wien größere Anlagen zur Einspeisung von Wärme und Strom aus erneuerbaren Energieträgern in Bau oder in Planung. Eine Erkenntnis aus der Befragung war auch, dass Solarenergie, Geothermie, Brennstoffzellen und herkömmliche Biomassekessel (ohne Stromauskopplung) bei den sehr großen Fernwärmenetzen derzeit eher eine untergeordnete wenn nicht unbedeutende Rolle spielen (im Gegensatz zu den kleineren Fernwärmenetzen siehe z.B. Fernwärme Linz u.a.).

3.5.1 Kurzfristiges Potenzial

Insgesamt werden in naher Zukunft (bis 2006) mit diesen neu entstehenden Anlagen jährlich rund 569.000 MWh Wärme aus erneuerbarer Energie (inkl. Abwärmenutzung) in die Netze eingespeist, dies sind rund 4,5 Prozent der derzeitigen Fernwärmeerzeugung. Es erfolgt also eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energieträger von derzeit 12 % auf ca. 16 %. Die CO₂-Einsparung beträgt jährlich rund 380.000 t (inkl. Dampfnetzumstellung Netz Salzburg, Quelle: Angaben der Errichter/Betreiber). Die Gesamtinvestition für diese Vorhaben beträgt rund 103 Mio. €. Als Auslöser kann das Ökostromgesetz (Einspeisetarife) und andere EU-Klimaschutzvorgaben und deren Umsetzung in nationales Recht angesehen werden (im Speziellen auch Emissionszertifikate). Zusätzlich sind im Netz der Salzburg AG und Linz AG weitere Optimierungsmaßnahmen und Einspeisungen aus Industrieabwärme geplant.

Folgend eine Übersicht über die bedeutendsten geplanten Aktivitäten bzw. Anlagen in Bau:

Fernwärme Wien/Wien Energie: Biomasse KWK – Simmering

Maximale Brennstoffwärmeleistung	62,5 MW
Brennstoffausnutzung	82,25 %
Elektrische Bruttoleistung	12,36 MW
Fernwärmeeinspeisung KWK-Betrieb	39,05 MW
Fernwärmeeinspeisung	250.000 MWh
CO ₂ -Einsparung	144.000 t pro Jahr
Investition	45 Mio. €

Salzburg AG:

Abwärmeeinspeisung Hallein Richtung Salzburg

Fernwärmeeinspeisung Abwärme	10 MW
Fernwärmeeinspeisung	80.000 MWh
CO ₂ -Einsparung	ca. 15.000 t pro Jahr
Investition	13,6 Mio. €
Betrieb ab	2006

ORC-HWK-Siezenheim (auf Basis von Biomasse)

Maximale Brennstoffwärmeleistung	10 MW
Brennstoffausnutzung	85 %
Elektrische Bruttoleistung	1,5 MW
Fernwärmeauskopplung KWK-Betrieb	7 MW
Fernwärmeeinspeisung	28.000 MWh, ab 2010: 42.000 MWh
CO ₂ -Einsparung	5.400 t pro Jahr
Investition	5,4 Mio. €
Betrieb ab	Ende 2004

Umstellung von Dampfnetz auf Heißwassernetz:

CO ₂ -Einsparung	20-30.000 t pro Jahr
Investition	15 Mio. €
Vollständige Umstellung bis	2009

Biomasse-Einspeisung Sickerwiesen

Maximale Wärmeleistung	15 MW
Status	in Planung

Energie AG/Wärme OÖ: Biomasse Kraftwerk Timelkam

Maximale Brennstoffwärmeleistung	50 MW
Elektrische Bruttoleistung	15 MW
Fernwärmeauskopplung KWK-Betrieb	15 MW
Fernwärmeeinspeisung	88.000 MWh pro Jahr
CO ₂ -Einsparung	134.000 t pro Jahr (inkl. Strom)
Investition	35 Mio. €

Linz AG: Umrüstung Fernheiz-Kraftwerks-Block 3 auf Biomasse-Betrieb

Maximale Brennstoffwärmeleistung	30,3 MW
Brennstoffausnutzung	> 85 %
Elektrische Bruttoleistung	7 MW
Fernwärmeeinspeisung KWK-Betrieb	19 MW
Fernwärmeeinspeisung	123.000 MWh
CO ₂ -Einsparung	50.000 t pro Jahr
Investition	25 Millionen €
Betrieb ab	Oktober 2005

Zusätzlich: **Speicher mit 34.000 m³ Wasser (97°C)** aktiv zur Wärmepufferung (seit 1. Oktober 2003 in Betrieb)

3.5.2 Mittel- und langfristiges Potenzial

Die weitere Entwicklung und die Potenziale hängen von vielen, schwer beeinflussbaren Faktoren ab. Eine zuverlässige Prognose ist aus derzeitiger Sicht nicht möglich. Einflussfaktoren für die mittel- und langfristigen Potenziale für die Einspeisung erneuerbarer Energie in bestehende Netze sind:

- Entwicklung bzw. Veränderung des Ökostromgesetzes, insbesondere Einspeisetarife
- Entwicklung des Preises fossiler Brennstoffe
- Entwicklung des Emissionshandels (Preise für Emissionszertifikate)

Die Aussagen der Netzbetreiber und Energieerzeuger gehen aber in die Richtung, dass ein verstärkter Einsatz von Biomasse notwendig und auch sehr wahrscheinlich ist. Der Umfang und die Auswirkungen hängen jedoch vollständig von den Rahmenbedingungen ab. Entsprechende EU-Richtlinien, die den Einsatz erneuerbarer Energieträger fördern, sind in Vorbereitung (EU-Ziel: 25 % des gesamten Heizwärme- und Kühlenergiebedarfs sollen aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden). Die Erfüllung des EU-Zieles würde eine jährliche Wärmemenge aus erneuerbaren Energieträgern im Bereich Fernwärme von über 3250 GWh pro Jahr bedeuten (vgl. per 2006 werden rund 2100 GWh pro Jahr mit erneuerbaren Energien und industrieller Abwärmenutzung erzeugt). Das heißt, dass in den nächsten Jahren zusätzlich noch rund 1150 GWh jährlich durch erneuerbare Energie abgedeckt werden muss – die Steigerung des Absatzes noch nicht mitgerechnet. Man kann davon ausgehen, dass sämtliche Betreiber und Erzeuger Pläne für den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern „in der Schublade“ haben (Portfolio aus bereits erprobten Technologien) und je nach Veränderung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen mehr oder weniger schnell zum Einsatz bringen werden.

Geht man von einem Szenario aus, dass rund 10 % des Fernwärmeabsatzes im Sommerhalbjahr (April – Oktober) erfolgen und alle Abwärmenutzungen und Einspeisungen mit erneuerbaren Energien auf die Sommernutzung ausgelegt werden, so ergibt sich derzeit in etwa ein grob geschätztes Gesamtpotenzial von 2440 GWh jährlich (Abwärme und erneuerbare Energie). Es bleibt also ein Restpotenzial für erneuerbare Energien bei derzeitiger Abnahmestruktur von rund 340 GWh jährlich. Daraus kann geschlossen werden, dass es ohne Verbesserung der Rahmenbedingungen im Sommer schwierig sein wird, die Ziele unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu erreichen.

Folgende Argumente, die sich positiv für den Einsatz erneuerbarer Energieträger auswirken, wurden genannt:

- Verringerung der Abhängigkeit vom Rohölpreis
- Biomassepreise derzeit stabiler und langfristiger kalkulierbar
- Emissionszertifikate und -handel
- Förderungen lukrierbar

Es wurde von den befragten Netzbetreibern betont, dass derzeit eine Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) nur langfristig gegeben ist und ohne Förderungen gänzlich unmöglich ist – Entwicklungen in Skandinavischen Ländern wie z.B. Schweden zeigen jedoch, dass ein wirtschaftlicher Betrieb ohne Förderung sehr wohl möglich ist. In erster Linie werden in Österreich zuerst die Potenziale von Abwärmenutzungen und Systemoptimierungen (u.a. auch moderne Gasturbinen) ausgeschöpft.

4 Technische Rahmenbedingungen bei der Einbindung erneuerbarer Energieträger

4.1 Hydraulische Schaltungen für Wärmeeinspeiser

Prinzipiell sind die drei verschiedenen in Abbildung 11 dargestellten Schaltungen möglich. Ihre Vor- und Nachteile für Fernwärmebetreiber und Fernwärmeeinspeiser werden im Folgenden kurz dargestellt.

- Entnahme im Fernwärmerücklauf und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf

Die benötigte Temperaturerhöhung im Wärmeeinspeiser ist von den Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes abhängig. Der Wärmeeinspeiser muss daher mit variabler Leistung oder variablem Volumenstrom, geregelt nach der benötigten Vorlauftemperatur, betrieben werden. Die Pumpenergie ist hoch, da der Druckunterschied zwischen Fernwärme-Rücklauf und Fernwärme-Vorlauf (mehrere bar) vom Wärmeeinspeiser abgedeckt werden muss.

Diese Form der Einspeisung wird von den Fernwärmebetreibern bevorzugt, da sich die Rücklauftemperatur nicht ändert und ein Teil der Pumpkosten vom Einspeiser getragen wird.

- Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf

Die Anhebung der Rücklauftemperatur lässt den Wärmeeinspeiser aufgrund der geringsten möglichen Temperatur mit dem bestmöglichen Wirkungsgrad arbeiten. Die Pumpenergie wird von den Netzpumpen aufgebracht und deckt den Druckverlust des Wärmetauschers und der Verbindungsleitungen ab.

Allerdings ist die Rücklaufanhebung ungünstig für den Fernwärmenetzbetreiber, da er einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen muss, damit ein regelbarer Durchfluss durch den Wärmetauscher des Wärmeeinspeisers erzeugt werden kann. Durch die höhere Rücklauftemperatur erhöhen sich die Wärmeverluste des Netzes. Außerdem verringert sich der Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers aufgrund der höheren Rücklauftemperatur leicht. Bei Netzen (wie der Grazer Fernwärme), die primär nicht selber Wärmeerzeuger sind, ist zudem manchmal die Rücklauftemperatur zu den Wärmeerzeugern vertraglich fixiert.

- Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf

Die Anhebung der Vorlauftemperatur lässt den Wärmeeinspeiser aufgrund der höchsten geforderten Temperatur mit dem geringsten Wirkungsgrad arbeiten. Die Pumpenergie wird von den Netzpumpen aufgebracht und deckt den Druckverlust des Wärmetauschers und der Verbindungsleitungen ab.

Günstig für den Fernwärmebetreiber sind die geringen Netzverluste bis zum Wärmeeinspeiser.

Die Vorlaufanhebung ist, wie die Rücklaufanhebung, ungünstig für den Fernwärmenetzbetreiber, da er einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen muss, damit ein regelbarer Durchfluss durch den Wärmetauscher des Wärmeeinspeisers erzeugt werden kann. Der Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers bleibt gleich.

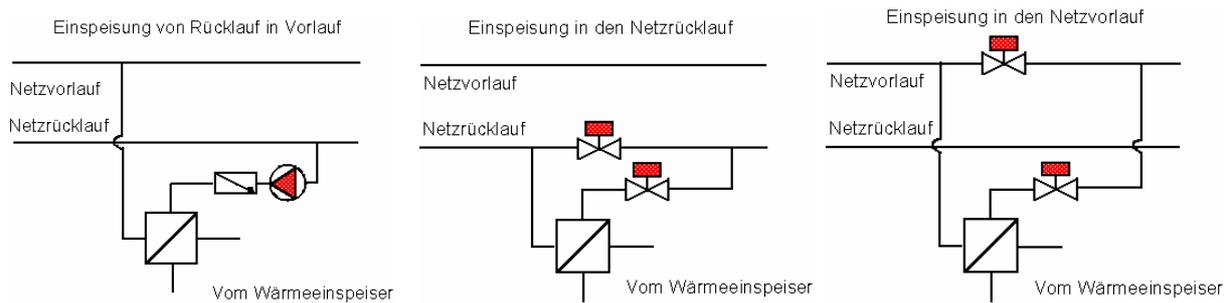


Abbildung 11: Hydraulische Schaltungen für Wärmeeinspeiser in bestehende Netze

4.2 Einsatzmöglichkeiten – welches System ist unter welchen Rahmenbedingungen aus technischer Sicht interessant

4.2.1 Kraft-Wärme-Koppelung (KWK)

Die Anzahl der Biomasse-Nahwärmenetze hat kontinuierlich einen Zuwachs erfahren. Die letzte Erhebung über Anzahl und Leistung von Fern- und Nahwärmanlagen in Österreich ergab einen Stand von 843 Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 1005 MW per Ende 2003.

Darüber hinaus sind eine Reihe von Nahwärmanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW pro Einheit (Mikronetze) entstanden. Nach Expertenschätzungen sind in den letzten Jahren über 600 derartiger Kleinanlagen in Betrieb gegangen.

Als Betreiber der Biomasse-Nahwärmanlagen treten zu 66 % (= 561 MW installierte Leistung) örtliche bäuerliche Interessentengruppen auf. Es sind dies vor allem bäuerliche Nahwärmegenossenschaften, aber auch bäuerliche Einzelunternehmer sowie größere Forstbetriebe (Stifte). Die zweitgrößte Gruppe sind Gewerbebetriebe (Einzelunternehmen sowie gewerbliche Zusammenschlüsse, v.a. Holzverarbeitende Betriebe) mit 21 % der Anlagen und 233 MW. Größere Energieversorgungsunternehmen decken mit 3 % der Anlagen 157 MW (= 19 % der Leistung) ab. Gemeinden als Betreiber derartiger Anlagen sind mit 10 %, aber nur mit 54 MW vertreten (Niederösterreichische Landeslandwirtschaftskammer, 2004).

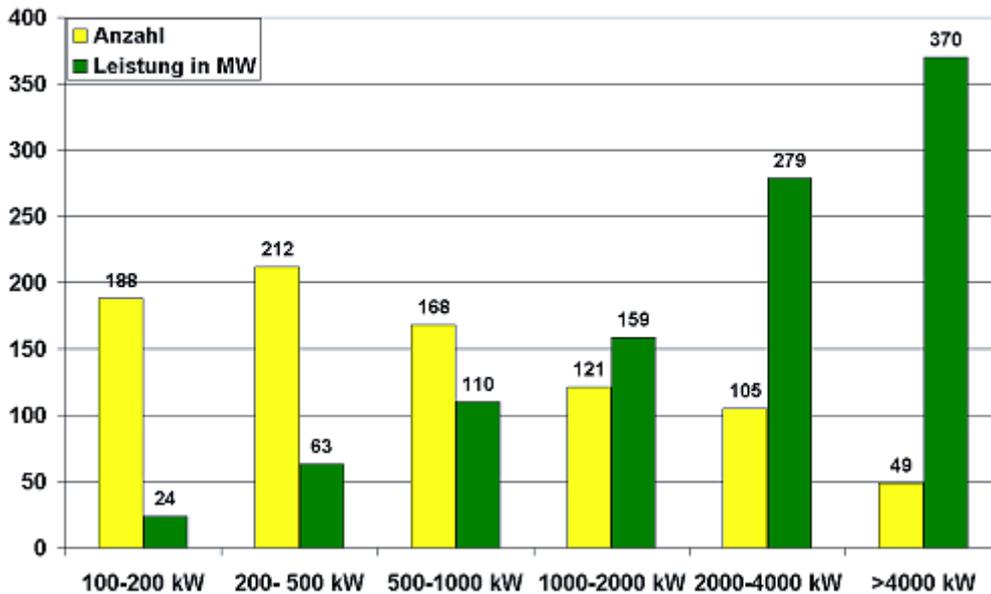


Abbildung 12: Biomasse-Nahwärmeanlagen in Österreich (2003)(ausgehend von 843 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 1005 MW) (Niederösterreichische Landeslandwirtschaftskammer, 2004)

4.2.2 Kraft-Wärme-Koppelung (KWK) mit Biomasse

Biomasseheizkraftwerke sind generell durch hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten gekennzeichnet. Daher und aufgrund der guten Einspeisetarife für Strom aus Biomasse sollten sie mit möglichst hohen Vollastbetriebsstunden (größer 6000 h/a) gefahren werden. Auf der anderen Seite sollte auch die Wärme aus Kostengründen verkauft werden können. Dies führt dazu, dass solche Biomasse-KWKs nur auf die Sommerlast oder geringfügig darüber ausgelegt werden können und zumeist wärmegeführt betrieben werden. Daher sind Fernwärmenetze mit hohen Sommerlastanteilen wie z.B. ganzjährigem Prozesswärmebedarf durch Industrie- oder Gewerbebetriebe prädestiniert für eine Biomasse-KWK (Beispiel Güssing mit hoher Sommerwärmelast für die Holz Trocknung oder die Papier- und Zellstoffherzeugung mit kontinuierlicher ganzjähriger Wärmelast).

Abbildung 13 zeigt die optimale Einordnung von KWK in ein Fernwärmenetz mit relativ hoher Sommerlast. Die KWK ist auf diese Last ausgelegt und kann praktisch das ganze Jahr über (mit Ausnahme wartungsbedingter Stillstände) betrieben werden.

Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

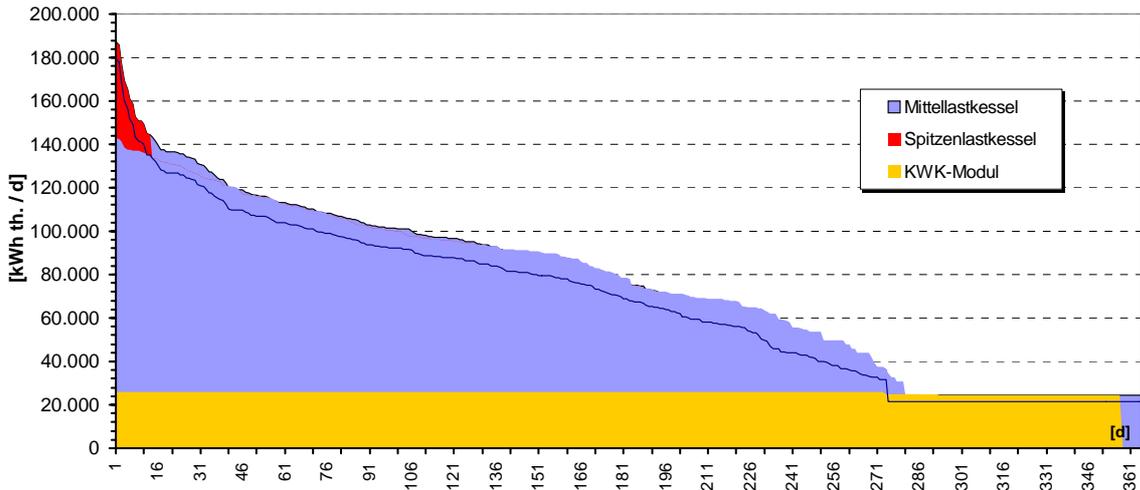


Abbildung 13: Optimale Einordnung von KWK in ein Fernwärmenetz (Lettner, 2003)

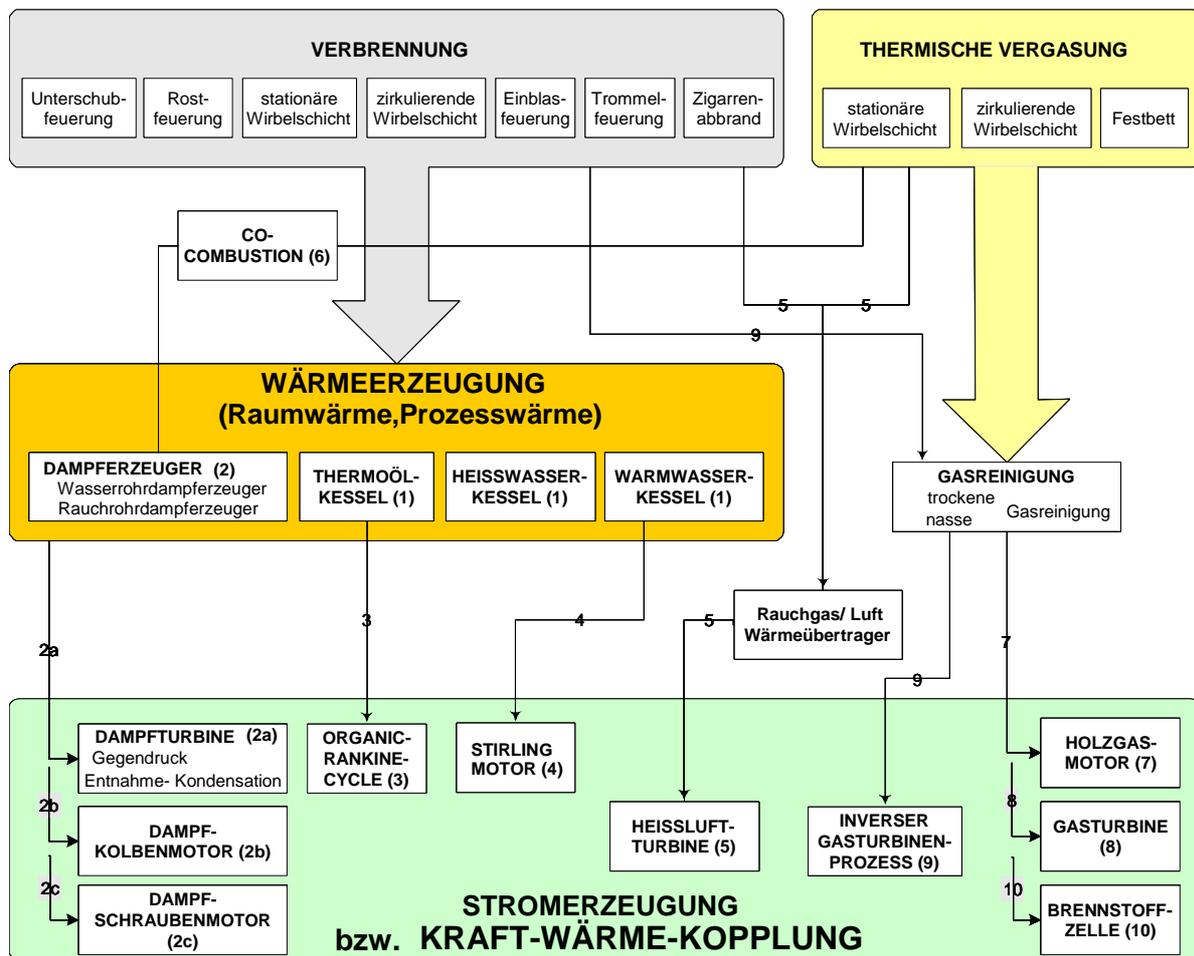


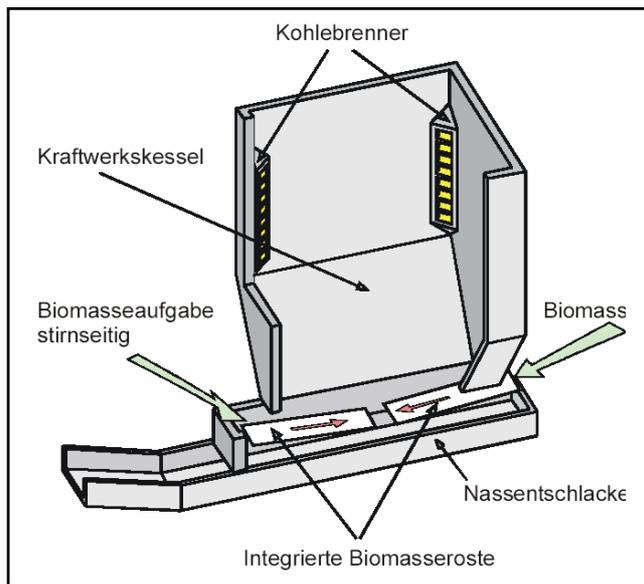
Abbildung 14: KWK aus Biomasse (Pogoreutz, 2000)

Es gibt eine Reihe von Prozessen für die KWK aus Biomasse. Abbildung 14 zeigt eine Typologie dieser Prozesse, unterteilt in Verbrennungs- und Vergasungsprozesse. Im Folgenden werden die bereits marktreifen bzw. nahe der Marktreife liegenden Technologien kurz beschrieben.

4.2.2.1 Zufeuerung in konventionellen Kraftwerken mit Dampfturbine (6)

In kohlebefeuelten Kraftwerken kann Biomasse als zusätzlicher Brennstoff eingesetzt werden. Dies kann prinzipiell durch Vergasung der Biomasse in einem eigenen Kesselbrenner und Einleitung der Brenngase in den Kessel, Verbrennung der Biomasse auf eigenem Rost im Kessel, externe Verbrennung der Biomasse und Einleitung der heißen Rauchgase in den Kessel und schließlich das direkte Einblasen der fein gemahlene Biomasse erfolgen.

Im Kraftwerk St. Andrä wurde im Jahr 1994 die interne Verbrennung mit eigenem 10 MW_{th}-Rost nachgerüstet (s. Abbildung 15). Der Rostabwurf und der Kesselschlacke erfolgt in einen Nassentschlacker, der unter dem Biomasserost angeordnet ist. Probleme lagen im beschränkten Platzangebot unterhalb des Kessels für den Zusatzrost und die Biomassezuführung.



Kraftwerk St. Andrä		Daten
Bensonkessel Zwischenüberhitzung	mit	
Wärmeleistung		282 MW _{th}
Kohleverbrauch		ca. 40 t/h
Frischdampfleistung		345 t/h
Frischdampf		186 bar/530°C
Zwischenüberhitzung (ZÜ)		43 bar/ 525 °C
Wirkungsgrad laut Bilanzierung		42,65 %
Elektrische Leistung		124 MW _{el}
Brennstoffwärme der Biomasse		10 MW _{th}
Elektrische Leistung der Biomasse		4 MW _{el}
Kohlenstaubfeuerung Eckenbrenner	mit	

Abbildung 15: Kraft-Wärme-Koppelung aus Biomasse, Zufeuerung auf eigenem Rost, Beispiel Kraftwerk St. Andrä (Mory, Tauschitz, 1999)

Im Falle der Vergasung von Biomasse und der Zufeuerung des heißen Brenngases in einen Kessel sind keine Anforderungen an die Reinheit oder Güte des Produktgases gegeben. In einem Pilotprojekt im Kraftwerk Zeltweg wurde 1997 ein Konzept zur Vergasung mittels zirkulierender Wirbelschicht umgesetzt. Es wurden unterschiedliche Brennstoffe vergast (Rinde, Hackgut, Altholz, Bahnschwellen, Kunststoffe und Klärschlamm). Die thermische Leistung lag je nach Auslastung und Brennstoff zwischen 4 und 18 MW_{th} (Tauschitz, et al., 1999).

4.2.2.2 Konventioneller Wasserdampfprozess mit Dampfturbine (2a)

Dampfturbinen für Wasserdampf sind eine ausgereifte Technologie für Großanlagen. Hauptsächlich bestimmend für den Wirkungsgrad sind die Dampfparameter: je höher der Dampfdruck und je niedriger der Kondensationsdruck, desto höher der Wirkungsgrad der Maschine. Durch die Fernwärmeauskoppelung kann nicht die volle Leistung der Turbine zur Stromerzeugung genutzt werden, jedoch erhöht sich der Gesamtwirkungsgrad für Strom und Wärme. Im kleinen Leistungsbereich gelangen sie hauptsächlich zum Direktantrieb von Maschinen und Pumpen und für Sonderanwendungen zum Einsatz. Abbildung 16 zeigt das Schema eines einstufigen Dampfprozesses mit Entnahme-Kondensationsturbine. Folgende Turbinenbauarten werden unterschieden:

- Mehrstufige Axialturbinen mit Leistungen ab ca. 2 MWeI
- Einstufige Axialturbinen (500 kW_{el}–5 MWeI)
- Einstufige Radialturbinen (500 kW_{el}–5 MWeI) ca. 20 % höherer Wirkungsgrad und teurer als Axialturbine, Dampfeuchtegrad max. 4 %)

Außerdem unterscheidet man zwischen Entnahme-Kondensationsturbinen, wo die Wärme- und Stromauskoppelung in bestimmten Grenzen zueinander variiert werden kann, und Gegendruckturbinen, wo das Verhältnis von Strom zu Wärme annähernd fix ist. Entnahme-Kondensationsturbinen sind allerdings 2,5–3 mal so teuer wie Gegendruckturbinen.

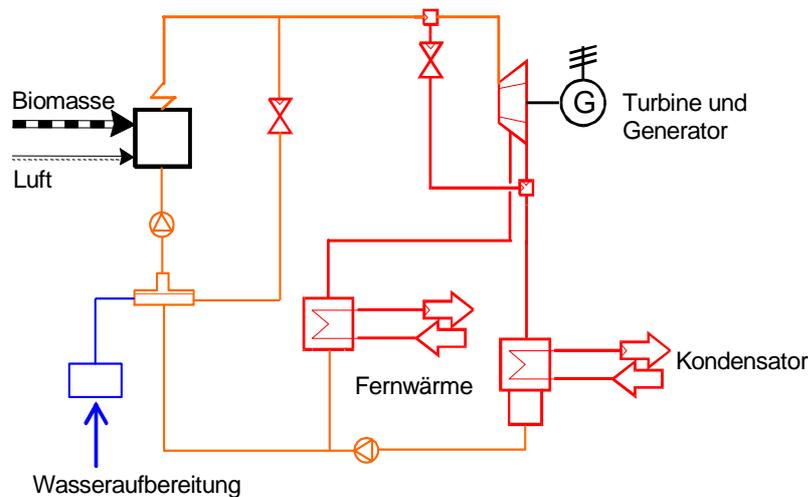


Abbildung 16: Biomasse-KWK mit Dampfprozess mit Entnahme-Kondensationsturbine (Pogoreutz, 2000)

4.2.2.3 Dampfkolbenmotor (2b)

Dampfkolbenmotoren nutzen ebenfalls die Entspannung des Dampfes, jedoch mit geringem Wirkungsgrad als die Dampfturbine. Sie werden in Leistungsbereichen von 40–200 kW_{el} pro Zylindereinheit angeboten. Durch Parallelschaltung mehrerer Motoren können höhere Leistungen erzielt werden. Die Anlagen können gut im Teillastbereich betrieben werden. Abbildung 17 zeigt das hydraulische Schaltbild für einen Dampfkolbenmotor in einem Sägewerk im Gegendruckbetrieb mit angeschlossener Holz Trocknung zur Erhöhung der Sommerlast.

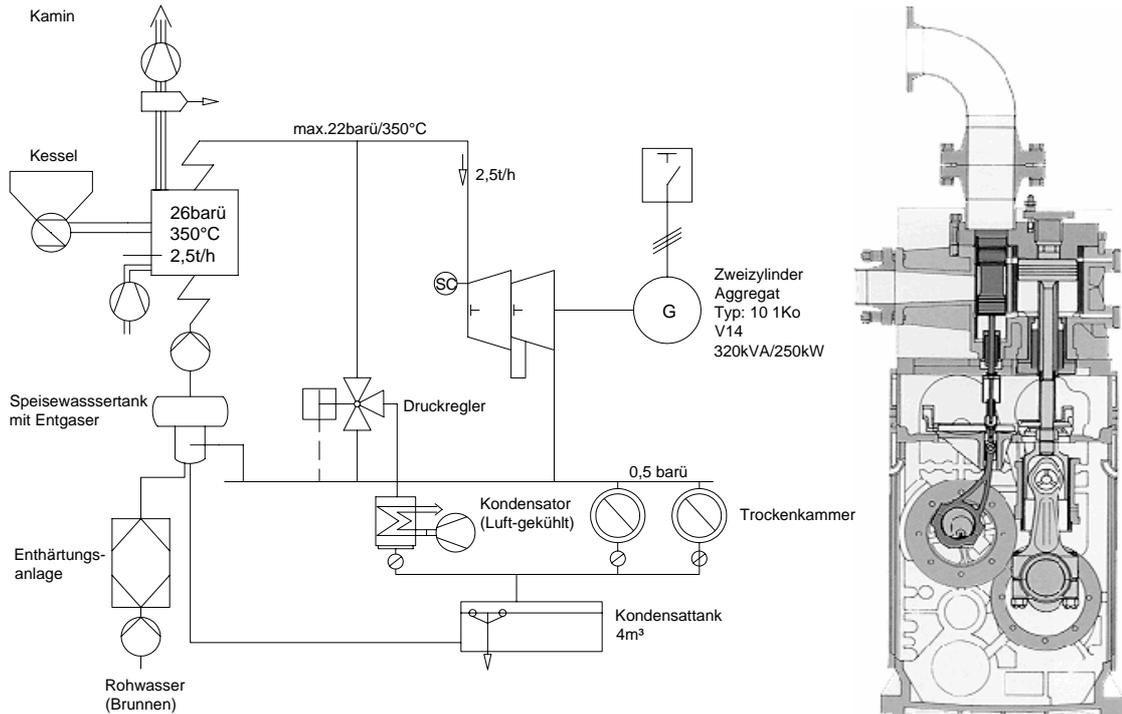


Abbildung 17: Biomasse-KWK mit Dampfkolbenmotor in einem Sägewerk im Gegendruckbetrieb (Pogoreutz, 2000)

4.2.2.4 Dampfschraubenmotor (2c)

Im Dampfschraubenmotor treibt der sich entspannende Dampf einen Schraubenexpander an. Er kann sowohl mit überhitzten Dampf, im Nassdampfgebiet aber auch mit heißem Wasser als Entspannungsverdampfer betrieben werden. Die Teillastregelung ist sehr gut. Der elektrische Wirkungsgrad liegt ähnlich niedrig wie beim Dampfkolbenmotor. Der Einsatzbereich liegt bei 100–2000 kW_{el}. Abbildung 18 zeigt das hydraulische Schaltbild für einen Dampfschraubenmotor im Gegendruckbetrieb.

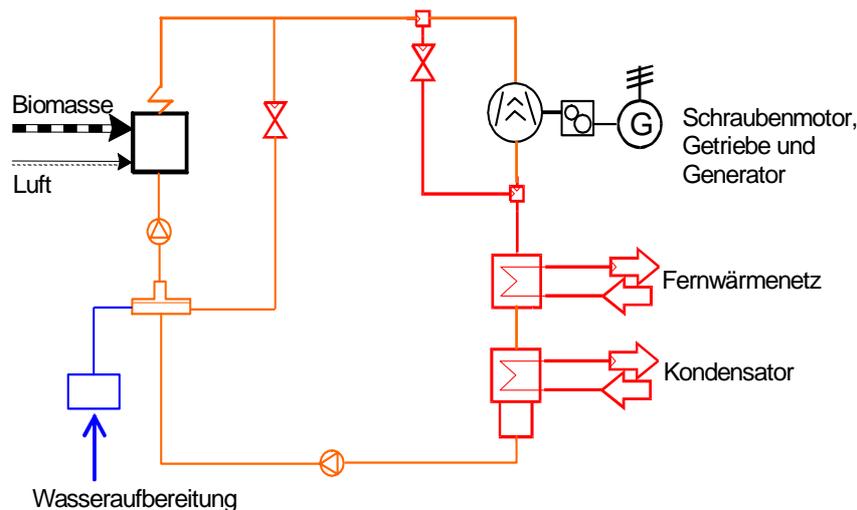


Abbildung 18: Biomasse-KWK mit Dampfschraubenmotor (Pogoreutz, 2000)

4.2.2.5 ORC (Organic Rankine Cycle) (3)

Im Gegensatz zu den bisher behandelten Technologien verwendet der ORC-Prozess nicht Wasser, sondern ein organisches Arbeitsmedium (z.B. Propan, Oktan, Toluol oder Silikonöl). Mit diesem Prozess kann man Wärmeenergie auf niedrigem Temperaturniveau erzeugen. Zur besseren Kontrollierbarkeit der Wärmeübergänge und aufgrund der kompakten Containermodule der ORC-Anlagen wird ein Thermoöl-Zwischenkreis verwendet. Der Kessel mit Thermoöl-Rauchgas-Wärmetauscher liegt außerhalb dieser Einheit (siehe auch Abbildung 19). Der elektrische Wirkungsgrad liegt wiederum ähnlich wie bei Dampfmaschine und Dampfschraube. Die Drücke liegen im Verdampfer bei ca. 10 bar und im Kondensator im Unterdruckbereich. Anlagen mit ORC-Prozess sind z.B. in den Biomasse-Nahwärmenetzen von Admont und Lienz in Betrieb und in Salzburg geplant.

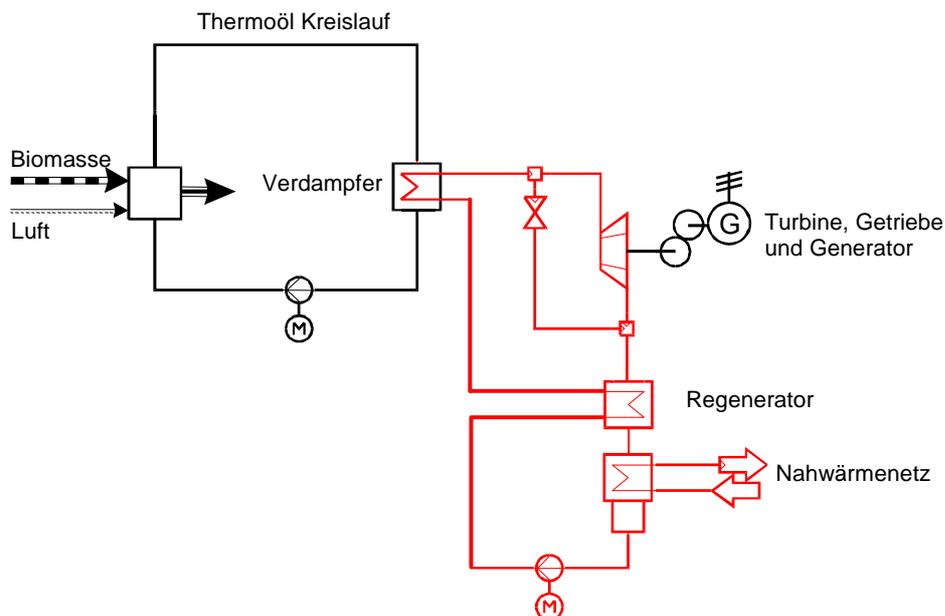


Abbildung 19: Biomasse KWK mit ORC (Organic Rankine Cycle) (Pogoreutz, 2000)

4.2.2.6 Stirlingmotor (4)

Der Stirlingmotor ist eine Wärmekraftmaschine mit Verdrängerkolben mit äußerer Verbrennung. Das Arbeitsgas im Stirlingmotor ist Helium, Stickstoff oder Luft. Durch die periodische Erwärmung und Abkühlung entstehen im geschlossenen Raum Druckschwankungen. Der Kolben wird so geführt, dass immer dann, wenn der Arbeitsdruck durch Erwärmung ansteigt, der Kolben expandieren kann.

Für Biomasseheizungen werden zumeist aufgrund der einfachen Mechanik 2 Zylinder, einer im heißen und einer im kalten Bereich, zueinander mit 90° phasenverschoben operieren (α -Typ). Abbildung 20 zeigt ein bei Joanneum Research entwickeltes Schaltbild, dessen Hauptaufgabe die Wärmelieferung ist (elektrischer Wirkungsgrad bei 4–8 %. Soll ein höherer Stromoutput erzielt werden (bis zu 28 % Stromwirkungsgrad), so kann statt des Nacherwärmers für die Fernwärme die Zuluft in den Brennraum vorgewärmt werden. Gängige Leistungen von Stirlingmotoren liegen bei 10–40 kW_{el} (Podesser et al., 1998).

zeugt. Weitere Vorteile dieser Prozessvariante sind die kompakte Bauweise und, durch die Verwendung von Dampf als Vergasungsmedium, ein geringerer Teergehalt des Produktgases im Vergleich zur Vergasung mit Luft (Renet Austria 2004).

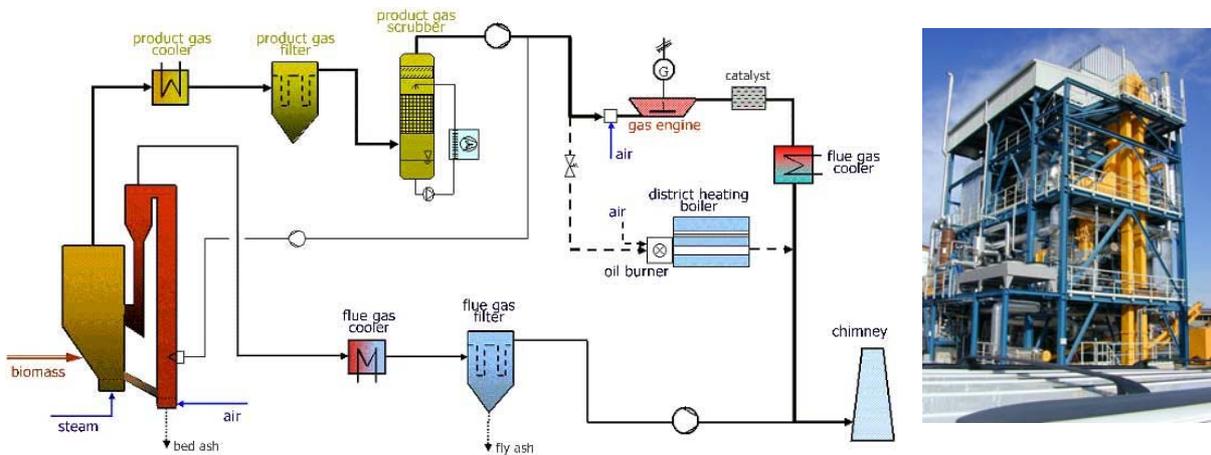


Abbildung 21: Wirbelschichtvergasung Güssing

4.2.2.8 Vergasung (Festbett) (7)

Bei der Festbettvergasung unterscheidet man zwischen Gleich-, Gegen- und Mehrzonenvergasern. Es bilden sich immer unterschiedliche, räumlich getrennte Zonen (Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und Wärmeerzeugung, Reduktion). Durch die schlechtere Vermengung von Oxidationsmittel (Luft) und Biomasse im Vergleich zur Wirbelschichtvergasung ist die Gas-aufbereitung etwas aufwändiger als bei der Wirbelschichtvergasung. Anlagengrößen rangieren von 100 kW_{el} (40 kW_{el} Versuchsanlagen) bis 2 MW_{el}.

Eine erste österreichische Demonstrationsanlage wurde über das ReNet Austria in Wiener Neustadt im Jahr 2003 in Probetrieb genommen. Abbildung 22 zeigt diese Versuchsanlage.

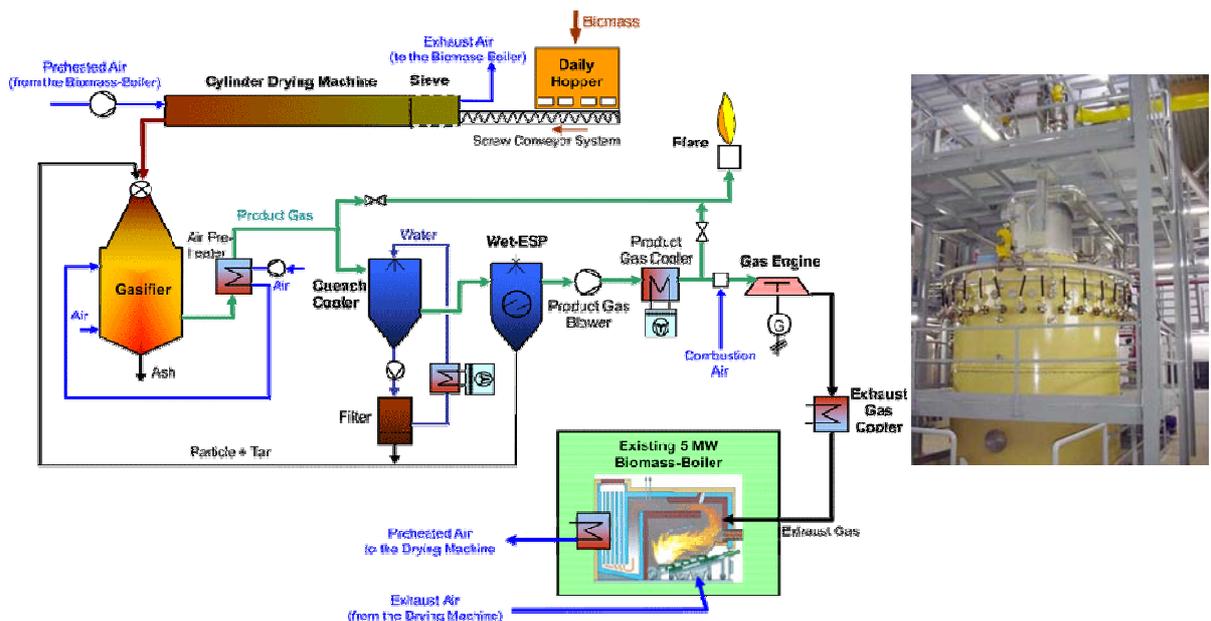


Abbildung 22: Festbettvergasung Wiener Neustadt und Ansicht des Vergasers (ReNet Austria 2004)

4.2.2.9 Zusammenfassung der Biomasse-KWK-Technologien

Tabelle 2 zeigt die Zusammenfassung der Eckdaten der oben betrachteten Biomasse-KWK-Technologien. Zudem wird der derzeitige Entwicklungsstand angegeben. Die Technologien können nach Leistungsbereich, Stromkennzahl (Stromerzeugung zu Wärmeerzeugung), dem Gesamtwirkungsgrad und den spezifischen Investitionskosten eingeordnet werden.

Zudem sind Daten für die Stromerzeugungskosten angegeben. Sie beziehen sich auf die für die Stromerzeugung notwendigen Mehrinvestitionen gegenüber einem reinen Heizwerk mit Biomasse, 4000 elektrischen Volllastbetriebsstunden und einer Investitionskostenförderung von 30 %. Eine Erhöhung der Volllastbetriebsstunden von 4000 auf 8000 bewirkt generell eine Verminderung der Stromerzeugungskosten um ca. 30 %.

Bei Stromeinspeisevergütungen von 0,10 bis 0,16 €/kWh_{el} (Ökostromgesetz 2002) in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung erscheinen die meisten Biomasse-KWK-Technologien bereits wirtschaftlich. Aus diesem Grund werden verstärkt Demonstrationsanlagen zur Erhöhung der technischen Verfügbarkeit und der Optimierung der Technologien gebaut.

Tabelle 2: Eigenschaften von Biomasse-KWK (Gaderer, 2003 Pogoreutz, 2000, Kleinberger, 2001, Obernberger, Hammerschmidt, 1999)

	Derz. Entwicklungsstand	Derz. Leistungsbereich [MW _{el}]	Volllaststunden von ausgef.-Anlagen [h/a]	Wirkungsgrad		Spez. Investitionskosten [k€/kW _{el}]	Stromerzeugungskosten (4000 el. Volllastbetriebsstunden, 30 % Investförd., Brennstoffpr. 0,011 €/kWh) [€/kWh]
				Wärme	Strom		
				Wärme	Strom		
Zufuehrung in konventionellen Kraftwerken	Demo	2,3–600	4000	0,43–0,51	0,34–0,41	0,36–1,6	
Dampfturbine kleiner Leistung	Markreife	0,5–5	2900–6100	0,42–0,71	0,12–0,20	2,6–8,7	0,061
Dampfturbine großer Leistung	Markreife	4–44	3300–8000	0,25–0,67	0,18–0,30	1,0–4,7	
Dampfkolben	Markreife	0,1–1,6	4500–6350	0,63–0,79	0,08–0,20	0,4–4,8	0,071
Dampfschraube	Demo	0,1–2		0,73–0,77	0,09–0,17	1,4–6,9	0,063
ORC	Markreife	0,03–1,4	6550	0,75–0,78	0,06–0,17	1,6–4,8	0,079
Stirlingmotor	Demo	0,01–0,2		0,49–0,70	0,07–0,28	1,7–4,0	0,115
Vergasung Festbett	Demo	0,1–2,0	3800–5400	0,40–0,62	0,18–0,28	2,4–4,9	0,105
Vergasung Wirbelschicht	Demo	2–6		0,31–0,50	0,25–0,33	1,4–3,5	0,110

4.2.3 Thermische Sonnenenergie

4.2.3.1 Anlagen mit hohem solaren Sommerdeckungsgrad

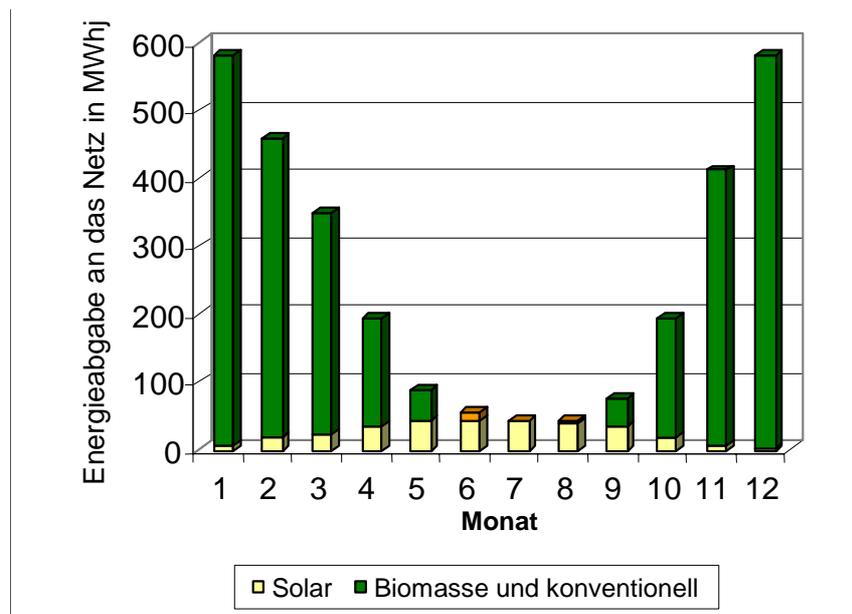


Abbildung 23: Monatliche Energieeinspeisung für ein Solarwärmenetz mit 90 % solarer Sommerdeckung (Streicher, et al., 2002)

Die Dimensionierung von thermischen Solaranlagen erfolgt bei Fernwärmenetzen auf maximal 90 % Sommerlast, um einen Kollektorstillstand aufgrund fehlender Abnahme im Sommer zu vermeiden. Eine solche Auslegung limitiert den jährlichen solaren Deckungsgrad auf 7–15 % in Abhängigkeit vom Verhältnis von Sommerlast zu Winterlast (vgl. Abbildung 23). Der spezifische Kollektorertrag liegt in solchen Systemen bei ca. 350–400 kWh/a in Normalklimajahren. Bei einer hohen Sommerdeckung und einem zeitlichen Versatz von Wärmeerzeugung durch die Solaranlage und Wärmeabnahme muss zwischen Solaranlage und Nahwärmenetz ein Wärmespeicher mit einem Energieinhalt für mindestens eine Tagesdeckung zwischengeschaltet werden.

Die Integration von thermischen Solaranlagen für Nahwärmenetze mit dem gleichen Standort von Kessel und Solaranlage erfolgt über einen Pufferspeicher, in den auch der Kessel einspeisen kann. Abbildung 24 zeigt die hydraulische Einbindung der Solaranlage in das mit Biomasse betriebene Nahwärmenetz in Eibiswald. Die auf Deckung der Sommerlast ausgelegte Solaranlage mit 1150 m² Kollektorfläche und einem Tagesspeicher von 105 m³ Wasserspeicher hatte im Jahr 1997/98 bei überdurchschnittlich guter Einstrahlung einen spezifischen Kollektorertrag von 415 kWh/m², bezogen auf die Bruttokollektorfläche und 9 % solaren Jahresdeckungsgrad bei 90 % Sommerdeckungsgrad (Streicher, Oberleitner, 1999).

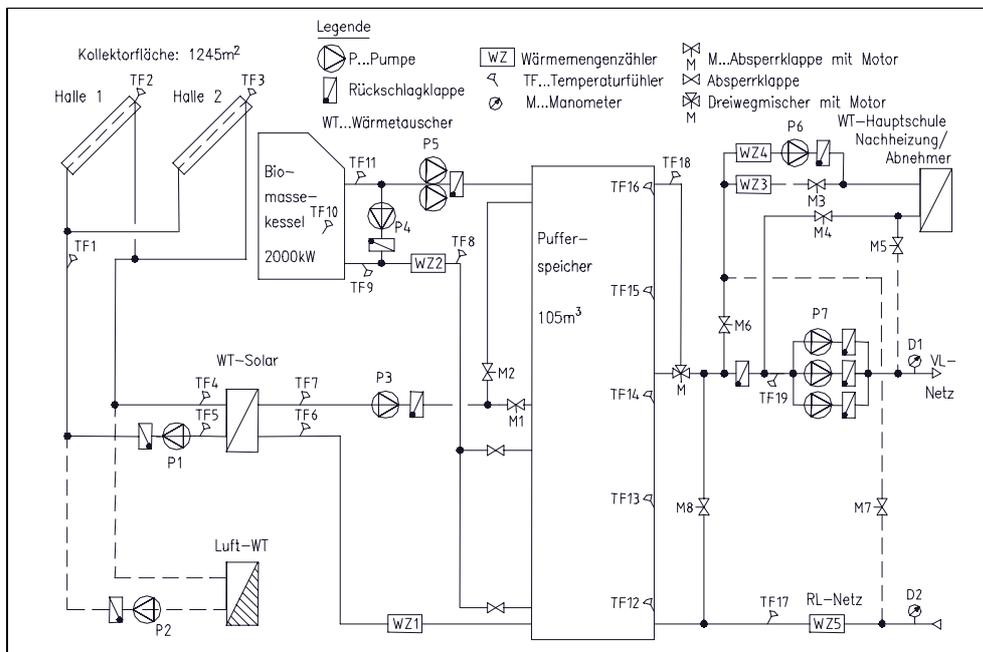


Abbildung 24: Hydraulische Einbindung einer auf Sommerlast ausgelegten thermischen Solaranlage in ein Nahwärmenetz (Streicher, Oberleitner, 1999)

4.2.3.2 Anlagen mit geringem solarem Sommerdeckungsgrad

Bei der Integration von thermischen Solaranlagen in große Wärmenetze gibt es theoretisch mehrere Möglichkeiten der Wärmeeinspeisung.

- Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf

Diese Anhebung der Rücklauftemperatur lässt den Sonnenkollektor aufgrund der geringsten möglichen Temperatur mit dem besten Wirkungsgrad arbeiten. Der Temperaturhub im Kollektor kann klein sein (High-Flow System).

Allerdings ist die Rücklaufanhebung ungünstig für den Fernwärmenetzbetreiber, da er einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen muss, damit ein regelbarer Durchfluss durch die Solaranlage erzeugt werden kann.

- Entnahme im Fernwärmerücklauf und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf

Hier ist die benötigte Temperaturerhöhung im Sonnenkollektor in Abhängigkeit der Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes gegeben. Der Kollektor muss daher im Matched Flow, geregelt nach der benötigten Vorlauftemperatur, betrieben werden. Die Pumpenergie ist hoch, da der Druckunterschied zwischen Fernwärmerücklauf und Fernwärmeverlauf (mehrere bar) im Vergleich zum Druckverlust des Kollektors und der Verbindungsleitungen (mehrere 100 mbar) abgedeckt werden muss.

Aufgrund der höheren Einspeisetemperatur ist der Kollektorertrag um ca. 10 % geringer.

Diese Form der Einspeisung wird von den Fernwärmebetreibern bevorzugt, da sich seine Rücklauftemperatur nicht ändert, jedoch ein Teil der Pumpkosten vom Einspeiser getragen wird.

Als Beispiel einer Einspeisung einer thermischen Solaranlage in ein großes Fernwärmenetz sei auf die Anlage Arnold Schwarzenegger Stadion verwiesen.

4.2.4 Kombination verschiedener Energieträger – Wechselwirkungen

Koppelungen von verschiedenen Fernwärmeeinspeisern mit erneuerbaren Energieträgern können zu Problemen miteinander führen. Insbesondere gilt dies für die Koppelung von Biomasse-KWK mit Solarthermischen Anlagen (soweit letztere eine signifikante Sommerdeckung des Netzbedarfs erbringt). Hier würde die Solaranlage die Vollastbenutzungsstunden der Biomasse-KWK im Sommer reduzieren und damit die Wirtschaftlichkeit verschlechtern. Aus diesem Grund wurde z.B. im Fernwärmenetz Lienz mit Biomasse-KWK die Solaranlage so klein ausgeführt, dass sie einen Sommerdeckungsgrad von unter 10 % liefert.

4.3 Neue Netzanschlüsse und abnehmerseitige Wärmeverteilsysteme

Bei bestehenden wie auch bei neuen Netzanschlüssen sollte die gesamte Wärmeversorgung, beginnend bei der Wärmeerzeugung, über die Wärmeverteilung bis hin zur Wärmeabgabe ganzheitlich betrachtet werden. Hierfür sollten auch im Speziellen wichtige Voraussetzungen (tiefe Rücklauftemperaturen) für den Einsatz von Erneuerbaren Energieträgern geschaffen werden. Ein entscheidender Faktor dafür ist das abnehmerseitige Wärmeverteilsystem. Neben verringerten Wärmeverteilungsverlusten durch niedrige Rücklauftemperaturen (im Wärmeverteilnetz des Gebäudes und der Fernwärme) sind hiermit auch die Voraussetzungen für den effizienten Einsatz von erneuerbaren Energieträgern gegeben.

Werden Gebäude (im Speziellen Geschößwohnbauten) neu gebaut, oder einer umfassenden Sanierung unterzogen, sollen diese nicht nur oben genannten Vorgaben, sondern auch nachfolgenden Kriterien entsprechen:

- Optimaler Systemnutzungsgrad der gesamten Wärmeversorgung (vom Wärmeerzeuger bis zum Wärmeverbraucher) durch niedrige Verluste der Wärmeverteilung bzw. der Wärmeerzeugung
- Übers Jahr konstantes, möglichst tiefes Rücklauftemperaturniveau des Wärmeverteilnetzes

- Flexible Gestaltung der Raumtemperatur
- Die Wärmezählung und die Wärmeverrechnung sollte für jede Wohnung individuell durchgeführt werden und vom Nutzer selbst auch als Kontrolle der verbrauchten Wärme leicht verständlich sein.
- Keine Begrenzung der täglichen Brauchwarmwassermenge und somit höchster Komfort
- Unbedenkliche Wasserhygiene
- Hohe Ausfallsicherheit der gesamten Wärmeversorgung
- Geringer Einsatz an Hilfsenergie für die Regelemente der Brauchwasser- und der Raumwärmeversorgung.

Wärmeverteilsysteme, die diese Kriterien erfüllen und nebenbei auch in der Sanierung umgesetzt werden können, sind so genannte 2-Leiter-Netze. Bei 2-Leiter-Netzen geschieht die gesamte Wärmeverteilung für Raumwärme und Brauchwasser über das selbe Leitungspaar (2 Leitungen). Die Brauchwasserbereitung erfolgt dezentral entweder im Ladespeicherprinzip oder im Durchlaufprinzip mittels externem Plattenwärmetauscher. Bei konventionellen 4-Leiter-Netzen, bei denen die Raumwärmeversorgung und die Brauchwasserversorgung durch jeweils 2 getrennte Leitungsstränge (Heizung Vor- und Rücklauf für die Raumwärmeversorgung bzw. Brauchwasser- und Zirkulationsleitung für die Brauchwasserversorgung) erfolgt, geschieht die Brauchwasserbereitung in einem zentralen Brauchwasserspeicher. Da vor allem die Effizienz und die ganzheitlich optimale Wärmeversorgung im Vordergrund stehen, wird bei nachfolgender Beschreibung nur auf sogenannte 2-Leiter-Netze eingegangen.

4.3.1 Wärmeversorgungskonzepte nach dem Prinzip der 2-Leiter-Netze

Bei 2-Leiter-Netzen erfolgt die Wärmeversorgung der Wohnungen sowohl für Brauchwarmwasser als auch Raumwärme über ein einziges Leitungspaar. Die Erwärmung des Brauchwarmwassers erfolgt dezentral in den Wohnungen im Durchflussprinzip oder über kleine Trinkwasserspeicher im Ladespeicherprinzip. Werden in der reihenhausartigen Bebauung (geringe Energiedichten) eher kleine Speicher in den Wohnungen installiert, so erfolgt in kompakten mehrgeschoßigen Wohnbauten (hohe Energiedichten) die Installation von so genannten Wohnungsstationen, wo die Erwärmung des Brauchwarmwassers im Durchflussprinzip erfolgt.

4.3.1.1 Wärmeversorgungskonzept nach dem Prinzip der 2-Leiter-Netze in Verbindung mit dezentralen Wohnungsstationen

Abbildung 25 zeigt das Blockschaltbild eines Wärmeversorgungskonzepts mit Wärmeverteilung über ein 2-Leiter-Netz und der Wärmeabgabe über so genannte Wohnungsstationen. Der Energiespeicher ist Mittelpunkt sämtlicher Wärmeströme und fungiert als hydraulische Weiche. Die Einbindung der Fernwärmeenergie sowie eines möglichen Solarsystems erfolgt in den Energiespeicher. Entscheidend für die Versorgungssicherheit ist bei diesem Konzept, dass im oberen Bereich des Energiespeichers ständig ein entsprechendes Bereitschaftsvolumen zur Deckung von Spitzenlasten bevorratet werden muss.

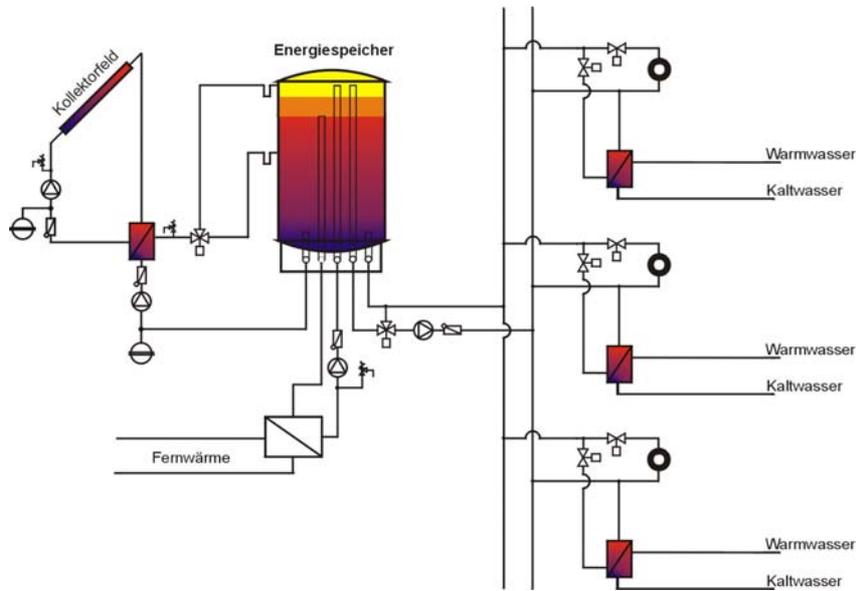


Abbildung 25: Wärmeversorgungskonzept – 2-Leiter-Netz in Verbindung mit dezentralen Wohnungsstationen mit zusätzlichem Solarsystem

Über eine Netzpumpe und eine Beimischeinrichtung erfolgt die Versorgung der Wohnungskomponenten über ein 2-Leiter-Netz mit übers Jahr konstanten Versorgungstemperaturen von 65°C. Von der Dimensionierung, Ausstattung und Einregulierung der Wohnungskomponenten hängt es nunmehr ab, ob die für einen effizienten Betrieb des Gesamtsystems bzw. reduzierten Rücklauftemperaturen des Grazer Fernwärmenetzes geforderten Rücklauftemperaturen (die Praxis zeigte durchschnittliche Rücklauftemperaturen um die 30°C) erreicht werden können. Aufgrund des tiefen Rücklauftemperatureniveaus reduziert sich die Anzahl der verlustbehafteten Wärmeverteilungen im Wohngebäude praktisch auf die Vorlaufleitung.



Abbildung 26: Solarunterstützte Wärmeversorgung über ein 2-Leiter-Netz mit Wohnungsstationen im Salzburger Wohnbau „Stiegelgründe“ (Bildquelle: Sonnenkraft, Kärnten).

Anwendung

2-Leiter-Netze mit Wohnungsstationen sind im Neubau prädestiniert für die Anwendung im Bereich von Reihenhäusern als auch im kompakten Geschosswohnbau. Bei wenig kompakten Bauformen (wenige kWh Wärmebedarf je Meter Wärmeverteilung), sollte das 2-Leiter-Netz mit dezentralen Tagesspeichern bevorzugt Verwendung finden.

Auch im Gebäudebestand lassen sich Wärmenetze mit Wohnungsstationen sehr gut einsetzen. Beispielsweise bei Geschoßwohnbauten, die zwar über eine zentrale Raumwärmeversorgung, aber über eine dezentrale Versorgung mit Brauchwarmwasser (Nachtstromspeicher) verfügen. Die erneuerungsbedürftigen Nachtstromspeicher werden in diesem Fall durch Wohnungsstationen ersetzt und durch die gleichzeitige Verbesserung des Wärmeschutzes (Wärmedämmung der Gebäudehülle, Fenstertausch) können die Radiatoren mit entsprechend niedrigeren Temperaturen betrieben werden.

Auch bei der Umrüstung von gasversorgten Etagenheizungen auf eine zentrale Wärmeversorgung ist das System mit Wohnungsstationen prädestiniert. Die vorhandene Gasversorgungsleitung kann als Rücklaufleitung des 2-Leiter-Netzes adaptiert werden. Neu verlegt werden muss somit nur die Vorlaufleitung und schon kann die dezentrale Wohnungsstation angeschlossen werden.

Schwieriger zeigt sich die Sanierung einer bereits bestehenden zentralen Heizungsanlage. Die Heizungsstränge sind hier nicht für jede Wohnung eigens vorhanden, sondern erstrecken sich über mehrere Etagen. In jeder Etage werden mit dem selben Leitungsstrang einzelne Räume in den verschiedenen Wohnungen beheizt. Ein anderer Heizungsstrang versorgt dann andere Räume von der selben Wohnung wieder über mehrere Etagen hinweg. Für die Umstellung auf ein 2-Leiter Netz wird aber für jede Wohnung ein eigenes Rohrnetz für die Raumwärmeversorgung benötigt. In diesem Fall muss bei einer Sanierung das Wärmeverteilnetz neu installiert werden.

Wohnungsstationen

In den ursprünglich aus Skandinavien stammenden Wohnungsstationen sind praktisch alle funktionswichtigen Komponenten für den effizienten und problemlosen Betrieb der Wohnungswärmeversorgung zusammengefasst. Die großen Vorteile hierbei sind die industrielle Fertigung unter höchsten Qualitätskriterien, die platz sparende Ausführung sowie der Einsatz von Komponenten ohne Fremdenergiebedarf. Wurden Wohnungsstationen ursprünglich im Bereich der Fernwärmetechnik eingesetzt, so gibt es in Österreich mittlerweile vier bis fünf Anbieter, die speziell für den Geschoßwohnbau entwickelte Produkte offerieren (siehe beispielhaft zwei Anbieter in Abbildung 27 und Abbildung 28).



Abbildung 27: Wohnungsstation der Firma Redan (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 28: Wohnungsstation der Firma Logotherm (Bildquelle: Logotherm, Deutschland)

Neben der technischen Weiterentwicklung in den letzten Jahren hat sich durch die stark steigende Stückzahl ein Wettbewerb zwischen den Anbietern entwickelt, der auch eine deutliche Reduktion der Investitionskosten für Wohnungsstationen mit sich brachte. Aktuell liegen die Kosten für eine Wohnungsstation mit Standardausrüstung knapp über den Kosten für konventionelle Nachtstromspeicher.

Auch die Bauart hat sich durch die große Nachfrage an die Erfordernisse des Geschosswohnbaus angepasst. Mittlerweile verfügbare geringe Bautiefen ermöglichen eine Montage der Stationen sowohl in Badezimmern (siehe Abbildung 29) als auch in Abstellräumen. In der Praxis durchgesetzt hat sich als Montageplatz aber der Bereich über den Spülkästen der Toiletten. Entscheidend ist hierbei die möglichst kurze Entfernung von der Wohnungsstation zur Zapfstelle bzw. zu den Versorgungsschächten. Ein Unternehmen bietet bereits die Möglichkeit der Unterputzmontage (Tiefe von 100 bis 150 mm, je nach Geometrie) von Wohnungsstationen an (Abbildung 30).



Abbildung 29: Wohnungsstation in Aufputzausführung, Produkt Redan (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 30: Wohnungsstation in Unterputzausführung, Produkt Redan (Bildquelle: AEE INTEC)

In richtig bestückten Wohnungsstationen sind alle Komponenten enthalten, die für die dezentrale Erwärmung des Brauchwarmwassers, für den hydraulischen Abgleich der Raumwärmeversorgung sowie für dauerhaften Betrieb und Wartung benötigt werden. Die zweidimensionale funktionsrichtige Anordnung der Komponenten zeigt das Blockschaltbild in Abbildung 31.

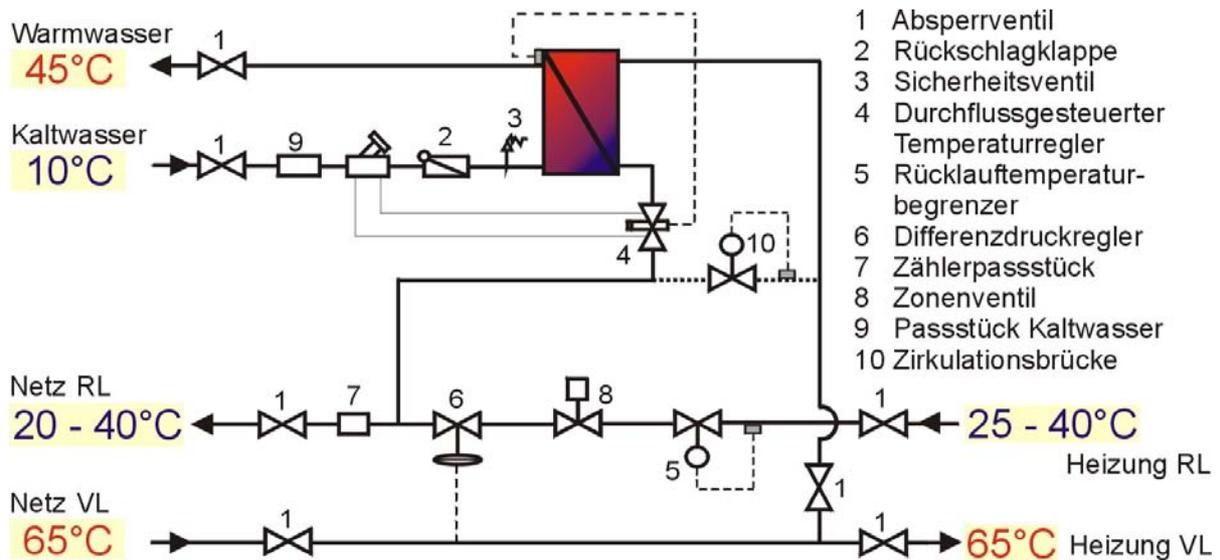


Abbildung 31: Blockschaltbild zur funktionsrichtigen Anordnung der Komponenten in Wohnungsstationen und Zuordnung typischer Betriebstemperaturen

Erwärmung des Brauchwarmwassers

Die Erwärmung des Brauchwarmwassers erfolgt über einen Plattenwärmetauscher im Durchflussprinzip. Aufgrund der unmittelbaren Erwärmung des Brauchwarmwassers bei Bedarf, ist eine unbedenkliche Wasserhygiene gegeben. Wenn auch die Leitungslängen zu den Zapfstellen möglichst kurz gehalten werden, kann ein Wachstum von Legionellen praktisch ausgeschlossen werden.

Verkalkung des Plattenwärmetauschers wird durch die Begrenzung der Brauchwarmwassertemperatur vermieden. Dies erfolgt durch einen so genannten Proportionalregler, der den Netzvolumenstrom linear an die momentane Zapfmenge anpasst und somit auch die Temperaturregelung des Brauchwarmwassers übernimmt. Der Sollwert des Brauchwarmwassers kann an den meisten Proportionalreglern eingestellt werden.

Eine weitere wichtige Komponente im Zusammenhang mit der Erwärmung des Brauchwarmwassers ist die so genannte Zirkulationsbrücke, die in keiner Wohnungsstation fehlen sollte. Diese dient einerseits der Komfortsteigerung und andererseits der Begrenzung der Rücklauftemperatur. Ohne Zirkulationsbrücke würde im Sommerbetrieb bei zapffreien Zeiten die Netzvorlaufleitung langsam auskühlen, was bei einer nachfolgenden Zapfung längere Wartezeiten bis zur Erreichung der Solltemperatur mit sich brächte. Die Zirkulationsbrücke ermöglicht einen minimalen Durchfluss (Wärmetauscherbypass), der die Netzvorlaufleitung auf Temperatur hält und somit den Komfort sichert. Damit die Rücklauftemperatur nicht ansteigt, muss in diese Bypassleitung ein Rücklauftemperaturbegrenzer eingebaut werden. Besitzt der Begrenzer eine variable Sollwerteinstellung, so ist darauf zu achten, dass er richtig eingestellt (35 bis 40°C sind üblich) und zusätzlich plombiert werden sollte. Die wesentlichen Komponenten der Erwärmung des Brauchwarmwassers sind beispielhaft in Abbildung 32 dargestellt.

Hydraulik der Raumwärmeversorgung

Für den hydraulischen Abgleich in den Wohnungen sind Differenzdruckventile unerlässlich. In Wohnungsstationen sind diese Regelarmaturen im Kreislauf für die Raumwärmeversorgung Standard. Um unsachgemäßes Justieren zu verhindern, werden fix voreingestellte Differenzdruckregler empfohlen. Ein üblicher Wert liegt hier etwa bei $0,1$ bar Differenzdruck.

Neben dem Einbau eines Differenzdruckreglers hat sich im Kreislauf der Raumwärmeversorgung der Einsatz eines Rücklauftemperaturbegrenzers bewährt. Obwohl dieser bei Verwendung eines Differenzdruckreglers und korrekt eingestellter kvs-Einsätze an allen Radiatorarmaturen nicht erforderlich wäre, hat sich diese „Sicherheitsarmatur“ (auch aufgrund der geringen Kosten) als Standard durchgesetzt. Die Komponenten Differenzdruckregler und Rücklauftemperaturbegrenzer sind beispielhaft in Abbildung 33 dargestellt.



Abbildung 32: Komponenten der Brauchwassererwärmung: Plattenwärmetauscher, einstellbarer Proportionalregler sowie Zirkulationsbrücke mit Rücklauftemperaturbegrenzer (Beispielhaft für das Produkt der Firma Redan), (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 33: Differenzdruckregler (rechts) und Rücklauftemperaturbegrenzer (links) im Raumwärmeversorgungskreis von Wohnungsstationen (Beispielhaft für das Produkt der Firma Redan), (Bildquelle: AEE INTEC)

Vervollständigt wird der hydraulische Abgleich der Raumwärmeversorgung in den Wohnungen durch Radiatoren mit voreingestellten kvs-Einsätzen. Die Radiatoren werden in 2-Leiter-Netzen üblicherweise auf Temperaturen von 65/40 ausgelegt.

Bei **Altbauten** werden die Radiatoren erfahrungsgemäß mit wesentlich höheren Temperaturen (75/65) beaufschlagt, um die Raumtemperatur von zumindest 20°C zu erreichen. Um auch hier die geforderten niedrigen Temperaturen (65/40) zu erreichen, sollte neben der Sanierung der Haustechnik zeitgleich eine energetische Sanierung der Gebäudehülle erfolgen. Dadurch können die mit (zumeist) großzügigen Oberflächen ausgeführten „alten“ Radiatoren erhalten bleiben, und somit wesentliche Kosten gespart werden.

Die Raumtemperatur bestimmt der Bewohner durch die Einstellungen am Thermostatventil (Abbildung 34). Bei Bedarf kann in die Hydraulik der Wohnungsstation auch ein Zonenventil eingebaut werden, das in Verbindung mit einem Raumfühler und einem Zeitregler die Durchführung einer Nachtabsenkung ermöglicht. Die Erfahrung zeigte jedoch, dass dies in der Praxis praktisch überhaupt nicht angenommen, sondern üblicherweise mit der Raumtemperaturregelung über Thermostatventile ein komfortables Auslangen gefunden wird.



Abbildung 34: Die Raumtemperaturregelung erfolgt über Thermostatventile (Bildquelle: AEE INTEC)

Das Wärmeverteilnetz

2-Leiter-Netze mit Wohnungsstationen haben die Besonderheit, dass der Netzvolumenstrom entsprechend dem Verbrauchsprofil für Brauchwarmwasser und Raumwärmeversorgung sehr stark schwankt. Tritt der maximale Volumenstrom im Wärmeverteilnetz im Winter auf (Erwärmung von Brauchwarmwasser und Raumwärmeversorgung), so liegt das Minimum in den Sommermonaten (nur Erwärmung von Brauchwarmwasser). Da die Unterschiede hierbei erheblich sein können, empfiehlt es sich, aus Stromspargründen eine drehzahlgeregelte Hauptlastpumpe (Kernheizzeit) und eine drehzahlgeregelte Schwachlastpumpe (Sommer) vorzusehen (siehe Abbildung 35). Die Umschaltung der Pumpen in der Übergangszeit kann je nach technischer Ausstattung entweder über ein Fernwartungssystem oder direkt vor Ort durch den Heizungsbetreiber erfolgen.



Abbildung 35: Parallele Anordnung der Pumpen für die Winterlast (links) und die Sommerlast (rechts) inkl. Beimischeinrichtung (hellblaue Armaturendämmung). (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 36: Beimischeinrichtung mit Fixtemperatur-einstellung ohne Fremdenergie. (Bildquelle: AEE INTEC)

4.3.1.2 Wärmeversorgungskonzepte nach dem Prinzip der 2-Leiter-Netze in Verbindung mit dezentralen Brauchwarmwasserspeichern

Abbildung 37 zeigt das Blockschaltbild eines Wärmeversorgungskonzepts mit Wärmeverteilung über ein 2-Leiter-Netz und der dezentralen Erwärmung des Brauchwarmwassers in Tagesspeichern. Genau wie beim 2-Leiter-Netz mit Wohnungsstationen ist der Energiespeicher Mittelpunkt sämtlicher Wärmeströme und fungiert als hydraulische Weiche. Die Einbindung des konventionellen Wärmeerzeugers (u.a. Fernwärme) sowie eines möglichen Solarsystems erfolgt auch hier in den zentralen Energiespeicher. Bei dieser Art der 2-Leiter-Netze erfolgt 22 bis 23 Stunden am Tag die Raumwärmeversorgung. Innerhalb der verbleibenden ein bis zwei Stunden (Ladefenster) erfolgt die Beladung der Brauchwarmwasserspeicher.

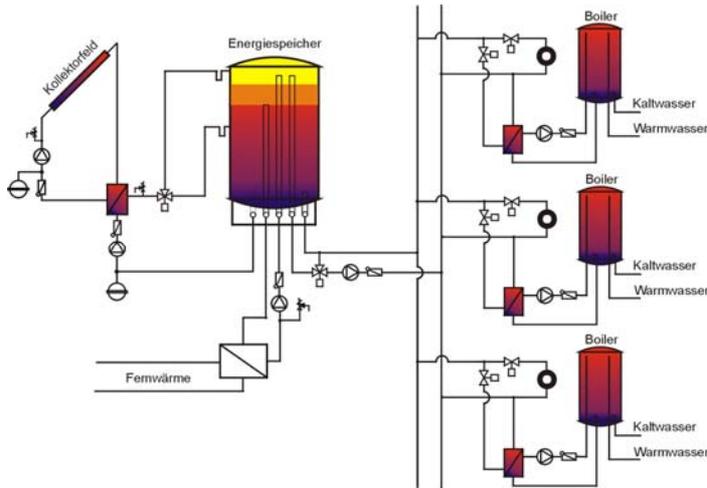


Abbildung 37: Wärmeversorgungskonzept – 2-Leiter-Netz in Verbindung mit dezentralen Brauchwarmwasserspeichern mit zusätzlichem Solarsystem.

Dabei ist zu beachten, dass zu Beginn der Ladefenster ein entsprechendes Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher bevorratet ist, da doch in relativ kurzer Zeit große Teile der täglichen Last für die Erwärmung von Brauchwarmwasser anfallen. Mittels Netzpumpe und Beimischeinrichtung erfolgt die Versorgung der Wohnungskomponenten über ein 2-Leiter-Netz. Ähnlich dem Konzept mit den dezentralen Wohnungsstationen hängt es bei diesem Konzept nunmehr von der Dimensionierung, Ausstattung und Einregulierung der Wohnungskomponenten ab, ob die für einen effizienten Betrieb von Solarsystemen geforderten niedrigen Rücklauftemperaturen erreicht werden können.



Abbildung 38: Wärmeversorgung über ein 2-Leiter-Netz mit dezentralen Brauchwarmwasserspeichern in einem steirischen Reihenhausbau (Bildquelle: AEE INTEC).

Erwärmung des Brauchwarmwassers

Die dezentralen Brauchwarmwasserspeicher sollten hinsichtlich ihrer Größe nach dem Tagesbedarf dimensioniert werden, was in der Praxis Speichergößen zwischen 150 und 200 Liter bedeutet. Ähnlich der Anordnung von Nachtstromspeichern können diese in Abstellräumen, in Badezimmern oder in Toiletten positioniert werden. Existieren in den zu versorgenden Gebäuden Kellergeschoße, können dort auch Standspeicher untergebracht werden. Entscheidend ist bei allen Aufstellungsmöglichkeiten (hinsichtlich Komfort, Wärmeverlusten und Minimierung des Legionellenrisikos) aber der kurze Weg zu den Zapfstellen. Die Beladung des Brauchwarmwasserspeichers sollte über externe Wärmetauscher nach dem Ladespeicherprinzip erfolgen. Nur mit externen Wärmetauschern können in Verbindung mit abgestimmten Beladungsmassenströmen die geforderten tiefen Rücklauftemperaturen auch wirklich erreicht werden. Zu achten ist hierbei auf ausreichende hydraulische Entkopplung von

Beladung und Entladung, was eine entsprechende Anzahl von Speicheranschlüssen bedeutet.



Abbildung 39: Über ein 2-Leiter-Netz geladener dezentraler Brauchwarmwasserspeicher. Volumen und Anordnung unterscheiden sich im Vergleich zu konventionellen Nachtstromspeichern nicht (Bildquelle: AEE INTEC).

Die Ladefenster für die Brauchwarmwassererwärmung sollten so gewählt werden, dass diese möglichst zu Schwachlastzeiten der Raumheizung erfolgen, sodass während der „Ladefenster“ für die Bewohner kein Komfortverlust in der Raumwärmeversorgung spürbar ist.

Raumwärmeversorgung

Die Auslegung der Radiatoren soll ebenso wie beim 2-Leiter-Netz mit Wohnungsstationen bei Auslegungstemperaturen von 65/40 erfolgen. Aufgrund der zeitlichen Trennung von Raumwärmeversorgung und Brauchwarmwassererwärmung könnte bei Bedarf die Vorlauftemperatur für die Raumwärmeversorgung außentemperaturgeführt ermittelt werden. Ebenso würde dieses System die Versorgung von Niedertemperaturwärmeabgabesystemen erlauben und somit die Wärmeverluste des Verteilnetzes weiter reduzieren.

Auch bei diesem Konzept ist der Einsatz von Regulierventilen in den Wohnungen (Differenzdruckregler, Rücklauf Temperaturbegrenzer, voreingestellte kvs-Einsätze an Radiatoren in Verbindung mit Thermostatventilen) absolut notwendig.

Anwendung

Der wesentliche Vorteil im Vergleich zu 2-Leiter-Netzen mit Wohnungsstationen ist, dass beispielsweise in der gesamten heizfreien Zeit das Wärmeverteilnetz nur zur Beladung der Brauchwarmwasserspeicher auf Temperatur ist und somit die Wärmeverluste des Verteilnetzes deutlich reduziert werden können. Aufgrund der doch höheren Investitionskosten, bedingt durch die dezentralen Brauchwasserspeicher, liegt der Haupteinsatzbereich dieses Konzepts bei reihenhausartiger Bebauung mit geringen Energiedichten (wenige kWh Wärmebedarf je Meter Wärmeverteilung).

Weiteres Anwendungspotenzial besitzt dieses Konzept in der Sanierung des Gebäudebestandes. Sind adaptierbare dezentrale Brauchwarmwasserspeicher in entsprechendem Zustand vorhanden (üblicherweise Nachtstromspeicher), können diese hydraulisch an eine bestehende zentrale Raumwärmeversorgungsanlage (2-Leiter-Netz) gekoppelt werden.

4.3.2 Systemtemperaturen von 2-Leiter-Netzen in der Praxis

Anhand des Demonstrationsprojektes „Seiersberg“ wird nachfolgend aufgezeigt, dass die in der Planungsphase prognostizierten und ausgelegten Systemtemperaturen auch in der Praxis erreicht werden können.

Aus den im Rahmen des Forschungsprojektes OPTISOL, finanziert vom BMWA, vom BMVIT im Rahmen der Programmlinie „Haus der Zukunft“ und der Wissenschafts- und Forschungsabteilung des Landes Steiermark, von der AEE INTEC vermessenen und begleiteten 10 Demonstrationsprojekte wird nachfolgend eine Anlage im Detail beschrieben. Bei dieser Anlage handelt es sich um ein 2-Leiter-Netz mit integrierten Solarsystemen. Wichtig sind die tiefen Netzzurücklauftemperaturen, welche als Basis für eine effiziente Einbindung (primär und sekundärseitig) von erneuerbare Energien dienen.

Anlagenbeispiel „Seiersberg“

Die im Dezember 2003 fertig gestellte, 5-geschoßige Wohnanlage mit 48 Wohneinheiten (siehe Abbildung 84) ist der erste von insgesamt drei Bauabschnitten, in denen 125 Wohneinheiten errichtet werden sollen. Das Heizhaus mit dem 8 m³ großen Energiespeicher, ist im Keller des Gebäudes untergebracht. Die Eckdaten der Wärmeversorgungsanlage sind in Tabelle 11 dargestellt.



Abbildung 40: Außenansicht des Demonstrationsobjektes Seiersberg nach Fertigstellung

Objektgröße	48 Wohneinheiten
Heizlast	188 kW
Kollektorfläche	96 m ²
Energiespeichervolumen	8.000 ltr
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf	11 %
Konventionelle Energiequelle	Fernwärme
Wärmeverteilstrom	2-Leiter-Netz mit Wohnungsstationen
Wärmeabgabe	Radiatorenheizung (65/40)

Tabelle 3: Datentabelle zum Demonstrationsobjektes Seiersberg

Die 96 m² große Kollektoranlage ist mittels Eigenkonstruktion am Flachdach des Gebäudes angeordnet, und speist einen 8 m³ fassenden Energiespeicher. Während der Heizperiode erfolgt die Nachheizung mittels Fernwärmeversorgung, die jedoch in den Sommermonaten

keine Energie liefert. Deshalb wird in den Monaten, in denen keine Fernwärme zur Verfügung steht, die Nachheizung mittels zweier Elektro-Einbaueheizungen realisiert. In

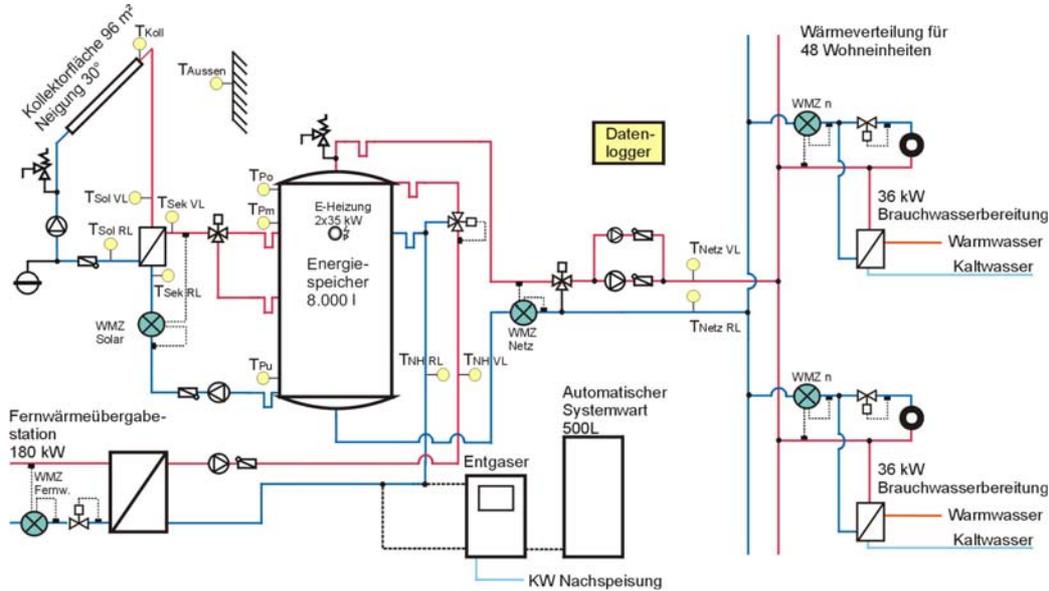


Abbildung 41 ist das Blockschaubild der solarunterstützten Wärmeversorgungsanlage dargestellt.

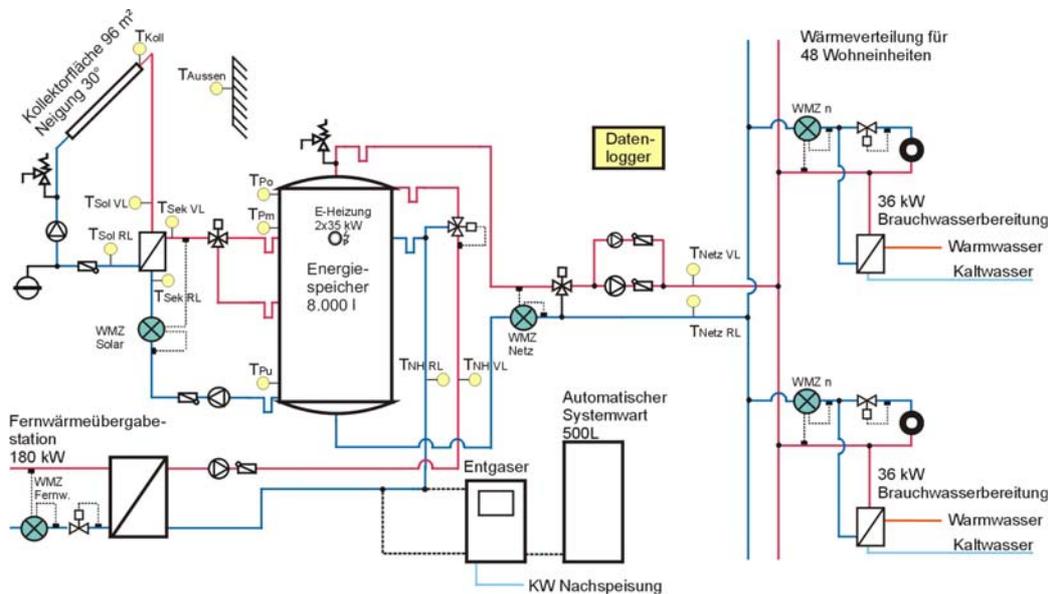


Abbildung 41: Blockschaubild der Wärmeversorgung der Anlage „Seiersberg“

Abbildung 42 zeigt Systemtemperaturen der Anlage „Seiersberg“ für einen Betrachtungszeitraum im Februar. Deutlich erkennbar sind hier die niedrigen Netzrücklauftemperaturen während der Heizperiode. Diese können einerseits durch exakte Planung sowie andererseits durch exakte Einregulierung des gesamten Wärmeverteilnetzes erreicht werden. Die Netzrücklauftemperaturen betragen konstant an die 30°C.

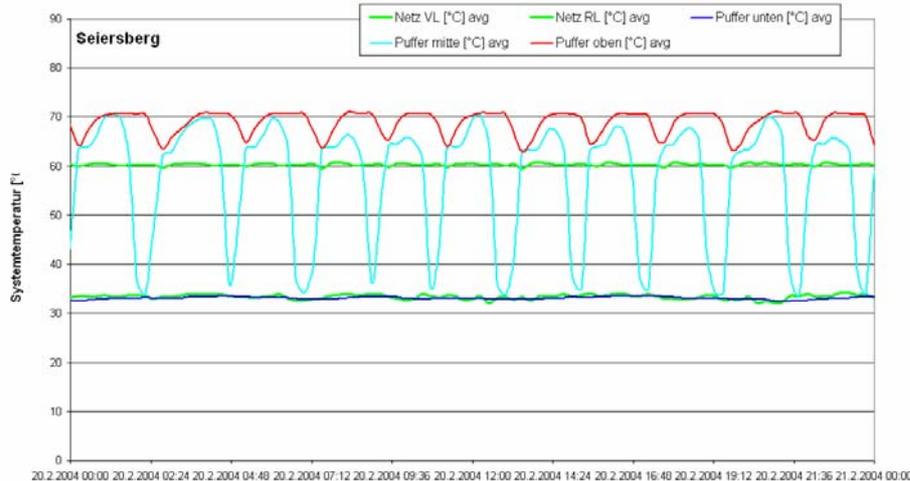


Abbildung 42: Systemtemperaturen des 2-Leiter-Netzes „Seiersberg“ für eine Zeitdauer von einem Tag im Monat Februar.

Netzurücklauftemperaturen von ungefähr 30°C bilden hier die Basis für einen effizienten Betrieb der Wärmeversorgung bzw. für den Einsatz eines Solarsystems. Um zu verdeutlichen, dass die Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz auch während der Sommermonate sehr niedrig sind, ist in Abbildung 43 der Verlauf einiger Systemtemperaturen der Anlage „Seiersberg“ dargestellt. Sehr deutlich sind die niedrigen Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz, welche sich konstant an die 30°C bewegen. Diese bildet auch während der Sommermonate die Basis für einen effizienten Einsatz von erneuerbarer Energie und sollen zeigen, dass niedrige Rücklauftemperaturen nicht nur theoretisch erzielt werden können.

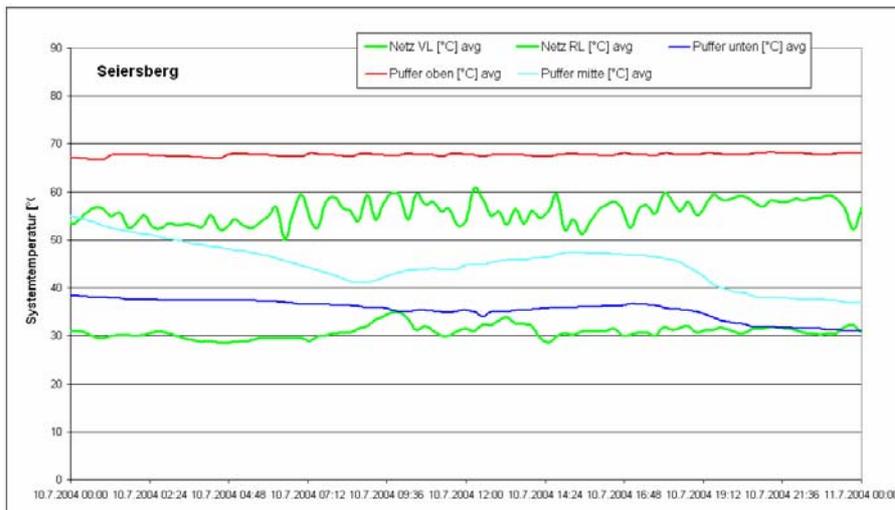


Abbildung 43: Systemtemperaturen des 2-Leiter-Netzes „Seiersberg“ für eine Zeitdauer von einem Tag im Monat Juli.

4.3.3 Zusammenfassung und Vorteile

Die sogenannten 2-Leiter-Netze bieten also nicht nur bei Neubauten eine erhebliche Steigerung des Komforts und der Systemeffizienz, sondern können auch in sanierungsbedürftigen

Gebäuden im Einklang mit einer thermischen Gebäudesanierung zumeist problemlos umgesetzt werden. Werden 2-Leiter-Netze entsprechend zuvor beschriebenen Eckdaten definiert, so zeigen sich hinsichtlich einer ganzheitlichen Betrachtung (Nutzung erneuerbarer Energieträger, Ressourceneffizienz, Nutzerzufriedenheit, Nutzerkomfort etc.) zahlreiche Vorteile gegenüber konventionellen Wärmeversorgungs-konzepten:

- Da die gesamte Wärmeverteilung über zwei Rohrleitungen erfolgt, können die Wärmeverluste erheblich reduziert werden. Hier muss berücksichtigt werden, dass der gesamte Rücklaufstrang durchschnittlich auf einem Temperaturniveau von 30°C liegt und somit kaum Wärmeverluste mit sich bringt. Daraus resultiert, dass in 2-Leiter-Netzen nur eine Wärmeverteilung Wärmeverlusten unterliegt, was im Vergleich zu konventionellen Zentralheizungen (Vor- und Rücklaufleitung der Raumwärmeversorgung bzw. Brauchwasser- und Zirkulationsleitung) erhebliche Vorteile hinsichtlich des Systemwirkungsgrades bedeutet. Dies wiederum ist mit einem geringeren Energieeinsatz gleichzusetzen.
- Das übers Jahr konstante Rücklaufftemperaturniveau von etwa 30°C ist für eine ganzheitliche effiziente Nutzung prädestiniert. In einer ganzheitlichen Betrachtung werden die Verteilnetzverluste der Fernwärme (primärseitig) durch die über das ganze Jahr niedrigen Rücklaufftemperaturen (um die Grädigkeit des Wärmetauschers der Fernwärmeübergabestation höher als der Netzurücklauf des Wärmeverteilnetzes des Gebäudes) reduziert. Neben den optimalen Bedingungen für die Fernwärme schaffen diese niedrigen Rücklaufftemperaturen optimale Bedingungen für den Einsatz einer Solaranlage. Diese wird in einen zentralen Energiespeicher eingebunden, und dient systembedingt zur Brauchwasserbereitung und Raumheizungsunterstützung. Zahlreiche Messergebnisse dokumentieren den höheren Solarertrag von 2-Leiter-Netzen bei gleichzeitig höherer Einsparung an Nachheizenergie. Solaranlagen werden meistens nur dezentral indirekt in die Fernwärmeversorgung eingebunden. Das bedeutet, dass die Solaranlage nicht in das Fernwärmenetz, sondern in die sekundärseitige Wärmeversorgung einspeist. Hauptgrund ist, dass Wohnbauträger von Geschößwohnbauten das Solarsystem zentral auf das Gebäude installieren, und die gewonnene Energie direkt nutzen. Aus betriebswirtschaftlichen Gründen wird die gesamte gewonnene Energie in der Wärmeversorgung des Gebäudes verwendet, und nicht zu günstigen Preisen in die Fernwärme eingespeist werden.
- Die Raumwärmeversorgung der Wohnungen wird nicht irgendwann, wie es bei konventionellen zentralen Heizungssystemen der Fall ist, im Mai ausgeschaltet und an einem Tag im September wieder eingeschaltet, sondern läuft durch. Subjektives Wärmebedürfnis einzelner Nutzer kann also auch im Sommer befriedigt werden.
- Die Netzvorlaufftemperaturen werden bei 2-Leiter-Netzen (in Verbindung mit Wohnungsstationen) auch in der Nacht nicht abgesenkt, was einen erheblichen Komfortgewinn für alle „Nicht-Regelmenschen“ bedeutet (keine „kollektive“ Nachtabsenkung).
- Die Wärmeabrechnung für Brauchwarmwasser und Raumwärme erfolgt in 2-Leiter-Netzen mit elektronischen Wärmemengenzählern. Diese müssen regelmäßig geeicht werden und besitzen somit beim Bewohner eine wesentlich höhere Akzeptanz als die in 4-Leiter-Netzen üblichen Verdunstungszähler.
- Der Kaltwasserverbrauch und auch der Energieverbrauch für Warmwasser wird mittels geeichter Zähler gemessen. Dies führt im Vergleich zu Wohnbauten, bei denen der Wasserverbrauch über die m² Wohnnutzfläche abgerechnet wird, zu einem sparsamen und Ressourcen schonenden Umgang mit Brauchwasser.

- Durch den Einbau von elektronischen Wärmemengenzählern zeigte sich seitens der Bewohner eine wesentlich größere Motivation zum Energiesparen.
- Im Vergleich zu Nachtstromspeichern kann im Bedarfsfall praktisch unbegrenzt Brauchwarmwasser gezapft werden (2-Leiter-Netze mit dezentralen Wohnungsübergabestationen). Komfortsteigerung gegenüber Nachtstromboiler.
- Dezentral erwärmtes Brauchwarmwasser (im Durchflussprinzip bzw. in kleinen Tagesspeichern) bedeutet absolut unbedenkliche Wasserhygiene und besitzt aufgrund der Temperaturbegrenzung einen Schutz gegen Verkalkung und Verbrühung.
- Wohnungsstationen werden industriell unter höchsten Qualitätskontrollen gefertigt. Durch den hohen Vorfertigungsgrad kann das Fehlerpotenzial auf der Baustelle auf ein Minimum reduziert und somit die Anlagenqualität verbessert werden. Trotz Standardisierung kann die Ausstattung der Wohnungsstationen gegebenenfalls vom Wohnbauträger bzw. vom Haustechnikplaner beeinflusst werden.
- Durch Verplombung der Regulierventile in den Wohnungsstationen kann Manipulation durch den Nutzer praktisch ausgeschlossen werden.
- Sowohl die Brauchwarmwassererwärmung als auch die Regelelemente in Wohnungsstationen benötigen keine Hilfsenergie

5 Wirtschaftliche und Organisatorische Fragestellungen

5.1 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren

Beim Einsatz von erneuerbaren Energieträgern für die dezentrale Fernwärmeeinspeisung sind neben positiven Umwelteffekten auch wirtschaftliche Vorteile möglich. Dies zeigt eine wirtschaftliche Betrachtung, bei der die folgenden Kosten unterschieden werden:

- Kapitalgebundene Kosten (aus Investitionen, Nutzungsdauer und Zinssatz berechnet)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoff, Strombezug für Pumpen und Brennstoffaufbereitung)
- Betriebsgebundene Kosten (Personal und Verwaltung)
- Sonstige Kosten (Versicherung- und Instandhaltung)

Die verbrauchsgebundenen Kosten werden auch als variable Kosten bezeichnet. Die betriebsgebundenen und sonstigen Kosten ergeben zusammen mit den kapitalgebundenen Kosten die fixen Kosten.

Entscheidende Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen:

Die Anlagenauslastung (Jahresvolllaststunden) ist einer der wichtigsten Parameter bei der Strom- und Wärmeerzeugung. Energieversorgungsanlagen mit niedrigen spezifischen Investitionskosten weisen nicht notwendigerweise geringe Wärme- oder Stromerzeugungskosten auf. Die Wirtschaftlichkeit einer Anlage hängt in erster Linie vom Verhältnis der variablen Kosten zu den Fixkosten und damit wesentlich von der Anlagenauslastung ab.

Ein weiterer Anhaltspunkt für die Wirtschaftlichkeit einer Energieerzeugungsanlage sind neben den Wirkungsgraden die spezifischen Investitionskosten und die Brennstoffkosten.

Die spezifischen Investitionskosten hängen neben der Anlagenart auch von der Größe der Anlage ab. Anlagen mit großen Leistungen weisen meist niedrigere spezifische Investitionskosten auf als Anlagen niedriger Leistung.

Bei Anlagen mit hohen spezifischen Investitionskosten können geringere Wärmeerzeugungskosten durch den Einsatz von kostengünstigeren Brennstoffen oder durch geringere Personalkosten (höherer Automatisierungsgrad) erreicht werden. Der Kostenvorteil durch geringere Brennstoffkosten kommt aber nur zum Tragen, wenn die Anlagenauslastung (Jahresvolllastbetriebsstunden) hoch genug ist. Daher werden Reserve- bzw. Spitzenlastkessel meist als Gasfeuerungen (geringe Investitionskosten) ausgeführt und Biomasseheizwerke können wegen der hohen Investitionskosten nur bei einer entsprechenden Jahresvolllaststundenanzahl wirtschaftlich betrieben werden.

Der Zusammenhang zwischen den spezifischen Investitionskosten, den Brennstoffkosten und der Anlagenauslastung ist in der unten dargestellten Grafik zu sehen. Als Rahmenbedingungen für die Berechnung der zulässigen spezifischen Investitionskosten der Anlagen wurden folgende Werte angenommen:

Einspeisetarif Strom: 150 €/MWh

Einspeisetarif Wärme: 30 €/MWh

Personalkosten: 25 €/h

Förderung: 0%

Anlagen Nutzungsdauer: KWK 15 Jahre, HW 20 Jahre

Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

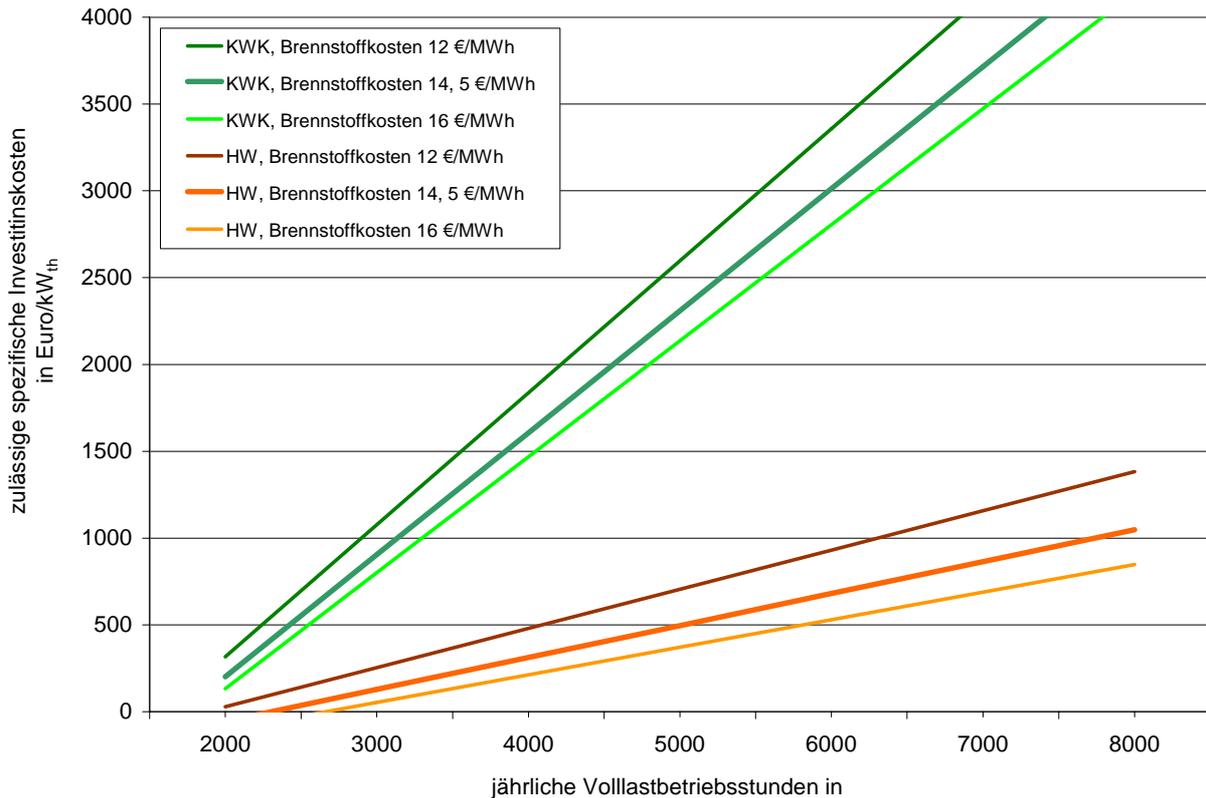


Abbildung 44: Zulässige Investitionskosten für ein Heizwerk und eine Kraft-Wärme-Kopplung mit 5 MW_{th}

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hängt neben den Kosten auch von den Einnahmen, also von den **Einspeisetarifen** für Fernwärme und Strom ab. Ebenso wirkt sich die Höhe der erzielbaren, derzeit noch notwendigen **Förderungen** auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage aus. Dieser Parameter wirkt sich besonders stark beim Einsatz von erneuerbaren Energieträgern wie z.B. Solarthermischen Anlagen zur Fernwärmeeinspeisung aus.

Die Sensitivität dieser Parameter wird in der folgenden Sensitivitätsanalyse genauer betrachtet.

5.1.1 Sensitivitätsanalyse

Es wurde für verschiedene Technologien der dezentralen Fernwärmeeinspeisung eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Als Vergleichswert wurde der erzielbare jährliche Gewinn bzw. Verlust der jeweiligen Anlage gewählt (gerechnet über die Anlagenlebensdauer).

Ausgehend von einer Grundvariante wurde im Rahmen der Sensitivitätsanalyse der Einfluss der folgenden Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit untersucht:

- Einspeisetarif für Wärme
- Einspeisetarif für Strom
- Brennstoffpreise
- Höhe der Förderung
- Zinssatz

- Anzahl der Volllaststunden Wärme
- Anzahl der Volllaststunden Strom

Für die Sensitivitätsanalyse wurde ein Excel-Tool generiert, mit dem eine grobe Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen durchgeführt werden kann. Die Analyse der Wirtschaftlichkeit wurde statisch berechnet. Die Ausgangsdaten und die Ergebnisse dieser Analyse werden im folgenden Text dargestellt.

Die Ausgangsdaten für die Grundvariante stammen zum Teil aus der Literatur, wie zum Beispiel die spezifischen Investitionskosten (J. Karl, Dezentrale Energiesysteme, Oldenbourg, München, 2004), oder sind Schätz- beziehungsweise Erfahrungswerte.

Für die Grundvariante wurden folgende Annahmen getroffen:

Brennstoffpreis: 14,5 €/MWh

Es wurden die für die Wirtschaftlichkeitsberechnung empfohlenen Brennstoffkosten in der Höhe von 14,5 €/MWh gewählt (ÖKL-Merkblatt Nr. 67; G. Jüngling, I. Obernberger, Ch. Rakos, H. Stockinger, 1999).

Zum Vergleich die folgenden Preise für feste Biomasse, die im Rahmen der Analyse der technischen Daten von Biomasseheizwerken in Österreich ermittelt wurden.

Preise für feste Biomasse	
Waldhackgut	18 €/MWh
Industriehackgut	14 €/MWh
Späne	10 €/MWh
Rinde	9 €/MWh

Quelle: Analyse der technischen Daten von Biomasseheizwerken in Österreich; Energieverwertungsgesellschaft; Christian Rakos, Kasimir Nemestothy, Elvira Lutter; Wien, März 2003

Strompreis für Hilfsenergie: 120 €/MWh

Der angenommene Strompreis entspricht in etwa dem zu erwartenden Tarif.

Einspeisetarif für Fernwärme: 30 €/MWh

Dieser Wert wurde aus den Angaben der Fragebögen abgeleitet. Bei der Befragung wurden Arbeitspreise für die Fernwärme zwischen 20 €/MWh (FW Wien) und 50 €/MWh (FW Frohnleiten) angegeben.

Einspeisetarif für Strom: 150 €/MWh

Der Einspeisetarif für Ökostromanlagen mit fester Biomasse mit 2 bis 5 MW elektrischer Leistung beträgt lt. Ökostromgesetz 2002 150 €/MWh.

Personalkosten (25 €/h) und Zinssatz (3,5 %):

Diese Werte wurden anhand von Erfahrungswerten angenommen.

Heizwerk mit Biomasse (1 MW_{th})

Für die Sensitivitätsanalyse wurde ein mit Holzhackschnitzel befeuertes Heizwerk gewählt.

Kurze Beschreibung der Ausgangsdaten für die Analyse (Grundvariante):

Thermische Leistung	1 MW
Wirkungsgrad thermisch	0,85
Investitionskosten	510 €/kW _{th}
Nutzungsdauer	20 Jahre
Betätigungszeitaufwand	1000 h/a
Volllaststunden Wärme	4500 h/a
Faktor für Instandhaltungskosten, Betriebsmittel- und sonst. Kosten	1,75% der Investitionskosten
Förderung der Investition	0%

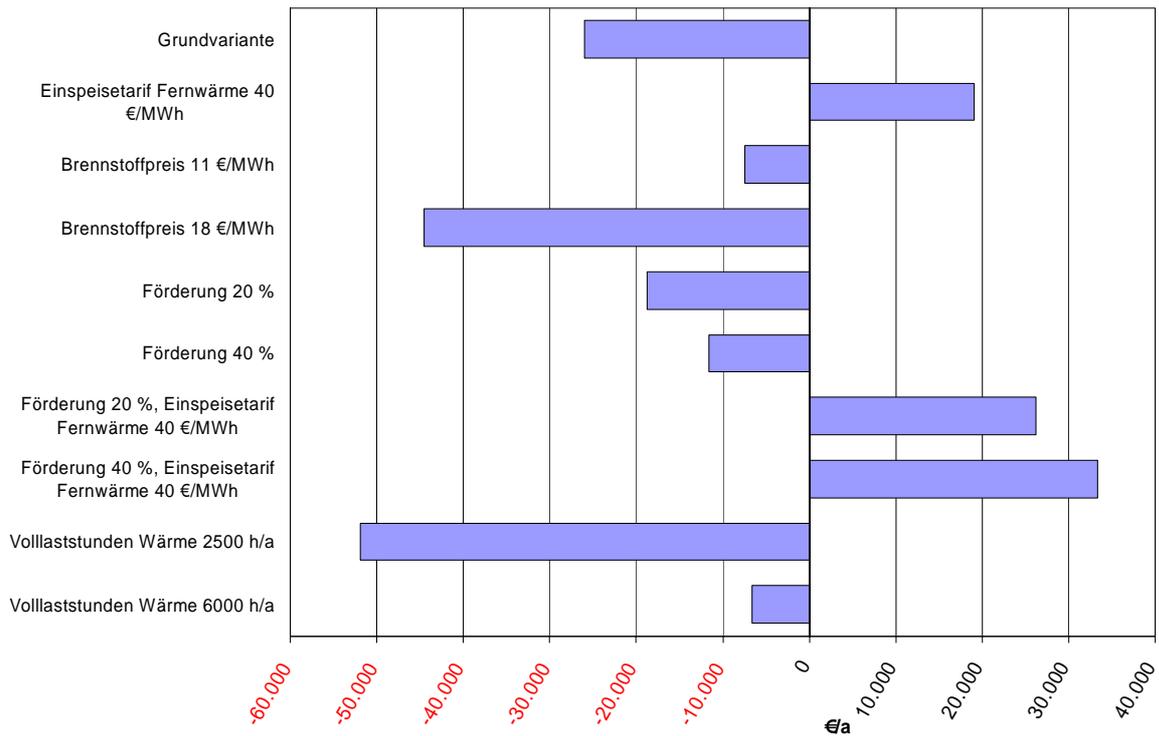
In der nachfolgenden Tabelle sind die gewählten Variationen der verschiedenen Parameter und der daraus resultierende jährliche Gewinn bzw. Verlust dargestellt.

Heizwerk - 1 MW th		Brennstoffpreis	Einspeisetarif Wärme	Personalkosten	Kosten der Hilfsenergie	Zinssatz	Förderung	Volllaststunden Wärme	Instandhaltungsfaktor (sonst. und Betriebsmittelkosten)	Jahresgewinn
		€/MWh	€/MWh	€/h	€/MWh	%	%	h/a	%	€/a
Grundvariante	Variante 1	14,5	30	25	120	3,5%	0,0%	4500	1,8%	-25.974
Einspeisetarif Fernwärme 40 €/MWh	Variante 2	14,5	40	25	120	3,5%	0,0%	4500	1,8%	19.026
Brennstoffpreis 11 €/MWh	Variante 3	11	30	25	120	3,5%	0,0%	4500	1,8%	-7.444
Brennstoffpreis 18 €/MWh	Variante 4	18	30	25	120	3,5%	0,0%	4500	1,8%	-44.503
Förderung 20 %	Variante 5	14,5	30	25	120	3,5%	20,0%	4500	1,8%	-18.797
Förderung 40 %	Variante 6	14,5	30	25	120	3,5%	40,0%	4500	1,8%	-11.620
Förderung 20 %, Einspeisetarif Fernwärme 40 €/MWh	Variante 7	14,5	40	25	120	3,5%	20,0%	4500	1,8%	26.203
Förderung 40 %, Einspeisetarif Fernwärme 40 €/MWh	Variante 8	14,5	40	25	120	3,5%	40,0%	4500	1,8%	33.380
Volllaststunden Wärme 2500 h/a	Variante 9	14,5	30	25	120	3,5%	0,0%	2500	1,8%	-51.856
Volllaststunden Wärme 6000 h/a	Variante 10	14,5	30	25	120	3,5%	0,0%	6000	1,8%	-6.562

Im folgenden Diagramm sind die Jahresgewinne bzw. -verluste der verschiedenen Variationen dargestellt. Aus der Analyse wird ersichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit des mit Biomasse befeuerten Heizwerks stark vom Einspeisetarif und den Volllaststunden sowie von den möglichen Förderungen abhängt. Ein mit Biomasse betriebenes Heizwerk ist wirtschaftlich, wenn der Einspeisetarif für die Wärme relativ hoch ist, oder entsprechende Förderungen gewährt werden.

Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

Jahresgewinn/verlust bei verschiedenen Variationen der Rahmenbedingungen
Biomasse Heizwerk 1 MW_{th}



Heizwerk mit Biomasse (5 MW_{th})

Für die Sensitivitätsanalyse wurde ein mit Holzhackschnitzeln befeuertes Heizwerk gewählt.

Kurze Beschreibung der Ausgangsdaten für die Analyse (Grundvariante):

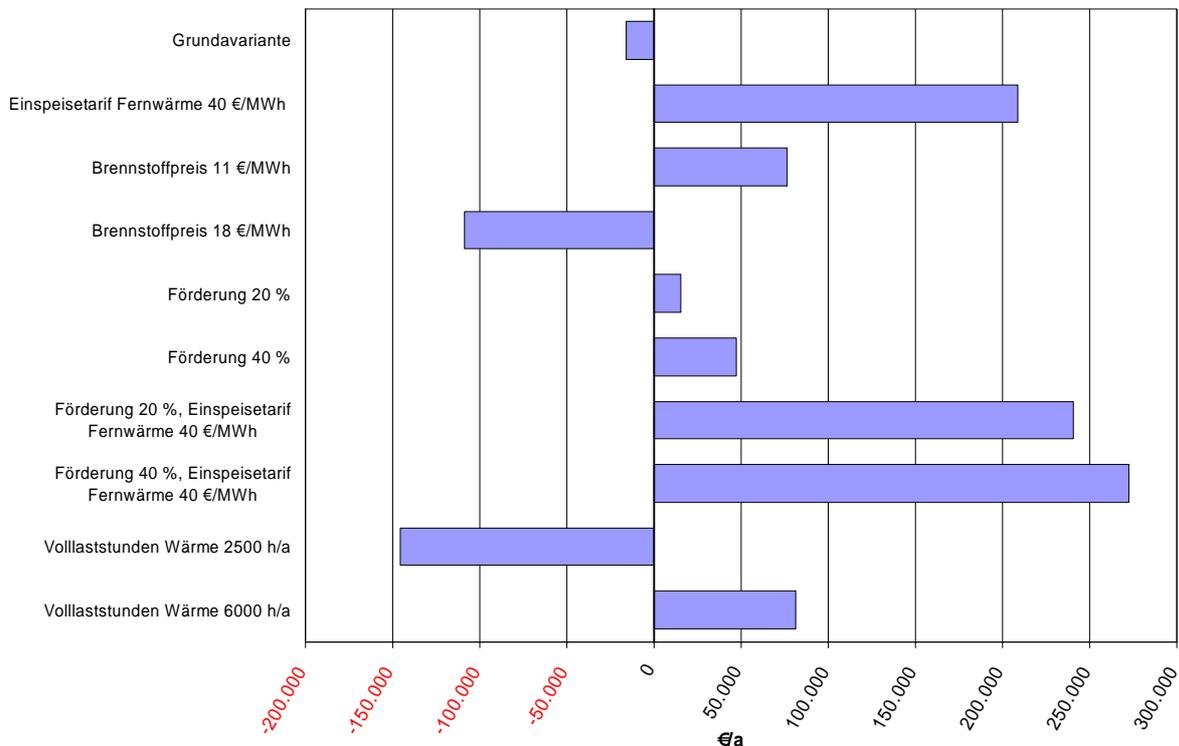
Thermische Leistung	5 MW
Wirkungsgrad thermisch	0,85
Investitionskosten	450 €/kW _{th}
Nutzungsdauer	20 Jahre
Betätigungszeitaufwand	1500 h/a
Volllaststunden Wärme	4500 h/a
Faktor für Instandhaltungskosten, Betriebsmittel- und sonst. Kosten	1,75 % der Investitionskosten
Förderung der Investition	0 %

Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

Heizwerk - 5 MW th		Brennstoffpreis	Einspeisetarif Wärme	Personalkosten	Kosten der Hilfsenergie	Zinssatz	Förderung	Volllaststunden Wärme	Instandhaltungsfaktor (sonst. und Betriebsmittelkosten)	Jahresgewinn
		€/MWh	€/MWh	€/h	€/MWh	%	%	h/a	%	€/a
Grundvariante	Variante 1	14,5	30	25	120	3,5%	0,0%	4500	1,8%	-16.011
Einspeisetarif Fernwärme 40 €/MWh	Variante 2	14,5	40	25	120	3,5%	0,0%	4500	1,8%	208.989
Brennstoffpreis 11 €/MWh	Variante 3	11	30	25	120	3,5%	0,0%	4500	1,8%	76.636
Brennstoffpreis 18 €/MWh	Variante 4	18	30	25	120	3,5%	0,0%	4500	1,8%	-108.658
Förderung 20 %	Variante 5	14,5	30	25	120	3,5%	20,0%	4500	1,8%	15.652
Förderung 40 %	Variante 6	14,5	30	25	120	3,5%	40,0%	4500	1,8%	47.314
Förderung 20 %, Einspeisetarif Fernwärme 40 €/MWh	Variante 7	14,5	40	25	120	3,5%	20,0%	4500	1,8%	240.652
Förderung 40 %, Einspeisetarif Fernwärme 40 €/MWh	Variante 8	14,5	40	25	120	3,5%	40,0%	4500	1,8%	272.314
Volllaststunden Wärme 2500 h/a	Variante 9	14,5	30	25	120	3,5%	0,0%	2500	1,8%	-145.423
Volllaststunden Wärme 6000 h/a	Variante 10	14,5	30	25	120	3,5%	0,0%	6000	1,8%	81.048

Im folgenden Diagramm sind die Jahresgewinne bzw. -verluste der verschiedenen Variationen dargestellt. Bei der Analyse wird ersichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit des mit Biomasse befeuerten Heizwerks stark vom Einspeisetarif, dem Brennstoffpreis und den Volllaststunden sowie von den möglichen Förderungen abhängt. Ein mit Biomasse betriebenes Heizwerk ist wirtschaftlich, wenn der Einspeisetarif für die Wärme relativ hoch ist oder entsprechende Förderungen gewährt werden.

Jahresgewinn/-verlust bei verschiedenen Variationen der Rahmenbedingungen
Biomasse Heizwerk 5 MW th



Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse (5 MW_{th})

Für die Sensitivitätsanalyse wurde eine mit Holzhackschnitzel befeuerte Kraft-Wärme-Kopplung (Dampfturbine) mit 2 MW_{el} gewählt.

Kurze Beschreibung der Ausgangsdaten für die Analyse (Grundvariante):

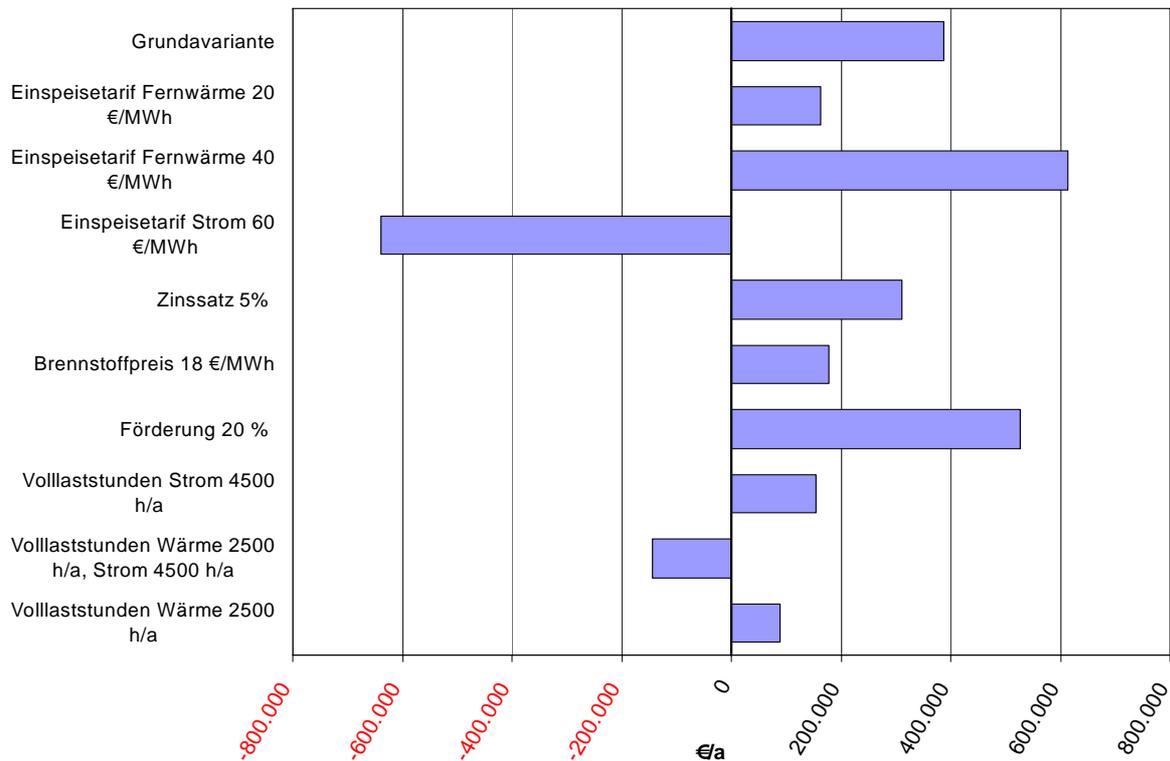
Thermische Leistung	5 MW
Elektrische Leistung	2 MW
Wirkungsgrad thermisch	0,7
Wirkungsgrad elektrisch	0,2
Spezifische Investitionskosten	4000 €/kW _{el}
Nutzungsdauer	15 Jahre
Betätigungszeitaufwand	4500 h/a
Volllaststunden Wärme	4500 h/a
Volllaststunden Strom	6000 h/a
Einspeisetarif Strom	150 €/MWh
Faktor für Instandhaltungskosten, Betriebsmittel- und sonst. Kosten	4 % der Investitionskosten
Förderung der Investition	0 %

In der nachfolgenden Tabelle sind die gewählten Variationen der verschiedenen Parameter und der daraus resultierende jährliche Gewinn bzw. Verlust dargestellt.

KWK - 2 MW el		Brennstoffpreis	Einspeisetarif Strom	Einspeisetarif Wärme	Personalkosten	Zinssatz	Förderung	Volllaststunden Wärme	Volllaststunden Strom	Instandhaltungsfaktor (sonst. und Betriebsmittelkosten)	Jahresgewinn
		€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/h	%	%	h/a	h/a	%	€/a
Grundvariante	Variante 1	14,5	150	30	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	387.899
Einspeisetarif Fernwärme 20 €/MWh	Variante 2	14,5	150	20	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	162.899
Einspeisetarif Fernwärme 40 €/MWh	Variante 3	14,5	150	40	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	612.899
Einspeisetarif Strom 60 €/MWh	Variante 4	14,5	60	30	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	-638.101
Zinssatz 5%	Variante 5	14,5	150	30	25	5,0%	0,0%	4500	6000	4,0%	311.762
Brennstoffpreis 18 €/MWh	Variante 6	18	150	30	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	177.899
Förderung 20 %	Variante 7	14,5	150	30	25	3,5%	20,0%	4500	6000	4,0%	526.820
Volllaststunden Strom 4500 h/a	Variante 8	14,5	150	30	25	3,5%	0,0%	4500	4500	4,0%	155.399
Volllaststunden Wärme 2500 h/a, Strom 4500 h/a	Variante 9	14,5	150	30	25	3,5%	0,0%	2500	4500	4,0%	-144.601
Volllaststunden Wärme 2500 h/a	Variante 10	14,5	150	30	25	3,5%	0,0%	2500	6000	4,0%	87.899

In dem folgenden Diagramm sind die Jahresgewinne bzw. -verluste der verschiedenen Variationen dargestellt. Bei der Analyse wird ersichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse (2 MW_{el}) am stärksten vom Einspeisetarif und den Volllaststunden für Strom abhängt. Das heißt, dass die KWK mit Biomasse mit dem Marktpreis für Stromeinspeisung unter den gewählten Randbedingungen nicht wirtschaftlich ist. Ebenso wichtig für die Wirtschaftlichkeit dieser Anlage ist, dass die Anlagenauslastung bzgl. der Stromerzeugung hoch genug ist.

Jahresgewinn/-verlust bei verschiedenen Variationen der Rahmenbedingungen
Biomasse KWK mit Dampfturbine 2 MW_{el}



Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse (12,5 MW_{th})

Für die Sensitivitätsanalyse wurde eine mit Holzhackschnitzeln befeuerte Kraft-Wärme-Kopplung (Dampfturbine) mit 5 MW_{el} gewählt.

Kurze Beschreibung der Ausgangsdaten für die Analyse (Grundvariante):

Thermische Leistung	12,5 MW
Elektrische Leistung	5 MW
Wirkungsgrad thermisch	0,7
Wirkungsgrad elektrisch	0,2
Spezifische Investitionskosten	4000 €/kW _{el}
Nutzungsdauer	15 Jahre
Betätigungszeitaufwand	4500 h/a
Volllaststunden Wärme	4500 h/a
Volllaststunden Strom	6000 h/a
Einspeisetarif Strom	150 €/MWh
Faktor für Instandhaltungskosten, Betriebsmittel- und sonst. Kosten	4 % der Investitionskosten
Förderung	0 %

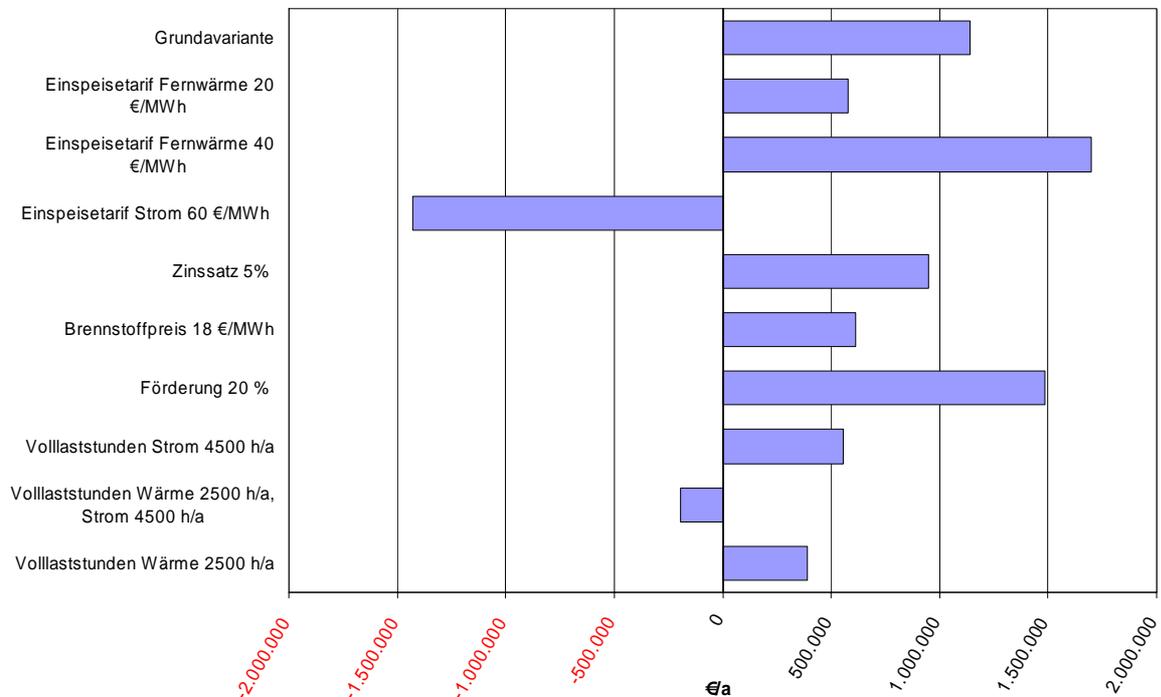
Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

In der nachfolgenden Tabelle sind die gewählten Variationen der verschiedenen Parameter und der daraus resultierende jährliche Gewinn bzw. Verlust dargestellt.

KWK - 5 MW _{el}		Brennstoffpreis	Einspeisetarif Strom	Einspeisetarif Wärme	Personalkosten	Zinssatz	Förderung	Volllaststunden Wärme	Volllaststunden Strom	Instandhaltungsfaktor (sonst. und Betriebsmittelkosten)	Jahresgewinn
		€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/h	%	%	h/a	h/a	%	€/a
Grundvariante	Variante 1	14,5	150	30	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	1.138.499
Einspeisetarif Fernwärme 20 €/MWh	Variante 2	14,5	150	20	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	575.999
Einspeisetarif Fernwärme 40 €/MWh	Variante 3	14,5	150	40	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	1.700.999
Einspeisetarif Strom 60 €/MWh	Variante 4	14,5	60	30	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	-1.426.501
Zinssatz 5%	Variante 5	14,5	150	30	25	5,0%	0,0%	4500	6000	4,0%	948.154
Brennstoffpreis 18 €/MWh	Variante 6	18	150	30	25	3,5%	0,0%	4500	6000	4,0%	613.499
Förderung 20 %	Variante 7	14,5	150	30	25	3,5%	20,0%	4500	6000	4,0%	1.485.799
Volllaststunden Strom 4500 h/a	Variante 8	14,5	150	30	25	3,5%	0,0%	4500	4500	4,0%	557.249
Volllaststunden Wärme 2500 h/a, Strom 4500 h/a	Variante 9	14,5	150	30	25	3,5%	0,0%	2500	4500	4,0%	-192.751
Volllaststunden Wärme 2500 h/a	Variante 10	14,5	150	30	25	3,5%	0,0%	2500	6000	4,0%	388.499

Bei der Analyse wird ersichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse (5 MW_{el}) am stärksten vom Einspeisetarif und den Volllaststunden für Strom abhängt. Das heißt, dass die KWK mit Biomasse mit dem Marktpreis für Stromeinspeisung unter den gewählten Randbedingungen nicht wirtschaftlich ist. Ebenso wichtig für die Wirtschaftlichkeit dieser Anlage ist, dass die Anlagenauslastung bzgl. der Stromerzeugung hoch genug ist.

**Jahresgewinn/-verlust bei verschiedenen Variationen der Rahmenbedingungen
Biomasse KWK mit Dampfturbine 5 MW_{el}**



Solaranlage (1 MW_{th})

Für die Sensitivitätsanalyse wurde eine Solaranlage mit Großflächenkollektoren (2000 m²) mit einer Leistung von 1 MW_{th} gewählt.

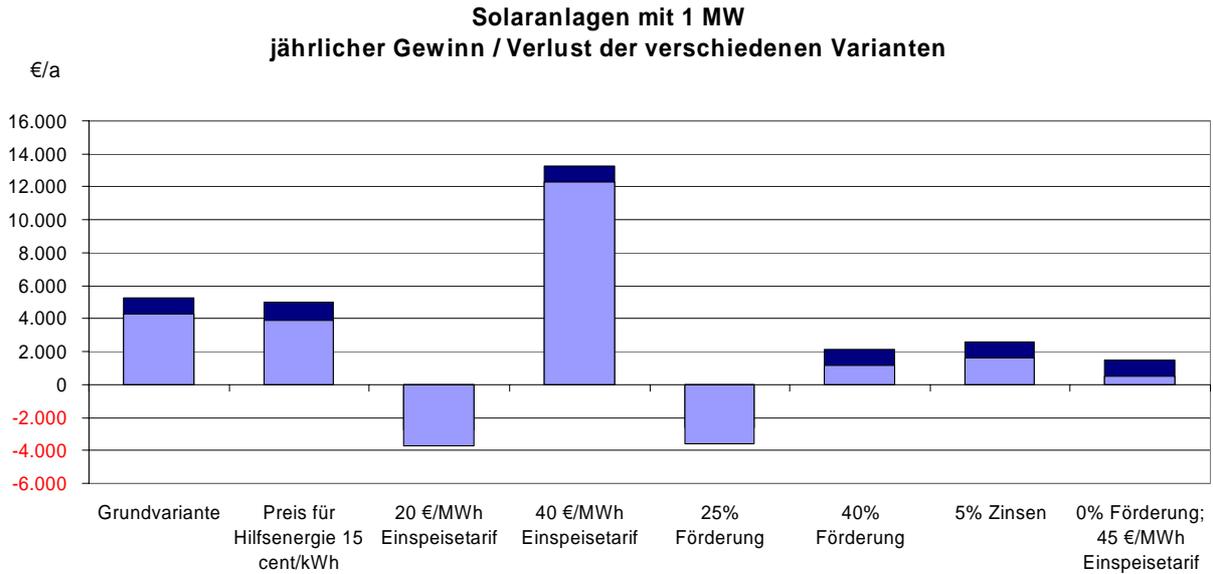
Kurze Beschreibung der Ausgangsdaten für die Analyse (Grundvariante):

Thermische Leistung	1 MW
Solarertrag je m ² Kollektorfläche	400 kWh/m ² a
Spezifische Investitionskosten	240 - 280 €/m ² Kollektorfläche (480-560 €/kW)
Nutzungsdauer	25 Jahre
Betriebsgebundene Kosten (inkl. Personal)	1–1,25 €/m ² a
Verbrauchsgebundene Kosten (Hilfsenergie)	1–1,5% vom Solarertrag
Einspeisetarif Wärme	30 €/MWh
Strompreis für Hilfsenergie	120 €/MWh
Zinssatz	3,5 %
Förderung	50 %

In der nachfolgenden Tabelle sind die gewählten Variationen der verschiedenen Parameter und der daraus resultierende jährliche Gewinn bzw. Verlust dargestellt.

Solaranlage mit 1 MW	Einheit	Variante								
		1	2	3	4	5	6	7	8	
Einspeisetarif für Fernwärme	€/MWh	30	30	20	40	30	30	30	45	
Preis für Hilfsenergie	€/kWh	0,12	0,15	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	
Förderung	%	50%	50,0%	50,0%	50,0%	25,0%	40%	50%	0%	
Zinsen	%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	5,0%	3,5%	
Gewinn	von	€/a	5.265	5.025	-2.735	13.265	-2.623	2.110	2.592	1.490
	bis	€/a	4.285	3.925	-3.715	12.285	-3.603	1.130	1.612	510

Bei der Analyse wird ersichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit der Solaranlage stark vom Einspeisetarif und der erzielbaren Förderung abhängt. Das heißt, dass eine Solaranlage zur Fernwärmeeinspeisung mit einer Leistung von 1 MW momentan bei einer Investitionsförderung von weniger als 35 % unter den gewählten Randbedingungen nicht wirtschaftlich ist. Ab einem Einspeisetarif von 45 €/MWh ist keine Investitionsförderung für die Anlage für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig. Der dunkelblau dargestellte Bereich in der Grafik stellt die unterschiedlichen Ergebnisse auf Grund der Bandbreite bei den Investkosten dar.



Solaranlage (5 MW_{th})

Für die Sensitivitätsanalyse wurde eine Solaranlage mit Großflächenkollektoren (10.000 m²) mit einer Leistung von 5 MW_{th} gewählt.

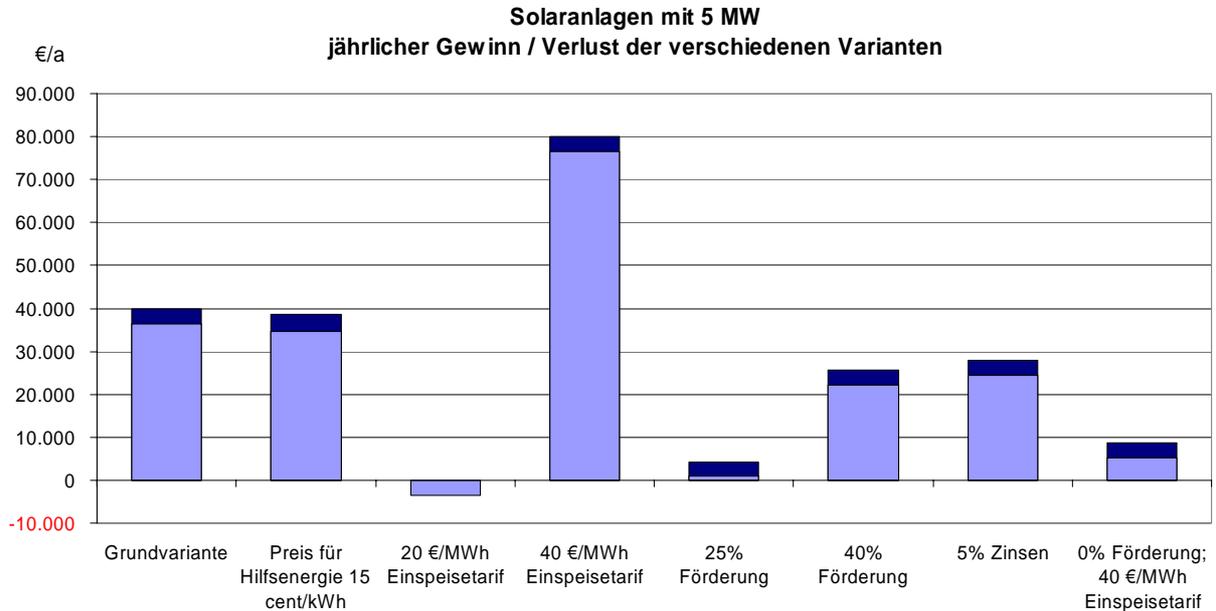
Kurze Beschreibung der Ausgangsdaten für die Analyse (Grundvariante):

Thermische Leistung	5 MW
Solarertrag je m ² Kollektorfläche	400 kWh/m ² a
Spezifische Investitionskosten	220–250 €/m ²
Nutzungsdauer	25 Jahre
Betriebsgebundene Kosten (inkl. Personal)	0,4–0,5 €/m ² a
Verbrauchsgebundene Kosten (Hilfsenergie)	1–1,5% vom Solarertrag
Einspeisetarif Wärme	30 €/MWh
Strompreis für Hilfsenergie	120 €/MWh
Zinssatz	3,5 %
Förderung	50 %

In der nachfolgenden Tabelle sind die gewählten Variationen der verschiedenen Parameter und der daraus resultierende jährliche Gewinn bzw. Verlust dargestellt.

Solaranlage mit 5 MW		Einheit	Variante							
			1	2	3	4	5	6	7	8
Einspeisetarif für Fernwärme		€/MWh	30	30	20	40	30	30	30	40
Preis für Hilfsenergie		€/kWh	0,12	0,15	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Förderung		%	50%	50,0%	50,0%	50,0%	25,0%	40%	50%	0%
Zinsen		%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	5,0%	3,5%
	von	€/a	39.908	38.708	-92	79.908	4.262	25.650	27.831	8.616
	bis	€/a	36.508	34.708	-3.492	76.508	862	22.250	24.431	5.216

Bei der Analyse wird ersichtlich, dass auch hier die Wirtschaftlichkeit der Solaranlage stark vom Einspeisetarif und der erzielbaren Förderung abhängt. Allerdings kann hier die Solaranlage mit einer Förderung von mindestens 25 % unter den gewählten Randbedingungen wirtschaftlich betrieben werden. Ein wirtschaftlicher Betrieb ohne Investitionsförderung ist möglich wenn der Einspeisetarif über 40 € je MWh beträgt. Das heißt, dass mit der Anlagengröße der wirtschaftliche Betrieb einer Solaranlage leichter realisierbar wird.

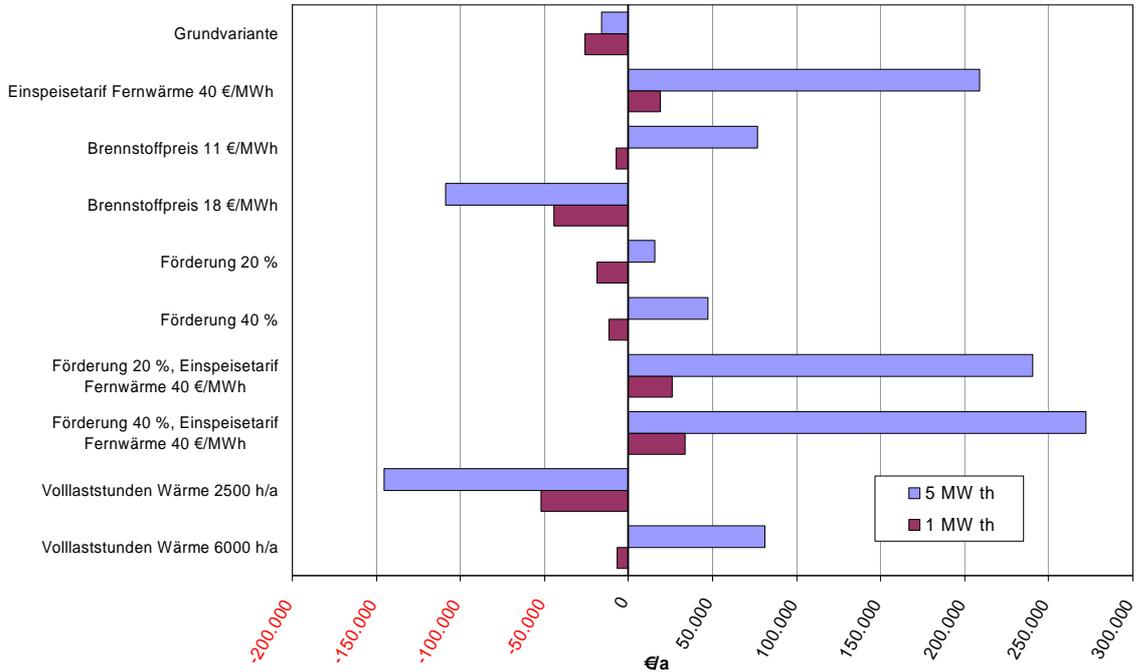


5.1.2 Vergleich verschiedener Systeme

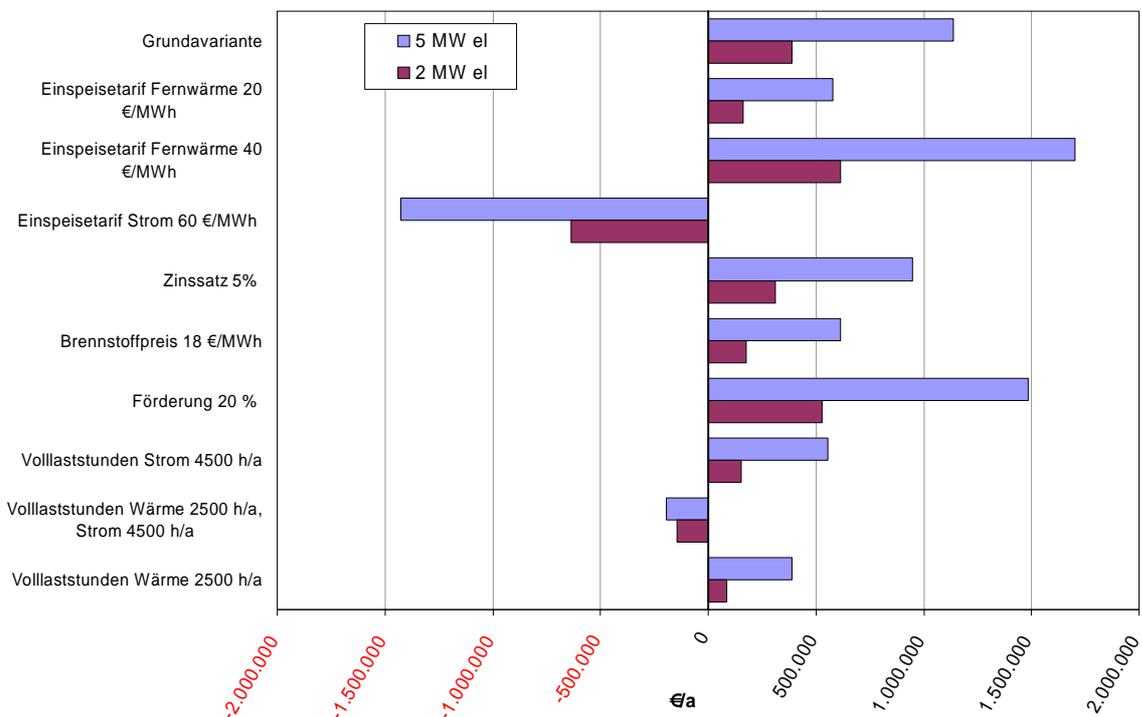
Im Vergleich von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit Heizwerken ist zu beobachten, dass die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlichen Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung wesentlich einfacher zu erreichen sind. Dies wird in den folgenden Grafiken verdeutlicht.

Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

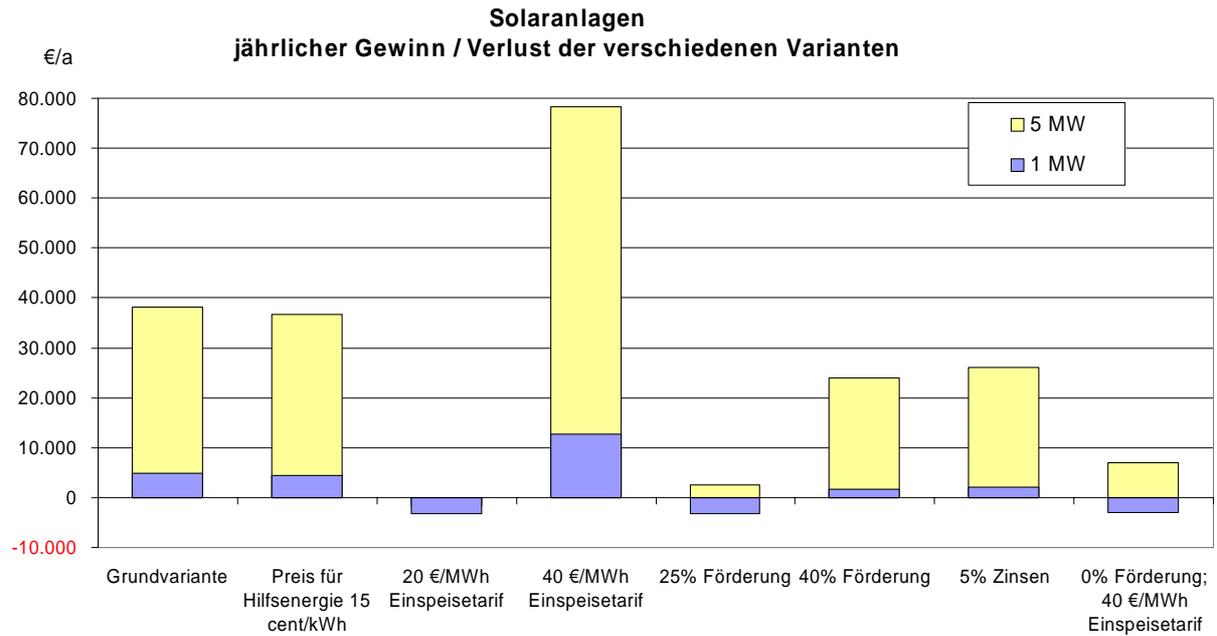
**Jahresgewinn/-verlust bei verschiedenen Variationen der Rahmenbedingungen
Biomasse Heizwerk**



**Jahresgewinn/-verlust bei verschiedenen Variationen der Rahmenbedingungen
Biomasse KWK mit Dampfturbine**



In der folgenden Grafik ist der jährliche Gewinn bzw. Verlust von Solaranlagen mit 1 MW und 5 MW Leistung dargestellt. Hier kann man erkennen, dass zur Zeit Solaranlagen nur mit einer entsprechend hohen Förderung (Grundvariante: Förderung von 50 % angenommen) bzw. Einspeisetarifen (über 40 €/MWh) wirtschaftlich betrieben werden können.



Bei der Kombination von mit Biomasse befeuerten Heizwerken oder Heizkraftwerken mit Solaranlagen muss auf den Umstand Rücksicht genommen werden, dass die Wirtschaftlichkeit von mit Biomasse betriebenen Anlagen stark von der Anlagenauslastung, also auch von der Auslastung im Sommer abhängt. Daher sollte die Deckung der Sommerlast durch die Solaranlage (die ja den Großteil der Wärme im Sommer liefert) so gewählt werden, dass die Anlagenauslastung der Biomasseanlage genügend hoch bleibt, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

5.1.3 Vergleich Biomasse – Gasfeuerung

In der unten abgebildeten Grafik werden Biomassefeuerungen und Gasfeuerungen miteinander verglichen.

Biomassefeuerungen, die hohe Investitionskosten und niedrige Brennstoffpreise aufweisen, können ab ca. 4500 Jahresvolllaststunden wirtschaftlich betrieben werden. Dagegen sind Gasfeuerungen, die niedrige Investitionskosten und dafür hohe Brennstoffkosten aufweisen, schon bei geringen Auslastungen wirtschaftlich zu betreiben. Das heißt, im Bereich von einer geringen Jahresauslastung der Anlage haben Gasfeuerungen einen Vorteil gegenüber Biomassefeuerungen, aber bei hohen Jahresvolllastbetriebsstunden sind Anlagen, die mit Biomasse betrieben werden, günstiger als mit Gas betriebene Anlagen. Je höher die Auslastung der mit Biomasse befeuerten Anlage, desto größer wird der Vorteil gegenüber Anlagen mit einer Gasfeuerung (siehe Abbildung).

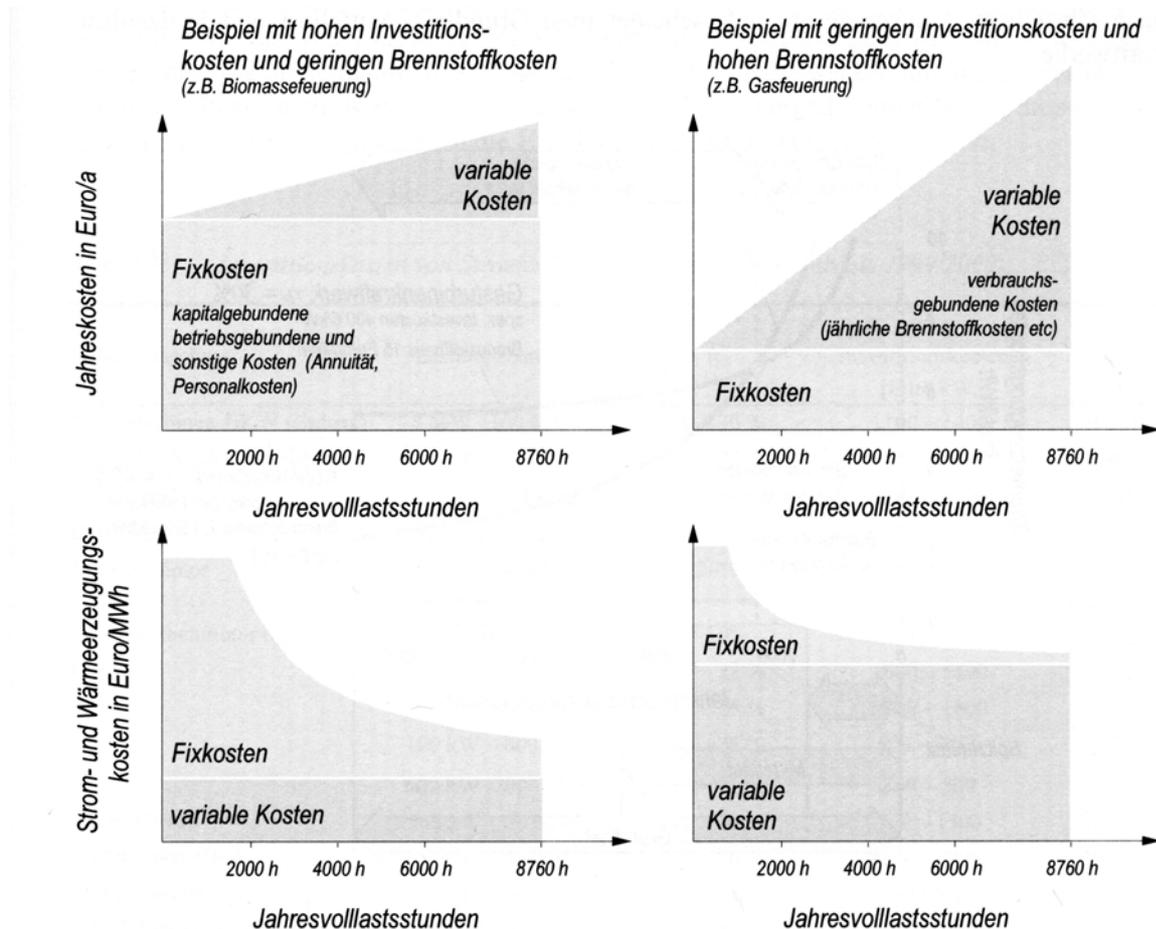


Abbildung 45: Einfluss der Anlagenauslastung auf die Jahreskosten und die spez. Strom- und Wärmegestehungskosten; Quelle: J. Karl, Dezentrale Energiesysteme, Oldenbourg, München, 2004

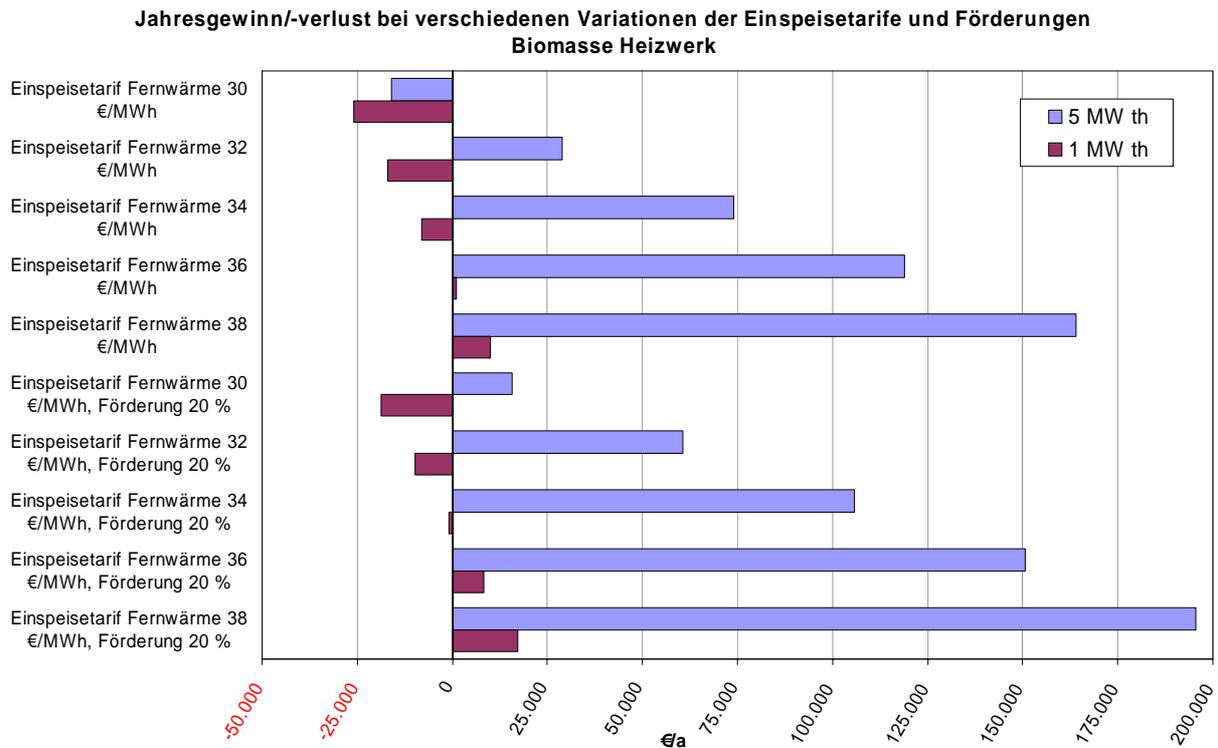
5.1.4 Einspeisevergütungen

Das Ökostromgesetz 2002 hat einen starken Investitionsschub von über 100 Mio. € in Richtung Biomasse-KWK ausgelöst. Durch die hohen Einspeisevergütungen auf der Stromseite einerseits und die geringe Ertragsmöglichkeit auf der Wärmeseite (Einspeisevergütung 1–2 Cent/kWh) andererseits werden die Kraftwerke stromgeführt betrieben. Dies hat jedoch den Effekt, dass überschüssige Wärme – insbesondere in den Sommermonaten – abgekühlt werden muss. Es ist somit ein gewisses Ungleichgewicht zwischen Strom- und Wärmenutzung aus erneuerbaren Energieträgern entstanden. Die folgende Darstellung soll ein Ansatzpunkt für eine Einspeisevergütung bei der aus Biomasse erzeugten Wärme sein, um dieses Ungleichgewicht zu mildern. Möglich wäre z.B. eine gleichmäßigere Verteilung der Einspeisetarife zwischen Strom und Wärme (Reduzierung der Stromeinspeisetarife, zusätzliche Förderung der Einspeisung von „Biowärme“).

5.1.4.1 Biomasse befeuerte Heizwerke

Aus der Sensitivitätsanalyse geht klar hervor, dass bei Heizwerken die Wirtschaftlichkeit neben der Förderung sehr stark vom Einspeisetarif in das Fernwärmenetz abhängt. In dem Beispiel, das für die Sensitivitätsanalyse gewählt wurde, wird ein Heizwerk mit einer Leistung von 1 MW ab einem Einspeisetarif von 36 €/ MWh bzw. bei einer Förderung von 20 % ab ca. 35 €/ MWh wirtschaftlich (siehe Grafik unten). Eine zusätzliche Einspeisevergütung von 1 Cent/kWh würde also eine 20 %ige Investitionsförderung ersetzen.

Betrachtet man ein Heizwerk mit einer höheren Leistung, z.B. mit 5 MW Leistung, so sieht man, dass ab einem Einspeisetarif von etwa 32 €/MWh und bei einer Förderung von 20 % ab 30 €/MWh die Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann.

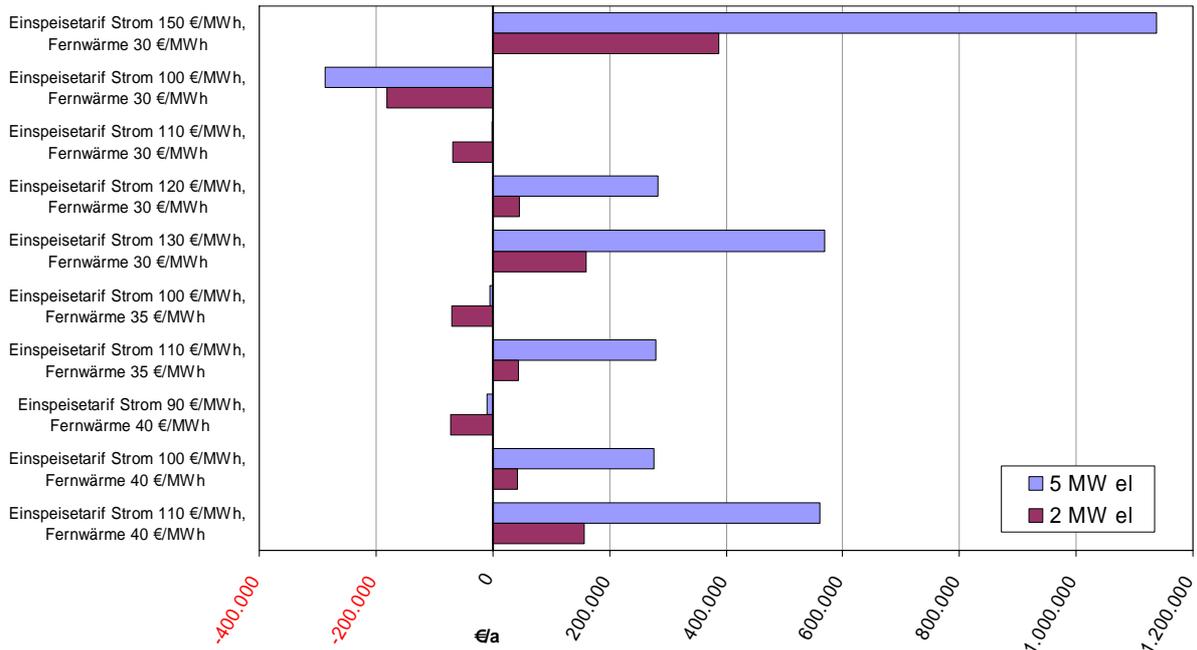


5.1.4.2 Biomassebefeuerte KWK

Bei KWK-Anlagen ist die Wirtschaftlichkeit neben der Anlagenauslastung vor allem vom Einspeisetarif für Strom abhängig. Wie sich bei der Sensitivitätsanalyse gezeigt hat, ist eine KWK, die mit Biomasse betrieben wird, mit den auf dem Markt gültigen Einspeisetarifen für Strom nicht wirtschaftlich. Durch den hohen Einspeisetarif nach dem Ökostromgesetz (z.B. 150 €/MWh bei Anlagen mit 2 bis 5 MW) lassen sich auch kleinere Biomasse-KWK wirtschaftlich betreiben.

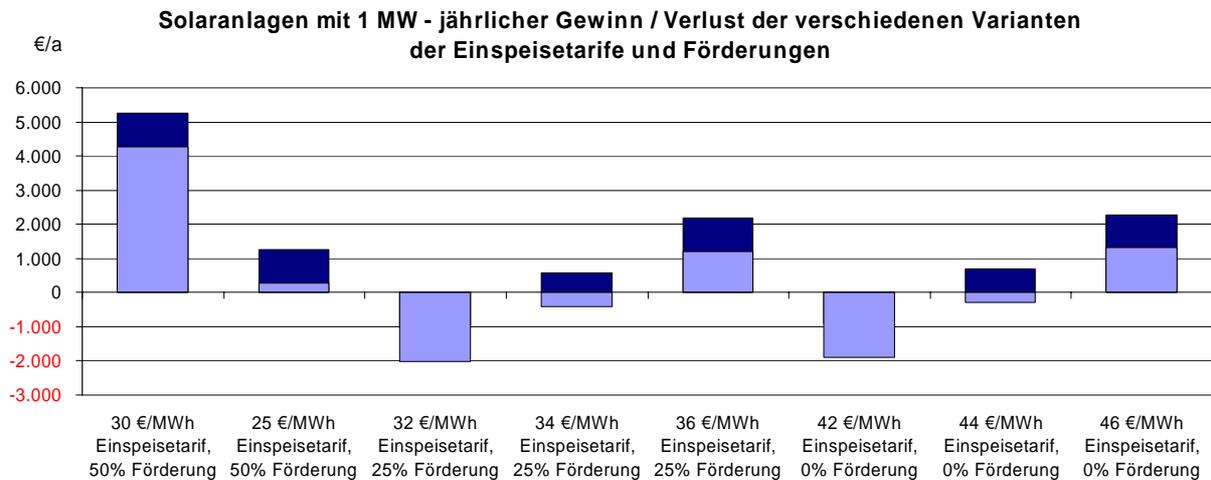
Aus der unten dargestellten Grafik wird ersichtlich, dass Biomasse-KWK unter den gewählten Rahmenbedingungen ab einem Wärmeeinspeisetarif von 30 €/MWh und einem Einspeisetarif für Strom von ca. 120 €/MWh bei Anlagen von 2 bzw. 5 MW_{el} Leistung wirtschaftlich sind. Ist ein Wärmeeinspeisetarif von 35 €/MWh erzielbar, sinkt der notwendige Stromeinspeisetarif auf 110 €/MWh bzw. bei 40 €/MWh Wärmeeinspeisetarif liegt der für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige Stromeinspeisetarif bei etwa 100 €/MWh.

Jahresgewinn/-verlust bei verschiedenen Variationen der Einspeisetarife und Förderungen
Biomasse KWK mit Dampfturbine



5.1.4.3 Solaranlagen

In der Sensitivitätsanalyse wird ersichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen stark von der Förderung und vom Einspeisetarif abhängt. Wenn der Einspeisetarif bei einer Solaranlage (unter den gewählten Rahmenbedingungen) mit 1 MW Leistung über 44 €/MWh liegt, ist keine Investitionsförderung für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig (siehe Grafik unten). Bei einer Investitionsförderung von 25 % ist ein wirtschaftlicher Betrieb ab einem Einspeisetarif von 34 €/MWh möglich. Bei einer 50 %igen Förderung ist dafür ein Tarif von mindestens 25 €/MWh notwendig. Ein garantierter Einspeisetarif für die Wärme aus Solaranlagen von über 44 Cent/kWh könnte also eine direkte Investitionsförderung ersetzen.



5.2 Netzplanung und Versorgungssicherheit

5.2.1 Auswirkung auf die Versorgungssicherheit

Durch die Einbindung von mit unterschiedlichen Energieträgern betriebenen Kraftwerken in Fernwärmenetze kann langfristig die Versorgungssicherheit gesteigert werden. Grund hierfür ist unter anderem der „Mix“ aus unterschiedlichen Energiequellen und -trägern für die Bereitstellung von Wärme in Fernwärmenetzen – die mit erneuerbaren Energieträgern betriebenen Anlagen verringern die Abhängigkeit von den Brennstoffpreisen fossiler Energieträger.

Werden nun erneuerbare Energiequellen in Fernwärmenetze eingebunden, so wird die Abhängigkeit von importierten Energieträgern (Öl, Gas, usw.) reduziert. Weiters wird das Risiko, verursacht durch Lieferengpässe und stark schwankende (und stetig steigende) Energiepreise, reduziert. Es dürften auch die Wertschöpfung in der Region und die dadurch geschaffenen neuen Arbeitsplätze bei dieser Betrachtung nicht außer Acht gelassen werden.

Bei der Einbindung von KWKs wird neben den zuvor beschriebenen Vorteilen auch die Versorgungssicherheit der Stromversorgung erhöht, bzw. kann der Anteil des vor allem im Winter importierten Atomstroms aus den Nachbarländern reduziert werden.

5.2.2 Auswirkung auf die Netz- bzw. auf die Kapazitätsplanung im Hinblick auf den Energieerzeuger

Durch eine dezentrale Einbindung von neuen Wärmeerzeugern wird bei größtenteils ausgeschöpfter Netzkapazität (niedrige Druckverhältnisse im Fernwärmenetz) diese erhöht bzw. ein weiterer Ausbau des Fernwärmenetzes ermöglicht.

Bei vorhandener Überkapazität (bereits vorhandener Kessel, Reserven von industrieller Abwärme, etc.) ist seitens der Energieversorgung kein kurzfristiger Bedarf an zusätzlicher Wärmegenerierung vorhanden.

Werden nun Erneuerbare Energiequellen in das Fernwärmenetz eingebunden, sollten diese aufgrund höherer Investitionskosten auf eine maximale Kesselaufzeit (Sommerlast) ausgelegt werden (siehe Kapitel 6). Diese Kessel sollten zumindest auch im Sommer kontinuierlich betrieben werden.

5.2.3 Auswirkung auf die Netz- bzw. auf die Kapazitätsplanung im Hinblick auf den Wärmeabnehmer

Es gab bereits in einigen österreichischen Städten Bestrebungen, Zwangsmaßnahmen in Form von Abnahmeverpflichtungen einzuführen, diese sind aber nur schwer umsetzbar (aus juristischen Gründen).

Im Gegensatz zu dem zuvor beschriebenen Punkt kann durch eine entsprechend sozial gestaffelte Förderung (z.B.: im Grazer Fernwärmenetz bis zu 75 % der Gesamtinvestitionskosten der Hausinstallationen) und politischer Unterstützung der Anreiz für den Anschluss an die Fernwärme erhöht werden.

Bei industriellen bzw. gewerblichen Abnehmern ist vorwiegend der wirtschaftliche Aspekt bei der Entscheidung der Wärmeversorgung ausschlaggebend.

5.3 Umsetzungsmodelle

5.3.1 Wärmeeinspeisung in bestehende Fernwärmenetze mit Contracting

Wärmeeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern mit Contracting bedeutet sichere, günstige und umweltfreundliche Wärme mit Dienstleistung und Service fast ohne Risiko für den Fernwärmenetzbetreiber.

Energieliefer-Contracting ist eine umfassende Dienstleistung, deren zentrales Element darin besteht, alle oder einen Teil der zur Sicherstellung der Wärmeversorgung notwendigen Leistungen aus dem Aufgabenbereich des Fernwärme-Netzbetreibers auf einen externen Wärmelieferanten zu übertragen. Der Wärmelieferant (Contractor) plant, entwickelt, baut, finanziert und betreibt die Anlagen in eigener unternehmerischer Verantwortung und verkauft das von ihm erstellte Produkt (Wärme, bei KWK auch Strom) an den Netzbetreiber.

Die Energiedienstleistung Contracting zeichnet sich durch folgende Vorteile gegenüber einer Eigenrealisierung aus:

- ✓ Garantiertes Ergebnis (z.B. Preis/MWh)
- ✓ Auslagerung von Risiken (Betrieb, Investition, Performance...)
- ✓ Kreativität gefragt: Der Anbieter schlägt den idealen Lösungsweg vor
- ✓ „One face to the customer“ – nur ein Ansprechpartner
- ✓ Leistungsumfang auf die Bedürfnisse (Kunde) zugeschnitten
- ✓ Aus Anbietersicht: Verlängerung der Wertschöpfungskette
- ✓ Erfordert „Das Denken der Anbieter mit dem Kopf des Kunden“

Contracting bietet also einen entscheidenden Mehrwert gegenüber Eigenregie.

Energie sparende und die Umwelt schonende Formen der Wärmeerzeugung, wie Blockheizkraftwerke oder Solaranlagen in Verbindung mit computergestützten Steuerungssystemen, erfordern ausgeklügelte Installationen von perfekt aufeinander abgestimmten und technologisch ausgereiften Einzelkomponenten. Der Netzbetreiber kann sich mit Contracting auf seine Kernaufgaben Wärmeverkauf und Netzbetrieb konzentrieren und sich beim Anlagenbetrieb auf das Know-how der Contracting-Anbieter verlassen.

Kennzeichen des Modells

Es entsteht ein Anreizmodell für einen effizienten Anlagenbetrieb, indem kein fixer Grundpreis, sondern nur eine variable Komponente (Vergütung pro eingespeister kWh) mit dem Contractor vereinbart wird. Der Contractor optimiert laufend aus Eigeninteresse an der Energie- und Kosteneffizienz seiner Anlagen die Betriebsführung. Die Verträge werden – insbesondere bei Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen – wegen der hohen Anfangsinvestitionen langfristig abgeschlossen.

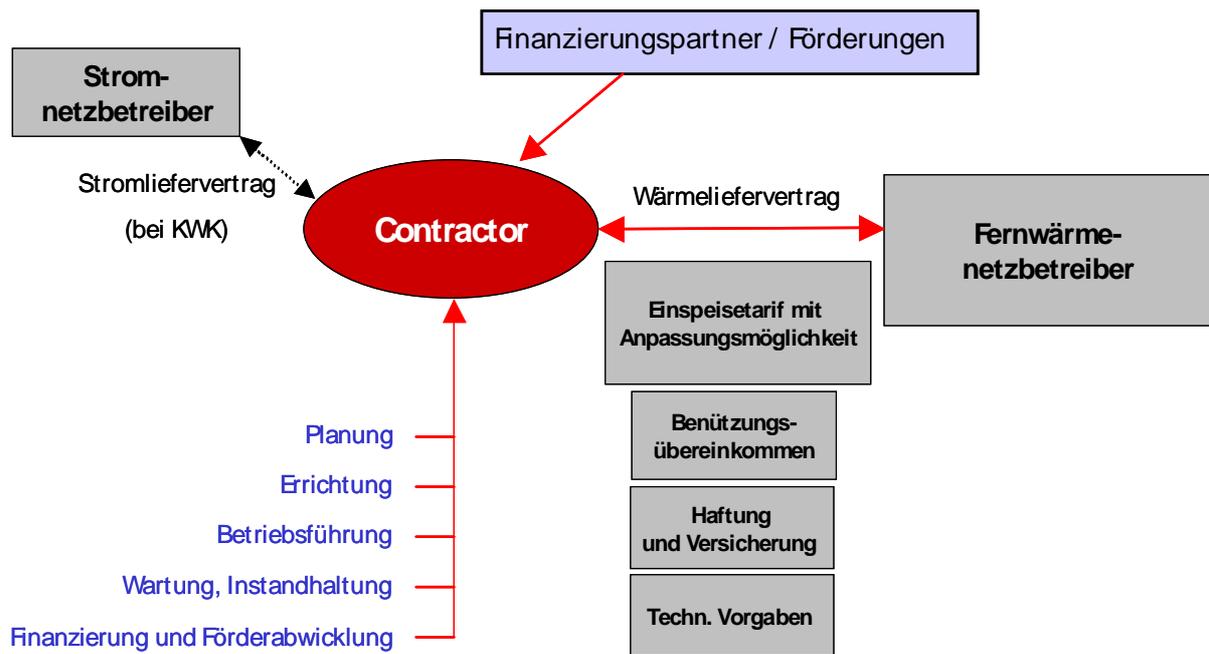


Abbildung 46: Businessmodell Wärmeliefer-Contracting

5.3.1.1 Wärmeliefer-Contracting – Vertragsinhalte

Der Contracting-Vertrag ist der Kern der gesamten Contracting-Abwicklung und wird langfristig abgeschlossen (mindestens 10 Jahre). Es ist daher großes Augenmerk auf die Vertragsinhalte zu legen. Als Mindestinhalte gelten daher die folgenden Punkte:

- Vertragsbeteiligte
- Technische Eckdaten der Einspeiseanlage und Vorgaben seitens des Netzbetreibers
- Qualität der eingebauten Materialien
- Leistungs- und Eigentumsgrenzen (Übergabepunkt), Schnittstellen, Zutrittsrechte
- Vertragsdauer (in der Regel mindestens 15 Jahre und mehr) mit Verlängerungsoption
- Preise und Abrechnungsmodalitäten, Preisgleitklausel
- Regelungen bei Vertragsstörungen, Haftung und Versicherungspflicht (Betriebs- und Umwelthaftungspflicht, Personen- und Sachschäden in ausreichender Höhe)
- Pflichten des Netzbetreibers (z.B. Abnahmeverpflichtung der Wärme, Temperatur und Druckverhältnisse)

Es wurden in den letzten Jahren Standardverträge entwickelt, die Sicherheit bei der Abwicklung von Contractingprojekten geben. Ein Qualitätsstandard sind z.B. die Thermoprofit®-Verträge der Grazer Energieagentur, ausgezeichnet mit dem Contracting-Preis „Energieprofi“ und dem Umweltzeichen. Auch der Verband für Wärmelieferung hat entsprechende Musterverträge anzubieten.

5.3.1.2 Wann ist dieses Modell sinnvoll?

Das Modell ist sinnvoll, wenn der Netzbetreiber sich auf Kernaufgaben wie Wärmeverkauf und Netzbetrieb konzentrieren und die Wärmeerzeugung auslagern will. Die Untergrenze für Contractingprojekte liegt auf Grund der spezifischen Investitions-, Instandhaltungs- und Projektentwicklungskosten selbst für kleine Wärmelieferunternehmen bei rund 150 kW Wärmeleistung. Vorstellbar ist jedoch eine Konstellation mit einem Pool vieler kleinerer gleichartiger Anlagen auf engem Raum (z.B. Einspeisung mit mehreren Stirling-KWK Modulen). Die Versorgungssicherheit steigt durch mehrere Wärmelieferanten – eine entsprechend abgestimmte Regelung der Anlagen vorausgesetzt.

5.3.1.3 Vorteile des Modells gegenüber Eigenrealisierung

Zusammenfassend seien hier noch einmal die Vorteile eines Contractingmodells gegenüber einer Eigenrealisierung des Netzbetreibers angeführt:

- Komplettlösung – alles aus einer Hand (Planung, Realisierung, Betrieb, Finanzierung und Förderabwicklung)
- Nutzung von Spezial Know-how des Contractors (z.B. im Bereich Solaranlagen, Biomasse)
- Geringe Schnittstellenproblematik und Koordinierungsaufwand, da nur ein Ansprechpartner
- Energieeffizienzsteigerung aus Eigeninteresse des Contractors
- Der Netzbetreiber muss nicht das technische und wirtschaftliche Risiko tragen
- Stärkung der Versorgungssicherheit
- Mehrkosten, die sich möglicherweise während der Planungs- und Bauphase ergeben, trägt der Contractor
- Der Contractor übernimmt alle Instandhaltungskosten bei den Wärmeerzeugungsanlagen
- Keine eigenen Investitionsaufwendungen

5.4 Förderungen

Da die Förderungsbedingungen sich laufend verändern, wurde hier auf eine detaillierte Aufstellung verzichtet. Im Anhang befindet sich eine Liste mit den Kontaktadressen der verschiedenen Förderstellen in den einzelnen Bundesländern sowie die für gesamt Österreich zuständigen Förderstellen. In dieser Aufstellung wird der jeweilige Fördergegenstand ebenfalls kurz beschrieben.

6 Erfahrungen aus realisierten Projekten

Im folgenden Abschnitt wird ein Überblick über Projekte, in denen zum einen geothermale Ressourcen zur Gewinnung von Wärme genutzt werden und in bestehende Wärmeversorgungssysteme eingespeist werden, gegeben. Zum anderen wird ein Überblick über bereits bestehende und in Ausführung bzw. Realisierung befindlichen KWK-Anlagen und Heizwerke (HW) auf Basis von Biomasse gegeben. Am Ende des Abschnittes sind einige bereits genannte Projektbeispiele in tabellarischer Form zusammengefasst und dargestellt. Die Tabellen ermöglichen das Auffinden von wesentlichen Parametern und leisten so eine Hilfestellung zur Ableitung technischer Rahmenbedingungen bei der Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energieträgern in bestehende Wärmeversorgungsstrukturen. Solarthermische Anlagen werden anhand der detaillierten Ausführungen über die Solaranlage „Arnold Schwarzenegger Stadion“ unter Punkt 7 behandelt.

6.1 Projektbeispiele Geothermie

6.1.1 Haag am Hausruck

In Haag am Hausruck, Oberösterreich, errichtete die "Fernwärme Haag" eine Ortswärmeversorgung, die mit geothermischer Wärme betrieben wird. 1996 ging die erste Ausbaustufe mit 1500 kW Anschlussleistung in Betrieb. Innerhalb der ersten 4 Betriebsjahre wurde eine gesamte Anschlussleistung von ca. 8000 kW angestrebt. Die Anlage wurde so konzipiert, dass zum späteren Zeitpunkt auch die benachbarten Orte mit Wärme versorgt werden können.

Als Quelle dient eine rund 205m tiefe Bohrung. Die Mündung liegt niveaugleich mit dem Fußboden der Heizzentrale auf 556 m Seehöhe. Die Quelltemperatur beträgt 90°C. Da das Wasser nicht unter ausreichend großem Druck steht, muss es mittels Pumpe an die Oberfläche gefördert werden. Mit der heutigen Pumpentechnik kann die Schüttung der Quelle bis zu maximal 38 l/s gesteigert werden. Bei einer Nutzung bis auf 40°C herab ergibt dies eine thermische Leistung von 8000 kW.

An der Quelle wurde ein 900 m³-Heißwasserspeicher errichtet, um durch die Verlagerung von Quellwasser vom Nachttief in die Tagesspitzen die begrenzte Quellschüttung besser auszunutzen. Der Tagesspeicher ist ein abgedeckter Folienteichspeicher (schwimmende Deckfolie) mit 22 m Durchmesser und 4,57 m Tiefe.

Durch mehrere innovative technische Maßnahmen konnte der Pumpen-Strombedarf je kWh Nutzwärme von herkömmlich 0,079 kWh auf 0,043 kWh vermindert werden. Das abgekühlte Thermalwasser wird in einer zweiten Bohrung rückgespeist und somit dem Grundwasser zur Gänze wieder zugeführt.

Das Fernwärmenetz hat eine Ausdehnung von 12 km (8 km Haupttrassenlänge und 4 km Hausanschlüsse). Durch die direkte Verwendung von Quellwasser, ohne Wärmetauscher zwischen Quelle und Netz, entstanden höhere Investitionskosten, da ein korrosionsresistentes Rohr aus glasfaserverstärktem Epoxydharz eingesetzt werden muss. Dieses Konzept bietet jedoch den Vorteil, dass die Spreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur durch den Entfall des quellseitigen Wärmetauschers um ca. 15 % verbessert wird. Durch den direkten Durchfluss des Thermalwassers durch das Netz werden 1,1 km Transportleitungen zwischen Quelle und Reinjektion eingespart.

6.1.2 Oradea in Rumänien

Die Stadt Oradea im Nord-Westen Rumäniens, nahe der Grenze zu Ungarn, hat rund 230.000 Einwohner. 70 % des Bedarfs an Wärme werden über ein Fernwärmenetz gedeckt. Geothermie deckt gegenwärtig rund 2,2 % des gesamten Bedarfs, diese Menge könnte jedoch auf 8 % gesteigert werden.

Der jährliche Wärmebedarf betrug im Jahr 1998 3000 GWh, von denen 65 GWh durch Geothermie gedeckt wurden.

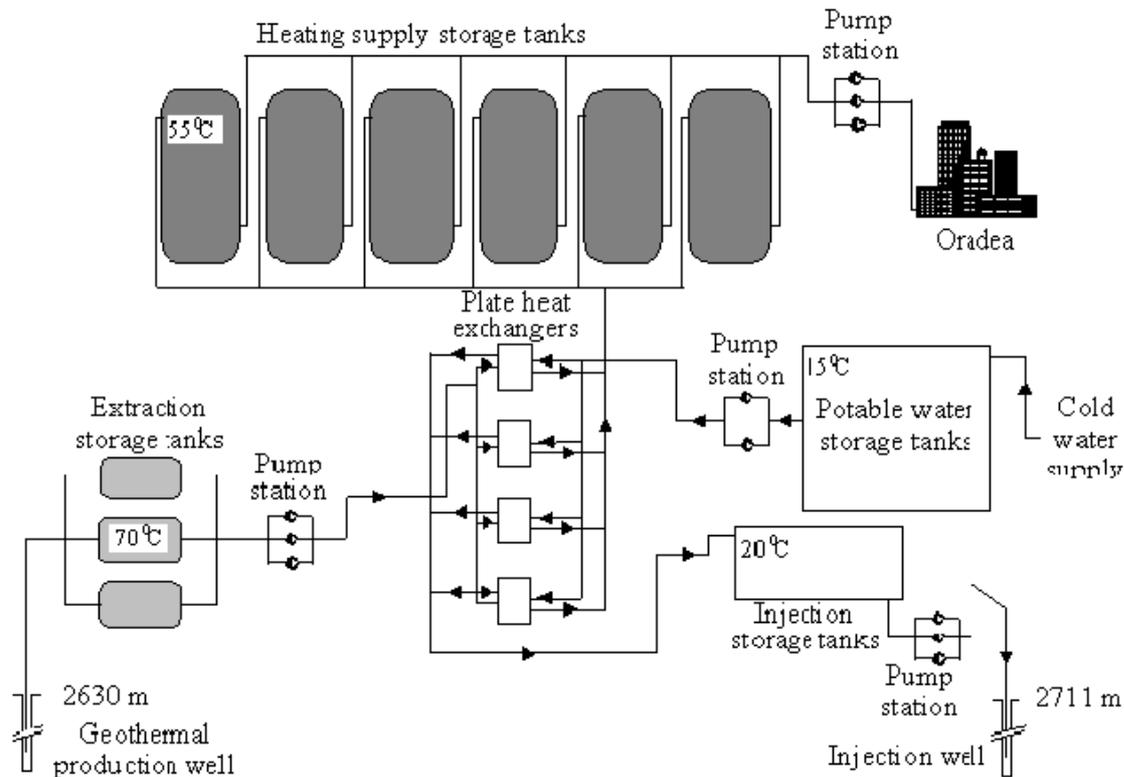


Abbildung 47: Anlagenschaltbild und Einspeisung ins Fernwärmenetz⁸

Das Wärmeträgermedium wird, wie in der obigen Abbildung dargestellt, von der Förderbohrung in drei Speicher gepumpt und durchfließt danach vier Plattenwärmetauscher. Das durch die Wärmeabgabe erkaltete Medium wird in einem Tank bei einer Temperatur von 20°C gespeichert und dann ins Erdreich rückgeführt.

Das aufgeheizte Wasser wird mit einer Temperatur von 55°C in Warmwassertanks gespeichert, bevor es anschließend zu den Wohnungen geleitet wird.

6.1.3 Neustadt-Glewe

Seit 7 Jahren werden ca. 90 % der Wärmeversorgung der Stadt Neustadt-Glewe im Norden Deutschlands, im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern, mit Geothermie realisiert. Zurzeit werden im Sommer ca. 40 m³/h und im Winter 100 bis 110 m³/h Thermalwasser bei einer

⁸ District Heating Systems in Oradea, Romania – Geo-Heat Bulletin Vol. 18 No. 3

Temperatur von 97°C gefördert. Die Tiefe der Bohrungen liegt bei ca. 2200 m. Das Thermalwasser hat einen relativ hohen Gehalt an Inhaltsstoffen (220 g/l).

Für diese Anlage ist ein Ausbau der Wärmeversorgung zur Stromerzeugung mit einer ORC-Anlage (135 kW) mit ca. 6 % Wirkungsgrad geplant. Durch die zusätzliche Stromerzeugung in Neustadt-Glewe soll die vollständige Verwertung der nutzbaren geothermischen Energie ermöglicht werden. Eine Steigerung der Effizienz der Erdwärmenutzung in den Sommermonaten und in der Übergangszeit wird durch diese Realisierung einer KWK bei der Nutzung von geothermischer Energie erreicht. Eine Einschränkung des Anlagenbetriebs der Wärmeversorgung wird dabei vermieden (wärmegeführter Betrieb).

Durch die Erhöhung des Mengenstromes über das ganze Jahr erhofft man sich außerdem die Umgehung einiger negativer Auswirkungen, die bisher aufgetreten sind (Schwingungen des Sondenkopfes, Entgasung, Ablagerungen und Ausfällungen).

Neustadt-Glewe soll ein Beispiel für eine erfolgreiche Realisierung der Kraft-Wärme-Kopplung aus geothermaler Energie werden. Die Einbindung der ORC-Anlage in die vorhandene Gesamtanlage wird dabei als unproblematisch angesehen. Außerdem ist eine Optimierung von Strom- und Wärmeerzeugung unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten, sowie das Sammeln von Erfahrungen bei Planung, Bau und Betrieb derartiger Anlagen und die Demonstration der Machbarkeit einer Stromerzeugung unter Nutzung von Thermalwässern im Norddeutschen Becken im praktischen Betrieb geplant.

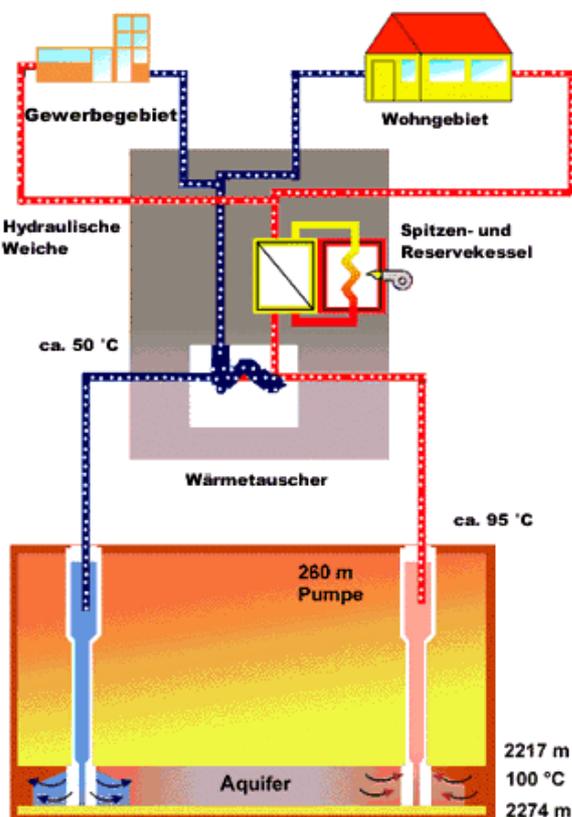


Abbildung 48 Prinzipskizze Neustadt-Glewe⁹

⁹ <http://www.gtn-online.de/htmd/neustadt.htm>

Die Anlage hat eine installierte Leistung von 10,7 MW. Die geothermische Wärmelieferung beträgt 22.200 MWh/a.

6.1.4 Riehen, Schweiz

Im Nordosten von Basel, an der Grenze zu Deutschland liegt Riehen. Die Anlage in Riehen versorgt nicht nur Riehen mit Wärme, sondern auch einen Teil der Stadt Lörrach in Deutschland.

Aus 1600 m Tiefe wird heißes Wasser mit einer Temperatur von 64°C gefördert und anschließend über Wärmetauscher von Wärmepumpen auf 25°C abgekühlt. Die Schüttung beträgt 20 l/s. Das erkaltete Wasser wird über die zweite Bohrung wieder in den Untergrund zurückgepumpt. Die über den Wärmetauscher gewonnene Wärmeenergie wird an einen 2. Kreislauf weitergegeben, der das Wärmetransportmedium in eine Heizzentrale führt. Hier wird die Wärmeenergie wiederum mittels Wärmetauscher an einen 3. Kreislauf abgegeben, der das Temperaturniveau mittels einer Erdgasbefeuerung auf 70°C aufheizt. Anschließend wird die Wärme an das Wärmenetz abgegeben.

Die wichtigsten Daten dieser Anlage sind in der untenstehenden Tabelle zusammengefasst.

Wärmeerzeugung	Grundlast(5,25 MW) Nutzung der Geothermie über 2 Direktwärmetauscher (je 150- 750 kW) und 2 Elektrowärmepumpen (je 1410 kW) 2 Blockheizkraftwerke (je 834 kWth resp. 454 kWel) für die Erzeugung des Strombedarfs der Elektrowärmepumpen und der Hilfsbetriebe Spitzenlast (8,7 MW) 3 ölbefeuerte Kesselanlagen (je 2900 kW)
Baukosten	Wärmeverteilnetz € 11,6 Mio. Zentrale € 9,5 Mio. Geothermie Bohrung und Leitung € 7,7 Mio. Summe der Baukosten € 28,8 Mio.

Tabelle 4: Überblick über die wichtigsten Daten der Fernwärmeversorgung in Riehen¹⁰

¹⁰ Aus <http://www.riehen.ch/Verwaltung/tiefbau/wvr.cfm#Daten>

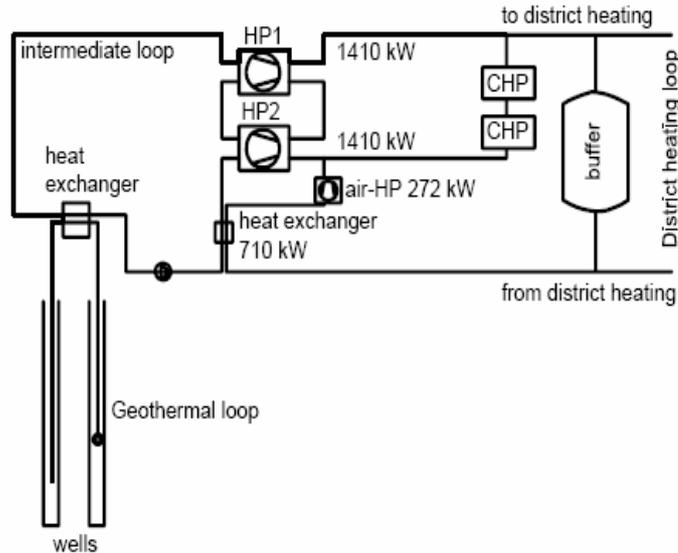


Figure 2: Schematic of Riehen geothermal district heating, Switzerland.

Abbildung 49 Schema Riehen¹¹

6.1.5 Projekt Braunau – Simbach ¹²

Die grenzüberschreitende Fernwärmanlage Braunau–Simbach ist das mit Abstand größte Geothermieprojekt Europas. Mit dieser Anlage sollen nach dem Hauptausbau 2004 und 2005 Haushalte, Betriebe, öffentliche Gebäude mit einem Anschlusswert von ca. 40 MW und über eine Trassenlänge von rund 35 km versorgt werden. 50 % dieser Leistung werden in Braunau konsumiert, und 50 % in Simbach.

Zur Versorgung dieser beiden Städte mit Erdwärme waren zwei Bohrungen nötig; eine Förder- und eine Verpressbohrung.

Das Thermalwasser wird mittels Pumpe aus der Förderbohrung gewonnen und die gespeicherte Energie wird mittels Wärmetauscher an das Fernwärmenetz abgegeben. Durch die an der Oberfläche nur 15 m versetzte Verpressbohrung wird das Wasser wieder in den Untergrund zurückgepumpt. Durch diese Vorgangsweise wird der Kreislauf geschlossen und dem Untergrund kein Wasser entzogen.

Die untenstehende Darstellung veranschaulicht den Verlauf der Bohrungen.

¹¹ IGC2003 – Short Course September 2003, Integrated use of geothermal and other RES – heat pumps, solar thermal, combined heat and power, Seite 80

¹² Daten, Tabelle 3 und Abbildung 8 aus: <http://www.simbach.de/geothermie/geothermie.pdf>

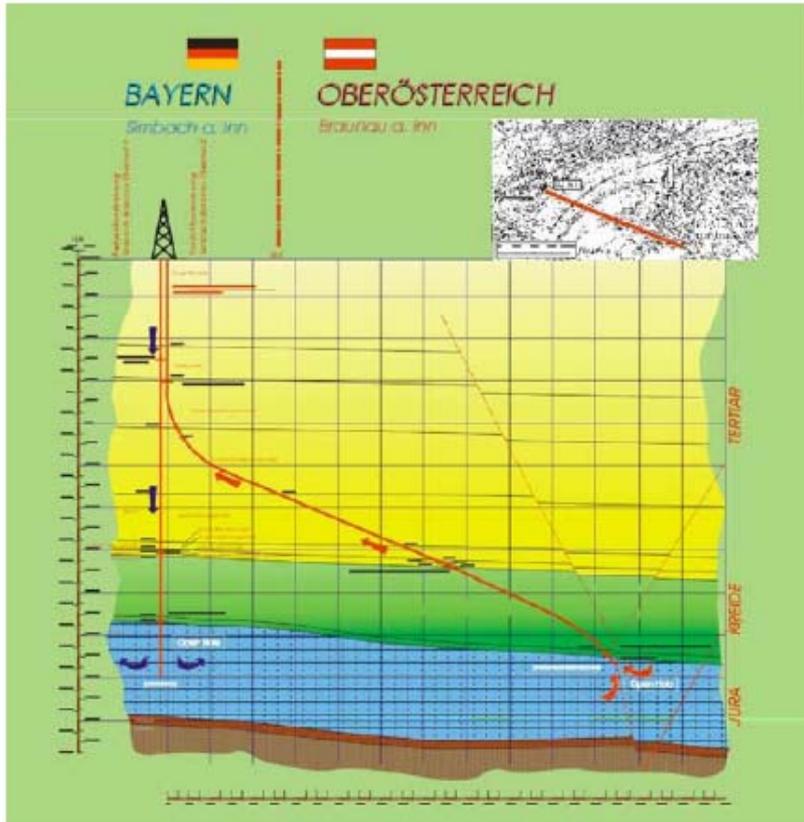


Abbildung 50: Verlauf der zwei Bohrungen in Braunau–Simbach

Rund zwei Drittel der verkauften Wärme wird durch Geothermie bereitgestellt. Der Rest wird mit Hilfe eines Gaskessels der Heizzentrale Simbach aufgebracht. Der Gaskessel erfüllt auch den Zweck, die gespeicherte Wärme von ca. 80°C in kälteren Perioden auf die erforderliche Betriebstemperatur von 110°C zu bringen.

Durch das Heranziehen von Erdwärme zur Wärmegewinnung in Braunau können jährlich ca. 16.300 t CO₂ eingespart werden.

Im Endausbau werden 266 m³/h Heißwasser durch die Förderbohrung gefördert. Für die Verpressbohrung beträgt dieser Wert 108 m³/h. Beide Bohrungen weisen artesische Überläufe auf, d.h. das Wasser steht unter großem Druck, der es an die Oberfläche fördert.

Gesamtinvestitionsvolumen	21,0 Mio. €
Fernwärme- Netzlänge	35 Km
Kundenanschlüsse	750
Anschlusswert	40 MW
Geplanter Wärmeverkauf	67.000 MWh
Leistungen:	
Geothermie	7,1 MW
Reserve- und Spitzenkessel	Zentral: 21 MW (Dezentral: 17 MW)
Geothermieanteil	64 %

Spitzenanteil	36 %
Fernwärmetemperatur:	
Vorlauf	105°C bis 70°C bei -20°C und +20°C
Rücklauf	kleiner 55°C
Nenndruck Fernwärmenetz	16 bar
Schüttung Geothermie	266m ³ /h (74 l/s)
Geothermietemperaturen:	
Fördertemperatur	80°C
Verpresstemperatur	keiner 57°C

6.1.6 Erding

In Erding wird Thermalwasser mit einer Temperatur von 65°C gefördert. Diese Temperatur ist zur weiteren direkten Nutzung für Heizzwecke zu gering. Aus diesem Grund wird die Temperatur mittels einer Absorptionswärmepumpe angehoben.

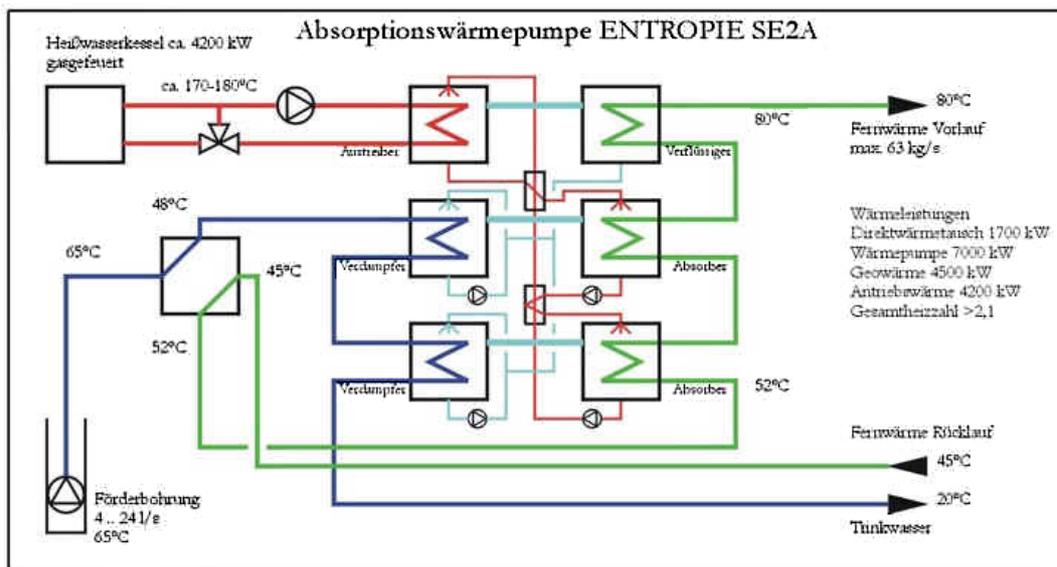


Abbildung 51: Anlagenschema in Erding¹³

¹³ : http://www.geothermie.de/gte/gte30-31/absorptionswaermepumpe_fuer_das_ge.htm

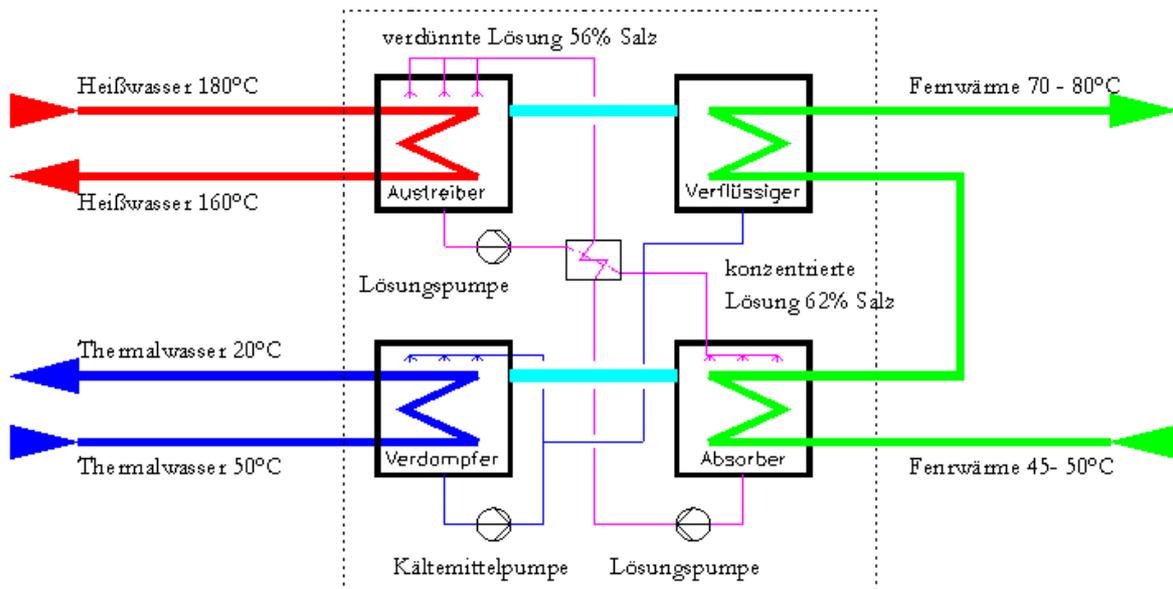


Abbildung 52: Prinzipschaltbild der Absorptionswärmepumpe Erding

Die Erdinger Fernwärmanlage versorgt alle Verbraucher sowohl mit Wärme zu Heizzwecken als auch zur Brauchwarmwassererwärmung. Die Temperatur im Vorlauf beträgt ca. 75°C und 45–50°C im Rücklauf.

Ohne die Nutzung der Wärmepumpe könnte nur eine Abkühlung des Wassers von 65°C auf 50°C erreicht werden, was einer max. Wärmeleistung von 1700 kW entsprechen würde. Mit anderen Worten: Die Temperaturspreizung, die ein wesentlicher Parameter zur Beschreibung der möglichen Wärmeauskopplung ist, wäre ohne die Temperaturerhöhung durch die Wärmepumpe zu gering. Dies würde sich verringern auf die Entnahmeleistung auswirken.

Die Attraktivität dieses Projekts wird durch die Doppelnutzung des Thermalwassers als Wärme- und Trinkwasserquelle erheblich gesteigert.

Die untenstehende Tabelle zeigt eine Aufstellung der relevanten Daten und die wichtigsten Daten der Wärmepumpe.

Thermalwasserförder- ung	aus Tiefbohrung (2300 m tief) Temperatur am Brunnenkopf nach Direktwärmetauscher nach Abkühlung in Wärmepumpe Wärmegegewinn durch Wärmepumpe	86,4 m³/h max. 65°C 48 bis 57 °C 17–20°C 2800 kW
Wärmeabgabe	an das Fernwärmenetz Rücklauf-temperatur Vorlauf-temperatur	max. 7000 kW 50–55°C 78 bis über 80°C
Antrieb	Heißwasser	160–180°C
Geowärmegegewinn:	Direktwärmetausch Absorptionswärmepumpe Heizzahl (o. Spitzenkessel)	1700 kW 2800 kW > 2,1

Tabelle 5: Technische Daten der Wärmepumpe in Erding

Das Geheizwerk erzeugt insgesamt eine Wärmeleistung von 18 MW, die sich wie folgt aufteilt:

- Direktwärmetauschanlage mit 2 MW Leistung
- Absorptionswärmepumpe mit ca. 7 MW
- 2 Heißwasserkessel mit je 5 MW

Die Länge des Fernwärmenetzes beträgt 9,8 km.

6.1.7 Fernwärmeversorgung in Stockholm

In Stockholm haben sich 60 % der Einwohner für die Nutzung von Fernwärme entschieden. Die gesamte Menge der verkauften Wärme beträgt 5700 GWh pro Jahr. Mit dieser Wärme werden einerseits 456.000 Einwohner versorgt, andererseits noch 250 GWh an benachbarte Städte verkauft.

Das Fernwärmenetz hat eine Länge von 765 km, es wird in drei Bereiche geteilt:

- Zentrales Netz
- Nord-Westliches Netz
- Südliches Netz

Generell weist das Fernwärmenetz einen hohen Grad an Durchdringung von Erneuerbaren auf. Die Wärmeenergie wird aus folgenden Energieträgern gewonnen:¹⁴

- 35 % aus fossilen Energieträgern (Kohle und Öl)
- 24 % aus Biomasse (fest und flüssig)
- 26 % aus Meerwasser und Abwasser mit Wärmepumpen

Die Gewinnung der Wärme erfolgt in folgenden Anlagen:

Kraftwerk	Netzbereich	Wärmemenge
Värtan	Zentral	2600 GWh
Hässelby	Nord-West	1100 GWh
Hammerby	Süd	800 GWh
Hägdalen	Süd	1200 GWh
	Total	5700 GWh

Tabelle: Wärmeversorgung Stockholm

¹⁴ Aus <http://www.energy.rochester.edu/se/stockholm/heatsupply.htm>

Im Kraftwerk Värtan wurde die weltgrößte Wärmepumpenanlage auf Basis von Meerwasser errichtet.



Abbildung 53: Außenansicht Kraftwerk Värtan

In diesem Kraftwerk befinden sich 4 Wärmepumpen mit einer Leistung von 4 x 25 MW. Die Wärmeenergie, die in diesem Kraftwerk gewonnen wird, wird an das Fernwärmenetz abgegeben.

Die Anlage hat zwei Zuläufe: einen auf Meeressniveau und einen in 20 m Tiefe. Das kalte Meerwasser wird nach dem Einlauf über 6 Plattenwärmetauscher geführt. Zu diesem Zeitpunkt hat das Meerwasser eine Temperatur von 6 °C. Die Kälte wird an das angeschlossene Kältenetz abgegeben. Die Rücklauftemperatur im Kältenetz beträgt 16 °C.

Ausgelegt ist das Kältenetz auf eine Leistung von 60 MW.

6.1.8 Übersicht geothermische Anlagen

Ort	FW Haag	Oradea	Neustadt-Glewe	Riehen	Braunau-Simbach	Erding	Geinberg	Altheim	Obernberg
Kundenanschlüsse	Gebäude des Ortes	3.000 Whg.	n.a.	160 Liegen-schaften	Wärmeleistung geht zu 50% nach Braunau und zu 50% nach Simbach		öff. Geb., Gewerbe, Whg., 80% aller Objekte	650 Haushalte	249 Gebäude
Thermische Leistung	2,5 MW, im Endausbau 25 MW	5 MW	installiert: 10,7 MW 6,5 MW aus Geothermie	5,25 MW	7,1 MW	18 MW durch Geothermizwerk	8 MW, Ausbau auf 25 MW	10 MW	4 MW
Schüttung	bis zu 28 l/s	42 l/s	Winter: 28-30 l/s Sommer: 11 l/s	20 l/s	74 l/s		10 l/s	46 l/s	23 l/s
Temperatur	90°C	70 °C	97°C	64°C	80°C	65°C aus Bohrung WP	101-104 °C	86-104°C	75-85°C
Länge FW- Trasse	12 km davon 4 km sekundär				35 km		5 km, Ausbau auf 6,5 km	14,5 km	6 km
Tiefe Bohrung	2056 m (Förderbohrung)	2630 m Förderbohrung	2200 m	1600 m		2300 m			

Ort	Bad Waltersdorf	Blumau	Fürstenfeld	Bad Radkersburg	St. Martin/Innkreis
Kundenanschlüsse	öff. Gebäude, 5 Hotels	Hotel, öff. Gebäude	ca. 150 Gebäude	Kuranlagen, Hotels im Kurbereich	400 Haushalte, Gewerbe Industrie, öff. Gebäude
Thermische Leistung	3,5 MW	4 MW dz., 20 MW geplant	10 MW	2,8 MW	ca. 12 MW
Schüttung	17l/s	60 l/s	30 l/s	20 l/s	50 l/s
Temperatur	60°C	105 °C	75°C	75°C	95-100°C
Länge FW- Trasse	2,6 km	7 km	104 m	1,3 km	10 km
Tiefe Bohrung					

6.2 Projektbeispiele Biomasse

6.2.1 Fernwärmenetz Lienz

Das Biomasseheizkraftwerk mit integrierter Stromgewinnung ist derzeit noch die größte KWK-Anlage Österreichs auf Basis von Biomasse und Solarenergie¹⁵.

Wesentliche technische Details und ein Gesamtschema des Fernwärmenetzes sind in den folgenden Grafiken dargestellt.

Technische Details¹⁶

Verbaute Fläche	890 m ²
Umbauter Raum	13.700 m ³
Lagerkapazität unter Dach	7000 Srm
Befestigtes Freilager	8000.Srm
Installierte Kesselleistung thermisch	24 MW
Installierte Kesselleistung elektrisch	1 MW
Leistung aus Wärmerückgewinnung	630 m ³
Thermische Solaranlage	280MWh/a
Wärme aus Solaranlage	60 GWh/a

Primärenergie

Rinde, Sägespäne, Sägehackgut	90.000 Srm/a
Bäuerliches Hackgut	10.000 Srm/a

Wärmeverteilung

Hauptnetz	37.500 m
Hauptanschlüsse	900
Einzelkunden	3.500

Ökologie

Eingesparte Energie	15 GWh/a
Substitution von Heizöl und Heizöläquivalent	7800 t/a
CO ₂ -Reduktion	25.000 t/a
Grüner Strom	1 MW
Ascheverwertung im Kompostwerk	

¹⁵ Quelle: <http://www.energytech.at/biomasse/results.html?id=2659&menulevel1=2>

¹⁶ Quelle: <http://www.energytech.at/biomasse/results.html?id=2659&menulevel1=2>

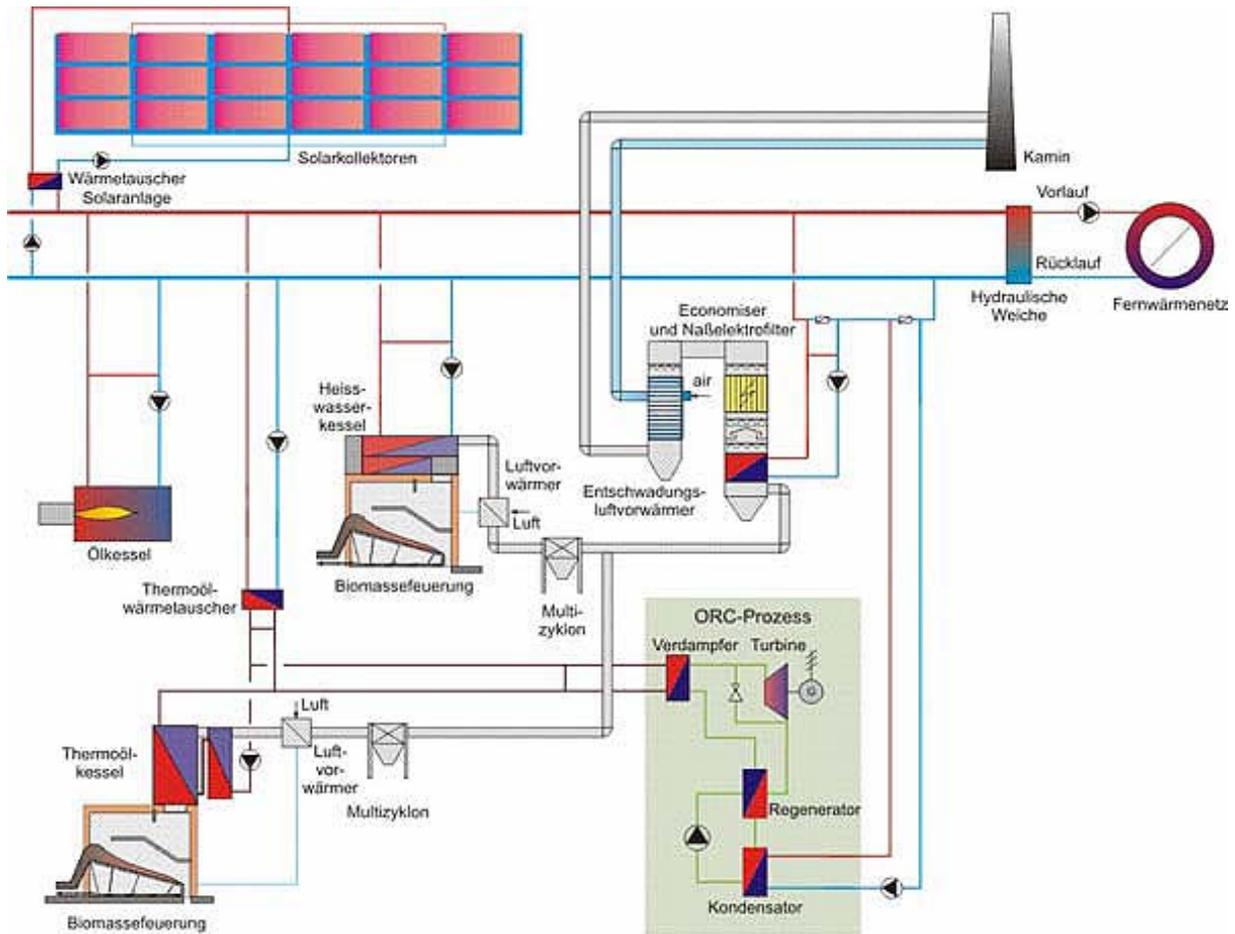


Abbildung 54: Gesamtschema des Fernwärmenetzes Lienz¹⁷

6.2.2 Biomasseheizanlage mit Fernwärmenetz Bruck a.d. Leitha

Aktuell versorgt das Biomasseheizkraftwerk in Bruck/Leith etwa 1/3 aller Haushalte der Stadt.¹⁸

Das Versorgungsgebiet der Fernwärmetrasse ist aus untenstehender Grafik ersichtlich.

¹⁷ Gesamtschema des Fernwärmenetzes Lienz

Quelle: <http://bios-bioenergy.at/bios01/projects/de/lienz.html>

¹⁸ Aus <http://www.energiepark-bruck.at/>

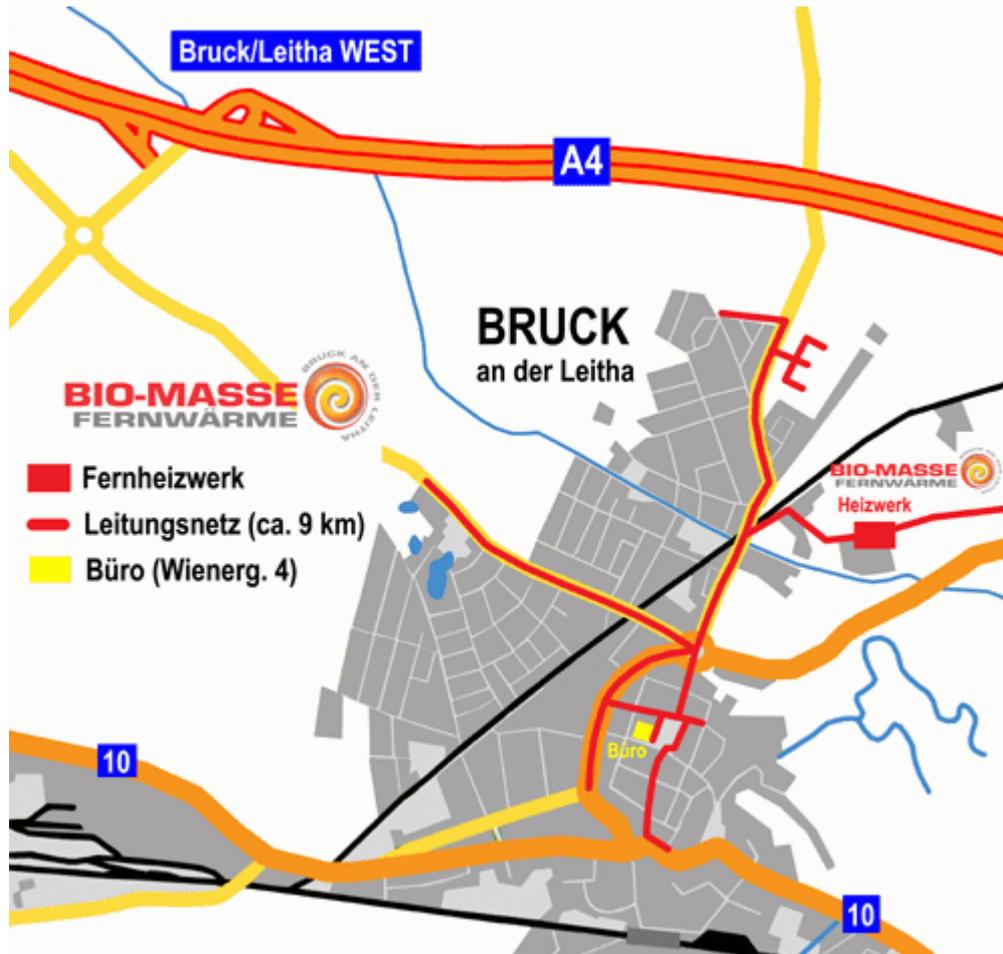


Abbildung 55 Fernwärmenetz von Bruck a.d. Leitha¹⁹.

Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgte im Oktober 1999. Technische und wirtschaftliche Aspekte sind in der folgenden Tabelle kurz zusammengefasst.

Investitionsvolumen	rund 7 Mio. € (inkl. Netzerweiterung)
Heizzentrale	Biomassekessel 1: 4500 kW. Biomassekessel 2: 1500 kW Gaskessel (Ausfallreserve): 4000 kW
Leitungsnetz	Länge im Endausbau: ca. 9 km
Brennstoff	Waldhackgut und Strauchschnitt aus der Region, sowie Rinde und Sägenebenprodukte
Brennstofflager	5000 m ³
Biomasseinsatz Endausbau	ca. 6000 to pro Jahr
Kunden	rd. 800 Haushalte (das entspricht 1/3 des Wärmebedarfes aller Brucker Haushalte)

Abbildung 56: Technische und wirtschaftliche Aspekte FW Versorgung Bruck a.d. Leitha

¹⁹ Aus <http://www.energiepark-bruck.at/>

Das Fernwärmenetz versorgt neben zahlreichen Einfamilienhäusern auch größere Objekte wie z.B. Schulen, öffentliche Gebäude und Wohnungen, die sich an der Fernwärmetrasse befinden.

Die Wärmeproduktion erfolgt ganzjährig durch zwei Biomassekessel mit einer installierten Leistung von 1,5 bzw. 4,5 MW.

Zur Abdeckung von Spitzenlasten bzw. als Ausfallsreserve steht ein Gaskessel mit einer Leistung von 4 MW zur Verfügung.²⁰

6.2.3 Biomassekraftwerk Güssing

Das Güssinger Fernwärmenetz besteht aus zwei Kreisen (Kreis 1 – Güssing Nord, Kreis 2 – Güssing Süd). Diese Kreise, mit einer gesamt Trassenlänge von 14 km, erschließt das gesamte Ortsgebiet von Güssing (ohne Ortsteile).

Technische Daten ²¹	
Holzeinsatz	1760 kg/h
Elektrische Leistung	2 MW
Brennstoffwärmeleistung	8 MW
Fernwärmeleistung	4.5 MW

Abbildung 57: technische Daten des FW-Netzes Güssing

Die Netztemperatur beträgt, abhängig von Schwankungen in der Außentemperatur, zwischen 90 und 110°C.²²

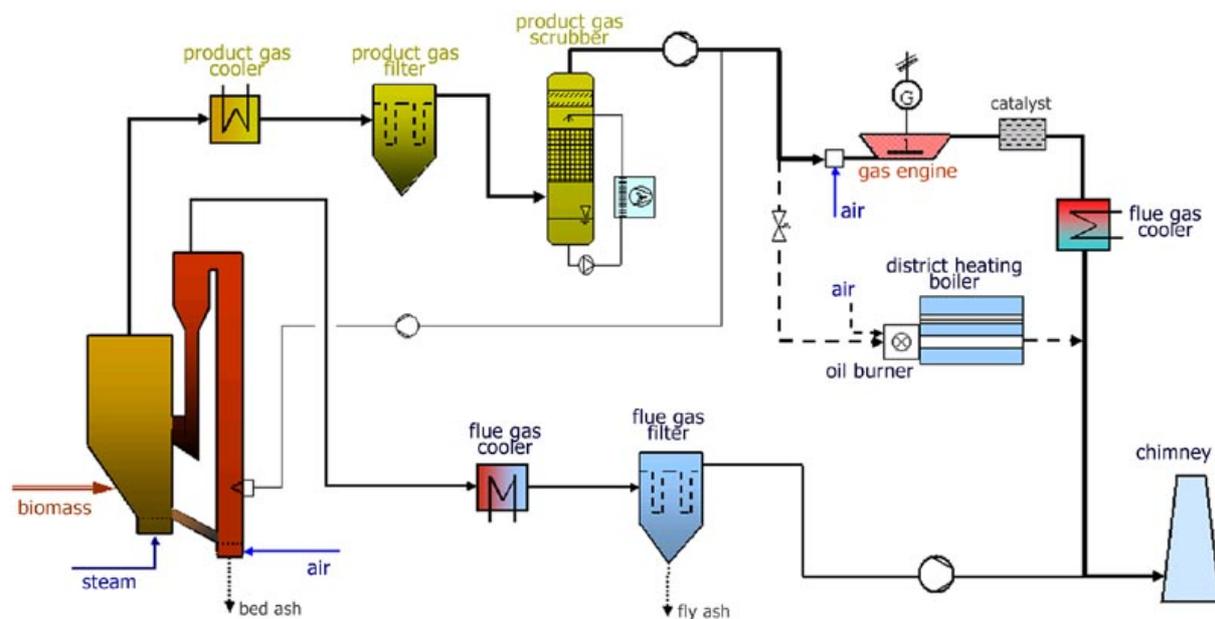


Abbildung 58: Biomasse-KW Güssing

²⁰ Quelle: <http://www.ic-vienna.at>

²¹ <http://www.tuwien.ac.at/forschung/nachrichten/a-guessing.htm>

²² <http://www.bnet.at/cis/fwg/netz.htm>

6.2.4 Biomassekraftwerk Timelkam

Durch die umweltfreundliche Nutzung von Biomasse, Holz und Holzreststoffe (115.000 t/a), werden pro Jahr ca. 136.000 t CO₂ eingespart.

Die KWK-Anlage wird ab der Inbetriebnahme Ende 2005 Ökostrom für 26.000 Haushalte und Fernwärme für 6.000 Haushalte bereitstellen.

Die wichtigsten Anlagendaten sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Brennstoff-Wärmeleistung	49,7 MW
Frischdampf Temperatur	440°C
Frischdampfdruck	42 bar
Elektrische Leistung	15 MW
Fernwärmeleistung	15 MW
Stromerzeugung	95 GWh/a
Fernwärme-Erzeugung	88 GWh/a
Betriebsstunden	8000 h/a
Verfeuerte Brennstoffmenge	rund 115000 t/a
Projektkosten	€ 35 Mio.
Baubeginn	Frühjahr 2004

Tabelle 6: Anlagendaten KW Timelkam²³

²³ Aus dem Informationsfolder zum Biomassekraftwerk Timelkam, zur Verfügung gestellt von Hr. Lechner, Energie AG

6.2.5 Übersicht Anlagen auf Basis Biomasse

	ORC-HKW Siezenheim	KW Timelkam	Umrüstung Fernheiz- Kraftwerks-Block 3 in Linz auf Biomasse	Lienz	Bruck a.d. Leitha	KW Güssing
Brennstoffwärmeleistung max.	10 MW	50 MW	30,3 MW	26 MW		8 MW
Brennstoffausnutzungsgrad	85%		>85%			>80%
elektrische Bruttoleistung	1,5 MW	15 MW	7 MW	1,1 MW (ORC)		2 MW
Fernwärmeentnahme im KWK-Betrieb	7 MW	15 MW	19 MW		Kessel 1: 4,5 MW Kessel 2: 1,5 MW	4,5 MW
	28.000 MWh, ab 2010					
	42.000 MWh					
Fernwärmeeinspeisung		88.000 MWh/Jahr	123.000 MWh/Jahr	60 GWh/Jahr		
CO2 Einsparung	5.400 t/Jahr	136.000 t/Jahr	50.000 t/Jahr	25.000 t/Jahr		
Investitionen	5,4 Mio. €	35 Mio. €	25 Mio. €	23,11 Mio. €	7 Mio. €	10,7 Mio. €
Betrieb ab	Ende 2004	Ende 2005	Ende 2005	Ende 2003	(Inkl. Netzausbau) Ende 1999	
Brennstoff	Hackgut, Rinde, Spänholz und Restholzstoffe	Holz und Holzrest- stoffe	Rinde, Hackgut, Sägespäne und unbeh. Restholz	Rinde, Sägespäne, Hackgut	Waldhackgut, Strauchschnitt, Rinde	Holz

7 Analyse des Grazer Fernwärmenetzes

7.1 Charakteristik und Geschichte des Grazer Netzes

In Graz mit der nach Wien höchsten Einwohnerzahl von derzeit 220.000 begann der Ausbau der Fernwärmeversorgung mit der Inbetriebnahme des Fernheizkraftwerks Graz im Jahr 1963 (Dampferzeuger mit nachgeschalteten Entnahme-Kondensations- und Gegendruckturbinen). Im Jahr 1998 wurde von den Stadtwerken Graz ein Wärmeverkauf von etwa 680 GWh/a realisiert, wovon 280 GWh/a der Versorgung von etwa 35.000 angeschlossenen Wohnungen dienen. Bei einer Gesamtzahl im Versorgungsgebiet von etwa 105.900 Haushalten bedeutet das einen Anteil der fernwärmeversorgten Wohnungen von über 30 %. Die restliche Wärmemenge von 400 GWh/a wurde zur Versorgung von öffentlichen Gebäuden, Büros sowie Krankenhäusern aufgewendet, wobei die Wärmehöchstlast 1998 bei 310 MW_{th} bzw. der Anschlusswert bei 430 MW_{th} lag.

Durch den ständigen Ausbau des Fernwärmenetzes und den Anschluss zusätzlicher Abnehmer konnte die Energie Graz GmbH & Co.KG (vormals Stadtwerke Graz) bis ins Jahr 2003 eine Steigerung der Wärmehöchstlast bzw. des Anschlusswertes um 14 % auf 350 MW_{th} Wärmehöchstlast bzw. 490 MW_{th} Anschlusswert verzeichnen. Die Zunahme der verkauften Wärmemenge ist in Abbildung 59 dargestellt. Im Jahr 2001 waren 37.381 Wohnungen an das Grazer Fernwärmenetz angeschlossen (Statistik Austria, 2001).

Für den Wärmebedarf im Sommer kann, basierend auf Aufzeichnungen der letzten Jahre, ein Durchschnittswert von ca. 12,5 MW_{th} angegeben werden (Höfler, 2001). Die minimale Last des Grazer Fernwärmenetzes liegt nach Angaben der Energie Graz bei ca. 8 MW_{th}.

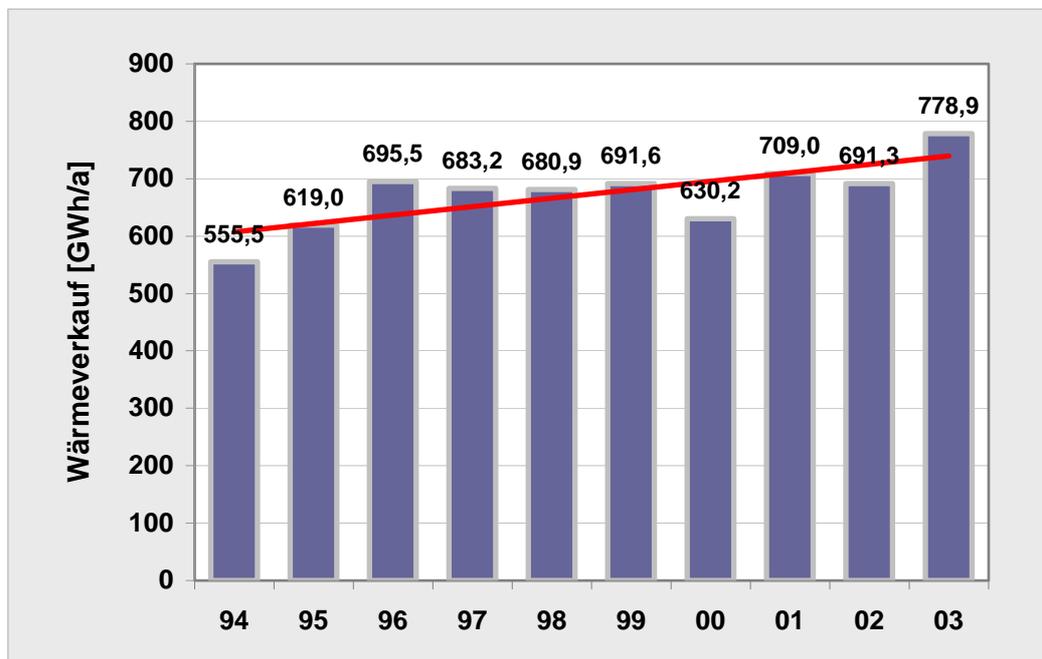


Abbildung 59: Wärmeverkauf der Energie Graz in den Jahren 1994–2003 (Energie Graz, 2004)

Auch die Trassenlänge des Fernwärmenetzes von 260 km rangiert innerhalb der Fernwärmeversorgungsunternehmen Österreichs an zweiter Stelle (FGW, 1999). Die Wärmebereitstellung für das Fernwärmenetz der Energie Graz erfolgt durch die Steirische Gas-Wärme GmbH (vormals Steirische Fernwärme GmbH), ein Unternehmen der Energie Steiermark

AG. Die Steirische Gas-Wärme bezieht die Wärme wiederum von den Betreibern der Fernheizkraftwerke ATP und CMST, wobei für 2003 eine Wärmeaufbringung von etwa 825 GWh von der Steirischen Gas-Wärme für die Energie Graz ausgewiesen wurde (Energie Graz, 2004).

Nahe der Fernwärmetrasse gelegene Gemeinden südlich von Graz werden, mit einer Anschlussleistung von etwa 80 MW, ebenfalls durch die Wärmeauskopplung aus den beiden Fernheizkraftwerken versorgt. Diese Versorgung findet allerdings im Gegensatz zum Grazer Stadtgebiet nur während der Heizperiode statt, die Sommerversorgung erfolgt dezentral (Steirische Gas-Wärme, 2004). Abbildung 60 vermittelt eine territoriale Übersicht zu den Wärmebedarfsschwerpunkten in der Steiermark, die durch die Steirische Gas-Wärme GmbH versorgt werden (Stefe, 1998).

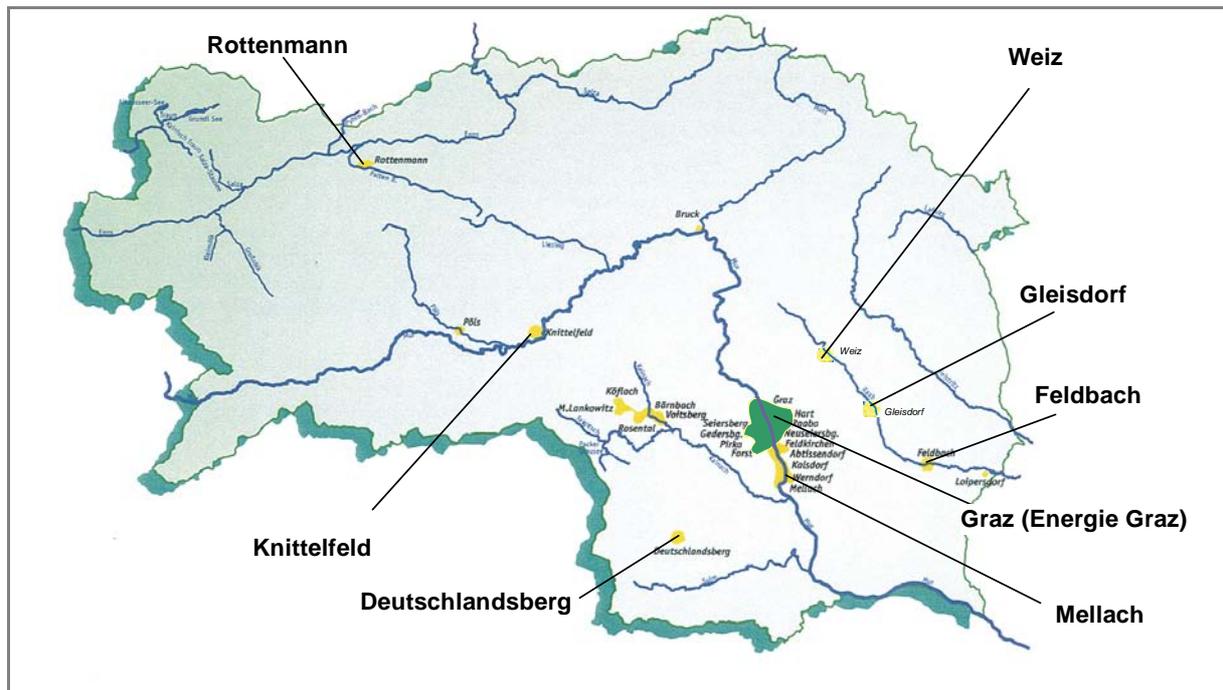


Abbildung 60: Fernwärmeversorgung in der Steiermark durch die Steirische Gas-Wärme GmbH (Stefe, 1998), ergänzt um die Anlagen in Gleisdorf, Weiz und Graz (Energie Graz).

Der Flächenwidmungsplan 2002 weist in Graz Vorranggebiete für die Fernwärme- und Gasversorgung aus (siehe Abbildung 61). Derzeit gibt es vom Magistrat Graz eine sozial gestaffelte Förderung zur Abdeckung der Kosten der Hausinstallation bei einer Heizungsumstellung auf Fernwärme, die bis zu 75 % der Gesamtinvestitionen betragen kann. Bis Ende 1996 sollte vom Gemeinderat der Stadt Graz eine Verordnung zur Fernwärmeanschlusspflicht verabschiedet werden, die den wichtigsten Punkt der Initiative "Saubere Wärme" dargestellt hätte. Durch dieses kommunale Energiekonzept sollten nicht nur Neubauten, sondern auch bestehende Gebäude im amtswegigen Verfahren an die Fernwärme angeschlossen werden (Papousek et al., 1997). Bis heute wurde zwar die Anschlusspflicht im Raumordnungsgesetz verankert, jedoch die Verordnung selbst wurde nicht umgesetzt.

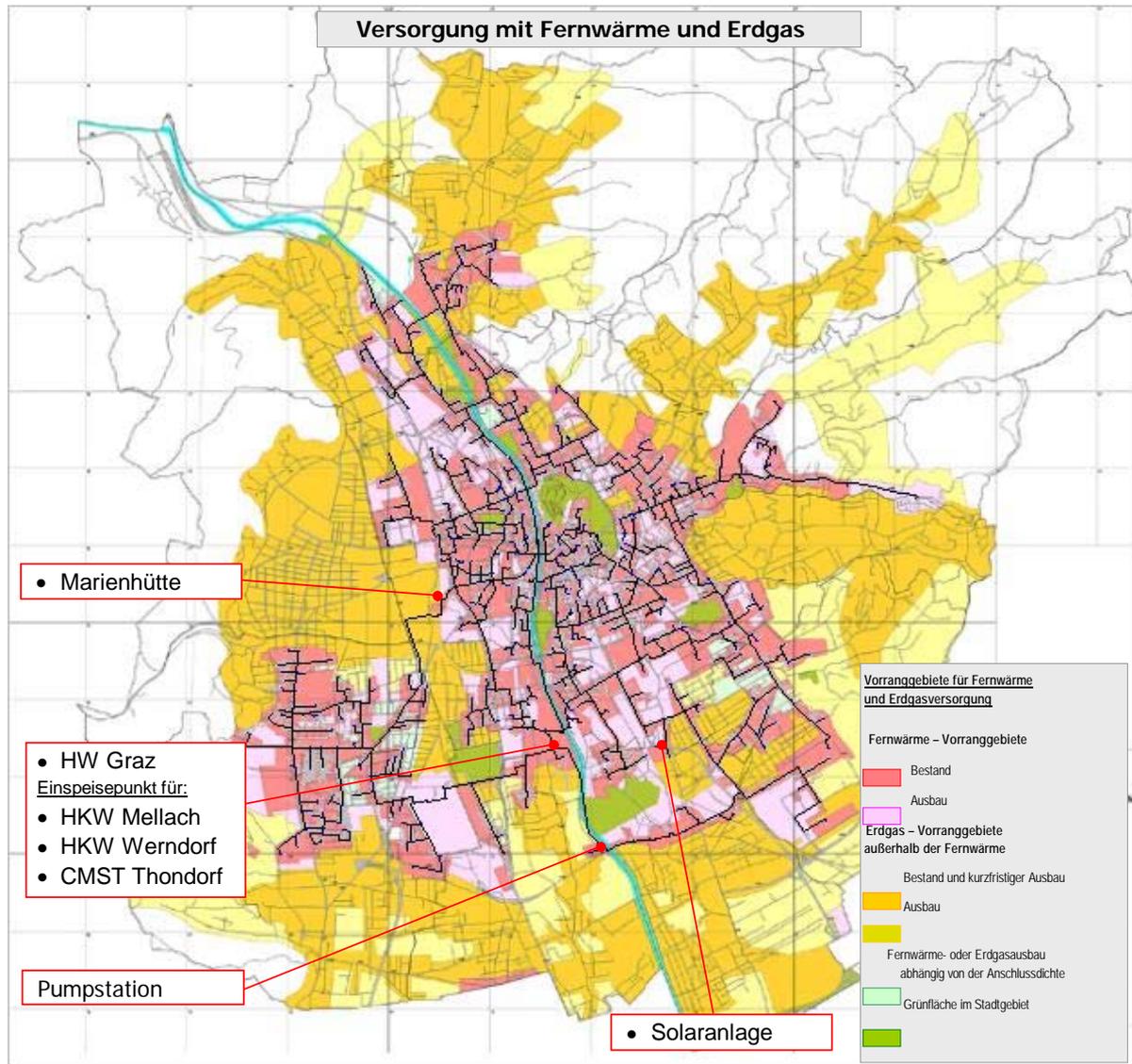


Abbildung 61: Vorranggebiete für Gas und Fernwärme sowie das Fernwärmenetz der Stadt Graz (Flächenwidmungsplan Graz, 2002)

Im Winterbetrieb wird die Netzvorlauf-temperatur, ausgehend von den Einspeisungspunkten, gleitend in Abhängigkeit von der Außentemperatur geregelt. Im Sommerbetrieb beträgt die Netzvorlauf-temperatur 70°C. Abbildung 62 zeigt die Netzvorlauf- und Netzrücklauf-temperaturen des Grazer Fernwärmenetzes ab den Einspeisepunkten.

Im Versorgungsgebiet der Energie Graz sind nur indirekte Anlagen zugelassen, das heißt, die Hausanlage ist durch einen Wärmetauscher vom Fernwärmenetz getrennt.

Das Warmwasser gelangt in Graz über ein fast 260 km langes Rohrnetz zum Kunden. In den Straßen oder auch in Energietunnels werden isolierte Rohre paarweise als Vorlauf und Rücklauf verlegt. Das Wasser kommt je nach Außentemperatur mit max. 120°C zu den Hausstationen. Damit es auf diese Temperatur aufgeheizt werden kann, muss es unter Druck gehalten werden. Die Vorlauf-temperatur liegt im Winter bei max. 120°C und im Sommer bei 70°C ab Kraftwerk. Das heißt, in Graz ist die Fernwärme ganzjährig in Betrieb. Nach Abgabe der Wärme über den Wärmetauscher an die Hausanlage fließt das Wasser mit einer Rücklauf-temperatur von rund 50°C wieder ins Heizwerk zurück. Bei Höchstlast (352 MW im Jänner 2003) bewegen sich bis zu 5.800 t Wasser (Umwälzmengen) pro Stunde. Die Fern-

wärmerohre in Graz sind zwischen 25 mm und 600 mm Durchmesser dimensioniert. Dazwischen werden sämtliche Dimensionen je nach Einsatz als Transporthaupt-, Neben- oder Hausanschlussleitung eingebaut (Energie Graz, 2004a).

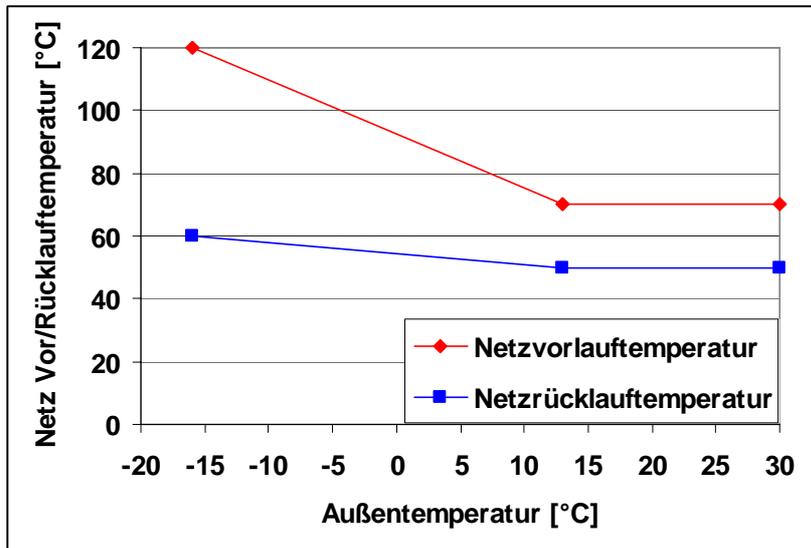


Abbildung 62: Netzvor- und -rücklauftemperaturen des Grazer Fernwärmenetzes an der Übergabestation von der Steirischen Fernwärme in Abhängigkeit von der Außentemperatur (Energie Graz, 2000)

Im Folgenden sind weitere Betriebsparameter des Grazer Fernwärmenetzes aufgeführt (Energie Graz, 2000):

Nennndruck

Fernwärmeversorgungsnetz: PN 40 / PN 25

Wärmeübergabestation: PN 25 / PN16

Betriebsdruck ab Einspeisungspunkte: derzeit max. 10 bar

Temperatur ab Einspeisungspunkten:

Vorlauf: 120 °C bei einer Außentemperatur von -16 °C gleitend auf 70 °C bei einer Außentemperatur ab +13 °C und darüber

Rücklauf: gleitend 60 °C (bei -16 °C) auf 40 °C (bei +13 °C und darüber)

7.1.1 Beschreibung der Wärmeeinspeiser

Für die Grazer Fernwärme stehen als Wärmeeinspeiser drei Heizkraftwerke, ein Heizwerk, eine industrielle Abwärmeauskopplung und eine große thermische Solaranlage zur Verfügung. Die konventionellen Wärmeeinspeiser werden mit drei verschiedenen Primärenergien (Gas, Öl, Kohle) betrieben.

- Das Fernheizkraftwerk Mellach (Kohle beheizt) mit einer maximal möglichen Wärmeleistung von 230 MW.
- Das Fernheizkraftwerk Werndorf (Öl beheizt) mit einer Wärmeleistung von 200 MW.

- Das Fernheizwerk Graz (Gas beheizt) mit einer gesamten Wärmeleistung von 280 MW.
- Die Gasturbinenanlage der CMST in Thondorf mit einer Wärmeleistung von 30 MW
- Marienhütte Graz 6 MW
- Solaranlage Arnold Schwarzenegger Stadion (1450 m² Kollektorfläche, max. 800 kW)

Über 90 % der Wärme für Graz werden aus Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen geliefert, wodurch die Ausnutzung der Primärenergie im Vergleich zur gewöhnlichen Stromerzeugung von rund 44 % auf 80 % angehoben werden kann. (Energie Graz, 2004a).

Fernheizkraftwerk Mellach

Eine Besonderheit der Wärmebereitstellung für Graz stellt die Wärmeauskopplung aus dem Fernheizkraftwerk Mellach mit einer maximalen Wärmeleistung von etwa 230 MW_{th} und der Wärmetransport über etwa 18 km bis zum Fernwärmenetz Graz dar. Das Fernheizkraftwerk Mellach wurde 1987 in Betrieb genommen und ist mit einem steinkohlebefeuerten Dampferzeuger (Zwangsdurchlaufkessel System Benson, Frischdampfdruck 187 bar, Frischdampf-temperatur 538°C, einstufige Zwischenüberhitzung auf 538°C) mit einer Auslegungsleistung von 700 t/h sowie einer Entnahme-Kondensations-Turbine (Frischwasserkühlung aus der Mur) ausgestattet (Schaude, Schaller, 1987). Die elektrische Nettoleistung liegt ohne Wärmeauskopplung bei 226 MW_{el}; eine Wärmeauskopplung von $\dot{Q}_H = 230 \text{ MW}_{th}$ (dreistufige Heißwasseraufwärmung von 70 °C auf 130 °C) hat eine Reduzierung der elektrischen Leistung auf 176 MW_{el} zur Folge.

Die spezifische Minderleistung $\Delta\sigma = \frac{\Delta P_{el}}{\dot{Q}_H} = 0,22$ ist mit der einer spezifischen Primärenergie-

belastung der Wärme entsprechend $q_{BQ} = \frac{\Delta\sigma}{\eta_{KW}} = 0,54$ verbunden.

ΔP_{el}	elektrische Minderleistung (226 MW _{el} -176 MW _{el} = 50 MW _{el})
\dot{Q}_H	Wärmeauskopplung von (230 MW _{th})
η_{KW}	mittlerer Wirkungsgrad der österr. Kraftwerke (0,4)

Das mit polnischer Steinkohle versorgte Fernheizkraftwerk Mellach ist mit umweltschutzgerechten Entstickungs-, Entschwefelungs-, Entstaubungs- und Wärmerückgewinnungsanlagen ausgestattet und sicherte die Möglichkeit zur frühzeitigen Öko-Auditierung nach der EU-Verordnung (STEWEG, 1995). Die jährlichen Betriebsstunden erreichen Werte über 6000 h/a bei Volllaststunden der maximalen elektrischen Leistung über 4800 h/a – für österreichische Wärmekraftwerke im Bereich von Energieversorgungsunternehmen eine überdurchschnittlich hohe Auslastung. Der Jahresnutzungsgrad der Brennstoffwärme, bezogen auf die netto Elektroenergieerzeugung bei gleichzeitiger Fernwärmebereitstellung, liegt bei 37 %, der gesamte Jahresnutzungsgrad (Elektroenergieerzeugung und Wärmeabgabe netto, bezogen auf die eingesetzte Brennstoffwärme) erreicht Werte um 59 % (STEWEG, 1997; Schilcher 2005).

Fernheizkraftwerk Werndorf

In die Heißwassertrasse nach Graz ist zudem nahe dem Standort Mellach das Fernheizkraftwerk Neudorf/Werndorf eingebunden. Dieses mit Dampferzeugern auf Heizöl- bzw. alternativ Erdgasfeuerung ausgestattete Fernheizkraftwerk ist ebenfalls mit einer Rauchgasreinigungsanlage ausgestattet. Block II mit einer Dampferzeugerleistung von 480 t/h wurde erneuert; Heizöl schwer bildet gegenwärtig den bevorzugten Brennstoff. Die Entnahme-Kondensationsturbine sichert eine elektrische Leistung von 165 MW_{el} ohne Wärmeauskopplung. Bei einer Wärmeabgabeleistung von 200 MW_{th} kann bei konstantem Dampfmassenstrom eine elektrische Leistung von 118 MW_{el} realisiert werden. Die spezifische Minderleistung $\Delta\sigma = 0,23$ ist also ähnlich Mellach mit einer spezifischen Primärenergiebelastung der Wärme von $q_{BQ} = 0,59$ kWh/kWh verbunden. Dieses Fernheizkraftwerk stellt eine Ergänzung bzw. Alternative zur Wärmeauskopplung aus dem Fernheizkraftwerk Mellach dar. Es wird mit bedeutend weniger Betriebsstunden – um 4000 h/a – eingesetzt; die Volllaststunden der elektrischen Leistung liegen gegenwärtig bei ca. 3000 h/a. Ebenso sind der elektrische Jahresnutzungsgrad mit netto 38,5 % und der Gesamtnutzungsgrad mit 55,0 % relativ niedrig (STEWEAG, 1997; Schilcher 2005).

Beide Fernheizkraftwerke – Mellach und Neudorf/Werndorf – tragen zur Grundlastdeckung im Fernwärmesystem Graz bei, allerdings wird die Fernwärmetransportleitung nach Graz aus wirtschaftlichen Gründen gegenwärtig nur innerhalb der Heizperiode betrieben, da der relative Wärmeverlust (absoluter Wärmeverlust bezogen auf die transportierte Leistung) im Sommer wesentlich höher ist als im Winter. (Schilcher, 2005)

Zudem ist anzumerken, dass aufgrund der Dimensionierung der Fernwärmeleitung und der im System vorherrschenden Temperaturen die Übertragungsleistung mit 250 MW limitiert ist. Zur Ausschöpfung des gesamten Leistungsvermögens der beiden Fernheizwerke wäre also ein Ausbau der Fernwärmetransportleitung unbedingt erforderlich. (Schilcher, 2005)

Fernheizwerk Graz

Das Fernheizwerk Graz wird auf Erdgasbasis betrieben, die Wärmeleistung beträgt 280 MW. Ursprünglich wurde es als Heizkraftwerk errichtet, die Möglichkeit der Stromerzeugung in einem KWK-Prozess wird jedoch seit 1997 aus wirtschaftlichen Gründen nicht mehr genutzt. Heute dient es vornehmlich als Spitzenheizwerk im Winter und deckt nach den anderen Grazer Wärmeeinspeisern die Last außerhalb der Heizperiode ab. Zudem dient es als Ausfallsreserve, mit welcher der Betrieb des gesamten Netzes selbst bei Ausfall aller übrigen Wärmeeinspeiser bzw. der Wärmetransportleitung kurzfristig aufrechterhalten werden kann.

Gasturbinenanlage der CMST in Thondorf mit einer Wärmeleistung von 30 MW

1997 wurde von der Cogeneration-Kraftwerke Management Steiermark GmbH (CMST) eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit einem Investitionsvolumen von 23,3 Mio € in Betrieb genommen (CMST, 2004). Die Auslegung der Gasturbinen-Anlage mit Abhitzeessel erfolgte vorrangig für die industrielle Energieversorgung von MAGNA STEYR Fahrzeugtechnik AG & Co KG (SFT). Außerhalb der Heizperiode kann die Wärme, die ohne diese Verbindungsstrasse an die Umgebung abzuführen wäre, in das Fernwärmenetz von Graz eingespeist werden. (Energie Spektrum, 1998)

Das Turbinenabgas wird zur Wärmebereitstellung für die SFT und zur Fernwärmebereitstellung für Graz verwendet. Über ein installiertes Wärmeverschiebungssystem kann die gesamte, bei SFT nicht benötigte Wärmemenge in das Fernwärmesystem ausgekoppelt werden. In den Sommermonaten bzw. bei Ausfall der Gasturbinenanlage kann über ein Ventil der bestehende Kessel zur Wärmeerzeugung verwendet werden. Sinkt der Wärmebedarf, so kann

über Regelventile ein Teil der Wärme zur Vorwärmung des Rücklaufwassers zum Kessel verwendet werden, wodurch weniger Brennstoff benötigt wird.

Der Gasturbine ($P_{el} = 25,6 \text{ MW}$) ist ein Abhitzekegel zur ausschließlichen Heißwassererzeugung mit zwei getrennten Wärmeübertragern/Heizkreisläufen mit bis zu 35 MW regelbarer Wärmeleistung nachgeschaltet. Abbildung 63 vermittelt das Schaltbild. Prinzipiell kann die erzeugte „Hochtemperaturwärme“ (Prozesswärme für SFT) in Richtung Fernwärmesystem „verschoben“ werden.

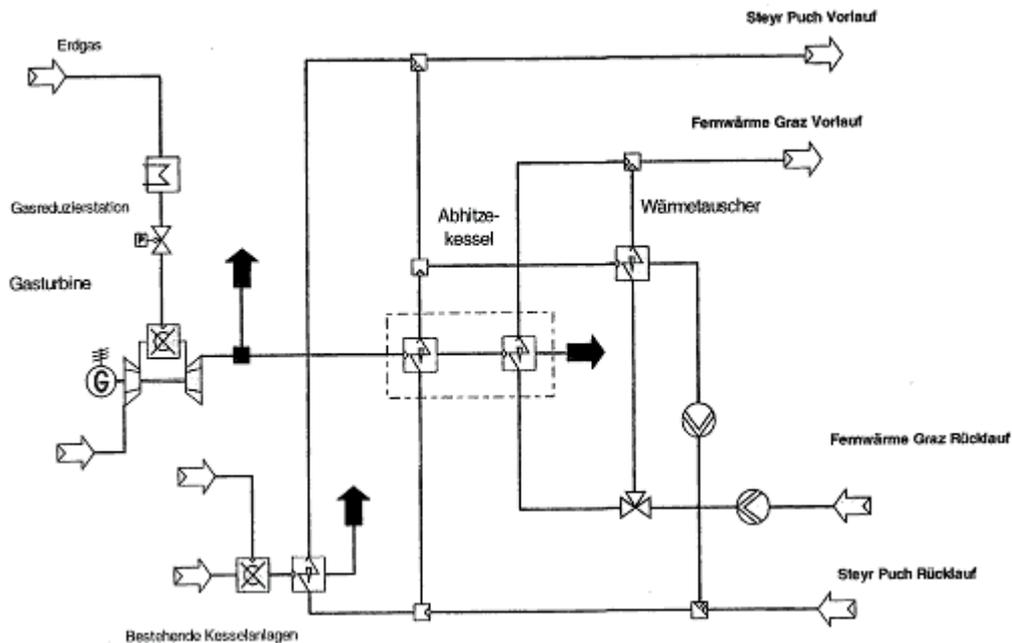


Abbildung 63: Gasturbinenanlage mit Abhitzekegel und Fernwärmeauskopplung in der SFT

Marienhütte

Die Kooperation mit dem Stahl- und Walzwerk Marienhütte zur Nutzung von Industrierwärme besteht seit dem Jahr 1991. Die verfügbare Wärmeleistung beträgt ca. 6 MW und steht an Wochentagen zur Verfügung. Im Jahr 2003 wurden insgesamt rund 40 GWh Wärme aus den Industrieprozessen der Marienhütte gewonnen und in das Fernwärmenetz der Energie Graz eingespeist. Gegenüber 2002 bedeutet dies eine Steigerung von rund 40 % und damit einen Anteil von ca. 5 % am Gesamtbezug an Wärme. Durch diese Kooperation zwischen der Energie Graz Fernwärme und dem Stahl- und Walzwerk Marienhütte ergeben sich für beide Unternehmen wesentliche Vorteile in wirtschaftlicher und in ökologischer Hinsicht. Im Jahr 1992 wurde die erste Anlage im Bereich des Stoßofens der Marienhütte errichtet und in Betrieb genommen. In Jahren 2001 und 2003 wurde durch die Errichtung zusätzlicher Anlagen der Kühlkreis des Schmelzofen eingebunden. Diese Anlagen werden vollautomatisch und ohne Bedienpersonal vor Ort betrieben. Aus diesem Grund wurde besonderes Augenmerk auf funktionelle Regelungstechnik und die Einbindung in das übergeordnete Leitsystem gelegt (Energie Graz, 2004b). Diese Wärmeeinkoppelung wird von der Energie Graz betrieben und ist im Sommer ausgelastet (Energie Graz, 2004).

Thermische Solaranlage Arnold Schwarzenegger-Stadion

Mit Juli 2002 ging beim Arnold Schwarzenegger-Stadion eine Wärmeeinspeisung durch eine 1400 m² große Solaranlage in Betrieb. Die Anlage wird im Contracting mit der Fa. SOLID betrieben und speiste 2003 608 MWh, vorwiegend in den Sommermonaten in das Netz.

Emissionsreduzierung durch die KWK und Abwärmenutzung im Grazer Fernwärmenetz

Durch die energetische und ökologische Effizienz der Fernwärmeversorgung lassen sich Reduzierungen der Schadstoffemissionen im Stadtgebiet von Graz entsprechend der Darstellung in Abbildung 64 angeben.

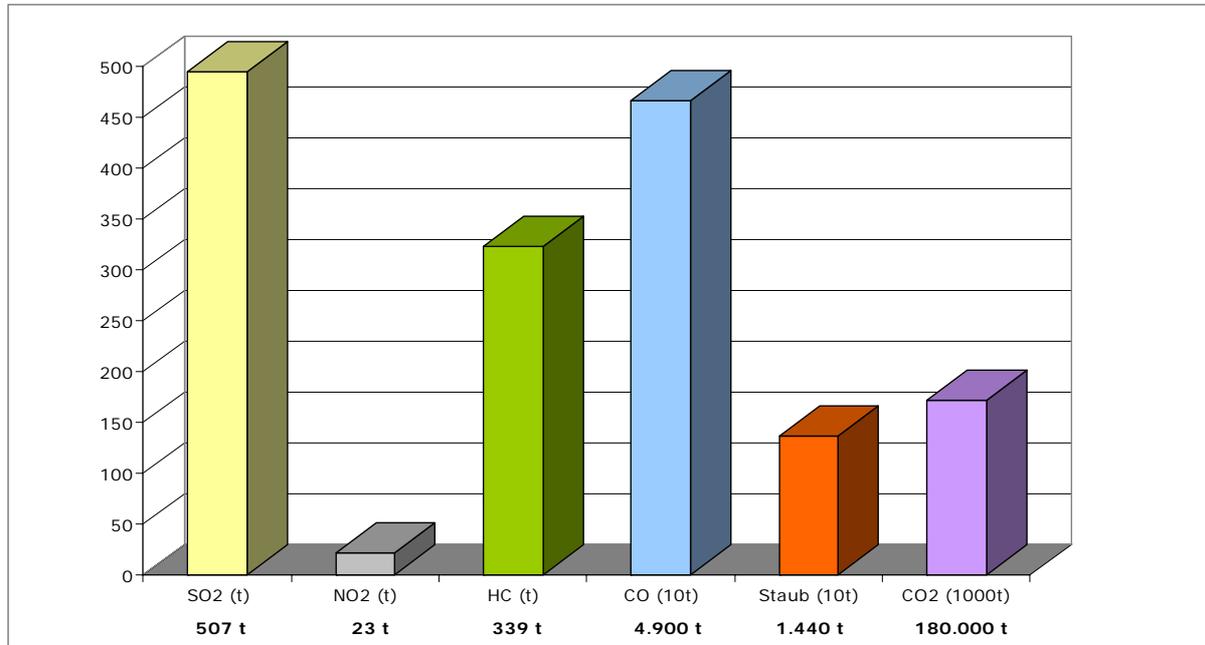


Abbildung 64: Minderung von Emissionen durch die Fernwärmeversorgung im Unternehmensbereich der Energie Graz für das Jahr 2004 (Energie Graz, 2004a)

7.2 Simulation des Grazer Fernwärmenetzes im Auslegungspunkt

Die Energie Graz verwendet die Simulationssoftware „TERMIS“ der dänischen Firma „Seven Technologie A/S“, mit welcher eine genauere Analyse des Grazer Fernwärmenetzes und diverse Auslegungsberechnungen möglich sind. In der erworbenen Lizenz ist allerdings die Möglichkeit zur dynamischen Simulation des Netzbetriebes nicht enthalten, weshalb für alle Analysetätigkeiten im Rahmen dieses Projekts ein am IWT entwickeltes Berechnungsprogramm entsprechend angepasst wurde.

Basierend auf einem Berechnungsmodell der Energie Graz und den zur Verfügung gestellten Netzdaten wurde ein realitätsnahes Modell des Grazer Fernwärmenetzes erstellt. Da jedoch weder die Wärmeerzeugung noch der Betrieb der Pumpstationen in den Tätigkeitsbereich der Energie Graz fällt, und der Zugriff auf diesbezügliche Daten nicht möglich war, musste das Berechnungsmodell vor allem hinsichtlich der Pumpstationen in den Einspeisepunkten der einzelnen Wärmequellen stark vereinfacht werden. Deshalb ergab sich ein Berechnungsmodell, das zwar für die Betrachtungen im Rahmen der Projektabwicklung geeignet ist, Rückschlüsse auf die tatsächlichen Betriebsverhältnisse im Grazer Fernwärmenetz sind jedoch nur bedingt möglich.

Trotzdem ergaben sich für den Auslegungsfall in guter Übereinstimmung mit den tatsächlichen Netzverhältnissen für die wesentlichen Netzparameter die in Abbildung 65 angegebenen Werte. Lediglich die Trassenlänge entspricht nicht den zuvor erwähnten 260 km. Diese Abweichung beruht darauf, dass aus Gründen der Modellvereinfachung im Berechnungsmodell

dell nur die Rohrleitungen ab einem Rohrdurchmesser DN 50 berücksichtigt werden, was jedoch auf die Berechnungsergebnisse kaum Auswirkungen hat.

Bezeichnung	Wert	[]	Bemerkung
Trassenlänge / Rohrlänge	153,0 / 306,0	km	Trassenlänge bzw. Summe der einzelnen Rohrlängen aller Rohre ab einem Durchmesser von DN 50
Σ Abnahmeleistung	488,10	MW	Gesamtsumme aller aus dem Netz entnommenen Leistungen
Σ Heizhausleistung	351,88	MW	Gesamtsumme aller von den Wärmequellen aufzubringenden Leistungen
Gleichzeitigkeit	72,1	%	das errechnete Verhältnis von Heizhausleistung zu Σ Abnahmeleistung
Wärmeverlust	10,26	MW	Gesamter Wärmeverlust, der beim Wärmetransport an die Umgebung abgegeben wird (Rohrdimensionen kleiner DN 50 werden vernachlässigt)
Vorlauftemperatur (max. / min.)	120,0 / 103,8	°C	Maximal- und Minimalwert der Vorlauftemperatur im gesamten Fernwärmenetz
Rücklauftemperatur (max. / min.)	60,0 / 53,1	°C	Maximal- und Minimalwert der Rücklauftemperatur im gesamten Fernwärmenetz
Vorlaufdruck (max. / min.)	10,02 / 2,27	bar	Maximal- und Minimalwert des Vorlaufdrucks im gesamten Fernwärmenetz
Rücklaufdruck (max. / min.)	6,86 / 1,00	bar	Maximal- und Minimalwert des Rücklaufdrucks im gesamten Fernwärmenetz; der Wert für den minimalen Systemdruck wurde für die Berechnung mit 1,00 bar _g festgelegt
Druckreserve	5,98	bar	Errechnete Druckdifferenz zwischen dem höchstzulässigen Systemdruck (für Stahlrohre 16 bar _g) und dem max. Vorlaufdruck

Abbildung 65: Netzdaten im Auslegungsfall für das Berechnungsmodell des Grazer Fernwärmenetzes

Weiters wurden für den Auslegungsfall Temperatur-, Druck- und Differenzdruckverläufe sowie dazugehörige Lagepläne erstellt, um eine detaillierte Darstellung der Netzverhältnisse zu ermöglichen. Auf der x-Achse der Verlaufsdiagramme wurde dabei die Entfernung des jeweiligen Rohrstücks von der „Marienhütte“ aufgetragen, da dieser Wärmeeinspeiser in der Simulation als erster Einspeisepunkt in Betrieb geht (siehe Abbildung 66).

Die Temperaturverläufe zeigten für große Netzbereiche nur geringfügige Temperaturverluste. Lediglich für Randbereiche, in denen Abnehmer mit geringer Abnahmeleistung über relativ groß dimensionierte Rohrleitungen versorgt werden, kommt es zu Abkühlungen mit mehr als 10 K. Ein noch höherer Temperaturabfall wurde in einem Rohrstück innerhalb einer Ringleitung errechnet, bei dem aufgrund der Druckverhältnisse ebenfalls ein geringer Durchfluss mit großen Rohrdimensionen zusammentrifft. Auf den tatsächlichen Netzbetrieb hat dieser Wärmeverlust aber wegen der sich ständig ändernden Verhältnisse keine Auswirkung.

Nach Angaben des Netzbetreibers werden die Netzpumpen im Fernwärmenetz Graz so geregelt, dass sich bei der Übergabestation des Landeskrankenhauses ein Differenzdruck von 1,7 bar einstellt (Höfler, 2001). Zusammen mit der Annahme des minimalen Systemdrucks (1 bar) war die Berechnung des Druckverlaufs möglich (siehe Abbildung 67). Für wichtige Netzpunkte ergaben sich dabei folgende Werte:

	<u>Vorlaufdruck</u>	<u>Rücklaufdruck</u>	<u>Differenzdruck</u>
Marienhütte:	7,5 bar	4,8 bar	2,7 bar
HKW-Graz:	9,6 bar	6,0 bar	3,6 bar
Solaranlage:	8,7 bar	6,2 bar	2,5 bar
LKH-Graz:	3,9 bar	2,2 bar	1,7 bar
Diff-Druck Minimum:	3,6 bar	2,6 bar	1,0 bar

Die Berechnungsergebnisse zeigten, dass die Position des geringsten Differenzdrucks nicht mit dem Regelpunkt (LKH) zusammenfällt, weshalb im Lageplan des Differenzdrucks beide Netzpunkte markiert wurden. Weiters ist im Verlaufsdigramm die Verbindungsleitung zwischen dem „Regelpunkt LKW“ und der „Marienhütte“ hervorgehoben worden (siehe Abbildung 68).

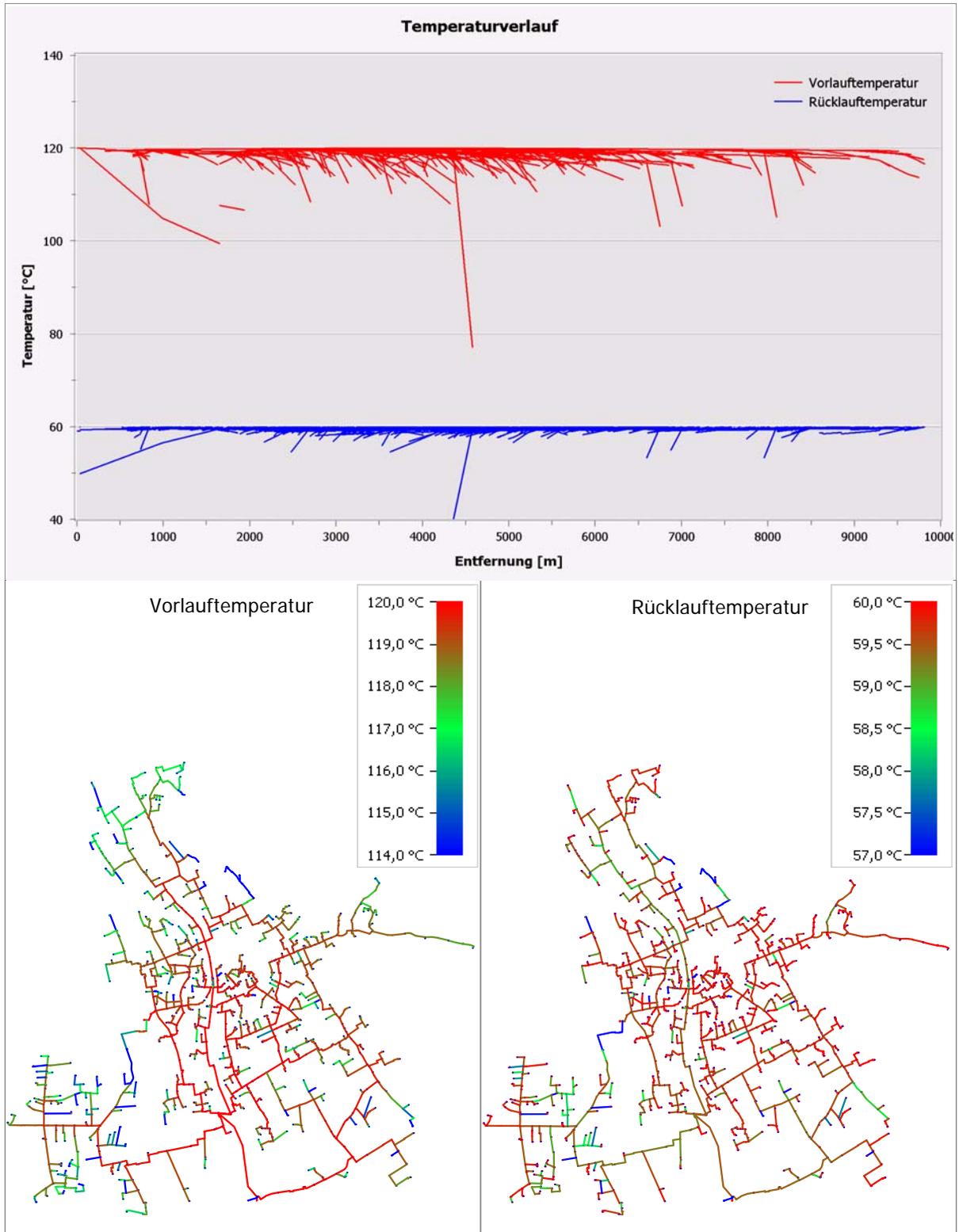


Abbildung 66: Temperaturverlauf im Auslegungsfall für das Berechnungsmodell des Grazer Fernwärmenetzes

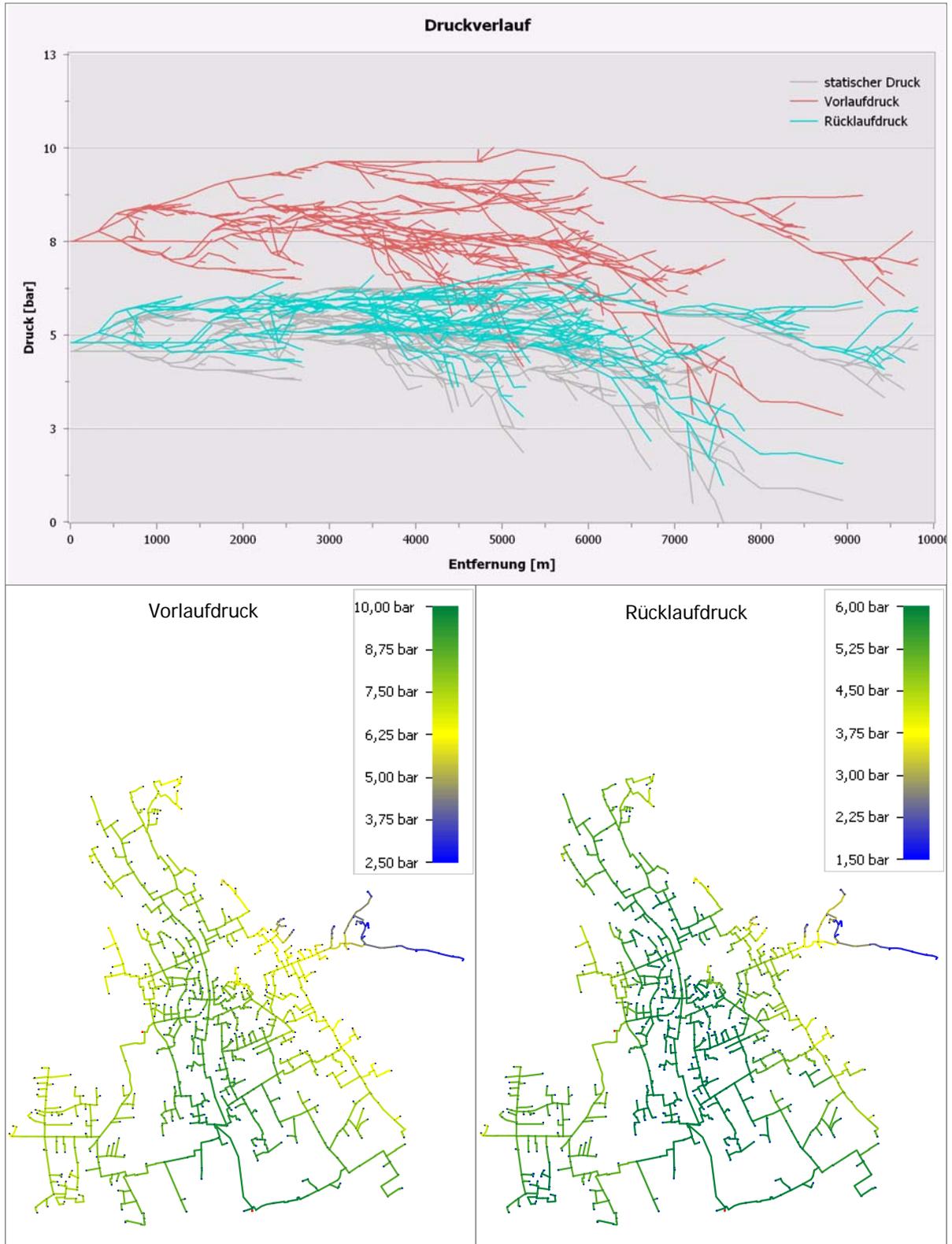


Abbildung 67: Druckverlauf im Auslegungsfall für das Berechnungsmodell des Grazer Fernwärmenetzes

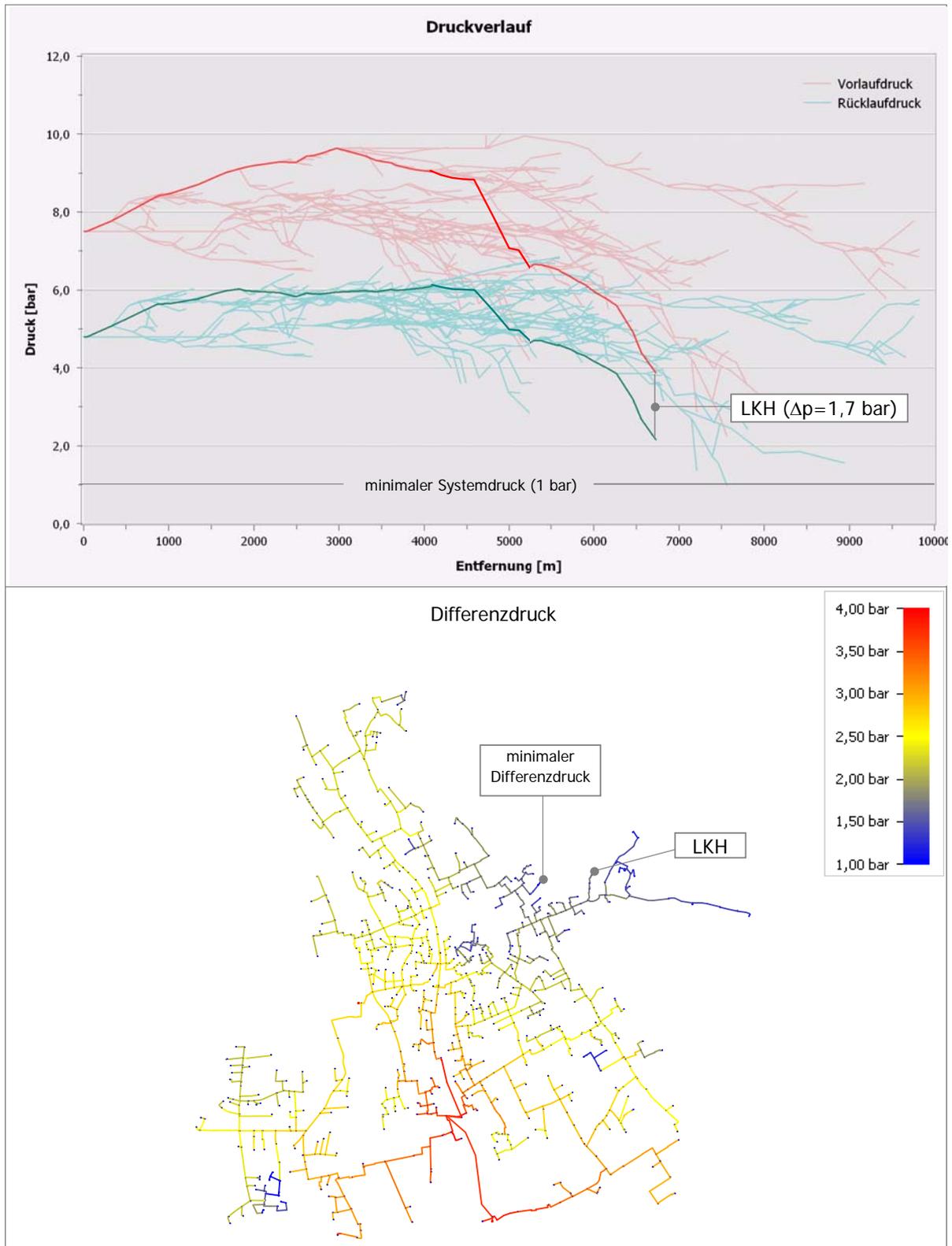


Abbildung 68: Differenzdruck im Auslegungsfall für das Berechnungsmodell des Grazer Fernwärmenetzes

Um ein Maß für zusätzliche Leistungskapazitäten im Netz bzw. mögliche Einordnungen von zusätzlichen Verbrauchern in einzelnen Netzbereichen zu erhalten, wurde die Berechnung der „maximal verfügbaren Netzleistung“ durchgeführt. Unter diesem Begriff ist jene thermische Leistung zu verstehen, die an einer einzelnen Abnahme-Übergabestation unter Aus-

schöpfung des gesamten Leistungsvermögens des Fernwärmesystems entnommen werden kann.

Dieser Wert wurde errechnet, indem die Abnahmeleistung von einzelnen Übergabestationen und dadurch der Massenstrom soweit gesteigert wurde, dass dabei der höchstzulässige Druck in Stahlrohren von 16 bar_ü genau erreicht, aber nicht überschritten wird. Gleichzeitig wird vorausgesetzt, dass diese Leistungserhöhung des Abnehmers die einzige Veränderung im gesamten Fernwärmesystem darstellt. Neben der Leistungssteigerung bei bereits im Netz integrierten Verbrauchern wurde auch eine mögliche Neueinordnung von zusätzlichen Abnehmern untersucht. Dies geschah durch die Eingliederung von „fiktiven Verbrauchern“ an allen Knotenpunkten in den Fernwärmenetzen und der anschließenden Anwendung der bereits beschriebenen Berechnungsmethode.

Die Berechnungsergebnisse wurden wieder anhand eines Lageplans dargestellt, wobei aus Gründen der Übersichtlichkeit der Maximalwert mit 150 MW_{th} nach oben begrenzt wurde (siehe Abbildung 69).

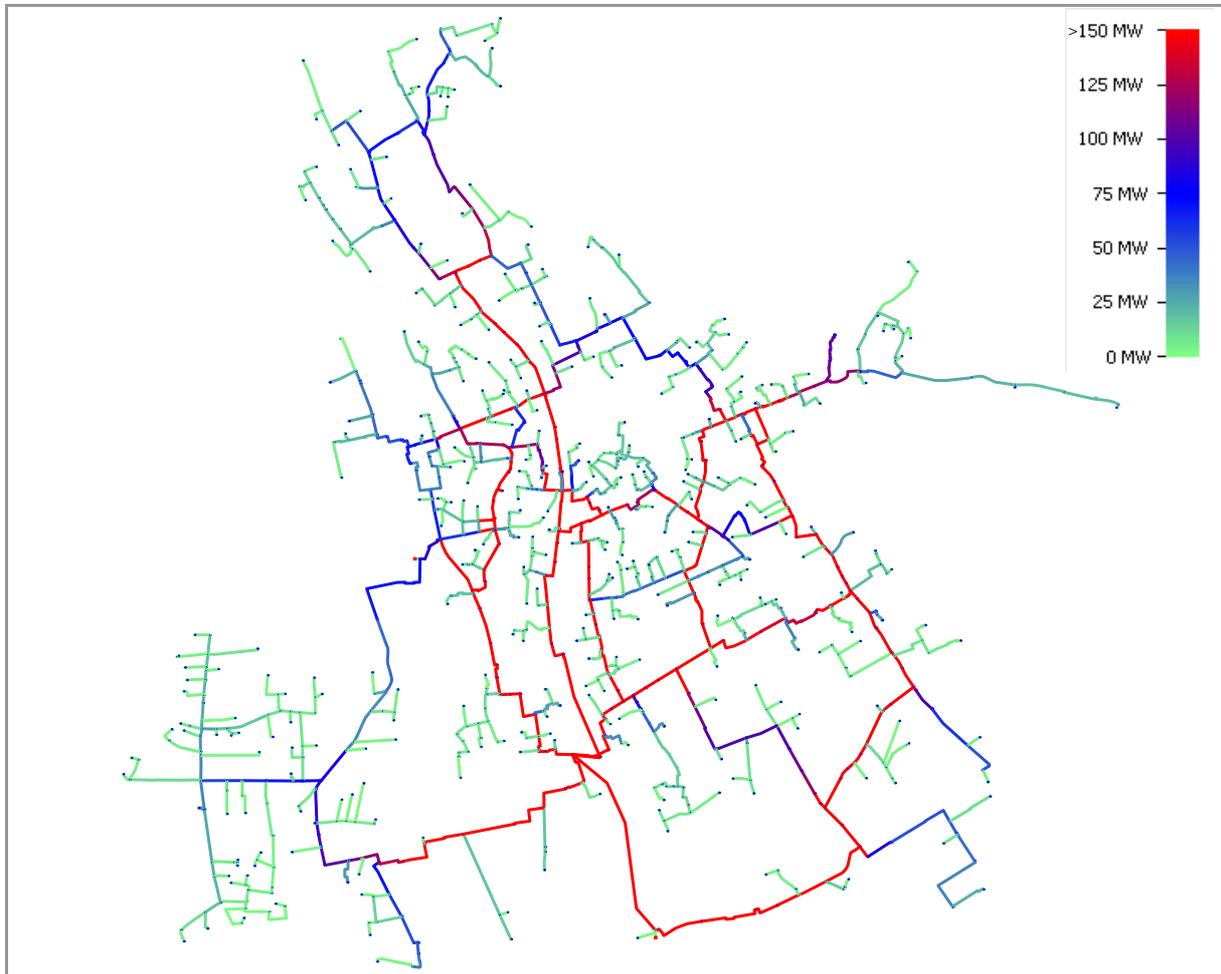


Abbildung 69: Zusätzliche Leistungskapazitäten für das Berechnungsmodell des Grazer Fernwärmenetzes

7.3 Definition und Analyse von möglichen Einspeisepunkten

Analog zum Auslegungsfall konnten die wesentlichen Netzparameter für alle Stunden im Zeitraum eines gesamten Jahres berechnet werden. Dabei mussten aufgrund nicht vorhandener Betriebsdaten die Leistungsdaten der einzelnen Abnehmer von durchschnittlichen Leistungsverläufen für unterschiedliche Verbraucherkategorien (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Reihenhaus, Schule, Soziale Einrichtung, sowie Öffentliches Gebäude) abgeleitet werden. Diese Lastgänge aller sechs Kategorien basieren auf tatsächlich aufgezeichneten Leistungsdaten und berücksichtigen sowohl die Temperaturabhängigkeit der thermischen Leistung (Winter- bzw. Sommerbetrieb) als auch die Tageszeit (Nachtabenkung) bzw. den Wochentag (Werktage bzw. Sonn- und Feiertage). Dieses Näherungsverfahren wurde bereits bei anderen Projekten angewendet, wobei durch den mehrfachen Vergleich von tatsächlich aufgezeichneten Werten mit den über den Näherungsalgorithmus berechneten Netzdaten die hinreichende Genauigkeit nachgewiesen werden konnte. (Halmdienst, Hohenwarter, Lettner, 2003 und Halmdienst, Hohenwarter, 2004)

Zudem wurden in der Jahressimulation auch die Vorlauftemperaturen der Wärmeeinspeiser bzw. die Rücklauftemperaturen der Abnehmer über die bereits zuvor angegebene Abhängigkeit von der Außentemperatur berechnet (siehe Abbildung 62). Die Berechnungen der Jahressimulation ergaben schließlich für das Grazer Fernwärmenetz die in Abbildung 70 angeführten Werte. Weiters wurde noch die für das Fernwärmenetz errechnete Lastganglinie (siehe Abbildung 71) sowie die daraus resultierende Jahresdauerlinie (siehe Abbildung 72) dargestellt. Darin ist auch der Wochenendstillstand der Marienhütte ersichtlich.

Jahressimulation							
Bezeichnung	Jahresarbeit [GWh]		Maximalwert [MW]		Minimalwert [MW]	Bemerkung	
Netzlaster	811,28	100%	382,39	100%	11,40	100%	Wärmemenge, die von den Wärmequellen in das Fernwärmenetz eingespeist werden muss
Abnahmemenge	747,69	92%	372,01	97%	5,60	49%	Wärmemenge, die von allen Abnehmern aus dem Fernwärmenetz entnommen wird
Wärmeverlust	63,59	8%	10,76	3%	6,50	57%	Wärmeverlust, der über alle Rohrleitungen ab DN 50 an die Umgebung abgegeben wird
Einspeisepunkt-SÜD	771,20	95%	379,90	99%	5,04	44%	Beeinhaltet die Wärmeeinspeiser MELLACH, WERNDORF, THONDORF
Marienhütte	40,08	5%	6,61	2%	0,00	0%	Stillstand am Wochenende

Abbildung 70: Berechnungsergebnisse der Jahressimulation des Grazer Fernwärmenetzes

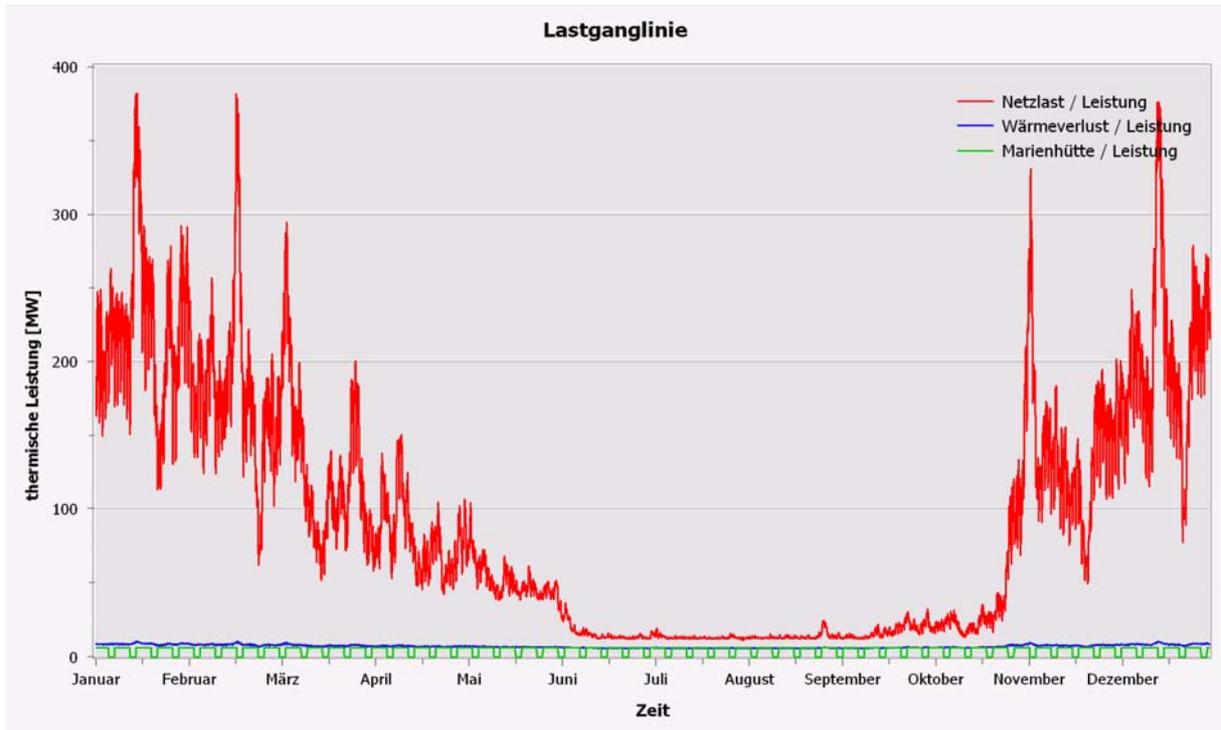


Abbildung 71: Errechnete Lastganglinie des Grazer Fernwärmenetzes

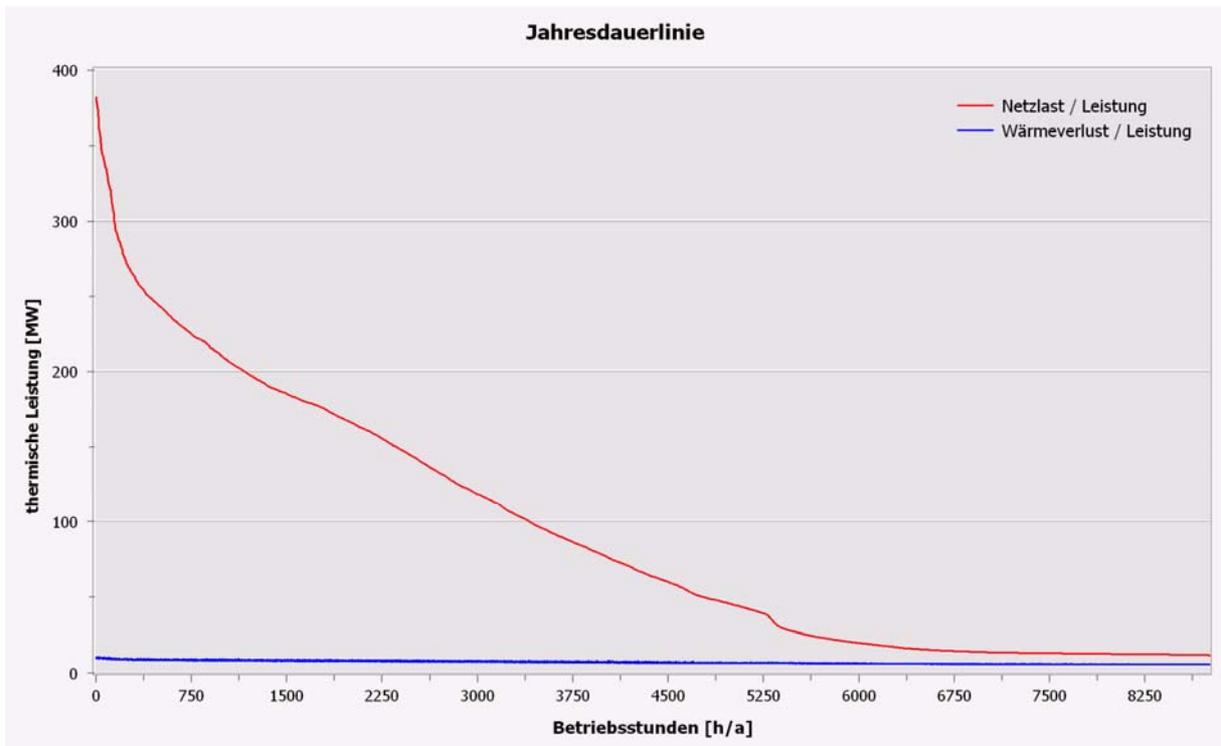


Abbildung 72: Errechnete Jahresdauerlinie des Grazer Fernwärmenetzes

Basierend auf den Berechnungsergebnissen im Auslegungspunkt wurden insgesamt vier mögliche Standorte für einen zusätzlichen Wärmeeinspeiser festgelegt. Dabei wurde vor allem der vorhandene Differenzdruck, der Durchfluss bzw. die Übertragungsleistung sowie die Leistungsreserve im jeweiligen Netzpunkt für die Festlegung der neuen Einspeisepunkte he-

rangezogen. Die genaue Position der Wärmequellen wurde zusammen mit der Kurzbezeichnung der einzelnen Varianten in Abbildung 73 dargestellt. In Abbildung 74 wurden alle Parameter mit Wert und relativer Größe angeführt.

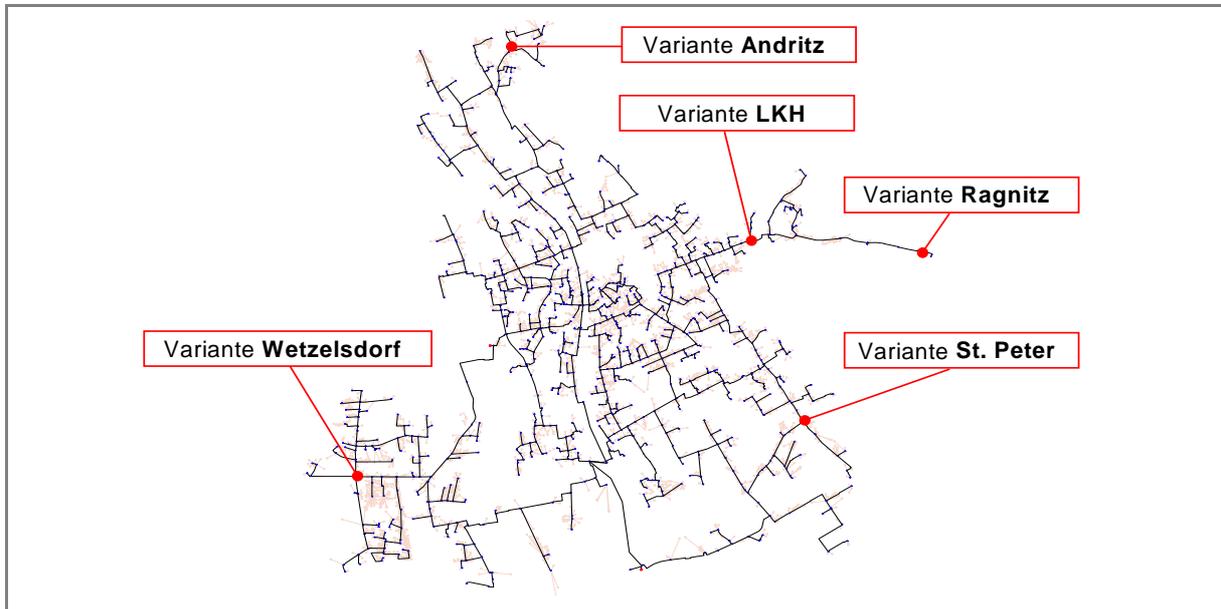


Abbildung 73: Positionierung von zusätzlichen Wärmeeinspeisern im Grazer Fernwärmenetz

		St. Peter	Wetzelsdorf	Andritz	Ragnitz	LKH
Differenzdruck	[bar]	2,53 ↑	2,49 ↑	2,24 ⇄	1,29 ↓↓	1,74 ↓
Durchfluss	[m³/h]	570,0 ↑↑	270,0 ↑	60,0 ↓	50,0 ↓↓	350,0 ↑
Übertragungsleistung	[MW]	39,7 ↑↑	18,8 ⇄	4,2 ↓	3,5 ↓↓	23,4 ↑
Leistungsreserve	[MW]	150,0 ↑↑	53,2 ⇄	62,6 ⇄	16,4 ↓↓	120,0 ↑

↑↑.... sehr hoher Wert ↑.... hoher Wert ⇄.... durchschnittlicher Wert ↓.... niedriger Wert ↓↓.... sehr niedriger Wert

Abbildung 74: Parameter der einzelnen Einspeisepunkte

Damit neben den Auswirkungen der unterschiedlichen Einspeisepunkte auch der Einfluss der Einspeisleistung auf den Netzbetrieb untersucht werden konnte, wurde zudem die thermische Leistung mit zwei unterschiedlichen Werten festgelegt. Einmal wurde sie mit 6 MW_{th} so gewählt, dass während des ganzen Jahres der Volllastbetrieb des Wärmeerzeugers möglich ist. Andererseits ergab sich mit der Festlegung der Einspeisleistung auf 20 MW_{th} eine genügend große Betriebsstundenanzahl bei gleichzeitig möglichst hohem Abdeckungsanteil (Abbildung 76).

Für die Abhängigkeit der Einspeisetemperatur von der Außentemperatur wurde ebenfalls der Verlauf aus Abbildung 62 angesetzt. Hydraulisch wurden die neuen Wärmeeinspeiser mit der Schaltung „Entnahme im Fernwärme Rücklauf und Einspeisung in den Fernwärme Vorlauf“ (siehe nächstes Kapitel) eingebunden, da diese Schaltung auch bei der bereits in Betrieb befindlichen Solaranlage des Schwarzenegger-Stadions realisiert wurde.

Mit diesen Annahmen konnte die Jahressimulation für alle zehn Varianten durchgeführt und die Berechnungsergebnisse jenen des derzeitigen Fernwärmesystems gegenübergestellt werden. Dabei ergaben sich naturgemäß für den Abdeckungsanteil des Einspeisepunktes

SÜD bzw. des neu installierten Wärmeeinspeisers Unterschiede zur derzeitigen Situation (siehe Abbildung 75), die Abnahmemenge und die Netzlast blieben nahezu unverändert. Aufgrund der geänderten Temperaturverhältnisse im Fernwärmesystem reduzierte sich der Wärmeverlust in einigen Varianten geringfügig um bis zu 1 %.

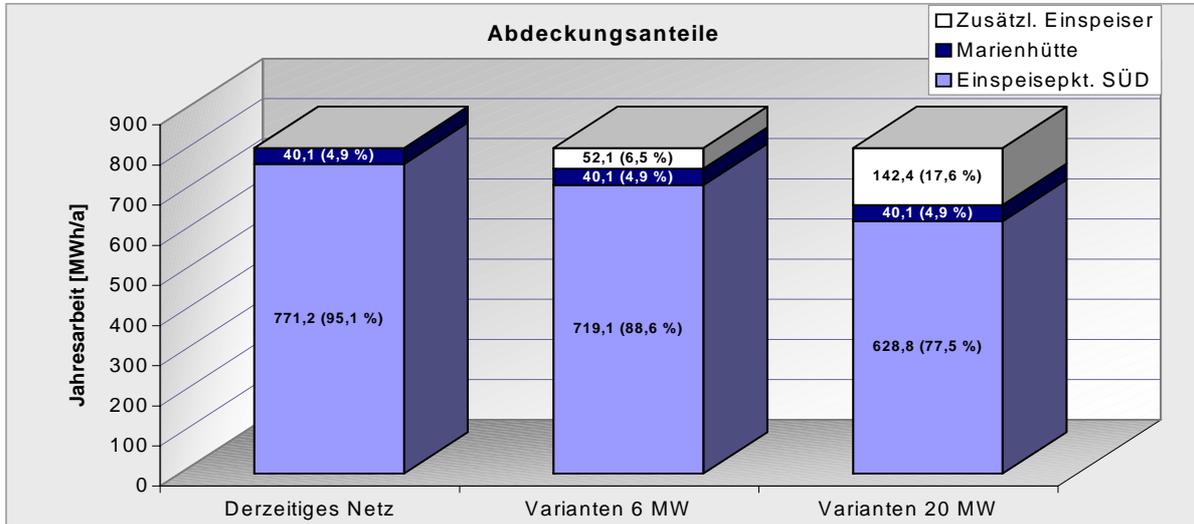
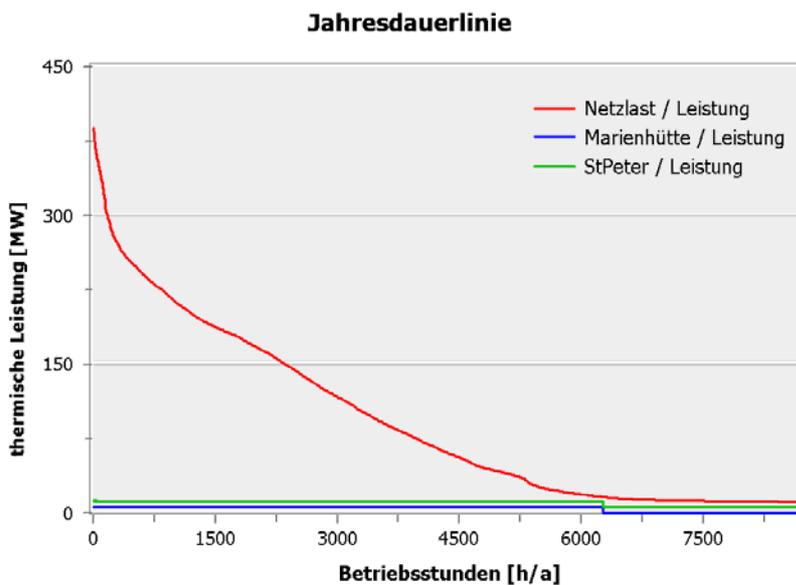


Abbildung 75: Die Jahresarbeitsanteile bei der Variantenrechnung des Grazer Fernwärmenetzes

Beispielhaft wurden für die Variante „St. PETER“ die Jahresdauerlinien erstellt, in welcher die Abdeckungsanteile der Marienhütte sowie des zusätzlichen Wärmeeinspeisers ersichtlich sind (siehe Abbildung 76). Mit einer Einspeiseleistung von 6 MW_{th} können 6,5 % des gesamten Wärmebedarfs über die zusätzliche Wärmequelle abgedeckt werden, mit 20 MW_{th} thermischer Leistung erhöht sich der Abdeckungsanteil auf rund 18 %.



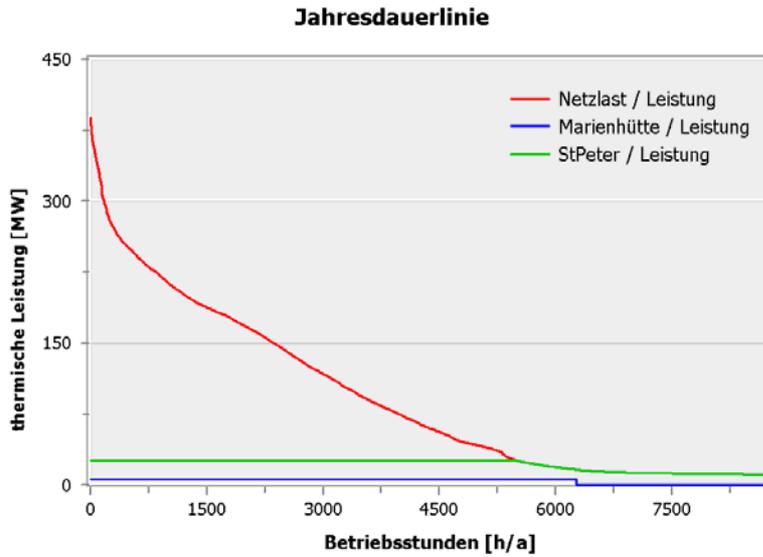


Abbildung 76: Jahresdauerlinien der Varianten „St. PETER“ (Einspeiseleistung = 6 MW_{th} bzw 20 MW_{th})

Neben den jährlichen Energiemengen wurden alle wesentlichen Temperaturen im Fernwärmesystem genau untersucht. Für die Vorlauftemperatur der Wärmequellen bzw. die Rücklauftemperatur der Abnehmer ergab sich entsprechend der Abhängigkeit von der Außentemperatur (siehe Abbildung 62) der in Abbildung 77 dargestellten Jahresverlauf.

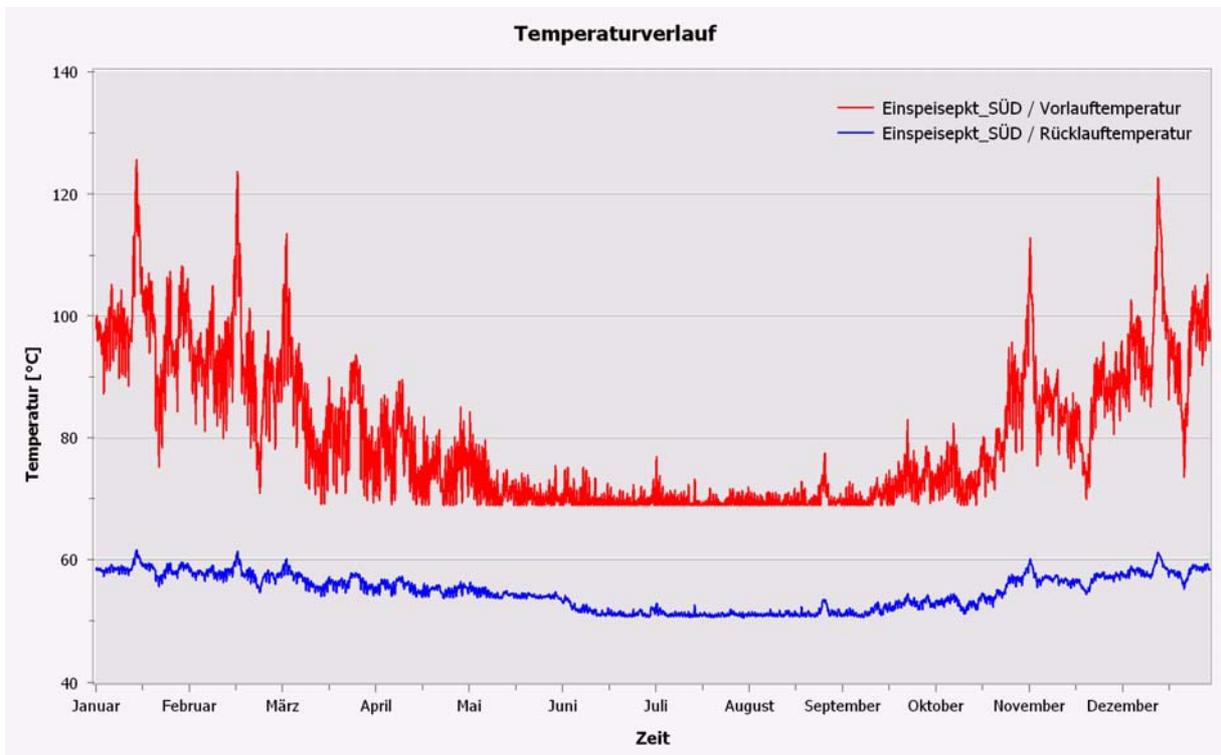


Abbildung 77: Jahresverlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen im Einspeisepunkt SÜD

Um bei der Variantenrechnung die Temperaturverhältnisse im Fernwärmesystem darstellen zu können, wurden für alle fünf Varianten mit der Einspeiseleistung von 6 MW_{th} die durchschnittlichen Jahrestemperaturen im Vorlauf in einzelnen Netzpunkten berechnet (siehe Abbildung 78). Dabei zeigte sich, dass trotz der unterschiedlichen Einspeisepunkte die Vorlauftemperatur weitgehend die Werte des derzeitigen Fernwärmenetzes erreicht, lediglich beim Netzpunkt „St. Peter“ reduzierte sich die durchschnittliche Vorlauftemperatur bei drei Varianten aufgrund der weiten Entfernung dieses Netzknotens von der Wärmequelle um mehr als 5 %.

Jedoch wirkt sich diese Verringerung der Vorlauftemperatur nur unwesentlich auf den Betrieb des Fernwärmenetzes aus, wodurch wiederum bei allen untersuchten Varianten die Versorgungssicherheit während des gesamten Jahres gewährleistet ist. In einigen Fällen könnten durch die Installation eines zusätzlichen Wärmeeinspeisers die Temperaturverhältnisse im Netz sogar positiv beeinflusst werden.

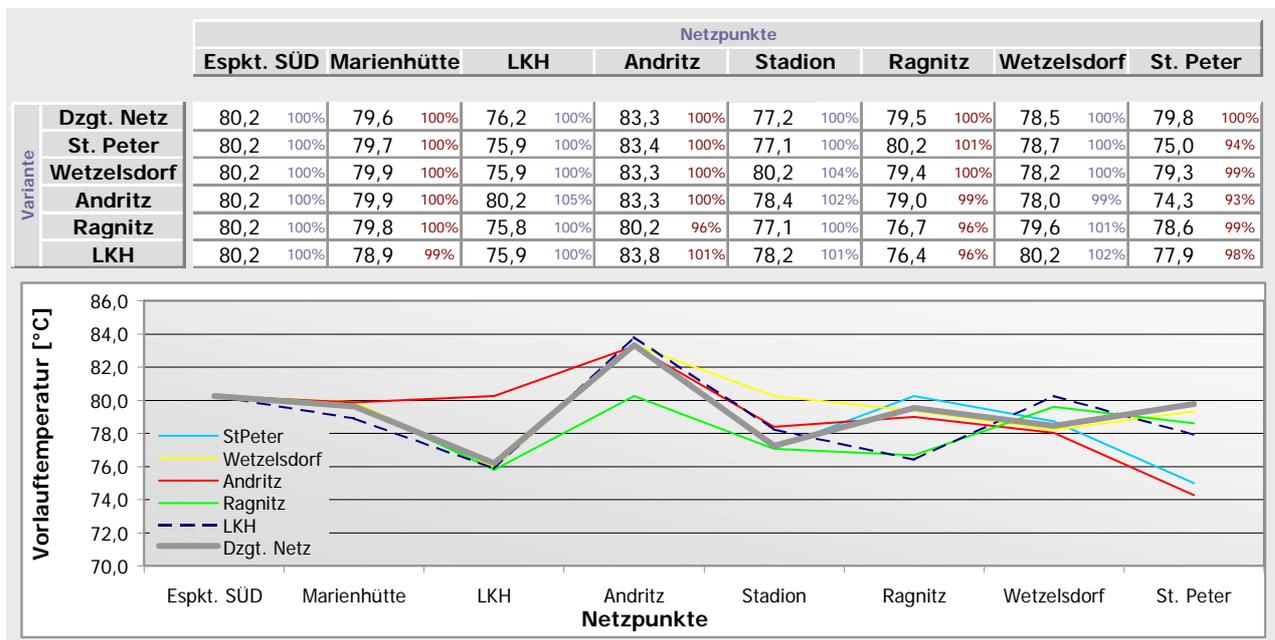


Abbildung 78: Durchschnittliche Jahrestemperatur im Vorlauf für verschiedene Netzpunkte

Auch die geänderten Druckverhältnisse wurden genau analysiert. Die Berechnung der hydraulischen Leistung mit $\dot{Q}_H = \Delta p \cdot \dot{V}$ für jeden einzelnen Stundenwert des Betrachtungszeitraums ergab für alle zehn Varianten die jährliche Pumparbeit, wobei der Pumpenwirkungsgrad nicht berücksichtigt wurde (siehe Abbildung 79).

Durch die Aufteilung der gesamten Pumparbeit auf die einzelnen Wärmeeinspeiser konnten die Vor- bzw. Nachteile der einzelnen Varianten veranschaulicht werden. So ergab sich aufgrund der Verringerung der durchschnittlichen Förderhöhe sowie der mittleren Fördermenge für den Netzbetreiber in allen zehn untersuchten Fällen eine Reduktion der erforderlichen Pumparbeit für Einspeisepunkt SÜD (bei der Variante „LKH 20 MW_{th}“ um mehr als 30 %). Für die Marienhütte reduziert sich der jährliche Pumpenergiebedarf ebenfalls in fast allen Fällen, lediglich bei der Variante „Wetzelsdorf 20 MW_{th}“ erhöht er sich aufgrund des gestiegenen Differenzdrucks geringfügig.

Diese Einsparung für den Netzbetreiber wird durch die neu im System installierte Förderpumpe des zusätzlichen Wärmeeinspeisers ermöglicht. Die zur zuverlässigen Abnehmerver-

sorgung aufzubringende Energie fällt für die einzelnen Varianten allerdings sehr unterschiedlich aus. Grund dafür ist der ungleiche Differenzdruck, der an den einzelnen Einordnungspunkten überwunden werden muss. So ist er in den Knoten „St. Peter“ und „Wetzelsdorf“ mit ca. 2,5 bar doppelt so groß als in den Knoten „LKH“ und „Ragnitz“ (siehe Abbildung 74).

Dennoch ergibt sich für die Variante „Ragnitz“ im Vergleich der höchste Wert der jährlichen Pumparbeit. Dies begründet sich auf der Kombination der relativ geringen Rohrdimension der zugleich sehr langen Versorgungsleitung mit den niedrigen Temperaturunterschieden zwischen Netzvor- und Netzurücklauf, die sich bei hohen Außentemperaturen aufgrund der Abhängigkeitskurve (siehe Abbildung 62) ergeben. Da aber gerade außerhalb der Heizperiode der neu integrierte Wärmeeinspeiser zusammen mit der Marienhütte einen Großteil des Fernwärmenetzes versorgen muss, entstehen beim Wärmetransport sehr hohe Druckverluste, die nur durch hohe Pumpleistungen ausgeglichen werden können.

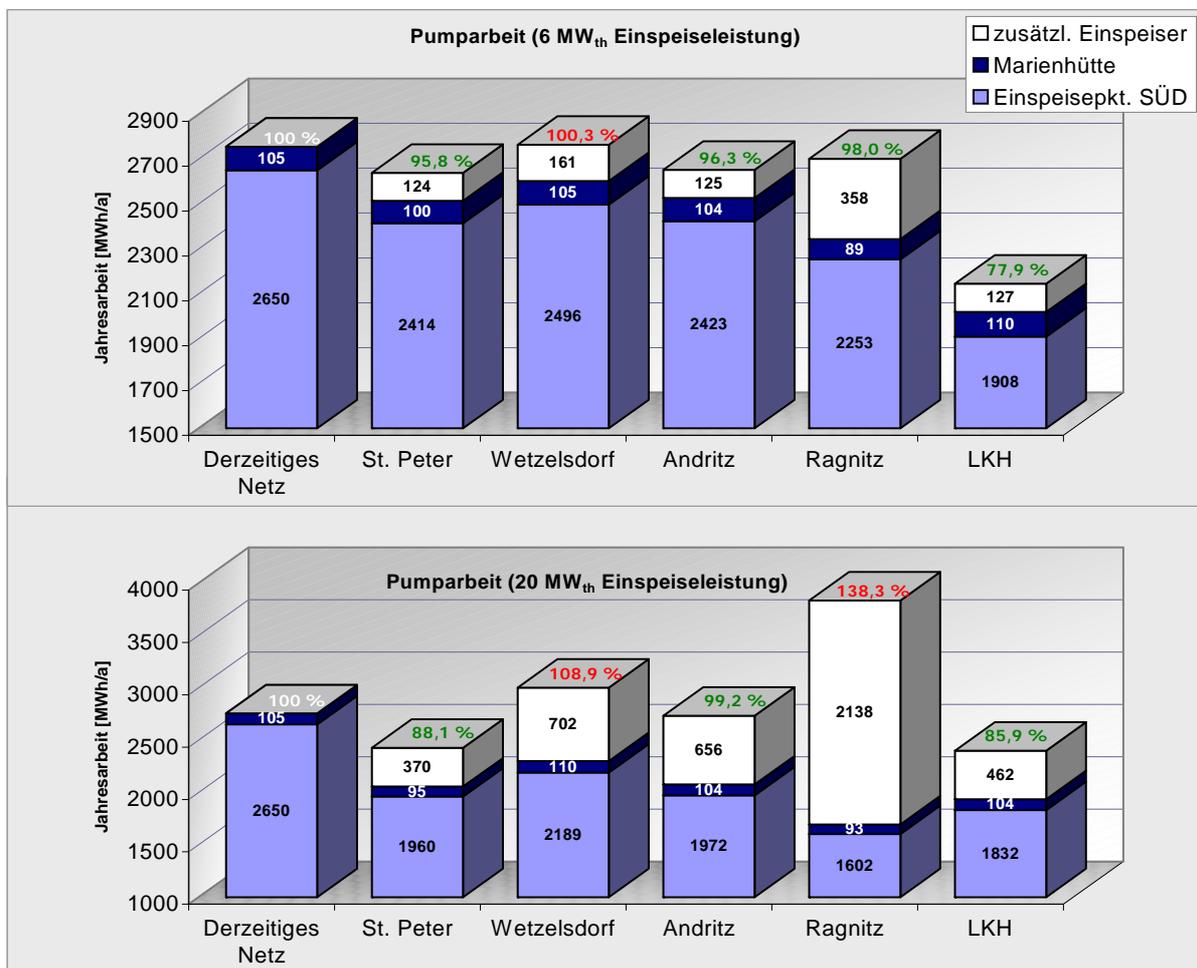


Abbildung 79: Die jährliche Pumparbeit bei der Variantenrechnung mit 6 MW Einspeiseleistung

Hingegen wirkt sich bei der Variante „LKH“ die Kombination des geringen Differenzdrucks mit der großen Leistungsreserve bzw. der großen Übertragungsleistung äußerst positiv auf die jährliche Pumparbeit aus, denn diese reduziert sich bei der Einspeiseleistung von 6 MW_{th} um mehr als 20 %.

7.3.1 Potenzial für den Einsatz erneuerbarer Energieträger

Die Untersuchungen im Grazer Fernwärmenetz zeigten, dass bei der Einbindung und Positionierung eines zusätzlichen Wärmeeinspeisers in bereits bestehende Fernwärmenetze einige Punkte beachtet werden sollten. Durch die auf unterschiedlichen Energieformen basierende Wärmeerzeugung kann die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern (Lieferengpässe, Preissteigerungen) reduziert und somit die Versorgungssicherheit gesteigert werden.

Sofern die Wärmeerzeugung in bestehenden Fernwärmenetzen nur mit einem bzw. wenigen Wärmeerzeugern erfolgt, könnte die Versorgungssicherheit durch die Einbindung einer zusätzlichen Wärmequelle ebenfalls gesteigert werden. Da im Grazer Fernwärmenetz die Wärme mit unterschiedlichen Kraftwerken an mehreren Standorten erzeugt wird, würde ein zusätzlicher Wärmeerzeuger diesbezüglich keine wesentliche Verbesserung bringen.

Zudem ist anzumerken, dass die gesamte thermische Leistung der im Fernwärmenetz integrierten Einspeiser derzeit über dem Leistungsbedarf des Grazer Netzes liegt, weshalb eine Neuerrichtung eines weiteren Wärmeerzeugers zur Leistungssteigerung nicht notwendig ist. Da allerdings die Übertragungsleistung der Fernwärmetransportleitung von den Heizkraftwerken Mellach und Werndorf derzeit mit $250 \text{ MW}_{\text{th}}$ limitiert ist, könnte durch einen Ausbau der Leitung und die dadurch ermöglichte Ausschöpfung des gesamten Leistungsvermögens der beiden Fernheizwerke eine Steigerung der Einspeiseleistung realisiert werden.

Trotz des erwähnten fehlenden Bedarfs an zusätzlichen Wärmeerzeugern konnten durch die Variantenrechnung mögliche Verbesserungspotenziale bzw. Kriterien für die sinnvolle Einbindung von neuen Kraftwerken dargestellt werden. So zeigte sich für alle zehn berechneten Varianten ein unverändertes Ergebnis bezüglich der Abnahmemenge bzw. der gesamten eingespeisten Wärmemenge, was auf die Zuverlässigkeit des Berechnungsmodells schließen lässt. Lediglich die Abdeckungsanteile der einzelnen Wärmeerzeuger haben sich je nach Einspeiseleistung verschoben. Auch der Wärmeverlust reduzierte sich aufgrund geänderter Temperaturverhältnisse bei einigen Varianten geringfügig.

Hinsichtlich der Temperaturverhältnisse im gesamten Fernwärmenetz konnte ebenfalls nachgewiesen werden, dass die Versorgungstemperaturen durch eine zusätzliche Wärmequelle in keinem Fall negativ beeinflusst werden, in einigen Fällen kam es sogar zu einer positiven Beeinflussung der Netztemperaturen.

Die größten Unterschiede bei der Variantenrechnung zeigten sich bei der jährlichen Pumparbeit, die zur zuverlässigen Wärmeversorgung der Abnehmer erforderlich ist. Während es in einigen Fällen zu einer Steigerung der jährlich aufzubringenden Pumpenergie kam, reduzierte sich diese bei der Variante „LKH 6 MW_{th} “ um mehr als 20 %. Dies lässt sich auf die Kombination der hohen Leistungsreserve bzw. der großen Rohrdimension im Einspeisepunkt mit einem geringen Differenzdruck erklären. Zudem könnte durch die Wärmeerzeugung in der Nähe des Wärmeverbrauchs (LKH als großer Wärmeabnehmer) ein unnötiger Mediumtransport unterbleiben, was sich wiederum positiv auf die Pumpenergie auswirkt.

Aufbauend auf der energetischen Bilanz könnten weitere Vorteile der einzelnen Varianten erst durch eine zusätzliche monetäre Bewertung der jährlichen Energiemengen (Abnahmemenge, erzeugte Wärmemenge, erzeugter Strom, Pumparbeit) dargestellt werden. Dies trifft vor allem auf die Bewertung der Netzverhältnisse zu, die sich aufgrund der Veränderung der thermischen Leistung der Wärmeeinspeiser (6 MW_{th} und $20 \text{ MW}_{\text{th}}$) ergeben.

7.4 Potenzial in Graz durch Neubau und Sanierung

Der Rückgang der Baukonjunktur in den letzten Jahren wirkt sich natürlich auf zusätzliche Anschlüsse von Wohngebäuden an die Fernwärme aus. Hierbei gilt es neben den jährlich sinkenden Zahlen an Neubauten vor allem sanierungsbedürftige Gebäude mit Fernwärmeanschlüssen auszustatten. Aber nicht nur bei Altbauten ohne bestehenden Fernwärmeanschluss liegt das Potenzial für die Fernwärmebetreiber, sondern bei näherer Betrachtung auch bei sanierungsbedürftigen Gebäuden, welche bereits einen Fernwärmeanschluss besitzen.

Mögliche Auswirkungen auf die Fernwärme, welche sich durch eine Gebäudesanierung ergeben, sind in Kapitel 7.4.1.2 dargestellt.

Um das Potenzial für den Fernwärmebetreiber in der Sanierung bzw. auch im Neubau aufzuzeigen, wurde eine Potenzialanalyse anhand des Grazer Fernwärmenetzes im Detail durchgeführt. Nachfolgende Ergebnisse sollen Anhaltswerte bieten bzw. als Basis für die Abschätzung des Potenzials bei anderen Fernwärmenetzen dienen. Das Grazer Fernwärmenetz wurde aufgrund seines Aufbaus und seiner Größe für diese Analyse herangezogen.

7.4.1 Auswirkungen für die Fernwärme durch eine Gebäudesanierung

Werden Altbauten einer Sanierung unterzogen, müssen diese in Hinsicht auf mögliche Auswirkungen auf die Fernwärme in zwei Gruppen unterteilt werden:

- Altbau ohne bestehenden Fernwärmeanschluss
- Altbau mit bestehendem Fernwärmeanschluss

Während bei Altbauten, welche vor der Sanierung keinen Fernwärmeanschluss besaßen, die Vorteile für den Fernwärmebetreiber durch zusätzlichen Wärmeverkauf sehr deutlich sind, wird es bei einer Gebäudesanierung mit bestehendem Fernwärmeanschluss schon etwas schwieriger, die damit verbundenen Aspekte für den Fernwärmebetreiber zu beschreiben.

7.4.1.1 Auswirkungen bei Sanierung ohne bestehenden Fernwärmeanschluss

Bei der Sanierung der Haustechnik mit Umstellung der Wärmeabgabe für das Brauchwasser mit Fernwärme ergibt sich hierbei ein weiteres Wärmeverkaufspotenzial für die Fernwärme (auch während der Sommermonate).

7.4.1.2 Auswirkungen bei Sanierung mit bestehendem Fernwärmeanschluss

Wird bei Altbauten die Gebäudehülle thermisch saniert, ergibt sich für die Fernwärme auf den ersten Blick der Nachteil des reduzierten Wärmeverkaufs. Bei einer detaillierten Betrachtung können aber daraus durchaus auch Vorteile für die Fernwärmebetreiber abgeleitet werden:

Durch die Sanierung der Gebäudehülle ergibt sich eine Reduktion der geforderten Anschlussleistung. Somit besteht bei ausgelasteten Fernwärmesträngen das Potenzial für weitere Netzanschlüsse, ohne den Rohrquerschnitt vergrößern zu müssen.

Auswirkungen, die sich durch die Reduktion der maximalen Anschlussleistung ergeben:

- Die Anschlussleistung der Fernwärme wird reduziert.
- Geringere Gebäudeheizlast führt zur Reduktion der Wärmeabnahme durch den Kunden.
- Die verbleibenden großen Radiatoren führen bei einer geringeren Heizlast des Gebäudes nach der Sanierung zu geringeren Rücklauftemperaturen.
- Die geringere Heizlast des Gebäudes führt zu einer Reduktion des primärseitigen Volumenstroms. Der verringerte Volumenstrom führt zu geringerem Einsatz von Netzpumpenstrom.

Wird nicht nur die Gebäudehülle saniert, sondern noch zusätzlich das Wärmeversorgungssystem im Gebäude, können mit entsprechender Anlagenhydraulik weitere Potenziale und Verbesserungen für die Fernwärme erreicht werden. Werden Geschosswohnbauten mit einer günstigen Anlagenhydraulik (siehe Kapitel 4.3.1) ausgestattet, ergeben sich einige Vorteile für Fernwärme.

Auswirkungen, die sich durch eine Sanierung der Anlagenhydraulik für die Fernwärme ergeben:

- Senkung der ganzjährigen Rücklauftemperatur des Wärmeverteilnetzes auf 25 bis 35°C. Minimierung der Verteilverluste (primär- und sekundärseitig). Die Rücklauftemperaturen der Fernwärme können um die Grädigkeit des Fernwärmeübergabestation (5°C) parallel nach oben verschoben auf ca. 40 bis 45°C reduziert werden.
- Durch die Anlagenhydraulik wird auch die Brauchwasserbereitung von der Fernwärme mitversorgt. Abnahme auch im Sommer.
- Durch das niedrige Rücklauftemperaturniveau aus dem Wärmeverteilnetz ergibt sich die Möglichkeit, erneuerbare Energie effizient zu nutzen:
 - Einsatz von Wärmepumpen
 - Einbindung von Solarenergie. Hierbei kann durch die niedrige Rücklauftemperatur ein Mehrertrag an Solarenergie von rund 10 bis 15 Prozent im Vergleich zu konventionellen Solarsystemen erzielt werden.

In Abbildung 78 ist eine Kollektorwirkungsgradkennlinie dargestellt, in der zwei unterschiedliche Betriebspunkte (A+B) eingezeichnet sind. Der Betriebspunkt B wird mit konventionellen Betriebstemperaturen (Netzurücklauf: 45°C) erreicht. Wird der Betriebspunkt B nun mit dem Betriebspunkt A (Netzurücklauf: 30°C) verglichen, kann ein Verbesserung der Kollektorwirkungsgrades um 10 Prozent erreicht werden. Dieses ergibt sich aus der reduzierten mittleren Kollektortemperatur, welche sich aus den günstigen niedrigen Rücklauftemperaturen des Wärmeverteilnetzes ergibt.

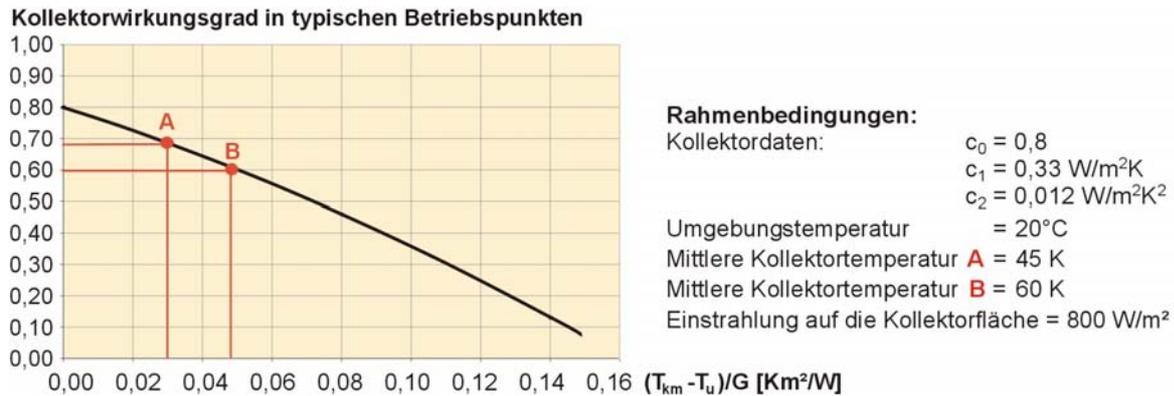


Abbildung 80: Wirkungsgradkennlinie für einen thermischen Sonnenkollektor

Das bedeutet, dass durch tiefe Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz der Wärmeversorgung höhere solare Erträge im Bereich von 10 bis 15 Prozent erzielt werden können. Hiermit erhöht sich auch der solare Deckungsgrad am Energiebedarf, und der Nachheizenergiebedarf kann somit auch reduziert werden.

7.4.2 Ausbaupotenziale beim Grazer Netz

Ausgangspunkt für die Potenzialabschätzung für die Sanierung waren die Ergebnisse der Gebäude- und Wohnungszählung 2001 der Statistik Austria (Statistik Austria, 2001).

Von den insgesamt 30.255 Wohngebäuden in Graz mit einer Gesamtwohnungsanzahl von 125.619, entfallen 20.626 Wohngebäude in die Kategorie der Ein- und Zweifamilienhäuser. Diesen 20.626 Wohngebäuden sind nur 23.700 Wohnungen zugeschrieben. Im Vergleich dazu gibt es bei den 9.629 Geschoßwohnbauten rund 102.000 Wohnungen. Dieser Unterschied der versorgten Wohnungen zeigt sehr deutlich, dass das größte Potenzial für die Versorgung mit Fernwärme eindeutig im Geschoßwohnbau liegt.

Von den bereits im Jahr 2001 gezählten 102.000 Wohnungen im Geschoßwohnbau werden davon jährlich rund 1,6 % einer Sanierung (Gebäudehülle, Haustechnik) unterzogen (E.V.A., Statistik Austria). Das würde bedeuten, dass in der Stadt Graz jährlich rund 1630 Wohnungen saniert werden. Neben der Sanierung von Geschoßwohnbauten werden jährlich in Graz 532 Wohnungen neu gebaut (Simetzberger et al, 1995).

Nachfolgende Potenzialabschätzung bezieht sich ausschließlich auf Geschoßwohnbauten, da hier aus dem Verhältnis der versorgten Wohnungen eindeutig das größere Potenzial für die Fernwärme besteht. Weiters ist, neben den größeren Energieabnahmen, die Zugänglichkeit zu den Geschoßwohnbauten über die Stadt Graz bzw. diverser Hausverwaltungen leichter gegeben als bei privaten Einfamilienhausbesitzer.

7.4.2.1 Potenzialanalyse Sanierung

Als erster Arbeitsschritt wurde die Aufteilung der Wärmeversorgung (nur Raumwärme, da keine Erhebung der Brauchwasserbereitung durchgeführt wurde) nach den Gruppen „Fernwärmezentralheizung“, „Hauszentralheizung“ und „Gebäude mit keiner Zentralheizung“ für den Gebäudebestand bei Geschoßwohnbauten bestimmt. In Abbildung 81 ist die Verteilung ersichtlich. Abbildung 82 zeigt die selbe Verteilung nicht hinsichtlich der Anzahl der Wohngebäude, sondern hinsichtlich der Anzahl der Wohnungen aufgegliedert. Generell können die Geschoßwohnbauten in die drei nachfolgenden Kategorien unterteilt werden:

- Zentralheizung mit Anschluss an ein Fernwärmenetz
- Zentralheizung mit konventionellen Energiequellen
- Keine Zentralheizung

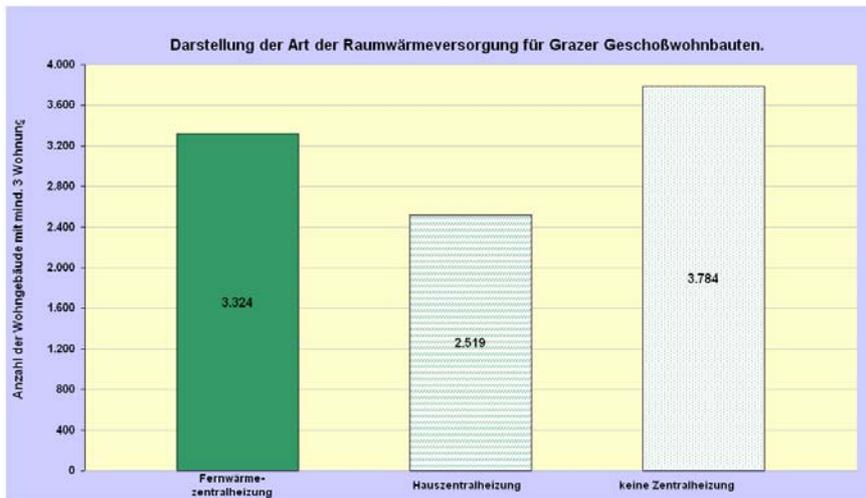


Abbildung 81: Aufsummierung und Unterteilung unterschiedlicher Raumwärmeversorgungssysteme in Grazer Geschoßwohnbauten (Statistik Austria, 2001)

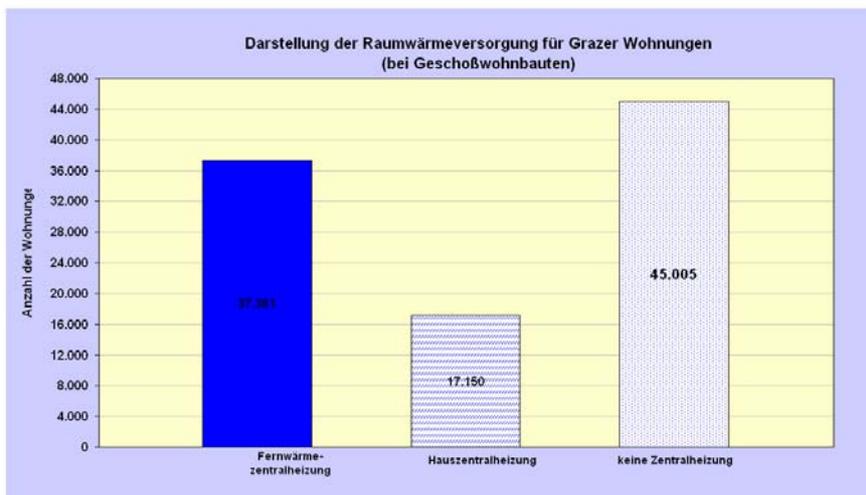


Abbildung 82: Aufsummierung und Unterteilung unterschiedlicher Raumwärmeversorgungssysteme für Grazer Wohnungen in Geschoßwohnbauten (Statistik Austria, 2001)

Anhand vorhin dargestellter Grafiken lassen sich die Potenziale für die Fernwärme in drei Kategorien unterteilen:

- Potenzial für die Fernwärme bei „Zentralheizungsversorgungen mit bereits bestehendem Anschluss an ein Fernwärmenetz“
- Potenzial für die Fernwärme bei „Zentralheizungen mit konventionellen Energiequellen“
- Potenzial für die Fernwärme bei „Geschoßwohnbauten ohne Zentralheizung“

Für die nachfolgenden Potenzialabschätzungen, welche sich in die vorhin beschriebenen Kategorien unterteilt, sind in Tabelle 7 wichtige Energiekennzahlen dargestellt.

Betrachtungszeitraum	Anzahl der Wohneinheiten	Durchschnittliche Wohnnutzfläche	Spezifischer Raumwärmebedarf	Gesamter Raumwärmebedarf	Gesamter Brauchwasserbedarf
Stand: 1981	91.287	62 m ²	195 kWh/m ² a	1.104 GWh/a	110 GWh/a
Neubau:1981 bis 1991	5.320	73 m ²	72 kWh/m ² a	28 GWh/a	7,5 GWh/a
Neubau:1991 bis 2001	5.320	75,5 m ²	72 kWh/m ² a	28,9 GWh/a	7,8 GWh/a
Sanierung: 1981 bis 2001	9.000	62 m ²	Von 195 auf 72 kWh/m ² a	Ersparnis: 68,6 GWh/a	110 GWh/a

Tabelle 7: Entwicklung der Wohnungsanzahl, der Wohnungsgrößen und des dazugehörigen Raumwärme- und Brauchwasserbedarfes von 1981 bis 2001 (Quelle: Simetzberger et al, 1995 und Statistik Austria, 2001)

Die Wohnungsanzahl bzw. die Wohnungsentwicklungen sind einerseits aus dem KEK Bericht Nr. 2 bzw. aus den Ergebnissen der Gebäude- und Wohnungszählung 2001 der Statistik Austria zu erkennen. Der gesamte Raumwärmebedarf ergibt sich aus der Multiplikation zwischen dem spezifischen Raumwärmebedarf und der durchschnittlichen Wohnnutzfläche. Der Berechnung des Brauchwasserverbrauchs liegen 30 Liter Brauchwasser mit 60°C pro Person und Tag (Quelle: Fink et al., 2004) zugrunde. Statistische Auswertungen zeigen, dass die durchschnittliche Wohnnutzfläche, die auf eine Person entfällt, bei etwa 33 m² liegt (Quelle: Statistisches Jahrbuch, 1999). Mit diesen beiden Werten kann dann bei einer durchschnittlichen Kaltwassertemperatur von 10°C der jährliche Energieverbrauch für das Brauchwasser bestimmt werden. Der spezifische Raumwärmebedarf wird in der Literatur (Quelle: Simetzberger et al, 1995) bis zum Jahr 1981 mit 195 kWh/m²a angenommen. Für die Sanierung bzw. den Neubau ab dem Jahr 1981 wird ein spezifische Raumwärmebedarf von 72 kWh/m²a der Literatur entnommen. Mit Hilfe dieser Kennzahlen kann die Energieeinsparung für den Raumwärmebedarf bei einer Sanierung berechnet werden.

Potenzial für die Fernwärme bei bereits bestehendem Anschluss

Zurzeit sind rund 3324 Fernwärmeanschlüsse an Wohngebäude (37.381 versorgte Wohnungen) vorhanden, in denen bereits eine zentrales Raumwärmeverteilsystem existiert. Auf Basis der Fernwärmeanschlussleistung und der Unterscheidung zwischen Ganzjahres- und reiner Winternutzung wurde ein Anteil einer über die Fernwärme mitversorgten zentralen Brauchwasserbereitung von 25 % abgeschätzt. Das würde bedeuten, dass ca. 9345 Wohnungen mittels Fernwärme mit Brauchwasser versorgt werden.

Geht man bei Wohngebäuden, die vor 1991 errichtet wurden, von einer durchschnittlichen Wohnungsgröße von 73m² (Simetzberger et al, 1995) und einer durchschnittlichen Wohnnutzfläche von 33 m² pro Person (Statistisches Jahrbuch 1999) aus, so leben ca. 82.700 Personen in einem Geschoßwohnbau mit einer zentralen Raumwärmeversorgung (Fernwärme). Das würde auch bedeuten, dass noch rund 62.025 Personen eine dezentrale Brauchwasserbereitung mittels E-Nachtstromboiler besitzen. Bei einem Brauchwasserbedarf von ca. 30 Liter mit 60°C pro Person würde bei einer Umstellung der Wärmeverteilung (auf 2-Leiter-Netz mit dezentralen Wohnungsübergabestationen) ein zusätzlicher Wärmebedarf von ca. 39.620 MWh an die Fernwärme gestellt werden. Der Verbrauch fällt aber nicht nur in den Wintermonaten an, sondern auch zu den Schwachlastzeiten während der Sommermonate.

Zusätzlicher Wärmeverbrauch durch Brauchwasserbereitung bei Umstellung aller bis 2001 mit Fernwärme versorgten Geschoßwohnbauten (mit bis dato reiner zentraler Raumwärmeversorgung) auf eine Brauchwasserbereitung mittels Fernwärme: 39,6 GWh/a

Potenzial bei „Zentralheizungen mit konventionellen Energiequellen“

Das größere Potenzial für die Grazer Fernwärme liegt bei Neuanschlüssen von sanierungsbedürftigen Altbauten bzw. bei den Neubauten. Schaut man sich die Verteilung der unterschiedlichen Energiequellen der Wärmeversorgung im Detail an, ist ersichtlich, dass die Energiequellen Heizöl und Gas die höchste Verbreitung finden. Abbildung 83 und Abbildung 84 zeigen die Verbreitung unterschiedlicher Energiequellen für Grazer Geschoßwohnbauten, welche eine zentrale Raumwärmeversorgung besitzen, aber aktuell nicht an das Grazer Fernwärmenetz angeschlossen sind.

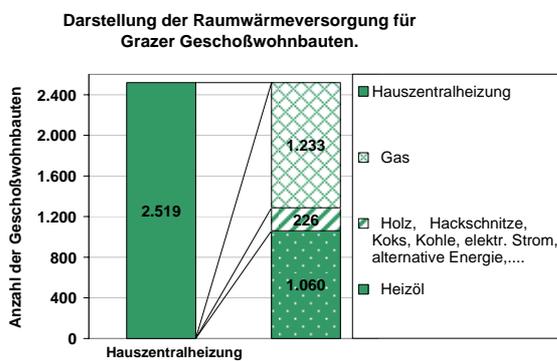


Abbildung 83: Aufteilung der Zentralheizungen in Grazer Geschoßwohnbauten auf deren unterschiedliche Energieträger (Statistik Austria, 2001)

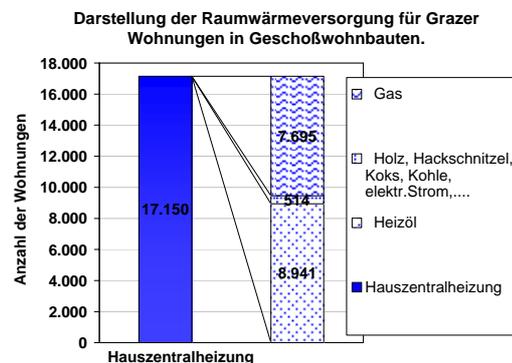


Abbildung 84: Aufteilung der Zentralheizungen für Grazer Wohnungen in Geschoßwohnbauten auf deren unterschiedliche Energieträger (Statistik Austria, 2001)

Geschoßwohnbauten, bei denen bereits ein Gasanschluss getätigt wurde, werden aufgrund der betriebspolitischen Situation in der Sanierung nicht durch einen Fernwärmeanschluss ersetzt werden. Das verbleibende Sanierungspotenzial bzw. Anschlusspotenzial für die Grazer Fernwärme bezieht sich dann auf ca. 1286 Geschoßwohnbauten bzw. 9455 Wohnungen. Wenn man den „geschichtlichen Verlauf“ der haustechnischen Ausstattung im Geschoßwohnbau näher betrachtet, kann man bei Geschoßwohnbauten, die vor den 1980er Jahren errichtet wurden, davon ausgehen, dass bei diesen Gebäuden die Raumwärmeversorgung durch so genannte Etagenheizungen bzw. Einzelöfen dezentral in den Wohnungen passiert. Erst zu Beginn der 80er Jahre wurde die Raumwärmeversorgung zumeist aus einer zentralen Wärmequelle sichergestellt. Daraus lässt sich nachfolgendes Potenzial ableiten.

9455 Wohnungen x 73 m² Wohnnutzfläche x 72kWh/m²a spezifischer Raumwärmebedarf = 50,0 GWh/a für die Raumwärmeversorgung

9455 Wohnungen x 73 m² Wohnnutzfläche / 33 m² Wohnnutzfläche pro Person x 638,75 kWh/a und Person = 13,0 GWh/a für Brauchwasserbereitung

Zusätzlicher Wärmeverbrauch durch Brauchwasserbereitung und Raumwärmeversorgung: 63,0 GWh/a

Potenzial für die Fernwärme bei „Geschoßwohnbauten ohne Zentralheizung“

Das definitiv größte Fernwärmepotenzial liegt in Geschoßwohnbauten, welche ohne Zentralheizung ausgestattet sind (Abbildung 81 und Abbildung 82).

Bei näherer Betrachtung der individuellen Wärmeversorgung der Wohnungen (Abbildung 85 und Abbildung 86) fällt auf, dass bei Geschoßwohnbauten in Graz noch der größte Anteil der Raumwärmeversorgung dezentral in den Wohnungen durch Stromheizungen (E-Radiatoren) geschieht. Dies ist bei ca. 1530 Wohngebäuden mit 18.202 Wohnungen der Fall. Der zweitgrößte Anteil (ca. 900 Geschoßwohnbauten) wird von Ölfen oder Öletagenheizungen abgedeckt. Neben den bereits erwähnten unterschiedlichen Energieträgern kommen noch Kohle, Koks, Briketts, Holz und Gas zum Einsatz.

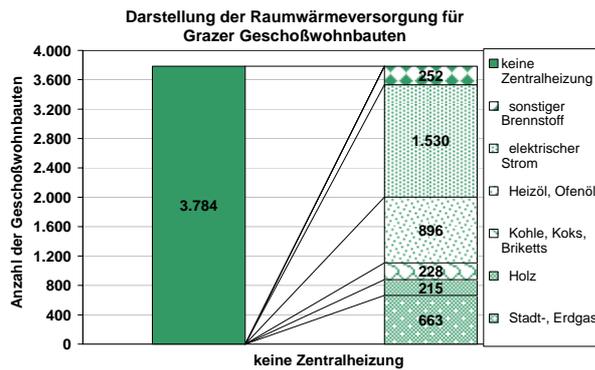


Abbildung 85: Aufteilung der mit keiner Zentralheizung ausgestatteten Grazer Geschoßwohnbauten hinsichtlich der verwendeten Energieträger (Statistik Austria, 2001)

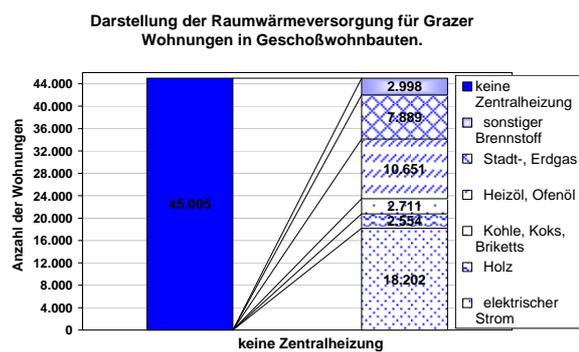


Abbildung 86: Aufteilung der mit keiner Zentralheizung ausgestatteten Grazer Wohnungen in Geschoßwohnbauten hinsichtlich der verwendeten Energieträger (Statistik Austria, 2001)

Wird nun der Anteil der mit Gas versorgten Wohngebäude nicht berücksichtigt, kann man folgende Potenziale für die Energielieferung der Fernwärme abschätzen.

Das verbleibende Sanierungspotenzial bzw. Anschlusspotenzial für die Grazer Fernwärme bezieht sich dann auf ca. 3121 Geschoßwohnbauten bzw. 37.116 Wohnungen. Auch hier kann wieder davon ausgegangen werden, dass die meisten Geschoßwohnbauten, welche bis zum Jahr 2001 mit keiner Zentralheizung ausgestattet waren, bereits vor dem Jahr 1981 errichtet wurden. Daraus ergibt sich nachfolgendes Potenzial für die Wärmelieferung der Grazer Fernwärme bei gleichzeitiger Sanierung der Gebäudehülle.

37.116 Wohnungen x 62 m² Wohnnutzfläche x 72 kWh/m²a spezifischer Raumwärmebedarf = 166 GWh/a für die Raumwärmeversorgung

37.116 Wohnungen x 62 m² Wohnnutzfläche / 33 m² Wohnnutzfläche pro Person x 638,75 kWh/a und Person = 44,5 GWh/a für Brauchwasserbereitung

Zusätzlicher Wärmeverbrauch durch Brauchwasserbereitung und Raumwärmeversorgung: 210,5 GWh/a

7.4.2.2 Potenzialanalyse Neubau

In den Jahren von 1981 bis 2001 wurden durchschnittlich pro Jahr 532 neue Wohnungen in Geschosswohnbauten errichtet. Laut Schätzungen (Simetzberger et al., 1995) sollte aber der Bedarf an Wohnungen in den nächsten Jahren sinken, und das wiederum würde auch einen Rückgang der Neubauten im Geschosswohnbau bedeuten. Schenkt man dem Verlauf glauben, so kann bis zum Jahr 2010 mit einem Rückgang der jährlich errichteten Wohnungen im Geschosswohnbau gerechnet werden. Das würde bedeuten, dass im Jahr 2010 nur mehr 452 Wohnungen pro Jahr neu errichtet werden.

Für die Potenzialabschätzung wird mit dem Mittelwert der jährlichen Zuwachsrates an neu gebauten Wohnungen im Bereich Geschosswohnbau von 492 gerechnet. Es muss aber davon ausgegangen werden, dass nicht alle Neubauten im Fernwärmeanschlussgebiet liegen, sondern nur etwa die Hälfte. Das würde ein Potenzial an neu versorgten Wohnungen von 246 pro Jahr bedeuten. Aus energetischer Sicht bedeutet das für die Wärmelieferung der Grazer Fernwärme wie folgt:

246 Wohnungen x 75,5 m² Wohnnutzfläche x 72 kWh/m²a spezifischer Raumwärmebedarf = 1,34 GWh/a für die Raumwärmeversorgung

246 Wohnungen x 75,5 m² Wohnnutzfläche / 33 m² Wohnnutzfläche pro Person x 638,75 kWh/a und Person = 0,36 GWh/a für Brauchwasserbereitung

Zusätzlicher Wärmeverbrauch durch Brauchwasserbereitung und Raumwärmeversorgung:
1,7 GWh/a

7.4.3 Zukünftiges Potenzial des Wärmeabsatzes der Grazer Fernwärme

Zählt man nun alle vorhin beschriebenen Sanierungsmaßnahmen zusammen, würde sich für die Grazer Fernwärme eine zusätzliche Möglichkeit der Energielieferung von rund **313,1 GWh/a** ergeben. Neben dem Potenzial der sanierungsbedürftigen Gebäude ergibt sich jährlich ein Potenzial durch neu gebaute Geschosswohnbauten von rund **1,7 GWh/a**. Durch sinkende Zahlen im Neubau wird auch die jährlich neu zu liefernde Wärme für den Neubau sinken.

Um einen realistischen Verlauf des zukünftigen Potenzials für die Fernwärme darzustellen, ist in Abbildung 87 der zusätzliche Energieverbrauch, welcher sich aus den in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Sanierungen von Geschosswohnbauten und des Neubaus zusammensetzt, dargestellt. Ausgangspunkt ist der oben beschriebene jährliche Sanierungsgrad (1.630 Wohnungen) an Geschosswohnbauten. Die einzelnen Sanierungskategorien („keine bestehende Zentralheizung“, „Zentralheizung mit konventionellen Energiequellen“ und „Zentralheizung mit bereits bestehenden Fernwärmeanschluss“) wurden gleichmäßig auf das jährliche Sanierungsvolumen von 1.630 Wohnungen aufgeteilt, sodass in jeder Kategorie jährlich rund 543 Wohnungen saniert werden. Neben den Sanierungen wird auch die Hälfte der jährlich 492 neu gebauten Wohnungen berücksichtigt.

Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze

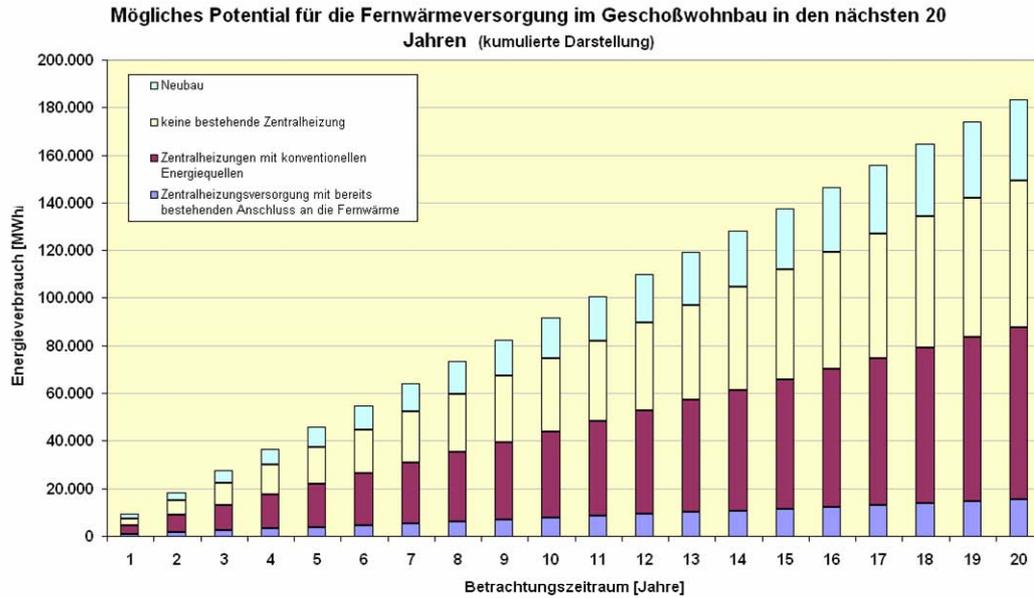


Abbildung 87: Potenzialabschätzung für die Grazer Fernwärme anhand von sanierungsbedürftigen Gebäuden und dem Neubau im Geschosswohnbau für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.

Nach dem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren errechnet sich ein zusätzlicher Energieverbrauch für die Grazer Fernwärme von jährlich 183.200 MWh/a. Hierbei wurde der Energieverbrauch über das gesamte Betriebsjahr (Energieverbrauch für Raumwärme und Brauchwasser) dargestellt.

Der für das Grazer Fernwärmenetz interessante zusätzliche Sommerabsatz (Brauchwasserbereitung) in den Monaten Mai bis September ist in Abbildung 88 dargestellt. Infolge der zur Zeit schlechten Sommerauslastung der Fernwärme und damit verhältnismäßig großen Rohrleitungsverlusten ist es aus betriebswirtschaftlichen und energetischen Gründen besonders wichtig, den Sommerabsatz der Fernwärme zu erhöhen.

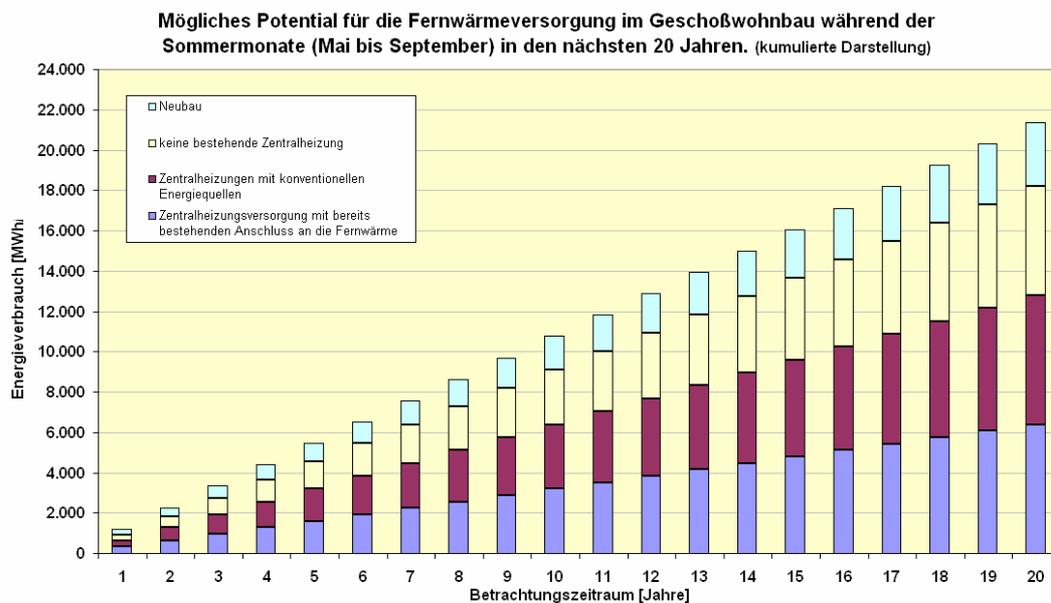


Abbildung 88: Potenzialabschätzung für die Grazer Fernwärme in den Sommermonaten Mai bis September anhand von sanierungsbedürftigen Gebäuden und dem Neubau im Geschosswohnbau für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.

Nach dem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren errechnet sich ein zusätzlicher Energieverbrauch während der Sommerperiode für die Grazer Fernwärme von jährlich 21.400 MWh/a.

Derzeit erfolgt die Einspeisung der Solarenergie meistens in das hausinterne Wärmeverteilungssystem. Findet die Verwendung von Solarsystemen statt und werden diese im „Kosten/Nutzen-Optimum“ (Fink et al., 2004) dimensioniert, würden Solarsysteme zwischen 15 und 20 Prozent des gesamten Energieverbrauchs (Brauchwasser, Raumwärme) liefern können. Werden nun die vorhin genannten Sanierungsmaßnahmen und Neubauten in den nächsten 20 Jahren umgesetzt, würde dies eine Kollektorfläche von zusätzlich umgerechnet 90.000 m² ergeben. Dieses entspricht einer thermischen Spitzenleistung von 63 MW.

Vorraussetzung für dieses Szenario sind allerdings folgende Faktoren:

- Weiterer Netzausbau der Grazer Fernwärme (max. Netzleistung, Leitungstrasse)
- Sicherstellung der maximalen Netzleistung
- Umstellung der Wärmeversorgung von Geschoßwohnbauten, sodass die Brauchwasserbereitung durch die Fernwärme erfolgt.
- Gesamter Fernwärmenetzbetrieb auch während der Sommermonate (Vorlauftemperaturen von 65 bis 70°C)
- Ambitioniertes Sanierungskonzept der Stadt Graz in Kooperation mit Wohnbauträgern, Hausverwaltungen und der Grazer Fernwärme
- Bereitschaft zur Sanierung der Wohngebäude durch die Gebäudeeigentümer bzw. der Mieter

8 Pilotanlage Arnold Schwarzenegger Stadion – Solarthermische Einspeisung

Ziel dieses Arbeitspaketes ist die Betrachtung der Anlagenergebnisse der Pilotanlage nach den ersten beiden Betriebsjahren sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht und die Ableitung von Schlussfolgerungen auf weitere Projekte.

8.1 Technische und organisatorische Systemanalyse

8.1.1 Ausgangssituation

Mit der Errichtung der größten Solaranlage Österreichs im Arnold Schwarzenegger Stadion (1.407m²) wurde einerseits ein Pilotprojekt für die Einspeisung von Solarwärme in Fernwärmenetze geschaffen und andererseits ein deutliches Zeichen der umweltpolitischen Stoßrichtung der Stadt Graz gesetzt.

„Die Verwendung großer solarthermischer Anlagen ist die effizienteste Verwendung dieser Energieform“- dieser Satz stammt aus dem Weißbuch der EU. Rund 15 Fernwärmeeinspeisungen bestehen derzeit in Österreich bei kleinen Biomasse-Nahwärmenetzen in Verbindung mit Pufferspeichern, in Skandinavien (besonders in Dänemark und Schweden) gibt es rund 20 Anlagen in Verbindung mit Fernwärme und teilweise auch Langzeitspeicherung. Die im Arnold Schwarzenegger Stadion ausgeführte direkte Nutzung ohne Verwendung eines Pufferspeichers reduzierte einerseits die Investitionskosten, andererseits sind durch die kontinuierliche Last höhere Solarerträge möglich. Diese zwei Faktoren bewirken trotz höherer Arbeitstemperaturen eine wesentlich bessere Ökonomie im Vergleich zu dezentralen Kleinsolaranlagen. Da in Mitteleuropa solche Anlagen bislang nicht realisiert wurden, stellte die Anlage ein öffentlichkeitswirksames Pilotprojekt dar.

Die nahwaerme.at errichtete die Anlage auf eigene Kosten. Sie beauftragte die Firmen SOLID und Ökotech mit der Lieferung und Montage der Anlage. Zwischen der nahwaerme.at und der Stadionverwaltung wurde ein Benützungsbereinkommen für die Dachfläche abgeschlossen und mit der Energie Graz/Fernwärmeversorgung wurde ein Wärmelieferungsvertrag betreffend der Einspeisung der Solarwärme in das Fernwärmenetz unterzeichnet. Die Verträge wurden auf 15 Jahre mit einer Verlängerungsoption abgeschlossen.

Die Abrechnung der Energie erfolgt zur Gänze mit der Energie Graz, welche die eingespeiste Solarwärme zu 100 % abnimmt. Die dort eingespeiste Wärme verteilt sich über das Grazer Fernwärmenetz weiter und deckt in den Wintermonaten von Anfang November bis Mitte Februar überwiegend den Energiebedarf im Stadion selbst sowie in den angeschlossenen Räumlichkeiten (Fitnesscenter, Businesscenter). In den Sommermonaten wird der weitaus überwiegende Anteil der Energie über das Fernwärmenetz an weitere Abnehmer verteilt. Im Objekt selbst sind lediglich ein Warmwasserverbrauch von 10 m³ pro Tag im Fitnessstudio und der gelegentliche Warmwasserverbrauch im Stadion nach Fußballspielen abzudecken.

8.1.2 Technische Rahmenbedingungen

Auf der Dachfläche der Skatinghalle des Arnold Schwarzenegger Stadions wurde die thermische Solaranlage errichtet. Die dabei gewonnene Energie wird in das Fernwärmenetz der Energie Graz eingespeist. Die Solarkollektoren (Flachkollektoren der Firma Ökotech mit 14,3 m² je Element) wurden auf dem Metaldach in 11 Reihen mit je 9 seriellen Elementen

montiert. Die Sammelleitungen wurden auf beiden Enden der Kollektorreihen quer über das Dach geführt.



Die Grazer Fernwärmeversorgung betreibt das Netz ganzjährig und versorgt im Sommer einige Warmwasseraufbereitungsanlagen. Der Sommerwärmebedarf liegt bei ca. 10 MW. Die Maximalleistung der Solaranlage bei voller Sonneneinstrahlung liegt bei ca. 800 kW. Die gewonnene Solarenergie wird in den Vorlauf des Fernwärmenetzes eingespeist. D.h. über die Einspeisepumpe(n) wird das Rücklaufmedium aus dem Fernwärmenetz entnommen, über den Wärmetauscher erwärmt und anschließend direkt in den Vorlauf eingespeist. Eine entsprechende Auslegung der Einspeisepumpen, um gegen den bestehenden Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf im Fernwärmeprimärnetz einspeisen zu können, ist erforderlich.

Nachfolgend ist das Hydraulikschema der Solareinspeisung in das Netz der Fernwärmeversorgung im Arnold Schwarzenegger Stadion dargestellt.

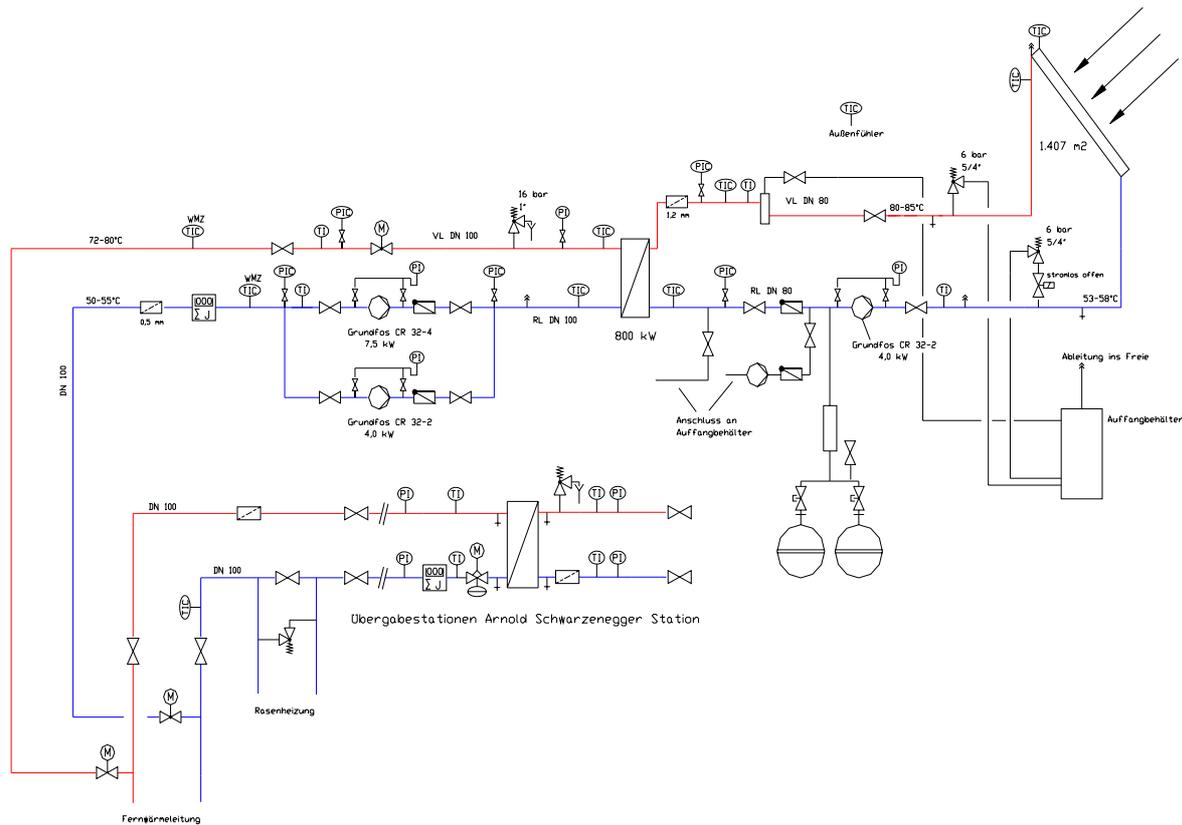


Abbildung 89: Hydraulikschema der Solareinspeisung Arnold Schwarzenegger Stadion

8.1.3 Vorgaben seitens der Energie Graz/Fernwärmeversorgung

- Die nahwaerme.at verpflichtete sich, die Anlage nach dem Stand der Technik und den Technischen Richtlinien der Energie Graz/Fernwärmeversorgung und unter Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften und Verordnungen zu bauen.
- Die Errichtung der Solaranlage und sämtlicher zugehöriger Anlagenteile inkl. der notwendigen Anbindung an das Fernwärmenetz bis zur Schnittstelle VL- und RL-Kugelhahn (-Ventil) in der Fernwärme-Primärleitung erfolgte durch die nahwaerme.at. Die Adaption bzw. Neuerrichtung der Verrohrung bis zu den oben genannten Schnittstellen (inkl. der Kugelhähne) erfolgte durch die Energie Graz/Fernwärmeversorgung.
- Die Übergabe an das Fernwärmenetz geschieht über einen Plattenwärmetauscher (Auslegung max. 800kW, Grädigkeit max. 5K). Über die Sekundärpumpe (Vollstapumpe max. Arbeitspunkt 55 m Förderhöhe bei 32 m³, Teillastpumpe max. Arbeitspunkt 45 m Förderhöhe bei 16 m³) wird Rücklaufmedium entnommen und in den Vorlauf eingespeist.
- Die Messung der in das Grazer Fernwärmenetz eingespeisten Wärmemenge erfolgt über einen von der Energie Graz/Fernwärmeversorgung bereitgestellten Wärmemengenzähler.
- Für die Errichtung der Übergabestation und Rohrleitungen (im Bereich Übergabestation mit Fernwärmeeinspeisung und Verbindungsleitung bis zur Solaranlage auf der Skatinghalle) galten die Technischen Richtlinien der Energie Graz/Fernwärmeversorgung.

Für das Primärnetz sind dies insbesondere (Auszug aus Punkt 4.3. der Technischen Richtlinien):

- Auslegung auf Nenndruck PN25 oder PN16 und 120°C Dauerbelastung
 - Schweißarbeiten nur durch befugte Betriebe und deren geprüfte (ÖNORM – EN 287 Teil 1) und von der Energie Graz/Fernwärmeversorgung anerkannte Schweißer (Probeschweißungen erforderlich)
 - Schweißnahtgüte nach ÖNORM – EN 25817, Bewertungsgruppe C bzw. EN 12517, Bewertungsgruppe 2. Schweißnahtprüfung optisch durch Personal der Energie Graz/Fernwärmeversorgung und stichprobenweise Durchstrahlungsprüfungen
 - Installationsmaterial für Nenndruck PN 25 bzw. PN 16, 120°C Dauerbelastung; Armaturen mit Abnahmeprüfung von einer behördlich autorisierten Prüfanstalt
 - Weitere Vorschriften siehe Anhang „Technischen Richtlinien der Energie Graz/Fernwärmeversorgung“
- Als Auslegungsdaten für die Anlage wurden die Vor- und Rücklauftemperaturen im Fernwärmenetz (Bereich VL Fröhlichgasse/RL Neufeldweg-Karl-Huber Gasse) aus dem Jahr 2001 herangezogen (im Sommer Vorlauf 70°C/ Rücklauf 50 °C). Als Basis für die Pumpenauslegung wurden die Differenzdrücke von diesem Standort herangezogen.
 - Die einzuhaltende Heizkurve für die Einspeisung ins Fernwärmenetz in Abhängigkeit von der Außentemperatur beträgt

Außentemperatur	FW-Vorlauftemperatur
-20°C	105°C
-15°C	100°C
-10°C	95°C
-5°C	90°C
0°C	85°C
5°C	80°C
10°C	75°C
15°C	70°C

Tabelle 8: Heizkurve für die Einspeisung ins Fernwärmenetz

- Im Falle von Revisionsarbeiten am Leitungsnetz oder an Abnehmeranlagen muss das Solarsystem so ausgelegt sein, dass im Falle des Fehlens der Wärmeabnahme keine Schädigung an den solar- und fernwärmeseitigen Anlagenteilen auftritt.
- Die wesentlichen Anlagendaten der Solaranlage (Vor- und Rücklauftemperaturen und Anlagendruck) werden der Fernwärme laufend automatisiert zur Verfügung gestellt, bzw. werden seitens der Fernwärmeversorgung die Zählerdaten zur Verfügung gestellt.

8.1.4 Hemmnisse und Schwierigkeiten, Erfahrungsbericht

Bei einer Analyse der Hemmnisse und Schwierigkeiten vor bzw. bei der Umsetzung des Projekts ist es sinnvoll eine Trennung zwischen

- organisatorisch/rechtlichen Voraussetzungen und
- technischen Voraussetzungen

durchzuführen.

8.1.4.1 Klärung der organisatorischen/rechtlichen Voraussetzungen

Hier galt es vor allem, die Eigentümer des Stadions und die Energie Graz/Fernwärmeversorgung von der Sinnhaftigkeit und Öffentlichkeitswirksamkeit dieses Projekts zu überzeugen. Das Projekt wurde vom Energie- und Umweltreferat der Stadt Graz von Anfang an tatkräftig unterstützt. Dank der guten Zusammenarbeit mit der Stadionverwaltung und der Energie Graz/Bereich Fernwärme konnten das Benützungsübereinkommen für die Dachfläche der Skatinghalle und der Wärmelieferungsvertrag ca. 1 Jahr nach den ersten Gesprächen unterzeichnet werden. Ohne diese vertraglichen Voraussetzungen ist ein langfristiges Contracting-Projekt unmöglich.

Eine weitere wesentliche Voraussetzung für den Start des Projekts war die Klärung der Förderungen. Da diese Art der Anwendung einer Solaranlage und vor allem auch die Größenordnung der Anlage den Förderstellen unbekannt war, galt es vorab, diese Institutionen ebenfalls von der Sinnhaftigkeit des Projekts zu überzeugen. Nach der Zusage der Förderung durch die Kommunalkredit Austria AG, die Stadt Graz und die Steirische Wirtschaftsförderung waren auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gesichert und es konnte mit der Detailplanung der Anlage begonnen werden.

Zusammenfassend kann zu diesem Punkt organisatorische/rechtliche Voraussetzungen angemerkt werden, dass es hierbei vor allem galt, Überzeugungsarbeit zu leisten, dass eine derartige Anlage funktionieren und die berechneten Erträge liefern wird.

8.1.4.2 Klärung der technischen Voraussetzungen

Nachdem ein direkter Eingriff in das Primärnetz der Grazer Fernwärmeversorgung erfolgte, war es selbstverständlich erforderlich, alle Planungsschritte direkt mit der Energie Graz/Fernwärmeversorgung abzustimmen. Die Technischen Richtlinien der Energie Graz/Fernwärmeversorgung bildeten dabei den Grundstein. Individuelle Anpassungen an die spezielle Art der Anlage waren erforderlich, da es derartige Einspeisungen in das Grazer Fernwärmenetz bislang noch nicht gab. Vor allem der geforderte Fernwärmestandard erforderte bei der Auswahl mancher Anlagenteile größere Bemühungen, da diese Teile für den Solaranwendungsfall nicht standardmäßig verfügbar waren.

8.1.5 Anlagenergebnisse nach den ersten beiden Betriebsjahren

Die Solaranlage im Arnold Schwarzenegger Stadion wurde am 25.6.2002 in Betrieb genommen, um nach einer anfänglichen Optimierungsphase von ca. einem Monat zur Einstellung von Regelparametern dann unmittelbar in den regulären Dauerbetrieb überzugehen.

Der Energieertrag bis zum 01.07.2004 lag bei 1.090 MWh. Auf Betriebsjahre umgerechnet bedeutet das für das erste Betriebsjahr (Juli 2002 bis Juni 2003) 569 MWh und für das zweite Betriebsjahr (Juli 2003 bis Juni 2004) 521 MWh. Das nachfolgende Bild visualisiert einen

Anlagenzustand am 01.07.2004. Die Momentanleistung beträgt dabei ca. 700kW bei einer Fernwärmerücklauftemperatur von 58°C und einer Einspeisetemperatur von 75°C.

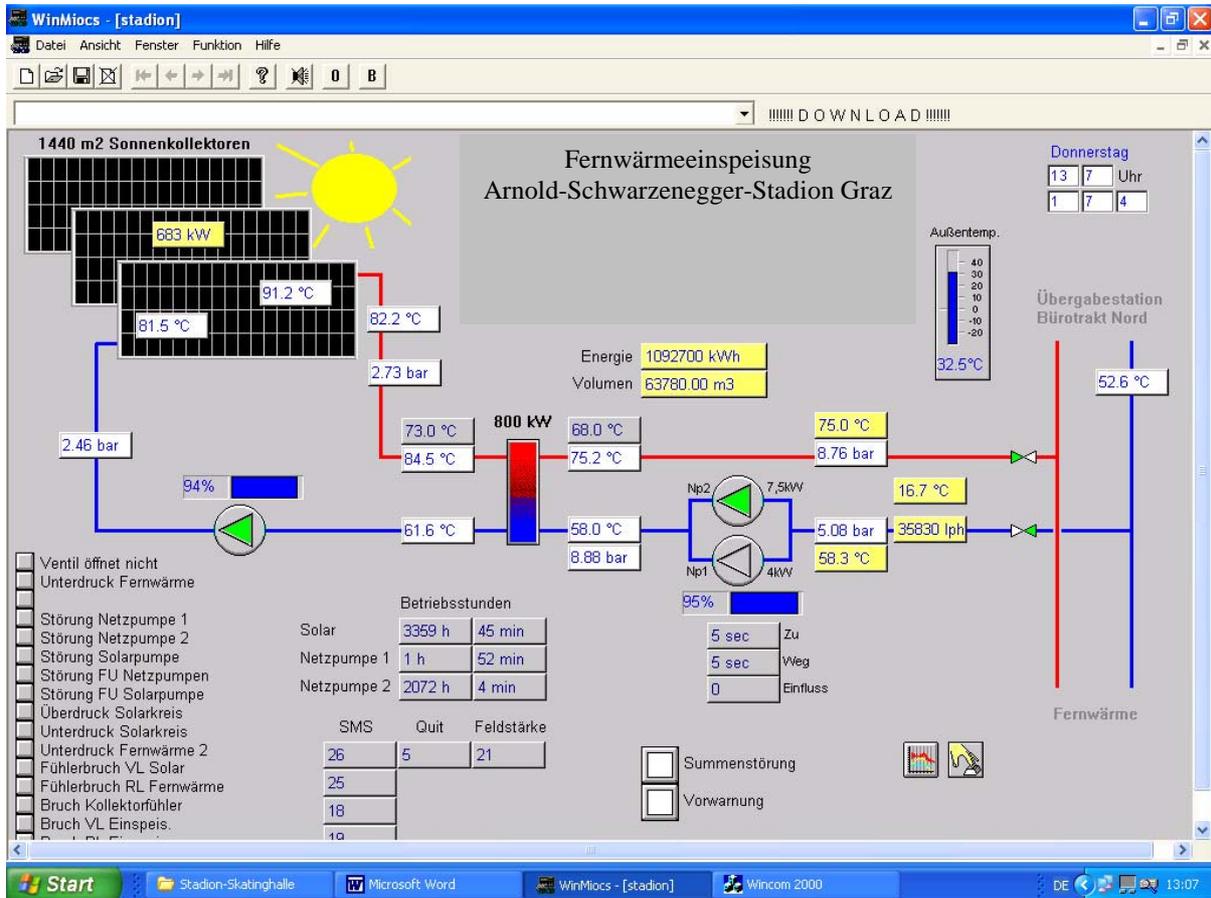


Abbildung 90: Visualisierter Anlagenzustand 01.07.2004

Eine Gegenüberstellung der monatlichen Erträge aus der Solaranlage über die ersten beiden Betriebsjahre erfolgt in der nachfolgenden Grafik.

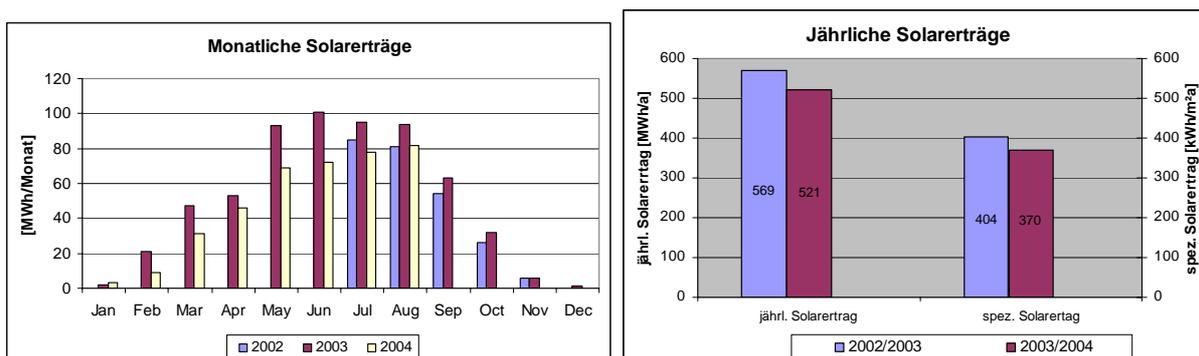


Abbildung 91: Gegenüberstellung der monatlichen Erträge aus der Solaranlage

Diese Energieerträge entsprechen bei einer Umrechnung auf die Bruttokollektorfläche im ersten Betriebsjahr einem spezifischen Solarertrag von 404 kWh/m²a und im zweiten Betriebsjahr 370 kWh/m²a.

Die Energieerträge liegen einerseits geringfügig unter den berechneten Ertragswerten und andererseits sind starke Schwankungen beim monatlichen Vergleich über die Betriebsjahre festzustellen.

Zu den im Vergleich mit den ersten Berechnungen etwas niedrigeren Ertragswerten ist anzumerken, dass diese durch die gegenüber der Auslegung um 10°C höhere Rücklauftemperatur im Fernwärmenetz der Energie Graz zu begründen ist. Die Rücklauftemperaturen im Sommerbetrieb liegen nicht bei den in der Berechnung angenommenen 50°C, sondern bei 60–62°C. Unter Berücksichtigung dieser geänderten Ausgangssituation stimmen die Werte der adaptierten Ertragsberechnung genau mit den Messwerten der ersten beiden Betriebsjahre überein.

Beim Vergleich der Solarerträge der Monate Juli oder August über die Jahre 2002, 2003 und 2004 fällt die starke Abhängigkeit von der allgemeinen Wettersituation des jeweiligen Jahres/Monats auf. Die Erträge im Jahr 2003 lagen nahezu in allen Monaten um bis zu 10 % über dem langjährigen Durchschnitt. Die statistischen Aufzeichnungen der Klimastation für das Grazer Stadtgebiet bestätigen diese Abweichungen bei der monatlichen Solarstrahlung im Jahr 2003. Im Vergleich lag die monatliche Solarstrahlung im Jahr 2004 etwas unter dem langjährigen Durchschnitt. Diese Auswirkungen spiegeln sich in den Solarerträgen wieder.

Die nachfolgende Auswertung aus der Fernüberwachung der Anlagenregelung zeigt ein typisches Juni-Tagesprofil der Solaranlage am Arnold Schwarzenegger Stadion. Die Parameter für die Einspeisung in das Fernwärmenetz (Vorlauftemperatur ca. 70°C) sind kurz nach 8 Uhr in der Früh erreicht. Um die Mittagszeit erreicht die Anlage ihre Maximalleistung (an diesem Tag knapp über 700 kW und der Einspeisebetrieb endet um ca. 17 Uhr. Die Rücklauftemperaturen im Fernwärmenetz lagen auch an diesem Tag, wie bereits weiter oben angeführt, um die 60°C.

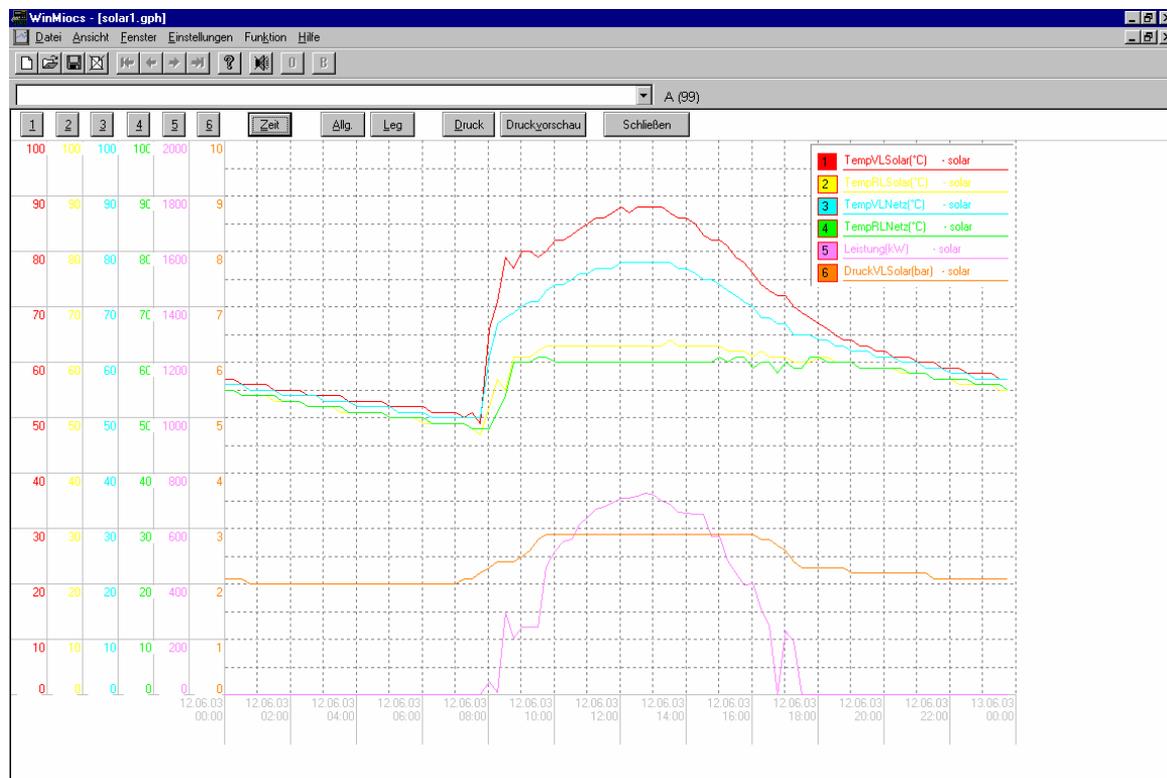


Abbildung 92: Auswertung aus der Fernüberwachung der Anlagenregelung – typisches Juni-Tagesprofil

Im Vergleich zu „konventionellen“ Solaranlagen für die Warmwasserbereitung oder Heizungsunterstützung sind beim Anwendungsfall Netzeinspeisung Einspeisepumpen mit einer größeren Leistung erforderlich (zur Überwindung des Differenzdrucks im Fernwärmenetz) und benötigen daher auch etwas mehr Betriebsstrom. Der jährliche Stromverbrauch bei der Netzeinspeisung im Arnold Schwarzenegger Stadion beträgt zwischen 1,5 und 1,7 % des jährlichen Solarertrages.

8.1.6 Optimierungspotenziale

Hohe Rücklauftemperaturen im Grazer Fernwärmeprimärnetz

Wie bereits unter 8.1.5 angeführt (Anlagenergebnisse nach den ersten beiden Betriebsjahren), liegen die Rücklauftemperaturen im Grazer Fernwärmeprimärnetz im Einspeisepunkt Arnold Schwarzenegger Stadion deutlich höher als in der Auslegung angenommen. Aus diesem Grund kann auch nicht die auf den ursprünglichen Werten basierende jährliche Energiemenge aus der Solaranlage in das Netz eingespeist werden. Weiters konnte recht häufig festgestellt werden, dass die Fernwärmerücklauftemperatur im Laufe eines Betriebstages der Solaranlage um ca. 2–6°C ansteigt (Vergleich Morgen und Abend). Wie Erfahrungen aus einem anderen Solarprojekt mit Einspeisung in ein Nahwärmenetz zeigten, können mit einer Wartung bzw. Sanierung bestehender alter Fernwärmezentralen im umliegenden Versorgungsbereich diese „Tagesgänge“ bei der Fernwärmerücklauftemperatur verringert werden. Häufige Ursachen sind nicht gänzlich schließende Ventile oder regelungstechnische Fehleinstellungen in den Übergabestationen bzw. den nachgeordneten Verteilsystemen.

Schwankender Differenzdruck im Fernwärmenetz:

Der Differenzdruck (Vorlauf/Rücklauf) im Fernwärmenetz ist für die Auslegung der Einspeisepumpen und die Drehzahlregelung dieser Pumpen maßgeblich. Wie sich im laufenden Betrieb von Solaranlagen mit Netzeinspeisungen gezeigt hat, kann es durch Schwankungen beim Differenzdruck (durch Änderungen im Versorgungsbetrieb, Wartungsarbeiten, etc.) sogar zu Zuständen kommen, bei denen aufgrund der geänderten Ausgangssituation die Energie aus der Solaranlage nicht oder nur zeitverzögert an das Fernwärmenetz übergeben werden kann. In diesen Ausnahmeständen laufen dann zwar die Pumpen mit ihrer voreingestellten Mindestdrehzahl (bei der normalerweise die Einspeisung startet), aber aufgrund des höheren Differenzdruckes im Netz kommt es noch zu keiner Einspeisung (d.h. es besteht noch kein Durchfluss). Um diese Zustände auszuschließen, wurden Adaptierungen an der Regelung der Einspeisepumpen durchgeführt.

8.2 Das Contractingmodell

Die Solaranlage am Arnold Schwarzenegger Stadion wurde auf Basis eines Contractingmodells errichtet. Das heißt, die Investitionskosten wurden in voller Höhe vom Contractor (nahwaerme.at) getragen und die Refinanzierung erfolgt gänzlich über die Abgeltung der in das Fernwärmenetz eingespeisten Energie.

Vertragliche Rahmenbedingungen

Wärmelieferungsvertrag:

Die Rahmenbedingungen zur Einspeisung in das Fernwärmenetz wurden im Wärmelieferungsvertrag mit der Energie Graz/Fernwärmeversorgung genau festgelegt. Dieser Vertrag wurde auf 15 Jahre mit einer Verlängerungsoption zu gleichen Konditionen abgeschlossen. Der Contractor verpflichtete sich, die aus der Solaranlage gewonnene Wärme zur Gänze in

das Netz der Energie Graz/Fernwärmeversorgung einzuspeisen. Sowohl für die Errichtung der Solaranlage und sämtlicher zugehöriger Anlagenteile inkl. der notwendigen Anbindung an das Fernwärmenetz als auch für die Betriebsführung gelten die Schnittstellen VL- und RL-Kugelhähne (Motorventile) in der Fernwärme-Primärleitung. Schäden und Folgeschäden, die durch unsachgemäßen Betrieb der Solaranlage der Fernwärmeversorgung entstehen, gehen voll zu Lasten des Contractingunternehmens.

Es erfolgt bei diesem Projekt keine Aufteilung in einen fixen Grundpreis und in einen variablen Arbeitspreis, sondern es gibt nur die variable Preiskomponente. Daraus ergibt sich das Eigeninteresse des Contractingunternehmens, die Betriebsführung der Anlage möglichst energie- und kosteneffizient zu gestalten, da diese Faktoren direkt in die jährlichen Erlöse aus der Solaranlage einfließen. Die Vorgabe eines garantierten Solarertragswertes im Wärmelieferungsvertrag war somit nicht erforderlich. Der Einspeisetarif (Euro/MWh) ist an die Preisentwicklung des Fernwärmeeinkaufspreises vom Vorlieferanten gekoppelt. Neben den technischen Vorgaben für die Errichtung und Betriebsführung stellt die einzige Mindestvoraussetzung für die Einspeisung das von der Außentemperatur abhängige Mindestvorlauftemperaturniveau dar.

Benützungsbereinkommen:

Der zweite Vertrag im Rahmen dieses Contractingprojekts wurde zwischen dem Contractor und der Stadionverwaltung betreffend der Benützung der Dachfläche der Skatinghalle und des Technikraumes abgeschlossen. In diesem Benützungsbereinkommen wurde ebenfalls eine Laufzeit von 15 Jahren mit einer Verlängerungsoption angesetzt. Bei einer Kündigung des Vertrages ist der Contractor laut Vertrag grundsätzlich verpflichtet, die in seinem Eigentum befindlichen Teile zu demontieren. Der Stadionverwaltung steht es jedoch frei, bei Beendigung des Benützungsbereinkommens die Belassung der Anlage gegen Leistung eines festzusetzenden Restwertes zu verlangen.

Der Contractor verpflichtete sich in diesem Vertrag, alle für die Errichtung und Betriebsführung der Solaranlage erforderlichen behördlichen Bewilligungen auf seine Kosten einzuholen, diese in vollem Umfang zu beachten und verursachte Beschädigungen der Liegenschaft und der darauf befindlichen Baulichkeiten – insbesondere der Dachhaut – auf seine Kosten zu beseitigen. Weiters wurden in diesem Benützungsbereinkommen Regelungen betreffend Art und Farbwahl der einzusetzenden Materialien (Solarkollektoren und Verbindungsleitungen), Zutrittsberechtigungen, vorzeitigen Abbau der Anlage aufgrund eventuell dringend erforderlicher baulicher Maßnahmen an der vertragsgegenständlichen Skatinghalle, etc. getroffen. Da sich die Gesamtanlage über die Vertragslaufzeit im Eigentum des Contractors befindet, verpflichtete sich dieser, eine angemessene Betriebshaftpflichtversicherung abzuschließen.

8.3 Wirtschaftliche Betrachtung

Die Investitionssumme der Gesamtanlage betrug inkl. aller Projektnebenkosten ca. 600.000 €. Die Förderungen der Kommunalkredit Austria AG, der Steirischen Wirtschaftsförderung SFG und der Stadt Graz betragen in Summe knapp unter 50 % der Investitionssumme.

Bei einer Amortisationsbetrachtung dieses Contractingprojekts sind neben den Finanzierungskosten auch die Kosten für die Betriebsführung der Anlage zu berücksichtigen. Um diese Kosten des laufenden Betriebs näher aufzuschlüsseln, sei hier nochmals der Leistungsumfang des Contractingmodells bei der Solaranlage im Arnold Schwarzenegger Stadion angeführt:

- Betriebsführung

- Wartung, Instandhaltung und Instandsetzung
- Übernahme aller Stromkosten für den Betrieb der Anlage

Mieten für Dachflächen und Technikräume müssen bei diesem Projekt durch das Entgegenkommen der Stadt Graz und der Stadionverwaltung nicht angesetzt werden, da diese Flächen kostenlos zur Verfügung gestellt werden.

Unter Berücksichtigung aller oben angeführten Kosten für die Betriebsführung und die Refinanzierung und unter Zugrundelegung der jeweils aktuellen Einspeisetarife für die Solarenergie in das Netz der Energie Graz kann von einer Amortisationszeit von etwa 15 Jahren ausgegangen werden.

Die ökonomischen Erträge in den ersten beiden Betriebsjahren lagen analog zu den bereits erwähnten energetischen Erträgen aufgrund der höheren Netzurücklauftemperaturen geringfügig unter dem in der Planungsphase berechneten Erwartungswert. Da jedoch in dieser Zeit keine Kosten für Wartung und Service anfielen und andererseits die Finanzierungsbedingungen zurzeit sehr günstig sind, ist die Gesamtbilanz gegenüber der Planrechnung positiv. Es kommt daher aus jetziger Sicht zu keiner Verlängerung der Amortisationszeit.

9 Vergleich des Grazer Netzes mit anderen Netzen

9.1 Die Fernwärmenetze im Allgemeinen

Die überwiegende Anzahl der Netzbetreiber zeigt sich interessiert an Einspeisungen von Wärme aus erneuerbaren Energieträgern. Die größten Bedenken ergaben sich bezüglich der Wirtschaftlichkeit der integrierten Anlagen.

Aufgrund der vorhandenen Daten (geplanter Netzausbau, Interesse, Potenzial, bereits in Realisierung befindliche bzw. bereits realisierte Projekte) ergibt sich für folgende Netze das größte Potenzial (gereiht nach Größe des Potenzials):

- FW Wien
- Linz AG
- Salzburg (hier ist noch zu berücksichtigen, dass sich das Netz gerade in der Umstellung von dampf- auf wasserführend befindet)
- Wärme OÖ

9.2 Einzelbetrachtung verschiedener Fernwärmenetze

9.2.1 Fernwärmenetz Wien²⁴

Die theoretische maximale thermische Leistung des Fernwärmenetzes Wien beträgt 2780 MW und weist somit die höchste Kapazitätskonzentration Österreichs auf. Das Fernwärmenetz Wien hat eine Länge von 510 km primär und 487 km sekundär und ist als engvermaschtes Ringnetz ausgeführt.

Eine der Besonderheiten des Fernwärmenetzes Wien liegt in der Erzeugungsstruktur der Wärmeenergie, genauer gesagt im Anteil der Müllverbrennungsanlagen sowie KWK-Anlagen.

Die theoretisch zur Verfügung stehende Leistung gliedert sich wie folgt auf folgende Einspeisestellen auf:

Spitzenlast und Ausfallsreserve:

Standort	Installierte Leistung in [MW]
Arsenal	325
Inzersdorf	340
Kagran	175
Spittelau	400
Leopoldau	170
Summe	1410

²⁴ Die Daten wurden uns von der Fernwärme Wien zur Verfügung gestellt.

Mittellast

Standort	Installierte Leistung in [MW]
Simmering Block I+II	280
Simmering Block III	350
Leopoldau	170
Donaustadt	250
OMV	170
Summe	1220

Grundlast

Standort	Installierte Leistung in [MW]
Müllverbrennungen	150

In Summe stehen gleichzeitig maximal 120 MW zur Verfügung, bei einer installierten Leistung von 150 MW.

Pro Jahr wird Wärmeenergie im Ausmaß von rund 5.426.000 MWh generiert. Über den Brennstoffeinsatz wurden uns leider keine Daten zur Verfügung gestellt.

Ins Netz wird an 10 Standorten mit 12 Einspeisern Wärme geliefert. Die Anlagen zur Deckung der Bedarfsspitzen und die Ausfallsreserve (5 Heißwasserkesselwerke) sind überwiegend im Winter, aber auch im Sommer als Lastreserve im Betrieb.

Die 5 KWK's zur Deckung der Mittellast sind hauptsächlich im Winter und in der Übergangszeit im Betrieb. Im Sommer kaum. Die 3 Abfallverbrennungsanlagen dienen zur Deckung der Grundlast und sind demzufolge durchgehend im Betrieb.

Verlauf der Netztemperaturen

Sommer (VL/RL in °C): Primär 80/45 ab + 12°C AT, sekundär 60/45 ab 6°C

Winter (VL/RL in °C): Primär 145/65 bei -15°C, sekundär 90/60 bei -15°C

Schwankungsbreite (°C): Fahrweise gleitend

21 % der Wärme kommen aus der Abfallverbrennung, 76 % aus KWK's und nur 3 % aus Spitzenkesseln. Bei KWK und Spitzenkesseln wird zu rund 87 % Erdgas eingesetzt.

30 % der Abnehmer sind private Haushalte und 70 % werden durch Großkunden (Gewerbe, öff. Gebäude und Hotels) verbraucht.

Das Fernwärmenetz Wien verfügt über Reserven von 725 MW bei rechnerischer Höchstlast. In den nächsten 5 Jahren ist ein Netzausbau von 100 MW/a geplant. Ab 2006 besteht ein zusätzliches Potenzial von 37 MW_{th} aus einer Biomasse-KWK Anlage (+14 MW_{el}).

Biomasse-KWK Simmering

Wien Energie möchte mit dem Projekt Biomassekraftwerk Simmering einen Beitrag zur Weiterführung der engagierten Umweltpolitik der EU leisten. Ein weiterer wesentlicher Aspekt,

der den Bau dieses Kraftwerks rechtfertigt, ist die Tatsache, dass die bis 2010 deutlich steigende Nachfrage an Wärme dadurch gedeckt werden kann.

Die wichtigsten technischen Anlagendaten werden in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Brennstoffausnutzung	82,25 %
Elektrische Bruttoleistung	12,36 MW
Fernwärmeentnahme KWK-Betrieb	39,05 MW
Maximal Brennstoffwärmeleistung	62,5 MW

Das Interesse an Einspeisung von Wärme aus erneuerbaren Energieträgern zu ökonomisch vertretbaren Bedingungen und mit langfristigem Fokus ist für die Betreiber ein relevantes Thema. Das Potenzial für zusätzliche Einspeisung beträgt 250.000 MWh pro Jahr, das größte in Österreich.

9.2.2 Fernwärmenetz Linz

Die Fernwärmeversorgung wurde in Linz schon vor mehr als 30 Jahren aufgenommen. Mit einer maximalen thermischen Netzleistung von 770 MW weist das Fernwärmenetz der Linz AG nach dem Wärmenetz Wien die zweithöchste Kapazitätskonzentration auf.

39.003 Wohnungen sind aktuell an das Fernwärmenetz der Linz AG angeschlossen.

Die Abnahmeleistung konnte von 2002/2003 um 21 MW gesteigert werden und beträgt aktuell 521 MW.

Das Netz weist eine Länge von 140,9 km primär und 48,9 km sekundär auf. Im Jahr wird Wärmeenergie im Ausmaß von 1.000.584 MWh generiert. Der Wärmeabsatz beträgt 810.473 MWh pro Jahr.

Die Versorgungssicherheit wird unter anderem dadurch gewährleistet, dass die Netzstruktur voll vermascht ausgeführt ist.

Ein überwiegender Teil (90 %) der Wärme, die in das Fernwärmenetz eingespeist wird, wird auf Basis fossiler Brennstoffe generiert. Die übrigen 10 % (rund 100 GWh) sind von der VOEST eingespeiste Abwärme. Nach der Umrüstung des Blocks 3 des Fernheizkraftwerks Mitte von Gas auf Biomasse werden ab der Inbetriebnahme im Herbst 2005 12.000 Haushalte mit Fernwärme aus Biomasse versorgt werden. 17,5 % des Fernwärmeabsatzes werden ab diesem Zeitpunkt aus Biomasse erzeugt. Das Kraftwerk leistet einen wesentlichen Beitrag zur Steigerung der Brennstoffdiversifikation bzw. zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Die folgende Darstellung gibt Aufschluss über die Abnehmerstruktur

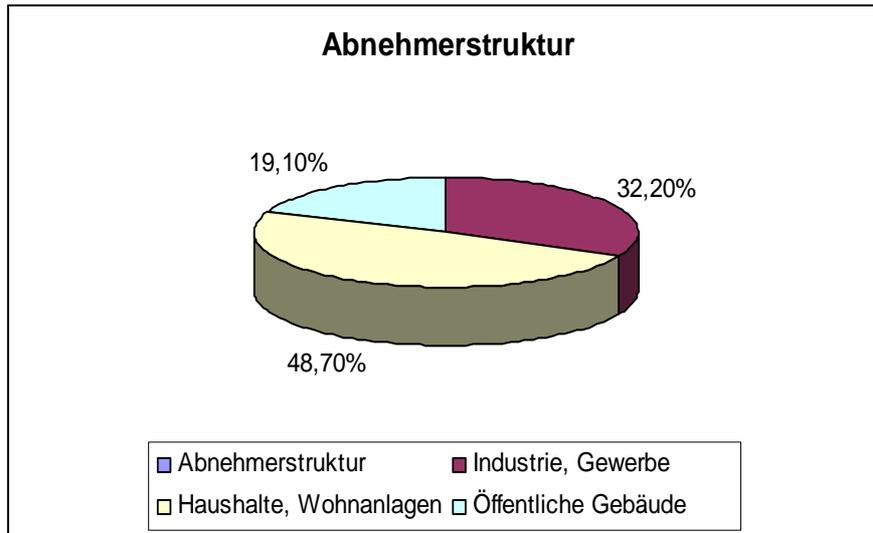


Abbildung 93: Abnehmerstruktur Fernwärme Linz²⁵

Der Hauptanteil der Wärme wird durch private Haushalte bzw. Wohnanlagen abgenommen. Die zweite große Gruppe der Abnehmer bilden Industrie und Gewerbe. Rund 20 % werden in öffentlichen Gebäuden verbraucht.

Die Tagesspitze wurde verbraucherseitig am 13. Jänner 2003 erreicht und betrug 364 MW.

Die Kapazität des Fernwärmenetzes soll um 20 MW pro Jahr erweitert werden. Bezüglich der Einspeisung von Wärme aus Erneuerbaren Ressourcen gibt es von Seiten der Betreiber sowohl Interesse als auch Potenzial (im Ausmaß von 123.000 MWh/Jahr).

Zusätzlich zur bestehenden Fernwärmeversorgung werden von der Linz AG noch 212 Nahwärmeheizzentralen betrieben. Der Nahwärmeabsatz beträgt 70.246 MWh und wird durch 7764 angeschlossene Wohnungen abgenommen.

Im Oktober 2004 wurde die neue Gas- und Dampfturbinenanlage samt Fernwärmespeicher im Fernheizkraftwerk Linz Mitte in Probetrieb genommen.

Wie bereits kurz angesprochen, wird der Block 3 des FHKW-Mitte auf Biomasse umgerüstet. Ab der geplanten Inbetriebnahme im Herbst 2005 sollen in diesem Block nur noch Baumrinde, Hackgut, Sägespäne und unbehandeltes Restholz zur Feuerung dienen. Durch die Ausführung als KWK-Anlage entsteht neben Wärme für 12.000 Haushalte auch Strom für 20.000 Haushalte. Im Jahr werden dann zusätzlich aus dem FHKW Linz Mitte 123.000 MWh Wärme in das Linzer Fernwärmenetz eingespeist. Die Anlage soll zur Grundlastdeckung eingesetzt werden, wodurch eine maximale Wirtschaftlichkeit garantiert wird. Die errechnete Fernwärmeleistung liegt bei 19 MW.

Der neu errichtete Fernwärmespeicher zählt mit einem Fassungsvermögen von 34.000 m³ zu den fünf größten Speichern der Welt. Der „Wärme-Akku“ wird bei geringem Wärmebedarf der Kunden mit dem überschüssigen Warmwasser (97°C) befüllt, die bei Bedarfsspitzen wieder entnommen werden. Die Inbetriebnahme von Spitzenlastkesseln kann auf diesem Weg vermieden werden.

²⁵ Angaben von Herrn Ing. Klima, Prokurist der Linz AG

Eine Besonderheit in Teilbereichen des Fernwärmenetzes ist die Möglichkeit zur Versorgung mit Fernkälte. Der aktuelle Anschlusswert für Fernkälte beläuft sich auf 7.714 kW. Es gibt 3 Fernkälteübergabestationen auf einer Netzlänge von 1338 m und 2 Einzelstationen.

Die Kühlung mit Fernwärme wurde bis 1993 betrieben. Im Netz gab es zwischen 3 und 5 Absorber. Aufgrund der zu geringen Vorlauftemperatur, die auf 140°C gehalten werden hätte müssen, wurde mit dem Rückbau der Versorgung begonnen.

Die Reduzierung der Vorlauftemperatur hat beim Gesamtenergieeinsatz Einsparungen im Ausmaß von 2,4 % eingebracht.

Aktuell wird lediglich noch ein kleines Fernkältenetz betrieben, welches das Krankenhaus der Elisabethinen, das Brucknerhaus und eine Bank versorgt. Laut Betreiber ist, außer den bereits bestehenden Anwendungen, Kühlen mit Fernwärme derzeit kein relevantes Thema.

9.2.3 Fernwärmenetz Salzburg

Die theoretisch installierte Leistung des Fernwärmenetzes Salzburg beträgt 230 MW. Eine Besonderheit des Salzburger Fernwärmenetzes ist, dass es aus 65 km Dampfnetz und 45 km Heißwassernetz besteht.

Die Fernwärmeversorgung der Stadt Salzburg wurde vor 50 Jahren mit einem Dampfnetz gestartet, das ursprünglich auf eine Länge von 2 km ausgelegt wurde. 1992 setzte sich die Idee, das bereits bestehende Dampfnetz durch ein Heißwassernetz zu substituieren bzw. erweitern, durch.

Die Fertigstellung der Umstellung auf ein rein Heißwasser führendes Versorgungssystem ist für 2009 geplant und hat bis dahin ein Investitionsvolumen von 15,4 Mio. € gefordert.

Die derzeit installierte max. thermische Leistung beträgt 230 MW. 220 MW sind die eingestellte Abnahmeleistung im derzeitigen Ausbau.

Zur Wärmeerzeugung werden pro Jahr folgende Mengen an Brennstoffen eingesetzt:

- Heizöl_{schwer}: 40.331 t
- Heizöl_{leicht}: 2.364 t
- Ergas: 14.763.447 Nm³

Die anteilmäßige Aufsplittung der verschiedenen Energieträger ist aus folgender Darstellung ablesbar:

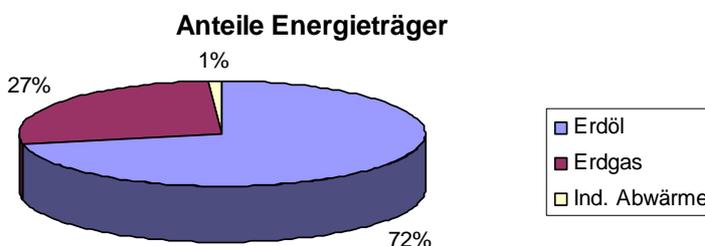


Abbildung 94: Anteile der verschiedenen Energieträger zur Wärmeengewinnung²⁶

²⁶ Daten aus dem Fragebogen entnommen.

Die Wärmeerzeugung beträgt pro Jahr 497.037,244 MWh. Die installierte Kesselleistung beträgt 298 MW und gliedert sich auf folgende Einspeiser auf:

Die industrielle Abwärme, die bereits aktuell in die Fernwärmeversorgungsleitung eingespeist wird, bewegt sich in der Größenordnung von 1–5 MW. Zusätzlich zu dieser Abwärmenutzung ist die Einspeisung von 10 MW Wärme aus der Papierfabrik Hallein (95°C) ab 2006 geplant.

Spitzenlast

Standort/Kesselart	Installierte Leistung in MW
Nord B2	30 (überwiegend Winter, Übergang)
Süd K1, K2 und Süd Container	Je 10
LKH K3 und K4	Je 9

Grundlast

SÖK	90 MW
AKH	80 MW

Verlauf der Temperaturen

Die Temperaturen sowohl für Winter und Sommer, sowohl für den Dampf als auch den Heißwasser führenden Teil der Wärmeversorgung sind in der nächsten Tabelle zusammengefasst.

Sommer		
	Vorlauf	Rücklauf
Heißwasser	85°C	70°C
Dampf	160°C	50°C (Kondensat)
Winter		
	Vorlauf	Rücklauf
Heißwasser	125°C	70°C
Dampf	200°C	50°C (Kondensat)

Die Industrie nimmt die Hälfte der Wärme ab. Die übrigen 50 % werden durch Haushalte (30 %) und öffentliche Gebäude, sowie Tourismus/Hotels (je 10 %) abgenommen.

Das Fernwärmenetz verfügt derzeit über Reserven im Ausmaß von 20MW. In den nächsten Jahren ist ein Netzausbau in der Größenordnung von 20 MW (10 km) geplant.

Es besteht auch hier die Möglichkeit zum Einsatz erneuerbarer Energieträger. Mögliche Anlagen sollten sich in der Größenordnung zwischen 10–15 km bewegen.

Aktuell befinden sich zwei Projekte zur Einspeisung erneuerbarer Energie in der Planung bzw. Umsetzung:

- Abwärmeeinspeisung Hallein Richtung Salzburg
- ORC-HWK-Siezenheim (auf Basis von Biomasse)

Das ORC-HWK Siezenheim befindet sich aktuell im Bau. Nach der Fertigstellung sollen auf Basis von Biomasse eine thermische Leistung von 10 MW, 7 MW an Wärmeabgabe und 1,5 MW an elektrischer Leistung in bestehende Versorgungsstrukturen eingespeist werden. Die Investitionen belaufen sich auf € 5,4 Mio. Es sollen 6,5 GWh Strom und 28 GWh Wärme aus Biomasse gewonnen werden. Die Fertigstellung ist für Ende 2004 vorgesehen. Bis 2009 soll ein Wärmeabsatz von 28 GWh, ab 2010, ab der Umstellung des Dampfnetzes in der Stadt Salzburg, rund 42 GWh erreicht werden.

Allein durch diese Anlage sollen pro Jahr 5.400 t CO₂ eingespart werden.

Eine weitere Anlage, die Wärme auf Basis von Biomasse liefern soll (ca. 15 MW) ist in Sickerwiesen geplant. Ein genauer Zeitpunkt für die Umsetzung steht noch nicht fest.

Weitere Pilotprojekte, die sich zurzeit in Planung bzw. Realisierung befinden, betreffen die Fernwärmenetze Linz (19 MW) und das Fernwärmenetz der Wärme OÖ (15 MW thermisch durch das Kraftwerk Timelkam). Der geplante Netzausbau der Linz AG beträgt 20 MW pro Jahr bei einem Potenzial zur Einspeisung von 123.000 MWh. Darüber hinaus sind keine besonderen Anforderungen bei der Einbindung bekannt. Die Wärme OÖ zeigt ein Potenzial von 88.000 MWh.

9.2.4 Auswahl von mittleren und kleineren Fernwärmenetzen in Österreich

9.2.4.1 Fernwärmenetze Wärme OÖ

Die Fernwärme Oberösterreich GmbH betreibt Netze mit einer Gesamtlänge von 221,4 km. Mit einer maximalen thermischen Netzleistung von 109 MW ist dies eines der größten Fernwärmenetze Österreichs nach Wien, Salzburg und Linz.

Die Wärme Oberösterreich betreibt drei Wärmenetze:

- a) Timelkam–Vöcklabruck–Regau
- b) Riedersbach–Ostermiething
- c) Kirchdorf–Micheldorf

Die Wärme Oberösterreich erzeugt lediglich die Wärme für das Versorgungsgebiet Kirchdorf selbst. Die zusätzlich benötigte Wärmemenge wird von der Energie AG zugekauft.

Die in Summe ins Netz eingespeiste Wärmemenge beträgt 268,7 MWh.

Die Wärmeabnahme im Winter beträgt 209.194 MWh bzw. im Sommer 59.478 MWh. Die folgende Abbildung stellt die Abnehmerstruktur dar.

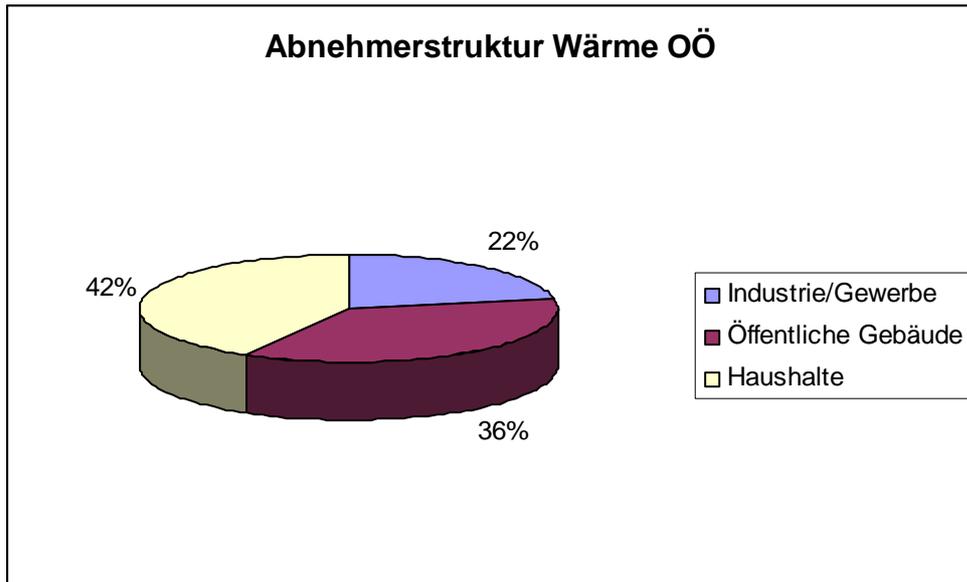


Abbildung 95: Abnehmerstruktur der Wärme Oberösterreich

Verlauf der Netztemperaturen

Winter (VL/RL in °C): 115°C/60°C

Sommer (VL/RL in °C): 80°C/60°C

In den kommenden 5 Jahren ist ein Netzausbau geplant, der das Netz um 15 km bzw. um 3,5 MW erweitern soll.

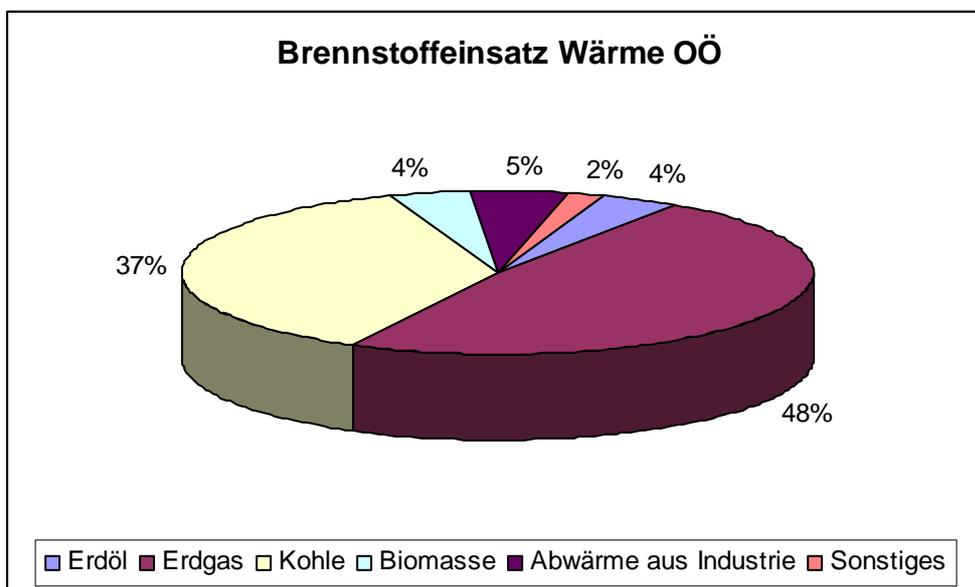


Abbildung 96: Brennstoffeinsatz der Wärme Oberösterreich

Für Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energieträger besteht ein kurzfristiges Potenzial von 88.000 MWh.

Zurzeit wird im Kraftwerk Timelkam eine Biomasseanlage mit einer Leistung von 50 MW errichtet, die ab 2005 jährlich zwischen 80 und 100 GWh Wärme aus Biomasse ins Netz einspeist.

Das Biomassekraftwerk Timelkam wurde unter einem früheren Punkt (Projektbeispiele Biomasse) beschrieben.

9.2.4.2 Fernwärmenetz Frohnleiten

Das Fernwärmenetz der Stadt Frohnleiten weist eine Gesamtlänge von ca. 13 km auf und ist als Sternnetz ausgebildet.

Die maximale thermische Leistung des Netzes beträgt 15 MW. Im derzeitigen Ausbau beträgt die Abnahmeleistung 10 MW.

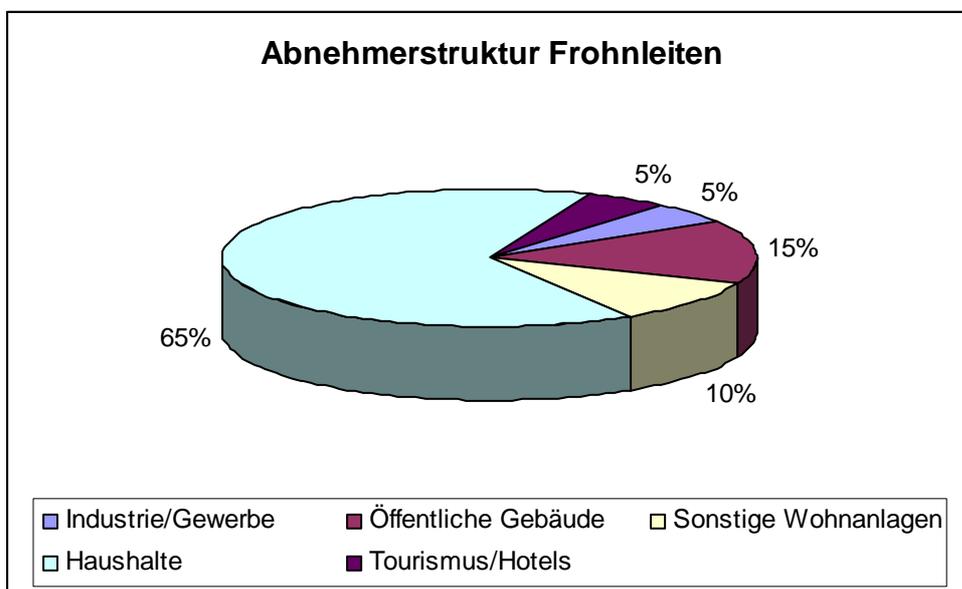


Abbildung 97: Abnehmerstruktur der FW Frohnleiten

Über zwei Dampfumformer, die an einem Punkt einspeisen, werden jährlich 17.500 MWh Wärme generiert. Als Brennstoff wird zu 100 % Erdgas verwendet und pro Jahr werden 1.750.000 Nm³ Erdgas verfeuert.

Die Leistung der beiden verwendeten Dampfumformer beträgt jeweils 7 MW; sie werden gleitend sowohl im Sommer als auch im Winter betrieben.

Die Wärmeabnahme beträgt im Winter 15.400 MWh und im Sommer 2.100 MWh.

Verlauf der Netztemperaturen

Sommer (VL/RL in °C): 70°C/55°C

Winter (VL/RL in °C): 110°C/60°C

Die Schwankungsbreite beträgt 3°C. Beim Abnehmer wird eine Temperatur von 65°C garantiert.

Wenngleich auch in den nächsten Jahren kein Netzausbau seitens der Gemeinde Frohnleiten geplant ist, so ist doch eine Pilotanlage auf Basis von Hackgut geplant. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit und auch das Interesse an der Einbindung eines Biomasse-Heizkraftwerks bzw. einer solarthermischen Anlage.

9.2.4.3 Fernwärmenetz Österreichische Fernwärme GmbH

Die Österreichische Fernwärme GmbH betreibt zahlreiche Wärmenetze in Österreich. Als Beispiel wird hier nur ein für die Fragestellung interessantes Netz mit einer Länge von 5,1 km angeführt, welches topologisch als Stern ausgeführt ist.

Die maximale thermische Leistung dieses Netzes beträgt 13,8 MW und es werden pro Jahr 4500 MWh Wärme generiert, die an einem Punkt ins Netz eingespeist wird.

Der Anteil an Privatkunden beträgt 90 %, der Rest sind öffentliche Gebäude, die versorgt werden.

Die folgende Übersicht zeigt die unterschiedlichen Kesselarten, deren installierte Leistung und ob sie im Winter- und/oder Sommerbetrieb geführt werden.

Kesselart	Leistung des Kessels [in MW]	Sommer- und/oder Winterbetrieb
Biomassekessel	0,8	Winter
Biomassekessel	1,0	Winter
Ölkessel	0,76	Winter/Sommer
Ölkessel	0,76	Reserve

Die abgenommene Energie beträgt im Winter (Zeitraum von Oktober bis Mai) ca. 2890 MWh bzw. im Sommer (Zeitraum zwischen Juni und September) 210 MW.

Verlauf der Netztemperaturen

Sommer (VL/RL in °C): 70°C/60°C

Winter (VL/RL in °C): 90°C/60°C

Die beim Abnehmer garantierte Temperatur beträgt 65°C.

Wie bereits aus der obigen Tabelle hervorgeht, ist der Anteil an Biomasse signifikant höher, als der an fossilen Brennstoffen.

Obleich auch in den nächsten 5 Jahren kein Netzausbau geplant ist, besteht laut Fernwärme Österreich die Möglichkeit zur Einbindung von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energieträger in die bestehende Infrastruktur in einem wirtschaftlichen Rahmen.

Auf dem Gebiet der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern ist noch kein Pilotprojekt durchgeführt worden.

9.2.4.4 Donaukraft-Wärme-Aschach (DWA)

Die Donaukraft-Wärme-Aschach-GmbH betreibt ein Fernwärmenetz mit einer Länge von 25,983 km, wobei der überwiegende Teil linienförmig ausgeführt ist, kleine Teile aber auch eine ringförmige Topologie aufweisen.

Die maximale thermische Netzleistung beträgt 10,33 MW, das Netz verfügt über Reserven in Höhe von ca. 1 MW. Pro Jahr werden 21.790 MWh Wärme erzeugt, die an 3 Punkten und aus 6 Kesseln eingespeist wird.

An Brennstoffen werden pro Jahr eingesetzt:

- 23.000 Srm Hackgut
- 36.000 m³ Gas

Zusätzlich zur Erzeugung werden auch rund 4.800 MWh Abwärme aus dem Kraftwerk Aschach eingespeist.

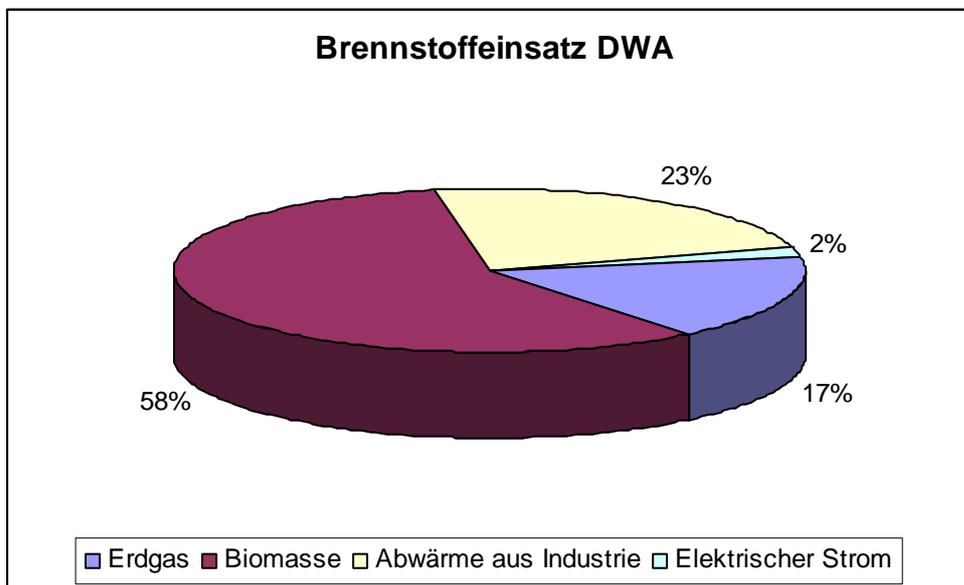


Abbildung 98: Brennstoffeinsatz DWA

Die folgende Übersicht soll Aufschluss geben über die unterschiedlichen Kesselarten, Betriebsart, deren installierte Leistung und darüber, ob sie im Winter- und/oder Sommerbetrieb geführt werden.

1 Kesselart	2 Betriebsart	3 Kesselleistung 4 [in MW]	5 Sommer und/oder Winterbetrieb
6 Biokessel 1	7 Durchgehend	8 1,45	9 Winterbetrieb
10 Biokessel 2	11 Durchgehend	12 2,5	13 Winterbetrieb
14 E-Kessel 1	15 Spitzenlast	16 1,2	17 Winterbetrieb

18 E-Kessel 2	19 Ausfallsreserve	20 1,2	21 Sommer/Winterbetrieb
22 Gaskessel	23 Alternierend	24 3	25 Sommer/Winterbetrieb
26 Wärmepumpe	27 Durchgehend	28 1	29 Sommer/Winterbetrieb

Abbildung 99: Übersicht über die verschiedenen Einspeiser im Fernwärmenetz der DWA

Die Abnahmeleistung im derzeitigen Ausbau beträgt 7555 MW. Bezüglich der Abnehmerstruktur soll die folgende Grafik Aufschluss geben:

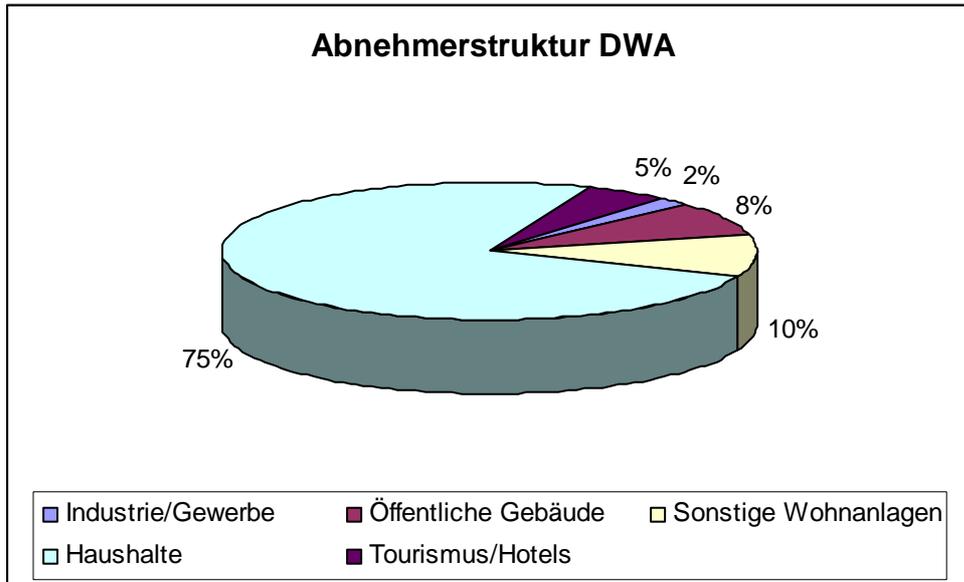


Abbildung 100: Abnehmerstruktur DWA

Die Abnahme im Winter beträgt ca. 13.300 MWh und liegt im Sommer bei 533 MWh.

Verlauf der Netztemperaturen

Sommer (VL/RL in °C): 74°C/55°C

Winter (VL/RL in °C): 100°C/61°C

Die Schwankungsbreite beträgt im Winter 10°C und im Sommer 15°C. Beim Abnehmer wird eine Temperatur von 70°C garantiert.

9.2.4.5 Fernwärmenetz Kundl

Die Abwärmenutzung und Fernwärmeversorgung der Gemeinde Kundl GmbH betreibt ein Netz mit einer Länge von 24 km, das netztopologisch als Stern ausgeführt ist.

Ohne Dampfeinspeisung beträgt die maximale thermische Leistung des Netzes 7,2 MW. Die Wärmeerzeugung beträgt 21.000 MWh pro Jahr.

Die verkaufte Wärme ist zu 100 % Abwärme, die von der ortsansässigen Firma Sandoz an einem Punkt am Rand des Netzes eingespeist wird.

Es handelt sich bei diesem Fernwärmenetz um eine reine Abwärmenutzung. Im System stehen 3x2 Trockner mit einer Leistung von je 1,2 MW zur Verfügung, in Summe 7,2 MW Leistung, und zusätzlich noch ein Dampfwärmetauscher mit einer Leistung von ca. 5 MW.

Die Trockner werden mit Dampf, der unter einem Druck von 12 bar steht, betrieben. Dieser Dampf wird von der Firma Sandoz auf Basis von Erdgas erzeugt.

Je nach Abnahme besteht die Möglichkeit, Trockner an- bzw. abzukoppeln.

Die Wärmeabnahme im Winter beträgt 14.000 MWh bzw. im Sommer 2.000 MWh.

Über die Abnehmerstruktur soll die folgende Grafik Aufschluss geben:

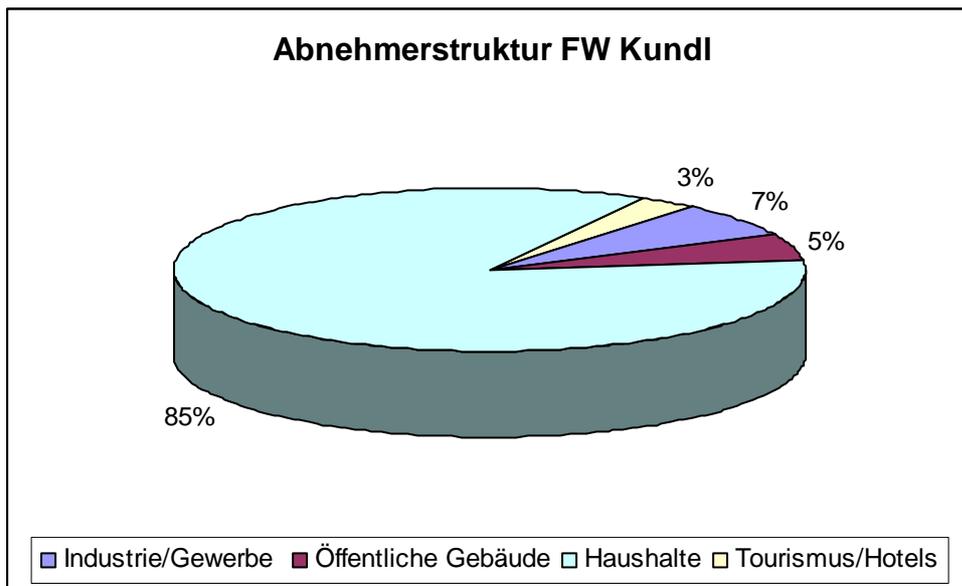


Abbildung 101: Abnehmerstruktur der Fernwärme Kundl

Verlauf der Netztemperaturen

Sommer (VL/RL in °C): von 82 bis 84°C/von 62 bis 68 °C

Winter (VL/RL in °C): von 85 bis 88°C/von 56 bis 58 °C

Beim Abnehmer wird eine Temperatur von 80°C garantiert.

9.3 Multiplizierbarkeit bestehender Anlagen

Eine völlig identische Multiplizierbarkeit von bereits gebauten Anlagen ist eher unwahrscheinlich, da jede Anlage für sich auf die bestehenden Rahmenbedingungen hin geplant werden muss. Die prinzipielle Multiplizierbarkeit von verschiedenen Technologien wird in den folgenden Kapiteln beschrieben.

9.3.1 Solarthermie

Unter der Annahme, dass bereits genannte Kriterien (richtige Dimensionierung der Einspeisepumpen, Vorlauftemperatur zwischen 70 und 75°C, Rücklauftemperatur so niedrig wie möglich) eingehalten werden, so kann man davon ausgehen, dass bei solarthermischen An-

lagen großes Potenzial zur Multiplizierbarkeit besteht. Neben den technischen Parametern gilt es jedoch, auch die Abnahmeleistung zu berücksichtigen.

Für den Fall, dass das Netz eher klein ist und somit wenig Speicherkapazität hat bzw. es zu wenig Abnehmer gibt, die den ganzen Tag Wärme abnehmen, so sind Überlegungen bezüglich der Implementierung eines Wärmespeichers zu empfehlen.

9.3.2 Anlagen mit Nutzung geothermaler Ressourcen

Bei geothermischen Anlagen kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass jede Anlage individuell geplant und ausgelegt werden muss.

Für geothermale Ressourcen gibt es Präferenzgebiete, das Vorliegen geologischer Anomalien ist zwar aufgrund der sich verringernenden Bohrtiefe eine Begünstigung aber nicht zwingend Bedingung zur Nutzung von Erdwärme. Aufgrund eines Temperaturanstieges von ca. 3°C pro 100 m Bohrtiefe können auch Standorte ohne derartige Anomalien zur Nutzbarmachung von Erdwärme herangezogen werden.

Im Vorfeld der Planung einer Anlage ist eine Reihe von Analysen im Hinblick auf den Standort durchzuführen. Zu diesen zählen im Wesentlichen:

- Eine detaillierte Analyse der Abnehmerstruktur (aufgrund der hohen Investitionskosten ist der Anschluss an eine bestehende Wärmeversorgungsinfrastruktur bzw. Wärmeabgabe an Großverbraucher zwingend erforderlich)
- Eine Analyse der geothermalen Quelle im Hinblick auf Salinität, Schüttung, Temperatur und Tiefe der Teufe.

9.3.3 Wärme aus Biomasse

Die Technik, die in Heizwerken auf Basis von Biomasse bzw. KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse steht, gilt als weitestgehend ausgereift und bietet nur mehr wenig technisches Optimierungspotenzial. Auch wurden auf diesem Gebiet durch die Errichtung von zahlreichen Anlagen schon genügend Erfahrungen gewonnen, und eine erfolgreiche Multiplizierbarkeit bereits bestehender Anlage hat großes Potenzial. Die Grenze der Nutzbarkeit liegt auf Grund der notwendigen hohen Volllaststunden allerdings im Sommerabsatz.

Die ausgekoppelte Wärme kann aufgrund technisch bereits sehr ausgereifter Regeleinrichtungen in Temperatur, Druck und Massenstrom an die im Fernwärmenetz erforderlichen Bedingungen angepasst werden.

Bei der Konzeptionierung gilt grundsätzlich, dass die Wahl des Brennstoffes vor der Auslegung der Kraftwerkskomponenten zu treffen ist, da unterschiedliche biogene Energieträger unterschiedliche Anlagenkomponenten erfordern (wie z.B. bei der Wahl des Verfahrens zur thermischen Verwertung).

10 Chancen und Hemmnisse bei der Einspeisung

10.1 Allgemeines

Vor dem Hintergrund des weltweit anwachsenden Energiebedarfs stellt sich die Frage nach der Sicherung der Energieversorgung in der nahen Zukunft. Nicht nur das Bewusstsein um die Begrenztheit der fossilen Energieträger und die Folgen der konventionellen Energienutzung für das Ökosystem führen zur Stärkung von Alternativen zur Abhängigkeit von fossilen Energieträgern.

Dies bedeutet für die Wärmeversorgungsunternehmen, dass die Wärmeversorgung unter Einhaltung einer hohen Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit für Anlagenbetreiber und Kunden, umweltverträglich und Ressourcen schonend erfolgen muss.

Weiters wird durch Tätigkeiten zur Umsetzung der Ziele des Kyoto-Protokolls der Einspeisung von Wärme aus erneuerbaren Energieträgern wieder mehr Aufmerksamkeit geschenkt.

Hier bietet die Nutzung erneuerbarer Energieträger eine Alternative zu konventionellen Energieträgern und bietet zusätzlich die Möglichkeit, durch Nutzung lokal verfügbarer Ressourcen (vor allem der Biomasse oder der Sonnenenergie) die lokale Wertschöpfung in Österreich zu steigern.

Durch die verstärkte Nutzung von Erneuerbaren Energieträgern wird somit mehr als nur ein Beitrag im Sinne einer ökologischen Energieversorgung geleistet.

Ist ein Netzausbau geplant bzw. schon durchgeführt, kann man durch systematische dezentrale Einspeisung Versorgungsprobleme aufgrund eines zu niedrigen Druckes im Netz ausgleichen.

Zur richtigen Dimensionierung der Einspeisepumpen ist der Differenzdruck im Fernwärmenetz zu beachten. Speziell bei Einspeisung durch solarthermische Anlagen hat sich gezeigt, dass es durch Schwankungen im Differenzdruck zu Zuständen kommen kann, bei denen die Energie aus der Anlage nicht oder nur mehr zeitverzögert ans Fernwärmenetz abgegeben werden kann: Aufgrund des höheren Differenzdruckes kommt es zu keiner Einspeisung, da praktisch kein Durchfluss mehr möglich ist.

Weitere wichtige Parameter in Fernwärmenetzen sind die Temperaturen. Es ist bei der Einspeisung darauf zu achten, dass durch Einspeisung mit zu niedriger Temperatur eine Senkung der Vorlauftemperatur primärseitig vermieden wird. Eine Absenkung der Vorlauftemperatur hätte negative Auswirkungen auf die Temperaturspreizung und somit auf die Wärmemenge, die aus dem Netz entzogen werden kann.

Um die Verluste gering zu halten, sollte ohnehin darauf geachtet werden, dass das Temperaturniveau im Fernwärmenetz eher gering ist. Je niedriger die Temperatur, desto niedriger die Wärmeverluste.

10.2 Energieträger

10.2.1 Geothermie

Für die Einbindung von Geothermie gibt es große Ressourcen. Die Nutzung hat in den letzten Jahren stark zugenommen, sie stellt jedoch aus mehreren Gründen eine Herausforderung dar.

Die hydrothermale Erdwärme wird nicht durch eine Variation im jahreszeitlichen Angebot beeinflusst. Die Wärme ist unabhängig von der Jahreszeit in gleichem Maß verfügbar. Eine Veränderung der Temperatur ist, wenn überhaupt, lediglich über Jahrzehnte, bedingt durch die Nutzung, sichtbar. Diese Tatsache findet sich vor allem bei tiefen Erdwärmesonden wieder. Durch solche Anlagen wird nur die Energie gewonnen, die durch den natürlichen Wärmestrom wieder zufließt.

Neben der Abstimmung der unterschiedlichen Anlagen auf die Nachfrage ist in jedem Fall die entsprechend nutzbare Energiedichte zu berücksichtigen.

Hohe Bohrkosten und die sich aus diesem Umstand ergebenden hohen Investitionsvolumina zur Einbindung geothermaler Ressourcen erfordern aus wirtschaftlichen Gründen den Verkauf von großen Wärmemengen.

Um dies zu erreichen, kann neben der bestehenden Möglichkeit der Abnahme durch große Industriebetriebe bzw. Großverbraucher im Allgemeinen auch die Alternative des Anschlusses an bestehende Nah- und Fernwärmenetze in Betracht gezogen werden.

Zur Sicherstellung der erforderlichen Temperatur der Einspeisung in Fernwärmenetze können Wärmepumpen eingesetzt werden.

Für die Nutzung von Wärmepumpen, um dem Rücklauf noch weitere Wärmeenergie zu entziehen, die wiederum energetisch genutzt werden soll, konnten keine bereits bestehenden großtechnischen Anwendungen gefunden werden. Eine stärkere Abkühlung der Rücklauf-temperatur ist grundsätzlich sinnvoll, da durch eine höhere Temperaturspreizung in Summe dem Wärmenetz mehr Wärmeenergie entzogen werden kann. Hier gibt es noch Forschungsbedarf.

Bei der Einbindung in bestehende Wärmenetze muss grundlegend zwischen wasserführenden und dampfbetriebenen Wärmenetzen unterschieden werden.

Es wird hier davon ausgegangen, dass sich wasserführende Nah- und Fernwärmenetze, die Temperaturen betreffend, zur Einbindung von geothermaler Ressourcen eignen. Da die Temperaturen in dampfbetriebenen Netzen entsprechend höher sind, werden sie als ungeeignet eingestuft, da sich geothermale Ressourcen hauptsächlich zur Gewinnung von Niedertemperaturwärme eignen. [GFZ Potsdam, 98]

Von weiterer entscheidender Bedeutung ist die hydrochemische Beschaffenheit des geförderten Wassers. Durch Untersuchung der gelösten Bestandteile soll deren Verträglichkeit mit allen technischen Apparaturen bzw. dem Fernwärmesystem geklärt werden.

Eine detaillierte Abschätzung bezüglich der Nutzung des geförderten Wassers sowohl als Wärmequelle, aber auch zur Trinkwassernutzung, birgt weiteres Potenzial.

Aus der tabellarischen Übersicht, die sich im Anschluss an dieses Kapitel befindet, kann abgelesen werden, dass wesentliche technische Rahmenbedingungen zur Beurteilung geothermaler Ressourcen die Temperatur, die Schüttung und, im Wesentlichen aus Kostengründen, die Bohrtiefe sind.

Ein weiterer wichtiger Punkt, der beachtet werden soll, ist der Gehalt an gelösten Salzen bzw. Gasen im Wärmetransportmedium, da dies, in hoher Konzentration, unter Umständen zu Schäden am Rohrleitungssystem oder sonstigen Apparaturen führen kann.

Die Vorteile der Nutzung geothermaler Ressourcen liegen klar in der kontinuierlichen Verfügbarkeit – unabhängig von Tages- und Jahreszeit – sowie in der aus geowissenschaftlicher Sicht weitgehend freien Standortwahl.

Da die Investitionskosten bei einer geothermischen Heizanlage aufgrund der hohen Bohrkosten hoch ausfallen, ist eine hohe Auslastung für die Wirtschaftlichkeit unabdingbar.

Eine hohe Auslastung bzw. viele Volllaststunden können durch die Anbindung an ein Fernwärmenetz sichergestellt werden. Besonders günstige Bedingungen zur Nutzung von geothermischen Ressourcen finden sich an Standorten mit einer Wärmenachfrage mit einer ganzjährig vorliegenden Grundlast und einem geringen Temperaturniveau des Heizsystems, im Speziellen im Rücklauf. Die Einspeisung in bestehende Wärmenetze (im Hinblick auf die Nachfrage, die angestrebte hohe Auslastung und das Temperaturniveau) bietet die besten Voraussetzungen für eine Erschließung.

Wenn die Temperatur des geothermalen Angebots über 100°C liegt, ist zu untersuchen, ob eine gekoppelte Stromerzeugung mit anschließender Wärmeeinspeisung in eine bestehende Netzinfrastruktur Verbesserungen in der Wirtschaftlichkeit der Anlage bewirken kann. Grundsätzlich würden sich in diesem Zusammenhang der ORC-Prozess und der Kalina-Prozess eignen.

Die Erschließung und Gewinnung der geothermalen Quellen erfordert ebenso wie die Übertragung und die Verteilung eine spezielle Systemtechnik. Diese Systemtechnik umfasst:

- ✓ Untertägige Systemkomponenten (Bohrung inkl. Komplettierung, unterirdische Wärmetauscher, Produktionspumpe)
- ✓ Übertägige Systemkomponenten (Komponenten des Thermal- und Heizwasserkreislaufs, sowie optionale Anlagen wie z.B. eine Wärmepumpe)

Aufgrund seiner chemischen Zusammensetzung kann das Thermalwasser meist nicht direkt in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Der Einsatz eines Wärmeüberträgers auf Basis einer stofflichen und hydraulischen Trennung von Thermalwasser- und Heizwasserkreislauf ist in diesem Fall notwendig. Der Werkstoff, aus dem der Wärmeüberträger gefertigt ist, muss gegenüber dem üblicherweise hohen Salzgehalt beständig sein.

Die vergleichsweise hohen Investitionskosten zur Errichtung eines geothermischen Heizwerks schlagen sich auch in den Wärmegestehungskosten nieder.

Bezüglich der Investitionskosten ist Kostensenkungspotenzial von 15–25 % bei hydrothermalen Anlagen absehbar. Werden neben der Kostensenkung noch zusätzliche wirtschaftliche Verbesserungen eingeführt, würden diese eine Senkung der Wärmegestehungskosten bewirken.

Im Fall einer gekoppelten Generierung von Strom und Wärme ist auf alle Fälle zu beachten, dass es zu keiner Senkung der Temperatur bei der ins Heiznetz ausgekoppelten Wärme unter das im Vorlauf herrschende Temperaturniveau kommt.

Es ist zu entscheiden, ob die Auskopplung von elektrischer Energie vor oder nach Abgabe der Wärmeenergie ans Heiznetz erfolgen soll.

Im Hinblick auf die effizientere Ausnutzung der thermalen Schüttung kann eine Integration von Stromauskopplung besonders sinnvoll sein, wenn das geothermische Angebot über weite Teile des Jahres die Wärmenachfrage (Grundlast) übersteigt.

Die wesentlichen Randbedingungen für die Errichtung und den Betrieb einer geothermischen Anlage ergeben sich im Wesentlichen, neben den geologischen Verhältnissen, aus den Parametervorgaben der verbraucherseitigen Abnehmerstruktur [Stiftung Nagelscheider, 2003].

- ✓ Eine hohe Thermalwassertemperatur ermöglicht die ganzjährige Einspeisung von Erdwärme in konventionelle, nicht speziell angepasste Heiznetze. Da die Thermalwassertemperatur ständig größer als die Vorlauftemperatur des Heiznetzes ist, ist der Einsatz einer Spitzenlastanlage nur dann erforderlich, wenn über die geothermale Leistung hinaus Bedarf besteht.
- ✓ Liegt die Thermalwassertemperatur zeitweise unterhalb der Vorlauftemperatur, aber höher als die Rücklauftemperatur, so kann ganzjährig ein Teil der geothermale Energie im direkten Wärmetausch verwendet werden. Zu den Zeiten, zu denen die Vorlauftemperatur größer ist als die Thermalwassertemperatur, ist der Betrieb der Spitzenlastanlage unabhängig vom Leistungsbedarf zur Temperaturerhöhung unbedingt erforderlich. Bei entsprechender Heiznetzgröße kann diese Aufgabe auch von einer Wärmepumpe übernommen werden.
- ✓ Liegt die Thermalwassertemperatur unter der Rücklauftemperatur, so ist der Einsatz einer Wärmepumpe erforderlich.
- ✓ Grundsätzlich bietet ein niedriges Niveau der Heiznetztemperatur bessere Möglichkeiten zur Nutzung hydrothormaler Ressourcen. Zum einen kann ein hoher Anteil der Wärme im direkten Wärmetausch, also ohne weiteren Anlagenaufwand, an den Verbraucher weitergegeben werden. Zum anderen bietet ein geringerer Abstand zwischen Temperaturangebot und -bedarf die Chance, das Problem des Einsatzes von elektrisch angetriebenen Wärmepumpen zu vermeiden, indem Absorptionswärmepumpen eingesetzt werden [K. Schallenberg, GFZ Potsdam].

Nachhaltige Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit von Geothermieanlagen ergeben sich aus der Betriebsweise der Abnehmerstruktur [GFZ Potsdam, 98].

Durch ein Absenken der Netztemperatur wäre es möglich, einen größeren Anteil an geothermischer Leistung ins Fernwärmenetz zu liefern. Daraus resultiert eine Einsparung von Spitzenlastenergie und, da diese heute in den meisten Fällen durch fossile Energieträger bereitgestellt wird, in Folge auch eine Reduktion an CO₂-Emissionen.

Neben der direkten Nutzung der Erdwärme ist auch eine Verwendung von Aquiferen als kurzzeitiger oder saisonaler Wärme-/Kältespeicher möglich.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist die Temperatur der Gesteinsschichten.

Durch die Nutzung bereits bestehender Bohrlöcher können die Investitionskosten deutlich reduziert werden.

10.2.2 Solarthermie

Bei der Evaluierung von bestehenden Solareinspeisungen in Nahwärmenetze, die von der Firma SOLID [Meißner, 2004] geplant und gebaut wurden, stellte sich heraus, dass der spezifische jährliche Solarertrag bei allen Anlagen im Jahresdurchschnitt um 400 kWh/m²a liegt. Dieser sehr gute Wert für den Standort Österreich liegt deutlich über dem Durchschnitt der meisten Solaranlagen für die Warmwasserbereitung. Das ist damit zu begründen, dass bei der Netzeinspeisung nahezu nie der Zustand eintritt, an dem die Solarenergie nicht genutzt werden kann. Bei der Solaranlage in Eibiswald (1250 m² Kollektorfläche) beispielsweise werden seit Inbetriebnahme (d.h. seit über 7 Jahren) spezifische Solarerträge über 400 kWh/m²a erzielt. Bei Netzeinspeisungen im Burgenland werden nach nun 10-jährigem Betrieb die Solaranlagen erweitert, um den Sommerwärmebedarf auch nach dem Netzausbau mit Solarenergie sicherstellen zu können.

Eine sehr Erfolg versprechende Chance für die Solareinspeisung besteht auch bei neu zu errichtenden Fern- und Nahwärmenetzen. Hier kann bei größeren Anlagen sogar bei einer solaren Deckung von 20 bis 30 % die gewünschte Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Bei Anlagengrößen um die 10.000 m² Kollektorfläche liegen derzeit die spezifischen Systemkosten zwischen 230 und 300 € pro m² Kollektorfläche.

Die wesentlichen Kriterien, die bei der Einspeisung von solarthermischen Anlagen einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad haben, sind:

- ✓ Differenzdruck
- ✓ Vorlauftemperatur
- ✓ Rücklauftemperatur

Um eine optimale Betriebsweise der Anlage sicherzustellen, gilt für den Temperaturverlauf Folgendes:

Je niedriger die Rücklauftemperatur, desto besser. Günstig sind Temperaturen um die 40°C. Die Vorlauftemperatur sollte ebenfalls nicht zu hoch sein, im Idealfall zwischen 70 und 75 °C.

Wärmenetze, die ganzjährig auf Hochtemperaturniveau betrieben werden, können aufgrund der zu hohen Temperaturen als ungeeignet für die direkte Einbindung von Flachkollektoren eingestuft werden.

Bezüglich des Kollektorwirkungsgrades kann davon ausgegangen werden, dass eine Erhöhung der mittleren Kollektortemperatur um 1°C eine Verringerung des Solarertrages um 1 % verursacht.

Bei der Einspeisung von Solarenergie in Nah- oder Fernwärmenetze ist die Abhängigkeit der Einspeiseleistung und des Einspeiseprofiles von der Sonneneinstrahlung zu berücksichtigen. D.h., in den Sommermonaten ist an sonnenreichen Tagen von ca. 8 bis 18 Uhr die Einspeisung möglich, im Frühjahr bzw. Herbst entsprechend kürzer oder – bei Schlechtwetter – überhaupt nicht. Falls die Wärmeabnahme aus den Netzen relativ gleichmäßig über den Tag erfolgt, können die Tagesleistungsprofile bei größeren Solaranlagen in relativ kleinen Netzen zu einer Anhebung der Rücklauftemperatur im Netz führen. In diesen Fällen wird dann entweder die Anpassung des Abnahmeprofiles aus dem Netz und/oder die Einbindung eines größeren Pufferspeichers erforderlich.

Die Einstrahlung der Sonne und somit die zur Wärmegewinnung nutzbare Energie variiert sowohl tageszeitlich als auch jahreszeitlich. Die Einstrahlung der Sonne ist im Sommer am stärksten, während die Nachfrage an Wärme im Winter ihren Höchststand erreicht.

Die Einbeziehung saisonaler Speicher scheint somit sinnvoll. Besonderes Gewicht kommt diesem Aspekt zu, wenn mehr als 20 % der Wärmeenergie aus solarthermischen Anlagen abgedeckt werden soll.

Die Anpassung des Abnahmeprofiles ist z.B. durch eine Versorgung von thermischen Kältemaschinen mit Fernwärme möglich. Das Tagesprofil der erforderlichen Kühlleistung beispielsweise eines Bürogebäudes stimmt relativ gut mit dem Leistungsprofil einer Solaranlage überein, d.h. die Solarenergie kann nahezu zeitgleich mit der Gewinnung genutzt werden und größere Speicher werden nicht, bzw. nur in geringerem Ausmaß benötigt.

Einbindung eines größeren Pufferspeichers: Diese Pufferspeicher dienen dazu, die Lastspitzen der Solaranlage zu speichern und somit ein gleichmäßigeres Tagesleistungsprofil aus der Solaranlage an das Netz zu liefern. Die Installation eines Pufferspeichers in derartigen Größenordnungen führt allerdings zu einer Anhebung der Investitionskosten und schlägt sich damit oft in einer Verlängerung der Amortisationszeit nieder.

Durch zu hohe Rücklauftemperaturen im Heizkreislauf, die beispielsweise entstehen können, wenn Hausanlagen unzureichend auf die Anforderungen des Wärmenetzes eingestellt sind, wird der Wirkungsgrad der Anlage negativ beeinflusst.

Aus Sicherheitsgründen ist es auch unerlässlich, bei Großanlagen ein Sicherheitssystem einzuplanen. Für den Fall, dass es aus verschiedenen Gründen über einen längeren Zeitraum zu keiner Einspeisung der im Kollektor generierten Wärme ins Netz kommt, lässt dieses den Dampf ab bzw. gibt ihn an ein zweites System ab, um Schäden am Kollektor zu vermeiden.

10.2.3 Biomasse

Die Bedeutung von biogenen Brennstoffen zur Wärme- und Stromgewinnung steigt nicht nur in Europa sondern weltweit [Oberberger, 2000].

Die richtige Wahl der Anlagentechnik hängt von der Art und Charakteristik des eingesetzten Brennstoffs sowie von der erforderlichen Anlagengröße ab.

Durch den Einsatz von Biomasse kann mit einer Vielzahl von Verfahren und Techniken Wärme und Strom generiert werden. Zur energetischen Nutzung der Biomasse werden unterschiedliche Formen fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse eingesetzt [Stiftung Nagelscheider, 2003].

Heizwerke zur Nutzung von Biomasse haben eine Leistung von ca. 100 kW bis 50 MW und werden für die Versorgung von Nah- und Fernwärmenetzen sowie für industrielle und öffentliche Abnehmer eingesetzt. Je nach eingesetzter Biomasse werden unterschiedliche Feuerungstechniken angewendet.

Biomasse ist ein vielseitigster Energieträger, da sie transportabel und lagerfähig ist, annähernd zeitlich und räumlich unabhängig zur Strom- und Wärmeversorgung eingesetzt werden kann. Da die Energiedichte aber im Vergleich zu den konventionellen, fossilen Energieträgern geringer ist, sind größere Lager notwendig.

Die Biomassevergasung ist noch nicht so weit entwickelt, wie die Biomasseverbrennung. Für Großanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung von mehr als 15 MW_{th} sind vor allem Wirbelschichtvergasungsanlagen interessant.

Biomasseheizwerke sind heute technisch ausgereift. Die Nutzung von Brennstoffen aus der Region verstärkt die lokale Wirtschaft und verhindert eine Abhängigkeit von andern Märkten.

Anlagen zur Verbrennung biogener Festbrennstoffe sind technisch weitgehend ausgereift, für die Nutzung anderer Biomasse gibt es anlagentechnisch allerdings noch zu wenige Langzeiterfahrungen.

Eine interessante Möglichkeit für Biomasse bietet die Zufeuerung in Kohlekraftwerken. Diese ist bei Wirbelschicht- und Staubfeuerungsanlagen möglich. Zu bedenken gilt es aber, dass es durch die Biomassezufeuerung zu einer verstärkten Korrosion kommt.⁷

10.2.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Kraft-Wärme-Kopplungen sind überall dort sinnvoll, wo zeitgleich ein Bedarf sowohl an Strom als auch an Wärme besteht. Diese Technologie hat den Vorteil, dass sie gegenüber der rei-

nen Strom- bzw. Wärmeproduktion einen höheren Wirkungsgrad durch einen höheren Brennstoffausnutzungsgrad erreicht.

Auch aus ökologischer Sicht ist die Kraft-Wärme-Kopplung sinnvoll, da Emissionen signifikant eingespart werden.

KWK-Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger können somit verstärkt zu einer nachhaltigen Entwicklung der Energieerzeugungslandschaft beitragen. KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse weisen den Vorteil auf, dass es möglich ist, die ökologischen Vorteile der KWK mit denen der Biomasse zu kombinieren [Streicher et al., 2000]. Grundsätzlich besteht aber aus technischer Sicht auch die Möglichkeit, KWK-Anlagen auf Basis von Solarenergie als auch geothermalen Ressourcen zu betreiben. Die Langzeiterfahrung in diesen Bereichen, obwohl die Technik verfügbar wäre, fehlt allerdings noch.

Substitutionspotenzial fossiler Energieträger durch Heizwerke und Heizkraftwerke auf Basis Erneuerbarer Energieträger ist durchaus in weiten Teilen gegeben. Die Grenze ist, wie bereits angeführt, die Sommernutzungsmöglichkeit für die Wärme.

10.3 Zusammenfassung der Chancen und Hemmnisse

Zusammenfassend werden hier noch einmal wichtige Punkte sowie die Vor- und Nachteile der einzelnen Technologien angeführt.

10.3.1 Biomasse

- + Technik weitgehend ausgereift, geringes technisches Risiko
- + Zufeuerung zu fossilen Brennstoffen möglich
- + Transportabler und lagerfähiger Brennstoff
- + Fest, flüssig und gasförmig verfügbar
- + Sehr geringe Betriebskosten
- + Biomasse Kraft-Wärme-Kopplung eignet sich besonders gut für Netze mit hoher Sommerlast.
- Geringere Energiedichte als fossile Brennstoffe
- Möglichst hohe Volllaststundenzahl bei Betrieb nötig, um Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.
- Langfristige Investition

10.3.2 Solarthermie

- + Solarwärme liefert Energie zu einem nahezu fixen, index-unabhängigen Preis.
- + Auch in größeren Netzen sinnvoll – langfristiger Profit und Imagefaktor
- + Energie aus Solaranlagen im Sommer am wirtschaftlichsten
- + In neuen Netzen solare Deckung bei gewünschter Wirtschaftlichkeit von bis zu 30 % möglich
- + Hohes Potenzial solarer Kälteerzeugung durch gleichzeitige solare Einstrahlung und Kältebedarf
- Solare Einstrahlung variiert tages- und jahreszeitlich.
- Im Rücklauf Temperaturen um 45°C und im Vorlauf zwischen 70 und 75°C einhalten

- Mögliche Probleme bei Kopplung mit anderen EET, v.a. Biomasse Kraft-Wärmekopplung (KWK)

10.3.3 Erdwärme

- + Schüttung unabhängig von Tages- und Jahreszeit konstant (Menge und Temperatur)
- + Weitgehend freie Standortwahl und großes, noch nicht ausgeschöpftes Potenzial
- + Niedriges Temperaturniveau im Rücklauf ist von Vorteil.
- + Temperatur der geothermalen Quelle über 100°C => gekoppelte Stromerzeugung realisierbar
- + Kein teurer Spitzenkessel nötig, wenn Heizwärmebedarf durch hydrothermale Quelle gedeckt
- Hohe Bohrkosten => hohe Investitionen (Senkung durch Nutzung vorhandener Bohrungen)
- Nur wirtschaftlich bei großen Wärmeverkaufsmengen und übers Jahr konstanter Nachfrage
- Hydrochemische Beschaffenheit des Wassers kann zu Problemen führen.

11 Schlussfolgerungen und Leitfaden

Zusammenfassend die wichtigsten Ergebnisse des Projekts in sehr kompakter Form.

Es sprechen viele gute Gründe für das Thema Einspeisung erneuerbarer Energie in bestehende Netze:

- Verringerung der Abhängigkeit vom Rohölpreis
- Regionale Wertschöpfung wird gesteigert
- Biomassepreise derzeit stabiler und langfristiger kalkulierbar, Solarenergie „kostenlos“
- Emissionszertifikate und -handel
- Zugang zu öffentlichen Förderungen
- Wirtschaftlich langfristig interessant
- Umwelteffekt

Das Potenzial ist vorhanden:

- Bis 2006 Einspeisung von jährlich zusätzlich rund 569.000 MWh Wärme aus erneuerbarer Energie (inklusive Abwärmenutzung, entspricht rund 4,5 Prozent der derzeitigen Fernwärmeerzeugung)
- Anteil der erneuerbaren Energieträger steigend –Trend eindeutig
- Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energieträger von derzeit 12 % auf 16–17 % durch laufende Projekte (in Bau oder in Planung)
- Das EU Ziel bis 2020 liegt bei über 25 % Anteil der erneuerbaren Energieträger am gesamten Heiz- und Kühlbedarf
- Jährlich werden zur Erreichung der EU-Ziele zusätzlich über 1.300 GWh Fernwärme aus erneuerbaren Energieträgern benötigt.
- Mittel- und langfristiges Potenzial von Ökostromgesetz, Veränderung der Rohölpreise und Emissionshandel abhängig – die Vorzeichen für Erneuerbare Energien sind günstig.
- Sommernutzung/-auslastung ist zentrales Thema bei der Einbindung von erneuerbaren Energien – künftige Sommer-Anwendungen der Wärme (z.B. Kühlung mit Bioenergie) sind in Entwicklung, die Sommerauslastung wird gestärkt.
- Chancen für Erneuerbare eröffnen sich, wenn wirtschaftlich konkurrenzfähig – die ständige Weiterentwicklung der Anlagen sorgt bereits für eine bessere Wirtschaftlichkeit.

Die wichtigsten Ergebnisse wurden auf den im Anhang befindlichen Infoblättern zusammengefasst. Ziel der Informationsblätter ist es, eine kurze Übersicht über die Projektergebnisse zu geben und Beispiele für erfolgreiche Umsetzungen darzustellen. Die Informationen sollen weitere Netzbetreiber dazu animieren, Projekte zur Einspeisung erneuerbarer Energien in bestehende Fernwärmenetze zu starten.

12 Literatur

Focke, H., (2002), Optimierung der Wärmepumpe im Fernwärmesystem Aschach–Hartkirchen, Diplomarbeit am Institut für Wärmetechnik der TU Graz

Gaderer, M., (2003), Neuere Konzepte zur Kraft-Wärme-Koppelung mit Biomasse, ZAE Bayern

Kleinberger, J., (2001), Analyse und Systematisierung existierender und vorgesehener Anlagen zur Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung auf der Basis von fester Biomasse, Diplomarbeit am Institut für Wärmetechnik der TU Graz

Lettner, F., Streicher, W., (2003), Ökostromproduktion – Technische Möglichkeiten und Potentiale, Vortrag im Rahmen der Seminarreihe Ökostrom der OVE-Akademie

Mory, A., Tauschitz, J., (1999), Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken, VGB Kraftwerkstechnik, 1999, Heft 1, Seite 65–70.

Obernberger, I., Hammerschmidt, A., (1999), Dezentrale Biomasse Kraft-Wärme-Koppelungstechnologien. Potential, Einsatzgebiete, technische und wirtschaftliche Bewertung, Schriftenreihe Thermische Biomassenutzung, Band 4, dbv-Verlag für die technische Universität Graz

Ökostromgesetz, (2002) sowie Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes

(EIWOG) und das Energieförderungsgesetz 1979 (EnFG), August 2002

Podesser, E., Dermouz, H., Padinger, R., Wenzel, T., (1995), Entwicklung eines mit Holz betriebenen Stirling-Kleinkraftwerkes zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung – Phase II, Bericht-Nr. IEF-B-12/95, Forschungsgesellschaft Joanneum

Podesser, E., Bayer, H., Fankhauser, G., (1998), Minimierung der Stromerzeugungskosten mit Stirlingmotoren an Biomassefeuerungen, Endbericht des Projektes IEF.97.011-01, Institut für Energieforschung, Joanneum Research, Graz, April 1998.

Pogoreutz, M., (2000), Nachhaltige Bioenergiestrategie, Teilprojekt „Technische Möglichkeiten“, Schriftenreihe der Energieforschungsgemeinschaft im Verband der E-Werke Österreichs.

Renet Austria, (2004), http://www.renet.at/biomass/index_frames.html

Stahl, K., (1996), Das Kombi-Kraftwerk mit integrierter Biomasse Vergasung in Värnamo/Schweden, VGB-Kraftwerkstechnik, 1996, Heft 4, Seite 327–330

Streicher, W., Fink, C., Riva, R., Heimrath, R., Heinz, A., Kaufmann, H., Purkarthofer, G., (2002), Solarunterstützte Wärmenetze, Endbericht zum gleichnamigen Projekt in der Forschungsausschreibung „Haus der Zukunft“ im Auftrag des BMVIT, Hrsg.: Institut für Wärmetechnik, TU Graz.

Streicher, W., Oberleitner, W., (1999), Betriebsergebnisse der größten Solaranlage Österreichs, Solarunterstütztes Biomasse-Nahwärmenetz Eibiswald, 9. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, D-96231 Staffelstein. Hrsg.: OTTI-Technologie-Kolleg, Wernerwerkstr. 4, D-93049 Regensburg, S. 144–148.

Tauschitz, J., Mory, A., Moritz, G., (1999), BioCoComb – Errichtung und Betrieb einer Biomassevergasungsanlage im Dampfkraftwerk Zeltweg, Schriftenreihe der Forschung im Verbund, Band 55, Wien, September 1999.

Weitere Quellen:

GFZ Potsdam, STR 98/09, Geothermie Report 98

Stiftung Nagelscheider, Fraunhofer UMSICHT, FW/KWK, 0603

K. Schallenberg, Geothermieforschungszentrum Potsdam „Vergleich des energiekonzeptionellen Aufbaus von drei geothermischen Heizzentralen“

GFZ Potsdam, STR98/09, Geothermiereport 98-1

Ernst Meißner, 2004

Obernberger, I. „Thermische Nutzung fester biogener Brennstoffe“

Streicher et al. „Kraft-Wärme-Kopplung in Österreichischen Versorgungssystemen“