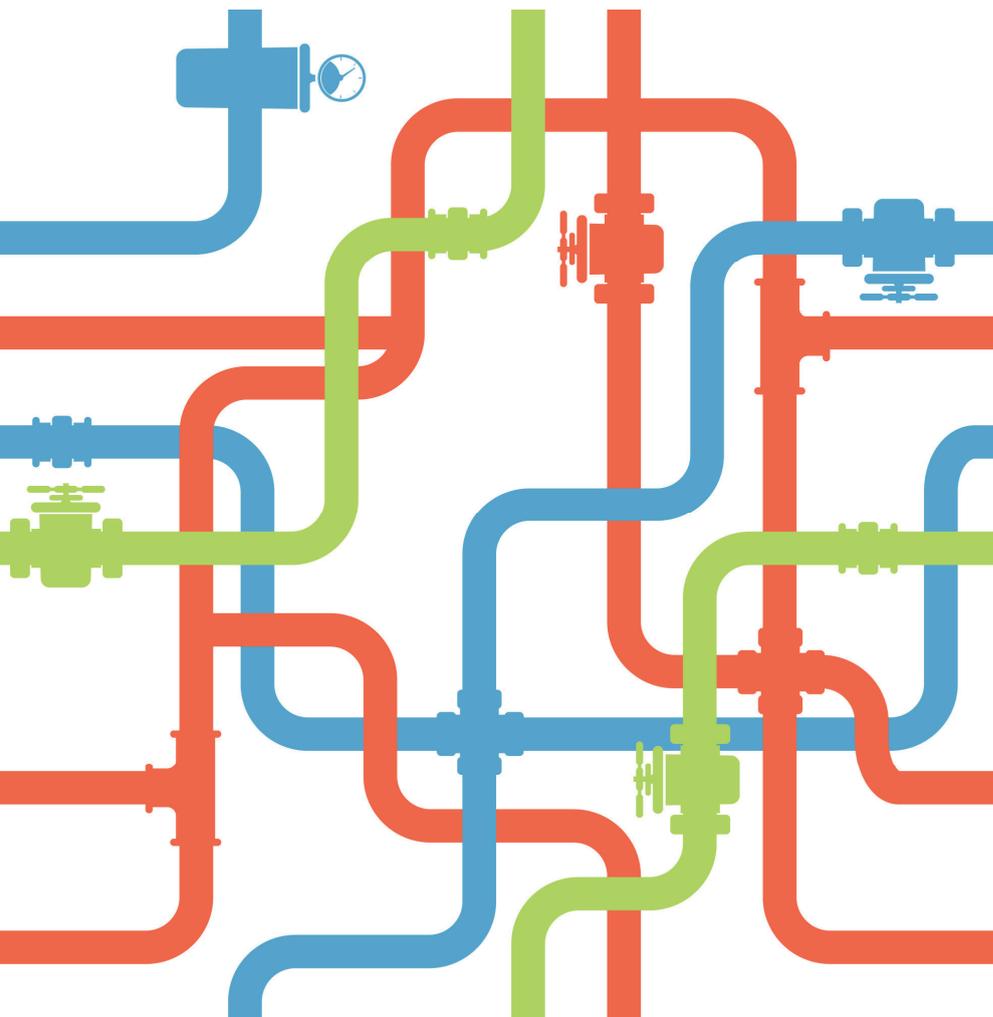


# Bidirektionale Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze

Ergebnisbericht



Dieser Leitfaden fasst die Ergebnisse des Forschungsprojektes „Bine“ zusammen, in dem das Thema der bidirektionalen Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze untersucht wurde. Umfassendere Information zum Projekt ist zu finden unter: [www.aee-now.at/bine](http://www.aee-now.at/bine)

## Inhalt

Einleitung .....	3
Energetische Betrachtung.....	3
Wirtschaftliche Betrachtung .....	4
Reales Szenario anhand des Brucker Netzes .....	5
Geschäftsmodelle .....	6
Fazit und Ausblick .....	6
Weiterführende Links .....	7
Literatur .....	7

## Finanziert durch



## Redaktion

Daniel Reiterer M.A. Ing.  
reiterer@aee-now.at



AEE Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie NÖ-Wien  
Schönbrunnerstraße 253/10  
1120 Wien

## Erstellt von:

DI Christian Halmdienst  
DI Mag. Dr. Klaus Lichtenegger  
Daniel Reiterer M.A. Ing.  
DI David Wöss

## Einleitung

Fernwärme- und Nahwärmenetze sind in Österreich weit verbreitet. Ebenso Gebäude mit Solaranlagen und Biomassefeuerungen. Auch brach liegende Abwärmepotentiale gewinnen für die Wärmeversorgung immer mehr an Bedeutung. Eine Verknüpfung dieser Systeme ist naheliegend, um auch in Zukunft eine energieeffiziente und wirtschaftliche Wärmeversorgung anbieten zu können.

Im Projekt „BiNe“ wurde die Möglichkeit, Wärme an beliebigen Punkten dezentral in ein Nahwärmenetz einzuspeisen, technisch und wirtschaftlich untersucht. Theoretisch kann durch eine intelligente Vernetzung von Wärmeproduzenten und -konsumenten der regionale Primärenergieeinsatz reduziert werden, und es können sich wirtschaftliche Vorteile für alle Netzteilnehmer ergeben. Dies zeigen die Projektergebnisse.

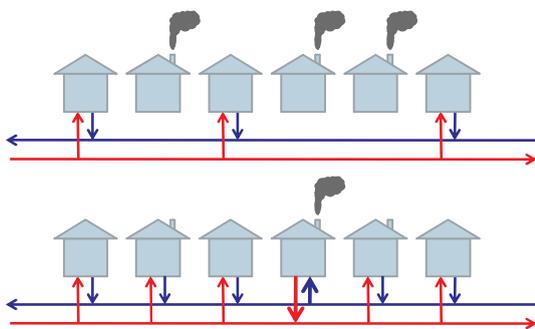


Abbildung 1: Vom Consumer zum Prosumer

## Technik

Klassischerweise sind in Wärmenetzen 3 Systeme relevant:

- Heizwerk
- Netz
- Verbraucher / Prosumer

Im Projekt wurden diese jeweils simuliert und die einzelnen Simulationen verknüpft. Speziell wurde auch der Fall untersucht, wenn der Verbraucher zum Erzeuger wird (Prosumer). Aus der Simulation wurden technische Voraussetzungen, die energietechnischen Vorteile sowie wirtschaftliche Aspekte abgeleitet.

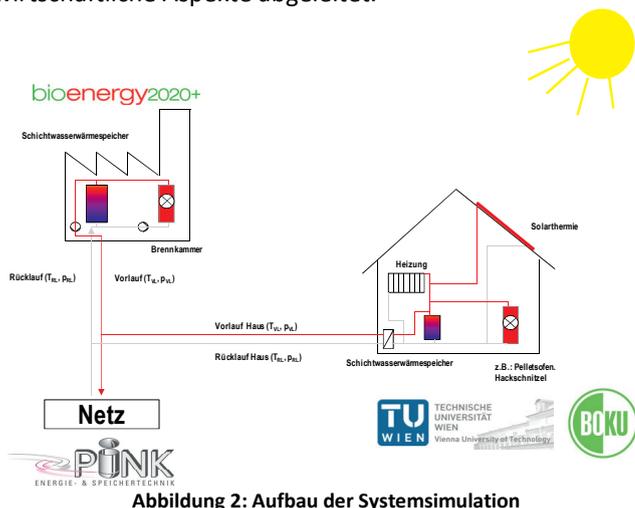


Abbildung 2: Aufbau der Systemsimulation

## Energetische Betrachtung

### Art der Einspeisung & Temperaturniveaus

Bestehende Fernwärmenetze arbeiten in der Regel mit einer zentralen Pumpstation, die den Vorlaufdruck im gesamten Netz auf einem höheren Druckniveau hält. Daher kann die Wärme ohne zusätzlichen Aufwand leicht von den Verbrauchern entnommen werden. Es gibt grundsätzlich 3 Möglichkeiten, wie Wärme in ein bestehendes Wärmenetz eingespeist werden kann (siehe Abbildung 3).

Bei der Einspeisung durch Vorlaufanhebung wird mittels Ventilen der Vorlauf durch den Wärmetauscher des Einspeisers geführt. Die Pumpenergie wird vom Netz aufgebracht und deckt somit die Druckverluste des Wärmetauschers und der Verbindungsleitungen ab. Der große Nachteil dieser Methode besteht darin, dass der Einspeiser Wärme bei höheren Temperaturen als der Vorlauf des Fernwärmenetzes bereitstellen muss. Weiters ergeben sich für den Einspeiser hohe Rücklauftemperaturen. Für den Fernwärmenetzbetreiber ist die Anhebung des Vorlaufs ungünstig, da er einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen muss, damit ein regelbarer Druckfluss im Wärmetauscher des Einspeisers erzeugt werden kann. [Bucar, 2006] Aus diesen Gründen kommt diese Methode für die Bereitstellung von Wärme von Prosumern nicht in Frage.

Eine weitere Möglichkeit ist die sog. Rücklaufanhebung, bei der die Entnahme und die Einspeisung im Rücklauf erfolgen. Dabei wird ein Teil des Fernwärmenetzrücklaufs entnommen und durch den Wärmetauscher des Prosumers geführt. Wie auch bei der Vorlaufanhebung wird die Pumpenergie von den Netzpumpen aufgebracht und deckt wiederum die Druckverluste des Wärmetauschers und der Verbindungselemente ab.

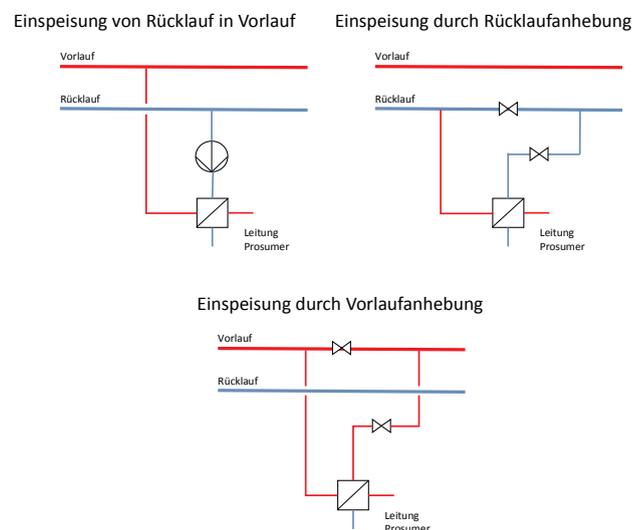


Abbildung 3: Technische Möglichkeiten zur Einspeisung in Wärmenetze

Der Vorteil der Rücklaufanhebung ist, dass die Wärme bei niedrigeren Temperaturniveaus im Rücklauf aufgenommen

wird. Daher können Technologien wie solarthermische Anlagen bei höheren Wirkungsgraden Energie bereitstellen. Aus bereits genannten Gründen ist eine Rücklaufanhebung, für den Fernwärmenetzbetreiber ebenso ungünstig wie die Vorlaufanhebung, da Strömungswiderstände in das Fernwärmenetz eingebaut werden müssen, oder ebenfalls zusätzliche Pumpen benötigt werden. Ein weiterer Nachteil sind die Wärmeverluste des Netzes aufgrund von höheren Rücklauftemperaturen. Der Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers verringert sich aufgrund der höheren Rücklauftemperaturen ebenfalls leicht.

Bei der Entnahme und Einspeisung in den Rücklauf kann lediglich zusätzliche Energie in das Fernwärmenetz eingebracht werden. Eine primäre Versorgungsquelle kann aber nicht gänzlich ersetzt werden. Dies schränkt die Möglichkeiten für den Prosumer ein, und die zentrale Energiequelle kann selbst im Teillastbetrieb nicht ersetzt werden. Aus diesem Grund wird diese Einspeisemöglichkeit auch im Projekt nicht näher behandelt.

Die letzte Methode, die in Abbildung 3 dargestellt ist, zeigt die Einspeisung vom Rücklauf in den Vorlauf. Es wird dabei Wärmeträgermedium vom Rücklauf entnommen und mit einer Pumpe durch den Prosumer-Wärmetauscher geleitet. Dabei muss die Pumpe die Druckdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf des Fernwärmenetzes überwinden. Die dafür benötigte Energie ist daher auch von der Lage des Einspeisers abhängig. Ein Prosumer, der sich in der Nähe der Pumpstation des Fernwärmenetzes befindet, muss daher mehr Energie aufbringen als ein Prosumer, der weiter entfernt ist.

Ein weiteres Kriterium für die Möglichkeit der Einspeisung ist das Temperaturniveau des Fernwärmenetzvorlaufs, das durch die dezentrale Lieferung von Wärme nicht herabgesenkt werden soll. Aus diesem Grund muss der Prosumer Wärme auf diesem Temperaturniveau bereitstellen. Im Vergleich zur Rücklaufanhebung ist daher der Wirkungsgrad von solarthermischen Anlagen niedriger, da Temperaturen um 90°C erreicht werden müssen.

Trotzdem ist diese Form der Einspeisung laut [BUCAR 2006] die von den Fernwärmebetreibern bevorzugte, da die Rücklauftemperaturen konstant bleiben und die Pumpkosten zu einem großen Teil vom Einspeiser getragen werden. Durch die Einspeisemethode vom Rücklauf in den Vorlauf des Fernwärmenetzes ist es auch möglich, die primäre Wärmequelle in schwachen Teillastbetriebsfällen durch dezentrale Prosumer gänzlich zu ersetzen.

Dies ist besonders in Fällen interessant, in denen ein Teilstrang des Fernwärmenetzes aufgrund von Kapazitätsengpässen neu gebaut werden müsste. In solchen Fällen ist es möglich, das Teilsystem des Fernwärmenetzes mit dezentralen Wärmequellen zu versorgen.

## Pumpenergie

Die Einbringung von dezentralen Wärmequellen mittels Einspeisung vom Rücklauf in den Vorlauf ist nur dann sinnvoll, wenn die vom Prosumer benötigte Pumpenergie wesentlich geringer ist als die übertragene Wärmemenge. Aus diesem Grund wurde anhand des bestehenden Fernwärmenetzes in Bruck a.d. Mur die hydraulische Situation untersucht.

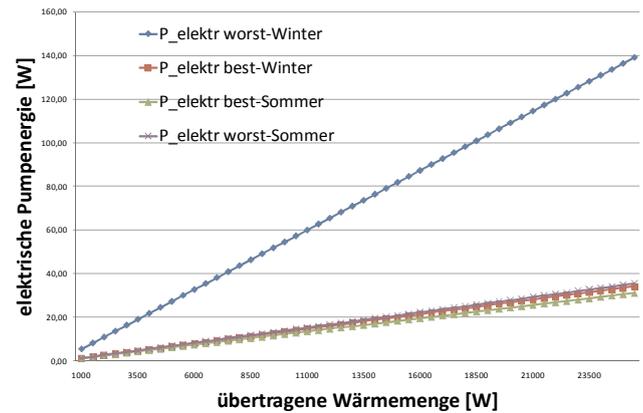


Abbildung 4: Analyse der benötigten Pumpleistung für den schlechtesten bzw. besten Fall im Sommer- bzw. Winterbetrieb (vereinfachtes Pumpenmodell)

Bei der Analyse der Netzdaten von Bruck an der Mur wurde abhängig von Netzlage und Vor- bzw. Rücklauftemperaturen festgestellt, dass der maximale Differenzdruck, der im Winter zu überwinden wäre, bei ca. 9 bar liegt. Der bestmögliche Fall um einzuspeisen liegt bei ca. 1,1 bar. Basierend auf diesen Daten und den Netztemperaturen, sowie realistischen Pumpdaten, konnte die benötigte elektrische Leistung bestimmt werden (Abbildung 4).

Wie bereits angenommen, zeigte sich, dass die benötigte elektrische Leistung im Vergleich zur eingespeisten Wärmemenge sehr gering ist. Generell gilt, dass der notwendige Pumpenstrom, verglichen mit den Kosten für Brennstoffe, sehr günstig ist. Das ist insbesondere weit entfernt vom Heizhaus der Fall, wo einerseits die Einspeisung besonders effektiv, andererseits auch die zu überwindende Druckdifferenz klein ist.

## Wirtschaftliche Betrachtung

Simulationsrechnungen und der Vergleich verschiedener Szenarien haben gezeigt, dass in vielen, wenn auch nicht in allen Fällen, eine dezentrale Einspeisung wirtschaftliche Vorteile für das Gesamtsystem bringt. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn durch die dezentrale Einspeisung das Anwerfen von fossilen Spitzenlastkesseln vermieden werden kann, und wenn die Einspeisung weit weg vom zentralen Heizhaus erfolgt.

Um die wirtschaftlichen Vorteile angemessen zwischen den Teilnehmern zu verteilen, ist aber jeweils eine geeignete Anpassung des Geschäftsmodells erforderlich. Insbesondere sollte dabei differenziert werden zwischen:

- Einspeisungen, die flexibel zur Verfügung stehen, aber dafür stets Kosten und zusätzliche Emissionen verursachen (z.B. dezentrale Biomasse-Kessel)
- Einspeisungen, die sehr kostengünstig zur Verfügung stehen, aber dafür wenig bis nicht flexibel sind (z.B. Solarthermie, industrielle Abwärme)

Insbesondere ist es bei Kapazitätserweiterungen bestehender Netze oft sinnvoll, statt eines zusätzlichen Kessels im zentralen Heizwerk, eine dezentrale Wärmequelle in das Netz einzubinden.

### Reales Szenario anhand des Brucker Netzes

Die gewonnen Erkenntnisse aus den allgemeinen Betrachtungen wurden in weiterer Folge auf ein konkretes Fernwärmenetz, und zwar jenes von Bruck a. d. Mur, angewendet. Dafür wurde ein Simulationsmodell des Wärmenetzes erstellt. In Abbildung 5 sind die Netzdaten sowie der Netzplan ersichtlich.

Netzlast	15.278	kW
Abnahmelast	21.826	kW
Wärmeverlust	610	kW
VL-Temp (max/min)	95,0 / 86,8	°C
RL-Temp (max/min)	55,0 / 51,4	°C
VL-Druck (max/min)	13,7 / 8,9	bar
RL-Druck (max/min)	9,2 / 2,0	bar
Diff-Druck (max/min)	8,7 / 1,0	bar
Pumpleistung	16,8	kW

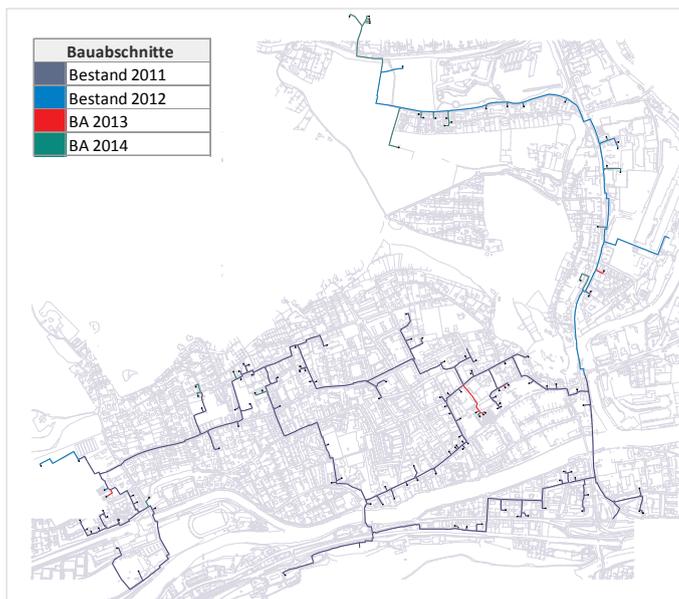


Abbildung 5: Netzdaten im Auslegungsfall und Netzplan des Fernwärmenetzes Bruck / Mur

Durch die Analyse im Auslegungsfall konnte bestätigt werden, dass es durch die Integration von zusätzlichen Prosumern zu einer Verbesserung der Druck- und Temperaturverhältnisse im Netz kommen kann. Beispielhaft wurde der Differenzdruck des derzeitigen Netzes (Abbildung 6) mit den zwei Einspeisern sowie der

Differenzdruck mit zusätzlichen Prosumern (siehe Abbildung 7) gegenübergestellt. Dabei zeigte sich eine deutliche Reduktion des maximalen Differenzdrucks von knapp 9 bar auf etwas mehr als 6 bar. Dies kann durch die Reduktion der starken Belastung der Versorgungsleitung begründet werden, welche den Westteil des Netzes aus der Ringleitung heraus versorgt.

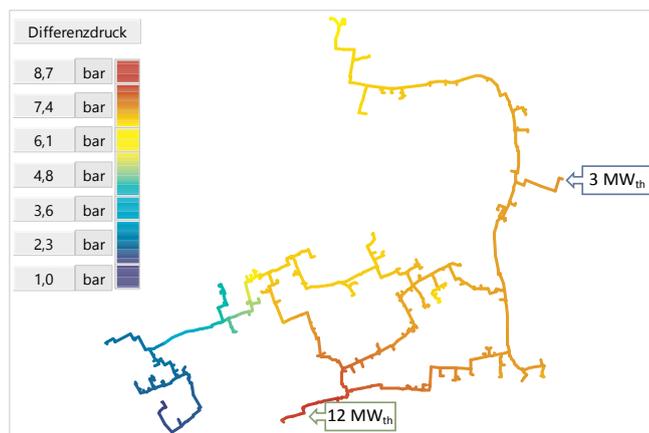


Abbildung 6: Differenzdruck im derzeitigen Netz

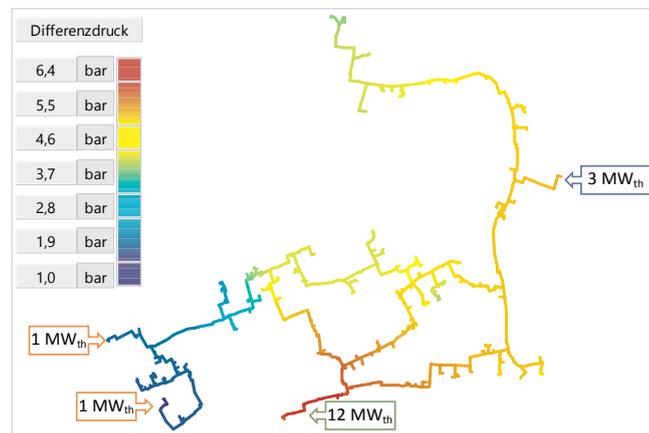


Abbildung 7: Differenzdruck mit zwei zusätzlichen Prosumern

Neben dem Auslegungsfall wurde auch eine Jahressimulation im Zeitschritt von einer Stunde (8760 Berechnungen) durchgeführt. In Abbildung 8 wurden der Verlauf der Netzlast, der Abnahmelast sowie des Wärmeverlusts für das derzeitige Fernwärmenetz dargestellt.

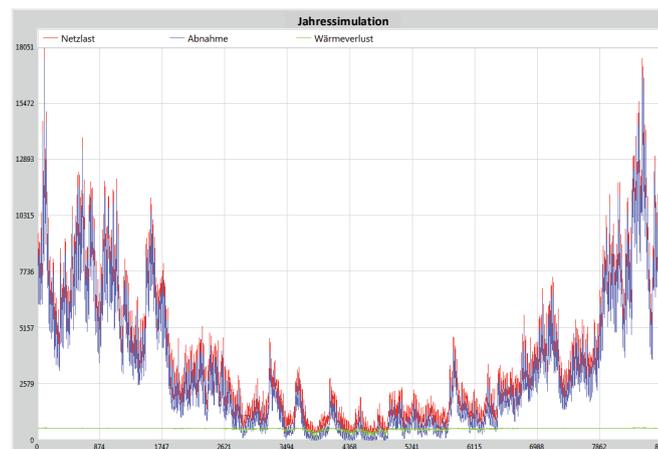


Abbildung 8: Jahressimulation des Fernwärmenetzes Bruck / Mur

Durch die Integration zusätzlicher Prosumer in das Fernwärmenetz ergeben sich für einzelne Fälle Verbesserungen sowohl in technischer als auch wirtschaftlicher Hinsicht. In Abbildung 9 sind einige Netzdaten für unterschiedliche Varianten gegenübergestellt, wobei die Position der beiden zusätzlichen Prosumer aus Abbildung 7 ersichtlich ist. Die Varianten „starr“ und „optimiert“ unterscheiden sich durch die Ein- und Ausschaltkriterien für die jeweiligen Einspeiser. Bei der starren Fahrweise werden je nach Bedarf die Heizhäuser bzw. Prosumer entsprechend einer vorgegeben Reihenfolge ein- bzw. ausgeschaltet, bei der optimierten Variante wird der Wärmebedarf mit der jeweils kostengünstigsten Kombination der verfügbaren Wärmeerzeuger abgedeckt.

		Derzeitiges Netz		1. Prosumer		2. Prosumer	
		starr	optimiert	starr	optimiert	starr	optimiert
Einspeisemenge	[GWh]	33,13	33,13	32,95	32,94	32,96	32,80
Prosumer 1	[GWh]	-	-	8,13	3,64	8,14	4,99
Prosumer 2	[GWh]	-	-	-	-	6,01	1,98
Heizhaus 1	[GWh]	18,75	12,03	14,07	11,07	10,81	8,98
Heizhaus 2	[GWh]	14,38	21,10	10,75	18,23	8,00	16,85
Abnahmemenge	[GWh]	28,70	28,70	28,70	28,70	28,70	28,70
Wärmeverlust	[GWh]	4,43	4,43	4,25	4,24	4,26	4,10
Nutzungsgrad	[%]	86,6%	86,6%	87,1%	87,1%	87,1%	87,5%
Brennstoffkosten	[t€]	1.509,0	1.480,6	1.460,2	1.410,5	1.435,7	1.405,4
Prosumer 1	[t€]	-	-	329,44	151,08	329,70	210,70
Prosumer 2	[t€]	-	-	-	-	245,22	88,62
Heizhaus 1	[t€]	790,29	524,20	593,43	423,46	453,48	382,98
Heizhaus 2	[t€]	718,66	956,41	537,30	835,98	407,25	723,14
hydr. Pumparbeit	[MWh]	71,78	76,15	47,65	71,09	44,65	74,17
Prosumer 1	[MWh]			9,15	5,06	11,91	9,14
Prosumer 2	[MWh]					9,60	3,45
Heizhaus 1	[MWh]	28,69	13,00	17,53	12,92	11,62	11,68
Heizhaus 2	[MWh]	43,09	63,15	20,97	53,11	11,52	49,90

Abbildung 9: Vergleich unterschiedlicher Varianten

## Geschäftsmodelle

### Grundsätzliches

Das klassische Geschäftsmodell des typischen ländlichen Wärmeversorgers ist, wie sich in der Vergangenheit schon gezeigt hat, nicht immer optimal.

Hierbei spielen einige Punkte zusammen: Teils wurden Netze in Gebiete mit geringer Abnehmerdichte gelegt und dazu noch, in Hoffnung auf zukünftige Ortserweiterungen oder weitere Anschlüsse, überdimensioniert. In der Realität wurden jedoch vermehrt Häuser saniert, und es kam zu einem Absinken des Wärmebedarfs. Auch die erhofften Erweiterungen des Netzes blieben teilweise aus.

Zukünftig scheint es schwierig, klassische ländliche Wärmenetze zu realisieren. Eine flexible und kostengünstige Alternative hierzu sind Mikronetze, mit mehreren verteilten Heizzentralen. Der Betrieb kann auch von einem gemeinsamen Betreiber übernommen werden. Dies wäre, aufgrund einer einheitlichen Struktur und einem gemeinsamen Ansprechpartner, auch seitens des Konsumenten zu begrüßen.

### Umsetzung

Es muss für den Betreiber des Netzes Chancengleichheit für alle erneuerbaren Energieträger gewährleistet werden, egal welcher Eigentümer diese bereitstellt.

Bei klassischen Fernwärmekonfigurationen, wo der Netzbetreiber auch der Betreiber des zentralen Heizwerkes ist, und sein Geld durch den Wärmeverkauf verdient, kann dies schwierig sein.

Ein möglicher Ansatz, um dies zu erreichen, ist die Trennung von Energie und Anlagen- bzw. Netzkosten. Wie für den Wärmebezug aus dem Netz bezahlt werden muss, muss auch die Wärmelieferung vergütet werden. Darüber hinaus fällt sowohl für den Energieabnehmer, als auch für den Produzenten eine Gebühr für die Netznutzung an.

### Fazit und Ausblick

Wenn über dezentrale Einspeisung gesprochen wird, muss grundsätzlich zwischen 2 Szenarien unterschieden werden. Auf der einen Seite steht der Prosumer, welcher gleichzeitig Einspeiser und Abnehmer von Energie ist. Auf der anderen Seite steht die dezentrale Energieeinspeisung in Wärmenetze für sich.

### Dezentrale Einspeisung

Dezentrale Einbindung kann sinnvoll sein, insbesondere wenn ein bestehendes Netz an seine Grenzen stößt oder wenn ein komplett neues Netz aufgebaut werden soll. Vorherige Prüfung der IST-Situation ist aber auf jeden Fall notwendig, um Potenzial und Sinnhaftigkeit abschätzen zu können.

### Prosumer

Eine grundsätzliche Idee des Projektes war auch die Demokratisierung von Wärmenetzen, indem viele Teilnehmer ihre produzierte Energie ins Netz einspeisen.

Gerade für Solarthermie ist dieser Gedanke interessant. Die Verteilung von Kollektorflächen auf Gebäude, mit der Möglichkeit der Einspeisung der Energie ins Netz, bietet auf den ersten Blick Vorteile:

- Größere Anlagen möglich
- Kostenreduktion
- Wärmeabgabe ins Netz

Vor allem bei klassischen Fernwärmenetzen mit hohen Vorlauftemperaturen stößt man hier aber an Grenzen. Will man eine Vorlaufeinspeisung erreichen, was im Projekt vorausgesetzt wurde, so sinkt der mögliche Energieeintrag für solarthermische Anlagen signifikant.

Prinzipiell besser ist die Situation hier für Biomassekessel, die die erforderlichen Vorlauftemperaturen meist problemlos erreichen können. Da der Betrieb dieser Kessel aber stets mit Brennstoffkosten und Emissionen verbunden ist, ist eine gute regelungstechnische Einbindung

erforderlich, um einen ökonomisch und ökologisch sinnvollen Betrieb möglich zu machen.

Generell sind die technischen Anlagenkomponenten (Übergabestation, Regelung etc.) für Prosumer noch nicht ausgereift bzw. am Markt verfügbar. Auch das Geschäftsmodell muss sorgsam erarbeitet und an den jeweiligen Fall angepasst werden, um Ungleichgewichte zwischen den Partnern zu vermeiden. In weiteren Projekten wird vom Projektkonsortium versucht, hier eine „ready to go“ Lösung zu finden.

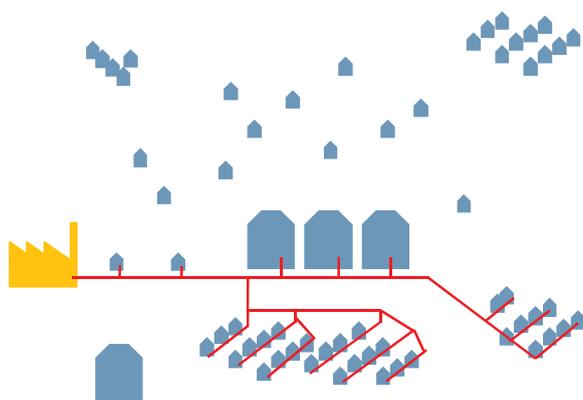


Abbildung 10: Klassisches Wärmenetz

### Mikronetze

Vielversprechender zur Einbindung von mittelgroßen Anlagen (Kollektorflächen ab 20m<sup>2</sup>) sind Mikronetze. Auch im Vergleich zum klassischen ländlichen Fernwärmenetz (Abbildung 10) bieten diese Vorteile. Es können einerseits Ortsteile mit einer hohen Abnahmedichte zu physikalisch unabhängigen Mikronetzen zusammengefasst werden (Abbildung 11). Lange Rohrleitungen werden vermieden. Dieses Modell kann eine interessante Alternative für zukünftige Wärmeversorgungskonzepte sein. Zurückkommend auf das Thema Solarthermie, kann diese in Mikronetzen ihre Vorteile besser ausspielen, da die

Vorlauftemperaturen hier wesentlich niedriger sein können. Ziel ist die Abschaltung des Kessels in den Sommermonaten. Nur wenn dieses Ziel erreicht wird ist eine wirtschaftlich sinnvolle Integration gegeben. Bei Neuplanungen sind hierfür passende Anlagenschaltungen gefragt, beispielsweise in Übergabestationen integrierte Pufferspeicher.

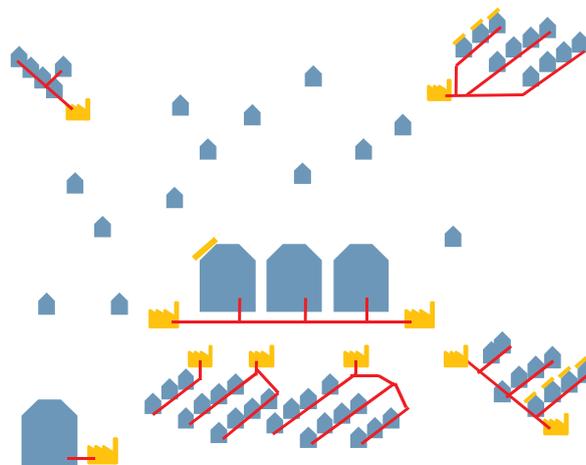


Abbildung 11: Verbund von Mikronetzen

### Umsetzung

Das solare Prosumermodell wird sich als erstes in Mikronetzen durchsetzen können, da hier, wie bereits erwähnt, die technischen Voraussetzungen besser sind. Auch die Unternehmens- und Eigentümerstrukturen sprechen dafür.

Bei klassischen Fernwärmenetzen hingegen sind kurzfristig vor allem Netzerweiterungen attraktive Szenarien für die Einbindung von dezentralen Einspeisern.

## Weiterführende Links

[www.aee-now.at/bine](http://www.aee-now.at/bine)

## Literatur

[BUCAR 2006] BUCAR, G. et al. (2006). *Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze*. Bericht aus Energie- und Umweltforschung 78/2006, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien.

## Beteiligte Projektpartner

AEE NÖ-Wien

Bioenergy 2020+

BOKU Wien – Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Büro für Erneuerbare Energie Ing. Riebenbauer

Österreichischer Biomasseverband

Pink Speichertechnik

S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design GmbH

TU Wien Institut für Verfahrenstechnik

