

Energieforschungsprogramm

Projekt: Technische Grundlagen zur signifikanten Integration dezentral vorliegender alternativer Wärmequellen in Wärmenetze (Projektnummer: 848849)

D5.3 & D5.4 Bericht zu hydraulischen Schaltungen und netzseitigen Regelstrategien zur Integration dezentraler Erzeuger in Wärmenetze in verallgemeinerungsfähiger Form

AP5: Entwicklung technischer Lösungsmöglichkeiten
Erzeuger-/Netzseitig

Detailbericht

erstellt am
02/10/2017

AutorInnen:

D. BASCIOTTI³, C. MARGUERITE³, M. MOSER¹, J. NAGLER², H. POIER¹

¹ SOLID GmbH

² Institut für Energietechnik und Thermodynamik, TU Wien

³ AIT Wien

1	Überblick.....	5
2	Übergeordnete Regelungsstrategien.....	6
2.1	Literature review on production dispatching tools for DHN (District Heating Networks).....	6
2.2	Short-term objective.....	8
2.3	Long-term objective.....	9
2.4	Formalism used.....	11
2.5	Production plants characteristics.....	12
3	Netzseitige Regelstrategien.....	17
3.1	Temperaturregelung	17
3.1.1	State of the Art: Allgemeine Regelungsvorgänge von Fernwärmesystemen dritter Generation.....	17
3.1.2	Reaktive Temperaturregelung.....	18
3.1.3	Prädiktive Temperaturregelung.....	20
3.2	Hydraulische Regelstrategien.....	23
3.2.1	State of the Art.....	24
3.2.2	Effekte dezentraler Einspeisung auf das Fernwärmenetz.....	25
3.3	Druckverhältnisse im Betrieb.....	26
3.3.1	Ungeregelte Netzpumpe.....	28
3.3.2	Schlechtepunktregelung.....	30
3.3.3	Ventilmanagement-Regelung.....	31
3.3.4	Literaturrecherche: Netzsimulation mit dezentralen Einspeisern.....	32
4	Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger.....	36
4.1	Allgemein.....	36
4.2	Überblick realisierter Hydraulikschaltungen.....	37
4.3	Best Practice Beispiele für dezentrale Einspeisungen.....	39
4.3.1	Graz: Wasserwerk Andritz.....	39
4.3.2	Messehalle Wels.....	41
4.3.3	Stadion Liebenau.....	42
4.3.4	Graz Berlinerring.....	44
4.3.5	Stadtviertel Gårdsten in Göteborg/Schweden.....	45
4.4	Aktuelle Forschung: Herausforderungen bei der Entwicklung einer standardisierten Einbindung von Prosumern.....	47

4.5	Pumpenauslegung bei RL – VL Einspeisung	50
5	Zusammenfassung	53
6	Literatur.....	56
7	Anhang	60
7.1	Exkurs: Einspeiseregeln:.....	60

1 Überblick

Dieser Bericht befasst sich mit der Hydraulik und Regelung von dezentralen Erzeugern in Wärmenetzen auf den relevanten Netzebenen. Zunächst (Kapitel 2) wird auf übergeordnete Regulationsanforderungen eingegangen, Tools für die Einsatzplanung unterschiedlicher Erzeuger und deren Eigenschaften werden vorgestellt. Die Kapitel 3 zeigt die unterschiedlichen Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf das Wärmenetz und beschreibt die netzseitigen Regelstrategien. In Kapitel 4 werden Möglichkeiten der hydraulischen Einbindung von dezentralen Erzeugern anhand von umgesetzten Beispielsanlagen vorgestellt.

2 Übergeordnete Regelungsstrategien

2.1 Literature review on production dispatching tools for DHN (District Heating Networks)

The production dispatching plays a central role in district heating networks when maximizing the use of renewable sources and/or minimizing operational costs while satisfying the customers' heating requirements.

The production dispatching tools for DHN are developed for different time scales (from real or short term to long term management of production units) and implemented at several location scales (component, building, district or nation level).

Tabelle 1 is an exhaustive list of existing tools used for the assessment and plant production scheduling of energy systems and in particular district heating networks. This list is based on the study presented in [Conolly et al., 2010], where different computer tools were analyzed. The tools are classified as operation optimization tools and/or investment optimization tools and characterized by two approaches, top-down and bottom-up. The authors define these approaches as follow:

- A top-down tool is a macroeconomic tool using general macro-economic data to determine growth in energy prices and demands.
- A bottom-up tool identifies and analyses the specific energy technologies and thereby identifies investment options and alternatives.

This study concludes that there is no energy tool which addresses all issues related to the integration of renewable energy, since the choice of the appropriate tool depends on the specific objectives that must be fulfilled.

Since a detailed review on the specific features as well as advantages/disadvantages of existing dispatching tools is beyond the scope of this deliverable, the most representative tools have been assessed highlighting specific models for operational strategies optimization at different time horizons (short term objective, long term objective).

2 Übergeordnete Regelungsstrategien

Tabelle 1 List of production dispatching tools

Tool	Typical application	Top-down	Bottom-up	Operation optimisation	Investment optimisation
AEOLIUS	power-plant dispatch		x		
ABSINTHE	agent-based monitoring/control of DH systems	x		x	
BALMOREL	open source electricity and district heating tool		x	x	x
BCHP Screening Tool	assessment CHP in buildings		x	x	
COMPOSE	techno-economic single-project assessments		x	x	x
E4cast	tool for energy projection, production, and trade		x		x
ECCO	minimization of the primary energy inputs, CO2 emissions			x	
EMCAS	techno-economic models of the electricity sector		x		x
EMINENT	early stage technologies assessment		x		
EMPS	electricity systems with thermal/hydro generators			x	
EnergyPLAN	analysis of national energy-systems		x	x	x
energyPRO	techno-economic single-project assessments			x	x
ENPEP-BALANCE	market-based energy-system tool	x			
GTMax	Simulation of electricity generation and flows			x	
H2RES	energy balancing models for Island energy-systems		x	x	
HOMER	techno-economic optimisation for stand-alone systems		x	x	x
HYDROGEMS	renewable and H2 stand-alone systems				
IKARUS	bottom-up cost-optimisation tool for national systems		x		x
INFORSE	energy balancing models for national energy-systems				
Invert	Simulation of promotion schemes for renewable energy		x		x
LEAP	analysis for national energy-systems	x	x		
MARKAL/TIMES	energy-economic tools for national energy-systems	x	x		x
Mesap PlaNet	linear network models of national energy-systems		x		
MESSAGE	national or global energy-systems in medium/long-term		x	x	x
MiniCAM	simulation of long-term, large-scale global changes	x	x		
NEMS	Simulation of the US energy market				
MODEST	optimization of Dynamic Energy Systems	x		x	x
ORCED	Simulation of regional electricity-dispatch		x	x	x
PERSEUS	family of energy and material flow tools		x		x
PRIMES	a market equilibrium tool for energy supply and demand				
ProdRisk	optimization operation of hydro power			x	x
RAMSES	simulation the electricity and district heating sector		x	x	
RETSscreen	renewable analysis for electricity/heat in any size system		x		x
reMIND	optimization of operational strategies of a system			x	
SimREN	bottom-up supply /demand for national energy-systems				
SIVAEL	electricity and district heating sector tool				
STREAM	overview of national energy-systems to create scenarios				
TRNSYS16	modular structured models for community systems		x	x	x

2 Übergeordnete Regelungsstrategien

UniSyD3.0	national energy-systems scenario tool		x		
WASP	Identification of the least-cost expansion of power plants				x
WILMAR	increasing wind in national energy-systems			x	

2.2 Short-term objective

Benonysson [Benonysson et al., 1995] distinguishes three main short term objectives of DHN management:

1. Production dispatching between different units
2. Minimization of the network inlet temperature
3. Dynamic optimization of both the inlet temperature and the production dispatching between units

The model presented in [Wernstedt, Davidsson, 2003] is a dynamic simulation model which allows evaluating management strategies using real time control with the objective of minimization of the network inlet temperature. According to the authors, the network operators pay attention to the optimal operation of the network and particularly they want to determine the optimal inlet temperature in a short term future, from some hours to some days, depending on the type of heat production sources, the size and the topology of the distribution network. However the production optimization models lack of precision because they require a fixed demand as input while the consumption is by nature stochastic.

ABSINTHE (Agent-based monitoring and control of district heating systems) tool is presented in [Wernstedt, Davidsson, 2003], a DHN dynamic simulation model for the real time evaluation of different management strategies (with real time control). This physical model of operational micro-simulation allows simulating different network configurations, consumption profiles and production strategies. ABSINTHE takes as input the characteristics of the network (configuration and profiles) and calculates for each time step the production capacity available, the heat consumption required as well as the real heat consumption. Flow, pressure, temperature in all the components of the system are also determined depending on the time and the status of the environment, according to the diagram in Figure 1.

2 Übergeordnete Regelungsstrategien

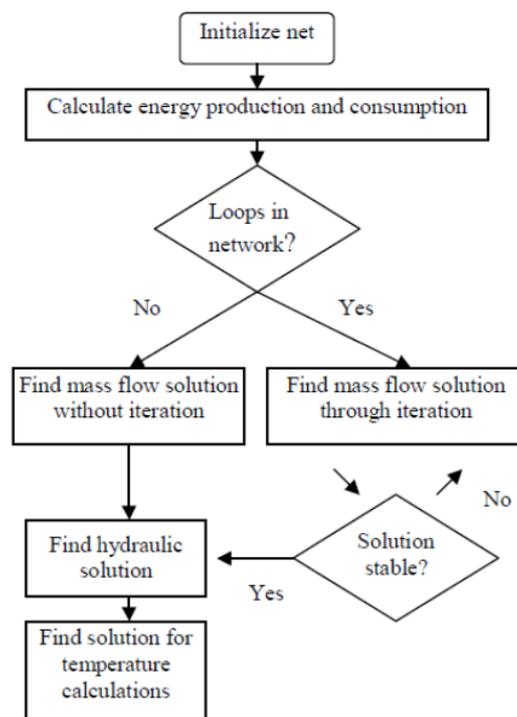


Abbildung 1 Basics of the simulation model ABSINTHE [Wernstedt, Davidsson, 2003]

2.3 Long-term objective

Production dispatching is an issue also considered in models that are developed for long term purposes. These models are used during the design or renovation phase of DH systems, in order to choose the type and size of the production sources, as well as the network, and determine the customers to be connected. The production dispatching is of less importance among thermo-hydraulic models which have for objectives loss minimization or pipe optimization [Tol and Svendsen 2012], temperature optimization [Stevanovic et al., 2009], network topology optimization [Söderman and Pettersson, 2006], but is one of the main issue in more generic models for optimal dimensioning of the network [Gustafsson and Karlsson, 1991], optimal energy mix [Lund et al., 2010], with economic objectives such as profit maximization for network operators or minimization of production costs.

In [Chinese and Meneghetti, 2005] the authors insist on the fact that very few models deal with the design of multi-source networks. These models are mainly thermo-economic and environomic models which consider physical, economic and environmental parameters to model the different technologies analyzed by means of static marginal cost optimizations (depending on the production share between sources).

The production dispatching schedule can also be used to evaluate the performances of a DHN. For instance, in [Keçebas et al., 2013] the authors propose a method, based on a neural network algorithm, to assess the performances of a geothermal network and optimize its costs. This approach can be used to determine if the system operates at its

optimal level. Indeed, stochastic methods such as neural networks and heuristic approaches can be used instead of classic optimisation methods (linear programming, quadratic programming, etc.). Whereas the heuristic methods presents limitations when it comes to complex problems, neural networks can deal with such systems and are suitable for real-time simulation, operation and decision making regarding maintenance for instance.

At the border between macro-level models and very district heating oriented models, other models can be found that were first developed for studies at city-level and then used at local, regional and national levels. MODEST (Model for Optimisation of Dynamic Energy Systems with Time dependent component and boundary conditions) is one of the most used models for assessment of energetic systems (district heating and electricity networks) especially in Sweden. It uses linear programming to minimize the total costs of a network on a fixed number of years, optimising the production from existing and new sources. In [Henning, 1999; Karlsson et al., 2011] the authors give examples of applications of the MODEST model, such as the impact of different factors on the heat and electricity production. The structure of the model is presented in Figure 2.

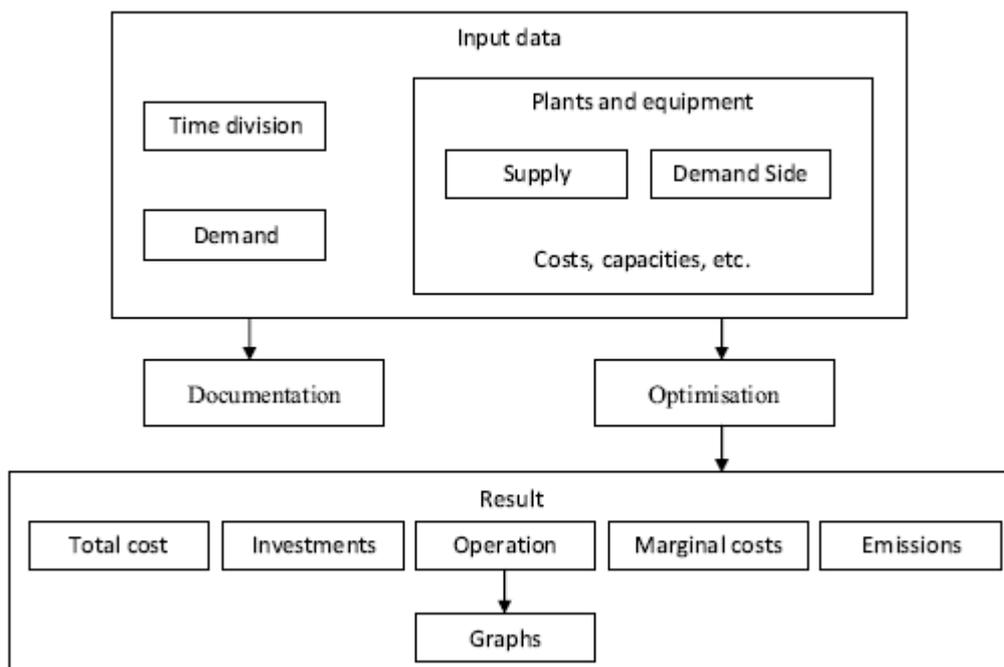


Abbildung 2 Structure of the MODEST model [Henning, 1999]

2.4 Formalism used

Existing models dealing with plant production scheduling use in general the following formalisms: Linear Programming [Gustafsson and Karlsson, 1991; Holmgren and Gebremedhin, 2004], Integer Linear Programming or Mixed-Integer Linear Programming [Söderman and Pettersson, 2006; Rolfsman, 2004; Blesl, 2002] or Non-Linear Programming [Tveit et al., 2009].

The formalism used depends on the objectives and the complexity of the model. Linear Programming is used for problems that can be described with linear constraints (objective function, operation of production sources and network). This formalism has been used for more than 30 years in energy system planning. In [Chinese and Meneghetti, 2005] the authors use Linear Programming in order to minimize the greenhouse gases emissions, the model gives as outputs the most favorable energy-mix from an environmental point of view. Non-Linear Programming allows dealing with more complex problems, where the objective function and/or the constraints are not linear. This formalism is often used to optimise the operation of CHP units [Zhao et al., 1998]. In [Ortiga et al., 2007] the authors developed a model based on Non-Linear Programming, with the programming language GAMS. This model, which objective is to optimise the size and operation of a polygeneration district heating and cooling network, can be used in the design phase to compare different alternatives of sources and technologies, to determine the optimal size and production at each time step.

In the framework of the project heat_portfolio, production dispatching model based on the Mixed-Integer Linear Programming (MILP) formalism has been implemented, which has intermediate characteristics in terms of modelling precision and complexity between Linear Programming and Non-Linear Programming. The MILP allows working under specific linear conditions, such as binary constraints for specific heat sources on determined time steps. The MILP also allows taking into account economy of scales and fixed parts of investments. For instance the MILP formalism was also used in the model reMIND [Mardan and Klahr, 2012], which optimizes operational strategies of a system or in the ECCO model [Henning, 1997], which minimizes the primary energy inputs or CO₂ emissions within independent time slots.

2.5 Production plants characteristics

At the scope of analyzing the heat production plant characteristics with respect to flexibility for their integration in district heating network systems and consequently as data input for the modelling work within the case studies, literature review and data from partners have been analyzed. The abovementioned work served as basis for the development and parameterization of the thermal generation units (TGUs). There are different ways to generate thermal energy with help from TGUs. Depending on the conversion technology and the fuel/energy source different TGU systems are available. The following section contains an overview of the main TGU systems and their respective characteristics are described.

Tabelle 2 Thermal generation units: overview of models

Conversion technology	Fuel	Detail	Heating	Cooling	Electricity
Boiler	Electricity	Non-condensing	X		
	Natural gas	Condensing, Non-condensing	X		
	Oil	Condensing, Non-condensing	X		
	Biomass	Condensing, Non-condensing	X		
	Biogas	Condensing, Non-condensing	X		
Solar thermal system		Individual DHW	X		
		Individual DHW and space heating	X		
		Large scale	X		(X)
Natural heat source and sinks, process waste heat	Geothermal energy, residual waste, waste heat	Deep geothermal, lakes, seas and rivers, waste incineration, heat recovery from industrial processes	X	X	X
Combined Heat and Power (CHP)	Oil/Natural gas/Biogas	Steam turbine	X		X
	Natural gas/Biogas	Gas turbine	X		X
	Natural gas/Biogas	Combined cycle gas turbine	X		X
	Biomass/Biogas	Micro-turbine (ORC)	X		X
	Oil/Natural gas/Biomass/Biogas	Engines	X		X
Heat pump	Electricity	Vapour compression	X	X	

For the most relevant TGUs following parameters have been collected:

- Fuel costs (e.g. fuel prices for each fuel type)
- Used technologies parameters (e.g. type, characteristics) in a matrix approach including:
 - Efficiencies:
 - η_{el} electrical efficiency
 - η_{Ges} overall efficiency
 - Characteristics consider:
 - El. th. Capacity (max and min load)
 - \dot{Q}_{th} thermal power
 - P_{el} electric power
 - Ramp up (time)

2 Übergeordnete Regelungsstrategien

- $\Delta\dot{Q}_{th}$ -up speed / ramp thermal power

Producer gradients are first investigated through a literature review, presented in Tabelle 3, and later through an overview of some typical values used in internal projects, in Tabelle 4 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** As the flexibility for the most common technologies (boilers, waste incineration plants, etc.) is limited, the literature review focuses only on CHP parameters, taken from three different references (A [Forschungsradar, 2014], B [Grimm, 2007] and C [Eurelectric, 2011]).

Tabelle 3 Literature values of flexibility parameters for different CHP technologies

		Minimum load (%)	Ramp up (%/min)	Capacity (MW _{el})	Start-up time (h)
A	Coal CHP	40	6	1000	5
B			2 to 3		
C		40	2		
A	Gas turbine CHP	20	12	150	0.3
B			10 to 25		
C		50	4		
A	GuD CHP	20	10	300	3
B			4 to 10		
C					

Tabelle 3 gives an overview of the flexibility parameters for 5 technologies generally used for CHP plants. By comparing the figures in this table, it can be noticed that the technologies with the longest start-up time (coal and lignite) are also the technologies with the highest minimum load requirements and the smallest ramp-up value. On the contrary the technologies with the shortest start-up time (Gas turbine) are technologies with the smallest minimum load requirements and ramp-up value, so the most responsive technologies, they can generate electricity and heat almost instantaneously. The technology and the capacity options should be investigated carefully for the integration of CHP units in a DHN, considering the characteristic parameters listed in this table. Indeed, due to external (e.g. peaks of demand) and internal factors (e.g. ramp-up capacity), the CHP is rarely operated at its nominal capacity. Besides its nominal capacity, the flexibility of a CHP plant mainly depends on its start-up time, its minimum load and its ramp-up capacity. For instance two CHPs with similar nominal capacities will not have an equivalent effective operation if they do not have similar flexibility characteristics. Values characterizing heat plants taken from internal projects are given as examples in Tabelle 4.

Tabelle 4 Heat production plant characteristics overview

	Conversion technology	Fuel	\dot{W}_{Br} [MW]	\dot{Q}_{th} [MW]	P_{el} [MW]	η_{el} [-]	η_{Ges} [-]	Min. Teillast [-]	$\Delta\dot{Q}_{th}$ [MWh/h ¹]	
Project data 01 ^a	Incineration plant	Municipal waste	68	45	15	0.22	0.88	0.5	22.5	
Project data 02 ^b			78	78	0	0	1	0.9		
Project data 03 ^c			30.68	20	7	0.23	0.88	0.5	10	
Literature value ^d			N.A.							
Project data 01	CHP	Biomass	38	25	8	0.21	0.87	0.2	10.0	
Project data 02			1.06	0.9	0	0	0.85	0.25	0.9	
Project data 03			N.A.							
Literature value										
Project data 01	CHP	Gas	452	171	227	0.5	0.88	0.35	59.9	
Project data 02			1895.83	910	701.46	0.37	0.85	0.04		
Project data 03			340.91	130	170	0.50	0.88	0.3	45.5	
Literature value					0.03-100	0.30-0.45	0.7-0.85	0.5	N.A.	
Project data 01	Industrial waste heat		40	40			1	0	40	
Project data 02										
Project data 03			2.83	2.83			1	0	2.83	
Literature value			N.A.							
Project data 01	Exhaust gas condensation heat pump	Electricity	2,7	15			5.5	0	15	
Project data 02			1.82	6			3.3	0.25		
Project data 03			5.66	5.66			2.07	0	5.66	
Literature value			N.A.							
Project data 01	Condensing boiler	Gas	121	111			0.92	0.25	38.9	
Project data 02			31.43	22			0.7	0.2		
Project data 03			152.17	90			0.92	0.25	90	
Literature value			0.290	0.270			0.93	N.A.	N.A.	
Project data 01	Non-condensing boiler	Oil								
Project data 02			153.75	123			0.8	0.01		
Project data 03			2	1.5			0.75	0	1.5	
Literature value			0.091-0.44	0.077-0.370			0.84	N.A.	N.A.	
Project data 01	Condensing boiler	Biomass								
Project data 02			31.43	22	0	0	0.7	0.2		
Project data 03										
Literature value			N.A.							

a) Moser, S.; Tichler, R.; Mayrhofer, J.; Köfinger, M.; Baldvinsson, I.; Basciotti, D.; Terreros, O.; Schmidt, R.R.; Pauli, H.; Berger, G.; „FutureDHSsystem Linz“ Sondierung neuer Konzepte für zukünftige Energietransformationen im Linzer Wärmesystem. Endbericht des Projekts FutureDHSsystem Linz, Dezember 2017

¹Considering the characteristics of the operational optimization tool (see section above), ramp-up parameter has not been used for some plants due to the fact that the simulation time was short enough (1 hour) to get consistent results without an additional constraint related to ramp-up value.

2 Übergeordnete Regelungsstrategien

- b) Marguerite, C.; Basciotti, D.; „READY“ Resource Efficient cities implementing Advanced smart citY solutions. Deliverable D3.5., January 2018
- c) Geyer, R.; „heat_portfolio“ Technische Grundlagen zur signifikanten Integration dezentral vorliegender alternativer Wärmequellen in Wärmenetze. Bericht zur typischen Strukturen und Größen von Fernwärmenetzen in Österreich. Deliverable D2.1, September 2017
- d) Basciotti, D.; Köfinger, M.; Schmidt, R.R.; „NextGenerationHeat“ Niedertemperaturfernwärme am Beispiel unterschiedlicher Regionen Österreichs mit niedriger Wärmebedarfsdichte. Deliverable 2.1, Dezember 2012

Although it is difficult to generalize parameter values for specific conversion technologies because each production technology has its own characteristics depending on its size, fuel and the use case, a short analysis of the parameters (specifically the ramp-up value and the minimum load of the plants) is given here.

To ensure being economically viable, waste incineration plants are usually operated with a minimum load of 90% to 50% for the most efficient ones. The ramp-up value varies around 30% of the total capacity of the plant. Regarding the CHPs, the minimum operation load is different depending on the technology and the type of fuel used. For instance, 20-25% of the nominal capacity are required for the operation of biomass CHPs whereas gas CHPs need a higher minimum load of 30% to 50%. The same applies for the ramp-up value; it varies according to the technology and the type of fuel used. The biomass CHPs have a wide range of possible ramp-up values, from 20% to 50% of the nominal capacity whereas this value slightly fluctuates around 13% of the nominal capacity for gas CHPs. Industrial waste heat sources have no minimum load to be used; whenever waste heat is available it can be used. That also explains why the ramp-up value is similar to the nominal capacity of the source. For heat pumps, various minimum loads and ramp-up values can be found, depending on the type of heat pump (technology, fuel, COP, etc.) considered. In Table 4, values for exhaust gas condensation heat pump based on electricity are presented. Among the three heat pumps studied, the minimum load varies between 0% and 25% of the thermal capacity. The ramp-up values are also equal to the thermal capacities, due to the small heat pump sizes. Just like it was explained before for the CHPs, the parameters values strongly depend on the type of boiler operated (technology, fuel, size, efficiency, etc.). Three different technologies of boilers are described in Table 4: condensing and non-condensing boilers running on gas, oil and biomass. The minimal load fluctuates around 20% to 25% of the nominal capacity for the condensing gas boiler and there is almost no minimal load for the non-condensing oil boiler. In general boilers, especially peak boilers, are able to answer quickly to peak heat demands and so have a high ramp-up value, in the different cases presented in Table 4 this value is 35% and 100% of the thermal capacities.

CHP types details from the AIT projects presented in Tabelle 4.

For the project data 01, the CHP with the nominal capacity of 452 MW has different components, among which the main ones are gas turbine with extraction condensing

turbine and an extraction back pressure turbine. The biomass CHP with a nominal capacity of 38MW is equipped with an extraction back pressure steam turbine.

For the project data 02, the CHP of 1896MW is composed of boilers and a gas turbine plant as illustrated in the figure below.

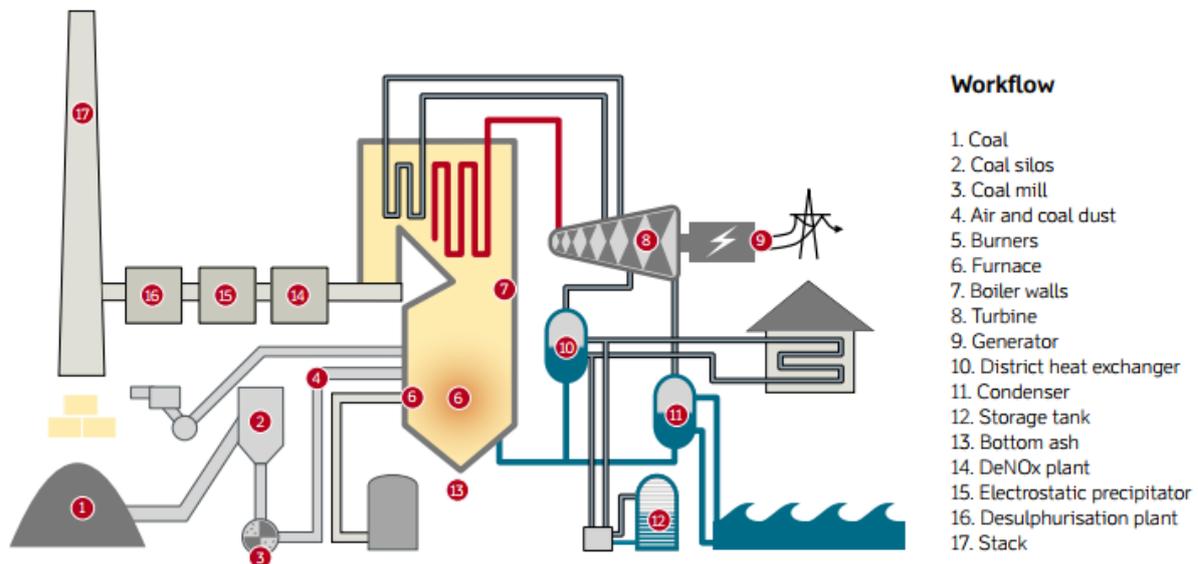


Abbildung 3 Diagram of the CHP plant corresponding to the project data 02.

For the project data 03, that level of details (technology used) was not available concerning the CHP.

The literature review presented in this document serves as a basis for the parametrization of the power plants of the scenarios included in deliverable D5.1. Flexibility parameters, such as the minimum load, ramp-up and start-up time, are essential factors to be considered when setting up the configuration of the scenarios. Networks with equal installed capacity could contain different power plant typologies depending on their flexibility. The optimal operational strategy required in a certain network would vary depending on the boundaries of the flexibility parameters, which would result in a different optimal storage design.

3 Netzseitige Regelstrategien

Die dezentrale Integration von erneuerbaren Energien in Fernwärmenetze erfordert angemessene Randbedingungen (Einspeisebedingungen). Einerseits muss eine (vertraglich festgelegte) erforderliche Mindesttemperatur (Einspeisetemperatur) eingehalten werden und andererseits muss auch die hydraulische Funktionalität der Einspeisung (Einspeisedruck und –massenstrom) gegeben sein. Diese beiden Teilaspekte werden im folgenden Abschnitt getrennt voneinander in den Kapiteln 3.1 und 3.2/3.3 betrachtet.

3.1 Temperaturregelung

3.1.1 State of the Art: Allgemeine Regelungsvorgänge von Fernwärmesystemen dritter Generation

Vier getrenntgeregelte **Betriebsparameter**:

- Zwei bei den **Verbrauchern**:
 - **Wärmebedarf**: Abnahme von Warmwasser (Wasserhahn) + Heizkörperventile
 - **Primärmassenstrom**: Ventile nach jeder Übergabestation (d.h. im Rücklauf) für die Steuerung der Warmwasser- und sekundären Vorlauftemperatur
- Zwei beim **Heizwerk**:
 - **Differenzdruck** (Druckabfall beim Betriebsschlechtepunkt): die Regelung erfolgt mit Differenzdrucksensoren so wird die Sollwertehaltung garantiert, dass Wärme bis zum Schlechtepunkt geliefert wird. Anders gesagt, wird die Pumpenleistung nach Kundenanfrage angepasst. Wenn die Pumpe die Vorgabe nicht einhalten kann, wird der Spitzenlastkessel in Einsatz genommen.
 - **Vorlauftemperatur**: durch Anlagenleistung. Der Sollwert wird normalerweise manuell vorgegeben und die typische Kurve geht linear abwärts mit der Außentemperatur (um zu große Durchflüsse beim erhöhten Wärmebedarf zu vermeiden). Diese Linearität kann auf der anderen Seite **größere Lastschwankungen** verursachen (aufgrund der Tatsache, dass mit dieser Strategie Wärme ins Netz gleichzeitig mit Spitzenlasten gespeichert werden muss und umgekehrt). Man kann diese Schwankungen mittels Änderung der Temperaturvorgaben reduzieren.

Vier zu beachtende **Schwellenwerte**:

- Höchstvorlauftemperatur
- Mindestvorlauftemperatur bei den entferntesten Übergabestationen (Bypass nur wo notwendig und mit gesteuertem Ventil, um Wärmeverluste zu beschränken und hohe RLT (Rücklauftemperatur) zu vermeiden)
- Höchstdruck nach der Pumpe (und bei Hochdruckpunkten von Rohrleitungen mit wechselndem Höhenprofil): prioritär zum Differenzdruck

3 Netzseitige Regelstrategien

- Mindestdruck vor der Pumpe (und bei Niederdruckpunkten von Rohrleitungen mit wechselndem Höhenprofil), um Kavitation zu vermeiden.

Anmerkungen:

- Der Betreiber kann ausschließlich die Vorlauftemperatur vorgeben und muss den Sollwert vom Differenzdruck beim Betriebsschlechtepunkt einhalten. Massenstrom und Rücklauftemperatur sind Ergebnisse von den Regelungsmaßnahmen aller Abnehmer.
- Bei Anlagenausfall und teilweise gedecktem Wärmebedarf wird die vorhandene Leistung vorwiegend von den vom Heizwerk nächstgelegenen Verbrauchern abgenommen. Für eine ausgeglichene Verteilung werden Durchflussbegrenzer bei den Übergabestationen verwendet (meist mechanische Differenzdruckregler mit Durchflussbegrenzung)
- In komplexen Systemen kann der Betriebsschlechtepunkt mit den Betriebsparametern wechseln.
- Im Fall von mehreren Heizanlagen (z.B. beim Einsatz des Spitzenlastkessels) wird eine einzige Anlage (diejenige mit den höchsten Betriebskosten) in Differenzdruck betrieben (Leistung nach Kundenanfrage angepasst). Die anderen sorgen für die Grundlast.
- Die Optimierungsstrategie ist von Fall zu Fall sehr wechselhaft → Maßgeschneiderte Strategien.
- Zu berücksichtigen: Strompreis bei KWK, Last-Management.
- SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) für Überwachung, Optimierung, Sicherheit; kann mehr oder weniger raffiniert sein.
- Obwohl die Vorteile nicht immer sehr deutlich sind, wird Night Set-Back (Nachtabenkung VLT (Vorlauftemperatur) Reduktion) häufig verwendet, um Wärmeverluste in der Nacht zu verringern. Das verursacht auf der anderen Seite eine größere Spitzenlast beim Wiederaufheizen in der Früh. Man kann die VLT Vorgabe früher als benötigt erhöhen, um die Spitzenlast zu vermindern (Konzept von Netz als Speicher).
- Zusätzlich zur **Systemkomplexität** (Vielzahl und Verschiedenartigkeit der Verbraucher und Erzeuger, Netztopologie, usw.) stammen viele Optimierungsherausforderungen aus der **Systemdynamik**, wobei die **Zeitverzögerung der Vorlauftemperaturfront** (bis auf mehrere Stunden) eine wesentliche Rolle spielt. Die traditionelle Temperaturregelung, die diese Zeitverzögerung nicht berücksichtigt, kann z.B. bei einem geänderten Wärmebedarf verbraucherseitige Steuerungsmaßnahmen verursachen, wodurch sich Massenstrom- und Druckschwankungen im Netz ereignen.

3.1.2 Reaktive Temperaturregelung

Bei reaktiver Regelung wird die **primäre Vorlauftemperatur als Funktion der aktuellen Außentemperatur** vorgegeben. Wie oben beschrieben sind die Heizkurven üblicherweise linear, aber weitere Funktionen können auch bestimmt werden. Z.B. wird in der Studie von Laajalehto et. al. (2014) eine Regelungsstrategie mittels Simulationen

3 Netzseitige Regelstrategien

untersucht, die im Vergleich zum traditionellen System aus folgenden Maßnahmen besteht:

- Netz mit Ring-Topologie für ausgeglichene Druckabfälle bei allen Übergabestationen. Vorteil: einfacher Einsatz der hier präsentierten Regelungsstrategie.
- Nicht-lineare Temperaturvorgaben (Abb. Unten) → kleiner Massenstrom und Druckabfall (kleinere Pumpenleistung). Zusätzlich dazu ermöglicht die gesenkte RLT eine Wärmerückgewinnung beim Heizwerk (Abgase können tiefer abgekühlt werden).

Die Kurven werden durch Minimierungsalgorithmen des Primärenergieverbrauchs bestimmt.

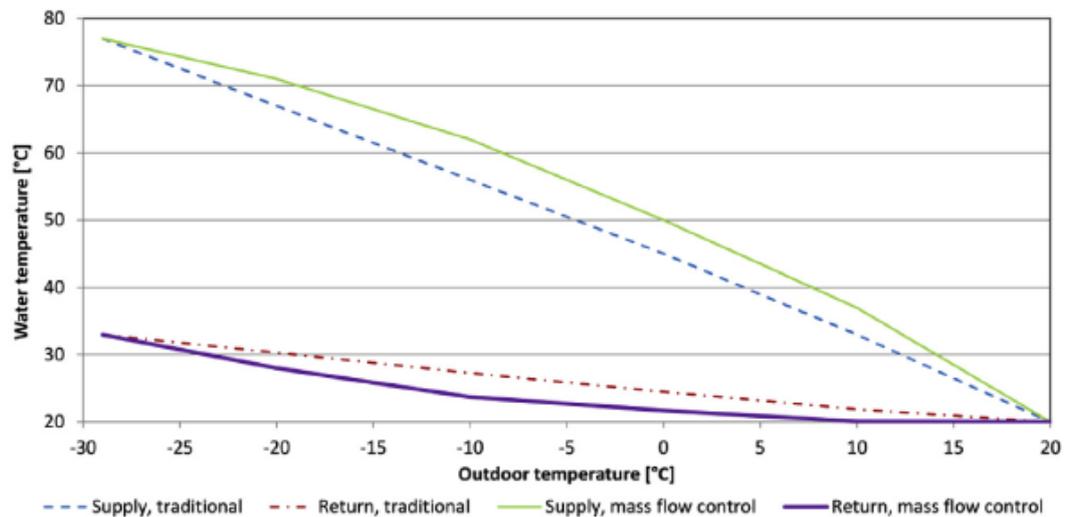


Abbildung 4 Primary side supply and return temperatures for both optimal mass flow and traditional control systems

- Massenstromregelung: Ersatz der Ventile bei den Übergabestationen mit Inverter vorgesehener Pumpen (Abb. Unten: 1 Primärpumpe für Heizung, 1 Primärpumpe für Warmwasser, 1 Sekundärpumpe). → Senkung der Druckabfälle (keine Ventile) und dementsprechend des Pumpenstroms.

Regelungsprinzip:

- Primärpumpe für Heizung: Einhalten der sekundären VLT-Vorgabe
- Sekundärpumpe: Einhalten von konstanter sekundärer RLT
- Primärpumpe für Warmwasser: Einhalten der Warmwassertemperaturvorgabe

3 Netzseitige Regelstrategien

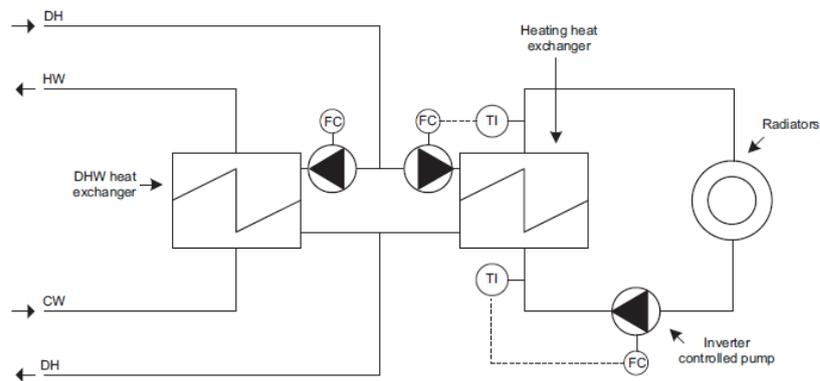


Abbildung 5 The principle of mass flow control. The secondary side pump is controlled on the basis of the return temperature from the radiators and the primary side pump on the basis of the supply temperature of the heating water

3.1.3 Prädiktive Temperaturregelung

Während in reaktiven Regelungsvorgängen die Vorlauftemperatur lediglich als Funktion der aktuellen Außentemperatur vorgegeben wird, kommt in der prädiktiven Regelung ein Vorhersagehorizont auch ins Spiel. Basierend auf dem erwarteten Wärmebedarf werden die Vorlauftemperaturvorgabe sowie weitere mögliche Regelmaßnahmen durch Optimierungsalgorithmen über den ganzen Horizont berechnet. Die Wirksamkeit einer solchen Regelstrategie beruht auf der Zuverlässigkeit der Vorhersage des Wärmebedarfs und der wesentlichen Betriebsparameter. Voraussetzung der prädiktiven Steuerung ist daher natürlich die Berücksichtigung der Systemdynamik, in der die obenerwähnte **Zeitverzögerung der Vorlauftemperaturfront** (bis auf mehrere Stunden) eine wesentliche Rolle spielt. Ursachen dieser Zeitverzögerung sind einfach der Abstand der jeweiligen Verbraucher vom Erzeuger sowie die Tatsache, dass, während sich Massenstrom- und Druckänderungen mit Schallgeschwindigkeit im Wasser verbreiten, die Temperaturfront mit der Wassergeschwindigkeit läuft. Genauer gesagt handelt es sich nicht um eine einzige Zeitverzögerung, sondern um einen Vektor, dessen Dimension der Anzahl der Verbraucher gleicht. Eine diese Dynamik nicht berücksichtigende Temperaturregelung kann z.B. bei einem geänderten Wärmebedarf verbraucherseitige Regelvorgänge verursachen, wodurch sich Massenstrom- und Druckschwankungen im Netz ereignen.

Ein vorbeugendes Hochsetzen der Vorlauftemperatur vor der Morgenspitze (und ggf. vor der Abendspitze) kann diese Zeitverzögerungen bewältigen. Da das Netz ein nicht vernachlässigbares Volumen hat, wird dieses **Konzept als Netz als Speicher** bezeichnet: das Volumen des Fernwärmenetzes wird zu einem gewissen Grad selber als Speicher genutzt, wodurch auch Spitzenlasten reduziert werden. Folgende Vor- und Nachteile kann man erwarten:

3 Netzseitige Regelstrategien

Vorteil: an und für sich nicht kostaufwendig, Reduktion der Spitzenlasten

Nachteile:

- höhere Wärmeverluste → das vorbeugende Hochsetzen der VLT muss so zeitbeschränkt wie möglich sein;
- thermische Spannungen, Ermüdung der Komponente;
- wenn der Rücklauf als Speicher auch verwendet wird, kann die Effizienz der Kessel abnehmen (als Konsequenz der erhöhten Vorlauftemperatur zum Kessel).

Im FFG-Förderprojekt SmartHeatNet (Schmidt et. al., 2013) wird u.a. die thermische Beladung des Netzes in den Stunden vor der Morgenspitze durch Simulationen und experimentelle Umsetzung untersucht. Bei einer einfachen Vorlauftemperaturerhöhung gleicht die Gebäuderegulung die Erhöhung der Vorlauftemperatur zeitverzögert mit einer Reduktion des Massenstroms aus (gleichbleibender Heizwärmebedarf). Wenn vorhandene Bypässe im Netz geöffnet werden, kann der Rücklauf auch zur Speicherung der Energie genutzt werden und darüber hinaus kann den Massenstrom im Netz vor der Lastspitze steigern (reduzierte Beladungszeit). Durch eine gekoppelte Regelung der Vorlauftemperatur und des Massenstroms (bzw. des Differenzdrucks) kann dementsprechend mehr Wärmeenergie im Netz gespeichert werden als durch eine reine Temperaturregelung. Da keine zusätzlichen Investitionen zur Umsetzung dieser Regelungsstrategie notwendig sind, ist die Vorlauftemperaturregelung besonders effizient. Jeweilige Optimierung in diesem Segment kann direkt als positiver Effekt bzgl. Primärenergieeinsatz und CO₂-Emissionen verbucht werden. Diese Maßnahme ist aber nur dann möglich, wenn:

- ausreichende Freiheitsgrade im Betrieb des Netzes vorhanden sind (Temperatur und Druckgrenzwerte müssen eingehalten werden)
- geeignete Regelungsmöglichkeiten auf Erzeugerseite vorhanden sind (z.B. wenn eine einfache Sollwertverstellung möglich ist)

Ein Nachteil der Nutzung des Netzes als Speicher ist allerdings die aufgrund des Temperaturwechsels hervorgerufenen zusätzlichen Lastwechsel in den Komponenten des Fernwärmenetzes. Sie stellen eine erhöhte Belastung dar, wodurch ein vorzeitiges Versagen hervorgerufen werden kann.

Zusätzlich zu manuellen Anpassungen der Vorlauftemperatur wurden **fortgeschrittene Strategien** im Stand der Technik analysiert. Im **MPC (Model Predictive Control)** werden Modelle als Grundlage der Prädiktion eingesetzt. In diesem Fall beruht die Wirksamkeit der Regelstrategie u.a. auf der Zuverlässigkeit der verwendeten Modelle. In der Studie von Basalaev et. al. (2015) wurde ein MPC für die Bestimmung der VLT (anstatt der traditionellen Heizkurven) mittels Simulationen entwickelt und bewertet. Die VLT ergibt sich durch eine gewichtete Optimierung von Komfort (Maximierung) und Wärmeerzeugung (Minimierung).

Ein Fortschritt in dieser Richtung ist die Entwicklung **adaptiver MPC-Systeme**, wobei die Ausgangsgrößen der Modelle mit den Istwerten (Messdaten) online verglichen werden, um die Modellparameter zu geänderten Systemdynamik und Schleifenverstärkungen (wie z.B. bei neuen Betriebspunkten bzw. eingehenden Störungen sowie geändertem Abnehmerverhalten) während des normalen Betriebs anzupassen. Diese Maßnahmen erhöhen die Flexibilität und Robustheit des Regelkreises.

Adaptive MPC-Systeme basieren auf der künstlichen Intelligenz, wie z.B. auf künstlichen neuronalen Netzwerken (KNN). Die Publikation von Laakkonen et. al. (2017) beschreibt einen Ansatz für die Bestimmung der VLT und der Leistung durch Neuralnetz-Schätzer (mit Processing von Betriebsdaten) in Abhängigkeit der Außentemperaturvorhersage: jede 30 Minuten berechnet der Algorithmus die Vorgaben zur Minimierung der Betriebskosten über einen 3-Stunden-Prädiktionshorizont, wobei die Betriebskosten aus Brennstoff- und Stromkosten für Wärmezeugung und -verteilung sowie aus einer Penaltyfunktion der VLT-Änderungen bestehen. (Im Fall von KWK, die in dieser Studie nicht behandelt wurde, würde der Gewinn aus der Stromerzeugung auch eine Rolle spielen). Auf diese Weise werden sowohl die Wärmeverluste, als auch die Pumpenleistung und die thermischen Spannungen berücksichtigt (sowie im Fall von KWK die elektrische Leistung). Im Spiel ist natürlich auch der wechselnde Stromtarif, die auf das Gewicht der Stromkosten in der Optimierungsfunktion auswirkt: bei Tarifspitzen werden höhere Vorlauftemperaturen bevorzugt, um die benötigte Wärme mit einem geringeren Massenstrom zu liefern. Niedrigere Temperaturen sind andernfalls vorgegeben, um die Wärmeverluste zu reduzieren. Das Modell berücksichtigt auch den Verzögerungsvektor der Temperaturfront im Vorlauf. Der Zweck der Penaltyfunktion ist, steile VLT-Treppen zu vermeiden. Die Vorgaben in der Nähe der Spitzen werden dementsprechend beeinflusst, und das Netzwerk wird zeitweise als Speicher verwendet. Diese Regelstrategie wurde durch Simulationen und experimentelle Umsetzung untersucht. Schnellere und genauere Optimierungen wären durch LPV (Linear Parameter Varying) Modelle möglich, die aber aufgrund der numerischen Komplexität in Fernwärmenetzen nie implementiert wurden (Jochumsen, 2010).

Weitere auf die Vorlauftemperatur wirkende Regelstrategien:

Alternativ zur Zentraloptimierung wurden verteilte Systeme untersucht. Studien von Wernstedt (2005) und Johanssohn (2010) befassen sich mit **MAS (Multi-Agent Systems)**, die sich durch geringere Rechenkosten im Vergleich zu Zentralsystemen kennzeichnen. Ein Nachteil ist hingegen der Kommunikationsbedarf zwischen den unterschiedlichen Systemen, die am verteilten Rechnen teilnehmen. Allerdings sind MAS in der ausgeglichenen Verteilung bei Anlagenausfällen sowie in der

3 Netzseitige Regelstrategien

Spitzenlastreduktion mittels Load Shedding (basierend auf der Speicherkapazität der einzelnen Gebäude) erfolgreich. Die bei Spitzenlast ergriffenen Maßnahmen können natürlich die Vorlauftemperatur auch im Wirkungsweg beeinflussen.

Zusätzlich dazu gibt es einige benutzerseitige Steuer- bzw. Regelstrategien, die auch auf die primäre Vorlauftemperatur wirken können. Zu diesen zählen die Strategien zur Senkung der Rücklauftemperatur, die theoretisch zu einem gewissen Maß einen Spielraum zur Senkung der Vorlauftemperatur auch anbieten:

- Systeme für Fault-Detection, wie z.B. die Studie von Gadd (2014).
- Andere Systeme: z.B. befasst sich die Studie von Lauenburg et. al. (2014) mit einer adaptiven Regelung beim Heizkörper, damit sekundäre VLT- und Massenstromkurven optimiert und dementsprechend die primäre RLT minimiert werden. Die Ergebnisse basieren auf Simulationen und Feldtests: 2°C RLT-Senkung, 3,5% Senkung des primären Massenstroms.

Ergänzend, zwei Arbeiten bezüglich **Ultraniedrigtemperaturanwendungen**. Sie sind in dieser Recherche erwähnt, weil sie zu einem gewissen Maß auf Niedrigtemperaturnetze übertragen werden können, zumindest bei zeitweiser Senkung der Vorlauftemperatur.

- Studie von Dahl Knudsen et. al. (2017): Simulation von MPC für Spitzenlastreduktion mittels Lastverschiebung. Vorlauftemperatur bei 40 °C + Wärmepumpe für Warmwasserbereitung (und Warmwasserspeicher) mit preisbasierter Demand-Response.
- Studie Brand et. al. (2014): Übergabestation mit Bypass für die Monate mit diskontinuierlichem Netzbetrieb. Konzept: Bypass innerhalb des Hauses statt außerhalb. Simulation mit Bypass bei 35 °C, um Warmwasser im Durchflussprinzip kontinuierlich sicherzustellen, zusätzlich dazu gekoppelt mit Bodenheizung im Badezimmer (Prinzip von Gebäude als Speicher und Lastverschiebung). → Bypass-Austritt < 25 °C, daher Reduktion der Wärmeverluste in der RL-Leitung um 13% (ca. 40% des Sommerbedarfs).

3.2 Hydraulische Regelstrategien

Als hydraulische Regelungsstrategie wird in diesem Bericht die Regelung der Netzpumpen (und ggf. Regelungsventile) verstanden, welche sicherstellt, dass jeder Wärmekunde in einem Fernwärmenetz mit ausreichend Wasser versorgt werden kann. In der Praxis gibt es je nach Ausprägung, Größe und Alter der Fernwärmenetze unterschiedliche Formen der hydraulischen Regelungsstrategien. Diese sollen hier kurz erläutert werden. Zudem wird noch untersucht, wie sich die Integration von neuen Einspeisern in bestehende Fernwärmenetze auf die vorherrschenden Druckverläufe und Strömungsverhältnisse auswirken kann.

3.2.1 State of the Art

Während in älteren kleinen und nur wenig vermaschten Fernwärmenetzen vor allem die **Schlechkpunktregelung** Einsatz findet, geht der Trend bei neueren Netzen in Richtung **Ventilmanagement-Regelung**. Bei Prosumer-Netzen mit wenigen Verbrauchern und stark fluktuierendem Bedarf kommen teilweise auch dezentrale Pumpen zum Einsatz, welche direkt bei den Prosumern angeordnet sind und nur dann im Einsatz stehen, wenn eine signifikante Nachfrage oder Angebot an Netzwasser besteht. Beispiele hierfür sind unter anderem Anergienetze in der Schweiz.

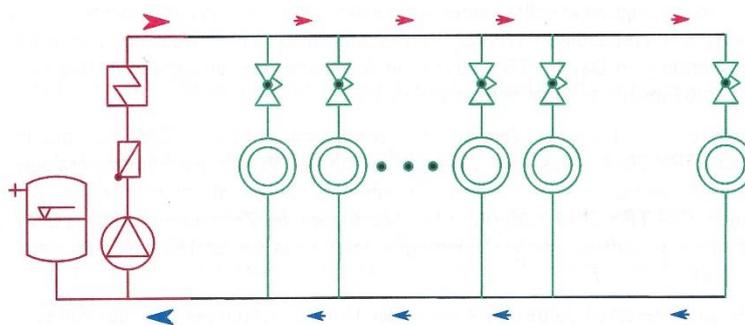
Große Fernwärmenetze wie zum Beispiel das Wiener Primärnetz verfügen über zahlreiche Pumpenstationen, welche im Inline-Prinzip einen Druckhub im Vorlauf oder im Rücklauf aufprägen. Die Pumpen sind hier also an neuralgischen Punkten im Netz lokalisiert, während bei kleineren Fernwärmenetzen die Netzpumpen meist bei den Wärmeerzeugern im Heizwerk angesiedelt sind. Auch bei großen Netzen erfolgt eine Differenzdruckregelung zwischen Vor- und Rücklauf, jedoch bei mehreren spezifischen Netzpunkten/Verbrauchern. Da diese Art der Regelung stark von der Netztopologie abhängt und daher die Verallgemeinerungsfähigkeit nicht gegeben ist wird diese Regelungsstrategie im Folgenden nicht berücksichtigt. Der vorliegende Bericht beschränkt sich auf Regelungsstrategien in mittleren und kleinen Fernwärmenetzen: Ungeregelte Netzpumpe, Schlechkpunktregelung und Ventilmanagement-Regelung.

3.2.2 Effekte dezentraler Einspeisung auf das Fernwärmenetz

Dezentrale Einbindung kann Strömungsverhältnisse in Teilen des Netzes stark ändern. Vor allem dezentrale Einspeiser in der Nähe des Strangendes (welches oft über keine Überströmung verfügt) können folgende Effekte erzeugen:

- Strömungsrichtung in Teilen des Netzes kehrt sich zeitweise um
- Je nach Lastsituation entsteht eine wandernde Versorgungsgrenze
- Bei vergleichsweise großer Einspeisung können Überschüsse auftreten

In den folgenden Abbildungen ist ein Strang des Strahlennetzes dargestellt. Abbildung 6 zeigt das Netz ohne dezentralen Einspeiser. Die Strömungsrichtung ist im VL und in RL klar definiert, der Volumenstrom in der Hauptleitung sinkt in Richtung Netzende, die Leitungsquerschnitte sind dementsprechend dimensioniert.

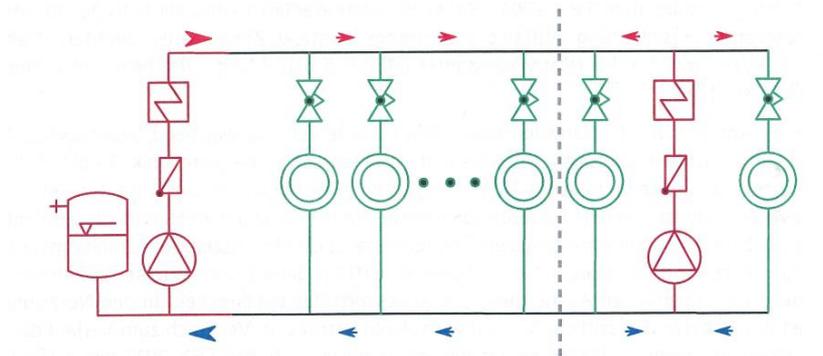


(a) Ausgangssituation ohne dezentrale Einspeisung

Abbildung 6 Strahlennetz ohne dezentrale Einspeisung (Quelle: Rühling et al. 2015)

In Abbildung 7 speist ein dezentraler Erzeuger nahe am Strangende ein, er versorgt Teilnehmer, die stromabwärts angeschlossen sind (der zentrale Erzeuger kann dementsprechend den Volumenstrom reduzieren). Bei weiterer Zunahme der Einspeisung werden auch stromaufwärtsliegende Abnehmer versorgt. Die Versorgungsgrenze des zentralen und des dezentralen Erzeugers wandert. An der Grenze steht das Fernwärmewasser still. Die Strömungsrichtung in der Hauptleitung kehrt sich zwischen dieser Grenze und dem dezentralen Einspeiser um.

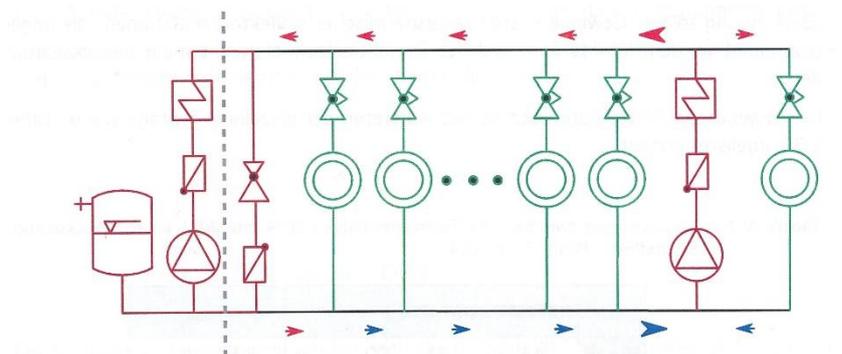
3 Netzseitige Regelstrategien



(b) Dezentraler Einspeiser versorgt einen Teil der Abnehmer des Netzstranges, wandernde Versorgungsgrenze

Abbildung 7 Strahlennetz mit dezentralen Einspeiser (Quelle: Rühling et al. 2015)

Steigt die Einspeiseleistung weiter an und übersteigt den momentanen Bedarf des Netzes, kehrt sich auch die Strömungsrichtung im zentralen Erzeuger. Er muss den Betrieb einstellen, die überschüssige Wärme muss zwischengespeichert werden. Ist kein Speicher vorhanden kann der NetZRücklauf als Kurzzeitspeicher genutzt werden (Abbildung 8).



(c) Dezentraler Einspeiser versorgt Abnehmer entlang des Netzstranges vollständig, Überschüsse beispielsweise im NetZRücklauf gespeichert

Abbildung 8 Strahlennetz mit dezentralen Einspeiser (Quelle: Rühling et al. 2015)

Soll der dezentrale Erzeuger nennenswerte Teile eines Netzstranges versorgen, ist der Rohrdurchmesser an der Einspeisestelle entscheidend. Die Dimensionierung in Bestandsnetzen erfolgt üblicherweise nach winterlichen Auslegungsfall. Ist der Einspeisevolumenstrom deutlich größer, kann das zu großen Druckverlusten in der Nähe der Einspeisestation führen (hoher Hilfsenergiebedarf der Pumpe). Liegt der dezentrale Einspeiser nahe dem zentralen Erzeuger, ändern sich Strömungsverhältnisse prinzipiell nicht.

3.3 Druckverhältnisse im Betrieb

In folgender Abbildung 9 ist die Vorlauf- und Rücklaufdruckverteilung eines Fernwärmenetzes qualitativ für vier Verbraucher dargestellt. Links im Bild ist die Netzpumpe dargestellt, welche am Netzanfang einen Druckverlust zwischen Vor- und

3 Netzseitige Regelstrategien

Rücklauf aufprägt, sodass am letzten Verbraucher noch eine definierte Druckdifferenz vorliegt. In der Abbildung sind auch die Wärmekunden angeführt, welche über ein Differenzdruckregelventil den jeweils benötigten Volumenstrom an Wasser beziehen. Die Steigung der oberen und unteren Linien ist proportional dem Druckverlust über das Rohrnetzwerk. Je steiler eine Linie ist, desto höher ist der Druckverlust im zugehörigen Rohr. Die Summe der Druckverluste ausgehend vom Netzanfang (Netzpumpe) hin zum letzten Verbraucher nimmt stetig zu, wegen der umgekehrten Strömungsrichtung des Rücklaufwassers entsteht die Trichterförmige Struktur der Abbildung.

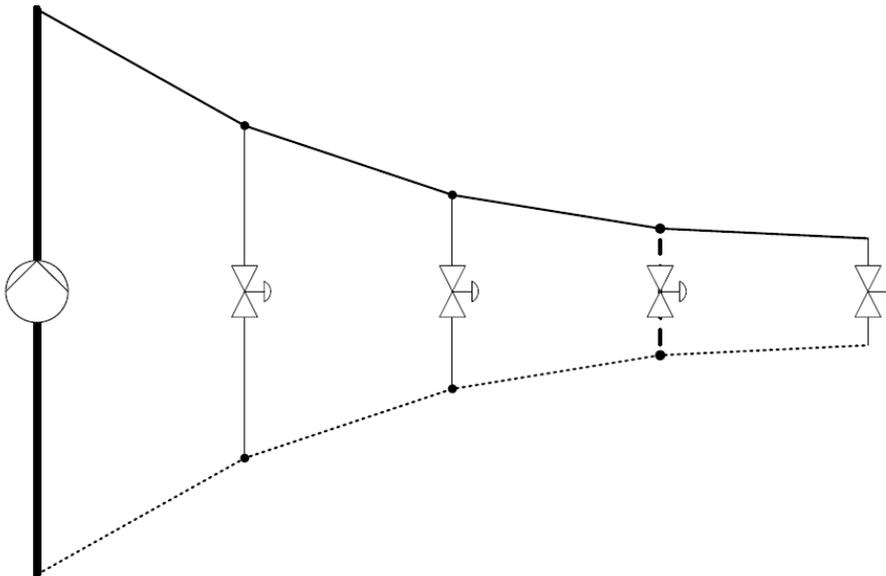


Abbildung 9: Typische Druckverteilung in einem Strang eines Fernwärmenetzes. Durchgezogene Linie oben: Vorlaufdruck, strichlierte Linie unten: Rücklaufdruck

In weiterer Folge wird nun untersucht, wie sich die Druckverhältnisse in einem Fernwärmenetz bei unterschiedlichen hydraulischen Regelungsstrategien (Abbildung 9) verhalten. Dafür wird angenommen, dass der dritte Verbraucher in Abbildung 9 ein dezentraler Einspeiser ist und Wasser ins Fernwärmenetz einspeist. Grundlage bildet eine voll-dynamische Simulation der betreffenden Regelungsstrategien. Folgende Nomenklatur wird dabei verwendet:

\dot{m}_Z ... zu fördernder Massenstrom der Hauptnetzpumpe

\dot{m}_{DE} ... Massenstrom des dezentralen Einspeisers

\dot{m}_{VV} ... Summe der Verbraucher vorlaufstromaufwärts (links) des dezentralen Einspeisers

\dot{m}_{VN} ... Summe der Verbraucher vorlaufstromabwärts (rechts) des dezentralen Einspeisers

Zur Untersuchung kommen jeweils zwei Fälle:

3 Netzseitige Regelstrategien

- Fall A: Die Einspeisemenge des dezentralen Einspeisers entspricht genau der Nachfragemenge des letzten Verbrauchers.

$$\dot{m}_Z = \dot{m}_{VV}$$

$$\dot{m}_{DE} = \dot{m}_{VN}$$

- Fall B: Die Einspeisemenge des dezentralen Einspeisers übersteigt die Nachfragemenge des letzten Verbrauchers.

$$\dot{m}_Z < \dot{m}_{VV}$$

$$\dot{m}_{DE} > \dot{m}_{VN}$$

3.3.1 Ungeregelte Netzpumpe

Kommt eine Netzpumpe zu Einsatz, welche nicht geregelt wird, gibt es folglich auch keine Regelungsstrategie. Im Zuge der Datenerhebung bei Fernwärmenetzbetreibern stellte sich heraus, dass es in Österreich sehr wohl, wenn auch nur kleine, Fernwärmenetze gibt, welche über eine ungeregelte Netzpumpe verfügen. Diese ist immer dann in Betrieb, wenn irgendwo im Netz Warmwasser nachgefragt wird.

Fall A:

Ausgehend vom Referenzzustand (Abbildung 9) wird nun der dezentrale Einspeiser aktiv und speist in das Fernwärmenetz ein. Er speist gerade so viel ein, dass der letzte Verbraucher versorgt werden kann.

Die Auswirkungen auf die Druckverteilung im Vergleich zum Referenzfall ist in folgender Abbildung 10 dargestellt.

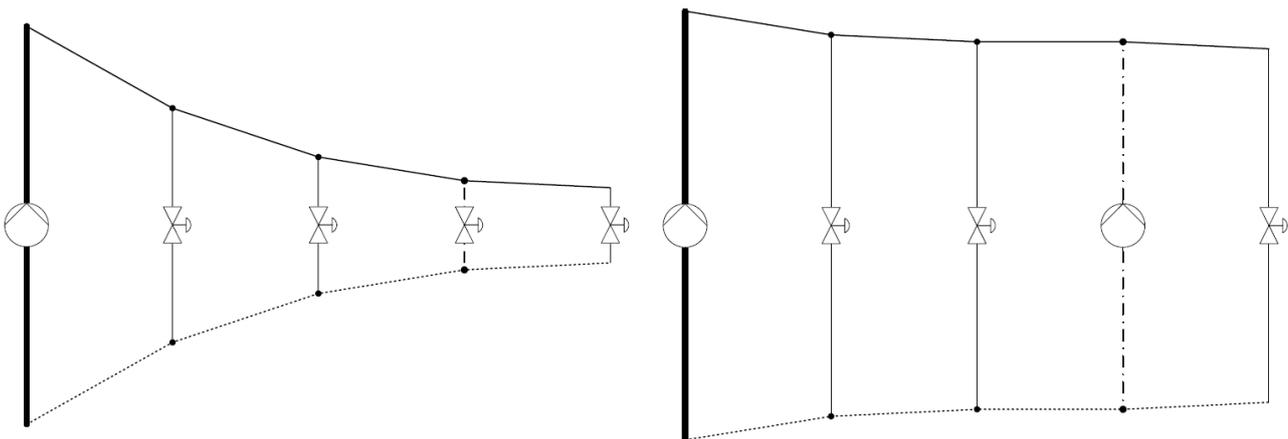


Abbildung 10: Druckverhältnisse im Netz bei ungeregelter Netzpumpe und Fall A (rechts), Referenzfall (links)

Da die Netzpumpe in diesem Fall über keine Informationen über den Differenzdruck am letzten Verbraucher verfügt, ändert sich die Förderhöhe der Pumpe nur geringfügig.

Wegen der quadratischen Abhängigkeit der Förderhöhe von der Durchflussmenge (Pumpenkennlinie) steigt die Förderhöhe in diesem Fall sogar noch etwas an. Die Pumpe beim dezentralen Einspeiser muss eine Förderhöhe leisten, welche sich nur vom Druckverlust Heizwerk – Dezentraler Einspeiser unterscheidet. Da die Fördermenge im linken Teil des Netzes wegen des dezentralen Einspeisers abnimmt, sinkt auch der Druckverlust in ebendiesem Netzteil im Vergleich zum Referenzfall. In der Abbildung ist außerdem noch ein horizontaler Verlauf des Vorlauf- und Rücklaufdruckes zu erkennen, der auch als Nullmassenstrom interpretiert werden kann. Das Netz wurde in diesem Fall virtuell geteilt, die Hauptnetzpumpe versorgt den ersten (linken) Netzteil (2 Verbraucher) und der dezentrale Einspeiser den rechten Netzteil (1 Verbraucher).

Fall B:

Der dezentrale Erzeuger steigert nun die eingespeiste Wassermenge über den vom letzten Verbraucher nachgefragten Massenstrom. Daraus ergibt sich folgendes Druckschaubild:

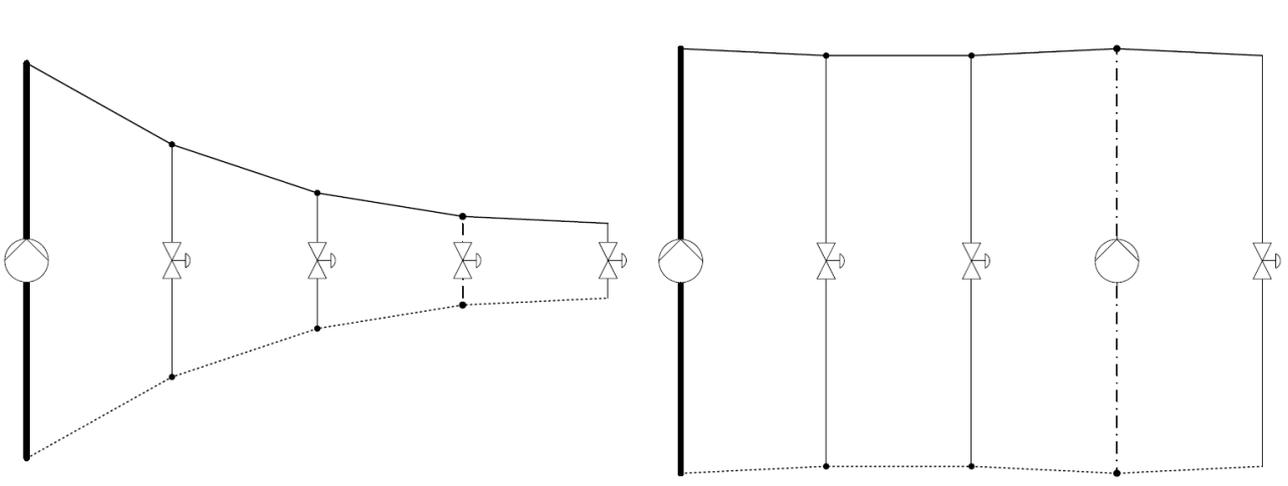


Abbildung 11: Druckverhältnisse im Netz bei unregelter Netzpumpe und Fall B (rechts), Referenzfall (links)

Die Fördermenge der zentralen Pumpe nimmt weiter ab, die Förderhöhe (Druckdifferenz) bleibt in etwa gleich. Die zweite Pumpe versorgt jetzt auch einen links von ihr gelegenen Verbraucher. Dafür steigt die Förderhöhe der zweiten Pumpe weiter an. Die Druckdifferenzen zwischen Vor- und Rücklauf sind jedoch zu hoch, das Netz wird durch den dezentralen Einspeiser unnötig aufgeblasen, was im Zeitverlauf zu Schäden bei den Rohren und Armaturen führen kann. Diese Regelung führt daher zu hohen Pumpstromkosten. Die Rohrdruckverluste nehmen hier nur einen geringen Anteil an, der Hauptteil des Differenzdrucks muss bei der Übergabestation (Motorregelventil) abgebaut werden.

3.3.2 Schlechtpunktregelung

Bei der Schlechtpunktregelung ist die Regelgröße der Differenzdruck beim Schlechtpunkt. Als Schlechtpunkt wird dabei jener Verbraucher bezeichnet, welcher die schwierigsten Versorgungsbedingungen hat. Hier ist der Schlechtpunkt jener Verbraucher, der am weitesten entfernt ist von der zentralen Netzpumpe. Unentbehrlich bei der Schlechtpunktregelung ist der Informationsaustausch zwischen Heizwerk und Schlechtpunkt, d.h., dass der Istwert des Differenzdrucks irgendwie an das Heizwerk übermittelt werden muss. Bei der Schlechtpunktregelung wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die Hauptpumpe zu jedem Zeitpunkt den Wert des temporären Differenzdruckes am Schlechtpunkt kennt.

Fall A:

Analog zu Kapitel 3.3.1 wird der dezentrale Einspeiser hochgefahren und versorgt wieder den letzten Verbraucher, welcher in diesem Fall den Netzschlechtpunkt darstellt. Der Sollwert des Differenzdruckes beim Netzschlechtpunkt wurde hier etwas größer angesetzt als bei der unregulierten Pumpe.

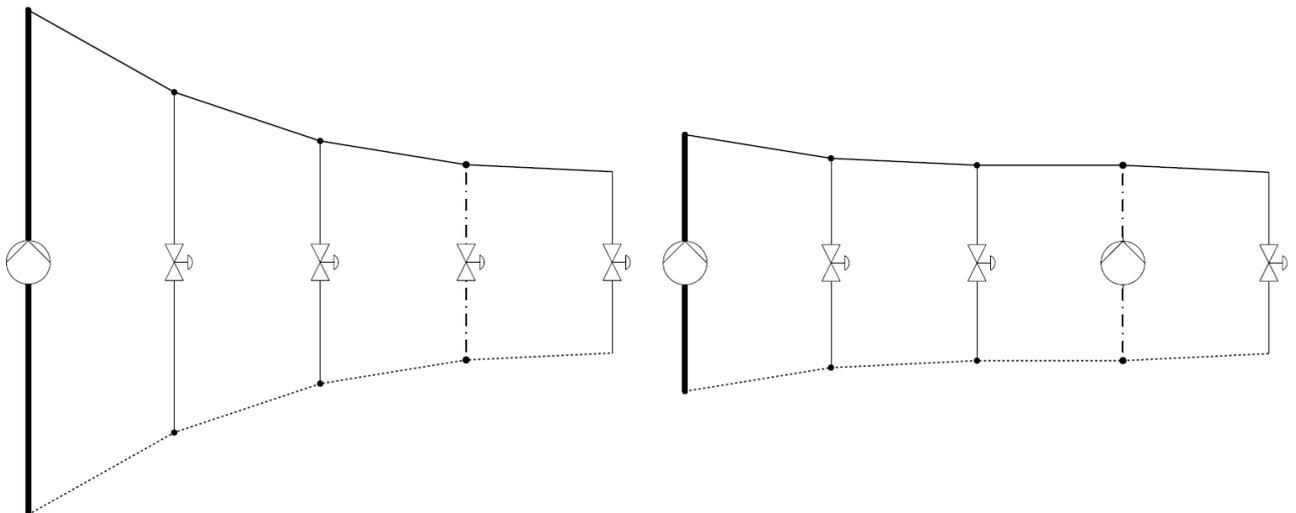


Abbildung 12: Druckverhältnisse im Netz bei Schlechtpunktregelung und Fall A (rechts), Referenzfall (links)

Die zentrale Netzpumpe reagiert auf den dezentralen Einspeiser indem sie nicht nur die Fördermenge sondern auch die Förderhöhe drosselt. Der Sollwert am Schlechtpunkt bleibt erhalten und wie vorher erfolgt eine virtuelle Netztrennung in linkes Netz (Versorgungsgebiet zentrale Netzpumpe) und rechtes Netz (Versorgungsgebiet dezentraler Erzeuger). Die Druckdifferenzen zwischen Vor- und Rücklauf nehmen im Vergleich zum Referenzfall tendenziell ab (Ausnahme: Einspeisepunkt dezentraler Erzeuger).

Fall B:

3 Netzseitige Regelstrategien

Steigert sich die Einspeisemenge des dezentralen Erzeugers weiter, wird sein Versorgungsgebiet weiter nach links ausgedehnt. Dies lässt sich aus der positiven Steigung der dritten Vorlaufdrucklinie in Abbildung 13, rechts ablesen. Die zentrale Netzpumpe fährt weiter zurück und drosselt Fördermenge und –höhe.

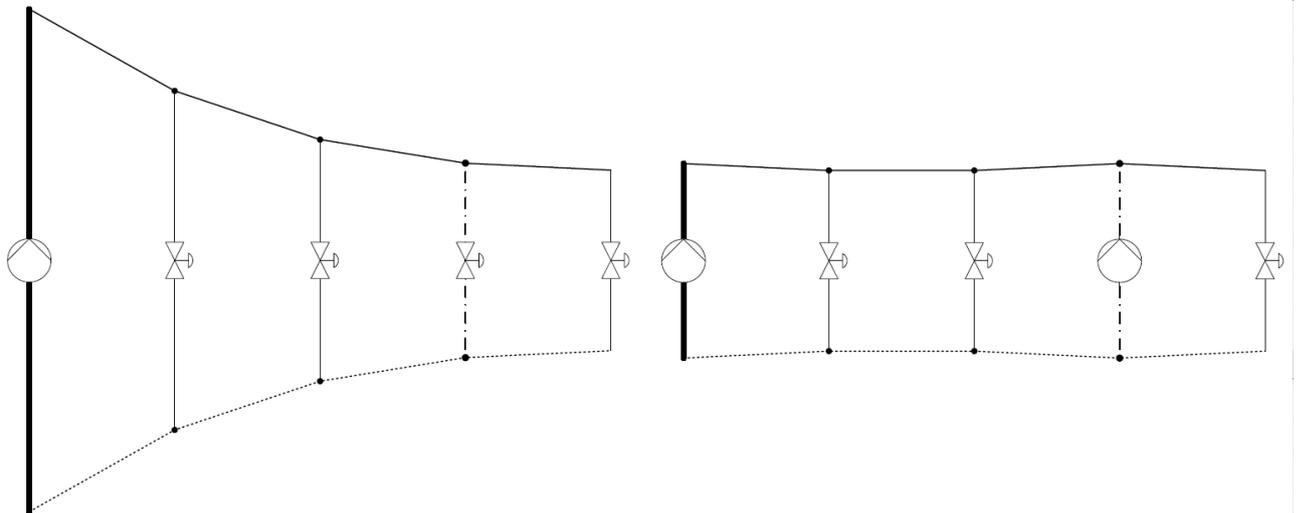


Abbildung 13: Druckverhältnisse im Netz bei Schlechtpunktregelung und Fall B (rechts), Referenzfall (links)

Im Unterschied zur unregelmäßigen Netzpumpe unterstützen sich die beiden Pumpen bei der Schlechtpunktregelung gegenseitig. Das Netz wird nicht unnötig aufgeblasen, sondern bleibt in etwa auf dem ursprünglichen Druckniveau.

3.3.3 Ventilmanagement-Regelung

Die Ventilmanagement-Regelung stellt eine Erweiterung der Schlechtpunktregelung dar. Hierbei handelt es sich um eine Schlechtpunktregelung mit variablem Schlechtpunkt. Zu jedem Zeitpunkt wird derjenige Verbraucher ermittelt, der die schwierigsten Versorgungsbedingungen hat und liefert den Sollwert für die Differenzdruckregelung der Pumpe. Ein Maß dafür, ob ein Verbraucher sich bereits an der Kapazitätsgrenze beim Wasserbezug befindet, ist die Ventilstellung des Differenzdruckregelventils in der Wärmeübergabestation. Das Maximum der Menge aller Ventilstellungen der Verbraucher in einem Netz ist folglich der temporäre Netzschlechtpunkt. In der Praxis wird die Netzpumpe auf den Differenzdruck des Verbrauchers geregelt, welcher 95% der maximalen Ventilöffnung aufweist. Die Ermittlung des Verbrauchers mit der maximalen Ventilöffnung findet in diskreten Zeitintervallen statt. Die Wärmeverbraucher, welche über einen Pufferspeicher verfügen, werden aus der Liste der möglichen Netzschlechtpunkte gestrichen, weil beim Durchladen des Puffers das Ventil auf 100% Öffnung schaltet und dies das Leistungsfeld des Netzes unnötig verzerrt.

Damit dieses Regelungskonzept auch tatsächlich funktionieren kann, muss jede Wärmeübergabestation Informationen über die Ventilstellung an die zentrale Steuerung des Fernwärmenetzes übermitteln. Bei neueren Fernwärmenetzen, wo zusammen mit den Rohren auch Datenkabel verlegt worden sind ist die Umsetzung dieses Regelungskonzeptes relativ einfach zu bewerkstelligen.

Da sich die Ventilmanagement-Regelung im Detail nur wenig von der Schlechtpunktregelung unterscheidet, sind bezüglich Einspeiseregulierung der dezentralen Netzpumpe qualitativ ähnliche Ergebnisse zu erwarten wie in Kapitel 3.3.2.

3.3.4 Literaturrecherche: Netzsimulation mit dezentralen Einspeisern

Im Forschungsprojekt DEZENTRAL (Rühling et al. 2015) wurde ein **FW-Sekundarnetz der 3. Generation** mit Vorlauftemperaturen zwischen 78 und 105 °C, 2,65 km Trassenlänge, 51 Kunden und 2,2 MW Anschlussleistung mit einer Umwälzpumpe mit einer konstanten Druckdifferenz von 1,2 bar in TRNSYS-TUD simuliert. Die Varianten reichen von 1 bis 5 dezentralen Einspeisern an unterschiedlichen Netzpunkten, wobei bei Wärmeüberschuss eine Überströmung in den Rücklauf durch einen Bypass beim zentralen Erzeuger zugelassen wird.

Ergebnisse:

- In den Varianten mit vier oder mehr dezentralen Einspeisern sinken die Erträge einzelner Einspeiser - vor allem Einspeiser in der Nähe des zentralen Wärmeerzeugers müssen teilweise in Stagnation gehen.
- Die jährlichen solaren Erträge der Variante mit dezentralem Speicher (1,5m³) liegen um 18 % unter denen mit einfacher Einspeisung (wegen komplexerem Systemaufbau und Wärmeverlusten im Speicher).
- Die Wärmeverluste im Netz betragen 4 %, im Sommer 12 % und ändern sich durch die dezentrale Einspeisung nicht merklich.
- In der Variante mit 5 Einspeisern gibt es an ca. 200 Stunden eine solarthermische Voll- bzw. Überversorgung des Netzes

3 Netzseitige Regelstrategien

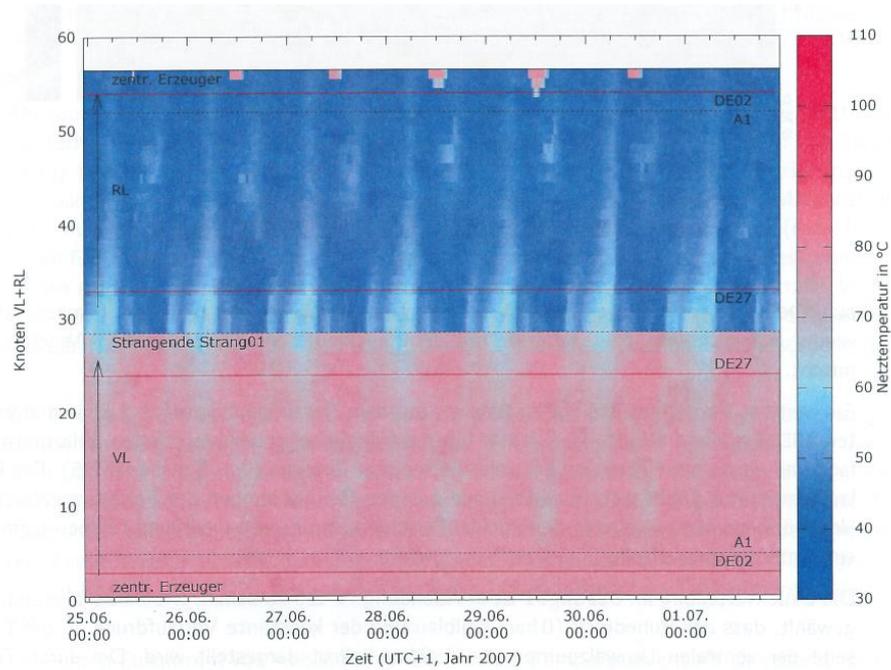


Abbildung 15 Temperaturverteilung in Strang 1 (Quelle: Rühling et al. 2015)

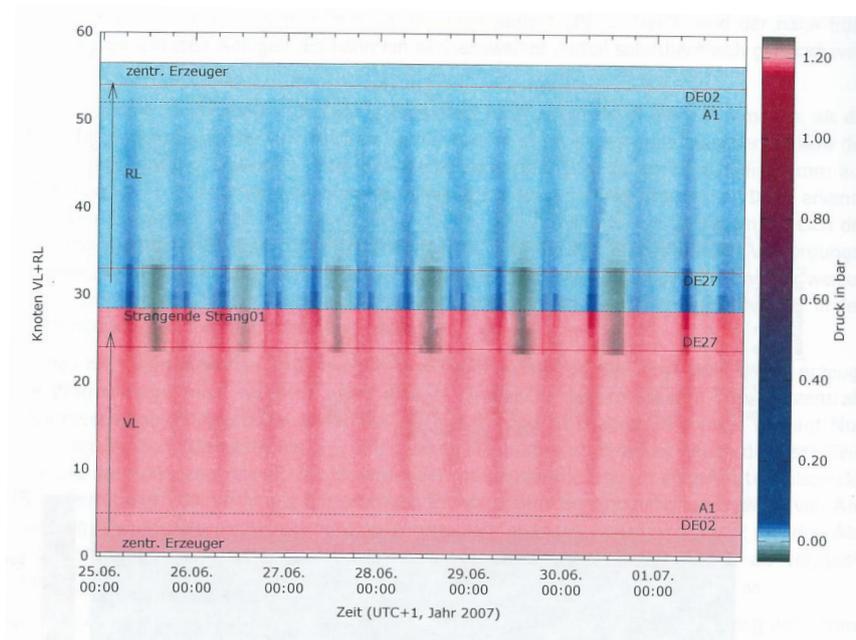


Abbildung 16 Druckverteilung (Quelle: Rühling et al. 2015)

In Abbildung 16 ist die Druckverteilung im Strang 1 zu sehen. Der Ruhedruck 0 bar ist hellblau dargestellt, hellrot ist der konstante Vorlaufdruck von 1,2 bar an der Druckseite

3 Netzseitige Regelstrategien

der zentralen Umwälzpumpe. Die dunkle Einfärbung zeigt die durch Druckverlust entstehenden Zwischenzustände. In den Morgen- und Abendstunden sind diese aufgrund der Lastspitzen höher. Zu Zeiten hoher Einspeisung von Einspeiser DE27 kommt es aufgrund der Umkehr der Strömungsrichtung zu einem Druck über 1,2 bar, den die Einspeisepumpe überwinden muss. Dieser entsteht, weil die Rohrdurchmesser an dieser Stelle geringer sind. Die Verlaufsdiagramme für Massenstrom, Druck und Temperatur für Netzzustände zu diskreten Zeitpunkten sind in der folgenden Abbildung zu sehen. Die geringen Druckverluste durch den sommerlichen Teillastbetrieb sind zu erkennen. **Durch eine Schlechtpunktregelung könnte mit einer deutlich geringeren Druckdifferenz der zentralen Umwälzpumpe gearbeitet werden.** Der Massenstrom am zentralen Erzeuger für den Winterfall beträgt 7,5 kg/s, durch den Teillastbetrieb im Sommer sind diese geringer. Am Punkt A1 erfolgt die Aufteilung der Stränge, der Massenstrom reduziert sich. Negative Massenströme treten nahe dem zentralen Erzeuger bis zum ersten Einspeiser DE02, aber auch zwischen letzten Einspeiser DE27 und der Abzweigung A1 auf, die wandernde Versorgungsgrenze ist am Schnitt mit der Nulllinie erkennbar.

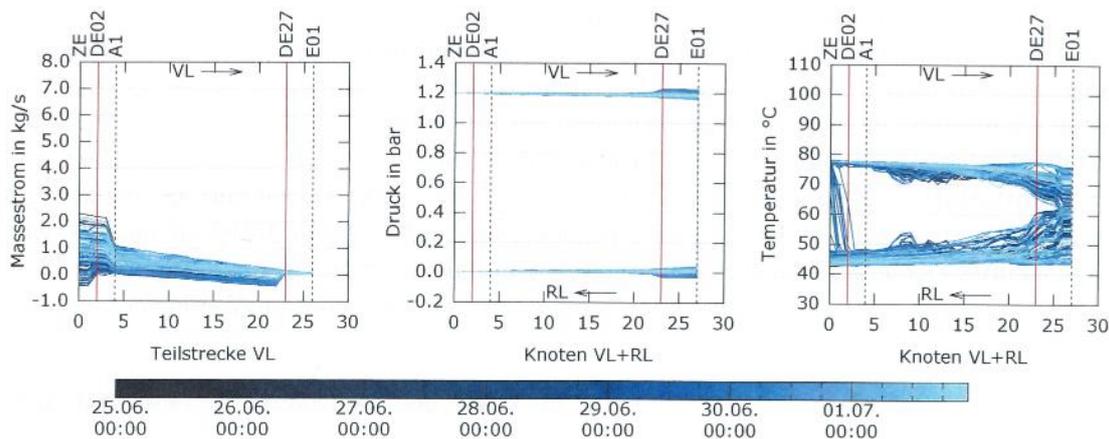


Abbildung 17 Verlaufsdiagramme Massenstrom, Druck, Temperatur (Quelle: Rühling et al. 2015)

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

4.1 Allgemein

Netzseitig ergeben sich **drei unterschiedliche Einbindungsmöglichkeiten** von dezentralen Erzeugern in das Wärmenetz: die Einspeisung kann von dem **Netz-Rücklauf auf den Vorlauf**, vom **RL in den RL** als sogenannte Rücklaufanhebung und von **VL auf VL** erfolgen. Die Versorgung der Abnehmer erfolgt üblicherweise vom Netzvorlauf auf den RL, jedoch werden ergänzend auch Kunden über den Rücklauf versorgt.

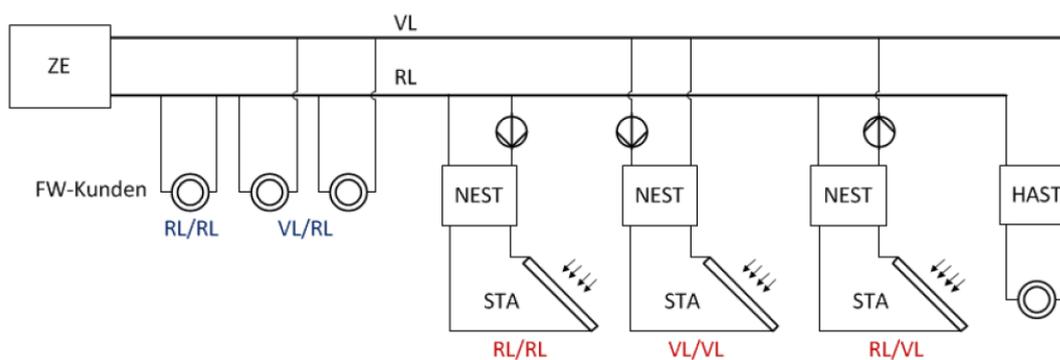


Abbildung 18 Schematische Darstellung Fernwärmenetz mit unterschiedlichen Einspeise- und Abnehmervarianten (Quelle: Rühling 2016)

Die gängigste Einspeisevariante ist vom Netzzück- in den Vorlauf, hier ergeben sich die besten Konditionen für das Netz. Auch der dezentrale Einspeiser kann bei einem guten Wirkungsgrad arbeiten. Die Varianten der Rücklauf- und der Vorlaufanhebung kommen nur unter besonderen Voraussetzungen vor. Etwa bei der Versorgung einzelner Gebäude über den Rücklauf, kann eine Einspeisung in den Rücklauf durchaus sinnvoll sein. Für den dezentralen Einspeiser ergeben sich bei dieser Variante die besten Wirkungsgrade. Bei einer VL-VL Einspeisung hingegen ergibt sich beim dezentralen Einspeiser der schlechteste Wirkungsgrad; in Kombination mit einem temperaturgeregelten Netz, kann diese Einspeisevariante vor allem nahe dem Netzende für den Netzbetreiber interessant sein.

Weitere relevante Unterscheidungen sind, ob neben Einspeisung auch ein **Wärmebezug** aus dem Netz stattfindet, ob ein **Wärmespeicher** genutzt wird und ob der dezentrale Erzeuger auch zur Eigennutzung verwendet wird.

4.2 Überblick realisierter Hydraulikschaltungen

Abbildung 19 zeigt neun realisierte technische Lösungen für dezentrale Solareinspeisungen. Der Solarkreis nach dem Wärmetauscher ist nicht dargestellt. Anhand der angeführten Beispielschaltungen können **folgende Unterscheidungen** für hydraulische Einbindemöglichkeiten getroffen werden:

- **Einspeiseart**

Mit Ausnahme von **Hoelsley School in Skive, Dänemark**, repräsentieren die abgebildeten Schaltungen **reine Einspeisevorrichtungen**. Besteht beim dezentralen Erzeuger zusätzlich ein Wärmebedarf, wird dieser über eine **zusätzliche Stichleitung** der Fernwärme bereitgestellt. Dies hat den Vorteil, dass die Stichleitung des Einspeisers genau auf den Leistungseintrag angepasst werden kann, andererseits bedeutet die zusätzliche Stichleitung zusätzliche Kosten. Diese werden eingespart, wenn der Wärmebedarf und die dezentrale Einspeisung über eine **gemeinsame Stichleitung** versorgt werden. Jedoch ist der Einspeiser in diesem Fall im Leistungseintrag durch die vorhandene Stichleitung begrenzt.

Im Fall der Fernwärme Skive in Dänemark liegt weiters die Besonderheit vor, dass in Dänemark Verbraucher oft direkt (ohne Wärmetauscher) ans Wärmenetz angeschlossen werden, daher ist im Hydraulikschema nur ein Wärmetauscher (zum Solarkreis) notwendig, der **Pufferspeicher**, der für den Eigenbedarf notwendig ist, ist direkt an das Fernwärmenetz angeschlossen. Weitere Ansätze zur Entwicklung standardisierter Kompaktstationen (mit nur einer Stichleitung) als Prosumer-Lösung werden in **Kapitel 4.4** vorgestellt.

- **Pumpenanzahl**

Die unten angezeigten Schaltungsvarianten unterscheiden sich weiter durch den **Einsatz einer oder mehrere Pumpen**. Beim Stadion Libenau in Graz und beim Messezentrum Wels werden zwei Pumpen eingesetzt, um für die verschiedenen Betriebskombinationen einen **besseren Kennfeldbetrieb** der Pumpe zu ermöglichen und somit Strom zu sparen. Beim Heizwerk Berne in Hamburg dient die zweite Pumpe, um den unterschiedlichen Anforderungen bezüglich Druck- und Förderprofil bei einer **Umschaltung von RL-VL Einspeisung zu einer RL-RL Einspeisung** gerecht zu werden. Sämtliche andere Beispiele ermöglichen lediglich eine **RL-VL Einspeisung**.

- **Bypass**

Bei Anlagen, an deren Einspeisestelle häufige ausgeprägte schnelle **Druckschwankungen** auftreten wird eine **Bypassleitung** eingebaut (Propellern 2 und Augustenborg Malmö). Sie erfüllt den Zweck einer Beimischung, dabei ist eine zusätzliche **Drosselarmatur** im Bypass notwendig um den Strömungswiderstand im

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

Bypasskreis zu erhöhen und die Pumpe auf die Druckdifferenz im Einspeisebetrieb zu konditionieren.

- **Hydraulische Weiche**

Bei **großen Druckdifferenzen** an der Einspeisestelle wird zur hydraulischen Entkoppelung eine hydraulische Weiche eingebaut. Bei der Anlage Messezentrum Wels ist diese in Form eines 2 m³ Pufferspeichers realisiert. Er ermöglicht die getrennte Regelung der Netzeinspeisung und der Wärmeabfuhr aus dem Kollektorkreis. Die hydraulische Weiche ermöglicht die **bessere Zieltemperaturregelung** und netzseitig die **Vermeidung von Druckstößen**.

- **Regelbetrieb**

Drehzahlgeregelte Pumpen ermöglichen einen geregelten Einspeisestrom. Bei Anlagen mit ausgeprägten schnellen Druckänderungen an der Einspeisestelle kommt zusätzlich ein **schnellregelndes Steuerventil** wie bei der Anlage Garsten (Göteborg) zum Einsatz.

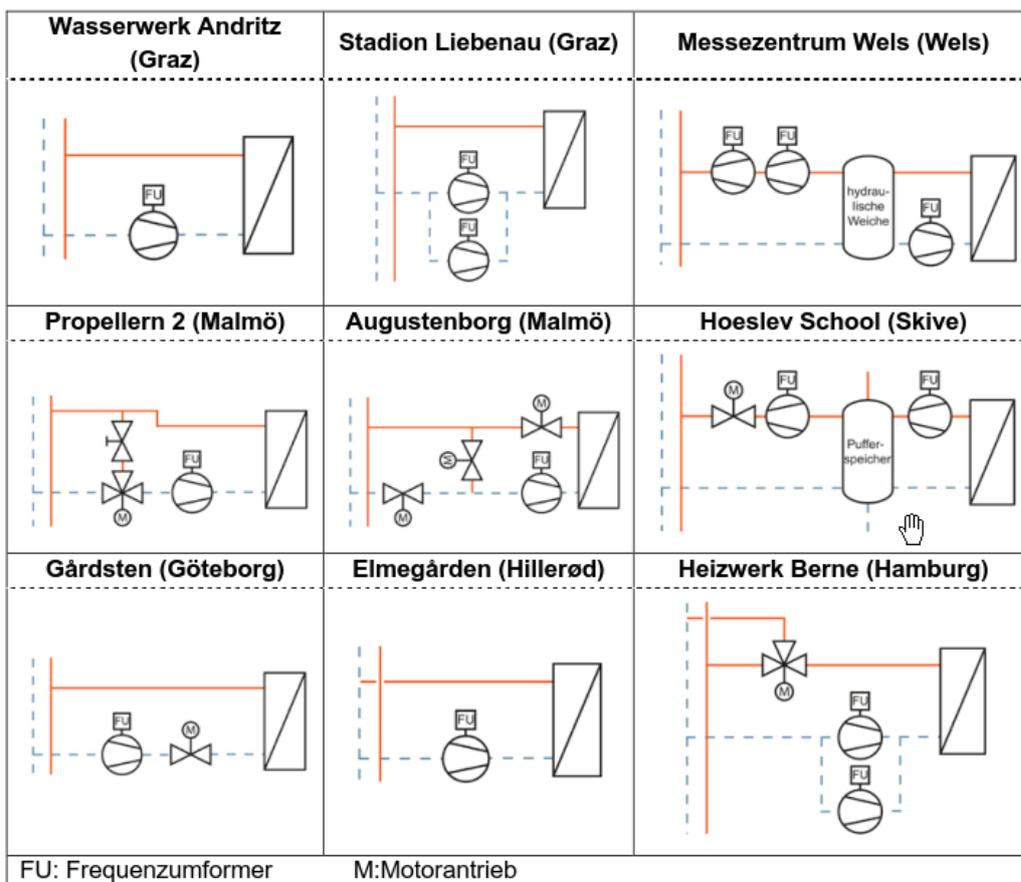


Abbildung 19 Hydraulikschema umgesetzter technischer Lösungen zur dezentralen Einspeisung in ein Fernwärmenetz (Quelle: Schäfer et. al. 2015)

Des Weiteren können die Anlagen auch nach der **Einspeisetemperatur** unterschieden werden (bei RL-VL Einspeisung):

- **Einspeisetemperatur gleich Netzvorlauftemperatur**

In diesem Fall darf die Netzvorlauftemperatur vom dezentralen Einspeiser **nicht unterschritten** werden, kurzzeitige Unterschreitungen sind zulässig. Diese Fahrweise ist notwendig, wenn der Wärmertrag des dezentralen Erzeugers einen relevanten Einfluss auf den auf die Netztemperatur hat. Eine **gleitende Fahrweise** (VL variiert im Jahresverlauf) wird etwa beim **Wasserwerk Andritz** gefahren. Die Anlage im **Malmö** hat hingegen einen **konstanten Sollwert** im Jahresverlauf.

- **Einspeisetemperatur ungleich der Vorlauftemperatur**

Bei einer Vielzahl schwedischer Systeme (Garsten, Göteborg) wird mit einem festen Sollwert eingespeist, der nicht zwingend der Netzvorlauftemperatur entspricht und diese im Jahresverlauf unter- und überschreiten kann. Hat die Einspeisung einen relevanten Einfluss auf das Netz, muss der Sollwert so eingestellt sein, dass er Nachfolgende Verbraucher mit der erforderlichen Temperatur versorgt.

4.3 Best Practice Beispiele für dezentrale Einspeisungen

4.3.1 Graz: Wasserwerk Andritz



Abbildung 20 Kollektorfeld beim Wasserwerk Andritz (Quelle: SOLID)

Eckdaten Wärmenetz Graz:

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

Leitungslänge: 370 km
 Jährl. Wärmeabsatz: 1.100 GWh
 Netz T-VL: 75 – 120 °C
 Netz T-RL: ca. 60 °C

Eckdaten Dezentraler Einspeiser:**Solarthermie**

Kollektorfläche: 3.855 m² Flachkollektor
 Einspeisemenge: 1.220 MWh (Jährlicher Solarertrag: 1.620 MWh
 Direktversorgung /Eigenbedarf 400 MWh)
 Einspeisesolltemperatur: mind. 75 °C
 Pufferspeicher: 60 m³ (wird nur für den Eigenbedarf genutzt)

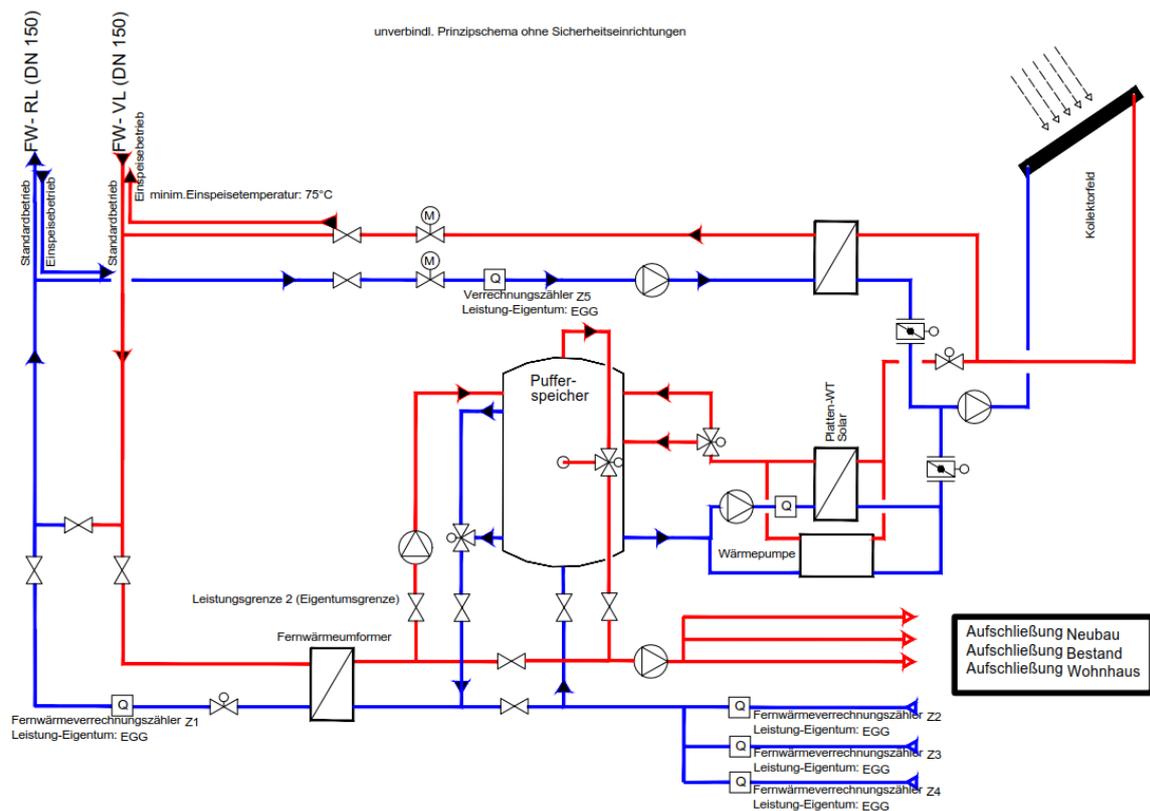


Abbildung 21 Vereinfachtes Hydraulikschema Wasserwerk Andritz solare Einspeisung RL->VL (Quelle: SOLID)

Das Solarkonzept sieht vor, möglichst viel Solarertrag direkt zu nutzen. Durch die Integration einer Wärmepumpe, kann der Eigenverbrauch weiter gesteigert werden. Besteht kein Wärmebedarf und ist der Pufferspeicher geladen, wird überschüssige Solarwärme ins Fernwärmenetz eingespeist. Die hydraulische Einbindung erfolgt über eine eigene Stichleitung und benötigt nur eine drehzahlgeregelte Pumpe.

4.3.2 Messehalle Wels

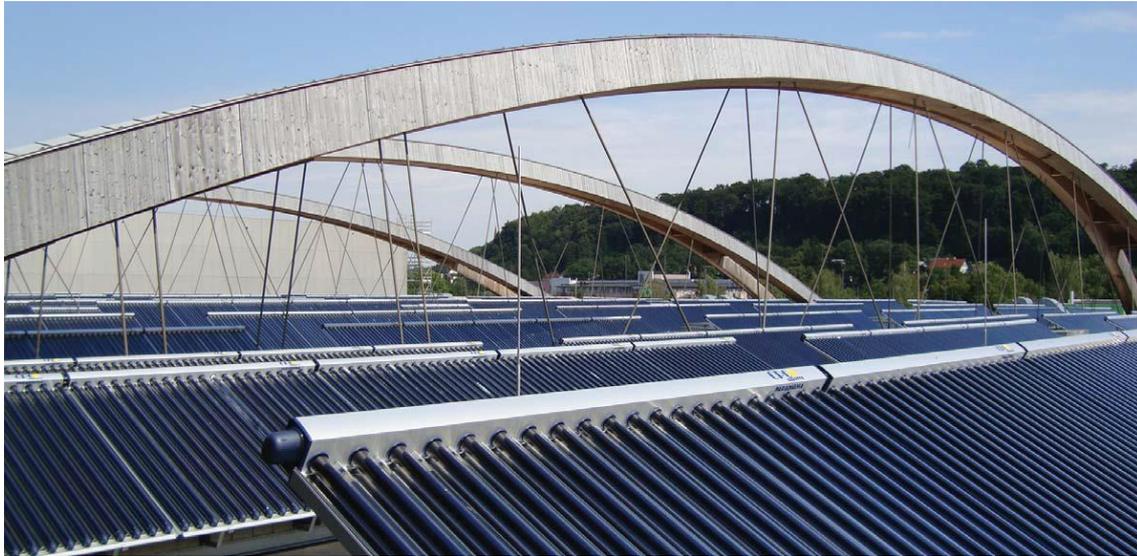


Abbildung 22 Kollektoren am Dach der Messehalle Wels (Quelle: Solites 2015)

Eckdaten Wärmenetz Wels:

Leitungslänge:	ca. 50 km
Jährl. Wärmeabsatz:	173 GWh
Netz T-VL:	70 – 120 °C
Wärmebereitstellung:	KWK-Anlage (Müllverbrennung), Gas-FHKW,

Eckdaten Dezentraler Einspeiser:

Solarthermie

Kollektorfläche:	3.400 m ² Vakuumröhrenkollektoren 2,4 MW _{th}
Jährliche Einspeisemenge:	1,3 GWh
Einspeisesolltemperatur:	mind. 85 °C
Pufferspeicher:	2 m ³ als hydraulische Weiche
p _{VL,max} :	6,4 bar
Δp _{max} :	4,7 bar

Die **hydraulische Einbindung** erfolgt **direkt in den Fernwärmeverlauf**. Der 2 m³ Speicher dient als **hydraulische Weiche**. Als Betriebsmittel nutzen die Kollektoren Wasser, daher wird im Winter ein Teil des Wärmeertrags genutzt, um die Kollektoren zu wärmen (ca. 1 – 4 % des Ertrags). Die produzierte Wärme kann auch direkt im Messegebäude genutzt werden. Die Solaranlage deckt im Sommer bis zu 50 % der Gesamtwärmelast im Fernwärmenetz. Die Druckdifferenz zwischen Netzvorlauf und Netzurücklauf wurde im Winter mit 9 bar prognostiziert, tatsächlich waren es im Schnitt unter 5 bar, die die Einspeisepumpen zu überwinden hatten. Der jährliche Energiebedarf der Einspeisepumpen liegt bei 20 MWh.

4.3.3 Stadion Liebenau



Abbildung 23 Montage der Kollektoren am Stadion Liebenau (Quelle: SOLID)

Eckdaten Wärmenetz Graz:

Leitungslänge:	370 km
Jährl. Wärmeabsatz:	1100 GWh
Netz T-VL:	75 – 120 °C
Netz T-RL:	ca. 60 °C

Eckdaten Dezentraler Einspeiser:

Solarthermie

Kollektorfläche:	1.407 m ² Flachkollektor
Jährliche Einspeisemenge:	600 MWh
Einspeisesolltemperatur:	70 °C
Pufferspeicher:	Nein
$p_{VL,max}$:	8,7 bar
Δp_{max} :	2,5 bar

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

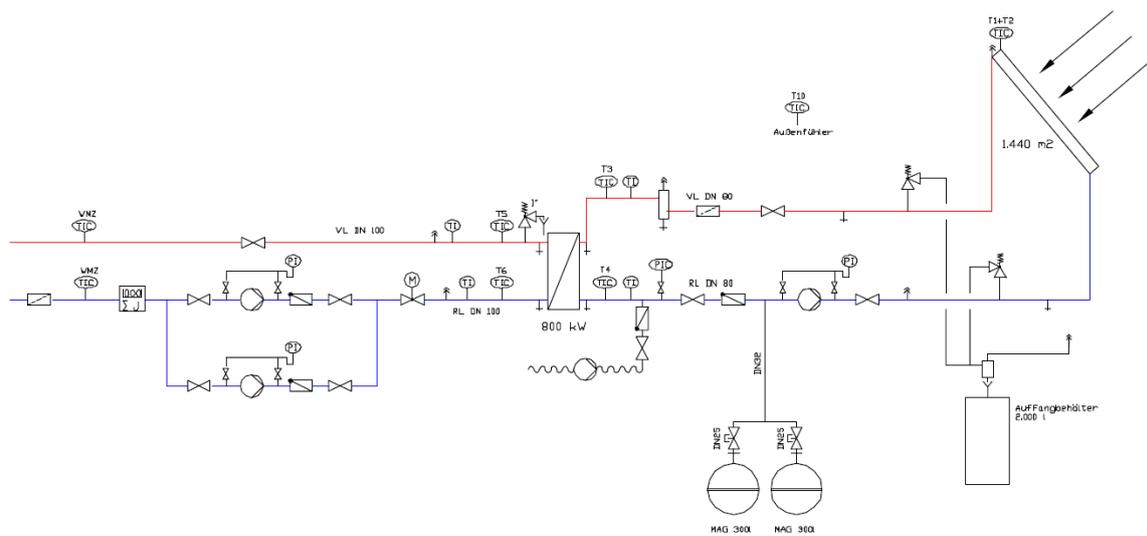


Abbildung 24 Vereinfachtes Hydraulikschema Stadion Liebenau solare Einspeisung RL->VL (Quelle: SOLID)



Abbildung 25 Übergabestation Stadion Liebenau (Quelle: SOLID)

Die Abbildung 24 und Abbildung 25 zeigen das vereinfachte Hydraulikschema und die Übergabestation der Solaranlage beim Stadion Liebenau. Die hydraulische Einbindung erfolgt durch 2 drehzahlgeregelte Pumpen.

4.3.4 Graz Berlinerring



Abbildung 26 Kollektoren am Dach eines Wohngebäudes Berliner Ring (Quelle: SOLID)

Eckdaten Wärmenetz Graz:

Leitungslänge:	370 km
Jährl. Wärmeabsatz:	1.100 GWh
Netz T-VL:	75 – 120 °C
Netz T-RL:	ca. 60 °C

Lokales Niederdruck-Wärmenetz über Wärmetauscher mit Fernwärmenetz Graz

Netz T-RL (Sommer):	40-50 °C
---------------------	----------

Eckdaten Dezentraler Einspeiser:

Solarthermie

Kollektorfläche:	2.417 m ² Flachkollektor auf 6 Mehrfamilienhausdächern
Jährlicher Solarertrag:	1.000 MWh (Im Sommer beinahe 100 % solare Deckung))
Einspeisesolltemperatur:	mind. 75 °C
Pufferspeicher:	60 m ³

Der Berliner Ring ist eine Wohnsiedlung in Graz – Ragnitz und besteht aus insgesamt 25 Objektgruppen 756 Wohnungen. Die niedrigen Temperaturen im lokalen Nahwärmenetz, das an das Grazer Fernwärmenetz angeschlossen ist, bieten optimale Betriebsbedingungen für die Solaranlage. Im Sommer wird beinahe eine vollständige solare Deckung erreicht. Abbildung 27 zeigt das Grundschemata der hydraulischen Einbindung der Kollektorfelder. Je nach Bedarf wird bereits im Solarkreis zwischen internen Wärmebezug des jeweiligen Hauses oder Einspeisung in das lokale Nahwärmenetz (Sekundärnetz) umgeschaltet.

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

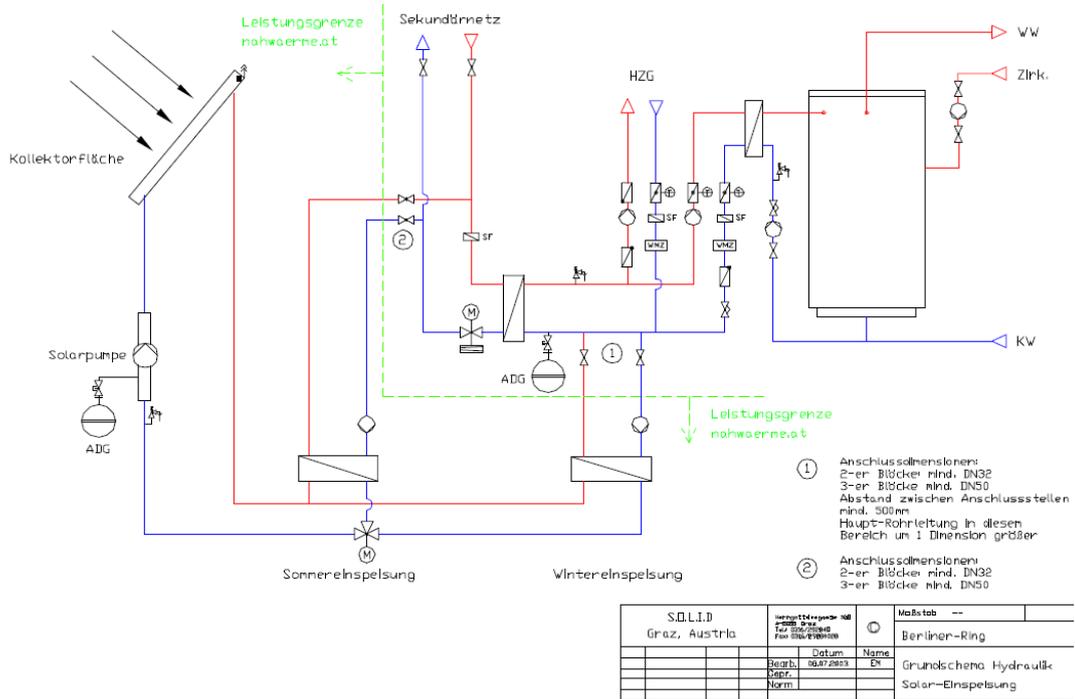


Abbildung 27 Grundschemata der hydraulischen Einbindung der Kollektorfelder Berliner Ring (Quelle: SOLID)

4.3.5 Stadtviertel Gärdsten in Göteborg/Schweden



Abbildung 28 Solaranlage am Dach des Mehrfamilienhauses (Quelle: Solites 2015)

Eckdaten Wärmenetz Göteborg

Leitungslänge: ca. 1.000 km

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

Jährl. Wärmeabsatz:	3.867 GWh
Netz T-VL:	65 – 100 °C
Wärmebereitstellung:	Industrieabwärme (Müllverbrennung), KWK-Anlage (fossil), Dampfkessel, KWK (Biomasse), Wärmepumpe

Eckdaten Dezentraler Einspeiser:**Solarthermie**

Kollektorfläche:	150 m ² auf Dach eines Mehrfamilienhauses (HT-FK)
Jährliche Einspeisemenge:	ca. 46.500 kWh
Einspeisesolltemperatur:	80 °C
Pufferspeicher:	Nein

Die **hydraulische Einbindung** erfolgt **direkt in den Fernwärmeverlauf ohne Speicher**. Dies ist möglich, da der Solarertrag im Verhältnis zur Wärmelast des Wärmenetzes klein ist. Eigenbedarfsdeckung ist durch eine vorgefertigte Einspeisestation möglich, sie regelt weiter die Trennung von Wärmebezug und Rückspeisung in das Fernwärmenetz. Die eingespeiste solare Wärme in das Wärmenetz wird mit ca. 80 % des üblichen Wärmebezugspreises vergütet.



Abbildung 29 Einspeisestation der Firma Armatec (Quelle: Solites 2015)

4.4 Aktuelle Forschung: Herausforderungen bei der Entwicklung einer standardisierten Einbindung von Prosumern

Um die Einspeisung erneuerbarer Wärme in Fernwärmenetze zu erleichtern und voranzutreiben wurde im Forschungsprojekt Dezentral (Rühling et. al. 2015) unter anderem das Ziel gesetzt ein wirtschaftlich und technisch sinnvolles Maß an Standardisierung für Hausübergabestationen von dezentralen Einspeisern zu finden. Anhand einer im Forschungsprojekt entwickelten **Hausanschluss- und Netzeinspeisestation (HANEST)** werden zu überwindende Herausforderungen wie die deutlich höhere Lastwechselanzahl sowie höhere Laständerungsgeschwindigkeiten der solaren Einspeisung und des Netzes veranschaulicht.

Die HANEST soll **folgende Funktionen** erfüllen:

- Zuverlässige Wärmeversorgung eines Abnehmers durch das Fernwärmenetz
- Reduzierung des Fernwärmebezugs durch lokal bereitgestellte Solarwärme für den Eigenbedarf bis hin zur vollen Bedarfsdeckung des Abnehmers
- Einspeisung überschüssiger lokal bereitgestellter Solarwärme in das Fernwärmenetz

Es handelt sich um eine RL-VL Einspeisung ohne Limitierung der Einspeisung, ohne Speicher und ohne Rücklauf Temperaturbegrenzung, die Investitionskosten sollen niedrig bleiben. Die Station soll 4 unterschiedliche Betriebszustände erfüllen können:

- HAST (kein Solarertrag, Bezug aus FW Netz)
- HANEST-B (Solarertrag aber zu wenig, zusätzlicher Bezug aus FWN)
- HANEST-E (Solarertrag aber zu viel, Überschuss Einspeisung in FWN)
- NEST (Solarertrag vollständig ins FWN)

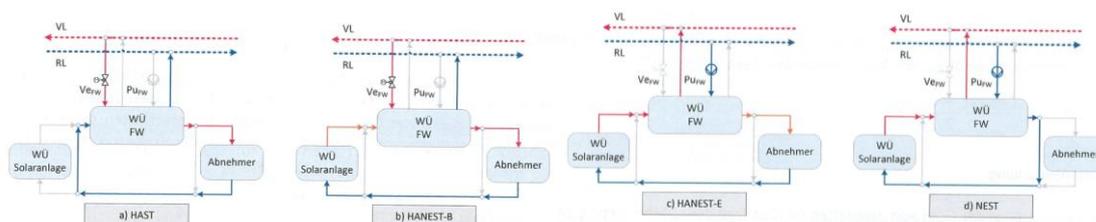


Abbildung 30 Darstellung der 4 Betriebszustände (Quelle: Rühling et al. 2015, S.45)

Da im Gegensatz zu den oben angeführten Best Practice Beispielen die Station nur durch eine Stichleitung mit dem Fernwärmenetz verbunden ist, ergeben sich weitere Möglichkeiten der hydraulischen Einbindung: Die Solaranlage kann **parallel** zum Abnehmer (siehe Abbildung 31 links) oder in Reihe (siehe Abbildung 31 rechts) mit dem Abnehmer eingebunden werden:

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

- **Parallelschaltung** bringt bei HANEST-B niedrige Rücklauftemperaturen für FW und STA, bei HANEST –E werden die Sollwerte für Abnehmer-VL nicht unterschritten. Jedoch kann es zu sehr niedrigen Volumenströmen im Wärmetauscher der FW kommen, was einen Umschlag von turbulenter zu laminarer Strömung bedeutet und zu instabiler Einspeisung, bzw. schlechter Regelgüte der Einspeisetemperatur führt. Ebenso kann dies bei HANEST-B auf Seiten der Abnehmervorlauftemperatur der Fall sein.
- Bei der **Reihenschaltung** sind im Fall der solaren Einspeisung ins Netz die Abnehmervorlauftemperaturen von den Temperaturen auf der Fernwärmeseite abhängig, sie könnten unterschritten werden, um dies zu verhindern muss gegeben Falls die Einspeisemenge reduziert werden. Im Fall von HANEST-B kann es zu hohen Fernwärmerücklauftemperaturen kommen.

Weiters gilt auf der **Abnehmerseite** zu beachten:

- Pumpen sollten hydraulisch entkoppelt sein. Ansonsten kommt es bei Druckänderung einer Pumpe durch die schlechte Regelgüte der Temperatur zu einer instabilen Betriebsweise. (Im Schaltschema Abbildung 31 links sind die Pumpen PuSTA und PuSTA,SEK nicht entkoppelt. Bei der „Wilo-Schaltung“ (Abbildung 31 rechts) wurden die beiden Pumpen durch ein zusätzliches Rohrstück hydraulisch entkoppelt.)

Bei der **Netzanbindung** gilt:

- **Wärmetauscher** sollten, wenn möglich immer **die gleiche Durchströmungsrichtung** haben um eine Wechselbeanspruchung zu vermeiden. (Im Schaltschema Abbildung 31 links wechselt die Durchströmungsrichtung im Wärmetauscher, bei der „Wilo-Schaltung“ wird dies vermieden.)

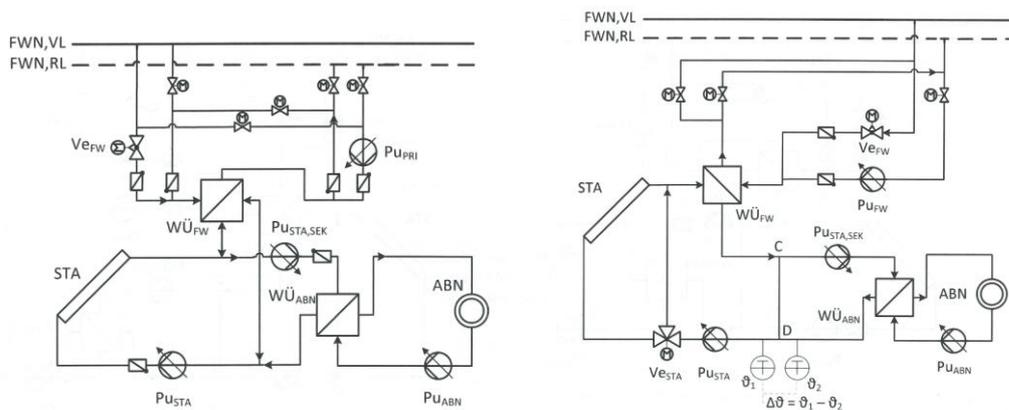


Abbildung 31 Schaltschema links: „hydraulisch gekoppelte HANEST“ rechts: „WILO-Schaltung“ (Quelle: Rühling et al. 2015, S. 50+51)

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger



Abbildung 32 Pilotstation der kombinierten Hausanschluss und Netzeinspeisestation im Zentrum für Energietechnik TU Dresden (Quelle: Rühling 2016)

Die Pilotstation hat eine thermische Anschlussleistung von ca. 50 kW, die Einspeiseleistung der Solaranlage beträgt etwa 85 kW. Sie kann für Mehrfamilienhäuser für 6 bis 10 Wohneinheiten mit einer Solaranlage von 80 bis 120 m² und Niedertemperaturflächenheizung eingesetzt werden.

In Österreich beschäftigt sich derzeit das **Forschungsprojekt „MULTI-transfer“** mit der Erforschung einer multifunktionalen Übergabestation inklusive innovativem Regelungskonzept für Nah-/Fernwärmesysteme². Die Übergabestation (Abbildung 33) ermöglicht sowohl eine RL-VL Einspeisung als auch eine VL-VL und RL-RL Einspeisung. Im Gegensatz zur zuvor vorgestellten HANEST wird der Wärmetauscher hier wechselseitig beansprucht und ein Wärmespeicher ist im Gesamtsystem vorgesehen. Um Druckverluste gering als möglich zu halten, sollen die Vielzahl der für die möglichen Einspeisevarianten nötigen Ventile als Kugelhähne realisiert werden. Aus gesetzlichen Gründen müssen 2 Wärmemengenzähler angeschlossen werden, das System würde jedoch auch mit einem bidirektionalem WMZ auskommen.

² <http://www.4wardenergy.at/de/referenzen/multi-transfer/>

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

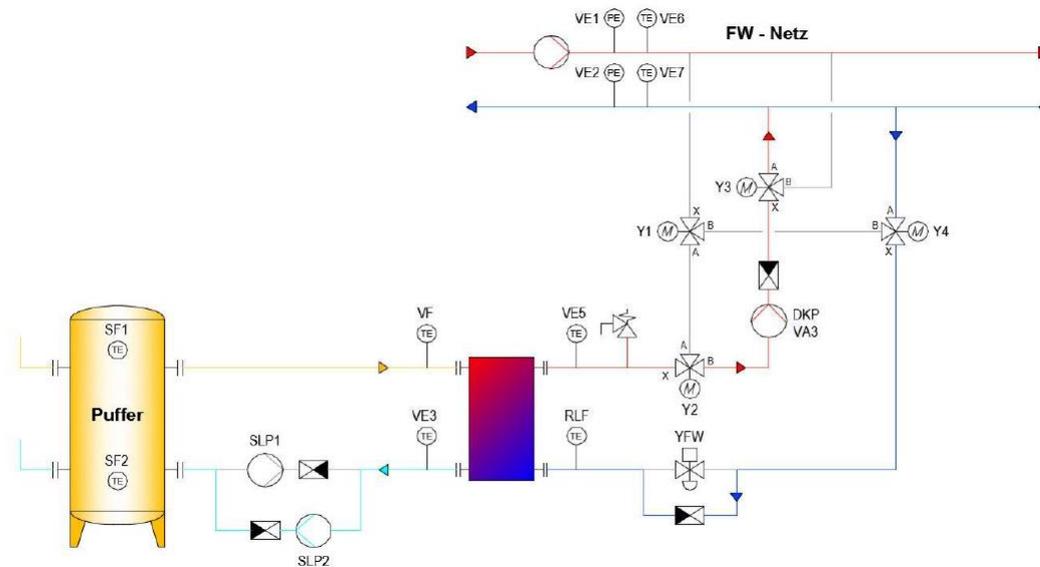


Abbildung 33 Hydraulisches Schema der multifunktionalen Übergabestation im Betriebsmodus RL-RL-Einspeisung, der Bezug ist grau dargestellt. (Quelle: 4ward Energy Research GmbH)

4.5 Pumpenauslegung bei RL – VL-Einspeisung

Bei der hydraulischen Integration dezentraler Einspeiser spielt der Anschlusspunkt im Netz eine entscheidende Rolle. Bei konventionellen Fernwärmenetzen mit zentraler Netzpumpe nimmt die Druckdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf ausgehend von der Hauptpumpe vorlaufstromabwärts wegen der strömungsbedingten Druckverluste stetig ab. Je nach Druckdifferenz kann dabei die Pumpenarbeit ein wirtschaftliches Kriterium darstellen. Die erforderliche Pumpenleistung bei der RL-VL-Einspeisungsvariante kann mithilfe folgender Gleichungen bestimmt werden:

$$P_P = \frac{\rho \cdot g \cdot \dot{Q} \cdot H_A}{\eta_{el} \cdot \eta_P}$$

Die Förderhöhe der Pumpe H_A wird hier folgendermaßen approximiert:

$$H_A \approx \frac{\Delta p}{\rho \cdot g}$$

Die von der Pumpe aufzuprägende Druckdifferenz zwischen Pumpenein- und -austritt (Δp) setzt sich einerseits durch die relative Lokalisierung des dezentralen Einspeisers im Netz (Δp_{ES}) und andererseits durch den Druckverlust über die Komponenten (Wärmetauscher, Ventile) Δp_{WT} des selbigen zusammen.

$$\Delta p = \Delta p_{ES} + \Delta p_{WT}$$

$$P_P \approx \frac{\dot{m} \cdot (\Delta p_{ES} + \Delta p_{WT})}{\rho \cdot \eta_{el} \cdot \eta_P}$$

P_P ... Pumpenleistung

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

\dot{Q} ... Volumenstrom

\dot{m} ... Massenstrom

η_{el} ... Wirkungsgrad Elektromotor

η_P ... Pumpenwirkungsgrad

Δp ... von der Pumpe zu überwindende Druckdifferenz

Δp_{ES} ... Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf an der Einspeisestelle

Δp_{WT} ... Druckverlust über den Wärmetauscher und die Regelarmaturen des dezentralen Einspeisers

Für $\Delta p_{WT} = 40 \text{ kPa}$, $\rho = 980 \text{ kg/m}^3$, $\eta_{el} = 0.95$ und $\eta_P = 0.8$ ist die obige Gleichung der elektrischen Pumpenleistung in Abbildung 34 für verschiedene Massenströme und Druckdifferenzen an der Einspeisestelle grafisch dargestellt.

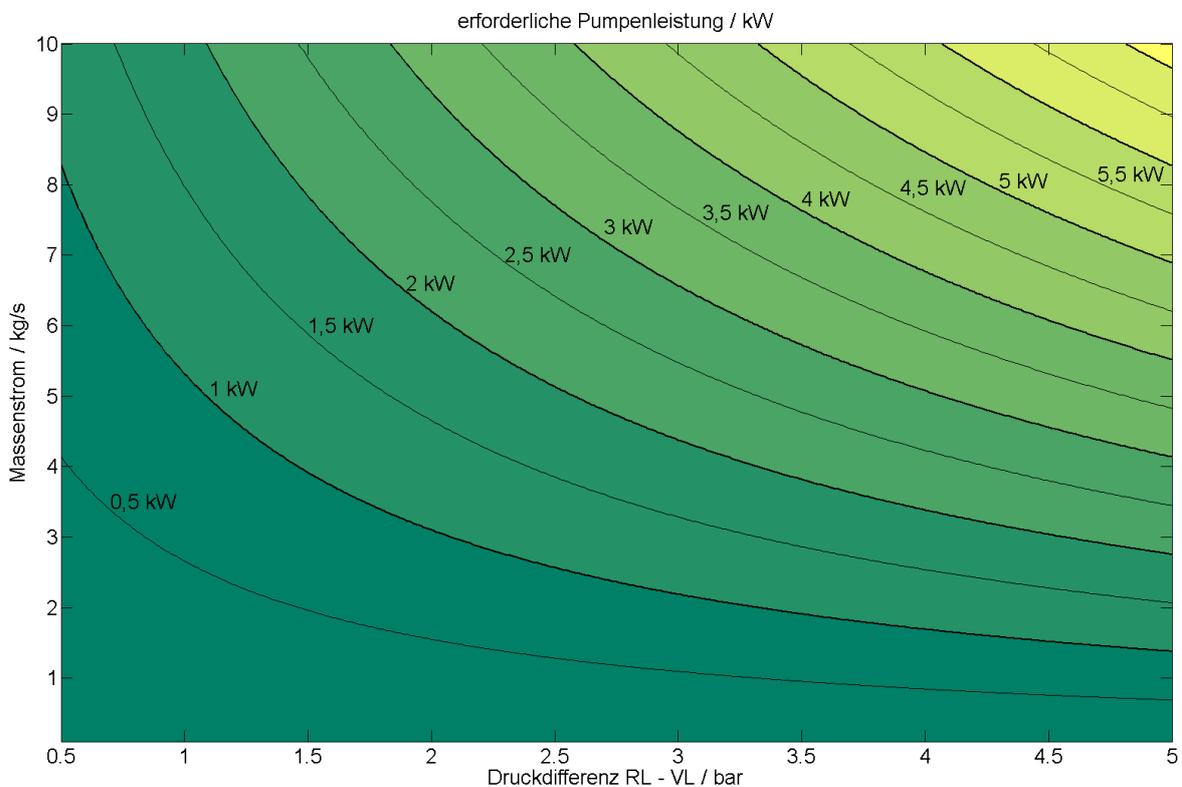


Abbildung 34: Diagramm zur Abschätzung des erforderlichen elektrischen Pumpenstrombedarfs für unterschiedliche Massenströme und Druckdifferenzen an der Einspeisestelle.

In Abbildung 35 ist die erforderliche Pumpenleistung in Abhängigkeit der Einspeiseleistung des dezentralen Erzeugers bei einer Netztemperaturspitzung von 30 K dargestellt. Das Verhältnis zwischen eingespeister Wärmeleistung und elektrischer Pumpenleistung bei einem Druck von 2 bar beträgt etwa 0.2 % bei einem Druck von 10 bar erreicht es 1.1 %.

4 Hydraulische Einbindung dezentraler Erzeuger

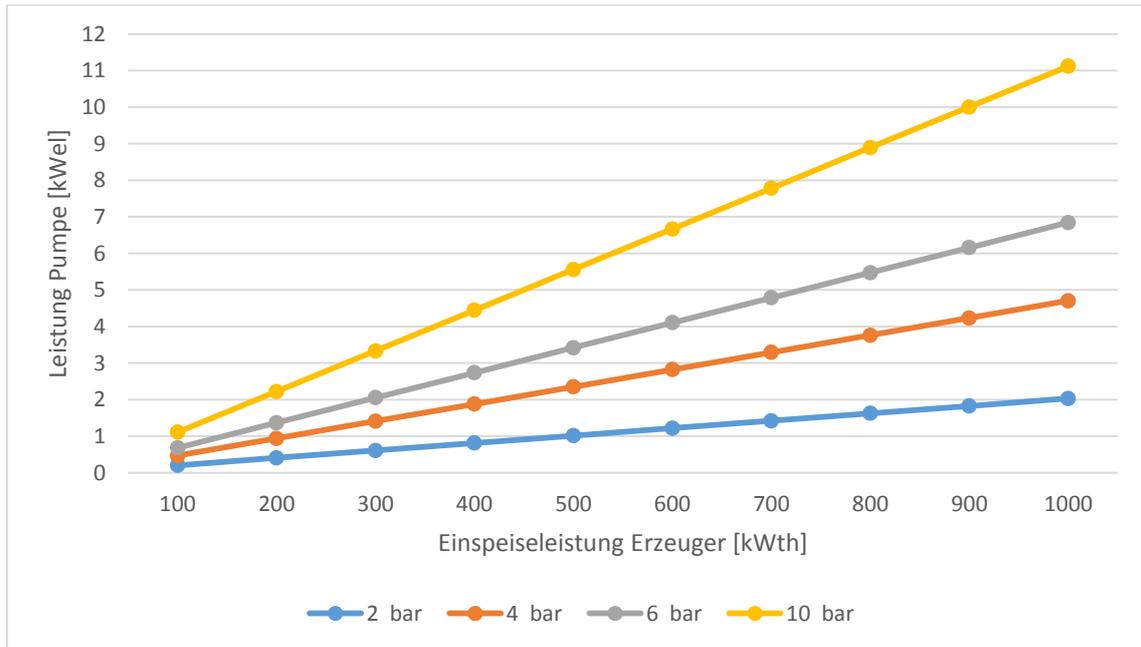


Abbildung 35 Erforderliche Pumpleistung in Abhängigkeit der Einspeiseleistung bei einer Temperaturdifferenz (Netzvorlauf-Rücklauf) von 30 K (unter oben angeführten Kriterien)

5 Zusammenfassung

Für die hydraulische Einbindung dezentraler Einspeiser in Wärmenetze ergeben sich durch die unterschiedlichen Netzkonfigurationen **eine Vielzahl an möglichen Schaltungen**. Eine grundsätzliche Unterscheidung ergibt sich durch die Funktionsweise der Übergabestation; soll sie **lediglich Wärme einspeisen**, oder auch Wärmebezug ermöglichen (**bidirektionale Übergabestation**). Bei einer bidirektionalen Übergabestation ist zu beachten, dass diese sowie die dazugehörige Stichleitung sowohl auf die **Abnehmerleistung als auch auf die mögliche Einspeiseleitung dimensioniert** werden muss.

Die

Tabelle 5 und Tabelle 6 bieten einen Überblick der im Kapitel 4 beschriebenen Einspeisekonzepte, deren Vor- und Nachteile und eine Bewertung der Regelbarkeit von Temperatur, Volumenstrom und Einspeiseleistung.

Tabelle 5 Überblick Einspeisekonzepte (Quelle: Schmid et.al. 2016)

	Drehzahlgeregelte Pumpe	Drehzahlgeregelte Pumpe und Ventil	Drehzahlgeregelte Pumpe, Ventil und Bypass	Hydraulische Weiche und Pumpe
Konzept-idee	Einfache Zieltemperaturregelung	Verbesserte Volumenstromregelung	Verbesserte Volumenstrom- und Leistungsregelung	Einfache Zieltemperaturregelung und Ausgleich von Kurzzeitstörungen
Vorteile	Einfacher Aufbau	Erhöhter Volumenstrom-Regelbereich	Erhöhter Volumenstrom- und Leistungs-Regelbereich	Gute Zieltemperaturregelung, Reaktionszeit für Regelung
Nachteile	Bereich für Volumenstromregelung begrenzt und Anfälligkeit gegenüber Druckschwankungen	Schnelle Ventilreaktion notwendig zum Ausgleich kurzfristiger Druckschwankungen	Komplexe Hydraulik und Regelung	Geringer Leistungs-Regelbereich

Tabelle 6 Bewertungsmatrix Einspeisekonzepte (Quelle: Schmid et.al. 2016)

	Pumpe	Pumpe und Ventil	Pumpe, Ventil und Bypass	Hydraulische Weiche und Pumpe
Regelbarkeit Einspeise-Volumenstrom bei geringen Druckschwankungen	O	+	+	O
Regelbarkeit Einspeise-Volumenstrom bei stärkeren Druckschwankungen	-	+	+	-
Einhaltung konstanter Einspeisetemperaturen	O	+	+	+
Regelbarkeit der Einspeise-Wärmeleistung	O	O	+	O
Geringe Zahl an Einspeisezyklen	-	O	+	O

+: gut -: schlecht o: begrenzt

Zu beachtende Faktoren bei der Einbindung in das Wärmenetz sind:

Differenzdruck an der Einspeisestelle:

Dieser entscheidet über die **Dimensionierung der Einspeisepumpe**. Ist mit häufigen ausgeprägten schnellen Druckschwankungen zu rechnen muss ein **Bypass** eingebaut werden. Da auch **mehrere dezentrale Einspeiser** in ein Netz möglich sind, muss beachtet werden, dass der Differenzdruck vor allem bei einer **Schlechkpunkt- oder Ventelmanagementregelung** (siehe Kapitel 3.3.2 und 3.3.3) je nach Position im Netz äußerst **variabel** sein kann. Darüber hinaus kann durch den dezentralen Einspeiser Energie für die zentrale Pumpe eingespart werden. Es gilt zu überlegen, inwiefern diese Einsparungen relevant für ein Geschäftsmodell wären.

Netztemperaturen:

Diese haben direkten Einfluss auf **Leistung und Einspeisemenge** des dezentralen Erzeugers. Entscheidend ist jedoch auch, ob das Netz überhitzt werden darf, also **überschüssige Wärme in den Rücklauf (Netzpufferung)** gedrückt werden darf, oder es gegebenenfalls zu einer **Limitierung der Einspeisemenge** kommt. Bei einer

Netzpufferung kommt es durch die höheren Rücklauftemperaturen auch zu einer sinkenden Leistung des dezentralen Einspeisers (z.B. Solarthermie).

Bedarfsprofil, Lastprofil:

Insbesondere wenn der Netzurücklauf nicht als Puffer herangezogen werden darf, ist es wichtig über ein **genaues** Bedarfsprofil der lokalen Abnehmer und Lastprofil des Netzes zu verfügen. Dadurch können eine **Überdimensionierung** und **unötige Stillstandzeiten** des dezentralen Erzeugers (z.B. Solarthermie) vermieden werden.

Zusätzliche Komponenten:

Es empfiehlt sich die Zahl an Ventilen und zusätzlichen Messinstrumenten gering zu halten um Druckverluste zu vermeiden. Gleichzeitig erfordert gerade ein zentral geregeltes Netz viele Datenpunkte und Ventile.

6 Literatur

A. A. Basalae, T. A. Barbasova, D. A. Shnayder. Simulation on supply temperature optimization of university campus heating system. *Procedia Engineering* 129 (2015) 587-594.

Benonysson, A., Bøhm, B., Ravn, H.F., 1995. Operational optimization in a district heating system. *Energy Conversion and Management*, 36, 297-314.

Blesl, M., 2002. High space-resolution modelling of pipeline bound energy-supply systems to meet low temperature heat demand. *Research report, Stuttgart University*.

M. Brand, A. Dalla Rosa, S. Svendsen. Energy-efficient and cost-effective in-house substations bypass for improving thermal and DHW (domestic hot water) comfort in bathrooms in low-energy buildings supplied by low-temperature district heating. *Energy* 67 (2014) 256-267.

Chinese, D., Meneghetti, A., 2005. Optimisation models for decision support in the development of biomass based industrial district heating networks in Italy. *Applied Energy*, 82, 228-254.

Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V., Leahy M., 2010. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4),1059-1082 .

Eurelectric,2011. Flexible generations: backing up renewables. Available online http://www.eurelectric.org/media/61388/flexibility_report_final-2011-102-0003-01-e.pdf

Forschungsradar, 2014. Studie Systemdienstleistungen 2030. Available online http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/studien/dena_systemdienstleistungen_feb14/dena_systemdienstleistungen2030_Leistungsgradienten_feb14.jpg

Grimm, 2007, S.9 und Krost und Matics, S.2 und Angabe der LichtBlick AG. Available online [https://books.google.at/books?id=jUhtAgAAQBAJ&pg=PT124&lpg=PT124&dq=Grimm,+2007,+S.9+und+Krost+und+Matics,+S.2\)&source=bl&ots=UwiCpdCXwL&sig=NK8w9-7MAACeKWkmlQHAYyFnfE&hl=de&sa=X&ved=0ahUKEwjO9eKsgsrWAhXH0hoKHZuuA_YQ6AEIMDAC#v=onepage&q=Grimm%2C%202007%2C%20S.9%20und%20Krost%20und%20Matics%2C%20S.2\)&f=false](https://books.google.at/books?id=jUhtAgAAQBAJ&pg=PT124&lpg=PT124&dq=Grimm,+2007,+S.9+und+Krost+und+Matics,+S.2)&source=bl&ots=UwiCpdCXwL&sig=NK8w9-7MAACeKWkmlQHAYyFnfE&hl=de&sa=X&ved=0ahUKEwjO9eKsgsrWAhXH0hoKHZuuA_YQ6AEIMDAC#v=onepage&q=Grimm%2C%202007%2C%20S.9%20und%20Krost%20und%20Matics%2C%20S.2)&f=false)

- M. Dahl Knudsen and S. Petersen. Model predictive control for demand response of domestic hot water preparation in ultra-low temperature district heating systems. *Energy and Buildings* 146 (2017) 55-64.
- S. Frederiksen und S. Werner. „District Heating and Cooling”. Studentenliteratur, 2013.
- H. Gadd, S. Werner. Achieving low return temperatures from district heating substations. *Applied Energy* 137 (2014) 59-67.
- Gustafsson, S.I., Karlsson, B.G., 1991. Linear programming optimization in CHP networks. *Heat Recovery Systems and CHP*, 11, 231-238.
- Henning, D., 1997. MODEST – An Energy systems optimization model applicable to local utilities and countries. *Energy*, 1135-1150.
- Henning, D., 1999. Optimisation of local and national energy systems: development and use of the MODEST model. *PhD thesis, Linköping University*, 216.
- Holmgren, K., Gebremedhin, A., 2004. Modelling a district heating system: introduction of waste incineration, policy instruments and co-operation with an industry. *Energy Policy*, 32, 1807-1817.
- A. Jochumsen, “Modeling and control of a District Heating System,” Aalborg University, (2010).
- C. Johanssohn. Towards intelligent district heating. Blekinge Institute of Technology, Licentiate Dissertation Series No 2010:06, ISSN 1650-2140, ISBN 978-91-7295-181-5.
- Karlsson, M., Palm, J., Widén, J., 2011. Interdisciplinary Energy System Methodology: A compilation of research methods used in the Energy Systems Program. URL http://www.liu.se/energi/publikationer/arbetsnotat/1.306117/Arbetsnotat_45.pdf
- Keçebas, A., Alkan, M.A., Yabanova, I., Yumurtaci, M., 2013. Energetic and economic evaluations of geothermal district heating systems by using ANN. *Energy Policy*, 56, 558-567.

- T. Laajalehto, M. Kuosa, T. Mäkilä, M. Lampinen, R. Lahdelma. Energy efficiency improvements utilizing mass flow control and a ring topology in a district heating network. *Applied Thermal Engineering* 69 (2014) 86-95.
- L. Laakkonen, T. Korpela, J. Kaivosoja, M. Vilkkö, Y. Majanne, M. Nurmoranta. Predictive Supply Temperature Optimization of District Heating Networks Using Delay Distributions. *Energy Procedia* 116 (2017) 297-309.
- P. Lauenburg, J. Wollerstrand. Adaptive control of radiator systems for a lowest possible district heating return temperature. *Energy and Buildings* 72 (2014) 132-140.
- H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund, B. V. Mathiesen "4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems"
- Mardan, N., Klahr, R., 2012. Combining optimisation and simulation in an energy system analysis of a Swedish iron foundry. *Energy*, 410-419.
- Ortiga, J., Bruno, J.C., Coronas, A., Grossman, I.E., 2007. Review of optimisation models for the design of polygeneration systems in district heating and cooling networks. In: *The 17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering proceedings*, Bucharest, Romania, 2007 May 27-30. V. Plesu and P.S. Agachi, 2007, 1121-1126.
- K. Rühling, S. Gnüchtel, C. Felsmann, M. Heymann, T. Rosemann; „Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie – DEZENTRAL-“ 2015
- Rolfsman, B., 2004. Optimal supply and demand investments in municipal energy systems. *Energy Conversion and Management*, 45, 595-611.
- K. Schäfer, D. Mangold, T. Pauschinger; „Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie Teilbericht des Verbundpartners Solites“, 2015
- R.-R. Schmidt, D. Basciotti, F. Judex, O. Pol, G. Siegel, T. Brandhuber, N. Dorfinger, D. Reiter. SGMS – SmartHeatNet. SmartHeatNetworks – Intelligente Fernwärmenetze (FFG-Nr. 825549), Wien/Salzburg 2013.
- Schmidt, T., Schäfer, K.; „Beispiele dezentraler Solarthermie-einbindung in Nah- und Fernwärmenetze“, Solites 2016

Solites „Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg Grundlagen | Potenziale | Strategien“ 2015 unter: www.solar-district-heating.eu/Portals/21/150701_SolnetBW_web.pdf

Söderman, J., Pettersson, F., 2006. Structural and operational optimization of distributed energy systems. *Applied Thermal Energy*, 26, 1400-1408.

Stevanovic, V.D., Zivkovic, B., Prica, S., Maslovaric, B., Karamarkovic, V., Trkulja, V., 2009. Prediction of thermal transients in district heating systems. *Energy Conversion and Management*, 50, 2167-2173.

Tol, H.I., Svendsen, S., 2012. Improving the dimensioning of piping networks and network layouts in low energy district heating systems connected to low-energy buildings: A case study in Roskilde, Denmark. *Energy*, 38, 276-290.

Tveit, T.M., Savola, T., Grebemedhin, A., Fogelholm, C.J., 2009. Multi-period MINLP model for optimizing operation and structural changes to CHP plants in district heating networks with long-term thermal storage. *Energy Conversion and Management*, 50, 639-647.

F. Wernstedt. Multi-agent systems for distributed control of district heating systems. Blekinge Institute of Technology, Doctoral Dissertation Series No 2005:10, ISSN 1653-2090, ISBN 91-7295-078-1.

Wernstedt, F., Davidsson, P., 2003. Simulation of district heating systems for evaluation of real time control strategies. In: *The First European Simulation and Modelling Conference online Proceedings*, 2003 Oct 27-269, Naples, Italy. Beniamino di Martino, Laurence Tianruo Yang and Carmen Bobean, 2003, 143-148.

7 Anhang

7.1 Exkurs: Einspeiseregulung:

Abbildung 36 zeigt das reduzierte Schaltschema der im Forschungsprojekt DEZENTRAL realisierten HANEST. Die drei Bilanzräume Fernwärmeseite (FW), Solarthermieanlage (STA) und der Abnehmerkreis (AB) sind im Schaltschema durch die strichlierte Linie angedeutet. Die Einspeisepumpe der Fernwärme Pu_{FW} dient zur Überwindung der Druckdifferenzen zwischen FW_{RL} und FW_{VL} . Das Ventil Ve_{FW} ist das Standardregelventil für den Fernwärmebezug, während die 3 weiteren Ventile $Ve_{FW,1-3}$ zur Umschaltung zwischen Bezug und Einspeisung dienen. Pu_{STA} ist nur bei Solarertrag in Betrieb. Bei Abnehmerbedarf ist Pu_{ABN} in Betrieb. Das Umschaltventil Ve_{SEK} steuert die Umschaltung der Betriebszustände im Solarsekundärkreis:

Stellung AB-A: Solarthermie als auch Abnehmer aktiv (Die Strecke zwischen C und D dient hier als hydraulische Weiche zur Entkopplung von $Pu_{SEK,STA}$ und Pu_{ABN} . Im Zustand NEST, der vollständigen Einspeisung ins FW-Netz, dient diese Strecke als Bypass zum Abnehmer.

Stellung AB-B: Nur der Abnehmer ist aktiv.

Im Vergleich zu den beiden Schaltungen in Abbildung 31 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- Die Solarthermie wurde durch einen Wärmetauscher in einen Primär- und Sekundärkreis geteilt. Dadurch kann die Anlage in den Morgenstunden vorwärmen. Durch den unabhängigen Volumenstrom kann eine Matched-Flow Regelung verwendet werden.
- Das Umschaltventil $Ve_{SEK,STA}$ verhindert, dass im Zustand der HAST beide Pumpen Pu_{ABN} und $Pu_{SEK,STA}$ laufen müssen.

Die Schaltung wurde in 5 Regelkreise (siehe Abbildung 37) unterteilt, $RK_{Ve_{FW}}$ (Fernwärmebezug), $RK_{Pu_{STA}}$ (Eintrittstemperatur in den $WÜ_{STA}$), $RK_{Pu_{SEK,STA_B}}$ (bei HANEST-B Mischstelle-Temperaturdifferenz durch $Pu_{SEK,STA}$) $RK_{Pu_{FW}}$ (Einspeisetemperatur $T_{FW,AUS}$) $RK_{Pu_{SEK,STA_E}}$ (gemeinsam mit $RK_{Pu_{FW}}$ während Einspeisung aktiv Einspeisetempertur durch $Pu_{SEK,STA}$)

Die Regelung der Einspeisepumpe Pu_{FW} erfolgt zusätzlich und ist sehr anspruchsvoll, es werden fernwärmeseitig kleine Druckschwankungen zw. VL und RL bis zu 0,5 bar in ca. 15 min und langfristig große Druckschwankungen im Bereich bis zu 2 bar in 2 Stunden ausgeglichen. Die kurzfristigen Schwankungen stellen eine Störung für den Regelkreis $RK_{Pu_{FW}}$ da, die langfristigen Druckschwankungen erschweren zu Beginn den Einspeisevorgang das „Ins-Netz-Kommen“ der Einspeisepumpe. Durch die Druckschwankungen müssen einige Regelkreise als kaskadierende Regelkreise ausgeführt werden. Ein weiterer Betriebszustand HAST-Vorwärmen wurde daher

hinzugefügt. Abbildung 38 gibt einen Überblick über die aktiven Pumpen und Ventilstellungen der jeweiligen Betriebszustände.

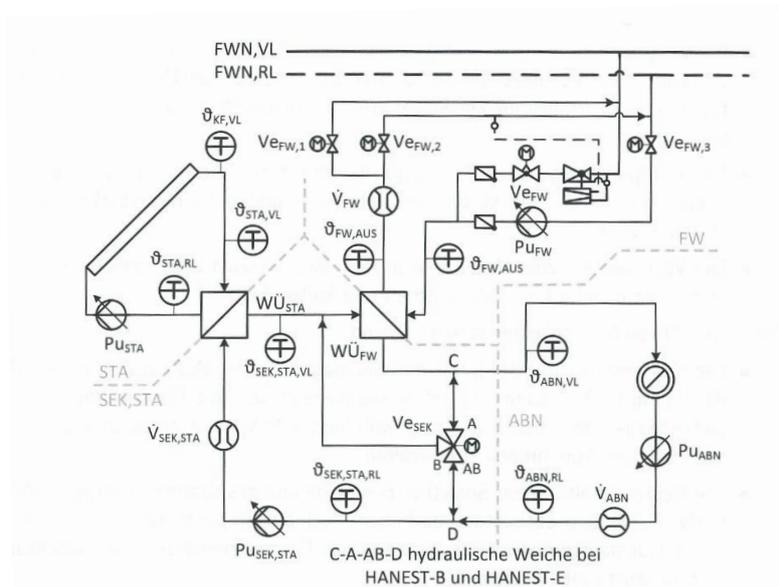


Abbildung 36 Reduziertes Schaltschema der als Funktionsmuster realisierten HANEST (Quelle: Rühling et al. 2015, S. 53)

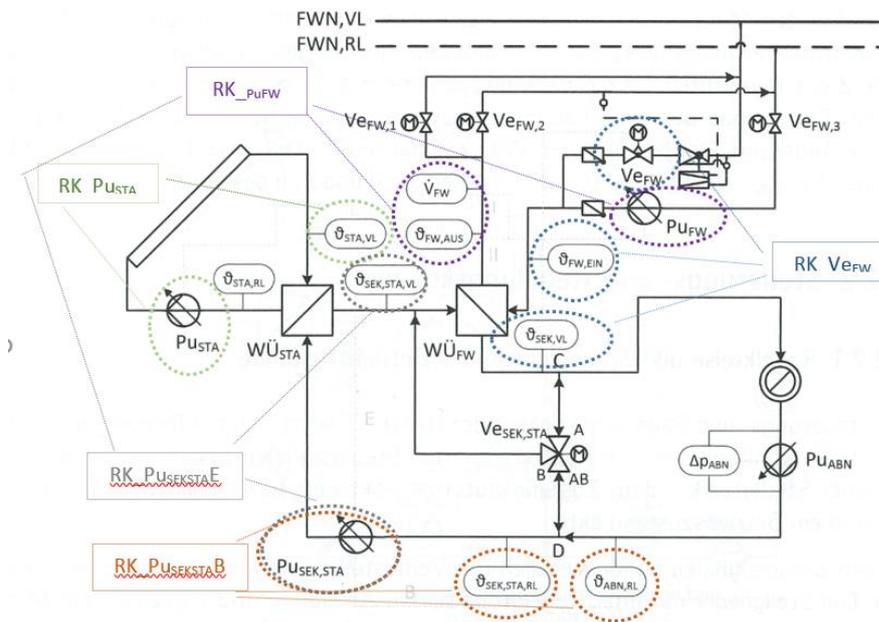


Abbildung 37 Funktionsmuster der realisierten HANEST mit Regelkreisen (Quelle: Rühling et al. 2015, modifiziert)

7 Anhang

standes: ○ - inaktiv bzw. geschlossen, ● - aktiv bzw. offen

Betriebszustand	HAST	HAST- Vorwärmen	HANEST-B	HANEST-E	NEST
Regelkreise RK_ ...					
Pu _{STA}	○	●	●	●	●
Pu _{SEKSTA_B}	○	○	●	○	○
Pu _{SEKSTA_E}	○	○	○	●	●
Pu _{FW}	○	○	○	●	●
Ve _{FW}	●	●	●	○	○
Ventilstellung Umschalt- /Absperrventile					
Ve _{SEK}	AB-B	AB-B	AB-A	AB-A	AB-A
Ve _{FW.1}	○	○	○	●	●
Ve _{FW.2}	●	●	●	○	○
Ve _{FW.3}	○	○	○	●	●

Abbildung 38 Übersicht der Steuerung der Regelkreise und Ventile im jeweiligen Betriebszustand (Quelle: Rühling et al. 2015)

Im Versuchstand wurden das hydraulische Modul Abnehmer an das Kühlwassernetz des Zentrums für Energietechnik (ZET) und das hydraulische Modul Solarthermieanlage mit dem Heißwasserkreis des ZET verbunden. Als Fernwärmenetz dient ein kleines Sekundärnetz im ZET. In Versuchen wurde das Betriebsverhalten der HANEST analysiert. Dabei wurden folgende **Optimierungsansätze** ermittelt:

- Pu_{SEK,STA} muss neben dem Auslegsvolumenstrom auch minimale Volumenströme im Bereich 0,4 m³/h bereitstellen können
- Dies kann durch folgende Maßnahmen erreicht werden: Bypass Ventil oder Drosselventil, anderer Pumpentyp (verwendet wurde eine Kreiselpumpe- z.B. Zahnradpumpe), Taktung der Pumpe
- Im realen Anlagenbetrieb ist es sinnvoll, den Trinkwasserspeicher noch zu beladen, bevor auf HANEST-E umgeschaltet wird.

Tabelle 7 Messergebnisse Vergleich HANEST mit getrennten Übergabestationen (NEST+HAST)

	HANEST	NEST+HAST
Solarertrag	140,6 kWh	90,1 kWh
Fernwärmebedarf	19,1 kWh	52,4 kWh
Eingespeiste Wärme	30,1kWh	13,9 kWh

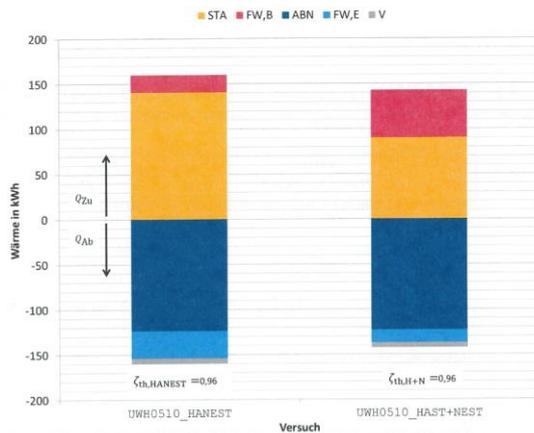


Abbildung 39 Energetischer Vergleich der Messergebnisse für HANEST und HAST+NEST (Quelle: Rühling et al. 2015)

Um das Betriebsverhalten der HANEST weiter bewerten zu können, wurden auch Messungen im Betriebszustand HAST und NEST durchgeführt. **Tabelle 7** und **Abbildung 39** zeigen den Vergleich der Messergebnisse für einen Versuchstag. Es ist ersichtlich, dass der Solarertrag, dessen Eigennutzung und die eingespeiste Wärmemenge ins Wärmenetz der HANEST höher sind, als bei den getrennten Übergabestationen. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Solaranlage für die Eigennutzung bei niedrigeren Betriebstemperaturen arbeiten kann, als bei der direkten Einspeisung ins Netz. Auch im exergetischen Vergleich (**Abbildung 40**) zeigt sich der positive Einfluss der HANEST, dazu ist anzumerken, dass die brutto eingespeiste Wärme bei NEST viel größer ist und zur Gänze von der Einspeisepumpe gefördert werden muss (die Hilfsenergie fiel hier bei einer anderen Bilanzgrenze noch deutlich höher).



Abbildung 40 Exergetischer Vergleich der Messergebnisse für HANEST und HAST+NEST (Quelle: Rühling et al. 2015)