

# Integration erneuerbarer Wärme- und Abwärmequellen: Sind stark temperaturgleitende Wärmenetze der Schlüssel zur Wirtschaftlichkeit?

Stefan Adldinger<sup>1(1)</sup>, Marlene Gruber<sup>(2)</sup>, Lothar Behringer<sup>(3)</sup>

<sup>(1)</sup>Munich School of Engineering (MSE), TU München, Lichtenbergstr. 4a, 85748 Garching,  
+49 (0)89/289-10486, stefan.adldinger@stadtwerke-neuburg.de, www.mse.tum.de/cores/

<sup>(2)</sup>eMG – Energiewirtschaftliche Beratung Marlene Gruber, Schöfthal 52, 93352 Rohr i.NB,  
marlene@emg-projekte.de

<sup>(3)</sup>Stadtwerke Neuburg a. d. Donau, Heinrichsheimstr. 2, 86633 Neuburg a. d. Donau,  
+49 (0)8431/509-106, lothar.behringer@stadtwerke-neuburg.de, www.stw-nd.de/

## Kurzfassung:

In der vorliegenden Studie wird untersucht, welchen monetären Einfluss unterschiedliche Temperaturspreizungen (30 K, 60 K, 100 K) bei der Auslegung von Wärmenetzen auf die Investitionssumme der Wärmeverteilung, die Kosten der Netzverluste und der benötigten Pumpenergie haben. Anhand drei unterschiedlicher Auslegungsfälle wird berechnet, wie hoch die jährlichen Einsparungen bei den Wärmeverteilkosten sind, wenn Netze mit hohen Temperaturspreizung betrieben werden. Als dominierender Faktor werden die Kapitalkosten bei der Wärmeverteilung identifiziert, die sich durch die Verkleinerung der erforderlichen Rohrdimensionen senken lassen. Die Kosten der Netzverluste und der Pumpenergie verhalten sich gegenläufig. Während die Netzverluste sinken, steigt die benötigte Pumpenergie teilweise an. Es wird ermittelt, wie hoch das jährliche Einsparpotenzial der drei untersuchten Determinanten in stark temperaturgleitenden Wärmenetzen ist. Daraus lassen sich die maximal möglichen Zusatzinvestitionskosten ableiten, die für die Nutzung und Einbindung von Niedertemperaturquellen verwendet werden können.

**Keywords:** Flexibilität, Netzverluste, Rohrdimensionierung, Sektorenkopplung, Temperaturgleitung, Temperaturspreizung, Wärmenetze, Wirtschaftlichkeit

## 1 Einleitung

Während die deutsche Energiewende in den vergangenen Jahren hauptsächlich den Stromsektor betraf, verschiebt sich der Fokus der Anstrengungen zunehmend in den Wärme sektor. Noch vor 15 - 20 Jahren stellten, aufgrund der sehr günstigen Energiepreise, fossil befeuerte Einzelheizungen in städtischen Regionen gängige Wärmequellen dar [1]. Getrieben von Überlegungen zur Energieeinsparung sowie der Suche nach Lösungen der CO<sub>2</sub>- und Feinstaubproblematiken stellt sich die Frage, wie regenerative Wärme in die Städte gebracht werden kann. Als Lösungsansatz rücken dabei Nah- und Fernwärmesysteme in den Fokus der deutschen Wärmewende [1]. Aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen wie der Energieeinsparverordnung (EnEV) sind im Gebäudebereich sowohl im Neubau als auch bei

---

<sup>1</sup> Jungautor

der Sanierung von Altbauten Energieeinsparmaßnahmen verpflichtend, die über die Zeit zum Absinken der Heizlast führen. Dies wiederum führt dazu, dass sich Wärmenetzbetreiber neuen Herausforderungen stellen müssen, da wirtschaftliche Kontroversen in der Wärmebereitstellung entstehen. Den geringeren Heizlasten steht die Investition in effiziente Wärmenetze, die mit hohen Kosten verbunden und langfristig angelegt ist, gegenüber.

Ein Ansatz, um den Zielkonflikt der wirtschaftlichen, sicheren und klimafreundlichen Wärmebereitstellung zu lösen, sind stark temperaturgleitende Wärmenetze. Anstatt ganzjährig gleicher Netztemperaturen sollen jahreszeitlich und nachfrageseitig angepasste Temperaturniveaus die Integration effizienter Wärmeerzeugungstechnologien zulassen. Während in der Vergangenheit hochkalorische Abwärme aus Industrie- oder Müllverbrennungsanlagen für die Einspeisung in Wärmenetze genutzt worden ist, steht in dieser Studie die Nutzung von niederkalorischer Abwärme im Fokus der Überlegungen. Gerade in Deutschland stehen bisher ungenutzte Abwärmequellen unterschiedlicher Temperaturniveaus aus Industrie und Gewerbe zur Verfügung [2]. Aber auch Großwärmepumpen sind für die Zukunft als niederkalorische Wärmequelle denkbar.

## 2 Aufgabenstellung und Ziel

Die Hypothese dieser Studie ist, dass sich durch eine stark temperaturgleitende Fahrweise von Wärmenetzen Einsparpotenziale bei den Investitionskosten aufgrund geringerer Rohrdimensionen [3] und bei den Betriebskosten aufgrund geringerer Netzverluste und der Integrierbarkeit von günstigen Wärmequellen (z. B. Niedertemperaturabwärme) [4] heben lassen. Zur Umsetzung der forcierten Temperaturgleitung im Wärmenetz ist neben der zentralen Wärmeerzeugung zur Bereitstellung der hohen Netztemperaturen für die Integration der angesprochenen niederkalorischen Abwärme außerdem der Aufbau dezentraler Erzeugungseinheiten in den Gebäuden erforderlich. Hier kommen Wärmepumpen zum Einsatz, die von den geringen Netztemperaturen aus Niedertemperaturabwärme gespeist werden können.

Während bei ähnlichen Ansätzen die Abschaltung des Wärmenetzes über die Sommermonate z. B. durch den Einsatz von Speichern zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit forciert wird [5], steht hier der ganzjährige Betrieb mit stark unterschiedlichen Netztemperaturen im Fokus. So können weitere Einspar- bzw. Erlöspotenziale gehoben werden wie z. B. durch die Vermeidung von irreversiblen Kosten (sunk costs) aufgrund der Anpassungsfähigkeit des Netzes auf die sich ändernden Rahmenbedingungen oder das Ausschöpfen von Flexibilitätsoptionen durch Sektorenkopplung.

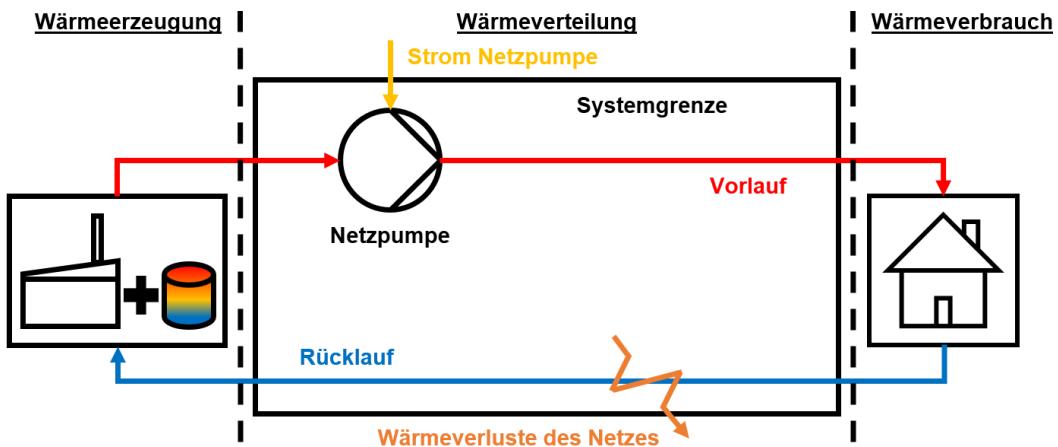
Die vorliegende Studie bewertet die monetären Vorteile von stark temperaturgleitenden Wärmenetzen und leitet dadurch ab, wie hoch die zusätzlichen Kosten für ein derartiges Wärmebereitstellungssystem – insbesondere für die dezentralen Wärmepumpen – maximal sein dürfen. Zusätzlich wird die Frage geklärt, ob stark temperaturgleitende Wärmenetze eine Lösung zur regenerativen Wärmeversorgung von Städten darstellen können, da gerade in historisch gewachsenen Innenstädten eine Wärmebereitstellung durch Umweltwärme (Solarthermie, Erdwärmepumpen,...) aus Platz- und Denkmalschutzgründen oftmals nicht möglich bzw. gewünscht ist. Aufgrund dessen muss die Wärme aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung von Standorten außerhalb in die Städte transportiert werden, um signifikante CO<sub>2</sub>-Einsparungen realisieren zu können.

### 3 Methodische Vorgehensweise

In Form einer statistischen Modellierung werden verschiedene Betriebsszenarien mit geänderten, auf Jahreszeit und Nachfrage angepassten Temperaturniveaus und Spreizungen untersucht. Dabei wird die Wirtschaftlichkeit bewertet, indem die jeweiligen spezifischen Kosten der Wärmeverteilung bezogen auf die an den Endverbraucher gelieferte Wärme gegenübergestellt werden.

#### 3.1 Modellaufbau und Systemgrenzen

Zur Berechnung und Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurden die nachfolgenden Formeln und Daten herangezogen. Aus Gründen der Komplexität im Bereich Wärmeenergieversorgung ist in Abbildung 1 die Systemgrenze für die in dieser Studie angestellten Berechnungen dargestellt.



**Abbildung 1:** Systemgrenze zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit im Zuge der Wärmenetzberechnungen (eigene Darstellung)

Obwohl in dieser Studie der Fokus der wissenschaftlichen Untersuchung auf die Wärmeverteilung, im Speziellen auf das Wärmenetz, gelegt wird, müssen für ein gesamtheitliches Wärmeversorgungsmodell die weiteren Teilbereiche Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch zwingend mit einbezogen werden und Einflüsse, Auswirkungen bzw. Voraussetzungen beachtet werden (vgl. Abbildung 1). Das in dieser Studie zugrunde gelegte Wärmeversorgungsmodell basiert auf einem temperaturgleitenden Wärmenetzbetrieb, bei dem verbraucherseitige Wärmepumpen ggf. den Heizbetrieb unterstützen und dabei den Rücklauf weiter auskühlen und vor allem in Zeiten niedriger Vorlauftemperaturen für eine nachgelagerte Temperaturanhebung zur TWB sorgen, um die Vorschriften der Trinkwarmwasserverordnung (Legionellenthematik) einzuhalten. Die Wärmepumpen gewährleisten eine zusätzliche Auskühlung des Wärmenetzes, sodass das Gesamtwärmenetz grundsätzlich mit höheren Spreizungen auslegen kann. Um die eigentliche Temperaturgleitung im Wärmenetz fahren zu können, sind neben den dezentralen Wärmepumpen geeignete Wärmequellen auf Erzeugerseite zur Abdeckung unterschiedlicher Temperaturniveaus erforderlich. Im Wesentlichen ist hier, neben den konventionellen Wärmeerzeugern wie BHKW und Kessel, auf die Niedertemperaturwärmequellen einzugehen. Am aktuellen Praxisbeispiel des Projektpartners zeigt sich, dass vor allem Gewerbe- und Industriebetriebe aus den unterschiedlichsten produzierenden Branchen,

wie z. B. Molkereien, Ablaugereien oder Dämmstoff- und Glasproduzenten als Niedertemperaturabwärmlieferanten in Frage kommen.

### 3.2 Wirtschaftlichkeit und Berechnungsgrundlagen

Als Berechnungsgrundlage zur Bestimmung der spez. Wärmeverteilkosten dient die Annuitätenmethode [3]. Dabei ergeben sich die spez. Kosten der Wärmeverteilung aus den Wärmeverteilkosten pro Jahr bezogen auf die an den Endverbraucher gelieferte Wärme (vgl. Formel 1). Als Parameter der Wärmeverteilkosten werden die Kapital- und Betriebskosten definiert.

$$k_{spez} = \frac{K}{\dot{Q} \cdot \tau} \cdot \left( 100 \frac{ct}{\epsilon} \right) = \frac{K_{Kap} + K_{Be}}{\dot{Q} \cdot \tau} \cdot \left( 100 \frac{ct}{\epsilon} \right) \quad F. (1)$$

Mit	$k_{spez}$	spezifische Wärmeverteilkosten in [ct/kWh],
	$K$	Wärmeverteilkosten pro Jahr in [€],
	$K_{Kap}$	Kapitalkosten pro Jahr in [€],
	$K_{Be}$	Betriebskosten pro Jahr in [€],
	$\dot{Q}$	Anschlussleistung in [kW],
	$\tau$	Vollbenutzungsstunden Wärmeabnehmer in [h/a].

Die Kapitalkosten errechnen sich durch die Multiplikation der Investitionskosten für das gesamte Wärmenetz mit dem Annuitätsfaktor, der die Kapitalkosten unter Berücksichtigung der kalkulatorischen Zinsen und der Kalkulationsdauer für ein Jahr bestimmt (vgl. Formel 2). Die Investitionskosten beinhalten die Materialkosten und die Verlegekosten für das Wärmenetz inklusive der Planungskosten und der Kosten für die erforderlichen Erdarbeiten.

$$K_{Kap} = I \cdot a = I \cdot \frac{i \cdot (1 + 1)^n}{i \cdot (1 + 1)^n - 1} \quad F. (2)$$

Mit	$I$	Investitionskosten für das Fernwärmennetz in [€],
	$a$	Annuitätsfaktor in [1/a],
	$i$	kalkulatorischer Zinssatz in [1/a],
	$n$	Kalkulationsdauer in [a].

Die Betriebskosten umfassen die Brennstoffkosten zur Deckung der Wärmeverluste des Netzes, die Stromkosten für den Betrieb der Netzpumpen sowie die Kosten für Wartung und Unterhalt (vgl. Formel 3).

$$K_{Be} = K_B + K_S + K_U \quad F. (3)$$

Mit	$K_B$	Brennstoffkosten zur Deckung der Wärmeverteilverluste in [€],
	$K_S$	Stromkosten für Pumpleistung in [€],
	$K_U$	Unterhalts- und Servicekosten für das Wärmenetz in [€].

Die Brennstoffkosten sind in diesem Modell gleichzusetzen mit den Wärmeverlustkosten des Netzes, da diese den in den Wärmeerzeugungsanlagen „zu viel“ verfeuerten Brennstoff der nicht an den Endverbraucher gelieferten Wärme abbilden (vgl. Formel 4).

$$K_B = \frac{Q_V \cdot p_B}{\eta_a \cdot \left(100 \frac{ct}{\text{€}}\right)} \quad \text{F. (4)}$$

Mit  $Q_V$  Wärmeverteilverluste pro Jahr in [kWh],  
 $p_B$  Brennstoffpreis bezogen auf den Heizwert in [ct/kWh],  
 $\eta_a$  Jahresnutzungsgrad der Wärmeerzeugung in [%].

Die Stromkosten entsprechen den Pumpkosten für die Wärmeverteilung im Netz, da diese die aufgenommene elektrische Energie der Netzpumpen abbilden. Sie errechnen sich aus dem Gesamtstromverbrauch und dem Strompreis (vgl. Formel 5).

$$K_S = \frac{W_P \cdot p_S}{\left(100 \frac{ct}{\text{€}}\right)} \quad \text{F. (5)}$$

Mit  $W_P$  Gesamtstromverbrauch der Netzpumpen pro Jahr in [kWh],  
 $p_S$  Strompreis in [ct/kWh].

### 3.3 Datengrundlage

Die für die Netzauslegung und -simulation sowie Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erforderlichen Daten werden von einem mittelständischen Wärmenetzbetreiber zur Verfügung gestellt, der in seinem typisch städtischen Nahwärmenetz ca. 60.000 MWh Wärmeenergie pro Jahr verteilt und als Projektpartner für die Studie auftritt.

#### 3.3.1 Heizleistungs- und Heizlastgangermittlung

Bevor die eigentliche Auslegung eines Wärmenetzes erfolgen kann, sind generell einige Lastgangarbeiten vorzunehmen, um die gebäudeseitige Heizleistung, für die das Wärmenetz im Nachfolgenden ausgelegt werden soll, zu ermitteln. Hier wird der an das Wärmenetz anzuschließende Gebäudebestand nach Gebäudetyp, Baujahr, Wärmédämmstandard und Heizfläche etc. erfasst. Für das erstellte Referenzwärmenetz werden die in Tabelle 1 aufgeführten Gebäudeparameter herangezogen. Der Gebäudebestand mit insgesamt 2.000 Objekten basiert auf einer Mischbebauung und setzt sich aus Ein-, Zwei-, und Mehrfamilienhäusern sowie öffentlichen Gebäuden und Gewerbebetrieben zusammen, die überwiegend dem Altbau zuzuordnen sind.

**Tabelle 1:** Gebäude- und Netzparameter der Wärmenetzauslegung (eigene Darstellung)

Wärmenetz	Anzahl	Heizleistung	Wärmebedarf	Vollbenutzungsstunden	Hauptleitung	Anschlussleitung	Gesamtleitung	Abgabeleistung	Gleichzeitigkeit
Zuleitung	200	14.398 kW	26.248.236 kWh	1.823 Vbh	4.410 Trm	5.000 Trm	9.410 Trm	11.562 kW	80,30%
Gebiet 1	600	16.579 kW	34.342.445 kWh	2.071 Vbh	5.520 Trm	8.520 Trm	14.040 Trm	15.127 kW	91,24%
Gebiet 2	700	18.508 kW	32.984.491 kWh	1.782 Vbh	11.830 Trm	12.530 Trm	24.360 Trm	14.529 kW	78,50%
Gebiet 3	500	5.079 kW	10.362.462 kWh	2.040 Vbh	9.100 Trm	9.750 Trm	18.850 Trm	4.564 kW	89,87%
<b>Gesamt</b>	<b>2.000</b>	<b>54.564 kW</b>	<b>103.937.635 kWh</b>	<b>1.905 Vbh</b>	<b>30.860 Trm</b>	<b>35.800 Trm</b>	<b>66.660 Trm</b>	<b>45.782 kW</b>	<b>83,91%</b>

Neben der gebäudeseitigen Heizleistung ist es ebenso erforderlich die Wärmeverbräuche anhand eines Heizlastgangs zu ermitteln. Der für diese Studie herangezogene Lastgang wird ebenfalls vom Projektpartner, der auch als Gasnetzbetreiber fungiert, zur Verfügung gestellt. Dieser hat für sein gesamtes Versorgungsgebiet die Wärmeverbräuche anhand der gemessenen Erdgaslastgänge erfasst und ausgewertet und somit aussagekräftige Lastprofile erhalten, die für jegliche weitere Planungen im Wärmenetzbau herangezogen werden können. In Abbildung 2 ist der auf die in Tabelle 1 angefügten Gebäude- und Netzparameter angepasste Wärmeverbrauchslastgang gegenüber der Außentemperaturen des Jahres 2012 dargestellt. Das Jahr 2012 bildet für diese Studie und den dafür abgeleiteten Lastgang zur Wärmenetzauslegung das Referenzjahr aufgrund der darin aufgetretenen längsten Kälteperiode der vergangenen Jahre. Somit kann sichergestellt werden, dass die Wärmenetzauslegung bei aktuellem Stand der eher milden Winter ausreichend dimensioniert ist und genügend Kapazitäten aufweist. Auch die anhand realer Verbräuche ermittelten Gebäudeheizlasten ergaben deutlich geringere Werte als die oftmals in der Praxis verwendeten.

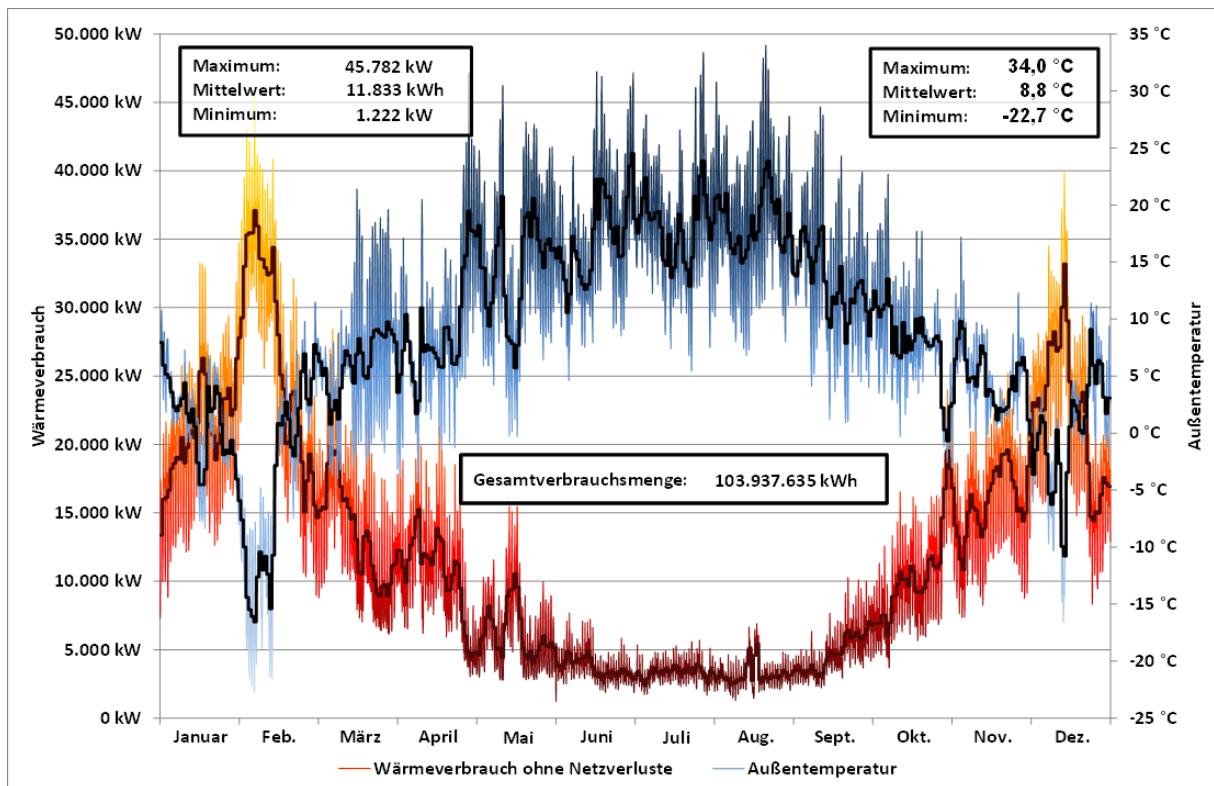


Abbildung 2: Ermittelte Wärmeabgabe aus den Verbrauchslastgangdaten 2012 (eigene Darstellung)

Neben Berücksichtigung des Referenzjahres und dementsprechender Außentemperaturen ist weiter auf den Gleichzeitigkeitsfaktor genauer einzugehen. Dieser beschreibt den Quotienten aus der Summe der benötigten Heizlasten der einzelnen Gebäude und der der maximalen benötigten Erzeugerleistung. Aufgrund des unterschiedlichen Nutzerverhaltens kommt es faktisch nie vor, dass zeitgleich sämtliche angeschlossenen Gebäude ihre maximal benötigte Heizleistung beziehen. Im Rückschluss dazu führt eine Nichtbeachtung der Gleichzeitigkeit zu einer Überdimensionierung der Wärmeleitungen und installierten Wärmeerzeugerleistung. Die maximal benötigte Erzeugerleistung, wie in Abbildung 3 dargestellt, beträgt 45.782 kW. Die Heizleistung der zu versorgenden Gebäude beträgt 54.564 kW. Hieraus resultiert ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 83,9 %.

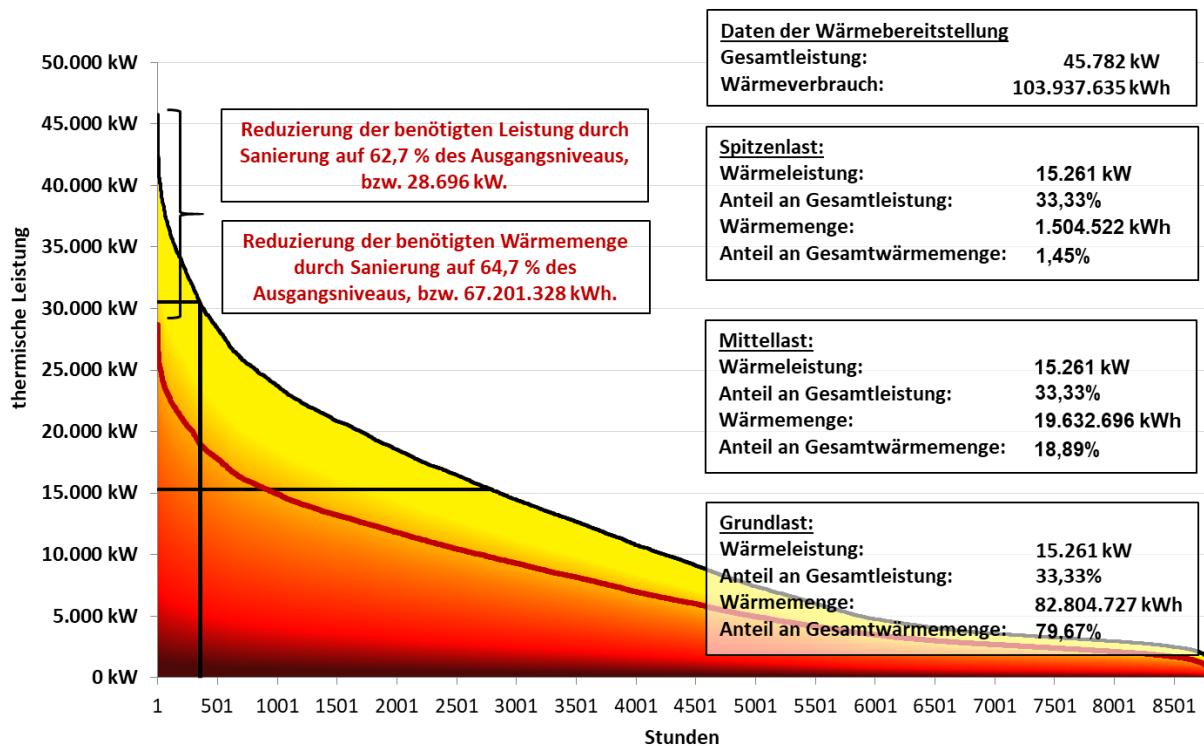


Abbildung 3: Leistungsermittlung anhand Heizlast aus den Verbrauchsdaten 2012 (eigene Darstellung)

Mit Blick auf Abbildung 3 können einige grundlegende Erkenntnisse festgehalten werden. Das obere Drittel der Heizleistung wird lediglich an 336 Stunden pro Jahr benötigt. Das bedeutet wiederum, dass mit Zweidrittel der Heizleistung 98,5 % des Jahreswärmebedarfs abgedeckt werden. Mit dem unteren Drittel der Heizleistung können ca. 80 % des Jahreswärmebedarfs abgedeckt werden. Die oberen Zweidrittel der Heizleistung werden lediglich für 4 Monate im Jahr benötigt. Es lässt sich festhalten, dass hohe Wärmeübertragungs- und daher auch Wärmeerzeugungskapazitäten, inklusive Redundanz, für sehr kurze Zeiträume im Jahr geschaffen werden.

Angesichts dieser Erkenntnisse und der klimatischen Entwicklungen der vergangenen Jahre sowie des weiteren Fortschreitens der Gebäudesanierung stellt es sich für die Zukunft als erforderlich dar, neben der heute oftmals realisierten konventionellen 90 °C Vorlauf- und 60 °C Rücklauftemperaturwärmenetzauslegung [3], über eine angepasste Netzauslegung nachzudenken. Im Vorfeld der vorliegenden Studie ist daher die Überlegung entstanden, Wärmenetze grundsätzlich extremer (höhere Spreizung) auszulegen, sodass die Dimensionen der Rohrleitungen kleiner werden, jedoch die reduzierten Kapazitäten in der Wärmeübertragung durch nachgelagerte Wärmeerzeuger ergänzt werden können. Gleichzeitig wird über die Möglichkeiten der Temperaturlgleitung der positive Effekt der Reduzierung der Wärmenetzverluste geschaffen.

Auf Basis dieser Überlegungen werden daher die weiteren Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der statistischen Modellierung für die drei Auslegungsfälle 90/60, 120/60 und 120/20 mit 30 K, 60 K und 100 K Spreizung durchgeführt. Zu beachten ist, dass selbst bei einer Netzauslegung mit 100 K Spreizung und ohne jeglichem Einsatz von Wärmepumpen, immer noch 50 % der berücksichtigten Verbraucherleistung, für die das Wärmenetz geplant wird, auch rein konventionell versorgt werden könnten (eine gleichmäßige Anschlussverteilung vorausgesetzt).

### 3.3.2 Wärmenetzsimulation

Aufbauend auf den festgelegten Gebäude- und Netzparametern wird eine statische Wärmenetzauslegung mit der Rohrhydraulik-Software Bentley sisHYD V8i (SELECTseries2) zur Bestimmung der tatsächlichen Leitungslängen und Dimensionen der drei Auslegungsfälle durchgeführt. In Abbildung 4 sind die Leitungslängen pro Rohrdimension für jeden Auslegungsfall dargestellt, wobei festzuhalten gilt, dass die Häufigkeit größerer Dimension mit kleiner werdender Spreizung steigt.

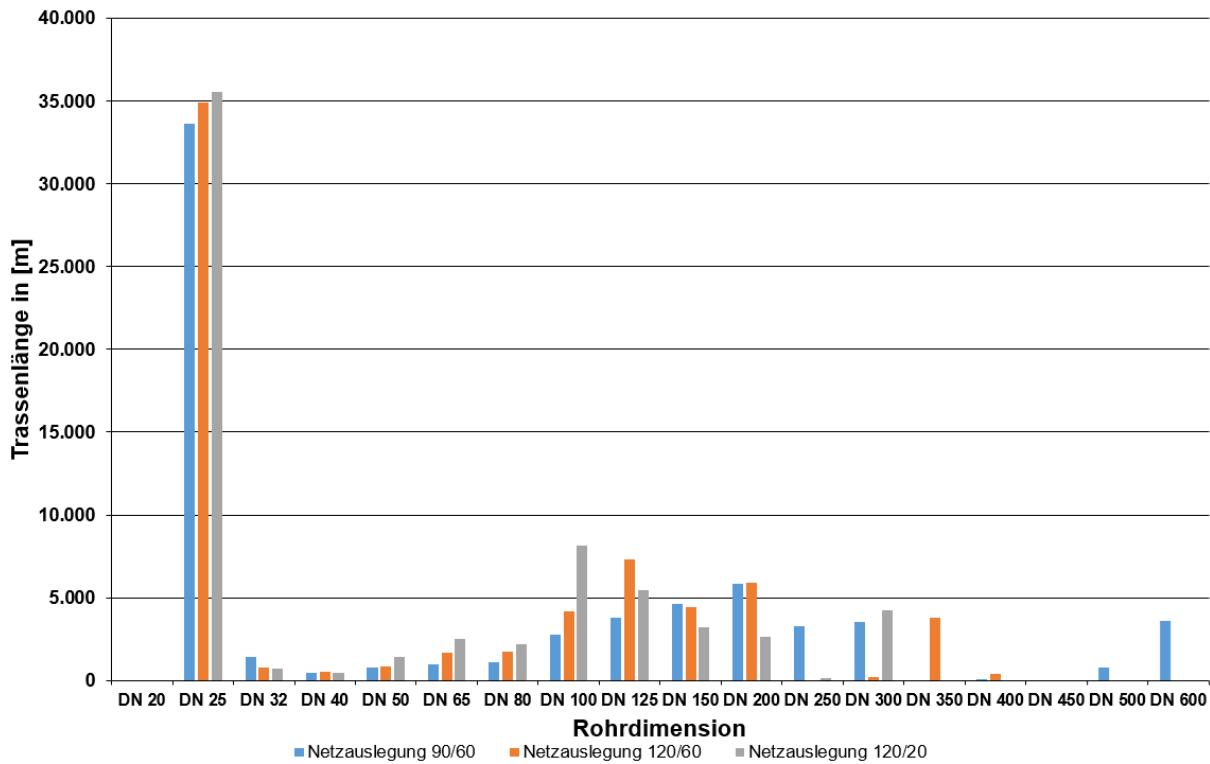


Abbildung 4: Errechnete Trassenlängen pro Rohrdimension (eigene Darstellung)

Die Trassenlängen pro Rohrdimension sind insbesondere zur Ermittlung der Investitionskosten von Bedeutung. Darüber hinaus werden sie zur Berechnung der Wärmenetzverluste benötigt. Neben den Trassenlängen werden zudem die in Tabelle 2 aufgeführten Rohrspezifikationen eruiert. Dabei sind besonders die Volumenströme und Förderhöhen wichtig, da aus diesen die Anlagen- bzw. Netzkennlinie gebildet wird und diese wiederum zur Bestimmung der Pumpenergie von Bedeutung ist.

Tabelle 2: Ermittelte Rohrspezifikationen der drei Auslegungsfälle (eigene Darstellung)

Lastfaktor	Wärmeabnahme in [kW]			Volumenstrom in [m³/h]			Förderhöhe in [m]			Leistung in [kW]		
Auslegungsfall	90/60	120/60	120/20	90/60	120/60	120/20	90/60	120/60	120/20	90/60	120/60	120/20
100%	45782	45782	45782	1212,7	608,5	360,2	197,2	247,0	208,8	42338	42570	41976
75%	30420	30430	30420	917,5	462,2	273,3	125,8	154,5	132,1	32208	32498	31884
50%	20290	20290	20280	622,3	314,8	185,9	71,4	84,2	73,4	22075	22343	21729
25%	10140	10140	10140	327,5	167,0	98,2	35,9	37,5	33,8	11944	12150	11533
10%	4057	4057	4056	149,2	77,7	44,9	22,7	21,0	19,7	5801	5961	5330
5%	2029	2029	2028	89,1	47,3	26,6	19,9	17,8	16,6	3717	3836	3188

### 3.3.3 Ermittlung der jährlichen Wärmeverluste

Für die Berechnung des jährlichen Wärmeverlustes sind neben den Herstellerinformationen zu den Wärmedurchgangskoeffizienten pro Rohrdimension auch die mittlere Übertemperatur der erdverlegten Rohrleitung, die Leitungslänge pro Rohrdimension und die jährliche Betriebszeit des Netzes erforderlich. Die mittlere Übertemperatur stellt dabei den Temperaturunterschied der mittleren Betriebsmitteltemperatur gegenüber dem Erdreich dar und wird nach Formel 6 berechnet [6]. Die mittlere Bodentemperatur wird für die weiteren Berechnungen mit 10 °C angenommen.

$$\Delta T_{L,m} = T_{B,m} - T_{Bo} = \frac{T_{VL,m} + T_{RL,m}}{2} - T_{Bo} \quad \text{F. (6)}$$

Mit	$\Delta T_{L,m}$	mittlere Übertemperatur in [K],
	$T_{B,m}$	mittlere Betriebsmitteltemperatur in [°C],
	$T_{Bo}$	mittlere Bodentemperatur in [°C],
	$T_{VL,m}$	mittlere Vorlauftemperatur in [°C],
	$T_{RL,m}$	mittlere Rücklauftemperatur in [°C].

Die jährliche Wärmeverlustleistung für die Gesamtleitungslänge einer Rohrdimension errechnet sich aus dem Wärmedurchgangskoeffizienten, der mittleren Übertemperatur und der Leitungslänge pro Rohrdimension (vgl. Formel 7).

$$\dot{Q}_{V,a,i} = \frac{k_{V,DN} \cdot \Delta T_{L,m} \cdot L_{DN}}{1000} \quad \text{F. (7)}$$

Mit	$\dot{Q}_{V,a,i}$	Wärmeverlustleistung pro Nennweite in [kW],
	$k_{V,DN}$	Wärmedurchgangskoeffizient in [W/m·K],
	$L_{DN}$	Leitungslänge pro Nennweite in [m].

Die jährlichen Gesamtwärmeverluste der Wärmeverteilung ergeben sich durch Aufsummierung der Wärmeverlustleistung pro Nennweite über die Betriebszeit des Wärmenetzes (vgl. Formel 8).

$$Q_{V,a} = \sum \dot{Q}_{V,a,i} \cdot \tau_N \quad \text{F. (8)}$$

Mit	$Q_{V,a}$	jährlicher Wärmeverlust der Wärmeverteilung in [kWh/a],
	$\tau_N$	jährliche Betriebszeit des Wärmenetzes in [h].

Die zur Bestimmung der jährlichen Wärmeverluste benötigten herstellerabhängigen Wärmedurchgangskoeffizienten sind vom Projektpartner übernommen, dessen Wärmenetz ausschließlich aus kunststoffummantelten starren Einzelrohren der Marke Isoplus besteht. Die verwendeten Wärmedurchgangskoeffizienten sind in Abbildung 5 für drei verschiedene Dämmstärken abgebildet.

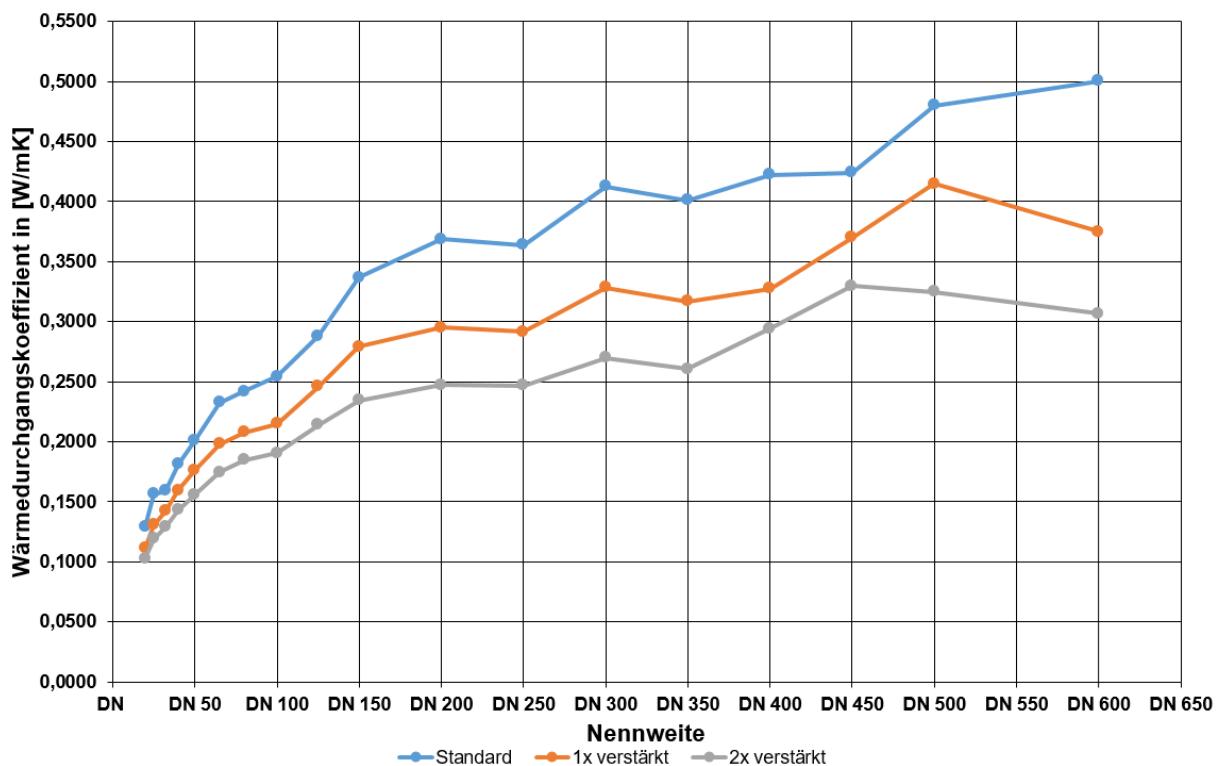


Abbildung 5: Wärmedurchgangskoeffizienten für Isoplus KMR-Einzelrohre (eigene Darstellung)

### 3.3.4 Ermittlung der jährlichen Pumpenergie

Zur Ermittlung der jährlichen Stromverbräuche der Netzpumpen für die ausgelegten Wärmenetze sind die in Kapitel 3.3.2 aufgeführten Rohrspezifikation heran zu ziehen. Aus den jeweiligen Förderhöhen und den dazugehörigen Volumenströmen kann für jedes Wärmenetz eine Anlagen- bzw. Netzkenntlinie bestimmt werden. In Abbildung 6 sind die Anlagenkenntlinien der Auslegungsfälle 90/60, 120/60 und 120/20 dargestellt. Es fällt auf, dass die Kennlinie der 120/20-Auslegung bereits bei niedrigen Volumenströmen sehr stark ansteigt. Das hängt damit zusammen, dass bei kleineren Rohrdurchmessern die Druckhaltung aufgrund der Druckverluste an den Netzslechtpunkten aufwendiger ist, als bei größeren Rohrdurchmessern. Anhand der Anlagenkenntlinien werden die passenden Netzpumpen der jeweiligen Wärmenetze ausgewählt. Darüber hinaus wird aus den Anlagenkenntlinien der Wärmenetze die Leistungskennlinie der Netzpumpen bestimmt.

Für die weitere Berechnung der Pumpenenergie wird ein Pumpenmodell der Firma Grundfos für alle drei Auslegungsfälle gewählt. Es handelt sich hierbei um den Typ einer einstufigen Trockenläuferpumpe in Inlinebauweise mit IE3 Hocheffizienz-Motor. Die Berechnung der Pumpenergie erfolgt mit des von Grundfos online zur Verfügung gestellten Anwendertools [7]. In Abbildung 7 sind die Leistungskennlinien der Netzpumpen der mit unterschiedlichen Spreizungen ausgelegten Wärmenetze abgebildet. Dabei zeigt sich, dass die Netzpumpe in der 120/20-Auslegung, wie bereits Abbildung 6 vermuten lässt, aufgrund der kleineren Nennweiten für sehr viel weniger Volumenstrom gleich viel oder mehr Leistung benötigt.

Anhand der ermittelten Leistungskennlinien werden die Energiebedarfe der Netzpumpen über den geförderten Volumenstrom in jedem Zeitschritt des für die Auslegung festgelegten Lastgangs berechnet. Durch Summation der 8.784 Einzelstundenwerte (Schaltjahr) werden die jährlichen Gesamtenerieverbräuche der Netzpumpen in [kWh/a] bestimmt.

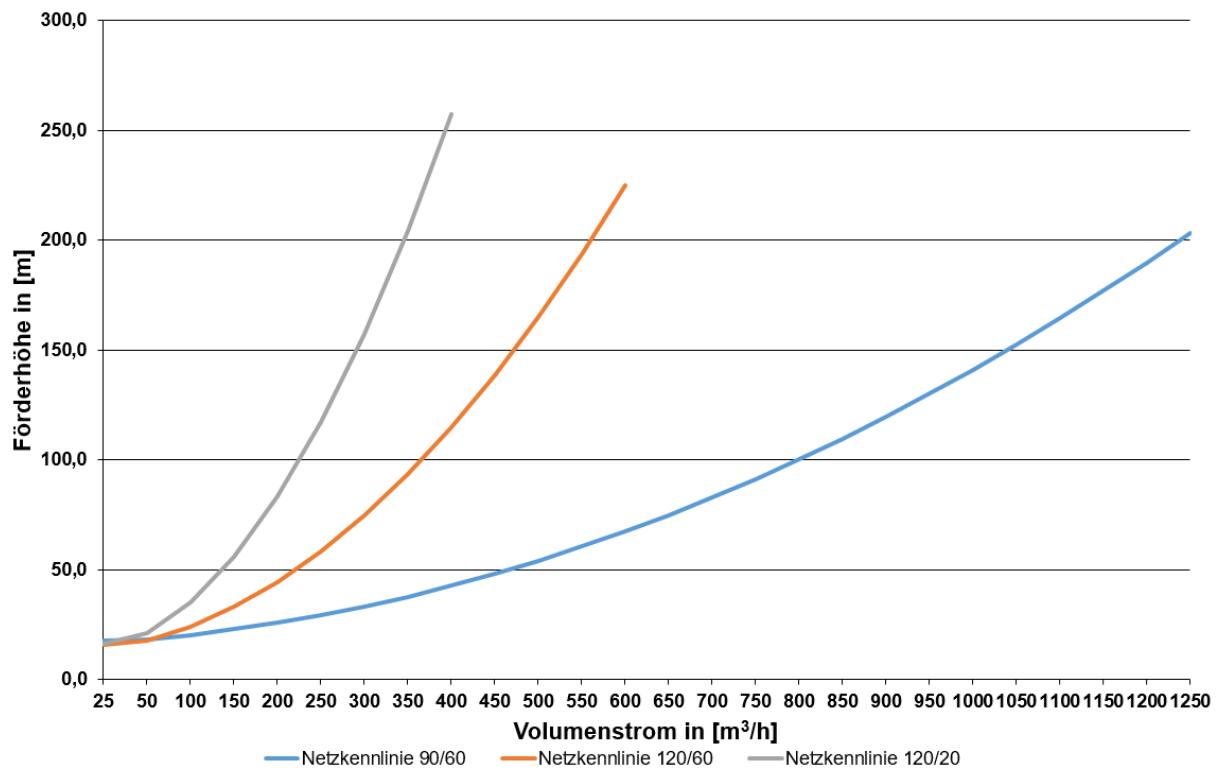


Abbildung 6: Simulierte Rohrnetzkennlinien pro Auslegungsfall (eigene Darstellung)

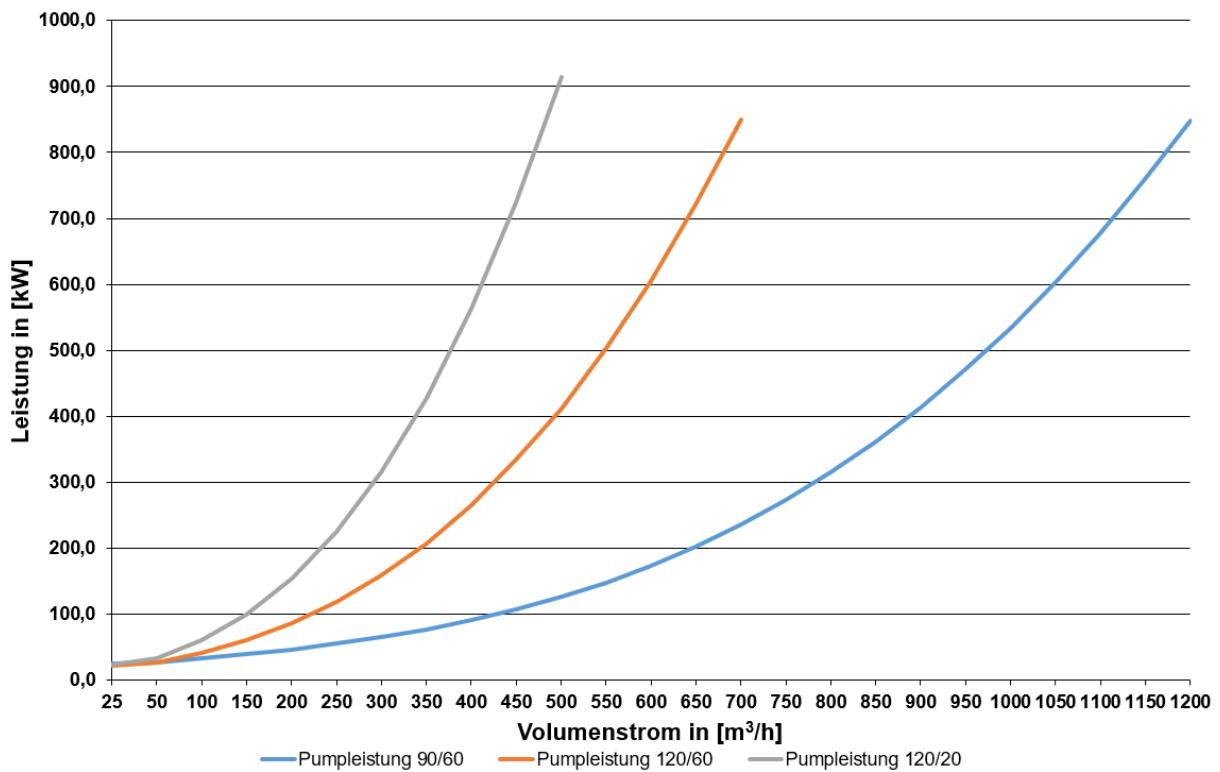


Abbildung 7: Leistungskennlinien der Netzpumpen der drei Auslegungsfälle (eigene Darstellung)

## 4 Einsparpotentiale temperaturgleitender Wärmenetze

Im Folgenden werden drei unterschiedliche Netzbetriebsweisen mit jeweils 3 Fällen betrachtet. Die Vorlauftemperatur wird jeweils gleitend bis zu einer Tagesmitteltemperatur von 5°C, 10°C bzw. 15°C reduziert. Weiter wurde für jede Betriebsweise und die dazugehörigen Fällen die Betrachtung mit den Dämmstärken Standard und 1 x verstärkt durchgeführt. Für jede Netzbetriebsweise wurde die Netzdimensionierung erstellt, woraus in Abhängigkeit der Dämmung die Netzverluste und Investitionskosten resultieren. Weiter wurde ermittelt, wie sich die Kosten der Wärmeverteilung entwickeln, wenn der betrachtete Gebäudebestand vollständig saniert wird. Hierbei wurde das von der EnEV 2009 vorgegeben Niveau als durchschnittlicher Gebäudestandard nach den Sanierungstätigkeiten angenommen. Die Veränderung der Heizlast bei Sanierung auf 100 % EnEV 2009 Standard sind bereits in Kapitel 3.3.1 in Abbildung 3 dargestellt.

Tabelle 3 zeigt für den Auslegungsfall 90/60 die Vor- und Rücklauftemperaturen für die unterschiedlichen angenommenen Tagesmitteltemperaturen. Im Fall 1 gilt: Bei Tagesmitteltemperaturen unter -10°C beträgt die Vorlauftemperatur im Netz 90°C, die Rücklauftemperatur 60°C. Zwischen Tagesmitteltemperaturen von -10°C bis 5°C wird die Vorlauftemperatur auf 80°C reduziert, während die Rücklauftemperatur bei 60°C bleibt. Im zweiten Fall wird die Vorlauftemperatur erst bei Tagesmitteltemperaturen von 10°C auf 80°C gesenkt. Im dritten Fall erst bei einer Tagesmitteltemperaturen von 15°C.

**Tabelle 3:** Übersicht der modellierten Betriebsweisen von Netz 1 (90/60) (eigene Darstellung)

Fall 1: Netztemperaturen konstant ab 5 °C	Fall 2: Netztemperaturen konstant ab 10 °C	Fall 3: Netztemperaturen konstant ab 15 °C
Vorlauftemperatur bis -10 °C: <b>90 °C</b> Rücklauftemperatur bis -10 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur bis -10 °C: <b>90 °C</b> Rücklauftemperatur bis -10 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur bis -10 °C: <b>90 °C</b> Rücklauftemperatur bis -10 °C: <b>60 °C</b>
Vorlauftemperatur bis 5 °C: <b>80 °C</b> Rücklauftemperatur bis 5 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur bis 10 °C: <b>80 °C</b> Rücklauftemperatur bis 10 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur bis 15 °C: <b>80 °C</b> Rücklauftemperatur bis 15 °C: <b>60 °C</b>
Vorlauftemperatur ab 5 °C: <b>80 °C</b> Rücklauftemperatur ab 5 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur ab 10 °C: <b>80 °C</b> Rücklauftemperatur ab 10 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur ab 15 °C: <b>80 °C</b> Rücklauftemperatur ab 15 °C: <b>60 °C</b>

Tabelle 4 und Tabelle 5 stellen analog zum beschriebenen Netz 1 die Daten für die Auslegungsfälle 120/60 (Netz 2) und 120/20 (Netz 3) dar. Im Netz 3 werden die Vorlauftemperaturen stark variiert. Während bis zu einer Tagesmitteltemperatur von -10°C für die Vorlauftemperatur 120°C vorgesehen sind, reduziert sich diese je nach Fall bei 5°C, 10°C oder 15°C auf lediglich 40°C. Die Rücklauftemperatur beträgt dann noch 20°C.

**Tabelle 4:** Übersicht der modellierten Betriebsweisen von Netz 2 (120/60) (eigene Darstellung)

Fall 1: Netztemperaturen konstant ab 5 °C	Fall 2: Netztemperaturen konstant ab 10 °C	Fall 3: Netztemperaturen konstant ab 15 °C
Vorlauftemperatur bis -10 °C: <b>120 °C</b> Rücklauftemperatur bis -10 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur bis -10 °C: <b>120 °C</b> Rücklauftemperatur bis -10 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur bis -10 °C: <b>120 °C</b> Rücklauftemperatur bis -10 °C: <b>60 °C</b>
Vorlauftemperatur bis 5 °C: <b>75 °C</b> Rücklauftemperatur bis 5 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur bis 10 °C: <b>75 °C</b> Rücklauftemperatur bis 10 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur bis 15 °C: <b>75 °C</b> Rücklauftemperatur bis 15 °C: <b>60 °C</b>
Vorlauftemperatur ab 5 °C: <b>75 °C</b> Rücklauftemperatur ab 5 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur ab 10 °C: <b>75 °C</b> Rücklauftemperatur ab 10 °C: <b>60 °C</b>	Vorlauftemperatur ab 15 °C: <b>75 °C</b> Rücklauftemperatur ab 15 °C: <b>60 °C</b>

**Tabelle 5:** Übersicht der modellierten Betriebsweisen von Netz 3 (120/20) (eigene Darstellung)

Fall 1: Netztemperaturen konstant ab 5 °C	Fall 2: Netztemperaturen konstant ab 10 °C	Fall 3: Netztemperaturen konstant ab 15 °C
Vorlauftemperatur bis -10 °C: <b>120 °C</b> Rücklauftemperatur bis -10 °C: <b>20 °C</b>	Vorlauftemperatur bis -10 °C: <b>120 °C</b> Rücklauftemperatur bis -10 °C: <b>20 °C</b>	Vorlauftemperatur bis -10 °C: <b>120 °C</b> Rücklauftemperatur bis -10 °C: <b>20 °C</b>
Vorlauftemperatur bis 5 °C: <b>75 °C</b> Rücklauftemperatur bis 5 °C: <b>20 °C</b>	Vorlauftemperatur bis 10 °C: <b>75 °C</b> Rücklauftemperatur bis 10 °C: <b>20 °C</b>	Vorlauftemperatur bis 15 °C: <b>75 °C</b> Rücklauftemperatur bis 15 °C: <b>20 °C</b>
Vorlauftemperatur ab 5 °C: <b>40 °C</b> Rücklauftemperatur ab 5 °C: <b>20 °C</b>	Vorlauftemperatur ab 10 °C: <b>40 °C</b> Rücklauftemperatur ab 10 °C: <b>20 °C</b>	Vorlauftemperatur ab 15 °C: <b>40 °C</b> Rücklauftemperatur ab 15 °C: <b>20 °C</b>

#### 4.1 Einsparpotential bei den Investitionskosten

Die nachfolgende Tabelle 6 zeigt die vom Projektpartner bereitgestellten Errichtungskosten eines Wärmenetzes mit der Dämmstärke Serie 2. Die Kosten je Trassenmeter für die Dämmserie 1 wurden mit einem Abschlag von 18,3 % angegeben und basieren auf den Berechnungen des eingesetzten Planungsbüros.

**Tabelle 6:** Preise für 1x verstärkte Kunststoffmantelrohre (inkl. Verlegung und Planung) (eigene Darstellung)

	leichte Verlegung in €/m			mittlere Verlegung in €/m			erschwere Verlegung in €/m		
	Min	Mittel	Max	Min	Mittel	Max	Min	Mittel	Max
DN 20	399	443	487	531	625	718	750	833	917
DN 25	408	453	498	535	629	723	752	836	919
DN 32	417	464	510	539	634	729	760	845	929
DN 40	430	478	526	561	659	758	791	879	967
DN 50	451	501	551	582	685	787	813	904	994
DN 65	493	548	603	623	733	843	849	943	1038
DN 80	522	580	638	671	789	907	932	1035	1139
DN 100	594	659	725	768	904	1039	1087	1208	1328
DN 125	666	740	814	857	1008	1159	1206	1341	1475
DN 150	710	789	868	938	1103	1269	1323	1470	1617
DN 200	886	985	1083	1155	1358	1562	1637	1819	2000
DN 250	1020	1134	1247	1341	1578	1814	1897	2108	2319
DN 300	1189	1321	1453	1544	1817	2089	2172	2413	2655
DN 350	1321	1468	1615	1743	2050	2358	2481	2757	3032
DN 400	1462	1624	1787	1912	2250	2587	2712	3013	3315
DN 450	1546	1718	1890	2016	2372	2728	2844	3160	3476
DN 500	1667	1853	2038	2172	2555	2939	3073	3414	3756
DN 600	1802	2003	2203	2345	2758	3172	3319	3688	4057

Durch Multiplikation der Leitungslängen pro Rohrdimension für jeden der drei Auslegungsfälle und anschließender Summation ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Investitionskosten für die Errichtung (inkl. Planung) der Wärmenetzleitungen. Bei der Berechnung der jeweiligen Annuität wurden eine Finanzierungsdauer von 30 Jahren und ein Zinssatz von 2,9 % berücksichtigt.

Aus der Übersicht wird deutlich, dass die spezifischen Investitionskosten mit der Erhöhung der Temperaturspreizung und damit der Reduzierung der Rohrdimensionen abnehmen. Die unterschiedlichen Fälle der konstanten Netztemperaturen haben dagegen keinen Einfluss.

**Tabelle 7:** Übersicht der ermittelten Investitionskosten für aktuelle Heizlasten (eigene Darstellung)

Aktuell/Gleitung	Netz 1: 90/60 (80/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Investitionskosten	55.053.195 €	67.384.572 €	55.053.195 €	67.384.572 €	55.053.195 €	67.384.572 €
Annuität	2.772.588 €	3.393.621 €	2.772.588 €	3.393.621 €	2.772.588 €	3.393.621 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>2,67 Ct/kWh</b>	<b>3,27 Ct/kWh</b>	<b>2,67 Ct/kWh</b>	<b>3,27 Ct/kWh</b>	<b>2,67 Ct/kWh</b>	<b>3,27 Ct/kWh</b>

Aktuell/Gleitung	Netz 2: 120/60 (75/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Investitionskosten	48.200.036 €	58.996.372 €	48.200.036 €	58.996.372 €	48.200.036 €	58.996.372 €
Annuität	2.427.449 €	2.971.174 €	2.427.449 €	2.971.174 €	2.427.449 €	2.971.174 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>2,34 Ct/kWh</b>	<b>2,86 Ct/kWh</b>	<b>2,34 Ct/kWh</b>	<b>2,86 Ct/kWh</b>	<b>2,34 Ct/kWh</b>	<b>2,86 Ct/kWh</b>

Aktuell/Gleitung	Netz 3: 120/20 (75/40)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Investitionskosten	45.346.797 €	55.504.035 €	45.346.797 €	55.504.035 €	45.346.797 €	55.504.035 €
Annuität	2.283.755 €	2.795.293 €	2.283.755 €	2.795.293 €	2.283.755 €	2.795.293 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>2,20 Ct/kWh</b>	<b>2,69 Ct/kWh</b>	<b>2,20 Ct/kWh</b>	<b>2,69 Ct/kWh</b>	<b>2,20 Ct/kWh</b>	<b>2,69 Ct/kWh</b>

Die in Tabelle 8 dargestellten Investitionskosten errechnen sich nach demselben Schema wie die Kosten in Tabelle 7, jedoch sind die im Zukunftsszenario benötigten Wärmeenergiemengen durch Sanierung auf EnEV 2009-Standard deutlich reduziert. Somit erhöhen sich bei gleichen Gesamtinvestitionskosten die spezifischen Investitionskosten der Wärmeverteilung.

**Tabelle 8:** Übersicht der ermittelten Investitionskosten für Sanierung nach EnEV 2009 (eigene Darstellung)

EnEV 2009/Gleitung	Netz 1: 90/60 (80/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Investitionskosten	55.053.195 €	67.384.572 €	55.053.195 €	67.384.572 €	55.053.195 €	67.384.572 €
Annuität	2.772.588 €	3.393.621 €	2.772.588 €	3.393.621 €	2.772.588 €	3.393.621 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>4,13 Ct/kWh</b>	<b>5,05 Ct/kWh</b>	<b>4,13 Ct/kWh</b>	<b>5,05 Ct/kWh</b>	<b>4,13 Ct/kWh</b>	<b>5,05 Ct/kWh</b>

EnEV 2009/Gleitung	Netz 2: 120/60 (75/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Investitionskosten	48.200.036 €	58.996.372 €	48.200.036 €	58.996.372 €	48.200.036 €	58.996.372 €
Annuität	2.427.449 €	2.971.174 €	2.427.449 €	2.971.174 €	2.427.449 €	2.971.174 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>3,61 Ct/kWh</b>	<b>4,42 Ct/kWh</b>	<b>3,61 Ct/kWh</b>	<b>4,42 Ct/kWh</b>	<b>3,61 Ct/kWh</b>	<b>4,42 Ct/kWh</b>

EnEV 2009/Gleitung	Netz 3: 120/20 (75/40)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Investitionskosten	45.346.797 €	55.504.035 €	45.346.797 €	55.504.035 €	45.346.797 €	55.504.035 €
Annuität	2.283.755 €	2.795.293 €	2.283.755 €	2.795.293 €	2.283.755 €	2.795.293 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>3,40 Ct/kWh</b>	<b>4,16 Ct/kWh</b>	<b>3,40 Ct/kWh</b>	<b>4,16 Ct/kWh</b>	<b>3,40 Ct/kWh</b>	<b>4,16 Ct/kWh</b>

Die Gesamtinvestitionskosten der 120/20-Auslegungsvariante sind aufgrund der geringeren Rohrdimensionen gegenüber der 120/60-Variante um ca. 3 Mio. € und gegenüber der 90/60-Auslegung um ca. 10 Mio. € niedriger.

## 4.2 Einsparpotential bei den Wärmeverlustkosten

In Kapitel 3.3.3 wird erläutert wie sich die jährlichen Wärmeverluste errechnen lassen. Durch Multiplikation mit den Energiepreisen pro kWh Wärmeverlust ergeben sich die jährlichen Verlustkosten der Wärmeverteilung. Die Erzeugungskosten der Wärmeverluste wurden mit 30 €/MWh vom Projektpartner benannt. Anhand der eingangs beschriebenen Betriebsweisen ergeben sich die im Folgenden dargestellten Wärmeverluste inkl. der resultierenden Kosten (vgl. Tabelle 9).

**Tabelle 9:** Übersicht der ermittelten Wärmeverlustkosten für aktuelle Heizlasten (eigene Darstellung)

Aktuell/Gleitung	Netz 1: 90/60 (80/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Dämmung	17.609 MWh/a	14.432 MWh/a	17.730 MWh/a	14.532 MWh/a	17.859 MWh/a	14.637 MWh/a
	14,49%	12,19%	14,57%	12,27%	14,66%	12,34%
Netzverluste	528.256 €	432.965 €	531.897 €	435.949 €	535.757 €	439.113 €
Verlustkosten	0,51 Ct/kWh	0,42 Ct/kWh	0,51 Ct/kWh	0,42 Ct/kWh	0,52 Ct/kWh	0,42 Ct/kWh
spez. Kosten						

Aktuell/Gleitung	Netz 2: 120/60 (75/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Dämmung	16.066 MWh/a	13.340 MWh/a	16.569 MWh/a	13.758 MWh/a	17.103 MWh/a	14.201 MWh/a
	13,39%	11,37%	13,75%	11,69%	14,13%	12,02%
Netzverluste	481.990 €	400.211 €	497.081 €	412.741 €	513.081 €	426.027 €
Verlustkosten	0,46 Ct/kWh	0,39 Ct/kWh	0,48 Ct/kWh	0,40 Ct/kWh	0,49 Ct/kWh	0,41 Ct/kWh
spez. Kosten						

Aktuell/Gleitung	Netz 3: 120/20 (75/40)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Dämmung	7.206 MWh/a	6.013 MWh/a	8.795 MWh/a	7.339 MWh/a	9.983 MWh/a	8.330 MWh/a
	6,48%	5,47%	7,80%	6,59%	8,76%	7,42%
Netzverluste	216.187 €	180.390 €	263.845 €	220.157 €	299.485 €	249.895 €
Verlustkosten	0,21 Ct/kWh	0,17 Ct/kWh	0,25 Ct/kWh	0,21 Ct/kWh	0,29 Ct/kWh	0,24 Ct/kWh
spez. Kosten						

Anhand der Ergebnisse zeigt sich, dass für jedes Netz der Fall 1, bei dem konstante Vorlauftemperaturen ab 5 °C modelliert werden, die Betriebsweise mit den geringsten spezifischen Wärmeverlustkosten der Wärmeverteilung abbildet. Die größten Einsparpotentiale ergeben sich wiederum bei der 120/20-Auslegung. Im Vergleich zur 90/60-Auslegung sinken die Wärmeverlustkosten bei standardgedämmten KMR-Rohren um ca. 300.000 € pro Jahr. Die Gesamtverlustkosten verändern sich innerhalb der jeweiligen Auslegung bei der Variation der Netztemperaturen kaum, was sich auch bei der Zukunftsvariante mit sanierten Gebäuden zeigt. In der Zukunftsvariante steigen jedoch die spezifischen Wärmeverlustkosten aufgrund der geringen Wärmeenergiemengen. Die Übersicht ist in Tabelle 10 dargestellt.

**Tabelle 10:** Übersicht der ermittelten Wärmeverlustkosten für Sanierung nach EnEV 2009 (eigene Darstellung)

EnEV 2009/Gleitung	Netz 1: 90/60 (80/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Netzverluste	16.305 MWh/a	13.364 MWh/a	16.544 MWh/a	13.560 MWh/a	16.718 MWh/a	13.702 MWh/a
	19,53%	16,59%	19,76%	16,79%	19,92%	16,94%
Verlustkosten	489.145 €	400.909 €	496.326 €	406.794 €	501.534 €	411.063 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>0,73 Ct/kWh</b>	<b>0,60 Ct/kWh</b>	<b>0,74 Ct/kWh</b>	<b>0,61 Ct/kWh</b>	<b>0,75 Ct/kWh</b>	<b>0,61 Ct/kWh</b>

EnEV 2009/Gleitung	Netz 2: 120/60 (75/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Netzverluste	15.729 MWh/a	13.060 MWh/a	16.499 MWh/a	13.700 MWh/a	17.020 MWh/a	14.132 MWh/a
	18,97%	16,27%	19,71%	16,93%	20,21%	17,38%
Verlustkosten	471.865 €	391.804 €	494.969 €	410.988 €	510.600 €	423.967 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>0,70 Ct/kWh</b>	<b>0,58 Ct/kWh</b>	<b>0,74 Ct/kWh</b>	<b>0,61 Ct/kWh</b>	<b>0,76 Ct/kWh</b>	<b>0,63 Ct/kWh</b>

EnEV 2009/Gleitung	Netz 3: 120/20 (75/40)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Netzverluste	6.577 MWh/a	5.488 MWh/a	7.686 MWh/a	6.413 MWh/a	8.436 MWh/a	7.039 MWh/a
	8,91%	7,55%	10,26%	8,71%	11,15%	9,48%
Verlustkosten	197.312 €	164.640 €	230.575 €	192.395 €	253.079 €	211.173 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>0,29 Ct/kWh</b>	<b>0,24 Ct/kWh</b>	<b>0,34 Ct/kWh</b>	<b>0,29 Ct/kWh</b>	<b>0,38 Ct/kWh</b>	<b>0,31 Ct/kWh</b>

### 4.3 Einsparpotentiale bei den Pumpenergiekosten

In Kapitel 3.3.4 wird erläutert wie sich die jährlichen Pumpenergieverbräuche errechnen lassen. Durch Multiplikation mit den Energiepreisen pro kWh verbrauchtem Pumpstrom ergeben sich die jährlichen Pumpkosten der Wärmeverteilung.

**Tabelle 11:** Übersicht der ermittelten Pumpenergiekosten für aktuelle Heizlasten (eigene Darstellung)

Aktuell/Gleitung	Netz 1: 90/60 (80/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Pumpenergie	1.766 MWh/a	1.720 MWh/a	1.572 MWh/a	1.530 MWh/a	1.457 MWh/a	1.418 MWh/a
Stromkosten:	264.907 €	257.984 €	235.734 €	229.538 €	218.510 €	212.731 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>0,25 Ct/kWh</b>	<b>0,25 Ct/kWh</b>	<b>0,23 Ct/kWh</b>	<b>0,22 Ct/kWh</b>	<b>0,21 Ct/kWh</b>	<b>0,20 Ct/kWh</b>

Aktuell/Gleitung	Netz 2: 120/60 (75/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Pumpenergie	4.141 MWh/a	4.047 MWh/a	3.163 MWh/a	3.090 MWh/a	2.264 MWh/a	2.210 MWh/a
Stromkosten:	621.182 €	607.071 €	474.507 €	463.437 €	339.582 €	331.441 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>0,60 Ct/kWh</b>	<b>0,58 Ct/kWh</b>	<b>0,46 Ct/kWh</b>	<b>0,45 Ct/kWh</b>	<b>0,33 Ct/kWh</b>	<b>0,32 Ct/kWh</b>

Aktuell/Gleitung	Netz 3: 120/20 (75/40)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Pumpenergie	2.666 MWh/a	2.637 MWh/a	1.651 MWh/a	1.630 MWh/a	1.284 MWh/a	1.266 MWh/a
Stromkosten:	399.831 €	395.538 €	247.687 €	244.487 €	192.627 €	189.832 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>0,38 Ct/kWh</b>	<b>0,38 Ct/kWh</b>	<b>0,24 Ct/kWh</b>	<b>0,24 Ct/kWh</b>	<b>0,19 Ct/kWh</b>	<b>0,18 Ct/kWh</b>

Die Stromkosten für die Pumpenergie wurden mit 150 €/MWh vom Projektpartner benannt. Anhand der eingangs beschriebenen Betriebsweisen ergeben sich die im Folgenden dargestellten Stromverbräuche der Netzpumpen inkl. der resultierenden Kosten (vgl. Tabelle 11).

Anhand der Ergebnisse zeigt sich bei den Pumpkosten eine gegenläufige Entwicklung verglichen mit den Wärmeverlustkosten. Dabei ist für jedes Netz der Fall 3, bei dem ab 15 °C eine konstante Vorlauftemperatur gefahren wird, die Betriebsweise mit den geringsten spezifischen Pumpenergiiekosten der Wärmeverteilung. Bei der Temperaturabsenkung verändert sich in den drei abgebildeten Netzen die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf. Beim Netz 1 sinkt die Spreizung von 30 K bei Tagesmitteltemperaturen unter -10°C auf 20 K bei höheren Tagesmitteltemperaturen. Im Netz 2 sinkt die Spreizung auf 15 K, während sie im Netz 3 bei 35 K liegt. Eine geringere Spreizung verursacht höhere Volumenströme, weswegen die Pumpenergiiekosten ansteigen.

Die größten Einsparpotentiale ergeben sich im Fall 3 bei der 120/20-Auslegung, bei der für standardgedämmte KMR-Rohre die jährlichen Pumpkosten um ca. 25.000 € niedriger als die der 90/60-Auslegung sind.

Wie bei den Verlustenergiiekosten steigen die spezifischen Pumpenergiiekosten bei der Zukunftsvariante mit EnEV-Sanierung aufgrund der geringeren Wärmeenergiemengen an. In Tabelle 12 sind die ermittelten Pumpenergiiekosten der Wärmeverteilung für die Zukunftsvariante dargestellt.

**Tabelle 12:** Übersicht der ermittelten Pumpenergiiekosten für Sanierung nach EnEV 2009 (eigene Darstellung)

Aktuell/Gleitung	Netz 1: 90/60 (80/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Pumpenergie	1.938 MWh/a	1.869 MWh/a	1.474 MWh/a	1.422 MWh/a	1.361 MWh/a	1.312 MWh/a
Stromkosten:	290.659 €	280.421 €	221.140 €	213.259 €	204.128 €	196.792 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>0,43 Ct/kWh</b>	<b>0,42 Ct/kWh</b>	<b>0,33 Ct/kWh</b>	<b>0,32 Ct/kWh</b>	<b>0,30 Ct/kWh</b>	<b>0,29 Ct/kWh</b>

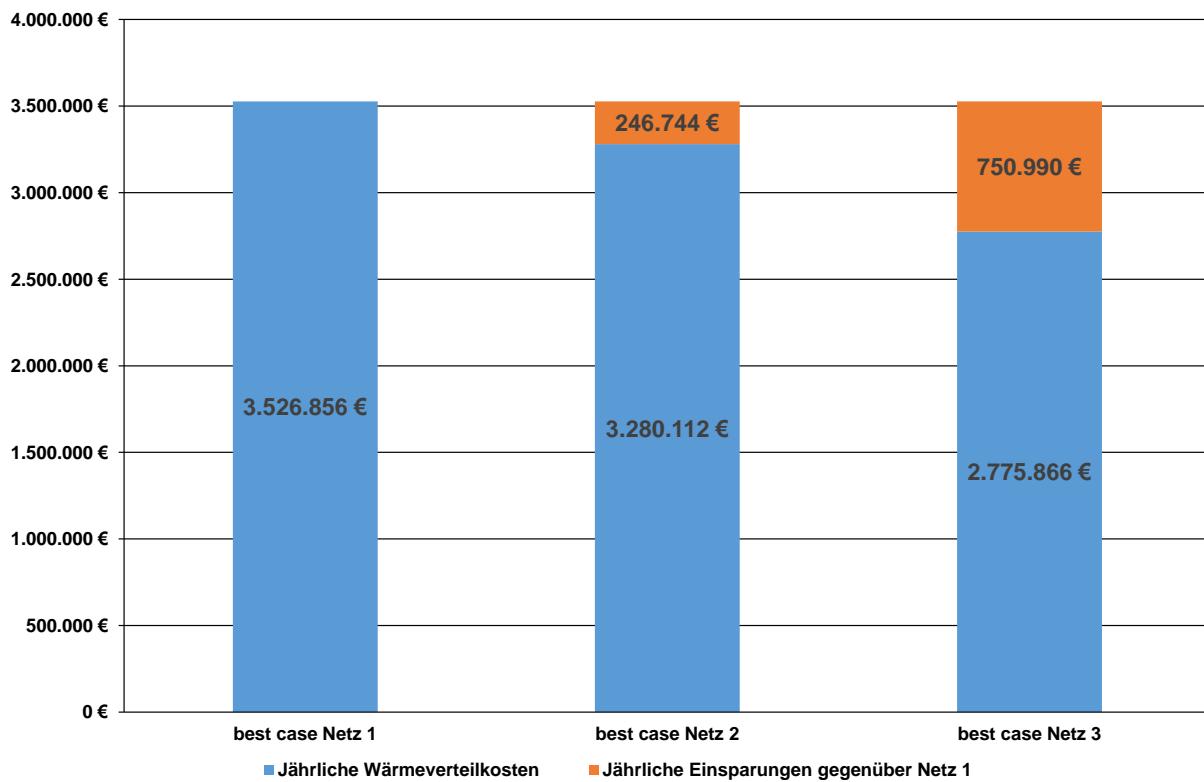
Aktuell/Gleitung	Netz 2: 120/60 (75/60)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Pumpenergie	3.120 MWh/a	3.019 MWh/a	1.753 MWh/a	1.694 MWh/a	1.412 MWh/a	1.364 MWh/a
Stromkosten:	467.975 €	452.915 €	262.913 €	254.120 €	211.857 €	204.593 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>0,70 Ct/kWh</b>	<b>0,67 Ct/kWh</b>	<b>0,39 Ct/kWh</b>	<b>0,38 Ct/kWh</b>	<b>0,32 Ct/kWh</b>	<b>0,30 Ct/kWh</b>

Aktuell/Gleitung	Netz 3: 120/20 (75/40)					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
Dämmung	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt	Standard	1 x verstärkt
Pumpenergie	1.868 MWh/a	1.840 MWh/a	1.160 MWh/a	1.140 MWh/a	1.000 MWh/a	981 MWh/a
Stromkosten:	280.176 €	276.041 €	173.929 €	170.973 €	149.964 €	147.194 €
<b>spez. Kosten</b>	<b>0,42 Ct/kWh</b>	<b>0,41 Ct/kWh</b>	<b>0,26 Ct/kWh</b>	<b>0,25 Ct/kWh</b>	<b>0,22 Ct/kWh</b>	<b>0,22 Ct/kWh</b>

## 5 Vergleich der jährlichen Wärmeverteilkosten

Im Folgenden werden die Gesamtwärmeverteilkosten bestehend aus Investitions-, Wärmeverlust- und Pumpenergiekosten der drei untersuchten Netzauslegungen verglichen. Dabei wird jeweils die wirtschaftlichste Betriebsweise eines jeden Netzes (best case), bezogen auf die drei Fälle der Netztemperaturen (siehe Tabellen 3, 4 und 5) ausgewählt und gegenübergestellt (siehe Abbildung 8). Als Referenz dient das 90/60-Wärmenetz, das mit Gesamtwärmeverteilkosten in Höhe von 3.526.856 € gegenüber dem 120/20-Wärmenetz jährlich um 750.990 € höhere Kosten verursacht. Im Hinblick auf die eingangs skizzierte Fragestellung bedeutet das, dass für die Investitionskosten in dezentrale Wärmepumpen für den Betrieb eines stark temperaturgleitenden Wärmenetzes pro Jahr 750.990 € zur Verfügung stehen. Im Laufe einer angesetzten Nutzungsdauer des Wärmenetzes von 30 Jahren ergeben sich Einsparungen in Höhe von rund 22,5 Mio. €, die in weitere Systemkomponenten des Wärmeversorgungssystems investiert werden können. Wird ein Zinssatz von 2,9 % angenommen, bleibt ein Netto- barwert von rund 15 Mio. € als potenzielle Investitionskosten in dezentrale Wärmepumpen.

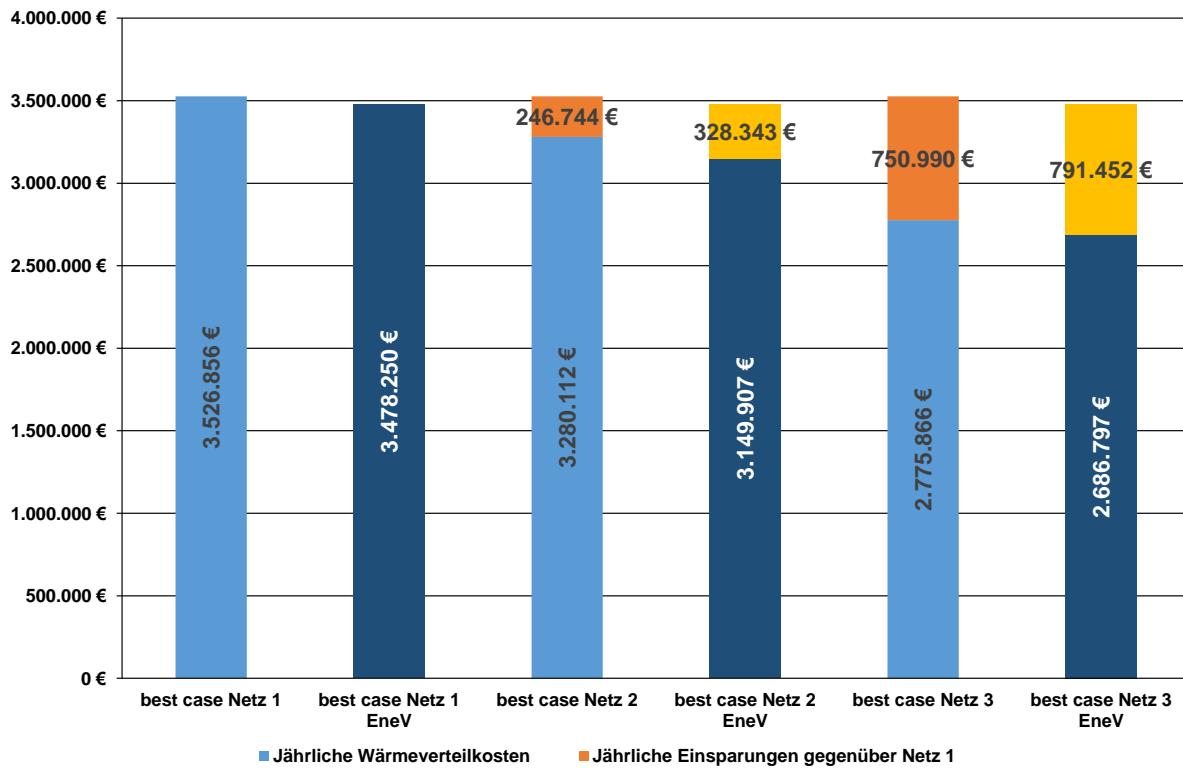
Bei 2.000 versorgten Gebäuden ergibt das zusätzlich mögliche Investitionskosten pro Wärmepumpe in Höhe von 7.500 €. Da deren Nutzungsdauern geringer sind als die der Wärmenetze [8], muss mit einer Ersatzbeschaffung während der 30 Jahre gerechnet werden, weshalb pro Investitionszeitraum 3.750 € zur Verfügung stehen.



**Abbildung 8:** Vergleich der jährlichen Wärmeverteilkosten für aktuelle Heizlasten (eigene Darstellung)

In Abbildung 9 sind neben den jährlichen Wärmeverteilkosten für aktuelle Heizlasten auch die jährlichen Verteilkosten nach einer EnEV 2009-Sanierung des Gebäudebestandes aufgeführt. Es zeigt sich, dass sich die jährlichen Wärmeverteilkosten durch Sanierung bis auf ein Mini-

mum von 2.666.797 € für das 120/20-Netz reduzieren lassen. Somit steigern sich die Einsparungen gegenüber der 90/60-Auslegung auf rund 791.500 € pro Jahr, wodurch weiteres Investitionspotential z. B. für dezentrale Wärmepumpen gehoben wird.



**Abbildung 9:** Vergleich der jährlichen Wärmeverteilkosten aktuell und nach EnEV 2009 Sanierung (eigene Darstellung)

## 6 Schlussfolgerungen

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich durch die hohe Spreizung bei der Netzauslegung deutlich geringere Rohrdimensionen ergeben, was zu einer Reduzierung der Investitionskosten führt. Da sich die Oberfläche des Wärmenetzes durch die geringeren Rohrdimensionen stark reduziert, sinken die Netzverluste bereits deutlich. Diese Reduktion der Netzverluste wird auch dadurch verursacht, dass die hohen Leistungen nur an wenigen Stunden im Jahr benötigt werden, weshalb die erforderlichen Netztemperaturen auch während der Heizperiode meist deutlich niedriger sind als im Auslegungsfall berücksichtigt. Verstärkt wird dieser Effekt durch die Reduzierung der Netztemperaturen außerhalb der Heizperiode auf ein Temperaturniveau von 40°C oder weniger. Zu beachten ist, dass der erhöhte Pumpaufwand und die hieraus resultierenden Kosten eine gegenläufige Komponente darstellen. Aufgrund der starken Reduzierung der Netztemperaturen ist es zwingend erforderlich, dass in den zu versorgenden Objekten zur ordnungsgemäßen Bereitstellung des benötigten Brauchwarmwassers Wärmeübergabesysteme zu installieren sind, in denen entsprechende Wärmepumpen integriert werden können. Idealerweise sollten die Mehrinvestitionen in die Wärmepumpen durch die beschriebenen Einsparungen bei den Wärmeverteilkosten gedeckt oder gar überkompensiert werden. Zusätzlich können mit dieser Art der Netzauslegung und dem Einsatz der Wärmepumpen aber auch eine Vielzahl von weiteren Vorteilen generiert werden, die sich wiederum positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken.

Gerade bei der Errichtung eines Wärmenetzes stellt sich die Frage, wie viele der Objekte zukünftig versorgt werden und es muss eine Annahme getroffen werden, um die Dimensionierung des Wärmenetzes durchführen zu können. Da es sich bei Investitionen in Wärmenetze um langfristige Entscheidungen handelt, kann nicht davon ausgegangen werden, dass die getroffene Annahme exakt eintritt. Wollen sich letztendlich mehrere Objekte anschließen als berücksichtigt wurden, müssen potenzielle Wärmeabnehmer abgewiesen werden. Meist dürfte es aber der Fall sein, dass gerade zu Beginn eine geringere Anzahl an Anschlüssen realisiert werden kann und somit ein überdimensioniertes Netz mit hohen Investitionskosten und enormen Netzverlusten betrieben werden muss. Werden dann noch im zeitlichen Verlauf energetische Sanierungsmaßnahmen an den versorgten Gebäuden durchgeführt, reduzieren sich die benötigte Heizlast und der Wärmenergiebedarf weiter, wodurch sich signifikant negative Effekte auf die Wirtschaftlichkeit ergeben.

Wählt man die hier vorgestellte Netzauslegung inklusive des Wärmeübergabesystems, welches eine Integration einer Wärmepumpe ermöglicht, können mit diesem Netz von Beginn an ca. 50 % der prognostizierten Heizleistung im zu versorgenden Gebiet auch auf konventionelle Art und Weise (VL 110°C / RL 90°C) versorgt werden. Voraussetzung ist, dass man eine Spreizung von 60 Kelvin erreicht (120/60) und sich die Abnehmer gleichverteilt im Netz befinden. Sollte punktuell eine höhere Versorgungsdichte vorhanden sein, ist die Installation der Wärmepumpe nur in diesem Gebiet notwendig oder bei späteren Verdichtungsmaßnahmen entsprechend nachzurüsten

Mit dieser Konzeption wird außerdem ein dauerhaft wirtschaftlicher Betrieb des Netzes ermöglicht. Die technische Nutzungsdauer eines KMR-Wärmenetzes kann auf 40 bis 80 Jahre geschätzt werden [9]. Der lange Nutzungszeitraum zieht nach sich, dass sich die benötigte Heizleistung wie auch die Wärmeenergie durch die energetischen Sanierungsmaßnahmen an den Gebäuden zwangsläufig innerhalb dieser Zeit verändern werden. Während konventionelle Netze aufgrund der Überdimensionierung mit hohen Wärmeverlusten zu kämpfen haben, können hier die Zeiten hoher Netztemperaturen immer weiter reduziert werden und die Versorgung durch die Wärmepumpen, die durch die bereitgestellte Quelltemperatur ganzjährig mit einem sehr hohen COP betrieben werden, in immer größerem Umfang erfolgen.

Die Installation der Wärmepumpen ermöglicht es, niederkalorische Abwärmequellen zu nutzen. Diese können industriellen oder gewerblichen Ursprungs sein, wie sie beim Projektpartner in hoher Anzahl vorhanden sind. Aber auch Wärmequellen regenerativen Ursprungs wie die Solarthermie sind integrierbar. Auf diese Weise entsteht die Möglichkeit, dass auch Städte – nicht nur ländliche Regionen – mit regenerativen bzw. überschüssigen Energieformen versorgt werden und dadurch die Dekarbonisierung des Gebäudebestandes erfolgt.

Insbesondere wenn für die Wärmeerzeugung hochpreisige Brennstoffe eingesetzt werden müssen, gewinnen die Netzverluste für die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes signifikant an Bedeutung. Während nahezu sieben Monate im Jahr werden Wärmenetze in der Regel im Wesentlichen ausschließlich für die Brauchwarmwasserbereitung betrieben, was kaum einen nennenswerten Wärmeabsatz nach sich zieht. Dafür sind die Netzverluste in diesen Zeiten aufgrund der geringen Temperaturspreizung besonders hoch.

Als zusätzlicher Vorteil eines stark temperaturgleitenden Wärmenetzes ist die Flexibilität zu nennen, die erreicht wird. Durch die Möglichkeit die Wärmebereitstellung über einen langen Zeitraum (abhängig vom Gebäudetyp) durch das Wärmenetz oder auch durch die Wärmepumpe

abzudecken, kann der Wärmenetzbetreiber auf sich ändernde energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen reagieren und anhand ökologischer oder auch ökonomischer Aspekte die Art der Versorgung variieren.

Durch das vorgestellte Konzept werden die anfänglichen Investitionskosten in ein Wärmenetz reduziert und die Netzverluste und deren Kosten gesenkt, wodurch ein langfristiger wirtschaftlicher Betrieb des Wärmenetzes, nicht zuletzt durch eine hohe Flexibilität bei der Wärmebereitstellung, begünstigt wird. In weiterführenden Untersuchungen gilt es zu klären, ob die zur Verfügung stehenden Mehrinvestitionskosten für den Einsatz der dezentralen Wärmepumpen ausreichen. Außerdem müssen die wirtschaftlichen Auswirkungen des Einsatzes von Niedertemperaturabwärmequellen auf die Erzeugungskosten bewertet werden, die sich ebenfalls positiv auf die Wärmegestehungskosten auswirken und so für die Wirtschaftlichkeit des vorgestellten Wärmenetzesystems sorgen könnten.

## 7 Ausblick

Trotz des zu Beginn genannten Spannungsfeldes im Wärmenetzbetrieb eröffnen sich insbesondere für Energieversorgungsunternehmen, die sowohl Stromvertrieb, -netz und -erzeugung als auch Wärmeerzeugung innehaben, neue Perspektiven im Bereich der Sektorenkoppelung durch den Einsatz stark temperaturgleitender Wärmenetze inklusive der Wärmepumpen. Einerseits ermöglicht eine flexible Verschiebung von Energiemengen das Generieren von Synergieeffekten für eine wirtschaftliche Energieerzeugung. Andererseits können neue Fahrweisen mit angepassten Temperaturniveaus für das Nahwärmenetz verbesserte Versorgungskonzepte für den Endverbraucher schaffen und dennoch eine dauerhaft wirtschaftliche und effiziente Beheizung der Kundenobjekte sicherstellen. Die Herausforderung besteht darin, die einzelnen Sektoren auf ideale Weise miteinander zu vernetzen und unter Berücksichtigung aller Bedürfnisse gemeinsam zu steuern. Konkrete Fragen ergeben sich auch bezüglich der technischen Ausgestaltung der Wärmeübergabestationen in den jeweiligen Gebäuden und deren Kosten. Im weiteren Verlauf des Projektes werden eben diese Fragestellungen untersucht. Somit rückt das Wärmenetz sowohl als Koppellement zwischen Wärme- und Stromsektor als auch zwischen Erzeuger- und Verbraucherseite in den Fokus und kann einen wesentlichen Beitrag zu wirtschaftlichen der Energiewende in Deutschland leisten.

## Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): So heizt Deutschland heute. <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/15/Meldung/infografik-so-heizt-deutschland-heute.html> (30.01.2019)
- [2] Panayiotou, G., Bianchi, G., Georgiou, G., Aresti, L., Argyrou, M., Agathokleous, R., Tsammos, K., Tassou, S., Florides, G., Kalogirou, S., Christodoulides, P. (2017): Preliminary assessment of waste heat potential in major European industries. Energy Procedia 123: 335 – 345.
- [3] Nussbaumer, T. (2014): „Einfluss von Auslegung und Betrieb auf die Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen“ in 13. Holzenergie-Symposium: Entwicklungen für Wärme, Kraft und Fernwärme aus Holz, 12. September 2014, ETH Zürich, Schweiz.

- [4] Schmidt, D., Kallert, A., Blesl, M., Svendsen, S., Li, H., Nord, N., Sipilä, K. (2017): Low Temperature District Heating for Future Energy Systems. *Energy Procedia* 116: 26 – 38.
- [5] Hammer, A., Sejkora, C., Kienberger, T. (2017): Temperaturflexibler Betrieb von Nahwärmenetzen (TFlex). 10. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien, 15. – 17.02.2017, Wien, Österreich.
- [6] Nussbaumer, T., Thalmann S., Jenni A., Ködel J. (2017): Planungshandbuch Fernwärme, Studie im Auftrag von Energie Schweiz, Bundesamt für Energie BFE, Ittigen, Schweiz.
- [7] Grundfos GmbH (2019): Grundfos Product Center. <https://de.grundfos.com/grundfos-product-center.html> (30.01.2019)
- [8] Bundesministerium der Finanzen (2000): AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter. Berlin.
- [9] Jagnow, K., Wolff, D. (2011): Zukünftige Wärmeversorgung von Gebäuden. Nah- und Fernwärme: Aus- oder Rückbau? TGA Heizungstechnik 09-2011, Gentner Verlag, Stuttgart.