Endbericht

Transformationsplan gemäß Modul 1 BEW für das Fernwärmenetz Minden

Version zur Veröffentlichung

Projekt-Nr.: B-MWG-003

Auftraggeber: Mindener Wärme GmbH
Stiftsstraße 62
32423 Minden

Bieter: GEF Ingenieur AG
Ferdinand-Porsche-Straße 4a
69181 Leimen

Finanziert von der Europäischen Union
NextGenerationEU

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Version: 3.0

Leimen, 22.06.2026

Inhalt

1. Beschreibung der Ausgangssituation im Betrachtungsgebiet 7
1.1 Gebietsabgrenzung 7
1.2 Wärmebedarfsermittlung angeschlossener Gebäude/ Endkunden 8
1.3 Wärmebedarfsermittlung anzuschließender Gebäude/ Endkunden 9
1.4 Ist-Analyse Wärmenetz 11
1.5 Ist-Analyse Wärmeerzeugung 13
1.6 Energie- und Treibhausgasbilanz im Ist-Zustand 15
2. Potenzialanalyse zur Nutzung erneuerbarer Energien 16
2.1 Potenzialanalyse Teil 1: Voruntersuchung 16
2.2 Potenzialbewertung Teil 2: Erweiterte Untersuchung vorhandener Potenziale 17
3. Bewertung des zukünftigen Wärmebedarfs 22
3.1 Szenarien zur Wärmebedarfsentwicklung 22
3.2 Entwicklung der Netzlast 23
4. Zielnetzkonzept 26
4.1 Ableitung geeigneter Einspeisestandorte für das Zielnetz 26
4.2 Temperaturabsenkung 27
4.3 Entwurf der Verteiltrassen und Modellierung der Ausbaucluster 27
4.4 Ausbauphasen des Verteilnetzes 28
4.5 Zielnetzdimensionierung – hydraulische Berechnungsvarianten 29
4.5.1 Variante „Biomasse und Kläranlage“ 30
4.5.2 Variante „Geothermie und Biomasse“ 32
4.5.3 Variante „Geothermie und Abwasser“ 33
4.6 Zielnetzvariante: Hydraulische Betrachtung der Stützjahre 35
4.7 Ergänzende Lastfalluntersuchungen 38
4.7.1 Vermaschung zur Beseitigung eines hydraulischen Engpasses 38
4.7.2 Sensitivitätsanalyse bei erhöhter Rücklauftemperatur 39
4.7.3 Zukünftige Netzregelung & Pumpenfahrweise 41
4.8 Kostenrahmen Netzneubau 42
5. Erzeugerkonzept 44
5.1 Entwicklung Zielerzeugerkonzept – Variantenbetrachtung 44
5.1.1 Wärmepumpenszenario 45
5.1.2 Biomasse-Szenario 47
5.2 Zielerzeugerkonzept 49

5.3 Kostenrahmen Erzeuger 50
6. Kostenermittlung Zielsystem 51
7. Pfad zur Treibhausgasneutralität mit den Wegmarken 2030, 2035, 2040, 2045 55
8. Beschreibung der Maßnahmen zur Umsetzung der Transformation 56
8.1 Maßnahmenpaket 1 2027 - 2031 58
8.2 Weitere Maßnahmenpakete 58
8.3 Energie- und CO_2-Bilanz im Zielnetz 2045 58
9. Analyse von Umfeld- und Kontextmaßnahmen 60
9.1 Digitalisierung 60
9.2 Optionen für Tarifierungsmodelle 60
9.3 Abstimmung mit dem Umfeld 61
10. Anhang 61

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lage des Untersuchungsgebiets 7
Abbildung 2: Lage des Bestands-Fernwärmenetze und der Industriekunden 8
Abbildung 3: Prozentuale Verteilung der Jahresarbeit auf die Gebäudetypen (MFH, öffentl. Geb., GHD) 9
Abbildung 4: Gebiete für Nachverdichtung und Fernwärmeausbau 10
Abbildung 5: Hydraulische Simulation des Ist-Netzes im Höchstlastfall (spezifische Reibungsverluste) 13
Abbildung 6: Heizkraftwerk Ringstraße, Erzeugerskizze (IST-Stand 2026) 14
Abbildung 7: Temperaturverteilung Ablauf Kläranlage 2024 18
Abbildung 8: Abflussmesswerte Ablauf Kläranlage 2024 18
Abbildung 9: Jahresstunden mit hohen Temperaturen oder hohen Abflussmengen 18
Abbildung 10: Ableitung eines Wärmelastgangs aus einer Wärmepumpe aufbauend auf einer Abwärme-Quellleistung ..... **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
Abbildung 11: Ableitung eines Wärmelastgangs aus einer Wärmepumpe aufbauend auf einer Abwärme-Quellleistung ..... **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
Abbildung 12: Kumulierte Werte der Wärmebedarfsentwicklung unter Berücksichtigung von Sanierungsrate und Zubau 23
Abbildung 13: Ist-Netzlast (Basisjahr 2024/2025) 23
Abbildung 14: Synthetischer Lastgang 2030 und 2035 25
Abbildung 15: Synthetischer Lastgang 2040 und 2045 25
Abbildung 16: Ableitung Einspeisestandorte aus dem Netzmodell 27
Abbildung 17: Darstellung Ausbaucluster sowie zukünftiges Transport- und Verteilnetz 28
Abbildung 18: Ausbaustufen Netzentwicklung 29
Abbildung 19: Nennweitendarstellung Variante „Biomasse und Kläranlage“ 31
Abbildung 20: Darstellung spezifische Druckverluste Variante „Biomasse und Kläranlage“ 31
Abbildung 21: Nennweitendarstellung Variante „Geothermie und Biomasse“ 32
Abbildung 22: Darstellung spezifische Druckverluste Variante „Geothermie und Biomasse“ 33
Abbildung 23: Nennweitendarstellung Variante „Geothermie und Abwasser“ 34
Abbildung 24: Darstellung spezifische Druckverluste Variante „Geothermie und Abwasser“ 34
Abbildung 25: Spezifische Druckverluste bei Wärmehöchstlast, Jahr 2035 36
Abbildung 26: Spezifische Druckverluste bei Wärmehöchstlast, Jahr 2039 37
Abbildung 27: Spezifische Druckverluste bei Wärmehöchstlast, Jahr 2045 38
Abbildung 28: Vermaschung zur Beseitigung des hydraulischen Engpasses 39
Abbildung 29: Darstellung spezifische Druckverluste bei T_{RL} = 65 °C 40
Abbildung 30: Darstellung spezifische Druckverluste bei T_{VL} / T_{RL} = 85 / 65 °C 41
Abbildung 31: Mögliche Pfade zur Dekarbonisierung des Wärmenetzes Minden 44
Abbildung 32: Verfügbare Erzeugerleistung Variante 2 (Abwasser-Wärmepumpe 2030) 46
Abbildung 33: Verfügbare Erzeugerleistung Variante 1 (Holzheizwerk) 48
Abbildung 34: Zielerzeugerkonzept 49

Abbildung 35: Verlauf der Wärmegestehungskosten in den Stichjahren 2030, 2035, 2040 und 2045 54
Abbildung 36: zeitliche Einordnung von zur Transformation notwendiger Maßnahmen in Netz und Erzeugung 57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auflistung der indirekt angebundenen Hausstationen in Mehrfamilienhäusern (MFH), öffentlichen Gebäuden (Öffentl. Geb.) und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) 9
Tabelle 2: Auflistung von potenziellen Neukunden (mögliche neue Anschlüsse) bis 2045 im Versorgungsgebiet (alle Gebäude; * 40% des Wärmebedarfs des Gebiets; ** berechnet aus Bedarf mit 1700 Vbh) 10
Tabelle 3: Relevante technische Netzparameter für das Bestandsnetz Minden 12
Tabelle 4: Übersicht über die vorhandenen Wärmeerzeuger (Inbetriebnahmen = IBN, Außerbetriebnahme = ABN) 14
Tabelle 5: Energie- und Treibhausgasbilanz Erdgaskessel 15
Tabelle 6: Energie- und Treibhausgasbilanz Erdgas-BHKW 15
Tabelle 7: EE-Potenziale und ihre mögliche Relevanz für eine CO_2-neutrale Wärmeversorgung im Untersuchungsgebiet 16
Tabelle 8: Abwärmequellen aus Plattform für Abwärme (* Siegfried Pharma Chemikalien Minden GmbH; ** EMiL Entsorgungswirtschaft Minden- Lübbecke AöR 20
Tabelle 9: Netzkosten für den geplanten Netzausbau bis 2045 43
Tabelle 10: Anschlusskosten für Hausanschlüsse (* inklusive Kosten für Hausanschlussstationen) 43
Tabelle 11: Wärmearbeit der Erzeuger Wärmepumpen-Szenario 46
Tabelle 12: Wärmearbeit der Erzeuger Biomasse-Szenario 48
Tabelle 13: Kostenrahmen geplante Erzeuger (Planung = Kosten für Planungsleistungen 15%) 51
Tabelle 14:Technische Nutzungsdauer Assets 52
Tabelle 15: Annahme zu Commodity-Preisen (* inklusive NNE, Abgaben und Umlagen; ** basierend auf UBA-Projektionsbericht 2023) 52
Tabelle 16: Parameter der annuitätischen Wirtschaftlichkeitsberechnung 53
Tabelle 17: Tabellarische Darstellung des Wärmeerzeugungs-Portfolios Ist-Zustand, sowie 2030, 2035, 2040 und 2045 (*Summenwert über alle Anlagen) 55
Tabelle 18: Tabellarische Darstellung der prozentualen Anteile je Brennstoff/Wärmequelle im Wärmeerzeugungs-Portfolios Ist-Zustand, sowie 2030, 2035, 2040 und 2045 56
Tabelle 19: Energie- und CO_2-Einsparungen im Zielnetz 2045 unter Berücksichtigung der jährlichen Endenergieabsenkung durch Wärmebedarfsreduktion 59

Abkürzungen

ABN	Außerbetriebnahme
AQ	Anschlussquote
BEW	Bundesförderung effiziente Wärmenetze
Bh	Betriebsstunde
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAPEX	Capital expenditures; Investitionskosten
CO_2	Kohlendioxid
DN	Nenndurchmesser
EE	erneuerbare Energie
EE-Potenzial	Potenzial zur Gewinnung erneuerbarer Energien
EFH	Einfamilienhaus
EMiL	Entsorgungswirtschaft Minden- Lübbecke AöR
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW / GWh	Gigawatt / Gigawattstunde
HAST	Hausanschlussstation
Hi	Heizwert
HOAI	Verordnung über die Honorare für Architekten- und Ingenieurleistungen
IBN	Inbetriebnahme
KMR	Kunststoffmantelrohr
kW / kWh	Kilowatt / Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LPH	Leistungsphasen (der HOAI)
MFH	Mehrfamilienhaus
MiW	Mindener Wärme GmbH
MW / MWh	Megawatt / Megawattstunde
$MWhP_{E\ Hi}$	Primärenergie
MP	Maßnahmenpaket
RL	Rücklauf des Wärmenetzes
Öffentl. Geb.	öffentliche Gebäude
OPEX	operational expenditures; Betriebskosten
Stanet®	Software für die hydraulischen Simulation von Versorgungsnetzen
TAB	Technische Anschlussbedingungen
th.	thermisch
THG	Treibhausgas
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VL	Vorlauf des Wärmenetzes
WPG	Wärmeplanungsgesetz

1. Beschreibung der Ausgangssituation im Betrachtungsgebiet

Die Mindener Wärme GmbH (MiW) hat sich zum Ziel gesetzt, die Erzeugungsanlagen in dem von ihnen betriebene Wärmenetzes zu dekarbonisieren und eine Strategie für eine CO_2-freie Wärmeversorgung vorzulegen. Das bestehende Wärmenetz versorgt aktuell ca. 150 Gebäude mit Fernwärme, zusätzlich wird der Dampfbedarf eines Industriekunde gedeckt. Die Wärmeversorgung wird über ein BHKW, einen befeuerten Abhitzekessel, sowie über zwei für die Dampfversorgung vorhandene Dampfkessel bereitgestellt, welche Stand heute fossil betrieben werden. Aktuell ist aufgrund der gekoppelten Erzeugung und der Spitzenlastabdeckung über Dampfkessel keine technische Trennung von Fernwärme- und industrieller Dampferzeugung umgesetzt, daher werden beide Wärmenetzteile als Gesamtsystem betrachtet und im Rahmen der Transformation gemeinsam dekarbonisiert. Zukünftig ist ein Ausbau im Wärmenetz mit einer Zunahme von Großteil Mehrfamilienwohnhäusern geplant. Der Anteil der Dampfmenge wird daher in Zukunft relativ am Gesamtwärmebedarf geringer. Im Rahmen des hier vorgelegten Transformationsplans soll ein Pfad zur CO_2-freien Versorgungen mit den aus dem Wärmeplanungsgesetz vorgegebenen Zwischenzielen 30% Wärme aus erneuerbarer Energie oder unvermeidbare Abwärme in 2030 und 80% Wärme aus erneuerbarer Energie oder unvermeidbare Abwärme in 2040 dargestellt werden.

1.1 Gebietsabgrenzung

Die Stadt Minden mit ihren über 80.000 Einwohnern liegt an der Weser in Ostwestfalen in Nordrhein-Westfalen. Sie ist der Verwaltungssitz des ostwestfälischen Kreises Minden-Lübbecke im Regierungsbezirk Detmold. Das Untersuchungsgebiet des Transformationsplans umfasst das bestehende Netzgebiet (Abbildung 1).

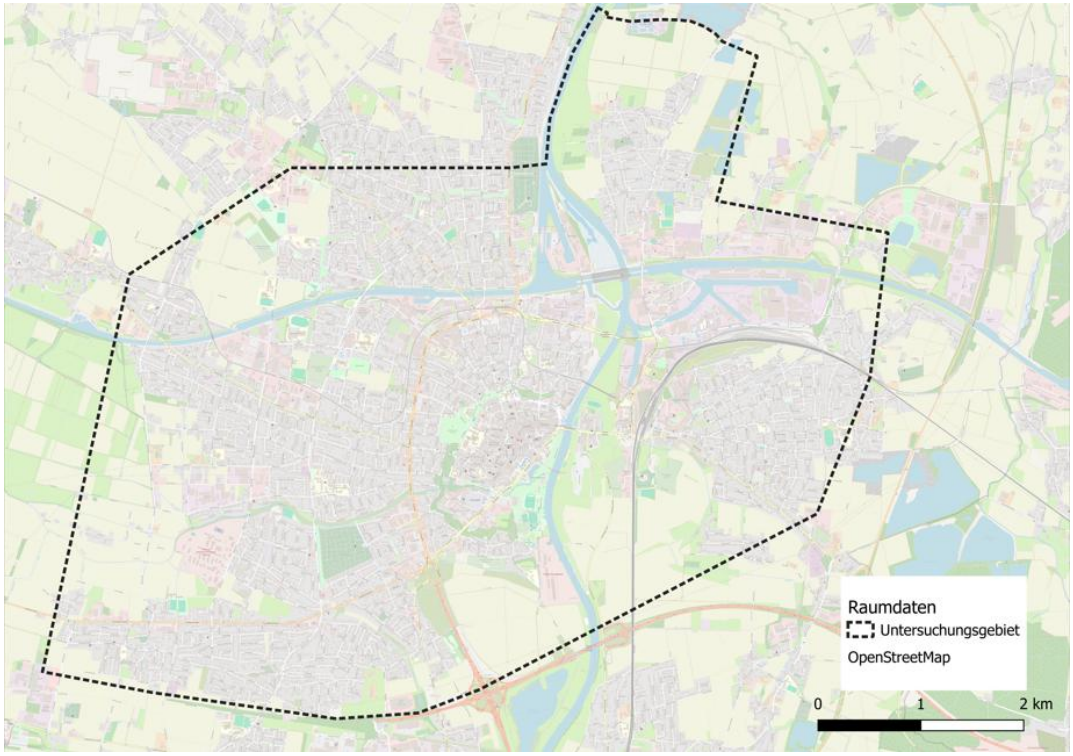


Abbildung 1: Lage des Untersuchungsgebiets

Das aktuelle Wärmenetz wird von der MiW betrieben und versorgt bereits heute die Minder Innenstadt und zwei Netzstränge (Bärenkampen und Hahler Straße). Die Versorgung der Gebäude erfolgt aus der Heizzentrale in der Ringstraße. Im gesamten Stadtgebiet finden sich große Industriekunden, die als potenzielle Abwärmequellen aber auch als Wärmekunden von Interesse für die Transformation des Netzes sind (Abbildung 2).

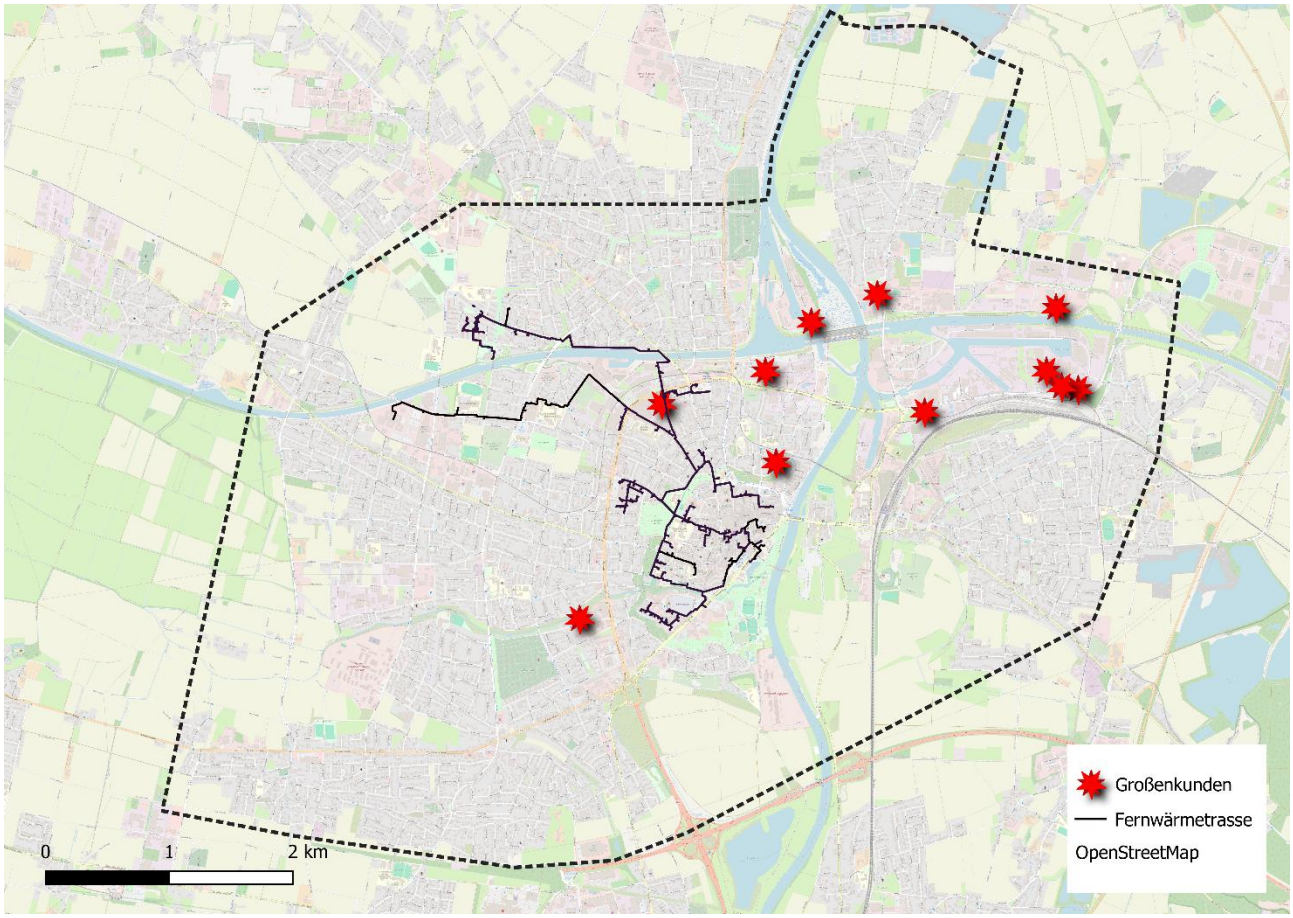


Abbildung 2: Lage des Bestands-Fernwärmenetze und der Industriekunden

1.2 Wärmebedarfsermittlung angeschlossener Gebäude/ Endkunden

Die aktuell an das bestehende Wärmenetz angeschlossenen Gebäude sind sowohl Mehrfamilienhäuser (MFH), als auch öffentliche Gebäude (öffentl. Geb.) und Gebäude des Typs Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) angeschlossen. Für alle Bestandsgebäude wurden die Daten zum Jahreswärmebedarf der Jahre 2022-2024 ausgewertet. Aus den witterungsbereinigten Daten wurde der Mittelwert gebildet. Für Gebäude, die im erfassten Datensatz nur einen Wert enthielten, wurde dieser Wert übertragen.

Dabei zeigt sich, dass in Bezug auf den Gesamtwärmebedarf von den zum Stichtag der Abrechnung 2024 angeschlossenen 144 Gebäuden der Großteil durch Wohngebäude und hier im Besonderen Mehrfamilienhäuser gedeckt wird, während öffentliche Gebäude und Gewerbe, Handel und Dienstleistung nur ca. 30% der angeschlossenen Gebäude ausmachen (Tabelle 1). Bezogen auf die Jahresarbeit und deren Verteilung in Bezug auf den Gebäudetyp zeigt sich jedoch auch, dass Zweidrittel des Wärmebedarfs aktuell von Nichtwohngebäuden benötigt werden. Die verbleibenden 33% des Wärmebedarfs entfallen auch Wohngebäude (Abbildung 3).

Tabelle 1: Auflistung der indirekt angebundenen Hausstationen in Mehrfamilienhäusern (MFH), öffentlichen Gebäuden (Öffentl. Geb.) und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)

Gebäudetyp	Anzahl Gebäude	Anzahl Wohn-einheiten	Gesamte angeschlossene Leistung (kW)	Jahresarbeit (MWh/a)
MFH	101	Ca. 300	4,7	8020
Öffentl. Geb.	19		7	11940
GHD	24		5,7	9753
Summe	**144**	**Ca. 300**	**17,4**	**29714**

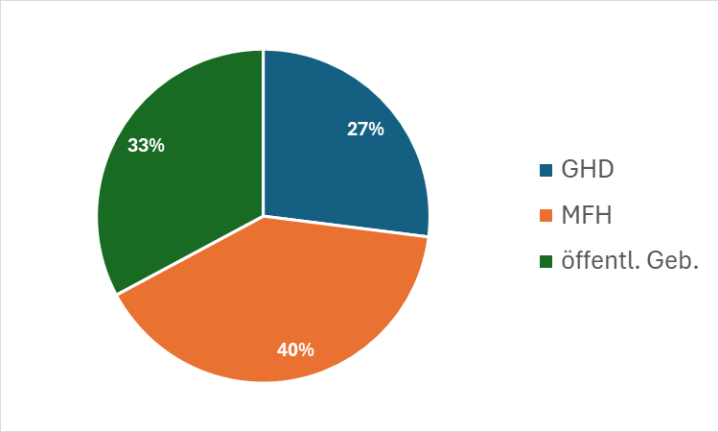


Abbildung 3: Prozentuale Verteilung der Jahresarbeit auf die Gebäudetypen (MFH, öffentl. Geb., GHD)

1.3 Wärmebedarfsermittlung anzuschließender Gebäude/ Endkunden

Der geplante Netzausbau im Zuge der Transformation des Bestandsnetzes umfasst eine Nachverdichtung in den bestehenden Netzgebieten mit einem moderaten Ausbau in Bärenkampen, eine Erweiterung des Netzes mit einem Strang von den Stadtwerken aus östlich sowie eine Erweiterung in den Südwesten des jetzigen Netzgebiets (Abbildung 1Abbildung 4).

Die Wärmebedarfe der anzuschließenden Gebäude und Endkunden wurde auf Basis vorliegenden geclusterten Werte zum Gasverbrauch vorgenommen. Dabei werden Gebäude, welche aktuell nicht über einen Gasanschluss verfügen, nicht erfasst. Da es sich bei den von den Stadtwerken Minden zur Verfügung gestellten Gasverbrauchswerten aus Datenschutzgründen um Verbrauchsklassen handelt, ist auch hier ein Schätzfehler möglich. In der Prognose wurde eine insgesamt mittlere Anschlussbereitschaft der Kunden von 40% des Wärmebedarfs eines Gebiets angenommen. Somit wird hier eine konservative Schätzung vorgenommen und die Ausbauplanung ist in regelmäßigen Abständen zu prüfen und ggf. anzupassen.

Insgesamt werden bis 2045 im gesamten Netzgebiet perspektivisch ca. 190 Lieferstellen angeschlossen, welche aktuell vorwiegend über Erdgas versorgt werden. Alle Neukunden werden indirekt angebunden und sekundärseitig mit einer Netztemperatur von 75°C im Vorlauf und mit 45°C im Rücklauf versorgt (Tabelle 2).

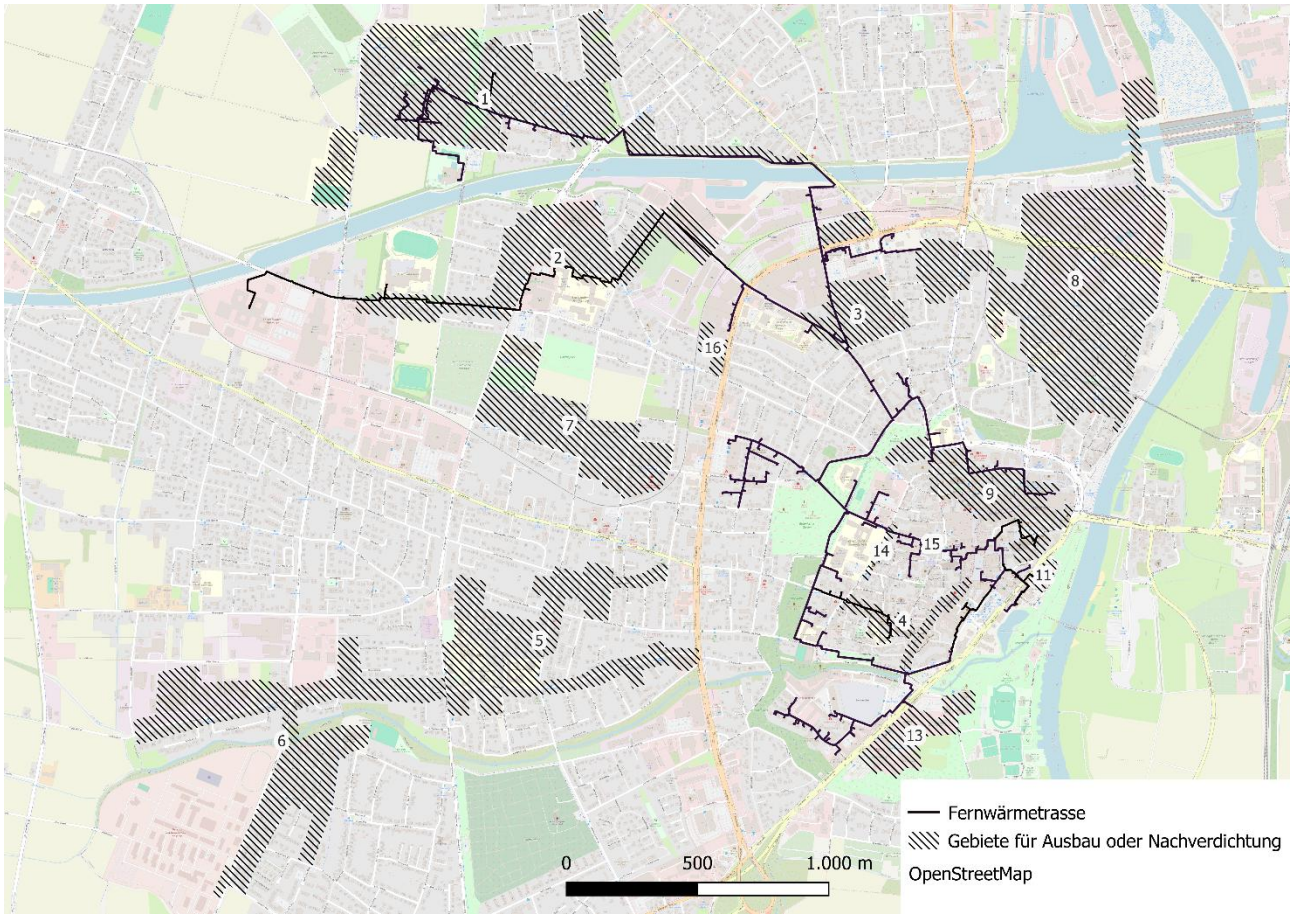


Abbildung 4: Gebiete für Nachverdichtung und Fernwärmeausbau

Tabelle 2: Auflistung von potenziellen Neukunden (mögliche neue Anschlüsse) bis 2045 im Versorgungsgebiet (alle Gebäude; * 40% des Wärmebedarfs des Gebiets; ** berechnet aus Bedarf mit 1700 Vbh)

Nr.	Gebiet	Vorrangiger Gebäudetyp	Wärmebedarf MWh/a (gerundet)*	Leistung in MW **	Aktuelle Versorgung
1	Nachverdichtung	MFH	6004	3,5	Gas
2	Nachverdichtung	MFH	2504	1,5	Gas
3	Nachverdichtung	MFH	2268	1,3	Gas
4	Nachverdichtung Innenstadt	MFH	3044	1,8	Gas
5	Ausbau	MFH	5534	3,3	Gas
6	Ausbau	MFH	6830	4,0	Gas
7	Neubau	MFH	3072	1,8	Gas
8	Ausbau	GHD	7128	4,2	Gas

Nr.	Gebiet	Vorrangiger Gebäudetyp	Wärmebedarf MWh/a (gerundet)*	Leistung in MW **	Aktuelle Versorgung
9	Nachverdichtung Innenstadt	MFH	5012	2,9	Gas
11	Nachverdichtung Innenstadt	MFH	200	0,1	Gas
13	Nachverdichtung Innenstadt	MFH	984	0,6	Gas
14	Nachverdichtung Innenstadt	MFH	636	0,4	Gas
15	Nachverdichtung Innenstadt	MFH	280	0,2	Gas
16	Nachverdichtung Innenstadt	MFH	312	0,2	Gas

1.4 Ist-Analyse Wärmenetz

Das bestehende Fernwärmesystem ist als Primär-/Sekundärnetzstruktur aufgebaut. Das Primärnetz ist für einen Nenndruck von PN 16 ausgelegt und wird im Betrieb typischerweise mit einem Vorlaufdruck von etwa 10–12 bar betrieben, während auf der Rücklaufseite ein Druckniveau von etwa 6 bar vorliegt. Die angeschlossenen Sekundärnetze sind überwiegend als PN 6-Systeme ausgeführt und werden differenzdruckgeregelt betrieben. Die Betriebsführung des Primärnetzes erfolgt primär über eine Mengenregelung. Dabei wird eine Sollfördermenge von 265 t/h eingestellt, die mit einem Soll-Vorlauftemperaturwert von zunächst 80 °C gefahren wird. Wird die Sollmenge erreicht, erfolgt eine gleitende Anhebung der Vorlauftemperatur auf bis zu 110 °C (theoretisch maximal bis etwa 120 °C möglich), um die erforderliche Wärmelieferung bei konstanter Netzfördermenge sicherzustellen. Diese Betriebsweise dient der Reduzierung der Netzverluste, da niedrigere Temperaturen im Teillastbetrieb zu geringeren Wärmeverlusten führen.

Die Druckhaltung im Primärnetz erfolgt über einen HDHW-Dampfspeisewasserbehälter. Zur Aufrechterhaltung des erforderlichen Druckniveaus sind zwei Druckdiktierpumpen mit einem Vordruck von 6 bar installiert. Ein entsprechendes R&I-Schema liegt vor. Die Druckhaltung der Sekundärnetze ist nicht eigenständig ausgeführt, sondern erfolgt indirekt über das Primärnetz. Beispielhaft ist im Sekundärnetz Bunsenstraße eine Reflex-Druckhaltestation mit offenem Behälter installiert. Sinkt der Füllstand, erfolgt eine automatische Nachspeisung aus dem Primärnetz. Vergleichbare Lösungen sind auch in den übrigen Sekundärnetzen umgesetzt.

Die hydraulische Förderung im Primärnetz erfolgt derzeit über drei Umwälzpumpen mit einer Förderleistung von jeweils 150 t/h. Die Pumpen arbeiten in einer kaskadierten Differenzdruckregelung, wobei abhängig von der Anzahl der betriebenen Fernwärmepumpen unterschiedliche Sollwerte für den Differenzdruck eingestellt werden. Typische Sollwerte liegen bei etwa 4,3 bar, 4,8 bar bzw. 5,2 bar für den Betrieb mit einer, zwei oder drei Pumpen. Aufgrund einer erwarteten Zunahme der angeschlossenen Fernwärmeabnehmer ist die Nachrüstung einer vierten Umwälzpumpe mit ebenfalls 150 t/h Förderleistung im kommenden Jahr vorgesehen.

Die thermische Netzauslegung wurde in der Vergangenheit bereits angepasst. Ursprünglich war das Netz für eine Vorlauftemperatur von 130 °C ausgelegt. Diese wurde im Betrieb inzwischen auf 110 °C abgesenkt. Parallel dazu wurden die Einstellwerte der Kundenübergabestationen reduziert. Anlagen mit Trinkwarmwasserbereitung werden derzeit typischerweise auf maximal 65 °C, reine Raumwärmeanlagen auf etwa 60 °C eingestellt. Für Neukunden wird eine maximale Vorlauftemperatur von 55 °C vorgesehen. Perspektivisch ist eine weitere Absenkung der Netztemperaturen geplant. Hierzu sollen in Mehrfamilienhäusern verstärkt Hygienespeicher bzw.

Frischwasserstationen eingesetzt werden, die künftig verbindlich in den technischen Anschlussbedingungen (TAB) verankert werden sollen.

Die heutige Netzstruktur geht im Wesentlichen auf das Jahr 1995 zurück, als das Heizwerk ursprünglich für die Versorgung eines Großkunden errichtet und mit den bestehenden Sekundärnetzen gekoppelt wurde. Eine Rückspeisung aus den Sekundärnetzen in das Primärnetz ist derzeit nicht vorgesehen. Mit Blick auf zukünftige erneuerbare Wärmeerzeuger und eine stärkere sektorale Integration wird geprüft werden müssen, inwieweit die bestehende Regelungs- und Netzstruktur hierfür ausreichend flexibel ist.

Darüber hinaus wurde im laufenden Jahr eine Mikrodampfturbine in Probebetrieb genommen. Diese dient zur Dampfdruckreduzierung von 10 bar auf 2 bar und ermöglicht gleichzeitig eine zusätzliche Kraft-Wärme-Kopplungsnutzung in Verbindung mit den vorhandenen Kombikesseln. Ergänzend wird ein weiterer Wärmetauscher mit einer Leistung von rund 10 MW am Heizwerk installiert, um zusätzliche Wärme aus dem bestehenden Dampfnetz in das Fernwärmenetz übertragen zu können.

Für das Netz liegen Temperaturmessdaten für Vor- und Rücklauf vor. Weitere Betriebsdaten, insbesondere Außentemperaturen, werden derzeit nicht systematisch erfasst, sodass eine detaillierte witterungsabhängige Auswertung des Netzbetriebs nur eingeschränkt möglich ist. Weitere Daten zur aktuellen Ist-Situation des Wärmenetzes finden sich in Tabelle 3.

Tabelle 3: Relevante technische Netzparameter für das Bestandsnetz Minden

Netzparameter	
Trassenlänge gesamt	18.850 trm
Druckstufe	PN 16, in Teilen PN 10 bzw. PN 13, Sekundärnetze PN 6
Vorlauf-Temperatur (max.)	120 °C
Rücklauf-Temperatur	60 °C, in Teilen 50, 55 oder 65°C
Netzverluste (bez. auf Einspeisung)	Ca. 15 % (in 2023)
Dämmstandard Netz (vorwiegend)	Dämmreihe 1
Art der Rohrleitungen	KMR

Alle hydraulischen Simulationen erfolgten mittels STANET®. STANET ist eine Software zur Berechnung von Fernwärmenetzen. Zur Simulation des Ist-Zustands wurde das bestehende Netzmodell der MIW verwendet und im ersten Schritt noch einmal alle Kunden bzw. Verbraucher im Netzmodell mit den IM GIS erfassten Daten und einer aktueller Kundenliste abgeglichen. Im Zuge des Abgleichs wurden im Netzmodell fehlende Kunden ergänzt.

Das Mindener Wärmenetz hat eine Höchstlast von 18 MW inklusive anfallender Wärmeverluste. Die Netzberechnung erfolgte mit zwei verschiedenen Ansätzen, die beide hier dargestellt werden sollen. Zum einen wurde mit einer maximalen Einspeisetemperatur von 110 °C und dem daraus resultierenden Massenstromes am HKW gerechnet und zum anderen mit der Begrenzung des Massenstromes auf 265 t/h am HKW und einer sich daraus ergebenden nötigen Einspeisetemperatur. Bei der Berechnung mit begrenztem Massenstrom auf maximal 265 t/h ergibt sich eine notwendige Einspeisetemperatur von 120 °C. Wird hingegen die Einspeisetemperatur auf 110 °C festgesetzt, ist ein Massenstrom von 316,5 t/h notwendig. Daraus resultieren Temperaturspreizungen liegen bei ca. 57 K bzw. 47 K (T_{VL}/T_{RL} = 110(120) / 63 °C) am HKW wohingegen die BHKWs nur mit ca. 90 °C T_{VL} liefen. Der Mindestdifferenzdruck am Netzschlechtpunkt beträgt 0,6 bar. Der Schlechtpunkt befindet sich für das

Primärnetz am Simeonsplatz 19. Für die Einspeisung resultieren daraus Differenzdrücke von 1,35 bar. Interne Druckverluste innerhalb des Erzeugerparks sind dabei nicht berücksichtigt, da sie für die Netzhydraulik nicht von Relevanz sind. In den Sekundärnetzen liegen die Schlechtpunkte am Klausenwall 24, am Simeonscarre 1 und am Abnehmer Sieben Bauern 23.

Die hydraulische Simulation des Ist-Zustands mittels STANET zeigt im Höchstlastfall keine hohen spezifischen Druckverluste und somit keine hydraulischen Engpässe (Abbildung 5). In den Netzteilen, die in der Abbildung hellblau, blau oder grün dargestellt sind, sind unter den in der Simulation angenommenen Randbedingungen, welche sich an den tatsächlichen Betriebsparametern orientieren, noch Kapazitätsreserven vorhanden.

Kleinere Netzengpässe in Form auffällig hoher Druckverluste (in der Legende rot und magenta) gibt es nur in wenigen Hausanschlussleitungen. Transportleitungen sind in diesem Bestandsfall mit geringen spezifischen Druckverlusten beaufschlagt und haben somit ausreichende Kapazitäten.

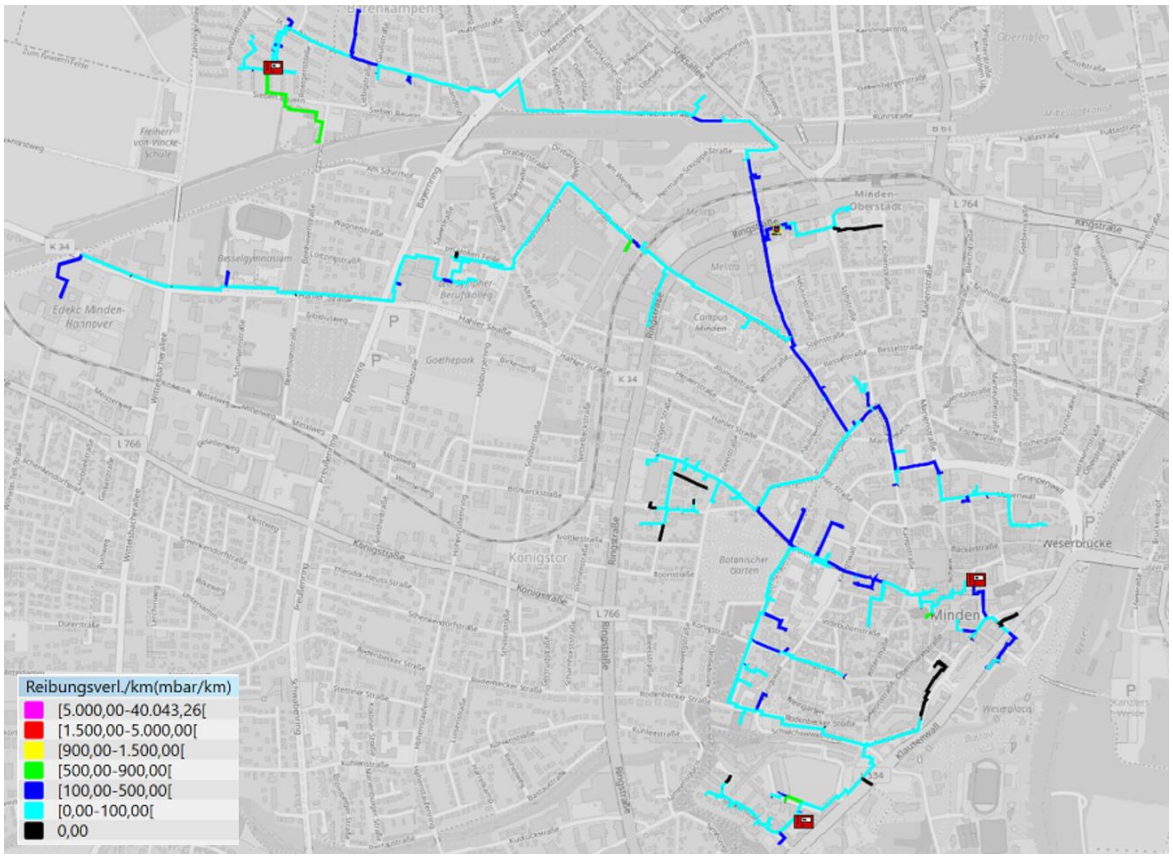


Abbildung 5: Hydraulische Simulation des Ist-Netzes im Höchstlastfall (spezifische Reibungsverluste)

1.5 Ist-Analyse Wärmeerzeugung

Die Fernwärmeerzeugung sowie Druckhaltung erfolgt aktuell aus dem Heizwerk Ringstraße, hauptsächlich mittels einem Blockheizkraftwerk (BHKW) in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Dieses besitzt eine Erzeugerleistung von 4,7 MW thermisch sowie 4,4 MW elektrisch. Das Abgas wird zusätzlich in einem Abhitzekessel zur Dampferzeugung eingesetzt. Ein zusätzlicher Gasbrenner unterstützt dessen Dampferzeugung. Ergänzt wird die Dampferzeugung durch zwei reine Dampfkessel (Abbildung 6).

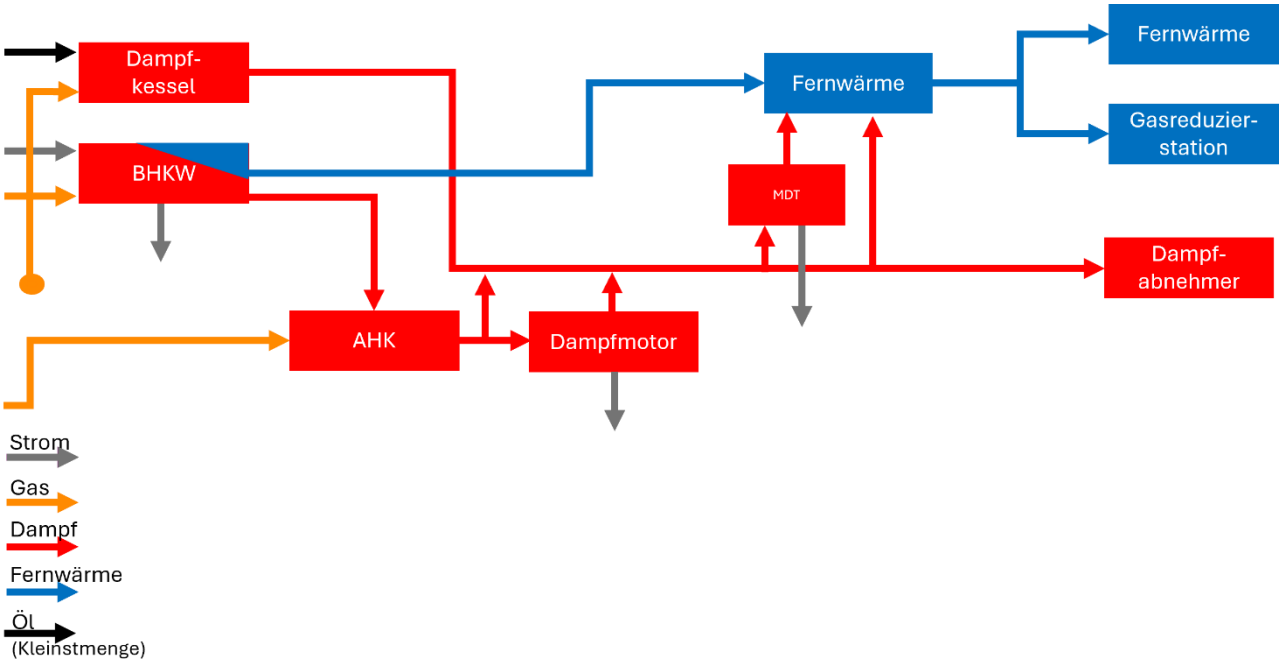


Abbildung 6: Heizkraftwerk Ringstraße, Erzeugerskizze (IST-Stand 2026)

Beide Dampfkessel besitzen jeweils 2 Zweistoffbrenner, welche in den betrachteten Jahren bis auf den Zeitraum der Emissionsmessung ausschließlich mit Erdgas betrieben wurden. Es besteht die Möglichkeit, Dampf über Dampfumformung in Fernwärme umzuwandeln.

Der KWK-Anteil der Wärmeerzeugung aus dem BHKW wird zudem von einem Dampfmotor und einer Mikrodampfturbine unterstützt. Diese werden in Tabelle 4 nicht aufgeführt, da sie keine Wärmeerzeuger darstellen.

Von der Erzeugungsmenge sind 32.140 MWh als Direktlieferung von 10 bar Sattdampf an das benachbarte Industrieunternehmen abzuziehen, so dass ein Wärmeaufkommen von etwa 42.060 MWh an das Fernwärmenetz abgegeben wird. Das Fernwärmenetz wird aus dem Motorkühlkreislauf des BHKW und Dampf-Umformern beheizt, so dass es gegenüber der Dampflieferung als „hydraulisch getrennt“ bezeichnet werden kann. Die Wärmegestehung ist jedoch aktuell nicht ohne die Dampfseite denkbar, da das BHKW nicht nur zur Darstellung der KWK-Wärmeanteils des Fernwärmenetzes, sondern wesentlich auch für die Stromerzeugung des Industriebetriebs benötigt wird. Daher wird das Fernwärmesystem als zusammenhängend dargestellt.

Tabelle 4: Übersicht über die vorhandenen Wärmeerzeuger (Inbetriebnahmen = IBN, Außerbetriebnahme = ABN)

Anlage	th. Leistung [MWth]	Erzeugungsmenge [MWh th]	Brennstoff	IBN	ABN
BHKW	4,7	18.200	Erdgas	2019	2034
Abhitzekessel	15	23.860	Erdgas	2019	2039
Großwasserraum-Dampfkessel 1	16	32.140	Erdgas /Heizöl EL	1995	2039
Großwasserraum-Dampfkessel 2	16		Erdgas /Heizöl EL	1995	2039

1.6 Energie- und Treibhausgasbilanz im Ist-Zustand

Für das Ist-System wurde eine Energie- und eine Treibhausgasbilanz erstellt (Tabelle 5 und Tabelle 6). Diese Bilanz umfasst sowohl das Fernwärmenetz als auch die Industriedampflieferung. Die Ist-Werte sind gemäß FW-309 mit der Carnotmethode berechnet. Als Basis wird für den Verbrauch angenommen: 32.140 MWh Dampf- und 36.700 MWh/a Wärmeabsatz sowie und einer Wärmeeinspeisung von 42.060 MWh/a. Davon entfallen 43% auf die Netzeinspeisung aus den Erdgas-BHKW und 57 % auf die Einspeisung aus dem Abhitze- und den Erdgas-Kesseln. Der Heizölbezug als Lastabwurf-möglichkeit des Gasnetzes ist in dieser Bilanz nicht berücksichtigt.

Tabelle 5: Energie- und Treibhausgasbilanz Erdgaskessel

	Brennstoffwärme	**Emissionsfaktor**	**Emission**
	[MWh Hi]	[t CO_2/ MWh]	[t CO_2]
Erdgas	59.930	0,24	14.383
Strom netzbezogen *	559	0,56	313
Strom eigen erzeugt *	559	0,19	106
Gesamt			**14.802**

*pauschal 1,5%

Tabelle 6: Energie- und Treibhausgasbilanz Erdgas-BHKW

	Brennstoffwärme	**Emissionsfaktor**	**Emission**
	[MWh Hi]	[t CO_2/ MWh]	[t CO_2]
Erdgas	34.461		
ext. Hilfsstrom	171	0,56	96
Anteil KWK			
KWK-Brennstoffwärme	34.461		
Nettostromerzeugung A_{Bne}			14.592
Allokationsfaktor KWK-Wärme			0,21
Emission KWK-Wärme	7.255	0,24	1.741
Summe			**1.837**

Die Gesamtemission liegt basierend auf einer Bewertung des Ist-Systems entsprechend der Carnot-Methode bei 16.783 t CO_2 pro Jahr.

Der CO_2-Emissionsfaktor liegt im Ist-System (Fernwärme und Dampferzeugung) bei 245 t CO_2/MWh.

2. Potenzialanalyse zur Nutzung erneuerbarer Energien

Die Lage Mindens an der Weser und dem Mittellandkanal sowie geologisch in einem Gunstraum für tiefe Geothermie bietet eine Vielzahl von möglichen EE-Erzeugern.

2.1 Potenzialanalyse Teil 1: Voruntersuchung

In einem ersten Überblick werden alle denkbaren Potenziale erneuerbarer Energien (EE-Potenziale) am Standort Minden betrachtet und bewertet (Tabelle 7).

Tabelle 7: EE-Potenziale und ihre mögliche Relevanz für eine CO_2-neutrale Wärmeversorgung im Untersuchungsgebiet

Erneuerbare Energie	Potenzial	Temperaturniveau	Verfügbarkeit	Kommentar	Bewert-ung
Solarthermie	Freiflächen knapp	mittel (zeitweilig)	tagsüber, vorwiegend im Sommer		
Oberflächengewässer (Flüsse, Seen)	vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	Weser und Pumpwerk	
Grundwasser	gering	10 °C	ganzjährig		
Abwasser (Kläranlage)	Vorhanden	Sommer 20 °C Winter 15 °C	ganzjährig	Interessebekundung der Städtischen Betriebe zur Auskopplung der Wärme	
Abwasser (Siegfried)	Vorhanden	25-25°C	ganzjährig		
Tiefe Geothermie	vorhanden	140°C bei 4000 m Tiefe	ganzjährig	Aktuell 2D Seismik in der Auswertung Aufsuchungsantrag wurde von ESW gestellt	
Industrielle Abwärme	vorhanden		ganzjährig	abhängig von Industrie	
Müllverbrennung	vorhanden	hoch	ganzjährig	Entfernung zum Netz kritisch	
Klärschlammverbrennung	nicht vorhanden	hoch	ganzjährig		
(Lokale) Biomasse	ggf. vorhanden	hoch		Holzabfrage für 2*2,5 MW Holzheizwerk wurde durchgeführt	
Luft (Umgebung)	immer vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig		
Windkraft		nicht relevant	ganzjährig, fluktuierend		
Photovoltaik	ggf. Freiflächen	nicht relevant	tagsüber, vorwiegend im Sommer		

EE-Potenziale, die eine hohe Relevanz für das zukünftige Konzept haben, werden mit „im Fokus“ (grün) gekennzeichnet, gelb hinterlegt werden mögliche Alternativen gekennzeichnet. Diese beiden Gruppen von EE-Potenzialen werden weiterführend -bezüglich ihres technischen Potenzials und möglicher Standorte- näher betrachtet. Nicht weitere betrachtete Potenziale werden in „rot“ gekennzeichnet.

2.2 Potenzialbewertung Teil 2: Erweiterte Untersuchung vorhandener Potenziale

Umweltwärme aus Gewässern

In Minden kann die Weser als Wärmequelle für die Nutzung von Umweltwärme genutzt werden. Die Weser hat am Bezugspegel Oberweser einen niedrigsten Abfluss von 35,2 m³/s und einen mittleren Niedrigwasserabfluss von 66,6 m³/s [1]. Eine grobe Abschätzung der Gewässertemperatur im Winter zeigt einen Wert von ca. 10 °C [2] .

Es zeigt sich hier ein Potenzial von 14 MW (ca. 60 GWh/a) im Winter unter der Annahme, dass man die entnommene Wassermenge um 5 K abkühlen kann. Für die entnommene Wassermenge wurde angenommen, dass 1% des Trockenwetterabflusses und somit 1.267 m³/h (niedrigster Abfluss, 1%) entnommen und mit einer Temperatur von mind. 5°C wieder eingeleitet werden. Die Temperaturabsenkung darf die ökologische Güte des Gewässers nicht ändern.

Ein Standort für eine mögliche Flusswasser-Wärmepumpe sollte sofern möglich in der Nähe von bestehenden Infrastrukturen gewählt werden, um ggf. Synergien im Bereich Stromanbindung, Bauwerken oder auch Wasserrecht zu nutzen. Das Entnahmebauwerk darf die Struktur des Gewässers nicht verändern.

Abwärme aus Abwasser

Die Städtische Betriebe Minden sind Betreiber der Kläranlage Minden-Leteln ca. 3 km nördlich des bestehenden Heizwerks. Diese übernimmt die Abwasserreinigung der Städte Minden, Petershagen sowie der angrenzenden Teile von Porta Westfalica und Bückeburg für bis zu etwa 240.000 Einwohner[3]. Bis zu 120.000 m³ Abwasser- und Niederschlagswasser pro Tag stehen 30.000 m³ Trockenwetterzufluss (ca. 1.250 m³/h) gegenüber. Zentral nach der Klärung wird gereinigtes Abwasser an Oberflächenfließgewässer abgegeben. Typischerweise variiert die Temperatur dieses Ablaufs jahreszeitbedingt zwischen 10 und bis zu 25°C. Bei einem angenommenen Niedrigabfluss im Auslauf von im Mittel 500 m³/h und einer Entnahmemenge von 20% sowie einer Abkühlung um 5 K, lässt sich eine Leistung nach der benötigten Wärmepumpe im Winter von 1,1 MW (4.660 MWh/a) und im Sommer 1,8 MW (7.560 MWh/a) abschätzen. Aufgrund der langen Strecken zum Versorgungsgebiet und der in Relation dazu geringen Wärmemenge, bietet sich eine Erschließung des EE-Potenzials nicht an.

Eine weitere Quelle für Abwasser-Wärme bietet die Kläranlage der Firma Siegfried. Auf der östlichen Seite der Weser betreibt Fa. Siegfried ein eigenes Klärwerk zur Reinigung industrieller Abwässer. Dieses liegt etwa 1,6 km vom bestehenden und 1 km vom angedachten Netzerweiterungsgebiet entfernt. Durch die vorgelagerten industriellen Prozesse liegt das Temperaturniveau deutlich höher als beim Klärwerk in Leteln (siehe Abbildung 7). Die Verteilung der Messwerte des Ablaufs sind in Abbildung 8 dargestellt.

An über 8.500 Stunden im Jahr liegt die Ablauftemperatur der industriellen Kläranlage über 20°C (Abbildung 9). Im Vergleich zur Kläranlage Leteln hätte eine Wärmepumpe hier in der Winterperiode einen geringeren Temperaturhub zu überbrücken. Anhand der Ablaufmenge von > 200 m³/h an über 7.300 Stunden im Jahr lässt sich bei einer angenommenen Auskühlung um 5 K ein Abwärmepotenzial von bis zu 38 GWh bei einer mittleren Jahresarbeitszahl von knapp 3 ableiten. Es ergibt sich eine mögliche Wärmepumpenleistung von 7,3 MW_{th}.

Der Ablauf der Kläranlage Siegfreid erfolgt aktuell bereits in die Weser. Westlich der Kläranlage befindet sich eine Freifläche, welche für einen Wärmepumpen-Maschinenraum und die Wärmeeinkopplung in eine Anbindeleitung, welche unter der Weser dükert, herangezogen werden könnte. Standort und Leistung wurden für die weitere

[1] Quelle: https://www.fgg-weser.de/die-weser-und-ihr-ezg/hydrologie
[2] Quelle: https://www.gewaessergueteonline.nlwkn.niedersachsen.de/Karte
[3] https://www.minden.de/rathaus-service-zukunft/sbm/entwaesserung/klaeranlage/#accordion-2-0

Transformationsplanung herangezogen. Die Genehmigungsfähigkeit des Standortes und die Auflagen für eine tatsächliche Auskühlung wären Gegenstand einer Genehmigungsplanung.

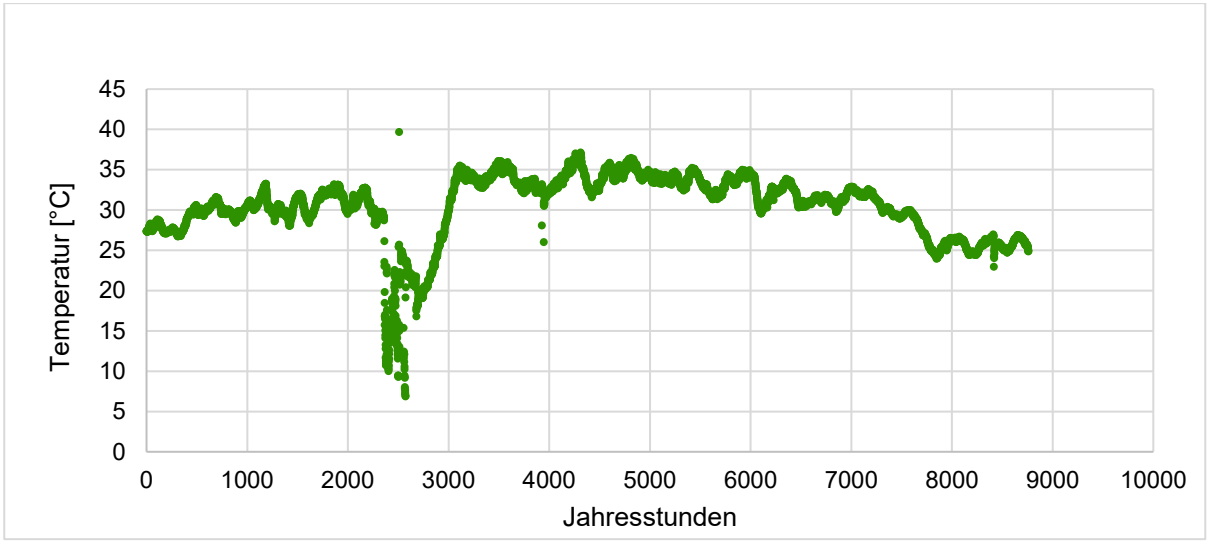


Abbildung 7: Temperaturverteilung Ablauf Kläranlage 2024

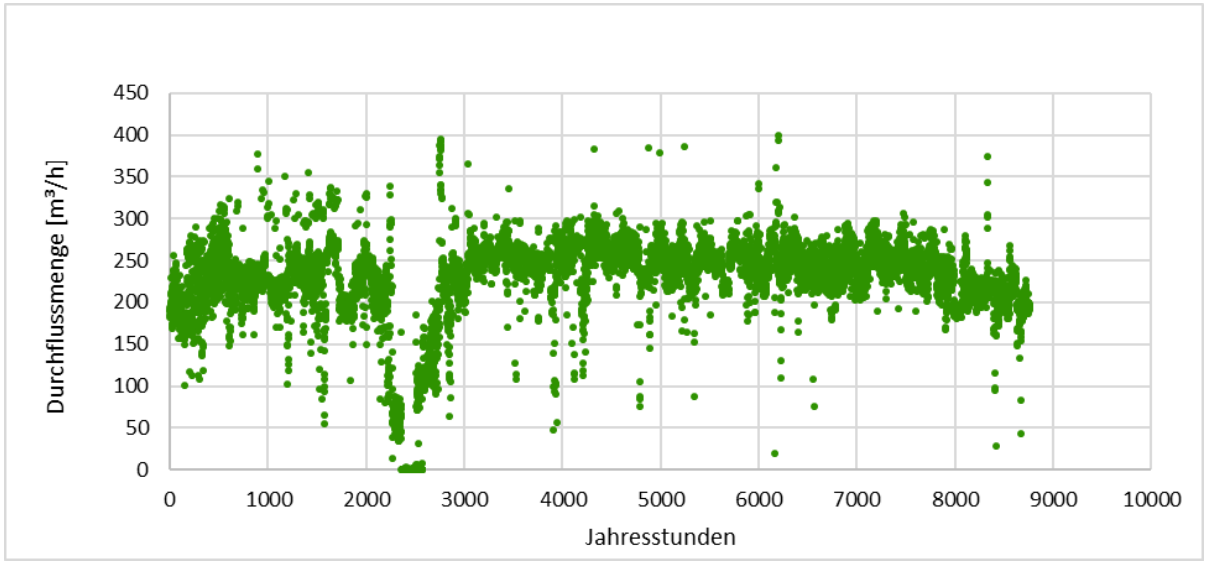


Abbildung 8: Abflussmesswerte Ablauf Kläranlage 2024

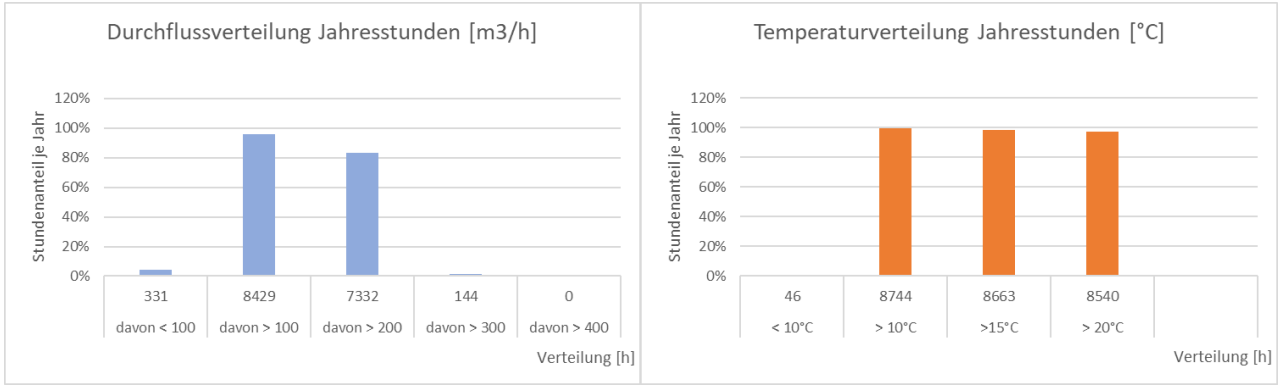


Abbildung 9: Jahresstunden mit hohen Temperaturen oder hohen Abflussmengen

Tiefe Geothermie

Auf Basis der vorliegenden Studie „Vorstudie Geothermie Minden“ der Energieservice Westfalen Weser GmbH (2025) lassen sich folgende Punkte zum möglichen Potenzial der Nutzung von tiefer Geothermie feststellen:

Als primärer potentieller Aquifer im Aufsuchungsgebiet „Geothermie Minden“ wurde insbesondere der mittlere Buntsandstein (Untere Trias) identifiziert, welcher sich unterhalb von Minden in einer Tiefe von ca. 4.000 m befindet.

Wird ein geothermischer Gradient von ca. 34 °C/km und eine durchschnittliche Oberflächentemperatur von ca. 10 °C zugrunde gelegt, erreicht dieses geothermische System theoretisch Temperaturen im Bereich von 140 bis 150 °C. Der geothermische Gradient im Erkundungsgebiet rund um Minden weist eine erhebliche räumliche Variabilität auf, wobei die abgeschätzten Werte zwischen etwa 34 und 44 °C/km liegen, wie aus Bohrlochtemperaturmessungen und regionalen Studien hervorgeht. Daher wird die Temperatur des geothermischen Systems im Buntsandstein (Untere Trias) zwischen ca. 140 und ca. 180 °C vermutet. Etwas weniger tief können weitere geothermale Systeme in Schichten des Keupers oder des Muschelkalks in Tiefen von etwa 3.000 m existieren. Diese Formationen könnten theoretisch Temperaturen zwischen ca. 100 und ca. 140 °C erreichen.

Daraus ergibt sich, je nach angenommener Bohrtiefe in den Dogger, oder Keuper oder den Buntsandstein mit den jeweilig angenommen Temperaturen und zu erwartender Schüttung von 50 bis 100 l/s, ein Potenzial von 7 MW am unteren Ende (Dogger, pessimistisch: 95°C und 50 l/s) bis zu 52 MW am oberen Ende (Buntsandstein, optimistisch: 186 °C und 100 l/s). Dies führt zu einer zur Verfügung stehenden Wärmemenge von 29 GWh/a bis zu 210 GWh/a, je nach Szenario. Im Folgenden wird für den Transformationsplan davon ausgegangen, dass 14 MW zur Verfügung stehen. Dies entspricht dem Basis-Szenario (mittlerer Fall) der Bohrung in die Formation des Doggers. Eine finale Information zur tatsächlichen verfügbaren Wärmemenge und Leistung kann erst nach erfolgter Bohrung erwartet werden. Die bisherigen Auswertungen zeigen jedoch in jedem Fall, dass ein hohes Potenzial zur Nutzung von tiefer Geothermie als Quelle erneuerbarer Energie genutzt werden kann.

Industrielle Abwärme

Das Potenzial unvermeidbarer Abwärme lässt sich in zwei Kategorien einteilen. Besonders effektiv lässt sich Abwärme leitungsgebunden nutzen, welche aufgrund ihres Temperaturniveaus direkt in leitungsgebundener Wärmeverteilung genutzt werden kann. Abwärmepotenziale niedrigerer Temperatur bedürfen einer Wärmepumpe (Stromeinsatz), um sie auf ein nutzbares Temperaturniveau zu heben.

Vorhandene Abwärmepotenziale werden gemäß Energieeffizienzgesetz von den Unternehmen an die Bundesstelle für Energieeffizienz gemeldet und sind über das „Portal für Abwärme[4]“ zugänglich. Dort werden sowohl Temperaturniveaus als auch Leistungen und die Aufteilung von Abwärmemengen auf die Monate eines Jahres abgebildet. Im Projekt wurde diese Aufstellung für alle Unternehmen im Stadtgebiet, Stand 13.05.2025, erhoben. Da die gesetzliche Anforderung noch neu ist und von einer Vollständigkeit der Eingaben (Rückfragen/Bearbeitung von Rückfragen zur Qualitätssicherung) noch nicht ausgegangen werden kann, wurde diese Datenbasis im Zuge einer Potenzialermittlung plausibilisiert. Betriebliche Aspekte können die angegebenen Potenziale einschränken oder gar verhindern.

In Minden existieren Industrieunternehmen, welche sich im Energienetzwerk organisiert haben. Dort finden regelmäßig Austauschformate zur nachhaltigen und energieeffizienten Energieerzeugung und -verwendung statt. Im Zuge der Erstellung des Transformationsplans wurden mögliche Abwärmenutzungen in dem Netzwerk thematisiert und Abwärmequellen möglicher Unternehmen näher betrachtet. Tabelle 8 zeigt die angegebenen

[4] https://elan1.bafa.bund.de/zvi-ui/pfa/abwaermepotentiale

Abwärmequellen aus dem Portal für Abwärme und eine Zusammenfassung der technischen Angaben. Für eine Nutzung im Untersuchungsgebiet des Transformationsplans kommen nicht alle Potenziale in Frage. Interessant sind solche, welche in unmittelbarer Lage oder Nähe zum Fernwärmenetzgebiet oder einem angedachten Netzerweiterungsgebiet liegen. Des Weiteren sind die Verteilung der Abwärmequellen auf dem Gelände (Maß für Investitions- und Betriebsaufwand zur Nutzbarmachung der Abwärme) und die unterjährige Verfügbarkeit Qualitätskriterien. Bei fünf Unternehmen wurden ergänzende Daten in Fragebögen zu den Plattformangaben erhoben und ausgewertet.

Tabelle 8: Abwärmequellen aus Plattform für Abwärme

Name	Anlage	Wärme-menge [MWh p.a.]	Wärme-leistung [kW]	Temperatur [°C]	geführt/ diffus	Bemerkungen
Betrieb 1	Haubenabluft	13.000	2.000	45	geführt	beispielhaft, weitere Wärmequellen vorhanden
Betrieb 1	Abgas Sommerkessel			144	geführt	vermutlich nicht in Heizperiode
Betrieb 2	Absorptionskältemaschine	1.200	28-300 max.1000	36	geführt	im Winter nahezu keine Leistung
Betrieb 2	Kompressoren 01-T.1-11	650	70	65	geführt	hohe Verfügbarkeit
Betrieb 3	Rückkühler Absorptionskältemaschinen	4.000	500	36	geführt	hohe Verfügbarkeit
Betrieb 3	Abgas BHKW 1&2	500	100	91-109°C	geführt	BHKW 1
Betrieb 4	Kühlwasser Ammoniakanlage	700	100	90	geführt	hohe Verfügbarkeit
Betrieb 4	Kühlturm Sudhaus	8.500	1200	29	geführt	hohe Verfügbarkeit
Betrieb 5	2 Muffel und 2 Abgasverbrennungen	10.000	1600	300	geführt	hohe Verfügbarkeit? Abstand der Abgasverbrennungen untereinander?
Betrieb 5	RKW Purin	28.350	3500	30	geführt	hohe Verfügbarkeit, mehr Anlagen verfügbar
Betrieb 5	Abwasserstrom Kläranlage	14.500	2.600	31	geführt	hohe Verfügbarkeit
Betrieb 6	MHKW	5.500	700	150	geführt	hohe Verfügbarkeit
Betrieb 7	Kälteanlagen 1&2	2250	1600	35	geführt	geringe Verfügbarkeit, insbesondere im Winter
Betrieb 8	unbekannt	1.365	<400 kW	37-122 °C	geführt	

Grüner Wasserstoff

Das geplante Wasserstoffkernnetz wird nicht in Nähe des Netzgebietes laufen (Stand 02.02.2026; www.bundesnetzagentur.de), eine Anbindung größerer Industriebetriebe im Umfeld ist nicht geplant. Grundsätzlich ist aktuell nicht davon auszugehen, dass ausreichende Mengen grünen Wasserstoffs für die flächenhafte Nutzung für Raumwärme und Trinkwarmwasser vorhanden sein werden. Dieses Potenzial wird daher vorerst ausgeschlossen. Die kommunale Wärmeplanung der Stadt Minden ist zum Zeitpunkt dieses Projekts noch nicht erstellt. Diese sowie nachfolgend der Gastransformationsplan weitere Hinweise liefern, die es zu gegebener Zeit einzuarbeiten gilt.

Grüne Gase

Des Weiteren besteht die Möglichkeit bilanzielles Biomethan aus dem Erdgasnetz zu berücksichtigen, sofern die Gasnetzinfrastruktur im Gebiet über 2045 hinaus erhalten bleibt. Auch wenn der Biomethanmarkt in den letzten Jahren aufgrund der möglichen Nutzung zur Erfüllung der Biokraftstoffquoten unter Druck geraten ist, deuten politische Zielsetzungen darauf hin, dass dieses Potenzial auch weiterhin zur Verfügung steht oder ausgebaut wird. Informationen zur Gasnetztransformation sollten nach Abschluss der laufenden kommunalen Wärmeplanung vorliegen und werden im Zuge der Fortschreibung dieses Transformationsplans berücksichtigt. Des Weiteren wird mit Blick auf das Zieljahr die Einbindung von E-Fuels diskutiert. Wasserstoff und abgeschiedenes Kohlendioxid können zu methanhaltigen Brennstoffen verarbeitet werden und über das Leitungsnetz oder über Transporte eingebunden werden. Dadurch stünde Brennstoff, insbesondere für die Spitzenlasterzeugung zur Verfügung. In der Bearbeitung des Erzeugerkonzepts werden entsprechend zusammenfassend für die grünen Gase „EE-Gase“ als Einsatzstoff in der Spitzenlasterzeugung abgebildet, sofern nicht explizit von Biomethanverwendung (bspw. im Stützjahr 2030) ausgegangen wird.

3. Bewertung des zukünftigen Wärmebedarfs

3.1 Szenarien zur Wärmebedarfsentwicklung

Sanierung

Grundlage für die Wärmebedarfsentwicklung waren für den Bestand der aus dem Lastgang abgeleitete Höchstwert des Jahres 2025 sowie für die neu anzuschließenden Gebäude die Wärmeverbrauchsdaten auf Basis der vorliegenden Gasverbrauchsdaten. Für den vorliegenden Transformationsplan wurden für die erwarteten Sanierungsraten ein einheitlicher Faktor gewählt. Der Faktor für die jährliche Reduktion wurde hier unabhängig vom Gebäudetyp auf im Mittel 1,0 % angesetzt. Dieser Reduktionsfaktor wird im vorliegenden Transformationsplan auf alle Gebäude übertragen.

Ausbau des Netzes

Dem Wärmebedarfsrückgang steht eine Zunahme durch einen Netzneubau gegenüber. Hierbei wird angenommen, dass Ausbaugebiete final mit der Anschlussquote von 40% des Gesamtwärmebedarfs des jeweiligen Gebietes angeschlossen sein werden. Dabei wurde für die Entwicklung des Zubaus für alle Netzausbaubereiche Zubaujahre und Zeiträume festgelegt. Der Zubau wurde in diesem Zeitraum als linear angenommen.

Die kumulierten Werte der Wärmebedarfsentwicklung mit einem Rückgang durch Sanierung und einer Zunahme durch Ausbau finden sich in Abbildung 10. Die finalen Werte der prognostizierten Wärmebedarfe in den Stichjahren werden in das hydraulische Netzmodell übertragen

Das prognostizierte Netzwachstum muss anhand der Anschlussbereitschaft der Kunden geplant werden muss. Somit sind diese Prognosen vorläufig und müssen regelmäßig überprüft werden. Aufgrund der Wärmedichte in den Netzausbaugebieten ist jedoch davon auszugehen, dass diese auch in der noch ausstehenden kommunalen Wärmeplanung als Ausbaugebiete charakterisiert werden, und darüber hinaus, dass ein Fernwärmeanschluss aufgrund seiner Erfüllungsoption nach Gebäudeenergiegesetz aktuell eine hohe Attraktivität für Immobilieneigentümer besitzt.

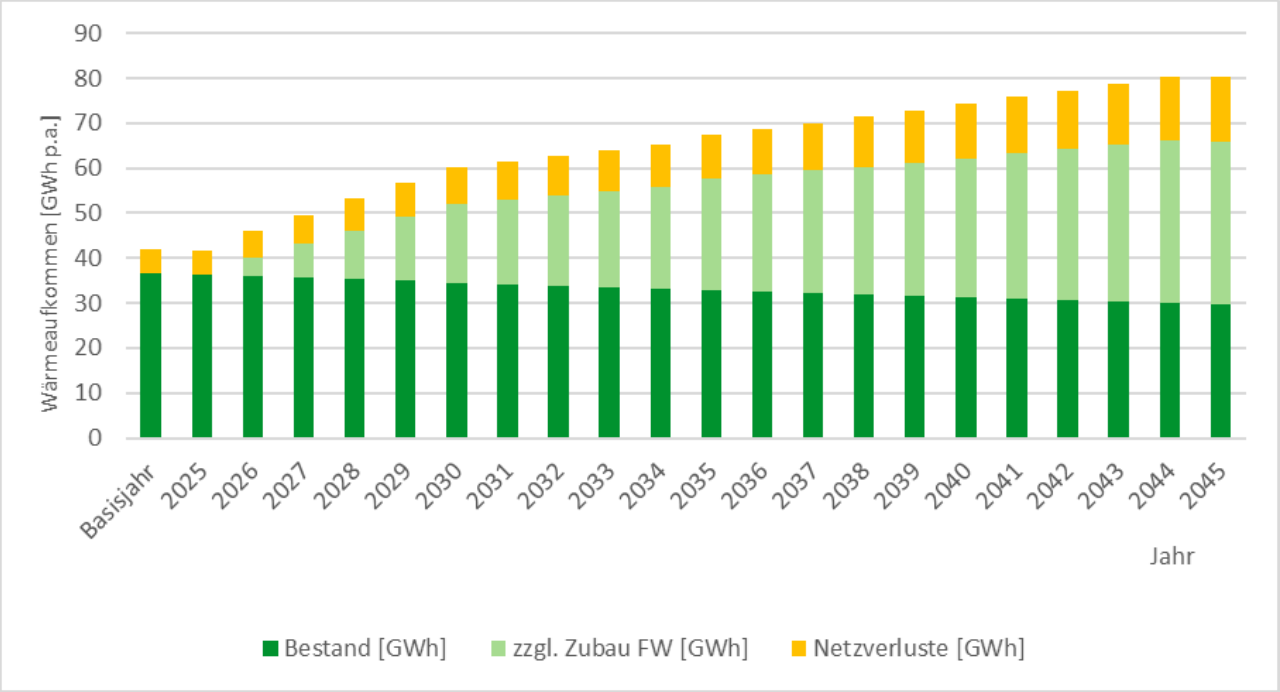


Abbildung 10: Kumulierte Werte der Wärmebedarfsentwicklung unter Berücksichtigung von Sanierungsrate und Zubau

3.2 Entwicklung der Netzlast

Abbildung 11 zeigt den IST-Lastgang eines Bezugsjahres 01.07.2024-30.06.2025. Durch den Anschluss von neuen Kunden in der ersten Jahreshälfte des Jahres 2024 sind vorherige Lastgänge nicht repräsentativ.

Es zeigt sich eine Maximallast von ca. 25 MW, wovon der Dampfanteil in der Stunde der summierten Höchstlast der Erzeugung mit 11 MW zu Buche schlägt (Abbildung 16). Für den Fernwärmenetzteil alleine ist eine Höchstlast von 18 MW festgestellt, wovon etwa 0,6 MW für Netzverluste aufzuwenden sind.

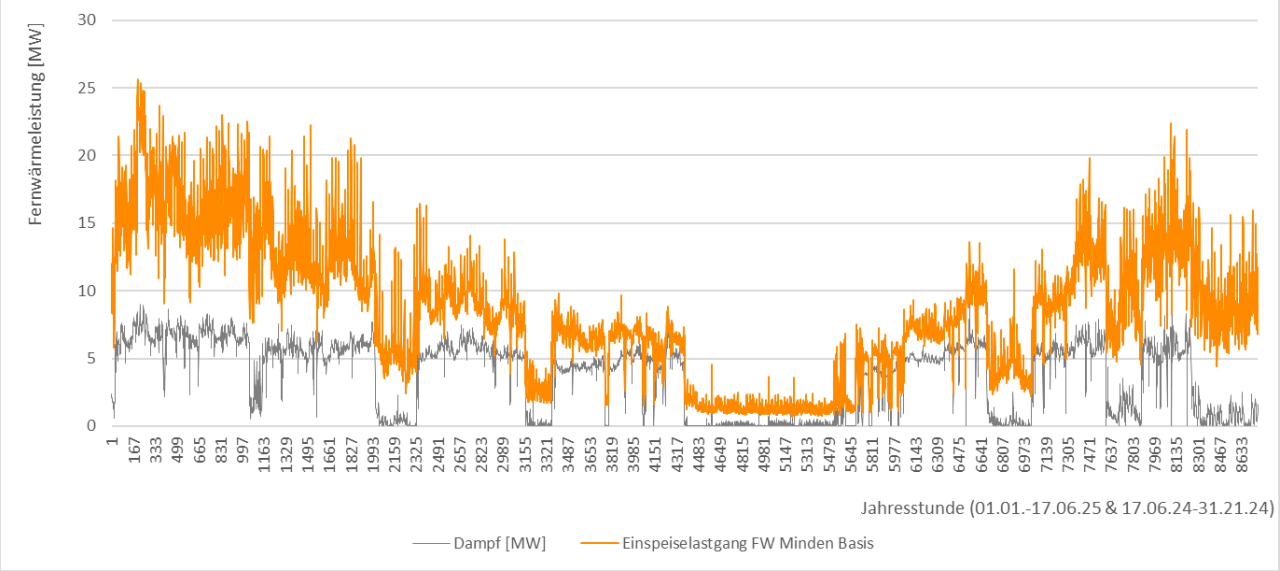
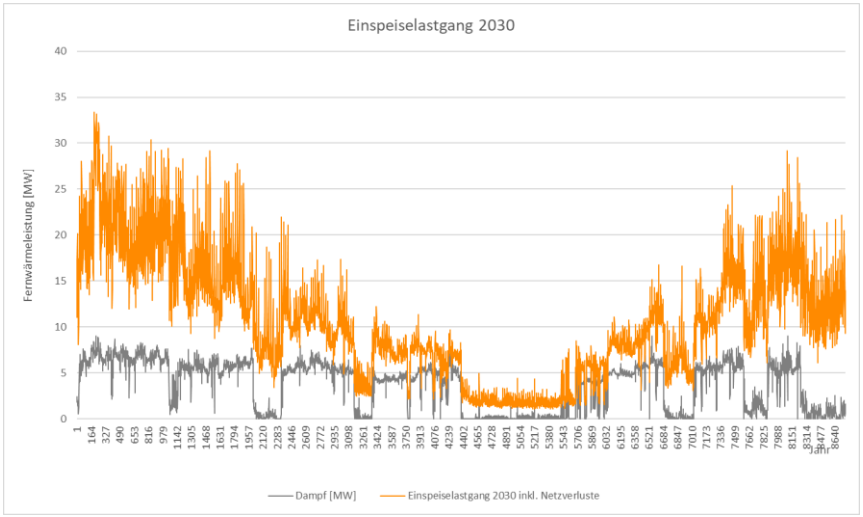


Abbildung 11: Ist-Netzlast (Basisjahr 2024/2025)

Für die Stichjahre 2030, 2035, 2040 und 2045 werden auf Basis der vorliegenden Daten synthetische Lastgänge skaliert. Dabei werden der Gesamtwärmebedarf des IST-Systems und des Zubaus je Stichjahr und somit unter Berücksichtigung der Reduktion durch Sanierung akkumuliert. Für die synthetischen Lastgänge wird ein Ausgangs-Netzverlust von 12,7% angesetzt. Dieser Wert ist vergleichsweise gering. Es ist davon auszugehen, dass die Netzverluste aufgrund der ansteigenden Netzlänge und der mit Netzerweiterung kleinteiligeren Versorgung moderat zunehmen. Im Gegensatz dazu werden die Absenkung der Netzrücklauftemperatur und der Einsatz von Materialien höher Dämmreihe den Wärmeverlust spezifisch wiederum leicht reduzieren. Aufgrund des niedrigen Startpunktes wird davon ausgegangen, dass sich das Netz hinsichtlich der Isolation in einem guten Zustand befindet. Dem entsprechend können sich die verlusterhöhenden Faktoren stärker auswirken als die verlustsenkenden Parameter.

Die synthetischen Lastgänge (Abbildung 12, Abbildung 13) zeigen den Anstieg der Last aufgrund des geplanten Ausbaus am Fernwärmenetz. Die zur Verfügung zu stellende Leistung steigt somit von aktuell ca. 18 MW über 26 MW in 2030 auf ca. 32 MW ab 2040 und 34 MW in 2045. Bei der Dampfleistung wird von einem moderaten Rückgang der benötigten Leistung auf 9 MW ausgegangen.



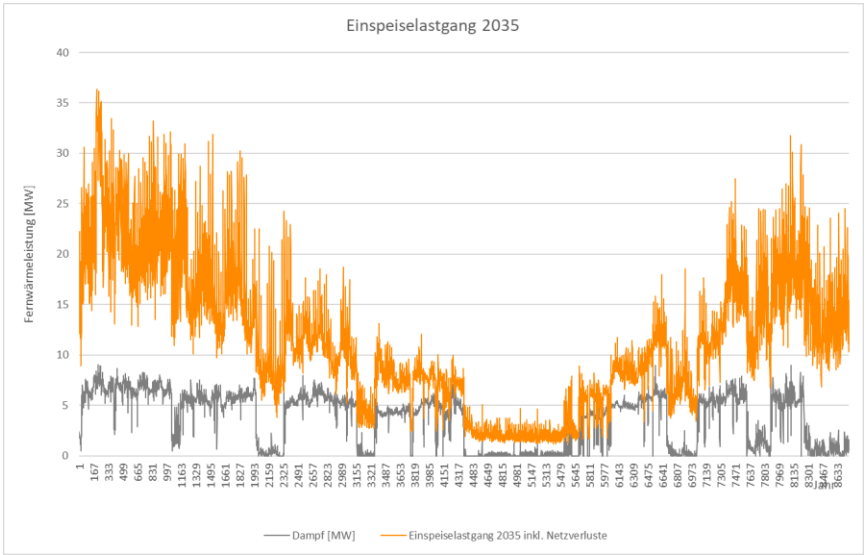
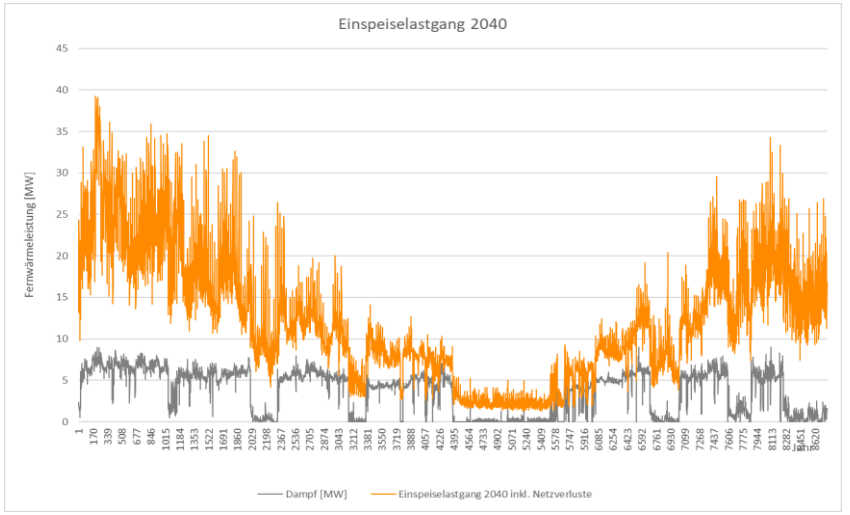


Abbildung 12: Synthetischer Lastgang 2030 und 2035



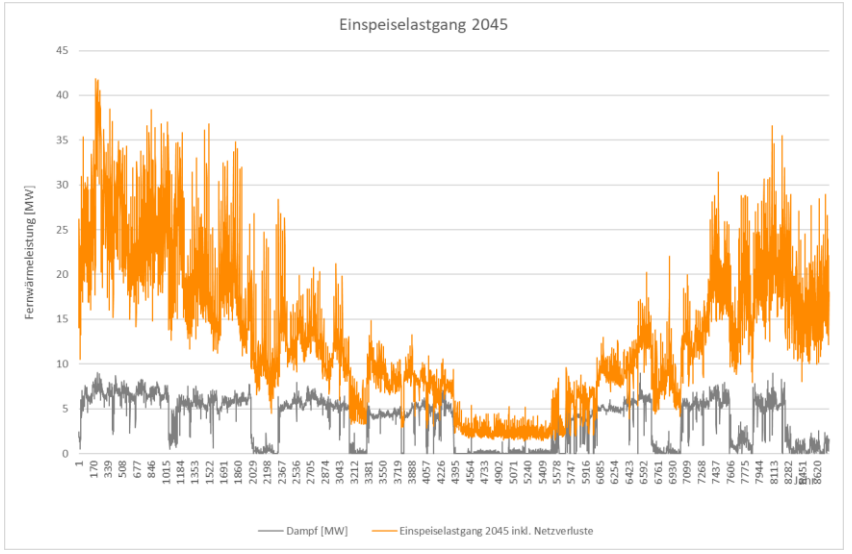


Abbildung 13: Synthetischer Lastgang 2040 und 2045

4. Zielnetzkonzept

Zur Ableitung des Zielnetzkonzeptes ist, wie auch für die Wahl des Zielerzeugerkonzeptes, im ersten Schritt eine Variantenbetrachtung erforderlich. Es werden verschiedene hydraulische Situationen simuliert und dazu das geplante Zielnetz sowie die Zwischenausbauschritte in den Stichjahren erfasst. Dies erfolgen auf Basis der bereits beschriebenen Wärmebedarfsentwicklung und Ausbauplanung. Ebenfalls werden Einspeisestandorte für die zukünftigen Erzeuger abgeleitet und in der Modellierung verwendet.

4.1 Ableitung geeigneter Einspeisestandorte für das Zielnetz

Für die zukünftige Erzeugungsstruktur des Fernwärmenetzes spielt die Positionierung leistungsstarker Grundlasterzeuger eine wesentliche Rolle. Aus hydraulischer Sicht sollten Anlagen mit hoher Einspeiseleistung möglichst zentral im Netz angeordnet werden. Erfolgt die Einspeisung hingegen in Randbereichen, müssen große Wärmemengen über lange Transportstrecken in das Netz eingebracht werden. Dies führt in der Regel zu Transportleitungen mit größeren Nennweiten, wodurch sowohl die Investitionskosten als auch die Wärmeverluste im Netz ansteigen. Darüber hinaus erhöht sich der erforderliche Pumpstrom, und es besteht das Risiko, dass bei hohen Volumenströmen zulässige maximale Betriebsdrücke in einzelnen Netzabschnitten erreicht oder überschritten werden könnten. Vor diesem Hintergrund wurde auf Basis der bestehenden Netzstruktur sowie der vorhandenen Nennweiten der Haupttransportleitungen eine hydraulische Grobanalyse potenzieller Einspeisestandorte durchgeführt. Ziel war es, Bereiche zu identifizieren, in denen größere Wärmemengen ohne umfangreiche Netzausbauten in das bestehende System integriert werden können.

Die Ergebnisse dieser Analyse ist in Abbildung 14 dargestellt. Unter der Annahme zukünftiger Netztemperaturen von 95 °C im Vorlauf und 55 °C im Rücklauf können an den eingezeichneten drei Standorten jeweils Einspeiseleistungen von etwa 20 MW oder mehr realisiert werden. Der westlich gelegene Standort stellt dabei einen besonders geeigneten Einspeisepunkt dar. Neben der günstigen netztechnischen Einbindung ist hier auch eine verfügbare Freifläche vorhanden, wodurch sich der Standort perspektivisch insbesondere für die Errichtung einer Geothermieanlage eignet.

Im Rahmen der weiteren Planung ist zudem ein kritischer hydraulischer Betriebsfall zu betrachten. Dieser ergibt sich beispielsweise dann, wenn mehrere zukünftige Wärmeerzeuger – etwa Biomasseanlagen, Anlagen am Klärwerk, eine mögliche Anbindung der EMiL oder eine Geothermieanlage – überwiegend im östlichen Netzbereich einspeisen würden und somit ein Großteil der Wärme „von rechts“ in das Netz transportiert werden müsste. In einem solchen Szenario sind erhöhte Volumenströme in den Haupttransportleitungen zu erwarten, was Auswirkungen auf Druckverluste, Pumpenergiebedarf und gegebenenfalls erforderliche Netzausbaumaßnahmen haben kann.

Vor diesem Hintergrund stellt sich auch die Frage, inwieweit eine weitere Vermaschung des Netzes hydraulische Vorteile bringen könnte. Zusätzliche Netzverbindungen könnten dazu beitragen, Transportwege zu verkürzen, Volumenströme besser zu verteilen und die hydraulische Flexibilität des Gesamtsystems zu erhöhen. Diese Aspekte sind im Rahmen der weiteren Detailuntersuchungen und Netzsimulationen vertieft zu analysieren.

Die dargestellten Ergebnisse liefern somit eine erste Orientierung für die Standortwahl zukünftiger Wärmeerzeuger und bilden eine wichtige Grundlage für die weitere Ausgestaltung der Zielnetzstruktur im Transformationsplan. Die Integration der zukünftigen Erzeugerstandorte wurde in den Netzmodellen berücksichtigt. Die geplanten Einspeisepunkte wurden in das Netzmodell eingebunden, sodass deren Auswirkungen auf die Strömungsrichtungen, Volumenströme und Druckverhältnisse im Gesamtnetz analysiert werden können.

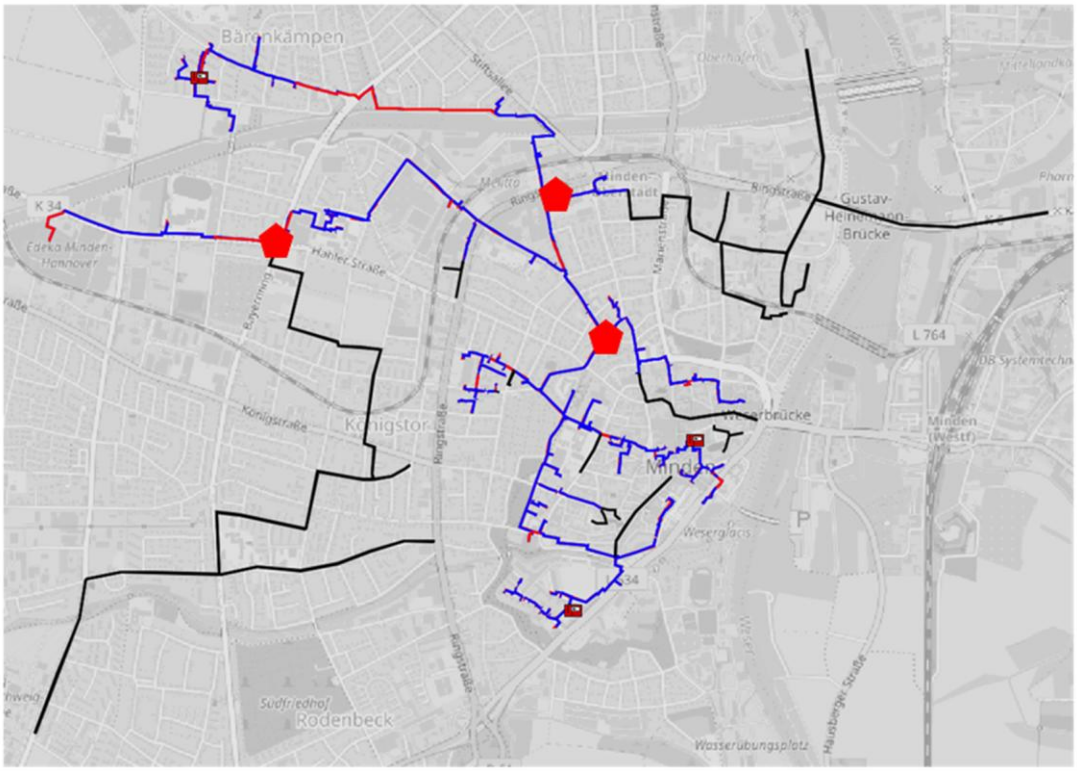


Abbildung 14: Ableitung Einspeisestandorte aus dem Netzmodell

4.2 Temperaturabsenkung

Grundsätzlich wird eine Vorlauftemperatur von 90°C angestrebt sowie eine Absenkung der Rücklauftemperatur auf 55°C. Die ermöglicht sowie die optimale Einbindung von EE-Erzeugern niedrigerer Quelltemperatur wie Wärmepumpen, als auch die geplante Einbindung der tiefen Geothermie. Die Rücklauftemperaturabsenkung im Bestand sowie beim Anschluss von Neukunden aus dem Bestand muss durch Maßnahmen begleitet werden, die eine niedrige Rücklauftemperatur sicherstellen. Dies kann über die entsprechenden technischen Anschlussbedingungen (TAB) geregelt werden, sollte aber bei Altbauten auch immer mit einem entsprechenden Beratungsangebot begleitet werden. Der Einbau von Rücklauftemperaturbegrenzern oder der Tausch von Stationen kann diesen Prozess aus technischer Sicht ergänzen.

4.3 Entwurf der Verteiltrassen und Modellierung der Ausbaucluster

Neben der Entwicklung des zukünftigen Transportnetzes wurde im Rahmen der Zielnetzplanung auch ein konzeptioneller Entwurf für die Verteiltrassen in den potenziellen Ausbaugebieten erarbeitet. Ziel war es, eine belastbare Grundlage für die hydraulische Bewertung des zukünftigen Gesamtnetzes sowie für eine erste Kostenschätzung des Netzausbaus zu schaffen.

Hierfür wurden die vorgesehenen Erweiterungsbereiche des Fernwärmenetzes in Ausbaucluster unterteilt. Insgesamt wurden über 100 Cluster definiert, die jeweils ein räumlich zusammenhängendes Gebiet mit potenziellen zukünftigen Fernwärmeanschlüssen abbilden. Für jedes dieser Cluster wurde im STANET-Netzmodell ein Summenknoten angelegt. Über diesen Summenknoten wird die aggregierte Wärmeabnahme des jeweiligen Clusters in das Netzmodell eingebunden. Durch diese Vorgehensweise kann das zukünftige Netz bereits in einer frühen Planungsphase hydraulisch analysiert und bewertet werden, ohne dass eine detaillierte Modellierung jeder einzelnen Anschlussleitung erforderlich ist. Gleichzeitig ermöglicht die Clusterstruktur eine hinreichend genaue

Abbildung der Lastverteilung im Netz, sodass Aussagen zu erforderlichen Rohrdimensionen, Druckverlusten und Einspeisepunkten getroffen werden können.

Eine detaillierte Modellierung der Hausanschlüsse wurde bewusst nicht vorgenommen. Zum derzeitigen Planungsstand ist noch nicht eindeutig festgelegt, welche konkreten Gebäude oder Grundstücke tatsächlich an das Fernwärmenetz angeschlossen werden. Für die Kostenschätzung der Hausanschlüsse wurde daher ein vereinfachter Ansatz gewählt. Dieser basiert auf der Anzahl potenzieller Anschlüsse je Cluster, einer mittleren Anschlusslänge sowie einer typischen mittleren Nennweite der Anschlussleitungen.

Abbildung 15 zeigt eine Übersicht der definierten Ausbaucluster sowie die daraus abgeleitete Struktur des zukünftigen Transport- und Verteilnetzes. Die Darstellung verdeutlicht sowohl die räumliche Verteilung der Ausbaugebiete als auch deren Anbindung an die bestehenden und geplanten Haupttransportleitungen des Fernwärmenetzes.

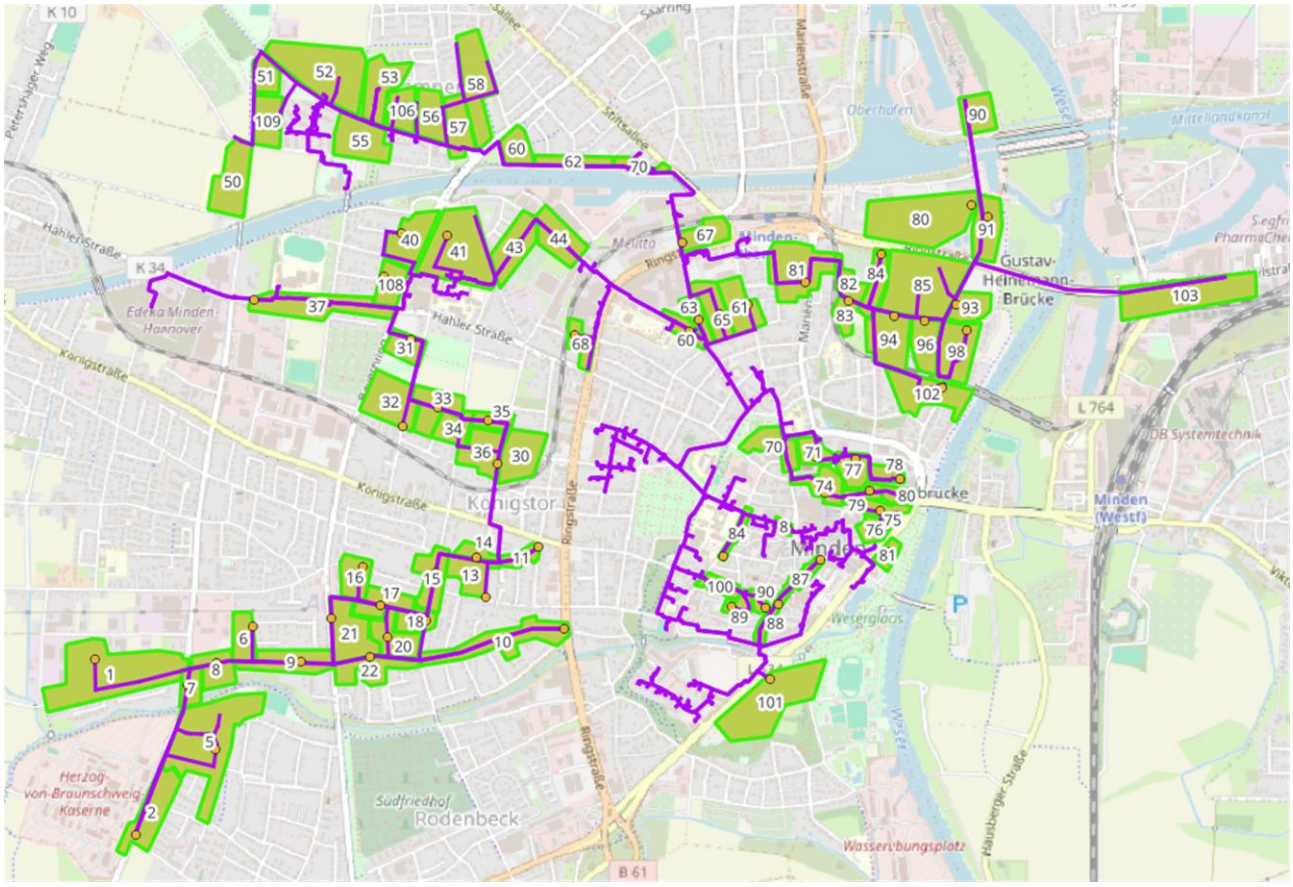


Abbildung 15: Darstellung Ausbaucluster sowie zukünftiges Transport- und Verteilnetz

Auf der beschriebenen Grundlage erfolgte eine hydraulische Überprüfung des angestrebten Zielzustands des Wärmenetzes. Dabei wurden die erforderlichen Dimensionierungen der neuen Transport- und Verteiltrassen ermittelt, sodass ein hydraulisch funktionsfähiges und erweiterbares Netzkonzept entwickelt werden konnte.

4.4 Ausbauphasen des Verteilnetzes

Auf Grundlage der definierten Ausbaucluster wurde neben der grundsätzlichen Netzstruktur auch eine zeitliche Staffelung des Netzausbaus erarbeitet. Ziel ist es, die Erweiterung des Fernwärmenetzes schrittweise entsprechend der erwarteten Wärmebedarfsentwicklung und Anschlussdynamik umzusetzen und gleichzeitig

Investitionen zeitlich sinnvoll zu verteilen. Die geplanten Ausbaustufen des Verteilnetzes sind in Abbildung 16 dargestellt.

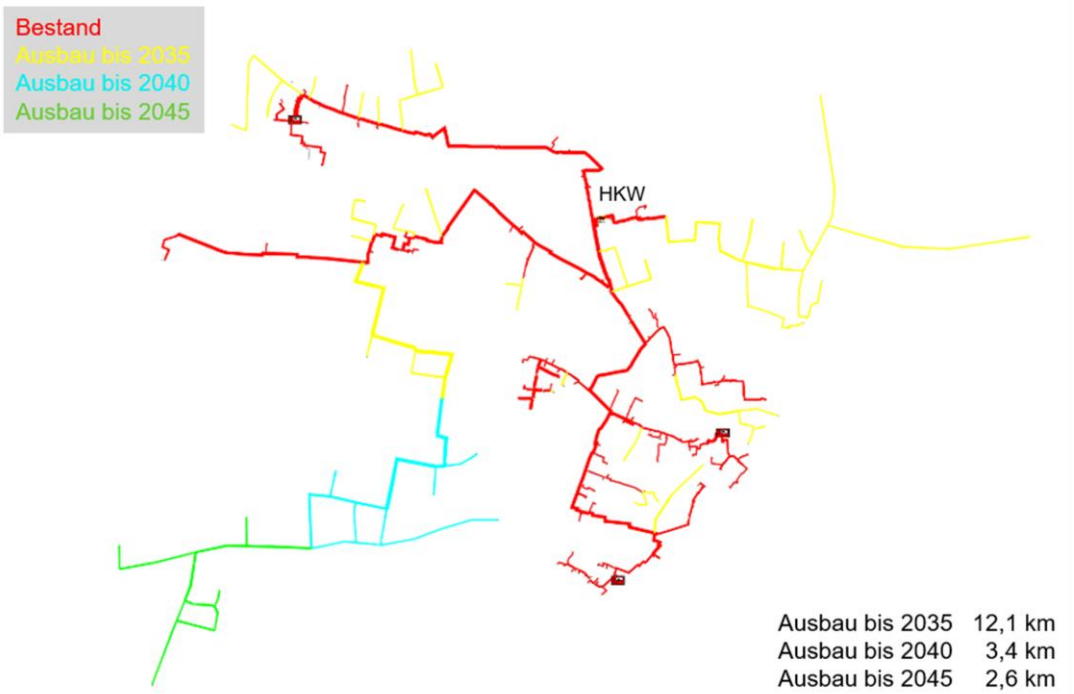


Abbildung 16: Ausbaustufen Netzentwicklung

Durch diese stufenweise Entwicklung des Verteilnetzes kann der Netzausbau flexibel an die tatsächliche Entwicklung der Wärmenachfrage angepasst werden. Gleichzeitig ermöglicht die Darstellung der Ausbauphasen eine strukturierte Planung der Investitionen sowie eine Abschätzung der zukünftigen Netzentwicklung im Transformationspfad.

4.5 Zielnetzdimensionierung – hydraulische Berechnungsvarianten

Zur Bewertung der zukünftigen Netzstruktur und der Integration möglicher erneuerbarer Wärmeerzeuger wurden mehrere hydraulische Berechnungsvarianten für das Zielnetz untersucht.

1. Variante „Biomasse und Kläranlage“
2. Variante „Geothermie und Biomasse“
3. Variante „Geothermie und Abwasser“

Grundlage der Simulationen ist eine angenommene Zielnetztemperatur von 95 °C im Vorlauf und 55 °C im Rücklauf. Für jede Variante wurde der Betriebsfall der Wärmehöchstlast betrachtet, um die hydraulischen Anforderungen an Transport- und Verteilnetz sowie an die Einspeisestandorte zu bewerten.

Die Ergebnisse der Berechnungen werden jeweils in zwei Abbildungen dargestellt:

(1) resultierende Rohrnennweiten im Zielnetz sowie

(2) Darstellung der spezifischen Druckverluste im Netz.

4.5.1 Variante „Biomasse und Kläranlage“

In dieser Variante erfolgt die Einspeisung der Wärme überwiegend aus dem östlichen Netzbereich in Kombination mit dem Heizkraftwerksstandort (HKW). Berücksichtigt wurden folgende Erzeugungsleistungen:

- Heizwerk IST 20,3 MW
- Biomasse: 6 MW
- Kläranlage: 7,3 MW
- EMiL: 7 MW

Die Versorgung des Netzes erfolgt im Lastfall somit im Wesentlichen aus dem Osten sowie aus dem HKW-Standort. Die resultierenden Rohrdimensionen sowie die Verteilung der spezifischen Druckverluste sind in Abbildung 17 und Abbildung 18 (spezifische Druckverluste) dargestellt.

Am HKW-Standort ergibt sich eine Einspeiseleistung von etwa 20,3 MW, was einem Volumenstrom von rund 440 t/h entspricht. Die berechneten Druckverhältnisse liegen bei etwa 12,8 bar im Vorlauf und 5,5 bar im Rücklauf, was einer erforderlichen Förderhöhe von etwa 7,3 bar entspricht.

Am Standort der Kläranlage ergibt sich eine Einspeisung von etwa 14,3 MW, entsprechend einem Volumenstrom von rund 307 t/h. Die rechnerischen Druckverhältnisse im Netzmodell liegen bei etwa 16,0 bar im Vorlauf und 4,9 bar im Rücklauf, was formal einer Differenzdruckanforderung von etwa 11,1 bar entspricht. Zu berücksichtigen ist hierbei jedoch, dass dieser Wert nicht direkt der tatsächlich von der Umwälzpumpe am Standort Kläranlage aufzubringenden Förderhöhe entspricht. Der Leitungsabschnitt zwischen Kläranlage und Netz ist hydraulisch quasi über den HKW-Standort entkoppelt, da die dort installierten Netzpumpen als zentrale Druckerhöhung für das restliche Netz wirken. Die Umwälzpumpe der Kläranlage muss daher im Wesentlichen nur den Druckverlust im Leitungsabschnitt zwischen Kläranlage und HKW überwinden, wodurch sich die tatsächlich erforderliche Förderhöhe entsprechend reduziert.

Die Ergebnisse zeigen dennoch, dass diese Variante aus hydraulischer Sicht vergleichsweise ungünstig ist. Durch die überwiegend einseitige Einspeisung müssen große Wärmemengen über längere Transportstrecken durch das Netz gefördert werden. Dies führt zu erhöhten Druckverlusten in den Haupttransportleitungen sowie zu entsprechend höheren Anforderungen an die Pumpenförderhöhen im Netzbetrieb. Zur Realisierung dieses Szenarios wären daher zusätzliche Maßnahmen im Netz (z. B. Eliminierung des Netzschlechtpunkts durch einen Maschenschluss) empfehlenswert, um die erforderlichen Druckverhältnisse dauerhaft sicherzustellen.

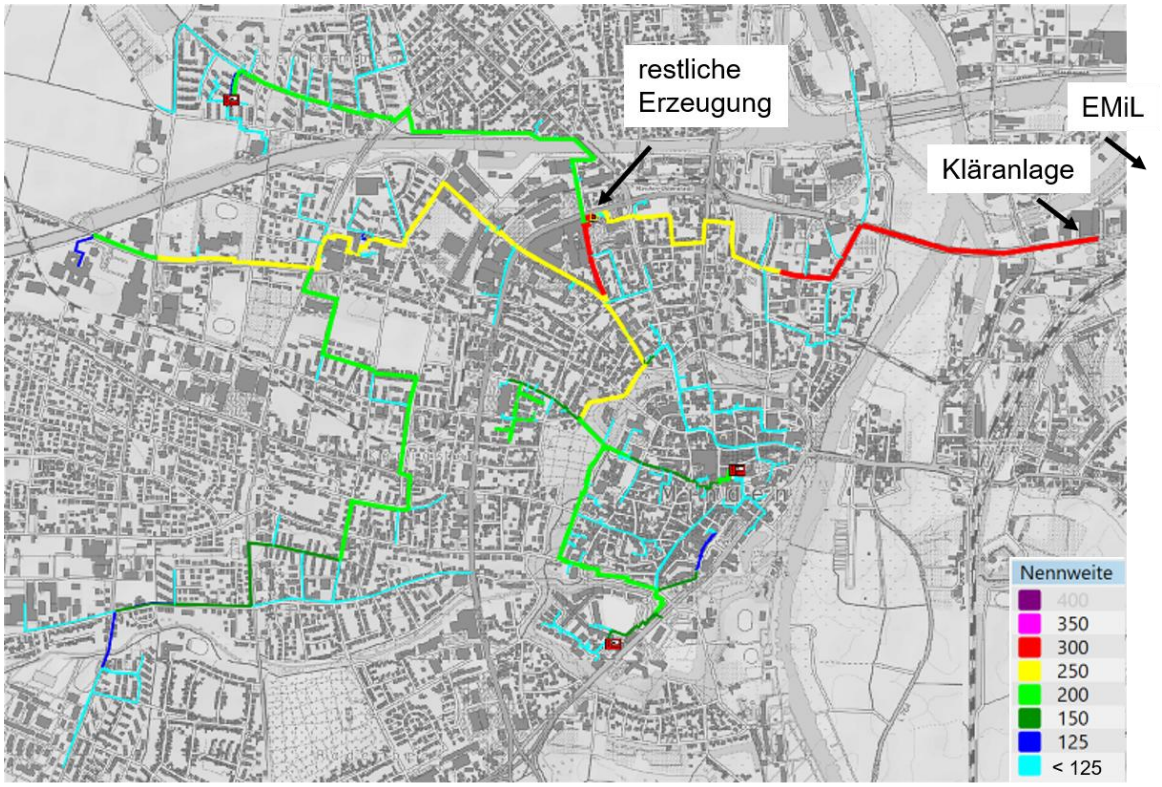


Abbildung 17: Nennweitendarstellung Variante „Biomasse und Kläranlage“

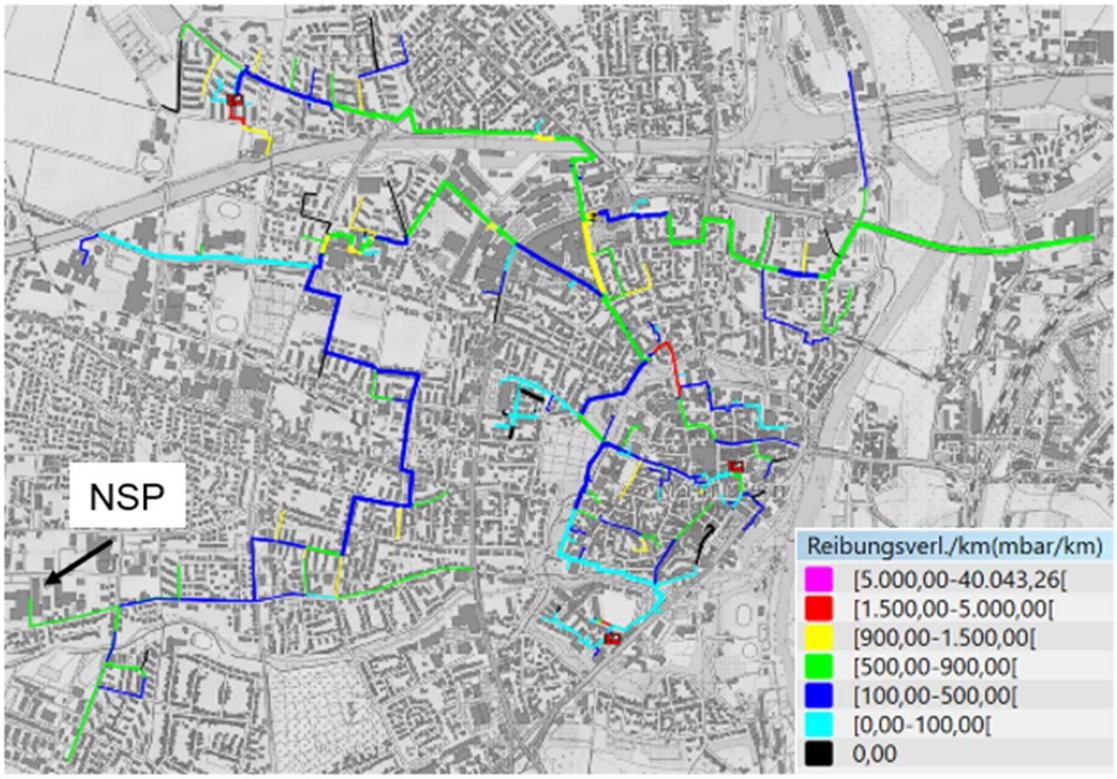


Abbildung 18: Darstellung spezifische Druckverluste Variante „Biomasse und Kläranlage“

4.5.2 Variante „Geothermie und Biomasse“

In dieser Variante wird eine Geothermieanlage im westlichen Netzbereich als wesentlicher Grundlasterzeuger berücksichtigt. Die Versorgung erfolgt damit verteilt aus dem Westen und dem HKW-Standort. Die angesetzten Erzeugungsleistungen lauten:

- Heizwerk IST 20,6 MW
- Geothermie: 14 MW
- Biomasse: 6 MW

Die resultierenden Rohrdimensionen sowie die spezifischen Druckverluste zeigen die Abbildung 19 und Abbildung 20.

Im Lastfall ergibt sich am HKW-Standort eine Einspeiseleistung von etwa 20,6 MW, entsprechend einem Volumenstrom von rund 449 t/h. Die berechneten Druckverhältnisse liegen bei etwa 10,2 bar im Vorlauf und 5,5 bar im Rücklauf, sodass sich ein erforderlicher Differenzdruck von etwa 4,7 bar ergibt. Am Standort der Geothermieanlage werden etwa 14,0 MW eingespeist, was einem Volumenstrom von rund 297 t/h entspricht. Hier ergeben sich Druckwerte von etwa 10,2 bar im Vorlauf und 5,2 bar im Rücklauf, sodass eine Förderhöhe von etwa 5,0 bar erforderlich ist.

Durch die räumlich verteilte Einspeisung der Wärme wird das Netz hydraulisch deutlich entlastet. Die Transportwege für große Wärmemengen verkürzen sich, wodurch sowohl die Druckverluste im Netz als auch die erforderlichen Förderhöhen der Pumpen deutlich geringer ausfallen. Insgesamt stellt sich diese Variante hydraulisch deutlich günstiger dar. Nach aktuellem Stand wären voraussichtlich nur kleinere Anpassungen, beispielsweise im Bereich der Druckhaltung oder der Regelung, erforderlich.

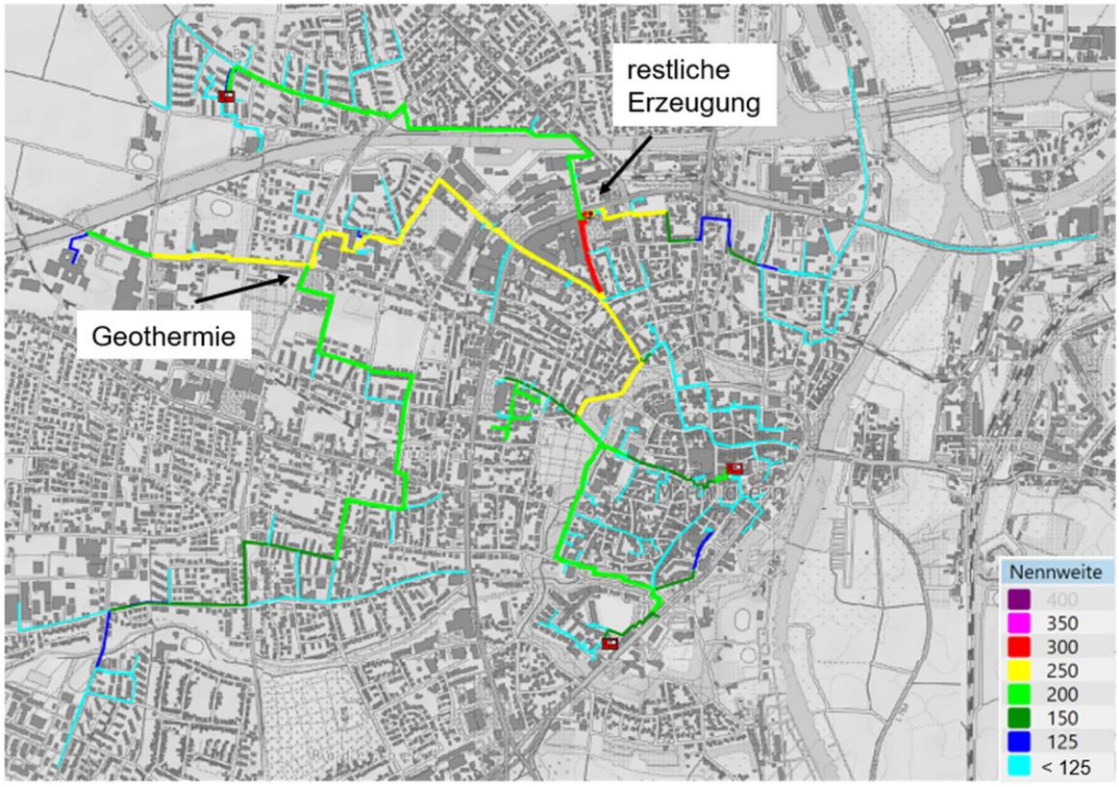


Abbildung 19: Nennweitendarstellung Variante „Geothermie und Biomasse“

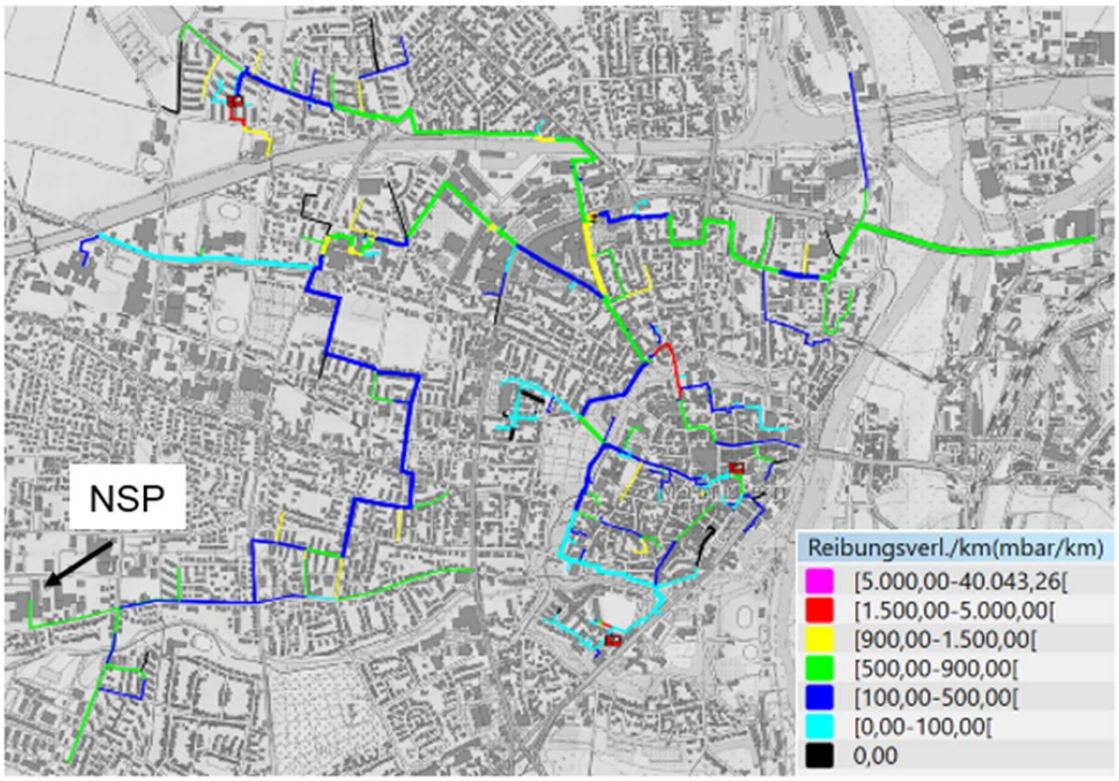


Abbildung 20: Darstellung spezifische Druckverluste Variante „Geothermie und Biomasse“

4.5.3 Variante „Geothermie und Abwasser“

In dieser Variante werden sowohl eine Geothermieanlage im Westen als auch eine Wärmeauskopplung aus dem Abwasser bzw. aus dem Kläranlagenstandort im Osten berücksichtigt. Dadurch erfolgt die Einspeisung der Wärme aus beiden Netzrichtungen. Die angesetzten Leistungen lauten:

- Heizwerk IST 13,3 MW
- Geothermie: 14 MW
- Kläranlage: 7,3 MW

Die resultierenden Rohrdimensionen sowie die spezifischen Druckverluste zeigen die Abbildung 21 und Abbildung 22. Im betrachteten Lastfall ergibt sich folgende Verteilung der Einspeiseleistungen:

Am HKW-Standort werden etwa 13,3 MW eingespeist, entsprechend rund 293 t/h. Die Druckverhältnisse liegen bei etwa 10,6 bar im Vorlauf und 5,5 bar im Rücklauf, sodass sich ein Differenzdruck von etwa 5,1 bar ergibt. Am Standort der Kläranlage ergibt sich eine Einspeisung von etwa 7,3 MW bzw. rund 157 t/h. Die Druckverhältnisse liegen bei etwa 13,3 bar im Vorlauf und 5,4 bar im Rücklauf, was einem Differenzdruck von etwa 7,9 bar entspricht. Am Geothermiestandort werden etwa 14,0 MW bzw. rund 297 t/h eingespeist. Hier ergeben sich Druckwerte von etwa 10,5 bar im Vorlauf und 5,3 bar im Rücklauf, entsprechend einer Förderhöhe von etwa 5,2 bar.

Durch die Einspeisung aus beiden Netzrichtungen verbessert sich die hydraulische Situation im Vergleich zur reinen Ost-Einspeisung deutlich. Die Lastverteilung im Netz erfolgt ausgewogener, wodurch die Volumenströme in einzelnen Transportleitungen reduziert werden. Für den Lastfall Geothermie & Abwasser/Kläranlage zeigt sich, dass die Wärmeversorgung hydraulisch problemlos möglich ist. Dies liegt daran, dass die Pumpe am Kläranlagen-Standort hydraulisch vom HKW-Standort entkoppelt werden soll. Dadurch muss die Pumpe lediglich die Druckdifferenz zwischen Kläranlage und HKW überwinden und nicht den gesamten Druck im Netz aufbringen. In

der Praxis bedeutet dies, dass die Pumpe der Kläranlage nicht an die maximalen Betriebsdrücke im Vorlauf herankommt und der Lastfall hydraulisch unkritisch ist.

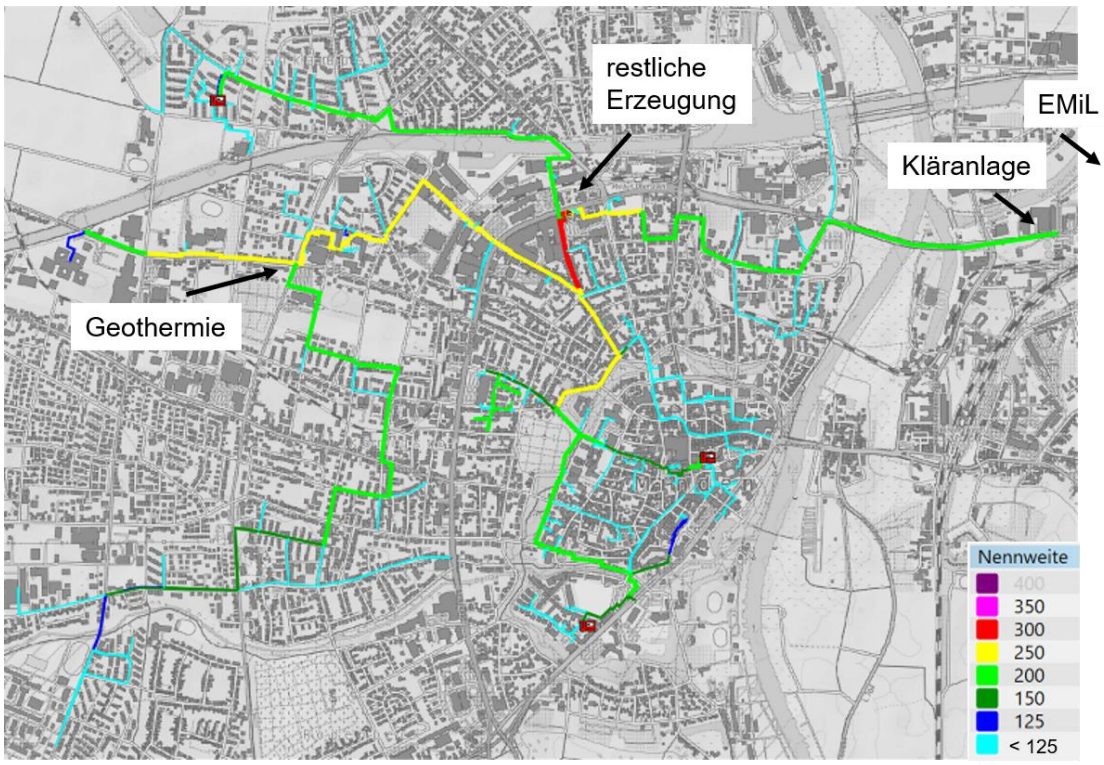


Abbildung 21: Nennweitendarstellung Variante „Geothermie und Abwasser“

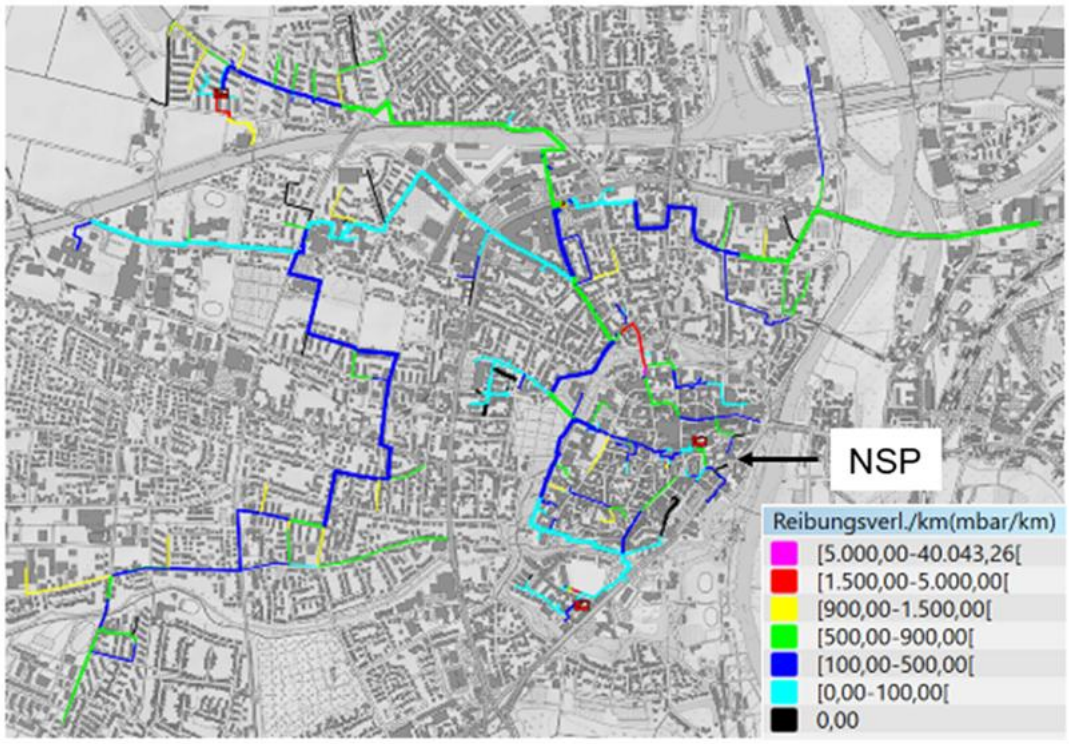


Abbildung 22: Darstellung spezifische Druckverluste Variante „Geothermie und Abwasser“

4.6 Zielnetzvariante: Hydraulische Betrachtung der Stützjahre

Im Rahmen der geplanten Netzentwicklung werden für die gewählte Zielnetzvariante (Biomasse in 2030, Geothermie in 2040) mehrere Stützjahre und unterschiedliche Lastsituationen hydraulisch analysiert, um die Auswirkungen von steigenden Volumenströmen, neuen Einspeisestandorten und Netzausbaumaßnahmen auf Druckverhältnisse, Pumpenförderhöhen und Netzstabilität zu bewerten. In den frühen Stützjahren erfolgt die Wärmeversorgung bei Höchstlast überwiegend zentral über den bestehenden HKW-Standort, wobei kritische Lastfälle besonders analysiert werden. Im Zielnetz der späteren Stützjahre wird der zusätzliche Einspeiser „Geothermie“ berücksichtigt.

Die hydraulischen Berechnungen stützen sich auf ein Vorlauf-/Rücklauftemperaturniveau von 95 °C/55 °C und betrachten vorrangig die Situation bei Wärmehöchstlast. Die Ergebnisse werden in Form von spezifischen Druckverlustverteilungen dargestellt, um Engpässe, Optimierungspotenziale und notwendige Maßnahmen für Pumpenregelung und Druckhaltung transparent aufzuzeigen.

Im Übergangsbereich zum Innenstadtnetz zeigt sich ein Abschnitt mit besonders hohen Druckverlusten (farblich rot/pink dargestellt). Für diesen Bereich wird empfohlen, die Rohrleitungen ggf. anzupassen oder auszutauschen. Alternativ kann ein Maschenschluss untersucht werden, um Engpässe zu vermeiden und die Versorgungssicherheit im Netz zu erhöhen.

Stützjahr 2035

Im Stützjahr 2035 wird für den Lastfall angenommen, dass die Versorgung des Netzes bei Wärmehöchstlast ausschließlich über den HKW-Standort erfolgt.

Am HKW-Standort ergibt sich eine erforderliche Einspeiseleistung von etwa 28,8 MW entsprechend einem Volumenstrom von rund 623 t/h. Die berechneten Druckverhältnisse liegen bei etwa 11,5 bar im Vorlauf und 5,5 bar im Rücklauf, woraus sich eine erforderliche Förderhöhe von etwa 6,0 bar ergibt. Die Analyse der Druckverluste zeigt, dass sich im Netz insbesondere in Richtung des Netzschlechtpunkts (NSP) ein hydraulischer Engpass abzeichnet. Dieser resultiert aus den hohen Volumenströmen, die bei diesem Betriebszustand über einzelne Transporttrassen geführt werden müssen.

Für einen stabilen Netzbetrieb wird empfohlen, den identifizierten Engpass im Bereich der Trasse zum Netzschlechtpunkt zu beseitigen. Grundsätzlich gibt es dafür zwei Ansätze:

1. Leitungsersatz bzw. Verstärkung der bestehenden Trasse: Dabei wird die vorhandene Leitung durch eine größere Nennweite ersetzt. Diese Lösung beseitigt den Engpass zwar direkt, jedoch erfordert sie einen Eingriff in den laufenden Betrieb, was in dem Bereich der dahinterliegenden Kunden zu vorübergehenden Versorgungsausfällen führen kann.
2. Bildung einer Masche (parallele Trasse): Hierbei wird der Engpass durch eine zusätzliche parallele Leitung über einen anderen Trassenweg entlastet, sodass Wärme in Richtung Netzschlechtpunkt über zwei Wege fließen kann. Der Vorteil dieser Variante liegt darin, dass zusätzliches Kundenpotenzial im Netz erschlossen wird und die Versorgungssicherheit insgesamt verbessert wird.

Ergänzend kann in beiden Fällen eine Anpassung der Pumpenregelung sowie der Druckhaltung am HKW-Standort sinnvoll sein, um die hydraulischen Randbedingungen im Netz optimal einzustellen. Die Verteilung der spezifischen Druckverluste im Netz ist in Abbildung 23 dargestellt.

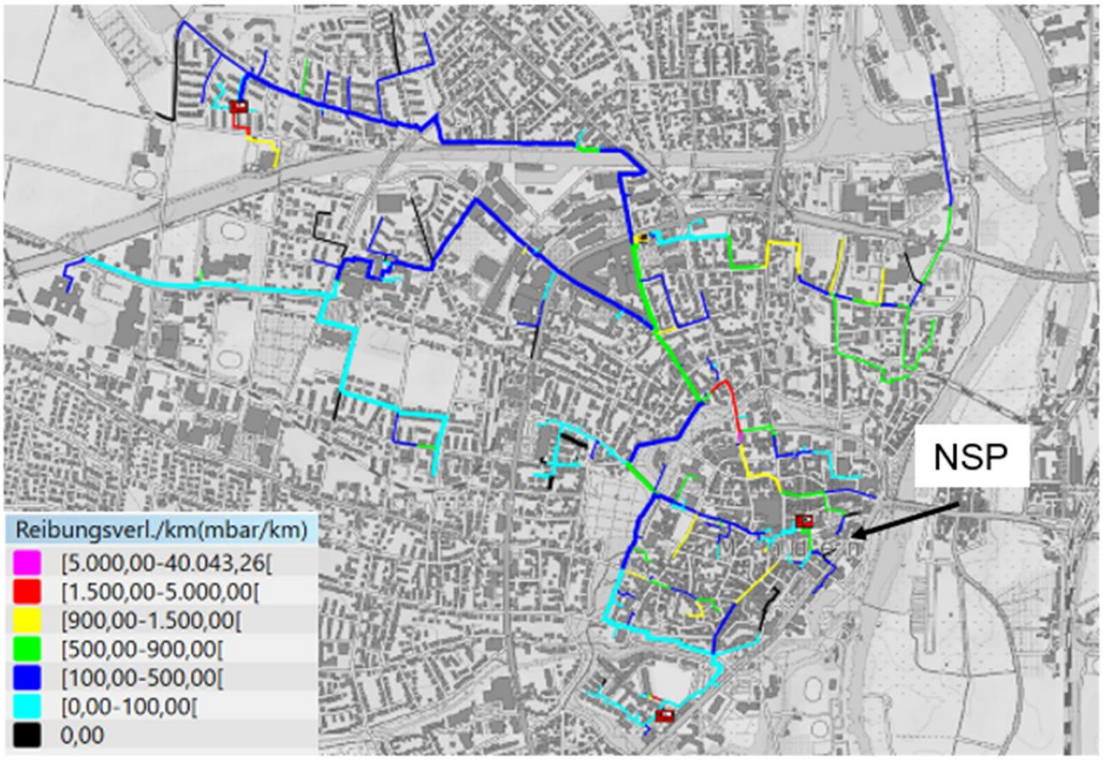


Abbildung 23: Spezifische Druckverluste bei Wärmehöchstlast, Jahr 2035

Stützjahr 2039

Für das Stützjahr 2039 wird ebenfalls ein Lastfall betrachtet, bei dem die Versorgung bei Wärmehöchstlast über den HKW-Standort erfolgt. Die erforderliche Einspeiseleistung am HKW steigt auf etwa 31,3 MW, was einem Volumenstrom von rund 677 t/h entspricht. Die berechneten Druckverhältnisse liegen bei etwa 11,0 bar im Vorlauf und 5,5 bar im Rücklauf, sodass sich eine notwendige Förderhöhe von etwa 5,5 bar ergibt. Trotz der höheren Einspeiseleistung fällt der erforderliche Differenzdruck am HKW etwas geringer aus als im Szenario 2035. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Bereich des Netzschlechtpunkts eine reduzierte Wärmeabnahme angenommen wurde, beispielsweise infolge energetischer Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand. Dadurch verringern sich die erforderlichen Volumenströme in diesem Netzbereich und somit auch die Druckverluste.

Wie bereits im Szenario 2035 zeigt sich jedoch weiterhin ein hydraulischer Engpass in Richtung des Netzschlechtpunkts. Auch für dieses Szenario wird daher empfohlen, die entsprechende Netztrasse hydraulisch zu ertüchtigen. Zusätzlich können Anpassungen an der Pumpenregelung sowie an der Druckhaltung im HKW sinnvoll sein, um den Netzbetrieb unter den veränderten Lastbedingungen zu optimieren. Die resultierenden spezifischen Druckverluste im Netz sind in Abbildung 24 dargestellt.

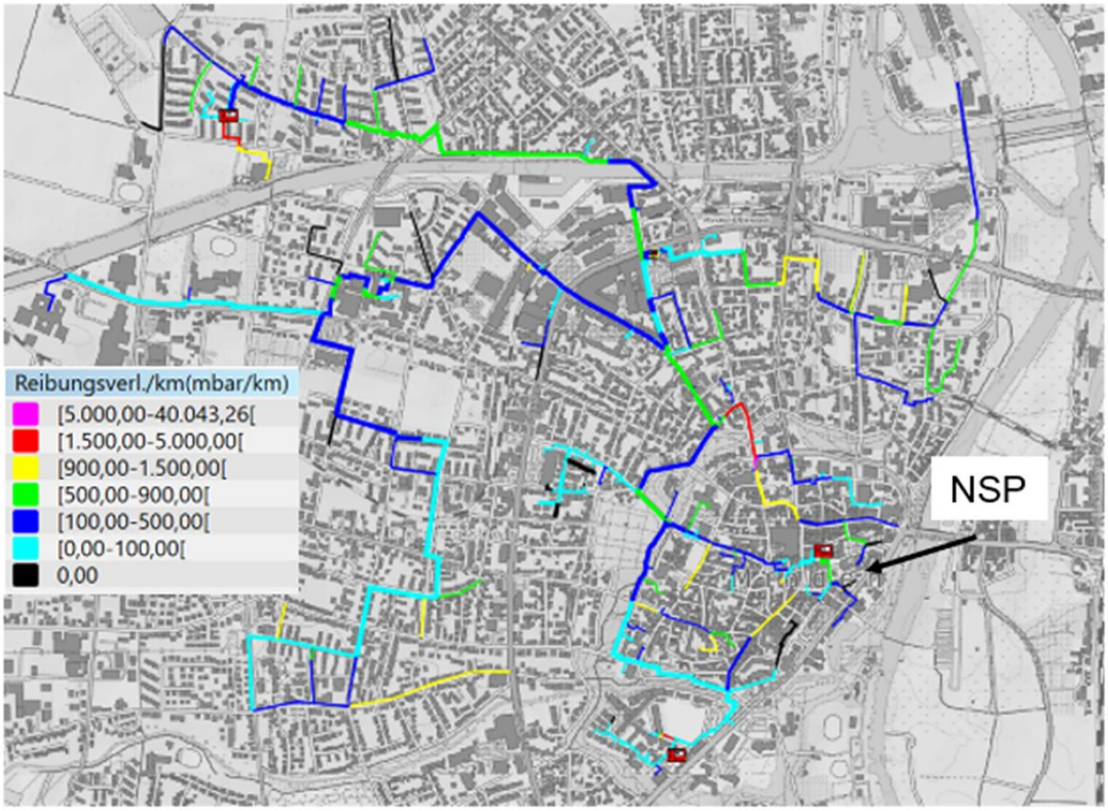


Abbildung 24: Spezifische Druckverluste bei Wärmehöchstlast, Jahr 2039

Zielnetz 2045

Für das Zielnetz im Jahr 2045 wird eine Betriebsweise angenommen, bei der die Wärmeversorgung bei Höchstlast verteilt aus dem HKW-Standort sowie aus der Geothermieanlage erfolgt. Am HKW-Standort ergibt sich eine Einspeiseleistung von etwa 20,6 MW, entsprechend einem Volumenstrom von rund 449 t/h. Die Druckverhältnisse liegen bei etwa 10,2 bar im Vorlauf und 5,5 bar im Rücklauf, woraus sich eine erforderliche Förderhöhe von etwa 4,7 bar ergibt. Am Geothermiestandort werden etwa 14,0 MW eingespeist, entsprechend einem Volumenstrom von rund 297 t/h. Hier ergeben sich Druckverhältnisse von etwa 10,2 bar im Vorlauf und 5,2 bar im Rücklauf, sodass eine Förderhöhe von etwa 5,0 bar erforderlich ist. Durch die räumlich verteilte Einspeisung der Wärme verbessert sich die hydraulische Situation im Netz deutlich. Die Transportwege großer Wärmemengen verkürzen sich und die Volumenströme in den einzelnen Hauptleitungen reduzieren sich. Dadurch sinken sowohl die Druckverluste im Netz als auch die erforderlichen Förderhöhen der Pumpen.

Insgesamt zeigt sich, dass die Integration der Geothermieanlage als zusätzlicher Einspeisestandort zu einer hydraulischen Entlastung des Gesamtnetzes führt und damit eine robuste Betriebsweise des Zielnetzes unterstützt. Die Verteilung der spezifischen Druckverluste im Zielnetz ist in Abbildung 25 dargestellt.

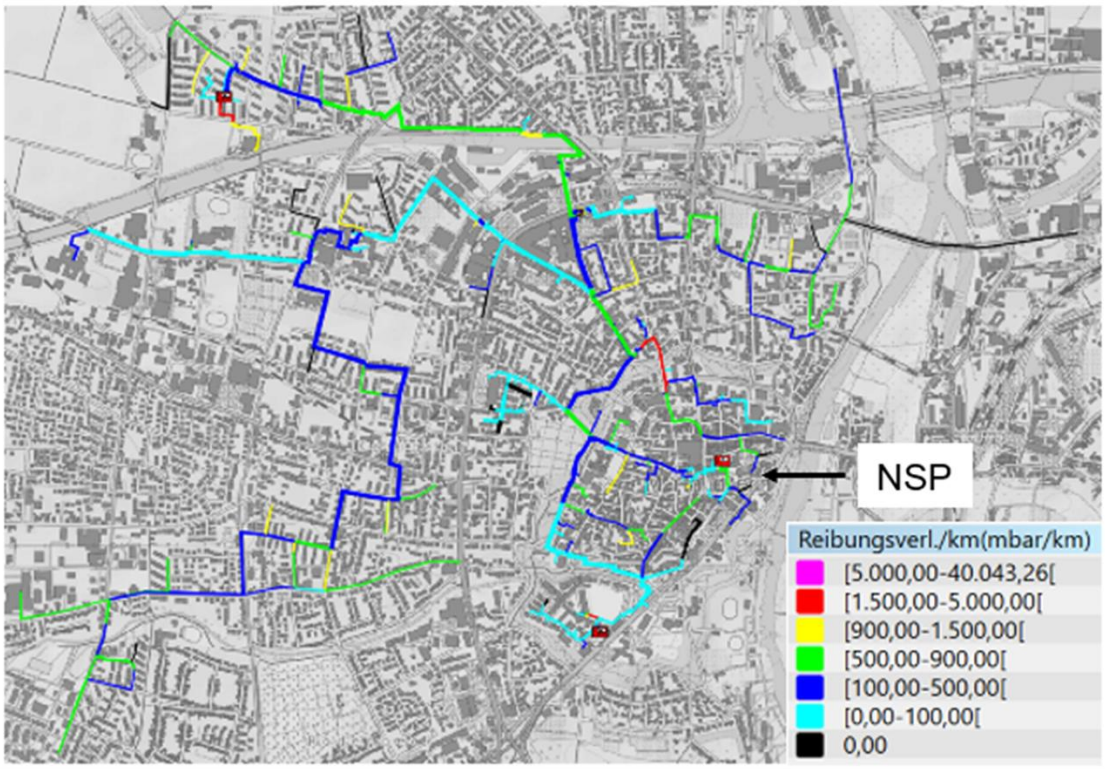


Abbildung 25: Spezifische Druckverluste bei Wärmehöchstlast, Jahr 2045

4.7 Ergänzende Lastfalluntersuchungen

Ergänzend zu den zuvor dargestellten Berechnungen wurden für das Szenario V1 (Geothermie) im Stützjahr 2035 weitere hydraulische Lastfalluntersuchungen durchgeführt. Ziel dieser zusätzlichen Analysen war es, die Auswirkungen möglicher Netzmaßnahmen sowie von abweichenden Betriebsparametern auf die hydraulische Situation im Netz zu bewerten. Als Ausgangspunkt diente erneut der Lastfall der Wärmehöchstlast mit einer gesamten Netzlast von etwa 28,8 MW.

4.7.1 Vermaschung zur Beseitigung eines hydraulischen Engpasses

In einer ersten zusätzlichen Berechnung wurde eine Vermaschung im Bereich der Innenstadt berücksichtigt, um den zuvor identifizierten hydraulischen Engpass in Richtung des Netzschlechtpunkts (NSP) zu entschärfen. Konkret wurde hierzu eine zusätzliche Netzverbindung im Bereich der Kampstraße in das Netzmodell integriert.

Die Ergebnisse zeigen, dass durch diese Maßnahme der zuvor identifizierte Engpass in der Haupttransporttrasse weitgehend eliminiert werden kann. Die zusätzliche Verbindung ermöglicht eine bessere Verteilung der Volumenströme im innerstädtischen Netzbereich und reduziert die hydraulische Belastung einzelner Leitungsabschnitte. Die Verteilung der spezifischen Druckverluste für diesen Berechnungsfall ist in Abbildung 26 dargestellt. Der Netzschlechtpunkt selbst verschiebt sich durch diese Maßnahme jedoch nicht wesentlich. Die Lage des hydraulisch ungünstigsten Netzpunktes bleibt im Wesentlichen bestehen. Für einen stabilen Betrieb wird daher weiterhin empfohlen, die Pumpenregelung sowie die Druckhaltung am HKW-Standort anzupassen, um die erforderlichen Druckverhältnisse im Netz zuverlässig sicherzustellen.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass eine zusätzliche Vermaschung des Netzes ein wirksames Mittel zur Reduzierung lokaler hydraulischer Engpässe darstellt und die Betriebssicherheit des Netzes verbessern kann.

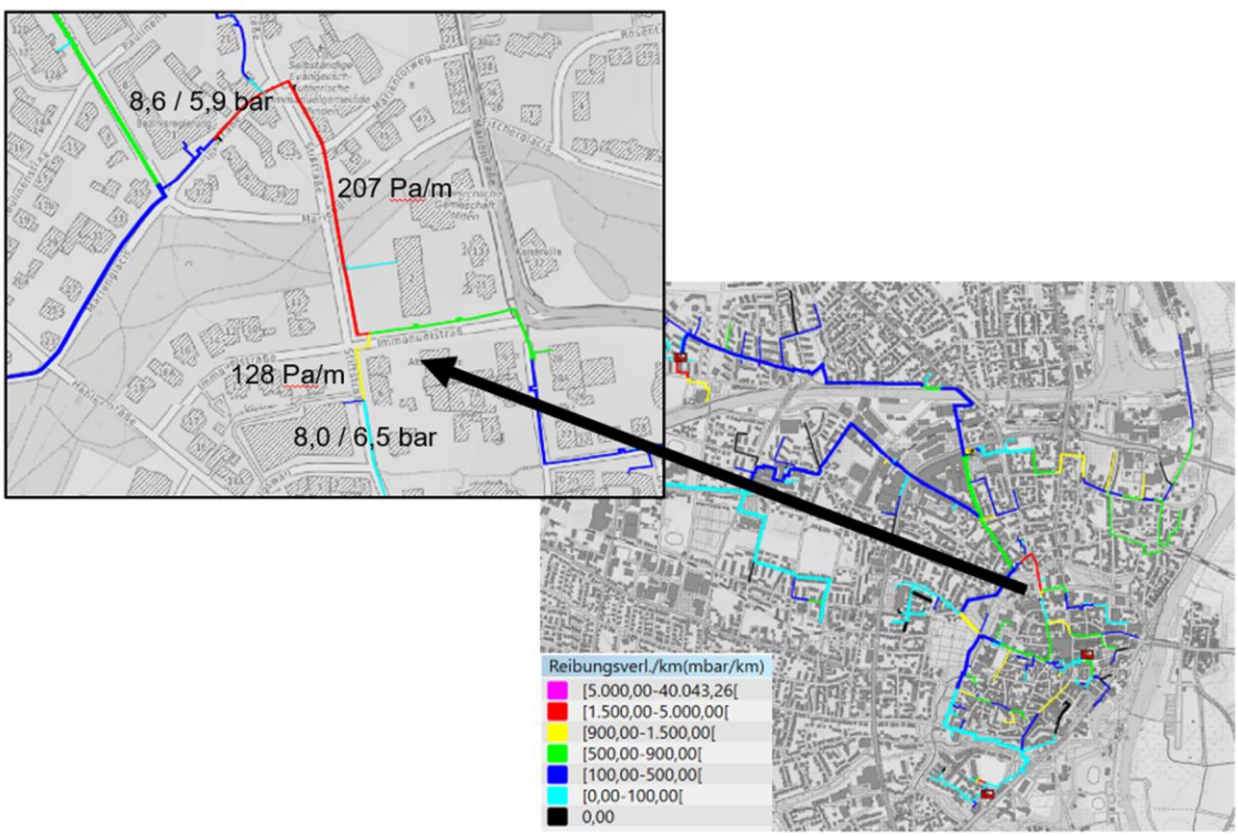


Abbildung 26: Vermaschung zur Beseitigung des hydraulischen Engpasses

4.7.2 Sensitivitätsanalyse bei erhöhter Rücklauftemperatur

In einer zweiten ergänzenden Berechnung wurde untersucht, welche Auswirkungen eine höhere Rücklauftemperatur im Netz auf die hydraulische Situation haben kann. Hierzu wurde anstelle der im Zielnetz vorgesehenen Rücklauftemperatur von 55 °C eine Rücklauftemperatur von 65 °C angenommen. Durch die höhere Rücklauftemperatur verringert sich die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf. Dies führt zu einer erhöhten hydraulischen Belastung insbesondere im Bestandsnetz, da die vorhandenen Leitungen größere Wassermengen transportieren müssen.

Die Ergebnisse der Netzberechnung zeigen, dass bei reduzierter Temperaturspreizung mehrere Leitungsabschnitte deutlich höhere spezifische Druckverluste aufweisen. In der Darstellung der spezifischen Druckverluste werden diese Bereiche als kritisch belastete Leitungen hervorgehoben (in Abbildung 27 rot bzw. magenta gekennzeichnet). In diesem Szenario kann es erforderlich werden, einzelne Leitungsabschnitte – insbesondere innerhalb der geplanten Ausbautrassen – hydraulisch neu zu dimensionieren, um die erhöhten Volumenströme dauerhaft aufnehmen zu können. Die Untersuchung verdeutlicht damit die Bedeutung einer möglichst niedrigen Rücklauftemperatur für den zukünftigen Netzbetrieb. Eine erfolgreiche Temperaturabsenkung im Rücklauf trägt wesentlich dazu bei, Volumenströme und Druckverluste im Netz zu begrenzen und damit die erforderlichen Netzdimensionen sowie den Pumpenergiebedarf zu reduzieren.

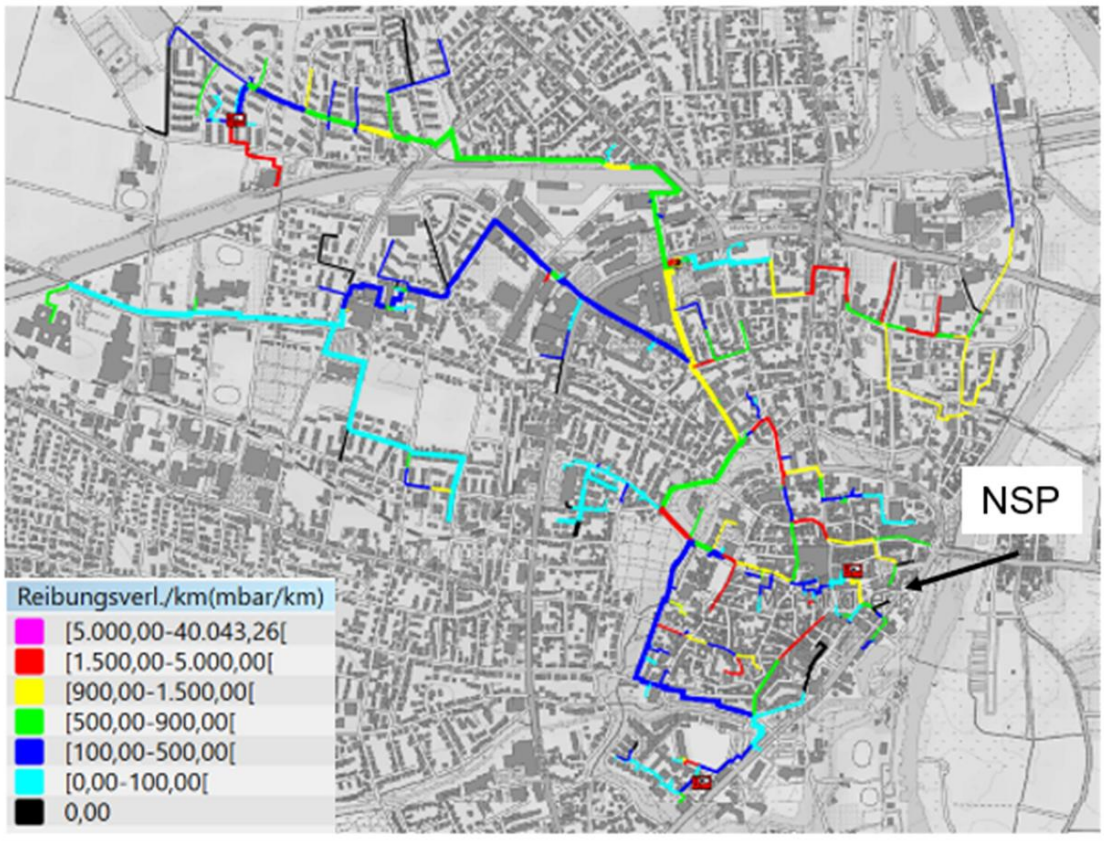


Abbildung 27: Darstellung spezifische Druckverluste bei T_{RL} = 65 °C

Szenario V2 (Kläranlage) mit reduziertem Temperaturniveau

Für das Alternativszenario V2 (Anbindung Kläranlage in 2030) wurde zusätzlich eine weitere Höchstlastberechnung durchgeführt, um die Auswirkungen eines deutlich reduzierten Temperaturniveaus im Netz zu untersuchen. Hintergrund dieser Betrachtung ist die mögliche Integration einer Großwärmepumpe am Standort der Kläranlage, die bei niedrigeren Vorlauftemperaturen in der Regel mit einer höheren Effizienz (COP) betrieben werden kann. Für diese Sensitivitätsanalyse wurde daher ein Netzbetrieb mit einer Vorlauftemperatur von 85 °C und einer Rücklauftemperatur von 65 °C angenommen. Die resultierende Temperaturspreizung beträgt damit nur noch 20 K, während im Zielnetz grundsätzlich eine Spreizung von 40 K (95 / 55 °C) vorgesehen ist. Die Ergebnisse dieser Höchstlastberechnung zeigen, dass ein Betrieb des Netzes mit der reduzierten Temperaturspreizung erhebliche hydraulische Auswirkungen hätte. Aufgrund der geringeren Spreizung müssten zur Bereitstellung der gleichen Wärmemengen höhere Volumenströme im Netz transportiert werden. Dies führt zu einer stärkeren hydraulischen Beanspruchung zahlreicher Leitungsabschnitte. Die Verteilung der spezifischen Druckverluste für diesen Lastfall ist in Abbildung 28 dargestellt und verdeutlicht die stark erhöhte hydraulische Beanspruchung in mehreren Netzabschnitten.

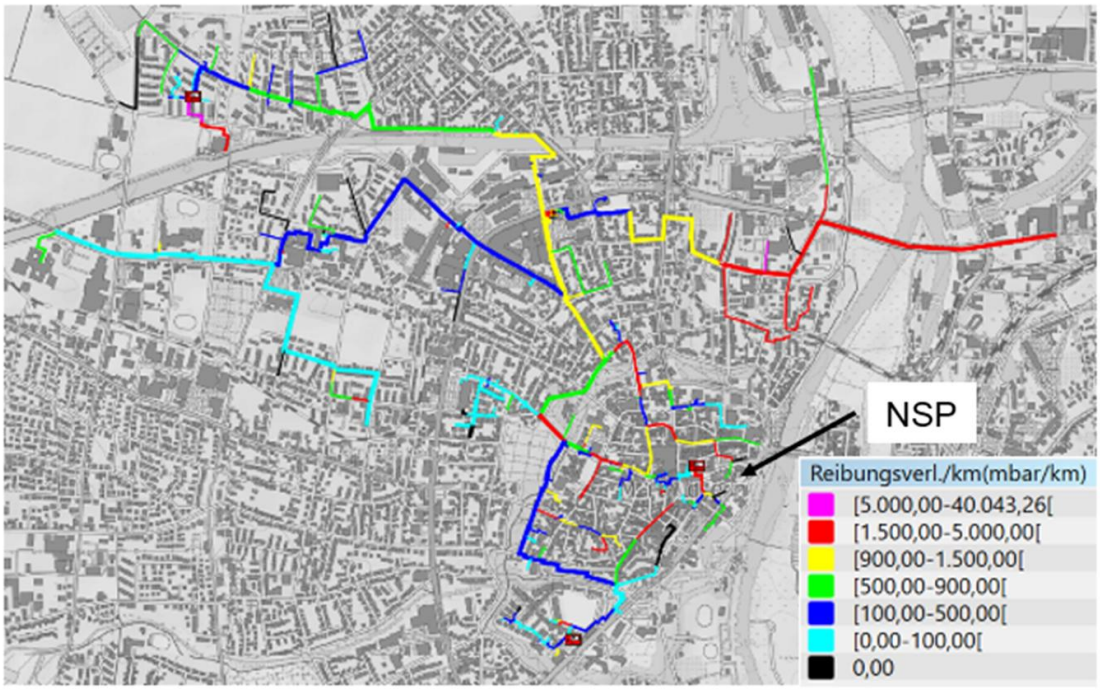


Abbildung 28: Darstellung spezifische Druckverluste bei T_{VL} / T_{RL} = 85 / 65 °C

Zwar ist der Leitungsabschnitt zur Kläranlage hydraulisch quasi entkoppelt, da der HKW-Standort für die Kläranlage als Druckerhöhung wirkt. Dadurch muss die dort installierte Umwälzpumpe im Wesentlichen nur den Druckverlust zwischen HKW und Kläranlagenstandort überwinden. Dennoch zeigt die Berechnung, dass dieser Leitungsabschnitt trotz der hydraulischen Entkopplung sehr hohe spezifische Belastungen aufweist.

Darüber hinaus treten auch in anderen Netzbereichen deutlich erhöhte Druckverluste auf. Besonders betroffen sind dabei die Transportleitungen ab dem HKW in Richtung der nördlichen und südlichen Netzbereiche sowie größere Teile des innerstädtischen Bestandsnetzes. In der Darstellung der spezifischen Druckverluste werden diese Bereiche entsprechend als stark belastete Leitungsabschnitte hervorgehoben.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass bei einer Spreizung von 85 / 65 °C ein großer Teil des bestehenden Netzes hydraulisch überlastet wäre. Um einen stabilen Netzbetrieb unter diesen Randbedingungen sicherzustellen, wäre eine weitgehende Neudimensionierung des Transport- und Verteilnetzes erforderlich.

Vor dem Hintergrund der geplanten Netzerweiterungen und des zukünftigen Wärmenetzausbaus ist ein Betrieb mit dieser geringen Temperaturspreizung daher nicht als realistische Option zu bewerten. Die Ergebnisse unterstreichen die große Bedeutung einer möglichst hohen Temperaturspreizung im Netz, um die Volumenströme zu begrenzen und die vorhandene Netzinfrastruktur weiterhin effizient nutzen zu können.

4.7.3 Zukünftige Netzregelung & Pumpenfahrweise

Ausgangslage – Kurzbewertung der heutigen Fahrweise

Die derzeitige Pumpen- und Regelstrategie im Fernwärmenetz ist auf das heutige Netz optimiert und arbeitet effizient. Wesentliche Merkmale sind:

- Mengenregelung mit gleitender Vorlauftemperatur: Dies ermöglicht eine bedarfsgerechte Steuerung der Wärmemenge und reduziert die Netzverluste.

- Hoher Pumpstrom akzeptabel: Die zentrale Umwälzpumpe am HKW wird derzeit elektrisch von einem Dampfmotor bzw. einer Mikrodampfturbine angetrieben, sodass auch hohe Förderleistungen wirtschaftlich realisierbar sind.

Diese Fahrweise ist für die aktuelle Netzstruktur und die vorhandenen Einspeisepunkte sinnvoll, stößt jedoch bei steigenden Lasten und zusätzlichen Einspeisestandorten an Grenzen.

Absehbare Herausforderungen im zukünftigen Netz

Mit der geplanten Netzentwicklung und steigenden Wärmevolumina treten mehrere Herausforderungen auf:

1. Steigende Volumenströme: Höhere Durchflüsse führen zu überproportional steigenden Druckverlusten in den Hauptleitungen.
2. Leistungslimitierung zentraler Umwälzpumpen: Die bestehenden Pumpen am HKW stoßen bei erhöhtem Förderbedarf an ihre Grenzen.
3. Regelung bei mehreren Einspeisern:
    - Kaskadierte Differenzdruck-Sollwerte verlieren ihre Aussagekraft.
    - Es besteht die Gefahr, dass entfernte Netzenden unterversorgt werden, insbesondere bei gleichzeitigem Betrieb mehrerer Einspeisestandorte.
4. Hydraulische Entkopplung und Führungsgrößen: Zusätzliche Einspeisestandorte wie Geothermie oder Kläranlage erfordern eine klare Trennung der Regelkreise sowie eindeutige Führungsgrößen für die Pumpensteuerung.

Empfehlung

Für ein effizientes und sicheres zukünftiges Fernwärmenetz wird empfohlen:

- Umstellung auf differenzdruckgeführte Regelung: Die Steuerung erfolgt nicht mehr über kaskadierte Sollwerte, sondern über lokal ermittelte Differenzdrücke.
- Mengenregelnde Einspeisepunkte: Jeder Einspeisestandort regelt die abgegebene Wärmemenge entsprechend dem aktuellen Bedarf im Netz.
- Hydraulische Entkopplung: Neue Einspeisestandorte werden so eingebunden, dass sie den Druckfluss im Restnetz nicht direkt beeinflussen, z. B. durch eigene UWP oder Pumpenregelung.
- Optimierung der Pumpenfahrweise: Anpassung der Pumpenkennlinien an das differenzdruckgeführte Netz, um Energieverbrauch und Druckverluste zu minimieren.

Durch diese Maßnahmen kann das zukünftige Fernwärmenetz auch bei steigenden Lasten und multiplen Einspeisepunkten stabil, effizient und bedarfsgerecht betrieben werden.

4.8 Kostenrahmen Netzneubau

Im Untersuchungsgebiet ist ein sukzessiver Netzneubau geplant. Die Kosten werden hier in einem ersten Ansatz für Rohrleitungsbau inkl. Hausanschlussleitungen (Tabelle 9) und Hausanschlussstationen (Tabelle 10) getrennt abgeschätzt.

Tabelle 9: Netzkosten für den geplanten Netzausbau bis 2045

Nennweite [DN]	Länge [trm]	Baukosten [€]	Gesamtkosten (inkl. 15% Planung)
DN 25	49,4	74.100,0	85.215
DN 32	676,3	1.014.450	1.166.617,50
DN 40	6.948,2	10.422.300	11.985.645
DN 50	4.916,5	7.374.750,0	8.480.962,50
DN 65	7.714,6	13.886.280	15.969.222
DN 80	2.839,1	5.110.380	5.876.937
DN 100	2.105,7	4.211.400	4.843.110
DN 125	1.576,8	3.547.800	4.079.970
DN 150	3.827,9	9.569.750,0	11.005.212,50
DN 200	4.081,5	10.677.204,0	12.278.784,60
DN 250	16,9	49.263,5	56.653

Tabelle 10: Anschlusskosten für Hausanschlüsse (* inklusive Kosten für Hausanschlussstationen)

Jahr	Anzahl	Kosten	Planungskosten 15%	Gesamtkosten HA *
Bis 2030	Ca. 70	1.123.200	308.880	2.368.080
2031-2035	Ca. 50	764.400	210.210	1.611.610
2036-2040	Ca. 30	436.800	120.120	920.920
2041-2040	Ca. 40	624.000	171.600	1.315.600

5. Erzeugerkonzept

Zur Ableitung des Zielerzeugerkonzepts wurden in einem ersten Schritt relevante EE-Potenziale identifiziert. Dabei liegt der Schwerpunkt auf der Möglichkeit der Abwärmenutzung aus einem Klärwerk, der Nutzung von fester Biomasse und des Bezugs von Umweltwärme aus tiefer Geothermie. Alle Varianten werden im Folgenden skizziert und einer ersten wirtschaftlichen Bewertung unterzogen. Nachfolgend werden anschließend die gewählten Zielerzeugervarianten detailliert betrachtet.

5.1 Entwicklung Zielerzeugerkonzept – Variantenbetrachtung

Auf Basis der beschriebene EE-Potenziale und identifizierten möglichen Erzeuger und deren Kombinationen im Zeitverlauf ergeben sich verschiedene mögliche Pfade zur Dekarbonisierung des Wärmenetzes in Minden. Anspruchsvoll ist in jedem Fall die Dekarbonisierung der Dampferzeugung bzw. das durch 32 GWh Dampfbedarf in Summe große Hochtemperatur-Wärmeaufkommen.

Dabei ist in einem ersten Schritt zu entscheiden, ob bereits in 2030 die Nutzung von Abwärme aus Abwasser erfolgen sollte, oder eine Nutzung von Wärme aus der Verbrennung von fester Biomasse genutzt werden soll, um das Zwischenziel von 30% EE in 2030 zu erreichen. Die zweite Pfadentscheidung erfolgt dann 2035, da hier eine Festlegung erfolgt, ob eine Wärmelieferung aus Geothermie geplant und mit Hinblick auf die Anforderungen im Jahr 2040 umgesetzt wird. Die möglichen Pfade zur Dekarbonisierung zeigt Abbildung 29. Basierend auf diesen Pfaden werden im Folgenden zwei Szenarien unterschieden. Das Wärmepumpenszenario sieht in 2030 eine Abwasserwärmepumpe am Standort Klärwerk Siegfried vor. In 2040 erfolgt in diesem Szenario dann der Einsatz von Biomasse. Das Biomasse-Szenario sieht den Bau eines Heizwerkes in der Stiftsstraße für 2030 vor. In 2040 folgt in diesem Szenario der Einsatz von tiefer Geothermie.

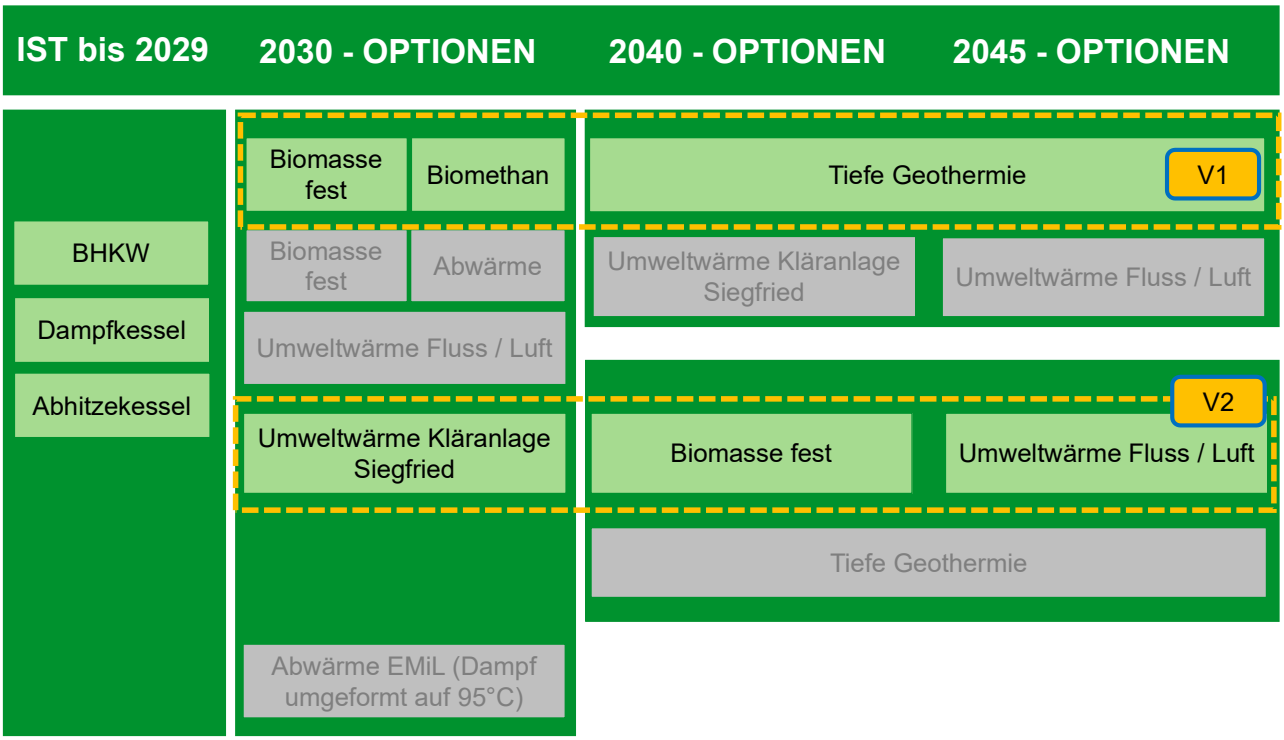


Abbildung 29: Mögliche Pfade zur Dekarbonisierung des Wärmenetzes Minden

Weitere unvermeidbare Abwärmequellen aus Industriebetrieben sind vor dem Hintergrund der betrachteten Potenziale vorerst nicht eingebunden (absolute Höhe, Abhängigkeit von konjunktureller Entwicklung und Energieeffizienzmaßnahmen in den Unternehmen). Sie bilden jedoch gemeinsam mit Wärmenutzung aus der Weser eine Alternative, sollte die Geothermiefündigkeit nicht im ermittelten Potenzial zur Verfügung stehen. Ebenso kann zum Stichjahr 2040 die weiterführende Pfadoption auch nach einer Entscheidung für einen Erzeugereinsatz in 2030 frei gewählt werden.

5.1.1 Wärmepumpenszenario

Erzeugereinsatz:

Nutzung von Abwärme aus der industriellen Kläranlage über Wasser/Wasser-Wärmepumpen im Jahr 2030.
Ab dem Jahr 2040 zusätzlich Umstellung des BHKW auf nachhaltiges Biomethan,
Ab 2040 Holzheizwerk am Standort Stiftstraße (auf 4.000 Bh/a begrenzt gemäß BEW-Vorgaben);
Ab 2040 ein 9 MW-Dampferzeuger für die Dampflieferung Melitta (Temperaturabsenkung im Fernwärmeteil).
Ab dem Jahr 2045 Ersatz der Erdgaskessel und Umstellung auf EE-Spitzenlastbrennstoff (grüne Gase).
Bis zum Beginn der Lieferung Versorgung des Netzes über BHKWs und Kessel.

Vorteil: Keine Investitionen in die Erzeugung vor 2029 (Planung Abwasserwärme muss sofort angestoßen werden), kein Biomethanbezug im Jahr 2030 notwendig (geringes Kostenrisiko); durch eine Übererfüllung der 30%-Anforderung 2030 ist die Abhängigkeit vom tatsächlichen Dampfbedarf auf diesen Erfüllungsgrad gering; Da Weser- Düker gebaut wird, kann auch bei Nicht- Fündigkeit der zu prüfenden Geothermie aus Richtung Osten alternativ Abwärme aus der Abfallverbrennung oder aus einer mit Weser- Wärmepumpe angebunden werden.

Nachteil: Abwasser- Wärmepumpe konkurriert in der Grundlast mit BHKW-Einsatz und ab 2045 mit Grundlast einer weiteren, erforderlichen Großwärmepumpe (oder Geothermie);
Weser-Dükerung erforderlich
(kurze Umsetzungszeit, ggf. Verlängerung der Frist nach §29 (3) Pkt. 2. WPG erforderlich)
Genehmigungs- und Umsetzungsrisiko der Wassereinleitung, kurze mögliche Vorlaufzeiten, bereits hohe Investitionen in 2030; da trotzdem in 2045 ein großes Wärmeaufkommen (bspw. Geothermie) für den Fernwärmeanteil notwendig ist, muss insgesamt ein größerer Investitionsumfang in der Erzeugung aufgebracht werden. Dieser sollte aufgrund der ohnehin durch den Dampfanteil ausgelösten hohen Abhängigkeit eines Brennstoffs (Commodity-Kostenrisiko) im Dampf daher eine Anlage mit geringen OPEX-Kosten sein.

Im gesamten Zeitraum ist die prognostizierte Höchstlast vollständig durch die vorgehaltene Leistung abgedeckt (Abbildung 30) oder bei Einsatz eines neuen Kessels mit kleinerer Leistung ab 2030 zur besseren Ausregelung der Spitzenlast (zusätzlicher Erzeuger spätestens 2040) gar übererfüllt. Bis auf ein Jahr ist leistungsbezogen sogar ein (n-1)-Kriterium des größten Wärmeerzeugers erfüllt.

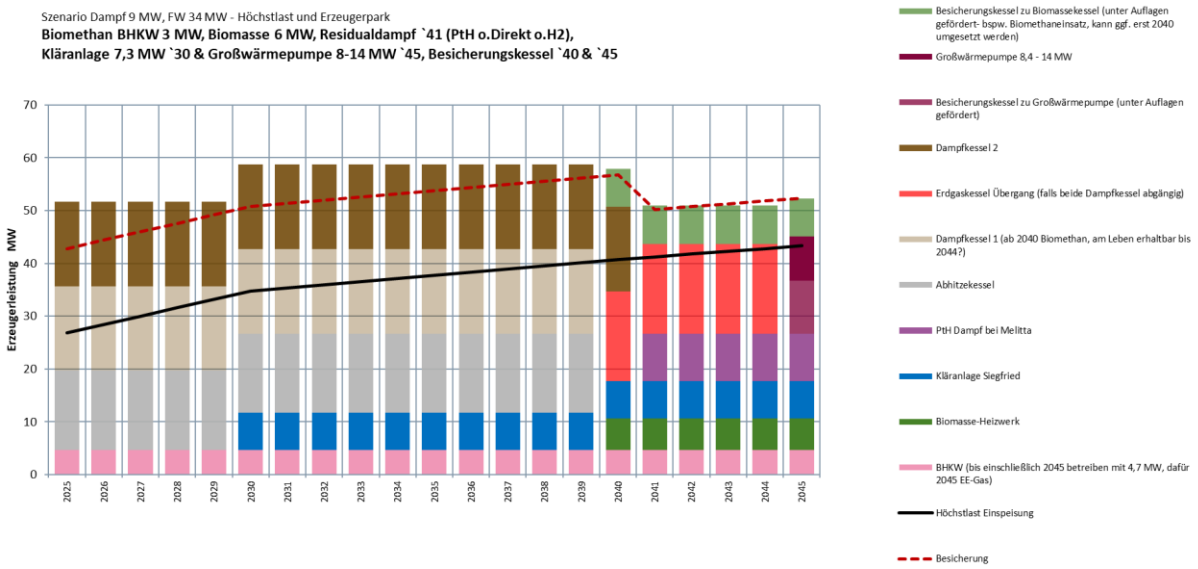


Abbildung 30: Verfügbare Erzeugerleistung Variante 2 (Abwasser-Wärmepumpe 2030)

Alle geplanten Erzeuger wurden in eine mögliche Erzeugereinsatzreihenfolge gebracht. Die Erzeugereinsatzreihenfolge dient einer ersten Darstellung des möglichen Einsatzes, einer Ableitung der je Anlage produzierten Wärmemenge und basierend darauf einer ersten Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Gesamtportfolios. Die Erzeugereinsatzreihenfolge basiert auf der Annahme, dass das vorhandene BHKW immer in der Grundlast läuft (ab 2040 Biomethaneinsatz), gefolgt von der Abwasser-Wärmepumpe, ab 2040 einem Biomasse-Heizwerk und den Spitzenlast- Kesselanlagen (ab 2045 grüne Gase im Spitzenlasteinsatz). Aufgrund des ab dem Jahr 2045 in Netzen von 20-50km Länge begrenzten Biomasseanteils von 25% (feste Biomasse & Biomethan) wird trotz Investition in die Geothermie und Abwasser-WP ein Anteil von anderweitiger erneuerbarer Spitzenlast und anderweitig erneuerbarem Brennstoff für das BHKW benötigt.

Die Dampferzeugung wird voraussichtlich mit einem eigenen, dann kleineren Dampfkessel betrieben. Es besteht die Möglichkeit, diesen als Power to Heat- Kessel oder als Dampfkessel mit der Verbrennung von grünem Gasen am 2045 darzustellen. PtH hätte den Nachteil, dass die Stromerzeugung während des Dampfbetriebs mit größerer Leistung als der Eigenerzeugungsleistung, welche aktuell der Belieferung des betrieblichen Eigenbedarfs der Fa. Melitta dient, erforderlich würde. Aus der Einsatzreihenfolge leiten sich die in Tabelle 11 aufgelistete Jahresarbeit je Erzeuger ab. Dieser Wert wird in der Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Bewertung der betriebsbedingten Kosten herangezogen.

Aus der Einsatzreihenfolge leiten sich die in Tabelle 11 aufgelistete Jahresarbeit je Erzeuger ab. Dieser Wert wird in der Wirtschaftlichkeitsberechnung über die jeweilige Effizienz (Brennstoff bzw. Strombedarf) zur Bewertung der betriebsbedingten Kosten herangezogen.

Tabelle 11: Wärmearbeit der Erzeuger Wärmepumpen-Szenario

Erzeuger	2030	2035	2040	2045	Einheit
ErdgasBHKW (später fuel switch)	21.200	21.200	16.300	-	MWh
Biomethan-BHKW				17.800	MWh

Erzeuger	2030	2035	2040	2045	Einheit
Holzheizwerk			20.608	21.765	MWh
Großwärmepumpe/ Geothermie				21.384	MWh
Abwasserwärme	32.815	33.020	36.984	37.360	MWh
Erdgaskessel (später fuel switch)	38.746	45.795	17.205	-	MWh
Biomethankessel			15.876	-	MWh
EE-Spitzenlasterzeugung				14.824	MWh

5.1.2 Biomasse-Szenario

Erzeugereinsatz:

2030: Nutzung von Biomasse-Wärme aus neu zu errichtendem Holzheizwerk (Stiftstraße, auf 4.000 Bh gemäß BEW-Vorgaben begrenzt); zusätzlich ab 2030 Biomethaneinsatz in den Dampfkesseln notwendig, um 30%-Kriterium zu erreichen

2040: Einspeisung Geothermie

2045: Umstellung des Erdgas-BHKW auf Biomethan, Umstellung der Spitzenlastkessel von Biomethan bzw. Erdgas auf EE-Spitzenlastbrennstoff (grüne Gase)

Ausbau: Es wird von einem kompletten Ausbau des Wärmenetzgebiets ausgegangen.

Vorteil: Keine zwingende Inbetriebnahme von EE-Erzeugungsanlagen vor dem Jahr 2029,
Investitionskosten Holzheizwerk kommt im Vergleich zur Abwasser-Wärmepumpe ohne Weser-Dükerung aus; durch eine Übererfüllung der 30%-Anforderung 2030 ist die Abhängigkeit vom tatsächlichen Dampfbedarf auf diesen Erfüllungsgrad gering
Möglichkeit bei zusätzlicher Umstellung einer neuen Kesselanlage auf Biomethan, einen Besicherungskessel mit der bis zu 1,2-fachen Leistung der Geothermie im Jahr 2040 gefördert einzubinden (Betrachtung ab 2035 vor dem Hintergrund des dann erkannten Zustands der Bestands-Kesselanlagen).

Nachteil: In 2030 bereits Biomethaneinsatz (Vorzug) oder EE-Anteil aus Power to Heat-Kessel erforderlich, um das 30%-Kriterium aus dem Wärmeplanungsgesetz zu erreichen;
EE-Zielanforderung 2030 auch abhängig von der Entwicklung des Dampfbezugs;
2040 bereits stärkere Verringerung der Laufzeitstunden Holzkessel zusätzlich aufgrund erforderlichem Grundlast-Wärmeerzeuger (Geothermie).
Größere EE-Gas-Brennstoffkosten-Abhängigkeit im Jahr 2045

Im gesamten Zeitraum ist die prognostizierte Höchstlast vollständig durch die vorgehaltene Leistung abgedeckt (Abbildung 31). Von 2040 bis 2045 ist eine (N-1)-Besicherung des größten Wärmeerzeugers durch die insgesamt größeren Einzelleistungen schwieriger.

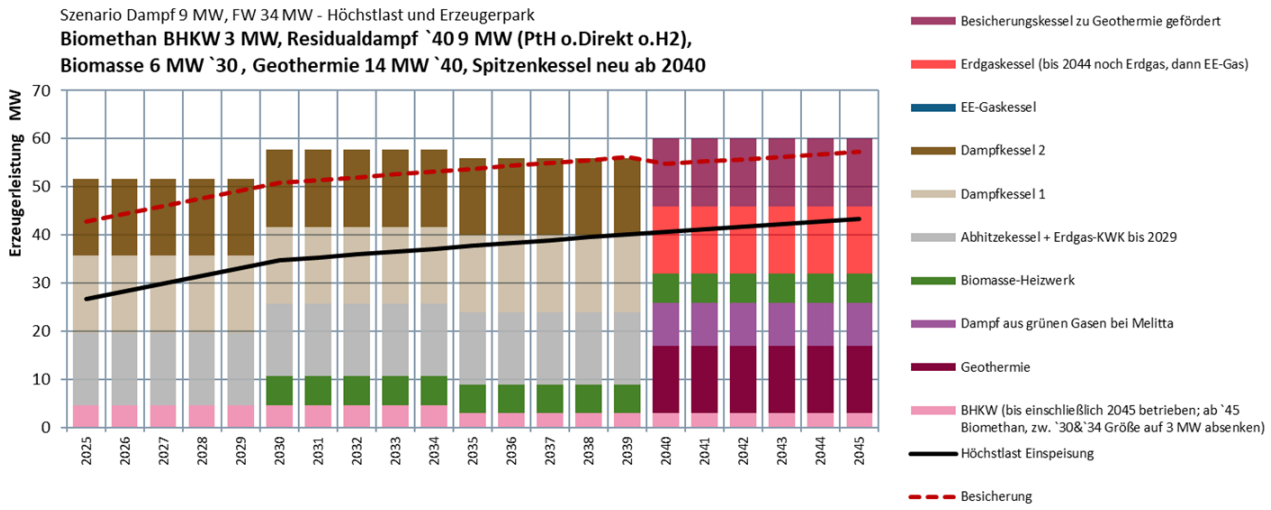


Abbildung 31: Verfügbare Erzeugerleistung Variante 1 (Holzheizwerk)

Alle geplanten Erzeuger wurden in eine mögliche Erzeugereinsatzreihenfolge gebracht. Die Erzeugereinsatzreihenfolge dient einer ersten Darstellung des möglichen Einsatzes, einer Ableitung der je Anlage produzierten Wärmemenge und basierend darauf einer ersten Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Gesamtportfolios. Die Erzeugereinsatzreihenfolge basiert auf der Annahme, dass das vorhandene BHKW immer in der Grundlast läuft. Ab dem Jahr 2030 ergänzt das Holzheizwerk die Grundlast und wechselt ab der Inbetriebnahme der Geothermie in die Mittellast. Aufgrund des ab dem Jahr 2045 in Netzen von 20-50km Länge begrenzten Biomasseanteils von 25% (feste Biomasse & Biomethan) wird trotz Investition in die Geothermie ein Anteil von anderweitiger erneuerbarer Spitzenlast benötigt.

Aus der Einsatzreihenfolge leiten sich die in Tabelle 12 aufgelistete Jahresarbeit je Erzeuger ab. Dieser Wert wird in der Wirtschaftlichkeitsberechnung über die jeweilige Effizienz (Brennstoff bzw. Strombedarf) zur Bewertung der betriebsbedingten Kosten herangezogen.

Tabelle 12: Wärmearbeit der Erzeuger Biomasse-Szenario

Erzeuger	2030	2035	2040	2045	Einheit
Erdgas-BHKW (später fuel switch)	21.200	17.000	16.300	-	MWh
Biomethan-BHKW				17.800	MWh
Holzheizwerk	23.794	23.920	5.959	7.651	MWh
Geothermie			66.688	69.968	MWh
Abwasserwärme	-	-	-	-	MWh
Erdgaskessel (später fuel switch)	37.007	43.961	2.149	-	MWh
Biomethankessel	10.934	15.196	15.876	-	MWh
EE-Spitzenlasterzeugung				17.713	MWh

5.2 Zielerzeugerkonzept

Als Zielerzeugerkonzept wurde eine Kombination aus Biomasse-Heizwerk und Geothermie gewählt (Abbildung 32). Aus dem benötigten Wärmeaufkommen und unter den regulatorischen Rahmenanforderungen aus dem WPG und der Förderrichtlinie der BEW ist die Aufteilung auf die jeweilig betriebenen Erzeugungsanlagen vorgenommen. So sind maximal 4.000 Betriebsstunden für die Biomassefeuerung zugrunde gelegt (Netzlänge zwischen 20 und 50km) und der maximale Biomasseanteil der Wärmeerzeugung (hierbei Summe gasförmige und feste Biomasse) von 25% in 2045. Der notwendige Endenergieeinsatz der einzelnen Erzeuger ist unter Ansatz der Verluste ermittelt worden. Somit ergeben sich die finalen Eingangsgrößen für die Treibhausgasbilanz und die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Vorzugsvariante.

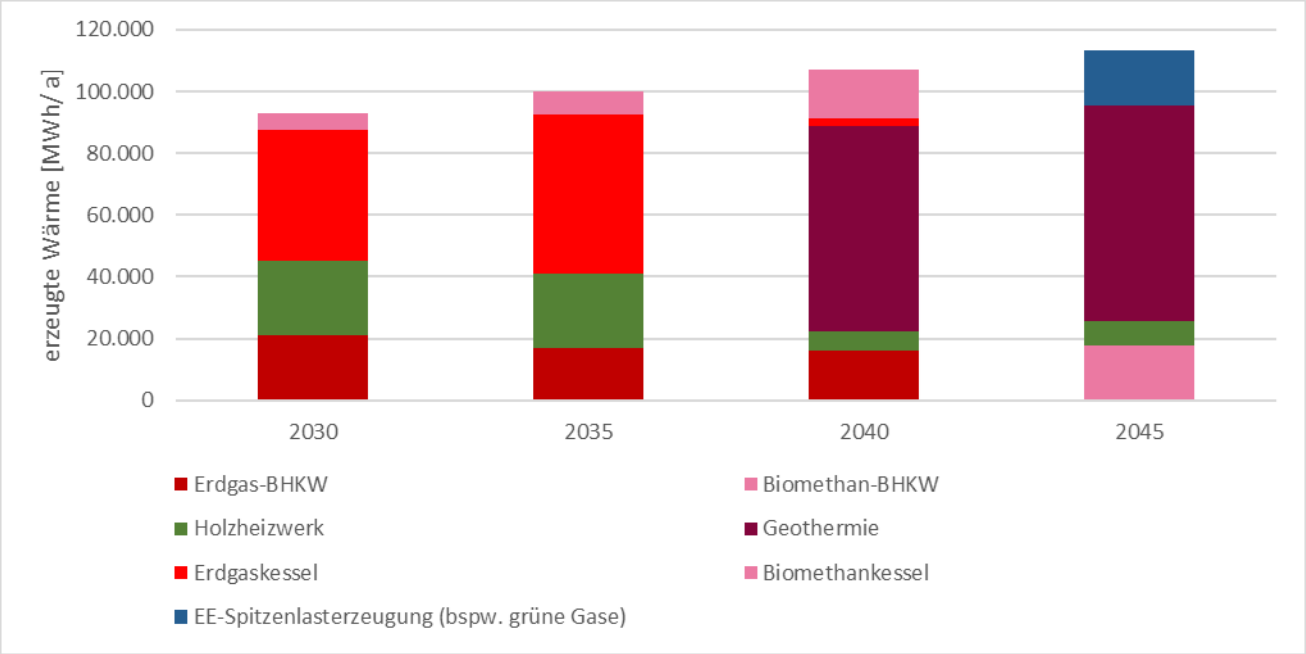


Abbildung 32: Zielerzeugerkonzept

Das Biomasse-Heizwerk stellt den ersten EE-Erzeuger dar, welcher zugebaut werden soll. Er soll im Jahr 2030 in Betrieb gesetzt sein. Sollten sich Verzögerungen einstellen, so könnte ein Biomethaneinsatz in einem bestehenden Dampfkessel erfolgen. Jedoch ist dies aufgrund der hohen Brennstoffpreise für Biomethan nur für die Differenz aus der Wärmegestehung durch das Biomasse- Heizwerk und der 30%-Anforderung gemäß WPG vorgesehen. Da Biomethan nachhaltig und eindeutig bilanziert und zertifiziert werden muss, sieht das Erzeugerkonzept die Umstellung des Betriebs nur eines der Dampfkessel im Jahr 2030 vor. Hierzu ist ein geeignetes Messkonzept vorzusehen. Von einer ausreichenden Verfügbarkeit von anderen EE-Gasen wird erst in späteren Jahren ausgegangen.

Die zweite Stufe der Erzeugungstransformation sieht die Einbindung einer EE-Quelle großen Umfangs vor (vorrangig Geothermie). Die Bewertung der Fündigkeiten und Risiken einer großen Tiefengeothermie- Bohrung erfordert umfangreiche vorbereitende Maßnahmen. Es wird davon ausgegangen, dass die Geothermie nur zur Raumwärme, nicht zur Dampferzeugung herangezogen werden kann. Eine 3D-Seismik soll zur Risikoeinschätzung die Wahrscheinlichkeit der Fündigkeit näher beschreiben. Vor Umsetzen der Geothermie-Dublette wird eine Probebohrung erstellt, welche Zieltiefe erreicht und eine Fündigkeit ermitteln lässt.

Der Regelbetrieb der Geothermie-Dublette ist für das Jahr 2040 angedacht. Ergeben Vorstudien eine niedrige Wahrscheinlichkeit oder die Probebohrung eine nicht ausreichende Fündigkeit, so können die erneuerbaren

Anteile aus den Vergleichsvarianten (Abwärmenutzung oder Flusswasser-Wärmepumpe) anstelle der Geothermie die Erzeuger-Variante ergänzen und auch ohne Geothermie einen Pfad zur Treibhausgasneutralität begründen. Die Entscheidung zur Investition muss Mitte der 2030er Jahre getroffen werden.

Das Fernwärmesystem in Minden besitzt die Herausforderung, dass neben der Fernwärmeversorgung zur Raumwärmenutzung die Dampferzeugung für den benachbarten Industriebetrieb aufrechterhalten werden muss. Obwohl dort der Wille zur Transformation gegeben ist, lässt sich die Produktion nicht kurzfristig umstellen. Bis zum Jahr 2039 ist davon auszugehen, dass die Dampferzeugung auf Erdgasbasis erzeugt wird. Ab dem Jahr 2040 muss zur Erfüllung der WPG-Anforderungen ein Anteil der Dampferzeugung erneuerbar erfolgen. Diese Anforderung ergibt ich nicht direkt aus den BEW-Anforderungen, sondern aus der gesetzlichen Vorgabe des §29 WPG für Wärmenetze. Sicherheitshalber wurde bei der Bearbeitung davon ausgegangen, dass die leitungsgebundene Dampflieferung in erzeugungstechnischem Zusammenhang zur Fernwärmebereitstellung gesamtheitlich als „Wärmenetz“ zu klassifizieren ist. Die Hochtemperatur-Anforderung schränkt die Erfüllungsvarianten der Wärmegestehung für das zusammenhängende Fernwärmesystem ein. Daher ist in den Jahren jenseits des Jahres 2030 der zukünftige Dampfbedarf fortlaufend zu beobachten und in die Entwicklung des Fernwärmesystems ist in Abhängigkeit des Dampfbedarfes zu planen.

Im Umfeld der Mindener Wärme und des Industriebetriebs ergab die Potenzialanalyse keine ausreichenden Flächen, um in unmittelbarer Entfernung EE-Stromerzeugungsanlagen dergestalt aufzubauen, dass dieser überschüssige Strom in wesentlichem Umfang zur Wärmeerzeugung bereitstellen können. Da davon auszugehen ist, dass der Einsatz von Strom als hochwertige vorrangig zu Produktionszwecken (Antriebsenergie) eingesetzt werden soll, wird von einer treibhausgasneutralen Dampferzeugung über Kessel ab dem Jahr 2040 ausgegangen. Die Kraft-Wärme-Kopplung kann als Anteil der effizienten Strom- und Wärmeerzeugung (inkl. Dampfanteil aus der Abgaswärme) Teil des Energiemixes bleiben. Spätestens zum Jahr 2045 ist der Brennstoff auf nachhaltiges und massenbilanziertes Gas (bspw. Biomethan) umzustellen.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist noch nicht absehbar, welche Freiheitsgrade die Bilanzierungsregeln im Jahr 2040 genau zulassen. Die Brennstoffzuordnung gemäß Massenbilanzverfahren kann sich auf einen eindeutigen Zählpunkt (also einer eindeutigen Zuordnung zu einem Wärmeerzeuger) beziehen. Um über die Brennstoffzuordnung von Kesseln und BKWK-Anlagen den 80%-EE-Anteil nachzuweisen und vor dem Hintergrund eines konjunkturabhängigen Dampfbedarfes, kann es sinnvoll sein auch weiterhin eine größere Leistung auf dem hohen Temperaturniveau mit einer teilweisen Möglichkeit der Umformung auf Fernwärmeniveau (95°C) vorzuhalten. Durch den hohen Mengenanteil Geothermie im Raumwärmeteil verbleibt eine zu geringe Wärmemenge der Spitzenlast, um über deren fuel-switch-EE-Erzeugung 80% ohne das Heranziehen der Dampfkessel zu erreichen. Rein aus Effizienzgründen wäre eine Trennung von Erzeugern nach Temperaturniveau für die in der Simulation erforderliche Leistung und Menge vorteilhaft. Dafür müsste es aber möglich sein, EE-Anteile welche für das Gesamtsystem erhoben sind (aber in einem Dampfkessel erzeugt wurden), auf das Fernwärmenetz zu bilanzieren.

Ob sich zukünftig Dampf-Wärmepumpen mit Fernwärmeeinsatz < 95°C auf der Bezugsseite technisch durchsetzen können und fördertechnisch bei der Prozesswärmebereitstellung berücksichtigt werden können, bleibt abzuwarten. Im aktuellen Verwaltungshandeln ist die Förderfähigkeit von EE-Wärmeerzeugern nach BEW zur Prozesswärmebereitstellung Restriktionen unterworfen.

5.3 Kostenrahmen Erzeuger

Die ermittelten Kosten basieren auf Erfahrungswerte aus bestehenden Projekten. Planungskosten wurden pauschal mit 15% berücksichtigt (Tabelle 13).

Tabelle 13: Kostenrahmen geplante Erzeuger (Planung = Kosten für Planungsleistungen 15%)

Erzeugungsanlage	Annahme Errichtung	Kosten €	Kosten Planung	Förderung Invest	Investkosten €	Investkosten netto €
BHKW	GÜ 2029; neu 2034			nicht förderfähig	4.660.000	4.660.000
Biomassekessel & Speicher 100 m³	2029	9.020.000	1.353.000	4.094.000	10.373.000	6.279.000
Geothermie	2039	39.500.000	5.925.000	18.170.000	45.425.000	27.255.000
Grundstücke	2039	362.000	-	nicht förderfähig	362.000	362.000
Heizzentralen (Biomasse & Geothermie)	2029 / 2034	740.870	111.130	340.800	852.000	511.200
Spitzenlastkessel (inkl. Besicherung)	2039	4.605.217	690.783	728.000	5.296.000	4.568.000
Summe					**66.968.000**	**43.635.200**

6. Kostenermittlung Zielsystem

Zur Kostenermittlung wurden die ermittelten Investitionskosten für das Netz und die Investitionskosten für die geplanten neuen Erzeuger herangezogen (siehe Punkte 4.8 und 5.3).

Im berechneten Ansatz wurden die Geothermie-Gestehungskosten in der Eigenerzeugung auf Basis bisher vorliegender Vorabinformationen erfasst. Es besteht die Möglichkeit, dass die Geothermie Anstrengungen in den in den Beteiligungen der Energieservice Westfalen Weser GmbH gebündelt werden. Dann träten an diese Stelle Geothermiewärmebezugskosten (Arbeits- und Grundpreis). Sobald hier vertraglich abgesicherte Zahlen vorliegen, sind diese in der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu berücksichtigen.

Bei der KWK-Strom- und Wärmeerzeugung wurden die Wärmegestehungskosten ebenfalls als Vollkosten mit Kostensenkung durch Vergütung der Stromliefererlöse berechnet. Das aktuell noch bis Ende der 2020er Jahre praktizierte Pachtmodell muss vertraglich bis zum Stützjahr 2030 in Verbindung mit der Perspektive des überholungsbedürftigen BHKW neugestaltet werden. Durch die Vollkostenabbildung ist es jedoch möglich, den Erzeugungskostenanteil der KWK mit anderen Erzeugungsvarianten direkt zu vergleichen. CO_2- Kosten der KWK-Erzeugung wurden auf Basis der nach Carnot-Methode der Wärme zugeordneten Brennstoffemissionen ermittelt.

Ebenfalls wurde die Anbindetrasse zur Wärmeübergabe geschätzt. Auch hier muss, sobald Klarheit zum Standort vorliegt, noch einmal eine Anpassung vorgenommen werden.

Die Investitionskosten wurden im Rahmen der annuitätischen Wirtschaftlichkeitsberechnung unter Berücksichtigung der technischen Nutzungsdauern und in Anlehnung an VDI 2067 (Tabelle 14) auf die Laufzeit der jeweiligen Investition verteilt.

Tabelle 14:Technische Nutzungsdauer Assets

Technische Nutzungsdauer	In Jahren
Hausübergabestationen	20
Rohrleitungen; Stahl	40
Kesselanlagen (inkl. Biomasse):	20
Wärmepumpe:	20
BHKW	15
Gebäude	50
Geothermiebohrungen	20

Die Ermittlung der Verbrauchskosten erfolgte auf Basis der angenommenen Erzeugereinsatzreihenfolge und den sich daraus ergebenden eingespeisten Wärmemengen je Erzeuger. Die Energiepreise gehen von aktuellen EEX German Power Futures aus und wurden für die Stützjahre auf Studien basiert (bspw. PROGNOS-Prognose 2024, UBA-Projektionsbericht 2023) und im Projekt mit Annahmen der Energieservice Westfalen Weser GmbH abgeglichen (Tabelle 15). Die Preise wurden ergänzt um Annahmen zur Entwicklung der Abgaben, Umlagen und Netznutzungsentgelte.

Tabelle 15: Annahme zu Commodity-Preisen (* inklusive NNE, Abgaben und Umlagen; ** basierend auf UBA-Projektionsbericht 2023)

Energieträger	2030	2035	2040	2045	Einheit
Strombezug Netz	228	217	213	205	€/MWh*
Strom Einspeisung KWK	94	83	77	72	€/MWh*
Strom Verkauf im räuml.Zusammenhang	116	123	114	209	€/MWh
Erdgas	51	52	49	49	€/MWh Hs*
Erdgas KWK (Energiesteuererstattung)	45,5	46,5	43,5	43,5	€/MWh Hs*
Holzhackschnitzel	46	51	56	62	€/MWh Hi
Biomethan	134,6	165,5	195,5	173,0	€/MWh Hs*
Biomethan KWK (Energiesteuererstattung)	140,1	171,0	201,0	178,5	€/MWh Hs*
Erneuerbarer Spitzenlast-Brennstoff			168,0	168,0	€/MWh Hs*
CO_2-Preis**	120	138	156	167	€/ Tonne

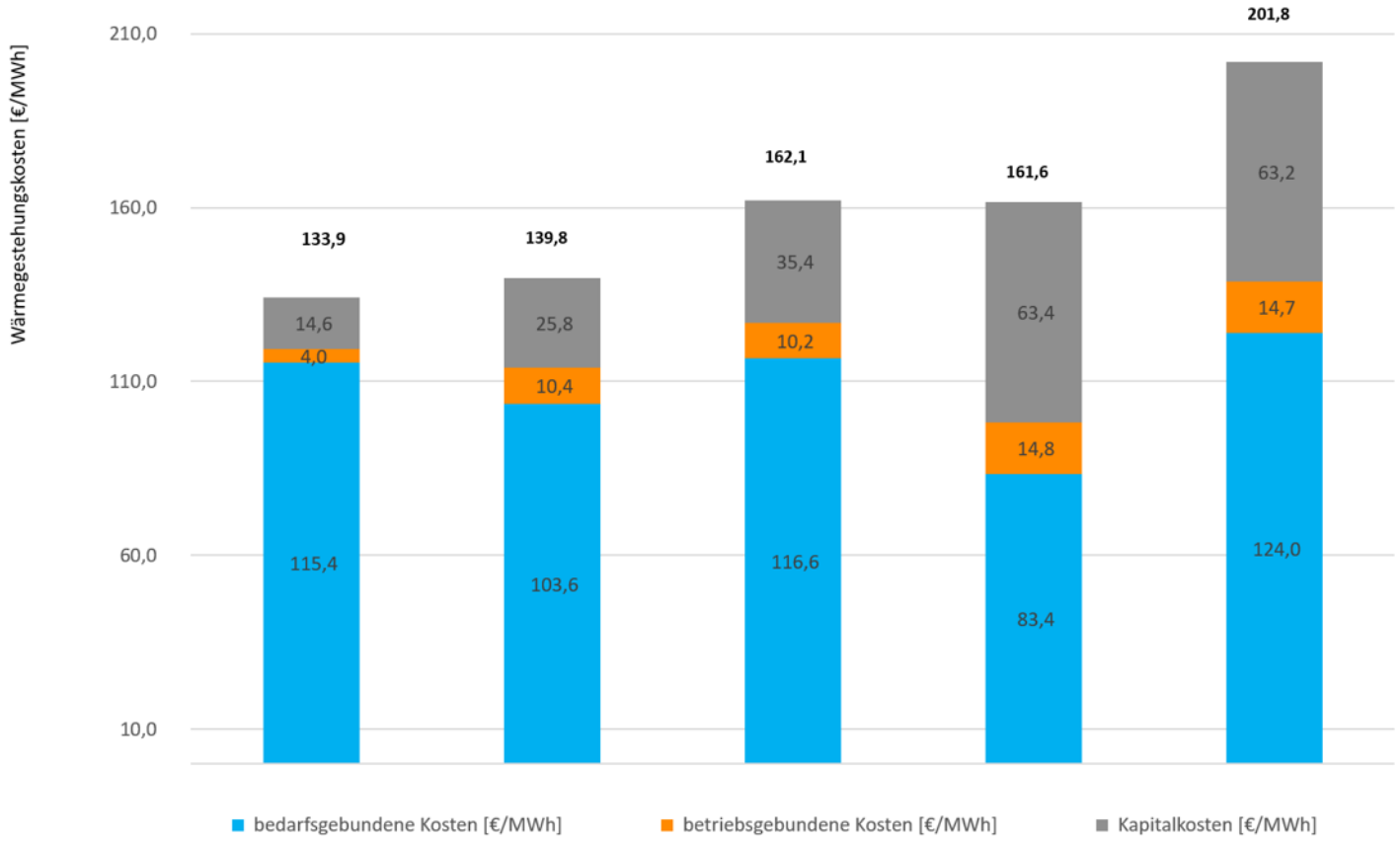
Tabelle 16: Parameter der annuitätischen Wirtschaftlichkeitsberechnung

	Annahme
Wartung und Instandhaltung - Bauwerke	0,5 % des Invest
Wartung und Instandhaltung - Anlagen	1 % des Invest
Wartung und Instandhaltung - Holzheizwerk	4 % des Invest zzgl. Ascheentsorgung
Wartung und Instandhaltung – Wärmepumpen/ Geothermie	2 % des Invest
Wartung und Instandhaltung – Netz	3 €/m*a neue Trasse, 5 €/m*a Bestandstrasse
Pumpstrombedarf Netz	1,5 % der Einspeisemenge

Abbildung 33 zeigt die resultierenden Wärmegestehungskosten für Investition (Capital expenditures; CAPEX) und Betrieb (operational expenditures; OPEX) sowie deren Summe für die Stichjahre.

Da im gesamten Zeitraum hohe Investitionen getätigt werden müssen, um das neue Netz aufzubauen und die erforderlicher Erzeugungsstruktur inkl. Redundanz aufzubauen, sind die CAPEX über den gesamten Zeitraum hoch. Im Bereich der OPEX, fallen die Betriebskosten durch Brennstoffaustausch Biomasse ab 2030 gegen sich verteuerndes Erdgas im Vergleich zur Basisvariante ab. Ab 2035 wird dieser Kostenvorteil durch den steigenden Anteil teuren Biomethans (anteilig für 30%-Kriterium notwendig) aufgehoben. Erst mit Inbetriebnahme der Geothermie mit Regelbetrieb ab 2040 wird durch den hohen Umweltwärmeanteil ein deutlicher OPEX-Kostenabfall verzeichnet. Mit vollendeter Transformation im Zieljahr müssen die Spitzen-Dampfmengen und das BHKW auf teure grüne Gase umgestellt werden, so dass aufgrund deren Brennstoffpreise auch bei wegfallenden CO2-Kosten eine deutliche Kostensteigerung zu erwarten ist.

Die betriebsgebundenen Wartungsaufwendungen entwickeln sich entsprechend Netzzubau sowie Zunahme der Komplexität und Diversifizierung des Erzeugungsmixes.



	Basisjahr	2030	2035	2040	2045
Kapitalkosten [€/MWh]	14,6	25,8	35,4	63,4	63,2
betriebsgebundene Kosten [€/MWh]	4,0	10,4	10,2	14,8	14,7
bedarfsgebundene Kosten [€/MWh]	115,4	103,6	116,6	83,4	124,0

Abbildung 33: Verlauf der Wärmegestehungskosten in den Stichjahren 2030, 2035, 2040 und 2045

7. Pfad zur Treibhausgasneutralität mit den Wegmarken 2030, 2035, 2040, 2045

Der Pfad zur Treibhausgasneutralität wird über das geplante Vorzugs-Zielerzeugerkonzept umgesetzt. Tabelle 17 zeigt die relevanten Parameter tabellarisch für den IST-Zustand und die Wegmarken 2030, 2035, 2040, 2045. Dabei werden die Bestandsanlagen bis zu ihrer Außerbetriebnahme aufgezeigt, im unteren Teil die neu in Betrieb genommenen Erzeuger bzw. im Falle der Spitzenlastkessel der fuel switch. Die prozentualen Anteile je Brennstoff/ Wärmequelle im Wärmeerzeugung-Portfolio im Ist-Zustand und deren zeitliche Entwicklung zeigt Tabelle 18.

Die Zielerreichung mit den dafür umzusetzenden Maßnahmen wird in Kapitel 8 (Beschreibung der Maßnahmen zur Umsetzung der Transformation) erläutert.

Tabelle 17: Tabellarische Darstellung des Wärmeerzeugungs-Portfolios Ist-Zustand, sowie 2030, 2035, 2040 und 2045 (*Summenwert über alle Anlagen)

	Ist-Zustand*	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**
	Bestandsanlagen (schwarz)) und neue Erzeuger (blau)				
Wärmeerzeugungsanlagen - thermische Leistung - Vollbenutzungsstunden - eingespeiste Wärme BM-Kessel läuft bei Nennlast Bh=Vbh!	**BHKW** - 4,7 MW - 3.874 h/a - 18.206 MWh **Kessel, fossil** - 47 MW - 1.199 h/a - 56.334 MWh	**BHKW** - 4,7 MW - 4.511 h/a - 21.200 MWh **Biomasseheizwerk** - 6 MW - 3.966 h/a - 23.794 MWh **Kessel, fossil** - 31 MW - 1.370 h/a - 42.474 MWh **Kessel, Biomethan** - 16 MW - 342 h/a - 5.467 MWh	**BHKW** - 3 MW - 5.667 - 17.000 MWh **Biomasseheizwerk** - 6 MW - 3.987 h/a - 23.920 MWh **Kessel, fossil** - 28 MW - 1.841 h/a - 51.559 MWh **Kessel, Biomethan** - 16 MW - 475 h/a - 7.598 MWh	**BHKW** - 3 MW - 5.433 - 16.300 MWh **Biomasseheizwerk** - 6 MW - 993 h/a - 5.959 MWh **Geothermie** - 14 MW - 4.763 h/a - 66.688 MWh **Kessel, fossil** - 28 MW - 77 h/a - 2.149 MWh **Kessel, Biomethan** - 9 MW - 1.764 h/a - 15.876 MWh	**BHKW** - 3 MW - 5.933 - 17.800 MWh **Biomasseheizwerk** - 6 MW - 1.275 h/a - 7.651 MWh **Geothermie** - 14 MW - 4.998 h/a - 69.968 MWh **Kessel, fossil** - 0 MW - 0 h/a - 0 MWh **Kessel, EE** - 33 MW - 537 h/a - 17.713 MWh

Tabelle 18: Tabellarische Darstellung der prozentualen Anteile je Brennstoff/Wärmequelle im Wärmeerzeugungs-Portfolios Ist-Zustand, sowie 2030, 2035, 2040 und 2045

	Ist-Zustand*	2030	2035	2040	2045
Anteil gasbefeuerter KWK	25 %	23%	17%	15%	16%
Anteil erdgasbefeuerter Kessel	76 %	46%	52%	2%	0%
Anteil erneuerbarer Energien**	0 %	32 %	32 %	83 %	100 %
Anteil Abwärme	0%	0%	0%	0%	0%
Anteil Biomasse (fest & gasförmig)	0 %	32 %	32 %	21 %	23 %
Anteil treibhausgasneutraler Wärme und Abwärme	0 %	32 %	32 %	83 %	100 %

* Basisjahr

** ohne Abwärme

8. Beschreibung der Maßnahmen zur Umsetzung der Transformation

Zur Realisierung des Zielnetzes im Jahr 2045 sind vier Maßnahmenpakete geplant, die jeweils aufeinander folgen. In Abbildung 34 sind die zentralen Transformationsmaßnahmen für die Vorzugsvariante auf der Zeitachse dargestellt.,

Direkt zu Beginn des Transformationszeitraums ist die Einbindung eines neuen Erzeugers geplant, um den geforderten Anteil an erneuerbarer Energie von 30% im Jahr 2030 einzuhalten. Zur Realisierung des Ziels von 80% EE in 2040 ist für dieses Stichjahr ein weiterer Erzeuger geplant, der dann einen Teil der bestehenden Erzeuger ablösen wird.

Zusätzlich wird in allen Maßnahmenpaketen das Netz ausgebaut und digitalisiert sowie eine neue Regelungstechnik implementiert.

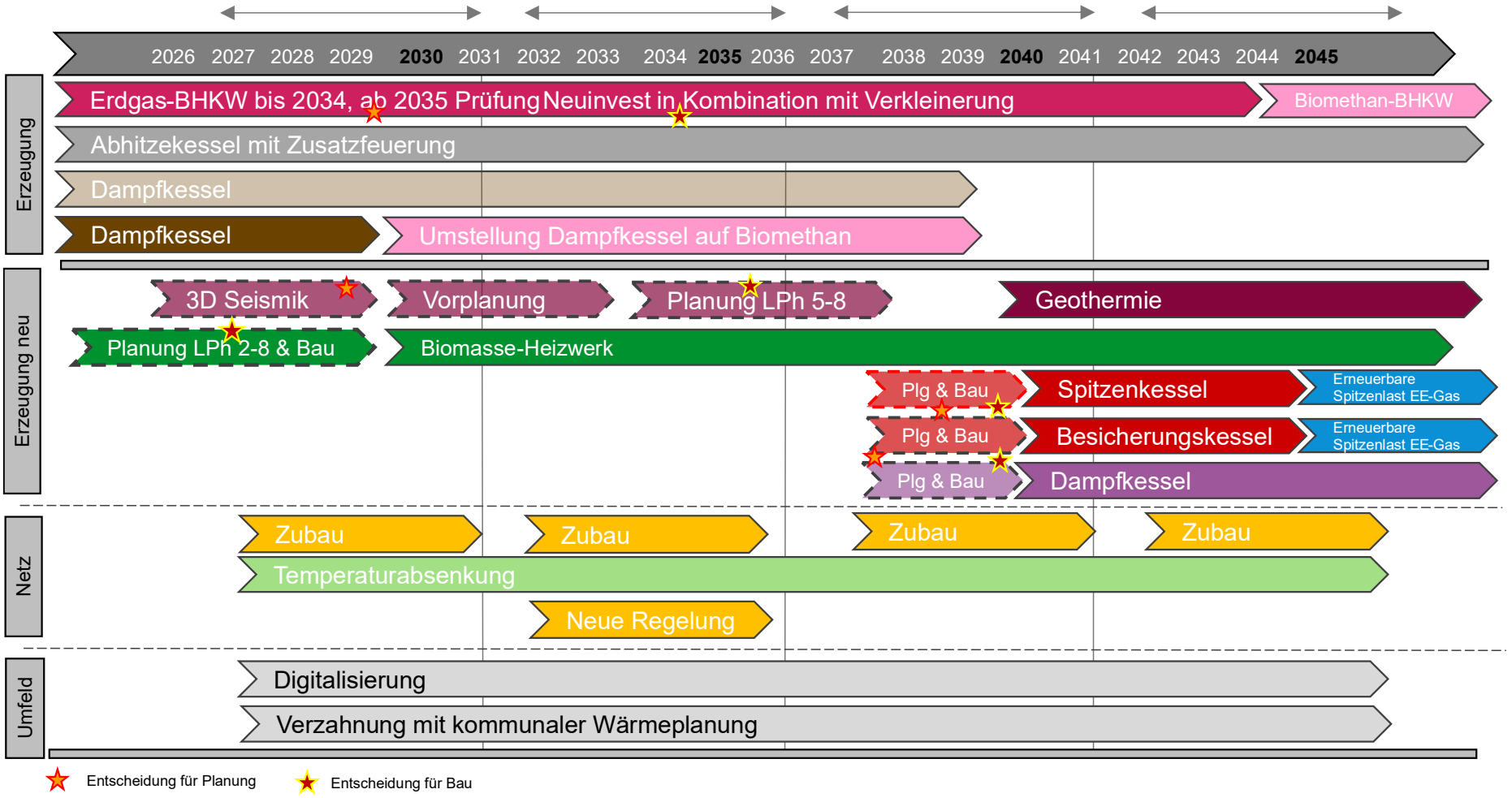


Abbildung 34: Zeitliche Einordnung von zur Transformation notwendiger Maßnahmen in Netz und Erzeugung

8.1 Maßnahmenpaket 1 2027 - 2031

Biomasse-Heizwerk: Um den vom WPG geforderten erneuerbaren Anteil an der Fernwärmeversorgung von 30 % zu erreichen, soll bis spätestens Ende 2029 ein Hackschnitzel-Heizwerk in Betrieb genommen werden. Hierzu soll in der Nähe der Stadtwerke Minden ein neuer Erzeugerstandort aufgebaut werden.

Netzausbau: Bis 2029 erfolgt in den bestehenden Netzgebieten eine Nachverdichtung und ein Ausbau in den Nordosten des bisherigen Netzgebiets. Zusätzlich wird im Innenstadtbereich eine Netzmasche ergänzt, welche die hydraulische Situation langfristig entlastet.

Temperaturabsenkung: Betroffenen Kundenanlagen werden getauscht, eine Beratung der Kunden wird aufgebaut.

Digitalisierung: Alle neuen HAST sollen für die Digitalisierung ausgerüstet sein. Mit der Digitalisierung der bestehenden Kundenanlagen wurde bereits begonnen, dies wird begleitend fortgesetzt.

Umfeldmaßnahmen: Bei den Umfeldmaßnahmen steht die Abstimmung mit der Stadt Minden zur kommunalen Wärmeplanung im Vordergrund.

8.2 Weitere Maßnahmenpakete

Maßnahmenpaket 2 – 2032-2036: In diesem Maßnahmenpaket erfolgen keine Erzeugungsmaßnahmen, der Netzausbau und der Anschluss neuer Kunden laufen jedoch kontinuierlich weiter. Zusätzlich wird das Digitalisierungskonzept umgesetzt. Die spätere Nutzung von tiefer Geothermie wird weiter vorangetrieben, u.a. durch eine 3D-Seismik und die Festlegung eines späteren Bohrplatzes.

Maßnahmenpaket 3 – 2037-2041: In diesem Maßnahmenpaket wird ein Großteil der bestehenden Kesselanlagen gegen neue Kessel ausgetauscht sowie eine Bohrung mit anschließender Inbetriebnahme der Geothermie vorgesehen. Auch im 3. Maßnahmenpaket laufen der Netzausbau und der Anschluss neuer Kunden kontinuierlich weiter.

Maßnahmenpaket 4 – 2042-2045: Spätestens Ende 2044 gehen die Erdgas-BHKW außer Betrieb und die Spitzenlast wird auf erneuerbare Brennstoffe umgestellt. Auch im 4. Maßnahmenpaket laufen der Netzausbau und der Anschluss neuer Kunden kontinuierlich weiter.

8.3 Energie- und CO_2-Bilanz im Zielnetz 2045

Für das Ist-System und das Zielsystem werden eine Energie- und eine Treibhausgasbilanz erstellt. Die Ist-Werte sind gemäß FW-306 Carnot berechnet und finden sich in Kapitel 1.6. Der hier ermittelte THG-Emissionsfaktor geht mit 243 kg CO_2 äq/MWh Nutzenergie Hi in die Berechnung ein.

Zur Darstellung der Bilanz im Zielnetz 2045 wird angenommen, dass die Neukunden der Fernwärme bisher eine Wärmeversorgung mit Erdgaskesseln (Wirkungsgrad 90%) genutzt haben. Für diese wird ein THG-Emissionsfaktor von 240 kg CO_2 äq/MWh Endenergie Hi angenommen. Für die im Zielnetz eingesetzten Großwärmepumpen wird ein THG-Emissionsfaktor von 0 CO_2 äq/MWh EE Hi und für den eingesetzte Strom mit 25 kg CO_2 äq/MWh Endenergie (aus Technikkatalog zur Wärmeplanung 2045) angenommen. Biomasse schlägt mit 20g/kWh Hi zu Buche. Für das eingeplante EE-Gas wird ein THG-Emissionsfaktor von 1,6 kg CO_2 äq/MWh Endenergie Hi angenommen. Somit ergibt sich für das Zielnetz 2045 ein THG-Emissionsfaktor von 5,0 kg CO_2 äq/MWh EE Hi.

Daraus berechnet sich, dass sich bei der Transformation des bestehenden Netzes und unter Berücksichtigung der geplanten Neuanschlüsse der Kunden an das bestehende Fernwärmenetz, Einsparungen an Treibhausgasen im Stichjahr 2045 -gegenüber dem Basisjahr- in Höhe von 28.244 t CO_2 äq und somit 98 % realisieren lassen.

In Tabelle 19 ist neben der CO_2- Einsparung auch die Einsparung an Primärenergie nach der gleichen Logik ermittelt. Im Zieljahr wird von einem Primärenergiefaktor von 0,02 für das Fernwärmenetz ausgegangen. Bei dem Vergleich mit der Ausgangssituation wird für jedes Betrachtungsjahr berücksichtigt, dass auch die Erdgaskunden eine Wärmebedarfsreduktion in den zukünftigen Jahren besitzen, unabhängig ob diese sich bereits am Fernwärmenetz befinden oder noch mit Erdgas heizen würden.

Tabelle 19: Energie- und CO_2-Einsparungen im Zielnetz 2045 unter Berücksichtigung der jährlichen Endenergieabsenkung durch Wärmebedarfsreduktion

	Ist	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**
Endenergie	**$MWh_{EE\ Hi}/a$**				
Bestand: Fernwärme & Dampf	100.700	98.900	97.200	95.600	94.000
Neukunden: Endenergiemenge Erdgaskessel verbleibend	49.600	27.400	17.100	8.100	0
Anteil Neukunden bereits an Fernwärme	0%	42%	62%	81%	100%
Fernwärmemenge Betrachtungsjahr	100.700	109.257	106.742	101.505	94.000
THG-Emissionen (CO_2- Äquivalente)	**t $CO_{2\ äq}$ /a**				
CO_2- Emissionen Kunden Fernwärme	24.670	17.800	18.770	3.290	1.670
CO_2- Emissionen Erdgaskunden verbleibend	11.904	6.576	4.104	1.944	0
Summe	36.574	24.376	22.874	5.234	1.670
Einsparung im jeweiligen Betrachtungsjahr gegenüber Ist	0	12.198	13.700	31.340	34.904
Primärenergie	**$MWhP_{E\ Hi}/a$**				
Primärenergieverbrauch Fernwärme	112.064	78.098	82.339	14.739	4.672
Primärenergie Erdgaskunden verbleibend	54.560	30.140	18.810	8.910	0
Summe	166.624	108.238	101.149	23.649	4.672
Einsparung im jeweiligen Betrachtungsjahr gegenüber Ist	0	58.387	65.475	142.975	161.952

9. Analyse von Umfeld- und Kontextmaßnahmen

9.1 Digitalisierung

Im Zuge des Netzneubaus wird für das Fernwärmenetz Minden ein durchgängiges Konzept zur Datenerfassung, -speicherung und -verarbeitung umgesetzt. Derzeit werden Betriebsdaten zwar erhoben und an die Leitwarte übertragen, jedoch nicht dauerhaft gespeichert oder systematisch ausgewertet. Künftig ist daher der Aufbau einer zentralen Datenhaltung mit integrierter Analysefunktion vorgesehen.

Parallel dazu wird das Netz im Rahmen des Ausbaus mit zusätzlichen Messpunkten ausgestattet, um die Transparenz des Netzbetriebs zu erhöhen. Die an diesen Schnittstellen erhobenen Daten sind kontinuierlich zu erfassen, auszuwerten und hinsichtlich ihrer betrieblichen Relevanz zu bewerten. Die detaillierte Ausgestaltung des Digitalisierungskonzepts erfolgt im zweiten Maßnahmenpaket.

Auf Kundenseite ist die Installation und Integration fernauslesbarer Zähler vorgesehen. Darüber hinaus wird die Nutzung intelligenter Messsysteme (iMSys / Smart Meter) geprüft, die eine bidirektionale Kommunikation mit einem zentralen digitalen Leitstand ermöglichen.

9.2 Optionen für Tarifierungsmodelle

Tarifierungsmodelle variieren je nach Anbieter und Region und bieten verschiedene Preisstrukturen und Anreizsysteme für die Verbraucher. Im Folgenden werden die gängigsten Tarifierungsmodelle für Fernwärme beschrieben und es wird auch auf spezielle Modelle eingegangen, die darauf abzielen, niedrige Rücklauftemperaturen anzureizen und somit die Effizienz der Fernwärmeversorgung zu steigern.

Die Zusammensetzung des Fernwärmepreises ist die Grundlage für Tarifierungsmodelle. In der Regel setzen sich die Kosten für die Fernwärme aus dem Leistungspreis oder Grundpreis [Euro/kW*Jahr] und dem Arbeitspreis [ct/kWh] zusammen, wobei der Leistungspreis nach der vertraglich vom Fernwärmelieferant vereinbarten vorzuhaltenden maximalen Wärmeleistung [kW] berechnet wird und der Arbeitspreis auf Basis des gemessenen Wärmeverbrauchs [kWh]. Einige Fernwärmeanbieter ziehen für die Berechnung des Fernwärmepreises auch noch ein drittes Element hinzu – den Dienstleistungs- oder Messpreis. Er deckt die Kosten, die für Messungen und Abrechnungen anfallen. Die genaue Ermittlung der Fernwärmepreise geschieht mittels der Preisgleitklausel, einer vertraglichen Vereinbarung zwischen dem Fernwärmeversorger und dem Kunden. Eine solche Klausel wird verwendet, um Änderungen der Kostenfaktoren des Fernwärmesystems widerzuspiegeln und den Preis entsprechend anzupassen. In einigen Fällen können Preisgleitklausel und das Tarifierungsmodell miteinander verknüpft sein. So kann ein Tarifierungsmodell wie der Staffelpreis verwendet werden, bei dem der Preis pro verbrauchte Wärmemenge von der Höhe der pro Jahr verbrauchten Wärme abhängt. In diesem Fall kann die Preisgleitklausel vorsehen, dass sich die Staffelgrenzen und -preise periodisch ändern, um Veränderungen der Kostenfaktoren widerzuspiegeln. Allerdings enthalten nicht alle Tarifierungsmodelle eine Preisgleitklausel. Ein Tarifierungsmodell kann auch einen festen Preis für einen bestimmten Zeitraum festlegen, ohne dass eine Anpassung während dieses Zeitraums vorgesehen ist.

Neben den Möglichkeiten von Einheitspreis-Tarifmodell, Staffelpreis-Tarifmodell, saisonalem Tarifmodell, Spitzenlast-Tarifmodell und kombinierten Tarifen, besteht auch die Möglichkeit über Bonus- und Malus-Tarife Anreize für bestimmte Verhaltensweisen oder Energiesparmaßnahmen zu schaffen. Ergänzend dazu gibt es Tarifierungsmodelle für Fernwärmekunden, die darauf abzielen, niedrige Rücklauftemperaturen zu erreichen, um somit die Effizienz der Fernwärmeversorgung zu steigern. Beim Niedertemperaturtarif wird den Kunden ein Anreiz geboten, niedrige Rücklauftemperaturen beizubehalten. Kunden erhalten z. B. einen günstigeren Preis pro verbrauchte Wärmemenge in den Stunden, in denen die Rücklauftemperatur unter einem bestimmten Grenzwert

liegt. Der lastabhängige Tarif belohnt Kunden, die ihre Wärmenutzung auf Stunden außerhalb der Spitzenlastzeiten verlagern (vgl. Spitzenlast-Tarifmodell). Durch die Verlagerung des Wärmeverbrauchs auf Stunden mit niedrigerer Nachfrage können niedrigere Rücklauftemperaturen erreicht werden. In diesem Tarifmodell erhalten Kunden, die ihre Wärme während Spitzenlastzeiten reduzieren, einen niedrigeren Preis pro Einheit. Im temperaturabhängigen Tarif kann der Preis pro verbrauchte Wärmemenge von der gemessenen Rücklauftemperatur abhängen. Je niedriger die Rücklauftemperatur gehalten wird, desto niedriger kann der Preis sein. Dies soll Anreize schaffen, die Rücklauftemperaturen zu senken und die Effizienz zu steigern. Optional kann dies auch durch einen massenstromabhängigen Tarif erreicht werden. Hier kann die Abrechnung des Leistungspreises über die maximal zur Verfügung gestellte Menge [m³/h] statt wie zuvor über die eingestellte Maximalleistung [kW] erfolgen. Auch dadurch wird der Kunde motiviert, seine Rücklauftemperatur niedrig und die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf hochzuhalten. Denn durch Unterschreiten der vertraglich vereinbarten Rücklauftemperatur reduziert sich der Volumenstrom bei gleichbleibender Leistung, was wiederum eine Reduzierung des Leistungspreises bewirkt, welchen der Kunde bezahlen muss.

9.3 Abstimmung mit dem Umfeld

Stadt Minden: Die Mindener Wärme GmbH steht in einem engen Austausch mit der Stadt Minden, im Besonderen auch ab diesem Jahr zur nun zu erstellenden kommunalen Wärmeplanung. Weitere Abstimmungsthemen sind u.a. die Standortfindung von Erzeugungsanlagen, die Trassenfindung und der Trassenbaus sowie die finanziellen Herausforderungen der Transformation.

Zentrale Kunden (z.B. gewerbliche Wohnungswirtschaft, öffentliche Gebäude, etc.): Um die Temperaturabsenkung umzusetzen, ist eine intensive Zusammenarbeit mit den Kunden notwendig. Hier sollten Strukturen unter Einbeziehung des Gebäudemanagements der Kunden etabliert werden, damit die (vermutlich vorgesehenen) Gebäudesanierungen auch die technische Gebäudeausrüstung berücksichtigen und die Temperaturabsenkung im Netz unterstützen.

Windows of Opportunity: Maßnahmen koppeln mit Straßenbau, Leitungsarbeiten, Quartiersentwicklung: Durch vielfältige Maßnahmen unterschiedlicher Spartenträger kommt es regelmäßig unausweichlich zur Überschneidung von Maßnahmen. Um eine möglichst gute Verzahnung zu erreichen, sind folgende Kommunikationswege etabliert.

Geplante Maßnahmen werden vom jeweiligen Spartenträger mit entsprechenden Plänen und dem jeweiligen Zeitraum an die zuständige Koordinierungsstelle gemeldet. In einem Umlaufverfahren werden alle Spartenträger (Energieversorgung, Straßenbau, Baumpflege, Kanalbau, Telekommunikation, ÖPNV) um eine Stellungnahme gebeten. Neben Hinweisen zur Einhaltung von Vorgaben werden auf diesem Weg auch Maßnahmen der jeweiligen Spartenträger rückgemeldet. Infolgedessen kommt es zu bilateralen Gesprächen: Wo erforderlich und möglich werden die einzelnen Maßnahmen miteinander in Einklang gebracht. Mit diesem Verfahren soll zum Beispiel erreicht werden, dass vor einer Erneuerung der Straßenoberfläche alte Leitungen erneuert oder geplante Neuverlegungen umgesetzt werden können.

10. Anhang

Anhang wirtschaftliche Bewertung Erzeugervariante Power to Heat