



Transformationsplan

des Fernwärmenetzes in Brannenburg Sägmühle

der INNergie GmbH

im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze

Datum: 27.05.2026
Projektname: Transformationsplan Wärmenetz Brannenburg
Antragssteller: Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG
im Auftrag der INNergie GmbH
Vorgangsnummer: BEW 70002433

1	IST-ANALYSE DES UNTERSUCHUNGSGEBIETS	3
1.1	Wärmenetz	3
1.2	Kundenstruktur	4
1.3	Übergabestationen zu den Endkunden	5
1.4	Wärmebedarf	5
1.5	Lastgang	6
1.6	Netztemperaturen	7
1.7	Betriebsweise Wärmenetz	8
1.8	Bestand Rohrnetz	8
1.9	Leistungsverteilung der Wärmeerzeuger	9
1.10	Wärmebereitstellung der Wärmeerzeuger	9
2	POTENTIALERMITTLUNG AUS ERNEUERBARER ENERGIE	11
2.1	Großwärmepumpen: Oberflächennahe Geothermie	11
2.2	Großwärmepumpen: Grundwasser	11
2.3	Großwärmepumpen: Fließ- und Stillgewässer	12
2.4	Großwärmepumpen: Luftwärme	12
2.4.1	Variante 1: Kaskadenlösung aus Luft-Wasser- und Wasser-Wasser-Wärmepumpe	13
2.4.2	Variante 2: Ammoniak-Wasser-Wasser-Wärmepumpe mit Luftkühler als Wärmequelle	13
2.4.3	Variante 3: Kaskade mehrerer Luft-Wasser-Wärmepumpen (R290)	14
2.5	Fazit der Luft-Wärmepumpen	14
2.6	Ausbau der Solarthermie	15
2.7	Biomasse Anlagen	16
2.8	Integration von (Groß-)Wärmespeichern	17
2.9	Erneuerbare Spitzenlastabdeckung	17
2.9.1	Zukünftige Abdeckung der Last	17
2.9.2	Fahrweise Wärmepumpe	17
3	SOLL-ANALYSE	19
3.1	Ausbauggebiet der Fernwärme	19
3.2	Sollzustand des Wärmenetzes bis 2045	21
3.3	Pfad zur Treibhausgasneutralität	22
3.4	Primärenergie- und CO2 Einsparungen	23

1 Ist-Analyse des Untersuchungsgebiets

1.1 Wärmenetz

Das in diesem Transformationsplan zu untersuchende Wärmenetz befindet sich in der Gemeinde Brannenburg. Eigentümer des Wärmenetzes ist die INNergie GmbH. Die INNergie GmbH ist eine Tochtergesellschaft der Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG. Für die Netzplanung- und bau sowie für den Betrieb des Wärmenetzes und der Erzeugungsanlagen sind die Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. von der INNergie GmbH beauftragt.

Das Wärmenetz befindet sich auf einem alten Kasernengelände und wurde 2015 im Zuge der Neuerschließung gebaut.

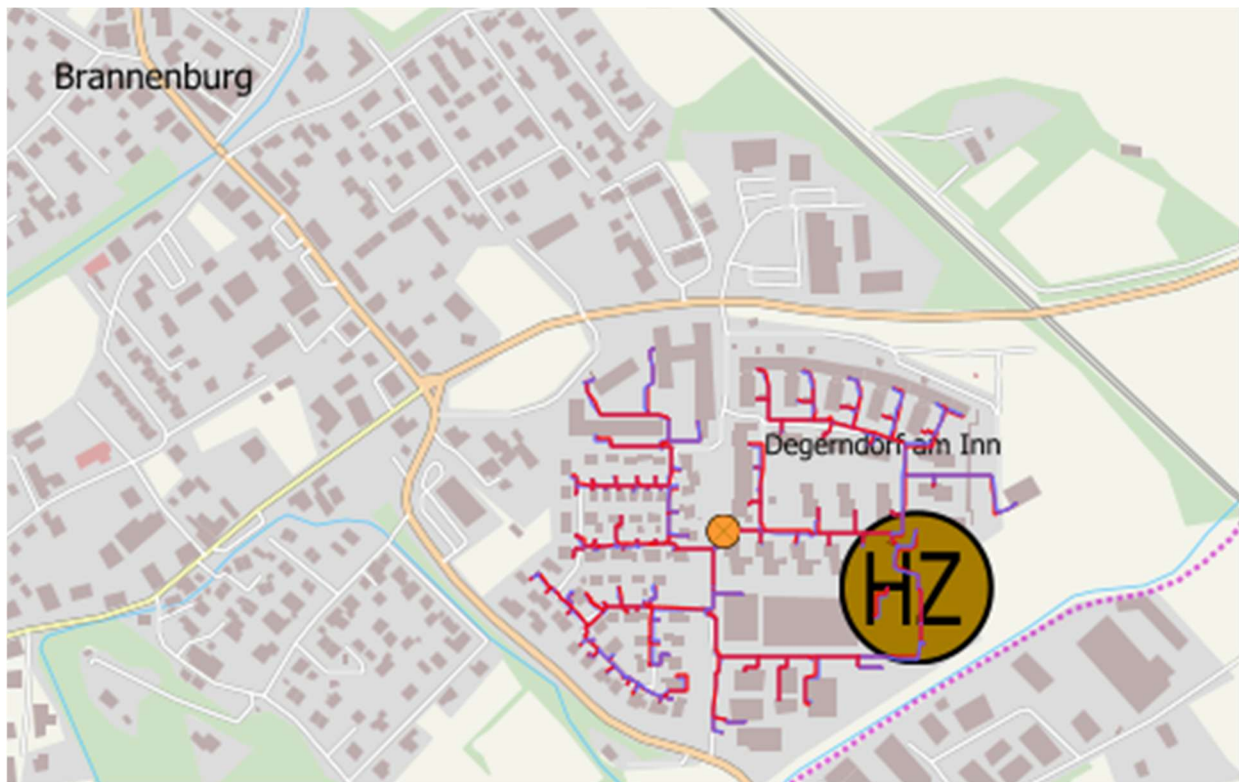


Abbildung 1: Übersicht des Fernwärmenetz in Brannenburg

1.2 Kundenstruktur

Das Fernwärmenetz versorgt insgesamt 73 Gebäude mit 69 angeschlossenen Übergabestationen. Die genaue Anzahl der Wohneinheiten innerhalb dieser Gebäude liegt nicht vor. Das Netz wurde in den letzten Jahren nicht erweitert oder grundlegend verändert. Die Struktur und Anzahl der angeschlossenen Gebäude sind konstant geblieben.

Die Hauptabnehmer sind überwiegend Wohngebäude, ergänzt durch Gewerbe- und öffentliche Einrichtungen. Die Wärme wird für Heizung und Warmwasserbereitstellung genutzt.

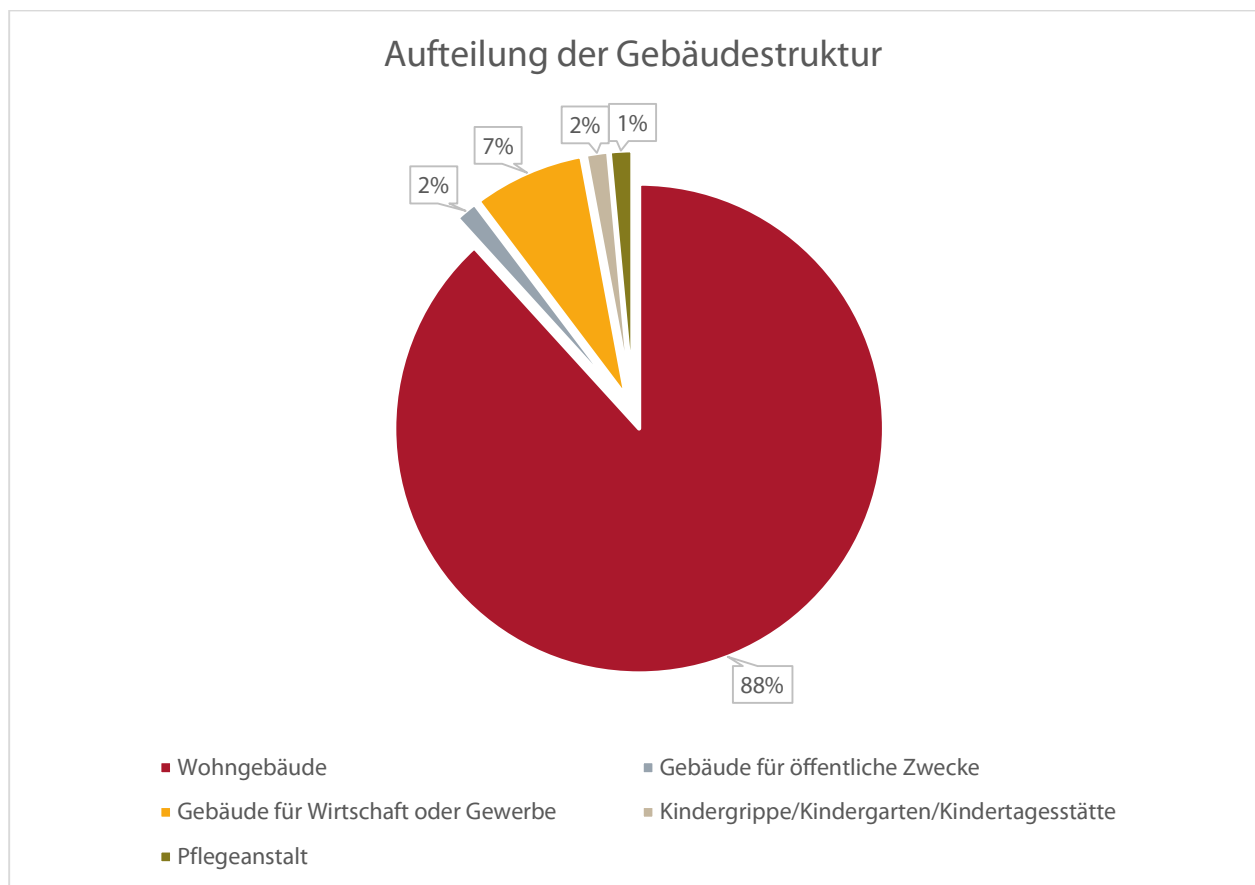


Abbildung 2: Prozentuale Verteilung der Gebäudetypen im Fernwärmenetz (Stand 2025)

1.3 Übergabestationen zu den Endkunden

Das Schema der Übergabestationen ist in den Technischen Anschlussbedingungen der INNergie GmbH dargestellt. Die Übergabestation bildet die Schnittstelle zwischen dem Fernwärmenetz und der kundenseitigen Heizungsanlage. Ihre Aufgabe besteht darin, die vom Netz bereitgestellte Wärme an das gebäudeinterne Heizsystem zu übertragen sowie eine hydraulische und thermische Trennung zwischen Netzbetreiber und Endkunde sicherzustellen. Gleichzeitig kennzeichnet sie die technische und betriebliche Grenze zwischen dem Verantwortungsbereich des Netzbetreibers und der Kundenanlage.

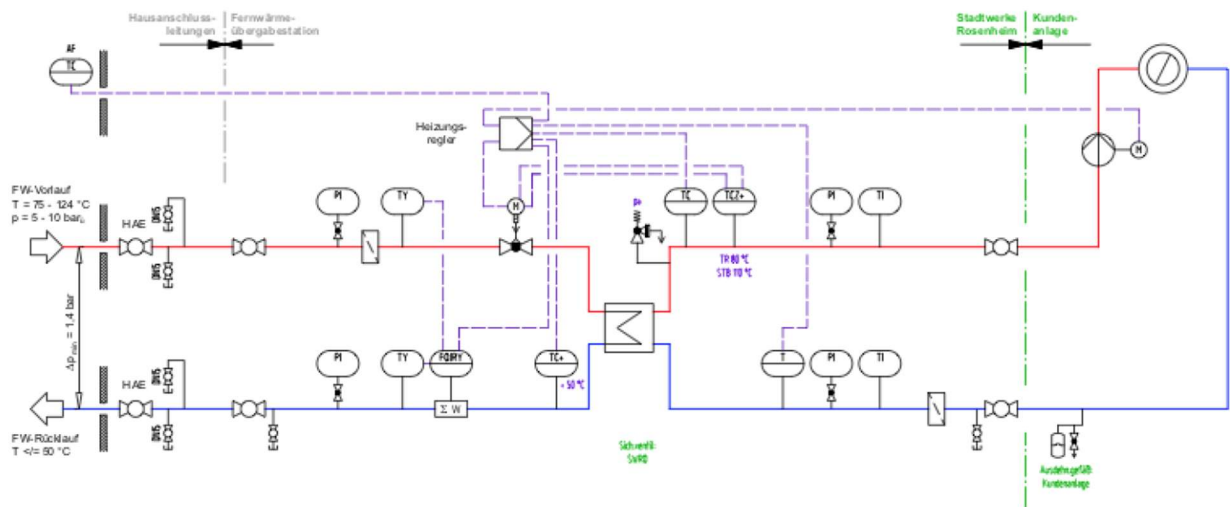


Abbildung 3: Schema der Übergabestation

1.4 Wärmebedarf

Tabelle 1: Wärmebedarf des Netzes

Bestandsnetz	2022	2023	2024	2025
Wärmeeinspeisung	4.523.300 kWh	4.605.457 kWh	4.602.561 kWh	4.997.891 kWh
Wärmebedarf (Kunden)	4.036.700 kWh	3.980.000 kWh	3.903.994 kWh	4.040.046 kWh
Absolute Netzverluste	486.600 kWh	625.457 kWh	698.567 kWh	957.845 kWh
Relative Netzverluste	10,8%	13,6%	15,2%	23,7%
Netzlänge in Meter	7859 m	7859 m	7859 m	7859 m
Trassenlänge				
Netzverluste pro Meter				
Trassenlänge	17,2 W/m	22,1 W/m	24,7 W/m	33,9 W/m

Die angegebene Trassenlänge bezieht sich ausschließlich auf die Hauptanschlussleitung des Fernwärmenetzes. Die Daten verdeutlichen, dass die Heizzentrale jährlich zwischen rund 4,5 und 5,0 GWh Wärme in das Netz einspeist, um den Bedarf der angeschlossenen Abnehmer sowie die Netzverluste zu decken. Im betrachteten Zeitraum bis einschließlich 2024 liegen die relativen Netzverluste bei rund 15 % und bewegen sich damit in einem Bereich, der allgemein als technisch und wirtschaftlich akzeptabel gilt. Im Jahr 2025 steigen die Netzverluste hingegen auf knapp 24 % an. Die Ursache für diesen deutlichen Anstieg ist derzeit noch unklar. Eine mögliche Erklärung könnten fehlerhafte oder unplausible Zählerwerte sein.

1.5 Lastgang

Im Folgenden wird der jährliche Lastgang der eingespeisten Wärme der Heizzentrale in das Fernwärmenetz dargestellt. Die Auswertung basiert auf den tatsächlich gemessenen Jahreswerten der Wärmeeinspeisung in Kombination mit den entsprechenden Außentemperaturen. Im Winterhalbjahr ist die Einspeisung am höchsten, während sie in den Übergangs- und Sommermonaten deutlich geringer ausfällt. Der Lastgang bildet die Grundlage für die Planung und Optimierung des Netzbetriebs und gibt Aufschluss über die zeitliche Verteilung der Netzbelastung.

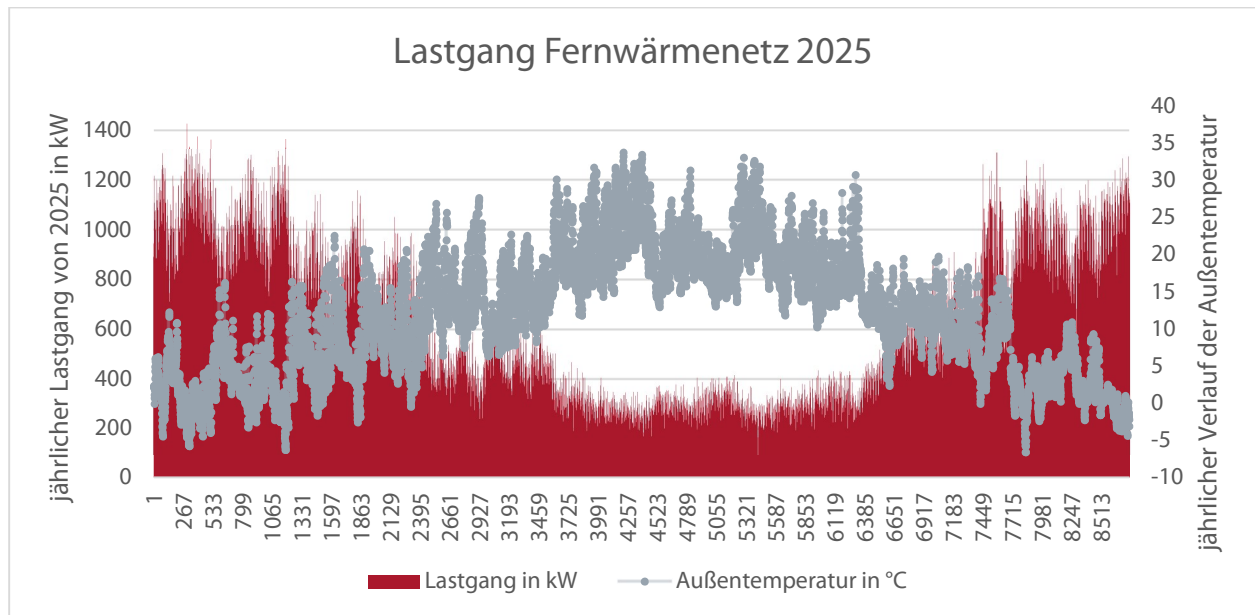


Abbildung 4: Jährlicher Lastgang der eingespeisten Wärme der Heizzentrale

Die Analyse der Lastdauerlinie zeigt, dass die Grundlast des Netzes bei etwa 300 kW liegt, während die Spitzenlast im Bereich von 1.000 kW bis 1.400 kW auftritt.

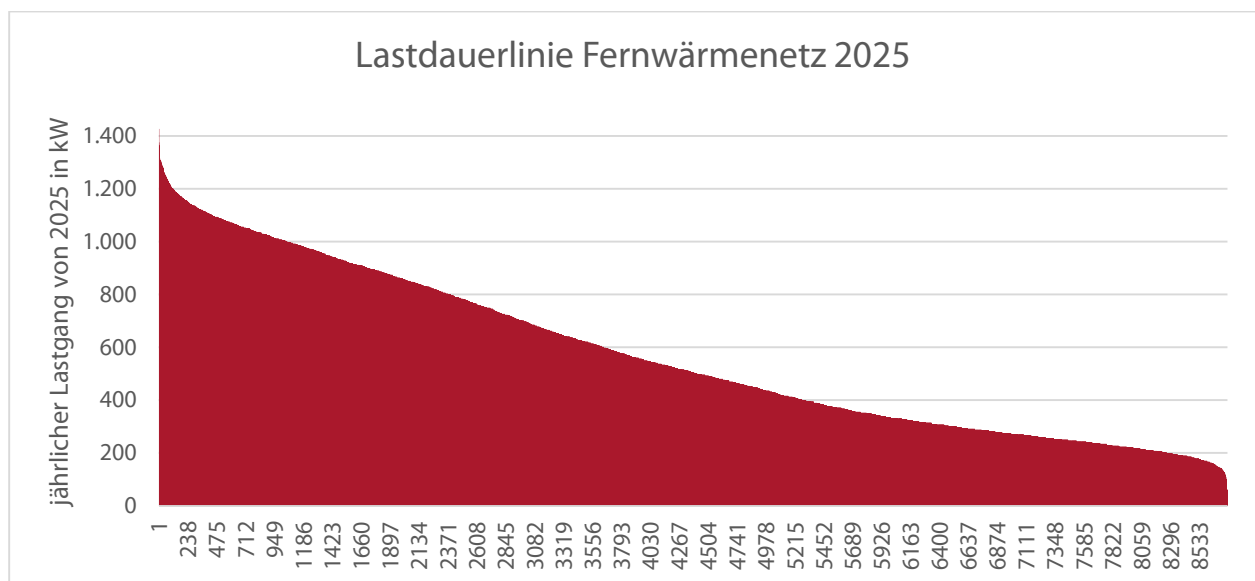


Abbildung 5: Lastdauerlinie der eingespeisten Wärme der Heizzentrale

1.6 Netztemperaturen

Die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes wurde im Jahr 2025 konstant auf etwa 80 °C betrieben. Der Rücklauf lag dabei im Bereich zwischen etwa 50 °C und 54 °C. Die minimal gemessene Rücklauftemperatur betrug rund 36 °C, was mit hoher Wahrscheinlichkeit auf einen Messfehler zurückzuführen ist. Die maximal gemessene Rücklauftemperatur lag bei etwa 64 °C.

Im Gegensatz zu einer witterungsgeführten, gleitenden Fahrweise wurde bewusst ein weitgehend konstantes Temperaturniveau gewählt. Hintergrund hierfür sind betriebliche Vorteile in den Übergabestationen der angeschlossenen Gebäude, wodurch eine niedriger Rücklauftemperatur erzielt wird. Niedrige Rücklauftemperaturen wirken sich positiv auf die Effizienz der Wärmeerzeuger sowie auf den Gesamtbetrieb des Wärmenetzes aus.

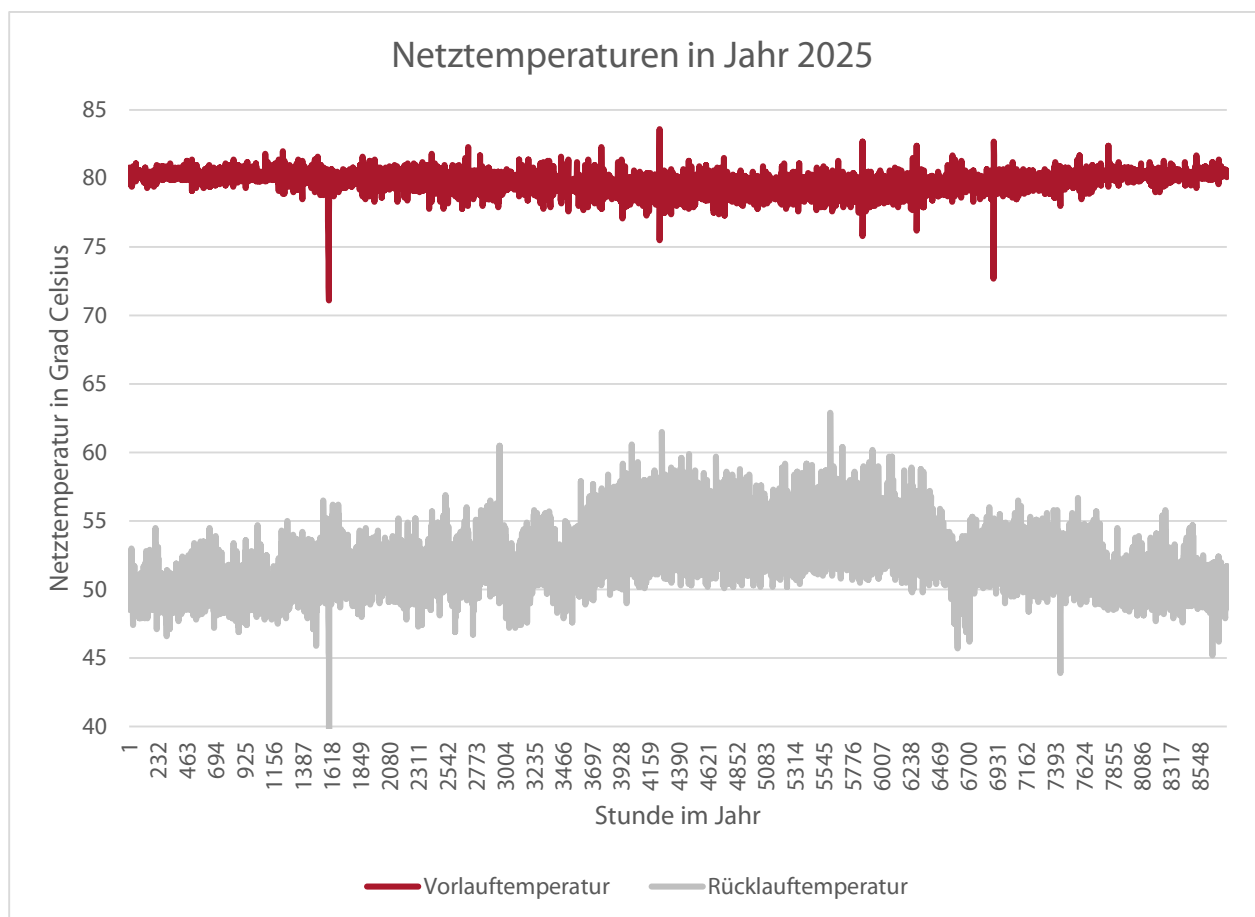


Abbildung 6: Netztemperaturen im Jahr 2025

Derzeit wird im Netzbetrieb erprobt, die Vorlauftemperatur ganzjährig auf etwa 75 °C abzusenken. Ziel dieses Testbetriebs ist es, die Netzverluste zu reduzieren und die Gesamteffizienz des Fernwärmesystems zu steigern. Die Temperaturabsenkung wurde im Vorfeld durch ein Netzberechnungsprogramm simuliert. Die Ergebnisse dieser Erprobung werden im weiteren Verlauf des Transformationsprozesses berücksichtigt. Eine perspektivische Absenkung der Netztemperaturen stellt zudem eine wichtige Voraussetzung für die Integration effizienter erneuerbarer Wärmeerzeuger, wie beispielsweise Großwärmepumpen, dar.

1.7 Betriebsweise Wärmenetz

In der folgenden Tabelle wird der hydraulische Betrieb der Anlage beschrieben. Das Fernwärmenetz besitzt einen großen Wärmespeicher mit einem Volumen von 210.000 Litern, dieser dient als Wärmespeicher sowie als Pendelspeicher.

Tabelle 2: Beschreibung der hydraulischen Betriebsweise

Beschreibung/Bauteil	Technische Spezifikation
Durchniveau FW Netz	2,8 bar (ü) Druckhaltung im Rücklauf
Speichertechnologie	Warmwasserspeicher
Speichervolumen	210.000 l
Temperaturniveaus (oben bis unten)	60 - 85 °C
Speichergroße und Durchmesser (in m)	Zylinder mit Höhe: 15,3 m / Durchmesser: 4,4 m
Einsatzzweck	Wärmespeicherfunktion oder Pendelspeicherfunktion
Art der Rohrleitung	Kunststoffmantelrohr

1.8 Bestand Rohrnetz

Alle Rohrleitungen sind mindestens mit der Standarddämmung versehen, teilweise kommt eine verstärkte Dämmung zum Einsatz.

Tabelle 3: Rohrdimensionen und Dämmungsstärke

Nennweite	Dämmungsstärke	Länge der Haupt- und Anschlussleitung
DN 25	DA 90, DA 110	1823 m
DN 40	DA 110, DA 125	2740 m
DN 50	DA 125, DA 140	893 m
DN 65	DA 140, DA 160	139 m
DN 80	DA 160, DA 180	1729 m
DN 100	DA 200, DA 225	1559 m
DN 150	DA 250	144 m
Summe		9027 m

1.9 Leistungsverteilung der Wärmeerzeuger

Im Wärmenetz von Brannenburg kommen aktuell drei unterschiedliche Arten von Wärmeerzeugern zum Einsatz, die unterschiedliche Leistungen erbringen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die installierte Wärmeleistung sowie die elektrische Leistung der einzelnen Wärmeerzeuger.

Tabelle 4: Leistungsverteilung der Wärmeerzeuger

Wärmeerzeuger	Energieträger	Wärmeleistung	Elektrische Leistung
BHKW 1	Erdgas	916 kW	889 kW
Brennwertkessel 1	Erdgas	2.000 kW (gedrosselt auf 1.000 kW)	-
Solarthermie (mit 20 Modulen)	Sonnenenergie	350 kW	-

Das BHKW 1 ist perspektivisch zur Modernisierung mit effizienzsteigernden Maßnahmen vorgesehen. Die Umsetzung ist derzeit für Ende des Jahres 2026 geplant. Die thermische Leistung des BHKW erhöht sich im Zuge der Maßnahme auf 1.152 kW bei einem Wirkungsgrad von 52,5 %, während die elektrische Leistung auf 935 kW bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 42,6 % steigt. Daraus ergibt sich laut Herstellerangaben ein Gesamtwirkungsgrad der Anlage von rund 95,0 %.

1.10 Wärmebereitstellung der Wärmeerzeuger

Im Hinblick auf die tatsächliche Jahresleistung und Einspeisung in das Wärmenetz zeigt die folgende Tabelle die jährlichen Wärmebereitstellungen der einzelnen Wärmeerzeuger für die Jahre 2022 bis 2025.

Tabelle 5: Energiemengenverteilung der Wärmeerzeuger

Wärmeerzeuger	2022	2023	2024	2025
BHKW 1	3.790.683 kWh	2.436.943 kWh	2.341.891 kWh	2.740.000 kWh
Brennwertkessel 1	510.437 kWh	1.957.464 kWh	1.825.234 kWh	1.915.265 kWh
Solarthermie	222.180 kWh	211.050 kWh	235.640 kWh	342.626 kWh
Gesamte Wärmemenge	4.523.300 kWh	4.605.457 kWh	4.602.561 kWh	4.997.891 kWh

Durchschnittlich wurde in den Jahren 2022-2025 jährlich im Schnitt 4700 MWh Wärme in der Heizzentrale in Brannenburg produziert. Durch die thermische Solaranlage wird 5 Prozent der Wärme in Brannenburg durch erneuerbare Energien erzeugt. Seit 2023 ist das BHKW seltener in Betrieb gewesen. Durch den strompreisoptimierten Betrieb und die stark gestiegenen Gaspreise wird der Betrieb aus wirtschaftlicher Sicht zunehmend unattraktiv.

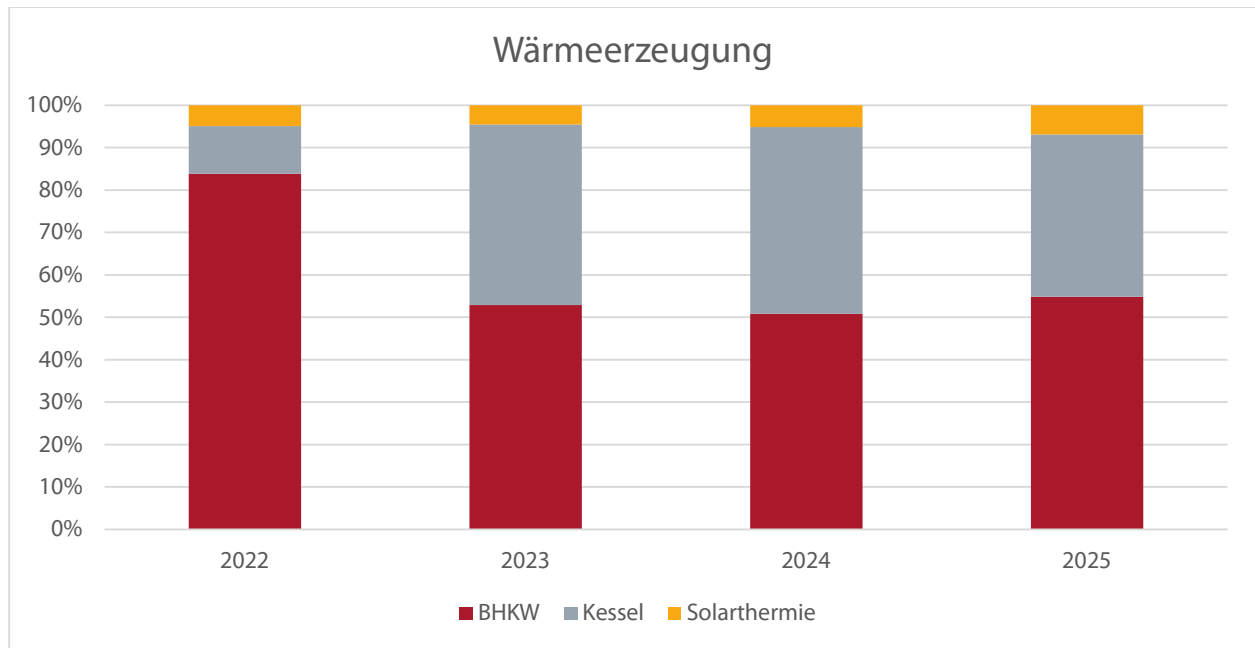


Abbildung 7: Wärmeerzeugung von 2022 bis 2025 nach Wärmeerzeugern

2 Potentialermittlung aus erneuerbarer Energie

Folgende Potentiale zur treibhausgasneutralen Wärmeherzeugung werden in diesem Transformationsplan tiefer untersucht. Der Fokus der Potentialermittlung liegt bei den Wärmequellen Umgebungswärme, Solarthermie und Biomasse. Abwärme ist am Standort nicht vorhanden.

2.1 Großwärmepumpen: Oberflächennahe Geothermie

Der Einsatz einer Großwärmepumpe mit Erdsonden wurde geprüft. Aufgrund der vom Wasserwirtschaftsamt Rosenheim vorgegebenen maximalen Bohrtiefe von 65 m ist die spezifische Entzugsleistung stark begrenzt. Dadurch wären sehr viele Sonden mit großem Abstand nötig, was hohe Flächenbedarfe und Investitionskosten verursacht. Eine wirtschaftliche Umsetzung ist unter diesen Rahmenbedingungen nicht darstellbar und wird daher nicht weiterverfolgt.

2.2 Großwärmepumpen: Grundwasser

Eine am Standort durchgeführte Probebohrung zeigt die geringe hydraulische Leistungsfähigkeit der lokal anstehenden Sedimente. Im gesamten Bohrverlauf bis zur Endteufe von 18 m wurden ausschließlich feinkörnige Schichten aus Auffüllmaterial, schluffig-tonigen Sedimenten sowie schluffigen Feinsanden angetroffen. Charakteristische durchlässige Kies- oder Grobsandhorizonte, wie sie für eine Wasserfassung erforderlich wären, fehlen vollständig.

Darüber hinaus wurde kein Grundwasser angetroffen, auch nicht innerhalb des potenziell durchlässigeren Feinsandbereichs ab ca. 6,1 m Tiefe. Dies bestätigt das Fehlen eines nutzbaren Grundwasserleiters am Standort. Eine energetisch sinnvolle Entnahme- und Wiedereinbringung von Grundwasser ist sowohl hydraulisch als auch hydrogeologisch ausgeschlossen.

Die Umgebungswärmequelle Grundwasser ist daher für den Transformationspfad des Fernwärmenetzes nicht geeignet und wird nicht weiterverfolgt.

Tabelle 6: Zusammenfassung der bohrtechnischen und hydrogeologischen Ergebnisse

Tiefe (m)	Beschreibung der Schicht	Korngruppe / Bodenart	Konsistenz / Festigkeit	Hydrogeologische Bewertung
0,0 - 0,5	Auffüllung, kiesig-sandig	Kies/Sand (heterogen)	halbfest	Kein GW; anthropogen, geringe Relevanz
0,5 - 3,5	Auffüllung, tonig-schluffig	Ton/Schluff	weich	Sehr geringe Durchlässigkeit
3,5 - 6,1	Schluff, tonig	Feinsedimente	weich	GW-hydraulisch praktisch undurchlässig
6,1 - 18,0	Sand, schluffig	Feinsand mit Schluff	halbfest	Feinsand, aber ohne Grundwasser; nicht ergiebig
0 - 18 m	Gesamttiefe	-	-	Kein Grundwasser angetroffen

2.3 Großwärmepumpen: Fließ- und Stillgewässer

Nach der Feststellung, dass am Standort der Heizzentrale kein ausreichendes Wärmepotential aus einer grundwasserführenden Schicht vorhanden ist, wird auch Wärmepotentiale aus Fließ- und Stillgewässern betrachtet. Stillgewässer sind in der Nähe der Heizzentrale nicht vorhanden. In unmittelbarer Nähe der Heizzentrale verläuft der Griebenbach. Dabei handelt es sich um einen Wildbachausbaustrecke, mit augenscheinlichem Pegel von 0,3 - 0,5 m und mittleren Fließgeschwindigkeit. Es liegen derzeit keine Temperatur oder Pegelmessungen vor. Das zuständige Wasserwirtschaftsamt hat uns bestätigt, dass eine Wärmequellennutzung grundsätzlich möglich ist, hat uns aber darauf hingewiesen, dass der Griebenbach großen saisonalen Pegel- und Temperaturschwankungen unterliegt. Wobei es sich um eine normale Charakteristik eines Wildbaches handelt. Aufgrund der geringen Aussichten auf ein dauerhaftes, ausreichendes Wärmequellenpotential wurde das Potential aus Fließgewässern nicht weiter betrachtet.

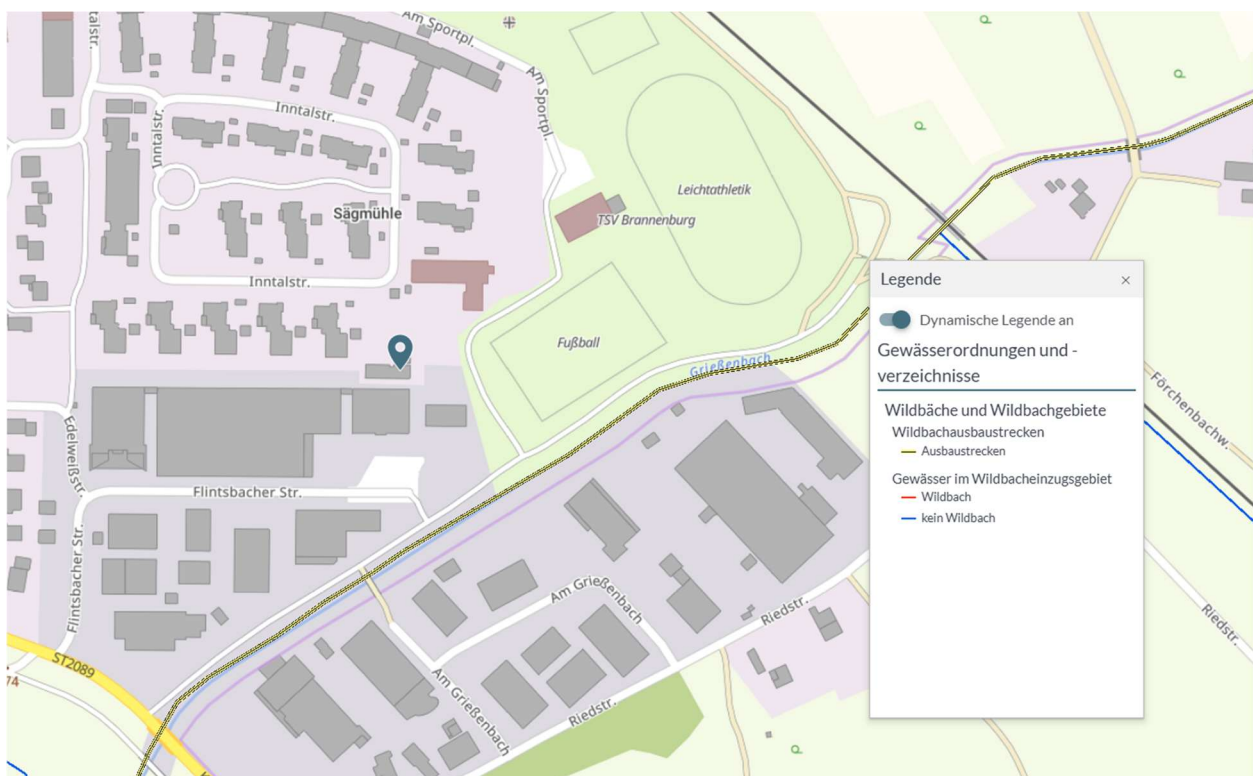


Abbildung 8: Übersicht Gewässer (Quelle: BayernAtlas)

2.4 Großwärmepumpen: Luftwärme

Im Weiteren wird der Einsatz einer luftbasierten Großwärmepumpe zur Einspeisung in das bestehende Fernwärmenetz untersucht. Grundlage der Betrachtung bildet eine mögliche Wärmepumpenanlage mit einer Heizleistung von rund 1.000 kW bei einem Temperaturniveau von 80/50 °C.

Im Rahmen einer konzeptionellen Vorprüfung durch einen Anlagenhersteller werden mehrere technische Varianten betrachtet. Dabei werden unterschiedliche Anlagenkonzepte untersucht, die auf der Nutzung von Umgebungsluft als Wärmequelle basieren.

2.4.1 Variante 1: Kaskadenlösung aus Luft-Wasser- und Wasser-Wasser-Wärmepumpe

In dieser Variante wird eine Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer nachgeschalteten Wasser-Wasser-Wärmepumpe kombiniert. Durch diese Kaskadenschaltung kann eine zweistufige Temperaturerhöhung realisiert werden, wodurch ein effizienter Betrieb der Wärmepumpen und auch eine höhere Temperaturspreizung erreicht werden kann.

Eine mögliche Aufstellung der Luft-Wasser-Wärmepumpen wäre auf der Dachfläche des angrenzenden Parkhauses und für die Wasser-Wasser-Wärmepumpe in der Heizzentrale. Für eine konkrete Umsetzung sind weiterführende statische sowie schalltechnische Untersuchungen erforderlich.

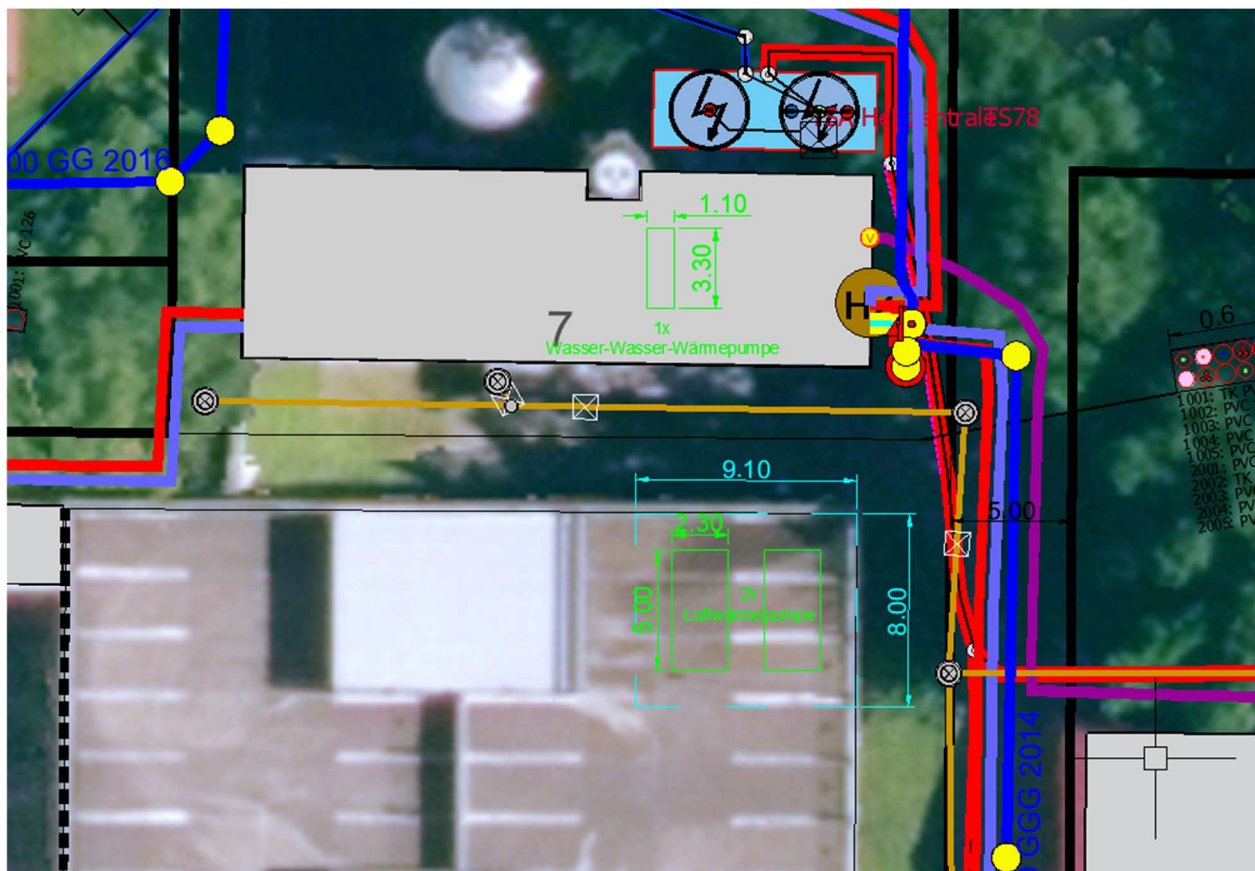


Abbildung 9: Möglicher Aufstellort der Luftwärmelösung: Variante 1

2.4.2 Variante 2: Ammoniak-Wasser-Wasser-Wärmepumpe mit Luftkühler als Wärmequelle

Als weitere Variante wird der Einsatz einer Ammoniak-Wasser-Wasser-Wärmepumpe betrachtet, bei der ein luftgekühlter Wärmekollektor als Wärmequelle dient. Um die im Fernwärmenetz erforderliche Vorlauftemperatur von etwa 80 °C zu erreichen, ist voraussichtlich eine zweistufige Ausführung der Wärmepumpe erforderlich.

Durch diese Bauweise ergibt sich eine große Anlagengeometrie. Die Anlage überschreitet um 6 Meter Länge die bestehenden Platzverhältnisse des Heizhauses. Für eine Umsetzung wäre daher entweder ein zusätzlicher Technikraum oder eine Containerlösung mit zwei nebeneinander angeordneten Containern erforderlich.

Eine einstufige Ausführung könnte zwar innerhalb eines einzelnen Containers mit etwa $7 \times 2,5$ m realisiert werden, würde jedoch voraussichtlich nicht die erforderliche Vorlauftemperatur von 80 °C erreichen. Der zugehörige Luftwärmekollektor benötigt eine Aufstellfläche von etwa 12×10 m zuzüglich einer umlaufenden Freifläche von rund 2,5 m. Eine potenzielle Aufstellung wäre beispielsweise auf der Dachfläche des angrenzenden Parkhauses. Hierfür wären jedoch detaillierte statische sowie schalltechnische Untersuchungen erforderlich.

Darüber hinaus sind beim Einsatz von Ammoniak als Kältemittel erhöhte Anforderungen an den Brandschutz sowie an die sicherheitstechnische Ausführung der Anlage zu berücksichtigen. Aufgrund der bestehenden räumlichen Gegebenheiten im Heizhaus können diese Anforderungen derzeit nicht wirtschaftlich umgesetzt werden. Aus diesem Grund wird diese Variante im weiteren Verlauf nicht weiterverfolgt.

2.4.3 Variante 3: Kaskade mehrerer Luft-Wasser-Wärmepumpen (R290)

Als Alternative wird eine Kaskadenschaltung mehrerer Luft-Wasser-Wärmepumpen mit dem natürlichen Kältemittel R290 betrachtet. In diesem Konzept werden etwa fünf bis sieben Einzelaggregate parallel betrieben, um die erforderliche Gesamtleistung bereitzustellen.

Ein Vorteil dieser Lösung liegt in der modularen Bauweise sowie im Einsatz serienmäßig verfügbarer Wärmepumpenaggregate. Durch den Betrieb mehrerer Einzelanlagen in Kaskade kann zudem ein effizienterer Teillastbetrieb erreicht werden, da die Wärmepumpen entsprechend der aktuell benötigten Leistung stufenweise zu- oder abgeschaltet werden können.

Allerdings sind mit dieser Technologie derzeit nur maximale Vorlauftemperaturen von etwa $70\text{--}75\text{ °C}$ erreichbar. Wie bereits im vorherigen Abschnitt des Berichts beschrieben, wird derzeit im bestehenden Fernwärmenetz im Rahmen eines Testbetriebs geprüft, inwieweit eine maximale Vorlauftemperatur von 75 °C dauerhaft realisiert werden kann. Sollte sich dieses Temperaturniveau im Netzbetrieb bestätigen, könnte eine Integration solcher Wärmepumpensysteme perspektivisch erleichtert werden. Zur Deckung der aktuell vorgesehenen Vorlauftemperatur von rund 80 °C wäre jedoch weiterhin eine Nachheizung über die bestehenden Wärmeerzeuger erforderlich.

2.5 Fazit der Luft-Wärmepumpen

Unter Berücksichtigung der begrenzten erreichbaren Vorlauftemperaturen, der baulichen Rahmenbedingungen sowie der weiterhin notwendigen Spitzenlastabdeckung durch die bestehende Wärmeerzeugung ergeben sich für die untersuchten Varianten unterschiedliche technische und wirtschaftliche Bewertungen.

Variante 1 stellt grundsätzlich eine technisch geeignete und gut umsetzbare Lösung dar, da durch die Kaskadierung unterschiedlicher Wärmepumpentypen höhere Temperaturniveaus bei gleichzeitig effizientem Betrieb erreicht werden können.

Grundsätzlich stellt der Einsatz luftbasierter Großwärmepumpen eine technisch etablierte Option zur Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung dar. Insbesondere zukünftige Entwicklungen, wie sinkende

spezifische Investitionskosten, veränderte Strompreisstrukturen oder eine mögliche Absenkung der Netztemperaturen, können die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme perspektivisch verbessern.

Vor diesem Hintergrund wird für die im weiteren Verlauf des Transformationsplans durchzuführende Soll-Analyse eine luftbasierte Großwärmepumpe als potenzieller Wärmeerzeuger berücksichtigt, um die Auswirkungen einer entsprechenden Integration auf die zukünftige Wärmeerzeugungsstruktur des Fernwärmenetzes zu untersuchen.

2.6 Ausbau der Solarthermie

Zur Reduktion des Erdgasverbrauchs wurde neben der Prüfung von Wärmepumpenoptionen auch ein möglicher Ausbau der solarthermischen Erzeugung am Standort untersucht. Grundsätzlich stehen auf den Dachflächen der Bestandsanlage zwei geeignete Bereiche zur Verfügung – eine größere Fläche mit rund 2.400 m² und eine kleinere Fläche mit 851 m². Im Rahmen der vertieften Bewertung wurden ausschließlich die Erweiterungsmöglichkeiten auf der kleineren Dachfläche untersucht, da hier eine sinnvolle hydraulische und bautechnische Anbindung an die bestehende Solarthermieranlage möglich ist.



Abbildung 10: Darstellung der freien Dachfläche (Angaben in Metern; aus RIWA-GIS)

Es wurden zwei potenzielle Erweiterungsvarianten modelliert, die unterschiedliche zusätzliche Kollektorflächen berücksichtigen.

Tabelle 7: Erweiterungsvarianten der Solarthermieanlage

Variante	Kollektoren (Modulanzahl)	Netto-Aperturfläche	Erweiterung gegenüber Bestand
Bestandsanlage	100	450 m ²	-
Variante 1	126	567 m ²	+26 %
Variante 2	165	743 m ²	+65 %

Nach durchgeführter Simulation zeigt sich, dass der Ausbau der Solarthermie am Standort technisch möglich ist, wirtschaftlich betrachtet jedoch unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht darstellbar erscheint. Aufgrund der negativen Wirtschaftlichkeitskennwerte wird eine Erweiterung der Solarthermie im ersten Schritt des Transformationspfads nicht verfolgt. Eine Veränderung der wirtschaftlichen Lage, beispielsweise ein starker Anstieg des Erdgaspreises, kann die Wirtschaftlichkeit der Solarthermie perspektivisch verbessern. Daher wird der Transformationsprozess fortlaufend regelmäßig auf wirtschaftliche Erfolge geprüft, um bei Bedarf zeitnah Anpassungen vorzunehmen. Des Weiteren wird dadurch ein weiterer fossiler Anteil in der Erzeugung substituiert. Im Zielbild wird eine Erweiterung der Anlage berücksichtigt.

Die bestehende Anlage soll weiterhin in Betrieb gehalten und erweitert werden. Durch regelmäßige Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen ist vorgesehen, die Solarthermieanlage über das Jahr 2045 hinaus funktionsfähig zu halten. Zusätzlich ist im Jahr 2040 eine geringfügige Modernisierung der Anlage geplant, um einen weiterhin zuverlässigen Betrieb sicherzustellen.

2.7 Biomasse Anlagen

Im Rahmen der Potenzialermittlung für den BEW-Transformationsplan wurden verschiedene erneuerbare Brennstoffoptionen geprüft.

Aufgrund des begrenzten Platzangebots in der bestehenden Heizzentrale sind großvolumige Systeme wie Hackschnitzelkessel oder Holzvergasungsanlagen nicht umsetzbar und werden daher nicht weiter betrachtet. Ein direkter Bezug lokaler biogener Gase ist nicht möglich, da keine entsprechenden Einspeisepunkte oder Infrastrukturen in der Nähe vorhanden sind. Diese Optionen scheiden daher aus technischer Sicht aus.

Die einzige realistische Option ist der Bezug von Biomethan über das Erdgasnetz mittels Herkunftsnachweisen. Im Zielbild 2045 ist vorgesehen, dass diese Mengen schrittweise durch tatsächlich eingespeistes Biomethan oder grünen Wasserstoff ersetzt werden. KWK-Anlagen wie das BHKW können unter dieser Annahme weiterhin betrieben werden – perspektivisch ist dabei vorgesehen, dass sie im Zielbild 2045 vollständig strombasiert betrieben werden.

Derzeit ist der wirtschaftliche Betrieb mit Biomethan unter den aktuell geltenden Rahmenbedingungen nicht möglich. Das bestehende BHKW wird bis zur Modernisierung und zur Nutzung der verbleibenden Vollbenutzungsstunden weiterbetrieben.

2.8 Integration von (Groß-)Wärmespeichern

Bereits beim Umbau des Gebäudes zur Heizzentrale wurden Fundamente für einen weiteren 210.000 Liter Warmwasserspeicher vorgesehen. Derzeit ergeben sich daraus jedoch keine betrieblichen Vorteile.

Zukünftig, nach Erweiterung der Solarthermieanlage, könnte ein Speicher jedoch sinnvoll werden, etwa bei steigendem Wärmebedarf, durch den Einsatz von Wärmepumpen oder flexiblere Fahrweisen des Netzes. Akut wird der Ausbau daher nicht weiterverfolgt, sondern auf einen Zeithorizont >5a verwiesen.

2.9 Erneuerbare Spitzenlastabdeckung

Zur Abdeckung der Spitzenlast im Fernwärmenetz wurden zusätzliche, flexibel steuerbare Wärmeerzeuger betrachtet. Derzeit erfolgt die Spitzenlastdeckung über einen erdgasbefeuerten Kessel, der bei Bedarf zugeschaltet wird.

2.9.1 Zukünftige Abdeckung der Last

Für die Deckung der maximalen Lastspitzen wird eine Leistung von rund 2.000 kW benötigt. Im Rahmen der Transformation des Wärmenetzes bestehen mehrere Optionen zur klimaneutralen Bereitstellung dieser Spitzenlast.

Eine Möglichkeit besteht in der Umstellung des bestehenden Erdgaskessels auf den Betrieb mit klimaneutralen Brennstoffen wie Biomethan oder grünem Wasserstoff. Alternativ kann auch das bestehende BHKW auf Biomethan oder Wasserstoff umgerüstet und als Spitzenlasterzeuger genutzt werden. Im Rahmen der Modernisierung des BHKWs ist vorgesehen, dass es künftig verstärkt zur Spitzenlastdeckung eingesetzt wird.

Eine weitere Option stellt der Einsatz eines Elektrokessels dar, um insbesondere während der Wintermonate flexibel Spitzenlasten abzufangen.

Durch die flexible Zuschaltung dieser Anlagen kann die Spitzenlast zuverlässig bereitgestellt werden, ohne zusätzliche großdimensionierte Wärmeerzeuger installieren zu müssen. Die finale Auswahl der geeigneten Technologie erfolgt im weiteren Transformationsprozess unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, verfügbarer Fördermöglichkeiten sowie der Integration in das bestehende Wärmenetz. Voraussichtlich wird die finale Spitzenlastabdeckung eine Kombination der oben genannten Varianten sein.

2.9.2 Fahrweise Wärmepumpe

Bis zum Jahr 2045 ist vorgesehen, die Wärmepumpe im bivalent-alternativen Betrieb zu betreiben. Bei zu niedrigen Außentemperaturen wird die Wärmepumpe abgeschaltet und die Wärmeerzeugung durch das BHKW übernommen.

Im Zielzustand ab 2045 ist für den Betrieb der Wärmepumpen je nach Ausgestaltung der Spitzenlastabdeckung auch ein monoenergetischer Betrieb oder bivalent-paralleler Betrieb angedacht. Die konkrete Betriebsweise hängt dabei maßgeblich von der gewählten Technologie zur Spitzenlastdeckung ab. Gemäß der Soll-Analyse müssen im Zieljahr 2045 rund 25 % des gesamten Wärmebedarfs durch die Spitzenlastabdeckung bereitgestellt werden.

3 Soll-Analyse

Die SOLL-Analyse stellt das Fernwärmeausbaubereich und die entsprechende Fernwärmeerzeugung mit technischen Parametern des zukünftigen Wärmenetzes dar.

3.1 Ausbaubereich der Fernwärme

Die Abbildung zeigt das Bestandsnetz sowie die im Rahmen der Transformationsstudie betrachtetes Ausbaubereich. Vom Bestandsnetz aus sollen das Ausbaubereich erschlossen werden. Dadurch soll eine Verbindung zum neugebauten Netz realisiert werden, das derzeit nicht an eine Heizzentrale angeschlossen ist. Das Ausbaubereich wurde mit der Gemeinde Brannenburg abgesprochen und entsprechend in der Kommunalen Wärmeplanung berücksichtigt.

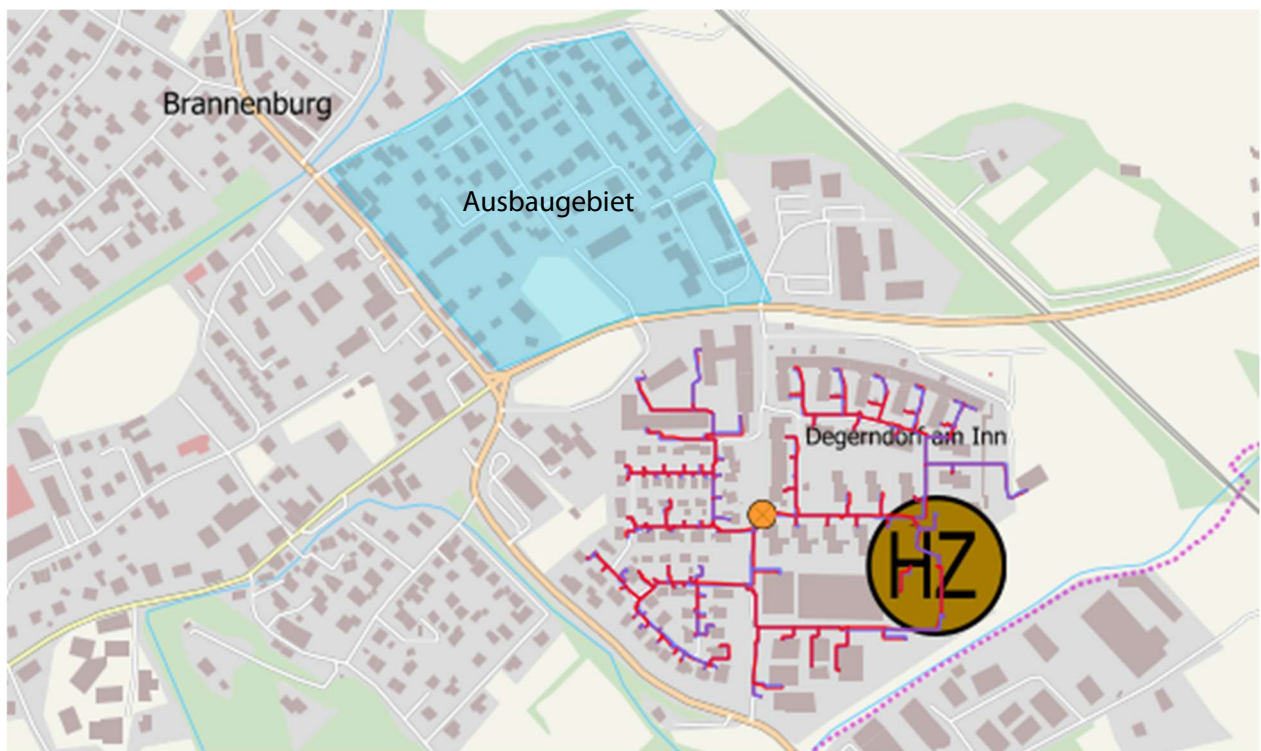


Abbildung 11: Übersicht des Wärmenetz Brannenburg mit Ausbaubereich

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen des bestehenden Wärmenetzes sowie der potenziellen Netzerweiterung. Auf Basis der durchschnittlichen Netzabgabe der Jahre 2022 - 2025 und einer angenommenen Anschlussquote von 40 % im Ausbaubereich wurden die energetischen Kenngrößen ermittelt.

Tabelle 8: Übersicht der Kennzahlen des Wärmenetz mit Ausbauggebiet

Gebiet	Objekte	Wärme- einspeisung	Spitzenlast (netzseitig)	Netzlänge* ²
Bestand	69	4.682 MWh* ¹	1.427 kW	9.027 m
Theoretisches Ausbauggebiet	71	4.365 MWh	1.330 kW	-
Ausbauggebiet mit 40 % Anschlussquote	28	1.746 MWh	532 kW	4.000 m
Gesamt	97	6.428 MWh	1.959 kW	13.027 m

*¹ Durchschnittlicher Jahreswert von 2022 bis 2025

*² Vor – und Rücklauf sowie alle Haupt- und Anschlussleitungen

Durch die Erweiterung ergibt sich eine neue Spitzenlast von rund 2.000 kW. Diese kann nicht durch die Wärmepumpe gedeckt werden, sodass eine erneuerbare Spitzenlastabdeckung mit einer Leistung von etwa 2.000 kW erforderlich ist.

Zudem verändert sich durch die Erweiterung die Jahresdauerlinie. Die zukünftige Grundlast liegt dabei voraussichtlich im Bereich von etwa 300 bis 500 kW. Die Spitzenlast bei etwa 2.000 kW.

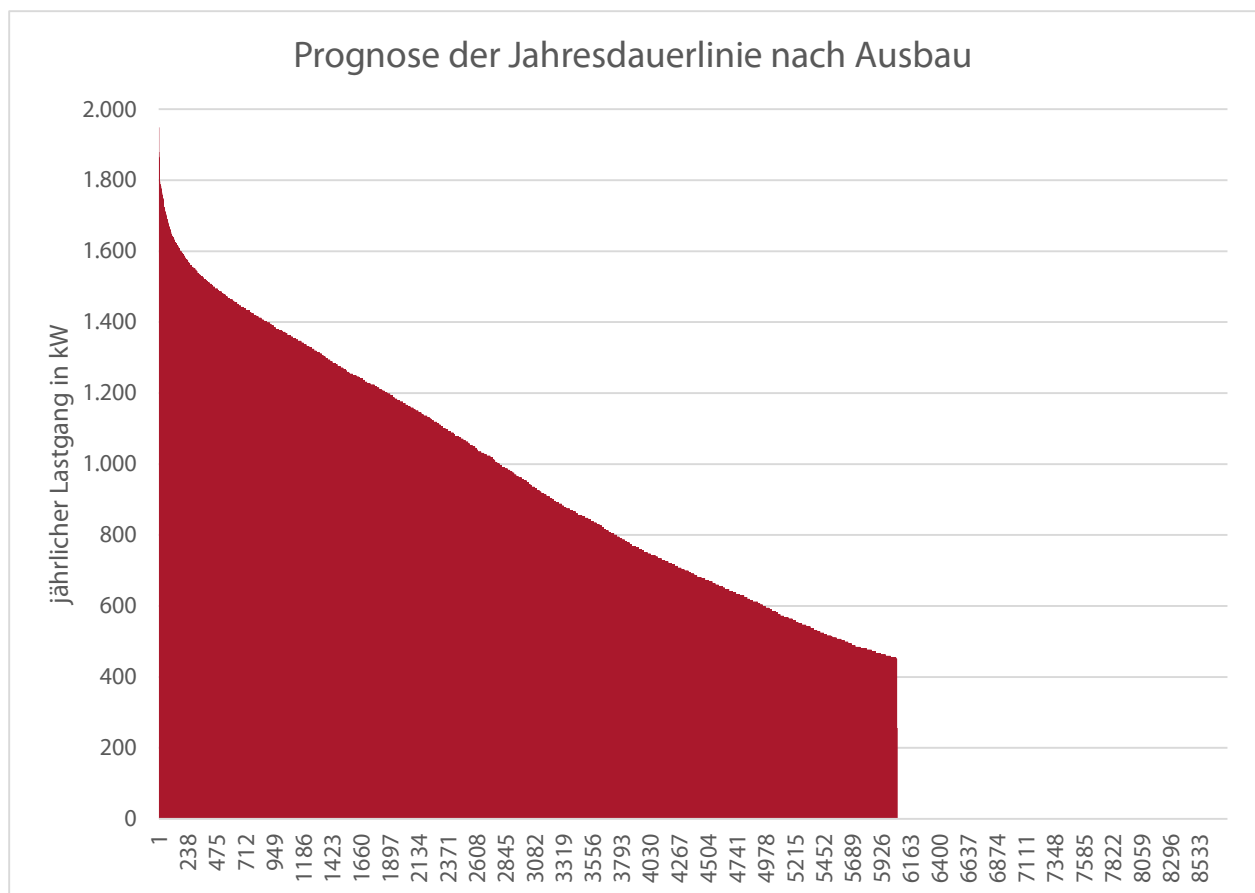


Abbildung 12: Prognostizierte Jahresdauerlinie nach Ausbau mit 40% Anschlussquote

3.2 Sollzustand des Wärmenetzes bis 2045

Die nachfolgende Tabelle sowie Graphik zeigt die angestrebte Wärmebereitstellung vom Ist-Zustand bis 2045 in 5 Jahresabschnitten. Außerdem wird die Vergrößerung des Wärmenetzes von 2030 bis 2035 berücksichtigt.

Tabelle 9: Sollzustand der Wärmebereitstellung nach Erzeuger

	Ist		2030		2035		2040		2045	
	Erzeuger Anteile an FW	anteilig	Erzeuger Anteile an FW	anteilig	Erzeuger Anteile an FW	anteilig	Erzeuger Anteile an FW	anteilig	Erzeuger Anteile an FW	anteilig
	MWh		MWh		MWh		MWh		MWh	
FW Gesamt	4.682		5.555		6.428		6.428		6.428	
Solarthermie	240	5%	240	4%	240	4%	240	4%	300	5%
Wärmepumpe	0	0%	2.000	36%	2.800	44%	3.500	54%	4.600	72%
Erneuerbare Spitzenlast	0	0%	0	0%	657	10%	1.536	24%	1.528	24%
BHKW 1	2.740	59%	2.650	48%	2.074	32%	1.152	18%	0	0%
Kessel Erdgas	1.702	36%	665	12%	657	10%	0	0%	0	0%

Die zukünftige Wärmeerzeugungsstruktur des Fernwärmenetzes sieht eine schrittweise Umstellung auf überwiegend erneuerbare Wärmeerzeuger vor. Zentrale Technologie ist dabei eine Großwärmepumpe, die Luft als Wärmequelle nutzt, welche ab 2030 einen wesentlichen Anteil der Wärmebereitstellung übernimmt. Das BHKW bleibt im Zuge der Modernisierung zunächst weiterhin ein bedeutender Bestandteil der Wärmeerzeugung. Die Solarthermie bleibt mit einer konstanten Erzeugung im System integriert.

Tabelle 10: Sollzustand der Wärmebereitstellung mit Erzeugerkennzahlen

	Ist	2030	2035	2040	2045
BHKW Volllaststunden	2.800	2.300	1.800	1.000	0
BHKW Wärmemenge in MWh	2.740	2.650	2.074	1.152	0
Wärmepumpe 1 Volllaststunden	0	2.000	2.800	3.500	4.000
Wärmepumpe 1 Leistung	0	1.000	1.000	1.000	1.000
Wärmepumpe 1 Wärmemenge MWh	0	2.000	2.800	3.500	4.000
Wärmepumpe 2 Volllaststunden	0	0	0	0	1.500
Wärmepumpe 2 Leistung	0	0	0	0	400
Wärmepumpe 2 Wärmemenge MWh	0	0	0	0	600
Wärmepumpe gesamte Wärmemenge MWh	0	2.000	2.800	3.500	4.600
Erneuerbare Spitzenlast Wärmemenge MWh	0	0	657	1.536	1.528
Erneuerbare Spitzenlast Volllaststunden bei 2.000 kW	0	0	329	768	764
Anteilig an der Spitzenlast	0%	0%	50%	100%	100%
Kessel Wärmemenge MWh	1.702	665	657	0	0
Kessel Volllaststunden bei 2.000 kW	851	333	329	0	0
Anteilig an der Spitzenlast	100%	100%	50%	0%	0%

Ab 2035 wird zusätzlich eine erneuerbare Spitzenlastanlage in das System integriert. Diese übernimmt schrittweise Teile der bisherigen Spitzenlastdeckung und reduziert den Einsatz des Erdgaskessels weiter. Gleichzeitig steigen die Volllaststunden der Wärmepumpe moderat an. Im Zieljahr 2045 wird die Leistung der Wärmepumpe um rund 400 kW erweitert. Die erneuerbare Spitzenlastanlage übernimmt die verbleibende Lastabdeckung, während fossile Wärmeerzeuger vollständig aus der Erzeugung ausscheiden.

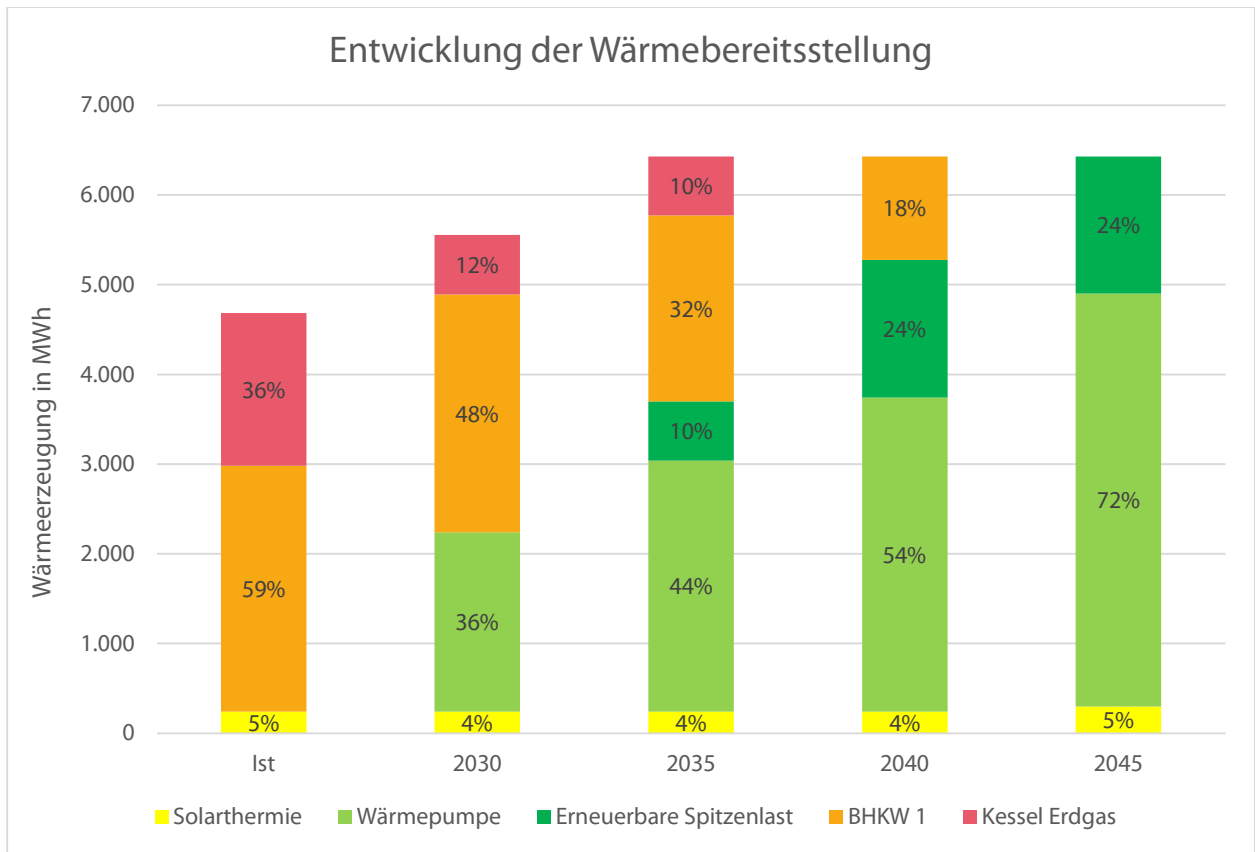


Abbildung 13: Sollzustand des Wärmenetzes nach Erzeuger

3.3 Pfad zur Treibhausgasneutralität

Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Zieljahr 2045 wird die Transformation der Wärmeversorgung schrittweise umgesetzt. Grundlage bildet, die im Rahmen der Soll-Analyse entwickelte, Zielstruktur der zukünftigen Wärmeerzeugung.

Der Transformationspfad ist in Maßnahmenpakete mit jeweils einem Zeitraum von vier Jahren gegliedert. Dadurch können technische Maßnahmen planbar umgesetzt sowie technologische Entwicklungen und wirtschaftliche Rahmenbedingungen im Verlauf des Transformationsprozesses berücksichtigt werden.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Maßnahmen Erzeugung																				
Solarthermie	Betrieb														Modernisierung					
BHKW 1	Betrieb (konstante Reduzierung der Vollbenutzungsstunden)														Stilllegung/Umrüstung auf H2					
Kessel	Betrieb (ab 2032 langsame Ablösung durch Erneuerbare Spitzenlastabdeckung)														Stilllegung					
Wärmepumpe	Betrieb ab 2028														Erweiterung der Leistung					
Erneuerbare Spitzenlastabdeckung	Betrieb ab 2032																			
Resultierende Maßnahmenpakete																				
	Paket 1 - 2027 - 2030 - Bau Wärmepumpe 1 - Netzausbau 1				Paket 2 - 2031 - 2034 - Bau Erneuerbare Spitzenlast - Netzausbau 2								Paket 3 - 2040 - 2043 - Bau Wärmepumpe 2 - Modernisierung Solarthermie							

Abbildung 14: Maßnahmenplan mit 4 Jahres Maßnahmenpakete

3.4 Primärenergie- und CO2 Einsparungen

Im Folgenden wird die Entwicklung des fossilen Primärenergiebedarfs sowie der Treibhausgasemissionen im Zuge der schrittweisen Transformation der Wärmeversorgung dargestellt. Der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz sowie eine mögliche Einspeisung von Strom werden nicht bilanziell berücksichtigt. Ebenso werden keine Emissionsgutschriften aus der Stromerzeugung des BHKW angerechnet. Die nachfolgend dargestellten Werte beziehen sich somit ausschließlich auf die für die Wärmeversorgung relevante Energiebilanz und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen.

Das Diagramm zeigt die Entwicklung des fossilen Primärenergiebedarfs über den gesamten Transformationszeitraum. Durch die schrittweise Umstellung der Wärmeerzeugung auf effizientere und zunehmend erneuerbare Technologien wird der Einsatz fossiler Energieträger kontinuierlich reduziert. Ausgangspunkt ist ein fossiler Primärenergiebedarf von rund 8.292 MWh. Im weiteren Verlauf der Transformation sinkt dieser auf 6.059 MWh im Jahr 2030 und auf 4.905 MWh im Jahr 2035. Bis zum Jahr 2040 reduziert sich der fossile Primärenergiebedarf weiter auf rund 2.289 MWh. Im Zieljahr 2045 wird schließlich ein fossiler Primärenergiebedarf von 0 MWh erreicht.

Die Entwicklung verdeutlicht die schrittweise Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und damit die fortschreitende Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Mit dem vollständigen Verzicht auf fossile Energieträger wird im Jahr 2045 ein vollständig erneuerbarer bzw. nicht-fossiler Wärmeerzeugungsmix erreicht.

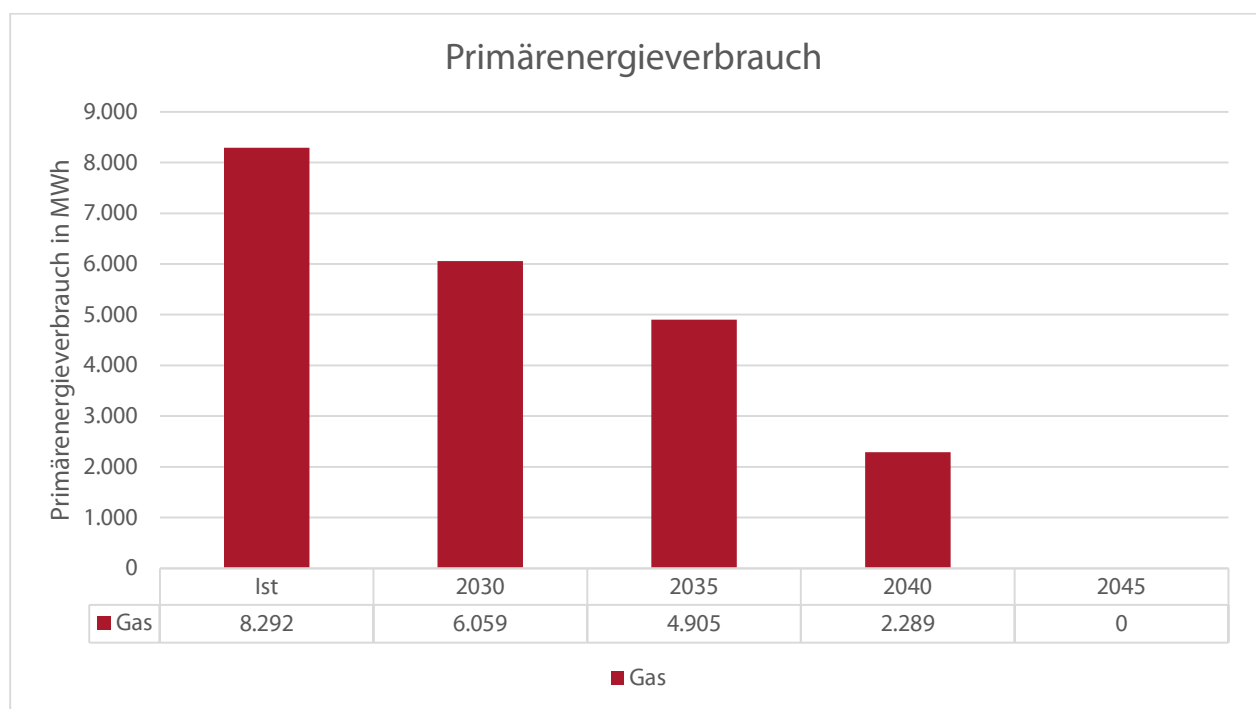


Abbildung 15: Entwicklung des Primärenergiebedarfs

Das zweite Diagramm stellt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung im Verlauf der Transformation dar. Analog zur Reduktion des fossilen Primärenergiebedarfs nehmen auch die mit der Wärmeerzeugung verbundenen Treibhausgasemissionen kontinuierlich ab. Die spezifischen Emissionen der Wärmeversorgung reduzieren sich dabei von anfänglich rund 355 g CO₂-Äquivalent je kWh thermisch auf 0 g CO₂-Äquivalent je kWh_{th} im Zielzustand.

In absoluten Zahlen sinken die jährlichen Treibhausgasemissionen von zunächst rund 1.990 t CO₂-Äquivalent pro Jahr auf 1.454 t CO₂-Äquivalent im Jahr 2030. Im Jahr 2035 werden noch rund 1.177 t CO₂-Äquivalent pro Jahr emittiert. Bis zum Jahr 2040 reduzieren sich die Emissionen weiter auf rund 549 t CO₂-Äquivalent pro Jahr. Im Zieljahr 2045 wird schließlich ein Wert von 0 t CO₂-Äquivalent pro Jahr erreicht.

Damit zeigt sich über den gesamten Transformationszeitraum eine kontinuierliche Reduktion sowohl des fossilen Primärenergiebedarfs als auch der mit der Wärmeversorgung verbundenen Treibhausgasemissionen. Die vollständige Reduktion der bilanzierten fossilen Primärenergie und der Treibhausgasemissionen im Jahr 2045 entspricht dem angestrebten Zielzustand einer klimaneutralen Wärmeversorgung.

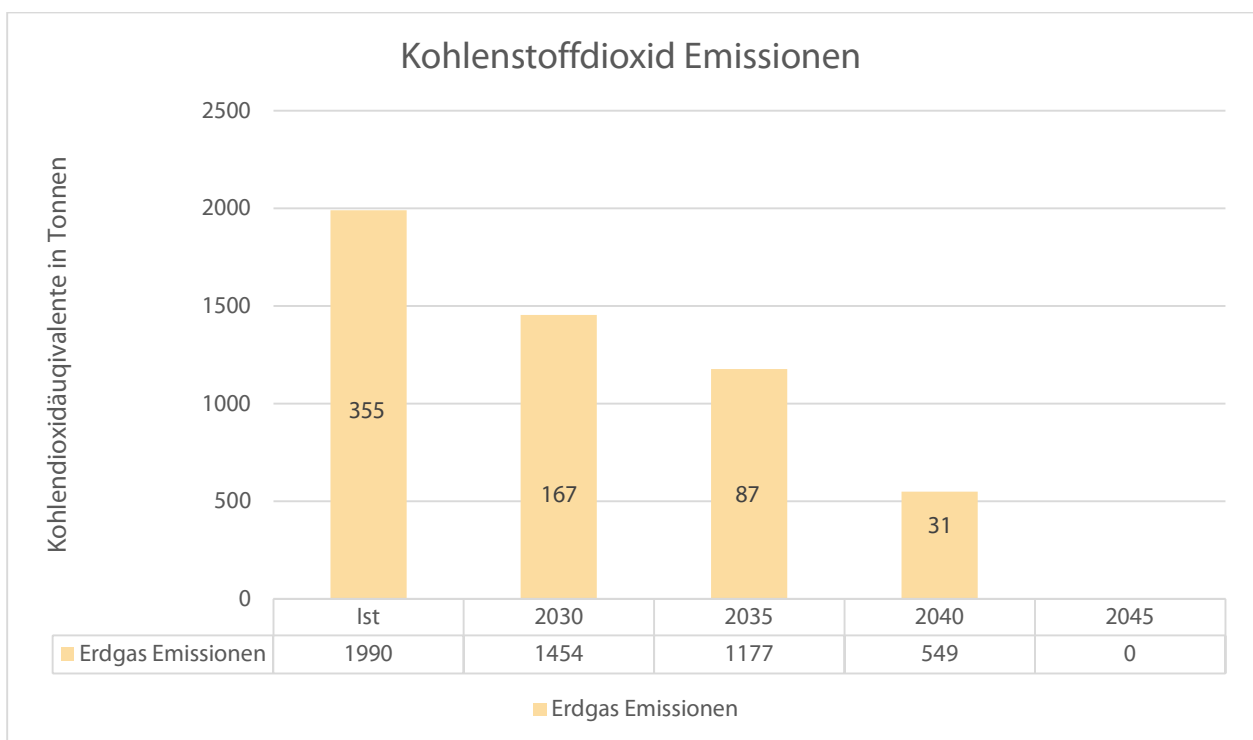


Abbildung 16: Entwicklung der Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht des Fernwärmenetz in Brannenburg	3
Abbildung 2: Prozentuale Verteilung der Gebäudetypen im Fernwärmenetz (Stand 2025)	4
Abbildung 3: Schema der Übergabestation.....	5
Abbildung 4: Jährlicher Lastgang der eingespeisten Wärme der Heizzentrale	6
Abbildung 5: Lastdauerlinie der eingespeisten Wärme der Heizzentrale	6
Abbildung 6: Netztemperaturen im Jahr 2025.....	7
Abbildung 7: Wärmeerzeugung von 2022 bis 2025 nach Wärmeerzeugern	10
Abbildung 8: Übersicht Gewässer (Quelle: BayernAtlas)	12
Abbildung 9: Möglicher Aufstellort der Luftwärmelösung: Variante 1	13
Abbildung 10: Darstellung der freien Dachfläche (Angaben in Metern; aus RIWA-GIS)	15
Abbildung 11: Übersicht des Wärmenetz Brannenburg mit Ausbaugebiet.....	19
Abbildung 12: Prognostizierte Jahresdauerlinie nach Ausbau mit 40% Anschlussquote.....	20
Abbildung 13: Sollzustand des Wärmenetzes nach Erzeuger	22
Abbildung 14: Maßnahmenplan mit 4 Jahres Maßnahmenpakete	22
Abbildung 15: Entwicklung des Primärenergiebedarfs	23
Abbildung 16: Entwicklung der Treibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalente)	24
Abbildung 17: Entwicklung der Wärmegestehungskosten.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 18: Entwicklung des netto Wärmepreis für den Verbraucher.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 19: Entwicklung der Barwerte der Jahresüberschüsse.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wärmebedarf des Netzes	5
Tabelle 2: Beschreibung der hydraulischen Betriebsweise.....	8
Tabelle 3: Rohrdimensionen und Dämmungsstärke.....	8
Tabelle 4: Leistungsverteilung der Wärmeerzeuger	9
Tabelle 5: Energiemengenverteilung der Wärmeerzeuger	9
Tabelle 6: Zusammenfassung der bohrtechnischen und hydrogeologischen Ergebnisse	11
Tabelle 7: Erweiterungsvarianten der Solarthermieranlage	16
Tabelle 8: Investitionsdaten der Solarthermieranlagen-Szenarien	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Tabelle 9: Wirtschaftlichkeitsergebnisse der Solarthermie-Erweiterungsszenarien.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Tabelle 10: Übersicht der Kennzahlen des Wärmenetz mit Ausbaugebiet.....	20
Tabelle 11: Sollzustand der Wärmebereitstellung nach Erzeuger.....	21
Tabelle 12: Sollzustand der Wärmebereitstellung mit Erzeugerkennzahlen	21
Tabelle 13: Wärmegestehungskosten bis 2045.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.