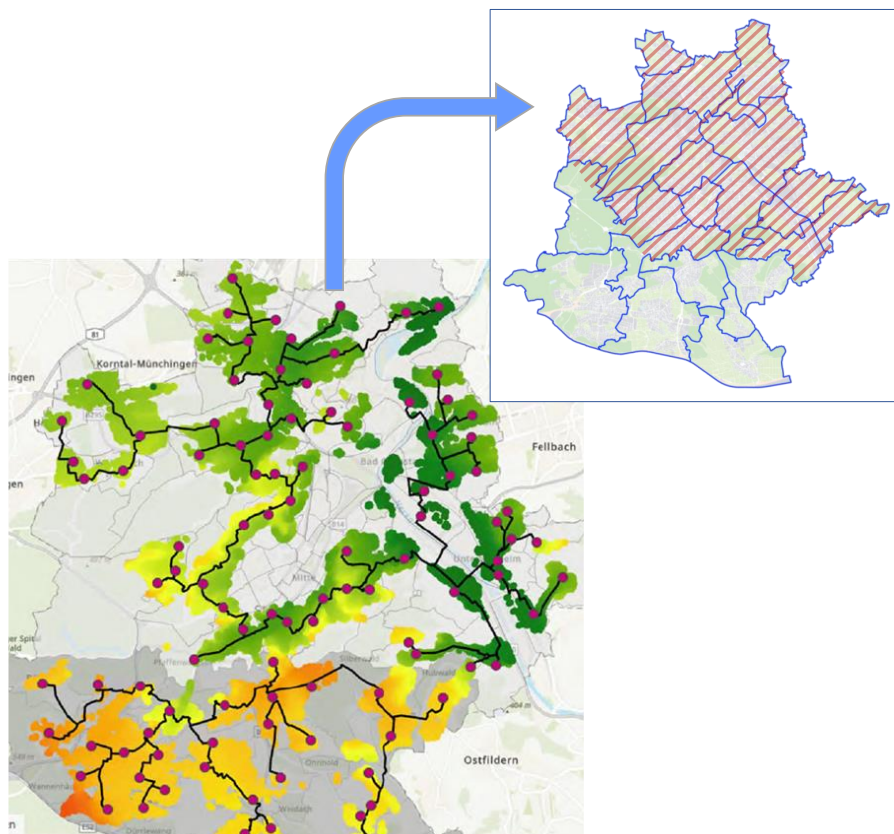




Wärmeverbund Nord in Stuttgart

Flusswärmennutzung aus dem Neckar und Abwärme aus dem Großklärwerk

Skizze aus technisch-konzeptioneller Sicht



Verfasser:
Helmut Böhnisch (Aktion Wärmewende)

Mitarbeit
Günter Wenninger (70599 Lebenswert; Aktion Wärmewende)

Stuttgart, 23. Juni 2026

Vorwort

Die Stadt Stuttgart hat im Dezember 2023 einen Wärmeplan verabschiedet, der eine vollständig klimaneutrale Wärmeversorgung bis zum Jahr 2035 zum Ziel hat. Darin wurden neben der Verdichtung und Erweiterung in den bestehenden Netzgebieten 39 einzelne Quartiere als geeignet für neue Nahwärmenetze identifiziert. Eine gesamtheitliche Betrachtung des gesamten Stadtgebiets unter dem Gesichtspunkt des großflächigen Ausrollens von Wärmenetzen und der Option zum Aufbau eines Netzverbundes zur großmaßstäblichen Nutzung von Flusswärme und Abwärme aus dem Großklärwerk Mühlhausen wurde jedoch nicht vorgenommen.

Insbesondere in Dänemark ist seit ein paar Jahren zu beobachten, wie jährlich mehrere Hundert Megawatt in Form von Großwärmepumpen zur Nutzung von Umweltwärme und Elektrokesseln, die Strom direkt in Wärme umsetzen, in die bestehenden Energiezentralen integriert werden.

Doch auch in Deutschland gehen erste Städte voran, wie Mannheim und Köln. Dort sind inzwischen Großwärmepumpen in Planung oder im Bau, die in der Lage sind, einen erheblichen Teil der zukünftigen klimaneutralen Wärme für bestehende und neue Netze zu erzeugen. Im Rahmen der aktuellen Überarbeitung des Stuttgarter Wärmeplans bietet sich die Gelegenheit, im zentralen und nördlichen Bereich Stuttgarts ein vergleichbares Zukunftskonzept als Wärmeverbund Nord zu verwirklichen. Die vorliegende Skizze soll den Weg dafür aufzeigen.

Um dieses Gesamtkonzept planerisch zu gestalten, ist es notwendig, dass alle Beteiligten wie die Stadt Stuttgart, die Stadtwerke Stuttgart, die EnBW, betroffene Gewerbe- und Industriebetriebe sowie andere wichtige Akteure die damit zusammenhängenden Fragen mit Hochdruck angehen und möglichst schnell beantworten. Die Auswahl von geeigneten Standorten und deren baurechtliche Absicherung ist in der Frühphase eine entscheidende Voraussetzung für die erfolgreiche Realisierung der Wärmenetze im Wärmeverbund Nord. Gefragt ist dabei zuallererst eine offensive Rolle der Stadt Stuttgart.

Inhalt

1	Zusammenfassung.....	4
2	Vorbemerkung.....	5
3	Räumliche Abgrenzung des Wärmeverbunds	5
4	Wärmebedarf im Gebiet des Wärmeverbunds Nord.....	7
5	Vorhandene Wärmenetze	8
6	Potenzial der Flusswärme und des Klärwerks Mühlhausen	9
6.1	Flusswärme.....	9
6.2	Abwärme aus dem Klärwerk Mühlhausen	10
6.3	Gesamtübersicht	10
7	Szenario zur klimaneutralen Wärmeversorgung.....	11
7.1	Zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs	11
7.2	Grobkonzept zur Wärmeerzeugung	13
7.2.1	Strombasierte Bereitstellung von Wärme.....	13
7.2.2	Zusatzwärmeerzeuger	14
7.3	Standorte der Energiezentralen	15
7.4	Die Bedeutung großer thermischer Speicher.....	17
7.4.1	Option zur Teilnahme am Regelenergiemarkt	18
7.4.2	Bauweisen und spezifische Kosten.....	18
7.5	Verteilnetze und Transportleitungen zur Wärmeverteilung.....	19
7.5.1	Gesamtbetrachtung des Verbundgebiets	19
7.5.2	Erweiterung des vorhandenen Fernwärmenetzes	20
7.5.3	Erschließung von Stadtbezirken mit neuen Netzen	21
7.5.4	Anbindung der Stadtbezirke mit größerer Entfernung zum Neckar	21
7.6	Einzelversorgung mit dezentralen Wärmepumpen	21
7.7	Fazit	22
8	Schlussbemerkung.....	23
9	Anhang.....	24
9.1	Quellen; Literaturverzeichnis	24
9.2	Informationen zur Person des Autors	24

1 Zusammenfassung

Die 17 Stadtbezirke entlang des Neckars, in der Innenstadt sowie im Norden von Stuttgart bilden das Verbundgebiet Nord: Hedelfingen, Obertürkheim, Wangen, Untertürkheim, Bad Cannstatt, Münster, Zuffenhausen, Mühlhausen, Ost, Süd, West, Nord, Mitte, Feuerbach, Botnang, Weilimdorf und Stammheim.

Der Jahreswärmebedarf im heutigen Zustand beträgt rund 4.100 GWh pro Jahr. Durch Wärmedämmung nimmt dieser bis 2045 um etwa 22 % auf 3.200 GWh jährlich ab. Die Verluste der heute noch vorherrschenden Wärmeerzeuger (Gaskessel, Ölkessel) wurden bei der Bilanzierung abgezogen. Der Prozentwert orientiert sich am Zielszenario des Stuttgarter Wärmeplans.

Im Vergleich dazu hat die Flusswärme aus dem Neckar sowie die Abwärme aus dem Großklärwerk Mühlhausen ein theoretisches Potenzial zur Wärmebereitstellung, das sogar den aktuellen Endenergieverbrauch der gesamten Stadt im Wärmesektor übersteigt: Mehr als 7.100 GWh pro Jahr.

Um diese Potenziale in großem Maßstab nutzen zu können, müssen Wärmenetze bei der Transformation der Wärmeversorgung eine zentrale Rolle spielen. Vier Netze gibt es bislang im Verbundgebiet, wobei das Fernwärmenetz der EnBW mit Abstand das Größte ist.

Das hier vorgestellte Konzept beruht zum großen Teil auf strombasierter Wärmeerzeugung nach dem Vorbild der Entwicklung in Dänemark im Verlauf der letzten Jahre. Es kommen einerseits Großwärmepumpen für die Nutzung von Flusswärme und Abwärme zum Einsatz sowie Elektrokessel, die den regenerativen Strom direkt in Wärme umwandeln. Die Wärmepumpen stellen die tieferen Leistungen bereit (Grundlast) während die Elektrokessel so dimensioniert sind, dass sie auch die hohen Leistungen im Winter erzeugen können (Spitzenlast).

Großwärmepumpen und Elektrokessel werden nur dann betrieben, wenn es viel erneuerbaren Strom im Netz gibt und die Börsenstrompreise deshalb niedrig sind. Das führt zu deutlich geringeren Stromkosten, als bei dezentralen Einzel-Wärmepumpen. Aufgrund der schwankenden Stromerzeugung von PV-Anlagen und Windturbinen, benötigt dieses System sehr viel Flexibilität, die jedoch durch die Integration zahlreicher groß dimensionierte thermische Speicher bereitgestellt werden kann. Thermische Speicher sind derzeit um den Faktor 70 bis 100 kostengünstiger als Batteriespeicher.

Eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung, ist die frühzeitige Standortsuche und Auswahl geeigneter Standorte entlang des Neckars. Diese müssen dann auch so schnell wie möglich baurechtlich abgesichert werden.

Durch Großwärmepumpen und Elektrokessel können rund 70 % der Wärmenachfrage im Verbundgebiet abgedeckt werden, wie die Erfahrungen in Dänemark zeigen. Zur Bereitstellung der restlichen 30 % werden Zusatzwärmeerzeuger benötigt. In Stuttgart spielen dafür die Heizkraftwerke Münster, Gaisburg und Altbach auch in Zukunft eine wichtige Rolle. Durch den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Sonne werden die jährlichen Laufzeiten dieser Kraftwerke jedoch deutlich zurückgehen. Deshalb müssen neben den Heizkraftwerken noch weitere Zusatzwärmeerzeuger genutzt werden.

Um alle Gebäude mit Wärmebedarf im Verbundgebiet Nord an ein Wärmenetz anschließen zu können, sind Wärmenetze mit ungefähr 2.000 km Tassenlänge erforderlich. Etwas unter 300 km gibt es durch die bestehenden Netze bereits. Es müssten somit 1.700 km neu gebaut werden. Da jedoch anzunehmen ist, dass am Ende auch ein Teil der Gebäude mit Einzelwärmepumpen versorgt wird (Schätzung: 10 %), reduziert sich der Netzausbau und -neubau auf 1.400 bis 1.500 km.

Vom theoretischen Potenzial der Flusswärme und der Abwärme des Großklärwerks wird höchstens ein Viertel benötigt, um im Vollausbau 50 % Grundlast für alle 17 Bezirke des Wärmeverbunds Nord bereitzustellen.

2 Vorbemerkung

Der aktuelle Wärmeplan der Stadt sieht lediglich einzelne Inseln als zukünftige Wärmenetze vor. Für einen großen Teil des Stadtgebiets ist die Wärmeversorgung über individuelle Wärmepumpen vorgesehen, die im Zielszenario 48% des Wärmebedarfs liefern sollen. Dieses Dokument beschreibt das enorme Potenzial eines großen Wärmeverbundnetzes für das Zentrum und den Norden Stuttgarts aus dem Blickwinkel der Technik. Die Frage lautete dabei, wie aufgrund der technischen Eigenschaften der Komponenten das gesamte System Wärmeversorgung mit Wärmenetzen konzipiert werden kann. Ökonomische Aspekte spielten im Hintergrund eine Rolle, indem sie bei der Ausarbeitung der Skizze mitgedacht und mitberücksichtigt wurden. Kostenberechnungen und Wirtschaftlichkeitsanalysen wurden bislang jedoch keine durchgeführt.

Die Erörterung der Fragen, welche Akteure, in welchen Unternehmensformen und mit welchen Arten der Kooperation untereinander das beschriebene technische Konzept unter den Stuttgarter Randbedingungen umsetzen und die Anlagen betreiben können, ist nicht Gegenstand dieser Skizze. Allerdings müssen für ein Infrastrukturprojekt dieser Größe auch in der Landeshauptstadt Stuttgart möglichst schnell belastbare und tragfähige Lösungen dafür gefunden werden.

Das hier vorgestellte Konzept des Wärmeverbunds Nord orientiert sich an einer Entwicklung der Fernwärmeversorgung in Dänemark, die ihren Ausgangspunkt in den Jahren 2020/21 hatte. Seither werden in unserem nördlichen Nachbarland pro Jahr Hunderte von Megawatt strombasierte Wärmeerzeugungskapazität in den Heizzentralen installiert. Dabei handelt es sich um Großwärmepumpen zur Nutzung von Umweltwärme und um Elektrokessel. Über die damit gemachten Erfahrungen und die erzielten Betriebsergebnisse wird zunehmend in der einschlägigen Fachpresse berichtet. Beispiele dafür sind: (Nielsen, et al., 2025), (Duedahl, 2026) und (Stobbe, et al., 2026). Mittlerweile gibt es auch entsprechende Beispiele in Deutschland, wie u. a. Projekte in Mannheim und Köln zeigen.

3 Räumliche Abgrenzung des Wärmeverbunds

Das Gebiet des Wärmeverbunds Nord umfasst die Stadtbezirke entlang des Neckars, in der Innenstadt sowie im Norden und Nordwesten der Stuttgarter Gemarkung: Insgesamt handelt es sich um 17 von 23 Stadtbezirken (Abbildung 1).

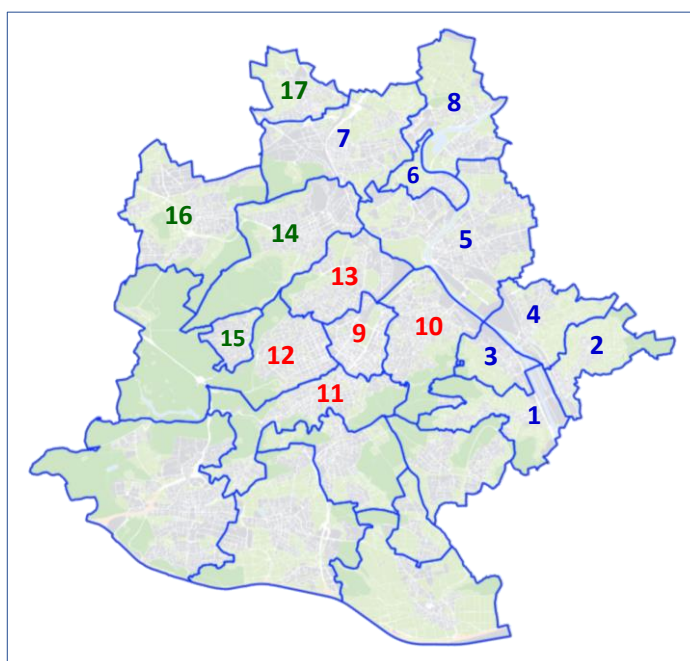


Abbildung 1: Grenzen der Stuttgarter Stadtbezirke und Kennzeichnung der 17 Bezirke des Wärmeverbunds Nord

Direkt im Neckartal liegen 7 Stadtbezirke. Dazu kommt noch Zuffenhausen, das am östlichen Rand des Stadtteils Rot nur eine geringe Entfernung (Luftlinie) zum Neckar aufweist. Allerdings besteht dort zwischen dem Talboden und dem Rand des Siedlungsgebiets ein Höhenunterschied der ungefähr 40 m beträgt. Die Versorgung von Zuffenhausen mit Wärme aus dem Neckartal wäre dann ein identischer Fall zu der bereits seit den 1970er-Jahren existierenden Anbindung des Stadtteils Freiberg (Bezirk Mühlhausen) an das Fernwärmenetz.

Die 17 Stadtbezirke verteilen sich auf die drei genannten Gruppen wie folgt (Tabelle 1):

Tabelle 1: Einteilung der 17 Stadtbezirke im Wärmeverbund Nord in drei Gruppen

Stadtbezirke im Neckartal bzw. Neckarnähe		Stadtbezirke in der Innenstadt		Stadtbezirke in größerer Entfernung zum Neckar	
1	Hedelfingen	9	Mitte	14	Feuerbach
2	Obertürkheim	10	Ost	15	Botnang
3	Wangen	11	Süd	16	Weilimdorf
4	Untertürkheim	12	West	17	Stammheim
5	Bad Cannstatt	13	Nord		
6	Münster				
7	Zuffenhausen				
8	Mühlhausen				

Im Bericht zur Studie „Klimaneutrale Fernwärme in Stuttgart“, die 2022/23 von der Firma Ramboll im Auftrag der Stadt Stuttgart ausgearbeitet wurde (Wenterodt, 2023), gibt es ebenfalls eine auf Geländehöhe und Druckzonen aufbauende Karte, in der die Aufteilung der Stadt in zwei räumlich getrennte Fernwärmezonen dokumentiert ist (Abbildung 2).

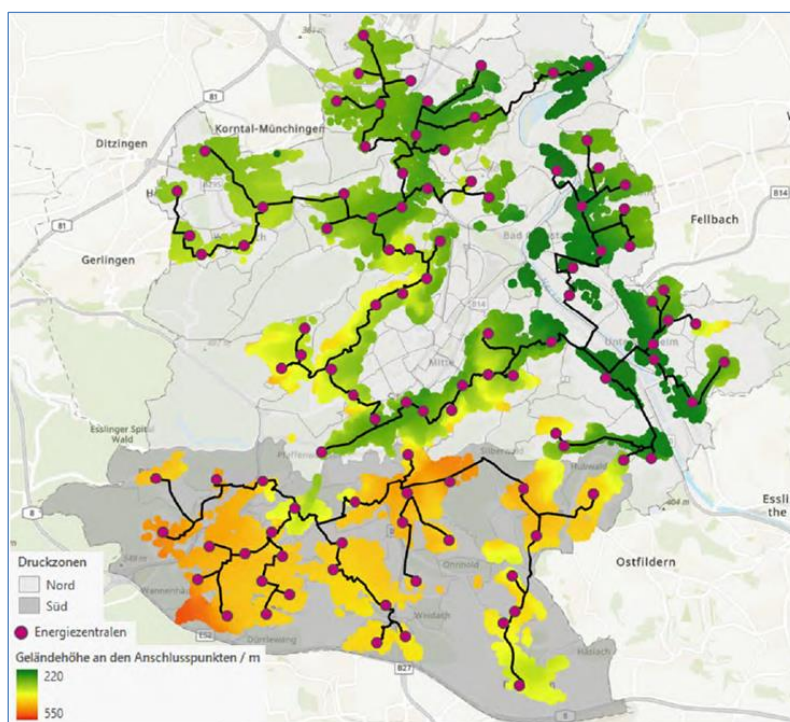


Abbildung 2: Getrennte Netzgebiete Nord und Süd. Darstellung ohne die EnBW-Fernwärme Quelle: (Wenterodt, 2023 S. 38)

4 Wärmebedarf im Gebiet des Wärmeverbunds Nord

In der gedruckten und in der digitalen Version des Wärmeplans der Stadt Stuttgart wird der Wärmeverbrauch nur auf der Ebene der gesamten Stadt sowie auf der Ebene der Baublöcke angegeben und zwar ausschließlich als Endenergie. Auf die Ebene der einzelnen Bezirke heruntergebrochene bzw. von den Baublöcken ausgehende auf aggregierte Werte sind im Wärmeplan nicht enthalten.

Da es für die Anwender der interaktiven digitalen Karte des Wärmeplans nicht möglich ist, per Mausklick den Wärmeverbrauch von den einzelnen Baublöcken auf die Ebene der Stadtteile oder der Stadtbezirke hochzurechnen, kann der Wärmeverbrauch innerhalb der Grenzen des Wärmeverbunds Nord nicht auf einfache Art und Weise mit Hilfe der dort hinterlegten Daten berechnet werden.

Eine Annäherung an den Wärmebedarf aufgrund einer Berechnung ist deshalb nur mit anderen Datenquellen möglich. Mit Hilfe des Wärmetlas der WebGIS-Plattform Citiwatts¹ konnte eine Abschätzung vorgenommen werden. Der Nutzwärmebedarf beträgt demnach etwas mehr als 4.000 GWh/a. Dies entspricht einem Anteil an der Gesamtstadt von rund 74 % (Tabelle 2).

Tabelle 2: Zahlen zum Wärmebedarf im Wärmeverbund Nord (Wärmetlas Citiwatts)

Parameter	Werte
Jahreswärmebedarf Endenergie	4.790 GWh/a
Jahreswärmebedarf Nutzenergie	4.023 GWh/a

Der Nutzenergiebedarf ist die Energiemenge, die übrig bleibt, wenn bei der Bilanzierung die Umwandlungsverluste der fossilen Wärmeerzeuger (Gaskessel, Ölkessel, etc.) vom Betrag der Endenergie abgezogen werden.

Eine weitere Möglichkeit zur Ermittlung des Wärmebedarfs besteht darin, die Daten des im Februar 2025 neu veröffentlichten Wärmetlas Baden-Württemberg mit Hilfe einer GIS-Software zu analysieren. Diese Auswertung wurde jedoch nicht durchgeführt.

Die Siedlungsgebiete der 17 Stadtbezirke im Wärmeverbund Nord sind durch hohe Wärmedichten gekennzeichnet. Die höchsten Werte sind dabei erwartungsgemäß in der Innenstadt anzutreffen. Von den insgesamt etwas mehr als 8.200 ha Siedlungsfläche, weisen gemäß einer Analyse mit Citiwatts, über 91 % eine Wärmedichte mehr als 400 MWh/(ha*a) auf (Abbildung 3).

Gemäß dem Leitfaden Wärmeplanung der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW) ist die Grenze von 400 MWh/(ha*a) ein allgemein anerkannter Richtwert für die Realisierung von Wärmenetzen im Gebäudebestand (Dr. Peters, et al., 2020 S. 59).

Dabei ist zu berücksichtigen, dass in der Bewertungstabelle der KEA-BW Endenergie zugrunde gelegt ist, während die Wärmedichten für Stuttgart auf der Stufe der Nutzenergie berechnet wurden.

¹ <https://citiwatts.eu/map>

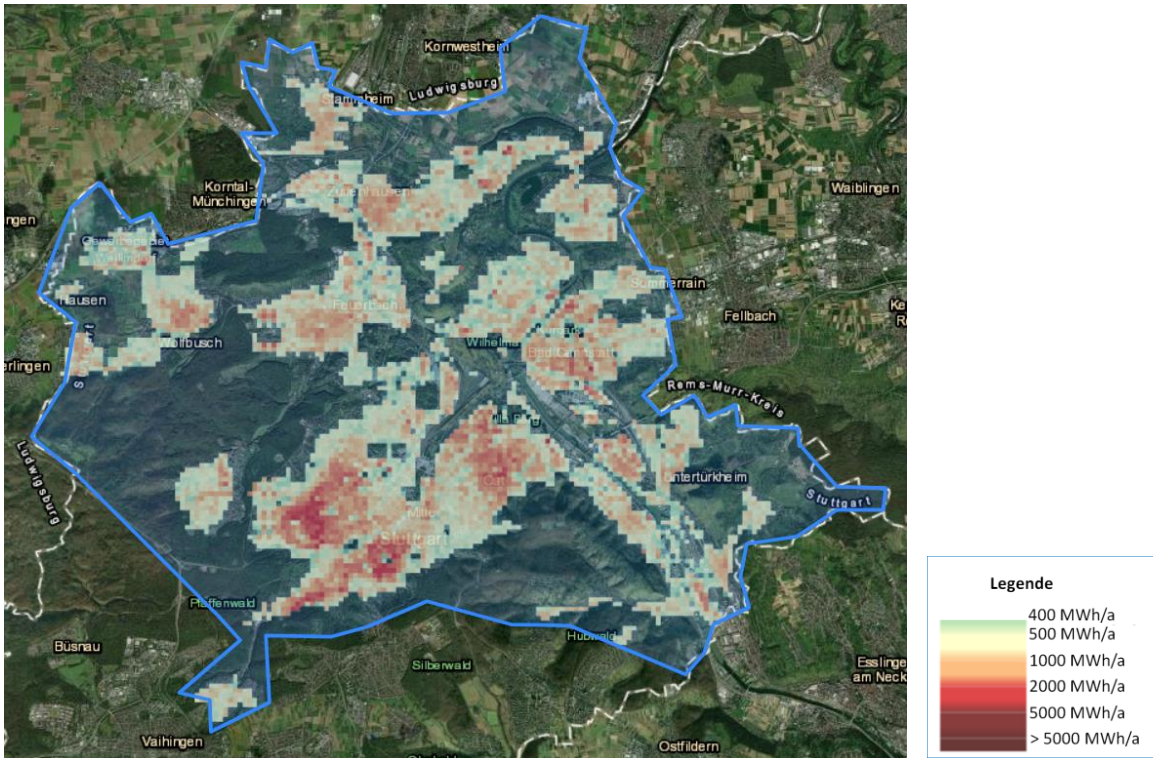


Abbildung 3: Wärmedichtekarte für den Wärmeverbund Nord; Darstellung der Hektarzellen, die mehr als 400 MWh/(ha*a) aufweisen. (Quelle: <https://citiwatts.eu>)

5 Vorhandene Wärmenetze

Im Stuttgarter Wärmeplan vom Dezember 2023 (Wärmeplan, 2023 S. 28) werden im hier betrachteten Teil des Stadtgebiets vier bestehende Wärmenetze dokumentiert. Die bei weitem größte Ausdehnung hat das Fernwärmenetz der EnBW (Abbildung 4).

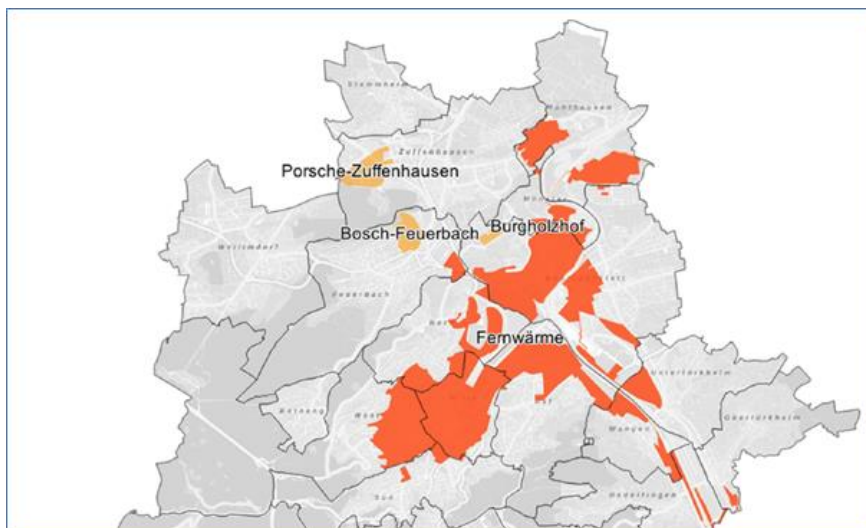


Abbildung 4: Bestehende Wärmenetze im Gebiet des Wärmeverbunds Nord

Die drei kleinen Netze bei Bosch in Feuerbach, Porsche in Zuffenhausen sowie das Netz auf dem Burgholz Hof versorgen Abnehmer, die in der Summe einen Nutzwärmeverbrauch von rund 184 GWh/a aufweisen. Dieser teilt sich wie folgt auf (Tabelle 3):

Tabelle 3: Gelieferte Wärmemengen in den drei kleinen Wärmenetzen (Wärmeplan, 2023)

Standort	Wärmeverbrauch Nutzenergie
Burgholzhof	5.800 MWh/a
Bosch	56.000 MWh/a
Porsche	122.000 MWh/a
Summe (gerundet)	184.000 MWh/a

Das Einzugsgebiet der EnBW-Fernwärme erstreckt sich auf die nachfolgend aufgelisteten Stadtbezirke. Von insgesamt 17 Bezirken sind 13 in unterschiedlichem Ausmaß in die Fernwärmeversorgung eingebunden.

1. Hedelfingen (sehr kleiner Anteil im Neckartal; Hafengebiet)
2. Obertürkheim (sehr kleiner Anteil; Industrie)
3. Wangen (Anteil deutlich kleiner als 50 %; Gewerbegebiete)
4. Untertürkheim (Mercedes-Benz-Werk; keine Wohnbebauung)
5. S-Ost
6. S-Mitte
7. S-Süd (sehr kleiner Anteil)
8. S-West
9. S-Nord
10. Bad-Cannstatt
11. Feuerbach (sehr kleiner Anteil im Osten des Bezirks; Gewerbegebiet)
12. Münster
13. Mühlhausen

Die Zahlen zum Wärmeverbrauch im Fernwärmegebiet der EnBW und zum Anteil der gelieferten Fernwärme werden einerseits dem Wärmeplan Stuttgart und andererseits der Ramboll-Studie von 2022/23 entnommen. Während die Werte zum Verbrauch innerhalb des Einzugsgebiets der Fernwärme gut übereinstimmen, unterscheiden sich die gelieferten Fernwärmemengen bzw. die Anteile am Gesamtverbrauch beträchtlich (Tabelle 4).

Tabelle 4: Zahlen zur Fernwärme in Stuttgart im heutigen Zustand (Wärmeplan, 2023), (Wenterodt, 2023)

Parameter	Wärmeplan Stuttgart (Nutzenergie)	Ramboll-Studie (Nutzenergie)
Wärmeverbrauch FW-Einzugsgebiet	1.520 GWh/a	1.550 GWh/a
Gelieferte Fernwärme	970 GWh/a	664 GWh/a
Anteil (gerundet)	64 %	43 %

Woher die hier dokumentierten großen zahlenmäßigen Unterschiede bei der Beschreibung der Stuttgarter Fernwärme herrühren, konnte bislang nicht geklärt werden.

6 Potenzial der Flusswärme und des Klärwerks Mühlhausen

6.1 Flusswärme

Die Potenzialwerte in der Studie der TU Braunschweig „Grüne Nah- und Fernwärme aus Fließgewässern“ wurde das enorme Potenzial der Flüsse für die Wärmeversorgung von Großstädten in Deutschland ermittelt. Die Potenzialwerte umfassen nur die als Umweltwärme den jeweiligen Flüssen

während der Heizperiode vom 1. Oktober bis 30. April entnehmbare Leistung und Energie. Die mittlere Wärmeleistung für Stuttgart liegt in diesem Zeitraum bei 550 MW und die Wärme bei rund 2.800 GWh (Seidel, et al., 2024).

Das daraus abgeleitete theoretische Potenzial der Flusswärme ergibt sich zum einen aus der Berücksichtigung der zusätzlichen Umweltwärme, die während des Sommers (01. Mai – 30. September) gewonnen werden kann. Ergänzend kommt der vom COP abhängige Strombedarf der Großwärmepumpen hinzu, der die Energiebilanz vervollständigt (Abbildung 5).

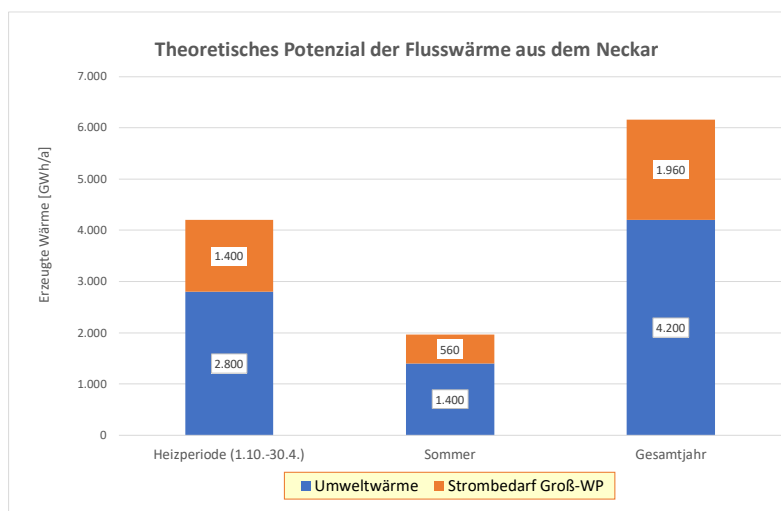


Abbildung 5: Gesamtpotenzial aus Umweltwärme des Neckars und Strombedarf der Großwärmepumpen

Während der Heizperiode wurde ein mittlerer COP von 3,0 zugrunde gelegt, im Sommer ein Wert von 3,5. Aufsummiert über das ganze Jahr stehen somit fast 6.200 GWh zur Verfügung. Diese Zahl entspricht nahezu dem Wärmeverbrauch der Stadt Stuttgart. Laut Wärmeplan 2023 beträgt dieser auf der Endenergieebene rund 6.300 GWh pro Jahr.

6.2 Abwärme aus dem Klärwerk Mühlhausen

Auf der WebGIS-Plattform Citiwatts sind u. a. auch Daten zu Potenzialen erneuerbarer Energien zu finden. Eine wichtige Rolle spielen dabei die Klärwerke, die flächendeckend für alle Länder der EU einschließlich Großbritanniens erfasst sind.

Aus der im geklärten Abwasser enthaltenen Abwärme des Großklärwerks Mühlhausen in Stuttgart kann demnach eine mittlere jährliche Leistung von 77 MW entnommen werden. Aufsummiert über den Zeitraum eines Jahres entspricht das einer Wärmemenge von 675 GWh.

Die Wärmeproduktion einer Großwärmepumpe, die das geklärte Abwasser als primäre Wärmequelle nutzt, erhöht sich entsprechend dem für den Betrieb der Wärmepumpe erforderlichen Stromeinsatz. Bei einer angenommenen mittleren Jahresarbeitszahl von 3,2 beträgt das theoretische Potenzial zur Wärmebereitstellung 981 GWh/a.

6.3 Gesamtübersicht

Die gemeinsame Betrachtung der Flusswärme aus dem Neckar sowie der Abwärme aus dem Großklärwerk Mühlhausen unter Berücksichtigung der Nutzung für die Fernwärme durch Großwärmepumpen, ergeben ein theoretisches Potenzial von etwas über 7.000 GWh. Das ist deutlich mehr als der Endenergieverbrauch für die Wärmeversorgung der Gesamtstadt im heutigen Zustand (Abbildung 6).

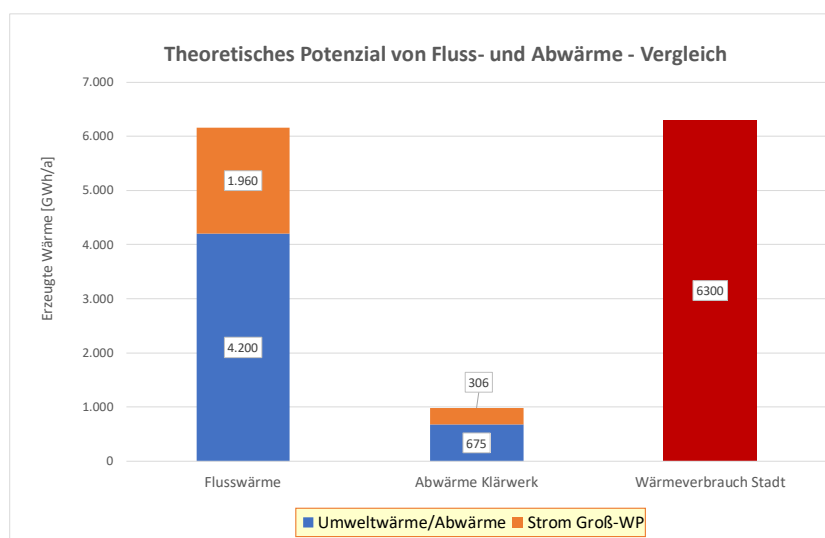


Abbildung 6: Theoretisches Potenzial der Flusswärme aus dem Neckar und der Abwärme aus dem Großklärwerk im Vergleich zum gesamten Endenergieverbrauch Stuttgarts im Ist-Zustand

Eine Nutzung dieser Wärmepotenziale ist aufgrund der Topografie der Stadt Stuttgart nur in den tief gelegenen Stadtbezirken entlang des Neckars, im Zentrum sowie im Norden und Nordwesten möglich und sinnvoll. Der Transport der Wärme über einen Höhenunterschied von mehr als 200 m in die Stadtbezirke auf der Filder-Ebene ist technisch zu aufwändig und damit auch zu teuer.

Eine weitere Einschränkung der theoretischen Potenziale ergibt sich aus der Betriebsweise von Großwärmepumpen. Da sie aus wirtschaftlichen Gründen möglichst lange Laufzeiten und hohe Volllaststunden erreichen sollten, werden sie vorwiegend in der Grundlast eingesetzt und betrieben. Nach den Erfahrungen aus Dänemark können auf diese Art und Weise rund 50 % des Gesamtwärmebedarfs, der in einem Wärmenetz einschließlich der Netzverluste nachgefragt wird, bereitgestellt werden. Zur Deckung der zweiten Hälfte des Bedarfs im Wärmeverbund müssen andere Wärmeerzeuger eingesetzt werden. Detaillierte Ausführungen dazu sind Gegenstand des nächsten Kapitels.

7 Szenario zur klimaneutralen Wärmeversorgung

7.1 Zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs

Der abgeschätzte aktuelle Wärmebedarf in den 17 Stadtbezirken des Verbundgebiets wurde in Tabelle 2 dokumentiert.

Im weiteren Verlauf wird die Ebene der Nutzenergie betrachtet. Der Nutzenergiebedarf ist die Energiemenge, die übrig bleibt, wenn bei der Bilanzierung die Umwandlungsverluste der fossilen Wärmeerzeuger (Gaskessel, Ölkessel, etc.) abgezogen werden. Für die hier durchgeführten Analysen wird der entsprechende Wert aus Tabelle 2 auf 4.100 GWh pro Jahr aufgerundet.

In Anlehnung an den Stuttgarter Wärmeplan wird angenommen, dass der heutige Nutzwärmebedarf durch die Verbesserung der Gebäudedämmung insgesamt um 22 % auf 3.200 GWh/a abnimmt. Der für diese Reduktion zugrunde gelegte Zeitraum erstreckt sich, im Unterschied zum kommunalen Wärmeplan, von 2026 bis zum Jahr 2045.

Einen weiteren entscheidenden Einfluss auf die Höhe der über ein Wärmenetz gelieferten Wärmemenge hat der Anschlussgrad. Um einen wirtschaftlichen Betrieb der Netze zu gewährleisten, sollten die Anschlussgrade zum Ende der Ausbauphase von Wärmenetzen möglichst hohe Werte im Bereich von über 80 % oder besser mehr als 90 % erreichen (Abbildung 7).

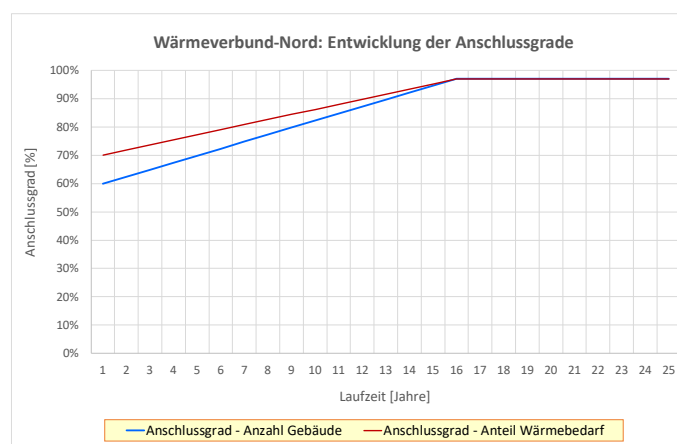


Abbildung 7: Annahmen zur Entwicklung des Anschlussgrads in den Wärmenetzen

In dieser Untersuchung wird der Anschlussgrad aus zwei Blickwinkeln betrachtet. Zum einen als Prozentsatz der die Zahl der versorgten Gebäude in Relation zur Gesamtzahl aller Gebäude setzt (blaue Kurve in Abbildung 7). Die zweite Betrachtungsweise ist durch das Verhältnis der an die angeschlossenen Gebäude gelieferten Wärme zum Gesamtwärmebedarf gekennzeichnet (rote Kurve in Abbildung 7).

Die rote Kurve verläuft dann höher als die blaue, wenn zu Beginn zahlreiche große Gebäude mit überdurchschnittlich hohem Wärmebedarf ans Wärmenetz angeschlossen werden (Ankerkunden). Die weiteren Analysen erfolgen auf der Grundlage des Verlaufs der roten Kurve: Zunahme von 70 % zu Beginn auf 97 % im Verlauf von 15 Jahren (Abbildung 7).

Die beiden Entwicklungen, einerseits abnehmender Wärmebedarf infolge Gebäudesanierung sowie andererseits steigender Wärmeabsatz infolge zunehmender Anschlussgrade in den Wärmenetzen, überlagern sich im Verlauf des Analysezeitraums von 25 Jahren und führen zu einer relativ gleichmäßigen Wärmenachfrage (Abbildung 8).

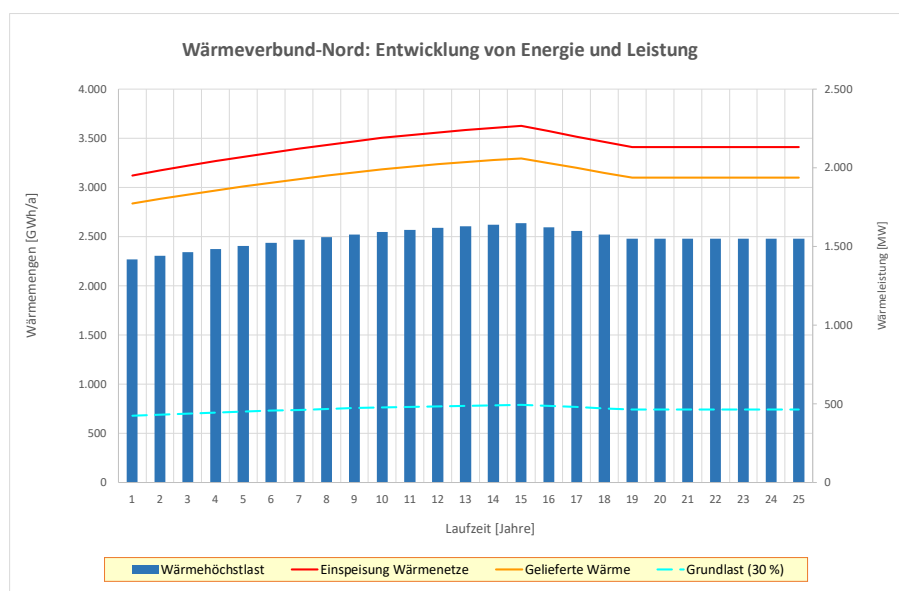


Abbildung 8: Entwicklung der eingespeisten und gelieferten Wärme sowie der Leistungen

Während der ersten 15 Jahre entfalten die steigenden Anschlussgrade eine stärkere Wirkung, als die Einsparung durch Gebäudesanierungen. Das hat zur Folge, dass die eingespeiste (rote Kurve) und die gelieferte Wärmemenge (orange Kurve) kontinuierlich zunehmen. Ab dem 16. Jahr hat der Anschlussgrad sein angenommenes Maximum erreicht, aber die Maßnahmen zur Dämmung im Gebäudebestand wirken sich über weitere vier Jahre bedarfsmindernd aus. Deshalb ist während dieses

Zeitabschnitts ein leichtes Absinken der Bedarfskurven zu beobachten, bevor sie schließlich in einen stationären Zustand übergehen (Abbildung 8).

Die Differenz zwischen den Kurven „Einspeisung“ und „Lieferung“ entspricht den Verlusten in den Wärmenetzen. Diese wurden pauschal mit einem Wert von 10 % bezogen auf die eingespeiste Wärmemenge angenommen.

Auf der sekundären y-Achse des Diagramms in Abbildung 8 sind die über das gesamte Verbundgebiet aufsummierten Wärmeleistungen aufgetragen (dunkelblaue Säulen). Die zeitliche Entwicklung verläuft, mit geringen Abweichungen, im Bereich des Werts von 1.500 MW. Die hellblaue gestrichelte Linie markiert den jeweiligen Anteil in Höhe von 30 % der Maximalwerte, der als Grundlast interpretiert werden kann.

7.2 Grobkonzept zur Wärmeerzeugung

7.2.1 Strombasierte Bereitstellung von Wärme

Die zentrale Frage bei Auslegung der Technik in den Energiezentralen ist die nach der installierten Leistung der Großwärmepumpen zur Nutzung der Flusswärme und der Abwärme im Klärwerk. Unter der Randbedingung des zeitlichen Verlaufs der bereitzustellenden Wärmemenge, hat sich eine Gesamtleistung von 450 MW als geeignete Dimensionierung herausgestellt. Die 30 %-Kurve, die zu Beginn eine angenommene Annäherung für die Grundlast darstellte, verläuft vier Jahre lang unterhalb des Niveaus von 450 MW, während sie ab dem fünften Jahr bis zum Ende des 25-jährigen Analysezeitraums etwas darüber liegt (siehe Abbildung 8).

Die jährlichen Laufzeiten der Großwärmepumpen haben bei dieser Auslegung mittlere Volllaststunden in Höhe von 3.805 h/a zur Folge. Die Abweichungen vom Mittelwert betragen nach oben nicht mehr als 5,9 % und nach unten maximal 8,8 %. Das heißt, die Bandbreite der Volllaststunden ist über den Zeitraum von 25 Jahren relativ klein. Die daraus abgeleiteten, über alle Großwärmepumpen aufsummierten jährlichen Wärmelieferungen, schwanken zwischen 1.560 GWh als unterer Grenze und etwas mehr als 1.800 GWh als oberer Grenze.

Der Verlauf der beiden Parameter Wärmelieferung und Volllaststunden der Großwärmepumpen ist in Abbildung 9 gemeinsam mit anderen Parametern dargestellt.

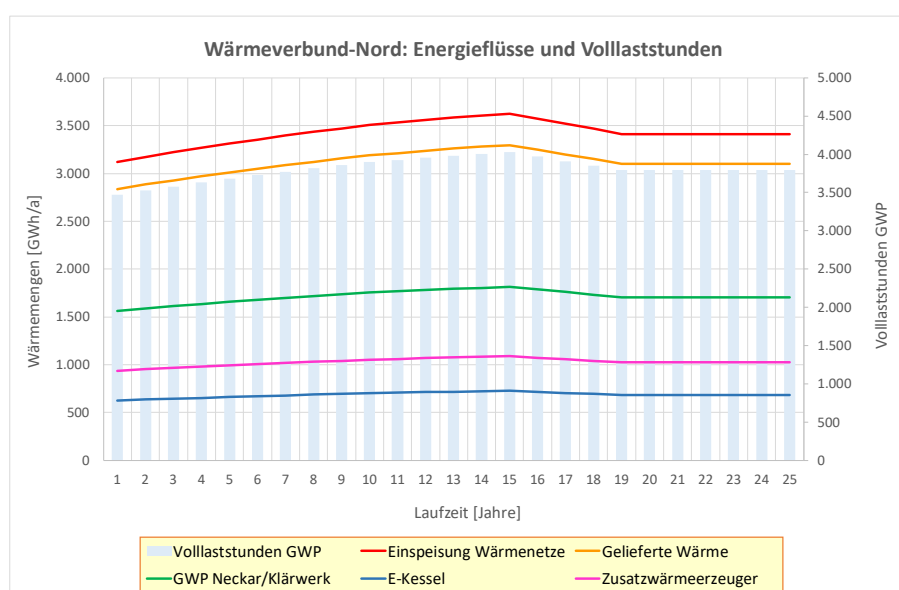


Abbildung 9: Gegenüberstellung von Wärmebedarf und Bedarfsdeckung mit verschiedenen Wärmeerzeugern

Die zweite wichtige Komponente zur strombasierten Wärmeerzeugung sind die Elektrokessel. Sie werden so dimensioniert, dass sie einerseits in Kombination mit dem thermischen Speicher

Spitzenlast erzeugen können. Andererseits sind sie wichtig für die Zeitabschnitte, in denen die Börsenstrompreise aufgrund hoher regenerativer Stromerzeugung sehr gering oder sogar negativ ausfallen. Aufgrund der im Vergleich zu Großwärmepumpen sehr niedrigen Installationskosten und der geringen Stromkosten, ist es während dieser Stunden möglich, mit den E-Kesseln kostengünstiger Wärme zu erzeugen, obwohl sie vergleichbar wie ein einfacher Tauchsieder, mit einem Leistungsfaktor (COP) von 1,0 arbeiten.

Zum Vergleich: Großwärmepumpen (Luft-Wasser und Wasser-Wasser) weisen spezifische Investitionskosten von rund 1.000 €/kW_{th} auf, während ein E-Kessel für 60 €/kW_{th} zu haben ist (DEA, 2025).

Die beschriebenen Betriebszustände, die durch kostengünstige Wärmeerzeugung gekennzeichnet sind, sind jedoch nur dann realisierbar, wenn die Kapazität der thermischen Speicher groß genug ist, um die dafür erforderliche Flexibilität zu gewährleisten.

Die aufsummierte installierte Leistung der Elektrokessel im Wärmeverbund Nord in Stuttgart beträgt 1.200 MW. Bezogen auf die über 25 Jahre gemittelte maximale Spitzenlast von 1.557 MW entspricht das einem Anteil von 77 %. Bei einer durchschnittlichen Laufzeit von etwas weniger als 600 Volllaststunden pro Jahr, produzieren die Kessel zwischen 671 GWh und 725 GWh Wärme. Damit werden weitere rund 20 % der in den 17 Bezirken nachgefragten Wärme gedeckt (siehe Abbildung 9).

7.2.2 Zusatzwärmeerzeuger

Die verbleibende Lücke bei der Wärmebereitstellung müssen die lokal verfügbaren Zusatzwärmeerzeuger füllen. Nach den üblichen Regeln zur Verteilung auf die Laststufen bei der Wärmeversorgung von Gebäuden, müssen sie die Mittellast bereitstellen (Abbildung 10). Ihr Anteil zur Bedarfsdeckung liegt dann bei rund 30 %.

Eine wichtige Rolle werden auch in Zukunft die Heizkraftwerke spielen, die heute das Fernwärmenetz in Stuttgart sowie die Abnehmer entlang der Fernwärmeschiene im Neckartal mit fossiler Wärme versorgen. Dazu gehören die Anlagen in Gaisburg und Münster auf Stuttgarter Gemarkung sowie das große Heizkraftwerk in Altbach.

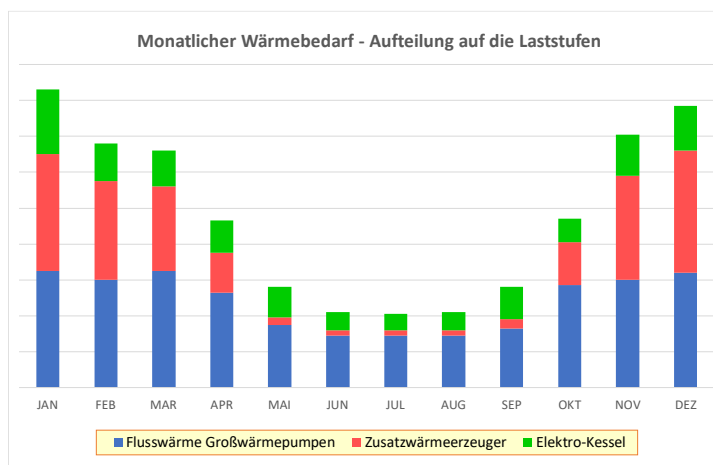


Abbildung 10: Nicht quantitative Darstellung der Aufteilung auf die Laststufen im Jahresverlauf

Weitere Wärmequellen, die zur Deckung der Mittellast eingesetzt werden können, sind:

- Abwärme aus dem Müllheizkraftwerk Münster (bereits bestehende Großwärmepumpe mit 24 MW_{th}, die ihren Strom von den Generatoren des Kraftwerks bezieht)
- Abwärme aus neu errichteten Blockheizkraftwerken (Brennstoff: biogene Gase)
- Abwärme aus Gewerbebetrieben
- Abwärme aus Rechenzentren
- Heizzentralen der Wärmenetze bei Bosch und Porsche (Kopplung mit den neuen Wärmenetzen, die in der Umgebung in Feuerbach und Zuffenhausen entstehen)

- Abwärme aus Großelektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion (z. B. Hafengebiet am Neckar)
- Abwärme auf verschiedenen Temperaturniveaus aus Industriebetrieben
- Wärmeerzeuger auf Basis von Biomasse (Holzhackschnitzel, Bioöl)
- Zeitlich begrenzt und mit geringen Anteilen: Große Erdgaskessel in Energiezentralen

Die drei Heizkraftwerke, die von der EnBW betrieben werden, befinden sich derzeit in der Phase der Umstellung von Kohle auf Erdgas. Bei den Kraftwerksblöcken in Gaisburg und in Münster ist dieser Schritt mittlerweile vollzogen, während in Altbach die dafür notwendigen Bauarbeiten noch laufen. Vom Betreiber EnBW wird in diesem Zusammenhang immer betont, dass der sogenannte fuel switch so durchgeführt wird, dass die Anlagen nach dem Umbau bereit für den späteren Einsatz von Wasserstoff seien. Dieser soll ab 2035 zum Einsatz kommen und die Fernwärme erneuerbar machen.

Vollkommen unberücksichtigt bleibt bei diesen offiziellen Verlautbarungen jedoch, dass sich nicht nur die Heizkraftwerke der EnBW, sondern alle bestehenden KWK-Anlagen, im Zuge des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus Wind und Sonne, immer mehr zu flexibel einsetzbaren Residualkraftwerken entwickeln werden. Die Betriebsweise wird deshalb in zunehmendem Maße dadurch gekennzeichnet sein, dass sie nur bei zu geringer fluktuierender Stromerzeugung durch Wind- und PV-Anlagen zum Einsatz kommen. Das hat zur Folge, dass die Laufzeiten und damit die Volllaststunden dieser Kraftwerke deutlich abnehmen werden, was sich am Ende auch auf das Ausmaß der Wärmeproduktion für die Fernwärme auswirkt.

Im gleichen Maße wird die Bedeutung großer thermischer Speicher für den Betrieb der drei Heizkraftwerke zunehmen. Die Speicher machen es möglich, die Betriebsphasen in stärkerem Maße in die Zeitabschnitte zu verschieben, in denen die Börsenstrompreise möglichst hoch sind. Dies wird sich für den Verkauf des produzierten Stromes und damit für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen positiv bemerkbar machen.

Der Kessel und der Kraftwerksblock zur Müllverbrennung in Stuttgart-Münster wird unabhängig davon weiter in Betrieb bleiben und Wärme in das bestehende Fernwärmenetz sowie die neuen Wärmenetze liefern. Dabei ist anzunehmen, dass dies in Zukunft in geringerem Umfang der Fall sein wird, wenn die Restmüllmengen zurückgehen.

Die Frage bei der Müllverbrennung ist jedoch, wie der Prozess am Ende CO₂-neutral wird. Die EnBW hat dies ebenfalls für 2035 angekündigt, was physikalisch nur durch die CO₂-Abtrennung aus den Kraftwerksabgasen möglich sein wird. Allerdings ist im Gebäudeenergiegesetz (GEG) „unvermeidbare Abwärme“ aus Müllverbrennungsanlagen erneuerbarer Energie gleichgestellt. Solange diese Regelung besteht, hat die EnBW vorerst keinen Handlungsbedarf.

Bei den beiden Wärmenetzen innerhalb der Werksgelände von Bosch und Porsche, die jeweils eine eigene Wärmeerzeugung aufweisen, ist es sinnvoll, diese in Zukunft in den Wärmeverbund zu integrieren und nicht als Inseln getrennt bestehen zu lassen. Die Firma Porsche betreibt z. B. ein eigenes Blockheizkraftwerk, das als flexibler Stromerzeuger in den Verbund integriert werden könnte, was auch die Nutzung der thermischen Speicher ermöglichen würde. Andererseits könnte Porsche bei Bedarf Prozess- und Raumwärme aus dem Bezirks-Wärmenetz Zuffenhausen beziehen.

Eine quantitative Untersuchung, wie sich die 30 % Wärmeproduktion zur Deckung der Mittellast im Wärmeverbund Nord aus den in diesem Abschnitt genannten Wärmeerzeugern zusammensetzen, wurde im Rahmen der Ausarbeitung der Skizze nicht durchgeführt. Entsprechende Analysen müssen Gegenstand weitergehender Planungen mit Hilfe von Simulationsrechnungen sein.

7.3 Standorte der Energiezentralen

Die Nutzung der Flusswärme und der Abwärme aus dem Großklärwerk hat zur Folge, dass sich die Standorte der Energiezentralen, in denen die Großwärmepumpen und die Elektrokessel installiert sind, zwangsläufig entlang des Neckars bzw. in direkter Nähe dazu befinden müssen.

Bei einer Wärmepumpenleistung von 50 MW pro Standort wären insgesamt 9 Energiezentralen auf eine Entfernung von 18 km zu verteilen. Dies entspricht der Länge des Neckars innerhalb des Stadtgebiets von Stuttgart. Bei einer mittleren installierten Leistung der Großwärmepumpen von 70 MW, reduziert sich die Zahl der erforderlichen Energiezentralen auf sechs bis sieben.

Eine Annäherung aus einem anderen Blickwinkel zur Beantwortung der Standortfrage besteht darin, die vorhandenen Energieanlagen entlang des Flusses zu betrachten. Innerhalb des Stadtgebiets von Stuttgart gibt es insgesamt vier Schleusen in Kombination mit Flusskraftwerken. Sie werden von der EnBW-Tochter Neckar-AG bzw. der EnBW selbst betrieben. In Fließrichtung des Neckars sind das im Einzelnen:

1. KW Hedelfingen/Obertürkheim (nahe der Stadtgrenze zu Esslingen)
2. KW Untertürkheim
3. KW Bad Cannstatt
4. KW Hofen

Es gibt eine Reihe von Vorteilen, wenn Wasserkraftanlagen mit der Wärmegewinnung durch Großwärmepumpen kombiniert werden. So liegen die Wasserrechte für die Entnahme, Wiedereinleitung und energetische Nutzung des Wassers bereits vor. Sie müssen dann nur noch auf die Wärmeerzeugung erweitert werden. Außerdem sind notwendige Entnahme- und Wiedereinleitungsvorrichtungen, Rechenanlagen sowie Abstiegs- und Aufstiegsanlagen bereits vorhanden. Nicht zuletzt sorgt der Auslauf aus den Turbinen zur Stromerzeugung für eine gute Durchmischung des abgekühlten mit dem restlichen Flusswasser (Seidel, et al., 2024).

Aus diesem Grunde besteht eine wichtige Aufgabe darin, zu prüfen, in welchem Ausmaß die Stromerzeugung aus Wasserkraft mit der Wärmeversorgung über Großwärmepumpen und anschließender Einspeisung in Wärmenetze an den vier Kraftwerksstandorten in Stuttgart kombiniert werden kann.

Eine weitere Gruppe von Energieanlagen mit großen Grundstücken umfasst das Heizkraftwerk in Gaisburg, das Müllheizkraftwerk in Münster sowie den Gaskessel in Stuttgart-Ost. So gibt es z. B. am Kraftwerk Gaisburg eine Freifläche von insgesamt 6 – 7 ha, wobei der ehemalige Kohlelagerplatz ein Teil davon ist (Abbildung 11).

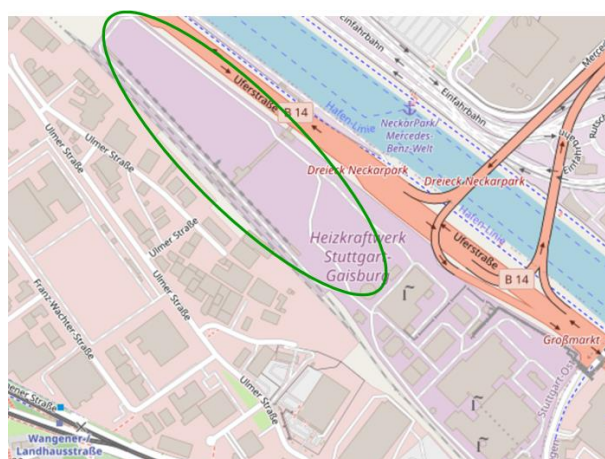


Abbildung 11: Flächen am HKW Gaisburg; Quelle: <https://www.openstreetmap.org/#map=16/48.7856/9.2283>

Der ehemalige Kohlelagerplatz am MHKW Münster hat eine Größe von rund einem Hektar, während Luftbildaufnahmen des Geländes um den Gaskessel eine unbebaute Fläche in der Größe von zwei bis zweieinhalb Hektar zeigen.

Würden an den zuletzt genannten Standorten mit hohem Flächenangebot zwei Energiezentralen zur Flusswärmenutzung mit jeweils 150 MW Wärmepumpenleistung errichtet, wären nur zwei bis drei weitere Standorte mit 70 MW oder 50 MW installierter Leistung erforderlich. Aufgrund der lokalen

Randbedingungen entlang des Neckars ist dieser Lösungsansatz, im Vergleich zu den anderen genannten, als vorteilhafter einzuschätzen.

Weitere Optionen für Standorte von Energiezentralen, die einen Teil des Anlagenparks aufnehmen können, befinden sich unter Umständen im Gebiet des Neckarhafens im Bezirk Hedelfingen oder in anderen Gewerbegebieten, die direkt am Fluss liegen.

Die Klärung der Standortfrage für die erforderlichen Energiezentralen ist auf jeden Fall ein wesentlicher Knackpunkt der lokalen Fernwärmestrategie. Die notwendigen Schritte müssen offensiv angegangen und möglichst frühzeitig geklärt werden. Deshalb ist es notwendig, dass alle Beteiligten wie die Stadt Stuttgart, die EnBW, betroffene Gewerbe- und Industriebetriebe sowie andere wichtige Akteure die damit zusammenhängenden Fragen mit Hochdruck angehen und möglichst schnell beantworten. Die Auswahl von geeigneten Standorten und deren baurechtliche Absicherung ist in der Frühphase eine entscheidende Voraussetzung für die erfolgreiche Realisierung der Wärmenetze im Wärmeverbund Nord. Gefragt ist dabei zuallererst eine offensive Rolle der Stadt Stuttgart.

7.4 Die Bedeutung großer thermischer Speicher

Die thermischen Speicher, die im beschriebenen Wärmeversorgungssystem die Funktion einer „Batterie“ bzw. eines thermischen Puffers übernehmen, sind die Voraussetzung für den flexiblen Betrieb der Wärmeerzeuger und für eine unter diesen Umständen stabile und sichere Wärmeversorgung. Sie sind ein zentraler und wichtiger Bestandteil der Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme, wie in Abbildung 12 dargestellt wird.

In den Zeitabschnitten in denen das Angebot von Wind- und Solarstrom hoch ist, können die strombasierten Wärmeerzeuger Großwärmepumpen und Elektrokessel sehr günstig Wärme erzeugen, weil gleichzeitig die Börsenstrompreise auf niedrige bis sehr niedrige Werte fallen. Das heißt, die Stromkosten für Wärmepumpen und elektrische Kessel sind gering und deshalb die damit produzierte Wärme sehr kostengünstig. Dies funktioniert jedoch nur dann, wenn die thermische Speicherkapazität ausreichend groß dimensioniert wird.

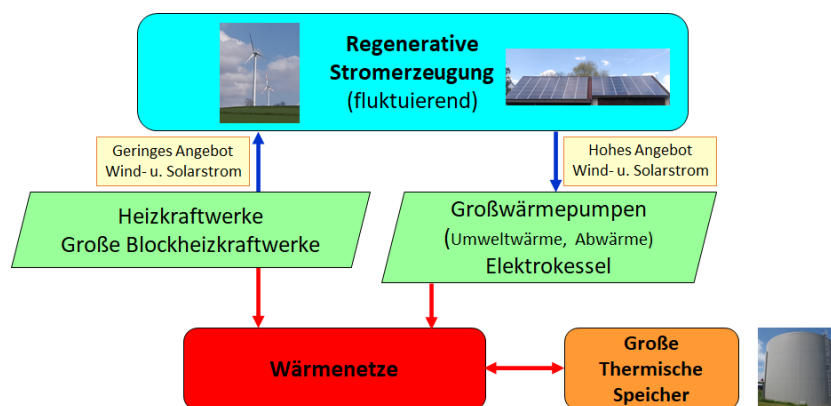


Abbildung 12: Flexible Kopplung der Sektoren Strom und Wärme mit Hilfe großer thermischer Speicher

Zu Zeiten eines geringem Wind- und Solarstromangebots sind zusätzliche Stromerzeuger notwendig, um das Stromnetz zu stabilisieren. Vorteilhaft dafür sind flexible KWK-Anlagen in Form von Heizkraftwerken und große Blockheizkraftwerke in einzelnen Energiezentralen, die mit erneuerbaren gasförmigen Energieträgern betrieben werden. Auch in diesen Phasen spielen die thermischen Speicher eine wichtige Rolle, da die in den KWK-Anlagen erzeugte Wärme zwischengespeichert wird, was die Effizienz des Gesamtsystems erhöht. Während den Zeiten geringer regenerativer Stromerzeugung, sind die Börsenstrompreise im Allgemeinen hoch, was vorteilhafte Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlagen hat. Auch dafür sind ausreichend dimensionierte thermische Speicher eine entscheidende Voraussetzung.

Die beschriebene Flexibilität hat wie bereits erwähnt, entscheidende Auswirkungen auf die Stromkosten der verschiedenen Wärmeerzeuger. Ein Vergleich mit üblichen Stromkosten für dezentrale kleine Wärmepumpen zeigt die Unterschiede (Abbildung 13).

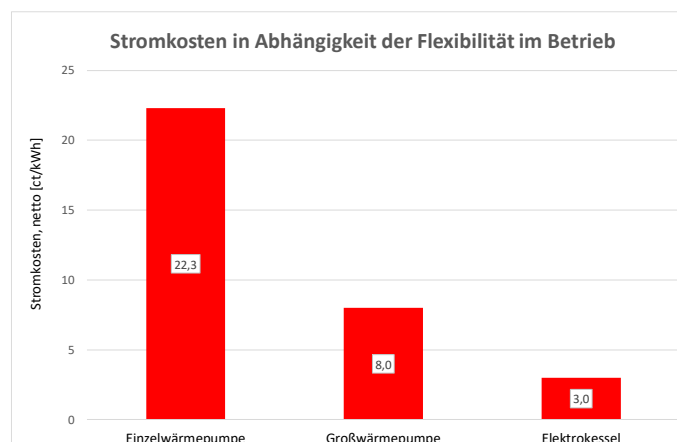


Abbildung 13: Vergleich der Stromkosten zwischen strombasierten Wärmeerzeugern für Wärmenetze und Einzelwärmepumpen. Quelle Einzel-WP: Stadtwerke Stuttgart 2026

Die mittleren Stromkosten für Großwärmepumpen weisen unter den Voraussetzungen einer starken Flexibilität eine Höhe von lediglich 36 % der Kosten von Einzelwärmepumpen auf. Im Vergleich zu den Elektrokesseln ist der Unterschied noch stärker. Hier liegt das Kostenniveau bei weniger als 15 % im Vergleich zu dezentralen Wärmepumpen.

Die in Abbildung 13 dokumentierten Stromkosten für strombasierte Wärmeerzeuger in den Energiezentralen von Wärmenetzen sind das Ergebnis umfangreicher Simulationsrechnungen, die im Rahmen eines Forschungsprojekts im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz im Zeitraum 2024/25 durchgeführt wurden (Fraunhofer-ISI, et al., 2025).

7.4.1 Option zur Teilnahme am Regelle Energiemarkt

In großen elektrischen Verbundnetzen müssen der Stromverbrauch und die Stromerzeugung zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sein, um die Netzfrequenz stabil zu halten und eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Im fossilen Energiesystem kamen Kraftwerke, die ausreichend schnell geregelt werden konnten, für die Frequenzregelung zum Einsatz (z. B. Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinen). Bei zunehmenden Anteilen der Stromerzeugung im regenerativen Energiesystem aus Windturbinen und PV-Anlagen, bei der die Produktion von Wettereinflüssen und dem Stand der Sonne abhängig ist, steigen selbstverständlich die Anforderungen an die Frequenzregelung.

Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung auf der Basis von Großwärmepumpen und Elektrokesseln großer Leistung, bietet zusätzliche Möglichkeiten, einen Beitrag zur Regelung der Netzfrequenz zu leisten. Bei Elektrokesseln kann die Leistung sehr schnell herauf- und heruntergeregelt werden, während dies bei Großwärmepumpen prinzipiell auch, aber etwas langsamer möglich ist. Diese Eigenschaften erlauben es, auf Anforderung des Verbundnetzbetreibers, die Leistungen zu variieren und damit die Frequenzregelung im Stromnetz zu unterstützen. Auch hierfür sind selbstverständlich ausreichend dimensionierte thermische Speicher eine zentrale Voraussetzung.

In Dänemark ist diese Praxis bereits gang und gäbe, was zu Zusatzeinnahmen der Wärmenetzbetreiber in erheblichem Umfang führt. In Deutschland und in anderen europäischen Ländern wie z. B. Großbritannien, Polen und Niederlande ist dies grundsätzlich genauso möglich, wenn die entsprechenden Voraussetzungen dafür geschaffen werden (Stobbe, et al., 2026); (Duedahl, 2026).

7.4.2 Bauweisen und spezifische Kosten

Die am häufigsten realisierten thermischen Speicher, die in Dänemark in Fernwärmesysteme integriert wurden, sind einerseits oberirdische Tankspeicher und andererseits Erdbeckenspeicher. Bei

den erstgenannten handelt es sich um große zylindrische Stahltanks, die auf einem entsprechend der Größe der Bodenplatte bemessenen Fundament aufgebaut werden.

Die zweite Art von Speichern, deren Entwicklung als saisonale Langzeitspeicher für große solarthermische Freilandanlagen ihren Anfang nahm, bestehen aus einem großen Erdbecken, das die Form eines auf den Kopf gestellten Pyramidenstumpfes aufweist. Das Becken wird nach dem Ausbaggern nach unten und zu den schrägen Seiten hin mit großen wasserdichten Planen abgedichtet und anschließend mit Wasser befüllt. Den Abschluss nach oben bildet ein schwimmender Deckel, der eine Isolierschicht großer Dicke aufweist, um die Wärmeverluste zu minimieren.

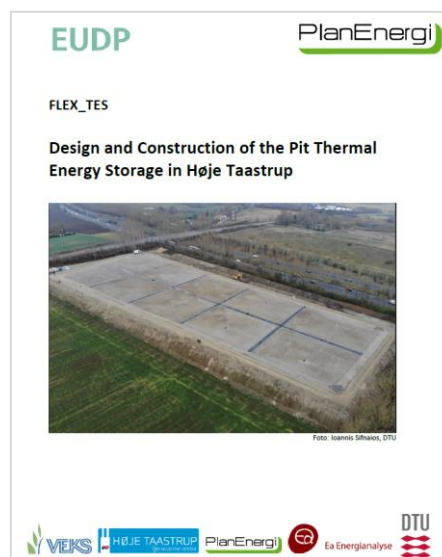


Abbildung 14: Beispiel für Tankspeicher (links; Foto: H. Böhnisch). Bericht zu Planung und Bau des Großspeichers im Großraum Kopenhagen (rechts)

Der Erdbeckenspeicher in Høje Taastrup, der in das Fernwärmesystem im Großraum Kopenhagen integriert ist, hat ein Volumen von 70.000 m³ und weist in Relation zu den vor Ort transportierten Wärmemengen eine Kapazität von rund zwei Wochen auf (Abbildung 14). Er wurde im Februar 2023, nach einer Bauzeit von gut zweieinhalb Jahren, in Betrieb genommen (Sørensen, et al., 2023).

Die Speicherkapazität wird in den einschlägigen Berichten mit rund 4.000 MWh angegeben. Bei Baukosten von ziemlich genau 12 Mio. € ergeben sich daraus spezifische Kosten in Höhe von 3 Euro pro Kilowattstunde Speicherkapazität. Dieser Wert ist um den Faktor 70 geringer als bei Batteriespeichern, die in Deutschland derzeit für durchschnittlich 200 €/kWh installiert werden.

Ein Tankspeicher mit beispielsweise 8.000 m³ Volumen und einer Kapazität von etwas mehr als 500 MWh verursacht bei Neubau derzeit Investitionskosten in Höhe von 1,2 Millionen Euro. Daraus leiten sich spezifische Kosten ab, die sogar noch etwas niedriger sind und weniger als 2,5 € pro Kilowattstunde Speicherkapazität betragen (DEA, 2024 - 2025).

7.5 Verteilnetze und Transportleitungen zur Wärmeverteilung

7.5.1 Gesamtbetrachtung des Verbundgebiets

Der Anschluss an Wärmenetze in allen 17 nördlichen Bezirken zur Nutzung von Flusswärme und Abwärme gemäß Abbildung 10, erfordert eine erhebliche Erweiterung der bisher bestehenden Infrastruktur zur Wärmeverteilung.

Zum jetzigen Zeitpunkt, zu dem noch keine ausführliche Netzplanung vorliegt, kann die gesamte erforderliche Trassenlänge nur mit Hilfe von Näherungsverfahren abgeschätzt werden. Eine der Möglichkeiten besteht darin, auf der Grundlage eines digitalen Lageplans der Stadt und den hinterlegten Geobasisdaten die Trassenverläufe mit Hilfe von Geografischen Informationssystemen (GIS) zu

ermitteln. Dies wird für die Hauptleitungen, die entlang der öffentlichen Straßen und Wege verlaufen sowie für die Hausanschlüsse zur Anbindung der wärmeversorgten Gebäude, getrennt durchgeführt. Die Länge der auf diese Weise ermittelten Trassen kann anschließend mit Hilfe der GIS-Software für das untersuchte Siedlungsgebiet berechnet werden.

Im Forschungsprojekt ANSWER-Kommunal wurden derartige Untersuchungen für 12 Kommunen in Baden-Württemberg und 5 Kommunen in Rheinland-Pfalz erstmalig durchgeführt. Die dabei erzielten Ergebnisse können nicht die im Detail geplanten und gebauten Netztrassen abbilden, stellen aber eine gute Näherung dafür dar (Böhnisch, et al., 2022).

In der Landeshauptstadt wurden bislang entsprechende Untersuchungen für den Stadtbezirk Degerloch durchgeführt, deren Ergebnis ebenfalls in die Abschätzung der Trassenlänge im Wärmeverbund Nord eingeflossen ist. Die resultierende gesamte Trassenlänge im Verbundgebiet, bestehend aus den 17 Bezirken, beträgt ungefähr 2.000 Kilometer. Damit können theoretisch alle Gebäude, die mit Wärme versorgt werden müssen, an ein Wärmenetz angeschlossen werden.

Die in Abschnitt 5 beschriebenen bereits bestehenden Netze weisen eine Trassenlänge von 250 bis 300 km auf, der genaue Wert konnte bislang noch nicht ermittelt werden. Das bedeutet, dass maximal 15 % der erforderlichen Netztrassen gegenwärtig vorhanden sind, während 85 % oder 1.700 km noch gebaut werden müssen.

7.5.2 Erweiterung des vorhandenen Fernwärmenetzes

Der Ausbau des vorhandenen Fernwärmenetzes sowie der Neubau von Wärmenetzen in einigen Bezirken erfordert eine ausführliche und detaillierte Planung, die die Grundlage für die Baumaßnahmen bildet. Da eine derartige Planung bislang nicht vorliegt, können der Ausbau und der Netzneubau im Rahmen dieser Skizze nur in groben Zügen mit Hilfe plausibler Annahmen beschrieben werden.

Das Einzugsgebiet des Fernwärmenetzes, das von der EnBW betrieben wird, hat in der Innenstadt, in Bad Cannstatt sowie in den Bezirken Münster und Mühlhausen bereits eine relativ große Ausdehnung. Aufgrund der aktuell noch niedrigen Anschlussgrade (siehe Tabelle 4), gibt es für die Verdichtung des Netzes jedoch noch viel Luft nach oben. Aus diesem Grunde besteht eine wichtige Aufgabe darin, die Anschlussgrade soweit wie möglich, das heißt auf möglichst 100 % zu erhöhen.

Mit Ausnahme des Stadtbezirks Mitte, bei dem nur ein schmaler Streifen am östlichen Rand fehlt, muss in allen anderen der acht Bezirke das Fernwärmenetz noch in erheblichem Umfang erweitert werden. Am stärksten gilt das für den Bezirk Süd, wo das Einzugsgebiet der Fernwärme bislang noch sehr klein ausfällt.

Die Übertragungsleistungen eines Wärmenetzes hängen direkt von den hydraulischen Eigenschaften wie verfügbare Durchmesser der Rohrleitungen sowie den im Betrieb eingestellten Temperaturen für Vor- und Rücklauf ab. Die beschriebenen erheblichen Erweiterungen des Fernwärmenetzes können deshalb dazu führen, dass die Transportkapazität des vorhandenen Netzes an einigen Stellen an ihre Grenzen stößt, obwohl die zunehmende Dämmung der Gebäude im Laufe der Zeit weitere Spielräume für den Wärmetransport eröffnet.

Deshalb ist es nicht ausgeschlossen, dass zusätzliche Transportleitungen aus dem Neckartal in die Bezirke verlegt werden müssen, in denen das Fernwärmenetz noch erheblich wachsen muss. Beispiele dafür wären Stuttgart-Süd und der östliche Bereich von Bad Cannstatt in Richtung Fellbach.

Eine weitere Fragestellung, die vor Beginn des Ausbaus des Fernwärmenetzes genauer untersucht werden muss, ist der Einfluss der Stuttgarter Topografie. Diese ist durch große Höhenunterschiede mit teilweise erheblichen Steigungen gekennzeichnet. So muss z. B. geklärt werden, in welchem Umfang die Halbhöhenlagen der Bezirke Ost, Süd, West, Nord in die Erweiterung des Fernwärmenetzes einbezogen werden können und wie ggf. alternative Lösungen dazu aussehen. (siehe Abschnitt 7.6).

7.5.3 Erschließung von Stadtbezirken mit neuen Netzen

In den Stadtbezirken, die noch nicht innerhalb des Einzugsbereichs der Fernwärme liegen oder in denen die große Transportleitung der Fernwärme entlang des Neckars mehr oder weniger nur hindurchführt, müssen neue Wärmenetze gebaut werden. Insgesamt handelt es sich um neun Bezirke, die unter diese Kategorie fallen:

1. Hedelfingen: Stadtteile Hedelfingen und Rohracker
2. Obertürkheim: Stadtteile Obertürkheim und Uhlbach
3. Wangen: Wohnbebauung in Ergänzung zur Fernwärme in den Gewerbegebieten (siehe Anmerkung unterhalb der Aufzählung)
4. Untertürkheim: Alle Stadtteile in Ergänzung zum Mercedes-Benz-Werk (Ausnahme: Stadtteil Rotenberg)
5. Zuffenhausen: Alle Stadtteile; Integration des Wärmenetzes der Fa. Porsche
6. Feuerbach: Alle Stadtteile außer dem kleinen Fernwärmegebiet im Osten; Integration des Wärmenetzes der Fa. Bosch
7. Botnang: Gesamter Stadtbezirk unter Berücksichtigung der Höhenunterschiede; Integration vorhandener Nahwärmeinseln im Bereich der Hochhäuser und ggf. weiterer Netze
8. Weilimdorf: Alle Stadtteile im Stadtbezirk
9. Stammheim: Beide Stadtteile Mitte und Süd

Der Blick auf die digitale interaktive Karte des Stuttgarter Wärmeplans zeigt, dass der Anteil der Fernwärme in Wangen, die sich derzeit noch auf die Gewerbegebiete beschränkt, geschätzt bei vielleicht 25 % bis 30 % liegt. Aus diesem Grund ist es in diesem Stadtbezirk vielleicht auch eine Option, das Fernwärmenetz auf die Wohnbebauung auszudehnen.

Die neuen Netze müssen durch Transportleitungen mit den Energiezentralen entlang des Neckars verbunden werden, zu denen sie die geringste Entfernung aufweisen, beziehungsweise von denen die Trassenführung in Abhängigkeit der lokalen Randbedingungen am einfachsten realisiert werden kann. Wie eine Lösung für einen Bezirk, der weiter außerhalb liegt, aussehen kann, soll anhand des Beispiels Stuttgart-Botnang etwas genauer beschrieben werden.

7.5.4 Anbindung der Stadtbezirke mit größerer Entfernung zum Neckar

Eine Lösungsmöglichkeit für die Einbindung des Stadtbezirks Botnang in den Wärmeverbund Nord besteht durch den Bau einer Transportleitung, die auf einer geeigneten Trasse quer durch Feuerbach verläuft und anschließend durch das Feuerbacher Tal bis zur nordöstlichen Ecke des Siedlungsgebiets von Botnang führt.

Um den Rohrdurchmesser dieser Leitung zu begrenzen, ist es sinnvoll, sie so zu dimensionieren, dass sie die Grundlast und die Mittellast übertragen kann. Die bei tiefen Außentemperaturen bereitzustellende Spitzenlast (rund 45 MW) kann ergänzend dazu in einer am Ortsrand befindlichen kleinen Heizzentrale erzeugt werden, die einen oder zwei Elektrokessel und einen ausreichend großen thermischen Speicher enthält.

Diese Vorgehensweise bietet sich auch für die anderen vom Neckar weiter entfernten Stadtbezirke wie Weilimdorf, Stammheim und Feuerbach an.

7.6 Einzelversorgung mit dezentralen Wärmepumpen

Das Szenario zur Wärmeversorgung im Verbundgebiet Nord wurde in den vorangegangenen Abschnitten von Kapitel 7 aus dem Blickwinkel des flächendeckenden Ausbaus von Wärmenetzen beschrieben. Dabei ist der zugrunde gelegte maximale Anschlussgrad von 97 % ein erster Hinweis darauf, dass ein Teil der Häuser auch nach Realisierung der Wärmenetze dezentral beheizt werden

wird. Umgerechnet in absoluten Wärmeverbrauch bedeutet der Wert von 97 %, dass zum Ende des Analysezeitraums ungefähr 100 GWh Wärme über Einzelwärmepumpen bereitgestellt werden (siehe Abbildung 9).

Angesichts der Topografie und der räumlichen Gliederung der Stadt sind mindestens zwei Teilbereiche des Siedlungsgebiets genauer zu betrachten, wenn es um die Zonierung, das heißt die Einteilung in Gebiete für Wärmenetze oder Einzelversorgung geht:

1. Die Halbhöhenlagen der Stadtbezirke Ost, Süd, West und Nord wo die auftretenden Höhenunterschiede zum Teil mit erheblichen Steigungen einhergehen.
2. Stadtteile die einerseits sehr klein sind und andererseits eine relativ große Entfernung sowie einen Höhenunterschied zum räumlich zusammenhängenden Kerngebiet des Bezirks aufweisen. Als Beispiele seien hier stellvertretend genannt: Frauenkopf (Bezirk Stuttgart-Ost), Rotenberg (Bezirk Untertürkheim) und Lederberg (Bezirk Hedelfingen).

Im Zuge der Überarbeitung des Stuttgarter Wärmeplans müssen alle Teilgebiete, die in die beiden oben beschriebenen Kategorien fallen, abgegrenzt und gekennzeichnet werden. Im weiteren Verlauf empfiehlt es sich, die dabei identifizierten Quartiere gemäß Leitfaden Wärmeplanung zunächst als Prüfgebiet zu kennzeichnen (Dr. Ortner, et al., 2024 S. 79). Auf der Grundlage detaillierter Untersuchungen, mit denen die Kriterien für die Zonierung verfeinert werden, kann schließlich die endgültige Zuordnung zu den Kategorien Wärmenetzgebiet oder Gebiet für Einzelversorgung erfolgen.

Wie hoch am Ende der Anteil der Gebiete für Einzelversorgung sein wird, kann im Rahmen der vorliegenden Skizze nicht quantifiziert werden. Aus diesem Grund bildet eine Schätzung die Grundlage. Bezogen auf den Gesamtwärmebedarf, der im Verbundgebiet zum Ende des Analysezeitraums 3.200 GWh pro Jahr beträgt, werden vielleicht 300 bis 400 GWh/a nach erfolgter Transformation mit dezentralen Wärmepumpen versorgt werden. Das entspricht einem Anteil von knapp 10 % bis nahezu 13 %. Genauere Zahlen können nur mit Hilfe einer tiefergehenden Analyse im Rahmen zusätzlicher Planung ermittelt werden.

Die Auswirkungen des geschätzten Anteils der Einzel-Wärmepumpen auf die Wärmenachfrage im Einzugsbereich der Wärmenetze, auf die Dimensionierung der Wärmeerzeuger und die Trassenlänge der Netze sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Einfluss des Anteils der Einzelwärmepumpen auf die Parameter der Wärmenetze

Parameter	Variante Vorrang Wärmenetze	Variante Wärmenetze und Einzel-WP
Wärmebedarf 2045 im Einzugsbereich der Wärmenetze (Nutzenergie)	3.200 GWh/a	2.900 GWh/a
Leistung Großwärmepumpen im Verbund	450 MW	410 MW
Mittlere Wärmelieferung Großwärmepumpen	1.700 GWh/a	1.550 GWh/a
Leistung Elektrokessel im Verbund	1.200 MW	1.100 MW
Trassenlänge Wärmenetze	2.000 km	1.700 – 1.800 km

7.7 Fazit

Das theoretische Potenzial der Flusswärme aus dem Neckar und der Abwärme aus dem Großklärwerk beträgt in der Summe gemäß Beschreibung in Kapitel 6 rund 7.100 GWh pro Jahr (siehe Abbildung 6).

Davon wird höchstens ein Viertel benötigt, um im Wärmeverbund Nord die Grundlast über Großwärmepumpen zu erzeugen. Wie die Erfahrungen in Dänemark zeigen, würde damit die Hälfte des Wärmebedarfs in den 17 Bezirken, die zum Verbund gehören, gedeckt.

Da anzunehmen ist, dass aufgrund der lokalen Randbedingungen auch ein kleiner Teil der Wärmenachfrage über Einzelwärmepumpen bereitgestellt wird, reduziert sich die erforderliche Nutzung des theoretischen Potenzials im Vergleich zum oben genannten Anteil sogar noch etwas (siehe Tabelle 5).

8 Schlussbemerkung

Die vorliegende Skizze zur Wärmeversorgung von 17 Bezirken im nördlichen Teil von Stuttgart, unterhalb der Filderebene mit ihren sechs Bezirken, ist der erste Schritt zur Entwicklung eines Konzepts, das auf der Nutzung von Flusswärme und von Abwärme aus dem Großklärwerk im großen Maßstab aufbaut und deshalb konsequenterweise die Wärmeverteilung über Wärmenetze in den Mittelpunkt rückt. Ausgehend von den im Szenario zur klimaneutralen Wärmeversorgung dargestellten quantitativen Zusammenhängen, können nun weitere Analyse- und Planungsschritte abgeleitet werden.

Die vorliegende Ausarbeitung ist deshalb nicht der Schlusspunkt der Planung, sondern vielmehr der Beginn und der Ausgangspunkt weiterer Überlegungen und Untersuchungen. Eine naheliegende Möglichkeit dazu bietet die vom Amt für Umweltschutz angekündigte Überarbeitung des Stuttgarter Wärmeplans vom Dezember 2023.

9 Anhang

9.1 Quellen; Literaturverzeichnis

Böhnisch, Helmut, et al. 2022. *ANSWER Kommunal - Entwicklung eines standardisierten Analyse- und Ergebnisrasters für Wärmepläne zur Umsetzung der Energiewende im kommunalen Bereich.*

Karlsruhe : KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg, 2022. BMWK
Förderkennzeichen: 03ET4050A.

DEA. 2025. *Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation; version number 0016.* Kopenhagen : Danish Energy Agency, 2025. ISBN 978-87-94447-08-9.

DEA. 2024 - 2025. *Technology Data - Energy Storage; version number 0010.* Kopenhagen : Danish Energy Agency, 2024 - 2025. ISBN 978-87-94447-11-9.

Dr. Ortner, Sara, et al. 2024. *Leitfaden Wärmeplanung - Empfehlungen zur methodischen Vorgehensweise für Kommunen und andere Planungsverantwortliche.* Heidelberg, Freiburg, Stuttgart, Berlin : Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (KWW), 2024. BMWK; BMWSB.

Dr. Peters, Max und Steidle, Thomas, Böhnisch, Helmut. 2020. *Kommunale Wärmeplanung - Handlungsleitfaden.* Stuttgart : Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2020.

Duedahl, Morten Jordt. 2026. *Large-scale Heat Pumps - The ABC of Electrified District heating. HOTCOOL.* Danish Board of District Heating (DBDH), 2026, No. 1.

Fraunhofer-ISI, Consentec und ConGas. 2025. *Methodik und Eingangsparameter für die Durchführung eines quantitativen Wirtschaftlichkeitsvergleichs im Rahmen der Wärmeplanung. dena-Webinare.* Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2025, Bd. 01. April 2025, Webinar Nummer: 2733 037 4119.

Nielsen, Claus, Decorvet, Raymond und Mølbak, Tommy. 2025. *Seawater Heat Pump - First operational Experience from a Mega project in Esbjerg, DK. HOTCOOL.* Danish Board of District Heating (DBDH), 2025, No. 4.

Seidel, Christian und Ostermann, Lars. 2024. *Grüne Nah- und Fernwärme aus Fließgewässern - Untersuchung für die 80 Großstädte in Deutschland.* Braunschweig : Technische Universität Braunschweig; Institut für Statik und Dynamik, 2024.

Sørensen, Per Alex, et al. 2023. *Design and Construction of the Pit Thermyl Energy Storage in Høje Taastrup.* Aarhus : PlanEnergi, 2023.

Stobbe, Morten und Enevoldsen, Jens. 2026. *Electrification, Flexibility and Thermal Storage. HOTCOOL.* Danish Board of District Heating (DBDH), 2026, No. 1.

Wärmeplan. 2023. *Bericht zur kommunalen Wärmeplanung der Landeshauptstadt Stuttgart - Dezember 2023.* Stuttgart : Landeshauptstadt Stuttgart; Amt für Umweltschutz, Energieabteilung, 2023.

Wenterodt, Tammo. 2023. *Klimaneutrale Fernwärme im Stadtgebiet der Landeshauptstadt Stuttgart - Entwurf 21. März 2023.* Hamburg : Ramboll, 2023.

9.2 Informationen zur Person des Autors

1982 – 1991: Windenergieforschung (Uni Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt)

1991 – 2007: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung; Fachgebiet Systemanalyse



2007 – 2020: Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW)

- Leiter des Bereichs Wärmenetze, ab 2015 Leiter des Kompetenzzentrums Wärmenetze
- 2017/2018 Mitbegründer des Deutsch-Dänischen Dialogs Wärmenetze in Baden-Württemberg
- Ab Januar 2018 Projektkoordinator des Forschungsprojekts ANSWER-Kommunal (Thema: Kommunale Wärmeplanung)
- 2019 – 07/2020 Projektleiter für den Leitfaden Kommunale Wärmeplanung im Auftrag des Umweltministeriums Baden-Württemberg
- 09/2020 – 06/2022: Freier Mitarbeiter bei KEA-BW

Seit 1978 Einwohner von Stuttgart.