

Stadtwerke Heidelberg

Sachstandszwischen- bericht zur Grünen Fernwärmeversorgung in Heidelberg

Potentialanalyse zur Transformation des Fernwärmenetzes

Analyse im Auftrag der Stadtwerke Heidelberg Energie GmbH Autor:
Klaus Holler, EEB ENERKO Energiewirtschaftliche Beratung GmbH
12.10.2021

Sachstandszwischenbericht zur Grünen Wärme in Heidelberg

Inhalt

1	Einleitung.....	2
1.1	Vorbemerkungen zu Anlass und Systematik	2
1.2	Beschreibung aktueller Politischer Rahmenbedingungen	5
1.3	Beschreibung der IST-Situation	7
2	Potenzialanalyse	10
2.1	Begriffsdefinition Potenzial und Technologie-Übersicht.....	10
2.2	Biomasse.....	13
2.2.1	Potenziale für die Biomasse-Nutzung	13
2.2.2	Nutzung von Biomasse in der Fernwärme Heidelberg.....	15
2.2.3	Ausbau der Biomasse-Nutzung in der Fernwärme Heidelberg	16
2.3	Umweltwärme.....	18
2.3.1	Potenziale für die Nutzung von Umweltwärme.....	18
2.3.2	Nutzung von Umweltwärme in der Fernwärme Heidelberg.....	19
2.3.3	Ausbau der Nutzung von Umweltwärme in der Fernwärme Heidelberg	21
2.3.4	Flusswärmepumpe im Bereich des Neckar (Grundlast/Mittellast in Winter und Übergangszeit).....	23
2.4	Abwärme	26
2.4.1	Potenziale für die Nutzung von Abwärme	26
2.4.2	Nutzung von Abwärme in der Fernwärme Heidelberg	27
2.4.3	Ausbau der Abwärme-Nutzung in der Fernwärme Heidelberg	28
2.5	Geothermie.....	30
2.5.1	Potenziale für die Nutzung von Geothermie.....	30
2.5.2	Nutzung von Geothermie in der Fernwärme Heidelberg.....	31
2.5.3	Ausbau der Nutzung von Geothermie in der Fernwärme Heidelberg	32
2.6	Solarthermie	34
2.6.1	Überblick.....	34
2.6.2	Nutzung von Solarthermie in der Fernwärme Heidelberg	34
2.6.3	Ausbau der Solarthermie-Nutzung in der Fernwärme Heidelberg	34
2.7	Spitzenlastdeckung durch (grünes) Gas	36
2.7.1	Spitzenlastdeckung in Heidelberg	36
2.7.2	Spitzenlastdeckung in Mannheim.....	36
2.8	Einsatz von erdgasgefeuerten KWK-Anlagen.....	37
2.8.1	Erdgas-KWK.....	37
2.8.2	Nutzung von Erdgas-KWK in der Fernwärme Heidelberg.....	38
2.8.3	Ausbau von Erdgas-KWK in der Fernwärme Heidelberg	38
2.9	Herausforderung: Zusammenführung Potenziale und Lastgang	39
3	Fernwärme Temperaturniveaus	43
3.1	Historische Entwicklung und Temperaturniveaus der Netze	43
3.2	Betrieb von Wärmenetzen mit abgesenkten Vorlauftemperaturen	44
4	Transformation der Fernwärme.....	46
4.1	Transformation der Fernwärme in Mannheim	47
4.2	Transformation der Fernwärme in Heidelberg	48
4.3	Weiterer Ausblick	50

1 Einleitung

1.1 Vorbemerkungen zu Anlass und Systematik

Die Stadt Heidelberg hat sich im Rahmen ihres „30-Punkte-Aktionsplans für mehr Klimaschutz“ vom 22.11.2019 Ziele für die Transformation der Fernwärme, von der konventionellen, kohlebasierten Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung hin zu einer „Grünen Fernwärme“, gesteckt:

- Grüne Wärme: bis 2020 für alle Fernwärme-Kundinnen und -Kunden 50 Prozent „grüne“, CO₂-neutrale Wärme
- bis 2025 Erzeugung von 1/3 der Fernwärme in Heidelberg
- Gestaltung der Fernwärme bis 2030 weitgehend CO₂-neutral
- ab 2030 kein Fernwärme-Bezug aus Steinkohle

Vor dem Hintergrund dieser selbstgesteckten Ziele der Stadt Heidelberg beschreibt das vorliegende Papier den Sachstand der Fernwärmeversorgung in Heidelberg auf diesem Transformationspfad.

Hierzu werden, ausgehend von der Entwicklung der Fernwärmeversorgung in Heidelberg und Grundsatzbetrachtungen zu den Potenzialen regenerativer Energiequellen für die Fernwärmeerzeugung, die in den letzten 10 Jahren bereits vollzogenen Transformationsschritte, sowie die aktuell in der Realisierung befindlichen und die für die nahe Zukunft bis 2030 anvisierten Projekte, mit ihren wesentlichen Eckdaten und Beiträgen auf dem Entwicklungspfad zu einer „grünen“ Fernwärmeversorgung in Heidelberg dargestellt.

Im Sinne eines Monitorings schließt sich an diese Projektdarstellungen eine Auswertung der bereits vollzogenen und der zurzeit verfolgten Schritte an. Diese Auswertung erfolgt im Sinne einer Überprüfung, inwieweit mit den gewählten bzw. verfolgten Schritten, Maßnahmen und Projekten, die Transformation hin zu einer möglichst vollständig grünen Fernwärme bereits umgesetzt ist, bis zu welchem Grade und in welchem Zeitraum sie bis 2030 umgesetzt werden kann und welche Lücken ggf. durch additive Wärmequellen auch nach 2030 noch zu schließen sein werden.

Das verfolgte Ziel der möglichst vollständigen grünen Fernwärme ist sehr ehrgeizig. Über Jahrzehnte erfolgte die Fernwärmeversorgung im Fernwärmeverbund mit Mannheim vor allem mit den Grundlast-Systemen und Erzeugungsanlagen der MVV und des Großkraftwerks (GKM) in Mannheim und ergänzend mit den Reserve- und Spitzenkesselanlagen der Stadtwerke Heidelberg. In diesem gemeinsamen regionalen Fernwärmesystem konnten so Synergien hinsichtlich zu installierender Wärmeleistungen und Auslastung von Erzeugungsanlagen gehoben werden und der Aufbau von Überkapazitäten vermieden werden.

Vor diesem Hintergrund scheint es nur sinnvoll und konsequent, wenn die Transformation hin zu einer grünen Fernwärme nicht nur isoliert für Heidelberg betrachtet wird, sondern regional gedacht und in Kooperation mit den bewährten Fernwärmepartnern umgesetzt wird. Insofern sind die in diesem Sachstandsbericht genannten Bausteine einer grünen Fernwärme sowohl Projekte zur Umsetzung am Standort Heidelberg als auch Projekte, die voraussichtlich bevorzugt am Standort Mannheim und der Region umgesetzt werden können und sollen – dabei aber zum Nutzen des gesamten Fernwärme-Systems beitragen werden.

Das erste und sehr wichtige Projekt für die grüne Fernwärme am Standort Mannheim war die Erschließung der Abwärme aus der Abfallverwertung der MVV auf der Friesenheimer Insel durch die Nachrüstung der Heißwasser-Erzeugung und den Bau eines Rhein-Dükers in 2019. Die Stadtwerke Heidelberg können seit 2020 rd. 30 % ihres Bezugs aus Mannheim aus dieser grünen Fernwärme-Erzeugung zur Nutzung für die Fernwärme in Heidelberg beziehen. Diese Mengen verdrängen somit den Bezug aus dem GKM.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber Stadtwerke Heidelberg wird, in Anlehnung an den Wärmenutzungs-Anteil dieses Mannheimer Projekts, im Folgenden für alle vorgestellten Mannheimer

Projekte, für die grüne Fernwärme zur Nutzung für die Fernwärme in Heidelberg als Berechnungsbasis ebenfalls ein möglicher Nutzungsanteil von 30 %, bezogen auf die Gesamtleistung bzw. das jährliche Wärmepotenzial der Projekte unterstellt. Ein Anteil in dieser Größenordnung wird von SWH grundsätzlich angestrebt werden.

Darüber hinaus werden im Folgenden Leistungs- und Mengenanteile grüner Fernwärme an der Fernwärme-Erzeugung mit diesem Hintergrund verwendet:

- 1) In der Fernwärme-Erzeugung muss zwischen den verschiedenen Lastbereichen der Fernwärme-Erzeugung – Grundlast, Mittellast und Spitzenlast – unterschieden werden. Je nach Lastverhältnissen und Abnahmestruktur sind die Grenzen fließend, liegen aber i.d.R. in folgenden Größenordnungen:
 - a. Grundlastwärme ganzjährig nahezu konstant; Einsatzzeit bis zu 8.760 h/a; nur 10 % bis 20% der Wärmeleistung aber 35 % bis 45 % der jährlichen Wärmemenge
 - b. Mittellast mit überwiegendem Betrieb im Winterhalbjahr; Einsatzzeit maximal 5.000 h/a, 40 % bis 50 % der Wärmeleistung und 50 % bis 65 % der jährlichen Wärmemenge
 - c. Spitzenlast mit Betrieb nur für Spitzen und Reserve, Einsatzzeit weniger als 100 h/a bis zu 1.500 h/a, 35 % bis 50 % der Wärmeleistung und 2 % bis 15 % der jährlichen Wärmemenge.
- 2) Die Verhältnisse der Grundlast, Mittel- und Spitzenlast in der Heidelberger Fernwärme werden in Abbildung 1 anhand eines für die Lastverhältnisse in Heidelberg typischen Lastgangprofils dargestellt.
- 3) Auf die Einteilung zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlast gem. Abbildung 1, beziehen sich alle im Folgenden vorgenommenen qualitativen und quantitativen Einstufungen der grünen Fernwärme-Technologien bzw. Maßnahmen.
- 4) Die Struktur der Fernwärme-Lastgänge wird sich langfristig mit zunehmendem Anteil sanierter Gebäude bzw. Neubaugebiete verändern: die Lastüberhöhung im Winterhalbjahr wird zurückgehen und der Anteil der Sommergrundlast für Trinkwarmwasser am Gesamtbedarf zunehmen. Die Effekte aus dem mit Abstand größten Neubauquartier in Heidelberg – der Bahnstadt – sind in den hier zugrunde gelegten Lastgängen bereits enthalten. Weitere Lastgang-Veränderungen aus künftigen Neubau- und Konversionsgebieten werden sich allmählich über die nächsten Jahre einstellen und zudem überlagert mit den Zuwachs-Effekten aus Fernwärme-Ausbau und -Verdichtung. Im Rahmen des Monitorings zur Transformation der Fernwärme sollten diese Lastgang-Einflüsse seitens der Stadtwerke Heidelberg durch periodische Aktualisierung der zugrunde gelegten Lastgang-Struktur berücksichtigt werden. Eine Vertiefung dieser Aspekte wird als Aufgabenstellung in die kommunale Wärmeplanung einfließen, die Ende Herbst 2021 durch die Stadt vergeben wird und bis 2023 abgeschlossen sein soll.
- 5) Die folgende Tabelle zeigt eine beispielhafte Maßnahmeneinstufung:

Für die Einzelmaßnahmen werden aufgeführt:

 - die erwartete bzw. angestrebte Fernwärme-Leistung
 - die bevorzugte Fahrweise/Einsatzbereich in Grund-/Mittel- oder Spitzenlast
 - das erreichbare Vorlauftemperaturniveau
 - der angestrebte Anteil an der gesamten Fernwärme-Deckung (Jahresmenge)

Für die Summe der Einzelmaßnahmen werden angegeben:

 - die Gesamtleistung und der Gesamtanteil an der Fernwärme-Deckung
 - die jeweiligen Anteile an der Deckung der Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast;

die Summe dieser Anteile ist i.d.R. größer als der Gesamtanteil der Maßnahmen an der FW-Deckung und nicht mit diesem gleichzusetzen.

Beispielhafte Maßnahmentabelle

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme-Leistung	Fahrweise (Grund-/Mittel-/Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
Holzheizkraftwerk	Landschaftspflegeholz	10 MW	Grundlast	90-120 °C	14%
Biomethan KWK-Anlagen	Biomethan	3,3 MW	Grund-/Mittellast	90-105°C	6% ¹
Summe	--	13,3 MW	Grundlast	11 %	20%
			Mittellast	8 %	
			Spitzenlast	0%	

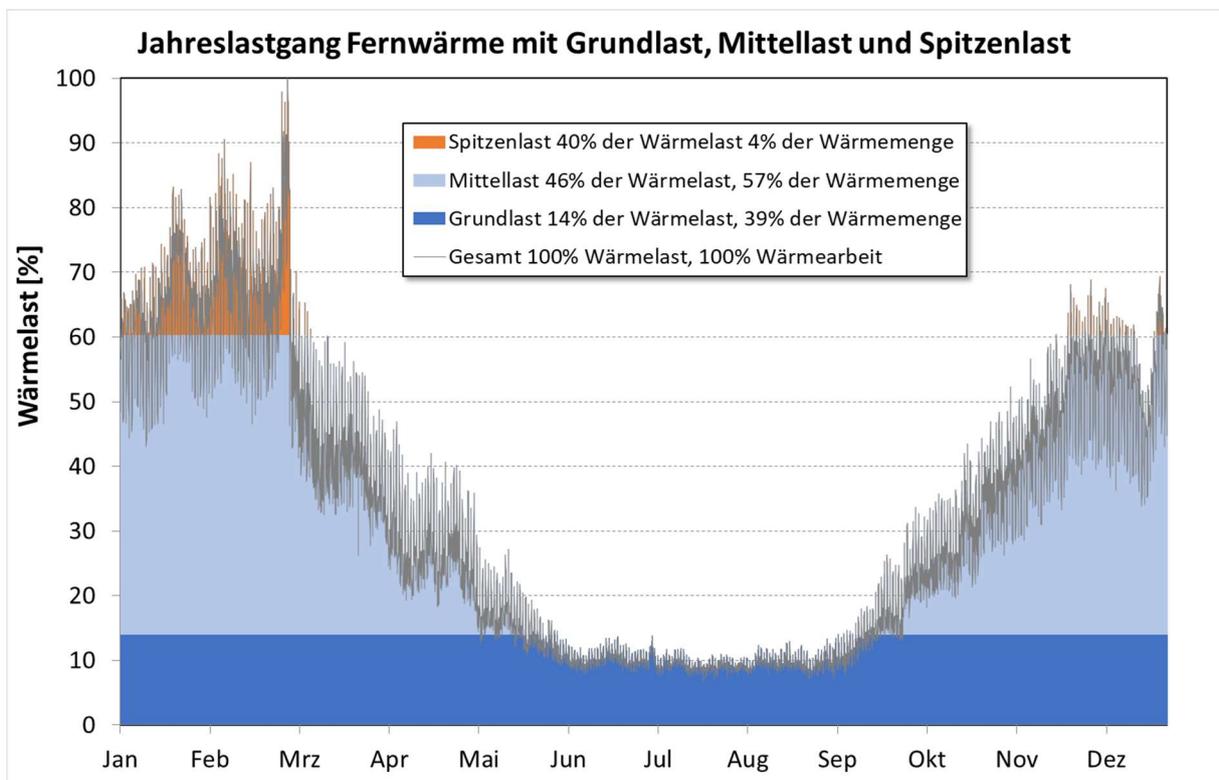


Abbildung 1: Jahreslastgang Fernwärme mit typischen Lastbereichen für Heidelberg (Istzustand)

¹ Die Prozentzahlen beziehen sich auf das Entscheidungsjahr zur Realisierung der Maßnahme. Für die Biomethan KWK-Anlagen ist dies das Jahr 2012

1.2 Beschreibung aktueller Politischer Rahmenbedingungen

Die aktuellen politischen Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft sind geprägt durch eine Vielzahl von Gesetzesinitiativen und Verordnungen. Dadurch soll ein erster ordnungsrechtlicher und förderrechtlicher Rahmen hin zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung, sowohl in Deutschland als auch in der Europäischen Union, bis zum Jahr 2050 geschaffen werden. Vieles ist noch unvollständig – auch hinsichtlich der Wirkungsanalysen noch nicht ganzheitlich durchdacht – und erfahrungsgemäß wird der Gesetzgeber in den kommenden Monaten und Jahren zahlreiche Novellierungen vornehmen.

Die Ziele der alten Bundesregierung eine Klimaneutralität bis 2045 zu realisieren, wären noch zu konkretisieren. Diese werden aber vermutlich durch eine neue Bundesregierung neu formuliert und mit Umsetzungsmaßnahmen zu konkretisieren sein.

Aus heutiger Sicht zeichnen sich aber folgende Zusammenhänge ab:

- **Kohleausstiegsgesetz:**
Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland.
Die derzeit gesetzlich aufgezeigte stufenweise Stilllegung der einzelnen Blöcke im GKM bis hin zur Stilllegung Block 9 voraussichtlich in 2033 wird sich voraussichtlich nochmals beschleunigen und bis Ende 2030 vollzogen werden.
Eine Reservevorhaltung einzelner Blöcke zur Sicherung der Stromversorgung im Übertragungsnetz TransNetBW ist zu erwarten, für die Fernwärmeversorgung stehen die Anlagen jedoch dann nicht mehr zur Verfügung.
- **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG):**
Mit dem BEHG wird die Einpreisung von CO₂-Kosten in den Gas- und Heizölpreis bei dezentralem Einsatz dieser Energieträger in kleinen Feuerungen und in Verbrennungsmotoren (PKW/LKW) umgesetzt. Die CO₂-Preisansätze sind gesetzlich fixiert auf 25 €/t für 2021 und steigen gestaffelt bis 2025 auf 55 €/t. Für den Gaspreis bedeutet dies eine Preissteigerung um 0,455 ct/kWh in 2021 bis 1,01 ct/kWh in 2025. Der Heizölpreis steigt um 7,9 ct/ltr in 2021 bis 17,4 ct/ltr in 2025.
Mittelfristig wird eine Angleichung des CO₂-Preis-Niveaus im EU-Emissionshandel und im deutschen Emissionshandel gem. BEHG erwartet. Die CO₂-Kostensteigerung wird sich daher auch auf die Fernwärmepreise auswirken.
- **Investitionsförderprogramm „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ (BEW):**
Dieses Förderprogramm für effiziente Wärmenetze auf Bundesebene soll die Förderung „Wärmenetze 4.0“ der vergangenen Jahre ablösen, fortschreiben und erweitern.
Verfolgt und forciert sollen die Modernisierung bestehender Wärmenetze und der Aufbau neuer Wärmenetze in Verbindung mit innovativen Erzeugungskonzepten und Transformationsplänen werden.
Ein erster Entwurf der Förderrichtlinie wurde vom BMWi Mitte Juli 2021 veröffentlicht und befindet sich in der Verbändeanhörung. Mit Inkrafttreten der Richtlinie wird im letzten Quartal 2021 gerechnet.
Gefördert werden sollen Transformationspläne und Machbarkeitsstudien und Investitionen für Solarthermieranlagen, Tiefengeothermie, Biomasseanlagen, Wärmepumpen sowie die Einbindung von Abwärme. Darüber hinaus sind Betriebskostenförderungen für Solarthermieranlagen und Wärmepumpen vorgesehen.
Auf Kritik seitens der Verbände stoßen insbesondere die kurze Laufzeit des Programms von nur 6 Jahren und das, im Vergleich zu den bundesweit im Wärmemarkt erforderlichen Transformationsinvestitionen, niedrige jährliche Fördervolumen. Mit Inkrafttreten der Richtlinie muss die Energiekonzeption 2020/2030 und der vorliegende Zwischenbericht der Stadtwerke weiterentwickelt und konkretisiert werden.

- Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG):**
 Zum Jahresbeginn 2021 ist die neue Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) in Kraft getreten. Sie ersetzt die bestehenden Programme zur Förderung von Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien im Gebäudebereich – darunter das CO₂ Gebäudesanierungsprogramm (Programme Energieeffizient Bauen und Sanieren), das Programm zur Heizungsoptimierung (HZO), das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) und das Marktanzreizprogramm zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP). Im Rahmen des Programms werden sowohl Effizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle selbst, als auch der Anschluss an ein Wärmenetz gefördert, sofern dieses zu mindestens 25 % aus erneuerbaren Energieträgern (EE) gespeist wird. Das Heidelberger Fernwärmenetz erfüllt diese Anforderungen und kann bereits heute dazu beitragen weitere Energieeinsparungen im Gebäudebestand in Heidelberg zu fördern. Wenn der Anteil der EE an der Fernwärme bei mindestens 55 % liegt, wird die Förderung der Effizienzmaßnahmen nach dem BEG um 10 % und die Förderung der Wärmeübergabestation um 5 % erhöht. Es ist daher zielführend, den Ausbau des Anteils der EE in der Heidelberger Fernwärme zügig auf mindestens 55 % zu erhöhen.
- Novellierung des Landes Klimaschutzgesetzes – Kommunale Wärmeplanung**
 In der Novellierung wird die Erstellung kommunaler Wärmepläne in allen größeren Kommunen in Baden-Württemberg gefordert – erstmalig bis Ende 2023 und danach im siebenjährigen Rhythmus. Ziel der Wärmepläne ist es, ausgehend von der Bestandserhebung der Wärmeversorgung auf Gemeindeebene, die Identifizierung von Potenzialen zur Senkung des Wärmebedarfs durch Steigerung der Gebäudeenergieeffizienz und zur klimaneutralen Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien, Abwärme und Kraft-Wärme-Kopplung. Verbunden damit ist die Aufstellung von klimaneutralen Szenarien für das Jahr 2050 mit Zwischenzielen für das Jahr 2030, sowie die Benennung von konkreten Maßnahmen, die im Fünf-Jahres-Rhythmus umgesetzt und den Weg zur klimaneutralen Wärmeversorgung bereiten sollen. Ein umfangreicher und detaillierter „Leitfaden kommunale Wärmeplanung“ wurde vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft mit Unterstützung der KEA bereits erstellt und veröffentlicht².
 Die kommunalen Wärmepläne können – einerseits aufgrund der gesetzlichen Verpflichtung sämtlicher Beteiligter zur Bereitstellung von Daten für die Bestandsaufnahme, andererseits aufgrund der vorgesehenen stetigen Fortschreibung – zu einem guten Planungswerkzeug zur Verwirklichung der klimaneutralen Wärmeversorgung werden.
 Die Stadtwerke Heidelberg werden die Stadt in der Erstellung der Wärmeplanung mit Daten, Know-How, Maßnahmenvorschlägen und Szenarien – nicht nur im Bereich der Fernwärmeversorgung – vollumfänglich unterstützen, um die kommunale Wärmeplanung zu einem Erfolgsmodell für den Heidelberger Weg zur klimaneutralen Wärmeversorgung zu gestalten.
- 30-Punkte-Klimaschutzaktionsplan:**
 Der vom Gemeinderat im November 2019 beschlossene Klimaschutzaktionsplan definiert im Rahmen des *Masterplans 100 % Klimaschutz* in 10 Handlungsfeldern insgesamt 30 konkrete Punkte auf dem Weg zur Klimaneutralität. Ziel des *Heidelberger Masterplans 100 % Klimaschutz* ist eine Reduzierung des Endenergieverbrauchs um mindestens 50 % und der CO₂-Emissionen um 95 %. Im Rahmen dieses Aktionsplans haben sich auch die Stadtwerke Heidelberg zu konkreten Aktionen verpflichtet, die u.a. die Entwicklung der Fernwärmeversorgung in Heidelberg hin zur Klimaneutralität positiv beeinflussen.

² <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/publikationen/publikation/did/handlungsleitfaden-kommunale-waermeplanung/>

- **Beschluss des BVerG-Beschluss zum Klimaschutz**

Das Bundesklimaschutzgesetz dient dem Zweck die nationalen Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben zum Schutz vor den Auswirkungen des weltweiten Klimawandels zu erfüllen. Verfassungsbeschwerden gegen das Bundesklimaschutzgesetz, welche weitere Maßnahmen zur Treibhausgas-Reduktion forderten, lagen dem Bundesverfassungsgericht vor. Dieses kam zu dem Ergebnis, dass bereits getroffene Regelungen zur Emissionsminderung, vor dem Hintergrund zukünftiger Freiheitsbelastungen / -einschränkungen, aus heutiger Sicht verhältnismäßig sein müssen. Daraus folgt, dass der Gesetzgeber bereits heute Vorkehrungen zur grundrechtsschonenden Bewältigung der nach 2030 drohenden Reduktionslasten schaffen und somit praktisch den Übergang in die Klimaneutralität rechtzeitig einleiten muss. Der Bund wurde daher zur Nachbesserung des Klimaschutzgesetzes bis zum 31.12.2022 aufgefordert. Erste Entwürfe zur Änderung des Bundesklimaschutzgesetzes liegen bereits vor. In den Entwürfen wurden die Zielmarken nachgeschärft und eine Klimaneutralität Deutschlands von 2050 auf 2045 auf Bundesebene vorgezogen. Die neue Landesregierung von Baden-Württemberg hat sich im Koalitionsvertrag das Ziel gesetzt bereits 2040 klimaneutral zu sein.

1.3 Beschreibung der IST-Situation

Die Fernwärmeversorgung in Heidelberg war seit ihren Anfängen in den 1930er-Jahren zur Versorgung des alten Klinikums an der Bergheimer Straße bis zu den 1980er-Jahren durch zahlreiche eigene Erzeugungsstandorte und Inselnetze in der Innenstadt und in Stadtteilen Pfaffengrund, Südstadt/Hasenleiser, Boxberg und Emmertsgrund geprägt.

Mit dem Bau der Fernwärmetransportleitung von Mannheim Mitte der 1980er-Jahre, wurden die Inselnetze zu einem gemeinsamen Fernwärmnetz verbunden und seitdem überwiegend mit Wärme aus dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozess im Großkraftwerk Mannheim (GKM) versorgt.

Mit dem stetigen Ausbau und der Verdichtung der Fernwärme in den bereits fernwärmeversorgten Gebieten, ist der Anteil der Fernwärme am städtischen Wärmemarkt auf heute 47 % angewachsen.

Mit der sicheren und effizienten, aber kohle- /fossilbasierten zentralen Fernwärmeerzeugung im GKM, war die Eigenerzeugung in Heidelberg in den Jahren 1987 bis 2013 auf die Spitzenlasterzeugung an kalten Wintertagen und die Reservebesicherung begrenzt.

Seit mehreren Jahren arbeiten die Stadtwerke Heidelberg mit den Kooperationspartnern MVV aus Mannheim und TWL aus Ludwigshafen daran, die Fernwärmeerzeugung schrittweise auf eine eigene, ökologische Erzeugungsbasis zu stellen und immer grünere Fernwärme zu liefern:

- In 2013 wurde das Holzheizkraftwerk im Pfaffengrund in Betrieb genommen und in 2013/2014 vier Biogas-Blockheizkraftwerke. Seitdem werden rd. 20 % der Heidelberger Fernwärme in Kraft-Wärme-Kopplung, auf Basis von fester Biomasse und Biogas, CO₂-frei in Heidelberg erzeugt.
- Darüber hinaus arbeiten die Stadtwerke Heidelberg mit Partnern aus der Region zusammen, damit die standortbezogenen und unternehmerischen Potenziale für eine Transformation der Fernwärme-Versorgung in der Metropolregion Rhein Neckar bestmöglich genutzt werden. Dazu wurde 2019 die *wärme.netz.werk Rhein-Neckar GmbH* gegründet. Beteiligt sind die MVV Energie, TWL Ludwigshafen und die Stadtwerke Heidelberg. Die MVV Energie hat inzwischen die thermische Abfallverwertung auf der Friesenheimer Insel an ihr Netz angeschlossen.

Seit Frühjahr 2020 beziehen die Stadtwerke Heidelberg Abwärme aus der thermischen Abfallverwertung auf der Friesenheimer Insel in Mannheim. Heidelberg profitiert damit vom regionalen Fernwärmeverbund und von der Zusammenarbeit mit der Nachbarstadt Mannheim: Denn seither ist der Anteil **regenerativer Energien** an der Fernwärme wegen des Bioabfall-Anteils auf **26,5 %** gestiegen. Rechnet man die gesamte genutzte Abwärme hinzu, lag der

Anteil **CO₂-freier, „grüner“ Fernwärme** im Jahresdurchschnitt **2020** bei **45,6 %**, und **2021** wird er im Durchschnitt **50 %** betragen.

- Mit der Fernwärmeversorgung aus dem GKM lag der Primärenergiefaktor der Fernwärme bei 0,75 und der spezifische CO₂-Emissionsfaktor bei 300 gCO₂-Äquivalent/kWh (bei Berechnung gem. Gebäudeenergiegesetz GEG). Innerhalb der letzten 10 Jahre ist der Primärenergiefaktor der Fernwärme dank der CO₂-freien eigenen Erzeugungsanlagen und der Abwärmelieferung aus Mannheim auf 0,31 zurückgegangen und der spezifische CO₂-Emissionsfaktor hat sich auf 157 gCO₂-Äquivalent/kWh nahezu halbiert.
- Der Primärenergiefaktor der dezentralen Öl- und Gasversorgung liegt gem. GEG bei 1,1 und damit um den Faktor 3,5 höher. Die spezifischen Emissionsfaktoren liegen bei ca. 264 gCO₂-Äquivalent/kWh für Erdgas und bei 341 gCO₂-Äquivalent/kWh für Heizöl und damit um mehr als 100 gCO₂-Äquivalent/kWh höher als der Emissionsfaktor der Fernwärme.

Ein weiterer Schritt zur Dekarbonisierung der regionalen Fernwärme soll der Anschluss eines Biomasse-Heizkraftwerks der MVV im Jahr 2024 sein. Ab dann werden **35 % des Fernwärmebezugs aus Mannheim CO₂-neutral** aus der Region gedeckt. Weitere Projekte zur Transformation des regionalen Fernwärmenetzes in Mannheim sind in der Planung.

Parallel arbeiten die Stadtwerke Heidelberg an der weiteren Umsetzung ihrer *Energiekonzeption 2020/2030* in Heidelberg. Bis 2022 wird der Energie- und Zukunftsspeicher für die Öffentlichkeit zugänglich sein. Bis 2023 werden zudem drei innovative Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (iKWK) entstehen. Diese Anlagenkonzepte bestehen jeweils aus einem Blockheizkraftwerk, einer Großwärmepumpe und einem Elektrokessel. **Bis 2025 wird so die Fernwärme-Eigenerzeugung auf rund ein Drittel des Fernwärmebedarfs erhöht – der CO₂-freie Anteil wird dann bei ca. 57 % liegen** (vgl. Abbildung 2).

Bedarfsdeckung Fernwärme SWH – 2020 + 2025

- | | |
|--|--|
| ● 2020 = IST | ● 2025 |
| ● ~ 18-20 % aus eigenen EE- und BHKW-Anlagen | ● ~ 20-25 % aus eigenen EE- und BHKW-Anlagen |
| ● ~ 30 % aus MHKW | ● ~ 30 % aus MHKW |
| ● ~ 50 % aus GKM | ● ~ 5 % aus BMKW |
| ● ~ 2 % weitere Anlagen SWH | ● ~ 42 % aus GKM (max. 110 MW) |
| | ● ~ 1 % weitere Anlagen SWH |

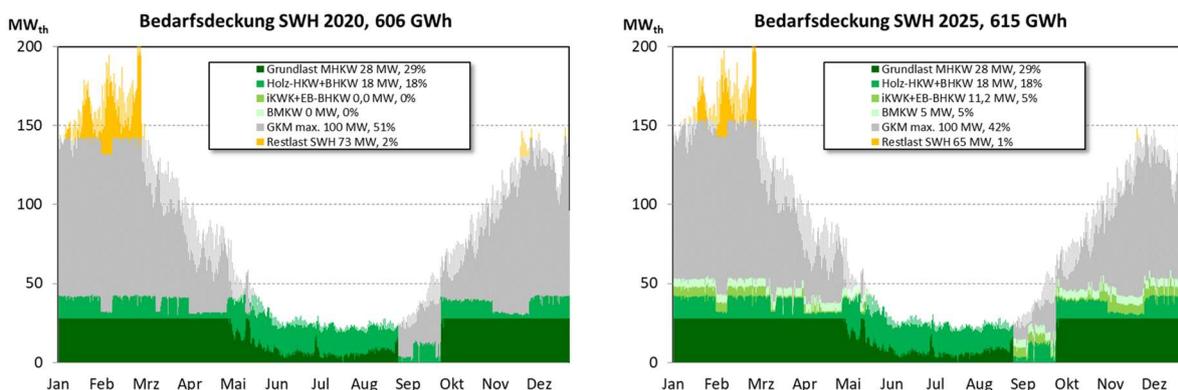


Abbildung 2: Überblick Bedarfsdeckung der Fernwärme Heidelberg 2020 und 2025

Insgesamt liegt damit eine gute Basis für eine weitgehend CO₂-neutrale zukünftige Gestaltung der Heidelberger Fernwärme vor. Weitere Bausteine grüner Wärmeerzeugung müssen das bereits Erreichte ergänzen. Unter anderem wird die zusätzliche Wärme-Erzeugung durch Flusswärmepumpen an Rhein und Neckar, Biomasse-Anlagen oder Tiefengeothermie, sowie die Einbindung dieser Anlagen in das regionale Fernwärmenetz, eine Rolle spielen. Zusammen mit ihren Partnern verfolgen die Stadtwerke Heidelberg dabei das Prinzip, die Investitionen dort einzusetzen, wo sie den bestmöglichen Kosten-Nutzen-Effekt erzielen.

Im Folgenden werden in diesem Bericht in einem ersten Schritt die bereits umgesetzten Transformationsbausteine vorgestellt. Anschließend werden die künftigen Ansätze der Stadtwerke Heidelberg sowie ihrer Partner in der Region mit deren Potenzialen skizziert. Auf der Basis der skizzierten Potentiale wird daraufhin der Transformationspfad bis zum derzeit festgelegten Kohleausstieg 2033 aufgezeigt. Der Bericht zeigt den aktuellen Stand der Überlegungen und Diskussionen auf und ist noch nicht in allen Punkten und Ergebnissen vollständig oder endgültig. In den nächsten Monaten werden die Lösungsansätze konzeptionell weiter geschärft und ergänzt, auch im Hinblick auf die Ausdehnung des Transformationspfades bis 2040/2050. Ziel ist es, diese Lösungsansätze im Rahmen der anstehenden kommunalen Wärmeplanung zu berücksichtigen und ggf. durch weitere Ideen zu ergänzen.

2 Potenzialanalyse

2.1 Begriffsdefinition Potenzial und Technologie-Übersicht

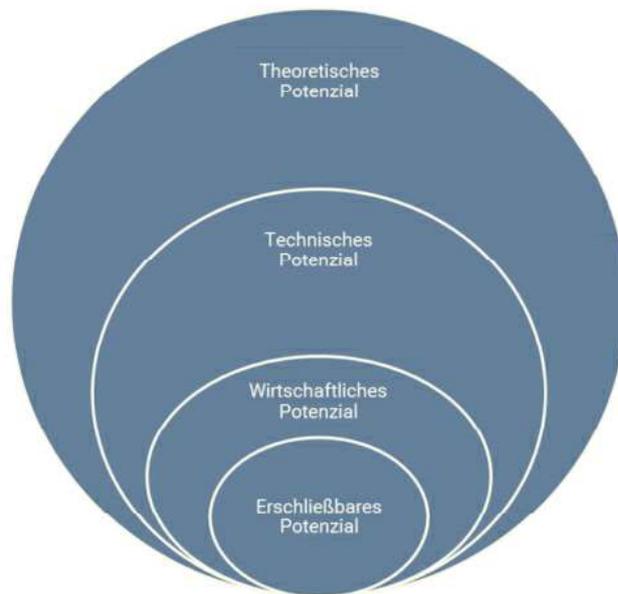


Abbildung 3: Potenzialbegriffe und ihre Schnittmengen [3]

Im Rahmen von Potenzialanalysen für Energiequellen, muss zwischen dem theoretischen, dem technischen, dem wirtschaftlichen und dem erschließbaren Potenzial, unterschieden werden. Die Differenzierung dieser Begriffe ist erforderlich, da das theoretische Potenzial einer Energiequelle in der Praxis nie vollständig erschlossen und in die Nutzung überführt werden kann. Vielmehr sind die technischen, ökologischen, administrativen und wirtschaftlichen Randbedingungen in der Einschätzung der erschließbaren Potenziale zu berücksichtigen. Abbildung 3 zeigt schematisch die Schnittmengen der genannten Potenzialbegriffe.

Die Stadtwerke Heidelberg verwenden in den Potenzialabschätzungen die folgenden Definitionen:

- Das **theoretische Potenzial** bezeichnet die theoretische Obergrenze des zur Verfügung stehenden Energieangebots. Es ergibt sich aus dem physikalischen Angebot der jeweiligen Energiequelle. Es kann in der Regel nur zu einem Teil erschlossen werden, da strukturelle, technische, ökologische und administrative Rahmenbedingungen die Nutzung limitieren.
- Das **technische Potenzial** ergibt sich aus der Betrachtung des theoretischen Potenzials unter Einbeziehung technischer, ökologischer und administrativer Randbedingungen. Technische Restriktionen können sich ergeben aus den verfügbaren Techniken zur Nutzbarmachung, aber auch aus Differenzen zwischen dem Angebotspotenzial und dem Nachfragepotenzial (Gesamtpotenzial, Zeitgleichheit von Verfügbarkeit und Bedarf). Ökologische und administrative Restriktionen resultieren z.B. aus naturschutz- und genehmigungsrechtlichen Randbedingungen.
- Das **wirtschaftliche Potenzial** ist jene Teilmenge des technischen Potenzials, das unter den derzeit existierenden und künftig absehbaren energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ökonomisch rentabel genutzt werden kann.

³ J. Fiukowski et.al. [2016]: „Potenziale Erneuerbarer Energien in Osteutschland“, Renner Lemoine Institut, Berlin,

Das wirtschaftliche Potenzial wird durch die konkurrierenden Energiequellen/Energieträger und die anlegbaren Energieabsatzpreise bestimmt. Hierbei muss gesichert werden, dass die Energiequelle für die beabsichtigte Versorgungsaufgabe über den geplanten Nutzungszeitraum ökonomisch rentabel genutzt werden kann.

- Das **erschließbare Potenzial** umfasst jenen Teil des Potenzials, von dem erwartet werden kann, dass er tatsächlich in die Umsetzung gelangt und in Anspruch genommen wird. Es ist möglich, dass das erschließbare Potenzial größer als das wirtschaftliche Potenzial ist (z.B. aufgrund von Subventionierung). In der Regel ist es jedoch kleiner als das wirtschaftliche Potenzial, beispielsweise aufgrund von limitierten Herstellungskapazitäten.

Im Folgenden werden verschiedene erneuerbare Energiequellen, Umweltwärme und Abwärme mit ihren Potenzialen näher erläutert. Dabei werden in einem ersten Schritt jeweils die technischen Potenziale aufgezeigt. Der Fokus liegt allerdings auf den wirtschaftlichen und erschließbaren Potenzialen, denn diese Potenziale sind es, welche letztendlich in reale Projekte münden und somit zum Klimaschutz beitragen.

Einen Überblick über die Technologien für erneuerbare Wärme bietet die Zusammenstellung in Abbildung 4.

Technologie-Übersicht Erneuerbare Wärme

	Solarthermie 	Erdwärme oberfl. 	Abwasser 	Geothermie 	Biomasse 	Biomethan 	Wasserstoff 	Abwärme 
Typische Leistung (max. Tagesmittel)	skalierbar	skalierbar	< 1 MW pro WT	rd. 30 MW pro Bohrdublette	500 kW-20 MW	<10 MW	Alle KWK Leistungsklassen bis 300 MW (GuD Block)	1..40 MW
Temperatur	20-85 °C	~ 10°C	~8-12 °C	Bis 130 °C	130°C	105°C	Bis 130 °C	30...130°C
Einbindung FW System	Direkt (mit Einschränkung)	Wärmepumpe	Wärmepumpe	Direkt (mit Einschränkung)	Direkt	Direkt	Direkt	Direkt (mit Einschränkung)
Jahresertrag	rd. 175 kWh / m² Fläche	rd. 200 kWh / m² fläche	<3 GWh pro WT	<150 GWh pro Bohrung	< 150 GWh pro Anlage	< 150 GWh pro Anlage	< 1000 GWh pro Anlage	<200 GWh pro Anlage
Flächenertrag pro ha	1.500 MWh	2.000 MWh	-	-	50-100 MWh (KuP)	40-80 (Mais)	400 MWh (PV + Elektrolyse)	-
Restriktionen	Verfügbare Flächen, Sommerlast	Verfügbare Flächen, Regenerierung	Abwasserdurchfluss	Hydrothermale Potenzial, Regenerierung	Holzaufkommen, Flächen, Preis	Naturschutz, Flächen, Preis	EE-Stromangebot, Netzrestriktionen, Genehmigung	Verfügbarkeit, Temperatur, Entfernungen, Laufzeit
Förderinstrumente	KfW EE Premium, iKWK FW 4.0/BEW	KfW EE Premium, iKWK FW 4.0/BEW	FW 4.0, iKWK (Kläranl.), BEW	KfW EE Premium EEG (Stromseitig) iKWK	KfW EE Prem., EEG (strom) FW 4.0 (max 25%)	EEG (Strom), iKWK (nur GMWP) FW 4.0	Noch offen	FW 4.0/BEW, BMWi-Effizienzprogramme

Abbildung 4: Technologie-Übersicht erneuerbare Wärme

2.2 Biomasse

2.2.1 Potenziale für die Biomasse-Nutzung

Hinsichtlich des Einsatzes von Biomasse für die Fernwärme-Erzeugung ist zunächst zu unterscheiden zwischen dem direkten Einsatz fester Biomasse in Feuerungsanlagen und der Aufbereitung von Biomassen in Vergärungsanlagen mit dem Ziel der Biogaserzeugung.

2.2.1.1 Direkter Einsatz fester Biomasse:

Der Einsatz fester Biomassen zur Wärmeerzeugung erfordert die direkte Anbindung an das Fernwärme-System. Damit steht ein begrenztes Einzugsgebiet für die Beschaffung zur Verfügung. Das theoretische Potenzial fester Biomasse umfasst die frei verfügbaren (Rest-)Holzmengen aus der Durchforstung und der Landschaftspflege, sowie Altholzmengen in der Rhein-Neckar-Region mit einem Radius von rd. 75 km. Hinzu kommen theoretisch verfügbare Mengen bei gezieltem landwirtschaftlichem Anbau in Kurzumtriebsplantagen (KUP).

Der Einsatz fester Biomasse erfolgt in konventionellen Feuerungen in Heizwerken und Dampfheizkraftwerken. Die relativ niedrige Stromkennziffer und hohe spezifische Investitionen erfordern für die KWK mit fester Biomasse einen technischen Mindestmaßstab. Kleinere Anlagen unter 10 MW Feuerungsleistung sollten eher als reine Heizwerke realisiert werden. In den letzten Jahrzehnten sind zahlreiche Pilotprojekte mit Holzvergasern unterschiedlichster Bauart und nachgeschalteten Holzgas-BHKW durchgeführt worden. Eine serienreife technische Lösung in einem für die Fernwärmeversorgung in Heidelberg sinnvollen größeren Maßstab ist derzeit nicht absehbar.

Erzeugungsanlagen mit fester Biomasse werden bisher üblicherweise ganzjährig in der Fernwärme-Grund- und Mittellast eingesetzt, können aber bei entsprechender Auslegung auch Spitzenlasten decken. Biomasse wird zukünftig auch in Industrieprozessen eine wichtige Rolle spielen. Aus Kapazitätsgründen sollte Biomasse in der Fernwärme daher auf lange Sicht vor allem in den Spitzenlasten eingesetzt werden.⁴ Die Anlagen sind für das gesamte Temperaturspektrum von bis zu 120°C in konventionellen FW-Systemen, bis hinunter zu 40 bis 50°C in Niedertemperaturnetzen einsetzbar.

Beschaffungs- und Einsatzoptionen fester Biomasse:

Durchforstung und Landschaftspflege:

Die Stadtwerke Heidelberg stellen durch eine Kooperation mit der MVV die Beschaffung der Holzeinsatzmengen für das Holzheiz-Kraftwerk im Pfaffengrund aus regionalen Holzmengen in einem Radius von 75 km sicher. Diese Holzmengen entsprechen dem für die Fernwärme Heidelberg erschlossenen Potenzial.

Altholz:

Der Altholzmarkt in Deutschland war aufgrund zahlreicher EEG-Anlagen zur Stromerzeugung aus Altholz, sowohl mit, als auch ohne KWK, lange Zeit sehr angespannt. Mit Auslaufen der EEG-Förderung wird der Betrieb insbesondere für Holzkraftwerke ohne KWK, oder mit geringem KWK-Anteil, wirtschaftlich sehr schwierig werden (für erste Anlagen ab Mitte der 2020er-Jahre, für das Holz-HKW der SWH ab 2034). Sobald derartige Anlagen stillgelegt werden, würden wieder Altholzmengen am Markt für neue Holzheizkraftwerke mit effizienter KWK freierwerden.

⁴ „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [2021], Agora Energiewende, <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045>

Kurzumtriebsplantagen:

Grundsätzlich ist auch eine Holzbeschaffung über Kurzumtriebsplantagen (KUP) denkbar und üblich, dies erfordert aber zusätzliche landwirtschaftliche Flächen. Der spezifische Flächenbedarf bezogen auf die gewinnbare Brennstoffwärme beträgt rd. 20 Hektar je 1.000 MWh (bei spez. Ertrag KUP von 12 t bzw. 50 MWh Brennstoffwärme je Hektar und Jahr⁵). Beispielsweise wäre die jährliche Holzeinsatzmenge im Holz-Heizkraftwerk der Stadtwerke Heidelberg rd. 96.000 MWh/a bzw. 32.000 t/a, dies wäre bei Holz aus KUP eine Fläche von rd. 1.800 Hektar, das sind rd. 2.500 Fußballfelder.

2.2.1.2 Einsatz von Biomasse zur Vergärung mit anschließender Biogasnutzung:

Bei der Vergärung von Biomassen aus der Landwirtschaft, von organischen Reststoffen z.B. aus der Lebensmittelindustrie und biogenem Abfall, ist, neben der direkten Nutzung vor Ort, grundsätzlich auch die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (Biomethan) mit Einspeisung in das Netz und bilanzieller Transport über große Entfernungen gängige Praxis.

In einem anaeroben Vergärungsprozess der Biomasseeinsatzstoffe wird methanhaltiges Biogas gewonnen, das in Gasmotoren mit einem hohen Gesamtwirkungsgrad und bei einer hohen Stromkennziffer (Verhältnis Strom- und Wärmeerzeugung 1:1) zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt wird. Dieses Verfahren ist bewährter Stand der Technik.

Der Einsatz des Biogases kann als „Rohgas“ vor Ort oder über Leitungen in dafür angepassten Motoren erfolgen. Bei der Aufbereitung des Biogases kann dieses als „Biomethan“ in das Erdgasnetz eingespeist, (bilanziell) über weitere Strecken geleitet und in unmittelbarer Nähe der Fernwärme-Systeme entnommen und zur Wärme- und Stromerzeugung in normalen Gasmotoren eingesetzt werden.

Die Vergärungsanlagen werden ganzjährig betrieben. Bei unmittelbarer Nutzung am Standort laufen die Motor-Anlagen parallel zur Vergärungsanlage. Bei Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz können die BHKW-Anlagen unter Nutzung der Speicherfähigkeit des Netzes und der Erdgasspeicher in Deutschland sowohl in Grund- und Mittellast, als auch in der Spitzenlast betrieben werden. Das Temperaturspektrum liegt bei 40-50°C für Niedertemperaturnetze und bis zu max. 105°C für konventionelle Fernwärme-Systeme.

Beschaffungs- und Einsatzoptionen von Biogas aus Vergärungsanlagen:

Bei einer direkten Nutzung vor Ort, ist das theoretische Potenzial aufgrund der relativ geringen Energiedichte der Biomassen i.d.R. auf einen engen Umkreis von wenigen Kilometern begrenzt. Der spezifische Flächenbedarf, bezogen auf die gewinnbare Brennstoffwärme, beträgt bei Mais oder Ganzpflanzengetreide rd. 21 Hektar je 1.000 MWh und liegt in einem ähnlichen Bereich wie für Holz aus Kurzumtriebsplantagen⁶. Aufgrund der Vorgaben des EEG wird in Vergärungsanlagen i.d.R. ein Mix aus landwirtschaftlich gewonnener Biomasse und Reststoffen wie bspw. Gülle, Lebensmittelresten oder biogenem Abfall eingesetzt. Der unmittelbare landwirtschaftliche Flächenbedarf liegt dadurch tatsächlich etwas niedriger.

Das theoretische Potenzial für die Nutzung landwirtschaftlich gewonnener Biomasse für Biogasvergärungsanlagen in direkter Nähe zum Fernwärmesystem Heidelberg, steht in der dicht

⁵ „Leitfaden Feste Biobrennstoffe“ [2014], Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

⁶ „Leitfaden Biogas“ [2016], Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

besiedelten Rhein-Neckar-Region in Konkurrenz zur bereits bestehenden Flächennutzung durch Siedlungen, Gewerbe und Landwirtschaft und geht daher gegen Null.

Ein geringes umsetzbares Potenzial für den Einsatz der Biomassevergärung in Heidelberg ergibt sich aus der Nutzung der bisher direkt für die Kompostierung genutzten Fraktionen aus der Bioabfallsammlung.

Anders verhält es sich hinsichtlich der Nutzung von Biogas, das in landwirtschaftlich geprägten Regionen Deutschlands gewonnen, dort auf Erdgasqualität aufbereitet und zur Vermarktung als Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist wird. Das theoretische Potenzial entspricht hier den am Markt verfügbaren Gasmengen. Das technisch-wirtschaftliche Potenzial für den Einsatz in der Fernwärmeerzeugung für Heidelberg ergibt sich aus den verfügbaren Gasmengen, den möglichen Einsatzzeiten in der Fernwärmeerzeugung und den aus dem Marktpreis und der Umwandlungstechnik resultierende Wärmegestehungskosten.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biomethan in BHKW-Anlagen haben sich in den letzten Jahren durch Novellierungen des EEG erheblich verschlechtert. Neuanlagen sind wirtschaftlich nicht tragfähig und der Biomethaneinsatz wird in Nischenanwendungen gedrängt (Nachnutzung von konventionellen Erdgas-BHKW mit Biomethan nach dem Auslaufen der KWK-Förderung).

2.2.2 Nutzung von Biomasse in der Fernwärme Heidelberg

Die Stadtwerke Heidelberg nutzen seit 2013 sowohl feste Biomasse als auch Biomethan für die Fernwärme-Erzeugung:

- Seit 2013 kommt im Holz-Heizkraftwerk am Standort Heidelberg Pfaffengrund, mit 10 MW Fernwärmeleistung und 3 MW elektrischer Leistung, feste Biomasse zum Einsatz. Das Heizkraftwerk sichert ganzjährig die Fernwärme-Grundlast und deckt dabei rd. 14 % des Fernwärme-Bedarfs in Heidelberg. Die Holzeinsatzmenge beträgt rd. 60.000 t/a.
- Seit Ende 2013 / Mitte 2014 kommt in vier Blockheizkraftwerken, mit insgesamt 3,3 MW Fernwärmeleistung und 3 MW elektrischer Leistung, Biomethan zum Einsatz. Um den Bezug von Biomethan langfristig zu sichern, haben sich die Stadtwerke Heidelberg an einer Biomethan-Aufbereitungsanlage in der Gemeinde Wolfshagen im Landkreis Prignitz beteiligt. Die erstmalige Einspeisung fand am 24. September 2014 statt. Seitdem befindet sich die Anlage im Dauerbetrieb. Die Plan-Jahresproduktion beträgt rd. 64 GWh/a. Davon beziehen die Stadtwerke Heidelberg jährlich rd. 32 GWh für ihre Biomethan-BHKW. Die Anlagen laufen in der Grund- und Mittellast und decken knapp 6 % des Fernwärme-Bedarfs.
- Insgesamt werden damit bereits rd. 20 % des Fernwärme-Bedarfs in Heidelberg aus Biomasse gedeckt.

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme-Leistung	Fahrweise (Grund-/Mittel-/Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
Holzheizkraftwerk Pfaffengrund	Landschaftspflegeholz	10 MW	Grundlast	90-120 °C	14% ⁷
Biomethan KWK-Anlagen	Biomethan	3,3 MW	Grund-/Mittellast	90-105°C	6% ⁸
Summe					
	--	13,3 MW	Grundlast	32 %	20%
			Mittellast	5 %	
			Spitzenlast	0%	

2.2.3 Ausbau der Biomasse-Nutzung in der Fernwärme Heidelberg

Die folgenden Projekte werden von den Stadtwerken Heidelberg zur Erweiterung des Biomasse-Einsatzes für die Fernwärme in Heidelberg verfolgt. Des Weiteren werden hier ebenfalls die Maßnahmen aufgelistet, welche Seitens der MVV für eine Erweiterung des Biomasse-Einsatzes in der Fernwärme getätigt werden, von denen auch das Heidelberger Fernwärmenetz profitiert:

- Die MVV will das Biomasse-Kraftwerk auf der Frieseneimer Insel mit einer Wärmeauskopplung von 30 bis 35 MW nachrüsten. Die Kondensationsstromerzeugung im Kraftwerk wird zugunsten der Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung reduziert. Der Gesamtnutzungsgrad des Heizkraftwerkes steigt an.
Bei Ansatz eines Anteils von bis zu 30 % für die Fernwärme in Heidelberg steht hier ein Potenzial von 9 bis 10 MW für die Fernwärme in Heidelberg zur Verfügung. Bei Bezug von Wärme für die Mittellast ergibt sich für Heidelberg eine Wärmemenge von bis zu 50 GWh/a bei Vorlauf-Temperaturen von 90 bis 120°C.
- Die Abfallwirtschaftsbetriebe der Städte Heidelberg und Mannheim planen am Standort Heidelberg die Errichtung einer Bioabfall-Vergärungsanlage über einen noch zu gründenden Zweckverband. Es bestünde aus Sicht der Stadtwerke die Möglichkeit, mit einem nachgeschaltetem Biogas-BHKW am Standort Kompostierungsanlage Wieblingen, mit 0,6 MW elektrischer Leistung und 0,6 MW Fernwärme-Leistung, knapp 1 % des Fernwärme-Bedarfs zu decken; Einsatz in der Grund- und Mittellast mit Temperaturen von 90 bis 105°C. Dieses angedachte Konzept müsste über die Stadt an den zu gründenden Zweckverband transportiert werden.
- Mit der Errichtung eines neuen Biomasse-Heizwerkes in Heidelberg und dem Einsatz von Holz aus der Landschaftspflege (Weinbau) und Durchforstung, insbesondere von geschädigten Fichtenbeständen aus der Pfalz und dem Pfälzer Bergland, können rd. 15 MW Wärmeleistung und Temperaturen von 90 bis 120°C für eine kombinierte Wärmenutzung im Sommer-/Winterhalbjahr erreicht werden: Die Einspeisung in das Heidelberger Fernwärmenetz erfolgt von Oktober bis Mai. Von Juli bis September wird es für die Absorptionskälteerzeugung eines Kühlhauses, für die Zwischenlagerung von Kartoffeln aus der regionalen Landwirtschaft, genutzt. Das Projekt wird gemeinsam mit dem Dienstleistungszentrum Ländlicher Raum Rheinland-Pfalz und einem landwirtschaftlichen Betrieb in Neustadt/W. verfolgt. Der mögliche Beitrag zur Deckung der Fernwärme in Heidelberg beträgt dabei rd. 6 %.

⁷ Die Prozentzahlen beziehen sich auf das Entscheidungsjahr zur Realisierung der Maßnahme. Für das Holz-Heizkraftwerk ist dies das Jahr 2011

⁸ Die Prozentzahlen beziehen sich auf das Entscheidungsjahr zur Realisierung der Maßnahme. Für die Biomethan KWK-Anlagen ist dies das Jahr 2012

- Langfristig ist ein Fernwärme-Bezug aus einem neuen Holz-Heizkraftwerk in Mannheim, am Standort GKM, mit einer Leistung von 30-50 MW, geplant. Die Leistung für die Stadtwerke Heidelberg liegt, bei einem Anteil von bis zu 30 %, bei 7-14 MW, womit 6-12 % des Fernwärme-Bedarf gedeckt werden könnten. Der Betrieb soll in der Mittellast mit Temperaturen von 90 bis 120°C erfolgen.

Mit diesen additiven Bausteinen kann der Anteil der Biomasse an der Fernwärme-Erzeugung für Heidelberg auf 35% bis 40% gesteigert werden.

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme-Leistung	Fahrweise (Grund-/Mittel-/Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
FW aus Biomasse-HKW der MVV	Restholz	rd. 34 MW (5-10 MW für SWH)	Mittellast	90-120 °C	4-8%
Bioabfall-Vergärung Wieblingen	Biogas	0,6 MW	Grund-/Mittellast	90-105°C	1%
Neues Holz-Heizwerk	Landschaftspflegeholz	15 MW	Mittel-/Spitzenlast	90-120°C	6%
FW-Bezug aus neuem Holz-HKW MVV	Restholz	30-50 MW (7-14 MW für SWH)	Mittellast	90-120°C	6-12%
Summe	--	28-40 MW	Grundlast	0 %	17-27%
			Mittellast	40-50 %	
			Spitzenlast	0%	

2.3 Umweltwärme

2.3.1 Potenziale für die Nutzung von Umweltwärme

Der Begriff Umweltwärme beschreibt thermische Energie, die in der Luft, im (oberflächennahen) Erdreich oder im Wasser (Grundwasser, Oberflächengewässer) gespeichert ist. Allen drei Formen gemeinsam, ist die kostenlose Verfügbarkeit und das, im Vergleich zu den Temperaturen im Fernwärmenetz, niedrige Temperaturniveau.

Das theoretische Potenzial der Umweltwärme ist – da es auf der Speicherung der Energie aus der Sonneneinstrahlung basiert – grundsätzlich sehr groß. In Heidelberg bietet sich neben der Nutzung der Umgebungsluft insbesondere der Neckar als großes Fließgewässer für die Umweltwärmenutzung an.

Das technische und das wirtschaftliche Potenzial für die Fernwärme werden durch das niedrige Temperaturniveau der Umweltwärme, dessen saisonale Abhängigkeiten und durch den Aufwand für dessen Anhebung auf ein, für die Gebäudeheizung und Trinkwarmwasserbereitung, nutzbares Temperaturniveau gemindert. Die Anhebung erfolgt i.d.R. mittels elektrisch betriebener (Groß-) Wärmepumpen.

Die benötigte Antriebsleistung der Wärmepumpen steigt mit dem erforderlichen Temperaturhub. Im Sommerhalbjahr bei höherem Temperaturniveau der Umweltwärme und niedriger Vorlauftemperatur der Fernwärme, ist die Leistungszahl der Wärmepumpen deutlich höher. Der Stromeinsatz für die Nutzung der Umweltwärme ist dadurch im Sommer deutlich niedriger als im Winterhalbjahr, in dem ein niedriges Temperaturniveau der Umweltwärme und eine höhere Fernwärme-Vorlauftemperatur vorliegt.

Unglücklicherweise sind die Lastverhältnisse im Fernwärmenetz genau gegenläufig. Im Sommerhalbjahr ist die Wärmelast gering und kann durch vorhandene regenerative Wärmeerzeuger bereits gedeckt werden. Im Winterhalbjahr ist die Wärmelast deutlich höher, die Verfügbarkeit der Umweltwärme aber eingeschränkt und deren Nutzung mit deutlich höheren Kosten verbunden und technisch begrenzt (z.B. Vereisungsgefahr). Die erreichbaren Vorlauftemperaturen mittels Großwärmepumpen liegen bei 65 bis 90°C, so dass bei konventionellen Wärmenetzen im Winterhalbjahr ggf. mit Kesseln oder KWK-Anlagen nachgeheizt werden muss.

Als Hindernisse bei der Nutzung von Fließgewässern kommen genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen, wie die wasserrechtliche Genehmigung für die Entnahme/Einleitung bei Fließgewässern und die Begrenzung der Schallemissionen bei Nutzung der Umgebungsluft hinzu. Auch naturschutzrechtliche Aspekte gilt es hierbei zu berücksichtigen.

Die Nutzung des Erdreichs erfordert bei oberflächennaher Nutzung mittels Erdwärmekollektoren entsprechende Freiflächen. Die Freiflächen werden benötigt, damit sich das im Winterhalbjahr ausgekühlte Erdreich im Sommerhalbjahr durch Solareinstrahlung regenerieren kann. Der Freiflächenbedarf für die Kollektoren beträgt etwa das Doppelte der zu beheizenden Gebäudefläche⁹. Bei Abzug des Wärmeeintrags aus der erforderlichen Wärmepumpe liegt der spezifische Ertrag aus den Erdwärmekollektoren bei rd. 33 kWh je m² Grundfläche und Jahr. Der Flächenbedarf beträgt rd. 3 ha je 1.000 MWh/a und liegt damit um den Faktor 6 höher als bei der direkten Nutzung der Solareinstrahlung mit einer Solarthermieanlage, aber um den Faktor 7 niedriger als bei gezieltem Anbau von Biomasse zur Energiegewinnung.

⁹ Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) [2013]: UmweltWissen – Klima & Energie: Oberflächennahe Geothermie, Augsburg

2.3.2 Nutzung von Umweltwärme in der Fernwärme Heidelberg

Der erste große Baustein zur Nutzung von Umweltwärme befindet sich bei der SWH seit 2019 in der Umsetzung und soll 2022/23 in Betrieb genommen werden:

Es werden drei sog. Innovative Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (iKWK-Anlagen) errichtet. Dabei besteht eine iKWK Anlage im Allgemeinen aus den folgenden drei Komponenten (vgl. Abbildung 5):

- Einem erdgasgefeuerten BHKW
- Einer erneuerbaren Energiequelle und
- Einer Power-To-Heat Anlage

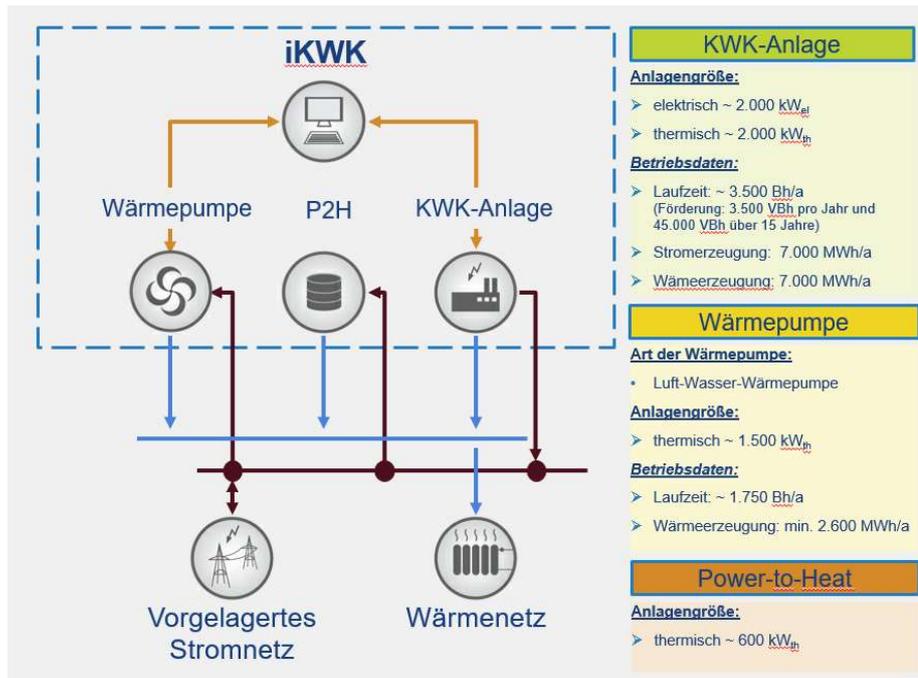


Abbildung 5: Übersichtsschema und Kennzahlen iKWK-Anlagen der SWH

Die drei iKWK Anlagen der SWH sind identisch aufgebaut und setzen sich wie folgt zusammen:

- Drei erdgasbetriebenen, hocheffizienten BHKW-Anlagen mit je 2 MW elektrischer bzw. thermischer Leistung
- Drei Luft-Wasser-Wärmepumpen mit je 1,5 MW thermischer Leistung und rd. 0,65 MW elektrischer Antriebsleistung
- Eine sog. Power-to-heat-Anlage mit 1,8 MW thermischer Leistung, die regenerativen Überschussstrom aus dem Netz in Wärme wandelt und damit zum übergeordneten Netzmanagement beiträgt.

Die drei Wärmepumpen sollen in der Fernwärme-Mittellast, in der Übergangszeit von Frühjahr und Herbst, über 1.700 bis 2.000 h jährlich eingesetzt werden. Die erneuerbare Wärmezeugung beträgt damit 7.600 bis 9.000 MWh/a. Der Anteil an der gesamten Fernwärme beträgt rd. 2 %, der Anteil an der Fernwärme-Mittellast liegt bei 4%.

Abbildung 6 zeigt Ansichten der geplanten Anlage aus der Gebäudeplanung.

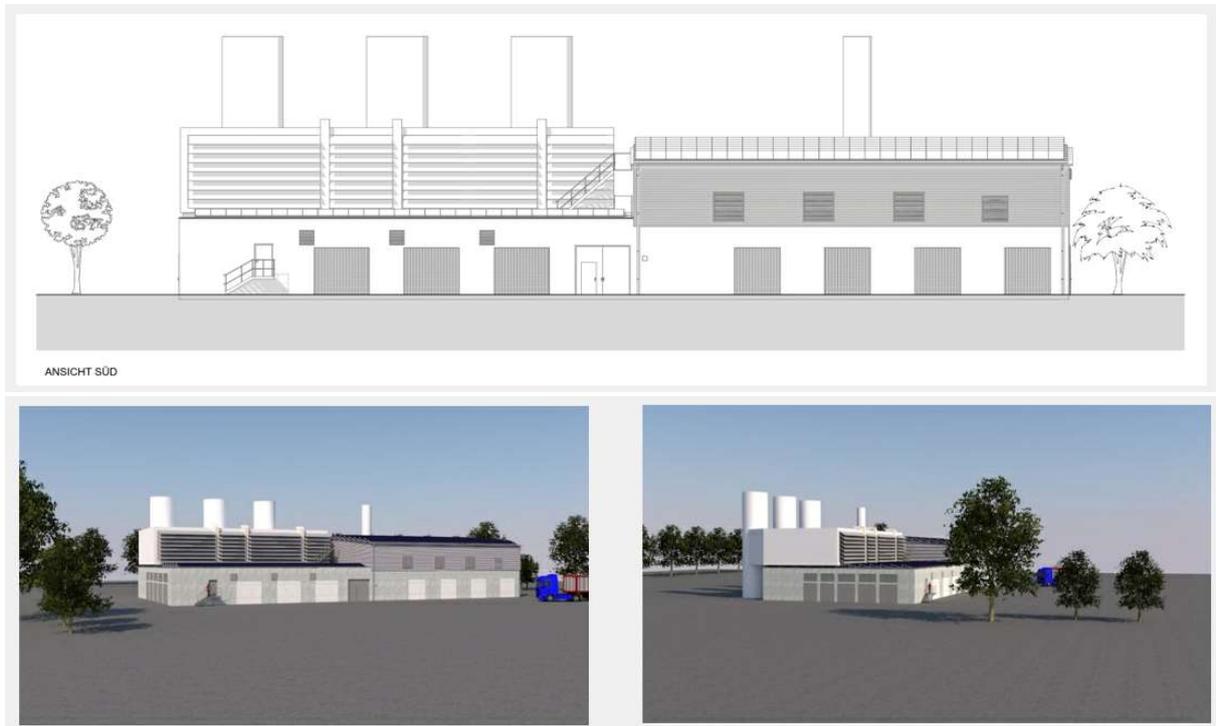


Abbildung 6: Ansichten der iKWK-Anlage (Gebäudeplanung)

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme-Leistung	Fahrweise (Grund-/Mittel-/Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
iKWK-Anlagen	Luft-Wasser-Wärmepumpen	3 x 1,5 MW	Mittellast (Übergangszeit)	90-100 °C	2 % ¹⁰
Summe		4,5 MW	Grundlast	0 %	2,0 %
			Mittellast	4,0 %	
			Spitzenlast	0%	

¹⁰ Die Prozentzahlen beziehen sich auf das Entscheidungsjahr zur Realisierung der Maßnahme. Für das Holz-Heizkraftwerk ist dies das Jahr 2018

2.3.3 Ausbau der Nutzung von Umweltwärme in der Fernwärme Heidelberg

Eine Ausweitung der Nutzung von Umweltwärme für die Fernwärme in Heidelberg bietet sich insbesondere vor dem Hintergrund des Wärme-Potenzials von Rhein und Neckar, der beiden großen Fließgewässer in der Rhein-Neckar-Region, an.

Der Rhein bietet mit einem mittleren Abfluss von 1.250 m³/s (Pegel Maxau/Karlsruhe) ein um den Faktor 9 bis 10 höheres Abflusspotenzial als der Neckar mit 145 m³/s mittlerer Abfluss (Pegel Mannheim). Auswertungen der von der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW) veröffentlichten Temperaturmessdaten für Rhein und Neckar zeigen für das Beispieljahr 2019 sehr ähnliche Verläufe der Tagesmitteltemperatur mit minimal rd. 5°C im Januar und maximal 25°C im Juli/August (vgl. Abbildung 7). Die hohe Temperaturdifferenz von bis zu 20 K führt bei Nutzung der Fließgewässer für die Fernwärme-Erzeugung mittels Großwärmepumpen dazu, dass die Leistungscharakteristik der Wärmepumpe und damit der spezifische Stromverbrauch für die Wärmeerzeugung im Winterhalbjahr deutlich höher ist als im Sommer.

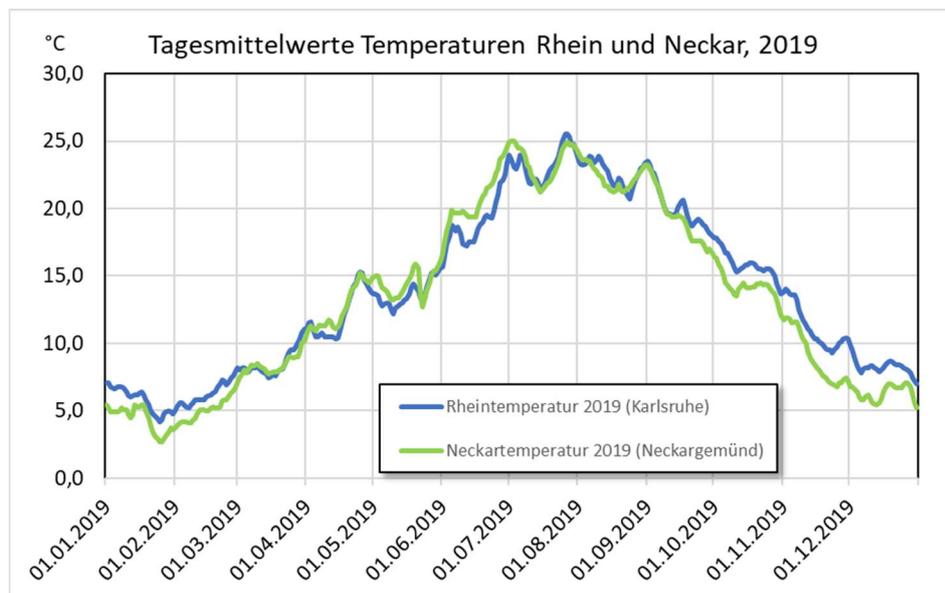


Abbildung 7: Tagesmittelwerte der Temperaturen Rhein bzw. Neckar (2019, ¹¹)

Zudem sind zur Vermeidung von Vereisung Grenztemperaturen für die Kaltwassereinleitung zu beachten. Ausgehend von einer Spreizung zwischen Wasserentnahme und -einleitung von 4 bis 6 K und einer minimalen Einleittemperatur von 4 °C ergibt sich eine Grenztemperatur von 8 bis 10°C der Wassertemperatur für die Wärmenutzung, bezogen auf die Auslegung der Wärmepumpen bei Vollast. Unabhängig vom momentanen Pegel/Abfluss folgt daraus, dass im Winterhalbjahr (Dezember bis März) an weit mehr als 100 Tagen die theoretische Wärmeleistung in der technischen und genehmigungsrechtlichen Umsetzung nicht erreicht und die Anlage nur in Teillast betrieben werden kann (vgl. Abbildung 8).

¹¹ Daten und Kartendienst des LUBW [2020]; Darstellung EEB Enerko GmbH

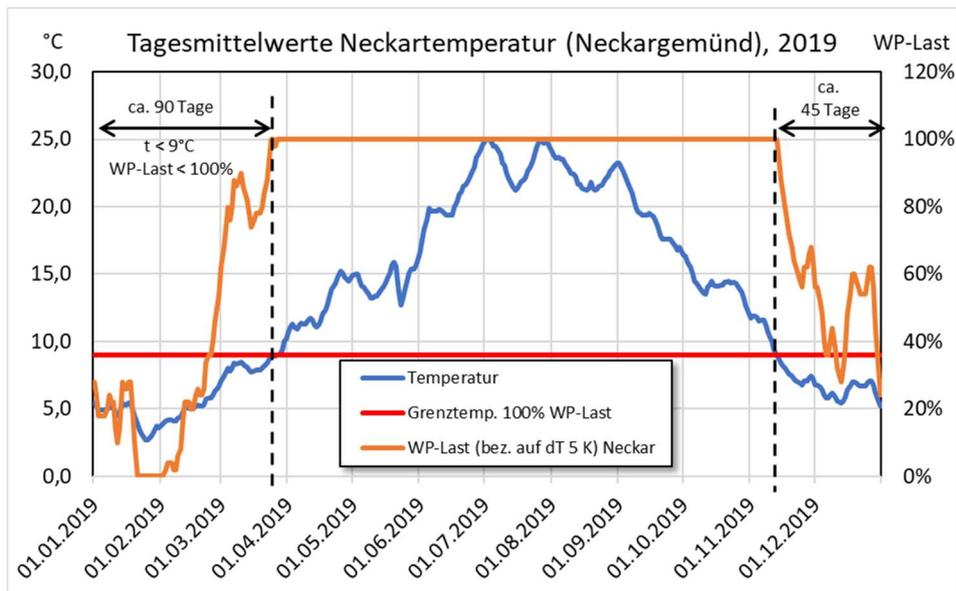


Abbildung 8: Tagesmittelwerte der Neckartemperaturen (2019) und Leistungsbeschränkung der Wärmenutzung im Winter ¹²

Großwärmepumpen sind zwar keine grundsätzlich neue Technik, das Anbieterspektrum ist aber bisher sehr überschaubar und es sind nur wenige Anlageninstallationen in der Leistungsklasse von mehreren MW realisiert worden. Anlagenanbieter sind die Friotherm AG mit Hauptsitz in der Schweiz, Johnson Controls/Yorck und seit jüngstem auch MAN Energy Solutions. Realisierte Anlagen finden sich insbesondere in Schweden/Skandinavien, in der Schweiz und in Österreich (Wien). Sehr interessant ist vor allem die Neuentwicklung von Großwärmepumpen der Fa. MAN Energy Solutions mit dem Arbeitsmittel CO₂ an Stelle der bisher verwendeten Kohlenwasserstoff-Gemische.

Vor dem Hintergrund dieser Vorüberlegungen verfolgen die Stadtwerke Heidelberg und die MVV für die Nutzung von Umweltwärme aus Neckar und Rhein für die Fernwärme in Heidelberg und Mannheim folgende Projekte:

- Bezug von Fernwärme aus einer Flusswärmepumpe am Rhein (MVV Modellprojekt)
 - Mannheim hat bessere Standortbedingungen für die Nutzung von Flusswärme als Heidelberg:
Die MVV hat einen Kraftwerksstandort und das erforderliche Netz zur Einspeisung direkt am Rhein, zudem besitzt das Unternehmen Entnahmerechte.
 - Die MVV hat im Rahmen des Förderprogramms „Reallabore der Energiewende“ der Bundesregierung eine Förderzusage für eine erste großtechnische Anlage zur Flusswasserwärmenutzung mit einer Großwärmepumpe am Standort GKM erhalten (vgl. Abbildung 9 ¹³).
Ausgehend von einer Flusswasserentnahme von 2.600 m³/h und einer Spreizung von 4 bis 5 K wird eine Heizleistung der Wärmepumpe in der Größenordnung von 20 MW angestrebt. Der Platzbedarf für die Wärmepumpen wird bei 500 bis 600 m² liegen (vgl. Abbildung 10).
 - Bezug von Fernwärme aus dieser Anlage für die Stadtwerke Heidelberg von 4-6 MW.
Einsatz in der Mittellast mit 2.500 bis 3.000 Vollbenutzungsstunden jährlich.
Wärmeerzeugung rd. 13.500 MWh/a, Anteil der an der Fernwärme in Heidelberg 2-3%.
 - Geplanter Realisierungszeitraum 2025 bis 2030

¹² Auswertung & Darstellung: EEB Enerko GmbH [2020]

¹³ <https://www.agfw.de/hintergrund-reallabor-gwp/>

Flusswärmepumpe mit rd. 20 MW Heizleistung Gewinner im Reallabor-Ideen-Wettbewerb



Abbildung 9: Standort GKM als vorgesehener Standort für die Flusswasserwärmenutzung mit Großwärmepumpe der MVV

2.3.4 Flusswärmepumpe im Bereich des Neckar (Grundlast/Mittellast in Winter und Übergangszeit)

Der mögliche Einsatz einer Flusswärmepumpe im Neckar wird aktuell im Zuge der kommunalen Wärmeplanung gemeinsam mit der Stadt Heidelberg genauer untersucht. Anders als in Mannheim, gibt es in Heidelberg keinen bestehenden Kraftwerksstandort am Fluss. Daher wird in einem ersten Schritt ein geeigneter Standort für die Anlage gesucht werden, der verschiedene Anforderungen zu erfüllen hat: Neben den zu berücksichtigenden natürlichen Gegebenheiten des Flusses, wie beispielsweise der Wasserführung, sind auch Themen wie der Eingriff in Schifffahrtsstraßen oder Hochwasserschutzgebiete, sowie weitere Wasser- und Genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen zu beachten. Auch die Flächenverfügbarkeit und deren Eignung in Bezug auf den Naturschutz und die Anbindung an das bestehende Fernwärmenetz gilt es zu prüfen. Dabei beträgt der Flächenbedarf einer Flusswärmepumpe im Leistungsbereich von 20 MW ca. 1.500 m² und weist einen Bebauungsgrad von rund 60 % auf. Das benötigte Gebäude hätte eine Fläche von ca. 936 m² bei einer Höhe von 10 m. Dies entspricht in etwa der Größe von zwei Turnhallen, wobei die Gebäudehöhe mit 10 m über der durchschnittlichen Turnhallenhöhe von 7 m liegt. Die erforderlichen Standortanalysen für die Aufstellung einer Flusswärmepumpe werden momentan in Zusammenarbeit mit der Stadt durchgeführt.

Derzeit durchlaufen verschiedene Suchgebiete für mögliche Standorte einen stadtinternen Abstimmungsprozess. Mit einer Konkretisierung und einer Festlegung auf eine Shortlist von Standorten, sowie eine konkrete Priorisierung für die weiteren Untersuchungen, ist in Q1 2022 zu rechnen.

Mit der Standortsuche streben wir eine Größenordnung an, wie Sie derzeit in Mannheim realisiert wird. In den weiteren Planungsschritten wird das Vorhaben weiter konkretisiert.

Daneben existieren aber auch kleinere Varianten einer Flusswärmepumpe, die über eine Flusswasserentnahme mit einem Volumen von 260 -400 m³/h verfügen. Bei einer Auskühlung

zwischen 4 bis 5 K ergibt sich hierbei eine Wärmeleistung von 2 bis 3 MW. Ein Vergleichbares Projekt in dieser Größenordnung wurde von den Stadtwerken Lemgo realisiert.

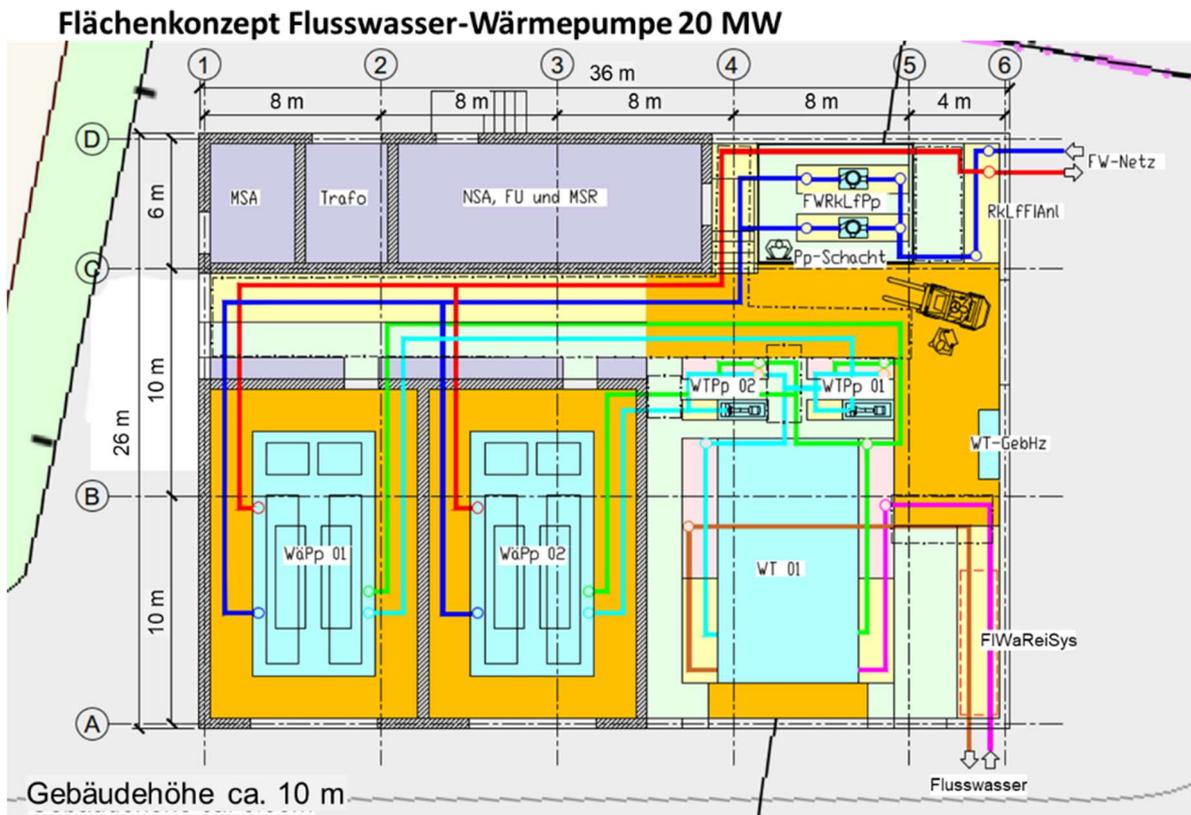


Abbildung 10: Aufstellungsbeispiel für eine Großwärmepumpenanlage (20 MW)¹⁴

¹⁴ Überschlüssiges Flächenkonzept abgeleitet aus Vorplanung einer Abwasser-Wärmepumpen-Anlage 3,5-4 MW bei EEB ENERKO 2021; indirekte Einbindung der Flusswärme über Wasser-Glykol-Zwischenkreis, Automatisiertes Kugelreinigungssystem wg. zu erwartendem Fouling des Flusswassers; Nicht angepasst an konkrete Verhältnisse in Heidelberg/Neckar

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme- Leistung	Fahrweise (Grund- /Mittel- /Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
Reallabor MVV	Flusswasser- wärmenutzung Rhein mit Großwärmepumpe	20 MW (4-6 MW für SWH)	Mittellast	80-90°C (ggf. >100 °C bei CO ₂ -WP)	2-3%
Flusswassernutzung Abwasserzweckverband Heidelberg (Anlehnung an Konzept Standort Mannheim)	Flusswasser- wärmenutzung Neckar mit Großwärmepumpe	20 MW (Vorprojekt, Leistung noch nicht festgelegt)	Mittellast	80-90 °C (ggf. >100 °C bei CO ₂ -WP)	8-10%
Flusswassernutzung Abwasserzweckverband Heidelberg (angepasste Größenordnung; Anlehnung an Konzept Standort Lemgo)	Flusswasser- wärmenutzung Neckar mit Großwärmepumpe	2 – 3 MW (Vorprojekt, Leistung noch nicht festgelegt)	Mittellast ggf. für Neuenheimer Feld (auch Grundlast mit zusätzlicher Besicherung)	80-90 °C	1-2%
Summe					
		Untere Bandbreite 6 – 8 MW Obere Bandbreite 24–25 MW	Grundlast	0 %	11-15%
			Mittellast	7-9% (untere Bandbreite) 20-25% (obere Bandbreite)	
			Spitzenlast	0%	

2.4 Abwärme

2.4.1 Potenziale für die Nutzung von Abwärme

Abwärme ist in der Regel ein Neben- oder Abfallprodukt von Prozessen, die nicht dem Zweck der Wärmeerzeugung dienen. Dazu gehören vor allem Industrieprozesse (z. B. Schmelzprozesse) und Dienstleistungen (z. B. in Rechenzentren oder Wäschereien). Häufig wird diese Wärme an die Umgebung abgegeben, in vielen Fällen auch unter Einsatz zusätzlicher Energie zuvor heruntergekühlt, um gesetzliche Vorgaben, z. B. zur Einleitung in Gewässer, zu erfüllen. Laut geltendem Recht soll Abwärme, wo immer möglich, einer Nutzung zugeführt werden: entweder intern im Unternehmen oder Unternehmensverbund, in dem die Abwärme anfällt, oder extern durch einen Wärmenetzbetreiber bzw. Energieversorger.

Im AGFW-Projektkreis „Abwärme“ wurde in Abstimmung mit forschenden Institutionen, Verbänden der Industrie und Versorgung sowie betroffenen Mitgliedsunternehmen eine praxisnahe Definition erstellt und für die Anwendung in Gesetzen, Verordnungen und Richtlinien vorgeschlagen:

„Abwärme: Wärme, die in einem Prozess entsteht, dessen Hauptziel die Erzeugung eines Produktes oder die Erbringung einer Dienstleistung (inkl. Abfallentsorgung) oder einer Energieumwandlung ist, und die dabei als ungenutztes Nebenprodukt an die Umwelt abgeführt werden müsste.“¹⁵

Zu den innerhalb dieser Definition genannten Kategorien zählen unter anderem:

- Produktion (z. B. Raffinerien, Stahlverarbeitung, chemische Industrie),
- Dienstleistungen (z. B. Rechenzentren, Wäschereien, Kühlhäuser, (Ab-)Wasserwirtschaft),
- Abfallentsorgung (z. B. thermische Abfallbehandlung, Schließung von innerbetrieblichen Stoffkreisläufen),
- Energieumwandlung (z. B. Kondensationskraftwerke, Abgaswärme aus Verbrennungsprozessen, Wasserstoffelektrolyse).

Bzgl. des Abwärmepotenzials ist zwischen brennstoffbasierten und elektrischen Anwendungen zu unterscheiden. Als wesentliche Randbedingungen der Abwärmennutzung für die Fernwärme sind u.a. das Temperaturniveau der Abwärme und die räumliche Lage zum Fernwärmenetz zu beachten.

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg hat in einer Studie die Abwärmennutzung in Unternehmen in Baden-Württemberg untersuchen lassen¹⁶. Darin wurden auf Basis statistischer Daten die Abwärmepotenziale nach Branchen, Wärmequellen und Temperaturniveau unter Beachtung der wirtschaftlichen Randbedingungen für die Nutzbarmachung sowie Maßnahmen zur Umsetzung erarbeitet. Die standortbezogenen Potenziale sollen in den Energieatlas Baden-Württemberg¹⁷ integriert werden. Konkrete Ansätze für die Rhein-Neckar-Region aus der o.g. Studie sind bisher nicht verfügbar.

Eine standortbezogene Potenzialermittlung der Abwärmepotenziale für das Fernwärmesystem Mannheim-Heidelberg liegt bisher nicht vor. Im Vergleich zu anderen Städten in Baden-Württemberg verfügt Heidelberg über relativ wenig Industrie und damit auch ein vergleichsweise eher geringes Abwärmepotenzial.

¹⁵ S. Stark et al. [2021]: „Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung“, AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt a.M.

¹⁶ A. Aydemir et al. [2019]: „Abwärmennutzung in Unternehmen“, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

¹⁷ LUBW Landesanstalt für Umwelt Baden Württemberg: „Energieatlas Baden-Württemberg“ Online -Anwendung mit Daten- und Kartenangebot <https://www.energieatlas-bw.de/>

Im Zuge der kommunalen Wärmeplanung für die Stadt Heidelberg, die entsprechend den Anforderungen aus dem Novellierten Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg in den kommenden zwei Jahren erstellt wird, wird auch eine umfassende Analyse der vorhandenen Abwärmepotenziale erfolgen.

2.4.2 Nutzung von Abwärme in der Fernwärme Heidelberg

Das Abwärmepotenzial der Thermischen Abfallverwertung der MVV wurde bis 2020 mit den Dampflieferungen an die Industriebetriebe auf der Friesenheimer Insel nur teilweise genutzt. Nach dem Bau des Rheindükers von 2018 bis 2020 wird nun auch Abwärme in das Heißwasser-System der Fernwärme Mannheim-Heidelberg eingespeist. Die MVV hat damit das gesamte Abwärmepotenzial der Thermischen Abfallverwertung nutzbar gemacht.

- Seit 2020 bezieht SWH Wärme aus der thermischen Abfallverwertung der MVV auf der Friesenheimer Insel bei einem Temperaturniveau zwischen 90°C und 120°C. Die Abwärme wird in der Grundlast eingesetzt mit einer Leistung von rd. 100 MW. Die Stadtwerke Heidelberg beziehen hiervon bis zu 20 MW als Grundlastlieferung und decken bis zu 30 % des Fernwärme-Bedarfs in Heidelberg.

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme-Leistung	Fahrweise (Grund-/Mittel-/Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
Therm. Abfallverwertung Friesenheimer Insel	Abwärme	rd. 100 MW (20 MW für SWH)	Grundlast	90-120 °C	25-30 %
Summe		20 MW	Grundlast	60-65 %	25-30%
			Mittellast	0 %	
			Spitzenlast	0%	

2.4.3 Ausbau der Abwärme-Nutzung in der Fernwärme Heidelberg

Folgende Projekte werden von den Stadtwerken Heidelberg zur Erweiterung der Abwärme-Nutzung für die Fernwärme in Heidelberg verfolgt:

- Nutzung von Abwasserwärme am Abwasserzweckverband Heidelberg:

In der Hauptkläranlage Heidelberg Nord am Standort Abwasserzweckverband Heidelberg auf der Nordseite des Neckar werden stündlich 2.750 m³ bzw. täglich 66.000 m³ gereinigtes Abwasser in den Neckar abgegeben. Innerhalb der Bereiche Tag / Nacht und Trockenwetter / Regenwetter kommt es zu starken Schwankungen. Der Schwankungsbereich liegt zwischen 700 m³/h und 7.000 m³/h.

In der letzten Behandlungsstufe der Kläranlage, der biologischen Reinigungsstufe, kommt es jahreszeitlich bedingt zu starken Schwankungen zwischen 8,5°C und 14°C im Januar und Februar (im Mittel ca. 12,0 °C) und den wärmsten Temperaturen in den Monaten Juli und August mit bis zu 24,0 °C (im Mittel ca. 23,0 °C).

Ausgehend vom mittleren stündlichen Wasserabfluss von 2.750 m³/h und einer Temperaturspreizung von 3-4 K kann dem Abwasser eine Leistung von 9.500 bis 12.000 kW entnommen werden. Die minimale Abwasserwärmeleistung liegt bei einem Abfluss von 700 m³/h im Bereich von 2.500 bis 3.300 kW. Mit einer Wärmepumpe mit einer Arbeitszahl von 3 bis 4 kann eine Heizleistung von minimal 2.800 kW und durchschnittlich 11.000 kW generiert werden. Dieses theoretische Potenzial muss hinsichtlich der zulässigen Temperaturabsenkung des Neckar insbesondere in den Wintermonaten korrigiert werden. Zudem würde die Nutzung der Abwasserwärme auf der Nordseite des Neckar für die Fernwärme einen technisch und kostenseitig sehr aufwändigen Neckardücker erfordern.

Zur Abschätzung des technischen Potenzials wird daher zunächst die Abwasserabkühlung an der Kläranlage Nord mit einer Abkühlung um max. 2 K betrachtet. Die Abwassermenge am Klärwerk Nord beträgt rd. 2/3 der Gesamt-Abwassermenge der Kläranlage. Hiermit ergibt sich eine Abwasserwärmeleistung von durchschnittlich 4.300 kW und bei Temperaturerhöhung mittels einer Wärmepumpe auf VL-Temperaturen von bis zu 90°C eine Gesamtwärmeleistung von 5.700 kW. Die jährliche Wärmeenergieerzeugung beläuft sich bei Ø 4.000 Vollbenutzungsstunden auf rd. 23 GWh/a bzw. 3% bis 4% der Fernwärme. Der Einsatz der Abwärme kann in Grund- und Mittellast erfolgen.

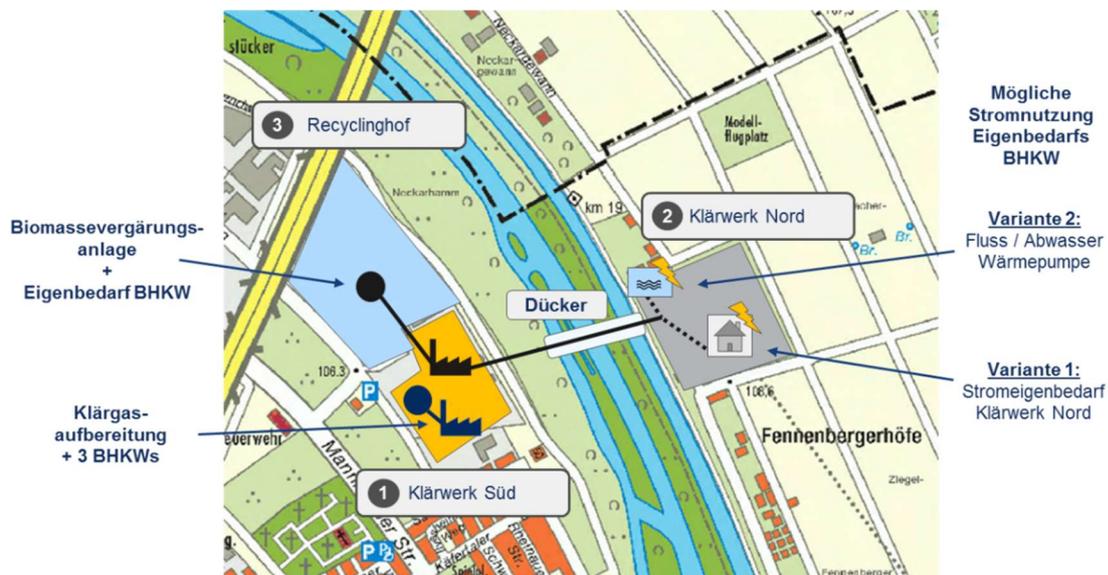


Abbildung 11: Schematische Darstellung von denkbaren Wärme- und Stromerzeugern an dem Standorten Recyclinghof und Abwasserzweckverband.

- Abwasserwärmenutzung für die Wärmeversorgung Patrick-Henry-Village:**
 Die Wärmeversorgung der Neubauten im Konversionsgebiet Patrick-Henry-Village soll über ein Kaltwassernetz mit Elektrowärmepumpen in den Gebäuden – das sogenannte wechselwarme Netz - erfolgen. Für die zentrale Wärmeerzeugung für dieses wechselwarme Netz ist u.a. die Nutzung von Abwasserwärme aus dem Abwassersammelkanal am nordöstlichen Rand des Gebietes vorgesehen. Das nutzbare Wärmepotenzial wurde im Rahmen einer Voruntersuchung mit ca. 370 kW ermittelt.
 Über die Wärmepumpen in den Gebäuden wird hieraus eine Wärmeleistung von rd. 500 kW bereitgestellt. Die jährliche Wärmeerzeugung beläuft sich bei Ø 4.000 Vollbenutzungsstunden (Grund- und Mittellast) auf rd. 2 GWh/a bzw. 0,3% der Fernwärme.
- Abwärme Elektrolyseur (Grundlast):**
 Im Rahmen der Kooperation wärme.netz.werk Rhein-Neckar wird zurzeit die Errichtung eines Wasserstoff-Elektrolyseurs am Standort Ludwigshafen für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff für Mobilitätsanwendungen in der Metropolregion Rhein-Neckar geprüft. Die Leistung soll rd. 500 kW_{el} und die jährliche Wasserstoffproduktion 62 t betragen. Die Abwärme des Elektrolyseurs beträgt bei der alkalischen Elektrolyse rd. 31% der elektrischen Anschlussleistung. Das Temperaturniveau liegt bei 60°C und muss bei Nutzung für große Fernwärme-Systeme über eine Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau von 90 bis 100°C angehoben werden. Aufgrund des Standortes Ludwigshafen ist die Abwärmenutzung für die Fernwärmeversorgung in Heidelberg jedoch nicht geeignet.
 Langfristig ist – entsprechende Überschussmengen regenerativ erzeugten Stromes bspw. aus der Post-EEG-Nutzung des Holz-HKW der SWH vorausgesetzt (ab 2034) – auch die Errichtung von Elektrolyseuren in Heidelberg denkbar mit Nutzung der Abwärme für die Fernwärme der SWH.

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme-Leistung	Fahrweise (Grund-/Mittel-/Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
Kläranlage Nord Wieblingen	Abwasserwärme	5-6 MW	Mittellast	70-90 °C	3-4%
Abwasserwärme PHV	Abwasserwärme	0,5 MW	Mittellast	10-20 °C (kaltes FW-Netz)	0,3%
Elektrolyseur Ludwigshafen (langfristig auch in HD)	Abwärme		Grund- und Mittellast	60°C	
Summe		5,5-6,5 MW	Grundlast	0 %	3,3-4,3%
			Mittellast	6-7 %	
			Spitzenlast	0%	

2.5 Geothermie

2.5.1 Potenziale für die Nutzung von Geothermie

Hinsichtlich der Nutzung von Geothermie ist zunächst zwischen der oberflächennahen Geothermie mit Tiefen bis zu 400 m und der Tiefen Geothermie mit Bohrtiefen bis zu 4.000 m und mehr zu unterscheiden. An der Erdoberfläche liegen die Erdreichtemperaturen bei 7 bis 12°C. Im Untergrund steigen sie je 100 m um rd. 3°C an. In der oberflächennahen Geothermie mit typischen Sondentiefen bis 250 m sind Temperaturen bis zu 20°C nutzbar. Um diese Wärme für Heizzwecke nutzen zu können, ist der Einsatz von Wärmepumpen zwingend. In der Tiefen Geothermie können bei Bohrtiefen von 3.000 m und mehr, Temperaturen von 90 bis 120°C erreicht und diese Wärme unmittelbar für Heizzwecke auch in Fernwärme-Systemen verwendet werden.

2.5.1.1 Bedingungen zur Nutzung Oberflächennaher Geothermie in Heidelberg:

Im Stadtgebiet Heidelberg mit seinen großen Wasserschutzgebieten und oberflächennahen Grundwasserleitern ist die Nutzung der Oberflächennahen Geothermie i.d.R. auf eine Bohrtiefe (Sondentiefe) von 50 m begrenzt. Der mögliche Ertrag der Sonden hängt von der Untergrundbeschaffenheit ab. Er reicht von 30 Watt pro Meter Sondenlänge, bei trockenen Sedimentböden, bis zu über 50 Watt pro Meter in Festgestein und bis zu 65 Watt pro Meter in wassergesättigtem Kies und Sand. Je 50 m-Sonde ergibt sich ein nutzbares mittleres Wärmepotenzial von 2,5 kW.

Die Sonden sollten in einem Abstand von wenigstens 8 m angeordnet werden, um durch Nachströmen von Wärme aus dem Erdinneren eine ausgeglichene Wärmebilanz zu ermöglichen und das Erdreich über das Winterhalbjahr nicht zu stark auszukühlen. Bezogen auf einen Hektar Erdoberfläche ergibt sich für die in der Gebäudebeheizung übliche jährliche Auslastung von 2.000 Vollbenutzungsstunden eine nutzbare Wärmeentzugsleistung von 370 kW bzw. eine jährliche Wärmemenge von 740 MWh je ha und Jahr bzw. von 74 kWh je m² Grundfläche. Der Flächenbedarf liegt bei 1,4 ha je 1.000 MWh/a und damit um den Faktor 2,8 höher als bei der direkten Nutzung der Solareinstrahlung mit einer Solarthermieanlage, aber um den Faktor 15 niedriger als bei gezieltem Anbau von Biomasse zur Energiegewinnung.

Bei konkreten Projekten sollte die tatsächliche, u.a. von der Untergrundbeschaffenheit und den Grundwasserverhältnissen abhängige, zu erwartende Wärmeengewinnung durch Thermal Response Tests bewertet werden. Der Thermal Response Test ist ein international festgelegtes Verfahren zur Bestimmung thermischer Untergrundparameter wie der effektiven Wärmeleitfähigkeit im Umfeld der Sonde, der ungestörten Untergrundtemperatur sowie des thermischen Bohrlochwiderstandes.

2.5.1.2 Bedingungen zur Nutzung Tiefer Geothermie in Heidelberg:

Der Oberrheingraben gehört zu den geothermischen Vorzugsgebieten in Deutschland. Zu den geothermischen Potenzialen liegen aus Auswertungen bereits vorhandener Bohrungen und 2D- bzw. 3D-seismische Untersuchungen (Schallwellenuntersuchungen) in weiten Teilen gesicherte Erkenntnisse vor¹⁸.

Diese Erkenntnisse sind jedoch nicht flächendeckend und die tatsächlich erschließbaren Potenziale eines Standortes und die technischen Bedingungen hierfür (Pumpstromaufwand etc.) sind u.a. abhängig davon, ob die Erdwärme mittels hydrothermalen Systeme (natürlich heiße Fluide wie Wasser oder Dampf) genutzt werden kann, oder ob die Wärme mittels petrothermalen Systeme mit

¹⁸ Dr. Christian Bär, TU Darmstadt [2020]: Tiefengeothermisches Potenzial in Heidelberg und Mannheim (Impulsvortrag im Rahmen der Expertenkonferenz Best Practice Grüne Fernwärme)

Injektionsbohrungen und Produktionsbohrungen mit einem weitaus höheren Pumpstromeinsatz erschlossen werden muss.

MVV und EnBW haben mit dem Geothermieprojekt „GeoHardt“ ein Erlaubnisfeld erfolgreich zugeteilt bekommen, für das umfangreiche geophysikalische Daten vorliegen (2D- und 3D-Seismik, Bohrdaten). Eine überschlägige Potenzialabschätzung ist auf Basis dieser Datengrundlagen möglich. Für eine Standortauswahl und -bewertung sind aber zusätzliche Untersuchungen benötigt, die in den kommenden eineinhalb Jahren durchgeführt werden sollen, um die nachfolgenden Erschließungsbohrungen und Nutzbarmachung auf Basis gesicherter Erkenntnisse zu tätigen und das Fündigkeitsrisiko zu begrenzen.

Metropolregionen in geothermisch bevorzugten Gebieten



Hohes Wärmepotenzial im ORG im Umfeld Rhein-Neckar

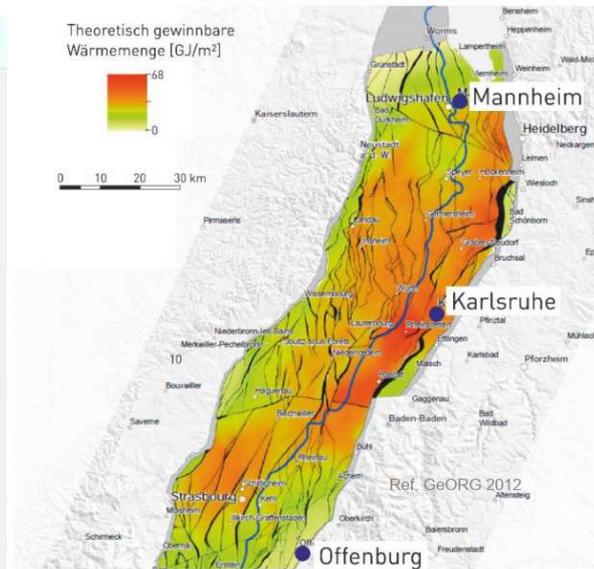


Abbildung 12: Geothermische Vorzugsgebiete in Deutschland und Wärmepotenziale aus Tiefer Geothermie im Rhein-Neckar-Gebiet¹⁹

2.5.2 Nutzung von Geothermie in der Fernwärme Heidelberg

Die Stadtwerke Heidelberg hatten bereits vor rd.10 Jahren ein Erlaubnisfeld für Geothermie und auch erste Erkundungen (2D-Seismik) durchgeführt. Die nächsten Sondierungsschritte wären eine 3D-Seismik mit Kosten von mehreren 100.000 € und eine Probebohrung mit Kosten im Millionenbereich gewesen. Diese wären aufgrund der Tiefe der Gesteinsschichten in dem Erlaubnisfeld zudem mit dem Risiko verbunden gewesen, dass sich das Feld als nicht geeignet erwiesen hätte. Vor diesem Hintergrund wurde von den Stadtwerken Heidelberg stattdessen in den Bau des Holz-Heizkraftwerkes investiert, das in 2013 in Betrieb ging und seitdem 14 % des Fernwärme-Bedarfs in Heidelberg deckt. Diese Investition war insgesamt etwa um die Hälfte niedriger und mit weniger Risiken verbunden. Die Stadtwerke Heidelberg begrüßen sehr, dass nun die MVV und die EnBW ein Erlaubnisfeld westlich der Bruchkanten des Oberrheingrabens erhalten haben.

¹⁹ M. Wolf (MVV), S.Ertle und T. Kölbel (EnBW) [2021]: „Geothermie Hardt- ein Gemeinschaftsprojekt von MVV und EnBW“

2.5.3 Ausbau der Nutzung von Geothermie in der Fernwärme Heidelberg

Im Rahmen der Transformation der Fernwärme verfolgen die Stadtwerke Heidelberg aktuell folgende Projekte

- Nutzung oberflächennaher Geothermie für die Wärmeversorgung Patrick-Henry-Village:
Die Wärmeversorgung der Neubauten im Konversionsgebiet Patrick-Henry-Village soll über ein wechselwarmes Netz erfolgen. Für die zentrale Wärmeerzeugung für dieses wechselwarme Netz ist als eine ganzjährig zu nutzende Wärmequelle u.a. ein Erdsondenfeld vorgesehen. Die Anzahl der Sonden und deren Bohrtiefe liegen noch nicht endgültig fest. Mittels Thermal Response-Test soll zunächst die Leitfähigkeit des Erdreichs überprüft werden. Ein erstes Pilot-Testfeld ist mit 50 Erdsonden vorgesehen. Die mögliche und sinnvolle Bohrtiefe ist noch zu überprüfen, 50 m sind angedacht.
Die Wärmeleistung beträgt dann zwischen 120 und 250 kW. Die jährliche Wärmeerzeugung beläuft sich bei \varnothing 2.000 Vollbenutzungsstunden (Grund- und Mittellast) inkl. der Antriebsleistung der Wärmepumpen auf rd. 0,6 GWh/a bzw. 0,1 % der Fernwärme.
- Nutzung Tiefer Geothermie im Rahmen des Projektes „GeoHardt“ von MVV und EnBW:
MVV und EnBW haben mit dem Geothermieprojekt „GeoHardt“ ein Erlaubnisfeld zugeteilt bekommen, für das umfangreiche geophysikalische Daten vorliegen (2D- und 3D-Seismik, Bohrdaten, vgl. Abbildung 13). Eine überschlägige Potenzialabschätzung ist auf Basis dieser Datengrundlagen bereits möglich. Für eine Standortauswahl und -bewertung sind aber zusätzliche Untersuchungen erforderlich, die in den kommenden eineinhalb Jahren durchgeführt werden sollen, um die nachfolgenden Erschließungsbohrungen und Nutzbarmachung auf Basis gesicherter Erkenntnisse zu tätigen und das Fündigkeitsrisiko zu begrenzen.
Die Realisierung ist im Zeitraum 2023 bis 2026 vorgesehen. Bei erfolgreicher Fündigkeit soll ein geothermisches Heizwerk mit einer Wärmeleistung von bis zu 50 MW errichtet werden, aus dem Fernwärme ganzjährig in Grundlast bereitgestellt werden soll. Der genaue Standort ist aus o.g. Gründen noch nicht bekannt. Grundsätzlich ist auch ein Standort auf Heidelberger Gemarkung denkbar. Westlich von Heidelberg werden aufgrund eines steileren Temperaturgradienten jedoch höhere Potenziale erwartet.
Bei einem Anteil von 30 % für die Fernwärme in Heidelberg, beträgt das rechnerische Potenzial für die Heidelberger Fernwärme rd. 15 MW Wärmeleistung. Die jährliche Wärmemenge würde bei Einsatz in der Mittellast 45-55 GWh/a betragen bzw. 7-9 % des Fernwärmebedarfs in Heidelberg entsprechen.

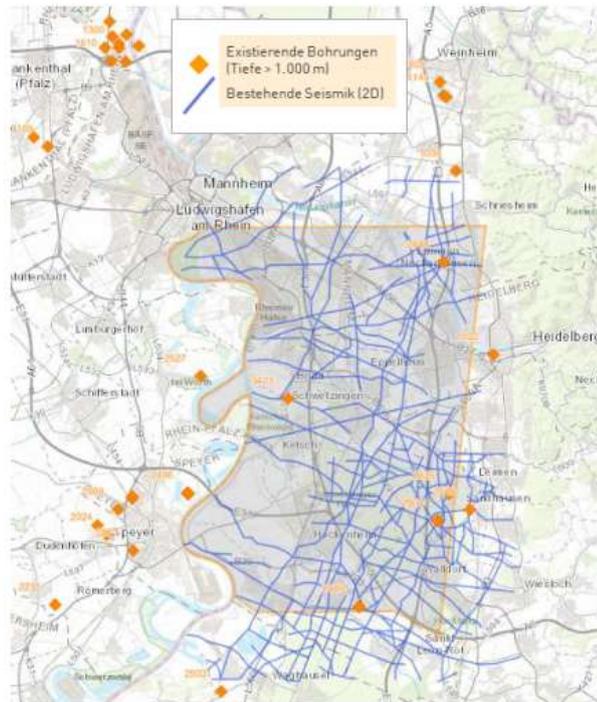


Abbildung 13: Erlaubnisfeld des Projektes „GeoHardt“ von MVV/EnBW²⁰

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme-Leistung	Fahrweise (Grund-/Mittel-/Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
Erdsonden Patrick-Henry-Village	Oberflächennahe Geothermie	0,3 MW	Mittellast	10-20 °C (kaltes FW-Netz)	0,2%
Projekt „GeoHardt“	Tiefe Geothermie	ca. 50 MW (30% anteilig für SWH => 15 MW)	Mittellast	90-120 °C	7-9%
Summe		15,3 MW	Grundlast	0 %	7,2-9,2%
			Mittellast	14-16 %	
			Spitzenlast	0%	

²⁰ M. Wolf (MVV), S.Ertle und T. Kölbel (EnBW) [2021]: „Geothermie Hardt- ein Gemeinschaftsprojekt von MVV und EnBW“

2.6 Solarthermie

2.6.1 Überblick

Die Solarthermie hat sich im kleineren Maßstab mit 6 bis 20 m² seit Jahrzehnten zur Trinkwarmwasserbereitung im Wohngebäudebereich mit Erträgen insbesondere im Sommerhalbjahr etabliert. Bei größerer Auslegung und mit Hilfe von Heißwasserspeichern erfolgt zunehmend auch die Nutzung zur Heizungsunterstützung in der Übergangszeit.

In der Fernwärmeversorgung wird die Solarthermie im großen Maßstab mit bis zu mehreren 10.000 m² Kollektorfläche insbesondere im ländlichen Raum in Dänemark eingesetzt. Mit Hilfe von großen Saisonalspeichern (Erdbeckenspeichern) kann die überschüssige Wärmeenergie im Sommerhalbjahr zwischengespeichert und bis in das Winterhalbjahr genutzt werden. In Deutschland sind inzwischen 35 Solarthermieanlagen mit mehr als 500 m² Kollektorfläche in Betrieb, die in Fern- bzw. Nahwärmenetze eingebunden sind. Die größten Anlagen stehen zurzeit in Senftenberg/Brandenburg mit 8.300 m² und in Bernburg/Sachsen-Anhalt mit 8.600 m². Eine weitere Großanlage mit 14.800 m² Kollektorfläche wird zurzeit in Ludwigsburg errichtet.

Die erreichbaren Vorlauftemperaturen liegen je nach Jahreszeit/Sonneneinstrahlung und Anlagenbauart bei 60 bis 95°C. Für eine verlässliche Vorlauftemperatur im Rahmen der ökologischen Fernwärmeversorgung ist die Nachheizung z.B. mittels einer mit regenerativem Strom betriebenen Wärmepumpe vorzusehen.

Der Flächenbedarf von Solarthermieanlagen ist – wie für die meisten regenerativen Energieträger – relativ groß. Er liegt bei einem Wärmeertrag von 150 bis 180 kWh je m² Grundfläche und Jahr mit rd. 0,6 ha je 1.000 MWh aber um den Faktor 30 niedriger als bei gezieltem Anbau von Biomasse zur Energiegewinnung. Da die Wärme weit überwiegend im Sommerhalbjahr anfällt, muss diese für eine Nutzung im Winterhalbjahr in einem Saisonalspeicher zwischengespeichert werden. Saisonalspeicher bedeuten einen erheblichen Investitionsbedarf und sind je nach Größenmaßstab mit einem additiven Flächenverbrauch verbunden (Erdbeckenspeicher).

2.6.2 Nutzung von Solarthermie in der Fernwärme Heidelberg

Die Solarthermie wird bisher für die Fernwärmeversorgung in Heidelberg nicht eingesetzt.

Am Tiergartenbad betreibt SWH seit mehr als 25 Jahren eine Solarthermie-Anlage für die Beckenbeheizung und Brauchwarmwasser-Bereitung. Es ist vorgesehen, diese Anlage aufgrund ihres hohen Alters und zunehmender Störanfälligkeit zu ersetzen. Eine Wärmepumpenanlage in Verbindung mit einer PV-Anlage, aus der der Strom für die Wärmepumpe bereitgestellt werden soll, wird zukünftig die Beckenheizung übernehmen.

2.6.3 Ausbau der Solarthermie-Nutzung in der Fernwärme Heidelberg

Der hohe Flächenbedarf der Solarthermie für die Fernwärme steht in Heidelberg in direkter Konkurrenz zur expansiven Flächennutzung für Gewerbe, Wohnen und Verkehr. Für einen Einsatz der Solarthermie im großen Maßstab mit mehreren 1.000 m² Kollektorfläche ist das Flächenangebot daher nicht gegeben. Auch im Bereich dezentraler Solarnutzung mittels kleinerer Anlagen auf Dachflächen ist im letzten Jahrzehnt zunehmend die Konkurrenzsituation zu weiteren klimaschutzrelevanten Maßnahmen, wie PV-Anlagen und Gründächern, zu beobachten.

Für die Wärmeversorgung im Konversionsgebiet PHV wurde u.a. eine Großflächensolaranlage geprüft. Diese könnte einen Beitrag zur Deckung der Wärmelast insbesondere im Sommerhalbjahr erbringen. Da die Wärmeabnahme im Sommerhalbjahr jedoch vergleichsweise gering und bereits durch interne Wärmerückgewinnungseffekte im vorgesehenen wechselwarmen Netz sowie die ganzjährig verfügbaren Erdwärmesonden gedeckt ist, wird die Solarthermie in das Versorgungskonzept für PHV nicht miteinbezogen.

Ähnlich verhält es sich bei der Fernwärmeversorgung der Stadtwerke Heidelberg: mit den Bausteinen Holzheizkraftwerk im Pfaffengrund, dem Biogas- und Erdgas-BHKW und dem künftigem Bezug aus dem Holzheizkraftwerk der MVV, ist die ökologische Fernwärmeversorgung im Sommerhalbjahr bereits vollständig gesichert und der Einsatz von Solarthermie kann zu dieser Zeit keinen zusätzlichen Nutzen erbringen.

Die Solarthermie wird vor diesem Hintergrund als Baustein für die ökologische Transformation der Heidelberger Fernwärmeversorgung von den Stadtwerken Heidelberg vorerst nicht verfolgt.

2.7 Spitzenlastdeckung durch (grünes) Gas

2.7.1 Spitzenlastdeckung in Heidelberg

Neben den verschiedenen Optionen für den ökologischen Umbau der Fernwärme-Grund- und -Mittellast ist auch die Spitzen- und Reservelastdeckung der Fernwärmeversorgung zu sichern. Der Anteil der Spitzenlastwärme in den Heidelberger Fernwärmenetzen liegt bei 5 bis 10 % der jährlichen Gesamtwärmemenge und wird mittels der Spitzenkesselanlagen der Stadtwerke Heidelberg an verschiedenen Standorten gedeckt (Pfaffengrund, Heizwerke Mitte, Hasenleiser und Boxberg).

Die Anlagen laufen nur wenige Stunden jährlich, spielen aber mit der Gewährleistung der Wärmeversorgung während Kälteperioden und Besicherung des Fernwärmebezugs aus Mannheim, betrieblich eine wesentliche Rolle. Das von Stadtwerken Heidelberg verfolgte Betriebskonzept hat sich in den letzten Jahrzehnten bewährt und wird auch künftig unverzichtbar sein.

Mit zunehmender Umstellung der Erdgassysteme in Deutschland von fossilem Erdgas auf grünes Erdgas, kann auch die Spitzenlastversorgung der Fernwärme in Heidelberg und die konventionelle Wärmeversorgung aus Erdgas auf grünes Gas umgestellt werden. Langfristig wird dabei, zu Biomethan aus der Biomasse- und Abfallvergärung, auch aus regenerativem Strom erzeugter, grüner Wasserstoff hinzukommen.

2.7.2 Spitzenlastdeckung in Mannheim

Die Spitzenlastdeckung der Fernwärme in Mannheim erfolgt bisher überwiegend durch die Erzeugungsanlagen im GKM auf Basis der Kohle-KWK. Zusätzlich betreibt die MVV im Stadtgebiet Mannheim mehrere Spitzen- und Reserveanlagen als erdgasgefeuerte Heizwerke.

Im Zuge des Kohleausstiegs wird die MVV die Spitzen- und Reserveabsicherung auf erdgasgefeuerte Heizwerke umstellen und hat hierzu in einem ersten Schritt den Neubau eines Heizwerkes mit 300 MW Wärmeleistung am Standort GKM ausgeschrieben.

2.8 Einsatz von erdgasgefeuerten KWK-Anlagen

2.8.1 Erdgas-KWK

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erlaubt aufgrund der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme in Heizkraftwerken, gegenüber der getrennten Stromerzeugung in Kondensations-Kraftwerken und der Wärmeerzeugung in Kesseln, sowohl Primärenergie- als auch CO₂-Einsparungen in der Größenordnung von 20 bis 40 % je nach KWK-Technologie. Die KWK ist seit Jahrzehnten weltweit in der Fernwärmeversorgung und in der gewerblichen Versorgung mit Prozesswärme etabliert und bewährt.

Die Wärmeerzeugung für die Fernwärmeversorgung in Heidelberg basiert seit rd. 30 Jahren zum größten Teil auf energieeffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Dabei weist die Fernwärme aus steinkohlebasierter KWK (wie im GKM in Mannheim) einen CO₂-Faktor auf, der vergleichbar der Wärmeversorgung aus einem erdgasgefeuerten Heizkessel ist (300 g_{CO₂-Äquivalent}/kWh, Berechnung gem. GEG ²¹). Erdgasgefeuerte KWK-Anlagen erlauben demgegenüber, mit einem CO₂-Faktor von 180 g_{CO₂-Äquivalent}/kWh²², eine deutliche CO₂-Einsparung von 120 g_{CO₂-Äquivalent}/kWh bzw. 40 %. Diese Einsparung ist auf den deutlich niedrigeren CO₂-Gehalt im Brennstoff und die noch effizientere Strom- und Wärmeerzeugung bei gleichzeitig höherer Stromkennzahl ²³ zurückzuführen.

Der Gesetzgeber hat das enorme Primärenergie- und CO₂-Einsparpotenzial der KWK erkannt und fördert seit 2002 die Nutzung und den Ausbau der KWK insbesondere im Bereich der Fernwärmeerzeugung über das sog. KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). In den letzten Jahren wurde der Fokus des KWKG vermehrt auf CO₂-arme erdgasgefeuerte KWK-Anlagen verlegt und liegt heute ausschließlich dort. Gleichzeitig wurden die Fördermechanismen derart umgestaltet, dass die Erdgas-KWK nicht nur ihre Primärenergie- und CO₂-seitigen Einsparpotenziale erbringen, sondern mit ihrer Flexibilität gleichzeitig eine stromnetzdienliche Fahrweise realisieren kann. Damit werden zusätzliche Potenziale in der Nutzung regenerativer Stromerzeugung aus den volatilen Quellen Windkraft und Photovoltaik für den Strommarkt gehoben, die andernfalls ungenutzt abgeregelt werden müssten.

Vor diesem Hintergrund spielt die Erdgas-KWK nicht nur heute, sondern auch künftig als Brückentechnologie eine wesentliche Rolle bei der Transformation der Wärme- und Stromversorgung zu einer CO₂-armen Versorgung. Langfristig ist – Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff vorausgesetzt – auch die klimaneutrale Rückverstromung und Wärmegewinnung aus grünem Wasserstoff denkbar.

Größere KWK-Anlagen oberhalb 20 MW Feuerungswärmeleistung, profitieren hinsichtlich der CO₂-Belastungen nach wie vor von den im TEHG verankerten Erleichterungen für die effiziente KWK-Wärme. Die kleineren KWK-Anlagen unter 20 MW Feuerungsleistung werden jedoch durch die aus dem BEHG resultierenden CO₂-Kosten zurzeit und auch in den kommenden Jahren kontinuierlich stärker belastet. Diese Kosten konterkarieren die Förderbemühungen des KWKG. Falls hier keine Nachbesserung seitens des Gesetzgebers erfolgt, werden die CO₂-Kosten KWK-Neuanlagen in den kommenden Jahren deutlich belasten.

Die Erdgasbetriebenen BHKW's sind grundsätzlich, abhängig von ihrer Verfügbarkeit und der Kostensituation, auch mit „grünen“ Gasen auf Methangasqualität zu betreiben. Alle BHKW's können daher auch auf eine vollständig klimaneutrale Versorgung ausgerichtet werden.

²¹ GEG Gebäudeenergiegesetz Anlage 9 vom 08.08.2020

²² Eigene Berechnung für typisches Erdgas-BHKW mit $\eta_{el} = 40\%$ nach Stromgutschriftmethode mit bundesdeutschem Strommix

²³ Stromkennzahl = Verhältnis Stromerzeugung / Wärmeerzeugung im KWK-Prozess

2.8.2 Nutzung von Erdgas-KWK in der Fernwärme Heidelberg

Im Rahmen der Umsetzung der langfristigen Energiekonzeption haben die Stadtwerke Heidelberg in 2013/2014 die ersten zwei Erdgas-BHKW-Anlagen mit Leistungen von jeweils 750 kW_{el} bzw. 830 kW_{th} errichtet und in Betrieb genommen. Die Anlagen werden seitdem im Mittellastbereich der Fernwärme eingesetzt und erbringen eine jährliche Wärmeerzeugung von rd. 11.000 MWh/a bzw. knapp 2 % des jährlichen Fernwärmebedarfs.

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme-Leistung	Fahrweise (Grund-/Mittel-/Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
Erdgas-BHKW (Bestand)	Erdgas-KWK	2 x 0,8 MW	Mittellast	90-100 °C	1,8%
Summe					
		1,6 MW	Grundlast	0 %	1,8%
			Mittellast	5	
			Spitzenlast	0%	

2.8.3 Ausbau von Erdgas-KWK in der Fernwärme Heidelberg

Im Zuge der Errichtung der drei iKWK-Anlagen am Standort Pfaffengrund (vgl. Abschnitt 2.3.2 Nutzung von Umweltwärme) werden drei erdgasgefeuerte BHKW-Anlagen mit jeweils 2.000 kW elektrischer und thermischer Leistung errichtet und sollen 2022 in Betrieb gehen. Sie werden über rd. 3.500 Stunden jährlich, bevorzugt im Winterhalbjahr, eingesetzt und dienen der Fernwärme-Mittellast. Die Wärmeerzeugung der Anlagen beträgt insgesamt rd. 21.000 MWh/a, dies deckt 3,5 % des jährlichen Fernwärmebedarfs.

Parallel zu den iKWK-BHKWs wird eine weitere erdgasgefeuerte BHKW-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 1.000 kW_{el} bzw. einer thermischen Leistung von 1.070 kW_{th} errichtet und in Betrieb genommen. Diese Anlage dient u.a. der Stromversorgung des Standortes Pfaffengrund inkl. der drei Wärmepumpen der neuen iKWK-Anlagen. Sie soll über rd. 7.000 Stunden jährlich in der Wärme-Mittellast eingesetzt werden. Die Wärmeerzeugung beträgt rd. 7.000 MWh/a bzw. 1,1 % des jährlichen Fernwärmebedarfs.

In Summe werden diese neuen Erdgas-BHKW-Anlagen gut 4 % des Fernwärmebedarfs bereitstellen, dies entspricht 7,5 % der Fernwärme-Mittellast.

Die Erdgas BHKWs haben theoretisch auch das Potential, zukünftig mit „grünen“ Gasen betrieben zu werden, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dies ermöglichen.

Maßnahme	Einsatzstoff	Fernwärme-Leistung	Fahrweise (Grund-/Mittel-/Spitzenlast)	Temperaturniveau	% Anteil FW Deckung
iKWK-Anlagen	Erdgas-BHKW	3 x 2 MW	Grundlast Mittellast	90-100 °C	3,5%
Eigenbedarfs-BHKW	Erdgas-BHKW	1,1 MW	Grundlast; Mittellast	90-100 °C	1,1%
Summe					
		7,1 MW	Grundlast	13 %	4,6%
			Mittellast	0 %	
			Spitzenlast	0%	

2.9 Herausforderung: Zusammenführung Potenziale und Lastgang

Die Fernwärmeversorgung in Heidelberg dient überwiegend der Beheizung von Wohn- und Geschäftsgebäuden (ca. 80 %) und der Bereitstellung von Trinkwarmwasser und Prozesswärme (ca. 20 %). Die jährliche Lastkurve der Fernwärme ist daher im wesentlichen durch den außentemperaturabhängigen Wärmebedarf für die Gebäudeheizung geprägt. Je niedriger die Außentemperatur ist, desto höher ist die Wärmelast und umgekehrt. Im Sommer ist der Wärmebedarf für Heizung praktisch gleich Null und die Fernwärme wird nur für Trinkwarmwasser und Prozesswärme benötigt. Abbildung 14 zeigt einen beispielhaften Lastgang der Fernwärmelast in Heidelberg, gemäß aktueller Laststruktur des Gesamtnetzes und den zugeordneten Jahrgang der Außentemperatur.

Im Betrieb der Erzeugungsanlagen müssen nicht nur die jahreszeitlichen Schwankungen, sondern auch die untertägigen Schwankungen des Wärmebedarfes jederzeit abgefahren werden. Dies erfolgt mittels verschiedener Erzeugeranlagen für die Grundlast-, die Mittellast- und die Spitzenlastwärmeerzeugung. Eine typische Grund-, Mittel- und Spitzenlastaufteilung in der Fernwärme-Erzeugung wird in Abbildung 15 dargestellt.

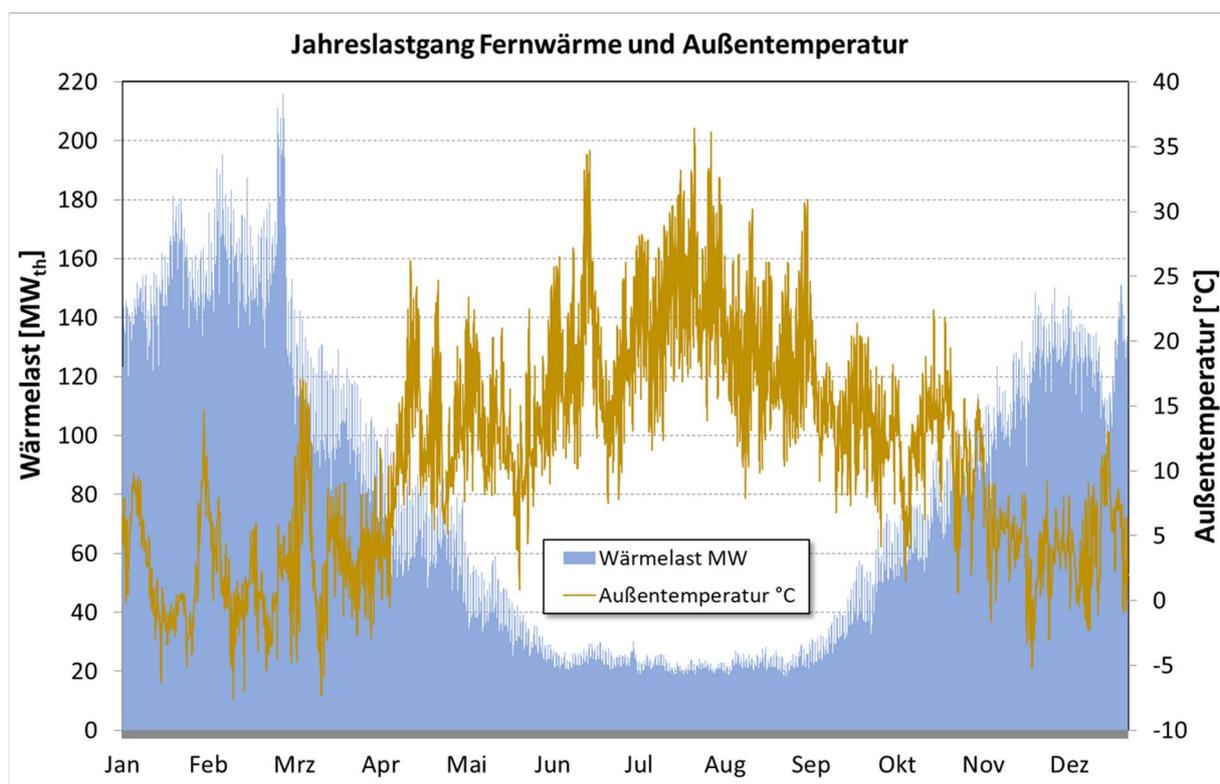


Abbildung 14: Beispiel Jahreslastgang Fernwärme und Außentemperatur

Die Struktur der Fernwärme-Lastgänge wird sich langfristig mit zunehmendem Anteil sanierter Gebäude bzw. Neubaugebiete verändern: die Lastüberhöhung im Winterhalbjahr wird zurückgehen und der Anteil der Sommergrundlast für Trinkwarmwasser am Gesamtbedarf zunehmen. Die Effekte aus dem mit Abstand größten Neubauquartier in Heidelberg – der Bahnstadt – sind in den hier zugrunde gelegten Lastgängen bereits enthalten. Weitere Lastgang-Veränderungen aus künftigen Neubau- und Konversionsgebieten werden sich allmählich über die nächsten Jahre einstellen und zudem mit den Zuwachs-Effekten aus dem Fernwärme-Ausbau und -verdichtung überlagert. Im Rahmen des Monitorings zur Transformation der Fernwärme werden diese Lastgang-Einflüsse, seitens der Stadtwerke Heidelberg, durch periodische Aktualisierung der zugrunde gelegten Lastgang-Struktur berücksichtigt.

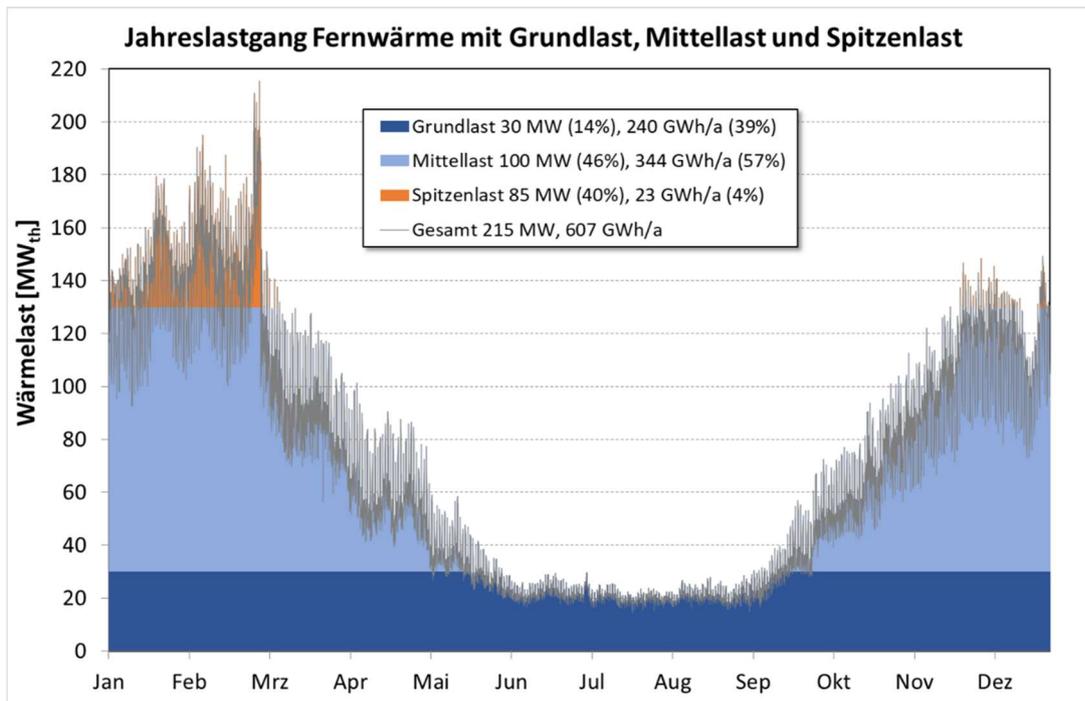


Abbildung 15: Beispiel Wärmelastgang mit Grund-, Mittel- und Spitzenlast

Die ökologische Grundlasterzeugung der Fernwärme Heidelberg ist mit der Eigenerzeugung der Stadtwerke Heidelberg im Holz-HKW und in den Biogas-BHKW-Anlagen sowie dem Bezug von Abwärme aus der thermischen Abfallverwertung der MVV sehr gut aufgestellt. Die Grundlasterzeugung ist vollständig gedeckt und es werden 40-50 % der Fernwärme für Heidelberg CO₂-frei bereitgestellt. Von Mai bis Oktober ist die Fernwärme bereits heute zu 100 % CO₂-frei (vgl. Abbildung 16). Der genaue Anteil der grünen Fernwärme an der Gesamtfernwärme hängt auch von der Entwicklung des Fernwärme-Absatzes ab. Diese ist in Heidelberg aufgrund der Neuerschließungen (Bahnstadt) und des stetigen Fernwärme-Ausbaus der letzten Jahre sehr dynamisch und hängt zudem von den Witterungsbedingungen im Betrachtungsjahr ab.

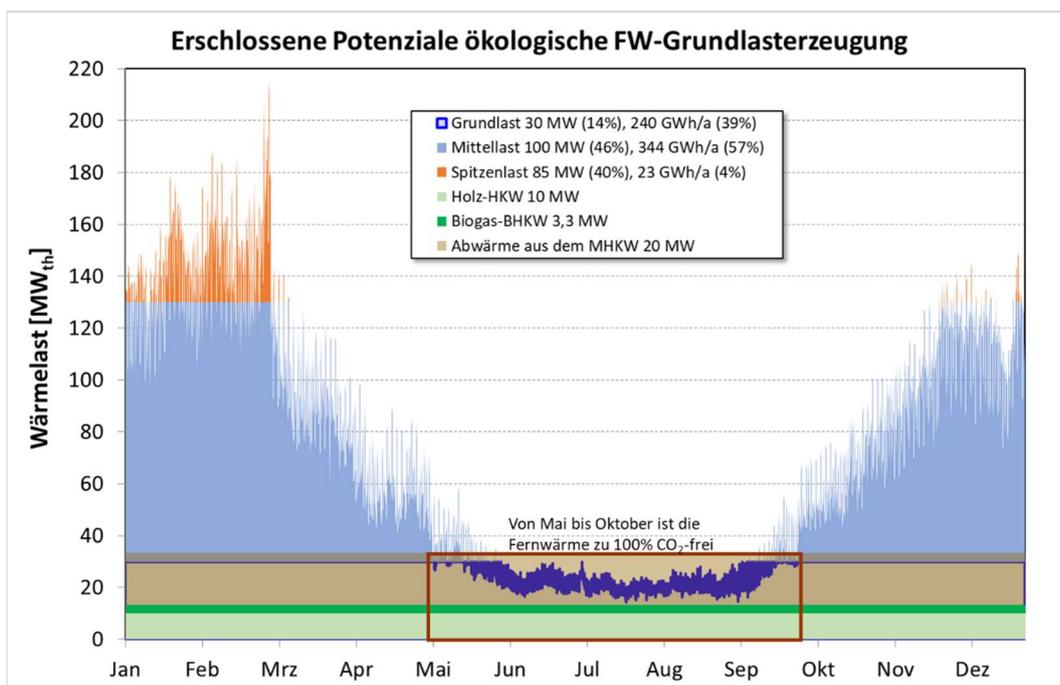


Abbildung 16: Erschlossene Potenziale ökologische Grundlastwärme

Die Herausforderung der weiteren Transformation der Fernwärme wird darin bestehen, die Wärmeversorgung in der Mittel- und Spitzenlast auf eine noch effizientere und CO₂-ärmere, sowie langfristig auf die CO₂-freie, Versorgung umzustellen.

Als erster Baustein hierzu werden derzeit die drei iKWK-Anlagen mit Wärmepumpen, Elektrokessel und BHKW-Modulen errichtet und ab der Inbetriebnahme in der Mittellast im Winter und in der Übergangszeit eingesetzt.

Weitere ökologische Potenziale sollen schrittweise erschlossen werden (vgl. Abbildung 17):

- Oberflächennahe Geothermie in Heidelberg und tiefe Geothermie in Mannheim
- Umweltwärme (Flusswasser) in Mannheim (und Prüfung von Standorten in Heidelberg)
- Zusätzliche Mengen von Biomasse in Heidelberg und in Mannheim
- Abwärme (unter anderem Abwasserwärme) in Heidelberg

Diese Wärmequellen mit einem Potenzial von insgesamt 60 bis 80 MW sind hervorragend für die ganzjährige Grundlastwärmeerzeugung geeignet. Als einzige Ausnahme ist der Einsatz fester Biomasse, aufgrund der Energiespeicherung im lagerungsfähigen Brennstoff, direkt auch für die Wärmeerzeugung in der Mittellast geeignet.

Die Erschließung der genannten Wärmequellen ist sehr aufwändig und mit hohen Investitionen verbunden. Die besonderen Herausforderungen werden in der technischen und genehmigungsrechtlichen Umsetzung bestehen und darüber hinaus insbesondere darin, diese Wärmequellen für die Mittellast mit ihren hohen Anforderungen an die Flexibilität der Erzeugung nutzbar zu machen und gleichzeitig die Wärmegestehungskosten auf einem moderaten Preisniveau zu halten.

Ein bereits von den Stadtwerken Heidelberg umgesetztes Mittel hierfür ist der Wärmespeicher am Standort Pfaffengrund, mit dem die Wärmeerzeugung und die Wärmeabnahme im Tages- und Wochenverlauf flexibel aufeinander abgestimmt werden können. Gleichzeitig können die verfügbaren Wärmeleistungen über die Nutzung des Wärmespeichers in Tagesspitzen verschoben und damit die Wärmeabgabe, gegenüber der Summe der verfügbaren Quellenleistungen, angehoben werden.

Dennoch wird aller Voraussicht nach das o.g. Potenzial an grüner Fernwärme nicht vollständig ausreichen, um die Wärmelast in der Mittel- und Spitzenlast zu decken (vgl. Abbildung 17). Hier sind weitere Bausteine erforderlich. Zum einen ist dies der Einsatz von grünem Erdgas (Biometan, langfristig auch anteilig grüner Wasserstoff) in den Spitzen- und Reservekesseln in Heidelberg. Zum anderen ist insbesondere der Einsatz weiterer erdgasgefeuerter BHKW-Anlagen, mit ihrer hohen Effizienz und Flexibilität in der Wärme- und Stromerzeugung und der Systemdienlichkeit für den ökologischen Umbau der Stromversorgung, in Deutschland als Brückentechnologie eine, gleichermaßen in der Politik und in der Versorgungswirtschaft, anerkannte Technologie. Langfristig bieten die Anlagen darüber hinaus – Verfügbarkeit von Wasserstoff aus der Elektrolyse mit regenerativem Überschussstrom vorausgesetzt – die Möglichkeit der nahezu treibhausgasfreien Rückverstromung und der gekoppelten Wärmeerzeugung.

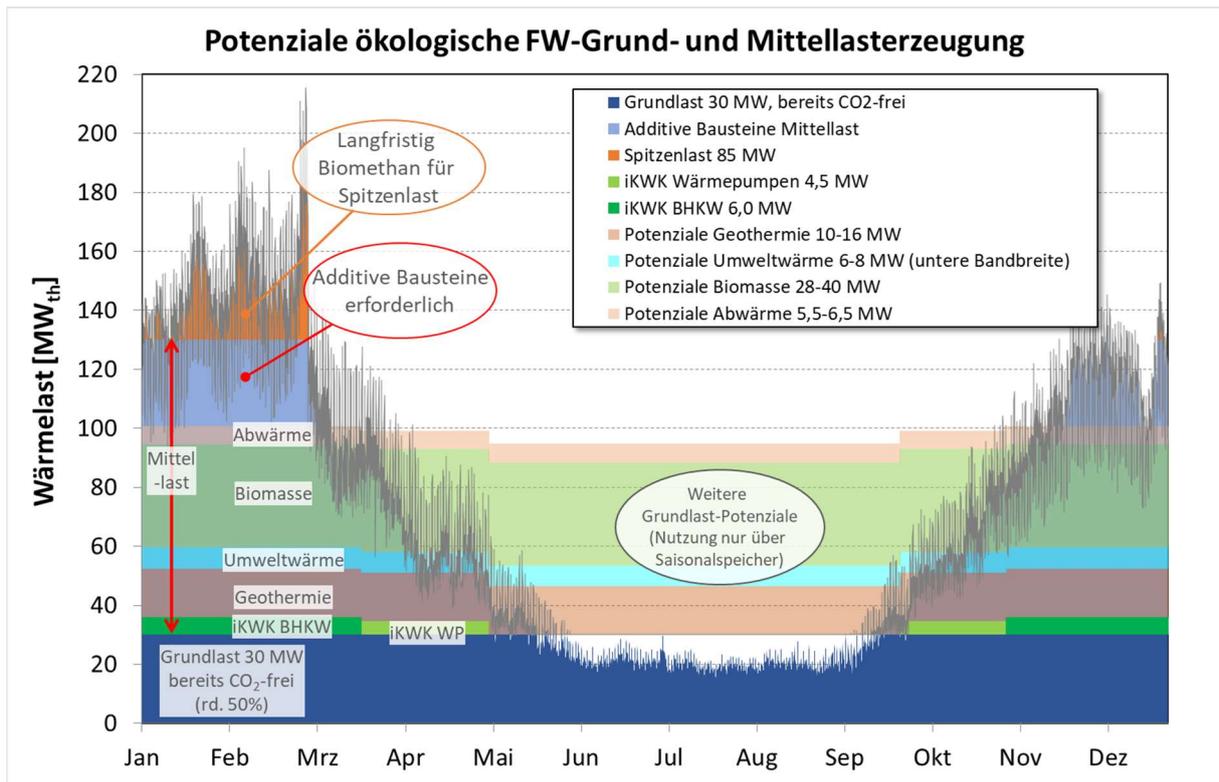


Abbildung 17: Potenziale ökologische Grund- und Mittellastwärme

3 Fernwärme Temperaturniveaus

3.1 Historische Entwicklung und Temperaturniveaus der Netze

Die Fernwärmeversorgung in Großstädten in Deutschland ist i.d.R. historisch gewachsen, so auch in Heidelberg. Bereits in den 1930er-Jahren wurde ein erstes Fernheizwerk zur Versorgung des alten Klinikums in Betrieb genommen. Aus diesem Netz ist schrittweise die Versorgung der Innenstadt gewachsen. Noch bis Ende der 1950er-Jahre wurde dieses Netz mit konstant hoher Vorlauftemperatur von 185°C betrieben. Parallel wurde bereits ab den 1940er-Jahren ein Dampf-/Kondensatnetz zur Versorgung der Heidelberger Druckmaschinen und der Schlossquell-Brauerei betrieben. In den 1950er-Jahren wurde im Pfaffengrund ein Heißwassernetz für Wohngebäude und ein Dampf-/Kondensatnetz zur Versorgung industrieller Abnehmer mit Prozesswärme aufgebaut. Zur Versorgung der Innenstadt wurde, vom Heizwerk Mitte aus, ein effizienteres Warmwassernetz mit gleitender Vorlauftemperatur zwischen 60 und max. 110°C aufgebaut.

In den 1960er-Jahren kamen als Inselnetze Boxberg und Hasenleiser hinzu. Anfang der 1970er-Jahre wurde das Neubaugebiet Emmertsgrund vom Heizwerk Boxberg erschlossen. Mitte der 1980er-Jahre wurde die Fernwärme-Transportleitung Mannheim- Heidelberg errichtet und 1987 der Fernwärme-Bezug aus dem GKM aufgenommen. Die bisher getrennten Warmwassernetze Mitte/Innenstadt, Boxberg/Emmertsgrund und Hasenleiser wurden miteinander verbunden und von der Übergabestation West am Standort Pfaffengrund erfolgte seither die Versorgung des gesamten Stadtgebietes aus der Transportleitung von Mannheim.

Auf der Abnehmerseite (Gebäude) waren früher, aufgrund der schlecht gedämmten Gebäude und der wenig effizienten Gliederheizkörper, Auslegungstemperaturen bis zu 90°C und mehr üblich. Dies erforderte netzseitige Vorlauftemperaturen von mehr als 100°C. Mit zunehmender Verdichtung und Anstieg der Wärmelast bei bestehenden Rohrleitungsdimensionen, muss die Vorlauftemperatur an kalten Wintertagen auf bis zu 130°C angehoben werden, um die höheren Lasten ohne Netzverstärkungsmaßnahmen bedienen zu können.

Um die hohen Vorlauftemperaturen auch im Bezug gewährleisten zu können, wurde die Fernwärmehtransportleitung von Mannheim ebenfalls auf max. 130°C Vorlauf ausgelegt.

Um die Rohrleitungsdimensionen in großen Fernwärmeverbundsystemen wie bspw. im Ruhrgebiet in erträglichem Rahmen zu halten, werden große Transportleitungen auch heute noch mit Temperaturen bis zu 180°C betrieben.

Vor dem Hintergrund von Energieeinsparbemühungen nach der Ölkrise wurden ab ca. Mitte der 1970er-Jahre der Dämmstandard von Gebäuden erhöht und Niedertemperaturheizkessel mit gleitender Vorlauftemperatur 90/70, sowie moderne Heizkörper mit größeren Heizflächen installiert. Ab Mitte der 1980er wurden Brennwertkessel serienreif. Die Heizungssysteme wurden zunehmend auf niedrigere Vorlauftemperaturen 70/50°C ausgelegt und zunehmend Flächenheizungen (Fußbodenheizung) mit niedrigen Vorlauftemperaturen (35°C) eingesetzt (vgl. Abbildung 18). Die Trinkwarmwasserbereitung erfordert bei Speicherladesystemen, aber auch heute für die thermische Desinfektion (Legionellenschaltung), noch eine Heizwasservorlauftemperatur von wenigstens 70 bis 75°C.

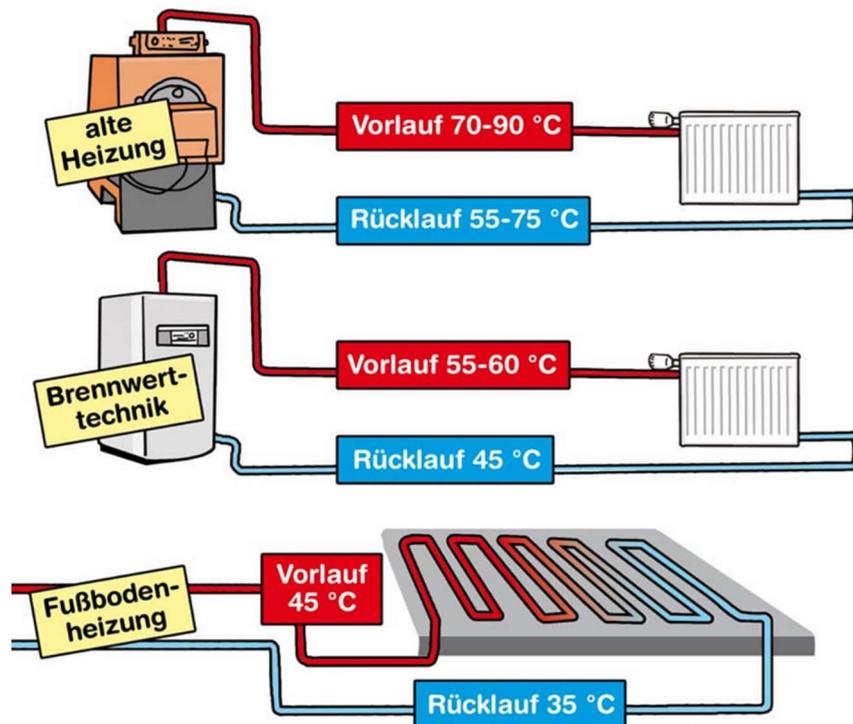


Abbildung 18: Heizungsarten und Vorlauftemperatur²⁴

3.2 Betrieb von Wärmenetzen mit abgesenkten Vorlauftemperaturen

Die Absenkung der Netzvorlauf- und Rücklauftemperaturen bietet aus Sicht der Energieeinsparung als auch des Klimaschutzes einige Vorteile:

- Absenkung der Netzverluste
- Einfachere Einbindung erneuerbarer Wärmequellen wie Solarwärme oder zentrale Wärmepumpen, die aus Abwärme, Umweltwärme oder Geothermie gespeist werden.

Die Absenkung der Netztemperaturen ist zunächst von der Abnehmerseite her zu beurteilen. Teilnetze oder Inselnetze für Neubausiedlungen sind auf abgesenkte Vorlauf-/Rücklauftemperaturen von 70/50°C, oder auch niedrigere Temperaturen, auslegbar und betreibbar, wenn über die technischen Anschlussbedingungen entsprechende Temperaturverhältnisse auf der Abnehmerseite gesichert sind. Hierzu gehören max. Vorlauf und Rücklauf des Heizungssystems, aber auch Heizwasser-Pufferspeicher mit Trinkwarmwasserstationen. Bei Speicherladesystemen sind zusätzlich elektrische Heizpatronen für die thermische Desinfektion vorzusehen.

Die transportierte Wärmemenge im Netz ist sowohl von der Temperaturspreizung, als auch vom Massenstrom abhängig (Vgl. Formel 1). Wird die Vorlauftemperatur stark abgesenkt, dann wird die realisierbare Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf reduziert. Damit weiterhin die gleiche Wärmemenge im Netz zu den Kunden transportiert werden kann, wird ein größerer Massenstrom benötigt. Für den erhöhten Massenstrom bedarf es, neben größeren Rohrdimensionen, auch mehr Pumpstrom zur Umwälzung des Wasservolumens.

Formel 1:
$$Q = \dot{m} \cdot \Delta T \cdot C_p$$

$$Q = \text{Wärmemenge}; \dot{m} = \text{Massenstrom}; \Delta T = \text{Temperaturspreizung}; C_p = \text{Spezifischer Wärmekapazität}$$

²⁴ <https://www.heizspare.de/spartipps/heizung-optimieren/optimale-vorlauftemperatur-einstellen>

Vor dem Hintergrund der historischen Entwicklung, können die Vorlauftemperaturen in bestehenden Fernwärmesystemen daher sowohl bzgl. der Dimensionierung der Netze, als auch bzgl. der Auslegung der Heizungssysteme in den Gebäuden, nicht beliebig abgesenkt werden. Insbesondere im Gebäudebestand mit nicht sanierten Gebäuden aus dem Zeitraum vor 1980, ist eine Vorlauftemperaturabsenkung auf weniger als 90°C i.d.R. kaum möglich.

Sollen Temperaturabsenkungen in bestehenden Fernwärmenetzen im Gebäudebestand vorgenommen werden, ist zunächst durch technische Klärung mit den Gebäudeeigentümern sicherzustellen, dass eine ausreichende Wärmeversorgung auch mit abgesenkter Vorlauftemperatur möglich ist. Darüber hinaus ist durch Anreize und Umbauten der Wärmeübergabestationen sicherzustellen, dass eine ausreichende Spreizung im Fernwärme-System mit entsprechend abgesenkter Rücklauftemperatur gewährleistet ist. Wird nur die Fernwärmeverlauftemperatur abgesenkt, ohne abnehmerseitige Maßnahmen für eine ausreichende Spreizung im Netz vorzunehmen, sind hydraulisch bedingte Versorgungsengpässe wahrscheinlich.

Durch Effizienzverbesserung der Gebäudehülle und durch dem Einbau von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, ist eine Reduzierung der Heiztemperaturen leicht möglich. Die Effizienzsteigerung kann und soll langfristig, durch energetische Sanierungen ganzer Quartiere, ergänzt werden. Hierbei kann der Baustein der KfW-Förderung Programm 432 „Energetische Sanierungskonzept und Sanierungsmanager“ genutzt werden.

Es erscheint sinnvoll, erste Pilotprojekte zur Reduzierung der VL- und RL-Temperaturen in Gebäuden bzw. Quartieren zu initiieren, um Erfahrungen zu sammeln.

4 Transformation der Fernwärme

Mit den skizzierten Bausteinen der effizienten und treibhausgasarmen Fernwärmeerzeugung in Mannheim bzw. Heidelberg wird die Fernwärmeerzeugung in den kommenden Jahren eine massive, und in dieser auch zeitlichen Kompaktheit, bisher nicht dagewesene Transformation von der überwiegend kohlebasierten KWK-Fernwärme hin zu einer Vielzahl klimafreundlicher Wärmequellen durchlaufen.

Für die Absatzentwicklung der Fernwärme in Mannheim und in den von MVV mitversorgten Städten Schwetzingen und Speyer, strebt MVV innerhalb eines Klimaszenarios bereits bis 2035 einen Rückgang um rd. 15 % an²⁵. Mittel- und insbesondere langfristig bis 2050, wird ein Rückgang um mehr als 40 % anvisiert. Der Rückgang soll insbesondere durch eine deutlich erhöhte Sanierungsquote im Gebäudebestand erzielt werden. In Mannheim werden bereits heute mehr als 60 % der Haushalte und der Industrie- und Gewerbebetriebe mit Fernwärme versorgt.

In Heidelberg beträgt der Anteil der Fernwärmeversorgung rd. 50 %. Für die kommenden Jahre sind weitere Verdichtungs- und Ausbaumaßnahmen geplant, so dass erhöhte Sanierungstätigkeiten sich erst langfristig in einem Absatzrückgang bemerkbar machen werden. Ziel des Heidelberger *Masterplans 100 % Klimaschutz* ist eine Reduzierung des Endenergieverbrauchs um mindestens 50 %. Dies kann im Wärmebereich nur durch Effizienzsteigerung als Bestandssanierungen erfolgen.

Die Gesamtentwicklung der Fernwärmeerzeugung für den MRN-Verbund bis zum Jahr 2035 ist in Abbildung 19 dargestellt. Die Eigenerzeugung der Stadtwerke Heidelberg beträgt heute rd. 20 % und soll gemäß Klimaschutzaktionsplan bis 2025 auf ca. ein Drittel ausgebaut werden.

Im Folgenden sind die Zeitpfade für den Umbau der Erzeugung in Mannheim und in Heidelberg zusammenfassend dargestellt.

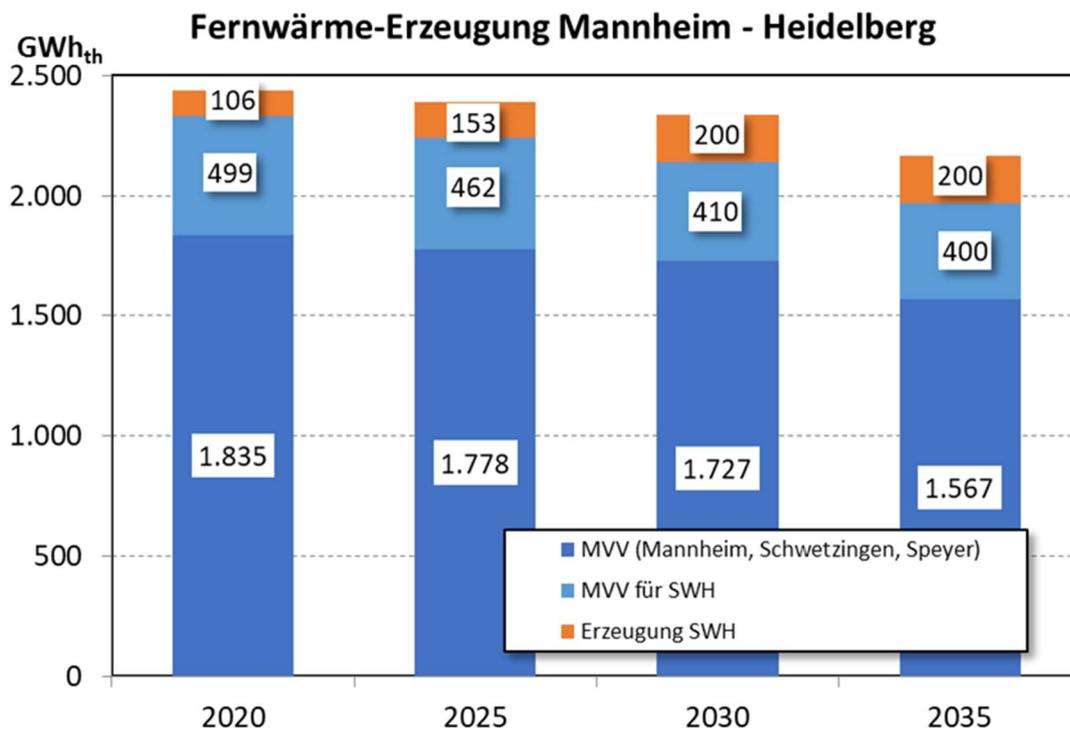


Abbildung 19: Entwicklung Fernwärme-Erzeugung Mannheim – Heidelberg 2020 – 2035

²⁵ K.Arnold, A.Scholz, A.Taubitz et.al. [2021]: „Wege zur Klimaneutralität – Energierahmenstudie Mannheim“, Wuppertal-Institut, März 2021

4.1 Transformation der Fernwärme in Mannheim

Den Transformationspfad der Fernwärme-Erzeugung für den Zeitraum 2010 bis 2035 in Mannheim, zeigt die Abbildung 20. Bis 2019 basierte die Fernwärmeerzeugung in Mannheim fast vollständig auf der kohlebasierten KWK-Erzeugung am Standort des GKM. Mit der Inbetriebnahme des Wärmespeichers in 2013 wurde das Kraftwerk hinsichtlich seiner strom- und wärmeorientierten Fahrweise deutlich flexibler und an die Anforderungen des Strommarktes angepasst. Mit Neubau und Inbetriebnahme des Kraftwerksblocks 9 in 2015 wurde die Erzeugungsbasis deutlich modernisiert und die alten Blöcke 3, 4 und 7 wurden stillgelegt bzw. als Kaltreserve vorgehalten.

Bis zum Jahr 2030 werden die weiteren älteren Blöcke 6 und 8 schrittweise stillgelegt. In Abhängigkeit von der Reservesituation im Stromübertragungsnetz Baden-Württemberg, werden diese teilweise noch als Netzreserve vorgehalten werden. Als letzter und modernster Kohleblock soll Block 9 voraussichtlich 2033 vom Netz gehen.

Mit Anbindung der thermischen Abfallverwertung auf der Friesenheimer Insel über einen neuen Düker, wurden in 2020 die ersten 30 % der Fernwärmeerzeugung auf die Erzeugung aus Abwärme, mit bis zu 100 MW umgestellt. Als weitere wesentliche Bausteine sollen bis 2030 voraussichtlich folgen:

- Umbau Biomassekraftwerk Friesenheimer Insel zum Heizkraftwerk mit rd. 35 MW Wärmeleistung und Anbindung an das Fernwärme-System bis ca. 2024 (10 % der Fernwärmeerzeugung in Mannheim)
- Nutzung von Flusswasserwärme am Rhein mit Großwärmepumpe 20 MW im Rahmen eines Reallabors (2 bis 3 % der Fernwärmeerzeugung).
- Erschließung einer Geothermiebohrung mit bis zu 50 MW (10 bis 15 % der Fernwärmeerzeugung in Mannheim)

Weitere Bausteine könnten eine zusätzliche Altholzverbrennung am Standort GKM, eine zweite Geothermieanlage sowie ggf. als Brückentechnologie auch eine gasgefeuerte größere KWK-Anlage sein.

Transformation der Fernwärmeerzeugung in Mannheim

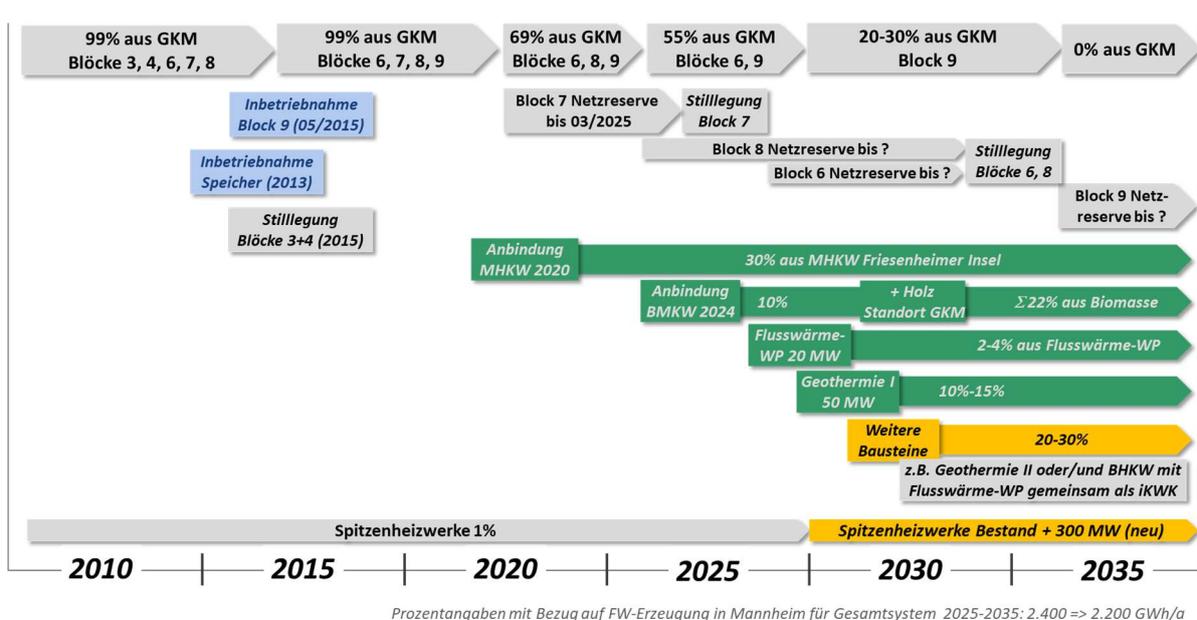


Abbildung 20: Transformationspfad der Fernwärme-Erzeugung in Mannheim

Mit diesen Bausteinen wird die Fernwärmeerzeugung in Mannheim bereits bis 2035 zu rd. 2/3 CO₂-neutral erfolgen können. Bis zu einer vollständig klimaneutralen Fernwärmeerzeugung in 2050 sind aber noch weitere Bausteine umzusetzen, deren Gesamtkonzept zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht festliegt. Insbesondere ist auch noch weitere Spitzenwärmeleistung über das neue 300 MW-Gasheizwerk erforderlich, um die kurzzeitigen Wärmespitzen im Winterhalbjahr sicher decken zu können.

4.2 Transformation der Fernwärme in Heidelberg

Den Transformationspfad der Wärmeerzeugung für die Fernwärme-Versorgung in Heidelberg für den Zeitraum 2010 bis 2035 zeigt die Abbildung 21.

Die Stadtwerke Heidelberg haben bereits mit dem Energiekonzept 2010 die ersten Weichen für den Umbau der Fernwärme auf ökologische Wärmequellen angestoßen und mit den Bausteinen Holz-HKW, Biogas und Erdgas-BHKW in 2013/14 die ersten Projekte für eine nachhaltige Wärmeerzeugung, mit einem Anteil von 16-20 % der gesamten Fernwärmeerzeugung, umgesetzt.

Seit 2020 profitiert auch die Heidelberger Fernwärme von der Anbindung des MHKW der MVV an die Fernwärme und bezieht mit 120 bis 130 GWh jährlich eine Grundlast von rd. 30 % aus klimafreundlicher Abwärme.

Weitere wichtige eigene Projekte der Stadtwerke Heidelberg sind die Inbetriebnahme des Zukunftsspeichers am Standort Pfaffengrund in 2021 und die Errichtung und Inbetriebnahme der iKWK-Anlage mit drei Wärmepumpen und drei hocheffizienten BHKW-Anlagen in 2022/23.

Transformation der Fernwärmeerzeugung in Mannheim/Heidelberg für FW Heidelberg

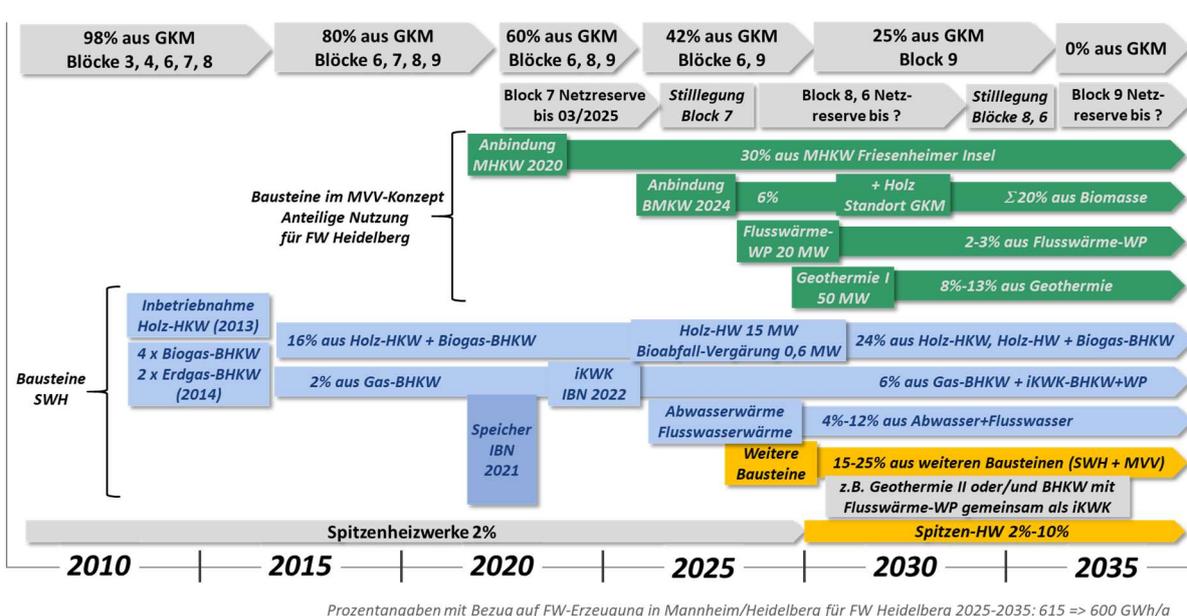


Abbildung 21: Transformationspfad der Fernwärme für Heidelberg

Bis zur Abschaltung von Block 9 (voraussichtlich in 2033) sollen weitere Projekte – als eigene Erzeugungsanlagen, aber auch in Kooperation mit der MVV – die weitere Umstellung voranbringen. Aktuell befinden sich die folgenden Projekte in genauerer Prüfung:

Eigene Projekte:

- Holz-Heizwerk und Bioabfall-Vergärung in Heidelberg mit insgesamt bis zu 16 MW Wärmeleistung und 7 % der Fernwärme
- Abwasserwärmenutzung im Hauptklärwerk am Abwasserzweckverband Heidelberg mit Wärmepumpe bis zu 6 MW und knapp 4 % der Fernwärme

MVV-Projekte/Kooperation:

- Wärmebezug von MVV aus dem zum HKW umgebauten Biomassekraftwerk Friesenheimer Insel mit bis zu 10 MW und 8 % der Fernwärme in Heidelberg
- Wärmebezug vom MVV aus der neuen Flusswasserwärmenutzung mit Großwärmepumpe; Wärmeleistung 4 bis 6 MW und 2 % bis 3 % der Fernwärme in Heidelberg.
- Wärmebezug von MVV aus dem Geothermieprojekt Hardt mit bis zu 15 MW und 8 % bis 12 % der Fernwärme in Heidelberg.
- Weitere Bausteine wie Altholzverbrennung am Standort GKM, eine zweite Geothermieanlage sowie ggf. als Brückentechnologie eine gasgefeuerte größere KWK-Anlage

Mit diesen Bausteinen wird die Wärmeerzeugung für die Heidelberger Fernwärme bis 2030 zu 75 % bis 80 % CO₂-neutral erfolgen können.

Bis zur angestrebten vollständigen oder nahezu vollständigen (95 %) CO₂-Freiheit in 2050 gilt es, weitere Potenzialerhebungen durchzuführen und Bausteine zu identifizieren, die gleichermaßen langfristig und zuverlässig sind, aber auch eine kostengünstige Transformation erlauben. Da mit den o.g. Maßnahmen und Projekten bereits zahlreiche grundlastfähige Systeme zukünftig umgesetzt sein werden, liegt der Fokus nun vor allem darauf, mittel- und spitzengeeignete Wärmequellen zu errichten.

Darüber hinaus wird im Gesamtsystem Mannheim-Heidelberg weitere Spitzenwärmeleistung zu installieren sein, um insbesondere in Mannheim die bisherige Absicherung der Leistung durch die Blöcke im GKM sicherzustellen.

Abbildung 22 zeigt hierzu abschließend eine grafische Darstellung der zeitlichen Entwicklung der installierten Wärmeleistungen in Mannheim und in Heidelberg sowie die Höchstlast (Summe im Gesamtsystem). Die Darstellung zeigt, dass mit Fortfall der Fernwärmeleistung von Block 9 (500 MW) ab 2034 die Summe der installierten Leistungen, trotz Zubau eines gasgefeuerten 300 MW-Heizwerkes durch die MVV, nur noch knapp 1.100 MW beträgt. Während das Heidelberger Fernwärme-System mit seinen zahlreichen Spitzen-Heizwerken gut besichert ist, wird für die Mannheimer Fernwärme ab 2033 zusätzlicher Bedarf an Spitzenleistung bestehen.

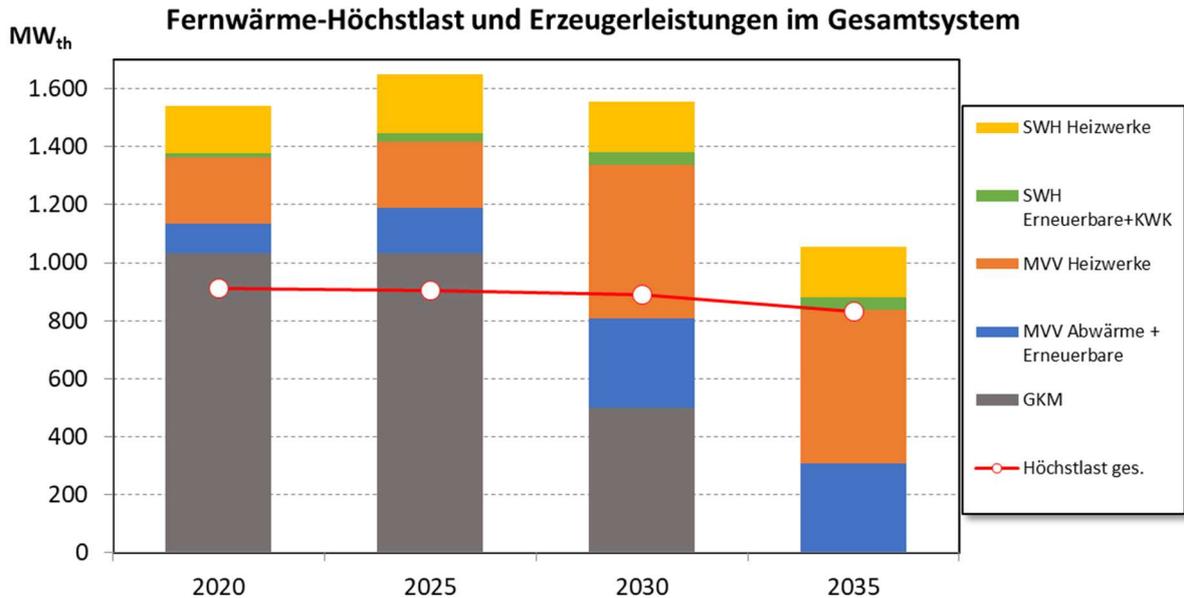


Abbildung 22: Erzeugerleistungen und Höchstlast im Gesamtsystem Mannheim-Heidelberg

4.3 Weiterer Ausblick

Für eine zeitnahe Realisierung der Fernwärmetransformation in der Region, ist die Zusammenarbeit verschiedener regionaler Akteure erforderlich. Nur so können die erneuerbaren Potentiale erschlossen und in das Fernwärmenetz eingebunden werden. Die Stadtwerke Heidelberg stehen diesbezüglich im engen Austausch mit der MVV, einem Schlüsselakteur in der Region. Gemeinsam werden die verschiedenen Bausteine der Wärmetransformation genauer untersucht und mit allen beteiligten Akteuren bearbeitet. Eine grobe Aufstellung, welche Wärmequelle von welchen Akteuren betrachtet werden, ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Dekarbonisierung des Fernwärmesystems für Heidelberg und die Region

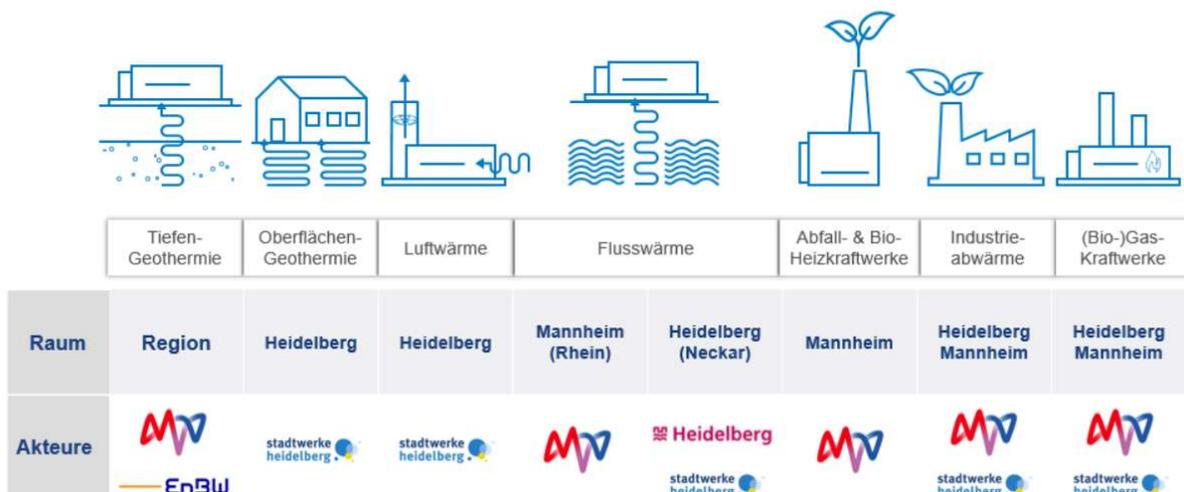


Abbildung 23: Arbeitsteiliger Ansatz mit dem Ziel einer „grünen“ Fernwärmeversorgung in der Region mit Beteiligten und vorgesehenen Technologielösungen

Mit den im Sachstandszwischenbericht aufgezeigten Maßnahmen kann bis 2030 eine bis zu 80 % CO₂-freie Wärmeversorgung erreicht werden. Die verbleibenden 20 % können durch den Einsatz von Erdgas gedeckt werden. Da die bestehenden erdgasbefeuerten Anlagen, wie im Bericht beschrieben, auch mit „grünen“ Gasen in Methanqualität betrieben werden können, wäre zudem bereits 2030 eine vollständige „grüne“ Wärmeversorgung realisierbar. Ob dieses erweiterte Ziel realisiert werden kann, ist grundsätzlich eine Frage der zukünftigen Verfügbarkeit, sowie der Kostensituation von „grünen“ Gasen.

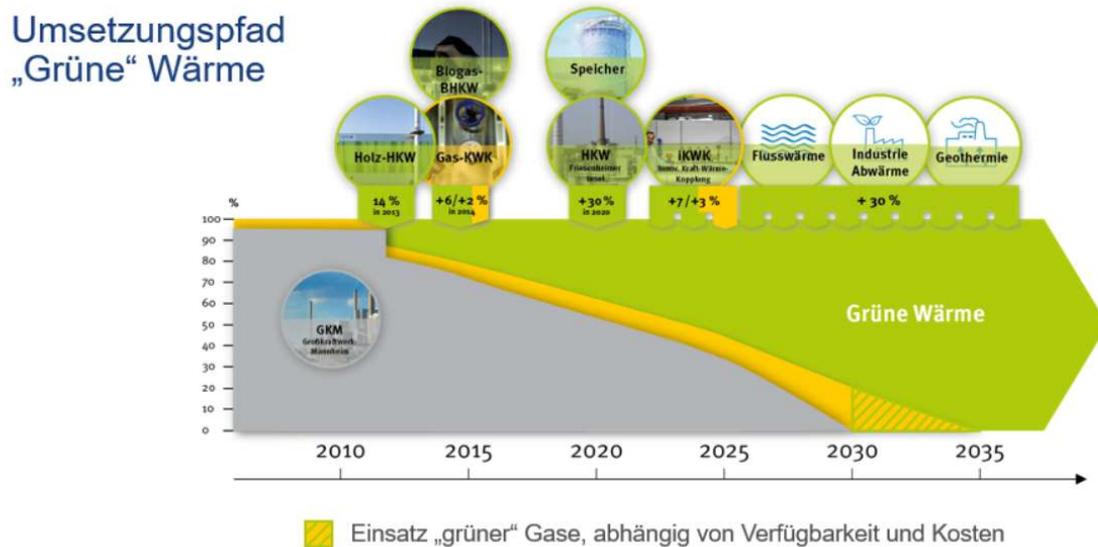


Abbildung 24: Ausblick auf ein weiteres Ambitionsniveau für den Umsetzungspfad „grüne“ Wärme für Heidelberg

Die zukünftige Bundesregierung wird wahrscheinlich einen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 beschließen. Diese Zielsetzung wird sich auch auf das Großkraftwerk Mannheim (GKM) auswirken. Die MVV als Mitbetreiber hat in ihrer aktuellen Bekanntmachung Mitte Oktober bereits unabhängig von der Zielsetzung der Bundesregierung ein Dekarbonisierungs-Szenario für die Wärmeversorgung bis 2030 aufgezeigt, welches auf das GKM verzichtet. Die Ausführungen in diesem Sachstandszwischenbericht bilden diese Aspekte noch nicht ab, dienen aber als Grundlage für weitere Untersuchungen in der kommunalen Wärmeplanung und der Erstellung eines Transformationsplans für die Bundesförderung der effizienten Wärmenetze. Im Verlauf dieser Untersuchungen, kann sich daher das Ambitionsniveau für eine frühere Transformation des Fernwärmesystems noch weiter erhöhen.