Transformationsplan zum Fernwärmenetz der AFK-Geothermie GmbH

AFK-Geothermie GmbH
Am Claim 2
85609 Aschheim

30.09.2026

Einleitung

Im Auftrag der AFK-Geothermie GmbH wurde im Jahr 2023 ein Transformationsplan für das Fernwärmenetz der Gemeinden Aschheim, Feldkirchen und Kirchheim ausgearbeitet, welcher den Einsatz von fossilen Energiequellen und CO_2-Emissionen sukzessive bis hin zur Klimaneutralität minimieren soll. Nachfolgend werden die zentralen Ergebnisse dieses Transformationsplans sowie der derzeitige Umsetzungsstand beschrieben.

Die Datengrundlage der Ist-Analyse (siehe Kapitel 2 und 3) basierte auf dem Sachstand zum 31.12.2022. Aktualisierungen bzgl. Energiebedarf und -bereitstellung sowie zur Umsetzung des Transformationsplans werden in Kapitel 4 dargestellt.

Ist-Analyse des Untersuchungsgebietes

Historische Entwicklung des Wärmebedarfs im Versorgungsgebiet

Die AFK-Geothermie liefert seit November 2008 Wärme an ihre Kunden in den drei Kommunen. Abbildung 1 veranschaulicht den starken Zuwachs der Anschlussleistung (AL) auf rund 65,8 MW im Jahr 2022. Der witterungsbereinigte Wärmebedarf aller angeschlossenen Fernwärmeobjekte (1739 Gebäude, 1461 Fernwärmeübergaben) betrug Ende 2022 rd. 89,2 GWh. Dies entsprach einer Wärmelieferleistung (WLL) ab Hausübergabe (HÜ) von 62,7 MW.

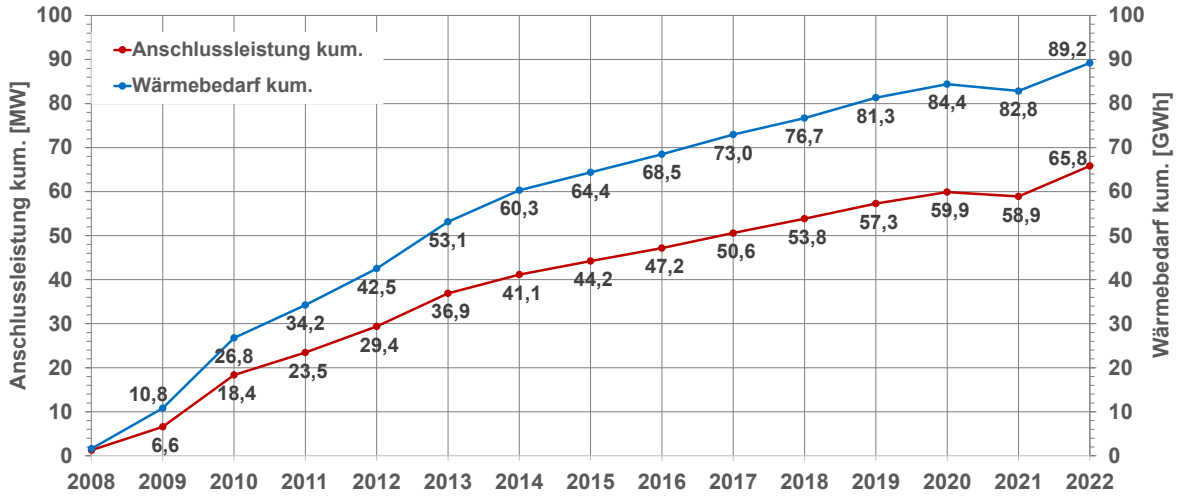

Abbildung 1: Historische Entwicklung der Anschlussleistung und des witterungsbereingten Wärmebedarfes im Versorgungsgebiet von 2008 bis 2022

Analyse des Wärmepotentiales

Das aus einem räumlichen Analysemodell mit Gebäudedaten abgeleitete Wärmepotential der Versorgungsgebiete beträgt nominal (ohne zukünftige Effizienzsteigerung) ohne Bestandskunden rd. 247 GWh/a, einschließlich Bestandskunden rd. 336 GWh/a. Für die über 6600 bisher nicht versorgten Gebäude wurden Fernwärmeobjekte (HÜ) mit einer Anschlussleistung von rd. 198 MW definiert und analysiert. Diese Potentialermittlung zum Wärmebedarf wurde als Basis für die Entwicklung des Erschließungsszenarios bis 2045 verwendet.

Ist-Analyse der Energiebereitstellung

Erzeugungsanlagen

Die **Grundlast** wird durch die Geothermische Doublette über zwei Geothermie-Wärmeübertrager gedeckt, die je nach Bedarf eine thermische Leistung von bis zu 10,5 MW_{th} bereitstellen kann.

Zur Versorgung der **Mittellast** wurde eine mit Erdgas befeuerte, einstufige LiBr-Absorptionswärmepumpe mit 5 $MW_{th,}$ welche das Thermalwasser weiter auskühlt und so zur Erhöhung der geothermischen Leistung beiträgt. Mit einem COP (coefficient of performance)

von 1,72 im Auslegungspunkt und einer Jahresarbeitszahl von rd. 1,7 stehen so bis zu 12,5 MW_{th} geothermische Leistung zur Verfügung. Das mit Erdgas betriebene BHKW mit 851 kW_{el} und 1050 kW_{th} wird ausschließlich wärmegeführt im Winter eingesetzt. Der erzeugte Strom wird vollständig als Eigenstrom genutzt, wodurch die Energiezentrale im Jahr 2022 beim Stromverbrauch einen Autarkiegrad von 67,5 % erreicht hat.

Der Hauptstromverbraucher „Tauchkreiselpumpe" (TKP) läuft im Winter mit hohen Drehzahlen, ebenso der deutlich kleinere Verbraucher „Netzpumpengruppe" (4 Netzpumpen, je max. 250 kW_{el}). Im Winter wird dieser Stromverbrauch überwiegend durch das BHKW gedeckt. Im Sommer ist das BHKW abgeschaltet, Strom wird als Ökostrom aus dem Stromnetz bezogen. Diese Fahrweise ist sowohl effizient als auch stromnetzdienlich.

Zur **Spitzenlastabdeckung** und aus Redundanzgründen und stehen weiterhin vier fossile Kesselanlagen mit rd. 40 MW Feuerungsleistung zur Verfügung, die mit Heizöl und Erdgas betrieben werden. Im Jahr 2022 wurden im Regelbetrieb wegen der warmen Witterung tatsächlich nur maximal 13,5 MW_{th} benötigt.

Abbildung 2 zeigt den schematischen Aufbau der Energiezentrale, Tabelle 1 eine Übersicht aller Wärmeerzeugungsanlagen.

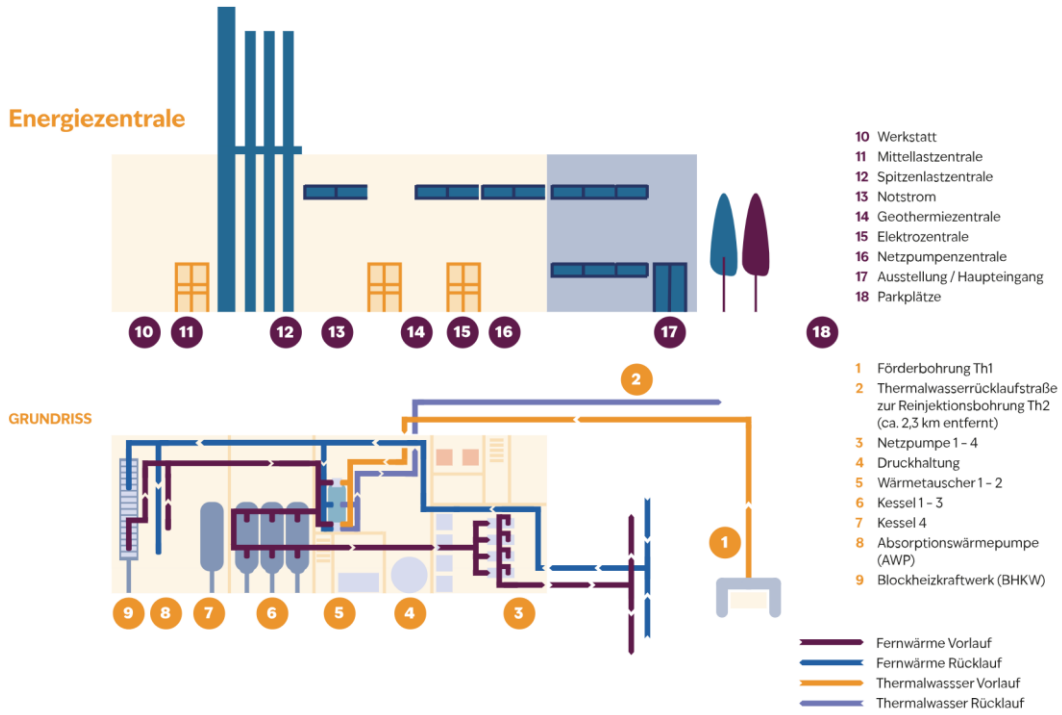

Abbildung 2: Übersicht zur Energiezentrale der AFK-Geothermie

Tabelle 1: Thermische Leistung der Wärmeerzeugungsanlagen

Erzeugungs-anlage	Energie-träger	Leistung thermisch
		MW
Thermalwasserkreis	Strom	ca. 10,5
BHKW 1	Erdgas H	1,05
AWP 1	Erdgas H	5,0
Kessel 1	Heizöl EL	8,4
Kessel 2	Erdgas H	9,2
Kessel 3	Erdgas H, Heizöl EL	10,1

Kessel 4	Erdgas H	9,3
Summe		**53,5**

Deckung des Wärmebedarfes

Zur Ermittlung der normierten Wärme- und Energieträgerbedarfe wurde der Betrieb der Energiezentrale für das Jahr 2022 witterungsbereinigt nachgebildet. Diese Modellierung ergab einen Gesamtumsatz von 99,7 GWh_{th}, wobei 71,72 GWh_{th} (71,9 %) aus der Tiefengeothermie und 3,95 GWh_{th} (4,0 %) aus der BHKW-Abwärme stammen. Die Jahresdauerlinie und die simulierten Lastbänder sind in Abbildung 3 zu sehen.

Der rechnerische Netzverlust aus Betriebsdaten von etwa 16,9 GWh_{th} (17,9 %) liegt in der Prognose bei 17,2 GWh_{th} (17,3 %).

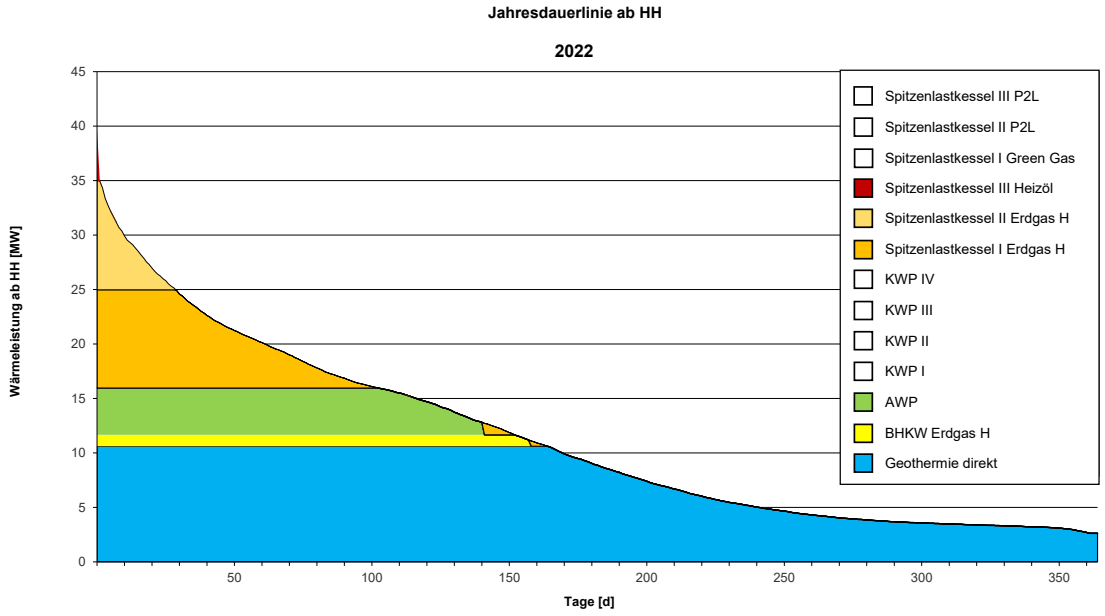

Abbildung 3: Simulation der witterungsbereinigten Wärmeumsätze der Energiezentrale im Jahr 2022

Transformationsplan

Wärmepotential und Soll-Analyse zum Wärmeausbau

Als Basis für den Transformationsplan wurde ein Ausbauszenario bezüglich des Wärmebedarfes bis 2045 (Abbildung 4) entwickelt. Dieses berücksichtigt den Wärmebedarf noch nicht angeschlossener Gebäudeobjekte im Versorgungsgebiet sowie die bestehenden Kapazitäten des Netzes und der Energiezentrale. Berücksichtigt wurden neben dem Neubaugebiet „Kirchheim 2030" auch Neubaugebiete in Feldkirchen sowie die Erschließung neuer Versorgungsgebiete ab 2028.

Die Anschlussleistung von 127 MW im Jahr 2045 entspricht energetisch knapp der Hälfte des derzeitigen Gesamtpotentials.

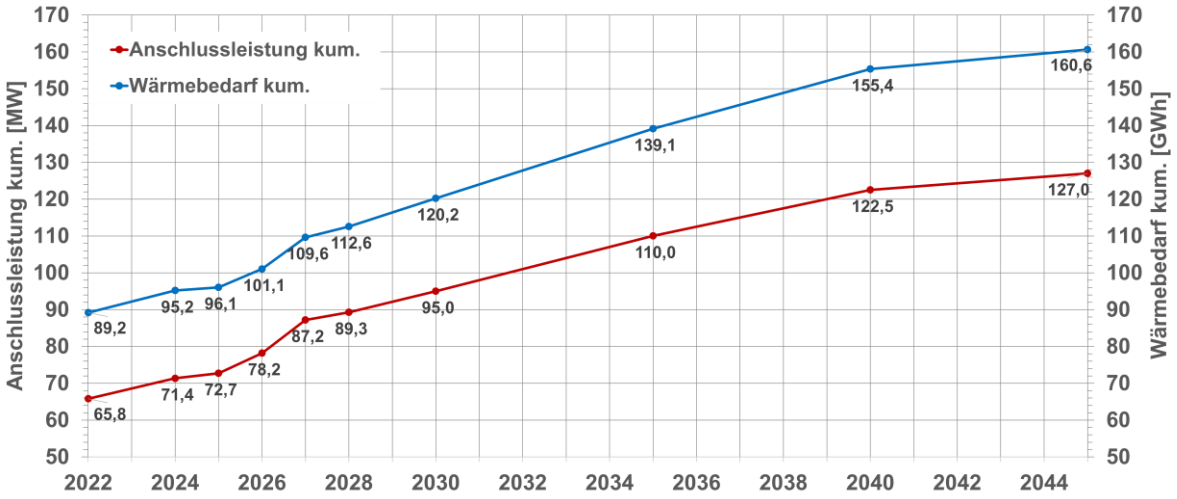

Abbildung 4: Witterungsbereinigter Wärmbedarf des Ausbauszenarios bis 2045 einschließlich Netzverlust

Zum 31.12.2025 betrug die kumulierte Anschlussleistung im Fernwärmenetz 73,2 MW_{th}. Der normierte Wärmebedarf aller Kunden lag im Jahr 2025 bei 97,4 GWh_{th}. Somit liegen die Ist-Werte des Jahres 2025 etwas über den Planwerten.

Design und Analyse des Fernwärmenetzes

Basierend auf dem Ausbauszenario aus Kapitel 4.1 wurde das Bestandsnetz in den Zwischenschritten 2030, 2035, 2040 zu einem Zielnetz für das Jahr 2045 weiterentwickelt

(siehe Abbildung 5). Dies entspricht einem Endausbauszenario mit einer kleinen Reserve für weitere Kundenanschlüsse.

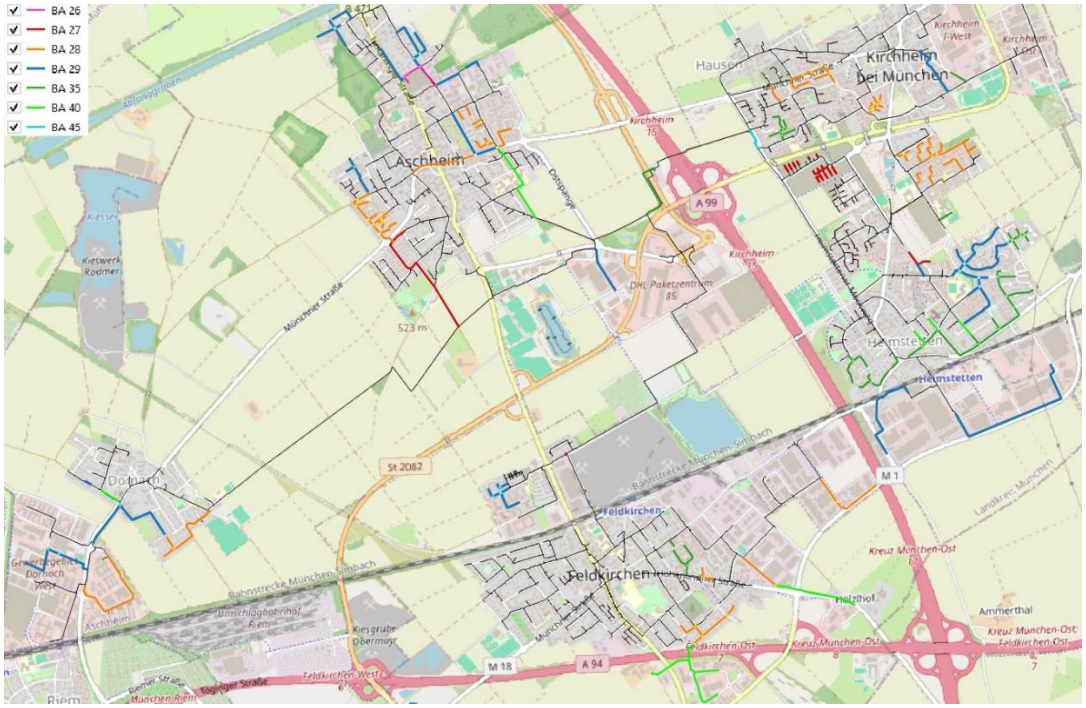

Abbildung 5: Bestandsnetz 2025 mit Ausbau zum Zielnetz 2045. Bestandsnetz (schwarz), Zubau für Versorgungsszenario und Verstärkungsleitungen je nach Bauabschnitt (farbig), Hintergrund © OpenStreetMap

Das neue Versorgungszenario übersteigt die ursprünglich geplante Netzauslegung, darüber hinaus steht zukünftig durch regenerative Quellen nur eine eingeschränkte maximale Vorlauftemperatur zur Verfügung. Daher müssen neben der Neuerschließung auch bestehende Netzabschnitte verstärkt werden.

Energiebereitstellung

Wärmeerzeugung

Zum Ausbau der Energiebereitstellung sind folgende Maßnahmen vorgesehen:

Bis Ende 2027 erfolgt eine geothermische Erschließung mit einer zweiten Doublette, die in der Systemmodellierung mit maximal 90 °C Thermalwasservorlauftemperatur und 110 l/s berücksichtigt wurde. Parallel dazu wird unmittelbar nördlich der bestehenden

Energiezentrale EZ 1 die EZ 2 errichtet, die zunächst mit der Infrastruktur für den zweiten Thermalwasserkreis und einer zweiten Netzpumpengruppe ausgestattet wird.

Die Inbetriebnahme der EZ 2 zum Jahr 2028 führt dazu, dass dann mit zusätzlichen rd. 17 MW_{th} aus geothermischer Direktauskühlung die Mittellast abgedeckt wird. Im Gegenzug werden die Lastbänder des bestehenden BHKWs und der LiBr-Absorptionswärmepumpe in den Spitzenlastbereich verschoben, wodurch diese nur noch geringe Vollbenutzungsstunden aufweisen. In der Jahresdauerlinie 2030 (s. Abbildung 6) ist weiterhinzu sehen, dass zur Spitzenlastabdeckung zunächst zwei der Bestandskessel ausreichen. Der Anteil der Geothermie beträgt hier 92,4 %, die KWK-Abwärme 1,0 %.

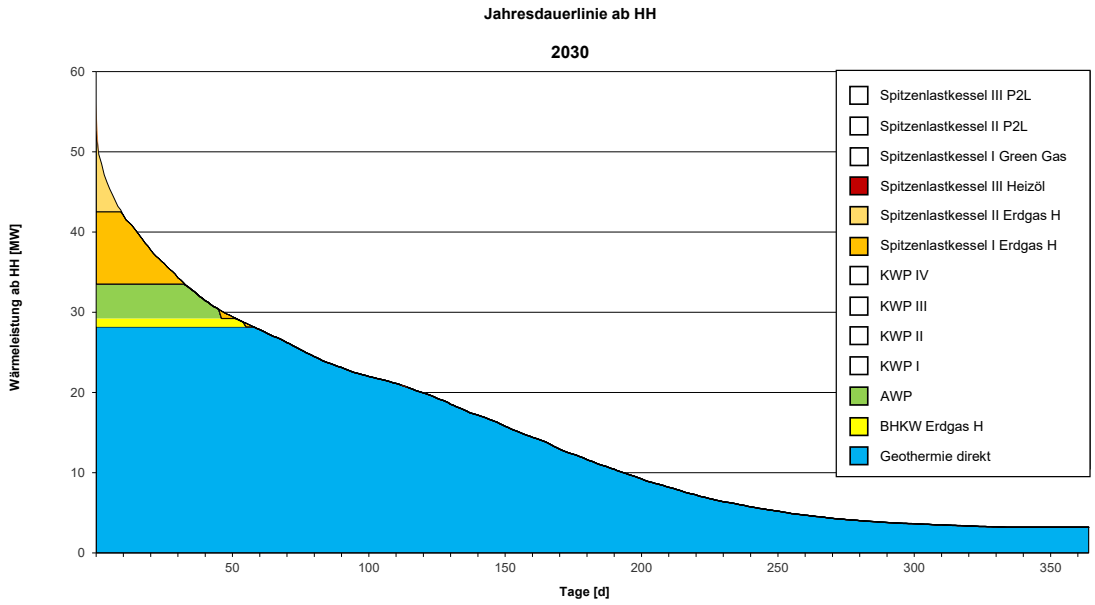

Abbildung 6: Simulierte Jahresdauerlinie 2030

Mit dem Umsatzanstieg bis zum Jahr 2040 werden die Spitzenlastanlagen für den Regelbetrieb vollständig auf regenerative Energieträger umgerüstet. Hierzu wird die LiBr-Absorptionswärmepumpe außer Betrieb genommen und ein neues Blockheizkraftwerk mit Green Gas eingesetzt. Zur Erhöhung des Geothermieanteils werden sukzessive Kompressionswärmepumpengruppen in Betrieb genommen (s. Abbildung 7), wobei die weitere Auskühlung des Thermalwassers als Wärmequelle dient. Für den Regelbetrieb ist dann in der Spitzenlast nur noch ein Gaskessel mit rd. 10 MW_{th} in Betrieb, der ab 2040 auf Green Gas umgestellt wird.

Die Lastspitze der Jahresdauerlinie bei Außentemperaturen um -16 °C wird mittelfristig von einem Pflanzenölkessel übernommen. Aufgrund der geringen Auslastung dieses Kessels in Verbindung mit der geringen Haltbarkeit von Pflanzenölen sollen langfristig synthetische Kraftstoffe auf Basis von regenerativ erzeugtem Strom zur Anwendung kommen (Power to Liquid), so dass die Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes bis 2045 vollständig abgeschlossen ist.

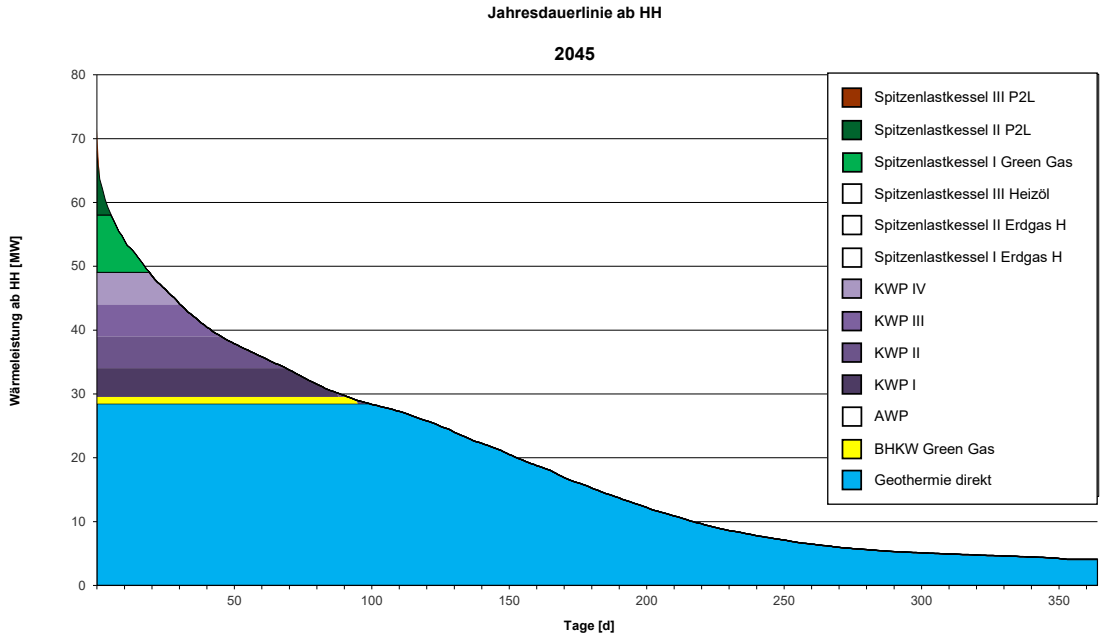

Abbildung 7: Simulierte Jahresdauerlinie 2045

Entwicklung des Einsatzes Erneuerbarer Energien

Die Umsätze der einzelnen Lastbänder aus der Simulation der Energiezentralen sowie der regenerative Anteil an der Wärmeerzeugung sind in Abbildung 8 dargestellt.

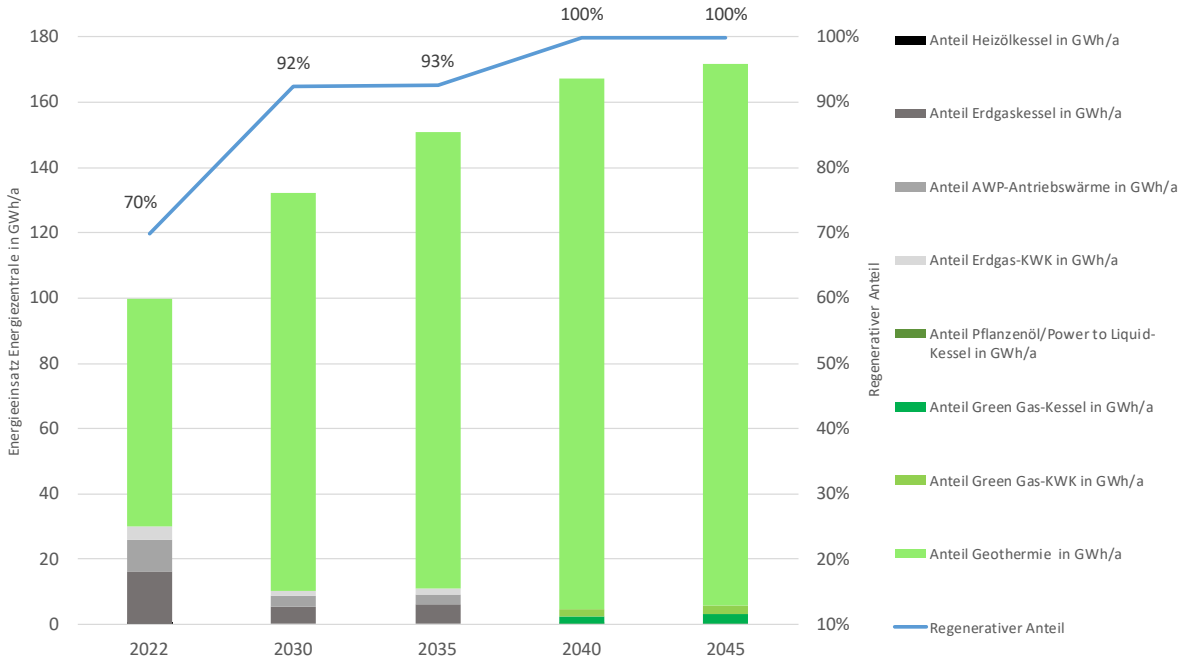

Abbildung 8: Simulierte Wärmeenergieumsätze der Energiezentrale und regenativer Energieanteil bis 2045

Im Jahr 2025 betrug der regenerativ erzeugte Anteil (einschließlich KWK-Abwärme) 67,1 %. Aufgrund des fortschreitenden Netzausbaus wird sich dieser Anteil weiter verringern, bis 2028 die Inbetriebnahme der zweiten Energiezentrale erfolgt und der Regelbetrieb der zweiten Geothermie-Doublette hergestellt ist. Mit der Inbetriebnahme steigt der regenative Anteil sprunghaft an und erreicht im Jahr 2030 92 %. Bis ins Jahr 2040 wird ein regenerativer Anteil von 100% erreicht. Mit der Umrüstung der letzten Reservekessel bis zum Jahr 2045 ist die Transformation des Fernwärmenetzes auf CO_2-Neutralität vollständig abgeschlossen.