

Fuel Switch am Energiestandort Heilbronn Projekt: #HLB8

Detailerläuterung des Vorhabens als Anlage zum
Durchführungsvertrag zum vorhabenbezogenen
Bebauungsplan 21/14 „Lichtenbergerstraße Nordwest“
Neubau einer Gas- und Dampfturbinenanlage (Block 8)
Erweiterung Hilfsdampferzeuger 3 (HiDE 3),
Dampfnetzumstellung sowie Stilllegung der Kohleblöcke

Aktualisierung August 2025 - Leistungserhöhung Notstromaggregat

Die unten genannten Angaben und Beschreibungen stellen den aktuellen Stand der Planungen dar und sind vorläufige Angaben. Es können sich im Laufe des Verfahrens noch Änderungen ergeben.

Verfasser:
EnBW Energie Baden-Württemberg AG

unter der Mitarbeit von:
Müller-BBM Industry Solutions GmbH
SCG Architekten
Luz Landschaftsarchitektur
Planungsgesellschaft mbH
Rakete GmbH München
Raidt und Geiger

Datum: 08. August 2025
Version: 06

Inhaltsverzeichnis

1	Projektidee und Veranlassung.....	1
2	Alternativenprüfung.....	4
3	Rechtliche Rahmenbedingungen	6
3.1	Kohleausstiegsgesetz	6
3.2	KWKG	6
3.3	Bauplanungs- und Genehmigungsrecht	7
4	Bestehender Kraftwerkstandort.....	8
4.1	Block 7	8
4.2	Blöcke 5 und 6	8
4.3	Stillgelegte Blöcke 1-4.....	9
4.4	Hilfsdampferzeuger (HiDE).....	9
4.4.1	HiDE 1	9
4.4.2	HiDE 2	10
4.4.3	HiDE 3	10
4.5	Fernheizwerk.....	10
4.6	Dampfnetz und Heißwassernetz	10
5	Geplante Änderungen am Kraftwerkstandort	11
5.1	Errichtung und Betrieb von Block 8 (GuD-Kraftwerk)	11
5.1.1	Standort auf dem Kraftwerksgelände	11
5.1.2	Beschreibung Kraftwerksprozess	12
5.1.3	Zusammenfassung technische Hauptdaten	14
5.1.4	HiDE Block 8 (HiDE GuD).....	15
5.1.5	Notstromaggregat	15
5.1.6	Feuerlöschsystem	16
5.1.7	Weitergenutzte Anlagen	16
5.1.8	Wassernutzung	16
5.1.9	Energieableitung.....	17
5.1.10	Fernwärmespeicher	18
5.1.11	Versorgungssicherheit	18
5.1.12	Emissions- und Vollbenutzungsstundenbegrenzung	19
5.1.13	Photovoltaik.....	21
5.2	Städtebauliche Beschreibung	21

5.3	Umsetzung von architektonischen Zielen im Kraftwerksbau	22
5.3.1	Allgemeines.....	22
5.3.2	Anordnung der Baukörper	22
5.3.3	Ausformen der Baukörper	22
5.3.4	Auswahl von Material und Farben	23
5.3.5	Grünraum	23
5.4	Gasversorgung	24
5.5	Perspektivische Wasserstoffversorgung	25
5.5.1	Beschreibung der Vorbereitungen für die 100% Wasserstoffnutzung ..	25
5.5.2	Konzeptbeschreibung der erforderlichen technischen Umrüstungen / Erweiterungen für eine 100% Wasserstoffnutzung	26
5.6	Übergangsbetrieb	26
5.7	Stilllegung Kohleblöcke.....	28
5.8	Betriebskonzept Hilfsdampferzeuger / Fernheizwerk.....	29
5.8.1	HiDE 1	29
5.8.2	HiDE 2	29
5.8.3	HiDE 3	29
5.8.4	Fernheizwerk - Reduktion Vollbenutzungsstunden	29
5.9	Dampfnetzumstellung	30
5.10	Niederschlagswasserbeseitigung	30
5.10.1	Geplante Maßnahmen	30
5.10.2	Vorläufiges Entwässerungskonzept	31
5.11	Hochwasserschutzkonzept.....	32
6	Aufstellungsvermerk.....	33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Luftbild Kraftwerkstandort Heilbronn, LUBW (2021), geplanter Standort Block 8 Singleshaft, HiDE 3 Fotomontage, Rakete München & SCG Architekten 2022.....	11
Abbildung 2: Schema Energieprozess, EnBW 2021	12
Abbildung 3: Anlagenkonfiguration GuD-Kraftwerk	13
Abbildung 4: vereinfachtes Wasserschema Block 8, EnBW 2021	17
Abbildung 5: Übersicht Gasverbindungsleitung – EnBW, Quelle Karte: LUBW, 2021.....	24
Abbildung 6: Entwurf der Gasleitungsführung (rot) auf dem Standort	24
Abbildung 7: Darstellung des Übergangsbetrieb	27
Abbildung 8: Standortentwicklung Heilbronn (Planung, Weiternutzung, Stilllegung), EnBW 2021	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Variantenvergleich Technologie	5
Tabelle 2: technische Hauptdaten des geplanten GuD-Kraftwerkes	15
Tabelle 3: Emissionswerte Block 8	19
Tabelle 4: Emissionswerte HiDE 3	19
Tabelle 5: Emissionswerte FW	20

Abkürzungsverzeichnis und Glossar

Abkürzung/Bezeichnung	Beschreibung
12. BImSchV	Störfall-Verordnung; i. d. F. v. 15. März 2017, zuletzt geändert am 19. Juni 2020
13. BImSchV	Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen, i. d. F. v. 06. Juli 2021
39. BImSchV	Verordnung über Luftqualitätsstandards und Emissionshöchstmengen, i. d. F. v. 02. August 2010 zuletzt geändert am 19. Juni 2020
44. BImSchV	Verordnung über mittelgroße Feuerungs- Gasturbinen- und Verbrennungsanlagen i. d. F. v. 06. Juli 2021
Brückentechnologie	Technologische Maßnahme, die einen Übergang hin zu Erneuerbaren Energien ermöglicht und systembedingte Lücken schließt.
dB(A)	Dezibel (A), A-bewerteter Schalldruckpegel
EnBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
FFH-Gebiet	Flora-Fauna-Habitat (Natura2000-Gebiete); europäische Schutzgebiete
Fuel Switch	engl. Brennstoffwechsel (Umstellung von Kohle auf Gas)
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; ein Kraftwerk, in dem die Abwärme einer Gasturbine in einem Dampfkraftprozess genutzt wird.
HiDE	Hilfsdampferzeuger (Nebenanlage, Unterstützung Fernwärme)
HLB8	Geplanter Block 8 (GuD-Kraftwerk inkl. HiDE GuD). GuD + HiDE = Gas- und Dampfturbinen-Anlage inkl. Hilfsdampferzeugung)
Kommerzielle IBN	Der Begriff der kommerziellen Inbetriebnahme definiert sich als Inbetriebnahme nach § 15 der Betriebssicherheitsverordnung mit der dazugehörigen Meldung an das zuständige

Abkürzung/Bezeichnung	Beschreibung
	Regierungspräsidium; die kommerzielle Inbetriebnahme gilt, als erfolgt, wenn erstmals ein geregelter Leistungsbetrieb stattfindet.
Kalte IBN	kalte Inbetriebnahme (auch: kalte Inbetriebsetzung), Herstellen der Betriebsbereitschaft der Anlage
Heiße IBN	heiße Inbetriebnahme (auch: heiße Inbetriebsetzung), erstmaliges Anfahren der Anlage mit Brennstoff, Leistungsfahrten etc.
First Fire	erster Start der Anlage mit dem eingesetzten Brennstoff während der heißen IBN
Inbetriebsetzung	gesamter Zeitraum zwischen Montageende und kommerziellem Betrieb. Start mit der kalten IBN zur Bereitstellung der Betriebsbereitschaft über die heiße IBN inkl. Leistungstests und Probetrieb
Probetrieb	Betrieb der Anlage unter Realbedingungen nach erfolgreichem Abschluss der heißen IBN, Abnahme der Anlage durch den Betreiber ist noch nicht erfolgt. Bestandteil der heißen IBN.
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung beschreibt die gleichzeitige Gewinnung von mechanischer Energie und nutzbarer Wärme, die in einem gemeinsamen thermodynamischen Prozess entstehen
LAI	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI)
Multishaft	deutsch: Mehrwellenanlage, die Gasturbine und die Dampfturbine produzieren die elektrische Energie getrennt, sie haben jeweils einen eigenen Generator.
MW	Megawatt; Einheit der Leistung
SCR	selective catalytic reduction; Technik zur Reduktion von Stickoxiden in Abgasen von Feuerungsanlagen durch Einsatz eines Katalysators
Singleshaft	deutsch: Einwellenanlage, die Gasturbine und die Dampfturbine produzieren die elektrische Energie mittels eines gemeinsamen Generators, sie sind mit einer Welle miteinander verbunden.
TA Lärm	Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm, i. d. F. v. 26. August 1998
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, i. d. F. v. 18. August 2021

1 Projektidee und Veranlassung

Die EnBW verfolgt das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2035. Bereits im Jahr 2030 soll der CO₂-Ausstoß ausgehend von den Werten des Jahres 2018 halbiert werden. Die Bundesregierung hat darüber hinaus in 2020 den Kohleausstieg (vgl. Kapitel 2.1 und 2.2) beschlossen und ein entsprechendes Gesetzespaket verabschiedet. Ausgehend von diesen beiden Treibern beschäftigt sich die EnBW bereits seit 2020 damit, welche Auswirkungen hieraus für die sog. konventionellen Kraftwerksstandorte, in denen insb. Kohle verstromt wird, erwachsen und wie das Kraftwerksportfolio zur Erfüllung dieser ambitionierten Ziele umzubauen ist. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien den Bedarf an regelbarer Kraftwerksleistung insbesondere in Süddeutschland nicht nennenswert verringert, gleichzeitig aber die Anforderung an höhere Flexibilität derartiger Kraftwerke stellt. Das ist darin begründet, dass die erneuerbaren Energiequellen Windkraft und Photovoltaik unabhängig vom jeweiligen Strombedarf produzieren, so dass die auftretende Differenz durch regelbare Kraftwerke ausgeglichen werden muss, um eine Versorgungssicherheit beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Es muss folglich eine Lösung gefunden werden, auch diese regelbare Komponente unserer Stromversorgung zu erhalten, sie flexibler zu machen und auf den Pfad der zunehmenden Klimaneutralität zu bringen.

Mit den Planungen zielt die EnBW dabei auf drei wesentliche Chancen, die sich im Rahmen eines „Fuel Switch“, also der Umstellung der Energieerzeugungsanlagen von Kohle auf einen anderen Brennstoff, ergeben:

- 1) Wir möchten die Fernwärmeversorgung – auch im Sinne unserer Kunden – auf eine langfristig belastbare, aber gleichzeitig nachhaltige, umwelt- und klimafreundliche Basis stellen.
- 2) Wir möchten flexibel einsetzbare Kraftwerksleistung schaffen, die durch den Kohleausstieg vor allem in Süddeutschland ansonsten verloren geht. Hierbei wird sowohl auf den regionalen Bedarf zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität als auch auf den Bedarf zur Absicherung des eigenen, zunehmend durch Erneuerbare Energien geprägten Erzeugungsportfolios abgezielt.
- 3) Wir möchten unserer Belegschaft an unseren Standorten eine belastbare Perspektive für die Nach-Kohle-Ära bieten und sie damit zu einem wichtigen Eckpfeiler der Energiewende machen.

Am Standort Heilbronn betreibt die EnBW seit den 1950er-Jahren ein steinkohlebefeuetes Heizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von derzeit insgesamt 1.050 MW. Das Kraftwerk besteht heute insbesondere aus dem 1985 in Betrieb gegangenen und noch kommerziell am Strommarkt betriebenen Block 7 sowie aus den im Reservebetrieb befindlichen Blöcken 5 und 6, welche nur auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW GmbH zur Sicherstellung der Netzstabilität betrieben werden dürfen. Neben der Strom- und Fernwärmeversorgung steht Block 7 auch zur Mitverbrennung von Klärschlamm zur Verfügung. Im Rahmen der einführend erläuterten Strategie ist es Ziel, diese kohlebefeueten Blöcke innerhalb der nächsten Jahre außer Betrieb zu nehmen und stillzusetzen.

Als Ersatz für Block 7 soll ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) – Heilbronn Block 8 – mit einer Feuerungswärmeleistung von ca. 1.140 MW (entspricht ca. 710 MW elektrischer Leistung) errichtet werden. Ein derartiges GuD-Kraftwerk zeichnet sich durch kurze Reaktionszeiten sowie eine hohe Effizienz und Verfügbarkeit aus. Im Rahmen des Projektes soll die Gasturbine außerdem so ausgelegt werden, dass die Möglichkeit besteht, in Zukunft neben oder anstelle von Erdgas auch Wasserstoff als Brennstoff zu nutzen. Damit wird Erdgas letztlich als Brückentechnologie genutzt und das GuD-Kraftwerk wird zu einem idealen Verbindungsglied zwischen dem Kohleausstieg und der Zielsetzung der EnBW, bis zum Jahr 2035 die Klimaneutralität zu erreichen. Die Wasserstoff-Fähigkeit der Anlage soll dabei in zwei Stufen möglich sein:

- 1) Bereits ab Inbetriebnahme von Block 8 soll eine Mitverbrennung eines definierten Wasserstoff-Anteils von ca. 20 % zusammen mit Erdgas möglich sein. Eine Beimischung von Wasserstoff könnte damit bereits kurzfristig entweder zentral über das vorgelagerte Gasnetz oder dezentral vor Ort mit separat zugeliefertem oder erzeugtem Wasserstoff erfolgen.
- 2) Die ausschließliche Verbrennung von Wasserstoff erfordert technische Nachrüstungen, die durchgeführt werden, sobald grüner Wasserstoff in ausreichendem Umfang zur Verfügung steht. Als Nachinvestition sind diese kommerziell im Projekt bereits eingeplant. Es wird davon ausgegangen, dass längerfristig grüner Wasserstoff über das vorgelagerte Gasnetz zur Verfügung gestellt werden kann. Die im Ausbau befindliche vorgelagerte Gasleitung bis zum Anschlusspunkt im Bereich Böllinger Höfe wird materialseitig bereits so ausgelegt, dass sie für den Transport von Wasserstoff geeignet ist. Damit kann Wasserstoff in Heilbronn als einem der ersten süddeutschen Standorte vergleichsweise frühzeitig verfügbar sein.

Im Sinne möglichst langer Lebenszyklen der Anlagenkomponenten sollen einige Teile des stillzulegenden Blocks 7 eine Anschlussverwendung in Block 8 finden. Hierzu zählen der Naturzugkühlturm sowie das Wasserhaus und zugehörige Entnahme- und Einleitbauwerke.

Mit der Aufnahme des kommerziellen Betriebs von Block 8 werden sowohl der am Markt betriebene Block 7 als auch die der Netzreserve dienenden Blöcke 5 und 6 ihren Betrieb einstellen. Mit dem Betrieb der Blöcke 5 und 6 ist auch der Betrieb des kohlebefeuerten Hilfsdampferzeugers (HiDE) 1 verknüpft. HiDE 1 wird zusammen mit den Blöcken 5 und 6 außer Betrieb gehen. Im Gegenzug muss der gasbefeuerte HiDE 3 von derzeit zwei auf dann 4 Gaskessel ausgebaut werden, um eine ausreichende Absicherung des Fernwärmebedarfs sicherstellen zu können, wenn der künftige Block 8 nicht betrieben wird.

Durch die langfristige Sicherung des Energiestandortes Heilbronn wird die Energieversorgung der Stadt Heilbronn mit Fernwärme und Strom sichergestellt. Selbst im Falle eines großräumigen Stromausfalls kann, sofern Block 8 in Betrieb ist, ein Inselnetz aufgebaut werden. Von dieser Insel kann die übergeordnete Energieversorgung wiederaufgebaut werden.

Mit Blick auf die Belegschaft des Kraftwerks werden die geplanten Maßnahmen zwar einerseits zu einer Reduktion des benötigten Betriebspersonals führen, was hauptsächlich auf den höheren Automatisierungsgrad in gasbefeuerten Anlagen zurückzuführen ist, andererseits werden die dann verbleibenden bzw. neu entstehenden Arbeitsplätze als fester Bestandteil einer Nach-Energiewende-Erzeugungslandschaft zukunftsicher sein und insbesondere auch einen Ausbildungsbetrieb sichern. Der notwendige Abbau von

Arbeitsplätzen wird schon aufgrund der derzeitigen Altersstruktur der Kraftwerksbelegschaft sozialverträglich durch Verrentung erfolgen.

Es ist damit das Ziel der EnBW, den Standort Heilbronn auch in Zukunft zur zentralen Wärme- und Stromerzeugung zu nutzen und dabei allen Dimensionen der gesteckten Nachhaltigkeitsziele (Ökologie, Ökonomie und Soziales) gerecht zu werden. Durch den Bau von Block 8 wird die Emission von Luftschadstoffen gegenüber dem Status Quo deutlich reduziert, es werden Standort und Arbeitsplätze gesichert sowie Kapazitäten zur flexiblen Stromerzeugung geschaffen, welche die volatile Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sinnvoll ergänzen. Nicht zuletzt wird die Erzeugung der Fernwärme auf eine für die Kunden belastbare, langfristige Basis gestellt, die auch den zunehmenden Anforderungen an Umwelt- und Klimafreundlichkeit gerecht wird.

2 Alternativenprüfung

Im Rahmen der Projektplanung wurden Seitens EnBW verschiedene räumliche und technologische Alternativen zur Errichtung und dem Betrieb eines GuD-Kraftwerkes am Kraftwerksstandort Heilbronn geprüft, aber letztlich verworfen.

Basis für die Alternativenprüfung des Kraftwerksstandortes Heilbronn ist ein Weiterbetrieb der bestehenden Kohleblöcke. Ein Weiterbetrieb der, in der Reservekraftwerksverordnung betriebenen, Blöcke 5 und 6 ist derzeit bis 2026 vorgesehen, könnte aber durch die Bundesnetzagentur bei entsprechendem netztechnischem Bedarf grundsätzlich auch verlängert werden (insbesondere falls es in Süddeutschland zu Versorgungsengpässen kommen sollte). Block 7 kann auch im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes bis 2035 am Markt eingesetzt werden. Ein Weiterbetrieb von Block 7 zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bis 2038 oder darüber hinaus, d.h. als Netzreserve, ist dabei wahrscheinlich. Für den Fernwärmestandort Heilbronn bedeutet diese Alternative, dass für den Zeitpunkt ab 2035 keine Fernwärme aus zentraler und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für Industrie, Gewerbe und Haushaltskunden mehr bereitgestellt werden kann.

In räumlicher Hinsicht bietet sich die Errichtung einer Anlage auf dem bestehenden Kraftwerksstandort Heilbronn an. Beim Standort Heilbronn handelt es sich um einen historisch gewachsenen Standort, der über alle Anlagen zur Einspeisung von Strom und Fernwärme verfügt. Das Kraftwerk ist ein wichtiger Wärmeversorger für die Stadt und Teile des Landkreises Heilbronn. Mit dem Fernwärmenetz werden Haushalte, Industrie und öffentliche Gebäude direkt oder durch die HNVG zuverlässig und umweltschonend versorgt. Zur Erzeugung der Fernwärme werden in Heilbronn vor allem Kraftwärmekopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) genutzt. Die Bereitstellung der Fernwärme basiert dabei vor allem auf Steinkohle. Um auch weiterhin im Interesse der Fernwärmekunden eine sichere, kostengünstige und umweltfreundliche Wärmeversorgung für die Stadt Heilbronn gewährleisten zu können, soll der Kraftwerksstandort Heilbronn mit Ersatz der Kohleanlagen durch ein hocheffizientes Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk zukunftsfähig modernisiert werden. Hierdurch wird zum einen eine Einspeisung in das bestehende Fernwärmenetz gewährleistet. Zum anderen aber kann der bereits langjährig durch industrielle Nutzungen geprägte Standort weiterentwickelt werden. Alternativstandorte im Umland stehen EnBW zum einen nicht zu Verfügung und wären zum anderen mit hoher Wahrscheinlichkeit mit zusätzlichen Umweltbeeinträchtigungen, insb. Flächenverbrauch und Eingriffen in Natur und Landschaft verbunden. Es erscheint daher vorzugswürdig, den bestehenden Standort weiter zu nutzen, zumal das Plangebiet im Regionalplan Heilbronn-Franken als Vorranggebiet für regional bedeutsame Kraftwerksstandorte ausgewiesen ist. Die Errichtung eines neuen Gas- und Dampfturbinenkraftwerks entspricht somit den Zielen der Raumordnung.

Auch in technologischer Hinsicht erscheint eine Umstellung auf Erdgas jedenfalls derzeit als die vorzugswürdige Variante. Eine direkte Umstellung der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Heilbronn auf Erneuerbare Energien wäre bereits technisch eine kaum zu bewältigende Herausforderung, da Erneuerbare Energien sehr große Flächen in Anspruch nehmen, die aber innerhalb urbaner Ballungsräume wie Heilbronn nicht verfügbar sind. Eine autarke erneuerbare Strom- und Wärmeversorgung würde daher nicht nur den massiven Ausbau von Wind- und Photovoltaikkraftwerken im Heilbronner Umland, sondern auch zusätzliche Einrichtungen und Infrastruktur zur Transformation und Speicherung der Erneuerbaren Energie wie zum Beispiel Batteriespeicher oder Elektrolyseanlagen in Verbindung mit Gasspeichern bedeuten. Diese Infrastruktur herzustellen würde deutlich längere Zeit in

Anspruch nehmen als die Errichtung eines GuD-Kraftwerkes. Dies hätte dann eine längere Betriebsdauer des bestehenden Kohlekraftwerks zur Folge, weswegen eine Umstellung auf erneuerbare Fernwärme mit dem Ziel eines raschen Kohleausstiegs in Heilbronn nicht vereinbar wäre.

Im Rahmen der Projektentwicklung für den Standort Heilbronn wurden verschiedene Technologien in verschiedenen Leistungsbandbreiten mit dem Hinblick auf Anbietersituation, Wirkungsgrad, Wirtschaftlichkeit, Klima, Umweltauswirkungen in Verbindung mit dem Ersatz der Kohleanlage Block 7 sowie der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit betrachtet. Im Rahmen der Anbietersituation wurde untersucht, wie viele Anbieter im Bereich der Technologie sowie Leistungsklasse auf dem Markt agieren. Der Wirkungsgrad spiegelt die Effizienz der Anlagen im Betrieb wider. Im Rahmen der Betrachtungen zum Klima wurde insbesondere die globale Klimawirksamkeit der eingesetzten Brennstoffe im Sinne von CO₂-Äquivalenten betrachtet. Die Umweltauswirkungen betrachten sowohl die Emissionen wie Stickoxid (NO_x)-emissionen der Neuanlagen als auch die Reduktion von Emissionen durch die mögliche frühere Stilllegung von Block 7. Bei der Versorgungssicherheit wurde in erster Linie auf die Bereitstellung von schnell regelbarem Strom zur, vor allem in Süddeutschland, notwendigen Absicherung der Netzstabilität betrachtet. Neben des nun geplanten großen GuD-Kraftwerkes wurde des Weiteren ein GuD-Kraftwerk der Größenklasse 160-180 MW, eine Biomasseanlage in der Größenordnung 20 MW sowie eine BHKW-Lösung in der Größenklasse 90-100 MW untersucht. Die Ergebnisse der Untersuchungen sind der Tabelle 1 zu entnehmen. Auch wenn einige der betrachteten Technologien in einzelnen Punkten gegenüber des großen GuD-Kraftwerkes vorteilhaft sind, überwiegen in Summe die Vorteile des großen GuD-Kraftwerkes doch eindeutig. Nur aufgrund der Leistungsklasse ist auch zukünftig eine zuverlässige, umweltschonende und kostengünstige Versorgung mit Strom und Fernwärme zu gewährleisten.

Tabelle 1: Variantenvergleich Technologie

Variante	Große GuD	Kleine GuD	Biomasse	BHKW
Leistungsbandbreite	620-750 MW	160-180MW	20MW	90-100MW
Anbietersituation	+	o	+	+
Wirkungsgrad	+	o	-	-
Wirtschaftlichkeit	+	-	-	-
Klima	o	o	+	o
Umweltauswirkungen Ersatz Kohleanlagen	-/+	o/-	+/-	+/o
Versorgungssicherheit (Netzreserve)	+	-	-	-

Der große Vorteil eines modernen GuD-Kraftwerkes ist, dass dieses nicht auf die Verbrennung von Erdgas festgelegt ist und damit auch keinen Widerspruch zur zukünftigen Anforderung einer vollständigen Klimaneutralität darstellt. Erdgas ist nur für eine Übergangszeit als Brennstoff vorgesehen. Durch Beimischung von Wasserstoff kann die CO₂-Bilanz sukzessive verbessert werden. Das endgültige Ziel der Umstellung auf eine 100%-ige Verbrennung von klimaneutralem Wasserstoff ab Mitte der 2030er Jahre ist bereits heute in den Planungen für das GuD-Kraftwerk berücksichtigt. Auch die neue Erdgas-Transportleitung ist bereits so geplant, dass sie statt Erdgas auch Wasserstoff bis zum Anschlusspunkt westlich des Kraftwerksgeländes liefern kann.

3 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen bilden das eingangs erwähnte Kohleausstiegsgesetz sowie damit einhergehend die Änderungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.

Diese Gesetze regeln bzw. fördern den Kohleausstieg durch Fristen und wirtschaftliche Anreize. Das Bau- sowie das Immissionsschutzrecht hingegen regeln die bau- und immissionsschutzrechtliche Umsetzung des Vorhabens.

3.1 Kohleausstiegsgesetz

§ 2 Abs. 1 des Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung vom 8. August 2020 (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) fordert, die Stromerzeugung durch den Einsatz von Kohle spätestens bis zum Ablauf des Jahres 2038 sozialverträglich, schrittweise und möglichst stetig zu reduzieren und dabei eine sichere, preisgünstige, effiziente und klimaverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu gewährleisten. Für die steinkohlebasierte Stromerzeugung sieht das Gesetz einerseits eine so genannte ordnungsrechtliche, d.h. einseitig-zwingende Stilllegung durch administrative Anordnungen durch die Bundesnetzagentur, andererseits bis 2027 die freiwillige Stilllegung von Erzeugungskapazitäten und deren Ersatz durch sog. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) vor. Nur bei freiwilliger Stilllegung der Anlage im Rahmen einer Ausschreibung hat der Betreiber Anspruch auf Zahlung eines „Steinkohlezuschlages“ (Kohleersatzbonus gem. § 7c KWKG).

3.2 KWKG

Neue Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind ortsfeste technische Anlagen, die der gleichzeitigen Umwandlung der eingesetzten Energie in elektrische Energie und Nutzwärme dienen, insb. GuD-Kraftwerke wie hier geplant. Diese Anlagen werden durch das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung gefördert. Die Kraft-Wärme-Koppelung dient sowohl der sicheren und preisgünstigen als auch der effektiven und klimaverträglichen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität. Aus diesem Grund wurde die Förderung von Investitionen in diese sehr teuren, aber sehr energieeffizienten Anlagen durch das KWKG auch durch die Europäische Kommission - bei Inbetriebnahme der Neuanlagen bis Ende 2026 - befürwortet. Bei Inbetriebnahme nach 2026 ist nach derzeitiger Gesetzeslage eine Förderung nicht mehr gegeben. Infolge der gesetzgeberischen Aktivitäten zum Kohleausstieg wurde mit § 7c KWKG ein sog. Kohleersatzbonus eingeführt, welcher die Umrüstung bisheriger Kohle-Standorte auf eine neue, nicht kohlebasierte KWK-Anlage fördert. Hiermit wird sichergestellt, dass auch nach der Stilllegung der bisherigen Kohleanlagen die lokale und regionale Versorgung mit elektrischem Strom und Fernwärme sichergestellt werden kann.

3.3 Bauplanungs- und Genehmigungsrecht

Für das betreffende Gebiet liegt ein Flächennutzungsplan aus dem Jahr 2003 vor, mit der Zweckbestimmung Elektrizitätswerk, Umspannwerk und Fernheizwerk.

Die geplante Anlage steht somit nicht im Widerspruch zum Flächennutzungsplan. Ferner liegt ein Bebauungsplan 21/7 „Heilbronn Untere Viehweide“ aus dem Jahr 1981 vor. Durch ein teilweises Überschreiten der festgesetzten Baugrenzen sowie die teilweise Errichtung der Anlage innerhalb von festgesetzten Pflanzgebotsflächen, werden die Grundzüge der Planung berührt. Dies erfordert Änderungen am bzw. eine Neuaufstellung des Bebauungsplanes zur Schaffung der bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit.

Neben bauplanungsrechtlichen Regelungen unterliegt die geplante Anlage den Bestimmungen und Anforderungen des Immissionsschutz- und Wasserrechts. Immissionsschutzrechtlich sind die Stilllegung des Blocks 7 und die Errichtung und der Betrieb des Blocks 8 als eine wesentliche Änderung der bestehenden Kraftwerksanlage einzustufen. Die Errichtung und der Betrieb der geänderten Anlage bedürfen somit einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung im sog. förmlichen Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung. Das Bauleitplanverfahren ist dem immissionsschutzrechtlichen zeitlich etwas vorgelagert.

Die zuständige Genehmigungsbehörde – das Regierungspräsidium Stuttgart – wird eine Genehmigung dann erteilen, wenn sichergestellt ist, dass schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft nicht hervorgerufen werden können, die Anlage dem Stand der Technik entspricht und die bauplanungsrechtlichen Voraussetzungen gegeben sind.

Im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) werden die Umweltauswirkungen des Vorhabens detailliert untersucht, entsprechende Fachbehörden wie auch Naturschutzverbände stimmen sich hierbei zum Untersuchungsumfang ab. Neben den immissionsschutzrechtlichen Tatbeständen sind auch wasserrechtliche Erlaubnisse zum Betrieb der Anlage erforderlich. Die Anlage benötigt verschiedene Wässer für den Betrieb (z. B. die Kühlung und die Vollentsalzungsanlage). Der Gewässerschutz nimmt einen hohen Stellenwert ein, die Regelungen hierzu finden sich im Wasserhaushaltsgesetz und dem Wassergesetz für Baden-Württemberg. Zweck ist es, eine nachhaltige Gewässerbewirtschaftung zu erreichen. Die Entnahme und Einleitung bedürfen einer behördlichen Zulassung, mit dem Ziel eine negative Beeinträchtigung des Wasserhaushaltes zu verhindern. Auch der Umgang mit Abwasser oder wassergefährdenden Stoffen wird geregelt.

Die Bauleitplanung (B-Plan) und das immissionsschutzrechtliche Verfahren sind zeitlich voneinander abhängig. Das Bebauungsplanverfahren ist die Voraussetzung dafür, dass eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung erteilt werden kann.

4 Bestehender Kraftwerkstandort

Das Heizkraftwerk liegt in einem Industrie- und Gewerbegebiet am Rand der Stadt Heilbronn in unmittelbarer Nähe zum Neckar. Seit mehr als 80 Jahren werden am Standort Strom und Wärme erzeugt. Das Gebiet ist durch intensive industrielle Nutzung geprägt.

Von den ursprünglich sieben Blöcken des Standortes sind noch drei in Betrieb, unterliegen aber – wie dargestellt – unterschiedlichen energiewirtschaftsrechtlichen Einsatz-Regimen.

4.1 Block 7

Block 7 ist ein Steinkohleblock im konventionellen Kraftwerkspark der EnBW und wurde im Jahr 1985 fertiggestellt. Im Jahr 2009 wurde Block 7 umfangreich optimiert und modernisiert. Täglich werden bis zu 8.000 Tonnen Kohle angeliefert und vor der Verbrennung auf der Halde zwischengelagert. Die Kohle wird dann in Kohlemühlen staubfein gemahlen und anschließend verfeuert. In Kraft-Wärme-Kopplung wird der im Prozess entstandene Dampf über eine Turbine und einen Generator in elektrische Energie umgewandelt und Fernwärme ausgekoppelt. Anschließend wird der abgearbeitete Dampf kondensiert. Der bestehende Naturzugkühlturm kühlt durch Luft das vom Kondensator kommende Kühlwasser. Lediglich zum Ausgleich der Verdunstungs- und Abschlammverluste wird dem Neckar Wasser entnommen.

Seit 1998 wird in Block 7 Klärschlamm mitverbrannt. Mit der Stilllegung von Block 7 endet auch die Klärschlammverbrennung am Standort Heilbronn.

Die Anlage besteht aus den folgenden Hauptkomponenten (Reihenfolge entlang des Prozesses):

- Brennstoffversorgung mit Kohlemühlen
- Dampferzeuger
- Rauchgasreinigung mit Reststoffsysteem
- Schornstein, 250 m
- Dampfturbine mit Dampfsystem
- Speisewasser- und Kondensatsystem
- Fernwärmesystem
- Kühlwassersystem
- Naturzugkühlturm
- Elektrische Ableitung mit Transformator
- Wasseraufbereitung (Kühlturmozusatzwasser und Speisewasser)
- Leitwarte

4.2 Blöcke 5 und 6

Die Blöcke 5 und 6 gingen Mitte der 1960er Jahre ans Netz und sind heute mit modernen Anlagen zur Rauchgasreinigung ausgerüstet. Die Blöcke 5 und 6 wurden von der EnBW zur Stilllegung angemeldet. Auf Grund der Engpasssituation bei der Absicherung der Stromversorgung in Süddeutschland wurde diese Stilllegung von der Bundesnetzagentur nicht erlaubt und die Blöcke befinden sich nun in der Netzreserve. Dies bedeutet, dass sie nicht mehr durch EnBW im sogenannten kommerziellen Betrieb eingesetzt werden, sondern

lediglich auf Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW, wenn in Süddeutschland die Netzstabilität gefährdet ist.

Die Anlage besteht aus den folgenden Hauptkomponenten (Reihenfolge entlang des Prozesses):

- Brennstoffversorgung mit Kohlemühlen
- Dampferzeuger
- Rauchgasreinigung mit Reststoffsysteem (gemeinsam mit HiDE1)
- Schornstein, 250 m
- Dampfturbine mit Dampfsystem
- Speisewasser- und Kondensatsystem
- Durchlaufkühlung
- Werkswasserkühlturm
- Elektrische Ableitung mit Transformator
- Leitwarte

4.3 Stillgelegte Blöcke 1-4

Die Blöcke 1 und 2 wurden 1988, die Blöcke 3 und 4 im Jahr 2006 stillgelegt. Die Gebäude werden aktuell weiterhin als Lagerflächen und für Versorgungsleitungen und Kohlebänder genutzt.

4.4 Hilfsdampferzeuger (HiDE)

Ferner werden drei Hilfsdampferzeuger (HiDE) betrieben. Diese Hilfsdampferzeuger haben zwei Hauptaufgaben:

- Die Absicherung der Fernwärmeversorgung, um bei einem Nichtbetrieb des Blockes 7 die Stadt Heilbronn und angeschlossene Industriekunden weiter sicher mit Fernwärme versorgen zu können.
- Weiterhin dienen die Hilfsdampferzeuger dazu, den sogenannten Anfahrdampf für die Blöcke 5, 6 und 7 bereitzustellen. Dieser wird benötigt, um Systeme vor dem Anfahren der Blöcke zu evakuieren, zu entgasen und vorzuwärmen.

Der Standort Heilbronn verfügt über ein standortübergreifendes Dampfnetz auf mehreren Druckniveaus, in das alle Blöcke und die Hilfsdampferzeuger einspeisen. Dieses Netz versorgt die verschiedenen Verbraucher.

Die Leistung aller Hilfsdampferzeuger ist darauf ausgelegt, den Ausfall oder den Stillstand der anderen großen Dampferzeuger auch an sehr kalten Tagen mit hohem Wärmebedarf zu kompensieren, sodass die oben genannten Aufgaben jederzeit erfüllt werden können.

4.4.1 HiDE 1

Der HiDE 1 wurde zusammen mit dem Block 7 errichtet, ist kohlegefeuert und hat eine Feuerungswärmeleistung von 125 MW. Diese Leistung ist an dem Verbrauch von Anfahrdampf des Blocks 7 bemessen. Wird kein Anfahrdampf benötigt, speist der HiDE in die Hilfsdampfschienen des Standortes ein und versorgt die Fernwärme und die anderen Blöcke.

Der HiDE 1 ist mit den Blöcken 5 und 6 über eine gemeinsame Bekohlung, die gemeinsame Rauchgasreinigung sowie den gemeinsam genutzten Schornstein verknüpft.

4.4.2 HiDE 2

Beim HiDE 2 handelt es sich um einen Elektrokessel mit einer thermischen Leistung von 60 MW. Er emittiert keine Luftschadstoffe und speist ebenfalls in die Hilfsdampfschienen des Standortes ein. Er dient somit ebenso der Fernwärmeversorgung bzw. deren Absicherung und der Bereitstellung von Anfahrtdampf für die Blöcke 5, 6 und 7.

4.4.3 HiDE 3

Der HiDE 3 dient der Absicherung der Fernwärme- und Dampfversorgung und ist in einem eigenen Kesselhaus mit Schaltanlagenraum errichtet. HiDE 3 besteht aus zwei Dampfkesseln mit einer Feuerungswärmeleistung von jeweils 24 MW, also insgesamt 48 MW. Die Abgasführung erfolgt über einen 75 m hohen Schornstein. Als Regelbrennstoff wird Erdgas, als Reservebrennstoff Heizöl EL eingesetzt. Mit Inbetriebnahme von HiDE 3 wurden die kohlegefeuerten Blöcke 3 und 4 stillgelegt.

4.5 Fernheizwerk

Das Fernheizwerk (FW) speist ebenso, wie die zuvor beschriebenen HiDE in die Hilfsdampfschiene des Standorts ein. Es besteht aus zwei gasbefeuelten Dampfkesseln, die gemeinsam eine Feuerungswärmeleistung von 25 MW besitzen. Die Abgasführung erfolgt über einen 30 m hohen Schornstein. In den Gebäuden des Fernheizwerks befindet sich außerdem eine Fernheizturbine, die der Energierückgewinnung bei der Entspannung des Dampfes von Hilfsdampfdruckniveau auf Dampfnetzdruckniveau dient.

4.6 Dampfnetz und Heißwassernetz

Das Fernheiznetz wurde ab den 1960-iger Jahren errichtet und versorgte zunächst Industriekunden mit Wärme und Dampf.

Im Bereich des Industriegebietes östlich des Kraftwerksstandortes Heilbronn befindet sich das Dampfnetz, welches der Versorgung der dort ansässigen Industrie dient. Im Bereich der Weipertstraße ist eine Übergabestation an die Heilbronner Versorgungsbetriebe (HNVG) angeordnet, ab hier erfolgt die Versorgung der Wärmekunden im Stadtgebiet Heilbronn durch die HNVG.

Im nördlichen Bereich in Richtung Neckarsulm werden auch Privatkunden direkt mit Dampf versorgt.

5 Geplante Änderungen am Kraftwerkstandort

Die EnBW plant die Errichtung und den Betrieb von Block 8 (GuD-Kraftwerk inkl. HiDE) mit einer Feuerungswärmeleistung von max. 1.140 MW. Spätestens mit der Aufnahme des kommerziellen Betriebs von Block 8, werden die steinkohlegefeuerten Blöcke 5,6 und 7 sowie der HiDE 1 außer Betrieb genommen. Zur Absicherung der Fernwärmeversorgung wird die Feuerungswärmeleistung des HiDE 3 in zwei Stufen von 48 MW auf 175 MW erhöht.

5.1 Errichtung und Betrieb von Block 8 (GuD-Kraftwerk)

5.1.1 Standort auf dem Kraftwerksgelände

Der geplante Block 8 soll im Bereich östlich des Blocks 7 errichtet werden. Die Flächen sind zum Teil versiegelt, zum Teil sind es Rasenflächen mit Baumbestand.

Nachfolgende Abbildung zeigt den Kraftwerkstandort Heilbronn und Umgebung. Im Bereich links des Naturzugkühlturms soll die geplante Anlage, ähnlich der Fotomontage in Abbildung 1, errichtet werden.



Abbildung 1: Luftbild Kraftwerkstandort Heilbronn, LUBW (2021), geplanter Standort Block 8 Singleshaft, HiDE 3 Fotomontage, Rakete München & SCG Architekten 2022.

GuD-Kraftwerke werden weltweit errichtet und die Anordnung der Komponenten ist in den Grundzügen standardisiert. In einem Hauptgebäude sind die Gas- und Dampfturbine der Generator und der Kondensator angeordnet. Etwas abgesetzt sind die ebenfalls prägenden Gebäude des Abhitzekekessels mit Schornstein und der Fernwärmestation angeordnet.

Bei der von der EnBW geplanten Singleshaft Anordnung, sind die Gasturbine, der Generator und die Dampfturbine entlang einer gemeinsamen Welle angeordnet.

Um diese Hauptgebäude sind weitere kleinere Hilfs- und Nebengebäude angeordnet. Dies sind zum Beispiel Schaltanlagegebäude, Transformatoren und Gasruckregelstationen.

Es ist die Weiternutzung des Bestandskühlturmes sowie der Wasseraufbereitungsanlagen und der elektrischen Energieableitung des Blocks 7 vorgesehen.

5.1.2 Beschreibung Kraftwerksprozess

Die Anlagenkonfiguration kann funktional in drei Einheiten untergliedert werden

1. Gasturbinenprozess
2. Dampfturbinenprozess mit Fernwärmeauskopplung
3. Kühlkreislauf

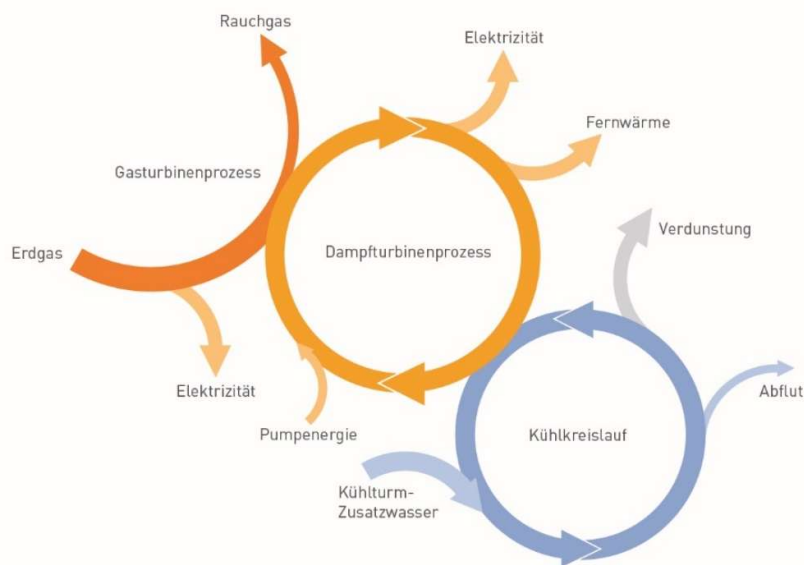


Abbildung 2: Schema Energieprozess, EnBW 2021

Ein Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk ist ein Kraftwerkstyp, der für die Energieerzeugung den Gasturbinenprozess und den Dampfturbinenprozess kombiniert. Die heißen Abgase der Gasturbine werden in einem Abhitzedampferzeuger (Wärmeübertrager) zur Dampfproduktion genutzt. Der Dampf wird anschließend durch die Dampfturbine des GuD-Kraftwerkes geleitet. Die Rotation der Gasturbine und der Dampfturbine wird mittels eines Generators in elektrische Energie umgewandelt. Dadurch wird eine elektrische Leistung von bis zu 710 MW erreicht.

Der Kraftwerksprozess wird vereinfacht anhand der wichtigsten Stoffströme wie Brennstoff, Wasser, Dampf etc. im oben dargestellten Fließbild gezeigt.

Block 8 besteht im Wesentlichen aus folgenden Anlagenteilen, die zum besseren Verständnis entlang des Prozesses, aufgeteilt nach neuen und weitergenutzten Komponenten, beschrieben werden:

- Brennstoffversorgung Erdgas
- Energieerzeugung
- Gasturbine
- Abhitze-kessel
- Rauchgasableitung
- Dampfturbine und Wasser-Dampfkreislauf
- Elektrischer Hilfsdampferzeuger (HiDE) Block 8
- Kühlwassersystem mit Naturzugkühlturm
- Fernwärmeauskopplung

In nachfolgender Abbildung ist dieser Sachverhalt vereinfacht dargestellt.

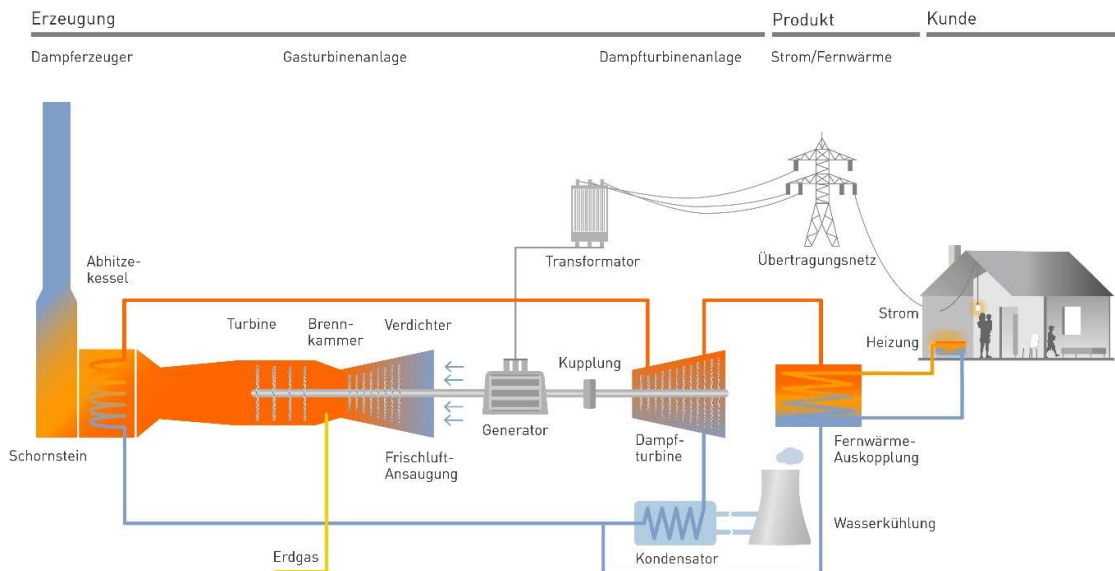


Abbildung 3: Anlagenkonfiguration GuD-Kraftwerk

Block 8 wird zunächst mit Erdgas betrieben. Es wird aus einer, derzeit in Planung befindlichen, Erdgasleitung ab der Übergabestation Böllinger Höfe über eine Erdgasdruckregelstation zur Gasturbine des GuD-Kraftwerkes geführt.

In der Gasturbine wird Erdgas unter Zugabe von verdichteter Luft verbrannt. Das Erdgas wird dazu über Vorwärmer zu den Brennern der Gasturbine geleitet. Diese Vorwärmung dient der Steigerung des Wirkungsgrades und wird mit Abwärme aus dem Gasturbinenprozess betrieben. Durch die Verbrennung entsteht ein Abgasvolumen bei hohem Druck, welches über eine Gasturbine entspannt wird. Der dadurch rotierende Läufer der Gasturbine ist mit einem Generator verbunden, welcher die Rotationsenergie in elektrische Energie umwandelt.

Nach der Entspannung über die Gasturbine verfügt das Abgas über eine Temperatur von 550 - 650 °C. Dieses heiße Abgas wird weiter zur Erzeugung elektrischer Energie eingesetzt.

Hierzu wird es durch einen Abhitzedampferzeuger geleitet. Dies ist ein Wärmeübertrager, der die im Abgas vorhandene Energie an das Wasser bzw. den Dampf des Dampfturbinenprozesses abgibt. Aus dem Abhitzedampferzeuger wird das Abgas über den Schornstein an die Umgebung abgeleitet.

Der überhitzte Dampf aus dem Abhitzedampferzeuger wird mit verschiedenen Drücken und Temperaturen in den Dampfturbosatz der Anlage geleitet. Die Druckstufen und die Verschaltung der Dampfsysteme werden so ausgelegt, dass eine optimale Ausnutzung der, aus dem Abgas gewonnen, Energie sichergestellt ist. In der Dampfturbine wird die Energie des Dampfes in mechanische Energie umgewandelt, die über die Welle, wie die mechanische Energie der Gasturbine, auf einen Generator übertragen wird.

Die vom Generator erzeugte elektrische Energie wird auf Hochspannungsniveau transformiert und über die bestehende 380 kV-Ableitung am Standort zum Umspannwerk Großgartach geleitet.

Nachdem dem Dampf ein Großteil der enthaltenen Energie entzogen wurde, ist zur erneuten Nutzung eine Kondensation erforderlich. Hierzu wird der Dampf durch den geschlossenen Hauptkühlkreislauf im sogenannten Kondensator kondensiert. Anschließend wird das Kondensat über die Kondensat- und Speisewasserpumpen wieder mit hohem Druck dem Abhitzedampferzeuger zugeführt. Zur Kühlung einiger Komponenten (Generatoren, Transformatoren, etc.) wird zusätzlich ein Zwischenkühlkreislauf aufgebaut, welcher in sich geschlossen ist und seine Wärme an den Hauptkühlkreislauf abgibt.

Block 8 wird mit einer Fernwärmeauskopplung für eine thermische Leistung von ca. 170 MW ausgerüstet. Weitere ca. 20 MW können aus dem, mit dem Block 8 errichteten, Fernwärmespeicher entnommen werden. Insgesamt stehen den Fernwärmenetzen durch den Block 8 also ca. 190 MW thermische Leistung zur Verfügung. Der Dampf wird aus der Turbine auf geeignetem Druckniveau entnommen und in Heizvorwärmern durch Wärmeübertragung an das Fernheizwasser kondensiert. Das in den Heizvorwärmern anfallende Kondensat wird anschließend wieder in den Wasser-Dampf-Kreislauf zurückgeführt.

Die verbindenden Leitungen zwischen den einzelnen Gebäuden des GuD-Kraftwerkes verlaufen zum Teil über sogenannte Interne Rohrbrücken. Auf diesen internen Rohrbrücken werden Dampfleitungen, Gasleitungen, Wasserleitungen, Elektro- und Leittechnische Leitungen sowie weitere Medienleitungen geführt.

Block 8 wird je nach Stillstandszeit kalt, warm oder heiß angefahren. Die zeitintensiven Kaltstarts beschränken sich voraussichtlich auf eine einstellige Anzahl pro Jahr.

5.1.3 Zusammenfassung technische Hauptdaten

In nachfolgender Tabelle sind die technischen Hauptdaten des geplanten GuD-Kraftwerkes zusammengefasst.

Tabelle 2: technische Hauptdaten des geplanten GuD-Kraftwerkes

Dampferzeuger und Feuerung	3-Druck-Abhitzedampferzeuger mit Zwischenüberhitzung
Feuerungswärmeleistung im Auslegungspunkt	1.140 MW
Frischdampfzustand im Auslegungspunkt	130 bar / 560 °C bis 170 bar / 600 °C
Wasserstoff (H ₂) Einsatz	ca. 20% heute technisch möglich bis zu 100% mit geringen technischen Anpassungen möglich
Turbosatz (DT)	Kondensationsturbine mit einfacher Zwischenüberhitzung - HD-Teilturbine, - MD-Teilturbine, - ND-Teilturbine
Nettoleistung elektrisch (Block)	710 MW*)
Fernwärmeauskopplung	ca. 190 MW (170 MW GuD + 20 MW Speicher)
Kühlung	Kreislaufkühlung durch Weiternutzung des Bestandskühlturm
Wirkungsgrad	> 62 %**)

*) bei Jahresdurchschnittsbedingungen

**) bei Kondensationsbetrieb

5.1.4 HiDE Block 8 (HiDE GuD)

Block 8 benötigt ebenfalls Hilfsdampf zum Anfahren. Im Gegensatz zu Kohlekraftwerken ist diese Dampfmenge jedoch sehr gering. Es wird zu diesem Zweck ein elektrischer Kessel mit einer elektrischen Anschlussleistung von ca. 3 MW_{el} gemeinsam mit Block 8 errichtet. Dieser elektrische Hilfsdampferzeuger emittiert im Vergleich zu einer gasbefeuerten Alternative keine Luftschadstoffe. Die genaue Auslegung des Hilfsdampferzeugers der GuD ist seitens des Lieferanten fortlaufend und erfolgt entsprechend dem Bedarf.

5.1.5 Notstromaggregat

Gemeinsam mit dem GuD-Kraftwerk wird ein Notstromaggregat mit einer Feuerungswärmeleistung von ca. 8,5 MW (ca. 4 MW_{el}) errichtet. Dieser dient dazu, im Fall einer Notabschaltung bzw. eines Stillstands des GuD-Kraftwerkes in Kombination mit einer Nichtverfügbarkeit der angebundenen Netze die leittechnischen Systeme des Block 8 aufrecht zu erhalten. Sobald die angebundenen Netze wieder zur Verfügung stehen, wird dadurch ein kurzfristiges Anfahren des GuD-Kraftwerkes möglich. Nach dem Wiederaufstart kann Block 8 schnellstmöglich weiteren Wiederaufbau des Netzes beitragen. Die Betriebsstunden des Notstromdiesels werden 100 h/a nicht überschreiten, dies wird immissionsschutzrechtlich beantragt werden. Die reale Betriebsstundenzahl hängt von der Anzahl der benötigten Probestarts ab und ist damit Herstellerspezifisch. Sie wird jedoch 100 h/a nicht überschreiten. Das Notstromaggregat wird mit HEL/Diesel betrieben und wird gem. erster immissionsschutzrechtlicher Teilgenehmigung über einen separaten Schornstein mit einer Höhe von 37,7 m verfügen.

5.1.6 Feuerlöschsystem

Das Feuerlöschsystem besteht aus einem, äußeren Feuerlöschring mit Hydranten, welcher aus der Trinkwasserleitung gespeist wird.

Des Weiteren gibt es einen inneren Feuerlöschring der u. A. der Versorgung von Zapfstellen in den Gebäuden und der Versorgung der Sprühwasserlöschanlage des Transformators dient. Für diesen inneren Feuerlöschring reicht die Kapazität des Trinkwassersystems nicht aus. Daher ist für den inneren Ring ein Speichertank mit redundanten Feuerlöschpumpen vorgesehen. Eine der Pumpen wird elektrisch angetrieben und die andere als Dieselpumpe vorgesehen. Die Dieselpumpe kommt zum Einsatz wenn im Brandfall die elektrische Versorgung nicht zur Verfügung stehen sollte.

Das Feuerlöschsystem kommt im Bestimmungsgemäßen Betrieb nicht zum Einsatz, es wird lediglich im Brandfall benutzt. Die Löschwasserpumpen werden regulär nur für Probestarts zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit angefahren.

Die Dieselpumpe hat voraussichtlich eine Feuerungswärmeleistung von 500 kW und wird monatlich ca. 2h im Zuge eines Probetriebs angefahren.

5.1.7 Weitergenutzte Anlagen

Es ist beabsichtigt, Block 8 als Ersatzinvestition zum bestehenden Block 7 gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA) anzuzeigen und somit den Block 7 mit kommerzieller Inbetriebnahme des GuD-Kraftwerkes vollständig und dauerhaft stillzulegen.

Der bestehende Naturzugkühlturm von Block 7 und die zugehörige Kühlturmzusatzwasseraufbereitung sowie die Vollentsalzungsanlage (Wasserhaus) werden durch den neuen Block 8 weitergenutzt. Ebenso werden die bestehenden Abwasserwege weiter genutzt.

Zwischen Naturzugkühlturm und Kondensator zirkuliert der geschlossene Hauptkühlkreislauf, welcher die zuvor beschriebene Kondensation ermöglicht. Da der Naturzugkühlturm sich den Effekt der Verdunstungskühlung zunutze macht, ist die dadurch verdunstete Wassermenge zu ersetzen. Das dem Naturzugkühlturm zugeführte Wasser wird nach einer Aufbereitung als Kühlturmzusatzwasser bezeichnet. Durch das hocheffiziente GuD-Kraftwerk reduziert sich zukünftig der Wärmeeintrag in den Naturzugkühlturm und dadurch auch die verdunstete Wassermenge. Infolgedessen reduziert sich auch die dem Neckar entnommene Wassermenge.

Das Kühlturmzusatzwasser wird weiterhin dem Neckar entnommen und im Wasserhaus aufbereitet. Ein kleiner Teil des Kühlturmzusatzwassers wird zu vollentsalztem Wasser aufbereitet. Dieses vollentsalzte Wasser kommt hauptsächlich im Wasser-Dampf-Prozess zum Einsatz.

5.1.8 Wassernutzung

Die Wassernutzung erfolgt im Rahmen bestehender Anlagen. Neckarwasser wird als Rohwasser für Kühlturmzusatzwasser und vollentsalztes Wasser (VE-Wasser) mittels Einlaufbauwerk aus dem Neckar entnommen. Vom Entnahmebauwerk fließt das Wasser durch zwei Rohrleitungen bis zum Zusatzwasserpumpenhaus, von hier wird das Neckarwasser in das Vorbecken der Kühlturmzusatzwasseraufbereitungsanlage (KZA)

gepumpt. In der KZA wird das Neckarwasser zu Kühlturmzusatzwasser und damit auch Rohwasser für die Vollentsalzungsanlage (VEA) aufbereitet. Die aufbereiteten Abwässer aus der KZA der VEA und die Kühlturmaxflut gelangen über den Mess- und Mischschacht in das Auslaufbauwerk und werden in den Neckar eingeleitet.

In nachfolgender Abbildung sind vereinfacht die geplanten Wasserwege dargestellt.

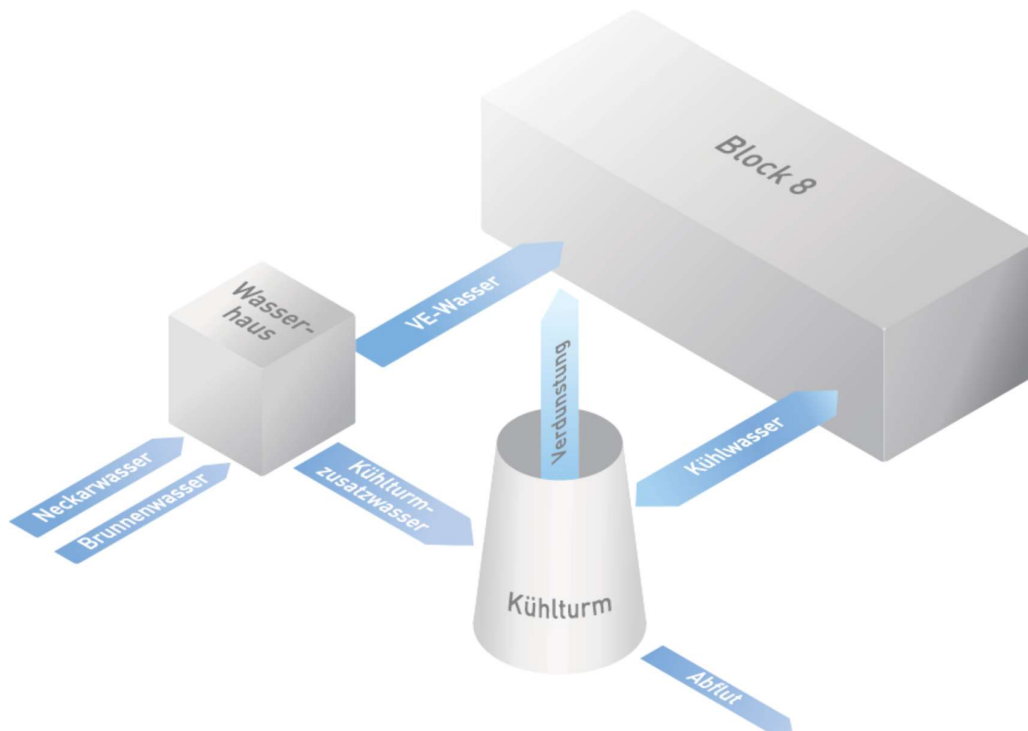


Abbildung 4: vereinfachtes Wasserschema Block 8, EnBW 2021

Das vorhandene Brunnenwassernetz, einschließlich der 17 Brunnen, die Betriebsweise der Brunnen und die Grundwassernutzung bleibt unverändert. Das zur Brauchwassernutzung entnommene Grundwasser wird für betriebliche Zwecke verwendet, z.B. zur Nachspeisung von Kühlsystemen, als Schmierwasser für die Hauptkühlwasserpumpen oder als Ansetz- und Verdünnungswasser für Chemikalien und in Ausnahmefällen als Rohwasser für die Vollentsalzungsanlage.

Zwei Brunnen (Brunnen 2.4 und 2.12) werden zur Grundwasserabsenkung betrieben, um das Werkstatt- und Lagergebäude und das Gebäude des Fernheizwerks trocken zu halten, da sich die Sohle der Kellerräume im quartären Grundwasserleiter befindet und andernfalls Grundwasser eindringen würde.

Nicht als Brauchwasser benötigtes Brunnenwasser wird in den Osthafen eingeleitet.

5.1.9 Energieableitung

Die elektrische Energie wird über eine bestehende 380 kV- Stromtrasse vom Kraftwerk Heilbronn zum Umspannwerk Großgartach abgeleitet. Des Weiteren wird ein neuer Fremdnetztransformator voraussichtlich nördlich des neuen Kühlwasserpumpenhauses vorgesehen. Der Fremdnetztransformator dient dem Anfahren der Gasturbine und zur Stillstandsversorgung des Blockes. Um während der Inbetriebsetzungsphase Block 8 und

Block 7 einspeisen lassen zu können, wird eine neue Schaltanlage südlich des GuD-Kraftwerkes für die TransnetBW errichtet. Diese Schaltanlage ist dann dem Block 8 zugeordnet und dient nach aktueller Planung über dessen gesamten Betrieb der Ableitung der im Block 8 erzeugten elektrischen Energie. Ein paralleler Betrieb der beiden Blöcke ist dennoch ausgeschlossen.

Gemeinsam mit der Schaltanlage werden ebenfalls ein sogenanntes Portal, ein Freileitungsmast sowie ein zur Schaltanlage zugeordnetes Betriebsgebäude mit Nebenanlagen für die TransnetBW errichtet. Ein nicht mehr benötigter Masten im Geltungsbereich/Plangebiet wird zurückgebaut (westlich angrenzend an das geplante Maschinenhaus).

5.1.10 Fernwärmespeicher

In die Fernwärmenetze wird ein Fernwärmespeicher integriert. Dieser Wärmespeicher Speicher wird als atmosphärischer Speicher (sog.2-Zonen-Wärmespeicher) mit folgenden Leistungsdaten ausgeführt:

- Wärmekapazität: 600 MWh
- Ein- /Ausspeicherleistung: bis 100 MW
- Max. Speichertemperatur: 120 °C
- Nutzvolumen ca. 11.000 m³
- Gesamtvolumen ca. 17.000 m³
- Abmessungen: ca. 20 x 55 m(DxH)

Der Wärmespeicher ist direkt in das Warmwassersystem eingebunden. In den Wärmespeicher kann Wasser mit einer max. Temperatur von 120 °C eingespeichert werden. Der Wärmespeicher ermöglicht eine teilweise Entkopplung der Fernwärmeerzeugung von der Fernwärmenutzung. Der Speicher besitzt ein Auflastvolumen von ca. 6.000 m³ (Höhe ca. 14 m), welches für den notwendigen Druck im Nutzbereich des Speichers sorgt. Diese Auflastvolumen steht nicht für die Wärmespeicherung zur Verfügung, beinhaltet aber das Ausgleichs- und Nachspeisevolumen für die Druckhalteanlage.

5.1.11 Versorgungssicherheit

Das Kraftwerk Heilbronn ist Teil der Regelzone der TransnetBW. Innerhalb dieser Zone ist TransnetBW im Falle eines großflächigen Stromausfalles („Blackout“) für den Netzwiederaufbau verantwortlich. Der Netzwiederaufbau erfolgt in enger Abstimmung mit den Kraftwerken in der Regelzone.

Im Falle eines „Blackouts“ erfolgt der Wiederaufbau des Netzes in Baden-Württemberg ausgehend von Pumpspeicherkraftwerken. Diese sind schwarzstartfähig und bilden damit die Keimzelle für das Wiederauffahren weiterer Kraftwerke. Von diesen Pumpspeicherkraftwerken ausgehend bezieht der Standort Heilbronn Anfahrungsenergie aus dem Netz und trägt anschließend durch seine Einspeisung in dieses zu dessen Stabilisierung und damit zu einer Wiederherstellung der Stromversorgung bei. Eine standortbezogene

Schwarzstartfähigkeit ist nach Abstimmungen mit der TransnetBW nicht notwendig, da innerhalb der Regelzone ausreichend schwarzstartfähige Anlagen zur Verfügung stehen. Dies bedeutet jedoch das im Falle eines Blackouts das Kraftwerk bis zur Wiederversorgung aus dem Netz bereit zum Anfahren sein muss. Hierfür müssen insbesondere Leittechnik und IT Systeme permanent mit Strom versorgt werden. Hierfür wird ein im folgenden Kapitel beschriebener Notstromdiesel eingesetzt.

5.1.12 Emissions- und Vollbenutzungsstundenbegrenzung

In den nachfolgenden Kapiteln werden die immissionsschutzrechtlichen Vorgaben für die einzelnen Anlagen des Standorts beschrieben. Zusätzlich zu den rechtlichen Vorgaben hat sich die EnBW freiwillig dazu verpflichtet, Grenzwerte teilweise weiter herabzusetzen bzw. Vollbenutzungsstunden zu reduzieren.

5.1.12.1 Block 8 (Gasturbine; § 33 der 13. BImSchV)

Nachfolgende Tabelle stellt die zulässigen Emissionswerte für den Betrieb des Blocks 8 dar.

Tabelle 3: Emissionswerte Block 8

Stoff	Einheit	JMW	TMW	MPZ
NO _x	mg/m ³	15	40	-
NH ₃		5	10	-
SO _x		-	12	-
CO		-	100	-
Formaldehyd		-	-	5

EnBW verpflichtet sich darüber hinaus freiwillig, die folgenden Grenzwerte für den Betrieb der Gasturbine einzuhalten:

- 10 mg/Nm³ für NO_x im Jahresmittel,
- 2 mg/Nm³ NH₃ im Jahresmittel.

Die Grenzwerte im Jahresmittel für Schwefel von 2mg/Nm³ und für Staub von 1mg/Nm³ werden eingehalten. Zum Nachweis wird das eingesetzte Gas analysiert. Den Nachweis der Staubemissionen wird über eine Einzelmessung geführt.

5.1.12.2 HiDE 3 Kesselanlage (§ 31 der 13. BImSchV)

Nachfolgende Tabelle stellt die zulässigen Emissionswerte für den Betrieb des HiDE 3 dar.

Tabelle 4: Emissionswerte HiDE 3

Stoff	Einheit	JMW	TMW
NO _x	mg/m ³	60	85
CO		-	50
SO _x		-	35

Die EnBW verzichtet auf eine Bivalenz der Heizkessel (HiDE3) und damit auf den Einsatz von Heizöl EL. Hierdurch entfallen die durch das Heizöl entstehenden Staub und SO_x

Emissionen. Für den Gasbetrieb verpflichtet sich die EnBW durch das eingesetzte Gas die Schwefelgrenzwerte im Jahresmittel von 3 mg/Nm³ und für Staub auf 1 mg/Nm³ einzuhalten. Die Einhaltung der Schwefelgrenzwerte wird mittels Einzelmessung nachgewiesen. Den Nachweis der Staubemissionen wird ebenfalls über eine Einzelmessung geführt.

Über die Vorgaben der 13. BImSchV hinaus wird ein NO_x Grenzwert 50 mg/Nm³ im Jahresmittel nicht überschritten. Dieser Wert ist durch den Einsatz von Rauchgasrezirkulation und Brennertechnologie möglich. Hierdurch werden NH₃ Emissionen durch die sekundäre Rauchgasreinigung vermieden. Eine weitere Reduzierung wurde untersucht, ist jedoch unter technischen, ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten als unverhältnismäßig zu bewerten.

5.1.12.3 Notstromaggregat

Das Notstromaggregat unterliegt den Anforderungen des § 16 Abs. 5 der 44. BImSchV und dient ausschließlich dem Notbetrieb. Die zulässige Emission an Gesamtstaub von 50 mg/m³ wird nicht überschritten. Darüber hinaus wird ein Rußfilter vorgesehen, der die Emissionen an Gesamtstaub auf ein Maximum von 5 mg/m³ bauartbedingt begrenzt.

Die Emissionsbegrenzung für Formaldehyd von 60 mg/m³ wird eingehalten. Gem. 44. BImSchV existieren für Anlagen die ausschließlich dem Notbetrieb dienen keine Emissionsbegrenzungen für Schwefel, Kohlenmonoxid und Stickstoffoxide. Es werden alle Möglichkeiten der Emissionsminderung durch motorische Maßnahmen nach dem Stand der Technik ausgeschöpft. Das Notstromaggregat wird maximal 100 h/a betrieben.

5.1.12.4 Fernheizwerk (FW) (§13 Abs. 6 Nr. zur 44. BImSchV)

Nachfolgende Tabelle stellt die zulässigen Emissionswerte für den Betrieb des Fernheizwerkes dar.

Tabelle 5: Emissionswerte FW

Stoff	Einheit	MPZ*
NO _x	mg/m ³	150
CO		50
SO _x		10

*Mittelwert über die Probenahmezeit

Die EnBW verpflichtet sich bzgl. einer Vollbenutzungsstundenreduzierung freiwillig zu folgendem zweigeteilten Vorgehen:

1. Nach Umstellung des südlichen Teils des Dampfnetzes Reduktion von jetzt genehmigt 8.760 VBh auf 3.000 VBh. Zeitpunkt wäre das Ende der Dampfnetzumstellung im südlichen Teil; weiterhin geplant mit kommerzieller Inbetriebnahme (IBN) des GuD-Kraftwerkes Ende 2026.
2. Nach Umstellung des nördlichen Teils des Dampfnetzes Reduktion der Volllastbetriebsstunden auf 1.000 VBh. Zeitpunkt ist aktuell noch nicht genau geplant. Es wird weiterhin von einer Fertigstellung der Umstellung im Nordnetz Anfang 2030 ausgegangen.

Die EnBW verpflichtet sich darüber hinaus freiwillig, durch das eingesetzte Gas die Schwefelgrenzwerte im Jahresmittel von 3 mg/Nm³ und für Staub auf 1 mg/Nm³ einzuhalten. Zum Nachweis der Schwefelgrenzwerte wird das eingesetzte Gas analysiert. Der Nachweis der Staubemissionen wird über eine Einzelmessung geführt.

5.1.13 Photovoltaik

Die EnBW sieht im Rahmen der rechtlichen Vorgaben unter Berücksichtigung der technischen Gegebenheiten die Installation von Photovoltaikanlagen auf den Dächern der geplanten Gebäude vor.

5.2 Städtebauliche Beschreibung

Der Bebauungsplan 21/7 „Untere Viehweide“ der Stadt Heilbronn wird durch den Vorhabenbezogenen Bebauungsplan 21/14 „Lichtenbergerstrasse Nordwest“ teilweise ersetzt und auf die Belange des Neubaukraftwerkes abgestimmt.

Zur Umsetzung des Vorhabens sind die im Vorhaben- und Erschließungsplan dargestellten Rückbau- und Entsiegelungsmaßnahmen erforderlich, wozu insbesondere folgende Maßnahmen zählen:-

- Die Fällung von Standortbäumen um den Kühlturm
- Der Rückbau der Ammoniakstation und der versiegelten Flächen an der nördlichen Grundstücksgrenze des Flst. 1513
- Der Rückbau der Werksgleisanlagen im nordöstlichen Kurvenbereich und entlang der Lichtenbergerstrasse
- Der Rückbau der beiden Heizöltanks nördlich des Kohlelagers
- Der Rückbau eines bestehenden Abspannmasts

Die frei werdenden Flächen werden als überbaubare Flächen und Baustelleneinrichtungen sowie zur Anlag neuer Grünflächen genutzt. Weitere Baustelleneinrichtungen werden auf EnBW eigenen Grundstücken eingerichtet.

Zum Betrieb des Neubaukraftwerkes werden bestehende Anlagen und Anlagenteile weitergenutzt und ausgebaut. So wird der Kühlturm mit zusätzlichen Schalldämpfern im Luftansaugbereich ausgestattet. Der Hilfsdampferzeuger im südlichen Werksgelände wird durch einen zusätzlichen Hallenteil und einen neuen Schornstein auf den erhöhten Bedarf aufgerüstet.

Das bestehende Werkswegenetz wird im nord-östlichen Bereich ergänzt und derart ausgebaut das eine Umfahrung der Hauptgebäude möglich ist.

Für den Betrieb des Neubaukraftwerkes werden neue Infrastrukturen aufgebaut. Das Gas- und Dampfkraftwerk wird an die zu errichtende Gasleitung angeschlossen. Die Energie wird nach Westen über einen bestehenden Abspannmast und einen neu zu errichtenden Masten abgeführt.

Die Hauptgebäude (Schornstein, Kesselhaus, Maschinenhaus, Fernwärmegebäude und Fernwärmespeicher) ordnen sich linear entlang der Lichtenbergerstrasse. Die Anlagen werden in geschlossener Bauweise geplant.

Die Nebenanlagen (Löschwasserstation, Gasregelstation, Schaltanlagegebäude und Kühlwasserpumpengebäude) werden kompakt zwischen Hauptanlage und Naturzugkühlturm angeordnet und werden meist in offener Bauweise errichtet.

5.3 Umsetzung von architektonischen Zielen im Kraftwerksbau

5.3.1 Allgemeines

Der Kraftwerksneubau in unmittelbarer Nachbarschaft der bestehenden Kohlekraftwerke wird als autarke Einheit am Standort gestaltet. Eine Fortführung bestehender Baugestaltung wird nicht verfolgt.

Die komplexe Kraftwerkstechnik bedarf einer Vielzahl von Gebäuden und technischer Anlagen. Diese Gebäude und Anlagen werden durch unterschiedliche Lieferanten und Firmen erstellt und bedürfen je nach Nutzungsanforderung unterschiedlichste Konstruktionen. Es werden neben konventionellen Massivbauten auch Skelettbauten aus Stahl oder Betonfertigteilen geplant. Die Herausforderung für die Baugestaltung ist es die unterschiedlichen Anforderungen aus Nutzung und Konstruktion mit einer einheitlichen Gebäudehülle zu versehen und die unterschiedlichen Dimensionen proportionsgerecht zu gestalten.

Ein Detailkatalog mit Regeln zur Gebäudehülle wird mit allen am Bau Beteiligten vertraglich vereinbart und stellt die Qualität der Gesamtgestaltung sicher.

5.3.2 Anordnung der Baukörper

- Einheitliche und geschlossene Baukörper entlang der Lichtenbergerstraße
- Kompakte Baukörperanordnung und Reduzierung von Neuversiegelung
- Klare Höhenzonierung von Süd nach Nord
- Reduzierung von (unterschiedlichen) Baufluchten und Bauhöhen
- Einfache und gleichartige Baumassen

5.3.3 Ausformen der Baukörper

- Weiche Konturen, Ecken und Kanten
- Horizontale und vertikale Bauwerksfugen
- Ruhige und klare Silhouette
- Sparsame Ausformung und Gliederung der Baukörper

5.3.4 Auswahl von Material und Farben

- Helle, leicht reflektierende Farben
- Adaption jahres- und tageszeitlicher Lichtstimmungen (Reflexion)
- Zusammengefasste Licht- und Luftöffnungen, keine Einzelöffnungen
- Detailkatalog zur Fassadengestaltung über alle Gewerke und Lieferanten

5.3.5 Grünraum

- Zusammenfassendes starkes Grüngerüst, die Anlage teilweise umschließend
- Ergänzen und Stärken vorhandener Grünstrukturen
- Eingrünung der bestehenden Anlagen entlang Lichtenbergerstrasse und Kohlelager

5.4 Gasversorgung

Die Brennstoffversorgung der Neuanlagen mit Erdgas erfolgt über eine neu zu errichtende Gasleitung DN 400 ab der Übergabestation Böllinger Höfe.

Die Genehmigung zur Errichtung der Gasleitung erfolgt in einem eigenständigen Verfahren (Plangenehmigung). Die Netze BW Sparte Dienstleistungen arbeitet die hierzu erforderlichen Antragsunterlagen aus. Der Bescheid wird für April 2023 erwartet.

Die Leitung wird durch die EnBW errichtet und so ausgelegt, dass perspektivisch auch eine Versorgung des Kraftwerkes mit Wasserstoff möglich ist.

In folgender Skizze sind der Anschlusspunkt an der Übergabestation und der Eintritt ins Kraftwerksgelände dargestellt (Trassenlänge ca. 3 km).

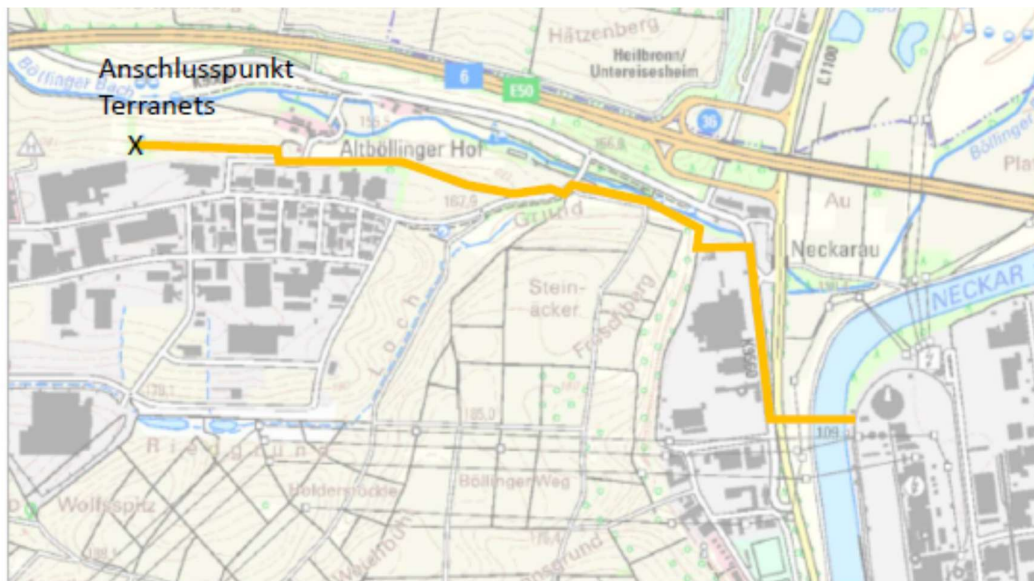


Abbildung 5: Übersicht Gasverbindungsleitung – EnBW, Quelle Karte: LUBW, 2021

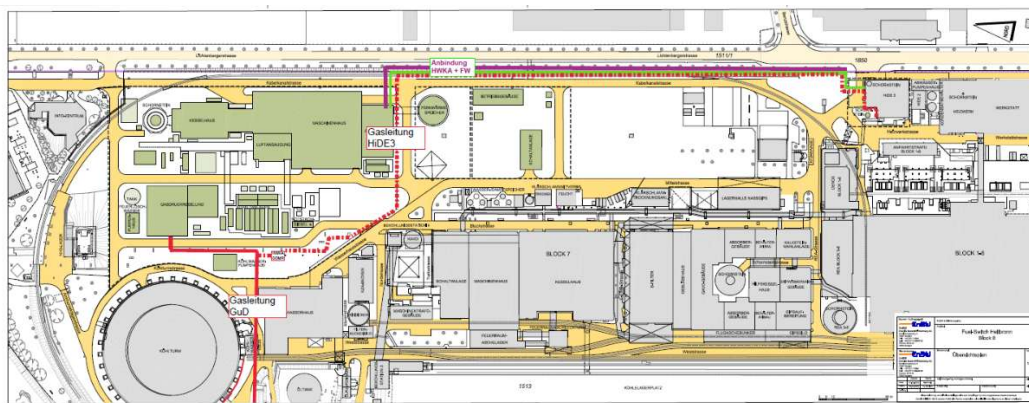


Abbildung 6: Entwurf der Gasleitungsführung (rot) auf dem Standort

Wie in Abb. 6 dargestellt, verläuft die Gasanbindung des GuD-Kraftwerkes ab dem Düker zwischen Naturzugkühlturm und Wasserhaus zur Gasdruckregelung des GuD-Kraftwerkes.

HiDE3 (Heißwasserkesselanlage) wird mittels einer an der GuD-Anbindung angeschlossenen Gasdruckregelung mit Gas versorgt. Diese Gasleitung verläuft ab Höhe des GuD-Kraftwerks entlang der Lichtenbergstraße über eine Rohrbrücke bis zum HiDE3. Diese Rohrbrücke führt ebenfalls die Fernwärmeanbindungsleitungen der HiDE 3 sowie die Fernwärmeleitungen des neuen Heißwassernetzes.

5.5 Perspektivische Wasserstoffversorgung

EnBW hat sich gegenüber der Öffentlichkeit dazu verpflichtet, bis zum Jahr 2035 klimaneutral zu sein. Dies setzt insbesondere auch die Klimaneutralität der Erzeugungsanlagen voraus. Um dieses Ziel zu erreichen, soll auch die in Heilbronn geplante Gesamtanlage so ausgelegt und errichtet werden, dass sie mit klar definierten Nachrüstungen auf den Betrieb mit 100% regenerativ erzeugten Brenngasen wie grünem Wasserstoff umgestellt werden kann. Diese Umstellung soll bis spätestens 01.01.2035 erfolgen, sofern bis dahin die notwendigen faktischen und regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen sind. Hierzu ist auch die Schaffung der technischen Voraussetzungen für einen Einsatz von Wasserstoff erforderlich. Dies umfasst eine wasserstofftaugliche Gas-Anschlussleitung vom Netzverknüpfungspunkt „Böllinger Höfe“ zum Kraftwerk sowie die Auslegung der neuen Anlagen selbst. Diese werden so ausgelegt sein, dass ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme (geplant 2026) die Mitverbrennung eines Wasserstoffanteils von mind. 20 % als Beimischung in das Erdgasnetz möglich ist. Zudem werden bereits beim Bau der Anlagen Vorinvestitionen getätigt, um eine Nach- bzw. Umrüstung der Anlagen auf den Betrieb mit bis zu 100 % Wasserstoff zu ermöglichen. Diese Vorinvestitionen umfassen beispielsweise die wasserstofftaugliche Auslegung aller Gasrohrleitungen in Material und Querschnitt oder die Überdimensionierung des Gebäudes für den SCR-Katalysator zur Nachrüstung einer weiteren Katalysatorenanlage. Die Umrüstung selbst wird zu diesem Zeitpunkt durch klar definierte Maßnahmen (insb. Austausch des Brenners in der Gasturbine, Nachrüstung eines Gasverdichters zum Ausgleich des niedrigeren Brennwertes von Wasserstoff) möglich sein, während die dafür erforderlichen Investitionsmittel für das Jahr 2034 in der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Gesamtanlage vorgesehen sind.

Sofern es sich bei dem angebotenen und verwendeten Gas nicht um 100% regenerativ erzeugten Wasserstoff handelt und in Folge noch CO₂-Emissionen verbleiben, verpflichtet sich EnBW, diese auf andere Weise klimaneutral zu stellen. Dies ist sowohl über den bilanziellen Einkauf von 100% regenerativ erzeugtem Wasserstoff als auch durch die CO₂-Kompensation verbleibender CO₂-Emissionen in Scope 1 (direkte Emissionen bspw. Kraftwerke) und Scope 2 (indirekte Emissionen bspw. aus eingekauftem Strom) möglich.

5.5.1 Beschreibung der Vorbereitungen für die 100% Wasserstoffnutzung

Unter anderem folgende Vorbereitungen werden bereits zur Inbetriebnahme des GuD-Kraftwerks umgesetzt, um einen späteren Einsatz von 100% Wasserstoff zu ermöglichen:

- Vorbereitung einer weiteren Lage im SCR-Katalysator um die beim Wasserstoffeinsatz erwarteten höheren NO_x Emissionen reduzieren zu können.
- Es werden Vorhalteflächen für Agententechnische Erweiterungen innerhalb von Gebäuden und um die Kraftwerksanlagen (vgl. z.B. stickstoffbasiertes Inertisierungssystem siehe unten) eingeplant.
- Die Brennstoffleitungen werden, wo möglich, bereits so ausgelegt, dass diese mit dem höheren Wasserstoffvolumenstrom im Vergleich zu Erdgas betrieben werden können.

- Bei der Lieferantenauswahl wurde darauf geachtet, dass bereits Kompetenzen im Einsatz von Wasserstoff vorhanden sind.
- Die verbaute Sensorik ist möglichst bereits für einen Wasserstoffeinsatz geeignet.

5.5.2 Konzeptbeschreibung der erforderlichen technischen Umrüstungen / Erweiterungen für eine 100% Wasserstoffnutzung

Folgende Maßnahmen werden vor der Nutzung von reinem Wasserstoff als Brennstoff im GuD-Kraftwerk voraussichtlich erforderlich (vorbehaltlich der weiteren lieferantenseitigen Entwicklung):

- Es wird eine **Anpassung beziehungsweise ein Ersatz der Brenner** der Gasturbine notwendig. Der Lieferant beschreitet hierzu aktuell zwei Wege der Entwicklung: entweder können 100% Wasserstoff bereits mit angepassten bestehenden Brennern verwendet werden, alternativ werden aktuell neue Brenner entwickelt welche voraussichtlich ab 2030 im Zuge einer Umrüstung eingebaut werden können.
- Es wird ein **stickstoffbasiertes Inertisierungssystem nachgerüstet**, welches bei der Nutzung von hohen Wasserstoffanteilen in der Gasturbine beim Wechsel zwischen einzelnen Lastfällen sowie beim An- und Abfahren benötigt wird. Die stickstoffbasierte Inertisierung ist ein Verfahren, bei dem Stickstoffgas verwendet wird, um den Sauerstoffgehalt in einem Behälter oder System zu reduzieren und so eine explosionsgefährdete Atmosphäre zu vermeiden. Durch dieses System wird die Bildung von kritischen zündfähigen Gemischen verhindert, die in Zusammenhang mit hohen Temperaturen in der Gasturbine zu Explosionen führen können.
- Eine **Anpassung der Gasmess- und Detektionseinrichtungen, der Leitechnischen Systeme sowie teilweise weiteren Schutzeinrichtungen** wird erforderlich.
- **Änderungen an den Brennstoffsystemen** sind in erster Linie erforderlich, um den erhöhten Brennstoffvolumenstrom im Vergleich zum Erdgas verarbeiten zu können. Diese Maßnahmen umfassen unter Anderem neue Rohrleitungen, Brennstoffschläuche und Brennstoffregelventile im Gasturbinenumfeld. Das Brennstoffmodul wird gegen ein neues Modul ausgetauscht, das für 100 % Wasserstoff als Brennstoff ausgelegt ist.
- Der aktuell im Abhitzedampferzeuger (Kessel) vorgehaltene Platz für eine **Erweiterung des SCR-Moduls** wird ausgenutzt, um eine Einhaltung der geregelten NOx Emissionen zu gewährleisten. Das im SCR Katalysator eingesetzte Ammoniakwasser wird dann mit deutlich erhöhtem Durchfluss zum SCR gefördert.

5.6 Übergangsbetrieb

Spätestens mit der kommerziellen Inbetriebnahme des GuD-Kraftwerks werden Block 5/6, HiDE 1 und Block 7 sowie der bestehende HiDE 3 (mit zwei Kesseln) außer Betrieb genommen.

Der bestehende HiDE 3 (mit zwei Dampf-Kesseln) wird durch den neuen HiDE 3 (mit vier Heißwasser-Kesseln) ersetzt.

Der neue HiDE 3 wird gemeinsam mit dem GuD-Kraftwerk in Betrieb genommen, wobei in „Phase 1“ zunächst nur zwei der im Endausbau geplanten vier Kessel im HiDE 3 installiert werden. Gleichzeitig wird der bestehende HiDE 3 (mit zwei Kesseln) außer Betrieb

genommen. Die Kessel 3 und 4 im neuen HiDE 3 werden zu einem späteren Zeitpunkt in „Phase 2“ installiert.

Ein gleichzeitiger Betrieb von Block 5/6, HiDE 1, Block 7 oder bestehendem HiDE 3 (mit zwei Kesseln) mit einer der neu geplanten Anlagen (GuD-Kraftwerk, neuer HiDE3) findet somit nicht statt – mit Ausnahme eines begrenzten Zeitraums während der jeweiligen Inbetriebnahme. Ausgeschlossen ist jedenfalls auch dann der gleichzeitige Betrieb von Block 7 und GuD-Anlage, da beide Anlagen an den Kühlturm angeschlossen sind und dieser nur von einer Anlage genutzt werden kann.

Sollte sich die Dampfnetzumstellung verzögern, kann der vorstehend beschriebene, angestrebte Übergang beim HiDE 3 voraussichtlich nicht vollständig realisiert werden. In diesem Fall kann es erforderlich werden, den bestehenden HiDE 3 länger zu betreiben (dann parallel zur GuD-Anlage und zum neuen HiDE 3 in „Phase 1“). Soweit der bestehende HiDE 3 nach kommerzieller Inbetriebnahme des GuD-Kraftwerks weiterbetrieben werden muss, erfolgt dies ausschließlich mit Erdgas. Ein gleichzeitiger Betrieb des bestehenden HiDE 3 und des neuen HiDE 3 in Phase 2 findet nicht statt.

Von den bestehenden Anlagen werden nur die beiden Fernwärmekessel (FW) und der Elektrokessel HiDE 2 auch zukünftig weiterbetrieben. In Abbildung 7 ist ein grafischer Überblick über die Zeitschiene des zuvor Beschriebenen gegeben.

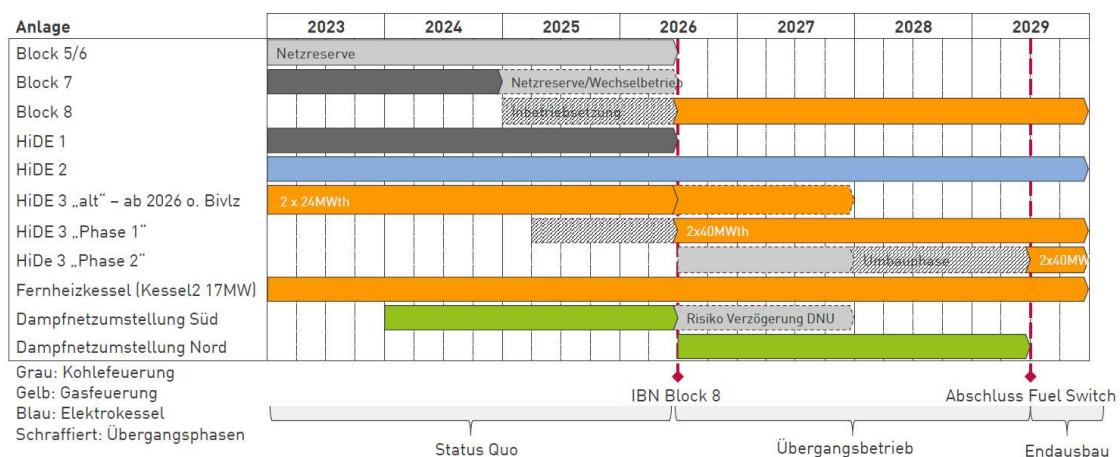


Abbildung 7: Darstellung des Übergangsbetrieb

Für den Fall, dass ein Übergangsbetrieb des HiDE3 notwendig wird (zwei bestehende Dampfkessel in Kombination mit zwei neuen Heißwasserkesseln) verpflichtet sich die EnBW gegenüber der Stadt Heilbronn vertraglich, die für den Endausbauzustand (vier Heißwasserkessel) geregelten Jahresfrachten der derzeit beim HiDE3 überwachten Luftschadstoffe einzuhalten. Die Jahresfrachten des Endausbauzustands bilden sich aus den gem. 13. BImSchV vorgeschriebenen und darüber hinaus vertraglich vereinbarten Jahresmittelwerten. Eine Emissionsminderung wird ggf. durch eine Reduktion der Vollbenutzungsstunden der bestehenden Dampfkessel erreicht.

5.7 Stilllegung Kohleblöcke

Mit der Aufnahme des kommerziellen Betriebs von Block 8 wird Block 7 außerbetrieb genommen und stillgelegt. Mit der Stilllegung von Block 7 werden mithin beispielsweise die Bekohlung des Blocks und weitere Nebenanlagen ebenfalls stillgelegt.

Die Blöcke 5 und 6 befinden sich derzeit in der Netzreserve und werden durch den Übertragungsnetzbetreiber bei Stromengpässen eingesetzt. Ein Weiterbetrieb über die Inbetriebnahme von Block 8 ist nicht möglich, daher werden die Blöcke 5 und 6 mit der gesicherten Inbetriebnahme von Block 8 stillgelegt.

Ebenso wird der steinkohlegefeuerte HiDE 1 im Zuge der Stilllegung der Blöcke 5 und 6 spätestens jedoch mit der Inbetriebnahme von Block 8 stillgelegt.

Nachfolgende Abbildung zeigt die geplanten, weitergenutzten, stillzulegenden und bereits stillgelegten Anlagen am Kraftwerkstandort in Heilbronn.



Abbildung 8: Standortentwicklung Heilbronn (Planung, Weiternutzung, Stilllegung), EnBW 2021

Diese Stilllegung ermöglicht dann eine Nachnutzung des Standortes für eine neue energiewirtschaftliche Verwendung. In einem nachgelagerten Projekt wird die EnBW den Zustand der Gebäude und deren Substanz gutachterlich betrachten und auf dieser Grundlage ein Nachnutzungskonzept erarbeiten. Mögliche Nachnutzungen des Gesamtstandortes können ganzheitlich erst im Zuge des Nachnutzungskonzeptes konkretisiert werden.

5.8 Betriebskonzept Hilfsdampferzeuger / Fernheizwerk

5.8.1 HiDE 1

Der HiDE 1 wird spätestens mit der Inbetriebnahme des neuen Blockes 8 stillgelegt.

5.8.2 HiDE 2

Der Elektrokessel HiDE 2 bleibt unverändert in Betrieb und sichert den Dampf und Fernwärmebedarf weiterhin ab.

5.8.3 HiDE 3

Der HiDE 3 wird auf Grund der Stilllegung des HiDE 1 und der Umstellung des Dampfnetzes auf Heißwasser von jetzt 2 Kesselanlagen auf 4 Kesselanlagen ausgebaut. Die Errichtung erfolgt sofern möglich im bestehenden Gebäude. Für den Fall, dass die HiDE 3 Kessel nicht direkt durchströmt werden können, wird Stand heute eine Erweiterung des Gebäudes notwendig, um die Komponenten eines Heizkreises (Wärmetauscher und Umwälzpumpen) unterzubringen. Die ggf. genauen Abmessungen der Erweiterung gehen aus der Ausführungsplanung hervor und werden möglichst kompakt gehalten. Da der bestehende Schornstein nicht für die neuen Kessel dimensioniert ist, wird das Gebäude des HiDE 3 um einen weiteren Schornstein ergänzt, die Höhe beträgt 80 m über Grund.

Die Funktion der Absicherung des Fernwärmebedarfes bleibt unverändert erhalten. Auf Grund des gesunkenen Dampfbedarfes durch die Stilllegung der Kohleblöcke und der Umstellung des Dampfnetzes können die neuen Kessel jedoch als reine Heißwasserkessel ausgeführt werden. Hierdurch ist die Effizienz höher und die Ausführung der Kesselanlage einfacher.

Die Feuerungswärmeleistung des neuen HiDE 3 beträgt mit allen 4 Kesseln max. 175 MW. Mit einer max. Feuerungswärmeleistung von 175 MW wird der notwendigen Flexibilität sowie etwaigen Leistungsoptimierungen in ausreichendem Maße Rechnung getragen. Analog zu GuD-Kraftwerk erfolgt die Brennstoffumstellung für HiDE 3 von Erdgas auf Wasserstoff, sobald die regulatorischen Rahmenbedingungen dies ermöglichen.

Da der Gaseingangsdruck der Heißwasserkessel des HiDE3 deutlich geringer als der Gasdruck des GuD-Kraftwerkes ist, wird eine Gasdruckregelstation für die HiDE3 notwendig. Diese wird möglichst nah am Anbindungspunkt an der GuD-Gasleitung vorgesehen, sodass der Großteil des Leitungsweges bis zur HiDE3 nur bei geringem Druck betrieben werden muss.

Um die HiDE3 Kessel auf den H₂-Betrieb umzurüsten, sind Anpassungen brennstoffseitig (Gasdruckregelung und Gebläse) sowie je nach Typ Anpassungen Brenner notwendig. Die neuen HiDE 3 Kessel können somit als H₂-ready bezeichnet werden.

5.8.4 Fernheizwerk - Reduktion Vollbenutzungsstunden

Das bestehende Fernheizwerk, das eine FWL von 25 MW besitzt, wird in seinen jährlichen Vollbenutzungsstunden in zwei Phasen eingeschränkt. Dies wirkt sich positiv auf die Luftschadstoffemissionen des Gesamtstandortes aus. Nach Umstellung des südlichen Teils des Dampfnetzes erfolgt in Schritt 1 eine Reduktion von jetzt genehmigten 8.760

Vollbenutzungsstunden (VBh) auf 3.000 VBh. Schritt 1 wird voraussichtlich mit der Inbetriebnahme von Block 8 Ende 2026 erfolgen.

Nach der Umstellung des nördlichen Teils des Dampfnetzes folgt anschließend in Schritt 2 eine Reduktion der Volllastbetriebsstunden auf 1.000 VBh. Es wird nach gegenwärtigem Stand von einer Fertigstellung der Umstellung im Nordnetz Anfang 2030 ausgegangen.

Das Fernheizwerk wird wie die neuen Kessel des HiDE3 an eine neue Gasdruckregel- und Messanlage angebunden, die eine Versorgung des Fernheizwerks über die neue Gasleitung (vgl. Kap. 5.4) ermöglicht. Die EnBW verpflichtet sich gegenüber der Stadt vertraglich zur endgültigen Stilllegung des Fernheizwerkes binnen sechs Monaten ab Umstellung des Nordnetzes von Dampf auf Heißwasser.

5.9 Dampfnetzumstellung

Mit dem geplanten Neubau von Block 8 am Kraftwerkstandort Heilbronn soll die Fernwärmeerzeugung von Dampf auf Heißwasser umgestellt werden und somit auch das Fernwärmenetz parallel in ein Heißwassernetz umgebaut werden.

Durch die Umstellung des Dampfnetzes wird die Energieeffizienz sowohl des Kraftwerks selbst als auch des Netzes deutlich verbessert. Gleichzeitig wird das Netz erneuert und somit für weitere Jahrzehnte Betrieb „fit“ gemacht.

- Die Energieeffizienz des Kraftwerkes steigt, weil der Dampf in der Turbine mehr Arbeit verrichten, also Strom produzieren kann, bevor er zur Aufheizung des Fernwärmesystems aus der Turbine entnommen wird.
- Die Energieeffizienz des Netzes steigt ebenfalls, da auf Grund der niedrigeren Vorlauftemperatur die Energieverluste sinken. Auch werden die Hausanschlussstationen einfacher.

Die Dampfnetzumstellung (vgl. Anhang) erfolgt abschnittsweise im laufenden Betrieb mit Hilfe von mehreren mobilen Dampfumformern. Im ersten Schritt der Dampfnetzumstellung soll der südliche Bereich des Fernwärmenetzes, insbesondere zu den Heilbronner Versorgungsbetrieben (HNVG), als einer der größten Abnehmer umgestellt werden. In einem weiteren Schritt ist der nördliche Bereich Richtung Neckarsulm umzustellen.

Zur genauen Planung der Abläufe insbesondere der Arbeiten im öffentlichen Straßenbereich sind weitergehende Abstimmungen mit den zuständigen städtischen Behörden notwendig. Die Dampfnetzumstellung des südlichen Bereiches des Fernwärmenetzes sollte bis zur Inbetriebnahme von Block 8 umgesetzt werden.

5.10 Niederschlagswasserbeseitigung

5.10.1 Geplante Maßnahmen

Für die Entwässerung des geplanten Block 8 wird ein Kanalnetz als reines Trennsystem mit einem Schmutzwasserkanal und einem Regenwasserkanal vorgesehen. Hierbei werden alle

Dach- wie auch Straßenflächen an den Regenwasserkanal angeschlossen. Die neuen Schmutzwasserkanäle werden in der Lichtenbergerstraße an die bestehende Kanalisation angeschlossen.

Für die Regenwasserkanalisation wird vor der Einleitung der Regenwasserabflüsse in den Neckar sowohl eine stoffliche Behandlung als auch eine auf den natürlichen Abfluss begrenzte Drosselung erfolgen. Ziel ist ein möglichst naturnaher Umgang mit dem Regenwasser.

Die stoffliche Behandlung des Regenwassers erfolgt im Vorfeld der hydraulischen Pufferung durch eine Anlage zur zeitverzögerten Ableitung des ersten Spülstoßes (Schmutzfangzelle) mit regeltem Abfluss in die Schmutzwasserkanalisation. Darin wird der erste, in aller Regel stark verschmutzte Anteil des Niederschlags in einem Schachtbauwerk mit ca. 3 m Durchmesser aufgefangen. Nachdem sich der Schacht gefüllt hat, fließt alles weitere Regenwasser zur hydraulischen Pufferung auf das nachfolgende Erdbecken (offen und begrünt). Eine Messsonde erfasst über eine Messzelle die überlaufende Wassermenge. Wenn 24 Stunden lang kein Wasser über die Messzelle gelaufen ist, wird das Wasser im Sammelbecken in die Schmutzwasserkanalisation gepumpt. Im Zuge weiterer Abstimmungen mit den genehmigenden Behörden ist ebenfalls eine Anlage zur Sedimentation bzw. Filtration (beispielsweise als Bodenfilter) als mögliche Alternative auf dem Gelände realisierbar.

Die hydraulische Pufferung wird in naturnaher Ausführung als offenes Erdbecken mit einem maximalen Einstau von 70 cm (zuzüglich Freibord, 30 cm) realisiert. Der Anschluss der Drosselleitung sowie des Überlaufs des Erdbeckens erfolgt über eine der beiden bestehenden Durchdringungen durch den Hochwasserdamm in den Neckar.

5.10.2 Vorläufiges Entwässerungskonzept

Für die Entwässerung des geplanten Block 8 wird ein Kanalnetz als reines Trennsystem mit einem Schmutzwasserkanal und einem Regenwasserkanal vorgesehen. Hierbei werden alle Dach- wie auch Straßenflächen an den Regenwasserkanal angeschlossen. Die neuen Schmutzwasserkanäle werden in der Lichtenbergerstraße an die bestehende Kanalisation angeschlossen.

Für die Regenwasserkanalisation wird vor der Einleitung der Regenwasserabflüsse in den Neckar sowohl eine stoffliche Behandlung als auch eine auf den natürlichen Abfluss begrenzte Drosselung erfolgen. Ziel ist ein möglichst naturnaher Umgang mit dem Regenwasser.

Die stoffliche Behandlung des Regenwassers erfolgt im Vorfeld der hydraulischen Pufferung durch eine Anlage zur zeitverzögerten Ableitung des ersten Spülstoßes (Schmutzfangzelle) mit regeltem Abfluss in die Schmutzwasserkanalisation. Darin wird der erste, in aller Regel stark verschmutzte Anteil des Niederschlags in einem Schachtbauwerk mit ca. 3 m Durchmesser aufgefangen. Nachdem sich der Schacht gefüllt hat, fließt alles weitere Regenwasser zur hydraulischen Pufferung auf das nachfolgende Erdbecken (offen und begrünt). Eine Messsonde erfasst über eine Messzelle die überlaufende Wassermenge. Wenn 24 Stunden lang kein Wasser über die Messzelle gelaufen ist, wird das Wasser im Sammelbecken in die Schmutzwasserkanalisation gepumpt.

5.11 Hochwasserschutzkonzept

Für den Standort „Heizkraftwerk Heilbronn“ hat die EnBW AG ein Konzept zur Vermeidung von Schäden im Hochwasserfall erstellt (Stand: Juli 2018). Dieses wird im Zuge der Umsetzung der geplanten Maßnahmen unter Berücksichtigung der Sanierung des Osthafens sowie des Damms im westlichen Bereich des Kraftwerkstandortes fortgeschrieben.

Bei HQextrem erreicht der Neckar im Bereich des Kraftwerksgeländes Wasserstände zwischen 153,9 im Norden und 154,7 m ü.NN an der Südgrenze des Geländes. Bei HQextrem ist eine nahezu vollständige Überflutung des Kraftwerksgeländes zu erwarten. Zur Gefahrenabwehr wird am Standort ein Hochwasserschutzkonzept umgesetzt. Im Rahmen des Hochwasserschutzes zu HQextrem ist es – mit einer Vorwarnzeit – sicher zu stellen das alle wassergefährdenden Stoffe entweder gesichert, entfernt oder an einen sicheren Ort verbracht werden können. Dies kann entweder technisch oder organisatorisch erfolgen. Alle Anlagen mit wassergefährdenden Stoffen werden am Boden fixiert um ein Auf- und Wegschwimmen zu verhindern, sofern es durch das Hochwasserschutzkonzept vorgegeben ist.

6 Aufstellungsvermerk

Aufgestellt, Stuttgart, den 08. August 2025


Vorhabenträger

Jens Rathert
Projektleiter