



Industrie Service

**Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.**

G U T A C H T E N

Prüfung der Umsetzung des Bürgerbegehrens "Raus aus der Steinkohle"



Quelle: Stadtwerke München

Datum: 07.10.2019

Unsere Zeichen:
IS-ES-MUC

Das Dokument besteht aus
34 Seiten.
Seite 1 von 34

Die auszugsweise Wiedergabe
des Dokumentes und die
Verwendung zu Werbezwecken
bedürfen der schriftlichen
Genehmigung der
TÜV SÜD Industrie Service
GmbH.

Dieser Bericht (Version 1.4) wurde erstellt für

Landeshauptstadt München
Referat für Arbeit und Wirtschaft
Herzog-Wilhelm-Straße 15
80331 München

Die Prüfergebnisse beziehen
sich ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.



Industrie Service

Editorial

Objekt: Heizkraftwerk Nord 2, Unterföhring

Kunde: Landeshauptstadt München
Referat für Arbeit und Wirtschaft
Herzog-Wilhelm-Straße 15
80331 München

Identifikation: TS.IS.#500603050.REPORT.V1.4

Datum / Version: 07.10.2019 / VERSION 1.4

Autoren:

Dr. Stefan Buse
Leiter Power Systems & Performance Tests

Gerhard Klein
Leiter Risikomanagement & Technical Due Diligence

Pierre Huck
Senior Experte Kraftwerke und Turbinen

Nevena Nikiforova
Consultant Technical Due Diligence



Inhalt

Zusammenfassung	4
1. Einleitung	5
1.1. Ausgangslage und Aufgabenstellung	5
1.2. Technische Eckdaten HKW Nord 2	5
1.3. SWM Fernwärmenetz.....	6
2. Rechtliche Aspekte.....	7
3. Versorgungssicherheit der Stadt München	9
3.1. Wärme	9
3.2. Strom	12
4. Konzept zur größtmöglichen CO ₂ -Reduktion	13
4.1. SWM Konzept CO ₂ -optimierte Fahrweise HKW Nord 2	13
4.1.1 Zeitraum 1: Heizperiode	13
4.1.2 Zeitraum 2: Sommer.....	14
4.1.3 Zeitraum 3: Außerhalb Heizperiode und Sommer.....	14
4.1.4 Jährlicher Kohlebedarf (Zeiträume 1 bis 3).....	15
4.2. Optionen zur weiteren CO ₂ -Optimierung beim HKW Nord 2.....	15
4.2.1 Verzicht auf 60% Lastbetrieb.....	15
4.2.2 Weitere Absenkung der 24% Minimallast	16
4.2.3 Längere Stillstandzeiten HKW Nord 2	17
4.2.4 HKW Nord 2 in Kaltreserve	17
4.2.5 Umstellung HKW Nord 2 auf Gasfeuerung.....	17
4.3. Folgen der CO ₂ -optimierten Fahrweise HKW Nord 2.....	18
4.4. Alternativen zur CO ₂ -optimierten Fahrweise HKW Nord 2	18
4.5. Fazit CO ₂ -optimierte Fahrweise HKW Nord 2.....	19
5. Bewertung der vorgeschlagenen CO ₂ -optimierten Fahrweise.....	20
5.1. Vorgehensweise.....	20
5.2. Bewertung der Energie- und CO ₂ -Preise	23
5.3. Darstellung Auswirkung auf die CO ₂ -Emissionen	24
5.3.1 Annahmen SWM.....	24
5.3.2 Bewertung der Emissionsfaktoren	25
5.3.3 Prognose CO ₂ -Emissionen.....	26
5.4. Darstellung der finanziellen Auswirkungen	27
Quellen / Literatur	30
Abkürzungsverzeichnis.....	32
Anhang: Fernwärme-Deckungslücke - Gegenüberstellung mit der Berechnung des Bündnisses „Raus aus der Steinkohle“	33



Zusammenfassung

Der Bürgerentscheid vom 05.11.2017 "Raus aus der Steinkohle" kann, so wie er beschlossen wurde, nicht umgesetzt werden, da der systemverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber TenneT den Stadtwerken München (SWM) mitgeteilt hat, dass von einer Systemrelevanz des HKW Nord 2 auszugehen ist und damit eine Untersagung der endgültigen Stilllegung des HKW Nord 2 zum anvisierten Stilllegstermin 31.12.2022 verbunden ist.

Das Referat für Arbeit und Wirtschaft der Landeshauptstadt München hat TÜV SÜD beauftragt, ein unabhängiges Gutachten zu erstellen, um zu klären, wie die Intention des Bürgerentscheids - maximale Reduzierung der CO₂-Emissionen aus dem Kohleblock des Kraftwerks Nord - bestmöglich umgesetzt werden kann. Im vorliegenden Gutachten wird die technische und rechtliche Machbarkeit einer größtmöglichen CO₂-Reduktion beim HKW Nord 2 unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit Münchens für Strom und Wärme untersucht.

Es wurde festgestellt, dass eine endgültige Stilllegung des HKW Nord 2 im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) mit Überführung des HKW Nord 2 in die Netzreserve unter Verantwortung des Netzbetreibers ab Ende 2022 angesichts einer abzusehenden **Deckungslücke bei der Versorgung Münchens mit Fernwärme** im Jahr 2023 nicht möglich ist. Nur bei einer Ersatzinvestition in Erzeugungsanlagen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit für Fernwärme könnte das HKW Nord 2 rein als Stromnetzreserve-Kraftwerk betrieben werden. Im Jahr 2023 ist ein thermisches Leistungsdefizit mit einer möglichen Bandbreite von 339 MW_{th} bis 520 MW_{th} im sogenannten n-1 Sicherheitsfall zu erwarten (Ausfall der größten Erzeugungseinheit Süd GuD2), wenn das HKW Nord 2 nicht mehr zur Fernwärmerzeugung zur Verfügung stehen würde.

Eine **Deckungslücke bei der Versorgung Münchens mit Strom** entsteht nicht, da fehlende Strommengen von anderen Kraftwerken in Deutschland bzw. Europa erzeugt werden können. Allerdings spielt das HKW Nord 2 eine wichtige Rolle bei der Möglichkeit, München bei Ausfall des überregionalen Übertragungsnetzes im lokalen Inselnetzbetrieb mit Strom zu versorgen. Ohne das HKW Nord 2 kann der Volllaststrombedarf Münchens im Inselnetzbetrieb nicht mehr gedeckt werden, auch wenn alle anderen SWM Kraftwerke auf voller Last laufen. Zudem kann ohne das HKW Nord 2 ein Inselnetz nur aufgebaut werden, wenn die bestehenden Gaskraftwerke (Süd GuD1 und 2) mit signifikanter Last laufen.

Eine Fahrweise von HKW Nord 2 mit Betrieb bei 60% Last in der Heizperiode, Stillstand von 12 Wochen im Sommer und Betrieb bei 24% Last außerhalb der Heizperiode bietet unter den gegebenen Randbedingungen (Deckungslücke Fernwärmeerzeugung; Problematik Kohlezufuhr, Betriebsmöglichkeiten Kessel, beschränkte Konservierungsmöglichkeiten HKW Nord 2) die **momentan bestmögliche CO₂-Optimierung**. Das HKW Nord 2 muss unter einer gewissen Last im Winter laufen, um das Fernwärme-Dampfnetz bei Ausfall von HKW Süd GuD2 innerhalb kurzer Zeit stützen zu können. Außerhalb der maximalen Stillstandzeit im Sommer kann das HKW Nord 2 auf Minimallast (24%) gefahren werden.

Die **Reduktion der CO₂-Emissionen** im optimierten Betrieb gegenüber einem unveränderten Weiterbetrieb von HKW Nord 2 bis 2035 beträgt 11,2 Mio. t, wenn dieser Betrieb bis 2035 gefahren wird, bzw. 14,5 Mio. t bei Betrieb bis 2028, bezogen auf die SWM Erzeugungsanlagen in München (entspricht einer Reduktion um 27% bzw. 35%). Dies ist verbunden mit **Mehraufwendungen** (Barwert 2019) von 285 Mio. € bei optimiertem Betrieb bis 2035, bzw. 343 Mio. € bei optimiertem Betrieb bis 2028. Mit weniger als der Hälfte der Mehraufwendungen, d.h. 165 Mio. €, können ca. 60% der CO₂ Reduktionen im Vergleich zum CO₂-optimierten Betrieb bis 2028 erreicht werden (8,5 Mio. t CO₂), wenn das HKW Nord 2 normal weiterläuft und im Jahr 2028 abgeschaltet wird.

1. Einleitung

1.1. Ausgangslage und Aufgabenstellung

Das HKW Nord 2 ist momentan der größte Strom- und Wärmeerzeuger im Versorgungsgebiet der Stadtwerke München (SWM) und speist in die Dampfschiene des Fernwärmenetzes ein. Das Dampfnetz versorgt insbesondere die Innenstadt Münchens, u.a. mit kritischen Kunden wie z.B. Krankenhäusern.

Der Bürgerentscheid vom 05.11.2017 "Raus aus der Steinkohle" kann, so wie er beschlossen wurde, nicht umgesetzt werden. Der systemverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat SWM mitgeteilt, dass von einer Systemrelevanz des HKW Nord 2 auszugehen ist und damit eine Untersagung der endgültigen Stilllegung des HKW Nord 2 zum anvisierten Stilllegungstermin 31.12.2022 verbunden ist.

Der Stadtrat der Landeshauptstadt München hat das Referat für Arbeit und Wirtschaft beauftragt, bis Oktober ein unabhängiges Gutachten erstellen zu lassen, um zu klären, wie die Intention des Bürgerentscheids - maximale Reduzierung der CO₂-Emissionen aus dem Kohleblock des Kraftwerks Nord - bestmöglich umgesetzt werden kann.

TÜV SÜD hat im Auftrag der Stadt München das vorliegende Gutachten erstellt. Das Ziel, die Überführung des Heizkraftwerkes Nord 2 in die Netzreserve ab Ende 2022, wird darin geprüft. Im Gutachten wird die technische und rechtliche Machbarkeit einer größtmöglichen CO₂-Reduktion beim HKW Nord unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit Münchens für Strom und Wärme dargestellt.

1.2. Technische Eckdaten HKW Nord 2

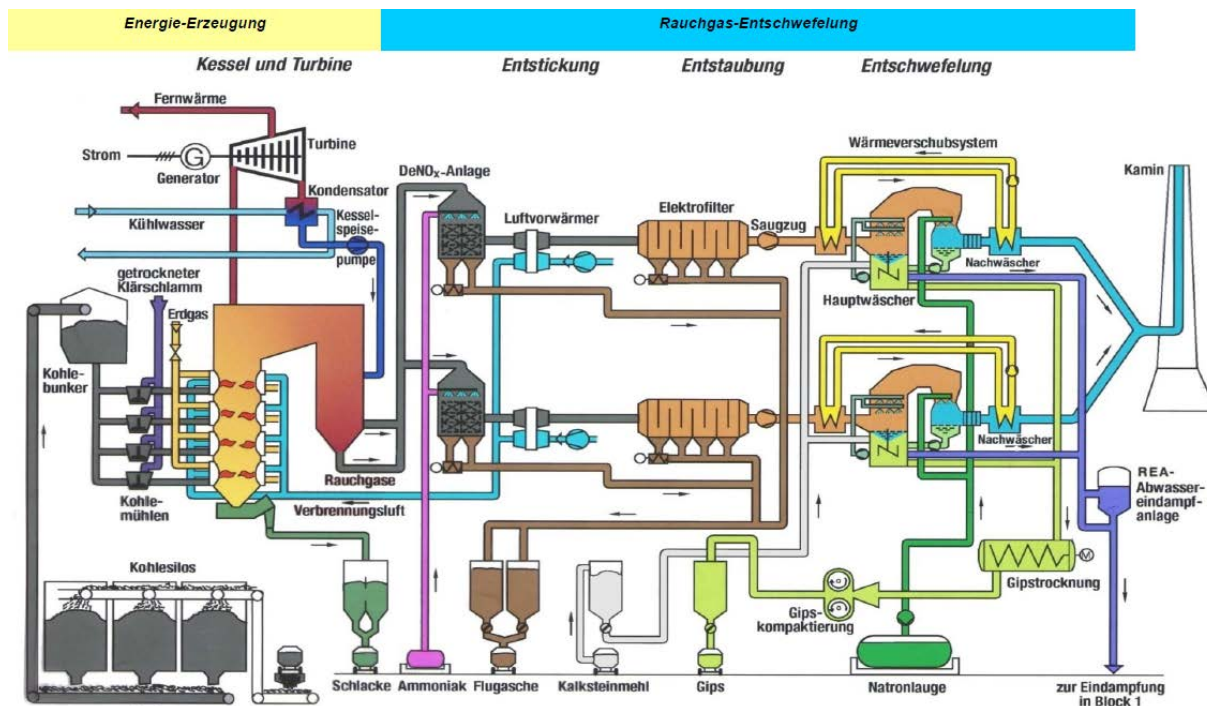


Abbildung 1: Schematischer Aufbau des Kohleblocks Nord 2 (Quelle: SWM)

Technische Daten HKW Nord 2

- Elektrische Leistung brutto 363 MW_{el}
- Elektrische Leistung netto 333 MW_{el}
- Fernwärmeleistung 550 MW_{th}
- Feuerungswärmeleistung 870 MW_{th}
- El. Wirkungsgrad netto 38,3%
- Brennstoff Steinkohle (Hauptbrennstoff), Erdgas (Anfahrerbrennstoff)
- Herstellungsjahr Kessel 1990
- Feuerungsanlage Kessel 4 Brennebenen mit je 6 Kohlestaub-Brennern, jeder Ebene ist 1 Kohlemühle und 1 Kohlebunker zugeordnet.

1.3. SWM Fernwärmenetz

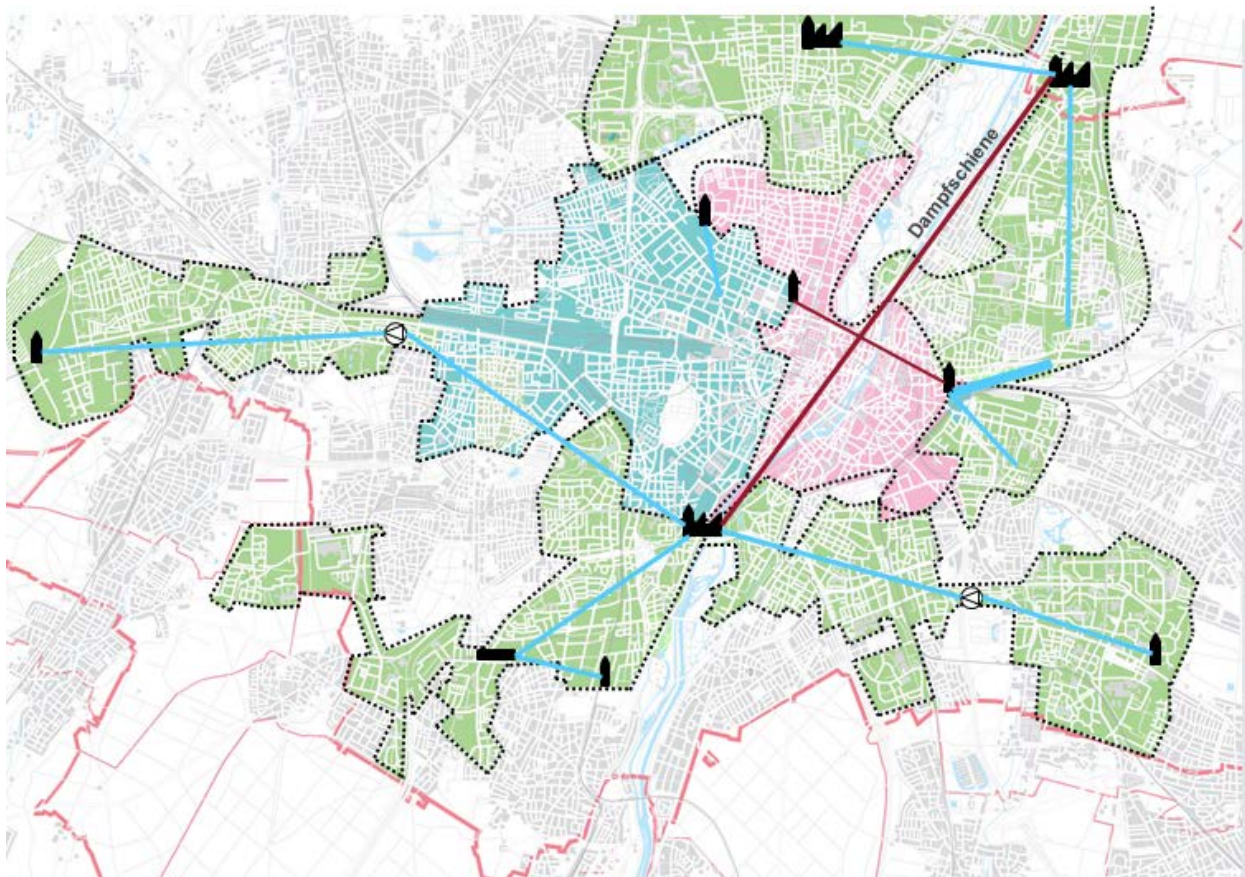


Abbildung 2: Fernwärmeversorgungsgebiete in der Stadt München (rot: Dampfnetz, grün/türkis: Heißwassernetz) (Quelle: SWM)



2. Rechtliche Aspekte

Gemäß § 13b Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind Kraftwerksbetreiber verpflichtet, dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der Bundesnetzagentur geplante vorläufige oder endgültige Stilllegungen von Kraftwerken mindestens zwölf Monate vorher anzuzeigen. Der systemverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber prüft, ob es sich dabei um systemrelevante Kraftwerke handelt. Das ist der Fall, wenn eine dauerhafte Stilllegung des Kraftwerks mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland führt, die auch nicht durch angemessene andere Maßnahmen beseitigt werden kann [L2.1].

Laut Bundesnetzagentur (BNetzA) bewirken die zunehmende Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien im Norden Deutschlands, die Abschaltung von Kernkraftwerken vor allem im strom-verbrauchsintensiven Süden Deutschlands sowie die hohen Exporte in südliche Nachbarländer ein Nord-Süd-Gefälle beim Stromtransport im Übertragungsnetz. Bei konventionellen Erzeugungstechnologien ist bedingt durch die Marktkräfte ein stetiger Rückgang zu beobachten. Um trotz dieser Gegebenheiten die Netzstabilität auch in kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber vermehrt Reserve-Kraftwerke ein und wirken so Leitungsüberlastungen entgegen [L2.3].

Kraftwerke, die zur endgültigen Stilllegung angezeigt wurden, aber für netzstabilisierende Maßnahmen benötigt werden, können vom Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13b Absatz 5 EnWG als systemrelevant ausgewiesen werden. Sofern und soweit die Bundesnetzagentur die Systemrelevanzausweisung genehmigt, ist die endgültige Stilllegung verboten und der Kraftwerksbetreiber hat die Pflicht, die Erzeugungseinheiten in einem Zustand zu erhalten, der es den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, die jeweilige Anlage effektiv zu sogenannten Redispatch-Maßnahmen zu nutzen (§ 13b Abs. 4 Satz 3 EnWG). Unter Redispatch-Maßnahmen versteht man die Drosselung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Ersatz der Kosten.

Für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft eines Kraftwerks, das ansonsten endgültig stillgelegt worden wäre, kann der Betreiber eine angemessene Vergütung geltend machen (§ 13c Absatz 1 EnWG). Nimmt der Kraftwerksbetreiber eine Zahlung von Erhaltungsauslagen oder Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch, darf das Kraftwerk bis zur endgültigen Stilllegung ausschließlich nach Maßgabe des Übertragungsnetzbetreibers betrieben werden, siehe auch § 7 Netzreserveverordnung (NetzResV).

Auch Kraftwerke, für die eine geplante vorläufige Stilllegung angezeigt wurde, müssen sich für Redispatch-Anforderungen betriebsbereit halten und ihre Einspeisung auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers anpassen (§ 13b Abs. 4 Satz 4 EnWG), wenn sie für netzstabilisierende Maßnahmen benötigt werden.

Übertragungsnetzbetreiber können weiterhin nach § 13f Abs. 1 EnWG Gaskraftwerke in ihrer Regelzone als systemrelevant ausweisen [L2.2]. Im Gegensatz zu den Stilllegungsverboten nach § 13b Abs. 1 EnWG handelt es sich bei systemrelevanten Gaskraftwerken üblicherweise um ohnehin in Betrieb befindliche Anlagen, für die eine bevorzugte Brennstoffversorgung sichergestellt werden soll, um Versorgungsengpässe oder -ausfälle zu vermeiden. Für die Gaskraftwerke der SWM hat die Bundesnetzagentur eine entsprechende Ausweisung des Netzbetreibers im November 2015 genehmigt [L2.2]. D.h. die SWM Gaskraftwerke können bereits auf Maßgabe des Übertragungsnetzbetreibers zur Netzstabilisierung eingesetzt werden.



Mit Schreiben vom 03.05.2018 hat SWM dem systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH (TenneT) mitgeteilt, dass SWM aufgrund eines Bürgerentscheides den Kohleblock HKW Nord 2 zum 31.12.2022 stilllegen will. Mit Schreiben vom 27.05.2019 hat TenneT an SWM geantwortet, dass von einer Systemrelevanz des HKW Nord 2 auszugehen ist und damit eine Untersagung der endgültigen Stilllegung des HKW Nord 2 zum anvisierten Stilllegungstermin 31.12.2022 verbunden ist [L2.5]. Die Systemrelevanz bezieht sich im technisch/operativen Sinne auf die Verfügbarkeit der vollen elektrischen Leistung. TenneT hat weiterhin mitgeteilt, dass von einer Systemrelevanz-Ausweisung des HKW Nord 2 nur abgesehen werden kann, wenn ein Ersatzneubau, z.B. in Form eines neuen GuD-Kraftwerks, am Kraftwerksstandort zur Verfügung steht.

In ihrer aktuellsten Systemanalyse, welche die deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 3 NetzResV erstellt haben, haben diese die zu erwartenden Einsatzzeiten des HKW Nord 2 zur Netzstabilisierung im Zeitraum 01.04.2022 – 31.03.2023 berechnet. Demnach muss das HKW Nord 2 in diesem Zeitraum in 413 Stunden als Netzreserve-Kraftwerk eingesetzt werden und dabei rund 130 GWh Strom produzieren [L2.4], was ca. 11% der für 2022/23 erwarteten Stromproduktion ohne Netzreserveleistungen und ohne CO₂-Optimierung entspricht. In diesem Jahr sind in Deutschland bereits 20 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 6.614 MW als Netzreserve-Kraftwerke kontrahiert [L2.4], die ansonsten stillgelegt worden wären, davon 7 mit Steinkohle befeuerte Kraftwerke.

Festzuhalten bleibt, dass das HKW Nord 2 aufgrund gesetzlicher Regelungen nicht zu Ende 2022 abgeschaltet werden darf, da es als systemrelevant eingestuft wurde. Nichtsdestotrotz könnte es zur endgültigen Stilllegung angemeldet werden, dann würde es nur noch als Netzreserve-Kraftwerk auf Maßgabe des Übertragungsnetzbetreibers TenneT eingesetzt werden. SWM bekäme die Reservevorhaltung des Kraftwerks vom Netzbetreiber vergütet. Allerdings dürfte SWM das Kraftwerk dann nicht mehr als Reserve für die Fernwärmeversorgung einsetzen, was angesichts einer Deckungslücke in der Fernwärmeversorgung ohne Ersatzinvestitionen notwendig ist (siehe unten). Daher ist eine endgültige Stilllegung im Sinne des EnWG bei Aufrechterhaltung der Option, dass HKW Nord 2 auch als Reserve für die Fernwärmeversorgung vorzuhalten, nicht möglich.

Es ist zu beachten, dass der Übertragungsnetzbetreiber üblicherweise fordert, dass ein Netzreserve-Kraftwerk bis auf geplante Revisionen, deren Terminierung vom Netzbetreiber freigegeben werden muss, jederzeit („24/7“) zur Verfügung stehen muss. Eine Klärung mit TenneT steht noch aus.

3. Versorgungssicherheit der Stadt München

3.1. Wärme

Die Wärmeversorgung München ist gesichert, wenn die gesamte zur Verfügung stehende und einspeisbare Leistung der Wärmeerzeugungsanlagen grösser als die Spitzenlast ist.

Nach DIN EN 12831 wird die Spitzenlast bei einem Zweitagesmittelwert der Außentemperatur von -16°C für München berechnet. Diese Außentemperatur wird selten erreicht, so dass eine Extrapolation von den verfügbaren Daten in den kältesten Zeiträumen nötig ist. Zeitaufgelöste Wärmeleistungsdaten für die unterschiedlichen Teilnetze aus dem Winter 2011/2012 wurden extrapoliert. Wenn die Entwicklung der Anzahl von Fernwärmekunden zusätzlich betrachtet wird, sollte die Spitzenlast 1.980 MW_{th} im Jahr 2023 betragen.

Die verfügbaren thermischen Leistungen der SWM Wärmeerzeugungsanlagen im Jahr 2019 und 2023 im Fall einer Stilllegung von HKW Nord 2 werden in Tabelle 1 gezeigt. Die Inselnetze wie Riem werden nicht betrachtet. Für 2023 werden drei Szenarien dargestellt:

- Basis: wurde von SWM bei einer Stadtratssitzung schon vorgestellt
- Minimum: minimale verfügbare Leistung nach dem Stand der SWM Untersuchungen am 04.09.2019
- Maximum: maximale verfügbare Leistung nach dem Stand der SWM Untersuchungen am 04.09.2019

Tabelle 1: Verfügbare thermische Leistung der SWM Wärmeerzeugungsanlagen

Anlage	Verfügbare thermische Leistung 2019 [MW _{th}]	Verfügbare thermische Leistung 2023 [MW _{th}]			Kommentar
		Basis	Minimum	Maximum	
Heizkraftwerke (HKW)					
Nord 1	114	114	57	114	Nord 1 und 3 bestehen jeweils aus 2 Linien. Durchschnittlich laufen aber nur 3 Linien (vierte in einer Reparaturphase). Maximum: zwei Linien Nord 1 verfügbar. Minimum: 1 Linie Nord 1 nicht verfügbar
Nord 2	550	0			Stilllegung
Nord 3	58	58			
Süd GuD1	226	168			Neue Gasturbine, IBN 10/2022
Süd GuD2	392	436			Neue Gasturbine, IBN 10/2020
Freimann GT	0	120			Neue Gasturbine, IBN 2020
Total HKW	1.340	896	839	896	



Anlage	Verfügbare thermische Leistung 2019 [MW _{th}]	Verfügbare thermische Leistung 2023 [MW _{th}]			Kommentar
		Basis	Minimum	Maximum	
Heizwerke (HW)					
Freimann HW	262	262			
Theresienstr.	174	174			
Perlach	140	140			
Gaisbergstr.	127	127			
Nord HW	124	0	0	124	Jetzige Anlage kann wegen zu hohen Emissionswerten ab 01/2023 nicht mehr laufen. Modernisierung wird untersucht
Nord Hilfs-HW	64	64			
Koppstr.	81	81			
Freiham (ohne Geothermie)	65	65			
Kathi Kobus Str.	64	64			
Total HW	1.101	977	977	1.101	
Geothermie					
Freiham	10	19			Mit Installation eines Nieder-temperatur-Netzes könnte die Anlage schon mehr als 10 MW _{th} liefern. Der Wert im Jahr 2023 ist eine Prognose und hängt von der Anzahl neuer Kunden ab
Schäftlarnstr.	0	51			IBN 2020
Claim Perlach	0	51	0	0	Umsetzung wird sich nach 2023 verzögern
Total Geothermie	10	121	70	70	
Power-2-Heat (P2H)					
Süd	10	0	10	10	Wurde im Basisfall nicht betrachtet aber es besteht eine Verbindung mit dem Fernwärmernetz
Total P2H	10	0	10	10	
Total alle Anlagen	2.461	1.994	1.896	2.077	

Die größte Wärmeerzeugungsanlage im Jahr 2023 ist GuD2 am Standort Süd. Das von SWM angewendete und allgemein anerkannte Konzept der n-1 Sicherheit sieht vor, dass die Versorgungssicherheit auch bei Ausfall der größten Erzeugungseinheit noch gegeben ist und die Spitzenlast abgedeckt werden kann, d.h. dass die thermische Leistung von Süd GuD2 nicht zur Verfügung steht.

Die verfügbare thermische Leistung ist nicht unbedingt gleich der im Netz eingespeisten thermischen Leistung. Hydraulischen Begrenzungen sind möglich, da die Trassen im Netz unterschiedliche maximale Heißwasser- und Dampfdurchflüsse transportieren können. In dem Fall der n-1 Reservebetrachtung mit Ausfall von Süd GuD2 sind keine hydraulischen Engpässe zu erwarten. Die ins Netz eingespeiste Leistung ist damit gleich der verfügbaren Leistung.

In der

Tabelle 2 wird die Fernwärme-Deckungslücke in den drei 2023-Szenarien dargestellt. Die Fernwärme-Deckungslücke beträgt 339 MW_{th} bis 520 MW_{th}.

Tabelle 2: Berechnung der Fernwärme-Deckungslücke im Jahr 2023. Alle Zahlen in [MW_{th}]

Szenario	Basis	Minimum	Maximum
Verfügbare thermische Leistung	1.994	1.896	2.077
Verfügbare thermische Leistung Süd GuD2	436		
Verfügbare thermische Leistung n-1 Sicherheitsfall	1.558	1.460	1.641
Eingespeiste thermische Leistung n-1 Sicherheitsfall	1.558	1.460	1.641
Spitzenlast	1.980		
Thermisches Leistungsdefizit	-422	-520	-339

Das Bündnis „Raus aus der Steinkohle“ hat auf seiner Webseite eine Berechnung der Reserve bzw. das Leistungsdefizit veröffentlicht [L3.1]. Im Anhang werden die Berechnung des Bündnisses und die obige Berechnung für das Jahr 2023 gegenübergestellt. Die Anlagen werden so weit wie möglich wie in der Berechnung des Bündnisses dargestellt und die Unterschiede erläutert. Mehrere Eingangsparameter in der Berechnung des Bündnisses „Raus aus der Steinkohle“ sind jedoch aus den folgenden Gründen nicht korrekt:

- Alte Auslegungsdaten werden für Bestands- (Süd GuD1) oder neue Anlagen (HKW Freimann) benutzt.
- Der Erneuerung alter Anlagen (Süd GuD1) wird nicht berücksichtigt.
- Die Stilllegung alter Anlagen (HW Süd und Schwabing, möglicherweise HW Nord) wird nicht berücksichtigt.
- Die thermische Leistung der neuen Anlage bei Süd GuD2 stimmt nicht.
- Bei den Blöcken HKW Nord 1 und 3 ist durchschnittlich eine Linie aus den vier Linien nicht verfügbar (in einer Reparaturphase).
- Bei den Heizwerken Perlach, Koppstr., Kathi Kobus Str., Theresienstr. und Gaisbergstr. benutzt das Bündnis „Raus aus der Steinkohle“ die Feuerungswärmeleistung, die auf der Webseite der SWM angegeben werden [L02.2]. Die Feuerungswärmeleistung ist die thermische Leistung, die bei der Verbrennung des Erdgases im Kessel entsteht. Sie ist nicht gleich der verfügbaren thermischen Leistung für die Fernwärmeerzeugung, weil thermische Verluste (10% bis 15% der Feuerungswärmeleistung) zwischen dem Kessel und dem Fernwärmenetz auftreten.



- Die „Power-2-Heat“ Anlage Nord wurde untersucht, aber wird aus wirtschaftlichen Gründen nicht umgesetzt.
- Die Umsetzung der Geothermie-Anlage in Perlach wird sich nach 2023 verzögern.

Mit korrekten Annahmen für die verfügbaren Erzeugungsleistungen kann im Gegensatz zum Bündnis „Raus aus der Steinkohle“ eine Deckungslücke nachgewiesen werden. Im Fall einer Stilllegung des HKW Nord 2 muss eine „fehlende“ thermische Leistung von 339 MW_{th} bis 520 MW_{th} erzeugt werden können.

3.2. Strom

Hinsichtlich der Sicherheit der Versorgung der Stadt München mit Strom ist die Frage einer Deckungslücke nicht relevant, weil fehlende Strommengen auch von anderen Kraftwerken in Deutschland oder Europa erzeugt werden können (siehe Kapitel 5).

Das HKW Nord 2 spielt aber derzeit eine wichtige Rolle bei der Schwarzstartfähigkeit und der Möglichkeit eines Inselnetzbetriebes in München. Im Fall eines Problems mit dem Übertragungsnetz (Frequenzabnahme, Stromausfall) kann das Stromnetz in München als Inselnetz betrieben werden, so dass die Versorgung von z.B. kritischen Infrastrukturen sicher bleibt. Eine Voraussetzung für den Inselnetzbetrieb ist, dass mindestens 375 MW_{el} bei den Erzeugungsanlagen in München zur Verfügung stehen, wenn der Inselnetzbetrieb startet. Damit kann das kleinste Netz von Stromverbrauchern innerhalb Münchens stabil gehalten werden und das gesamte Netz von diesem kleinsten Netz aus wiederaufgebaut werden. Zurzeit werden die 375 MW_{el} mit Grundlastkraftwerken, das heißt Laufwasserkraftwerken, Müllblöcken und dem HKW Nord 2, abgedeckt.

Im Fall einer Stilllegung von HKW Nord 2 könnten die HKWs Süd GuD1 oder GuD2 im Grundlast-Modus gefahren werden, um zu gewährleisten, dass die 375 MW_{el} zur Verfügung stehen und dass die Inselnetzfähigkeit weiterhin garantiert bleibt.

Wenn sich allerdings beide Anlagen zum Zeitpunkt der Störung marktbedingt im Stillstand bzw. im Schwachlast-Modus befinden, ist die Bildung eines Inselnetzes ohne das HKW Nord 2 nicht möglich bzw. fraglich. Darüber hinaus ist die Versorgung im Inselnetzbetrieb von ca. 27% der Kunden in München nicht mehr möglich, wenn die elektrische Leistung vom HKW Nord 2 fehlt (die Volllast in München beträgt 1250 MVA und die elektrische Netto-Leistung des HKW Nord 2 333 MW_{el}). Zurzeit werden die HKWs Süd GuD1 und 2 nicht in einem Grundlast-Modus gefahren, sondern nur wenn die wirtschaftliche Randbedingungen (z.B. Erdgas- oder Strompreis) vorteilhaft sind. Diese Anlagen in der Grundlast zu fahren hätte deswegen auch wirtschaftliche Konsequenzen.

Die Schwarzstartfähigkeit bleibt erhalten, wenn HKW Nord 2 stillgelegt wird, da die neuen Anlagen bei Süd GuD1 und Freimann schwarzstartfähig sind und Süd GuD2 über eine Durchleitung zu Wasserkraftanlagen verfügt, um im Fall einer Netzstörung starten zu können.

4. Konzept zur größtmöglichen CO₂-Reduktion

4.1. SWM Konzept CO₂-optimierte Fahrweise HKW Nord 2

SWM hat ihr Konzept für eine größtmögliche CO₂-Reduktion mit drei unterschiedlichen Zeiträumen entwickelt:

- Zeitraum 1: Heizperiode 01.11 bis 31.03, Betrieb bei 60% Last
- Zeitraum 2: Stillstand im Sommer (0% Last)
- Zeitraum 3: Außerhalb der Heizperiode und Stillstandzeiten, Betrieb bei 24 % Last

Alle genannten Lastangaben beziehen sich auf die elektrische Leistung des Kraftwerksblocks Nord 2, die mit dem erzeugten Dampf in dem jeweiligen Lastfall im reinen Kondensationsbetrieb produziert werden kann (SWM intern Kesselsollwert genannt). 100% entsprechen 363 MW.

Die Feuerungswärmeleistung und damit die benötigte Menge an Kohle fällt bei Teillast nicht linear mit der elektrischen Leistung ab und ist überproportional höher, da der Wirkungsgrad der Anlage bei Teillast gegenüber Volllast abnimmt.

4.1.1 Zeitraum 1: Heizperiode

In der Heizperiode von 01.11 bis 31.03. muss das HKW Nord 2 fähig sein, eine thermische Leistung von mindestens 339 MW_{th} bis 520 MW_{th} zu liefern, falls die Anlage Süd GuD2 ausfällt (n-1 Sicherheit, siehe Kapitel 3.1). In seiner Funktion als Netzreserve-Kraftwerk muss HKW Nord 2 seine volle elektrische Leistung zur Verfügung stellen können, um die Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers TenneT zu erfüllen (siehe Kapitel 2).

Der Dampferzeuger in HKW Nord 2 verfügt über vier Feuerungsebenen, die über vier Kohlemühlen und vier Tagesbunker versorgt werden. Wenn ein Tagesbunker voll mit Kohle ist, aber über mehrere Tage nicht benutzt wird, besteht die Gefahr einer Verstopfung. Ein verstopfter Tagesbunker kann nicht mehr benutzt werden und seine Wiederinbetriebnahme kann bis 2 Wochen dauern. SWM schlussfolgert daraus, dass die vier Tagesbunker und damit die vier Kohlemühlen und Feuerungsebenen ständig laufen müssen, wenn das Kraftwerk volllastfähig sein soll.

Darüber hinaus dauert die Befüllung eines leeren Tagesbunkers 6 bis 8 Stunden, sodass die SWM schätzt, dass das HKW Nord 2 in diesem Fall seine Volllistung erst nach 8 Stunden liefern kann. Die übliche Anforderung des Stromnetzbetreibers für das Anfahren eines vergleichbaren Kraftwerks bis Volllast sind 7 Stunden.

Wenn alle vier Feuerungsebenen benutzt werden, beträgt die Mindestlast des Kessels 60%, damit die Feuerung stabil bleibt und es nicht zu einem Flammenabriss kommt. Dieser Wert ergibt sich aus der Betriebserfahrung mit der jetzt benutzten Kohleart. SWM schätzt ab, dass die volle Leistung aus 60% Kessellast nach ca. einer Stunde erreicht werden kann, was die Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers höchstwahrscheinlich erfüllen würde.

Basierend auf Betriebsdaten wird eine Menge von 73,2 t/h Kohle bei 60% Kessellast benutzt. Die benutzte Kohlemenge in der Heizperiode (151 Tagen oder 3624 Stunden) beträgt damit 265.277 t.

SWM hält die Gefahr einer Tagesbunker-Verstopfung für niedrig in einem Zeitraum von unter 50 Stunden, so dass SWM die Abschaltung einer der 4 Feuerungsebenen am Wochenende, wenn die Fernwärmelast am niedrigsten ist, als realistisch erachtet. Dabei wurde 18.300 t Kohle gespart (20 Wochenenden mit 50 Stunden sind 1000 h, wo eine Kohlemenge von 73,2 t/h / 4 = 18,3 t/h nicht benötigt wird). Die benutzte Kohlemenge in der Heizperiode reduziert sich damit auf 265.277 t – 18.300 t = 246.977 t.



Bei 60% Kessellast werden bis zu 330 MW_{th} erzeugt. Die 2023 Wärme-Deckungslücke wäre weder im günstigen Fall (Wärme-Deckungslücke von 339 MW_{th}), noch im schlimmsten Fall (Wärme-Deckungslücke von 520 MW_{th}) abgedeckt. Deswegen könnte es sein, dass das HKW Nord 2 ausnahmsweise über 60% Kessellast fährt.

Bei Ausfall eines Dampferzeugers, der das Dampfnetz versorgt, kommt es ziemlich schnell zum Abfall des Dampfdruckes. SWM hat abgeschätzt, dass das unterversorgte Dampfnetz nach 30 Minuten in einem gefährlichen Betriebszustand mit möglichen Kondensatschlägen kommen kann. Andererseits braucht das HKW Nord 2 eine Stunde, um von 60% auf 100% Kessellast zu fahren. In diesem Fall kann die Versorgung der Heißwassernetze (die in den nächsten Jahren durch Umstellung des Dampfnetzes erweitert werden) und der damit verbundenen Kunden Übergangsweise reduziert werden, um eine genügende Versorgung des Dampfnetzes zu gewährleisten.

SWM hat TenneT um eine Bestätigung gebeten, dass sich der Zeitraum, in dem die Anlage volllastfähig sein muss, von November bis März und nicht von 1.10 bis 30.04 erstreckt. TenneT hat dies noch nicht bestätigt, so dass der Zeitraum bei 60% Kessellast sich um 2 Monate verlängern könnte.

4.1.2 Zeitraum 2: Sommer

Die Revisionen des HKW Nord 2 werden normalerweise in der Zeit Juni bis Ende August durchgeführt, weil in dieser Zeit der Wärmebedarf am niedrigsten ist. Die Anlage wird dabei stillgelegt, d.h. entleert und belüftet, für eine übliche Dauer von zwei bis fünf Wochen. Die bisherigen längsten Revisionen dauerten bis zu elf Wochen. Bei diesen Revisionen kam es zu Stillstands Schäden an mehreren Stellen des Kraftwerks.

SWM schließt aus den Schäden, die auf einen Stillstand von bis zu 11 Wochen zurückzuführen sind, dass die Anlage nicht mehr als 12 Wochen pro Jahr stillgelegt werden sollte. Angesichts der Erfahrungen mit Schäden erscheint die Begrenzung gerechtfertigt.

SWM hat TenneT auch um eine Bestätigung gebeten, ob ein Stillstand von 12 Wochen zulässig ist. TenneT hat dies noch nicht bestätigt.

4.1.3 Zeitraum 3: Außerhalb Heizperiode und Sommer

Außerhalb von den Zeiträumen 1 (151 Tage) und 2 (12 x 7= 84 Tage), d.h. für einen Zeitraum von 130 Tagen, soll das HKW Nord 2 laufen, aber kann in der niedrigsten möglichen Teillast laufen, um den CO₂-Ausstoß so weit wie möglich zu begrenzen. Das HKW Nord 2 wurde für Grundlast ausgelegt. Mit Änderungen am Energiemarkt musste die Anlage zunehmend im Teillast betrieben werden. Die Anlage wurde schon an Wochenenden oder nachts bei 20% Kessellast betrieben. SWM hat als Folge von diesen Betriebsperioden negative Erfahrungen mit Schäden im Kessel und in der Rauchgasentschwefelungsanlage gemacht.

Angesichts dieser Erfahrungen und Ergebnissen aus Versuchen zur weiteren Lastabsenkung (siehe Kapitel 4.2) ist SWM der Ansicht, dass ein Langzeitbetrieb mit mindestens 24% der Last durchgeführt werden sollte. Dies ist auch die im Betriebshandbuch genannte Minimallast des Kessels. Wie bei dem Stillstand von 12 Wochen sieht TÜV SÜD diese Begrenzung als gerechtfertigt an. Eine erhöhte Überwachung ist auf jeden Fall sinnvoll, um die Minimallast im Laufe der Zeit zu adaptieren, wenn dies relevant ist.

Bei 24% Kessellast werden zwei Feuerungsebenen bzw. Kohlemühlen und Tagesbunker benutzt und 100 MW_{th} erzeugt. Dies ist nicht ausreichend, um die Fernwärme-Deckungslücke vollständig zu schließen. Wie im Zeitraum 1 wäre die Anlage volllastfähig, aber für den Zeitraum 3 schätzt



SWM ab, dass bis zu 8 Stunden (statt eine Stunde bei 60% Kessellast im Zeitraum 1) nötig wären, um die Volllast zu erreichen.

Der Kohleverbrauch bei 24% Kessellast beträgt 32,5 t/h. SWM berechnet damit eine im Zeitraum 3 benutzte Kohlemenge von 100.620 t (129 Tage oder 3.096 h x 32,5 t/h).

4.1.4 Jährlicher Kohlebedarf (Zeiträume 1 bis 3)

Der jährliche Kohleverbrauch beträgt damit 246.977 t (Zeitraum 1) + 100.620 t (Zeitraum 3) = 347.597 t. Dies entspricht einer Reduzierung um ca. 51% bis 53% gegenüber den von der SWM berechneten Szenarien mit uneingeschränktem Weiterbetrieb und Stilllegung Ende 2022 bzw. 2035 (siehe Kapitel 5.1).

4.2. Optionen zur weiteren CO₂-Optimierung beim HKW Nord 2

4.2.1 Verzicht auf 60% Lastbetrieb

Die Notwendigkeit, dass HKW Nord 2 in der Heizperiode vom 1. November bis 31. März bei 60% Last zu fahren, resultiert aus der Betriebserfahrung, dass die derzeit eingesetzte Kohle verbackt, wenn sie für mehr als 5 bis 6 Tage unbewegt im Tagesbunker gelagert wird. Im Tagesbunker (auch Zuteiler genannt) wird die in Mühlen gemahlene Kohle gelagert, um sie von dort der Dampferzeugerfeuerung zuzuführen. Das Verbacken des Kohlestaubs, das aus der Verdichtung durch eigenes Gewicht und durch Aufnahme von Feuchtigkeit entsteht, führt zu sogenannter Brückenbildung im Tagesbunker. Brückenbildung ist ein bekanntes Problem bei der Entnahme von Schüttgütern aus Silos [L4.7]. Aufgrund der Ausbildung einer "Brücke" wird das Nachrutschen der restlichen Lagermenge zur Entnahmestelle verhindert. Die Beseitigung einer solchen Brückenbildung kann laut Erfahrung SWM bis zu zwei Wochen dauern, da der verbackene Kohlestaub so fest werden kann, dass er bergmännisch mit schwerem Gerät von einem in den Tagesbunker abgeseilten Mitarbeiter abgebaut werden muss (der Bunker ist ca. 8 m tief und enthält bis zu 70 t Kohlestaub).

Eine verlässliche Versorgung der Feuerung mit Kohlestaub kann daher momentan nur sichergestellt werden, wenn Tagesbunker frisch gefüllt werden oder wenn Tagesbunker ohne längere Unterbrechungen in Betrieb sind, d.h. wenn alle vier Brennerebenen im sogenannten 4-Mühlenbetrieb kontinuierlich betrieben werden. Das Füllen der Tagesbunker benötigt bis zu 8 Stunden; das wäre eventuell ausreichend, um das Kraftwerk als Reserve an das Stromnetz zu bringen, aber nicht ausreichend um rechtzeitig die Versorgung der Fernwärme-Dampfschiene bei Ausfall der größten Fernwärmeerzeugungseinheit am Dampfnetz, das Kraftwerk GuD2, zu ersetzen.

Die Anforderung, das Dampfnetz bei Ausfall von Süd GuD2 schnell genug stützen zu können, begrenzt auch die Möglichkeiten, mit weniger als 60% Last zu fahren, wenn die Brückenbildung verhindert werden könnte. Im 2-Mühlenbetrieb und minimal 24 % Last wird der Kessel im sogenannten Umwälzbetrieb gefahren, da die eigentlich bei dem Kessel vorgesehene Betriebsweise – der sogenannte Durchlaufbetrieb / Bensonbetrieb – bei dieser niedrigen Last nicht möglich ist. Die Umstellung von Umlauf- auf Bensonbetrieb benötigt bis zu 2,5 Stunden. Diese Zeit wäre zu lang, um den Kessel rechtzeitig zur Fernwärmenetzstützung auf Lasten oberhalb ca. 50% Last mit mehr als 2 Feuerungsebenen und Mühlen zu fahren. D.h. wenn das HKW Nord 2 mindestens 300 MW Fernwärmeleistung, entsprechend ca. 55% Last, absichern muss, ist mindestens ein 3-Mühlenbetrieb mit 3 Feuerungsebenen notwendig, bei dem der Kessel im Bensonmodus betrieben wird.



Auch für einen dauerhaften 3-Mühlenbetrieb müsste eine Lösung für die Brückenbildung gefunden werden, um zur Deckung von hohen Lasten im Dampfnetz schnell auf 4-Mühlenbetrieb umstellen zu können. Die Problematik Brückenbildung wurde von SWM in den Jahren 2013/14 ausführlich untersucht. Aufgrund der Statik und Geometrie der jetzigen Konstruktion der Tagesbunker (1 Stahlbunker, 3 Betonbunker) sind übliche Lösungen mit einem Klopferwerk nicht möglich [L4.7]. Aus Sicht TÜV SÜD wäre eine Behebung des Problems Brückenbildung vermutlich nur mit einem Austausch der Bunker möglich, verbunden mit einem größeren Investitionsaufwand und Stillstand des Kraftwerks sowie einer vorgeschalteten aufwendigen Detailplanung.

4.2.2 Weitere Absenkung der 24% Minimallast

Das Konzept zur CO₂-optimierten Fahrweise sieht ein Fahren des Kraftwerks auf minimal 24% Last vor. Dies entspricht dem Wert, den der Hersteller im Betriebshandbuch für einen sicheren Betrieb der Anlage freigegeben hat [L4.1].

24% Minimallast ist ein Wert, der geringer ist als der von vergleichbaren Anlagen gleichen Alters. Der VGB gibt 40% als üblichen Wert, 25% als Stand der Technik, und 15% als Potential für neue Anlagen an [L4.1]. Vergleichbare Kraftwerke in Deutschland liegen im Bereich 25% bis 30%, teilweise bei bis zu 40% [L4.3], [L4.4].

Nichtsdestotrotz hat SWM in den Jahren 2014 bis 2017 Untersuchungen zur weiteren Absenkung der Minimallast durchgeführt. Bei 24% Last laufen 2 Feuerungsebenen (2-Mühlenbetrieb) auf minimaler Last, bei der die Flamme an den Kohlebrennern gerade noch stabil ist (reißt die Flamme ab, besteht die Gefahr von Explosionen). Eine Absenkung unter 24% ist daher nur möglich, wenn nur noch eine Brennerebene in Betrieb ist (Einmühlenbetrieb). Ergebnis der durchgeführten Kesselstudie war, dass 17% Last unter theoretischen, idealen Vorbedingungen fahrbar sind. Bei weiterer Absenkung kann es zu instabilen Heizflächendurchströmungen kommen, die in kürzester Zeit zu Kesselschäden und damit auch zur Gefährdung von Personen führen. Unter realen Bedingungen kam es aber bereits oberhalb von 17% Last zu instabilen Zuständen bzw. starken Ungleichverteilungen der Feuerraumtemperatur.

Bei anderen Kraftwerken konnte ein Einmühlenbetrieb erfolgreich getestet werden und die Last in wenigen Stunden auf bis zu 12,5% gesenkt werden ([L4.4], [L4.5]). Allerdings weist das HKW Nord 2 eine besondere Dampferzeugerkonstruktion auf und ist von daher nicht direkt mit anderen Kraftwerken vergleichbar. Häufig werden Dampferzeuger in sogenannter Turmbauweise mit einem Rauchgaszug errichtet („Turmkessel“), d.h. alle Dampferzeuger-Heizflächen im heißen Rauchgasstrom befinden sich oberhalb des Feuerraums, in den die Kohlestaubbrenner feuern. Turmkessel sind verhältnismäßig hoch. Der niedrigere Dampferzeuger im HKW Nord 2 hat eine sogenannte 2-Zug-Bauweise, d.h. die heißen Rauchgase werden oberhalb des Feuerraums in einen zweiten Rauchgaszug geleitet. Daher ist der Dampferzeuger anfälliger für Temperaturungleichverteilungen und damit für Instabilitäten.

Eine weitere Beschränkung in der Last besteht auf Seiten der Dampfturbine. Laut Studie des Herstellers soll die Turbine nicht unter 18% Last betrieben werden.

Bisher wurde die Minimallast nur für relativ kurze Zeiten (stunden- oder tageweise je nach Lage des Strommarktes) gefahren. Bereits diese Fahrweise hat zu einem Zuwachs von Schäden und des Reparaturbedarfs geführt, siehe Kapitel 4.1. Für die CO₂-optimierte Fahrweise ist ein Fahren auf Minimallast über Wochen geplant, Langzeiterfahrungen dazu liegen für das HKW Nord 2 noch nicht vor. Andere Kraftwerke werden zwar auch auf sehr niedriger Last gefahren, üblicherweise aber nicht dauerhaft.



Aus Sicht TÜV SÜD sollte die Anlage unter den Gesichtspunkten Betriebssicherheit und Schadensanfälligkeit dauerhaft nicht unter der vom Hersteller spezifizierten Minimallast von 24% betrieben werden.

4.2.3 Längere Stillstandzeiten HKW Nord 2

Stillstandzeiten für die Durchführung von Revisionen im HKW Nord 2 lagen meistens zwischen zwei und fünf Wochen, die längsten Stillstandzeiten gab es in den Revisionen der Jahre 2006, 2012 und 2018 mit bis zu 11 Wochen. Dabei werden von SWM gewisse Konservierungsmaßnahmen eingeleitet, um größere Stillstands Schäden zu verhindern. Der Kessel wird heiß entleert sowie verschiedene Systeme werden so gut es geht entleert und belüftet.

Bei den längeren Stillstandzeiten konnten auf der Luft-Rauchgasseite kritische Auswirkungen direkt beobachtet werden. Es kam zu verstärkter Korrosion im Bereich der Luftvorwärmer und der Rauchgasentschwefelungsanlage.

Bei Komponenten des Wasser-/Dampfsystems entsteht die Problematik vorrangig dadurch, dass diese nicht rückstandsfrei zu entleeren sind (z.B. U-Rohr-Bündel der HD-Vorwärmer, Verdampferbereiche, Umwälzpumpen etc.) und verbleibende Wasserreste Korrosion fördern. Anschlüsse, um Stickstoff zur Konservierung einbringen zu können, fehlen. Aus diesen Erfahrungen heraus bewertet SWM Stillstandzeiten von HKW Nord 2 länger 12 Wochen als äußerst kritisch.

Angesichts der beobachteten Auswirkungen ist für TÜV SÜD eine Begrenzung der Stillstandzeiten auf 12 Wochen auf Basis der jetzigen Konservierungsmöglichkeiten und des jetzigen Konservierungskonzeptes nachvollziehbar. Eine erhöhte Überwachung ist auf jeden Fall sinnvoll, um, wenn relevant, die Dauer des Stillstands im Laufe der Zeit zu adaptieren.

Um die Sicherheit der Anlage auch mit verlängerten Stillständen zu gewährleisten, wäre ein aufwendigeres Konservierungskonzept u.a. unter Berücksichtigung der Empfehlungen der einschlägigen VGB Richtlinie [L4.6] zu entwickeln. Dies wäre ggf. auch mit konstruktiven Änderungen an der Anlage (z.B. zu Inertisierung von Anlagenteilen mit Stickstoff) und deutlich höheren Betriebskosten zur Warmhaltung bestimmter Bereiche (u.a. Rauchgasreinigung) verbunden, um Korrosion einzudämmen.

Solange der Block HKW Nord 2 als systemrelevant für das Stromübertragungsnetz eingestuft ist, sind die Überlegungen für längere Stillstandzeiten ohnehin obsolet, da der Block dem Netzbetreiber dann vermutlich so unterbrechungsfrei wie möglich zur Verfügung stehen muss.

4.2.4 HKW Nord 2 in Kaltreserve

Die Option, den Block Nord 2 nicht nur als Reserve für das Stromnetz sondern auch nur als Reserve für das Fernwärmenetz zu benutzen ist aufgrund der Tatsache, dass der Block bis zu 8 Stunden für das Anfahren benötigt und andererseits im Minutenbereich das Fernwärme-Dampfnetz bei Ausfall der Erzeugungseinheit Süd GuD2 stützen muss (siehe auch Kapitel 4.1), nicht realisierbar.

4.2.5 Umstellung HKW Nord 2 auf Gasfeuerung

Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff ist mit 40% weniger CO₂-Emissionen verbunden als der Einsatz von Steinkohle. Daher wäre der Einsatz von Erdgas statt Kohle eine CO₂-emissionsmindernde Maßnahme.

Das HKW Nord 2 war ursprünglich dafür ausgelegt, statt mit Kohle auch mit Erdgas befeuert werden zu können. Im Rahmen der Kesselabnahme wurde sehr kurzzeitig ein Betrieb bei 80% Last mit Erdgasfeuerung vom Hersteller vorgefahren. Seitdem wurde der Betrieb mit Erdgas aus



wirtschaftlichen Gründen nicht weiterverfolgt und die Anlage und ihre Regelung auf die Feuerung mit Kohle optimiert. Zum Einsatz von Erdgas liegen keine Betriebserfahrungen vor. Mögliche Auswirkungen eines reinen Erdgasbetriebes hinsichtlich der Anlagen- und Betriebssicherheit sind momentan nicht absehbar (Änderung des Wärmehaushalts im Kessel bei Änderung der Feuerungsart).

Die maximale Gasbezugsleistung für das HKW Nord 2 ist derzeit unter Berücksichtigung der Ausführung der lokalen Gasversorgungsanlage gesichert auf 30.000 m³/h begrenzt (ungesichert 60.000 m³/h). Diese Leistung ist für das Anfahren des Kessels und für Stützfeuerung ausreichend, aber nicht für einen Volllastbetrieb des Kessels mit reiner Gasfeuerung. Laut Aussage des Gasnetzbetreibers ist eine Erweiterung der Gasversorgungsstation im bestehenden Raum nicht möglich.

4.3. Folgen der CO₂-optimierten Fahrweise HKW Nord 2

TÜV SÜD als zugelassene Überwachungsstelle hat bereits in den letzten ein bis zwei Jahren Schäden am HKW Nord 2 beobachtet, die auf einen häufigeren Schwachlastbetrieb zurückzuführen sind. Dieser wurde in den letzten ca. fünf Jahren aus wirtschaftlichen Gründen notwendig, da das Kraftwerk zur Fernwärmeversorgung im Betrieb bleiben musste, die Erlöse für Strom marktbedingt jedoch zum Teil sehr niedrig waren.

Schäden und Probleme treten an Dampferzeugerheizflächen und am Luft- und Rauchgassystem auf. Die Schäden wurden auch von TÜV SÜD als zugelassene Überwachungsstelle für das HKW Nord 2 begutachtet. Sie sind im Kern auf geringere Durchsätze und Drücke der Medien Wasser / Dampf und Rauchgas bei Schwachlast zurückzuführen. Die geringen Wasser-/Dampfdurchsätze führen zu Temperaturschiefen, die wiederum hohe Spannungen in Dampferzeugerkomponenten auslösen. Die erhöhten Spannungen in den Bauteilen führen zu Rissen. Austritt von Dampf aus Rissen auf der Außenseite von Komponenten stellt ein hohes Gefährdungspotential für Personen dar.

Auf der Rauchgasseite führt der geringere Durchsatz zu Problemen aufgrund der vermehrten Ablagerung von Flugstaub. Die Veränderung des Wärmehaushalts im Rauchgasweg bei Schwachlast führt zu geringeren Rauchgastemperaturen und damit zur Kondensation der Feuchtigkeit im Rauchgas. Dadurch bilden sich salz- und säurehaltige Beläge, die eine starke Korrosion an Komponenten im Rauchgasweg hervorrufen.

TÜV SÜD hält es für wahrscheinlich, dass sich bei Schwachlastbetrieb über längere Zeit im Rahmen der CO₂-optimierten Fahrweise die Schadenhäufigkeit und -intensität erhöht, verbunden mit erhöhten Instandhaltungskosten.

4.4. Alternativen zur CO₂-optimierten Fahrweise HKW Nord 2

Die Notwendigkeit für den Weiterbetrieb des HKW Nord 2 über Ende 2022 hinaus ergibt sich nicht nur aus der Systemrelevanz des Blocks für das Stromnetz, sondern auch aus der Deckungslücke für die Fernwärmeerzeugung bei Ausfall des Kraftwerks Süd GuD2, der zweitgrößten Erzeugungseinheit im Fernwärmeversorgungsgebiet der SWM, die wie das HKW Nord 2 auch das Dampfnetz versorgt. Um dem Ziel, CO₂-optimiert Fernwärme zu erzeugen, näher zu kommen, könnten neue Fernwärmeerzeugungskapazitäten mit geringeren CO₂-Emissionen installiert werden, die das HKW Nord 2 ersetzen und die Deckungslücke schließen. Dafür ist eine Vielzahl von möglichen Optionen denkbar. Viele der Optionen wurden von SWM bereits geprüft und auch öffentlich diskutiert. Die Bewertung dieser Optionen ist nicht Aufgabenstellung für dieses Gutachten, es sollen hier lediglich die aus Sicht von TÜV SÜD theoretisch möglichen technischen Optionen aufgezählt werden (Machbarkeit wurde von TÜV SÜD nicht geprüft).

Durch folgende Optionen kann das HKW Nord 2 vollständig ersetzt und die Deckungslücke Fernwärmeerzeugung geschlossen werden:

- Zubau neuer erdgasgefeuerter Heizwerke
- Leistungserhöhung bestehender Heizwerke
- Ersatz des HKW Nord 2 durch einen neuen GuD-Block

Optionen, die HKW Nord 2 zum Schließen der Deckungslücke Fernwärmeerzeugung zu größeren Teilen ersetzen können, sind:

- Zubau Gasturbine(n) mit Abhitzekeessel (wie Freimann), ggf. mit Wärmespeicher
- Zubau Gasmotor(en) mit Abhitzekeessel, ggf. mit Wärmespeicher

Folgende Optionen können einen (kleinen) Beitrag zum Schließen der Deckungslücke Fernwärmeerzeugung liefern:

- Weiterer kurzfristiger Zubau Geothermie (setzt u.a. voraus: Verfügbarkeit von Grundstücken, erfolgreiche Bohrungen, Genehmigung Leitungstrassen, ...)
- Einbindung BHKW von Dritten (bisher sehr geringe Resonanz)
- Abwärmenutzung (keine relevante Großindustrie (Stahl, Chemie, etc.) als Erzeuger in München vorhanden)
- Power-2-Heat-Anlage mit Wärmespeicher (strom- und nicht wärmegeführt, wirtschaftlicher Einsatz nur bei sehr niedrigen oder negativen Strompreisen)

SWM plant einen weiteren Ausbau der Geothermie. Nach dem Geothermie-Entwicklungsplan von SWM bis Mitte der 2030er Jahre, der TÜV SÜD zur Verfügung steht, kann die Deckungslücke mit Geothermie allein nicht abgedeckt werden. Der Plan könnte beschleunigt werden, aber die Zeit zwischen Konzeption bis Inbetriebnahme einer Geothermie-Anlage beträgt bei SWM erfahrungsgemäß 7 Jahre. Geothermie bleibt auch noch eine Technologie mit einem niedrigen technischen Bereitschaftsgrad. Zum Beispiel wurden Projekte noch 2018 abgesagt, weil die geplante Thermalwassertemperatur und/oder der -durchfluss nach der Bohrphase nicht bestätigt wurden. Darüber hinaus muss die Dampfnetzumstellung fertig sein, um die Anzahl der verbundenen Geothermie-Anlage zu maximieren. Die Umstellung wird erst nach 2030 vollständig vollzogen sein.

Die Einbindung von Blockheizkraftwerke (BHKW) von Dritten wurde von SWM geprüft. In der Nähe des Fernwärmenetzes befinden sich BHKWs größer als 400 kW_{th} mit einer gesamten Leistung von 18 MW_{th}. Unter der Annahme, dass diese Anlagen nicht zum Eigenwärmebedarf benutzt werden und die Anforderungen des Fernwärmenetzes erfüllen, müsste die gesamte jetzige installierte Leistung um einen Faktor 19 erhöht werden, um die Deckungslücke von 339 MW_{th} auszufüllen. Eine Umsetzung dieser Leistungserhöhung ist bis 2023 nicht realistisch.

4.5. Fazit CO₂-optimierte Fahrweise HKW Nord 2

Aus Sicht TÜV SÜD bietet die unter 4.1 beschriebene Fahrweise mit Betrieb bei 60% Last in der Heizperiode, Stillstand von 12 Wochen im Sommer und Betrieb bei 24% Last außerhalb der Heizperiode unter den gegebenen Randbedingungen (Deckungslücke Fernwärmeerzeugung, Problematik Kohlezufuhr, Betriebsmöglichkeiten Kessel, beschränkte Konservierungsmöglichkeiten HKW Nord 2, alternative Erzeugungsmöglichkeiten) die momentan bestmögliche CO₂-Optimierung.

Anforderungen des HKW Nord 2 als Stromnetzreserve und Spitzenlastabdeckungen bei Fernwärme durch HKW Nord 2 bei Ausfall anderer Einheiten können die CO₂-Emissionen erhöhen.

5. Bewertung der vorgeschlagenen CO₂-optimierten Fahrweise

5.1. Vorgehensweise

Die Bewertung des in Kapitel 4.1 dargestellten Konzepts umfasst die Bewertung der Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen und der finanziellen Auswirkungen für die Stadtwerke München GmbH und die Landeshauptstadt München.

Folgende Vorgehensweise wurde für die vorliegende Untersuchung gewählt:

Tabelle 3: Aufstellung der in diesem Bericht untersuchten Szenarien

Szenario	Kurzbeschreibung
Basisfall	Hier gilt die hypothetische Annahme, dass HKW Nord 2 wie bisher weiter betrieben wird. Der Basisfall stellt daher die Referenz dar, auf die hin die weiteren Szenarien bezogen werden.
Szenario 1 (mit Umsetzung Konzept)	Dies entspricht einem Szenario, in dem die reduzierte Fahrweise bereits in 2020 umgesetzt wird. Die Umsetzung des Konzepts der CO ₂ -optimierten Fahrweise entspricht dabei einer Steinkohlenmenge von rund 350.000 t (siehe. 4.1) pro Jahr. Die erzeugten Energiemengen (in MWh _{el} bzw. MWh _{th}) und damit einhergehenden CO ₂ -Emissionen werden berechnet für Szenarien 1a und 1b, die wie folgt definiert sind:
Szenario 1a	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrieb nach Konzept von Januar 2020 bis Ende 2028 ▪ Stilllegung ab Januar 2029
Szenario 1b	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrieb nach Konzept von Januar 2020 bis Ende 2035 ▪ Stilllegung ab Januar 2036
Szenario 2 (ohne Umsetzung Konzept)	Dies entspricht einem Szenario, in keine Umsetzung des Konzepts erfolgt, sondern eine Stilllegung zu den nachstehend aufgeführten Zeitpunkten. Die erzeugten Energiemengen (in MWh _{el} bzw. MWh _{th}) und damit einhergehenden CO ₂ -Emissionen werden berechnet für Szenarien 2a und 2b, die wie folgt definiert sind:
Szenario 2a	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stilllegung ab Januar 2023 (dies ist wegen der Systemrelevanz nicht realistisch, erlaubt aber den Anschluss an die gegenwärtige Diskussion, vgl. Kapitel 2)
Szenario 2b	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stilllegung ab Januar 2029 (dies ist bei einer Umsetzung der geplanten Stromtrasse Südlink ein möglicher Ausstiegszeitpunkt. Im Unterschied zu Szenario 1a wird hier jedoch das Konzept nicht umgesetzt)

Die Berechnungen berücksichtigen die Lastfälle bzw. Zeiträume wie in Kapitel 4.1 beschrieben und einen normalen Anlagenbetrieb. Das bedeutet, dass keine Spitzenlasten oder unplanmäßigen Stillstände berücksichtigt werden. Es wurden die Temperatur- und Lastprofile für Strom und Wärme herangezogen, die bei SWM für anlagenoptimierte Fahrweise zur langfristigen wirtschaftlichen Planung standardmäßig eingesetzt werden. Damit können insbesondere auch die finanziellen Auswirkungen besser bewertet werden.

Die Berechnung der erzeugten elektrischen und thermischen Energie und der CO₂-Emissionen berücksichtigt, das Gesamtsystem der Strom- und Wärmeversorgung der Stadt München. So wird eine Stilllegung von HKW Nord 2 eine Produktion von Fernwärme in anderen Anlagen der SWM, ggf. gekoppelt mit ein Mehrproduktion von Strom in KWK-Anlagen (GuD's Süd), und eine



Mehrproduktion von Strom durch andere Kraftwerke im deutschen bzw. europäischen Stromnetz bedingen, die ihrerseits zu einer (wenn auch geringeren) CO₂-Emission führt.

Die Modellierung des Gesamtsystems mit der Komplexität von Erzeugungsanlagen und Netzen, wie sie in München vorliegen, erfordert den Einsatz von spezieller Optimierungssoftware und einer aufwendigen Abbildung der einzelnen Anlagen und Energie- und Stoffströme. SWM nutzt zur wirtschaftlichen Optimierung der Fahrweise ihrer Anlagen die Software BoFiT der ProCom GmbH (ver.7.3.3. SP3) als Optimierungstool, das ihr Erzeugungs- und Handelsportfolio in ein mathematisches Modell abbildet. BoFiT wird von verschiedenen größeren Anwendern eingesetzt und wird von SWM bereits seit rund 20 Jahren für Prognosen im Kurzfristbereich genutzt. TÜV SÜD wurden Tool und Modell vorgestellt. Die Hauptebene des SWM-Modells, das auch in dieser Untersuchung eingesetzt wird, wird in der folgenden Abbildung 3 dargestellt.

„Optimierung“ bedeutet in diesem Fall eine Kostenoptimierung; kostenrelevant sind dabei i. W. Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate und Standardbetriebskosten. Dem stehen Erlöse aus dem Verkauf von Strom und Wärme gegenüber.

Für die vorliegende Untersuchung wurden wie in [L5.9] das Modell und die zugrunde liegende Software der SWM genutzt, um die Ergebnisse im vorgesehenen Zeit- und Kostenrahmen zu erhalten. Die wesentlichen Inputfaktoren der Berechnung wurden an TÜV SÜD übergeben (siehe Tabelle 4). Ergebnis sind dann die unterschiedlichen Energiemengen und CO₂-Emissionen im Vergleich zum Basisfall. Da Fernwärmelast und -versorgung im Modell unverändert bleiben, heben sich in dieser Delta-Betrachtung die Erlöse aus der Fernwärme gegenseitig auf. Tabelle 4 gibt daher nur die Basispreise für Strom ein.

In die Berechnung gingen dabei folgende Kosten- und Erlösannahmen ein [L5.8]. Dabei ist zu beachten, dass für den Zeitraum 2020 bis inkl. 2023 Terminpreise angesetzt werden, die daher als Nominalwerte gegeben sind, danach fundamentale Marktpreiserwartungen aus den Modellen der SWM (Realwerte). Das verwendete und aktuell verfügbare Central-Fundamentalpreisszenario ist Stand 3. Quartal 2018 vom 31.10.2018. Für den simulierten Kraftwerkseinsatz im Langfristmodell werden monatliche Gaspreise und stündliche Spotpreisannahmen für Strom angesetzt.

Tabelle 4: Annahmen SWM zu Rohstoffpreisen, CO₂-Kosten und Erlösen

Terminpreise nominal	Einheit	2020	2021	2022	2023
Erdgas Hu	EUR/MWh	20,41	20,75	20,57	20,20
Steinkohle	EUR/MWh	11,40	11,62	11,82	11,90
Müll	EUR/MWh	7,49	7,40	7,57	7,93
CO ₂ -Preis	EUR/tCO ₂	28,57	29,04	29,56	30,13
Base-Preis (Strom)	EUR/MWh	49,90	49,33	50,44	52,87

Fundamentalwerte real	Einheit	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Erdgas Hu	EUR/MWh	22,81	24,86	26,03	27,10	27,41	27,55
Steinkohle	EUR/MWh	11,43	11,37	11,32	11,26	11,20	11,14
Müll	EUR/MWh	6,68	6,93	7,06	7,14	7,06	7,04
CO ₂ -Preis	EUR/tCO ₂	17,75	18,43	19,14	19,87	20,63	21,42
Base-Preis (Strom)	EUR/MWh	44,51	46,22	47,05	47,57	47,05	46,96

Fundamentalwerte real	Einheit	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Erdgas Hu	EUR/MWh	27,75	28,12	28,62	28,77	29,11	28,92
Steinkohle	EUR/MWh	11,09	11,04	10,98	10,93	10,88	10,83
Müll	EUR/MWh	7,05	6,95	6,95	6,82	6,80	6,72
CO ₂ -Preis	EUR/tCO ₂	22,23	23,09	23,97	24,88	25,84	26,82
Base-Preis (Strom)	EUR/MWh	46,97	46,34	46,33	45,44	45,32	44,79

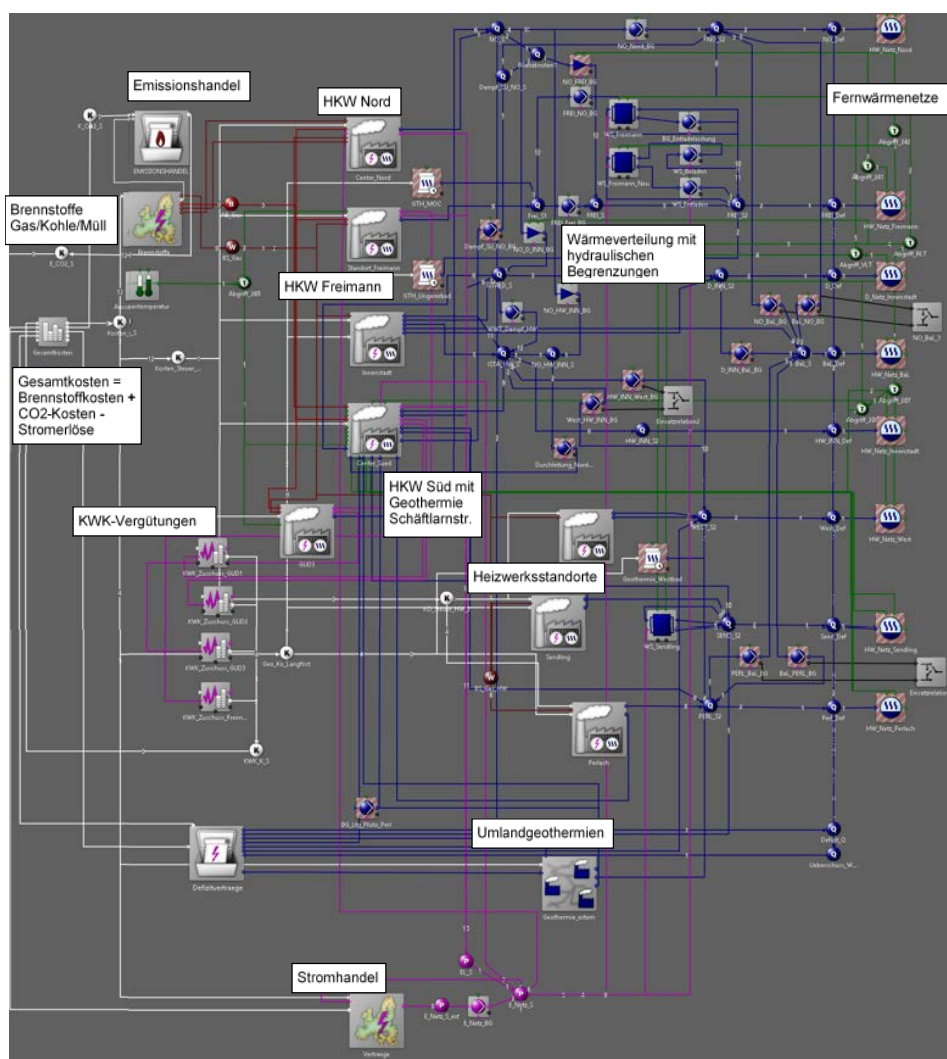


Abbildung 3: BoFIT Modell (Screenshot; Quelle: SWM)

5.2. Bewertung der Energie- und CO₂-Preise

Die Preise für Kohle und Erdgas zeigen sehr hohe Volatilität. Daher sind Prognosen für die künftige Entwicklung mit sehr großen Unsicherheiten behaftet.

Unabhängig von den Preisannahmen der SWM wurden alternative Schätzungen durch TÜV SÜD vorgenommen, die nachstehend zusammen mit aktuellen Börsendaten gezeigt werden¹.

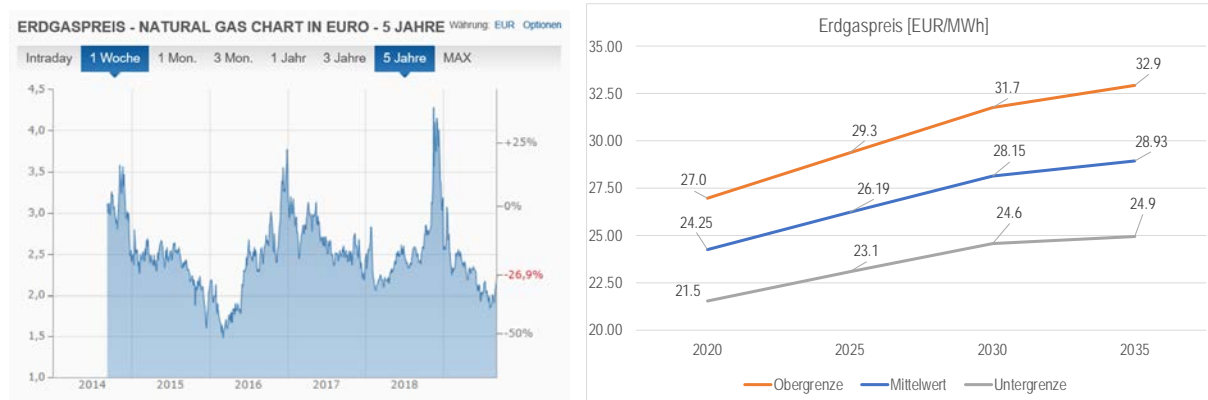


Abbildung 4: Erdgas-Preise in EUR je MMBTU (links) und EUR je MWh (rechts), Börsenpreise links (<https://www.finanzen.net/rohstoffe/kohlepreis> (download 09.09.2019)), TÜV SÜD Einschätzung (rechts; [L5.5] - reale Preise Bezug 2019)

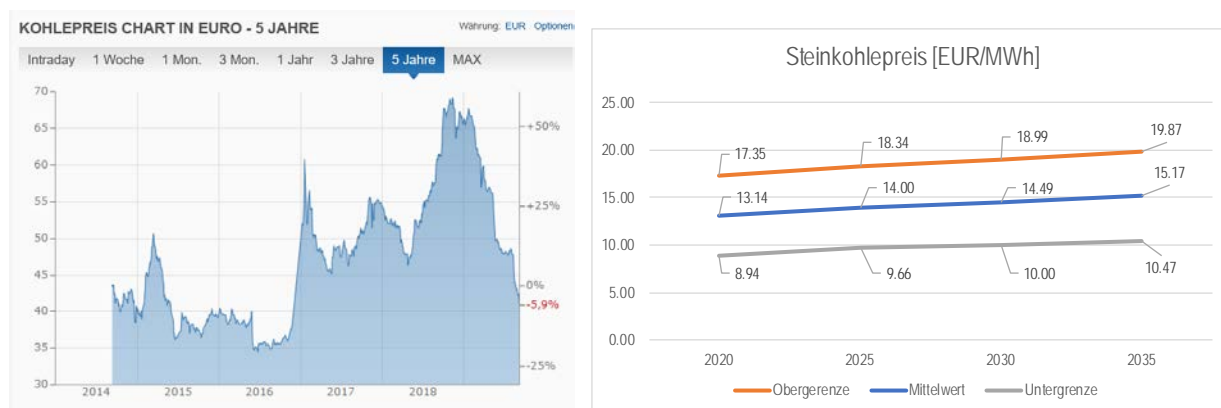


Abbildung 5: Kohle-Preise in EUR je t (links) und EUR je MWh (rechts), Börsenpreise links (<https://www.finanzen.net/rohstoffe/kohlepreis> (download 09.09.2019)), TÜV SÜD Einschätzung (rechts; [L5.5] - reale Preise Bezug 2019)

¹ Aufgrund der speziellen lokalen Annahmen, die für Müll getroffen sind, wurden die Werte von SWM übernommen.

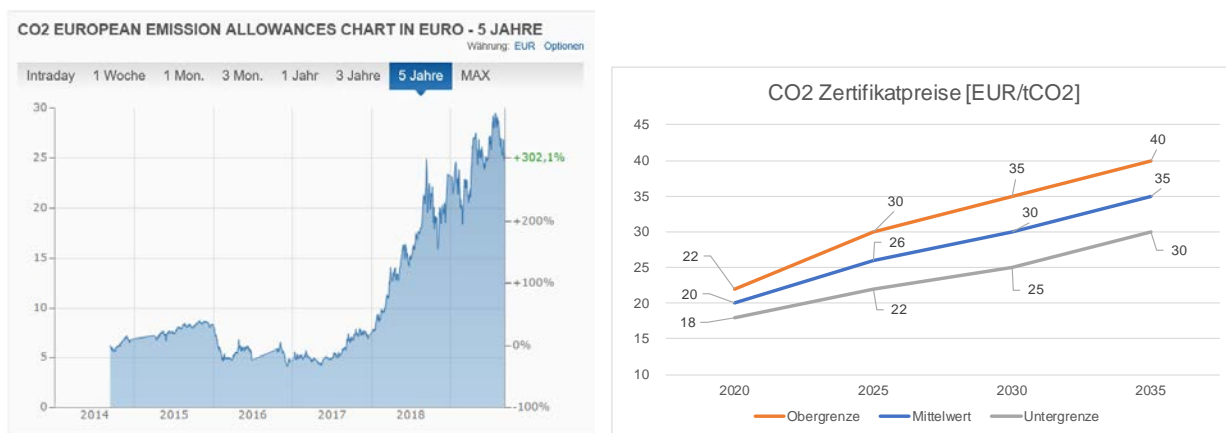


Abbildung 6: CO₂-Preise in EUR je Tonne, Börsenpreise links (<https://www.finanzen.net/rohstoffe/kohlepreis> (download 09.09.2019)), TÜV SÜD Einschätzung (rechts; [L5.6], [L5.7] - reale Preise Bezug 2019)

Der Vergleich mit Tabelle 5 zeigt:

- Für die Preisentwicklung bei Erdgas besteht zwischen den Annahme SWM und TÜV SÜD weitgehende Übereinstimmung;
- Für Kohle wird von SWM eine leicht geringere Preissteigerung erwartet, die Preisentwicklung für CO₂-Zertifikate nach SWM liegt deutlicher unter den Erwartungen von TÜV SÜD. In beiden Fällen würde ein höherer Preis zum reduzierten Betrieb von HKW Nord 2 mit entsprechend geringerer CO₂-Emission führen. Da derzeit weder bei Steinkohle noch bei CO₂-Zertifikaten ein Preisverfall als realistisch erscheint, stellen die nachfolgend dargestellten Fälle eher eine Obergrenze für die erreichbare CO₂-Reduktion dar.

5.3. Darstellung Auswirkung auf die CO₂-Emissionen

5.3.1 Annahmen SWM

Die Bedeutung der Reduktion von CO₂- und allgemein Treibhausgas (THG)-Emissionen als Hauptursache des Klimawandels wird im Rahmen des Klimaschutzprogramms Bayern 2050 (2014) durch die Vorgabe berücksichtigt, dass sich die THG-Emissionen pro Einwohner bis 2020 auf deutlich unter 6 t und bis 2050 auf unter 2 t sinken sollen [L5.1]. Nach dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung sollen THG-Emissionen bis 2030 um 55 % und bis 2040 um 70 % gegenüber dem Wert im Jahr 1990 sinken. Bis 2050 soll eine weitgehende THG-Neutralität erreicht werden. Dies betrifft insbesondere auch Energieerzeugung und -verbrauch.

In der vorliegenden Untersuchung wird die Änderung der CO₂-Emissionen für die verschiedenen Szenarien durch Vergleich mit dem Basisfall ermittelt.

Dazu werden für die Szenarien die Brennstoffeinsätze in SWM-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung mit den Emissionsfaktoren für Kohle bzw. Erdgas nach Tabelle 5 multipliziert.



Tabelle 5: Angesetzte spezifische Emissionsfaktoren für die in HKW Nord 2 eingesetzten Brennstoffe

Brennstoff	Spezifischer Emissionsfaktor [t CO _{2aq} /MWh (Hi)]
Steinkohle	0,3350
Erdgas	0,2016

Wie in [L5.9] wird berücksichtigt, dass die in HKW Nord 2 entfallende Fernwärmeerzeugung durch andere SWM-Anlagen im SWM-Netz ersetzt werden muss.

Ferner wird der in den Szenarien erzeugte Strom emissionsseitig bewertet. Analog zu [L5.9] wird die Stromerzeugung der SWM-Anlagen mit einer Emissionsgutschrift aufgrund des Verdrängungsmixes bewertet (Vermeidung der Emissionen in anderen Kraftwerken durch Stromerzeugung in SWM-Anlagen bzw. zusätzliche Emissionen aufgrund veränderter Fahrweise bzw. der Stilllegung des HKW Nord 2).

Die Komplexität des Strommarkts bedingt, dass die Auswirkungen von Veränderungen in der Münchener Stromerzeugung auf den Kraftwerksbetrieb in Deutschland oder Europa nur mit großer Unsicherheit prognostiziert werden können. Wie in [L5.9] dargestellt, kommen hierfür i. W. zwei Ansätze in Frage:

- 1) der „Merit-Order-Ansatz“, d.h. durch eine Veränderung der Stromerzeugung in München wird jeweils das aktuell am Strommarkt preissetzende Kraftwerk verdrängt bzw. ein Kraftwerk mit ähnlichen Parametern kommt in den Markt bzw.
- 2) der „statische Ansatz“, d.h. Emissionsfaktoren für den Verdrängungsmix werden aus geeigneten bundesweiten Studien zur Bewertung der emissionsseitigen Effekte der Kraft-Wärme-Kopplung bestimmt.

SWM hat die Daten aus [L5.9] angewendet (siehe Tabelle 7).

5.3.2 Bewertung der Emissionsfaktoren

In [L5.3] wurden CO₂-Emissionsfaktoren für Kohlefraktionen verschiedener Herkunftsländer (Deutschland, Südafrika, Australien, Indonesien, Kolumbien, Norwegen, Polen, Tschechien, Russland, USA und Venezuela) ermittelt. Ferner wurden die entsprechenden Faktoren für Erdgas seit vielen Jahren bestimmt. Insgesamt resultieren folgende Werte:

Tabelle 6: Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren (Quelle: [L5.3])

Steinkohle	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017
Steinkohle roh (KW), t CO ₂ / TJ	93,1	93,1	93,5	93,9	94	93,6	93,5	93,6	93,4
t CO ₂ / MWh	0,335	0,335	0,336	0,338	0,338	0,337	0,336	0,337	0,336
Erdgas Deutschland, t CO ₂ / TJ	55,7	55,8	55,8	55,9	55,9	55,9	55,9	55,8	55,8
t CO ₂ / MWh	0,200	0,201	0,201	0,201	0,201	0,201	0,201	0,201	0,201

Der Vergleich mit Tabelle 5 belegt, dass die Annahmen der SWM nachvollziehbar und begründet sind.

In [L5.9] wird der „statische Ansatz“ 2) gewählt (siehe Kapitel 0), der konservativere Ergebnisse als Ansatz 1) liefert, in [L5.10] der Bezug auf den KWK-Strom-Verdrängungsmix mit weitgehend ähnlichen Werten:

Tabelle 7: Emissionsfaktoren Strom Deutschland (KWK-Strom-Verdrängungsmix, tCO₂/MWh)

Studie	[t CO _{2aq} /MWh]			
	2020	2025	2030	2035
Öko-Institut [L5.9]	0,820	0,788	0,706	0,602
Prognos et al. [L5.10]	0,810	0,763	0,737	0,725 ²

Die Referenz der SWM auf [L5.9] wird daher als gut begründete Annahme bewertet.

5.3.3 Prognose CO₂-Emissionen

Die folgende Abbildung stellt im Ergebnis der Simulation die Bandbreite der erzielbaren Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2035 in verschiedenen Szenarien und in Abhängigkeit vom Betrachtungsumfang (HKW Nord 2, München, Deutschland) dar.

- Eine isolierte Betrachtung von HKW Nord 2 allein führt in **Szenario 2a** erwartungsgemäß zur höchsten Reduktion an CO₂, da hier angenommen wird, dass die Anlage bereits im Jahr 2023 stillgelegt wird.
- Die obige Betrachtung ist jedoch nicht realistisch, da zur Aufrechterhaltung der Fernwärmeversorgung andere Kraft- und Heizwerke in München zum Einsatz kommen müssen. Weiterhin wird der Strom, der zuvor vom HKW Nord 2 erzeugt wurde und nicht ersatzweise durch andere Anlagen der SWM produziert wird, durch andere Kraftwerke in Deutschland gemäß dem angenommenen Verdrängungsmix erzeugt.
- Nach **Szenario 2b** wird HKW Nord 2 wie bisher weitergefahren, jedoch bereits ab Anfang 2029 stillgelegt. Aufgrund dieser Fahrweise ist dementsprechend die erreichbare CO₂-Reduktion am geringsten im Vergleich zu den anderen betrachteten Fällen.
- **Szenario 1b** (Umsetzung des in Kapitel 4 geschilderten Konzepts und Weiterbetrieb bis zum Ende der technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer in 2035) zeigt im Verhältnis zu Szenario 2b relativ geringe Mehremissionen. Berücksichtigt man hier die zu erwartenden technischen Probleme und entsprechende finanzielle Auswirkungen, ist fraglich, ob diese Betriebsweise sinnvoll ist.
- In **Szenario 1a** schließlich wird das Ergebnis für die Umsetzung des Konzepts und Stilllegung ab 2029 gezeigt. Dies setzt neben der Lösung der technischen Probleme bei der Fahrweise nach Konzept auch eine ausreichende Versorgungssicherheit voraus.

² Lineare Extrapolation aus den Daten [L5.10], Tab. 46, für KWK-Strom-Verdrängungsmix

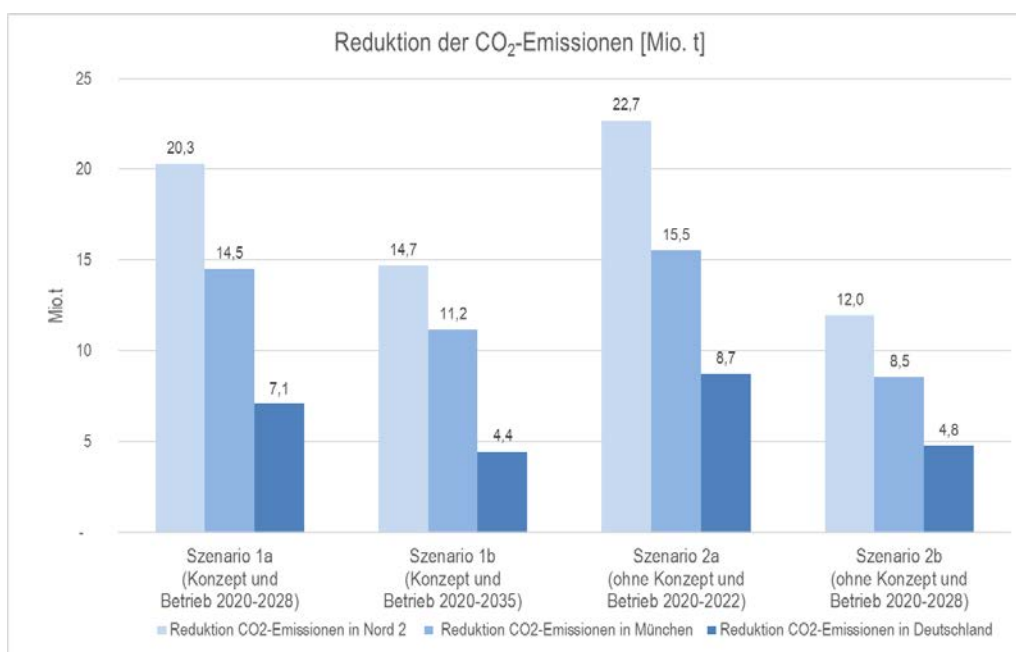


Abbildung 7: Reduktion der CO₂-Emissionen für die untersuchten Szenarien

Für die SWM-Erzeugungsanlagen in München bedeutet dies je nach Szenario folgende relative Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber dem Basisfall:

Tabelle 8: Reduktion CO₂-Emissionen in München (SWM-Erzeugungsanlagen)

Reduktion CO ₂ -Emissionen in München [%]			
Szenario 1a	Szenario 1b	Szenario 2a	Szenario 2b
35%	27%	38%	21%

5.4. Darstellung der finanziellen Auswirkungen

Für die betriebswirtschaftliche Bewertung der finanziellen Auswirkungen der verschiedenen Szenarien wurde der Unterschied zwischen den relevanten Erlösen und Kosten des Szenarios und des Basisfalls bestimmt. Der betriebswirtschaftliche Effekt eines Szenarios ergibt sich dann als Barwert dieser Differenz vor Steuern (bezogen auf 2019, in Nominalwerten und diskontiert für den Zeitraum von 2035 bis 2019).

Das Modell berücksichtigt in den verschiedenen Szenarien bereits folgende Projekte:

- Modernisierung Süd GuD2
- Neubau Süd GuD1
- Neubau Gasturbinen Freimann
- Geothermie Standort Schäftlarnstr
- Geothermie Standort im Claim Perlach

- Anbindung Geothermie aus dem Umland westlich der Isar
- Anbindung Geothermie aus Anlagen der SWM im Umland nach Ende der EEG-Verstromung
- Modernisierung und Anpassung des Wärmenetzes
 - Leitung zum Transport von Geothermie westlich der Isar nach München
 - Leitung zum Transport von Geothermie östlich der Isar nach München
 - Verbindungsleitung der Netze Nord und Berg am Laim
 - Wärmeverschubmöglichkeit zwischen Netz Perlach v.a. in Richtung Innenstadt

Je nach Zeitpunkt einer Stilllegung von HKW Nord 2 ergibt sich eine Fernwärme-Deckungslücke beim Ausfall der größten Anlage. Ein notwendiger Ausgleich der fehlenden Leistung wird in der finanziellen Betrachtung der vorliegenden Fälle kalkulatorisch durch Investitionen in Heizwerke als Lösung mit den niedrigsten Kapitalbindungskosten abgebildet. Dies betrifft Szenarien 2a und 2b.

Für alle Szenarien ergeben sich weitere Unterschiede aus dem Rückgang von Stromerlösen (inkl. vermiedene Netzentgelte) aufgrund des reduzierten Betriebs bzw. der Stilllegung und dem Saldo aus erhöhten und erniedrigten Kosten (v.a. Brennstoff, CO₂-Kosten, Betriebskosten). Die durch die Szenarien bedingten resultierenden Mehrkosten und Mindererlöse stellen zusammen Mehraufwendungen dar, die für die einzelnen Szenarien in der nachfolgenden Abbildung gezeigt werden.

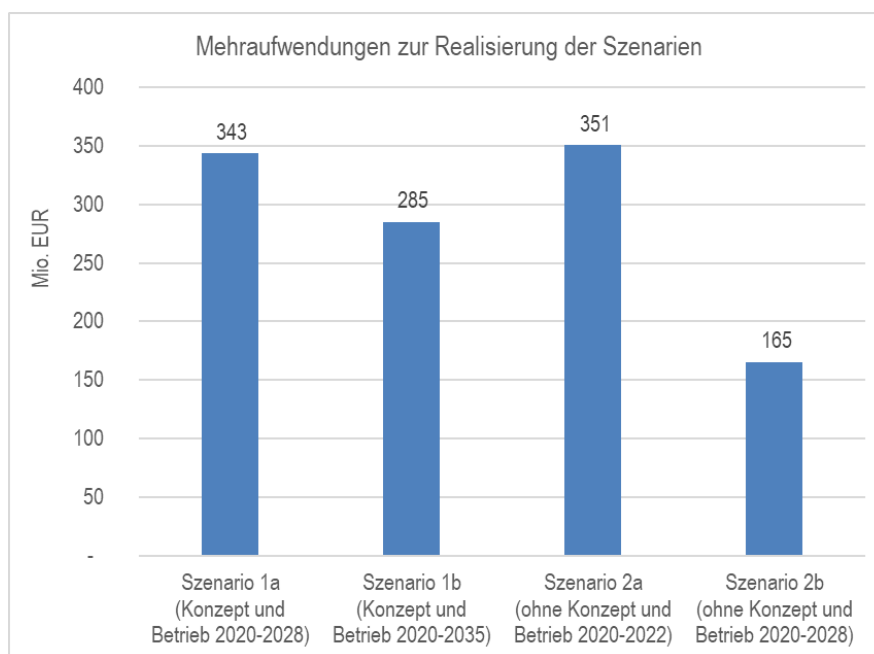


Abbildung 8: *Finanzielle Auswirkungen (Mehrkosten und Mindererlöse) der untersuchten Szenarien*

Die gezeigten finanziellen Auswirkungen betreffen SWM bzw. die Landeshauptstadt München. Dabei ist vor allem zu beachten, dass die Umsetzung des Konzepts voraussichtlich zu Anlagenschäden führt, deren Dauer und Kosten derzeit nicht abgeschätzt werden können. Dies ist in den Szenarien 1a und 1b daher noch nicht berücksichtigt.



Der Vergleich von Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigt, dass die Mehrkosten und die relativen CO₂-Reduktionen für München (immer nur bezogen auf die SWM-Erzeugungsanlagen) wie folgt quantifiziert werden können:

Tabelle 9: Mehraufwendungen für die CO₂-Reduktion in München und deren Wirksamkeit bezogen auf die SWM-Erzeugungsanlagen

	Szenario 1a (Konzept und Betrieb 2020-2028)	Szenario 1b (Konzept und Betrieb 2020-2035)	Szenario 2a (ohne Konzept und Betrieb 2020-2023)	Szenario 2b (ohne Konzept und Betrieb 2020- 2028)
Reduktion CO ₂ -Emissionen in München, Mio. t	14,5	11,2	15,5	8,5
Reduktion CO ₂ -Emissionen in München, %	35%	27%	38%	21%
Mehraufwendungen (Barwert), Mio. EUR	343	285	351	165

- Szenario 2a erreicht die größte CO₂-Reduktion für München, ist aber nur möglich, wenn bis Ende 2022 eine alternative Lösung zur Abdeckung der Fernwärme-Deckungslücke realisiert ist.
- Nach Szenario 2a erreicht das Szenario 1a die zweitgrößte CO₂-Reduktion für München, ist aber gleichzeitig relativ teuer.
- In Szenario 2b werden ca. 60% der CO₂-Reduktion aus Szenario 1a erreicht, mit weniger als der Hälfte der Mehraufwendungen im Vergleich zu Szenario 1a.
- In Szenario 1b wird HKW Nord 2 später stillgelegt, daher sind die CO₂ Reduktionen geringer als in Szenario 1a.



Quellen / Literatur

- [L2.1] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Absatz 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j sowie 16 Absatz 2a EnWG*; Stand: Dezember 2018
- [L2.2] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html, Abruf am 05.09.2019
- [L2.3] Bundesnetzagentur: Bericht „Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023 (und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen)“, 30.04.2019
- [L2.4] 50hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: Ergebnisbericht BA2019 „Abschlussbericht – Systemanalysen 2019“, 27.03.2019
- [L2.5] Tennet TSO GmbH: Schreiben „Stilllegungsanzeige SWM Nord 2“, 27.05.2019

- [L3.1] https://www.raus-aus-der-steinkohle.de/wp-content/uploads/sites/3/Analyse_der_Leistungskapazit%C3%A4ten_MSchabl_4v0_190714.pdf, Abruf am 06.09.2019
- [L3.2] <https://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/heizwerke.html>, Abruf am 06.09.2019

- [L4.1] Babcock: *Betriebshandbuch HKW – München / Nord Block 2*; Nr. 10-4790-570
- [L4.2] VGB PowerTech e.V.: *FLEXIBILITY TOOLBOX Compilation of Measures for the Flexible Operation of Coal-Fired Power Plants*, March 2018, VGB-B-033, ISBN 978-3-96284-046-4
- [L4.3] B. Thaler, S. Sauer, B. Pinkert und F. Schierack: *Flexibilisierung konventioneller Kraftwerksblöcke – Ein Beitrag zur Netzstabilisierung unter dem Gesichtspunkt des weiteren Ausbaus von Wind und Solarenergie*; Beitrag in M. Beckmann, A. Hurtado: *Kraftwerkstechnik 2017 - Strategien, Anlagentechnik und Betrieb*, 2017, ISBN ISBN 979-3-934409-80-4
- [L4.4] T. Heinzl, A. Meiser, G.-N. Stamatelopoulos und P. Buck: Einführung Einmühlenbetrieb in den Kraftwerken Bexbach und Heilbronn Block 7; VGB PowerTech 11/2012, S. 79-84
- [L4.5] H.-C. Schröder (TÜV SÜD Industrie Service GmbH): *Erfahrungen bei der Umsetzung eines Einmühlenbetriebs in einem Heizkraftwerk zur Erhöhung der Betriebsflexibilität und Reduzierung von Zusatzbrennstoff*, VGB Kongress, 13./14.09.2017, Essen
- [L4.6] VGB PowerTech e.V.: Richtlinie VGB-R 116 „Konservierung von Kraftwerksanlagen“, ISBN 978-3-86875-038-6
- [L4.7] <http://www.chemieundmore.com/archive/708717/Immer-Aerger-mit-dem-Schuettgut.html>

- [L5.1] Bifa Umweltinstitut GmbH / IÖW, Konzept zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels in der Landeshauptstadt München, 07. Oktober 2016



- [L5.2] Klimaschutzziel und -strategie München 2050 – Endbericht, Öko-Institut, Freiburg, Juli 2017
- [L5.3] Umwelt Bundesamt, CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, Juni 2016
Tabellarische Aufstellung der abgeleiteten Emissionsfaktoren für CO2: Energie & Industrieprozesse (Stand 15.02.2019); s.a. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>
- [L5.4] Fraunhofer ISE, Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; März 2018
- [L5.5] EWI / gws mbH / Prognos AG, Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Juni 2014; BMWi, Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
(Abruf am 10.09.2019)
- [L5.6] 2018 State of the EU ETS Report, https://www.ictsd.org/sites/default/files/20180416_2018_state_of_eu_ets_report_-_final_all_logos_.pdf
- [L5.7] S&P forecast for CO2 price, <https://www.spglobal.com/lats/en/market-insights/latest-news/electric-power/082118-eu-co2-prices-to-average-eur35-40mt-to-2023-carbon-tracker>
- [L5.8] SWM, Annahmen zur Abbildung der CO2-optimierten Fahrweise in den Modellen, Stand: 06.09.2019
- [L5.9] Öko-Institut e.V. / SWM, Dokumentation zum Projekt "Untersuchung unterschiedlicher Szenarien zum Ausstieg aus der Kohleverbrennung am Standort Nord", Stand: 14.09.2016
- [L5.10] Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult
Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, Stand 01.10.2014



Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
CO ₂	Kohlendioxid
el	elektrisch
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emissions Trading System
GuD	Gas- und Dampfturbinen(-Kraftwerk)
HKW	Heizkraftwerk
HW	heizwerk
IBN	Inbetriebnahme
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
Kessel	Synonym für Dampferzeuger
MMBTU	Million British Thermal Units
MW	Mega-Watt (physikalische Einheit für Leistung (1 MW = 1.000 kW))
NetzResV	Netzreserveverordnung
P2H	Power-2-Heat
SWM	Stadtwerke München GmbH / SWM Services GmbH
t	Tonnen (physikalische Einheit für Gewicht; 1 t = 1.000 kg)
th	thermisch
TJ	Terajoule (1 TJ = 0,278 GWh)
TenneT	TenneT TSO GmbH
THG	Treibhausgas
TÜV SÜD	TÜV SÜD Industrie Service GmbH
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber



Anhang: Fernwärme-Deckungslücke - Gegenüberstellung mit der Berechnung des Bündnisses „Raus aus der Steinkohle“

Anlage	Verfügbare thermische Leistung [MW _{th}], Bündnis „Raus aus der Steinkohle“	Verfügbare thermische Leistung [MW _{th}] aus Tabelle 1	Unterschied	Kommentar
Heizkraftwerke (HKW)				
Nord 1+3	172	115 bis 172	0 bis 57	Eine Linie aus den vier Linien ist durchschnittlich nicht verfügbar (in einer Reparaturphase)
Nord 2	0	0	0	
Freimann	125	120	5	Vermutlich alte Auslegungsdaten
Süd GuD1	260	168	92	Neue Gasturbine im Jahr 2022. 260 MW _{th} für die alte Anlage im „Neuzustand“. 2019 beträgt die Leistung 226 MW _{th} .
Süd GuD2	463	436	27	Vermutlich Tippfehler
Total HKW	1020	839 bis 896	124 bis 181	
Heizwerke (HW)				
Süd	91	0	91	Wurde 2018 stillgelegt
Nord	188	64 bis 188	0 bis 124	Besteht aus Heizwerk (124 MW _{th}) und Hilfsheizwerk. Stilllegung des HW (124 MW _{th}) noch in der Untersuchung
Freimann	262	262	0	
Schwabing	8	0	8	Wurde 2015 stillgelegt
Perlach	159	140	19	Bei diesen Anlagen benutzt das Bündnis „Raus aus der Steinkohle“ die Feuerungswärmeleistung, die auf der Webseite der SWM gegeben werden [L3.2]. Die Feuerungswärmeleistung ist die thermische Leistung, die bei der Verbrennung des Erdgases im Kessel entsteht. Sie ist nicht gleich der verfügbaren thermischen Leistung für die Fernwärmeerzeugung, weil thermische Verluste (10% bis 15% der Feuerungswärmeleistung) zwischen dem Kessel und dem Fernwärmenetz auftreten, z.B. in Wärmetauscher.
Koppstr.	90	81	9	
Kathi Kobus Str.	74	64	10	
Theresienstr.	204	174	30	
Gaisbergstr.	147	127	20	
Freiham (ohne Geothermie)	65	65	0	
Total HW	1288	977 bis 1101	187 bis 311	



Anlage	Verfügbare thermische Leistung [MW _{th}], Bündnis „Raus aus der Steinkohle“	Verfügbare thermische Leistung [MW _{th}] aus Tabelle 1	Unterschied	Kommentar
Power-2-Heat (P2H)				
Nord	40	0	40	Wurde untersucht aber nicht umgesetzt (unwirtschaftlich)
Süd	10	10	0	Wurde im Basisfall von SWM nicht betrachtet aber Verbindung mit dem Fernwärmenetz besteht
Total P2H	50	10	40	
Geothermie				
Total Geothermie	120 („langsam“)	70	50	Die Anlage in Perlach wird bis 2023 nicht umgesetzt werden
Total alle Anlagen	2478	1896 bis 2077	401 bis 582	
Spitzenlast	1980	1980	0	
Süd GuD2	463	436	27	Vermutlich Tippfehler
Thermische Leistungsreserve / -defizit	35	-520 bis -339	374 bis 555	