



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Erstellung einer Expertise zur Hamburger Fern- wärmeversorgung; Handlungsalternativen für das Kohlekraftwerk in Wedel

Aachen, 31.07.2015

Bearbeitung:

Dr. Wolfgang Zander

Armin Michels

Knut Schrader

Martin Bartelt

Dr. Katharina Heimes

Oliver Donner

Hartwig Kalhöfer

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Disclaimer	7
1 Zusammenfassung und Rahmenbedingungen.....	8
1.1 Rahmenbedingungen.....	8
1.2 Zentrale Ergebnisse	9
1.3 Aufbau des Gutachtens.....	9
2 Ermittlung der Anforderungen aus der Politik	11
2.1 Einbindung der politischen Akteure	11
2.2 Bewertungskriterien	12
2.2.1 Kriterium Wirtschaftlichkeit	14
2.2.2 Kriterium Soziale Gerechtigkeit	15
2.2.3 Kriterium Klimaverträglichkeit	15
2.2.4 Kriterium Versorgungssicherheit & Technik.....	16
2.3 Gesamtbewertung und Gewichtung.....	17
2.4 Ergebnisse der Technische Handlungsalternativen	17
2.5 Kernaussagen Kapitel 2.....	18
3 Rahmenbedingungen für die Fernwärmeversorgung	19
3.1 Status quo der Fernwärmeversorgung	19
3.2 Entwicklung des Wärmebedarfs.....	20
3.3 Energiemarktszenarien	21
3.3.1 Grundlagen der Szenarien	21
3.3.2 Prämissen für das Basisszenario	23
3.3.3 Abweichende Annahmen in den Alternativszenarien.....	23
3.3.4 Ergebnisse für die Szenarien.....	24
3.4 Kernaussagen Kapitel 3.....	26
4 CO₂-Emissionen	27
4.1 Umweltaspekte der Energieerzeugung.....	27
4.2 Grundlagen der Allokationsverfahren	27
4.3 Allokationsverfahren im Überblick.....	28
4.3.1 Finnische Methode	29

4.3.2	Carnot/Dresdner Methode.....	29
4.3.3	Stromgutschrift-Methode	31
4.3.4	Systemische Methode BET	32
4.4	CO ₂ -Bewertung im Gutachten	33
4.5	Kernaussagen Kapitel 4.....	34
5	Bewertungsmodell	35
5.1	Modellgrundlagen	35
5.2	Modellierung des Hamburger Fernwärmesystems	35
5.3	Kernaussagen Kapitel 5.....	37
6	Ergebnisse der Bewertung der technischen Varianten	38
6.1	Grundlagen der betrachteten Technologien.....	38
6.2	Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien	38
6.2.1	Untersuchte Varianten.....	38
6.2.2	Ergebnisse der Berechnungen	40
6.2.3	Technologievergleich der erneuerbaren Energien.....	45
6.3	Konventionelle Technologien zur Wärmeerzeugung	49
6.3.1	Untersuchte Varianten.....	49
6.3.2	Ergebnisse der Berechnung	51
6.3.3	Variantenvergleich konventionelle Technologien	59
6.4	Kernaussagen Kapitel 6.....	63
7	Standorte	65
7.1	Vorgehensweise der Untersuchung.....	65
7.1.1	Technische Standortanforderungen	65
7.1.2	Flächensuche	65
7.2	Standortbewertung	66
7.2.1	Standort Stellingen	67
7.2.2	Weitere Flächen im Stadtgebiet	70
7.3	Kernaussagen Kapitel 7.....	71
8	Systembetrachtung und Konfigurationen	72
8.1	Mögliche Konfigurationen der Varianten	72
8.2	Untersuchte Konfigurationen und Zeitabläufe	72

8.3	Bewertung der Konfigurationen.....	74
8.3.1	Bewertung industrielle Abwärme.....	74
8.3.2	Bewertung Biomasse	75
8.3.3	Bewertung Zeitverzug	75
8.3.4	Bewertung Dimensionierung.....	75
8.3.5	Bewertung Technologie Motoren	75
8.3.6	Bewertung Standort Stellungen.....	75
8.4	Kernaussagen Kapitel 8.....	76
9	Schlussbemerkungen	78
	Anhang A	80
	Anhang B.....	81
	Anhang C.....	82
	Anhang D	83
	Anhang E.....	84
	Anhang F.....	85
	Anhang G	86
	Anhang H	87
	Anhang I.....	88
	Anhang J	89
	Anhang K.....	90
	Anhang M	91
	Anhang L.....	92
	Anhang N	93
	Anhang O	94
	Anhang P.....	95
	Anhang Q.....	96
	Anhang R	97
	Anhang S.....	98
	Anhang T.....	99
	Anhang U	100

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Ableitung der Hauptkriterien für die Bewertung aus dem Volksentscheid.....	13
Abbildung 2: Kriterien zur Bewertung der technischen Handlungsalternativen	14
Abbildung 3: Gewichtung der Kriterien.....	17
Abbildung 4: Wichtigste Variante(n) aus Sicht der Interviewpartner	18
Abbildung 5: Grundstruktur der Fernwärmeversorgung	19
Abbildung 6: Wärmeerzeugungskapazitäten im Status quo	19
Abbildung 7: Wärmemarkt der Freien und Hansestadt Hamburg	21
Abbildung 8: Monatlicher Wärmebedarf	21
Abbildung 9: Eingangsparameter und Ergebnisse des fundamentalen Strommarktmodells	22
Abbildung 10: Verlauf der Strompreise und der Spreads in den Szenarien.....	25
Abbildung 11: Stoffströme und Strukturen.....	28
Abbildung 12: KWK-Verdrängungsmix	31
Abbildung 13: CO ₂ -Emissionen nach der Systemischen Methode	33
Abbildung 14: Übersicht der Allokationsmethoden.....	34
Abbildung 15: Topologie des abgebildeten Fernwärmesystems	36
Abbildung 16: Übersicht über die Varianten der Technologien zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien	39
Abbildung 17: Spezifische Wärmegegestehungskosten der Erneuerbaren Erzeuger.....	41
Abbildung 18: Durchschnittliche spezifische Differenzwärmekosten der Erneuerbaren im Vergleich zur Referenzvariante	42
Abbildung 19: Differenz der durchschnittlichen CO ₂ -Emissionen für die Erneuerbaren gegenüber der Referenzvariante	43
Abbildung 20: Differenz der durchschnittlichen NO _x -Emissionen für die Erneuerbaren gegenüber der Referenzvariante	44
Abbildung 21: Anteil der Erneuerbaren Erzeuger an der Gesamtwärmeerzeugung	45
Abbildung 22: Bewertungsskala	45
Abbildung 23: Übersicht Gesamtbewertung Technologien aus erneuerbaren Energien	48
Abbildung 24: Übersicht über die Varianten der konventionellen Technologien	50
Abbildung 25: Wärmeerzeugungsmix im Basisszenario.....	51
Abbildung 26: Jährliche Differenzkosten der Wärmeerzeugung im Basisszenario	54
Abbildung 27: Jährliche Differenzkosten der Wärmeerzeugung für das grüne Szenario	56
Abbildung 28: Jährliche Differenzkosten der Wärmeerzeugung für das graue Szenario	57
Abbildung 29: Durchschnittliche CO ₂ -Emissionen pro Jahr nach Methoden im Basisszenario	58
Abbildung 30: Differenz der durchschnittlichen NO _x -Emissionen der Technologievarianten gegenüber der Referenzvariante.....	59
Abbildung 31: Übersicht Gesamtbewertung konventionelle Technologien	62
Abbildung 32: Suchräume und Standorte	66
Abbildung 33: Konfigurationen und Varianten	72
Abbildung 34: Synthetische Konfigurationen.....	73
Abbildung 35: Zeitversatz der Technologien.....	74

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: Politische Akteursgruppen.....	11
Tabelle 2: Unterkriterien des Hauptkriteriums „Wirtschaftlichkeit“	14
Tabelle 3: Unterkriterien des Hauptkriteriums „Soziale Gerechtigkeit“	15
Tabelle 4: Unterkriterien des Hauptkriteriums „Klimaverträglichkeit“.....	15
Tabelle 5: Unterkriterien des Hauptkriteriums „Versorgungssicherheit & Technik“.....	16
Tabelle 6: Anteil der Erneuerbaren Energie am Nettostromverbrauch.....	24
Tabelle 7: Modellparameter.....	36
Tabelle 8: Standortraster und Flächen	65
Tabelle 9: Zusammenfassung der Standortbewertung	67
Tabelle 10: Synthetische Konfigurationen	73
Tabelle 11: Analyse der Konfigurationen	76

Disclaimer

Die Untersuchungen des Gutachtens basieren auf einer Kraftwerkseinsatzoptimierung mit dem Modell BET-SysMod und den BET-Energiemarktszenarien. Für die Ermittlung des Wärmebedarfs wurde ein aus den tatsächlichen Lastverläufen per Temperaturnormierung abgeleiteter synthetischer Lastgang der Vattenfall Wärme Hamburg (im Folgenden VWH) verwendet. Die Modellierung erfolgte durch BET auf der Basis von technischen Grunddaten der VWH-Erzeugungsanlagen und Energiemarktszenarien.

VWH hat für das Gutachten die erforderlichen Eingangsdaten (bspw. Daten der Bestandskraftwerke) im Rahmen einer Geheimhaltungserklärung bereitgestellt. Hierin enthalten waren neben Angaben zu den Erzeugungsanlagen auch Daten zum Fernwärmenetz der VWH. Die angegebenen Werte für Investitionen und Instandhaltungskosten beruhen auf Erfahrungswerten und den öffentlich zugänglichen Informationen zur Fernwärmeversorgung in Hamburg. Die auf diese Basis von BET durchgeführten Modellrechnungen bildeten die Basis für die Ableitung und Bewertung der Handlungsvarianten. Die Modellrechnungen und -ergebnisse wurden zwischen VWH, der Behörde für Umwelt und Energie (BUE) und dem Gutachter fachlich diskutiert und plausibilisiert.

Das Gutachten liefert einen Beitrag zur politischen Willensbildung in der Stadt, der Politik und den städtischen Entscheidungsträgern. Das Gutachten in seiner Gesamtheit soll den Handlungsspielraum der Stadt Hamburg in Bezug auf den Ersatz des Kohleheizkraftwerkes Wedel aufzeigen und dient nicht unmittelbar als Grundlage einer Investitionsentscheidung durch VWH. Dieser Entscheidungsvorschlag muss in einem nachgelagerten Prozess auf Basis der Gutachtenergebnisse, der politischen Willensbildung und einer Analyse weiterer konkreter Daten zum Fernwärmenetz der VWH separat erarbeitet werden.

1 Zusammenfassung und Rahmenbedingungen

1.1 Rahmenbedingungen

Die Fernwärmeversorgung in Hamburg ist wegen ihres hohen CO₂-Ausstoßes seit einigen Jahren Gegenstand der öffentlichen Diskussion. Dies betrifft vor allem den größten Fernwärmeversorger VWH mit einem Anteil von rund 16 % des Wärmemarktes in Hamburg. Ursache des hohen CO₂-Ausstoßes ist die stark kohlebasierte Erzeugung in den Heizkraftwerken Tiefstack und Wedel. Das Kraftwerk Wedel wurde in den Jahren 1961 bis 1965 erbaut und ist nun nach rund 50 Betriebsjahren am Ende seiner betriebsüblichen Nutzungsdauer. Daher steht in den nächsten Jahren eine Erneuerung an. Die Stadt Hamburg ist seit dem Jahr 2011 mit 25,1 % an der VWH beteiligt, Mehrheitseigentümer ist mit 74,9 % die Vattenfall Europe AG. Auf Grund des positiven Volksentscheides „Energienetze“ hat die Stadt Hamburg bereits die Stromnetz Hamburg GmbH erfolgreich erworben. Für das Gasnetz und das zentrale Fernwärmenetz der VWH wurde eine Kaufoption vereinbart. In der Vereinbarung für den Kauf des Fernwärmenetzes wurde festgelegt, dass die beiden Gesellschafter im Jahre 2015 entscheiden, ob das alte Kohlekraftwerk vor dem Jahr 2019 durch eine neue Gas-GuD-Anlage ersetzt wird oder nicht.

Inwieweit der Neubau der GuD-Anlage in Wedel als Ersatz für das alte Kohlekraftwerk sinnvoll ist, wird öffentlich kontrovers debattiert. Die Stadt Hamburg hat daher im Jahre 2014 einen ergebnisoffenen, öffentlich begleiteten Begutachtungsprozess initiiert, in dem die Handlungsoptionen der Stadt zum Ersatz des Kraftwerks Wedel untersucht werden sollen. Mit der Untersuchung wurde BET beauftragt. Die Ergebnisse der Untersuchung und des begleitenden öffentlichen Diskussionsprozesses sind im vorliegenden Gutachten dokumentiert. Das Gutachten verfolgt somit einerseits das Ziel, die technischen und wirtschaftlichen Grundlagen für die bestehenden Handlungsoptionen der Stadt zu klären und andererseits die politischen Entscheidungsträger inkl. der Auskunftspersonen und der Nicht-Regierungsorganisationen in die Definition des Handlungsrahmens und die Festlegung von Bewertungskriterien einzubeziehen. Welche der im aufgezeigten Handlungsrahmen möglichen und vorteilhaften Lösungen tatsächlich umgesetzt werden, d. h. die konkrete Investitionsentscheidung, ist in einem diesem Gutachtenprozess nachfolgenden weiteren städtischen Klärungs- und Entscheidungsprozess noch festzulegen. Das Gutachten gibt insofern die Bandbreite der empfehlenswerten technischen Lösungen vor.

Im Gutachten wird die gesamte Strom- und Fernwärmeerzeugung der VWH betrachtet. In einer Variantenrechnung werden verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Brennstoffen als Ersatz für die derzeitige Kohleanlage in Wedel untersucht, wobei die Rückwirkungen auf die Erzeugung aller übrigen Bestandsanlagen mitbetrachtet werden. Kernpunkt der Untersuchung ist daher eine Einsatzsimulation aller Erzeugungsanlagen der VWH und möglicher Neuanlagen mit ihren wesentlichen Einfluss- und Ergebnisgrößen, wie Kapital, Betriebs- und Brennstoffkosten, Stromerlöse, Energieflüsse, Brennstoffeinsatz und Schadstoffausstoß. Wegen der hohen Bedeutung der Kraftwärmekopplung ist die Einsatzsimulation eingebettet in ein Strommarktmodell, das die Entwicklungen des Strom- und Brennstoffmarktes für die Zukunft mit abbildet. Im Ergebnis liefert das Simulationsmodell alle wesentlichen technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Daten, die für eine Variantenbewertung erforderlich sind. Die Gesamtbewertung erfolgt getrennt nach Technologien zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus konventionellen Technologien. Ausgehend von

den Bewertungen der Einzeltechnologien werden abschließend Konfigurationen von verschiedenen Technologien gebildet und bezüglich ihrer Vor- und Nachteile bewertet.

1.2 Zentrale Ergebnisse

Erneuerbare Energien lassen sich in ein zukünftiges Versorgungskonzept optimal integrieren und technologisch einbinden. Die Einbeziehung von industrieller Abwärme sowie eines Biomasseheizkraftwerkes mit lokalem Brennstoff hat hierbei Priorität. Allerdings sind durch Bau und Betrieb eines ökologisch sinnvollen Biomasseheizkraftwerkes höhere Fernwärmeerzeugungskosten zu erwarten als bei konventionellen Lösungen.

Eine gasbefeuerte konventionelle Kraftwärmekopplungsanlage ist mit Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien kombinierbar und technisch, wirtschaftlich und ökologisch umsetzbar. Hierbei sind eine GuD-Anlage und gasbefeuerte Großmotoren in etwa gleichwertig. Während die GuD-Anlage in der vorgesehenen Auslegung hinsichtlich der ökologischen Kriterien geringfügig besser abschneidet, bieten Großmotoren Vorteile durch ihre modulare Bauweise: Motoren sind im Einsatz flexibler und je nach zukünftiger Entwicklung des Wärmebedarfs kann die Anlage schrittweise erweitert oder ggf. auch zurückgebaut werden.

Neben Wedel ist auch Stellingen als Kraftwerksstandort grundsätzlich geeignet, wobei im Rahmen dieses Gutachtens keine finale Klärung der Realisierbarkeit erfolgt ist. Für Wedel muss lediglich der Gasanschluss erneuert werden, Strom- und Fernwärmeanschluss können unverändert weiter genutzt werden, während in Stellingen mit erheblichen zusätzlichen Kosten für alle drei Medien zu rechnen ist. Diese Mehrkosten können unter Umständen jedoch teilweise kompensiert werden, wenn bei Aufgabe des Standortes Wedel die lange Fernwärmeanschlussleitung zu nennenswerten Teilen stillgelegt werden kann.

Wird anstelle der planerisch und genehmigungsrechtlich weit entwickelten Gas-GuD in Wedel eine andere Technologie oder ein anderer Standort realisiert, so ist insbesondere wegen der dann anstehenden Genehmigungsverfahren mit einer Zeitverzögerung von mindestens ein bis zwei Jahren zu rechnen. Andere konventionelle und erneuerbare Technologien erwiesen sich im Zuge der Begutachtung aus wirtschaftlichen bzw. ökologischen Gründen als nachteilig zu den oben dargestellten Vorzugslösungen.

1.3 Aufbau des Gutachtens

In Abschnitt 2 wird zunächst der politische Partizipationsprozess beschrieben, der die Rahmenbedingungen für die Gutachtenerstellung determiniert und die Ergebnisableitung kontinuierlich begleitet hat. In diesem Kapitel wird auch die Bewertungssystematik zum Vergleich der Technologien erläutert. Kapitel 3 beschreibt anschließend die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Fernwärmeversorgung und erläutert explizit den Status quo in Hamburg und die Annahmen zur weiteren Entwicklung des Wärmebedarfes. Im Rahmen des Partizipationsprozesses war bereits in den Interviews das Thema CO₂-Allokation ein kontrovers diskutiertes Thema. Daher wird diese Thematik in Kapitel 4 aus Sicht des Gutachters zusammenfassend erläutert.

Für die Bewertung der Varianten wurde seitens des Gutachters ein umfassendes Rechenmodell erstellt. Dieses Modell wird in Kapitel 5 vorgestellt. Kern des Gutachtens ist Kapitel 6. Dort werden zunächst die Technologien zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien bzw. alternativen Erzeugungsweisen analysiert und bewertet. Anschließend werden die konventionellen Technologien im Sinne des Gutachtens bewertet. Für die Umsetzung von dezentralen Technologien ist zunächst die Standortfrage im Hamburger Stadtgebiet zu klären. Diese Klärung erfolgt in Kapitel 7. Mit Hilfe eines lokalen Stadtplaners erfolgten eine erste Flächensuche und Dokumentation.

Die Integration der verschiedenen Varianten zu möglichen Konfigurationen erfolgt in Kapitel 8. Hier werden Kombinationen von möglichen Technologien dargestellt und aus verschiedenen Blickwinkeln analysiert. Abschließend erfolgt eine Gesamtbewertung des gutachterlichen Prozesses in den Schlussbemerkungen des Kapitels 9.

2 Ermittlung der Anforderungen aus der Politik

2.1 Einbindung der politischen Akteure

Die Nachfolgelösung für Wedel sollte auf einem möglichst breiten politischen Konsens basieren. Vor diesem Hintergrund wurden frühzeitig unterschiedliche politische Akteure in die Entscheidung eingebunden. Begleitet wurde die Gutachtenerstellung daher durch einen partizipativen Prozess mit der Einbindung der politischen Fraktionen der Bürgerschaft, der Auskunftspersonen und Nicht-Regierungsorganisationen (NROs/NGOs). Die in Tabelle 1 benannten politischen Akteursgruppen wurden in den Prozess einbezogen.

Tabelle 1: Politische Akteursgruppen

Politische Akteursgruppen ¹
SPD
GRÜNE
CDU
FDP
LINKE
Auskunftspersonen Wirtschaft
Auskunftspersonen Arbeitnehmervertreter
Auskunftspersonen Volksinitiative „Unser Hamburg – Unser Netz“

Die politischen Akteursgruppen konnten jeweils drei Experten ihrer Wahl für den Beteiligungsprozess benennen. Unter diesen Experten befanden sich auch Mitglieder weiterer NGOs. Während der Gutachtenerstellung haben sich sowohl die Bürgerinitiative ‚Stopp – kein Megakraftwerk Wedel‘ als auch der Hamburger Energietisch (HET) entschlossen, auf eigenen Wunsch an dem laufenden Prozess nicht mehr teilzunehmen. Die Bürgerinitiative weist explizit darauf hin, dass die zeitweilige Beteiligung kein Einverständnis mit den vorgelegten Unterlagen darstellt. Der HET distanziert sich ausdrücklich von dem Gutachten. Die Beteiligung des HET am Gutachtenprozess Wedel soll in keiner Weise als Zustimmung zum Inhalt dieses Gutachtens verstanden werden.

Um die im politischen Raum diskutierten Lösungsvarianten zu erfassen, wurden im Juli 2014 acht Interviews – ein Interview je politischer Akteursgruppe – durchgeführt. Die Ergebnisse der Interviews wurden den jeweiligen Interviewpartnern im Nachgang zur Revision zur Verfügung gestellt. Im Anschluss wurden die Ergebnisse seitens des Gutachters zusammengefasst und eine erste Grobbewertung der technischen Varianten vorgenommen. Diese zusammenfassenden Ergebnisse wurden den politischen Akteuren in einem gemeinsamen Workshop sowohl im September und Dezember 2014

¹ Die politischen Akteursgruppen konnten jeweils drei Experten ihrer Wahl für den Beteiligungsprozess benennen.

als auch im Mai 2015 in Hamburg vorgestellt. Den Akteuren wurde die Möglichkeit gegeben, ihre Positionen kontinuierlich in den Prozess einfließen zu lassen. Zwischen BUE und BET wurde jeweils abgestimmt, inwieweit und in welcher Form die eingebrachten Positionen im Gutachten vertieft betrachtet werden sollten. Die wesentlichen Beiträge zum gutachterlichen Prozess finden sich in den Anhängen dieses Gutachtens.

Die durchgeführten acht Interviews haben sich auf drei Schwerpunktthemen fokussiert. Zum einen wurden sowohl die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen als auch die vorgesehenen Alternativvarianten erläutert. Seitens der Interviewpartner wurden Ergänzungen zu den Energiemarktszenarien und Hamburger Besonderheiten aufgenommen. Hier wurde z. B. bereits frühzeitig der weitere Standort „Stellingen“ eingebracht. Der derzeitige und zukünftige lokale Wärmebedarf wurde hinterfragt sowie das zu verwendende Allokationsverfahren eingefordert. Die Ergebnisse aus dieser Meinungsbildung zu den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind in die Energiemarktszenarien des Kapitels 3 eingeflossen. Ergänzend erfolgten Priorisierungen der technischen Alternativen. Die vorgesehenen technischen Handlungsalternativen bilden die Basis für den Technologievergleich des Kapitels 6.

In einem dritten Teil wurden Bewertungskriterien und deren Gewichtung abgefragt. Im Rahmen der Erarbeitung des Bewertungskataloges konnten die politischen Akteure ihre Ergänzungen zu den Bewertungskriterien und deren Gewichtung benennen. So wurden insbesondere die Kriterien „Sicherung der Beschäftigung“, „Ökologische Schädigung“ und „Innovationsoffenheit und Systemoffenheit für dezentrale Lösungen“ mit eingebracht. Nachfolgend werden die Bewertungskriterien, die aus diesem Abstimmungsprozess hervorgegangen sind, zusammenfassend dargestellt.

2.2 Bewertungskriterien

Insgesamt waren sich alle politischen Akteure einig, dass die Hauptkriterien für die Priorisierung der Varianten die Festlegungen des Volksentscheids berücksichtigen müssen. Vor diesem Hintergrund wurden die Hauptkriterien und deren inhaltliche Ausgestaltung im Gutachtenprozess diskutiert und festgelegt. Auf der Ebene der Hauptkriterien wurde folgende Ableitung vorgenommen:

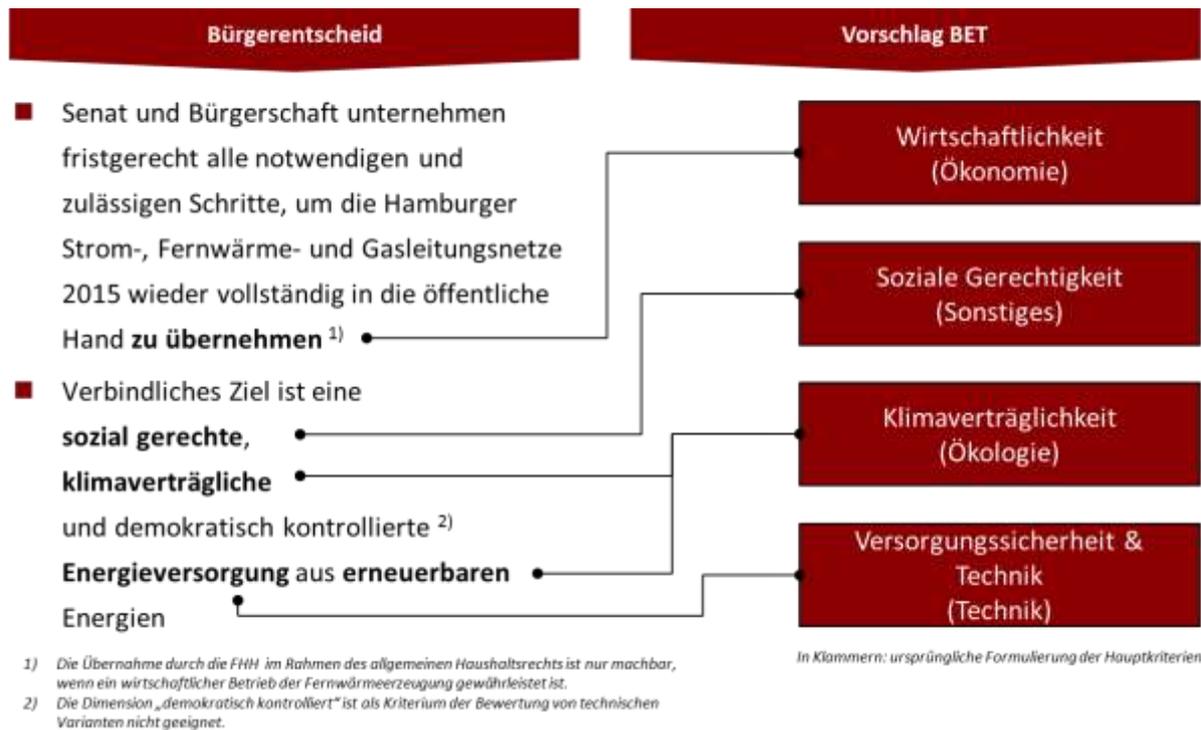


Abbildung 1: Ableitung der Hauptkriterien für die Bewertung aus dem Volksentscheid

Darüber hinaus wurden in den Interviews sogenannte K.O.-Kriterien aus Sicht der Interviewpartner aufgenommen. Ein K.O.-Kriterium bedeutet hierbei die Unterschreitung einer Mindestbewertung bei einzelnen Kriterien, die zum Ausschluss der Technologie/technischen Variante führen. Folgende Kriterien werden im Gutachtenprozess berücksichtigt:

- Genehmigungsfähigkeit: Technische Lösungen, die keine Genehmigungsfähigkeit besitzen, fallen aus der Bewertung heraus.
- Versorgungssicherheit: Technische Lösungen, die keine (n-1)-Sicherheit² gewährleisten, fallen aus der Bewertung heraus (Fokus Kundensicht und nicht Versorgersicht).

Insgesamt haben sich aus dem Prozess der politischen Einbindung achtzehn Unterkriterien, aufgeteilt auf vier Hauptkriterien, ergeben (vgl. Abbildung 2). Die Haupt- und Unterkriterien werden in den Kapiteln 2.2.1 bis 2.2.4 ausführlich beschrieben.

² (n-1)-Sicherheit besagt, dass auch bei Ausfall der größten Erzeugungseinheit ausreichend Erzeugungsleistung bereitsteht, um selbst bei extremer Kälte eine ausreichende Versorgung sicherzustellen.



Abbildung 2: Kriterien zur Bewertung der technischen Handlungsalternativen

2.2.1 Kriterium Wirtschaftlichkeit

Das Kriterium „Wirtschaftlichkeit“ erfasst die Rentabilitätsaspekte und setzt sich aus drei Unterkriterien zusammen (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Unterkriterien des Hauptkriteriums „Wirtschaftlichkeit“

<p>Wärmegestehungskosten (Vollkosten) unter Berücksichtigung von Stromerlösen und einer Mindestrendite</p>	<ul style="list-style-type: none"> Das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird in diesem Kriterium bewertet. Als Maß für die wirtschaftliche Bewertung der Einzeltechnologien werden die Wärmegestehungskosten der Varianten angesehen. Die Wärmegestehungskosten ergeben sich auf Basis der Vollkosten der Technologie (insbesondere die variablen Betriebskosten (Brennstoffe, CO₂), abzüglich möglicher Erlöse am Strommarkt und unter Berücksichtigung einer Mindestrendite. Die Mindestrenditen können nach Maßgabe der technischen Bewertung gestaffelt und die technischen Risiken antizipiert werden. Zudem werden auch alle Ingangsetzungsthemenfelder bewertet: Netzanschluss Wärme, Netzanschluss Gas, Baufeldfreimachung, Infrastrukturausbau etc. Mittels der Ergebnisse der Modellrechnungen werden die spezifischen Wärmegestehungskosten für Stützjahre unter Berücksichtigung aller relevanten Kapital- und Betriebskostenarten errechnet. <ul style="list-style-type: none"> Aus den Wärmegestehungskosten der Stützjahre werden Kenngrößen ermittelt, z. B. Wärmegestehungskosten, spezifische Wärmegestehungskosten und durchschnittliche Differenzwärmekosten, die als Vergleichsgrößen für die Varianten dienen. Die Differenzwärmekosten sind die Differenz der Wärmeerzeugungskosten der jeweiligen Variante zu denen einer Basisvariante (hier das geplante Innovationskraftwerk).
--	--

Sensitivität der Wirtschaftlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> Analog der Robustheit der Technik (s. u.), wird in diesem Kriterium die Robustheit der Wirtschaftlichkeit bewertet. Sollten externe Einflussgrößen einen hohen Einfluss auf die Gesamtwirtschaftlichkeit besitzen, wird das zu einer niedrigen Bewertung in diesem Kriterium führen.
Fördersicherheit der Technologie	<ul style="list-style-type: none"> Dieses Kriterium differenziert die Abhängigkeit von aktuellen Fördermechanismen (z. B. KWKG und EEG) und integriert ggf. regulatorische Risiken.

2.2.2 Kriterium Soziale Gerechtigkeit

Für die Bewertung einzelner Technologien sind weitere Kriterien in Hinblick auf die Ziele des Volksentscheides zu berücksichtigen. Diese weiteren Kriterien bilden das Hauptkriterium der „Soziale Gerechtigkeit“ (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Unterkriterien des Hauptkriteriums „Soziale Gerechtigkeit“

Akzeptanz in der Öffentlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> Von wesentlicher Bedeutung ist die Akzeptanz einzelner Technologien in der Bevölkerung und insbesondere der Bevölkerung der Stadt Hamburg. Für die Bewertung werden die Ergebnisse aus den Interviews herangezogen. Wirtschaftliche Auswirkungen auf Fernwärmekunden
Akzeptanz in der Politik	<ul style="list-style-type: none"> Von wesentlicher Bedeutung ist die Akzeptanz der Variante im politischen Umfeld. Für die Bewertung werden die Ergebnisse aus den Interviews herangezogen.
Sicherung der Beschäftigung	<ul style="list-style-type: none"> Das Kriterium der Sicherung der Beschäftigung bildet die Bedeutung der Variante für den lokalen Arbeitsmarkt ab. So werden sowohl die Auswirkungen auf die Beschäftigung als auch die Qualifikation der notwendigen Mitarbeiter bewertet.

2.2.3 Kriterium Klimaverträglichkeit

Für die ökologische Bewertung der Einzeltechnologien werden verschiedene Emissionen und der Primärenergieeinsatz als maßgeblich angesehen. Zudem wird auch die ökologische Schädigung mit untersucht (vgl. Tabelle 4). Diese ökologischen Aspekte werden im Hauptkriterium „Klimaverträglichkeit“ zusammengefasst.

Tabelle 4: Unterkriterien des Hauptkriteriums „Klimaverträglichkeit“

CO ₂ -Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> Für die Bestimmung der CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung existieren aktuell mehrere anerkannte Allokationsmethoden. Für die Bewertung der CO₂-Emissionen wird nach Sichtung der Hauptvarianten eine aus der vorliegenden Problemstellung abgeleitete Methode verwendet.
NO _x -Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> Die Ermittlung der NO_x-Emissionen erfolgt auf einer lokalen Betrachtung der Gesamtemissionen. Rückwirkungen aus der Stromerzeugung bei KWK-Anlagen wurden hier nicht bewertet.

Schall-Immissionen	<ul style="list-style-type: none"> Die Beurteilung der mit dem Betrieb verbundenen Betriebsgeräusche erfolgt nach der technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA-Lärm), in der auch Angaben über zulässige Immissionsgrenzwerte bei verschiedenen Raumnutzungen getroffen werden.
Feinstaub-Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> Feinstaub-Emissionen ergeben sich aus der verwendeten Technologie in Verbindung mit den geplanten Abgasreinigungssystemen.
Ökologische Schädigung (Flächennutzung und Belastung Infrastruktur)	<ul style="list-style-type: none"> Dieses Kriterium differenziert sowohl den Verbrauch von Flächen im städtischen Raum als auch eine ggf. vorhandene Belastung der Infrastruktur im Bau und Betrieb der technischen Anlagen.
Primärenergieeinsatz	<ul style="list-style-type: none"> Dieses Kriterium beschreibt den Einsatz von Primärenergie in Relation zur erzeugten Wärme.

2.2.4 Kriterium Versorgungssicherheit & Technik

Das Kriterium „Versorgungssicherheit & Technik“ bewertet die Risiken einer Technologie in Bezug auf Verfügbarkeit, Flexibilität, Komplexität, Störanfälligkeit und Revisionsbedarf. Als weiterer Aspekt sind Betriebserfahrungen und Technologie-Know-how der Fernwärme Hamburg sowie daraus resultierende Synergieeffekte zu berücksichtigen (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: Unterkriterien des Hauptkriteriums „Versorgungssicherheit & Technik“

Robustheit im Betrieb	<ul style="list-style-type: none"> Das Kriterium beschreibt die Ausgereiftheit der Technologie mit Bewertung der Anlagenverfügbarkeit und damit, wie technisch anfällig eine Technologie sich darstellt. So sind z. B. modulare Großmotoren eine klassische und damit robuste Technologie.
Flexibilität der Nutzung/ Freiheitsgrade	<ul style="list-style-type: none"> Das Kriterium erfasst, in welchem Maße sich eine technologische Lösung flexibel bezüglich kurzfristiger Veränderungen in der Nachfrage oder an den Märkten anpassen kann.
Verfügbarkeit der Technologie & Standort	<ul style="list-style-type: none"> Das Kriterium erfasst, in welchem Maße eine technologische Lösung am Markt schon bereitsteht bzw. die Anzahl der am Markt aktiven Anbieter und ob für eine technologische Lösung potenzielle Standorte im Stadtgebiet vorhanden sind.
Lokale Erfahrungen/ Know-how/ Komplexität der Technik	<ul style="list-style-type: none"> Das Kriterium erfasst, in welchem Maße die Mitarbeiter des zukünftigen Betreibers mit einer Technologie bereits vertraut sind oder ob hier ein weiterer Komplexitätsgrad beim Betrieb einer solchen Anlage zu meistern ist. So ist z. B. in der Regel die lokale Erfahrung des Bestandpersonals eines Großkraftwerkes eher gering bei dem Betrieb von dezentralen Anlagen.
Innovationsoffenheit und Systemoffenheit für dezentrale Lösungen	<ul style="list-style-type: none"> Das Kriterium beschreibt, in welchem Maße durch eine gewählte technologische Lösung eine weitere Entwicklung des Fernwärmenetzes unterstützt werden kann.

2.3 Gesamtbewertung und Gewichtung

Die politischen Akteure konnten ihre Vorschläge zur Gewichtung der Hauptkriterien im Prozess einfließen lassen. Die finale Gewichtung der Hauptkriterien wurde vom Gutachter in Abstimmung mit der BUE aus diesem Prozess abgeleitet. Hierbei wurden folgende Gewichtungen erarbeitet (vgl. Abbildung 3).

Kriterium	Wirtschaftlichkeit	Soziale Gerechtigkeit	Klimaverträglichkeit	Versorgungssicherheit & Technik
Gewichtung	35 %	20 %	25 %	20 %

Abbildung 3: Gewichtung der Kriterien

Hier wurde im Rahmen des politischen Abstimmungsprozesses eine Lösung erarbeitet, die sich deutlich von üblichen Gewichtungen in ähnlichen Projekten unterscheidet. Üblich ist eine Dominanz der Wirtschaftlichkeit, welche zu einer Gewichtung von 60 % und mehr für dieses Kriterium führt. Die Kriterien, die unter sozialer Gerechtigkeit zusammengefasst sind, werden in anderen Projekten typischerweise mit einer deutlich geringeren Prozentzahl bewertet.

2.4 Ergebnisse der Technische Handlungsalternativen

Die zu untersuchenden Handlungsalternativen für Wedel wurden gemäß der Anfrageunterlage übernommen, den politischen Akteuren in den Interviews ausführlich erläutert und von BET um typische Fernwärmelösungen aus anderen Projekten ergänzt. Diese Liste wurde den politischen Akteuren in den Interviews in einem ersten Schritt vorgestellt. Im zweiten Schritt konnten die Akteure ihre Positionen einfließen lassen und die aus ihrer Sicht wichtigsten Varianten benennen. Abbildung 4 fasst das Ergebnis zusammen. Ziel der Darstellung ist hierbei, eine Übersicht der in den Interviews genannten wichtigsten Varianten zu geben. Die Analyse des Interviewprozesses hat nicht zum Ausschluss einzelner vorgeschlagener technischer Varianten für eine potenzielle zentrale Lösung geführt. Es zeigte sich, dass in der Vielzahl der Interviews als eine mögliche Variante der Umsetzung eine Kombination aus zentralen und dezentralen Anlagen genannt wurde. Dabei reichten die in den Interviews genannten zentralen Lösungen vom GuD-Kraftwerk, modularen Großmotoren über die Ertüchtigung des Kraftwerks in Wedel bis hin zum Bau der Moorburgtrasse. In der Mehrheit der Interviews wurde hierbei das GuD-Kraftwerk als technische Variante genannt. Als mögliche Standort-Varianten wurden sowohl für das GuD-Kraftwerk als auch die modularen Großmotoren folgende Standorte angegeben: Wedel, Stellingen, Haferweg und weitere – im Rahmen des Gutachtenprozesses zu untersuchende – Standorte in Hamburg.

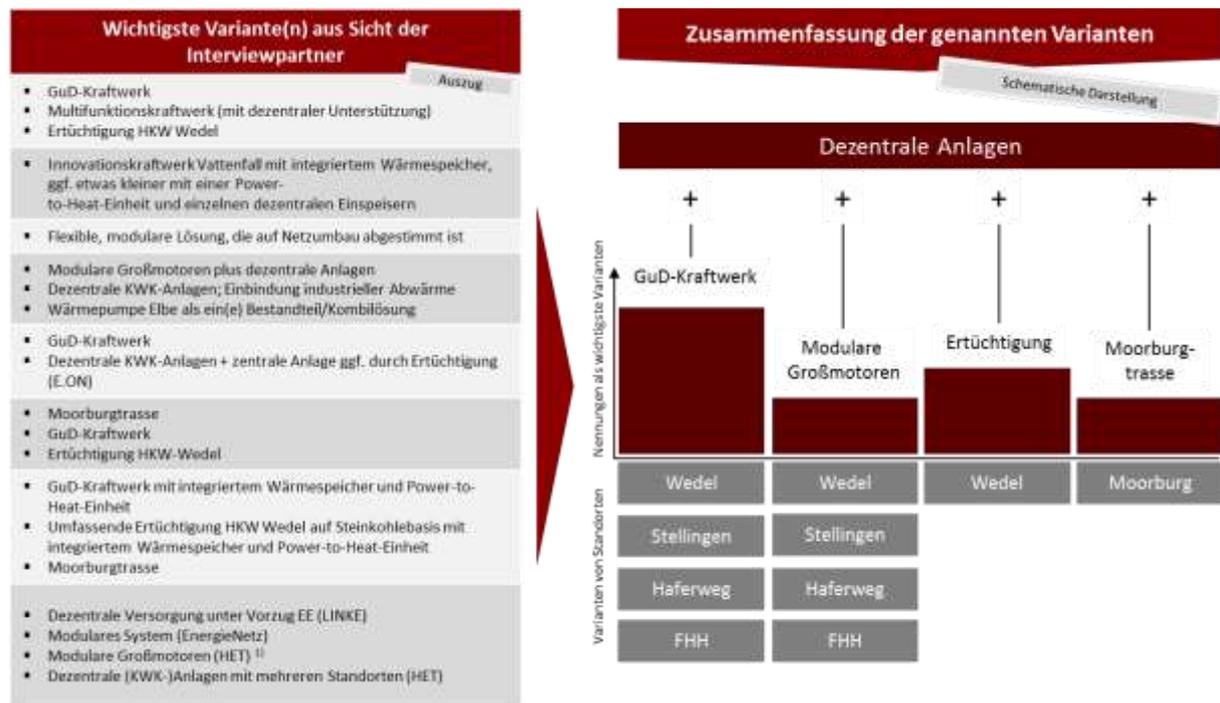


Abbildung 4: Wichtigste Variante(n) aus Sicht der Interviewpartner

2.5 Kernaussagen Kapitel 2

- Die Anforderungen der Interessengruppen sind sehr heterogen.
- Der Volksentscheid zur Übernahme der Energienetze durch die FHH ist ein wesentlicher Ausgangspunkt für das Gutachten.
- Der Text des Volksentscheides wird bei den in den gutachterlichen Prozess eingebundenen Interessengruppen unterschiedlich ausgelegt. Der Volksentscheid definiert das zukünftige Ziel einer Energieversorgung aus erneuerbaren Energien und gibt keine konkreten Vorgaben für eine Technologiebewertung sowie den Umsetzungsprozess.
- Im Rahmen eines politischen Prozesses wurden die Kriterien der Bewertung der technologischen Handlungsoptionen erarbeitet. Die im Prozess definierten Bewertungskriterien Wirtschaftlichkeit, soziale Gerechtigkeit, Klimaverträglichkeit sowie Versorgungssicherheit & Technik bilden ein Spannungsfeld.
- In diesem Spannungsfeld bewegen sich die Handlungsoptionen des politischen Entscheidungsprozesses.

3 Rahmenbedingungen für die Fernwärmeversorgung

3.1 Status quo der Fernwärmeversorgung

Der Ausgangszustand der Fernwärmeversorgung in der Freien Hansestadt Hamburg wird auf der Erzeugungsseite durch die beiden Kohlekraftwerke in Wedel und Tiefstack geprägt. Während das Kraftwerk in Wedel über eine ca. 20 km lange Fernwärmeleitung im Westen Hamburgs in das Netz einspeist, wird die Wärme aus dem Kraftwerk Tiefstack in den östlichen Netzteil eingespeist. Diese beiden Kraftwerke übernehmen im Status quo einen Anteil von rund zwei Dritteln an der Wärmeerzeugung von etwas weniger als 4 TWh/a. Der verbleibende Anteil an Wärme wird aus dem Müllheizkraftwerk Borsigstraße, aus dem Gas- und Dampfkraftwerk in Tiefstack sowie aus gasgefeuerten Heizwerken, die sich an verschiedenen Standorten befinden, bereitgestellt. Bei den Heizwerken ragt das Heizwerk Hafencity aufgrund seines Einspeisepunktes bezüglich der Erzeugungsmenge heraus.

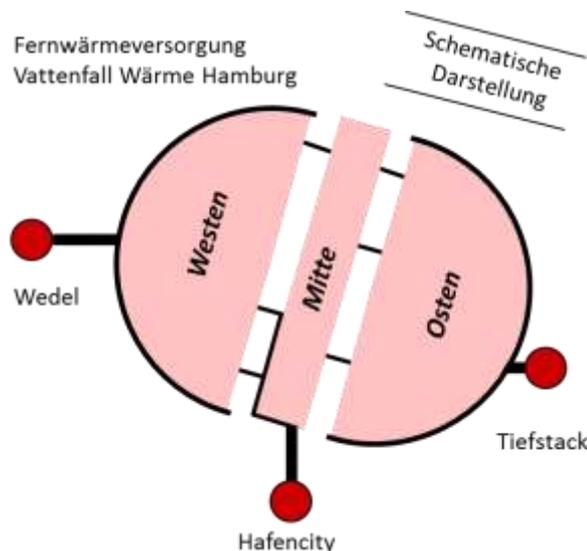


Abbildung 5: Grundstruktur der Fernwärmeversorgung

In Summe beträgt die Wärmeerzeugungskapazität im Status quo 1.760 MW und liegt damit deutlich oberhalb der Spitzenlast von 1.500 MW, die nur an einem extrem kalten Wintertag erwartet wird. Damit wird auch der Ausfall der größten Erzeugungseinheit (Wedel 2 mit 220 MW³) sicher beherrscht ((n-1)-Sicherheit). Im Jahr 2016 gehen die am Standort Hafeweg errichteten Gaskessel in Betrieb und erhöhen zunächst die Kapazität um 150 MW auf 1.910 MW. Bei einer Außerbetriebnahme des Kraftwerks Wedel (435 MW) würden – ohne weiteren Zubau von Anlagen – die Erzeugungskapazitäten mit 1.475 MW knapp unterhalb der angenommenen Spitzenlast liegen und das Erzeugungssystem wäre dann nicht mehr ausrei-

Standort	Primärenergie	Funktion im System	Maximale Kapazität
Spitzenlast (kalkulatorisch)			1.500 MW
Wedel 1	Kohlekessel	Grundlast	215 MW
Wedel 2	Kohlekessel	Grundlast	220 MW
Tiefstack 1	Kohlekessel	Grundlast	136 MW
Tiefstack 2	Kohlekessel	Grundlast	154 MW
Borsigstraße	Abfallwärme	Grundlast	105 MW
Tiefstack	Gas-GuD	Mittellast	140 MW
Hafencity	Gaskessel	Mittellast	340 MW
Tiefstack	Gaskessel	Spitzenlast	320 MW
Barmbek	Gaskessel	Spitzenlast	45 MW
Eppendorf	Gaskessel	Spitzenlast	45 MW
Karoline	E-Kessel	Spitzenlast	40 MW
Summe Bestandsanlagen			1.760 MW

Abbildung 6: Wärmeerzeugungskapazitäten im Status quo

³ Bei den Gaskesseln im Hafen und in Tiefstack handelt es sich jeweils um mehrere Anlagen, die jede für sich eine geringere Kapazität als Wedel 2 haben.

chend gegen Ausfälle gesichert.⁴ Diese Betrachtung zeigt, dass ein Wegfall des Kraftwerks Wedel durch zusätzliche Kapazitäten kompensiert werden muss. Zusätzlich ist zu beachten, dass Wedel überwiegend in der Grundlast betrieben wird, daher wird für den Ersatz – im Gegensatz zu Spitzenlastanlagen – eine Anlage mit günstigen variablen Erzeugungskosten benötigt. Im Rahmen des Gutachtens wurde nicht untersucht, wie sich eine Beseitigung von Netzrestriktionen auswirken würde. Hierzu wären detaillierte Netzinformationen sowie Informationen über Kosten und Auswirkungen von einzelnen Maßnahmen der Netzverstärkung erforderlich, die jedoch nicht vorlagen.

Zusammenfassend zur Ausgangslage lässt sich seitens des Gutachters feststellen, dass die energiewirtschaftlichen und ökologischen Vorteile von KWK-Anlagen als Bestandteil eines Fernwärmesystems genutzt werden können. Daher liegt es nahe, die KWK-Anlage Wedel durch eine neue KWK-Anlage oder andere Grundlastanlagen zu ersetzen.

3.2 Entwicklung des Wärmebedarfs

Zur Herleitung des Wärmeabsatzes der FHH wurden aus dem Leitszenario des BMU 2012 die Kennzahlen zum einwohnerbezogenen Wärmemarkt ohne industrielle Prozesswärme verwendet. Daraus ergibt sich für Hamburg ein Raumwärmebedarf von ca. 20 TWh in 2015 und ca. 15 TWh in 2035. Für den Gesamtwärmebedarf sieht BET gemäß dem Leitszenario auch entsprechend für Hamburg einen sinkenden Bedarf vor. VWH hat sowohl die historische Bedarfsentwicklung und eine Absatzprognose eingebracht. Eine konkrete Planung des Wärmebedarfes lag nicht vor. Der Fernwärmeabsatz im Netz von Vattenfall Wärme Hamburg von rund 3.350 GWh/a in 2012 lag in dieser Betrachtung bei einem Anteil von 16 bis 17 % des Hamburger Wärmemarktes und liegt damit nur gering über dem Mittelwert für Deutschland von ca. 14 %. Für städtisches Gebiet ist ein Fernwärmeanteil von 20 bis 40 % üblich. Auch unter Hinzuziehung der weiteren Fernwärmeversorger in Hamburg ergibt sich ein Ausbaupotenzial in den Versorgungsgebieten der Vattenfall Wärme Hamburg. Für die Entwicklung des Fernwärmebedarfes wurde daher eine moderate Steigerung angenommen. Diese Steigerung ergibt sich aus den seitens Vattenfall Wärme Hamburg geplanten Neuerschließungen und Verdichtungsmaßnahmen. Der Fernwärmebedarf im Netz der Vattenfall Wärme Hamburg wurde daher pro Jahr um 0,61 % erhöht. Diese Steigerung ergibt sich aus einer Rückrechnung des zwischen der Stadt Hamburg und Vattenfall vereinbarten Zielwertes für das Jahr 2025 und dessen Fortschreibung bis zum Ende des Betrachtungszeitraums. Es ist das erklärte Ziel der FHH, dass die Fernwärmeversorgung weiter verdichtet und ausgebaut werden soll.

⁴ Bei einem Ausfall des zweiten Blocks in Tiefstack würden nur noch 1.321 MW zur Verfügung stehen, so dass sich bezogen auf eine Spitzenlast von 1.500 MW eine Kapazitätslücke von 179 MW ergeben würde, die bei einem Anstieg der Spitzenlast noch wachsen würde.

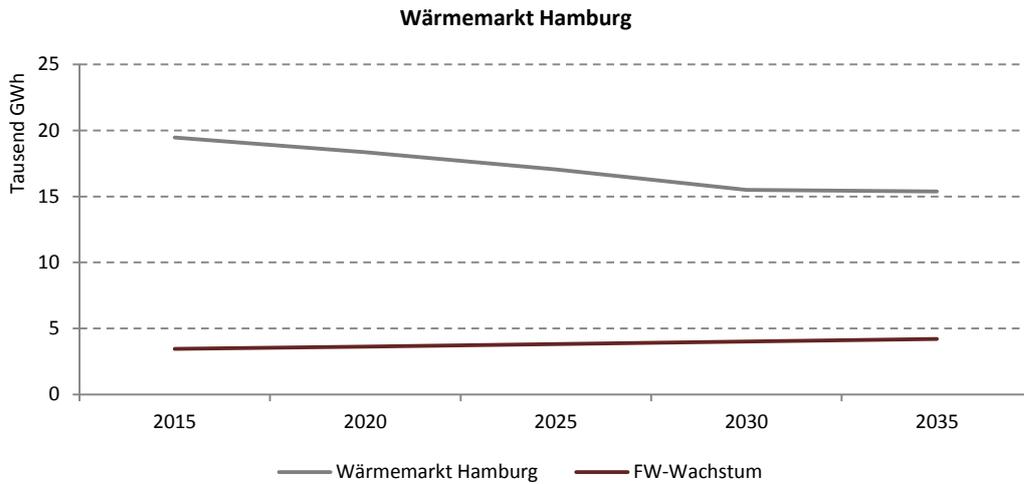


Abbildung 7: Wärmemarkt der Freien und Hansestadt Hamburg

Neben der Entwicklung der Jahresmengen wurde für den Wärmebedarf im Netz der VWH ein Lastprofil für die stündliche Verteilung des Wärmebedarfs verwendet, das auf einem synthetischen, repräsentativen Lastgang beruht. Dessen Struktur wurde im Modellzeitraum konstant gelassen. In der Jahresverteilung erkennt man, dass insbesondere in den Sommermonaten nur ein geringer Bedarf an Fernwärme besteht. Die Spreizung zwischen den Sommer- und Wintermonaten beträgt etwa 500 %.

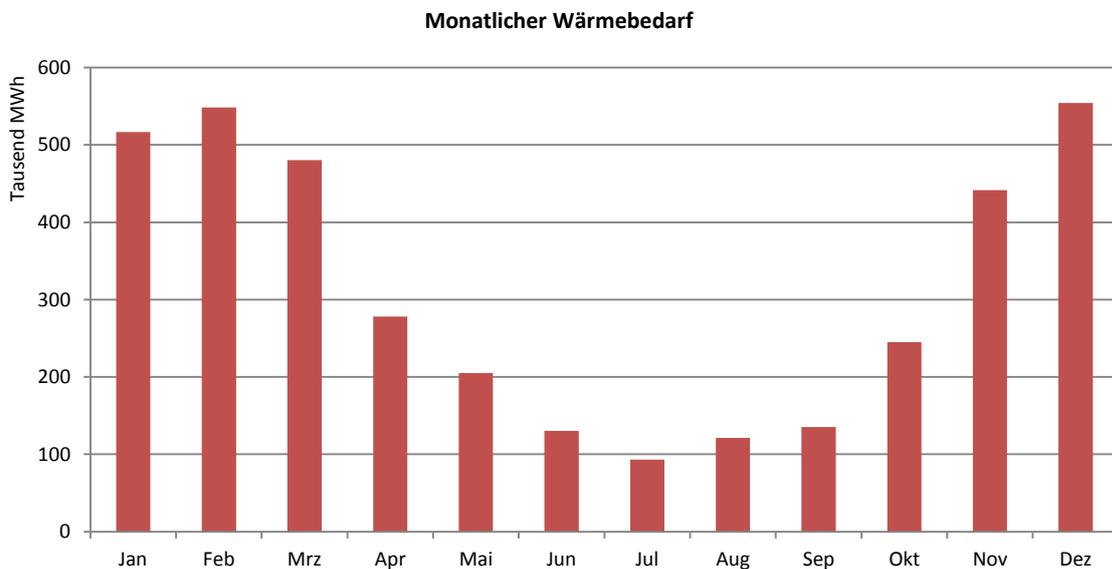


Abbildung 8: Monatlicher Wärmebedarf

3.3 Energiemarktszenarien

3.3.1 Grundlagen der Szenarien

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von unterschiedlichen Erzeugungsoptionen erfolgt über einen langfristigen Zeitraum. Im vorliegenden Fall handelt es sich konkret um die Auswirkungen auf die

Wärmeerzeugungskosten, die über einen Zeitraum bis 2040 ermittelt werden. Dazu bedarf es einer langfristigen Einschätzung der Preisentwicklung am Energiemarkt. Für die kurz- und mittelfristige Betrachtung können hierzu die Preisnotierungen der Terminmärkte für Brennstoffe, Emissionszertifikate und Strom herangezogen werden. Für langfristige Zeiträume hinter einem Zeitraum von drei bis fünf Jahren können solche Preisnotierungen nicht verwendet werden, da diese entweder aufgrund der geringen Liquidität der Märkte nicht belastbar sind oder die Produkte noch gar nicht gehandelt werden und somit keine Notierungen vorliegen. Für diese Zeiträume werden üblicherweise konsistente Energiemarktszenarien herangezogen, die mit einem Fundamentalmodell des europäischen Strommarktes generiert werden können. In ein solches Fundamentalmodell fließen eine Reihe von Annahmen beispielsweise zu den energiepolitischen Rahmenbedingungen (Ausbau der Erneuerbaren Energien, Entwicklung der Stromnachfrage, Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) etc.) oder auch zu den Preisentwicklungen für Brennstoffe und Emissionszertifikate ein. Das Fundamentalmodell liefert als Ergebnisse u. a. den zukünftigen Erzeugungsmix (Kapazitäten, Erzeugungsmengen) in den einzelnen Ländern und die erwarteten Strompreise am Großhandelsmarkt. Zusammen mit den Prämissen erhält man damit ein konsistentes Energiemarktszenario. Für die Bewertung der Erzeugungsoptionen sind hierbei insbesondere die Preise für Brennstoffe, Emissionszertifikate und Strom von Interesse.

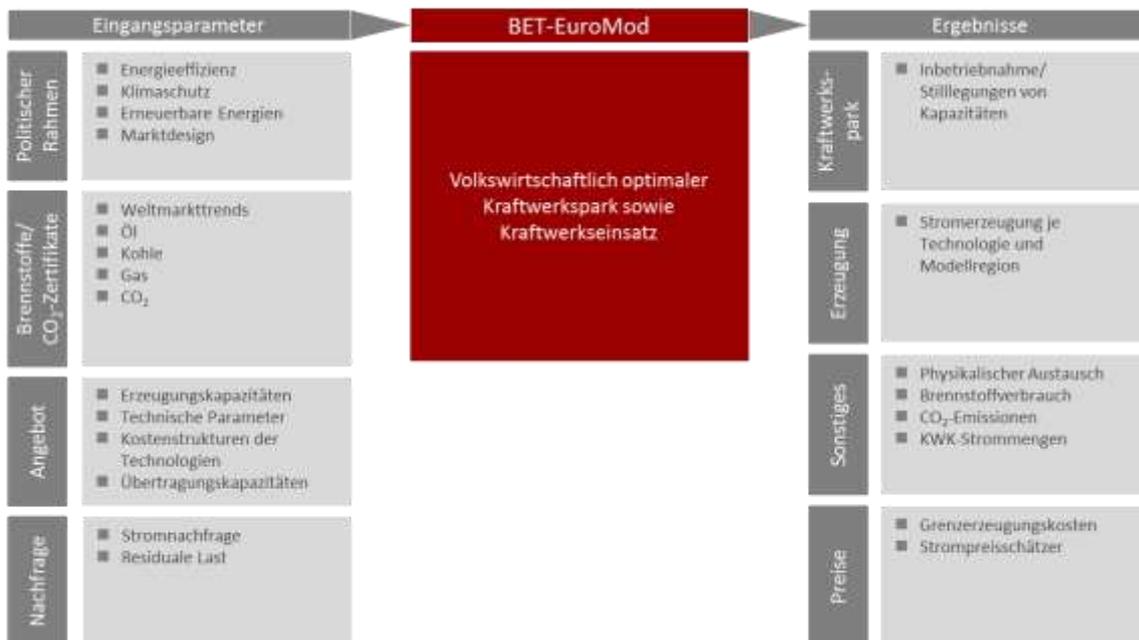


Abbildung 9: Eingangsparameter und Ergebnisse des fundamentalen Strommarktmodells

Da die Prämissen für ein Energiemarktszenario mit Unsicherheiten behaftet sind, werden für die Bewertung von Erzeugungsanlagen üblicherweise mehrere Szenarien herangezogen, die eine angemessene Bandbreite möglicher Entwicklungen abdecken und eine Aussage über die Robustheit der Investition liefern sollen. In diesem Fall werden ein Basisszenario und zwei Alternativszenarien herangezogen, die mit dem Fundamentalmodell der BET erstellt wurden.

Dabei spiegelt das Basisszenario die zum Zeitpunkt der Erstellung, zweites Quartal 2014, von BET als am wahrscheinlichsten angesehene Entwicklung des Energiemarktes wieder. Im Kern geht es von der Umsetzung der definierten politischen Zielsetzungen aus. In dem „grauen“ Szenario wird davon aus-

gegangen, dass Bemühungen der Bundesregierung hin zu Energiewende und Emissionssenkungen stark nachlassen. Somit wird hier der Anteil der Erneuerbaren Energien am Verbrauch geringer ausfallen, CO₂-Preise jedoch aufgrund der folglich steigenden Emissionen stark steigen. Das „grüne“ Szenario hingegen beschreibt einen Fall, in dem die Betonung auf Nachhaltigkeit liegt und es zu einem stärker steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien am Verbrauch als im Basisszenario und gesteigerter Effizienz kommt. Gleichzeitig bleiben die CO₂-Preise niedrig wegen der geringeren Emissionen. Durch eine Absenkung des Gaspreises wird die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken attraktiver gegenüber der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken, die mit höheren Emissionen verbunden ist. Konsistent zu diesen Energiemarktszenarien sind auch Annahmen hinsichtlich der Entwicklung des Fernwärmebedarfs erforderlich, wie sie in Kapitel 3.2 vorgestellt wurden.

3.3.2 Prämissen für das Basisszenario

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in Anlehnung an die Ausbauziele der Bundesregierung, die im Energiekonzept sowie im Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode definiert sind. Demnach bewegt sich der angenommene Ausbau der Erneuerbaren Energien auf dem Zielpfad und liegt in den Jahren 2025 sowie 2035 innerhalb des Zielkorridors von 40 bis 45 % bzw. 55 bis 60 %. Die Stromnachfrage (Gesamtstromverbrauch inklusive Netzverluste, aber ohne Verbrauch der Pumpspeicher) verläuft auf einem gleich bleibenden Niveau von 560 TWh/a. Dahinter steht die Annahme, dass sich einerseits Effizienzsteigerungen und andererseits eine Zunahme des Bedarfs durch eine höhere Anzahl von elektrischen Geräten (z. B. Klimageräte, Wärmepumpen etc.) die Waage halten. Bei den Prämissen für die Preisentwicklung von Brennstoffen und CO₂ werden bis 2017 Terminmarktpreise berücksichtigt (Stichtag 28.03.2014), ab 2025 Prognosedaten in Anlehnung an die Brennstoffpreisanahmen des World Energy Outlook 2013 (WEO 2013) der International Energy Agency (IEA). Die Werte für die Jahre 2018 bis 2024 werden durch Interpolation ermittelt. Die Entwicklung des Kraftwerksparks berücksichtigt die Inbetriebnahmen der wenigen in Bau befindlichen thermischen Kraftwerke sowie den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie. Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung schreitet weiter voran, wird jedoch das ursprüngliche Ausbauziel (25 % der Nettostromerzeugung bis 2020) nicht erreichen.

3.3.3 Abweichende Annahmen in den Alternativszenarien

In den beiden Alternativszenarien werden einige der Prämissen aus dem Basisszenario variiert. Dies betrifft den Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Entwicklung der Stromnachfrage sowie die Entwicklung des CO₂-Preises und des Gaspreises. Bei der Entwicklung der Stromnachfrage wird im grünen Szenario ein Rückgang angenommen, der einer 50%-Erreichung der Zielsetzung aus dem Energiekonzept gleichkommt, d. h. minus 5 % von 2008 bis 2020 (Zielsetzung: -10 %) und minus 12,5 % von 2008 bis 2050 (Zielsetzung: - 25 %). Im grauen Szenario steigt die Stromnachfrage hingegen leicht an. Für den Ausbau der Erneuerbaren Energien wird im Vergleich zum Basisszenario im grünen Szenario ein höherer Anteil angenommen, der oberhalb des Ausbaupfades der Bundesregierung liegt. Im grauen Szenario verhält es sich genau umgekehrt.

Tabelle 6: Anteil der Erneuerbaren Energie am Nettostromverbrauch⁵

Jahr	Basisszenario	Grünes Szenario	Graues Szenario
2015	28 %	29 %	28 %
2020	36 %	38 %	34 %
2025	44 %	47 %	40 %
2030	51 %	56 %	46 %
2035	58 %	65 %	51 %
2040	65 %	74 %	56 %

Die CO₂-Preise verharren in grünen Szenario aufgrund der geringen Emissionen auf dem niedrigen Niveau von 10 €/t. Dagegen steigen sie im grauen Szenario mit deutlich höheren Emissionen signifikant an und erreichen in 2040 ein Niveau von 70 €/t. Der Gaspreis wird nur im grünen Szenario variiert. Er sinkt bis zum Jahr 2025 auf ein Niveau, das für neue Gaskraftwerke zu geringfügig niedrigeren variablen Kosten führt als für neue Steinkohlekraftwerke (Fuel Switch Preis). Damit wird die Stromerzeugung aus neuen Gaskraftwerken wirtschaftlich attraktiver als die Erzeugung aus neuen Kohlekraftwerken, die mit höheren Emissionen verbunden ist.

3.3.4 Ergebnisse für die Szenarien

Wenngleich das Fundamentalmodell eine Reihe von Ergebnissen zur Beschreibung eines Energiemarktszenarios liefert, konzentriert sich die Betrachtung an dieser Stelle auf die Entwicklung der Strompreise.⁶ Aus den Strompreisen lässt sich der Spread ableiten, der eine Kenngröße für die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken darstellt. Dabei handelt es sich um die Differenz zwischen dem Strompreisen und den variablen Betriebskosten der Kraftwerke für Brennstoff, CO₂ und Einsatznebenkosten. Für Kohlekraftwerke wird der Spread als Clean Dark Spread bezeichnet und für Gaskraftwerke als Clean Spark Spread. Im Basisszenario zeigt sich zum Ende dieses Jahrzehntes ein deutlicher Anstieg der Strompreise, der sich nach 2025 bis zum Jahr 2040 deutlich abschwächt. In den beiden Alternativszenarien verlaufen die Strompreise auf höherem (graues Szenario) bzw. auf niedrigerem Niveau (grünes Szenario). Die Unterschiede ergeben sich primär durch die Annahmen zur Stromnachfrage und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, die im grünen Szenario zu einem geringeren und im grauen Szenario zu einem höheren Anteil an Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken führt. Dieser Anteil beeinflusst den Strompreis. Verstärkt wird diese Tendenz durch die unterschiedlich hohen CO₂-Preise und den niedrigen Gaspreis im grünen Szenario. Die Entwicklung der Spreads zeigt dagegen ein anderes Bild: Der Clean Spark Spread, der für Gaskraftwerke von Bedeutung ist, verläuft im relevanten Zeitraum bis 2040 in beiden Szenarien deutlich oberhalb des Spread im Basisszenario. Dabei liegt der Clean Spark Spread im grünen Szenario zwischen 2020 und 2030 oberhalb des grauen Szenarios und danach bis 2040 nur knapp darunter. Dies bedeutet, dass das grüne Szenario für Gaskraftwerke besser ist als die beiden anderen Szenarien. Umgekehrt verhält es sich für Kohlekraftwerke.

⁵ zzgl. Netzverlusten und Pumpstrom

⁶ Die Strompreise werden für die Produkte Base und Peak angegeben. Bei dem Base-Preis handelt es sich um den Mittelwert der stündlichen Strompreise eines Jahres. Für den Peak-Preis werden ausschließlich die Stunden zwischen 8 und 20 Uhr an Werktagen herangezogen.

ke: Hier verläuft der Clean Dark Spread im grünen Szenario deutlich unterhalb des Spread im Basisszenario. Im grauen Szenario stellt sich die Abweichung nach unten erst ab 2025 – dann mit deutlich steigender Tendenz – ein.

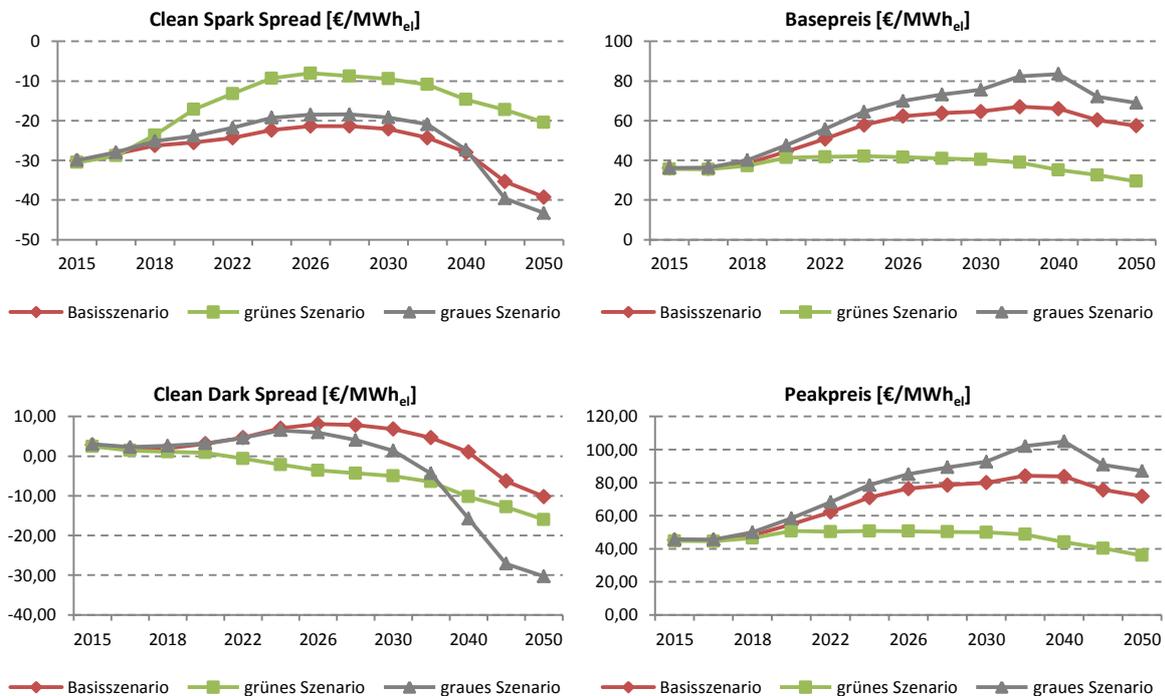


Abbildung 10: Verlauf der Strompreise und der Spreads in den Szenarien

Die politischen Rahmenbedingungen der Energieversorgung befinden sich in einem kontinuierlichen Umwälzungsprozess und führen bei langfristigen Investitionsentscheidungen zu hohen Risikopositionen. In Zusammenfassung der Energiemarktentwicklungen lassen sich folgende Risikofaktoren für die Bewertung einer Nachfolgelösung ableiten:

- **Ausbau der Erneuerbaren Energien:** Der Ausbaupfad ist in hohem Maße von der EEG-Förderung abhängig, die sich bereits jetzt schon auf Grund der hohen Transferbeiträge in der Diskussion befindet.
- **Entwicklung der Stromnachfrage:** Die Umsetzung der Effizienzsteigerungen durch geeignete Maßnahmen ist noch völlig offen und kann zu einer weiterhin steigenden Stromnachfrage führen.
- **Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK):** Die Neureglung KWK ist gerade in der Diskussion und die tatsächlichen Förderungen nach 2020 sind noch ungeklärt.
- **Preisentwicklungen für Brennstoffe:** Marktpreisen von Strom und Gas sind in höchstem Maße volatil und nicht vorhersehbar.
- **Preisentwicklung der Emissionszertifikate:** Die Emissionszertifikate zur Steuerung der Treibhausgasemissionen haben als Instrument nicht die politisch gewünschte Wirkung; eine Neuregelung des gesamten Systems auf europäischer Ebene ist in der Diskussion.

3.4 Kernaussagen Kapitel 3

- Der Wärmebedarf insgesamt entwickelt sich rückläufig. Der Fernwärmebedarf bleibt über die nächsten Jahre konstant bzw. wird weiterhin leicht steigen. Der weitere Ausbau der Fernwärme ist erklärtes Ziel. Im Hamburger Wärmemarkt bestehen Potenziale für Wachstum durch Ausbau und Verdichtung der Fernwärmeversorgung.
- Die Struktur der Fernwärmeversorgung und ihre historische Entwicklung sind technisch und wirtschaftlich nachvollziehbar und funktionsgerecht ausgelegt.
- Die aktuelle Fernwärmestruktur führt im Betrieb zu einem hohen Temperaturniveau in der Fernwärmeversorgung und erfordert einen hohen technologischen Aufwand.
- Das Fernwärmegesamtsystem unterliegt netzhydraulischen Einschränkungen. Das Netz schränkt die Einsatzfreiheit der Erzeugungsanlagen ein. Diese Rahmenbedingungen könnten sich durch einen Netzausbau verändern. Letzteres ist nicht Gegenstand des Gutachtens.
- Handlungsalternativen müssen deshalb in der heutigen Versorgungsstruktur im westlichen Teil Hamburgs Wärme einspeisen.
- Das verwendete Basisszenario spiegelt die zum Zeitpunkt der Erstellung, zweites Quartal 2014, von BET als am wahrscheinlichsten angesehene Entwicklung des Energiemarktes wider.
- Der langfristige Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in Anlehnung an die Ausbauziele der Bundesregierung.
- Die Stromnachfrage verläuft auf einem gleich bleibenden Niveau.
- Bei der Preisentwicklung von Brennstoffen und CO₂ werden ab 2025 Prognosedaten in Anlehnung an die Brennstoffpreisannahmen des World Energy Outlook 2013 (WEO 2013) der International Energy Agency (IEA) verwendet.
- Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung schreitet weiter voran.
- In den beiden Alternativszenarien werden die Prämissen aus dem Basisszenario variiert, um die Bandbreite der möglichen Entwicklungen abzubilden.

4 CO₂-Emissionen

4.1 Umweltaspekte der Energieerzeugung

Das Bestandskraftwerk Wedel als Kohlekraftwerk setzt im Betrieb rund 1.200 tsd. Tonnen CO₂ im Jahr absolut frei. Jede Gaslösung wird absolut zu erheblichen Einsparungen führen. So wird eine vergleichbare Gas- und Dampfturbine (GuD) lediglich rund 470 tsd. Tonnen CO₂ emittieren. Jede Einbindung von erneuerbaren Energien ersetzt Primärenergie und ist daher ein wesentlicher Beitrag zum Ressourcenschutz. Jedes Allokationsverfahren ändert nichts an der tatsächlichen Umweltbelastung einer Anlage; lediglich die Aufteilung und Belastung der Fernwärme wird dadurch verändert. Trotzdem ist ein einheitliches Verfahren für den Technologievergleich notwendig. Daher wurden zunächst alle üblichen Verfahren bezüglich der Anwendung auf die zu untersuchenden Technologien geprüft. Anschließend wird das präferierte Verfahren des Gutachters erläutert.

4.2 Grundlagen der Allokationsverfahren

Bei der Bewertung der CO₂-Effekte von Technologien für die Integration in eine bestehende Fernwärmeversorgung gibt es keine für alle denkbaren Anwendungsfälle zutreffende Bewertungsmethode. Eine für die Problemstellung des VWH-Netzes zugeschnittene Bewertungsmethode ist daher aus der Analyse der konkreten Situation im VWH-Netz und seiner tatsächlichen Kopplung an das deutsche bzw. europäische Stromsystem abzuleiten. Bei der Betrachtung von Allokationsverfahren für die konkrete Fragestellung im Gutachten sind demgemäß drei Herausforderungen zu berücksichtigen.

Die erste Herausforderung in der CO₂-Allokation besteht in der Struktur des „Produktionsprozesses“ in KWK-Anlagen. In einem gekoppelten Prozess wird aus einem einheitlichen Brennstoff sowohl Wärme als auch Strom erzeugt. Daher müssen die durch den Brennstoff hervorgerufenen CO₂-Emissionen auf die Wärme und den Strom verteilt werden. Für dieses Problem gab und gibt es auch heute noch keine allumfassende richtige Methode. Es bedarf daher eines Rechenmodells bzw. eines Rechenverfahrens, um diese Zuordnung herzustellen.

Die zweite Herausforderung besteht darin, dass durch die Stromkomponente in einer KWK-Anlage eine Rückkopplung auf die Strommärkte in Deutschland und Europa besteht. Strom ist im Gegensatz zu Fernwärme kein „lokales“ Gut und wird im europäischen Verbundnetz gemeinsam genutzt. So können KWK-Anlagen zusätzlich zu einer Verdrängung von Strom im Kraftwerkspark Deutschland bzw. Europa beitragen. Dort wird von den konventionellen Kraftwerken weniger CO₂ produziert und diese CO₂-Einsparung kann der KWK-Anlage gutgeschrieben werden.

Die dritte Herausforderung für die Bewertung von CO₂-Emissionen in der Hamburger Fernwärmeversorgung besteht in der Struktur mit bestehenden KWK-Anlagen in einer historisch gewachsenen Versorgungsstruktur. Durch die Einspeisung von neuer Fernwärme werden unter Umständen bestehende lokale KWK-Anlagen zurückgefahren, was zu einer Reduktion der parallel erzeugten Strommengen führt. Durch die Rückkopplung in das Stromverbundsystem wird an anderer Stelle ein konventionelles Kraftwerk verstärkt eingesetzt und eine zusätzliche CO₂-Belastung außerhalb von Hamburg induziert. Dieser Effekt führt zu einer zusätzlichen CO₂-Belastung der neuen Anlage.

Die wesentlichen Stoffströme in einer lokalen Fernwärmeerzeugungsanlage, in einem Fernwärmeversorgungssystem und die Rückkopplungen in das Stromsystem bei KWK-Anlagen erläutert folgende Übersicht:

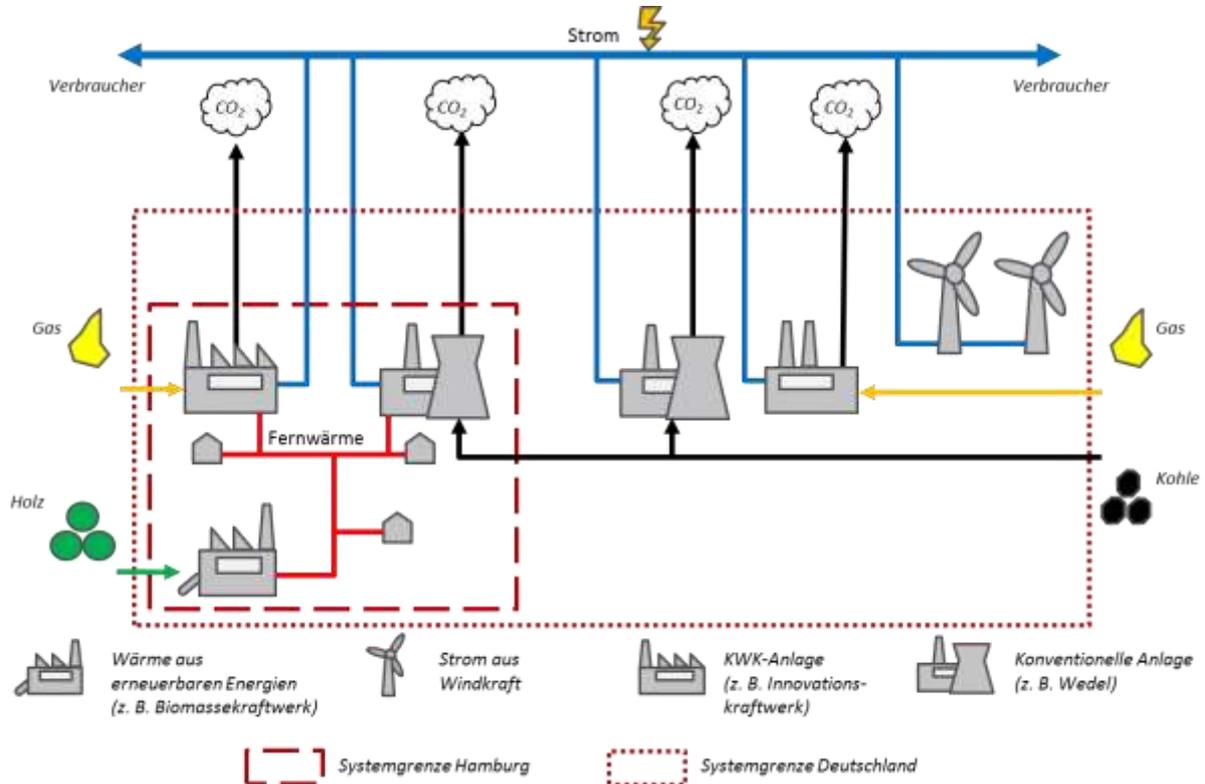


Abbildung 11: Stoffströme und Strukturen

Die im Folgenden dargestellten üblichen Methoden unterscheiden sich im Wesentlichen in der betrachteten Systemgrenze und in welchem Maße dieser Rückkopplungseffekt bewertet wird.

4.3 Allokationsverfahren im Überblick

Die dargestellten Herausforderungen führen in der Praxis zu verschiedenen grundlegenden Herangehensweisen. Im Rahmen des Gutachtens werden sowohl drei bekannten Verfahren als auch eine von BET präferierte modifizierte Methode verwendet. Auf die Behandlung von weiteren Methoden soll an dieser Stelle verzichtet werden. Die in der Praxis üblicherweise angewendeten Methoden der CO₂-Allokation für KWK-Anlagen sind:

- Die Finnische Methode
- Die Dresdner bzw. Carnot-Methode
- Die Stromgutschrift-Methode

Die obigen Methoden sollen im Folgenden erläutert werden. Zusätzlich wird die von BET präferierte „systemische Methode“ in ihren Grundlagen erläutert.

4.3.1 Finnische Methode

Die Finnische Methode ist auf der Berechnung der Primärenergieeinsparung der EU-Richtlinie KWK von 2004⁷ begründet. Dazu erfolgte eine fiktive Abtrennung der Wärmeproduktion. Bei Entnahme-Kondensations-Anlagen ist für den elektrischen und thermischen Wirkungsgrad eine Abgrenzung der KWK-Scheibe erforderlich. Die Abgrenzung erfolgt üblicherweise nach dem AGFW-Arbeitsblatt⁸. Die Berechnungen für KWK-Anlagen beruhen auf einem Vergleich mit fiktiven entkoppelten Strom- und Wärmeerzeugungen mit Anlagen des gleichen Brennstoffes wie die KWK-Anlage.

$$KWK - \text{Brennstoff} = \frac{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th, Ref}}}{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th, Ref}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{el, Ref}}}$$

mit:

- η_{th} Nutzungsgrad der KWK-Wärmeerzeugung
- $\eta_{th, Ref}$ Referenznutzungsgrad der ungekoppelten Wärmeerzeugung
- η_{el} Nutzungsgrad der KWK-Stromerzeugung
- $\eta_{el, Ref}$ Referenznutzungsgrad der ungekoppelten Stromerzeugung

Die Referenzwerte sind in einer eigenen Entscheidung der Kommission vom 21.12.2006 in Abhängigkeit vom Baujahr der KWK-Anlage 1996 bis 2011 festgelegt. Diese Entscheidung wurde mit dem Durchführungsbeschluss der Kommission vom 19.12.2011 aktualisiert, wobei die alten 2011er Werte bis 2015 fortgeschrieben wurden.

Die Finnische Methode weist eine lokale Systemgrenze mit ausschließlicher Sicht auf das einzelne Kraftwerk auf. Die Finnische Methode eignet sich als ein einfaches „Kochrezept“ für die Berechnung von singulären Anlagen. Daher wird dieses Verfahren insbesondere bei statistischen Erhebungen verwendet. Insbesondere durch die Verwendung von Referenzwerten werden lokale und tatsächliche Effekte der Fernwärmeerzeugung nicht berücksichtigt. Rückwirkungen auf das Stromsystem Deutschland bzw. Europa bleiben unberücksichtigt.

4.3.2 Carnot/Dresdner Methode

Die Carnot-Methode und die Dresdner Methode führen zu vergleichbaren Ergebnissen. Die Carnot-Methode ist eine Weiterentwicklung der Dresdner Methode. Methodisch erfolgt in beiden Ansätzen die Zuweisung der CO₂-Belastung anhand der Reduzierung der Stromerzeugung infolge der Fernwärmeauskopplung.

Die Dresdner Methode ist eine Stromäquivalenzmethode, die die KWK-Wärme als ihren Stromverlust (DP) darstellt. Der der KWK-Wärme zuzuordnende Brennstoffanteil ergibt sich dann aus dem Ver-

⁷ Richtlinie 2004 / 8 / EG

⁸ AGFW-Arbeitsblatt FW 308, Zertifizierung von KWK-Anlagen, Juli 2011

hältnis des Stromverlustes zur Kondensationsstromerzeugung, die die Summe aus Stromverlust und Stromerzeugung (P) ist.

$$KWK - \text{Brennstoff} = \frac{DP}{P + DP}$$

mit:

- KWK-Brennstoff Anteil des der Wärme zuzuordnenden Brennstoffs
- DP Stromverlust der Wärmeauskopplung
- P Stromerzeugung mit Wärmeauskopplung

Die Stromverlustkennzahl ist die typische technische Charakteristik einer Entnahme-Kondensationsanlage, für die die Dresdner Methode auch nur gilt, da Gegendruck- und Motoren-Anlagen keine Stromverlustkennzahl aufweisen. Der Stromverlust ist als energiewirtschaftlich sachgerechte Charakterisierung der KWK-Wärme anzusehen, da er umso größer ist, je höher die Temperatur der Wärme und damit ihr physikalischer Wert ist.

Die Carnot-Methode ähnelt der Dresdner Methode, sie verwendet jedoch statt des Stromverlustes das Stromerzeugungspotenzial, das theoretisch aus der KWK-Wärme zum Beispiel mit einer ORC-Anlage⁹ erzeugt werden könnte. Das Stromerzeugungspotenzial (PP) ergibt sich aus dem Produkt der Wärmemenge (Q), des Carnot-Wirkungsgrades, mit T_0 als Umgebungstemperatur und T_1 als der Prozesstemperatur der Wärme, und eines Gütegrades (G).

$$PP = Q * \left(1 - \frac{T_0}{T_1}\right) * G$$

mit:

- PP Stromerzeugungspotenzial der ausgekoppelten Wärme
- Q Ausgekoppelte Wärme
- T_0 Umgebungstemperatur
- T_1 Prozesstemperatur (Temperatur der ausgekoppelten Wärme)
- G Gütegrad (in der Regel 0,9)

Bei beiden Methoden ergeben sich stets positive Emissionen der KWK-Wärme. Beide Methoden fokussieren auf eine lokale und ausschließliche Sicht auf das spezifische Kraftwerk. Die Nachteile von Referenzwerten fiktiver Kraftwerke werden damit vermieden. Bezüglich der lokalen Betrachtung haben diese Methoden die gleichen Nachteile wie die Finnische Methode.

⁹ Organic Rancine Cycle

4.3.3 Stromgutschrift-Methode

Bei der Stromgutschrift-Methode werden der lokalen Emission aus dem Brennstoff der KWK-Anlage die vermiedenen Emissionen für eine durch die Stromerzeugung der lokalen Anlage verdrängte überregionale Stromerzeugung gutgeschrieben.

$$CO_{2,Wärme} = CO_{2,KWK-Anlage} - CO_{2,Verdrängungskraftwerk}$$

mit:

- $CO_{2,Wärme}$ CO_2 -Emission der KWK-Wärme
- $CO_{2,KWK-Anlage}$ CO_2 -Emission der KWK-Anlage für Wärme und Strom
- $CO_{2,Verdrängungskraftwerk}$ CO_2 -Emission des stromseitig verdrängten Kraftwerks

In der Praxis wird fälschlicherweise oft der Strommix Deutschland zur Bestimmung der Emissionen des verdrängten Kraftwerks verwendet. Da Atomkraft und Erneuerbare Stromerzeugung sicher nicht von einer KWK-Anlage verdrängt werden, ist der Strommix Deutschland ohne Atomkraft und ohne Erneuerbare eine gute Näherung für den KWK-Verdrängungsmix.

Diese Methode ist nicht bei allen Kraftwerkstypen unmittelbar anwendbar. Bei Entnahme-Kondensations-Anlagen ist in einer Vorbetrachtung eine fiktive Abgrenzung der KWK-Scheibe erforderlich, da nur der KWK-Brennstoff und der KWK-Strom in die Rechnung eingehen dürfen. Bei der Stromgutschrift-Methode können sich darüber hinaus rechnerisch negative Emissionen der KWK-Wärme ergeben, da die überregionale Emissionsentlastung mit bewertet wird. Hocheffiziente Kraftwerke können daher in der Bewertung der Rückkopplungseffekte trotz der eigenen lokalen Emissionen zu einer überregionalen Reduktion von CO_2 führen. Neue hocheffiziente Anlagen erhalten für die ausgekoppelten Strommengen hohe „Gutschriften“.

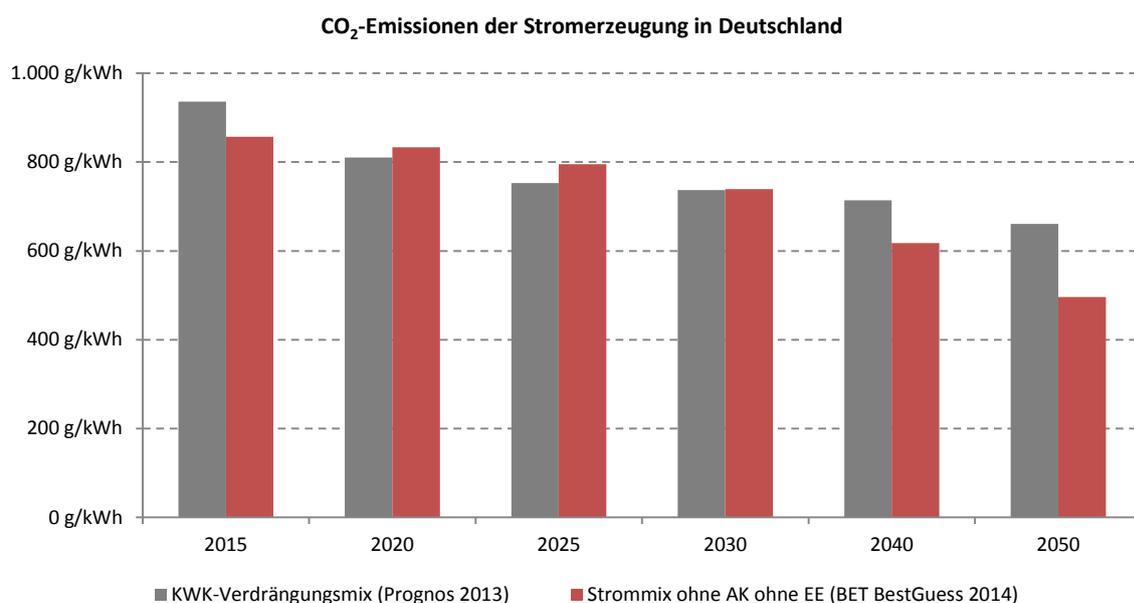


Abbildung 12: KWK-Verdrängungsmix

4.3.4 Systemische Methode BET

Im Rahmen dieses Gutachtens werden verschiedenste Technologien mit einander verglichen. Dieses Nebeneinanderstellen von sowohl konventionellen Technologien als auch Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien im Kontext der Auswirkungen in einem Gesamtsystem zur Fernwärmeerzeugung lässt sich mit keiner der üblichen Methoden erfassen. Aus Sicht der BET sind die lokalen Methoden (Dresdner, Carnot und Finnische) wegen ihrer Systemgrenze nicht geeignet, die tatsächlichen Klimaauswirkungen von neuen Anlagen in bestehenden KWK-Systemen zu bestimmen. Lediglich die Stromgutschrift-Methode ist im Prinzip geeignet. Auf Grund der technologischen Einschränkungen dieser Methode und der Notwendigkeit einer aus BET-Sicht problematischen fiktiven Abgrenzung der KWK-Scheibe bei Entnahme-Kond.-Anlagen hat sich BET entschlossen, für die Hamburger Situation eine Modifikation dieses Gutschriftverfahrens durchzuführen.

Die geschilderte Aufteilungsproblematik ist nicht nur bei der CO₂-Allokation ein bekanntes Problem. Noch vor der Erstellung von CO₂-Bilanzen wurde in der betriebswirtschaftlichen Historie das Allokationsproblem vor allem mit Wirtschaftsprüfern und Aufsichtsbehörden umfassend diskutiert. Für die Ermittlung der Kosten als Basis der Fernwärmepreise ergab sich die Notwendigkeit, die Brennstoffkosten auf die beiden Endprodukte zu verteilen. Auch in diesem Kontext wurden üblicherweise die verschiedenen technischen Verfahren herangezogen. In der Praxis hat sich für die Kostenallokation im Rahmen der Jahresabschlusserstellung ein einfaches und transparentes Verfahren herausgebildet.

In dem Verfahren der Wärmerestkostenzuordnung werden nicht die Technologien, sondern ausschließlich die Stoffströme des Kraftwerks betrachtet. Dabei werden zunächst alle Kosten der Anlage ermittelt. Für die Strommengen wird eine Vermarktung unterstellt, welche dann als Markterlöse zur Verringerung der Gesamtkosten beitragen. Alle verbleibenden Kosten werden dann dem Produkt Wärme zugewiesen. Diese Grundlogik wurde von BET für die CO₂-Allokation verwendet und wird im Folgenden als systemische Methode bezeichnet.

Die systemische Methode von BET besteht aus der Erweiterung der Stromgutschrift-Methode auf die Stoffströme des gesamte Erzeugungssystems, unabhängig von den verwendeten Technologien im Einzelnen. Im ersten Schritt werden zunächst alle CO₂-Emissionen der Wärmeproduktion zugewiesen. Die Strommengen werden bezüglich der CO₂-Emissionen mit den CO₂-Werten des Kraftwerksparks Deutschland (wie bei der Stromgutschrift-Methode erläutert) entlastet und reduzieren die CO₂-Zuweisung auf die Wärme. Der Vorteil dieser Methode ist es, dass sie für alle Kraftwerkstypen und alle Brennstoffarten verwendet werden kann. Insbesondere lassen sich mit dieser Methode auch Kombinationen von Kraftwerken und Technologien ganzheitlich bewerten. Die systemische Methode bildet alle Stoff- und Energieströme inkl. der Rückwirkungen auf das deutsche bzw. europäische Stromsystem ab. In Abbildung 13 sind die nach dieser Methode resultierenden Strom- und Wärmebezogenen CO₂-Emissionen für übliche Kraftwerkstypen sowohl für das Jahr 2015 als auch für das Jahr 2050 dargestellt. Die negativen Emissionen ergeben bei hocheffizienten Anlagen aus den gleichen Gründen, die bereits bei der Stromgutschrift-Methode erläutert wurden. Neue hocheffiziente Anlagen erhalten für die ausgekoppelten Strommengen hohe „Gutschriften“. In der zeitlichen Abfolge verringern sich diese Gutschriften durch den unterstellten Umbau des Kraftwerksparks Deutschland bzw. Europa hin zu mehr Erzeugung aus erneuerbaren Energien.

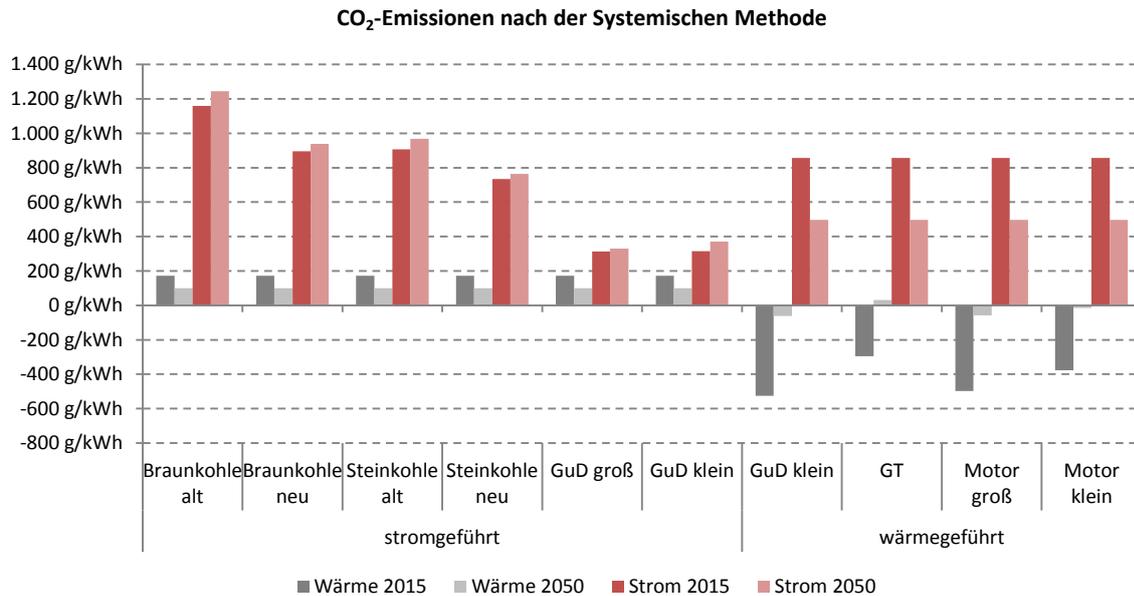


Abbildung 13: CO₂-Emissionen nach der Systemischen Methode

Diese Systemwirkungen können bei der Erweiterung eines bestehenden Versorgungssystems mit KWK-Anlagen zu komplexen Effekten führen. Bringt man z. B. eine reine Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien (ohne gekoppelte Stromerzeugung) in das System ein, verdrängt dieses zunächst eine bestehende konventionelle KWK-Wärmeerzeugung. Dadurch sinkt der Brennstoffeinsatz im Gesamtsystem. Es wird lokal weniger CO₂ ausgestoßen. Gleichzeitig verringert sich aber auch die erzeugte Strommenge und damit fällt die CO₂-Stromgutschrift geringer aus. Im Stromsystem Deutschland bzw. Europa übernimmt ein anderes Kraftwerk die Stromerzeugung. Der rechnerisch ermittelte lokale CO₂-Ausstoß wird dadurch überregional wieder belastet. Sollte durch solch ein Kraftwerk aus erneuerbaren Energien ein hocheffizientes neues Kraftwerk im Fernwärmesystem verdrängt werden, kann sich unter Umständen sogar die CO₂-Belastung durch die Rückkopplungseffekte aus dem Stromsystem erhöhen.

4.4 CO₂-Bewertung im Gutachten

Im Rahmen des Gutachtens werden diese verschiedenen Methoden nebeneinander gestellt. Für die Bewertung der Technologien wird die von BET präferierte systemische Methode verwendet. Eine Zusammenfassung der wesentlichen Methoden zeigt die folgende Abbildung:

Finnische Methode	Carnot/Dresdner Methode
<ul style="list-style-type: none">■ Abtrennung der Wärmeerzeugung und Vernachlässigung der Effekte des Strommarktes■ Bewertung der CO₂-Belastung mit einer fiktiven, entkoppelten Strom- und Wärmeerzeugung	<ul style="list-style-type: none">■ Zuweisung der CO₂-Belastung anhand der Reduzierung der Stromerzeugung infolge der Fernwärmeauskopplung
Stromgutschrift-Methode	Systemische Methode
<ul style="list-style-type: none">■ Abtrennung der Wärmeerzeugung und der damit gekoppelten Stromerzeugung■ Bewertung der im Gesamtsystem Deutschland durch den KWK-Strom „eingesparten“ Strommengen als Gutschrift	<ul style="list-style-type: none">■ Betrachtung des Gesamtsystems■ Bewertung aller durch die Einsatzstoffe tatsächlich erzeugten CO₂-Mengen■ Bewertung der im Gesamtsystem Deutschland durch den Strom „eingesparten“ Strommengen

Abbildung 14: Übersicht der Allokationsmethoden

4.5 Kernaussagen Kapitel 4

- Konventionelle Kraftwerke verursachen in ihrem Betrieb – unabhängig von der Allokationsmethode – eine eindeutig quantifizierbare Menge CO₂-Emissionen.
- Bei KWK-Anlagen ist die Zuordnung der Emissionen zu Strom und Wärme nicht eindeutig definiert.
- Die üblichen Methoden arbeiten mit unterschiedlichen Ansätzen bzw. Parametern, reflektieren unterschiedliche Sichten (lokale Anlagensicht, überregionale Systemsicht) und unterscheiden sich in der Handhabung. Die verschiedenen Methoden der Bewertung unterscheiden sich zusätzlich in ihren typischen Anwendungsfällen.
- Die Situation in Hamburg zeigt, dass die lokalen und überregionalen Strukturen gekoppelt sind. Die erzeugten Strommengen wirken auf die europäischen Systeme der Stromerzeugung ein.
- Im Rahmen des Gutachtens werden diese verschiedenen Methoden nebeneinander gestellt.
- Aus Sicht der Gutachter ist für die vorliegende Aufgabenstellung eine Bewertungsmethode mit der Systemgrenze des Fernwärmesystems Hamburg und seiner Kopplung mit dem überregionalen Strommarkt zu verwenden.

5 Bewertungsmodell

5.1 Modellgrundlagen

Die Fernwärmeversorgung der VWH stellt ein hochkomplexes technisches und ökonomisches System dar. Die Auswirkungen, die sich durch den Ersatz bzw. Austausch einzelner Komponenten dieses Systems ergeben, lassen sich nur schwer abschätzen. In solch einem Fall können Modelle als Entscheidungsunterstützung dienen, da sie es ermöglichen, komplexe Zusammenhänge abzubilden und in der Lage sind, quantitative Ergebnisse zu liefern.

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Klimaverträglichkeit der verschiedenen technischen Varianten wurde das Modell BET-SysMod genutzt. BET-SysMod ist ein flexibles Werkzeug zur Abbildung, Optimierung und Analyse komplexer Energiesysteme. Der zu Grunde liegende Modellcode ist als gemischt-ganzzahliges lineares Programm formuliert. Die Nutzung von BET-SysMod ist einer sonst üblichen Kraftwerkseinsatzoptimierung einzelner Anlagen deutlich überlegen, da es die Interaktionen und Interdependenzen aller im System vorhandenen Elemente berücksichtigt. Gegenüber einfachen Simulationsmodellen, die in der Regel nur Kausalzusammenhänge innerhalb eines Systems beschreiben können, bietet ein Optimierungsmodell die Möglichkeit, für ein System in Hinblick auf ein zuvor definiertes Ziel den bestmöglichen Einsatz zu bestimmen.

Für die Untersuchung des Hamburger Fernwärmesystems wurde eine Kostenminimierung unter der Nebenbedingung eines vorgegebenen, zu deckenden Wärmebedarfes durchgeführt. Das Modell beantwortet also die Frage, welcher Einsatz der vorhandenen Wärmeerzeuger zu den geringsten Wärmeversorgungskosten führt. Als zeitliche Auflösung wurde eine stundenscharfe Analyse der Einsatzoptimierung gewählt, d. h., es wird simultan für alle Stunden eines Jahres der kostenminimale Einsatz aller Erzeugungsanlagen, Speicher und Transportkapazitäten bestimmt, um die Wärmenachfrage der jeweiligen Stunde zu decken.

5.2 Modellierung des Hamburger Fernwärmesystems

Im ersten Schritt werden alle Bestandsanlagen, d. h. die derzeit vorhandenen Wärme-Erzeugungskapazitäten, und alle zu prüfenden Versorgungsalternativen im Modell abgebildet. Hierzu sind die in Tabelle 7 beschriebenen technischen und wirtschaftlichen Parameter für jede einzelne Anlage hinterlegt worden. Zusätzlich wurden auch alle relevanten Preisinformationen, beispielsweise für die benötigten Brennstoffe, auf Basis der in Kapitel 3.3 beschriebenen Energiemarktszenarien eingegeben.

Tabelle 7: Modellparameter

Parameter	Fragestellung
Brennstoffart	Welcher Brennstoff wird in der Anlage genutzt? (z. B. Kohle, Gas oder Biomasse)
Wirkungsgrad	Wie viel Wärme und evtl. Strom werden aus einer Einheit Brennstoff erzeugt?
Kapazität	Wie viel Wärme und evtl. Strom kann ich maximal in der Anlage erzeugen?
Minimalkapazität	Wie viel Wärme und evtl. Strom erzeugt die Anlage im Minimalbetrieb?
Startkosten	Wie teuer ist es, die Anlage zu starten? (z. B. Kosten für Startbrennstoff oder Verschleiß)
Betriebskosten	Wie teuer ist der Betrieb der Anlage pro Stunde oder pro Einheit Wärme? (z. B. Wartung)
Nichtverfügbarkeit	Wie viele Stunden im Jahr ist die Anlage nicht nutzbar? (z. B. Wartungsarbeiten oder Defekte)
Speichervolumen	Wie viel Wärme kann ein Wärmespeicher maximal speichern?
Ausspeicherkapazität	Wie viel Wärme kann pro Stunde dem Wärmespeicher entnommen werden?
Einpeicherkapazität	Wie viel Wärme kann pro Stunde in den Wärmespeicher eingespeist werden?
Mindestbetrieb	Wie lange muss eine Anlage aus technischen Gründen am Stück laufen?
Mindeststillstand	Wie lange muss eine Anlage aus technischen Gründen aus sein, bevor sie neu gestartet wird?
Lebensdauer	Wie lang ist die technische bzw. wirtschaftliche Lebensdauer einer Anlage?
Brennstoffpreise	Wieviel kostet eine Einheit der verbrauchten Brennstoffart? (z. B. Gaspreis)
CO ₂ -Preis	Wieviel kosten die Zertifikate für die Emission von einer Tonne CO ₂ ?
Brennstoffsteuern	Wie hoch sind die Steuern für den Kauf/Verbrauch des Brennstoffs?
Strompreise	Wieviel Geld erhalte ich für den Verkauf einer Einheit Strom?

Der zweite Schritt bestand darin, für jede Anlage deren Standort in Hamburg im Modell darzustellen. Hierzu wird eine vereinfachte Abbildung des Fernwärmenetzes modelliert, indem für jede Stunde des Jahres eine maximale Wärme-Transportmenge vom jeweiligen Standort zu den Verbrauchern in

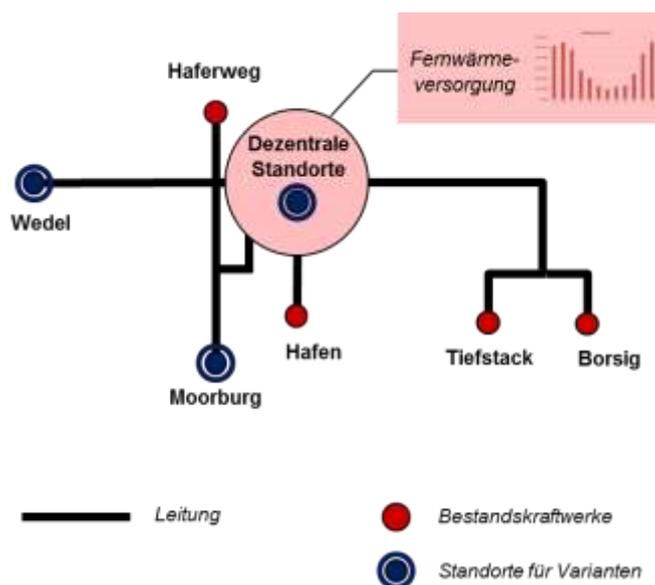


Abbildung 15: Topologie des abgebildeten Fernwärmesystems

Hamburg definiert wird. Dies erfolgt auf Basis von allgemeinen technischen Daten des Netzes, historischen Transportmengen und einer stündlichen Temperaturzeitreihe für ein Durchschnittsjahr.

Die dritte notwendige Modellkomponente ist die in Kapitel 3.2 beschriebene aktuelle und prognostizierte Wärmenachfrage, welche als Zeitreihe im Modell hinterlegt wurde. Sie ist für das Modell eine zwingend zu erfüllende Nebenbedingung.

Die nebenstehende Abbildung 15 illustriert in vereinfachter Form die Topologie des im Modell abgebildeten Fernwärmesystems. Nachdem das Modell in der beschriebenen Weise aufgebaut und parametrisiert wur-

de, konnten damit verschiedenste Szenarien untersucht werden. Beispielsweise war es möglich, das hinterlegte Energiemarktszenario zu wechseln, einzelne Anlagen ab- bzw. zuzuschalten oder unterschiedliche Wärmebedarfe zu hinterlegen.

Die Lösung des Modells liefert für alle Anlagen in jeder Stunde des Betrachtungszeitraumes die folgenden Daten:

- Brennstoffeinsatz
- Brennstoffkosten
- CO₂-Emissionen
- Kosten für CO₂-Emissionszertifikate
- Wärmeerzeugung
- Stromerzeugung
- Stromerlöse
- Start- und Betriebskosten

Hieraus lassen sich direkt die variablen Wärmegegostehungskosten nach der in Kapitel 2.2.1 beschriebenen Restkostenmethode ableiten. In Verbindung mit den Investitions- und Fixkosten ergeben sich die Wärmevollkosten pro Jahr bzw. über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg.

Für das Kriterium der Klimaverträglichkeit können aus dem Brennstoffeinsatz unter Zuhilfenahme der entsprechenden Emissionsfaktoren die CO₂- und NO_x-Emissionen bestimmt werden.

5.3 Kernaussagen Kapitel 5

- Die Fernwärmeversorgung der Vattenfall Wärme Hamburg stellt ein hochkomplexes technisches und ökonomisches System dar.
- Im ersten Schritt werden alle Bestandsanlagen, d. h. die derzeit vorhandenen Wärmeerzeugungskapazitäten, und alle zu prüfenden Versorgungsalternativen im Modell abgebildet.
- Im zweiten Schritt wird eine vereinfachte Abbildung des Fernwärmenetzes modelliert.
- Die dritte notwendige Modellkomponente ist die aktuelle und prognostizierte Wärmenachfrage.
- Das Modell liefert für alle Anlagen in jeder Stunde des Betrachtungszeitraumes rechnerische Daten.

6 Ergebnisse der Bewertung der technischen Varianten

6.1 Grundlagen der betrachteten Technologien

Im Rahmen des Gutachtens werden verschiedene Technologien miteinander verglichen. So stehen auf der einen Seite einfache Heiztechnologien wie die Solarthermie, die als Gesamtanlage ausschließlich durch die installierte Leistung beschrieben werden. So werden bei den Technologien aus erneuerbaren Energien jeweils standardisierte Anlagen von 30 MW Wärmeleistung bewertet.

Auf der anderen Seite werden aber auch zentrale konventionelle Technologien betrachtet. So sind bei diesen Technologien neben der reinen Heizleistung auch die elektrische Leistung, die installierten Speicherkapazitäten, die Kesselleistungen als Anlagenkomponenten zur Absicherung im Anlagenausfall bzw. als Zusatzheizung in Spitzenzeiten zu betrachten. Je nach Technologie ergeben sich daher aus der Summe der Einzelkomponenten erheblich höhere Leistungswerte als die reine Heizleistung. So wird in diesem Gutachten bei dem sogenannten „Innovationskraftwerk“ zur Charakterisierung die Heizleistung von 250 MW thermisch genutzt. Das gesamte installierte Kraftwerk ist aber auf Grund der angeführten Nebenanlagen auf eine Feuerungsleistung von mehr als 800 MW ausgelegt.

Für die Auslegung des Standortes ist diese Gesamtkonfiguration von Bedeutung. Für den weiteren Begutachtungsprozess werden zunächst ausschließlich die thermischen Komponenten miteinander verglichen.

6.2 Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien

6.2.1 Untersuchte Varianten

Für die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien bieten sich grundsätzlich verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Energiequellen an. Es wurden insgesamt zwölf Varianten untersucht, um alle denkbaren Technologien bzw. Energieträger hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Fernwärmeversorgung Hamburg zu beurteilen.

In einer ersten Bewertungsstufe wurde eine Vorauswahl der Varianten getroffen, für die eine detaillierte Untersuchung und Bewertung mittels des in Kapitel 5 beschriebenen Optimierungsmodells durchgeführt werden. Die in Anhang A und B befindlichen Übersichten stellen alle untersuchten Varianten vor und erläutern die durch den Gutachter getroffenen Bewertungsergebnisse der ersten Stufe. Basierend auf den Ergebnissen dieser Grobbewertung wurde für sechs Varianten eine Kraftwerkseinsatzoptimierung durchgeführt, um quantitative Ergebnisse für die Kriterien Wirtschaftlichkeit und Klimaverträglichkeit zu generieren und um den Einfluss der verschiedenen Erneuerbaren Wärmeerzeuger auf das Gesamtsystem zu bestimmen. Als Referenzsystem wurde das sogenannte Innovationskraftwerk gewählt, bestehend aus einer GuD-Anlage, einem Wärmespeicher und Gaskesseln als neue Anlagen am Standort Wedel. Das GuD-Kraftwerk kann 250¹⁰ MW Wärme bereitstellen. In dieses Fernwärmeversorgungssystem, bestehend aus Innovationskraftwerk und den Bestandsan-

¹⁰ Das Innovationskraftwerk entspricht Variante 1 der untersuchten konventionellen Wärmeerzeuger, die in Kapitel 6.3.1 ausführlich beschrieben wird.

lagen, wurde jeweils eine der untersuchten Varianten integriert, wobei die GuD und die Gaskessel des Innovationskraftwerks um die thermische Leistung der erneuerbaren Erzeuger reduziert wurden.



Abbildung 16: Übersicht über die Varianten der Technologien zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien

Für den Vergleich der Technologien werden jeweils standardisierte Anlagenauslegungen von 30 MW betrachtet. Diese Vereinfachung erfolgte unabhängig von der Machbarkeit einer solchen Anlage. So sind z. B. in der Wärmeversorgung verwendete Wärmepumpen bei maximalen Leistungswerten von 10 bis 15 MW je Anlage. In der standardisierten Bewertung geht man daher von dem Parallelbetrieb mehrerer Einzelanlagen aus, so dass sich in Summe eine Heizleistung von 30 MW ergeben kann.

Die erste Variante sind zwei Wärmepumpen am Standort Wedel mit zusammen 30 MW thermischer Leistung, die aus der Abgaswärme der GuD Fernwärme gewinnen. Deren Nutzung ist nur möglich, wenn auch das Kraftwerk in Betrieb ist. Aufgrund der sehr guten Leistungsziffern ist der Stromverbrauch vergleichsweise gering und die CO₂-Emissionen niedrig. Daneben wurde als zweite Variante die Verwendung von Wärmepumpen untersucht, die aus dem Abwasser Wärme gewinnen und 30 MW thermische Leistung zur Erhöhung der Vorlauftemperatur bereitstellen. Aufgrund des hohen Stromverbrauches und der geringeren Leistungsziffer sind die Stromkosten als hoch und die CO₂-Emissionen als mittelmäßig einzustufen. Die Einbindung von 30 MW industrieller Abwärme stellt die dritte untersuchte Variante dar. Industrielle Abwärme zeichnet sich üblicherweise durch geringe variable Kosten und Ressourcenschonung aus. Allerdings besteht hier immer ein gewisses Ausfallrisiko, falls Produktionsprozesse unterbrochen werden oder der Lieferant den Produktionsstandort aufgibt. Ebenfalls abgebildet wurde die Installation von 30 MW zentraler Solarthermie-Anlagen als vierte Variante am Kraftwerksstandort Wedel bzw. auf Einzelflächen entlang der Fernwärmetrasse Wedel-Hamburg. Diese Anlagen stellen hauptsächlich in den Sommermonaten bei hoher solarer Einstrahlung Wärmeenergie bereit. Als fünfte und sechste Variante wurden ein Biomasse-Heizwerk und ein Biomasse-Heizkraftwerk untersucht, beide mit jeweils 30 MW thermischer Leistung. Ausschlaggebend für diese Dimensionierung waren erste Vorüberlegungen zu einem Biomasseaufkommen in der Region Hamburg. Größere Anlagen wurden wegen der komplexen Transportlogistik im Rahmen dieses Gutachtens nicht weiter verfolgt. Das Biomasse-Heizkraftwerk stellt darüber hinaus 15 MW elektrische Leistung bereit, die Vergütung erfolgt im Rahmen des EEG.¹¹ Für die Befeuerung werden Holzhackschnitzel verwendet.¹² Für beide Anlagentypen wurde im Rahmen der Modellierung der Standort Wedel angenommen, allerdings ist die Integration ins Fernwärmenetz auch an anderen Standorten möglich. Die Technologie E-Kessel wird in diesem Gutachten nicht vertieft analysiert. E-Kessel sind

¹¹ Bei der Stromerzeugung aus Biomasse stellt sich generell die Frage, nach welchem Vergütungsregime die Stromvergütung anzusetzen ist. Zur Maximierung der Stromerlöse wird im vorliegenden Fall die Vergütung nach EEG vorgesehen, da die spezifischen Stromerlöse im EEG nach der aktuellen Regelung den nach Markterlös mit KWK-Zuschlag übersteigen.

¹² Die Auswahl des Brennstoffes für die Biomasseanlagen wurde vor dem Hintergrund der Verfügbarkeit getroffen. Eine ausführliche Beschreibung der verschiedenen Biomassefraktionen und deren Eigenschaften findet sich in Anhang C.

eine einfache und robuste Technologie. Für einen marktgetriebenen Einsatz von E-Kesseln wäre eine Änderung der Rahmenbedingungen erforderlich. Ein zusätzlicher Wertbeitrag aus Regelleistungsvermarktung ist schwer abschätzbar. Eine Erläuterung zur der aktuellen Bewertung von E-Kesseln findet sich im Anhang U.

Für die Bewertung und den Vergleich der Technologien sind insbesondere im Kriterium Wirtschaftlichkeit die Gestehekosten der Wärme eine berechenbare Größe. Die Größe wird aber im Wesentlichen durch die Entwicklung der Energiemärkte bestimmt. Bei der Einschätzung der Energiemärkte im Jahre 2015 liegen lediglich für die nächsten fünf Jahre genaue bzw. indikative Marktwerte für Strom und Gas vor. Alle Langfristprognosen über das Jahr 2020 sind wie in Kapitel 3.3 erläutert mit erheblichen Risiken belastet. Daher errechnet sich der Vergleich der Wirtschaftlichkeit, ungeachtet einer tatsächlichen Errichtung, stets auf Basis der Marktlage von 2015. Für die vorliegende Bewertung wird angenommen, dass die neuen Anlagen, also sowohl das Innovationskraftwerk als auch die erneuerbaren Erzeuger, ab dem Jahr 2015 im Betrieb wären. Die für das rechnerische Optimierungsmodell notwendigen Strom-, CO₂- und Brennstoffpreisprognosen basieren auf dem in Kapitel 3.3 vorgestellten BET-BestGuess-Energiemarktszenario als Basisszenario.

6.2.2 Ergebnisse der Berechnungen

Für die Bewertung des Unterkriteriums der Wärmegestehungskosten werden die spezifischen Wärmegestehungskosten der Erneuerbaren Erzeuger und die Differenzwärmekosten des Gesamtsystems als quantitatives Kriterium herangezogen. Diese werden jeweils für das gesamte Portfolio der jeweiligen Varianten nach der Restkostenmethode ermittelt. Dies bedeutet, dass alle entstehenden Kosten, verringert um etwaige Erlöse aus dem Stromverkauf sowie um Gutschriften aus der KWK-Förderung, der Wärme zugeordnet werden. Dahinter steht der Ansatz, dass die Anlagen primär der Wärmeerzeugung dienen und dass die Stromerzeugung nicht im Vordergrund steht. Die Wärmegestehungskosten setzen sich aus einem variablen Anteil und einem fixen Anteil zusammen. Der variable Anteil ist abhängig von der Erzeugungsmenge als Ergebnis der Einsatzsimulation und beinhaltet:

- Kosten für den Brennstoff
- Kosten für Emissionszertifikate
- Sonstige variable Erzeugungskosten (z. B. für Wartung, Wasser etc.)
- Startkosten
- Gutschrift aus der Vermarktung des erzeugten Stroms

Dagegen beinhaltet der fixe Anteil der Wärmeerzeugungskosten einerseits Betriebskosten, die unabhängig vom eigentlichen Einsatz der Anlage sind. Dabei handelt es sich um Kosten für Personal, Wartung und Instandhaltung, Versicherungen, Gemeinkosten etc. Darüber hinaus sind auch die Kapitalkosten, d. h. die jährlichen Kosten, die aus der Anfangsinvestition resultieren, zu berücksichtigen. Dabei werden die Investitionskosten über die Finanzierungsdauer unter Annahmen zum Eigenkapitalanteil, Eigenkapitalzins und Fremdkapitalzins in jährlich gleich hohe Kosten (Annuitäten) umgerechnet (vgl. Anhang). Für die Vergleichbarkeit wurden die reinen Technologiekosten bewertet. Die tatsächlichen Investitionen für Standorterschließungen oder Einbindung in die Fernwärmeversorgung sind für den Technologievergleich mit Erfahrungswerten bewertet worden. Aus Gründen der Vereinfachung und der besseren Vergleichbarkeit wird die KWK-Förderung – unabhängig von den tatsächli-

chen Erzeugungsmengen – linear über die ersten zehn Jahre des Betrachtungszeitraums als Gut-schrift angesetzt.

Abbildung 17 stellt daher die idealisierten rechnerisch ermittelten spezifischen Wärme-gestehungskosten dar. Die günstigsten Varianten sind hierbei die Nutzung industrieller Abwärme und die Abgas-Wärmepumpe am Kraftwerk. Die Wärme-gestehungskosten eines Biomasse-Heizkraftwerkes liegen über denen eines Biomasse-Heizwerks und der Solarthermie-Anlage. Gemeinsam bilden diese drei Technologien das kostenmäßige Mittelfeld. Die Abwasser-Wärmepumpe stellt die teuerste Technologie der untersuchten Varianten dar.

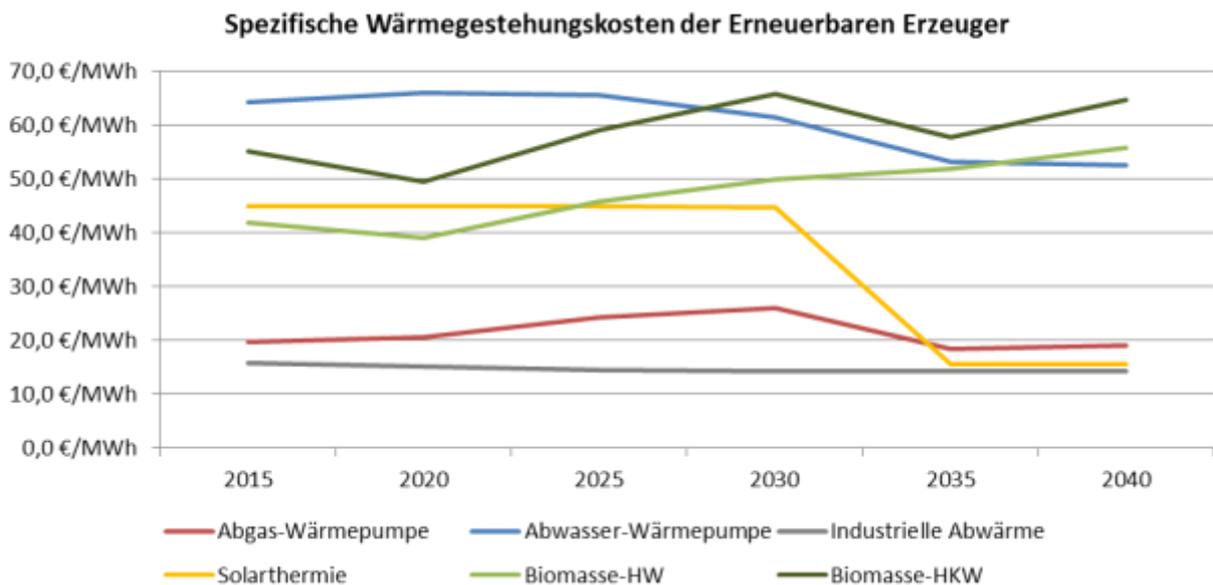


Abbildung 17: Spezifische Wärme-gestehungskosten der Erneuerbaren Erzeuger

Unter Berücksichtigung der Anlagenfahrweise im Zusammenspiel mit anderen Wärmeerzeugern ergibt sich die in Abbildung 18 dargestellte Gesamtkostenbilanz. In dieser Grafik werden die spezifischen Kostendifferenzen je Einheit Wärme über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg gezeigt, d. h., wie verändern sich die spezifischen Kosten der gesamten in Hamburg erzeugten Fernwärme durch die Integration des jeweiligen Erneuerbaren Erzeugers gegenüber einer Variante, in der keine Erneuerbaren Energien genutzt werden.

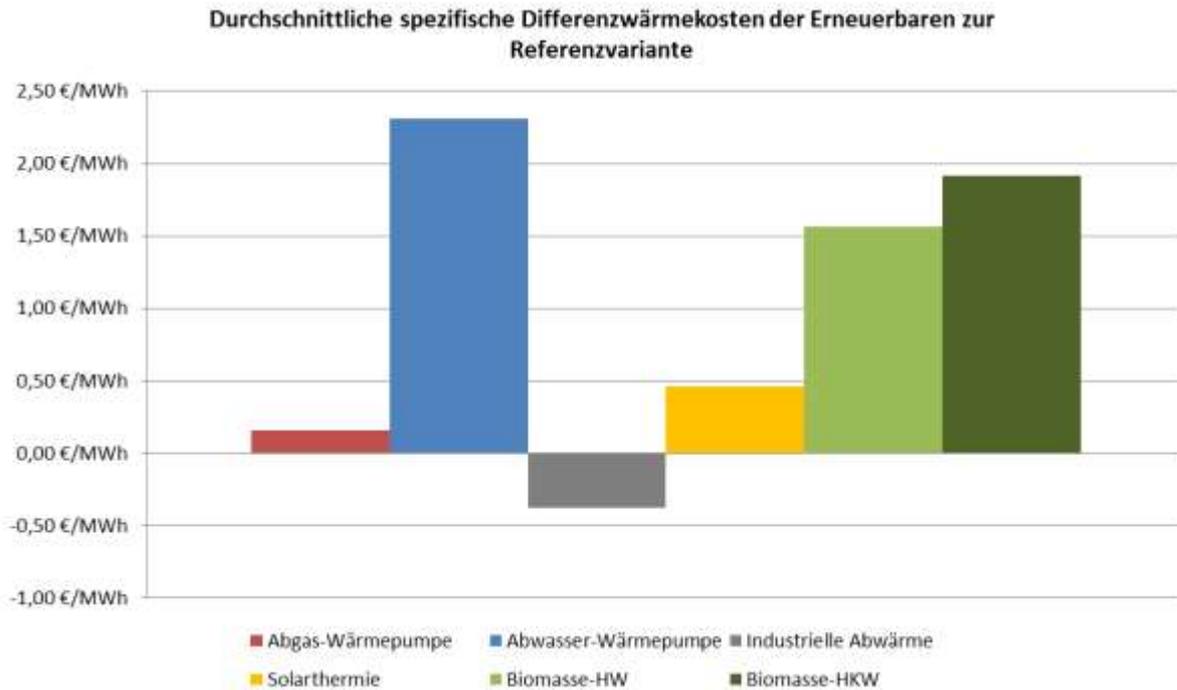


Abbildung 18: Durchschnittliche spezifische Differenzwärmekosten der Erneuerbaren im Vergleich zur Referenzvariante

Der Einsatz der industriellen Abwärme senkt die Gesamtwärmekosten geringfügig. Ursache hierfür sind die niedrigen erwarteten Kosten der industriellen Abwärme. Bei Nutzung der Abgaswärmepumpe entstehen geringfügige Mehrkosten gegenüber der Referenzvariante. Die Solarthermie führt ebenfalls nur zu geringen Mehrkosten, allerdings wird aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Solarthermie auch nur eine sehr geringe Wärmemenge bereitgestellt. Die Installation der Abwasser-Wärmepumpe, des Biomasse-Heizwerkes und des Biomasse-Heizkraftwerkes erhöht die Wärmekosten gegenüber einem rein konventionell betriebenen Kraftwerkspark jedoch deutlich.

Für die Bewertung Klimaverträglichkeit werden als Unterkriterien die CO₂-Emissionen sowie die NO_x-Emissionen der Wärmeerzeugung herangezogen. Auf die unterschiedlichen Methoden zur Ermittlung der CO₂-Emissionen wird in Kapitel 4 ausführlich eingegangen. Insofern werden an dieser Stelle nur die Ergebnisse erläutert.

In Abbildung 19 ist die Differenz der durchschnittlichen CO₂-Emissionen pro Jahr des Betrachtungszeitraums gegenüber der Referenzvariante dargestellt. Für die Varianten Abgas-Wärmepumpe, Abwasser-Wärmepumpe, industrielle Abwärme, Solarthermie und Biomasse-Heizwerk ergibt sich eine Erhöhung der CO₂-Emissionen. Diese Technologien verdrängen durch ihren Einsatz KWK-Wärme aus dem Gesamtsystem und reduzieren somit die Erzeugung von KWK-Strom. Im Rahmen der systemischen Methode erhält der KWK-Strom, wie in Kapitel 4.3.4 erläutert, jedoch eine CO₂-Gutschrift. Der Effekt der Verdrängung dieser Gutschrift ist in diesem Fall höher als die Einsparungen, die sich durch den Einsatz der CO₂-neutralen Erneuerbaren Erzeuger ergeben. Einzig das Biomasse-Heizkraftwerk führt zu einer Reduktion der Emissionen, da es zusätzlich zum CO₂-neutralen Brennstoff ebenfalls eine Gutschrift für den KWK-Strom erhält.

Differenz der durchschnittlichen CO₂-Emissionen nach Methoden für die Erneuerbaren gegenüber der Referenzvariante

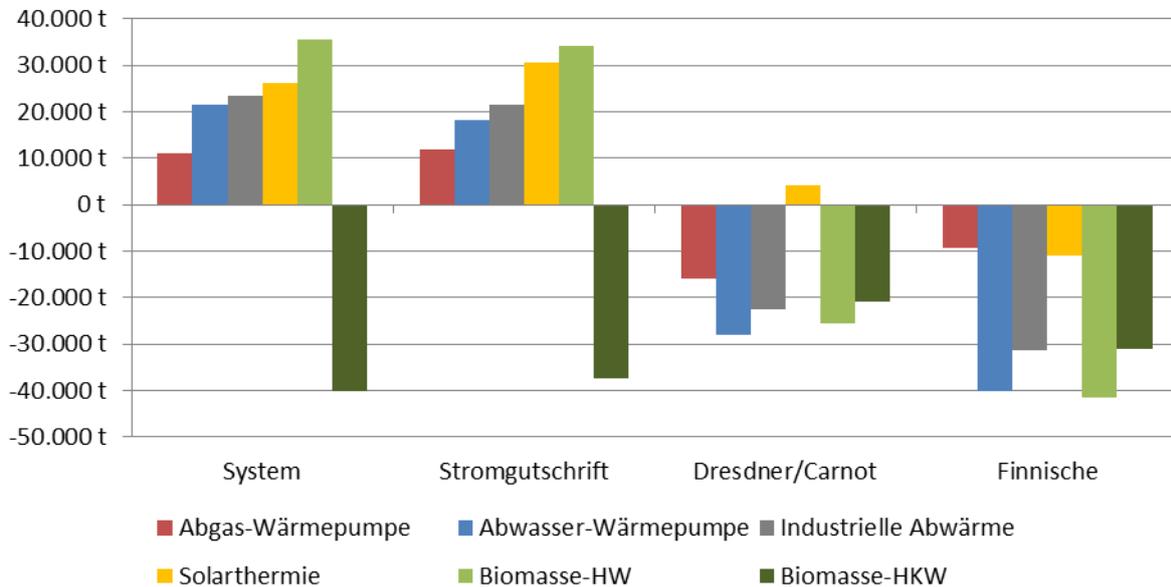


Abbildung 19: Differenz der durchschnittlichen CO₂-Emissionen für die Erneuerbaren gegenüber der Referenzvariante

Für die Bewertung der NO_x-Emissionen wurde eine lokale Betrachtung durchgeführt, d. h., es wurden die gesamten anfallenden Emissionen betrachtet. Eine Aufteilung auf Strom und Wärme erfolgt nicht. Durch Nachschaltung von Katalysatoren kann in jeder der untersuchten Technologien eine weitergehende Reduzierung der Emissionen auf die geforderten standortabhängigen Grenzwerte erreicht werden, welche die Wirtschaftlichkeit nur unwesentlich belastet und im standortabhängigen Einzelfall zu prüfen ist. Die Veränderungen der NO_x-Emissionen durch die Integration der Erneuerbaren Erzeuger sind in Abbildung 20 dargestellt. Die Abgas-Wärmepumpe, die Abwasser-Wärmepumpe und die Nutzung Industrieller Abwärme führen zu einer deutlichen Reduktion der NO_x-Emissionen, da weniger fossile Primärenergieträger verbrannt werden. Der Minderungseffekt des Biomasse-Heizwerks und der Solarthermie-Anlage fällt geringer aus. Das Biomasse-Heizwerk hat einen NO_x-Emissionsfaktor, der nur geringfügig unterhalb der Emissionsfaktoren der verdrängten Erdgas-Erzeuger liegt. Die Solarthermie-Anlage trägt zur Gesamtwärmeerzeugung hingegen so wenig bei, dass hieraus nur eine marginale NO_x-Einsparung resultiert. Aufgrund des vergleichsweise schlechten NO_x-Emissionsfaktors des Biomasse-Heizkraftwerks erhöhen sich die NO_x-Emissionen bei dessen Einsatz hingegen deutlich.

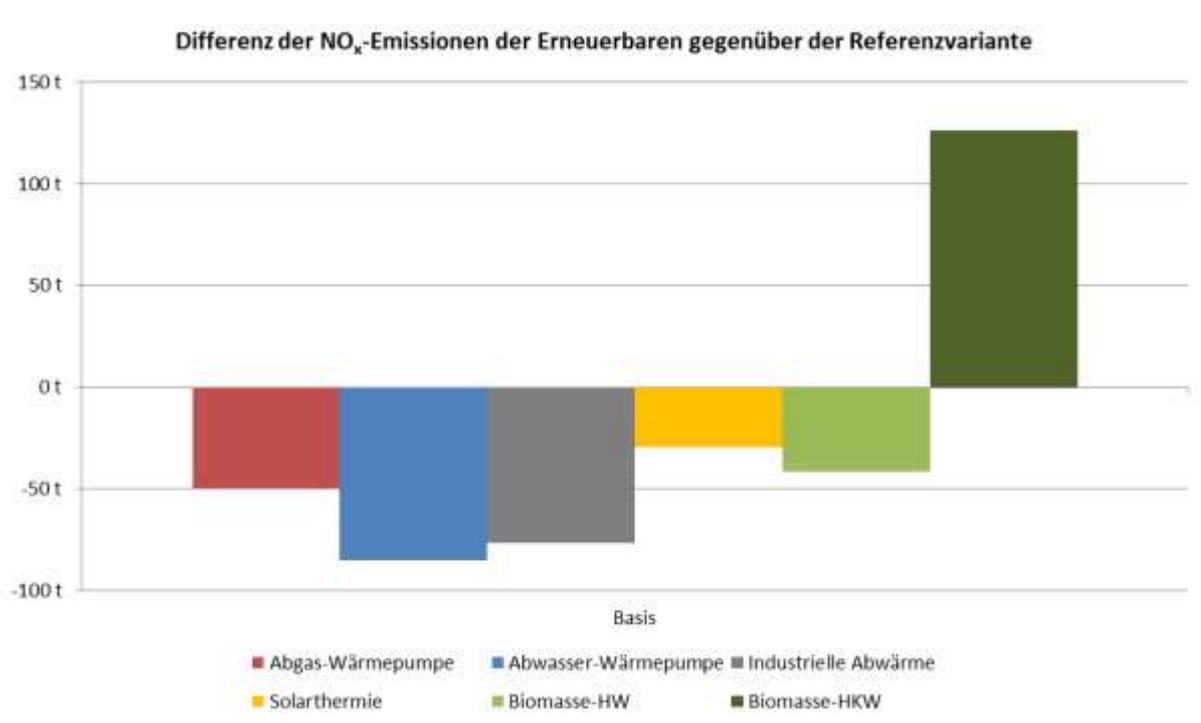


Abbildung 20: Differenz der durchschnittlichen NO_x-Emissionen für die Erneuerbaren gegenüber der Referenzvariante

Die mit den betrachteten Varianten der Erneuerbaren verbundene Wärmeerzeugung ist sehr unterschiedlich und fließt in die Gesamtbewertung und Würdigung mit ein. In Abbildung 21 wird der Anteil der Wärmeerzeugung an der Gesamtwärmeerzeugung dargestellt. Obwohl die gewählte Anlagengröße der untersuchten Varianten als groß anzusehen ist, resultiert im Verhältnis zum Gesamtwärmebedarf daraus nur ein geringer Anteil Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien. Ein Verzicht auf konventionelle Erzeugung wird aus diesem Grunde unter den gegebenen Rahmenbedingungen als nicht möglich angesehen.

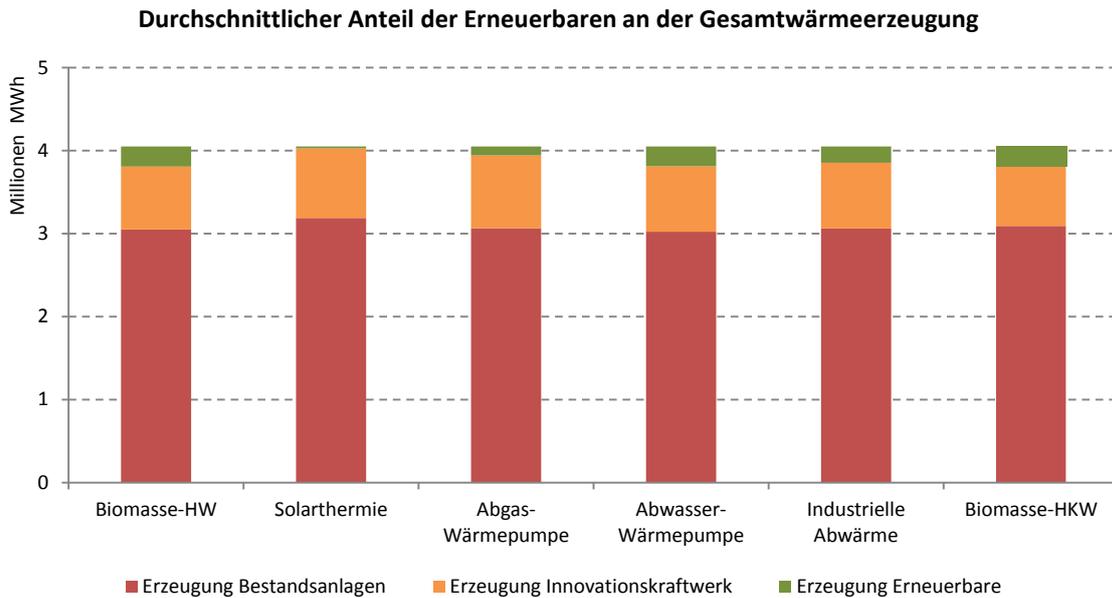


Abbildung 21: Anteil der Erneuerbaren Erzeuger an der Gesamtwärmeerzeugung

6.2.3 Technologievergleich der erneuerbaren Energien

Im Folgenden werden die Bewertungen der festgelegten Kriterien für die untersuchten Varianten erläutert. Jede Variante wird in jedem Kriterium einzeln bewertet auf einer Punkteskala von 1 bis 6.

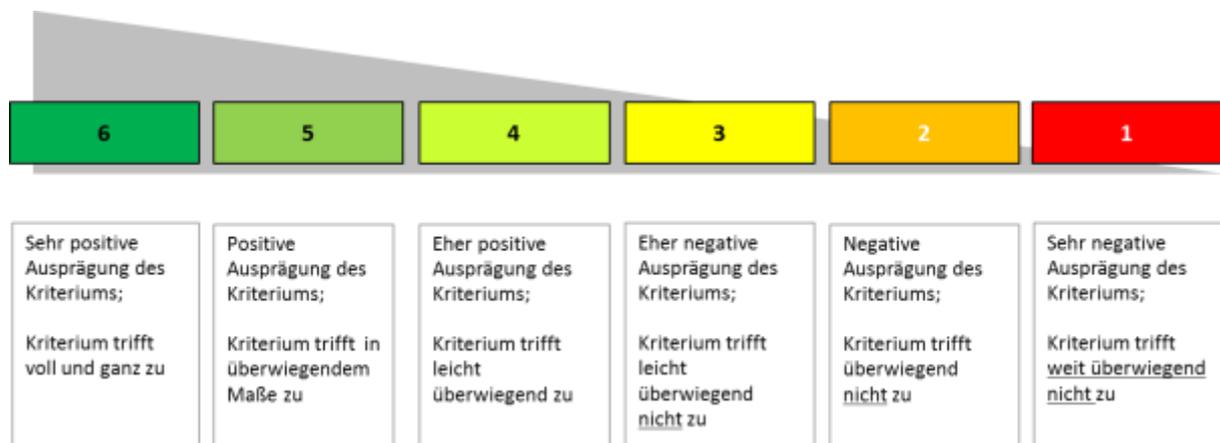


Abbildung 22: Bewertungsskala

6.2.3.1 Wirtschaftlichkeit der Technologien

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeit werden die Kriterien Wärmegestehungskosten, Sensitivität der Wirtschaftlichkeit und Fördersicherheit der Technologie bewertet. Aus Sicht des Gutachters ist industrielle Abwärme grundsätzlich die günstigste Alternative (Bewertung 6) und ermöglicht zusätzlich, über Förderprogramme günstige Kredite und einen Zuschuss auf den Netzanschluss zu bekommen. Ihr folgen mit 5 Punkten die Abgas-Wärmepumpe am Kraftwerksstandort, weil diese vorhandene Abwärme nutzt. Ein reines Heizwerk mit Biomasse ist die teuerste Variante. Solarthermie und eine

Abwasser-Wärmepumpe wurden mit 2 Punkten bewertet. Das Biomasse-Heizkraftwerk wurde leicht besser bewertet, weil hier die Möglichkeit besteht, Förderungen als EEG-Anlage zu bekommen. Bei der Sensitivität schneidet die Solarthermie am günstigsten ab (6 Punkte). Die Abwasser-Wärmepumpe und das Biomasse Heizkraftwerk werden auf Grund ihrer Abhängigkeit zum Strommarkt mit nur 2 Punkten bewertet. Die restlichen Technologien wurden mit 4 Punkten bewertet. Die Sensitivität der Abgaswärmepumpe ist besser als bei einer Abwasserwärmepumpe, weil diese Anlage nur läuft, wenn das Kraftwerk produziert und somit ein Teil der Marktrisiken kompensiert werden kann. Bezüglich der Fördersicherheit unterscheiden sich die Technologien nicht.

6.2.3.2 Soziale Gerechtigkeit der Technologien

Das Kriterium „Soziale Gerechtigkeit“ bewertet die Akzeptanz in der Öffentlichkeit, die Akzeptanz in der Politik, die Sicherung der Beschäftigung und die regionale Wertschöpfung. Alle Technologien sind in Bezug auf die Akzeptanz in der Öffentlichkeit mit einer hohen Punktezahl bewertet. Abzüge gibt es für die Solarthermie, weil eine solche Anlage einen hohen Flächenverbrauch im Stadtbereich implizieren würde. Weiterhin ergeben sich für Biomasse-Anlagen weitere Abwertungen, weil Einsprüche von Bürgerinitiativen bezüglich eines Kraftwerkprojektes zu erwarten sind. Die Akzeptanz in der Politik ist bei allen erneuerbaren Technologien gleichwertig. Bezüglich der Sicherung der Beschäftigung schneiden die Biomasse-Anlagen deutlich besser ab als die restlichen Technologien. In der singulären Bewertung ergibt sich der Unterschied daher, dass diese Anlagen weiterhin Personal vor Ort benötigen. Bei der regionalen Wertschöpfung erhält das Heizkraftwerk durch die zusätzlichen Erlöse aus der Stromvermarktung eine leicht höhere Bepunktung als das reine Biomasseheizwerk. Die Abwasserwärmepumpe und die industrielle Abwärme können innerhalb der FHH errichtet werden (3 Punkte). Die Solarthermie und die Abgas-Wärmepumpe würden einen Standort außerhalb von Hamburg erhalten, was zu einer Abwertung führt (2 Punkte).

6.2.3.3 Klimaverträglichkeit der Technologien

Das Kriterium „Klimaverträglichkeit“ bewertet die Emissionen (CO₂, NO_x und Feinstaub) und die Immissionen (Schall). Zudem werden die ökologische Schädigung und der Primärenergieeinsatz bewertet. Die CO₂-Emissionen durch die Technologie werden hier nach der systemischen Methode bewertet. Industrielle Abwärme und die Solarthermie erhalten in allen Kriterien die volle Punktezahl. Das Biomasse-Heizkraftwerk erhält ebenfalls bei der CO₂-Bewertung 6 Punkte. Ein reines Heizwerk schneidet auf Grund des fehlenden KWK-Stroms leicht schlechter ab. Die Abwasserwärmepumpe erhält hier die schlechteste Bewertung auf Grund des hohen Strombedarfs und des damit verbundenen CO₂-Ausstoßes. Die Abgaswärmepumpe ist auf Grund des besseren Wirkungsgrades bezüglich des Stromverbrauchs mit 3 Punkten bewertet worden. Bei der Bewertung der NO_x-Emissionen liegen die Biomassekraftwerke auf dem letzten Platz (2 Punkte). Die Wärmepumpen wurden hier bezüglich des genutzten Stromes bewertet. Bei den Schallimmissionen zeigen Heizkraftwerke die größte Belastung der Umwelt (3 Punkte). Das quasi gleiche Bild ergibt sich bei der Feinstaubbelastung und der ökologischen Schädigung. Im Primärenergieeinsatz führt der niedrige bzw. höhere Stromverbrauch der beiden Abwärmetechnologien zu entsprechenden Abwertungen (Abgaswärmepumpe 5 Punkte; Abwasserwärmepumpe 4 Punkte). Die schlechtere Nutzung der Biomasse im reinen Heizwerk führt zu einer Bewertung mit 5 Punkten.

6.2.3.4 Versorgungssicherheit & Technik der Technologien

Im letzten Kriterium „Versorgungssicherheit und Technik“ werden die Robustheit im Betrieb, die Flexibilität, die Verfügbarkeit der Technik & Standorte, die lokale Erfahrung/Komplexität und die Innovations- bzw. Systemoffenheit bewertet. Bezüglich des Unterkriteriums Innovations- und Systemoffenheit werden alle Technologien mit der höchsten Punktzahl bewertet. In der Robustheit im Betrieb unterscheiden sich alle Technologien nur unwesentlich (4 oder 5 Punkte). Im Unterkriterium Flexibilität erhält die Solarthermie lediglich 2 Punkte, weil die Nutzung von der Sonneneinstrahlung abhängig ist. Ebenso wurde die Abgas-Wärmepumpe bewertet, die vom Einsatz des Kraftwerks abhängig ist. Die industrielle Abwärme wurde hier aufgrund der Abhängigkeit zum Produktionsprozess mit 3 Punkten bewertet. Mit 6 Punkten wurden die Biomasse-Anlagen bewertet. Leichte Abzüge ergeben sich für die Abwasserwärmepumpe, die zwar abstellbar ist, jedoch im Rahmen der Grundlast eingesetzt werden sollte. Die Abgas-Wärmepumpe und die industrielle Abwärme wurden bezüglich der Verfügbarkeit und der Standortanforderungen mit 5 Punkten bewertet. Diese Bewertung beruht auf der Tatsache, dass dies bekannte Technologien sind und kleinere Flächen im städtischen Raum gesucht werden müssen. Alle anderen Technologien erhielten hier 3 Punkte. Die Abwertung beruht auf den größeren Standortanforderungen. Lediglich die Solarthermie erhielt eine zusätzliche Abwertung, weil große Flächen erforderlich sein werden, die innerhalb der FHH schwer zu finden sind. Im Kriterium lokale Erfahrung/Know-how/Komplexität der Technik erhält die industrielle Abwärme die höchste Punktzahl mit 5 Punkten. Die gleiche Bewertung erhält die Abgas-Wärmepumpe. Beide Technologien sind jeweils abhängig von einer Erzeugungsanlage und daher nicht vollständig autonom im Betrieb. Die Solarthermie erhält eine Abwertung, weil diese Technologie anfälliger ist. Die schlechtesten Bewertungen erhalten in diesem Unterkriterium die Abwasserwärmepumpe mit 3 Punkten, weil es noch keine „etablierte“ Technologie ist, und die Biomasse-Anlagen, die wie jedes Kraftwerk eine komplexe Anlage darstellen und insbesondere die Qualität der Biomasse einen kritischen Einsatzfaktor darstellt.

6.2.3.5 Ranking und Würdigung

Für die Gesamtbewertung wurde das abgestimmte Bewertungsschema verwendet. Die Unterkriterien wurden im Grundsatz gleichgewichtet. Gerechnete Werte werden in den Unterkriterien stärker gewichtet als die nicht gerechneten Werte (z. B. Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen mit 40 %). Zusätzlich wurden die NO_x-Emissionen und die Schallimmissionen leicht stärker gewichtet als die restlichen Unterkriterien im Kriterium Klimaverträglichkeit. Eine Übersicht über die Gesamtbewertung gibt folgende Darstellung:

		Heizwerk Biomasse	Solarthermie	Abgas-Wärmepumpe	Abwasser-Wärmepumpe	Industrielle Abwärme	Heizkraftwerk Biomasse
Bewertung ohne Gewichtung		4,1	4,6	4,7	4,0	5,1	3,9
Bewertung mit Gewichtung		4,0	4,4	4,6	3,6	5,2	3,7
Wirtschaftlichkeit	35%	3,9	4,0	4,9	2,8	5,4	2,6
Soziale Gerechtigkeit	20%	4,0	3,8	4,0	4,3	4,3	4,3
Klimaverträglichkeit	25%	4,0	6,0	4,6	3,8	6,0	4,4
Versorgungssicherheit & Technik	20%	4,4	3,8	4,6	4,0	4,8	4,4
		Heizwerk Biomasse	Solarthermie	Abgas-Wärmepumpe	Abwasser-Wärmepumpe	Industrielle Abwärme	Heizkraftwerk Biomasse
Wirtschaftlichkeit		4,3	4,7	5,0	3,3	5,3	3,0
Wirtschaftlichkeit gewichtet		3,9	4,0	4,9	2,8	5,4	2,6
Wärmegestehungskosten (Vollkosten) unter Berücksichtigung von Stromerlösen und einer Mindestrendite	50%	3	2	5	2	6	2
Sensitivität der Wirtschaftlichkeit	30%	4	6	4	2	4	2
Fördersicherheit der Technologie	20%	6	6	6	6	6	5
Soziale Gerechtigkeit		4,0	3,8	4,0	4,3	4,3	4,3
Soziale Gerechtigkeit gewichtet		4,0	3,8	4,0	4,3	4,3	4,3
Akzeptanz in der Öffentlichkeit	25%	4	5	6	6	6	4
Akzeptanz in der Politik	25%	6	6	6	6	6	6
Sicherung der Beschäftigung	25%	4	2	2	2	2	4
Regionale Wertschöpfung	25%	2	2	2	3	3	3
Klimaverträglichkeit		3,7	6,0	5,2	4,5	6,0	3,8
Klimaverträglichkeit gewichtet		4,0	6,0	4,6	3,8	6,0	4,4
CO ₂ -Emissionen	40%	5	6	3	2	6	6
NO _x -Emissionen	15%	2	6	5	4	6	2
Schall-Immissionen	15%	4	6	6	5	6	3
Feinstaub-Emissionen	10%	3	6	6	6	6	3
Ökologische Schädigung	10%	3	6	6	6	6	3
Primärenergieeinsatz	10%	5	6	5	4	6	6
Versorgungssicherheit & Technik		4,4	3,8	4,6	4,0	4,8	4,4
Versorgungssicherheit und Technik gewichtet		4,4	3,8	4,6	4,0	4,8	4,4
Robustheit im Betrieb	20%	4	5	5	4	5	4
Flexibilität der Nutzung/Freiheitsgrade	20%	6	2	2	4	3	6
Verfügbarkeit der Technologie & Standort	20%	3	2	5	3	5	3
Lokale Erfahrungen/ Know-how/Komplexität der Technik	20%	3	4	5	3	5	3
Innovationsoffenheit und Systemoffenheit für dezentrale Lösungen	20%	6	6	6	6	6	6

Abbildung 23: Übersicht Gesamtbewertung Technologien aus erneuerbaren Energien

Die vorteilhafteste Alternative wäre die Einbindung von industrieller Abwärme. Eine detaillierte Analyse der Temperatursituation des Netzes, der Kostensituation, des Investitionsbedarfes, des Zeithorizontes und der Machbarkeit muss noch erfolgen.

Die Wärmepumpe am Kraftwerksstandort ist wirtschaftlich, wird aber durch die Effekte des hohen Stromverbrauchs in der Bewertung belastet. Sie ist jedoch eine interessante Ergänzung an einem zentralen Kraftwerksstandort in Kombination mit einer konventionellen Technologie zur Steigerung des Wirkungsgrades. Die Installation einer Abwärmepumpe bietet sich insbesondere im Zusammenhang mit Realisierung des Innovationskraftwerkes an.

Eine Solarthermieanlage bekommt ohne die Berücksichtigung der Systemeffekte eine gute Bewertung, ist aber angesichts der geringen Nutzungsstunden bei gleichzeitiger Verdrängung von Abfallwärme, hohen Kosten und geringer regionaler Wertschöpfung nicht zu präferieren. Die Nutzung von Solarthermie ist vor dem Hintergrund des bestehenden Wärmeangebotes im Hinblick auf die entstehenden Gesamtemissionen nicht von Vorteil und kann deswegen nicht empfohlen werden.

Ein Biomasseheizwerk am Standort Wedel wird durch eine geringe Wirtschaftlichkeit belastet. Auch aus einer übergreifenden Sichtweise ist eine reine Wärmeerzeugung aus Biomasse keine zu empfehlende Alternative. Ein reines Biomasseheizwerk führt durch die fehlende Kraft-Wärmekopplung zu einer deutlich schlechteren CO₂-Bilanz.

Eine Abwasserwärmepumpe kann bei der Akzeptanz in der Öffentlichkeit und Politik punkten; sie zeigt aber die geringste Versorgungssicherheit- & Technik-Bewertung und ist, insbesondere im aktuellen Ordnungsrahmen (Netznutzungsentgelte und EE-Umlage), mit Abstand die unwirtschaftlichste

Alternative. Das Wärmepotenzial ist zudem sehr begrenzt. In verstärktem Maße gelten diese Feststellungen für eine Nutzung von Abwärme aus der Elbe.

Das Biomasseheizkraftwerk wird gegenüber dem Biomasseheizwerk zusätzlich durch die Marktrisiken des Strommarktes in der Wirtschaftlichkeit belastet. Eine kleinere Anlage kann auf Grund der EEG-Förderung unter angemessener Umweltverträglichkeit der Brennstofflogistik als variable Ergänzung zur Fernwärmeversorgung eingesetzt werden.

Die Einbeziehung erneuerbarer Energien in die Fernwärmeversorgung ist möglich. Insbesondere die Nutzung industrieller Abwärme erscheint machbar. Das regionale Potenzial für die Bereitstellung erneuerbarer Energien ist aber begrenzt. Kombinationen der untersuchten Optionen sind im Grundsatz möglich. Es verbleibt in jeder sinnvollen Kombination eine große Bedarfslücke. Es besteht darüber hinaus aus Sicht des Gutachters weiteres KWK-Potenzial im Gesamtsystem (KWK-Lücke). Eine ergänzend konventionelle KWK-Erzeugung ist technisch-wirtschaftlich empfehlenswert.

In der Gesamtheit ergibt sich in Abweichung der reinen Punktevergabe folgende Reihenfolge der Technologien zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien:

1. Industrielle Abwärme
2. Abgas-Wärmepumpe am Kraftwerksstandort
3. Biomasseheizkraftwerk

6.3 Konventionelle Technologien zur Wärmeerzeugung

6.3.1 Untersuchte Varianten

Für den Ersatz der Wärmeerzeugung des Kohlekraftwerks in Wedel werden fünf unterschiedliche Varianten auf Basis konventioneller Technologien untersucht. Dabei erfolgt die Quantifizierung von Ergebnissen zu den Kriterien Wirtschaftlichkeit und Klimaverträglichkeit unter Anwendung des in Kapitel 5 beschriebenen Optimierungsmodells auf die unterschiedlichen Energiemarktszenarien. Als Kenngrößen für die quantitative Bewertung werden bei der Wirtschaftlichkeit die Wärmeerzeugungskosten und bei der Klimaverträglichkeit die Emissionen von CO₂ und NO_x herangezogen. Die unterschiedlichen Varianten umfassen neben neuen Anlagen auch die bestehenden Anlagen zur Wärmeerzeugung in Hamburg, so dass eine Bewertung des gesamten Wärmeportfolios erfolgt. Dies bedeutet, dass die Wechselwirkung von neuen Anlagen mit den Bestandsanlagen berücksichtigt wird. Als KWK-Anlagen werden in den fünf Varianten entweder neue Anlagen mit Gasfeuerung (GuD-Kraftwerk, Motorenkraftwerk) oder eine Wärmeauskopplung aus einem bestehenden Kohlekraftwerk (Moorburg, verlängerte Nutzung Wedel) betrachtet. Neben den KWK-Anlagen, die zur Erzeugung von Wärme in Grundlast dienen, werden noch weitere zusätzliche Anlagen berücksichtigt:

- Wärmespeicher zur Flexibilisierung (Entkopplung) der Bereitstellung von Strom und Wärme
- Gaskessel zur Deckung von Spitzenbedarf bzw. zur Leistungsvorhaltung für den Ausfall von Erzeugungsanlagen

In den Gasvarianten (GuD, Motoren) ist zusätzlich noch ein Elektrokessel mit einer Leistung von 50 MW vorhanden. Da für den Elektrokessel im derzeitigen regulatorischen Rahmen nur eine sehr geringe Wärmeerzeugung zu erwarten ist, ist dieser nicht Bestandteil der Einsatzsimulation, sondern wird ausschließlich mit seinen fixen Kosten berücksichtigt.

	Innovationskraftwerk	Ertüchtigung Wedel	Großmotoren	Großmotoren dezentral	Moorburg
Tiefstack / Borsigstraße	Kohlekraftwerk Tiefstack				
	Gaskraftwerk Tiefstack				
	Gaskessel Tiefstack				
	Speicher Tiefstack				
	MHW Borsigstraße				
	Speicher Borsigstraße				
Wedel	Gaskraftwerk Wedel	Kohlekraftwerk Wedel	Großmotoren		
	Gaskessel Wedel		Gaskessel Wedel		
	E-Kessel Wedel		E-Kessel Wedel		
	Speicher Wedel		Speicher Wedel		
Sonstige im Stadtgebiet				4 mal Großmotoren	Tresse aus Kohlekraftwerk Moorburg
				4 mal Gaskessel	
				4 mal E-Kessel	
				4 mal Speicher	
	Gaskessel Eppendorf				
	Gaskessel Hafen				
	Gaskessel Barnbeck				
	Gaskessel Hafenerweg				

Abbildung 24: Übersicht über die Varianten der konventionellen Technologien¹³

Die erste Variante umfasst das sogenannte Innovationskraftwerk, bestehend aus einer GuD-Anlage, einem Wärmespeicher und Gaskesseln als neue Anlagen am Standort Wedel. Das GuD-Kraftwerk kann 250 MW Wärme bereitstellen. Die Anlage ist – entsprechend der Planung von Vattenfall – eine Gegendruckanlage, d. h., Strom- und Wärmeerzeugung stehen immer in einem festen Verhältnis zueinander.

In der zweiten Variante wird eine Verlängerung der Nutzungsdauer des vorhandenen Kohlekraftwerks in Wedel bis zum Jahr 2025 unterstellt. Dies erfordert eine Ertüchtigung der Anlage, die eine maximale Wärmeleistung von 435 MW liefern kann. Ab dem Jahr 2026 wird dann angenommen, dass das Innovationskraftwerk aus Variante 1 zur Verfügung steht.

In der dritten Variante wird gegenüber Variante 1 anstelle des GuD-Kraftwerks ein Motorenkraftwerk betrachtet. Dieses Motorenkraftwerk ist modular aufgebaut, wobei jedes Modul eine elektrische und thermische Leistung von knapp 10 MW aufweist. Um die thermische Erzeugung zur Variante 1 vergleichbar zu machen, werden 26 Motoren angenommen. Motoren zeichnen sich durch einen flexiblen Einsatz (schnelles Anfahren, modularer Einsatz) aus. Der elektrische Wirkungsgrad liegt etwas niedriger als bei der GuD-Anlage, der Nutzungsgrad (elektrische Leistung und Wärmeleistung in Relation zum eingesetzten Brennstoff) ist jedoch etwa gleich hoch.

¹³ In Anhang D befindet sich eine Übersicht mit den wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Daten zu den Varianten.

Als Alternative zu den Motoren am Standort Wedel wird in Variante 4 eine Verteilung der Motoren auf vier unterschiedliche Standorte betrachtet. In gleicher Weise werden auch der Wärmespeicher und die Gaskessel dezentralisiert. Für die dezentralen Motoren und Speicher werden – gegenüber dem Standort Wedel – um 30 % höhere Investitionskosten (Heizwerke: + 10 %) angenommen, die den höheren Aufwand zum Erwerb und zur Erschließung von Standorten reflektieren. Da in dieser Variante vom Standort Wedel keine Wärmeeinspeisung mehr erfolgt, werden für die Wedel-Trasse deutlich geringere Betriebskosten angenommen. Dahinter steht die Annahme, dass zwar ein Weiterbetrieb dieser Trasse nicht erforderlich ist. Jedoch sind Ersatzlösungen für die Weiterversorgung von wenigen Abnehmern entlang dieser Trasse zu schaffen, die Kosten verursachen.

In der fünften Variante wird eine Auskopplung von Wärme aus dem neuen Steinkohlekraftwerk in Moorburg bewertet (maximal 450 MW aus zwei Blöcken). Hierzu ist die Anbindung des Kraftwerks an das Fernwärmenetz erforderlich (Moorburg-Trasse), was Investitionskosten und zusätzliche Betriebskosten verursacht. Aufgrund der hohen Wärmeleistung von Moorburg kann auf die Errichtung von zusätzlichen Gaskesseln verzichtet werden. Auch in dieser Variante wird eine Reduzierung der Betriebskosten für die Wedel-Leitung angenommen.

6.3.2 Ergebnisse der Berechnung

Als ein Ergebnis der Einsatzsimulation erhält man die Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Wärmeerzeugung. Abbildung 25 zeigt dies als Mittelwert über die einzelnen Jahre des Bewertungszeitraumes für das Basisszenario.

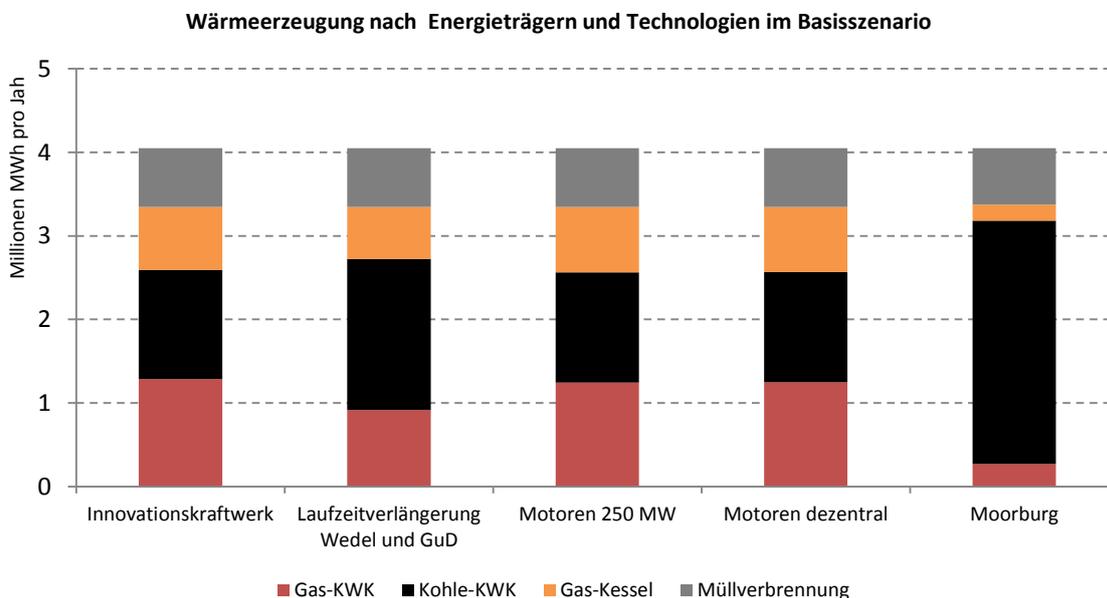


Abbildung 25: Wärmeerzeugungsmix im Basisszenario

In den drei Varianten, in denen Gaskraftwerke zugebaut werden, wird ein Anteil von ca. 30 % aus Gas-KWK erzeugt, wobei darin die Erzeugung aus der vorhandenen GuD-Anlage in Tiefstack eingeschlossen ist. In der Variante „Laufzeitverlängerung Wedel und GuD“ verringert sich dieser Anteil auf 23 %, in der Moorburg-Variante liegt er sogar nur bei 7 %. Entsprechend umgekehrt verhält es sich bei der Wärmeerzeugung aus Kohle-KWK. Während der Anteil in den Gasvarianten etwa gleich hoch

ist wie die KWK-Wärme aus Gas, weist die Variante „Laufzeitverlängerung Wedel und GuD“ mit 45 % einen wesentlich höheren Anteil auf. In der Moorburg-Variante dominiert die Wärme aus Kohle-KWK aufgrund der hohen Wärmeleistung mit 72 %. Der Anteil der Wärme aus Kesseln liegt in den Gasvarianten bei knapp 20 %. In den beiden anderen Varianten liegt er mit 9 % („Laufzeitverlängerung Wedel und GuD“) bzw. 2 % (Moorburg-Variante) deutlich niedriger. Die vergleichsweise günstige Wärme aus der Müllverbrennungsanlage liegt in der „Merit Order“ der Wärmeerzeugung ganz vorne und liefert in allen Varianten einen stabilen Beitrag von 17 %. Betrachtet man den Wärmeerzeugungsmix nur über die ersten zehn Jahre, dann erhöht sich in den Gasvarianten der Anteil der Wärme aus Kohle-KWK zu Lasten der Gas-KWK, was dem anfänglich sehr niedrigen Clean Spark Spread geschuldet ist.

Im grünen Alternativszenario stellt sich bei den Gasvarianten ein um ca. 5 % höherer Anteil der Wärme aus Gas-KWK ein. In nahezu gleichem Ausmaß verringert sich der Wärmeanteil von Kohle-KWK. Bei den Kohlevarianten reduziert sich der hohe Anteil der Kohle-KWK um 5 % bzw. 6 %, was überwiegend durch die Gas-KWK in Tiefstack aber auch durch vermehrten Kesseleinsatz kompensiert wird. Im grauen Alternativszenario stellen sich ähnliche Effekte ein, die allerdings geringer ausgeprägt sind. Hier steigt der Anteil der Gas-KWK in den Gasvarianten nur um 3 %.

Gemäß der Geheimhaltungserklärung mit Vattenfall werden weder geschätzte noch tatsächliche Kostenstrukturen dargestellt. Für die Bewertung des Unterkriteriums der Wärmeerzeugungskosten werden lediglich die Differenzwärmekosten als quantitatives Kriterium herangezogen. Die Differenzwärmekosten sind die Differenz der Wärmeerzeugungskosten der jeweiligen Variante zu denen der Basisvariante (Innovationskraftwerk). Die Differenzwärmekosten werden jeweils für das gesamte Portfolio der jeweiligen Varianten nach der Restkostenmethode ermittelt. Dies bedeutet, dass alle entstehenden Kosten verringert um Erlöse aus dem Stromverkauf sowie um Gutschriften aus der KWK-Förderung der Wärme zugeordnet werden. Dahinter steht der Ansatz, dass die Anlagen primär der Wärmeerzeugung dienen und dass die Stromerzeugung nicht im Vordergrund steht. Die Wärmeerzeugungskosten setzen sich aus einem variablen Anteil und einem fixen Anteil zusammen. Der variable Anteil ist abhängig von der Erzeugungsmenge (Ergebnis der Einsatzsimulation) und beinhaltet:

- Kosten für den Brennstoff
- Kosten für Emissionszertifikate
- Sonstige variable Erzeugungskosten (z. B. für Wartung, Wasser etc.)
- Startkosten der Anlage aus dem Stillstand
- Gutschrift aus der Vermarktung des erzeugten Stroms

Dagegen beinhaltet der fixe Anteil der Wärmeerzeugungskosten einerseits Betriebskosten, die unabhängig vom eigentlichen Einsatz der Anlage sind. Dabei handelt es sich um Kosten für Personal, Wartung und Instandhaltung, Versicherungen, Gemeinkosten etc. Darüber hinaus sind auch die Kapitalkosten, d. h. die jährlichen Kosten, die aus der Anfangsinvestition resultieren, zu berücksichtigen. Dabei werden die Investitionskosten über die Finanzierungsdauer unter Annahmen zum Eigenkapitalanteil, Eigenkapitalzins und Fremdkapitalzins in jährlich gleich hohe Kosten (Annuitäten) umgerechnet (vgl. Anhang). Aus Gründen der Vereinfachung und der besseren Vergleichbarkeit wird die KWK-Förderung – unabhängig von den tatsächlichen Erzeugungsmengen – linear über die ersten zehn Jahre des Betrachtungszeitraums als Gutschrift angesetzt.

Lediglich die Moorburg-Variante wird nicht nach der Wärmerestkostenmethode behandelt. Aufgrund der hohen elektrischen Leistung der beiden Blöcke von jeweils rund 800 MW steht hier eindeutig die Stromerzeugung im Vordergrund. Die Auskopplung von Wärme wäre in diesem Fall ein „Nebenprodukt“. Mit dieser Wärmeauskopplung geht eine Reduzierung der elektrischen Leistung einher, d. h., es kann weniger Strom am Markt verkauft werden. Dementsprechend werden die variablen Wärmeerzeugungskosten als Stromverlustkosten ermittelt, indem die durch die Wärmeauskopplung reduzierte elektrische Leistung (Stromverlust) mit dem Strommarktpreis multipliziert wird. Dies entspricht dem Opportunitätsverlust des Kraftwerks am Strommarkt für die ausgekoppelte Wärme.¹⁴ Als fixe Kosten werden in der Moorburg-Variante die Investitionskosten für die Moorburgtrasse, ein Leistungspreis für die Auskopplung der Wärme aus dem Kraftwerk sowie die Betriebskosten für die Moorburg-Trasse berücksichtigt.

Abbildung 26 zeigt den Verlauf der Wärmeerzeugungskosten als Differenzkosten zur Variante „Innovationskraftwerk“ (Referenzvariante). Sie zeigt die Wärmeerzeugungskosten als Differenzkosten über die einzelnen Jahre des Bewertungszeitraumes für das Basisszenario. Die Darstellung als Differenzkosten wurde gewählt, da die absoluten jährlichen Kosten nur einen Anteil der gesamten Kosten der Wärmeerzeugung- und -verteilung darstellen. Nicht enthalten sind diejenigen Kosten, die in allen Varianten (nahezu) gleich sind. Dabei handelt es sich z. B. um fixe Kosten von Anlagen, die in allen Varianten enthalten sind, oder auch um Kosten des vorhandenen Wärmenetzes. Lediglich die variantenspezifischen Netzkosten für eine neue Moorburgtrasse oder eine nicht mehr benötigte Wedel-Trasse werden berücksichtigt.

¹⁴ In denjenigen Stunden, in denen ein Kohleblock in Moorburg ausschließlich zur Wärmeerzeugung betrieben würde, wird auch in dieser Variante die Methode der Wärmerestkosten angewendet. Dies sind Stunden mit sehr niedrigen Strompreisen, in denen der Block am Strommarkt einen Verlust erwirtschaften würde.

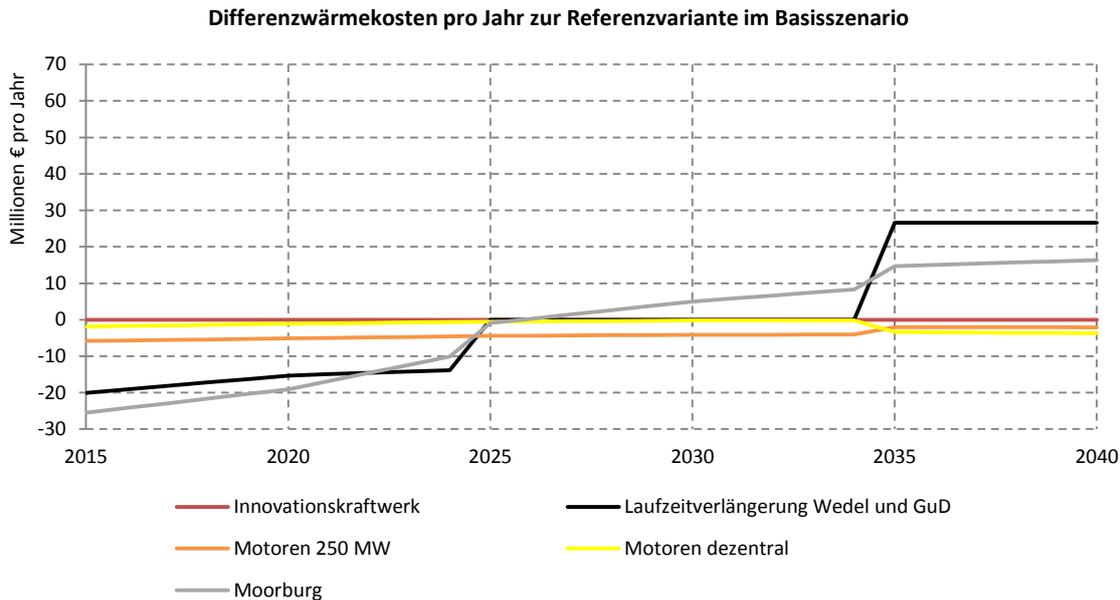


Abbildung 26: Jährliche Differenzkosten der Wärmeerzeugung im Basisszenario

Für das Basisszenario zeigt sich, dass die Gasvarianten relativ geringe Differenzkosten aufweisen. Dabei führt die zentrale Motoren-Variante zu etwas niedrigeren jährlichen Kosten, was im Wesentlichen durch die geringen Fixkosten des zentralen Motorenkraftwerks hervorgerufen wird. Hier weist das zentrale Motorenkraftwerk sowohl bei den fixen Betriebskosten als auch bei den Investitionskosten Vorteile auf. In der dezentralen Variante der Motoren wird dieser Vorteil durch die höheren Investitionskosten (Aufschlag für verteilte Standorte) kompensiert. Nach Ablauf der Finanzierungsdauer spielen die Investitionskostenunterschiede keine Rolle mehr, so dass sich die Gasvarianten noch weiter annähern.

Die absoluten Wärmeerzeugungskosten, die nicht dargestellt sind, weisen einen stufenförmigen Verlauf auf. Während der KWK-Förderung, die hier modellhaft über zehn Jahre angesetzt wurde, verlaufen die Kosten auf gleich bleibendem Niveau. Nach Ablauf der KWK-Förderung ergibt sich ein sprunghafter Anstieg auf ein zunächst gleichbleibendes Niveau. Mit dem Rückgang des Clean Spark Spread geht dann nach 2030 ein leichter Anstieg einher. Nach Ablauf der Finanzierung ab 2035 gehen die Kosten wieder sprunghaft auf ein Niveau unterhalb der anfänglichen Kosten zurück und steigen danach wieder an.

Die beiden Kohlevarianten weisen in den ersten zehn Jahren deutlich geringere Wärmeerzeugungskosten auf. Bei der Laufzeitverlängerung von Wedel wird dies durch die deutlich geringeren Brennstoffkosten für Kohle hervorgerufen. In den Gasvarianten ergeben sich dadurch höhere Kosten sowohl für den Einsatz des Kraftwerks als auch aus dem höheren Kesselanteil, der ebenfalls teuer ist. Bei der Moorburg-Variante resultiert der Vorteil aus den anfänglich sehr niedrigen Stromverlustkosten (niedriges Strompreisniveau) und der sehr hohen KWK-Förderung (höchste Wärmeleistung). Der erste Vorteil schwindet mit den steigenden Strompreisen zunehmend dahin, so dass die Moorburg-

Variante mit Ablauf der KWK-Förderung auf das Niveau der Gasvarianten steigt¹⁵ und mit dem weiter steigenden Strompreis zunehmend nachteilig wird. In der Variante „Laufzeitverlängerung Wedel“ wird das Kohlekraftwerk in Wedel ab 2025 durch ein GuD-Kraftwerk (ohne Berücksichtigung einer KWK-Förderung) ersetzt, so dass die Wärmeerzeugungskosten ab dann bis zum Jahr 2034 identisch mit der Referenzvariante sind. Danach führt diese Variante zu höheren Kosten, da bei der Referenzvariante die Kapitalkosten entfallen (Ablauf der Finanzierung) wohingegen das später gebaute GuD-Kraftwerk noch weitere zehn Jahre Kapitalkosten zu tragen hat. Damit weist diese Variante am Ende des Betrachtungszeitraumes mit Abstand die höchsten Wärmeerzeugungskosten auf.

Als Sensitivität wird in der Variante „Innovationskraftwerk“ das GuD-Kraftwerk in einer veränderten Konfiguration bewertet. Anstelle der Gegendruckturbine wird die Anlage mit einer Entnahme-Kondensationsturbine ausgestattet. Diese ermöglicht eine flexible Auskopplung der Wärme zwischen 0 und einer maximalen Wärmeleistung. Diese Modifikation führt zu leicht geänderten technischen Parametern. Bei einer gleich hohen Feuerungsleistung wie bei der Gegendruckanlage ergeben sich eine geringfügig höhere elektrische Leistung und eine um 25 MW geringere Wärmeleistung. Im Ergebnis stellt sich ein etwas geringerer Nutzungsgrad beim Betrieb mit maximaler Feuerungsleistung ein. Die Annahmen zu den Investitionskosten und den fixen Betriebskosten werden auch in der geänderten Konfiguration beibehalten. Für die Entnahme-Kondensationsanlage ergeben sich um 1,5 Mio. € höhere jährliche Wärmeerzeugungskosten als für die Gegendruckanlage. Demzufolge kann aus der höheren Flexibilität dieser Anlage im vorliegenden Wärmeerzeugungsportfolio kein entsprechend hoher Wert generiert werden, der den Nachteil des geringeren Nutzungsgrades kompensieren würde.

Aus der Einsatzsimulation in den beiden Alternativszenarien Grün und Grau resultieren unterschiedliche Entwicklungen bei den Wärmeerzeugungskosten. Bei den Alternativszenarien werden die Differenzkosten zur Referenzvariante im Basisszenario dargestellt. Somit gibt der Verlauf vom Innovationskraftwerk die Differenzkosten dieser Variante zum Basisszenario an.

¹⁵ Hierbei ist zu beachten, dass mit dem Wegfall des KWK-Zuschlages nach Ablauf der Förderung ein sehr starker Kostenanstieg verbunden ist.

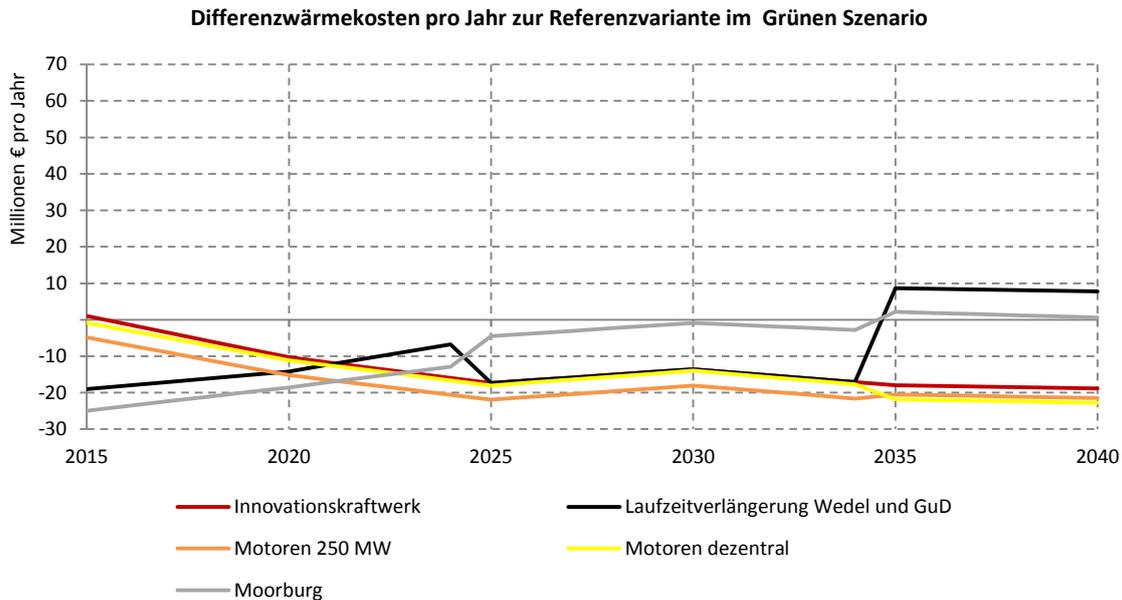


Abbildung 27: Jährliche Differenzkosten der Wärmeerzeugung für das grüne Szenario

Generell ergeben sich im grünen Szenario für die Gasvarianten niedrigere Wärmeerzeugungskosten als im Basisszenario. Die Differenz steigt in den ersten zehn Jahren deutlich an und bleibt dann annähernd konstant. Dies wird hervorgerufen durch den deutlich höheren Clean Spark Spread, der zu einer Erhöhung der Wärmeerzeugung aus Gas-KWK führt. Der geringere Gaspreis führt zudem zu niedrigeren Kosten für den Einsatz der Gaskessel. Diese Effekte wiegen stärker als der schlechtere Clean Dark Spread im grünen Szenario, der zu einem geringeren Einsatz der Kohle-KWK in diesen Varianten führt. Ansonsten ergibt sich ein ähnlich gestufter Verlauf wie im Basisszenario.

Bei der Variante Laufzeitverlängerung Wedel ergeben sich erst nach 2020 Unterschiede zum Basisszenario. Durch den schlechteren Clean Dark Spread liegen die Wärmeerzeugungskosten höher als im Basisszenario. In der Moorburg-Variante steigen die Wärmeerzeugungskosten weniger stark als im Basisszenario. Der dämpfende Effekt ergibt sich aus den deutlich geringeren Stromverlustkosten im Kraftwerk Moorburg, d. h. geringeren Kosten für die Wärmeauskopplung, was durch die deutlich niedrigeren Strompreise begründet ist. Allerdings ist der Kostenvorteil gegenüber dem Basisszenario bei der Moorburg-Variante geringer als bei den Gasvarianten. Damit steigt im grünen Szenario die Spreizung der Wärmeerzeugungskosten zwischen der Moorburg-Variante und den Gasvarianten an, d. h., der Vorteil der Gasvarianten in den späteren Jahren wird größer.

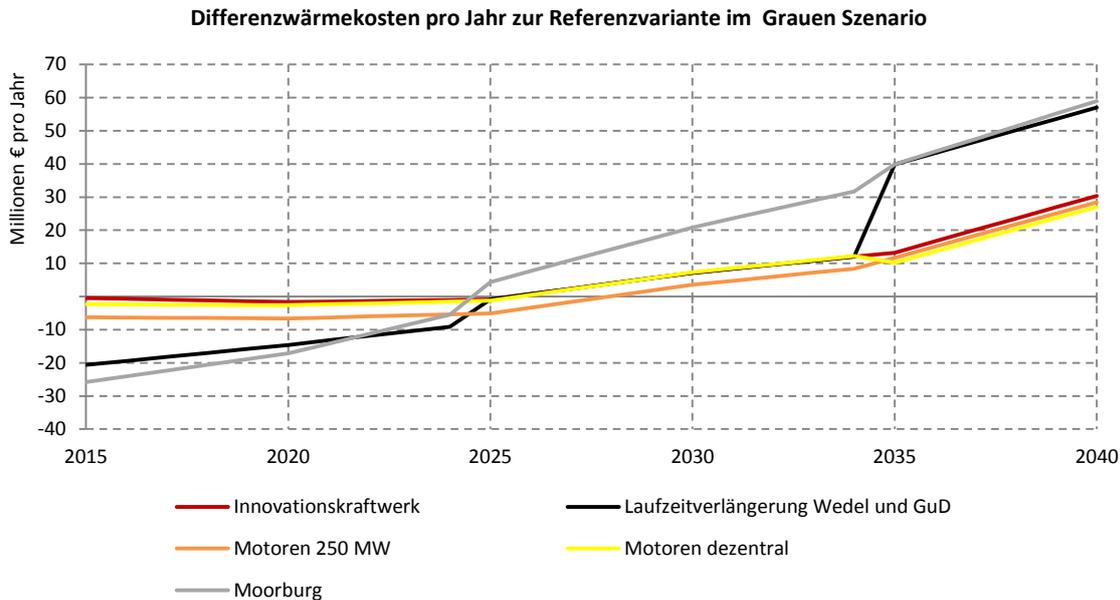


Abbildung 28: Jährliche Differenzkosten der Wärmeerzeugung für das graue Szenario

Auch im grauen Szenario steigt der Anteil der Gas-KWK. Allerdings ist der Verlagerungseffekt zu Lasten der Kohle-KWK geringer als im grünen Szenario. Der Grund dafür ist, dass der Clean Spark Spread etwas besser ist als im Basisszenario, wohingegen der Clean Dark Spread ab 2025 etwas schlechter – in späteren Jahren sogar deutlich schlechter – ist.

Bei den Gasvarianten ergeben sich in den ersten zehn Jahren kaum Unterschiede zum Basisszenario. Danach steigen die Wärmeerzeugungskosten für diese Varianten deutlich an, sodass sich zum Ende des Betrachtungszeitraums sehr große Unterschiede zum Basisszenario ergeben. Die höheren Kosten im grauen Szenario gegenüber dem Basisszenario erklären sich durch den geringeren Clean Dark Spread ab 2025, wobei das Delta zum Basisszenario immer größer wird, und einen stark steigenden CO₂-Preis, der zu höheren Kesselkosten führt. Dies kann durch den geringfügig höheren Clean Spark Spread nicht kompensiert werden.

Bei den Kohlevarianten zeigt sich ein kontinuierlicher Anstieg der Wärmegestehungskosten, sodass diese bereits ab dem fünften Jahr höher liegen als im Basisszenario. Auch hier ist der Vorteil in den ersten 10 Jahren gegenüber den Gasvarianten geringer als im Basisszenario. Dieser Anstieg führt dazu, dass die Moorburg-Variante ab dem zehnten Jahr mit Abstand die höchsten Wärmeerzeugungskosten aufweist. Zum Ende des Betrachtungszeitraums wird die Schere zu den Gasvarianten immer größer. Neben den für die Kohlevarianten negativen Effekten durch den geringen Clean Dark Spread und den sehr hohen CO₂-Preis kommt bei der Moorburg-Variante hinzu, dass der deutlich höhere Strompreis über die Stromverlustkosten im Kraftwerk Moorburg zu höheren Wärmeerzeugungskosten führt.

Für die Bewertung Klimaverträglichkeit werden als Unterkriterien die CO₂-Emissionen sowie die NO_x-Emissionen der Wärmeerzeugung herangezogen. Auf die unterschiedlichen Methoden zur Ermittlung der CO₂-Emissionen wird in Kapitel 4 ausführlich eingegangen. Insofern werden an dieser Stelle nur die Ergebnisse erläutert.

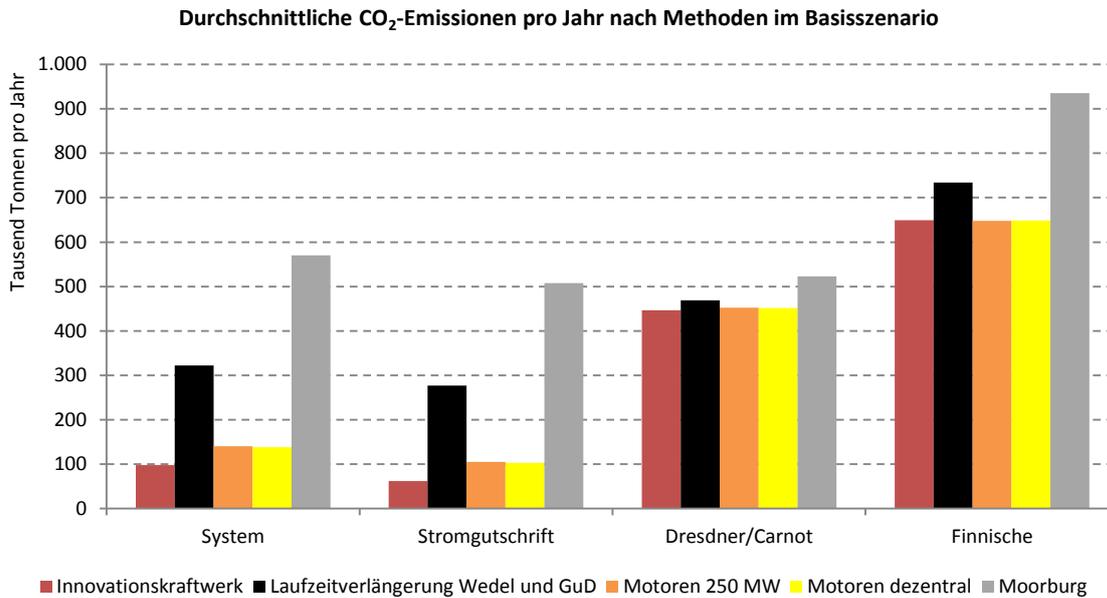


Abbildung 29: Durchschnittliche CO₂-Emissionen pro Jahr nach Methoden im Basisszenario

Im Basisszenario weisen die Kohlevarianten bei allen Methoden die höchsten Emissionen auf. Das Niveau und die Unterschiede zwischen den Varianten streuen sehr stark über die einzelnen Methoden. Bei der von BET präferierten systemischen Methode ergeben sich für die Gasvarianten nur geringe Emissionen aus der Wärmeerzeugung von rund 100.000 t/a als Durchschnittswert über den Betrachtungszeitraum. Da die Emissionen der Gas-KWK-Anlagen deutlich geringer sind als im angesetzten KWK-Verdrängungsmix resultiert für die Stromerzeugung eine hohe Gutschrift, sodass bei diesen Anlagen die Emissionen, die der Wärme zugeschrieben werden, sehr gering sind.¹⁶ Die Kohlevarianten – und hier insbesondere die Moorburg-Variante mit mehr als 500.000 t/a – weisen dagegen deutlich höhere Emissionen auf. Bei der Stromgutschrift-Methode ergeben sich sehr ähnliche Relationen wie bei der ersten Methode. Bei der dritten und vierten Methode ergeben sich nur geringe Unterschiede zwischen den Varianten, was der Erwartungshaltung widerspricht, dass eine Wärmeerzeugung aus Gas-KWK deutlich geringere Emissionen aufweist als Wärme aus Kohle-KWK.

Betrachtet man den Mittelwert der Emissionen nur über die ersten zehn Jahre (Laufzeitverlängerung Wedel), dann sind die Unterschiede zwischen Gas- und Kohlevarianten bei den beiden ersten Methoden noch deutlich größer. Dabei weist die Variante mit der Laufzeitverlängerung von Wedel in beiden Methoden die höchsten Emissionen auf. Mit dieser Laufzeitverlängerung geht eine – im Vergleich zu den Gasvarianten – Erhöhung der CO₂-Emissionen um 500.000 t/a für die Wärmeerzeugung einher.

Die für das Basisszenario getroffenen Aussagen gelten vom Grundsatz her auf für die beiden Alternativszenarien. Im grünen Szenario ergeben sich für die beiden ersten Methoden für alle Varianten um

¹⁶ Die Gas-KWK-Anlagen haben einen niedrigen Emissionsfaktor (Gas: 0,202 t/MWh_{th}, Steinkohle 0,341 t/MWh_{th}) und eine hohe Effizienz und verursachen damit deutlich geringere Emissionen als die Anlagen, die sie in der Strom Merit Order verdrängen. Somit erhält die Wärme eine Gutschrift aufgrund der durch die Verdrängung eingesparten Emissionen.

rund 100.000 t/a geringere Emissionen, so dass die Relationen zwischen den Varianten erhalten bleiben. Der Grund dafür liegt im höheren Anteil der Wärmeerzeugung aus Gas-KWK. Für die Gasvarianten ergeben sich durch die hohe Gutschrift auf die Stromerzeugung zum Teil negative Werte. Bei den beiden anderen Methoden sind die Unterschiede zum Basisszenario nur sehr gering, so dass die Änderungen im Erzeugungsmix sich nicht auf die Emissionen auswirken. Im grauen Szenario ist die Reduzierung der Emissionen nach den ersten beiden Methoden weniger stark. Ansonsten gelten dieselben Aussagen wie beim grünen Szenario.

Für die Bewertung der NO_x-Emissionen wurde eine lokale Betrachtung durchgeführt, d. h. es wurden die gesamten anfallenden Emissionen betrachtet. Eine Aufteilung auf Strom und Wärme erfolgt nicht. Durch Nachschaltung von Katalysatoren kann in jeder der untersuchten Technologien eine weitergehende Reduzierung der Emissionen auf die geforderten standortabhängigen Grenzwerte erreicht werden.

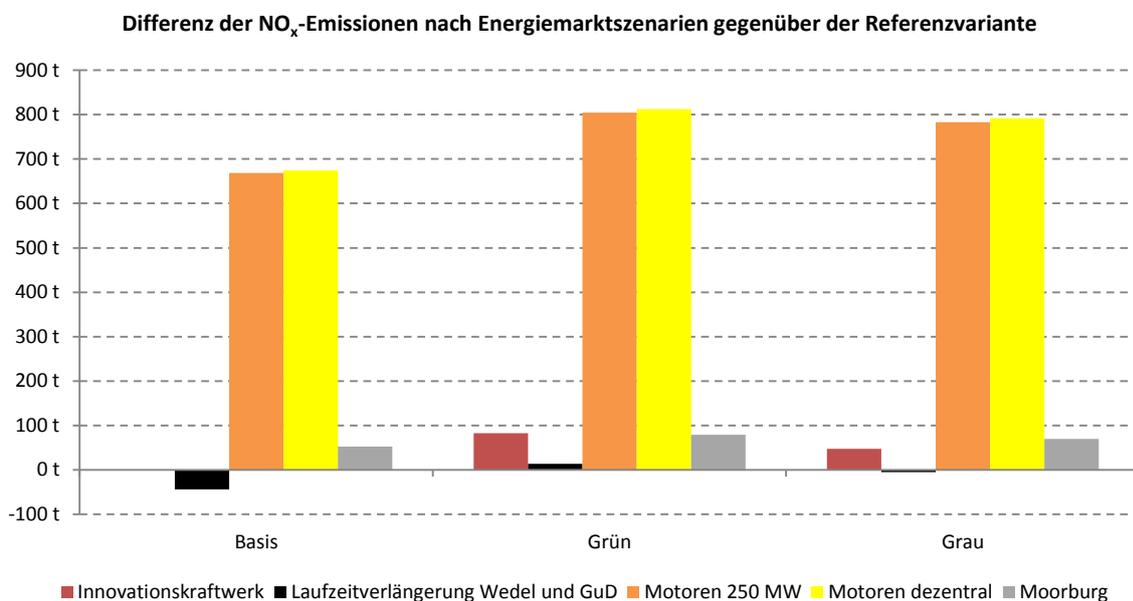


Abbildung 30: Differenz der durchschnittlichen NO_x-Emissionen der Technologievarianten gegenüber der Referenzvariante

6.3.3 Variantenvergleich konventionelle Technologien

Im Folgenden werden die Bewertungen der festgelegten Kriterien für die untersuchten Varianten erläutert. Jede Variante wird in jedem Kriterium einzeln bewertet auf einer Punkteskala von 1 bis 6 (vgl. Abbildung 22 in Kapitel 6.2.3). Die Bewertung entspricht der Vorgehensweise bei den Erneuerbaren Wärmeerzeugern.

6.3.3.1 Variantenvergleich der Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeit werden die Kriterien Wärmegestehungskosten, Sensitivität der Wirtschaftlichkeit und Fördersicherheit der Technologie bewertet. Im Rahmen der heutigen energie-wirtschaftlichen Fundamentaldaten ist keine der untersuchten Neubauvarianten kurzfristig wirt-

schaftlich. Daher wurden alle Motorenvarianten und das Innovationskraftwerk bei den Wärmegehungskosten zunächst mit lediglich 2 Punkten bewertet. Die Varianten Moorburg und Laufzeitverlängerung zeigen sich kurzfristig noch am günstigsten und werden daher in diesem Unterkriterium mit einem zusätzlichen Punkt aufgewertet. Allerdings wird die Moorburg-Lösung durch die hohen Kosten der Leitungstrasse im innerstädtischen Raum belastet. Die Sensitivität der Wirtschaftlichkeit ist vor allem bei Moorburg als kritisch anzusehen. Sofern die Strommärkte sich nicht stabilisieren, wird Moorburg ausschließlich zur Deckung des Fernwärmebedarfes eingesetzt und führt damit zu erheblichen Mehrkosten (1 Punkt). Die Option Laufzeitverlängerung wird mit 3 Punkten bewertet, da sie kurzfristig stark durch die Energiemärkte beeinflusst wird. Bei den Neubauvarianten wurde die Sensitivität mit 4 Punkten bewertet. Diese profitieren von einer späteren Inbetriebnahme und von der erwarteten Stabilisierung der Energiemärkte. Die Fördersicherheit wurde bei allen Neubuanlagen mit 3 Punkten bewertet. Die Laufzeitverlängerung wird hier mit 6 Punkten bewertet, weil keine Förderungen anfallen. Die aktuellen Regelungen zur KWK-Förderung für eine etwaige Inbetriebnahme in den Jahren nach 2020 sind nicht klar geregelt. Im Kriterium Fördersicherheit erhält die Moorburg-Variante die schlechteste Bewertung. Neben Unsicherheit der Weiterentwicklung der Förderung für Bestandskraftwerke besteht zudem das zusätzliche Risiko, dass es eine zusätzliche Pönalisierung (negative Förderung) des Kohleinsatzes geben könnte (Abwertung auf 2 Punkte).

6.3.3.2 Variantenvergleich der sozialen Gerechtigkeit

Das Kriterium „Soziale Gerechtigkeit“ bewertet die Akzeptanz in der Öffentlichkeit, die Akzeptanz in der Politik, die Sicherung der Beschäftigung und die regionale Wertschöpfung. Die beiden Varianten am Standort Wedel (Innovationskraftwerk und Motoren) werden hier mit 4 Punkten bewertet. Diese Punktzahl berücksichtigt neben einer Einschätzung seitens des Gutachters zur Akzeptanz auch einen Abzug für die Ablehnung jedes Kraftwerksneubaus durch die Bürgerinitiative in Wedel. Die Variante Laufzeitverlängerung wird mit 4 Punkten bewertet, weil über zehn Jahre ein altes Kohlekraftwerk betrieben wird. Auch die dezentrale Motorenvariante erhält 3 Punkte, da auch im innerstädtischen Raum Widerstände zu erwarten sind. Die schlechteste Bewertung (2 Punkte) erhält die Variante Moorburg. Die geringe Akzeptanz resultiert insbesondere aus der langfristigen Bindung an Kohle als Brennstoff und dem erwarteten aufwendigen Trassenbau einer Einbindung. Im Kriterium Akzeptanz in der Politik werden alle drei Neubauvarianten mit 5 Punkten bewertet. Die Laufzeitverlängerung erhält eine Abwertung auf 4 Punkte, wegen des befristeten Kohleinsatzes. Die Moorburg-Trasse wird analog zur Akzeptanz in der Öffentlichkeit bewertet. Bezüglich der Sicherung der Beschäftigung werden alle Kraftwerksvarianten mit 5 Punkten bewertet. Lediglich die Moorburg-Variante erhält hier nur 3 Punkte, weil die Mitarbeiter nach der Stilllegung von Wedel nicht mehr am Standort gebraucht werden.

6.3.3.3 Variantenvergleich der Klimaverträglichkeit

Das Kriterium „Klimaverträglichkeit“ bewertet die Emissionen (CO₂, NO_x und Feinstaub) und die Immissionen (Schall). Zudem werden die ökologische Schädigung und der Primärenergieeinsatz bewertet. Das Innovationskraftwerk wird bezüglich der CO₂-Emissionen als notwendige Übergangstechnologie mit 5 Punkten bewertet. Die Motorenkraftwerke weisen eine leicht höhere CO₂-Belastung aus und werden daher mit einem Punkt niedriger bewertet. Moorburg als Kohleanlage erhält die niedrigste Bewertung (1 Punkt). Die Laufzeitverlängerung erhält lediglich 2 Punkte, da in der Modellie-

rung nach zehn Jahren auch eine GuD-Anlage installiert wird. Bei der NO_x-Bewertung erhalten alle Varianten eine Punktzahl von 4 und lediglich die Motoren erhalten eine Abwertung auf Grund des grundsätzlich schlechteren NO_x-Ausstoßes. Bei den Schallimmissionen erhält die Variante Moorburg die höchste Bepunktung (5 Punkte), weil lediglich der Baulärm für den Trassenbau bewertet wurde. Die neuen Kraftwerke am Standort Wedel werden mit 3 Punkten bewertet. Die Laufzeitverlängerung der Altanlage erhält die schlechteste Bewertung mit 2 Punkten. Ebenso wurde eine dezentrale Motorenvariante bewertet, da hier grundsätzlich im Stadtgebiet eine Erhöhung der Lärmbelastung zu erwarten ist. Die Feinstaub-Emissionen wurden bei den neuen Gasanlagen mit 4 Punkten bewertet. Das neue Kraftwerk Moorburg wurde auf Grund der dort installierten Filtertechnologien mit 5 Punkten bewertet. Den schlechtesten Wert erhält die Laufzeitverlängerung mit 2 Punkten. Bezüglich der ökologischen Schädigung wurden alle Varianten mit 3 Punkten bewertet. Bezüglich des Primärenergieeinsatzes werden sowohl die Motorenvarianten als auch das Innovationskraftwerk wegen des hohen Wirkungsgrades mit 4 Punkten bewertet. Die Variante Moorburg und die Laufzeitverlängerung werden hier schlechter bewertet mit nur 3 Punkten.

6.3.3.4 Variantenvergleich der Versorgungssicherheit & Technik

Im letzten Kriterium „Versorgungssicherheit und Technik“ werden die Robustheit im Betrieb, die Flexibilität, die Verfügbarkeit der Technik & Standorte, die lokale Erfahrung/Komplexität und die Innovations- bzw. Systemoffenheit bewertet. Im Unterkriterium Robustheit im Betrieb erhalten die Motorenvarianten die beste Bewertung (5 Punkte). Durch ihren modularen Aufbau und die Verwendung bekannter Technologie zeigen sie eine hohe Robustheit sowohl im Bau als auch im Betrieb. Eine GuD-Anlage ist im Vergleich dazu anfälliger und daher werden das Innovationskraftwerk und die Erzeugung im Kohlekraftwerk Moorburg mit lediglich 4 Punkten bewertet. Die Laufzeitverlängerung der Altanlage in Wedel wird in diesem Unterkriterium noch mit 3 Punkten bewertet, weil in dieser Variante nach zehn Jahren ebenfalls eine GuD-Anlage zum Einsatz kommt. Bezüglich der Flexibilität der Nutzung werden die Motorenvarianten mit 6 Punkten bewertet, weil dies der entscheidende Vorteil von Motorenkraftwerken ist. Die Moorburg-Variante und die Laufzeitverlängerung werden hier mit 4 Punkten bewertet. Das Innovationskraftwerk liegt zwischen diesen beiden Gruppen und erhält somit 5 Punkte. Bezüglich des Unterkriteriums Verfügbarkeit der Technologie und Standorte werden die Varianten am Standort Wedel mit 6 Punkten bewertet. Die Bewertung erfolgt hier unabhängig von den laufenden Einsparungen und bewertet neutral den vorhandenen Kraftwerksstandort und die bekannte Technologie. Die dezentrale Motorenvariante und die Variante Moorburg erhalten auf Grund der kritischen Standortfindung bzw. des kritischen notwendigen Trassenbaus eine Abwertung auf lediglich 3 Punkte. Die lokale Erfahrung/Know-how/Komplexität der Technik wird bei allen konventionellen Erzeugungstechnologien mit 5 Punkten bewertet. Im Unterkriterium Innovations- und Systemoffenheit zeigen sich noch einmal die Vor- und Nachteile der verschiedenen Technologien. Die Moorburgvariante legt für die Zukunft eine Technologie fest und erschwert die Integration weiterer dezentraler Lösungen (1 Punkt). Auch die vorliegende Dimensionierung des Innovationskraftwerkes legt heute eine Technologie fest, könnte aber bis zum Bauzeitpunkt ggf. noch angepasst werden (3 Punkte). Die Laufzeitverlängerung und die zentrale Motorenvariante erhalten hier eine Bewertung von 5 Punkten. Bei beiden Varianten ist die finale Dimensionierung noch nicht festgelegt und kann daher systemoffen gestaltet werden. Die relativ beste Bewertung mit 5 Punkten erhält die dezentrale Motorenvariante. Jede konventionelle Technologie legt die Erzeugungsstruktur für 15 bis 20 Jahre fest.

Allerdings erlaubt eine dezentrale Variante eine Feinjustierung auf den Fortschritt in der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen und kann sogar wieder modular rückgebaut werden.

6.3.3.5 Ranking und Würdigung

Für die Gesamtbewertung wurde das abgestimmte Bewertungsschema verwendet. Die Unterkriterien wurden im Grundsatz gleichgewichtet. Gerechnete Werte werden in den Unterkriterien stärker gewichtet als nicht gerechnete Werte (z. B. Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen mit 40 %). Zusätzlich wurden die NO_x-Emissionen und die Schall-Immissionen leicht stärker gewichtet als die restlichen Unterkriterien im Kriterium Klimaverträglichkeit. Eine Übersicht über die Gesamtbewertung gibt folgende Darstellung:

		Innovationskraftwerk 250 MW	Laufzeitverlängerung Wedel mit nachfolgend GuD 250 MW	Motoren 250 MW	Motoren 250 MW dezentral	Moorburg
Bewertung ohne Gewichtung		3,9	3,7	4,0	3,9	2,9
Bewertung mit Gewichtung		3,8	3,5	3,8	3,7	2,7
Wirtschaftlichkeit	35%	2,8	3,6	2,8	2,8	2,2
Soziale Gerechtigkeit	20%	4,3	3,8	4,3	4,3	2,8
Klimaverträglichkeit	25%	4,2	2,5	3,6	3,5	2,9
Versorgungssicherheit & Technik	20%	4,6	4,4	5,2	4,8	3,4
		Innovationskraftwerk 250 MW	Laufzeitverlängerung Wedel mit nachfolgend GuD 250 MW	Motoren 250 MW	Motoren 250 MW dezentral	Moorburg
Wirtschaftlichkeit		3,0	4,0	3,0	3,0	2,0
Wirtschaftlichkeit gewichtet		2,8	3,6	2,8	2,8	2,2
Wärmegebungskosten (Vollkosten) unter Berücksichtigung von Stromerlösen und einer Mindestrendite	50%	2	3	2	2	3
Sensitivität der Wirtschaftlichkeit	30%	4	3	4	4	1
Fördersicherheit der Technologie	20%	3	6	3	3	2
Soziale Gerechtigkeit		4,3	3,8	4,3	4,3	2,8
Soziale Gerechtigkeit gewichtet		4,3	3,8	4,3	4,3	2,8
Akzeptanz in der Öffentlichkeit	25%	4	3	4	3	2
Akzeptanz in der Politik	25%	5	4	5	5	2
Sicherung der Beschäftigung	25%	5	5	5	5	3
Regionale Wertschöpfung	25%	3	3	3	4	4
Klimaverträglichkeit		3,8	2,7	3,5	3,3	3,5
Klimaverträglichkeit gewichtet		4,2	2,5	3,6	3,5	2,9
CO ₂ -Emissionen	40%	5	2	4	4	1
NO _x -Emissionen	15%	4	4	3	3	4
Schall-Immissionen	15%	3	2	3	2	5
Feinstaub-Emissionen	10%	4	2	4	4	5
Ökologische Schädigung	10%	3	3	3	3	3
Primärenergieeinsatz	10%	4	3	4	4	3
Versorgungssicherheit & Technik		4,6	4,4	5,2	4,8	3,4
Versorgungssicherheit und Technik gewichtet		4,6	4,4	5,2	4,8	3,4
Robustheit im Betrieb	20%	4	3	5	5	4
Flexibilität der Nutzung/Freiheitsgrade	20%	5	4	6	6	4
Verfügbarkeit der Technologie & Standort	20%	6	6	6	3	3
Lokale Erfahrungen/ Know-how/Komplexität der Technik	20%	5	5	5	5	5
Innovationsoffenheit und Systemoffenheit für dezentrale Lösungen	20%	3	4	4	5	1

Abbildung 31: Übersicht Gesamtbewertung konventionelle Technologien

Die Unterschiede in der Bewertung der Technologien sind sowohl in der gewichteten als auch in der ungewichteten Methode nicht so eindeutig, wie bei den Technologien aus erneuerbaren Energien. Daher werden bei lediglich geringfügigen Abweichungen in der Bewertung die Technologien in den gleichen Rang gesetzt.

Die Gesamtbewertung der konventionellen Anlagen zeigt, dass ein GuD-Kraftwerk als Gegendruckanlage am Standort Wedel eine mögliche und vernünftige technische Lösung für den Ersatz des HKW Wedel darstellt. Diese Variante hat einen leichten Vorteil in Bezug auf die Klimaverträglichkeit gegenüber den anderen konventionellen Technologien. Eine GuD-Anlage hat in der CO₂-Betrachtung

des Gesamtsystems die niedrigsten Emissionen und bietet das Potenzial einer zusätzlichen Nutzung von Abwärme am Kraftwerksstandort. Insgesamt ist die Technologie bezüglich der energetischen Wirkungsweise einer Lösung mit modularen Großmotoren gleichwertig. Die GuD-Anlage wurde alternativ mit einer geänderten Konfiguration als Entnahme-Kondensationsanlage analysiert. Diese Konfiguration führt zu höheren Wärmekosten. Aus Überlegungen der Wirtschaftlichkeit ist daher die Gegendruckanlage der Entnahme-Kondensationsanlage vorzuziehen.

Es gibt weitere technische Lösungen, die ebenso vernünftig sind wie ein GuD-Kraftwerk: Motorenkraftwerke in einer zentralen Variante am Standort Wedel oder dezentral an Standorten innerhalb des Stadtgebietes Hamburg. Die nicht geklärte Verfügbarkeit dezentraler Standorte führt zu Abwertungen. Der wesentliche Vorteil besteht in der Flexibilität des Einsatzes und der Skalierbarkeit im Sinne eines bedarfsorientierten Aufbaus der Erzeugungskapazitäten. Zudem besteht die Möglichkeit, kleinere Flächen im innenstädtischen Raum für die Fernwärmeversorgung zu nutzen. Diese dezentrale Lösung erfordert neben der Genehmigung einer Strom-, Gas- und Fernwärmeanbindung weitere Genehmigungsverfahren bezüglich der Immissionen (Lärm- und Feinstaubbelastung).

Die Laufzeitverlängerung des Standorts Wedel zeigt durch die CO₂-Emissionen eine schlechte Bewertung bei der Klimaverträglichkeit, ist jedoch kurzfristig wirtschaftlich. Der Weiterbetrieb ist unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen die kostengünstigste Option von allen untersuchten technologischen Varianten.

Die Moorburg-Trasse stellt die „schlechteste“ Alternative dar. Diese Variante unterscheidet sich deutlich bezüglich der Sensitivität der Wirtschaftlichkeit, Klimaverträglichkeit und im Unterkriterium der Systemoffenheit für dezentrale Lösungen von den anderen Technologien. Die Moorburg-Anbindung ist in dem gewählten Bewertungsrahmen keine sinnvolle Option. Die schlechte Bewertung beruht auf den hohen Kosten für den Leitungsbau, den hohen CO₂-Emissionen dieses Kohlekraftwerks und einem Kostenrisiko für den Wärmebezug.

In der Gesamtheit ergibt sich in Abweichung der reinen Punktevergabe folgende Reihenfolge der konventionellen Technologien:

1. Innovationskraftwerk/Motoren 250 MW
2. Laufzeitverlängerung
3. Motoren dezentral

6.4 Kernaussagen Kapitel 6

- Alle technologischen Varianten, die den Neubau von gasbefeuerten KWK-Anlagen oder Anlagen zur Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien erfordern, führen zu einer deutlichen CO₂-Reduktion der Fernwärmeerzeugung.
- Alle technologischen Ausbauvarianten führen gegenüber der heutigen Ist-Situation mit dem Kohlekraftwerk Wedel zu spürbaren Kostenerhöhungen der Fernwärmeerzeugung und ggf. hohem Investitionsbedarf.

- Die Einbindung von industrieller Abwärme ist vorteilhaft. Eine Integration in die Fernwärmeversorgung scheint machbar. Eine detaillierte Analyse der Temperatursituation, der Kostensituation, des Investitionsbedarfes, des Zeithorizontes und der Projektrisiken muss noch erfolgen.
- Die Wärmepumpe zur Abwärmenutzung eines konventionellen Kraftwerks ist wirtschaftlich, wird aber durch die Effekte des Stromverbrauchs in der Bewertung der Klimaverträglichkeit belastet. Sie ist jedoch eine interessante Ergänzung an einem zentralen Kraftwerksstandort in Kombination mit einer konventionellen Technologie zur Steigerung des Wirkungsgrades.
- Eine Solarthermieanlage bekommt in den gewählten Bewertungskriterien (ohne die Berücksichtigung der Systemeffekte) eine gute Bewertung, ist aber angesichts der geringen Nutzungsstunden, hohen Kosten und geringer regionaler Wertschöpfung nicht zu präferieren.
- Biomasseheizkraftwerke sind in einer großen Variante auf Grund der Brennstoffsituation nicht zu empfehlen; das regionale Aufkommen für Biomasse ist begrenzt, Abfall- und Restholz aus regionalem Anbau steht in großen Mengen nicht zur Verfügung.
- Eine kleinere Biomasse-KWK-Anlage kann auf Grund der EEG-Förderung unter angemessener Umweltverträglichkeit der Brennstofflogistik als variable Ergänzung zur Fernwärmeversorgung eingesetzt werden.
- Ein reines Biomasseheizwerk führt durch die fehlende Kraft-Wärmekopplung in der gewählten Bewertungssystematik zu einer deutlich schlechteren CO₂-Bilanz und verschenkt die Möglichkeiten einer KWK-Förderung.
- Eine Abwasser-Wärmepumpe ist eine machbare Alternative und führt in dem aktuellen Ordnungsrahmen (Netznutzungsentgelte und EE-Umlage) zu einer sehr schlechten Wirtschaftlichkeit. Das Potenzial ist zudem sehr begrenzt.
- Die Gesamtbewertung der konventionellen Anlagen zeigt, dass ein GuD-Kraftwerk als Gegendruckanlage am Standort Wedel eine mögliche und vernünftige technische Lösung für den Ersatz des HKW Wedel darstellt, die vor allem bei der Klimaverträglichkeit leichte Vorteile zu anderen Technologien zeigt.
- Der zeitliche begrenzte Weiterbetrieb des Kohleheizkraftwerks am Standorts Wedel ist technologisch machbar, weist aber unter allen betrachteten technologischen Varianten die höchste CO₂-Belastung aus.
- Motorenkraftwerke in einer zentralen Variante sind ebenfalls eine sinnvolle Variante; der wesentliche Vorteil besteht in der Flexibilität des Einsatzes und der Skalierbarkeit im Sinne eines bedarfsorientierten Aufbaus der Erzeugungskapazitäten.
- Dezentrale Motorenkraftwerke sind auf Grund der fehlenden Standorte und der hohen Infrastrukturerschließungskosten lediglich eine perspektivische Option.
- Die Moorburg-Anbindung ist im gewählten Bewertungsrahmen keine sinnvolle Option. Die schlechte Bewertung beruht auf den hohen Kosten für den Leitungsbau, den hohen CO₂-Emissionen dieses Kohlekraftwerks und einem Kostenrisiko für den Wärmebezug.

7 Standorte

7.1 Vorgehensweise der Untersuchung

Im Rahmen des Gutachtens wurden Technologien für eine mögliche Nachfolgelösung des Kohlekraftwerkes in Wedel untersucht und priorisiert. Dabei wurden bereits erste Standortanforderungen definiert und eine Sondierung von Flächen im Stadtgebiet durchgeführt. Für die Flächen- und Standortprüfung wurde das lokale Stadtplanungsbüro Luchterhandt mit der Umsetzung beauftragt. Die Notwendigkeit dieser Prüfung ergab sich aus den Rückmeldungen der Interessensgruppen. Die Ergebnisse dieser Prüfung befinden sich in Anhang T. Im Rahmen des Gutachtens werden nur die wesentlichen Ergebnisse gesamthaft aufgeführt.

7.1.1 Technische Standortanforderungen

Für die Standortprüfung wurden technische Standortanforderungen definiert. Diese wurden sowohl für ein Biomassekraftwerk als auch für ein Motorenkraftwerk definiert. Die detaillierten Standortanforderungen finden sich in Anhang E des Gutachtens.

7.1.2 Flächensuche

Standorte für die dezentralen Anlagen werden im Rahmen des Gutachtens exemplarisch gesucht und geprüft. Dazu gehört auch die Einbeziehung der Netzhydraulik der potenziellen Standorte. Bei der Standortsuche sind auch die Netzpläne von Strom und Erdgas zu berücksichtigen. Ergebnis ist ein grobes regionales Standortraster, das im zweiten Schritt verfeinert wird. Als Verfeinerung wurden im Rahmen der Untersuchung in Zusammenarbeit der BUE mit dem lokalen Stadtplanungsbüro Luchterhandt 19 Flächen identifiziert, welche für eine Standortprüfung näher untersucht werden sollten. Tabelle 8 und Abbildung 32 stellen diese Flächen kurz vor.

Tabelle 8: Standortraster und Flächen

Suchraum	Stadtteile	Standorte
Suchraum Nord	Eppendorf Winterhude	A: Deelböge B: Nedderfeld/Tarpenbek C: Lokstedter Steindamm D: Lokstedter Weg/Tarpenbek E: Nedderfeld
Suchraum Stellingen	MVA Stellingener Moor	F: MVA Stellingener Moor
Suchraum Trasse	Osdorf Blankenese	G: Rugenfeld/Osdorfer Landstraße H: Reichspräsident Ebert Kaserne I: Am Osdorfer Born J: Bahnhof Sülldorf
Suchraum Zentrum	Neustadt Altona Sternschanze/Karolinenviertel	K: Walter Möller Park L: Messegelände M: Großmarkt
Suchraum Hafen	Hafengebiet	N: Neuhöfer Brückenstraße O: Neuhöfer Brückenstraße Süd/ Schindler Ölwerke P: Moorburg Q: Kattwykinsel R: Kattwykdamm Süd

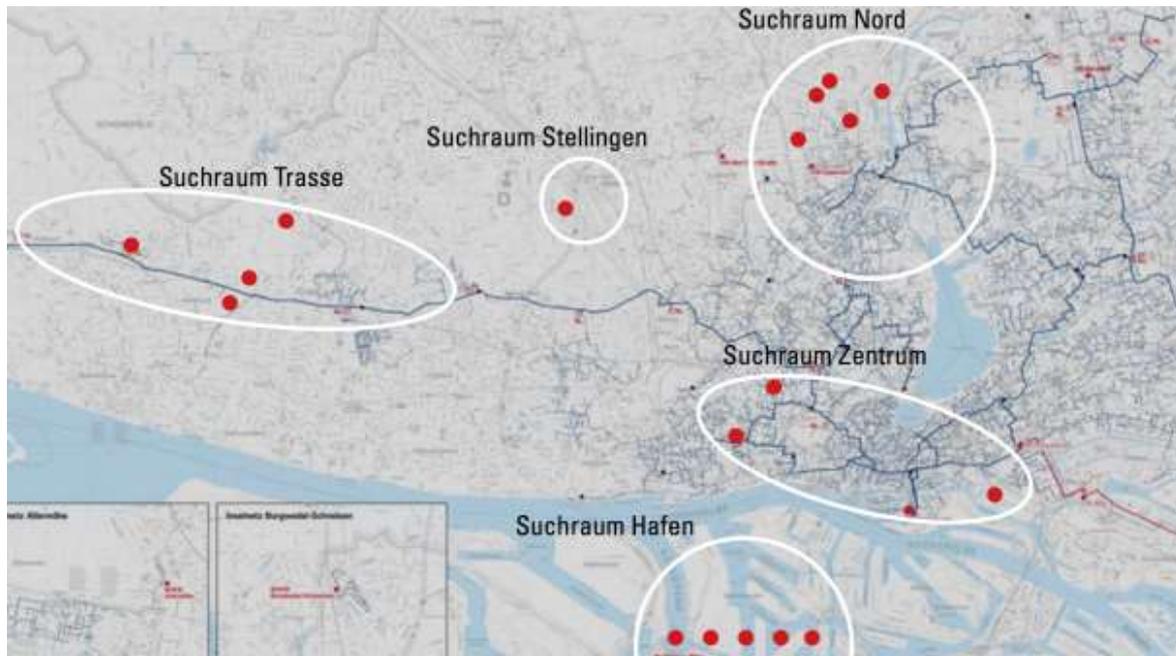


Abbildung 32: Suchräume und Standorte

7.2 Standortbewertung

Die Standortfindung erfolgt in den Vorgaben des Standorttrasters. Im Ergebnis werden konkrete, verfügbare Flächen im Stadtgebiet gesucht, die sowohl für dezentral aufgebaute Motorenanlagen als auch zur Einbindung von Technologien aus erneuerbaren Energien genutzt werden könnten. Die untersuchten Flächen wurden bezüglich folgender Kriterien städtebaulich untersucht und bewertet:

- Lage im Stadtgebiet
- Größe der Fläche
- Verfügbarkeit der Flächen
- Bestehende Planungen
- Städtebauliche Restriktionen
- Verkehrliche Anbindung
- Landschaftliche Einbindung
- Entfernung Fernwärmenetz
- Eignung für Technologien

Eine Übersicht der Ergebnisse ist in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Zusammenfassung der Standortbewertung

Nr.	Standort	Beschreibung	Biomasse	Motoren
F	MVA Stelling Moor	Gut geeignet, da Standort weitgehend konfliktfrei	●	●
N	Neuhöfer Brückenstr.	Gut geeignet	●	●
P	Moorburg	Gut geeignet	●	●
Q	Kattwykinsel	Gut geeignet	●	●
R	Katwykdamm Süd	Gut geeignet	●	●
O	Beuhöfer Brückenstr. Süd/ Schindler Ölwerke	Für Gasmotoren gut geeignet	●	●
I	Am Olsdorfer Born	Mäßig geeignet, Interessenkonflikt mit Desy-Forschung	●	●
A	Deelböge	Im Fazit ist dieser Standort „mäßig“ als Kraftwerksstandort geeignet. Entwicklungspotential besteht als Ausbau alternativ zu der geplanten Wohnbebauung.	●	●
E	Nedderfeld	Kein konkretes Grundstück; Gebiet aber perspektivisch geeignet.	●	●
G	Rugenfeld/Osdorfer Landstr.	Bedingt geeignet, Einbindung in Landschaft zu prüfen; Widerstand unterschiedlicher Akteure zu erwarten.	●	●
M	Großmarkt	Grundstück ggf. zu klein, Gebiet perspektivisch geeignet	●	●
B	Nedderfeld/Tarpenbek	Ungeeignet, da bereits neuer Wohnstandort geplant	●	●
C	Lokstedter Steindamm	Ungeeignet, da rechtskräftiger Bebauungsplan eine Wohnbebauung vorsieht	●	●
D	Lokstedter Weg/Tarpenbek	Ungenügende Grundstücksgröße	●	●
H	Reichspräsident Ebert Kaserne	In Verbindung mit dem Denkmalensemble nicht vorstellbar	●	●
J	Bahnhof Sülldorf	Ungeeignet, da bereits neuer Wohnstandort geplant	●	●
K	Walter Möller Park	Ungeeignet, da Planungsgebiet „Grünzug Altona“	●	●
L	Messegelände	Grundstücksgröße vermutlich nicht ausreichend	●	●

7.2.1 Standort Stellingen

Am Standort Stellingen befindet sich heute die Müllverbrennungsanlage Stelling Moor. Die Fläche grenzt an eine Freifläche von Hamburg Wasser, die teilweise als Kraftwerksstandort ausgebaut werden könnte. Inhaber des Standortes Stelling Moor ist die Stadtreinigung Hamburg (SRH). Wegen des zurückgehenden Abfallaufkommens wurde die Müllverbrennungsanlage im Juni 2015 stillgelegt. Der Rückbau der Müllverbrennungsanlage soll noch im Jahr 2015 beginnen und bis 2017 dauern. Nach Rückbau und Sanierung potentieller Altlasten durch den Verursacher bietet der Standort ein freies und großzügiges Baufeld mit guter bimodaler Verkehrsanbindung (Bundesautobahn A7 und

nahe liegende Bahngleisanlagen). Neben der Nutzung für ein GuD-HKW wären auch weitere zukünftige Projektentwicklungen, wie zum Beispiel Biomassenutzung, möglich.

Die Bauaktivitäten für die Errichtung eines GuD-Kraftwerks würden keine Koordination mit bestehenden betrieblichen Abläufen erfordern, was das Projektmanagement erheblich erleichtern würde. Aufgrund der Vornutzung sind nur geringe Konflikte mit der Bevölkerung, der Gemeinde und anderen Entwicklungsprojekten zu erwarten. Das für die Sanierung von Altlasten erforderliche Zeitfenster kann für die notwendigen Planungsarbeiten und die Vorbereitung der Genehmigungseinholung genutzt werden, wodurch ein optimierter zeitlicher Projektablauf erreicht werden kann. Durch die Lage des Standortes im Stadtgebiet der FHH liegt sowohl die Hoheit für Bauleitplanung als auch für Genehmigungsverfahren bei der FHH. Mögliche Gewerbesteuererinnahmen aus einer Erzeugungsanlage würden an diesem Standort der FHH zufließen. Die Höhenlage von etwa + 20 m über NHN gewährleistet Hochwassersicherheit.

7.2.1.1 Auslegungsdaten der GuD-KWK-Erzeugungsanlage

Der Bewertung des Standortes Stellingen durch BET wurde der Bau und Betrieb einer GuD-KWK-Erzeugungsanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 250 MW und einer thermischen Nennleistung von 250 MW zugrunde gelegt. Bei einem Gesamtwirkungsgrad von deutlich über 80 % ergibt sich daraus eine Feuerungsleistung und damit auch eine Gasanschlussleistung von etwa 600 MWh/h.

Zur Besicherung der thermischen Leistung der GuD-KWK-Erzeugungsanlage ((n-1)-Sicherheit) wurde eine Gas-Heizkesselanlage mit einer thermischen Leistung von 250 MW zugrunde gelegt, welche nur dann betrieben wird, wenn die GuD-KWK-Anlage nicht zur Verfügung steht. Die Gasnetzanschlusskapazität muss für die Besicherung der Wärmelieferung nicht erhöht werden, da ein gleichzeitiger Betrieb von GuD-KWK-Anlage und Gas-Heizkesselanlage nicht erforderlich ist.

7.2.1.2 Gasnetzanschluss

Der Gasnetzanschluss für ein GuD-Kraftwerk in Stellingen erfordert grundsätzlich eine etwa 25 km lange Gashochdruckleitung bis zum H-Gas-Fernleitungssystem der Gasunie nahe der Ortschaft Haseldorf. Der erste Leitungsabschnitt von Haseldorf bis nach Wedel führt durch eher ländliches Gebiet, der zweite Leitungsabschnitt von Wedel bis zum Standort Stellingener Moor führt durch bewohntes städtisches Gebiet. Für den etwa 25 km langen Netzanschluss an das Gashochdruckfernleitungsnetz der Gasunie nahe Haseldorf bis zum Standort Stellingener Moor werden von BET als Grobkostenschätzung Gesamtinvestitionskosten in Höhe von 23,5 Mio. EUR angesetzt. Für den ersten, eher ländlichen Leitungsabschnitt vom Netzanschlusspunkt an das Gashochdruckfernleitungsnetz nahe Haseldorf bis Wedel werden von BET Investitionskosten in Höhe von etwa 7,5 Mio. EUR ermittelt, für den zweiten, eher innerstädtischen Teilabschnitt der Gasnetzanschlussleitung ab Wedel werden von BET Investitionskosten in Höhe von etwa 16 Mio. EUR als Grobkostenschätzung angesetzt. Ein hinreichend leistungsfähiger Gasnetzanschluss ist auf dem Gelände der MVA Stellingener Moor bislang nicht existent.

7.2.1.3 Stromnetzanschluss

Für den elektrischen Netzanschluss eines 250-MW-GuD-Kraftwerks an das Stromnetz wird als erste Abschätzung von einer Netzanschlusskapazität von 300 MVA ausgegangen. Eine solche Netzan-

schlusskapazität erfordert einen Netzanschluss an einen relativ stark eingebundenen Netzknoten im 110-kV-Hochspannungsnetz. Dadurch wird die für einen dynamisch stabilen Kraftwerksbetrieb erforderliche Bereitstellung von Netzkurzschlussleistung gewährleistet. Laut Kraftwerksnetzanschlussverordnung muss für ein 250-MW-GuD-Kraftwerk am Netzanschlusspunkt ein sogenannter ausreichender Netzanschlussquerschnitt in Höhe von 300 MVA im (n-1)-Fall sowie eine ausreichende Netzkurzschlussleistung gegeben sein. Als erste Abschätzung für eine ausreichende Netzkurzschlussleistung dient der sechsfache Wert der Nennwirkleistung, hier also 1,5 GVA.

Als hinreichend starker Netzanschlussknoten für ein 250-MW-GuD-Kraftwerk bietet sich ohne Kenntnis detaillierter Netzpläne der 110-kV-Netzknoten Hamburg/West an. An diesem Netzknoten wird derzeit fast die gesamte elektrische Leistung des bestehenden 250-MW-Steinkohleheizkraftwerks Wedel in das Hamburger 110-kV-Verteilungsnetz über eine 4-systemige 110-kV-Freileitung eingespeist.

Der Netzanschluss eines 250-MW-GuD-Heizkraftwerks an das 110-kV-Netz am Netzanschlusspunkt 110-kV-UW Hamburg/West würde als innerstädtische 110-kV-Leitung aller Voraussicht nach nur als erdverlegtes 110-kV-Kabelsystem realisiert werden können. Nach erster Abschätzung erscheint eine knapp 4 km lange Kabeltrasse vom Standort Stelling Moor zum UW Hamburg/West, welche praktisch ausschließlich in Straßen und/oder Wegen verläuft, möglich. Dadurch wäre eine relativ einfach zu erlangende Genehmigung zu erwarten, da Naturschutz- und Landschaftsschutzbelange keinen wesentlichen Einfluss auf das Vorhaben hätten. Eine 300-MVA-Netzanschlussleitung wäre als erdverlegte 2-systemige 110-kV-Kabelverbindung auszuführen, wodurch bei Ausnutzung der thermischen Reserven dabei sogar ein zumindest teilredundanter Netzanschluss gegeben wäre. Für die 4 km lange 2-systemige 110-kV-Kabelverbindung und die erforderlichen kraftwerks- und netzseitigen 110-kV-Schaltfelder werden von BET etwa 9,6 Mio. EUR als Grobschätzung der Investitionskosten für den Stromnetzanschluss eines 250-MW-GuD-Heizkraftwerks am Standort Stelling Moor angesetzt.

7.2.1.4 Fernwärmenetzanschluss

Eine verbrauchsnahe Einspeisung von Fernwärme aus einem GuD-Heizkraftwerk am Standort Stelling Moor würde die Außerbetriebsetzung der etwa 13 km langen Fernwärmetransportleitung vom Steinkohleheizkraftwerk Wedel bis zum westlichen Einspeisepunkt in den innerstädtischen Fernwärmeleitungsring der VWH erlauben. Als Barwert (DCF = Discounted Cash Flow) der einzusparenden Betriebs- und Verlustkosten schätzt BET in erster Näherung einen Betrag von etwa 24 Mio. EUR ab. Dabei wurde mit einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC = Weighted Average Capital Cost) von 5 % p. a. über einen Zeitraum von 25 Jahren kalkuliert.

Da am Standort Stelling Moor bislang nur ein Fernwärmenetzanschluss an das Fernwärmenetz der HanseWerk Natur GmbH besteht, der zudem nicht ausreichend leistungsstark ist, muss für das geplante 250-MW-GuD-Heizkraftwerk eine neue, etwa drei km lange Fernwärmenetzanschlussleitung errichtet werden. Dieser würde den Standort Stelling Moor mit der Pumpstation Haferweg im Fernwärmenetz der VWH verbinden. Ob für diese neu zu errichtende Fernwärmenetzanschlussleitung eine Planfeststellung gemäß § 20 Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG) erforderlich wäre, muss im Rahmen einer sogenannten allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls gemäß § 3c UVPG durch die zuständige Fachbehörde festgestellt werden.

Bei einer Auslegung für eine thermische Leistung von 250 MW und einer Leistungslänge von etwa 3 km wird von BET als Grobkostenschätzung eine Investitionssumme von etwa 16,2 Mio. EUR für den Netzanschluss an das VWH-Fernwärmenetz angesetzt.

7.2.1.5 Zusammenfassung

Am Standort Stelling Moor sind für ein 250-MW-GuD-Heizkraftwerk gemäß der Grobkostenschätzungen der BET für neu zu errichtende Netzanschlüsse an das Fernwärmenetz der VWH in der Pumpstation Haferweg, an das 84-bar-Gashochdruckfernleitungsnetz der Gasunie nahe Haseldorf und an das 110-kV-Hochspannungsverteilungsnetz im 110-kV-UW Hamburg/West der Stromnetz Hamburg insgesamt Investitionskosten von etwa 49,3 Mio. EUR zu erwarten. Diesen Investitionskosten steht als kapitalisierte Einsparung ein Barwert von etwa 24 Mio. EUR gegenüber, der aus einer Stilllegung der etwa 13 km langen Fernwärmetransportleitung von Wedel nach Hamburg resultieren würde.

Bei einer kleineren Auslegung eines Heizkraftwerks am Standort Stelling Moor sind gegebenenfalls deutlich geringere Netzanschlusskosten im Bereich des Gasnetzanschlusses und des Stromnetzanschlusses zu erwarten. Entsprechende Untersuchungen sind jedoch nur auslegungsbezogen und mit zusätzlichen Informationen über das Gasnetz und das Stromnetz möglich.

7.2.2 Weitere Flächen im Stadtgebiet

Die Standortbewertung zeigt, dass es weitere Flächen im Stadtgebiet gibt, die für eine Biomasseanlage oder ein dezentrales Motorenkraftwerk im Grundsatz geeignet wären.

7.2.2.1 Suchraum Hafen

Für Gasmotoren wären auch Flächen im Suchraum Hafen vorhanden. Diese Flächen haben aber den großen Nachteil, dass sie auf Grund der Netztopologie nur einen geringen Beitrag für eine Ersatzlösung Wedel leisten können. Diese Flächen wären daher im Grundsatz eher für eine Biomasseanlage geeignet, weil die notwendigen Lagerflächen an diesen Standorten vorgehalten werden könnten. Zudem ist für ein Biomassekraftwerk bei der Nutzung von internationalen Märkten (Pellets) eine Hafennähe vorteilhaft. Die perspektivisch machbare Anbindung von industrieller Abwärme in diesem Suchraum könnte mit dem Standort eines Biomassekraftwerkes kombiniert werden.

7.2.2.2 Suchraum Nord

Im Suchraum Nord ergeben sich für Gasmotoren und Biomasseanlagen zwei bedingt geeignete Flächen. Die Fläche Deelböge zeichnet sich durch eine gute Anbindung an die Hauptverkehrsstraßen aus. Auch eine Fernwärmeleitung befindet sich in räumlicher Nähe. Eine städtebauliche Einbindung könnte für eine sensible Nutzung problematisch werden. Zudem ist bereits die wohnungsbauliche Funktionsplanung im Entwurf vorhanden und würde durch die Trassenplanung einer Stromleitung deutlich erschwert. Im Fazit ist diese Fläche vor allem wegen der geplanten Wohnungsbebauung nur mäßig geeignet.

Die Fläche Nedderfeld wurde ebenfalls städtebaulich untersucht. Das gewerbliche Umfeld und die gute verkehrliche Anbindung machen diese Lage sehr attraktiv. Eine Fernwärmetrasse befindet sich rund 2 km von dieser Lage entfernt. Im Rahmen der stadtplanerischen Untersuchung konnte aber

kein konkretes Grundstück identifiziert werden. Somit ist diese Lage städtebaulich nur perspektivisch geeignet. Es müssten aber weitere Schritte zur Identifizierung einer konkreten Fläche bzw. zur Änderung des rechtskräftigen Bebauungsplanes eingeleitet werden.

Für beide Standorte im Suchraum Nord ist für Motorenkraftwerke die Frage der Vertretbarkeit der Immissionen im Rahmen der Luftreinhaltungspolitik problematisch und bedarf tiefergehender Klärung. Auch die tatsächlichen Gegebenheiten einer technischen Erschließung sind im Einzelfall zu klären.

7.2.2.3 Suchraum Trasse

Im Suchraum Trasse wurde die Lage Rugenfeld/Osdorfer Landstraße bezüglich der Nutzung für ein Biomasseheizkraftwerk untersucht. Insbesondere von Vorteil ist die randstädtische Lage, welche die Integration eines Kraftwerksstandortes ermöglichen würde. Auch die Nähe zur bestehenden Leitung lässt die technische Erschließung vorteilhaft erscheinen. Die Wohnbebauung in der Umgebung erschwert jedoch die Genehmigungslage in Anbetracht von Lärm- und Geruchsemissionen erheblich. Kritisch ist vor allem aber die verkehrliche Einbindung. Selbst für kleinere Biomassekraftwerke im Stadtgebiet mit regionaler Biomasse als Brennstoff ist ein erhöhter Anlieferungsverkehr zu erwarten, der an diesem Standort ein zusätzliche Belastung für das Wohnquartier bedeutete und gewiss Widerstand von Anwohnern hervorrufen würde.

7.3 Kernaussagen Kapitel 7

- Der Standort Wedel ist für jede Technologie grundsätzlich als Standort geeignet. Eine Weiternutzung des Schiffsanlegers am Standort Wedel für eine Biomasseanlage müsste neu verhandelt werden.
- Der Standort Stellingen bietet gute Voraussetzungen und ist einschließlich der angrenzenden Fläche von Hamburg Wasser als Kraftwerksstandort noch zu entwickeln. Der Rückbau der Müllverbrennungsanlage und die notwendigen Bodensanierungsmaßnahmen führen in Kombination mit den Planfeststellungsverfahren zu einer deutlich längeren Projektlaufzeit als der erschlossene Kraftwerksstandort Wedel.
- Für ein kleineres Biomassekraftwerke mit regionaler Biomasse als Brennstoff sind zusätzlich die Anlieferungswege zu betrachten; hier wäre die Nutzung des Standortes Stellingen mit einer Bahnanbindung und einer Nähe zur Autobahn ein Vorteil.
- Für dezentrale Motorenkraftwerke sind weitere Flächen im Stadtgebiet grundsätzlich kritisch. Eine Vertretbarkeit der Immissionen im Rahmen der Luftreinhaltungspolitik ist problematisch und bedarf tiefergehender Klärungen. Dezentrale Standorte erfordern ebenfalls eine umfassende technische Erschließung und unterscheiden sich diesbezüglich je nach identifiziertem Standort.

8 Systembetrachtung und Konfigurationen

8.1 Mögliche Konfigurationen der Varianten

Im abschließenden Schritt der Untersuchung wurden Konfigurationen von Wärmeenergieerzeugung aus erneuerbaren Energien und konventionellen Technologien in einem Gesamtsystem abgebildet und berechnet. Aus der Kombination von Dimensionierung, Technologien (erneuerbare und konventionelle) und Standorten ergeben sich eine Vielzahl von technologischen Konfigurationsvarianten, die für eine Ersatzlösung Wedel vom Grundsatz möglich wären. Bei der systematischen Ableitung des Handlungsraumes in der Gesamtheit können 21 Konfigurationen unterschieden werden. Für Vergleichszwecke und zur Verifizierung der Ergebnisse wurden ebenfalls sogenannte „0-Konfigurationen“ modelliert, die keine der im Rahmen des Gutachtens untersuchten Technologien in das Gesamtsystem Wedel integrieren. Auf eine ausführliche Darstellung dieser 0-Konfigurationen wird im Rahmen dieses Gutachtens verzichtet.

■	Konfiguration 0:	Stillelegung Wedel, Ersatz über Gaskessel
■	Konfiguration 00:	Weiterbetrieb Wedel mit 400 MW
■	Konfiguration 00+:	Weiterbetrieb Wedel mit 400 MW + Einbindung Aurbis 60 MW
■	Konfiguration I:	GuD in Wedel mit 250 MW (Innovationskraftwerk)
■	Konfiguration I a:	Motoren in Wedel mit 250 MW
■	Konfiguration I b:	Motoren in Stellingen mit 250 MW
■	Konfiguration I c:	GuD in Wedel mit 250 MW + Einbindung Aurbis 60 MW
■	Konfiguration I d:	Motoren in Wedel mit 250 MW + Einbindung Aurbis 60 MW
■	Konfiguration I e:	Motoren in Stellingen mit 250 MW + Einbindung Aurbis 60 MW
■	Konfiguration III:	Motoren in Stellingen mit 150 MW + Einbindung Aurbis 60 MW + Holz-HKW 40MW
■	Konfiguration III a:	Motoren in Wedel mit 150 MW + Einbindung Aurbis 60 MW + Holz-HKW 40MW
■	Konfiguration III b:	GuD in Wedel mit 150 MW + Einbindung Aurbis 60 MW + Holz-HKW 40MW
■	Konfiguration III c:	GuD in Stellingen mit 150 MW + Einbindung Aurbis 60 MW + Holz-HKW 40MW
■	Konfiguration II:	GuD in Wedel mit 190 MW + Einbindung Aurbis 60 MW
■	Konfiguration II a:	Motoren in Wedel mit 190 MW + Einbindung Aurbis 60 MW
■	Konfiguration II b:	Motoren in Stellingen mit 190 MW + Einbindung Aurbis 60 MW
■	Konfiguration II c:	Zeitverzögert GuD in Wedel mit 190 MW + Einbindung Aurbis 60 MW
■	Konfiguration II d:	GuD in Wedel mit 190 MW + Einbindung Aurbis 60 MW + Holz-HKW 40MW
■	Konfiguration II e:	GuD in Wedel mit 190 MW + Einbindung Aurbis 60 MW + sinkender Lastverlauf
■	Konfiguration IV:	Motoren in Stellingen mit 80 MW + Einbindung Aurbis 60 MW + Holz-HKW 40MW
■	Konfiguration IV a:	Motoren in Wedel mit 80 MW + Einbindung Aurbis 60 MW + Holz-HKW 40MW

Abbildung 33: Konfigurationen und Varianten

Für die Technologiebewertung wurden aus diesen 21 möglichen synthetischen Konfigurationen vier Hauptkonfigurationen (I-IV) weiter untersucht. Diese analysierten Konfigurationen beschreiben mögliche synthetische Ausprägungen, die aber in der Nachfolge dieses Gutachtens weiter konkretisiert werden müssen.

8.2 Untersuchte Konfigurationen und Zeitabläufe

Für das Gutachten wurden vier synthetische Konfigurationen betrachtet, welche alle Elemente des Handlungsraumes miteinander kombinieren.

Tabelle 10: Synthetische Konfigurationen

Nr.	Beschreibung der Konfiguration	Technische Parameter
I	<ul style="list-style-type: none"> KWK-Anlage wie im vertraglichen GuD-Szenario in Wedel (Innovationskraftwerk) 	<ul style="list-style-type: none"> GuD-Anlage mit 250 MW Gaskessel mit 260 MW E-Kessel mit 50 MW Speicher
II	<ul style="list-style-type: none"> Mittlere KWK-Anlage wie im vertraglichen GuD-Szenario in Wedel (Innovationskraftwerk) Einbindung industrielle Abwärme 	<ul style="list-style-type: none"> GuD-Anlage mit 190 MW Industrielle Abwärme mit 60 MW Gaskessel mit 200 MW E-Kessel mit 50 MW Speicher
III	<ul style="list-style-type: none"> Mittlere KWK-Anlage in anderer Technologie (Motoren) in Stellingen Einbindung industrielle Abwärme Kleines Biomasse-HKW 	<ul style="list-style-type: none"> Motoren mit 150 MW Industrielle Abwärme mit 60 MW Biomasseheizkraftwerk mit 40 MW Gaskessel mit 150 MW E-Kessel mit 50 MW Speicher
IV	<ul style="list-style-type: none"> Kleinere KWK-Anlage in anderer Technologie (Motoren) Einbindung industrielle Abwärme Kleines Biomasse-HKW 	<ul style="list-style-type: none"> Motoren mit 80 MW Industrielle Abwärme mit 60 MW Biomasseheizkraftwerk mit 40 MW Gaskessel mit 220 MW E-Kessel mit 50 MW Speicher

Eine Übersicht und graphische Darstellung zeigt Abbildung 34.

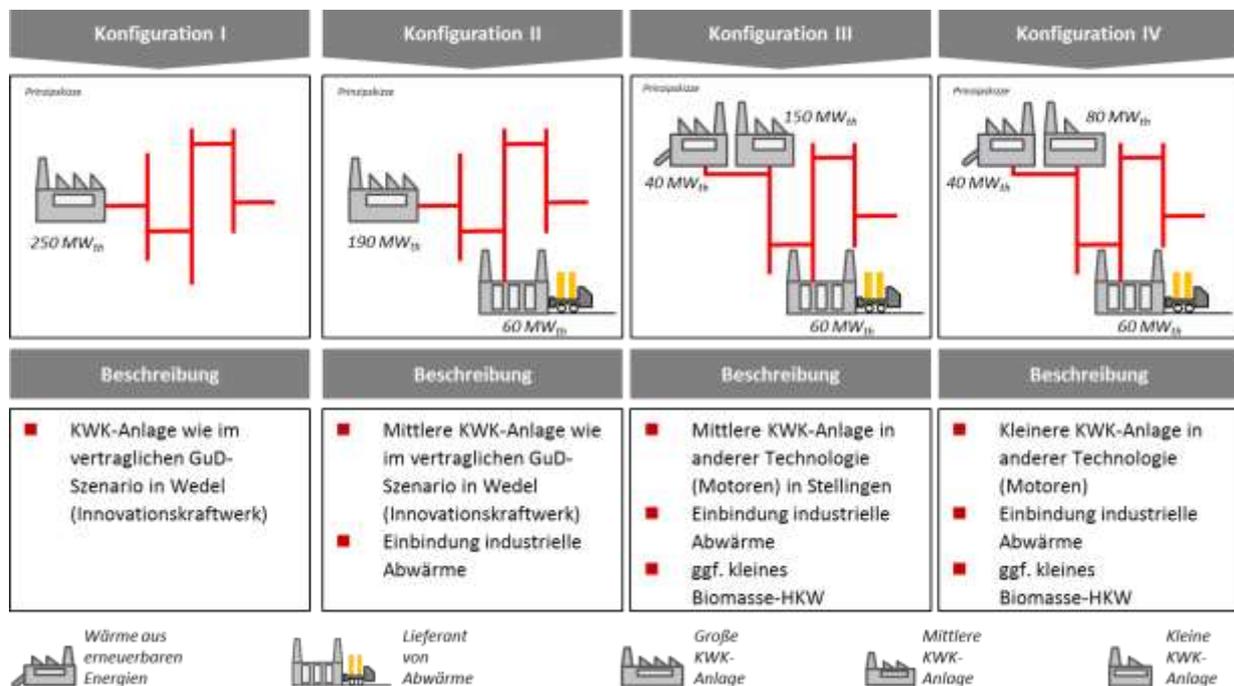


Abbildung 34: Synthetische Konfigurationen

Für eine Analyse der Gesamtzusammenhänge wurde im Rahmen der Untersuchung der Konfigurationen von der Fiktion einer Fertigstellung in 2015 (Basis für den Technologievergleich) abgewichen und

eine erste Abschätzung der zeitlichen Abfolgen der Technologien erstellt. Die Bewertung des Zeitablaufes zeigt, dass sowohl ein Technologiewechsel als auch ein Standortwechsel eine Verschiebung der bisherigen Zeitschiene um mindestens zwei Jahre bewirken würden. Eine Übersicht und graphische Darstellung zeigt folgende Abbildung 35.

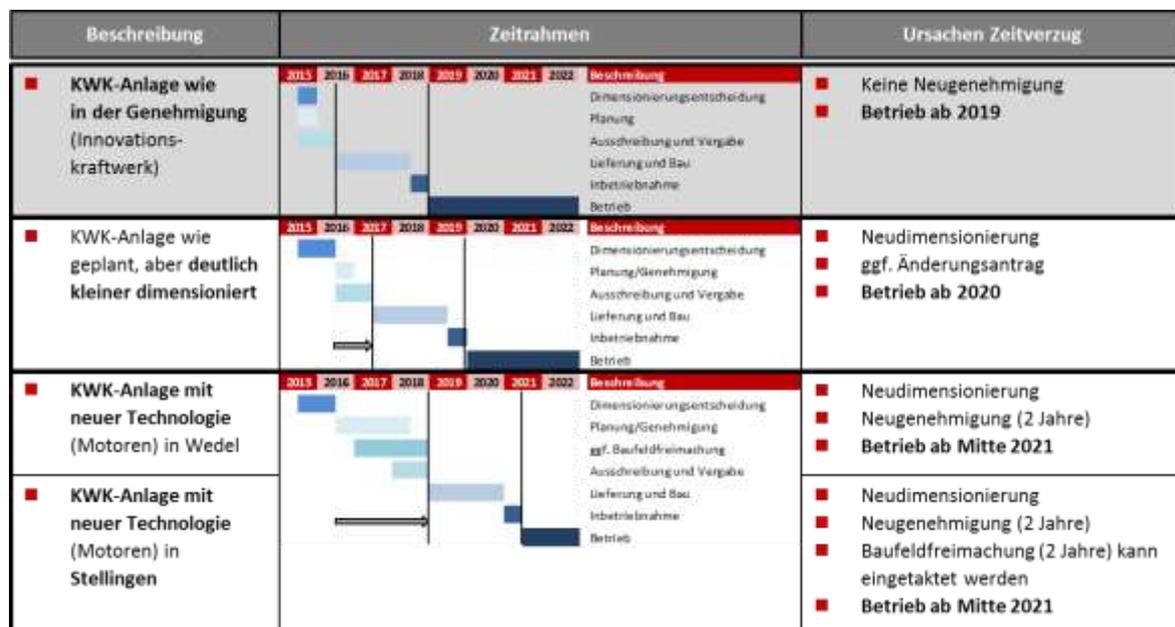


Abbildung 35: Zeitversatz der Technologien

8.3 Bewertung der Konfigurationen

Aus der Modellierung der Konfigurationen und der zeitlichen Abfolge wurde eine Analyse der Auswirkungen im Gesamtsystem durchgeführt. Als Vergleichsbasis diente, wie bereits in den ersten Teilen des Gutachtens, die von BET modellierte Struktur des Innovationskraftwerkes. Neben der Untersuchung der Einbindung von Biomasse und industrieller Abwärme wurden auch die Effekte des Zeitverzuges, der Dimensionierung, der Wechsel zu einer Motorentechologie und des Standortes Stellingen in der Systemwirkung betrachtet.

8.3.1 Bewertung industrielle Abwärme

Sofern es gelingt, die Wärmegestehungskosten auf einem marktüblichen Niveau zu realisieren, könnte sich die Kostensituation der gesamten Wärmeversorgung deutlich verbessern. Die Einbindung der industriellen Abwärme verändert in Kombination mit einer großen oder mittleren KWK-Anlage die CO₂-Bilanz nur unwesentlich. Allerdings ist der Primärenergieeinsatz erheblich effizienter, was zu einer Verbesserung der Ökobilanz der FHH beitragen wird. Die Risiken liegen vor allem in den noch nicht definierten technologischen Herausforderungen (Temperatursituation, Kostensituation, Investitionsbedarf, Zeithorizont, Projektrisiken etc.), die für den konkreten Fall der Anbindung von Aurubis noch geklärt werden müssen.

8.3.2 Bewertung Biomasse

Die Einbindung lokaler Biomasse über ein Biomasseheizkraftwerk erhöht zwar die Kosten, hat jedoch deutliche Vorteile in der CO₂- und Primärenergie-Bilanz. Die Einbindung von Biomasse ist aus der Technologiebewertung eine mögliche Maßnahme zur Umstellung der Wärmeerzeugung auf erneuerbare Energien. Als singuläre Technologie ist ein Biomasseheizkraftwerk nicht empfehlenswert. Eine Ersatzlösung für Wedel ausschließlich über Biomasse würde erhebliche Mengen an Biomasse in Hamburg erfordern, die nicht lokal erzeugt werden können. Nach einer ersten Einschätzung könnten aber lokale Ressourcen für ein kleines Biomasseheizkraftwerk genutzt werden. Zur Einbindung von lokaler Biomasse in die Fernwärmeversorgung ist eine politische Grundsatzentscheidung zu treffen.

8.3.3 Bewertung Zeitverzug

Jeder Zeitverzug in der Umsetzung einer Ersatzlösung für das Kraftwerk Wedel führt zu einer Verschlechterung der Öko-Bilanz. Grund hierfür ist der Weiterbetrieb von Wedel als Kohleanlage. In der Bewertung wurde sowohl für einen Technologiewechsel als auch für einen Standortwechsel ein Zeitverzug von zwei bis drei Jahren unterstellt. Positiv ist zu vermerken, dass zu erwarten ist, dass zu einem späteren Zeitpunkt die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen günstiger sind. Zudem führt ein späterer Errichtungszeitpunkt im Grundsatz zu verbesserten Kapitalkosten.

8.3.4 Bewertung Dimensionierung

Eine Verringerung der Dimensionierung der KWK-Anlage führt in den untersuchten Strompreisszenarien zu einer leichten Verschlechterung der Kostensituation und geringfügig höheren CO₂-Emissionen in der systemischen Betrachtung; die Risikobewertung verbessert sich deutlich (Kapitalbindung, Anlagenbau, Strommarkt).

8.3.5 Bewertung Technologie Motoren

Motoren sind im Vergleich zu GuD-Anlagen in der Gesamtbewertung näherungsweise gleichwertig. GuD-Anlagen haben die bessere Öko-Bilanz. Motoren sind nach aktueller Marktlage etwas günstiger in den Investitions- und den Betriebskosten. Wesentlicher Vorteil von Motoren ist ihre höhere Flexibilität. Sie sind flexibel im zeitlichen Ausbau der Kapazität und können im Betrieb flexibler eingesetzt werden. Der Einsatz von Motoren verringert die Risikoposition gegenüber einer GuD-Anlage (Kapitalbindung, Anlagenbau, Strommarkt, Last).

8.3.6 Bewertung Standort Stellingen

Bei einer kleineren Dimensionierung (insbesondere durch eine Einbindung industrieller Abwärme und ggf. eines Biomasseheizkraftwerkes) und bei einem Technologiewechsel (GuD-Anlage zu Motoren) schwinden die Vorteile des Standortes Wedel. Bei einer deutlich kleineren Dimensionierung vereinfachen sich die Genehmigungsprozesse. Es ist zu erwarten, dass ein Standort Stellingen weniger Bürgerproteste als Wedel hervorrufen wird.

Eine Übersicht und Zusammenfassung der Analyse der Konfigurationen zeigt die folgende Tabelle 11:

Tabelle 11: Analyse der Konfigurationen

Thema	Beschreibung	Kosten-effekt	Öko-Bilanz-effekt	Risiken/Chancen
Industrielle Abwärme	Die Einbindung der industriellen Abwärme verändert in Kombination mit einer großen oder mittleren KWK-Anlage die CO ₂ -Bilanz nur unwesentlich; die Kostensituation wird sich verbessern und der Primärenergieeinsatz ist effizienter	●	●	●
Biomasse	Die Einbindung lokaler Biomasse über ein Biomasseheizkraftwerk erhöht die Kosten und hat deutliche Vorteile in der CO ₂ - und Primärenergie-Bilanz	●	●	●
Zeitverzug	Ein Zeitverzug führt zu einer schlechteren CO ₂ -Bilanz, weil das Kohlekraftwerk Wedel länger im Betrieb bleiben muss; die Kapitalkosten verringern sich dagegen	●	●	<i>noch nicht analysiert</i>
Dimensionierung	Eine Verringerung der Dimensionierung führt in den untersuchten Strompreisszenarien zu einer leichten Verschlechterung der Kostensituation und geringfügig höheren CO ₂ -Emissionen in der systemischen Betrachtung; die Risikobewertung verbessert sich deutlich (Kapitalbindung, Anlagenbau, Strommarkt)	●	●	●
Technologie Motoren	Motoren sind im Vergleich zu GuD-Anlagen in der Gesamtbewertung näherungsweise gleichwertig; Motoren sind günstiger in den Betriebskosten und haben eine höhere Flexibilität; GuD-Anlagen haben die bessere Öko-Bilanz; Flexibilität im zeitlichen Ausbau der Kapazität und Einsatz verringern die Risikoposition gegenüber einer GuD-Anlage (Kapitalbindung, Anlagenbau, Strommarkt, Last)	●	●	●
Standort Stellungen	Bei einer kleineren Dimensionierung und bei einem Technologiewechsel schwinden die Vorteile des Standortes Wedel; bei einer deutlich kleineren Dimensionierung vereinfachen sich die Genehmigungsprozesse; es ist zu erwarten, dass ein Standort Stellingen weniger Bürgerproteste als Wedel hervorrufen wird	<i>noch nicht analysiert</i>	<i>noch nicht analysiert</i>	●

8.4 Kernaussagen Kapitel 8

- Die Stilllegung des HKW Wedel ohne eine Ersatzlösung führt zu einer kritischen Versorgungssituation im Westen von Hamburg. Zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums ist mindestens der Bau von Kesselanlagen erforderlich. Eine Ersatzlösung nur über Heizkessel führt zu Gesamtkosten und Emissionen, die höher als bei anderen technischen Varianten liegen werden.
- Eine Integration von erneuerbaren Energien insbesondere Abwärme und ggf. auch lokale Biomasse über eine KWK-Lösung (Biomasse-HKW) ist grundsätzlich aus heutiger Sicht machbar und sinnvoll. Auch bei einer Integration erneuerbarer Energien ist die Ergänzung über eine gasbefeuerte KWK erforderlich, ermöglicht aber eine kleinere Dimensionierung der konventionellen KWK.

- Jeder Zeitverzug im Vergleich zur aktuellen Zeitplanung des Innovationskraftwerkes führt über den Weiterbetrieb der Altanlage Wedel zu weiteren CO₂-Emissionen.
- Eine Reduzierung der Dimensionierung der konventionellen Gas-KWK-Anlage verbessert vor allem die Risikoposition eines zukünftigen Kraftwerksbetreibers.
- Motoren bieten den Vorteil der doppelten Flexibilität, welche einen schrittweisen Aufbau und die modulare Nutzung ermöglicht. Nachteil ist der erhöhte NO_x- und Feinstaub-Ausstoß und möglicherweise eine lokale Lärmbelastung am Standort.

9 Schlussbemerkungen

Die zukünftige Gestaltung der Fernwärmeversorgung in Hamburg wird seit einigen Jahren z. T. äußerst kontrovers öffentlich diskutiert. Im Volksentscheid „Energienetze“ waren zwar zentrale Ziele einer Neugestaltung fixiert, die konkreten Umsetzungsschritte ergaben sich hieraus jedoch nicht unmittelbar. Der Gutachtenprozess um die Nachfolgelösung stand vor diesem Hintergrund vor der doppelten Aufgabe: In einem ergebnisoffenen Prozess sollte einerseits aus fachlicher Sicht der Handlungsspielraum der Stadt Hamburg in dieser äußerst komplexen technisch-wirtschaftlichen Fragestellung erarbeitet und dargestellt werden. Andererseits sollten die heterogenen politischen Akteure in diesen Prozess eingebunden werden, um ihre Interessen angemessen zu berücksichtigen und eine möglichst hohe Akzeptanz für die spätere Lösung zu erzielen. Erschwerend kommt hinzu, dass die energiepolitischen Rahmenbedingungen derzeit äußerst unklar sind und jede Investitionsentscheidung, sofern sie überhaupt wirtschaftlich darstellbar ist, mit hohen Unsicherheiten behaftet ist.

Ein wesentlicher unverzichtbarer Baustein des Gutachtenprozesses war es, zunächst eine breite einheitliche Informationsbasis bei allen beteiligten Akteuren herzustellen. Daher gilt an dieser Stelle der außerordentliche Dank an die Teilnehmer der drei Workshops. Die hohe Motivation der Workshopteilnehmer zeugt von der Bereitschaft, sich sowohl fachlich in diesen aufwändigen Prozess einzubringen als auch engagiert gemeinsam zu diskutieren. Daher konnte dieses Gutachten nicht nur auf den Informationen von VWH und der Stadt Hamburg aufbauen, sondern profitierte auch von der Vielzahl qualifizierter Beiträge der unterschiedlichen Interessensgruppen. Die wesentlichen Informationsbeiträge bilden als Anhänge F – S einen Bestandteil dieses Gutachtens.

Der Gutachter selbst muss in diesem ergebnisoffenen Prozess zwingend eine eigene, fachlich fundierte und neutrale Position einnehmen. Daher kann keine Interessengruppe erwarten, dass ihre Position unverändert vom Gutachter in das Gutachten übernommen wird und letztendlich das Ergebnis dominiert. Diese gutachterliche Neutralität führte dazu, dass einzelne Workshopteilnehmer ihre Argumente aus ihrer Sicht nicht hinreichend berücksichtigt fanden und als Konsequenz vor Fertigstellung des Gutachtens den Mitwirkungsprozess verlassen haben.

Das Gutachten liefert keine eindeutige Vorzugslösung. Der energiewirtschaftliche Rahmen ist für jede Art von Großinvestition im Moment als kritisch und risikobehaftet anzusehen. Auch die Situation der historisch gewachsenen Fernwärmeversorgung und die damit gekoppelte Standortfindung im hochverdichteten Raum verkompliziert eine Technologiefindung. Zu beachten ist auch, dass die Stadt Hamburg mit Vattenfall eine Kaufoption für das Hamburger Fernwärmenetz vereinbart hat. Die vertraglich ausgehandelten und fixierten Rahmenbedingungen beeinflussen auch den zukünftigen Entwicklungspfad einer Nachfolgelösung. Dieses Gutachten hat den Erkenntnisstand insoweit verbessert, dass sich der Handlungsraum geöffnet und der Zeithorizont geweitet hat. Verschiedene gute Lösungen und Kombinationen mit Erneuerbaren Energien stehen nebeneinander. Der Senat der Freien und Hansestadt Hamburg kann nun in einem nachfolgenden Prozess die nächsten Schritte für eine Energiewende in Hamburg einleiten. Dieses Gutachten bildet in diesem Sinne ein erstes „Werkzeug“ für die weitere Entscheidungsfindung auf politischer Ebene und für die Klärung operativer Fragen im Rahmen der anstehenden Investitionsentscheidung.

Sofern an der Investitionsentscheidung zum Bau des Innovationskraftwerkes am Standort Wedel nicht festgehalten werden sollte, ist zunächst eine politische Grundsatzentscheidung gefragt, welche konkreten Maßnahmen alternativ umgesetzt werden sollen. Es ist festzulegen, ob ein Biomasseheizkraftwerk integriert bzw. ob industrielle Abwärme zur Weiterentwicklung der Fernwärmeversorgung eingebunden werden soll. Bei dieser industriellen Wärmeeinspeisung ist der Beitrag für die Nachfolgeregelung Wedel noch zu ermitteln. Dazu ist eine detaillierte Analyse der technischen Parameter des Netzanschlusses (Temperaturniveau etc.), des Investitionskosten, des Zeithorizontes und der Projektrisiken notwendig. Zudem sollten die wirtschaftlichen Konditionen einer möglichen Wärmeeinspeisung geklärt werden.

Darüber hinaus ergeben sich aus den Ergebnissen dieses Gutachtens weitere operative Handlungsbedarfe. Es ist anzunehmen, dass durch netztechnische Maßnahmen die Dimensionierung einer Nachfolgelösung angepasst werden kann. Daher ist in einer nächsten Stufe eine Konkretisierung dieser netztechnischen Rückwirkungen erforderlich. Nur auf der Basis konkreterer Daten zur Netzstruktur der VWH kann eine höhere Transparenz bezüglich dieser Auswirkungen auf eine Investitionsentscheidung geschaffen werden.

Erst nach der Klärung dieser politischen und operativen Fragen ist eine fundierte Grundlage für die Konkretisierung der Investitionsentscheidung geschaffen, welche eine Anlagenauslegung bezüglich der Größe (Dimensionierung), des Standortes und der Technologie ermöglicht. Für eine Investitionsentscheidung ist zudem die Risikosituation zu prüfen, bei der neben den Technologierisiken auch Markt- und Errichtungsrisiken bewertet werden müssen. Es wird keine einfache Aufgabe, die komplexen energiewirtschaftlichen Fragestellungen einer politischen Entscheidung zuzuführen. Die hier dokumentierten Ergebnisse des Gutachtenprozesses bilden eine fundierte Grundlage für die weitere Entscheidungsfindung des Senats der Freien und Hansestadt Hamburg.

Anhang A

Technische und wirtschaftliche Parameter zu den untersuchten Varianten der Erneuerbaren Wärmeerzeugung

Anhang B

Ergebnisse der Grobbewertung der Erneuerbaren Wärmeerzeuger

Anhang C

Ergänzende Informationen Biomasse

Anhang D

Technische und wirtschaftliche Parameter zu den untersuchten Varianten der konventionellen Technologien zur Wärmeerzeugung

Anhang E

Standortanforderungen Biomassekraftwerke

Anhang F

Schreiben an LLUR vom 29.10.2014

Anhang G

Anmerkungen KEBAP

Anhang H

Anmerkungen zur Bewertungsmethodik BET-Gutachterprozess von Gottschick

Anhang I

Anmerkungen Leitsätze für eine neue Wärmeversorgung Hamburgs 05.11.2014

Anhang J

Mängel im Gutachtenprozess Wedel, 1.10.14

Anhang K

Standortvorteile_Stellungen_gegenüber_Wedel_16.12.2014

Anhang M

Anschreiben Stellungnahmen Gutachten KoKW Wedel

Anhang L

2015-02-04 Gutachten Wedel BUND Antwort auf Protokoll

Anhang N

Stellungnahme_zum_Gutachtenprozess_KW_Wedel_Treffen_19.12.2014

Anhang O

Kritik der Allokationsmethoden von BET

Anhang P

Wirtschaftlicher Standortvergleich Stellingen – Wedel, V2.1, 8.5.2015

Anhang Q

Stellungnahme_NGO

Anhang R

Erklärung der NRO am 18.05.2015 zum Gutachterprozess

Anhang S

Erklärung des HET zum Gutachtenprozess Wedel

Anhang T

Standortprüfung_Ergebnisse_Luchterhandt

Anhang U

Exkurs BET-E-Kessel