

Energiemarkt Hamburg

Teil 1: Energiewirtschaftliche Zukunftsbilder zur qualitativen Bewertung von Handlungsoptionen zur Ablösung des HKW Wedel

Ansprechpartner:

Carsten Diermann
Unternehmensberater
carsten.diermann@lbd.de
Tel.: +49 30 617 85 363
Mobil: +49 160 90 38 75 52

Adresse:

LBD-Beratungsgesellschaft mbH
Mollstraße 32
(D) 10249 Berlin
Tel.: +49 30 617 85 310
Fax: +49 30 617 85 330
www.lbd.de

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Hintergrund	4
2 Zusammenfassung	5
3 Vorgehen der Untersuchung.....	8
4 Zukunftsbild für das Fernwärmegeschäft	9
4.1 Zeitliche Strukturierung der Überzeugungen zur zukünftigen Entwicklung von Markt und Regulierung	11
4.2 Werttreiber für die Handlungsoptionen	13
4.3 Referenzukunftsbilder als Maßstab für eigene Marktmeinung.....	14
4.4 Überzeugungen zum Energiemarkt in Hamburg	20
4.4.1 Emissionshandel, Brennstoffpreise und Brennstoffverfügbarkeit	20
4.4.2 Wettbewerb und Marktregeln	26
4.4.3 Ausbau erneuerbarer Energien, Netzausbau und Sektorkopplung	29
4.4.4 Technologische Reife und Relevanz von Dezentralität	33
4.5 Zusammenfassung des Zukunftsbildes	36
5 Die Versorgungsaufgabe und Lösungsoptionen.....	37
5.1 Fernwärmemarkt in Hamburg	37
5.2 Lösungsoptionen zur Ablösung des HKW	38
6 Qualitative Bewertung der Technologien vor dem Hintergrund des Zukunftsbildes.....	40
7 Risiken der Erzeugungsalternativen.....	43
7.1 Risiken der Anlagen nördlich der Elbe	45
7.1.1 Risiken des Abfallwirtschaftlichen Konzepts am Standort Stellingen	45
7.1.2 Risiken der Erdgas-KWK-Anlagen	46
7.1.3 Risiken der Erdgas-Heizkessel	48
7.1.4 Risiken der Elb-Wasser Wärmepumpe.....	49
7.1.5 Risiken des Strohheizwerks	51
7.2 Risiken der Anlagen südlich der Elbe	52
7.2.1 Risiken der Wärmetrasse zu Elbquerung	52
7.2.2 Risiken der MVA Rugenberger Damm	52
7.2.3 Risiken der Abwasserwärmepumpensystems	53
7.2.4 Risiken des Wärmebezugs aus Moorburg.....	54
7.2.5 Industrieabwärme	56
7.2.6 Risiken der Solarthermie	56
8 Schlussfolgerungen für die Ablösung des HKW Wedel und die Weiterentwicklung des Hamburger Fernwärmesystems.....	62

1 Hintergrund

Die Behörde für Umwelt und Energie der Freien und Hansestadt Hamburg arbeitet gegenwärtig an der Entwicklung von Lösungsoptionen zur Ablösung des HKW Wedel. Eine besondere Herausforderung ist die Vielfalt der diskutierten Lösungsoptionen. Zur Beurteilung der verschiedenen Lösungsoptionen ist es erforderlich sich mit dem Energiemarkt dem Grunde nach zu befassen. Die Überzeugungen zu zukünftigen Entwicklungen in Markt und Regulierung schaffen den strategischen Rahmen für die untersuchten Investitionsentscheidungen.

Im Rahmen dieses Gutachtens wird ein Zukunftsbild aufgezeigt, welches den Rahmen für die Investitionsentscheidung schaffen soll. Es stellt dabei einen Baustein für den laufenden Prozess dar und beleuchtet den Erkenntnisstand zu den denkbaren Lösungsoptionen unter ökologischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Während der Gutachtenerstellung haben sich grundlegende Änderungen der Projektstruktur ergeben. Die BUE (Behörde für Umwelt und Energie) hat unter Einbeziehung der öffentlichen Unternehmen die Konkretisierung und unternehmerische Planung der Teilprojekte beauftragt, um eine Ersatzlösung in zwei Varianten zu erarbeiten (Projekt »Erneuerbare Wärme Hamburg«). Diese Änderungen haben grundlegende Auswirkungen auf die beauftragten Bewertungen der Handlungsoptionen, da sich die Teilprojekte im Zeitraum der Gutachtenerstellung weiterentwickelt haben und sich dadurch ein neuer Kenntnisstand ergeben hat.

Aus diesem Grund wurde der Gutachtenauftrag den neuen Projektstrukturen angepasst.

Ein wesentlicher Bedarf besteht bei der Bewertung des Energiemarkts und der Erarbeitung der energiewirtschaftlichen Zukunftsbilder, die eine wesentliche Prämisse bei der Bewertung von Investitionen darstellten. Diese Zukunftsbilder fließen in die Bewertungen der Teilprojekte ein. Dabei müssen die Varianten der entwickelten Zukunftsbilder auf ihre wirtschaftliche Robustheit überprüft und bewertet werden. Dafür wird in einem ersten Teil des Gutachtens begleitend eine qualitative To-do-Liste entwickelt.

Eine analytische Ergänzung folgt in einem zweiten Teil nach ausreichender Konkretisierung der Projekte. Im Sinne einer Überprüfung erfolgt dann ein Abgleich mit den energiewirtschaftlichen Zukunftsbildern der BUE.

Dieser Prozess läuft parallel zum Projekt »Erneuerbare Wärme Hamburg« und dient der BUE im Sinne einer zweiten Meinung dazu ihre Entscheidung vorzubereiten und zu plausibilisieren.

2 Zusammenfassung

Das Zukunftsbild der Freien und Hansestadt Hamburg

Der Energiemarkt ist zu allererst durch die Politik und die von ihr geschaffene Rechtsordnung geprägt. Erst an zweiter Stelle stehen der technologische Fortschritt, die Veränderung der Kundenbedürfnisse und der Wettbewerb der Anbieter.

Energiemarktprognosen sind deshalb im Kern Politikprognosen. Die denkbaren Zukunftsbilder sind so verschieden, wie die Vielfalt der politischen Handlungsoptionen. Die Frage ist nicht, ob es ein Preisszenario gibt, das eine wirtschaftliche Investition in bestimmte Technologien ermöglicht, sondern ob Investoren von Rahmenbedingungen überzeugt sind, die wirtschaftliche Investitionen ermöglichen. Deshalb wurden zunächst qualitative Überzeugungen erarbeitet, die den Rahmen zur Beurteilung der Handlungsoptionen für den Ersatz des HKW Wedel darstellen.

Fossile KWK können aufgrund der gegebenen Rechtsordnung und Marktsituation in einer längeren Übergangsphase eine wesentliche Stütze im Hamburger Fernwärmesystem bleiben. Kohle kann im Hamburger Fernwärmesystem nur als Übergangslösung weitergenutzt werden und nur aus Bestandsanlagen. Die Attraktivität und Dauer dieser Übergangsphase hängt maßgeblich vom Ausbautempo der erneuerbaren Energien (EE) ab. Es wird erwartet dass der Emissionshandel mittelfristig keine Anreize schaffen wird Kohle als Übergangstechnologie abzulösen. Ein Kohleausstieg durch andere Instrumente ist jedoch denkbar.

Ein relativ niedriges Brennstoffpreinsniveau bei den fossilen Brennstoffen wird mittelfristig die wirtschaftliche Integration von EE-Wärmequellen erschweren.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Norddeutschland wird auch ohne erheblich steigende Brennstoffpreise dem Netzausbau vorauslaufen und zu Transportengpässen in den Übertragungsnetzen von Nord- nach Süddeutschland führen. Die Überschüsse im Norden werden neue Märkte an den Sektorgrenzen schaffen und so Geschäftsmodelle für neue Technologien zur Nutzung von Überschussstrom im Wärmesektor ermöglichen. Mit einem Rahmen, der wesentliche Beiträge für die strombasierte Wärmebereitstellung ermöglicht, ist allerdings erst ab Mitte der 20er Jahre zu rechnen.

Die technologische Reife für Technologien zur Nutzung von Strom im Wärmesektor wird sich mit dem Abbau der Sektorgrenzen zwischen Strom- und Wärmemarkt verbessern. Dies wird neue Technologien wirtschaftlich attraktiver machen.

Eine breit angelegte Umstellung der Fernwärme auf erneuerbare Energien erfordert begleitende Maßnahmen zu Stadt- und Infrastrukturentwicklung. Heute sind wirksame Maßnahmen vor allem im Neubau umsetzbar. Zukünftig rückt die

weiträumige Anpassung der Infrastruktur (z.B. Absenkung von Temperaturniveaus im Wärmenetz und den Heizsystemen in Gebäuden und damit verbundene Netzoptimierungen) auch im Bestand stärker in den Fokus. Anderenfalls wird die Erhöhung der EE-Anteile in leitungsgebundenen Wärmeversorgungssystemen früher oder später durch die in Bestandsobjekten verfügbaren Heizflächen begrenzt. Für die notwendigen Infrastruktur- anpassungen muss die Stadt Hamburg geeignete Rahmenbedingungen schaffen und gegebenenfalls gezielt Anreize setzen. Dies kann zum Beispiel über Ordnungsrecht, Bauleitplanung, kommunale Wärmekonzepte und gezieltere Förderpolitik erreicht werden.

Unter diesen Rahmenbedingungen sind die Lösungsoptionen zur Ablösung des HKW Wedel einzuordnen.

Lösungsoption	Lage
Abfallwirtschaftliches Konzept in Stellingen	Nördlich der Elbe
Erdgas-KWK	Nördlich der Elbe
Strohheizwerk	Nördlich der Elbe
Wärmepumpe mit BHKW am Standort Wedel	Nördlich der Elbe
MVA Rugenberger Damm	Südlich der Elbe
Wärmepumpe mit BHKW am Standort Dradenau	Südlich der Elbe
Moorburg	Südlich der Elbe
Heizkessel Gas	Südlich der Elbe
Solarthermie	Südlich der Elbe
Industrieabwärme	Südlich der Elbe
Power-to-Heat	

Nord

Süd

Abbildung 1: Technologieoptionen mit Lage

Die Ablösung des HKW Wedel muss aus Abwägung dieser Kriterien erfolgen:

- Ökologische Qualität
(Emissionsintensität, EE-Anteil und Primärenergiefaktor)
- Bezahlbarkeit und Wirtschaftlichkeit
- Zeitliche Realisierbarkeit
- Technische Kompatibilität zum bestehenden System.

Zur Abwägungs-/Entscheidung ist insbesondere das Kriterium der ökologischen Qualität und der Bezahlbarkeit von zentraler Bedeutung. Die Kriterien »zeitliche Realisierbarkeit« und »technische Kompatibilität« sind Voraussetzungen bei der Technologieauswahl. Die Bewertung der Bezahlbarkeit erfolgt im Zuge dieses ersten Teils nicht.

Handlungsoptionen nördlich der Elbe

Die Handlungsoptionen nördlich der Elbe erschließen hinsichtlich der ökologischen Qualität nur begrenzte Potenziale. Die EE-Potenziale nördlich der Elbe können wegen der begrenzten Energieträgerverfügbarkeit (Umweltwärme der Elbe im Winter und begrenzte Strohverfügbarkeit) keinen signifikanten Beitrag leisten. KWK-Lösungen unterliegen in hohem Maße der Unsicherheit des 2022 auslaufenden KWKG und der unklaren Rahmenbedingungen bei späterer Inbetriebnahme.

Einzig das abfallwirtschaftliche Konzept am Standort Stellingen erscheint für alle Lösungsoptionen sinnvoll, sofern eine rechtzeitige Inbetriebnahme und die Einhaltung von Investitionsbudgets gewährleistet wird.

Handlungsoptionen südlich der Elbe

Die Wärmetrasse zur Elbquerung ist das zentrale Element aller Lösungsansätze südlich der Elbe. Ohne die Trasse ist die Integration von Wärmequellen südlich der Elbe in das Hamburger Wärmenetz nicht möglich. Die Trasse ist Voraussetzung für die Erschließung wesentlicher EE- und Abwärme-Potenziale südlich der Elbe. Die bestehenden genehmigungsrechtlichen und politischen Risiken strahlen somit auf alle Lösungsoptionen aus. Eine zügige und gewissenhafte Projektentwicklung ist deshalb von zentraler Bedeutung.

Der besondere Vorzug dieser Lösung ist die Integration zusätzlicher Wärme aus einer bestehenden Abfallverwertungsanlage, also aus Perspektive von Emissionen und Primärenergiefaktor eine risikoarme Verbesserung gegenüber dem Status quo. Die Handlungsoptionen südlich der Elbe erschließen größere Potenziale zur Verbesserung der ökologischen Qualität der Fernwärme (Abwasserwärmepumpe und Industrieabwärme). Ein zentrales politisches Handlungsfeld wird jedoch der Umgang mit dem Steinkohlekraftwerk Moorburg sein.

Eine politische Agenda für die Entwicklung der (Fern-)Wärme

Weiterhin wird mit den technischen Handlungsoptionen, die südlich der Elbe verfügbar sind, auch die Notwendigkeit zur Entwicklung einer politischen Agenda sinnvoll. Zentrale politische Themen für die Weiterentwicklung des Hamburger Fernwärmesystems werden sein:

1. Weiterentwicklung des Rechtsrahmens für Wärmeerzeugungstechnologien an der Sektorgrenze
2. Schaffung von Investitionssicherheit für Projektentwickler über das Jahr 2022 hinaus
3. Schaffung eines Regulierungsrahmens, der ökologische Fernwärme einen Wert beimisst.
4. Anreize zur Infrastruktur- und Stadtentwicklung zur langfristigen Systemintegration von Niedertemperaturwärmequellen

3 Vorgehen der Untersuchung

Das Vorgehen wurde in die nachfolgenden Schritte unterteilt.

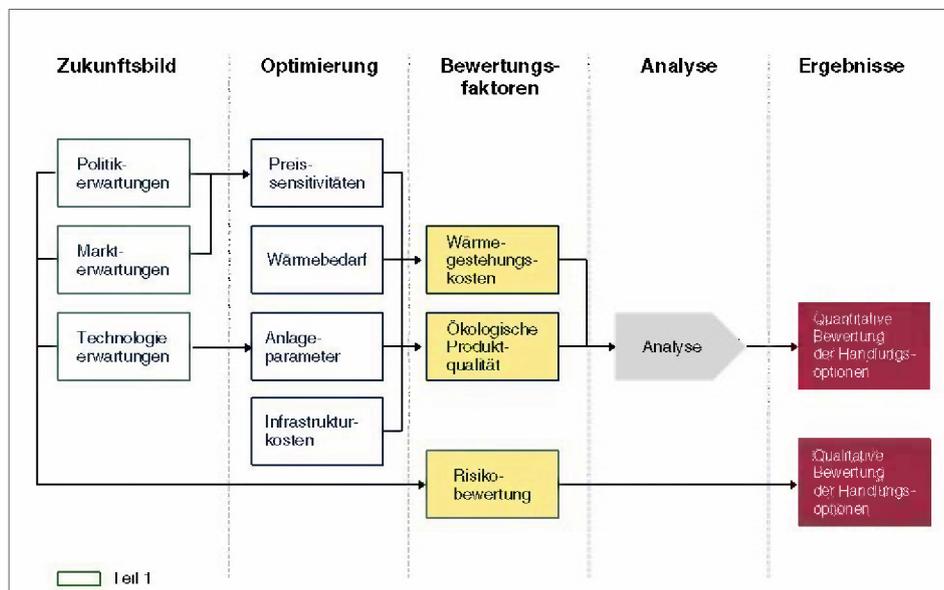


Abbildung 2:Übersichtsbild zum Vorgehen

Grundlage der Arbeiten war die Entwicklung eines Zukunftsbildes. Dieses bildet den strategischen Handlungsrahmen für die Aktivitäten zur Weiterentwicklung des Fernwärmesystems. Das Zukunftsbild beschreibt qualitativ die Erwartungen hinsichtlich der wesentlichen Treiber in Markt und Regulierung. Das Zukunftsbild schafft auf Grundlage der heute verfügbaren Erkenntnisse den relevanten Rahmen für strategisches Handeln im Energiesektor. Das Zukunftsbild hilft Lösungsoptionen grundsätzlich in diesem strategischen Rahmen einzuordnen oder ggf. auszuschließen. Die im Rahmen des Zukunftsbildes verbleibenden Unsicherheiten können letztlich nur durch Portfoliodiversifikation, also die Kombination verschiedener Technologien, gelöst werden. Durch den Einsatz verschiedener Technologien mit unterschiedlichen Risikoprofilen sowie die Beteiligung mehrerer öffentlicher und teil-öffentlicher Unternehmen werden Chancen und Risiken verteilt. Auf Grundlage des Zukunftsbildes wird in Teil 1 eine erste qualitative Einordnung der Handlungsoptionen erarbeitet.

Das Zukunftsbild wird durch quantitative Analysen ergänzt um die Wirkung wichtiger Werttreiber für die Entscheidung zu veranschaulichen. Diese beinhaltet eine grobe Beschreibung der wesentlichen diskutierten Handlungsoptionen für die zukünftig durch ein neues Anlagenportfolio abzulösende Versorgungsaufgabe des heutigen HKW Wedel. Darin berücksichtigt werden verschiedene fossile und erneuerbare Technologien an unterschiedlichen Standorten, wie sie vom Projekt »Erneuerbare Wärme Hamburg« erarbeitet wurden. Es werden folgende Parameter berücksichtigt

- Elektrische, thermische Leistung
- Wirkungsgrade
- Infrastrukturinvestitionen für Standorterschließung (Strom, Gas, Wärmeleitungen)
- Investitionen in die Erzeugungsanlagen
- Betriebskosten (fix und variabel)
- Nutzungsdauer
- Förderung

Anschließend werden die technischen Handlungsoptionen modelliert um ihre wirtschaftliche und ökologische Wirkung zu bewerten. Grundlage der quantitativen Bewertung ist eine Analyse im Status quo, die durch verschiedene Sensitivitäten ergänzt wurde. Diese Sensitivitäten sollen helfen die Wirkungen von Veränderungen in den Rahmenbedingungen, insbesondere solche die vom Zukunftsbild abweichen, in ihrer Wirkung auf die Lösungsoptionen einzuordnen. Abschließend wird eine Risikoeinschätzung ergänzt.

4 Zukunftsbild für das Fernwärmegeschäft

Eine zentrale Frage ist, wie die zukünftige Versorgungsaufgabe gelöst werden soll. Hierfür bedarf es eines Zukunftsbildes, das die Überzeugungen auf deren Grundlage gehandelt werden soll, darstellt.

Wir haben vor 5 Jahren nicht gewusst, wo wir heute stehen. Und wir wissen heute nicht, wo wir in 5 Jahren stehen werden. Trotz bestehender Überkapazitäten von über 20 GW wurden in den 2000er Jahren Milliardeninvestitionen auf Basis von Fundamentalpreisprognosen getätigt, die heute weitgehend wertberichtigt werden müssen. Der Fokus lag nicht in ausreichendem Maße auf den für den Eintritt dieser Preisprognosen notwendigen Voraussetzungen.

Der Energiemarkt ist zu allererst durch die Politik und die von ihr geschaffenen Rechtsordnung geprägt. Das Energiewirtschaftsgesetz, das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz oder die Energieeinsparverordnung – um nur einige wichtige zu nennen – schaffen diese Rechtsordnung. All diese Gesetze und Verordnungen unterliegen kontinuierlichen und häufig schwerwiegenden Eingriffen. Sie verändern die Rahmenbedingungen für die handelnden Akteure erheblich. Erst an zweiter Stelle stehen der technologische Fortschritt, die Veränderung der Kundenbedürfnisse und der Wettbewerb der Anbieter.

Energiemarktprognosen sind deshalb im Kern Politikprognosen. Die politischen Handlungsoptionen sind sehr vielfältig und somit auch die aus Ihnen resultierenden Zukunftsbilder. Eines der prominentesten Beispiele hierfür ist die

Frage nach einer Reform des Energiegroßhandelsmarktes mit einer denkbaren Ergänzung um Kapazitätsmärkte. Zwar hat sich die vergangene große Koalition zu den aktuellen Marktregeln bekannt, zahlreiche Marktteilnehmer sehen aber nach wie vor Handlungsbedarf um den erforderlichen umfassenden Umbau des deutschen Kraftwerksparks unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Allein die Wette von Staatssekretär Rainer Baake und der ehemaligen BDEW-Chefin und heutigen Innogy-Vorstandsmitglied Hildegard Müller zeigt, dass auch diese Diskussion keineswegs beendet ist. Während der Staatssekretär Kapazitätsmärkte als »totes Pferd« bezeichnete, wettete Hildegard Müller »Ich wette mit Ihnen, Herr Baake, um eine gute Flasche Rotwein, dass wir doch noch Kapazitätsmärkte in Deutschland bekommen werden.«¹ Eine Energiemarktreform mit Kapazitätsmärkten würde den Handlungsrahmen für Kraftwerksinvestoren erheblich verändern. Die Frage ist nicht, ob es ein Preisszenario gibt, das eine wirtschaftliche Investition in bestimmte Technologien ermöglicht, sondern ob Investoren von Rahmenbedingungen überzeugt sind, die wirtschaftliche Investitionen ermöglichen. Wenn sich die Erwartung zum politischen Handeln als Grundlage und Input von Marktmodellen verändert, werden sich auch die Ergebnisse dieser Modelle verändern.

Die quantitative Bewertung kann und darf die Überzeugungen, auf deren Grundlage wir handeln, deshalb nicht ersetzen. Investitionsentscheidungen können deshalb nicht auf Grundlage von Modellen getroffen werden, die in der Rückschau ungeeignet waren um die eingetretenen Entwicklungen in geeigneter Weise abzubilden.

Die quantitative Analyse kann deshalb nur helfen um die Bedeutungen von Änderungen im Zukunftsbild in Zahlen zu fassen. Das Zukunftsbild kann darüber hinaus als Grundlage dienen Preisprognosen Anderer und daraus abgeleiteter Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und Aussagen zu präferierten Lösungsoptionen kritisch zu hinterfragen. Die Modelle für Preisprognosen basieren bereits auf Zukunftsbildern. Sie beinhalten implizit oder explizit zahlreiche Annahmen zum gesetzlichen Rahmen, zum Verhalten von Marktteilnehmern und zu Technologienentwicklungen. Sie schaffen durch hohe Modellkomplexität vermeintliche Sicherheit bei Investoren. Dabei drohen dadurch jedoch das zugrundeliegende Zukunftsbild und die Überzeugungen der Investoren in den Hintergrund zu treten. So wurden im Zeitraum zwischen 2005 und 2010 Milliardeninvestitionen in Kohlekraftwerke herbeigeführt. Dazu gehörten die Kraftwerksblöcke in Datteln, Hamm-Uentrop, Lünen, Karlsruhe, Mannheim, Hamburg-Moorburg und Wilhelmshaven.

Das Zukunftsbild soll helfen einen groben strategischen Rahmen für die Handlungsoptionen zur Ablösung des HKW Wedel zu schaffen und die Handlungsoptionen an diesem Rahmen zu bewerten.

¹Quelle: ZFK 2017: <https://www.zfk.de/politik/deutschland/artikel/kapazitaetsmaerkte-sind-ein-totes-pferd-2017-02-07/>; zuletzt aufgerufen am 06.02.2018

4.1 Zeitliche Strukturierung der Überzeugungen zur zukünftigen Entwicklung von Markt und Regulierung

Der politische und gesellschaftliche Konsens zur Energiewende, also weg von fossilen und nuklearen Brennstoffen und hin zu erneuerbaren Energien, ist kein einzelnes Projekt sondern ein Prozess. Neue Technologien müssen in bestehenden Geschäftsmodellen und den historisch gewachsenen Infrastrukturen ihren Platz finden. Gleichzeitig verändern sich mit politischen Entscheidungen diese Geschäftsmodelle. Sodass heute unwirtschaftliche Lösungen in Zukunft wirtschaftlich werden könnten. Die Herausforderung ist eine Strategie zu haben, mit der die Ertragskraft im bestehenden Geschäft erhalten bleibt. Mit dieser Ertragskraft muss der Prozess zur Anpassung des Geschäftsmodells, der damit verbundenen Technologien und zuletzt der Infrastruktur zur Integration dieser neuen Technologien zu finanzieren, realisiert werden.

Nicht alle Ziele können sofort erreicht werden, daher ist es erforderlich mit den anstehenden Investitionsentscheidungen ausreichend Handlungsspielraum zu schaffen, um den Anpassungsprozess des Gesamtsystems zukünftig nicht zu behindern. Zu diesem Zweck ist ein Drei-Phasen-Modell erforderlich.

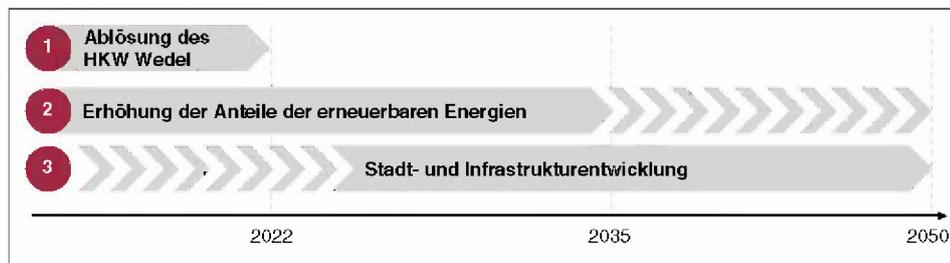


Abbildung 3: Phasen zum Umbau des Fernwärmesystems bzw. der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Hamburg

In der Phase 1 muss die unmittelbar bevorstehende Ablösung des HKW Wedel realisiert werden. Diese muss wirtschaftlich und mit einer möglichst hohen ökologischen Produktqualität für die Wärme realisiert werden. In dieser Phase stehen der Erhalt der Versorgungssicherheit und der Ertragskraft des Fernwärmegeschäfts im Fokus. Der zeitliche Horizont dieser Phase liegt bis zum Jahr 2022 bzw. für den dann relevanten Energiemarkt.

Im Zuge der Ablösung muss vermieden werden, dass es langfristig zu einer Verfehlung der Hamburger Klimaziele kommt. Das bedeutet, es dürfen keine Anlagen mit einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer errichtet werden, die der Erreichung der Klimaziele zukünftig entgegenstehen könnten. Die technische oder ökonomische Festlegung auf emissionsintensive Erzeugungstechnologien z.B. Kohle über den Beginn der Phase 3 hinaus, wäre mit diesen Zielen nicht kompatibel.

Die erste Phase wird mit »Ablösung HKW Wedel« bezeichnet (2017 bis 2025).

In der Phase 2 (bis 2035) rückt die Transformation des Fernwärmesystems hin zu hohen EE-Anteilen und niedrigen Emissionen noch stärker in den Fokus. Die Ablösung des HKW Wedel in Phase 1 und das Lebensdauer-Ende weiterer Anlagen (z.B. Tiefstack ab Mitte der 20er Jahre) eröffnet Handlungsspielräume für die Einbindung weiterer Technologien (industrielle Abwärme, Stromdirektheizung).

Diese Phase muss ebenfalls jetzt beginnen, um weitere Ersatzentscheidungen für Erzeugungsanlagen vorzubereiten bzw. den Anlagen zur Ablösung des HKW Wedel schrittweise EE-Anlagen zur Seite zu stellen. Diese müssen von der Machbarkeitsuntersuchung an zunächst entwickelt und ggf. in Form von Pilotprojekten getestet werden (z.B. industrielle Abwärme von Aurubis und erneuerbare Energien, erneuerbaren Energien und Umweltwärme aus Wärmepumpen ggf. als Hybridlösung mit vorgeschalteten Erdgas-KWK-Anlagen zur Erzeugung der Antriebsenergie).

Die zweite Phase wird mit »Erhöhung EE-Anteile und Auftakt Kohleausstieg« bezeichnet.

Da viele der heute verfügbaren EE-Technologien zu höheren Erzeugungskosten führen, können größere Investitionsentscheidungen erst bei Nachweis der Wirtschaftlichkeit getroffen werden.

In der Phase 3 (bis 2050) wird eine weitere Erhöhung der EE-Anteile nur noch bei ausreichender Flankierung durch Stadt- und Infrastrukturentwicklung möglich sein. Die langfristigen Emissionsminderungsziele (mindestens 80% bis 2050) werden die Einbindung von Niedertemperaturwärmequellen oder heute nicht verfügbaren Technologien erfordern.

Dafür müssen bei den Verbrauchern und im Netz Voraussetzungen geschaffen werden (größere Heizflächen und größere Rohrquerschnitte im Netz), ggf. Aufspaltung in Teilnetze zur Dezentralisierung der Infrastruktur. Dies erfolgt durch Maßnahmen/Anreize zur Gebäudesanierung im Rahmen der umweltgerechten Stadtentwicklung mit darauf abgestimmter Entwicklung von (Teil-)Netzen zur Wärmebereitstellung. Da derartige Maßnahmen nicht kurzfristig realisiert werden können, müssen die entsprechenden Rahmenbedingungen und Anreize möglichst früh geschaffen werden. Nur so werden ausreichend viele Gebäude in Folge von Sanierung und Neubau in den 30er und 40er Jahren die notwendigen Voraussetzungen erfüllen um Infrastruktur und Wärmeerzeugung vollständig an die Anforderungen einer weitgehend emissionsneutralen Wärmebereitstellung anzupassen.

Die dritte Phase wird auch mit dem Titel »Infrastruktur und Stadtentwicklung« bezeichnet.

4.2 Werttreiber für die Handlungsoptionen

Für die Handlungsoptionen wurden Überzeugungen zu verschiedenen Werttreibern diskutiert. Im Bereich Regulierung und Markt wurden folgende Treiber diskutiert:

- Emissionshandel
- Brennstoffpreis/Preis für energetische Verwertung von Abfall und Wertstoffen
- Kohleausstieg
- Wettbewerb/Marktreform durch Kapazitätsmärkte
- Brennstoffverfügbarkeit für erneuerbare Energien
- Ausbau erneuerbare Energien
- Netzausbau
- Sektorkonvergenz von Strom- und Wärmemarkt (NNE-Struktur, Umlagestruktur und Steuern)
- Im Bereich der Technologieentwicklung wurden folgende Themen diskutiert:
 - Technologische Reife von Fernwärmeerzeugungstechnologien
 - Relevanz dezentraler Lösungen im Fernwärmesystem
 - Anpassung der Netz-Infrastruktur

Die Entwicklung der Treiber wurde in der Diskussion zur zeitlichen Strukturierung in die drei Phasen gegliedert. Dies ist bereits im vermeintlich kurzfristigen Zeitraum für die Ablösung des HKW Wedel bis 2022 nur mit großen Unsicherheiten möglich. In der Phase 2 (ab 2035) ist angesichts der vielfältigen marktlichen, regulatorischen und technologischen Entwicklungsmöglichkeiten eine robuste Einschätzung schwer möglich und mit hohen Unsicherheiten verbunden. Die wachsende Unsicherheit entlang der drei Phasen macht eine Entscheidung für einen Energiemix im Jahr 2035 heute deshalb noch nicht möglich. So wie der Szenarioraum für mögliche Zukunftsbilder langfristig immer größer und schwerer erfassbar wird, werden auch die denkbaren technologischen Lösungsoptionen immer vielfältiger. Dies muss bei der Entwicklung von Lösungen berücksichtigt werden. Die Entwicklung von flexibel anpassbaren Lösungsoptionen und deren Überprüfung auf Robustheit sind Mittel die Sicherheit bei der Investitionsentscheidung geben.

Für die Klärung der Zukunftserwartungen BUE wurden unterschiedliche Zukunftsbilder diskutiert. Diese sollen helfen eine Meinung zu möglichen zukünftigen Entwicklungen zu erarbeiten, die Grundlage einer unternehmerischen Entscheidung zur Ablösung des HKW Wedel werden kann.

4.3 Referenzzukunftsbilder als Maßstab für eigene Marktmeinung

Für die Meinungsfindung wurden verschiedene Zukunftsbilder zur Diskussion gestellt. Diese stellen keine Erwartung zukünftiger Entwicklungen dar, sondern dienen der Veranschaulichung der Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen. Dabei sind einige dieser Zukunftsbilder bewusst radikal und polarisierend. Es wird in vier wesentliche Cluster unterschieden:

- Konservativ, restaurierende Zukunftsbilder
- Chaotische Zukunftsbilder
- Dynamisch, innovative Zukunftsbilder
- Revolutionäre Zukunftsbilder

Diese wiederum können unterschiedliche Ausprägungen haben, wie in der folgenden Abbildung dargestellt.

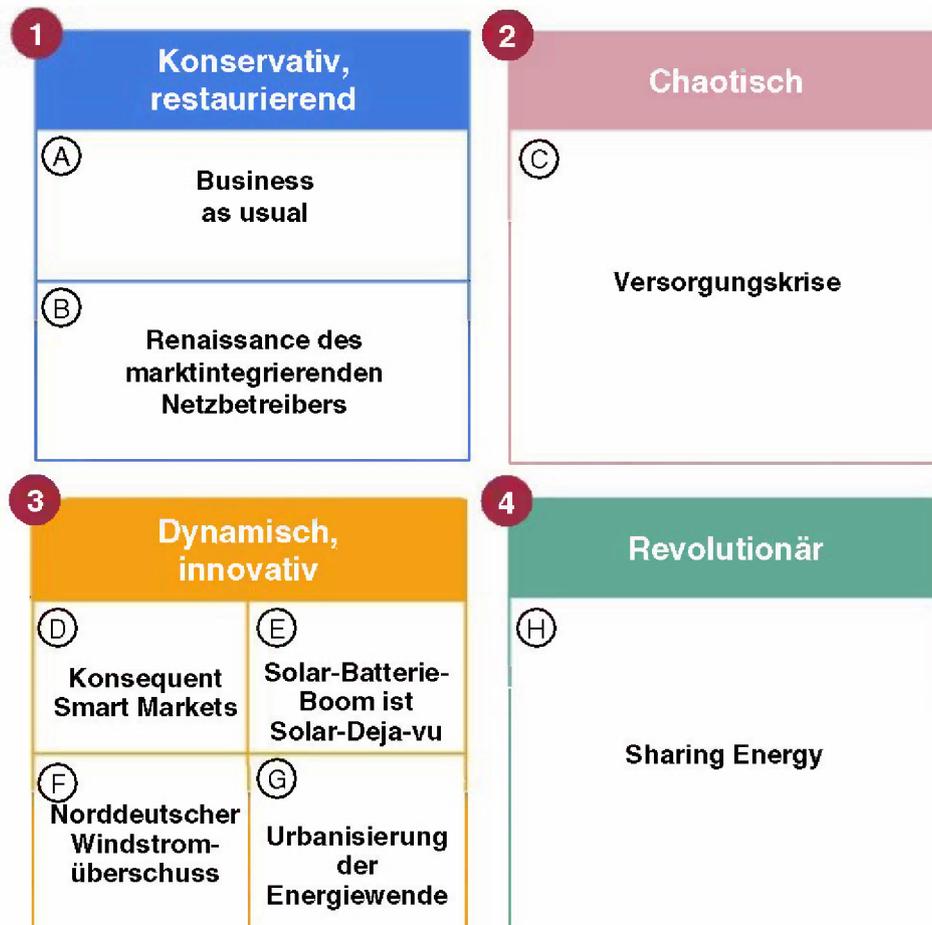


Abbildung 4: Clustering möglicher Zukunftsbilder mit unterschiedlichen Ausprägungen

Nachfolgend wird die Bandbreite der Zukunftsbilder grob dargestellt, um die erarbeitete Marktmeinung in einen Kontext zu stellen. Die Absicht dieser

skizzenhaft dargestellten Zukunftsbilder ist nicht eine bestimmte Marktmeinung zu etablieren, sondern **Denkanstöße** zu liefern in welchem Umfeld eine heute zu tätige Investition sich zukünftig refinanzieren muss.

Konservativ, restaurierende Zukunftsbilder

Die konservativ restaurierenden Zukunftsbilder bilden den Status quo bzw. die Rückkehr zu einem stärker zentralisierten Energiemarkt ab. Sie sind tendenziell rückwärtsgewandt und haben zum Ziel die Kosten der Energiewende zu begrenzen. Die Zielerreichung rückt dabei in den Hintergrund.

In der Ausprägung Business as usual (A) werden die bestehenden Marktmechanismen (Energy-only-Markt 2.0 (EOM2.0), Kapazitätsreserve, Winterreserve) fortgeschrieben. Der Emissionshandel bleibt ohne Steuerungswirkung bei niedrigen Emissionspreisen. Netzmanagementmaßnahmen unterliegen einer weiterhin stark technischen Regulierung.

Die Folge dieser Fortschreibung des politischen Handelns ist, dass Deutschland die führende Position des Innovators für Klimaschutztechnologien im Energiesektor verliert und andere Länder die Führungsrolle übernehmen. Die Energiewende in Deutschland gerät ins Stocken und stützt sich vorwiegend auf zentrale Kraftwerke. Bei den Erneuerbaren bedeutet dies einen Fokus auf große Solarparks und große (Offshore) Windparks. Dieser Fokus kann bis zur Renaissance des marktintegrierenden Netzbetreibers und der zentralen Erzeugungsstruktur (B) führen. Das bedeutet, dass der Ausbau erneuerbarer Energien bei dezentralen Anlagen im Kilowatt-Bereich weitgehend zum Erliegen kommt. Damit verbunden wird auch die Digitalisierung der Energiewende ausgebremst, weil die Notwendigkeit Millionen dezentrale Erzeuger zu synchronisieren entfällt. Die Systemhoheit wird von den Netzbetreibern wahrgenommen.

Endkunden verhalten sich opportunistisch und nutzen – wo wirtschaftlich darstellbar – Eigenstromversorgung und Mieterstrommodelle oder verlieren wegen des stärkeren Fokus auf zentrale Versorgungslösungen und mangelnden Investitionsanreizen das Interesse an Energiewendeprodukten vollständig.

Im (Fern-)Wärmesektor bedeutet dies, dass leitungsgebundene Wärmeversorgung mit zentraler Wärmeerzeugung die dominante Strategie im urbanen Raum bleibt. In weniger dichten Gebieten bleiben dezentrale, brennstoffbasierte Wärmeversorgungslösungen das Maß der Dinge. Eine systematische Sektorkopplung bleibt aus. Die Sektorkopplung wird nur in Netzzonen erleichtert, in denen große Stromüberschüsse verfügbar sind. Dies gilt insbesondere für Nord- und Ostdeutschland, also auch in Hamburg würde die netzdienliche Nutzung von Strom im Wärmesektor denkbar.

Das chaotische Zukunftsbild

Das chaotische Zukunftsbild (C) ist durch eine Versorgungskrise geprägt. Es entsteht aufgrund von fehlenden Erzeugungskapazitäten in Folge der politischen Weigerung zu Markteingriffen in den EOM2.0. Der Markt soll allein Versorgungssicherheit bereitstellen, tut dies aber nicht bzw. zumindest nicht rechtzeitig. Fehlende Investitionen in Erzeugungskapazitäten haben erratische Preisspitzen zur Folge. Es kommt zu unregelmäßigen, kontrollierten oder unkontrollierten Lastabwürfen. Knappheit führt in einzelnen Stunden zu Preisschocks während in zahlreichen anderen Stunden die Preise nahe Null verharren.

Die Energieversorger können aufgrund von Genehmigungsverfahren nur langsam auf die Engpässe reagieren. Nur Kleinanlagen, die keine Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz benötigen, können die Kapazitätsengpässe auflösen. Die Kunden verlieren das Vertrauen in das System und reagieren auf die Unsicherheit und Lastabschaltungen durch Investitionen in Versorgungssicherheit »Behind-the-Meter« und installieren Notstromaggregate und Speichersysteme für den Erhalt einer Minimalversorgung, u.a. für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung an kalten Wintertagen.

Im (Fern-)Wärmesektor bedeutet dies, dass Fernwärmeversorger schwarzstart- und inselbetriebsfähige Erzeugungsanlagen benötigen. Versorgungssicherheit im Wärmenetz und den HA-Stationen wird abhängig von Pumpstromverfügbarkeit. Entsprechende technische Anpassungen der Anlagen werden notwendig. KWK-Wärme aus Kondensationsturbinen konkurriert gegen Spitzenlaststrompreis, KWK-Anlagen drosseln in Engpasssituationen ihre elektrische Leistung auf das technische Minimum. Demzufolge werden Kesselkapazitäten bei Preisspitzen und bei niedrigem Strompreis benötigt.

Dynamisch, innovative Zukunftsbilder

In den dynamisch innovativen Zukunftsbildern wird von einer Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens für den Energiemarkt in unterschiedlichen Ausprägungen ausgegangen. Dabei ist eine konsequente Umsetzung von Smart Markets (D) mit weitgehender Sektorkopplung durch Abbau der Sektorgrenzen bzw. Vereinheitlichung von Umlagen- und Steuersystematik in Strom-, Wärme- und Verkehrssektor das Idealbild. Dekarbonisierung wird durch Elektrifizierung von Wärme- und Verkehrssektor mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen und Energieeffizienz realisiert. Vorherrschendes Steuerungsinstrument zur Erreichung der Klimaziele wird der Emissionshandel.

Abweichend davon können ein Solar-Batterie-Boom (E) und ein Szenario mit stark wachsendem norddeutschen Windstromüberschuss (F) oder die Urbanisierung der Energiewende (G) Zwischenschritte auf dem Weg darstellen. Diese haben jedoch unterschiedliche Auswirkungen auf den Wärmemarkt.

In einem Zukunftsbild mit Solar-Batterie-Boom als Deja-vue des Solarbooms aus den Jahren 2009 bis 2012 wird die Bedeutung von strombasierter dezentraler Wärmeversorgung steigen. Solaranlagen werden mit Batterien als Stromspeicher bzw. mit Wärmepumpen kombiniert. Sie decken so einen Teil des Wärmebedarfs im ländlichen Bereich und an den Stadträndern. Gleichzeitig verschwinden große Teile der Margen in den Regelenergiemärkten, da Solarstrom-Batterien und Wärmepumpen den Flexibilitätsbedarf weitgehend abdecken.

Da dies hinter dem Zähler geschieht ist lediglich der Erhalt bzw. die Weiterentwicklung von Eigenbedarfsprivilegien erforderlich. Die relativ zum Wohnraum begrenzten Dachflächenpotenziale im städtischen Bereich werden signifikante Marktanteile dieser Technologiekombination verhindern. Im städtischen Bereich bleibt die zentrale Wärmeversorgung auf Grundlage von fossilen Energieträgern Preisbenchmark.

In einem norddeutschen Windstromszenario wird eher die zentrale Wärmeinfrastruktur an der Strom-Wärme-Sektorgrenze in Norddeutschland begünstigt. Norddeutsche Stromüberschüsse werden in großen Power-to-Heat-Einheiten netzdienlich zu Wärme umgewandelt. Dies reduziert den Druck auf das Tempo beim Netzausbau. Zur Begünstigung der Nutzung von Strom im Wärmesektor werden Netzentgelte, Umlagen und Steuern in Stunden mit hohen Überschüssen reduziert oder vollständig ausgesetzt. Im städtischen Bereich bleibt die zentrale Wärmeversorgung auf Grundlage von fossilen Energieträgern Preisbenchmark, lediglich in Überschusssituationen werden Power-to-Heat-Einheiten wettbewerbsfähig.

In einem Szenario zur Urbanisierung der Energiewende wird es gezielte Anreize zum Ausbau der erneuerbaren Energien im städtischen Raum geben. Es wird einen stabilen Rechtrahmen zur Teilhabe von Mietern geben, also für Menschen ohne Immobilieneigentum. Der Druck zur Dekarbonisierung der städtischen Wärmeversorgung wird zunehmen. Dies begünstigt Technologien zur strombasierten Wärmeerzeugung, da innerstädtische erneuerbare Wärmequellen begrenzt sind. Um die Erneuerbaren-Anteile in Wärmenetzen signifikant zu erhöhen wird die Anpassung der Netzinfrastrukturen zum Schlüsselfaktor. Die typischen Systemparameter (insbesondere die Vor- und Rücklauftemperaturen) in seit Jahrzehnten bestehenden Wärmenetzen sind mit der Erschließung von Umwelt- und Abwärmequellen oft nicht kompatibel. Hierfür müssen Netze weiterentwickelt werden und ähnlich den Anstrengungen in Stromnetzen erhebliche Investitionen angereizt werden. Dies umfasst neben den Netzen auch die wärmeversorgungsanlagen in den Objekten, insbesondere die Anpassung von Heizflächen an niedrigere Temperaturparameter. In einem solchen Szenario wird die Immobilienwirtschaft zu einem wichtigen Akteur in der Energiewirtschaft und tritt zunehmend in Konkurrenz zu traditionellen Versorgern. Für die Wärmeversorgung bedeutet dies, dass Dämmung und EE-basierte Wärmeversorgung zum Preisbenchmark in urbanen Räumen wird.

EE-basierte Nah- und Fernwärmenetze werden die dominante Lösungsstrategie.

Nur bei einer konsequenten Umsetzung von Smart Markets erfolgt eine breitere Reform von Steuern, Umlagen und Netzentgeltsystematik für das gesamte deutsche Marktgebiet. Dies beseitigt zumindest die durch Steuern und Umlagen entstehenden Hürden der Nutzung von Strom im Wärmesektor. Netzentgelte hingegen werden weiterhin stärker Signale über die Verfügbarkeit von Transportkapazitäten berücksichtigen. In einem Zukunftsbild mit einer konsequenten Umsetzung von Smart Markets entsteht ein technologieneutraler Wettbewerb zwischen fossilen und erneuerbaren Energieträgern über die Sektorgrenzen von Strom, Wärme und Verkehr. Das zentrale Steuerungsinstrument wird der Emissionshandel.

Das revolutionäre Zukunftsbild

Im revolutionären Zukunftsbild (H) wird die Smart Markets Regulierung auf den Wärmemarkt ausgeweitet. Das Zukunftsbild wird stark von IT-Innovationen und Automatisierung getrieben. Der Neu- und Ausbau von Energie- insbesondere von Wärmenetzen wird an den Erfordernissen dezentraler Erzeugung ausgerichtet. Für die Kunden gilt der Leitsatz »Meinen Strom und meine Wärme erzeuge ich selbst«. Dies gilt auch dann, wenn die Erzeugung und der Verbrauch nicht ortsgleich sind. Dieses Zukunftsbild macht den Energieversorger entbehrlich. Die Marktstufe des Strom- und Wärmevertriebs wird abgeschafft, so wie die Gashandelsmärkte den Gasimporteur ersetzt haben. IT-Plattformen vernetzen Kunden, die Anbieter und Nachfrager zugleich sein können. Der Energieversorger wird zum Plattformbetreiber. Er betreibt IT-Plattformen und Infrastrukturplattformen, die Erzeuger und Verbraucher miteinander physisch und digital vernetzen.

Für Fernwärmeversorger bedeutet dies, dass offener Wärmenetzzugang obligatorisch wird. Nur so können alle dezentralen EE-Potenziale spartenübergreifend integriert werden. Obligatorisch meint nicht nur formal juristisch die Möglichkeit zur Einspeisung bzw. Durchleitung zu ermöglichen, sondern auch technisch. Der Fernwärmeversorger wird zum Wärmeplattformbetreiber, der Niedertemperaturnetze als Standard formuliert und langfristig keine oder zumindest weniger eigene Erzeugungsanlagen betreibt. Zentrale KWK-Großkraftwerke verlieren ihr Geschäftsmodell im Wettbewerb zu dezentralen Einspeisern. Die Energieversorgungswirtschaft wird zur »Sharing Energy«-Community, die über IT-Plattformen organisiert wird.

Zukünftige Entwicklungen im Zeitverlauf

Einige der Zukunftsbilder könnten so oder ähnlich in der Zukunft tatsächlich auftreten, bei anderen ist die Wahrscheinlichkeit eher gering. Sie können lange anhalten oder auch nur kurzfristige Erscheinungen sein, sie können ineinander übergehen oder einander bedingen.

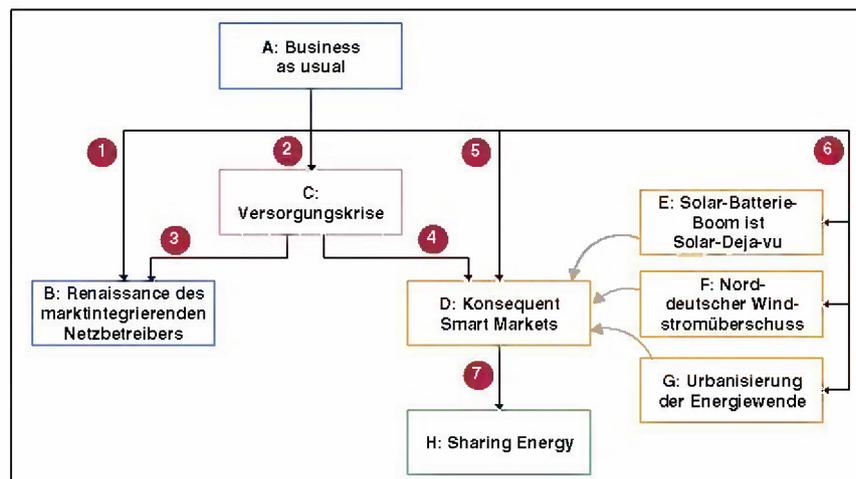


Abbildung 5: Möglicher Ablauf verschiedener Zukunftsbilder

Denkbar ist dabei, dass ausgehend vom Status quo ein Trend in Richtung Renaissance des marktintegrierenden Netzbetreibers (1) stattfindet. Ein alternativer Pfad wäre, dass dies erst nach einer Versorgungskrise (2 und 3) geschieht. Gleichzeitig könnte eine Versorgungskrise auch Katalysator für eine umfassende Marktreform in Richtung Smart-Markets (2 und 4) sein. Im Idealfall strebt die kommende Bundesregierung direkt eine umfassende Marktreform an (5). Diese könnte auch mit Zwischenschritten realisiert werden (6). Die zukünftige Entwicklung ist also unsicher und besteht aus noch vielfältigeren Möglichkeiten als mit den hier skizzierten Zukunftsbildern dargestellt werden kann.

Es ist deshalb wichtig im Rahmen der Projektentwicklung absehbare Risiken zu berücksichtigen und z.B. durch Dienstleistungs- und Wärmelieferverträge auf die beteiligten Stakeholder (z.B. Anlageneigentümer, Anlagenbetreiber, Wärmeversorger und Wärmekunden) zu verteilen.

Gleichzeitig kann die Stadt Hamburg in den politischen Prozessen darauf hinwirken, dass die Rahmenbedingungen z.B. für Wärmeerzeugungstechnologien an der Sektorgrenze von Strom- und Wärmemarkt bzw. für Technologien zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energiequellen verbessert werden.

4.4 Überzeugungen zum Energiemarkt in Hamburg

4.4.1 Emissionshandel, Brennstoffpreise und Brennstoffverfügbarkeit

Die Überzeugungen zu den Werttreibern werden im Folgenden kurz erläutert.

Emissionshandel

Der Emissionshandel ist für die Beurteilung der Zukunft von Relevanz, da er einerseits die Kostenstrukturen der Erzeugungstechnologien betrifft und andererseits auch ein wesentlicher Treiber für die Höhe der Stromgroßhandelspreise in Deutschland ist. Emissionspreise sind entscheidend dafür, ob Gas- oder Kohle-KWK die dominante fossile Übergangsstrategie sein können. Die heute niedrigen Emissionspreise würden Kohle-KWK begünstigen. Ausreichend hohe Emissionspreise würden zunächst die Bedeutung emissionsärmerer Brennstoffe (Erdgas) erhöhen. Bei sehr hohen Emissionspreisen würde gar die Integration erneuerbarer Energien ohne Förderinstrumente möglich.

Die entscheidende Frage für den Werttreiber Emissionshandel ist, ob eine Steuerungswirkung – also eine Änderung der Einsatzreihenfolge von Kohle- und Gaskraftwerken mit Hilfe dieses Instrumentes erwartet werden kann.

Überzeugungen zum Emissionshandel

Konkurrierende Mechanismen zur Emissionsminderung werden bestehen bleiben. Es werden vor allem Mechanismen zur Beeinflussung von Energieeffizienz und zur Förderung erneuerbarer Energien den Minderungsdruck im Emissionshandelssystem gering halten. Eine entsprechende Nachsteuerung des Emissionsbudgets wird nicht erwartet. Aufgrund starker nationaler Interessen wird es in einem absehbaren Zeitrahmen keine notwendige Reform des Emissionshandels in Europa geben.

Um gleichwohl die Emissionsminderungsziele zu erreichen kann die Stadt Hamburg Instrumente für Minderungsanreize stärker nutzen. Dazu können

- gesetzliche Rahmenbedingungen (z.B. das baden-württembergische Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie (EWärmeG)),
- Anschluss- und Benutzungszwang an Nah- und Fernwärmesysteme sofern deren Energiebereitstellungen umweltpolitischen Anforderungen genügen,
- Förderung von energetischen Sanierungen und Modernisierungen von Heizungssystemen gehören.

Durch die Konkurrenz verschiedener Minderungsinstrumente, mit der Folge großer Überschüsse im Emissionsbudget innerhalb des Emissionshandelssystems, wird der Emissionshandel in den Phasen 1 und 2 – also bis in die

erste Hälfte der 30er Jahre hinein – keine signifikante Steuerungswirkung entfalten. Für die Phase 3 sind die notwendigen Reformen ebenfalls unsicher. Daher bleibt auch eine Steuerungswirkung des Instrumentes unsicher. Für Deutschland bedeutet dies auf absehbare Zeit eine Begünstigung der Kohle. Für Hamburg bedeutet dies, dass mindestens in der Phase 1 und 2 das Kohlekraftwerk Moorburg eine wettbewerbsfähige Erzeugungsoption bleiben würde.

Kohleausstieg als Emissionsminderungsinstrument

Der Kohleausstieg ist in Deutschland ein viel diskutiertes Thema. Die sich nähernde Abschaltung der letzten Kernkraftwerke im Jahr 2022 und die absehbare Verfehlung der deutschen Klimaziele für das Jahr 2020 verschiebt den Fokus der politischen Energiewendediskussion auf die großen Emissionsquellen der deutschen Energiewirtschaft. Während das eigentliche Kerninstrument zur Verdrängung der Kohlestromerzeugung der Emissionshandel sein sollte, führt der beständig niedrige Emissionspreis zur Prüfung anderer Instrumente. Dabei wird ein gesetzlich geregelter Ausstiegspfad für Kohleverstromung nach dem Vorbild des Kernkraftausstiegs erwogen.

Überzeugungen zum Kohleausstieg als Emissionsminderungsinstrument

Der in Deutschland diskutierte Kohleausstieg wird aufgrund nationaler Interessen, insbesondere in Ost-Europa, keine europäische Lösung. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass innerhalb Deutschlands der Regulierungsdruck aufgrund der nationalen Minderungsziele und der Vorreiterrolle Deutschlands im Klimaschutz steigen wird.

Ausdruck dessen ist der bereits eingeleitete Braunkohleausstieg. Es wird davon ausgegangen, dass zunächst für bestehende ältere Kohlekraftwerke (insbesondere ältere Braunkohlekraftwerk) ein Ausstiegspfad konkretisiert wird.

Die fehlende Steuerungswirkung im Emissionshandel, in Verbindung mit steigenden technischen und ökonomischen Herausforderungen für Kohlekraftwerke bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien sowie strengere Umweltauflagen, wird den Kohleausstieg in Phase 2 besonders für ältere Kraftwerke – zu denen auch Wedel und Tiefstack gehören – weiter voranschreiten lassen.

Zu den technischen Herausforderungen gehören dabei die stetig sinkenden Benutzungsstunden der Anlagen und damit höhere Anforderungen an deren Flexibilität. Die sinkende Nachfrage, nach fossil erzeugtem Strom schafft einen intensiven Wettbewerb mit niedrigen Erzeugermargen.

In diesem Wettbewerb werden die Kohlekraftwerke der neusten Generation, dank ihres hohen Wirkungsgrades, am längsten für die Stromerzeugung bestehen. Dazu gehört auch die Anlage in Moorburg. Moorburg wird als

KWK-Anlage (ohne Einspeisung in das Fernwärmesystem) als eines der letzten Kohlekraftwerke in Deutschland stillgelegt werden.

Die relativ geringen Erzeugermargen erschweren außerdem eine Anpassung bestehender älterer Kraftwerke an diese Entwicklung und führen mittelbar zu weiteren marktgetriebenen Stilllegungen. Spätestens bei notwendigen größeren Ertüchtigungen, Flexibilisierungen oder Anpassungen an neue Immissionschutzstandards werden margenschwache Anlagen stillgelegt. Tiefstack als eine der wirtschaftlichsten Säulen der Hamburger Fernwärme wird voraussichtlich in der zweiten Hälfte der 20er Jahre stillgelegt. Katalysator für Stilllegungen kann neben den vorgenannten Entwicklungen auch die weitere Entwicklung von Emissionsgrenzwerten sein, wie beispielsweise im Zuge der Novellierung der Industrial Emissions Directive (2010/75/EU). Diese regelt die Emissionsgrenzwerte für Großfeuerungsanlagen mit Hilfe der Merkblätter zu den besten verfügbaren Technologien (BVT-Merkblätter) welche Grenzwerte für Luftschadstoffe einzuhalten sind. Das Merkblatt zu den besten verfügbaren Techniken für Großfeuerungsanlagen wurde am 28. April 2017 beschlossen und entfaltet die volle Wirkung bis zum Jahr 2021. Dort wo diese Grenzwerte noch nicht eingehalten werden, werden die zur Einhaltung notwendigen Investitionen nicht in allen Anlagen wirtschaftlich darstellbar sein und bei einigen Kraftwerken zu Stilllegungen führen.

Gleichzeitig ist eine politische Begleitung dieser Entwicklung durch weitere Stilllegungsanreize (nach dem Vorbild der Braunkohlereserve) denkbar. Es werden also markt- und anreizgetriebene Stilllegungen von Kohlekraftwerken in der zweiten Phase erwartet.

Für die Steinkohle wird am Ende der zweiten bzw. zu Beginn der dritten Phase ein ähnlicher Ausstiegspfad wie heute für die Braunkohle erwartet. Dieser wird in der dritten Phase auch abgeschlossen.

Brennstoffverfügbarkeit

Insbesondere für Technologien, die sich auf lokale Märkte stützen (Biomasse und Abfall bzw. Wertstoffe zur energetischen Verwertung) ist die Verfügbarkeit von Brennstoffen relevant. Eine nachhaltige Brennstoffverfügbarkeit ist Voraussetzung für die Berücksichtigung bzw. zumindest für eine entsprechend hohe Gewichtung der jeweiligen Brennstoffe im gesamten Energieträgermix.

Überzeugungen zur Brennstoffverfügbarkeit

Für erneuerbare Energien und abfallbasierte Lösungsansätze ist die Brennstoffverfügbarkeit ein erheblicher Treiber. Insbesondere für Technologien, die sich auf lokale Märkte stützen (Biomasse und Abfall bzw. Wertstoffe zur energetischen Verwertung) wurde die Verfügbarkeit von Brennstoffen diskutiert. Eine nachhaltige Brennstoffverfügbarkeit ist Voraussetzung für die Berücksichtigung bzw. zumindest für eine entsprechend hohe Gewichtung der jeweiligen Brennstoffe im gesamten Energieträgermix.

Überzeugungen zu Abfallmengen zur energetischen Verwertung

Für die Verfügbarkeit von Mengen von Abfall bzw. Wertstoffen zur energetischen Verwertung (inkl. Biomassefraktionen in diesen Mengen) wird als Prämisse davon ausgegangen, dass die Anlagen durch Abfall aus dem Stadtgebiet der Stadt Hamburg ausgelastet werden können. Es wird davon ausgegangen, dass dies für die diskutierten Lösungsoptionen der Fall ist. Diese Einschätzung wurde im Zuge der Gespräche mit der Stadtreinigung Hamburg überprüft.

Da für die Metropolregion Hamburg eher steigende Abfallmengen erwartet werden, erscheint diese Annahme auch langfristig belastbar. Eine Reform der gesetzlichen Vorgaben (Einschränkung von energetischer Abfallverwertung) wurde als unwahrscheinlich angesehen. Eine erneute Deponierung von Abfallmengen wurde ausgeschlossen. Eine Fokussierung auf Recycling mit der Folge zurückgehender Stoffströme im Bereich der energetischen Verwertung wird ebenfalls nicht erwartet. Die Erhöhung der Recycling-Quoten und die stoffliche Nutzung von Abfällen werden einen weiteren Anstieg der Abfallmengen zur energetischen Verwertung in der wachsenden Metropolregion dämpfen oder gar verhindern. Es wird nicht erwartet, dass Mengeneffekte in Folge von Recycling-Initiativen eher Wirkung auf das Verwertungspreisniveau haben. Die Wärmebereitstellung aus den geplanten bzw. bestehenden Müllverbrennungsanlagen wird dadurch nicht beeinträchtigt.

Überzeugungen zu Stoffströmen aus nachwachsender Biomasse

Die Verfügbarkeit von Biomasse aus städtischer Grünflächenpflege und Abfallverwertung wird in einem beschränkten Rahmen weitgehend unkritisch gesehen. Die darüber hinausgehende Mobilisierung von Biomasse aus Land- und Forstwirtschaft (z.B. Holz und Stroh) zum Betrieb von EE-Anlagen erfordert hohe wirtschaftliche Anreize. Dies lässt zumindest in der ersten Phase zur Ablösung des HKW Wedel Zweifel aufkommen, dass aus Land- und Forstwirtschaft ausreichende Brennstoffmengen mit langfristigen Lieferverträgen und entsprechenden Preisvereinbarungen erschlossen werden können.

Das BMWi hat mit dem Diskussionsauftakt »Strom 2030« die Erwartung formuliert, dass Biomasse stärker auf Sektoren fokussiert werden soll, in denen eine Dekarbonisierung ohne Biomassenutzung nur schwer vorstellbar ist. Dies würde einen stärkeren Fokus von Biomasse auf Industrieprozesse und Verkehr (Luftfahrt) bedeuten. Die Verfügbarkeit zur Nutzung von Biomasse in urbanen Fernwärmenetzen würde so reduziert. Zwar wird Biomasse auch im schwer dämmbaren Gebäudebestand als Lösungsoption skizziert, allerdings wird auch die Sektorkopplung als Lösungsstrategie aufgezeigt. Tendenziell wird deshalb von einer Reduzierung des Biomasseeinsatzes zur Stromerzeugung und auch im Heizwärmebereich ausgegangen.

Dieser Leitlinie folgend wäre auch in einer möglichen Wärmestrategie der Stadt Hamburg bei städtischen Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen, dass ab Phase 1, spätestens jedoch im Verlauf von Phase 2, Biomasse ebenfalls einer entsprechenden Fokussierung auf schwer dekarbonisierbare Sektoren zukommt.

Brennstoffpreise und Preise für Abfall und Wertstoffe zur energetischen Verwertung

Konventionelle KWK wird wenig vom Brennstoffpreinsniveau beeinflusst. Steigende Brennstoffpreise werden durch steigende Strompreise und steigende Wärmeerlöse kompensiert.

Für EEG-Anlagen hat das resultierende Strompreinsniveau keine Relevanz, da die Vergütung im EEG geregelt ist. Bei fixen Stromerlösen wird die Brennstoffbeschaffung zum kritischen Faktor.

Anders sieht dies bei den diskutierten Wärmepumpen und Müllverbrennungsanlagen aus. Obwohl die Wärmepumpen immer noch klassisch mit Strom aus erdgasgefeuerten BHKW betrieben werden, profitieren diese von höheren Brennstoffpreisen. Zwar starten sie wegen der hohen Fixkosten auf einem höheren Gestehungskostenniveau, dafür steigen ihre Wärmegestehungskosten wegen des relativ geringen Brennstoffeinsatzes aber weniger stark, als etwa die Kosten eines Gas-Heizwerks oder von fossil gefeuerten KWK-Anlagen.

Brennstoffpreise für fossile Energieträger sind auch für Abfallverwertungsanlagen relevant, obwohl diese Anlagen keine fossilen Brennstoffe verbrennen. Statt Kosten für Brennstoffe, erhalten MVA in der Regel sogar Erlöse für die thermische Abfallverwertung. Hohe Brennstoffpreise führen mittelbar zu einem hohen Strompreinsniveau und höheren (anlegbaren) Wärmepreisen. Gleiches gilt für Emissionspreise. Somit beeinflusst das Preisniveau der fossilen Brennstoffe mittelbar die Strom- und Wärmeerlöse einer Müllverbrennungsanlage. Höhere Brennstoff- und Emissionspreise begünstigen die Attraktivität von Müllverbrennungsanlagen.

Überzeugungen zu Brennstoffpreisen und Wertstoffe zur energetischen Verwertung

Ein erneuter Boom der Brennstoffpreise erscheint nur mit einem wirksamen Anbieterkartell oder durch Eingriffe des Gesetzgebers möglich. Ein Erstarken des Anbieterkartells würde zunächst Preisanstiege bei Öl und Erdgas bedeuten. Mittelbar würde dies auch zu Preisanstiegen bei anderen Brennstoffen (z.B. Kohle) führen.

Ein dauerhaftes Erstarken des Anbieterkartells, mit wirksamen Produktionskürzungen aller relevanten Anbieter, wird nicht erwartet. Zusätzlich werden neue Fördermethoden (z.B. Fracking) und deren Wirkung auf Weltmarktpreise mögliche Preisanstiege dämpfen. Gleichzeitig wird das wachsende

Engagement zum Klimaschutz weltweit tendenziell die Nachfrageentwicklung dämpfen.

Ein starker Anstieg der Brennstoffpreise, mit einem Preisniveau wie zuletzt im Jahr 2008, wird aufgrund des weitgehend wirkungslosen Anbieterkartells bzw. -oligopols in Folge von günstig verfügbaren Brennstoffen aus neuen Fördermethoden wie Fracking als unwahrscheinlich erachtet.

Nach unten werden die Preise durch Anpassung von Produktionskapazitäten gedämpft. Dies bedeutet, dass bei dauerhaft niedrigen Preisen Anbieter vom Markt verschwinden und deren Minen und Fracking Anlagen stillgelegt oder konserviert werden.

Aus diesem Grund wird in den ersten beiden Phasen »Ablösung HKW Wedel« sowie »Erhöhung der EE-Anteile« für die Brennstoffpreise eine Stagnation bzw. ein nur leichter Anstieg erwartet. Dabei wird Gas als Brennstoff weiterhin nicht mit Kohle konkurrieren können und wird mittelfristig auf einem höheren Preisniveau bleiben.

Für Hamburg bedeutet dies, dass Investitionen in EE-Anlagen sowie Wärmepumpen nicht aufgrund einer Wette auf steigende Brennstoffpreise getätigt werden sollten. Die Investitionsentscheidungen sollten auch bei geringem Preisniveau robust sein. Wärmepumpen, Solarthermie, Stroh und MVA sollten also auch bei niedrigem Brennstoffpreisniveau im Wettbewerb zu fossilen Erzeugern wirtschaftlich Wärme liefern können. Sollte gleichwohl eine Präferenz zu erneuerbaren Energien bestehen, werden diese zu höheren Wärmepreisen führen. Diese belasten entweder die Ertragskraft des Unternehmens oder müssten zulasten der Verbraucher in Endkundenpreisen weitergegeben werden.

Auch bei thermischer Abfallverwertung wird davon ausgegangen, dass es nicht zu nachhaltigen starken Preisanstiegen oder Einbrüchen kommt. Das Abfallaufkommen im Ballungsraum Hamburg wird die Brennstoffversorgung bzw. Auslastung der Anlagen erhalten. Politische Bemühungen um eine stärkere stoffliche Verwertung bei gleichzeitig steigenden Abfallmengen wirken stabilisierend auf die Preise.

Für industrielle Abwärme haben Brennstoffkosten nur eine mittelbare Relevanz. Steigende Energiekosten in Fertigungsprozessen führen zu steigenden Produktionskosten. Daraus kann auch ein steigendes Interesse zur Nutzung von Abwärme folgen, mit deren Hilfe neue Ertragsquellen erschlossen werden bzw. Energiekostenanstiege gedämpft werden. Grundsätzlich ist Industrielle Abwärme aber stark Fixkostenbasiert, da kein zusätzlicher Brennstoff eingesetzt wird, sondern nur Anlagen zur Wärmerückgewinnung und Wärmenetzeinspeisung errichtet werden müssen.

4.4.2 Wettbewerb und Marktregeln

Wettbewerb und Marktregeln im Strommarkt

Die Vergütung von Leistung und das Marktdesign werden mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien für fossile Kraftwerke immer bedeutsamer. Die Fixkostendeckung über Energievermarktung wird bei sinkenden Einsatzstunden schwieriger. Die Systemintegration und die Leistungsbilanz (bzw. Preisspitzen bei Knappheit) gewinnen an Bedeutung.

Zeiten mit Marktmacht auf Angebotsseite und Preisspitzen oder Kapazitätsentgelte können die Ertragssituation für disponible Kapazitäten verändern oder schaffen eine zusätzliche Ertragsquelle.

Überzeugungen zu Wettbewerb und Marktregeln

Das Wettbewerbsniveau im Stromgroßhandel wird hoch bleiben, Erzeugermargen niedrig. Anzeichen von Knappheit werden den politischen Rückhalt des Energy-only-Marktes schwächen. Die fortlaufende Überwachung der Funktionsfähigkeit des Energy-only-Marktes durch Gutachter des BMWi untergräbt das Vertrauen in das bestehende Marktdesign bereits heute. Der Kernkraftausstieg in Verbindung mit der Kohleausstiegsdiskussion verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit eines Systemumbaus, der die Errichtung neuer Kapazitäten erfordert und die Marktsituation verbleibender Kraftwerke verbessert. Wie dieser Systemumbau zukünftig gewährleistet werden soll, ob über die Einführung von Kapazitätzahlungen oder über Knappheitspreise ist unklar. Der Bedarf neuer Kapazitäten wird nach Abschluss des Kernkraftausstiegs erkennbar und in der zweiten Phase erwartet. Kapazitätzahlungen als Instrument zur Integration neuer Kapazitäten werden eher zum Ende der zweiten Phase erwartet.

Dies könnte auch für die Lösungsoptionen der Stadt Hamburg zur Bereitstellung von Fernwärme neue Erlösströme generieren. Diese würden somit erst für die Ablösung des HKW Tiefstack ca. im Jahr 2035 neue Geschäftsmodelle erschließen.

Zukunft des KWKG

Darüber hinaus ist die wesentliche Ertragsquelle für KWK-Anlagen das KWKG. Das aktuelle KWKG regelt die Förderung für Anlagen, die bis zum 31.12.2022 in Betrieb genommen werden. Darüber hinaus ist die Förderung ungewiss. Dass eine Wedel-Folgelösung oder Teile davon bis zum 31.12.2022 tatsächlich fertiggestellt werden kann, ist unter Berücksichtigung der notwendigen Projektentwicklungsdauer und der Entscheidungsprozesse inzwischen ausgeschlossen. Daher ist von Bedeutung wie das KWKG weiterentwickelt wird bzw. ob die Förderung zum Ende des Jahres 2022 endgültig eingestellt wird. Besteht die Überzeugung, dass das KWKG nicht fortgesetzt wird, wäre eine wirtschaftliche Realisierung von fossilen KWK-Anlagen in der gegenwärtigen Marktlage unwahrscheinlich.

Überzeugungen zur Entwicklung der KWK-Förderung

Im KWK-Bereich wird von einer weitergehenden KWK-Förderung über das Jahr 2022 hinaus ausgegangen. Ausgehend von der Förderung erdgasbetriebener KWK-Anlagen erfolgt eine Weiterentwicklung des KWKG. Eine erneute Förderung von Kohle-KWK über das KWKG wird zukünftig ausgeschlossen. Die Möglichkeit neue Erlösquellen aus technologieoffen ausgestalteten Marktinstrumenten (z.B. Kapazitätsmärkte, Sektorkopplung) auch für Kohlekraftwerke zu eröffnen, kann jedoch nicht ausgeschlossen werden.

Der politische Wille zur Weiterentwicklung der KWK zeichnet sich auch im KWKG sowie dem Diskussionspapier des BMWi »Strom 2030« ab. Dabei wird eine stärkere technologische Differenzierung erwartet. Das heißt während heute vor allem Erdgas-KWK gefördert wird, ist eine Weiterentwicklung zur Förderungen von fossiler KWK in Kombination mit Power-to-Heat oder Wärmepumpen zu erwarten. Die KWK-Förderung wird zu einem Instrument zur gezielten Technologieentwicklung an den Sektorgrenzen von Strom- und Wärmemarkt weiterentwickelt. KWK-Anlagen als energieeffizienteste Nutzungsoption fossiler Brennstoffe werden zumindest in Phase 2 (»Erhöhung der EE-Anteile«) weiterhin gesetzliche Vorteile gegenüber der ungekoppelten fossilen Stromerzeugung behalten.

In der Konsequenz wird die Bedeutung von fossilen KWK-Anlagen schrittweise reduziert. Innovative KWK-Systeme mit der Möglichkeit zur Nutzung von Strom im Wärmesektor werden an Bedeutung gewinnen.

Bei einer entsprechenden Weiterentwicklung des KWKG könnte der Investitionsrahmen für Wärmepumpen in Kombination mit BHKW voraussichtlich attraktiver als heute werden. Vor diesem Zukunftsbild erscheint die Nutzung von KWK, insbesondere in innovativen Konzepten mit der Möglichkeit zur Nutzung von Strom im Wärmesektor sinnvoll.

Gleichzeitig besteht im Kontext des KWKG hohe Unsicherheit. Das gesetzlich fixierte Enddatum für die Förderung von KWK-Anlagen beinhaltet ein politisches Risiko, dass es keine rechtzeitige oder gar keine Einigung zu Folgeleistungen gibt. Ohne KWK-Förderung gibt es auch keinen Business Case. Bestehen Zweifel für eine rechtzeitige Inbetriebnahme von KWK-Anlagen bis Ende des Jahres 2022 ist also grundsätzlich abzuwägen, ob die Investition in Erwartung einer Verlängerung der Förderung trotzdem getätigt wird, oder andere Lösungsoptionen angestrebt werden müssen. Da es sich hier um ein Risiko für eine absehbare sprunghafte Veränderung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen handelt und nicht um eine stetige Entwicklung wie etwa von Brennstoff- oder Strompreisen, ist diese Abwägung sehr sorgfältig vorzunehmen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Stadt Hamburg den politischen Prozess zur Weiterentwicklung des KWKG mitgestalten kann.

Zukunft der vermiedenen Netznutzungsentgelte

Eine weitere Ertragsquelle für Stromerzeugungsanlagen sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die entscheidende Frage hierfür ist, ob bzw. wie lange die heute bestehenden Regeln fortgeführt werden, und ob es eine vergleichbare Folgeregelung für disponible Erzeuger geben wird.

Überzeugungen zu vermiedenen Netznutzungsentgelten

Es wird erwartet, dass die vermiedenen Netznutzungsentgelte für disponible Erzeuger beibehalten werden. Das verabschiedete Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur schafft zwar schrittweise die vermiedenen Netznutzungsentgelte für fluktuierende Erzeuger ab. Für neue disponible Anlagen werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte aber beibehalten oder später durch Weiterentwicklung des KWKG oder möglicher Nachfolgeregelungen in andere markt- und netzgerechte Mechanismen überführt.

Wettbewerb und Marktregeln im Wärmemarkt

Das EEWärmeG und die Energieeinsparverordnung sind die wichtigsten Regelwerke für den Wärmemarkt. Sie formulieren Mindestvoraussetzungen an die ökologische Qualität der Wärmeversorgung und zu Effizienzstandards im Neubaubereich und bei Sanierungsmaßnahmen im Bestand. Die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) und die Wärmelieferverordnung schaffen den wesentlichen Rahmen für den Wettbewerb der Fernwärme mit dezentralen Versorgungslösungen. Die direkten und indirekten Anreize (EEG-Umlagevermeidung, Stromsteuerbefreiung, Netzentgeltstruktur) zur Förderung dezentraler Technologien beeinflussen die Wirtschaftlichkeit dieser dezentralen Versorgungslösungen.

Überzeugungen zu Wettbewerb und Marktregeln im Wärmemarkt

Heute sind wirtschaftliche Investitionen in EE-Wärmeerzeugung nur schwer realisierbar. Dies liegt daran, dass Erdgas-Brennwertkessel den Wettbewerbsmaßstab setzen. Aufpreise für EE-Anteile in der Fernwärme sind gegenüber bestehenden Erdgas-Brennwertkessel aufgrund der Heizkostenneutralität für Mieter heute nicht zulässig. Weil Fernwärmepreise sich deshalb zumindest im Bestand maßgeblich am günstigsten Wettbewerbsenergieträger orientieren müssen erschwert dies teurere EE-Wärmeerzeugung im Fernwärmesektor. Mehrkosten in der Erzeugung können in der Regel nicht an den Endkunden weitergegeben werden und belasten so die Ertragskraft des Geschäfts.

Um erneuerbare Energien im Wärmesektor zu forcieren und dies auch in der Fernwärme zu ermöglichen sind höhere Anforderungen an die ökologische Qualität von Wärmebereitstellung notwendig. Durch eine schrittweise Anpassung des gesetzlichen Rahmens und der damit veränderten Wettbewerbssituation werden wirtschaftliche Investitionen in erneuerbare Energien in der Fernwärme in der Phase 2 schrittweise erleichtert. Dies setzt

voraus, dass strengere Anforderungen an die Wärmebereitstellung in Bestandsgebäude gelten. Diesen Anforderungen folgend verändert sich der Wettbewerbsmaßstab für die Fernwärme schrittweise von Erdgas weg in Richtung teureren EE-Wärmequellen (Biogas, Holz, Solarthermie, Umweltwärme).

Der Gesetzgeber wird die Rahmenbedingungen im Wärmemarkt schrittweise in Richtung ökologischer Wärmeversorgungs-lösungen und Effizienzmaßnahmen weiterentwickeln. Dabei wird davon ausgegangen, dass beide Pfade weitgehend gleichberechtigt verfolgt werden. Der heute für Investorenentscheidungen in der Immobilienwirtschaft wichtige Primärenergiefaktor ist zwar in seiner heutigen Form nicht nachhaltig, wird aber in geänderter Form weiterhin Bestand haben. Erdgas-KWK und andere Brückentechnologien werden in diesem geänderten Rahmen weiterhin eine relevante Rolle spielen können.

Die Überarbeitung der Anforderungen, insbesondere in der EnEV und dem EEWärmeG werden kontinuierlich und maßvoll geschehen. Der so angeregte Anpassungsprozess im Wärmesektor wird einen schrittweisen Umbau der Wärmeversorgung zu erneuerbaren Energien anreizen. Dabei wird die Wettbewerbssituation der Fernwärme ebenfalls schrittweise verändert, indem der Druck auf Bestandsobjekte zu Effizienzmaßnahmen oder wahlweise erneuerbarer Wärmeversorgung erhöht wird, vergleichbar dem Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) in Baden-Württemberg.

4.4.3 Ausbau erneuerbarer Energien, Netzausbau und Sektorkopplung

Ausbau erneuerbarer Energien

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist wesentlicher Treiber für die Transformation des Energiesystems und das Zusammenwachsen von Strom- und Wärmemarkt. Überschüsse, die im heutigen Markt ungenutzt abgeschaltet werden müssen werden neue Energie senken bzw. Anwendungsfälle benötigen. Diese werden entweder markt- oder regulierungsgetrieben geschaffen. Gleichzeitig ist der EE-Ausbau der wichtigste Treiber für die notwendige Geschwindigkeit des Netzausbaus.

Überzeugungen zum Ausbau erneuerbare Energien

In welchem Ausbaupfad die erneuerbaren Energien vorangetrieben werden ist unter Berücksichtigung der Interessenlagen auf Bundes- und Länderebene schwer abzuschätzen. Es wird erwartet, dass der gegenwärtig gesetzlich geregelte Ausbaukorridor bis 2025 auf 40 bis 45% eingehalten wird. Die wesentliche Ursache hierfür ist die schrittweise Überleitung zu einer Mengensteuerung mit Ausschreibungen, statt der alten Preissteuerung. Eine Überschreitung des definierten Korridors wird wegen der Herausforderungen im Netzausbau in der ersten Phase nicht erwartet.

In der zweiten Phase bis 2035 werden die heutigen gesetzlichen Ziele ebenfalls mindestens eingehalten. Bei einer Beschleunigung des Netzausbaus ist jedoch auch eine Erhöhung der Ziele, also eine Überschreitung der heute gesetzlich geregelten Vorgaben von 55 bis 60% EE-Anteil denkbar. Sicher erscheint, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in Norddeutschland dem Netzausbau vorauslaufen wird.

Netzausbau im Strom-Übertragungsnetz

Der Netzausbau ist aus Hamburger Perspektive ein Katalysator für die Verfügbarkeit von EE-Überschüssen im norddeutschen Raum. Ein mangelnder Netzausbau, ggf. mit einer zumindest vorübergehenden Abkehr vom Idealbild einer deutschen oder gar europäischen Kupferplatte, wird als Beschleuniger für die Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens im Sinne einer Sektorkopplung von Strom und Wärme sowie Verkehr gesehen. Beispiele hierfür sind die anstehenden Änderungen im §13 EnWG welche den Netzbetreibern die Vergütung zuschaltbarer Lasten (z.B. Power-to-Heat-Einheiten) grundsätzlich ermöglichen.

Überzeugungen zum Netzausbau

Der Netzausbau der Übertragungsnetze wird dem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht folgen. In der ersten Phase wird das Übertragungsnetz weiter durch Engpässe gekennzeichnet sein. Kostendegression bei Offshore-Wind und PV werden die Dynamik im Ausbau der erneuerbaren Energien in Norddeutschland erhalten.

Die Aktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber und die Erfahrungen mit Netzausbauprojekten in den vergangenen Jahren lässt eine deutliche Verzögerung der nötigen Leitungskapazitäten bis in die dreißiger Jahre (Phase 2 »Erhöhung der EE-Anteile«) hin erwarten. Mögliche Beschleunigungen beim Netzausbau werden durch entsprechend schnelleren Zubau bei den erneuerbaren Energien kompensiert, sodass der Netzausbau auch bis in die 30er Jahre hinein dem EE-Ausbau hinterher hinkt.

In der Konsequenz wird es regelmäßige Netzengpässe geben, die auch die Nutzung von Stromüberschüssen im Wärmesektor möglich machen könnte. Da diese Beiträge nicht planbar sind und sie nur wenige Stunden im Jahr auftreten, können sie kein wesentliches Element zur Wärmeerzeugung werden. Ursache dafür ist die starke Abhängigkeit von Windüberschüssen. Power-to-Heat-Anlagen könnten deshalb opportunistisch mit Nachweis der Wirtschaftlichkeit genutzt werden. Jedoch nicht als planbares Element für Ablösungsentscheidungen.

Sektorkopplung

Unter Sektorkopplung wird eine wärme- und strommarktübergreifende Regulierung bzw. Gesetzgebung verstanden. Diese soll die Nutzung von Flexibilitäten und Potenziale elektrischer Kapazitäten im Wärme- oder im

Verkehrssektor ermöglichen. Ein wesentliches Hindernis hierfür ist heute die unterschiedliche Besteuerung von Brennstoffen und Strom sowie die EEG-Umlage.

Der Druck auf die Sektorkopplung steigt mit ungenutzten bzw. abgeregelten EE-Stromüberschüssen und zunehmendem Transportbedarf bzw. größerem Bedarf an Netzmanagementmaßnahmen um örtliche oder regionale Überschüsse möglichst schnell in bestehende Infrastruktur zu integrieren. Die Nutzung des Wärmemarktes ist die kurzfristig am schnellsten zu erschließende Lösung im Sinne einer Sektorkopplung. Daher ist relevant ob bzw. wann die Entwicklungen in Markt und Regulierung neue Geschäftsmodelle für Power-to-Heat bzw. Power-to-Fuel schaffen werden.

Überzeugungen zur Sektorkopplung

Die aus dem EE-Ausbau und langsam folgenden Netzausbau folgenden (regionalen) Stromüberschüsse werden neue Märkte schaffen. Denkbare Lösungsoptionen wären sowohl ein Zerfall der deutschen Preiszone als auch neue regionale Systemdienstleistungsmärkte auf Grundlage des §13 Absatz k EnWG, um eine sektorübergreifende Nutzung von Stromüberschüssen im Wärmemarkt zu ermöglichen. Ein Zerfall des deutschen Marktgebietes wird langfristig nicht erwartet und ist auch nicht geboten.

Bei der Nutzung von Stromüberschüssen erscheint die bestehende Fernwärmeinfrastruktur als wichtiges Element. Eine rein dezentrale Nutzung dieser Überschüsse würde die Lastspitzen in Verteilnetzen erheblich erhöhen und so unter Umständen bestehende Verteilnetzkapazitäten überlasten. Die Nutzung dieser Überschüsse an Kraftwerksstandorten – mit in Überschuss-situationen ungenutzten Netzanschlusskapazitäten – erscheint auch kurzfristig ohne größere Restriktionen realisierbar. So kann Hamburg als wichtigste Energiesenke in Norddeutschland eine wichtige Rolle für die Integration von EE-Überschüssen in Norddeutschland in Folge mangelnden Netzausbaus spielen. Um dies zu unterlegen sind nähere Untersuchungen in Kooperationen mit den Übertragungsnetzbetreibern erforderlich.

In Phase 1 werden insbesondere der §13 Absatz 6a EnWG Bedeutung für die Integration von Stromüberschüssen im Wärmemarkt haben. Hier wird Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt die Wirkleistungseinspeisung von KWK-Anlagen zu reduzieren und gleichzeitig Strom zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung zu liefern. Voraussetzung ist, dass die KWK-Anlage:

- technisch unter Berücksichtigung ihrer Größe und Lage im Netz geeignet ist, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen,
- sich im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses in einem Netzausbaubereich nach § 36c Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes befindet,

- vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden ist und
- eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 Kilowatt hat.

Diese Voraussetzungen dürften für KWK-Anlagen im Hamburger Fernwärmenetz in der Regel gegeben sein. Die folgende Abbildung zeigt dabei das von der Bundesnetzagentur festgelegte Netzausbaugebiet. Somit ist auch in Hamburg grundsätzlich die Errichtung von Power-to-Heat-Anlagen an bestehenden KWK-Anlagen möglich wäre. Die Vorschrift regelt außerdem, dass die zugehörigen Investitionen durch den Übertragungsnetzbetreiber getragen werden können (§13 Absatz 6a Satz 2 Nr 3).

Das Gesetz sieht insgesamt 2 GW Leistung für derartige Anlagen vor. Auch im Hamburger Wärmenetz, das größte im gesamten Netzausbaugebiet, können entsprechende Anlagen realisiert werden.

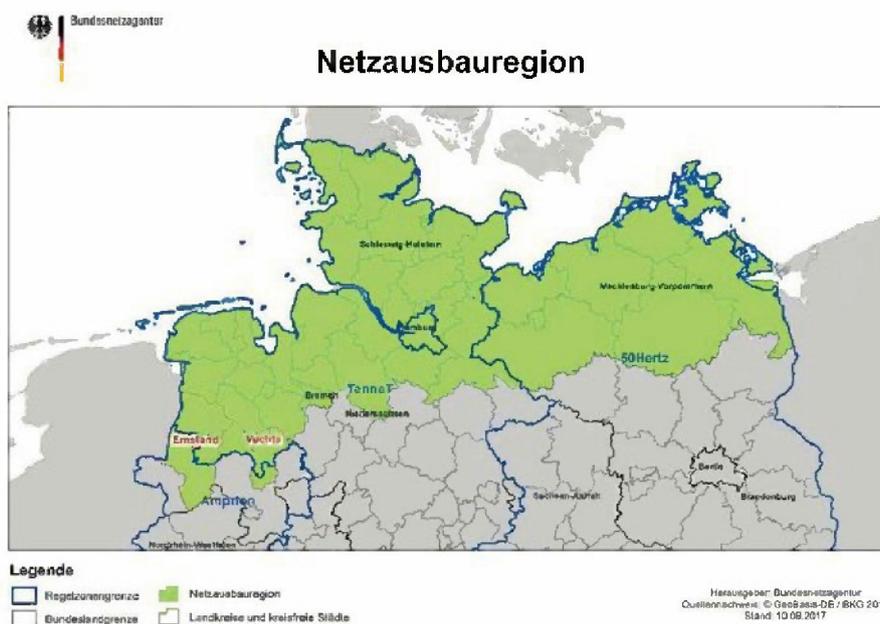


Abbildung 6: Netzausbaugebiet gemäß Bundesnetzagentur
(Quelle: BNetzA)

Netzstabilitätsanlagen können jedoch keine sichere Versorgungsleistung im Wärmemarkt bereitstellen, da ihr Abrufzeitpunkt und ihre Abrufhöhe nicht langfristig prognostizierbar ist. Ihr einziges Abrufkriterium ist der Bedarf des Netzbetreibers. Die Anlagen können, einen entsprechenden Kostenersatz vorausgesetzt, errichtet und betrieben werden. Sie können allerdings nicht als Ersatzlösung für das HKW Wedel langfristig eingeplant werden. Hierfür ist die heute bestehende reine Ausrichtung an den Erfordernissen der Netzstabilität in ein marktorientiertes Instrumentarium erforderlich. Dies könnte sukzessive in Phase 1 begonnen werden.

In Phase 2 ist die Weiterentwicklung der Netzstabilitätsanlagen in einen marktlich organisierten Mechanismus denkbar. Erst dann wäre die Berücksichtigung von Power-to-Heat-Lösungen in relevanten Größen-

ordnungen sinnvoll. Wesentlicher Treiber hierfür ist die Integration von EE-Überschussstrom, der andernfalls ungenutzt durch die Netzbetreiber abgeregelt würde.

4.4.4 Technologische Reife und Relevanz von Dezentralität

Technologische Reife von Fernwärmeerzeugungstechnologien

Unter technologischer Reife wird verstanden, ob eine Technologie heute bereits in industriellem Maßstab genutzt wird und weitgehend ausgereift ist. Dieser Aspekt wird insbesondere wegen der unterschiedlichen Planungssicherheiten bei verschiedenen Technologien erörtert. So sind heute marktübliche Technologien wie BHKW, Gasturbinen oder Dampfkraftwerke weitgehend ausgereift und mit geringer Unsicherheit in ihren wirtschaftlich relevanten Parametern abschätzbar. Andere Technologien, wie z.B. Wärmepumpen und Solarthermieanlagen sind zwar im kleinen Maßstab bereits vielfach im Einsatz, aber in der hier diskutierten Größenordnung in Deutschland noch nicht ausreichend erprobt und im Markt integriert. Entsprechend größer sind Unsicherheiten bei der Indikation der wirtschaftlich relevanten Eckpunkte dieser Anlagen.

Überzeugungen zur Technologischen Reife von Fernwärmeerzeugungstechnologien

Im Zusammenhang mit der industriellen Reife wurde insbesondere die Kostenentwicklung im Kontext Power-to-Heat erörtert. Power-to-Heat-Anlagen (»Tauchsieder«) können in Fernwärmesystemen heute im Zusammenhang mit Wärmespeichern bereits zu geringen Investitionskosten realisiert und im Regelenergiemarkt eingesetzt werden. Großtechnische Wärmepumpen (z.B. Flusswasser- und Abwasser-Wärmepumpen) sind heute bereits in Anwendung. In geeigneten Versorgungskonzepten ist auch die Errichtung neuer Anlagen wirtschaftlich realisierbar. Gleichwohl wird noch von weiteren Entwicklungsschritten und Kostendegressionen ausgegangen. Eine stärkere Dynamik für diese Entwicklung wird im Zuge steigender Stromüberschüsse und einer anlaufenden Sektorkopplung erwartet.

Im Stromsektor wird im Bereich der Batterieentwicklung von signifikanten Kostendegressionen ausgegangen. In der Folge wird das heute werthaltige Marktsegment Systemdienstleistungen (insbesondere Primär- und Sekundärregelenergie) deutlich an Preisniveau und somit an Margen einbüßen.

Beide Entwicklungen werden in ihrer vollen Ausprägung in Phase 2 erwartet.

Die Nutzung von Power-to-Gas (Wasserstoff, Methan oder andere synthetische Brennstoffe) als Lösungsoption in der zweiten Phase noch nicht relevant bzw. nicht absehbar. Ursachen dafür sind:

- vergleichsweise niedrige Wirkungsgrade in Relation zu direkten Stromheizungen in Verbindung mit Wärmespeichern und

- hohe Kosten der Anlagen.

Erst bei sehr großen EE-Stromüberschüssen oder bei sehr starken Kostendegressionen sind Lösungsoptionen mit Power-to-Gas zu erwarten. Die bestehenden Hürden zur Nutzung von Strom im Wärmesektor sind demgegenüber vergleichsweise schnell lösbar, sofern es einen ausreichenden politischen Willen gibt.

Relevanz dezentraler Lösungen im Fernwärmesystem

Vor dem Hintergrund der Wachstumsziele der Fernwärme in Hamburg wurde erörtert, ob eine Fortschreibung des Wachstums in Hamburg auch zukünftig trotz Wettbewerb mit dezentralen Erzeugungstechnologien angenommen werden kann, bzw. welche Relevanz dezentrale Lösungsstrategien in der Fernwärme in Hamburg haben können.

Überzeugungen zur Relevanz dezentraler Lösungen im Fernwärmesystem

Die Bedeutung dezentraler Versorgungslösungen wird differenziert betrachtet. Die Relevanz dezentraler Lösungen innerhalb heute bestehender Versorgungsgebiete mit leitungsgebundener Wärmebereitstellung in Hamburg wird eher als gering eingeschätzt. Gleichwohl wird die Relevanz von Dezentralität auch in den Städten und somit in Hamburg zunehmen. Kostendegression und technische Innovation wird insbesondere die Bedeutung von PV im urbanen Raum erhöhen. Dies wird zwar ebenfalls einen Beitrag zu steigenden EE-Überschüssen leisten, aber nicht zu einem signifikanten Rückgang der Nachfrage nach Fernwärme in bestehenden Gebieten führen. Dezentrale Anlagen zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme werden im Einzugsgebiet der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ebenfalls von untergeordneter Bedeutung bleiben. Dort wo bereits leitungsgebundene Wärmesysteme bestehen, werden diese bei Netzverdichtung (mit Bestandsobjekten) und Netzerweiterung (neue Wohnquartiere und Gewerbegebiete) die dominante Lösungsstrategie im Wettbewerb zu dezentralen Konzepten bleiben.

In heute nicht leitungsgebunden erschlossenen Gebieten des Wärmemarktes wird die Bedeutung dezentraler Lösungen größer bleiben. Es wird davon ausgegangen, dass dezentrale Lösungen als Wettbewerber in den Randbereichen des zentralen Fernwärmenetzes auf Objekt- oder Quartiersebene (auch mit Nahwärmesystemen) das mögliche Wachstum des Fernwärmesystems deutlich beschränken.

Der Hamburger Wärmemarkt ist nur zu rd. 25% leitungsgebunden. Die übrigen 75% können somit nicht unmittelbar durch die Stadt beeinflusst werden. Während die Stadt im Bereich der Fernwärme direkten Einfluss auf den Systemumbau zur Dekarbonisierung leisten kann, sind entsprechende konsistente Maßnahmen mit Orientierung an diesem Zukunftsbild sinnvoll. Dies beinhaltet weiche Maßnahmen wie Wärmemarktkonzepte oder direkte

ordnungsrechtliche Maßnahmen wie beispielsweise des EWärmeG in Baden-Württemberg mit Vorgaben zu EE-Anteilen in der Wärmebereitstellung.

Infrastruktur- und Stadtentwicklung

Als abschließender Aspekt wird das Thema der Stadtentwicklung als relevanter Faktor für die Entwicklung des Wärmesystems erörtert. Dabei liegt der Fokus nicht auf den Infrastrukturkosten der verschiedenen Handlungsoptionen, sondern auf der Fähigkeit der Infrastruktur sowie des Gebäudebestandes auch Wärmequellen mit geringerem Temperaturniveau als heute üblich zu nutzen (Heizflächenauslegung; Leitungskapazitäten) sowie Stromüberschüsse mit dezentralen Direktheizungen als Alternative zu Power-to-Heat-Anlagen im Fernwärmesystem zu verwerten.

Überzeugungen zur Infrastruktur- und Stadtentwicklung

Bei der Infrastruktur- und Stadtentwicklung wird von weiteren konsequenten Effizienzbemühungen ausgegangen. Dies wird zu sinkenden Wärmebedarfen im bestehenden Fernwärmesystem führen. Gleichzeitig wird von einer wachsenden Stadt und Metropolregion ausgegangen, sodass neue Wärmesenken entstehen. Leitungsgebundene Wärmeversorgung wird in Neubaugebieten mit hoher Absatzdichte und in der Verdichtung der Bestandsnetze weiterhin eine zentrale Rolle spielen.

Die Reduzierung von Systemtemperaturen in der Fernwärme zur Integration von Erzeugungstechnologien mit niedrigeren Wärmetemperaturen im Fernwärmenetz erscheint aus heutiger Sicht nur schrittweise und nicht widerstandsfrei umsetzbar. Eine Umstellung ganzer Quartiere mit Hilfe von Primär- und Sekundärnetzstrukturen würde die Kooperationsbereitschaft der Wohnungswirtschaft erfordern. Dies setzt die Begleitung durch politisches Handeln mit Stadtentwicklungsprogrammen voraus. Beispielhaft seien die Bemühungen zur Umstellung von Kohleeinzelheizungen auf Fernwärme und Erdgas in der Vergangenheit im Zusammenhang mit den umfassenden, Wirtschaftszweige übergreifenden Anstrengungen zur Luftreinhaltung in den 60er und 70er Jahren genannt. Mit dem Satz »Der Himmel über dem Ruhrgebiet muss wieder blau werden« führte Willy Brandt 1961 das Thema im Bundestagswahlkampf ein. In der folgenden Zeit wurden zahlreiche Maßnahmen ergriffen, um die Luftqualität zu verbessern. Neben der Einführung neuer Vorschriften (z.B. Überarbeitung der Gewerbeordnung mit Vorschriften, die 1974 teilweise im Bundesimmissionsschutzgesetz übernommen wurden, die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft im Jahr 1964) wurden auch finanzielle Anreize geschaffen.² Dazu gehörten von 1962 bis 1965 zinsvergünstigte Kredite aus dem European Recovery Program, dazu kamen teilweise weitere Kredite von den Ländern (insbesondere NRW), später ein Bürgerschaftsprogramm und Förderung von lufthygienischen Heizformen

² Quelle: Deutscher Bundestag 5. Wahlperiode; Drucksache V / 828

(insbesondere Fernwärme und Erdgas) zur Ablösung dezentraler meist kohlegefeuerter Einzelheizungen durch den Bund. In diesem Zusammenhang wurde die Errichtung von Block- und Fernheizwerken gefördert. Darüber hinaus wurden Darlehen aus Sondermitteln des Bundes zur Förderung der Gründung, Neugliederung, Erweiterung oder Erneuerung von Städten und Dörfern gewährt, welche u.a. die Nutzung einer wirtschaftlichen Wärme- und Warmwasserversorgung mit Einhaltung der Luftreinhaltevorschriften zur Voraussetzung hatte. Weiterhin gab es Steuervergünstigungen durch Sonderabschreibungsmöglichkeiten. Die dadurch bedingten Steuerausfälle wurden zum größeren Teil durch die Länder getragen waren.

Die flächendeckende Anpassung von Heizsystemen in den Objekten – soweit keine anderen Technologien diese Herausforderung zukünftig lösen können – wird ein ähnlich anspruchsvolles Unterfangen. Aus heutiger Sicht – auch unter Berücksichtigung der Versuche im Neubaubereich Flächenheizungen zu etablieren – erscheint dies nur langfristig möglich. Während in Phase 1 vor allem im Neubau zukunftsorientierte Voraussetzungen für Niedertemperaturwärmenutzung geschaffen werden müssen, wird ein Prozess in Gang gesetzt der langfristig in Phase 3 auch eine weitgehende Anpassung der Bestandsobjekte an neue Voraussetzungen der leitungsgebundenen Versorgung ermöglicht. Dieses Instrument ist durch die Freie und Hansestadt Hamburg besser zu nutzen und in ihrer städtebaulichen Planung festzuschreiben.

4.5 Zusammenfassung des Zukunftsbildes

Fernwärme bleibt eine zentrale Stütze der Wärmeversorgung in Hamburg. Sie wird sich schrittweise den Anforderungen der Energiewende anpassen.

Phase 1 – Ablösung des HKW Wedel

Kohle kann im Hamburger Fernwärmesystem nur noch als Übergangslösung weitergenutzt werden und nur aus Bestandsanlagen. Investitionen in die Neuerrichtung von Kohlekraftwerken wären dem Zukunftsbild nicht vereinbar. Die Attraktivität und Dauer dieser Übergangsphase hängt maßgeblich vom Ausbautempo der erneuerbaren Energien ab. Auch die politische Diskussion um einen Kohleausstieg macht die Übergangsfunktion deutlich. Der Emissionshandel wird jedoch mittelfristig keine Anreize schaffen Kohle als Übergangstechnologie abzulösen. Dies erschwert den Wettbewerb erdgasbasierter KWK-Lösungen zu Kohlekraftwerken.

Gleichwohl kann erdgasbasierte-KWK die entstehende Lücke der schwindenden Kohlekraftwerke bei niedrigen Margen in der Stromerzeugung und hohen Flexibilitätsanforderungen füllen.

Das qualitative Zukunftsbild lässt zunächst beide Lösungsoptionen offen. Erst die quantitative Analyse kann eine Präferenz herausstellen.

Phase 2 – Erhöhung der EE-Anteile

Bei den fossilen Brennstoffpreisen wird Stagnation oder ein leichter Anstieg erwartet. Während das Brennstoffpreisniveau im fossilen Kraftwerkspark wenig Bedeutung hat, würden höhere Brennstoffpreise vor allem den Ausbau der erneuerbaren Energien begünstigen. Auch die von fossilen Brennstoffpreisen weitgehend unbetroffenen Müllverbrennungsanlagen würden in ihrer wirtschaftlichen Relevanz von steigenden Brennstoffpreisen begünstigt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Norddeutschland wird auch ohne erheblich steigende Brennstoffpreise dem Netzausbau vorauslaufen und zu Transportengpässen in den Übertragungsnetzen von Nord- nach Süddeutschland führen. Die Überschüsse im Norden werden neue Märkte an den Sektorgrenzen schaffen und so Geschäftsmodelle für neue Technologien ermöglichen.

Die technologische Reife für Technologien zur Nutzung von Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat und Wärmepumpe) wird sich mit dem Abbau der Sektorgrenzen zwischen Strom- und Wärmemarkt verbessern. Dies wird neue Technologien wirtschaftlich attraktiver machen.

Phase 3 – Stadt- und Infrastrukturentwicklung

Eine breit angelegte Umstellung der Fernwärme auf erneuerbare Energien erfordert begleitende Maßnahmen zu Stadt- und Infrastrukturentwicklung. Heute sind wirksame Maßnahmen vor allem im Neubau umsetzbar. Zukünftig rückt die weiträumige Anpassung der Infrastruktur auch im Bestand stärker in den Fokus. Das bedeutet, dass im Zuge von Sanierungsmaßnahmen die Anpassung von Heizsystemen in den Objekten an zukünftig niedrigere Temperaturniveaus bereits heute berücksichtigt werden muss. Anderenfalls wird die Erhöhung der EE-Anteile in leitungsgebundenen Wärmeversorgungssystemen früher oder später durch die in Bestandsobjekten verfügbaren Heizflächen begrenzt.

5 Die Versorgungsaufgabe und Lösungsoptionen

5.1 Fernwärmemarkt in Hamburg

Das HKW Wedel versorgt heute den Hamburger Westen. Es stellt rd. 30% des Fernwärmebedarfs in Hamburg bereit.

Die Hamburger Energiebilanz weist einen Wärmebedarf (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) von rd. 18 TWh auf. Für das Netz der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH ist ein Bedarf von rd. 4,1 TWh im Jahr 2022 zu erwarten.

Die politischen und gesellschaftlichen Bemühungen zum Klimaschutz werden langfristig zu einem sinkenden Wärmebedarf führen. Auf Grundlage der BMU

Leitstudie kann von einem Rückgang des spezifischen Raumwärmebedarfs von rund 25% im Betrachtungszeitraum bis 2035 ausgegangen werden.

Durch Neuanschlüsse und Wachstum des Fernwärmegebiets wird das Fernwärmesystem der Hamburger Wärmegesellschaft bis zum Jahr 2032 voraussichtlich bis zum Jahr 2032 eine Absatzmenge von 4,4 TWh erreichen. Danach wird angenommen, dass Neuanschlüsse nur noch zum Erhalt des Wärmeabsatzes ausreichen, aber kein weiteres Wachstum mehr stattfindet.

Im Status quo wird davon ausgegangen, dass das HKW Wedel ca. 1,3 TWh bis 1,5 TWh Wärme jährlich bereitstellt und eine installierte Wärmeleistung von 390 MW_{th} ersetzt werden muss.

5.2 Lösungsoptionen zur Ablösung des HKW

Nachfolgend werden die technischen Bestandteile der Lösungsoptionen dargestellt. Als Erzeugungsanlagen kommen folgende fossile Lösungsoptionen in Frage:

- Erdgas-Heizkessel,
- Erdgas-KWK-Anlagen und
- Kohle-KWK aus Moorburg.

Trotz der politischen Überzeugung, dass der Brennstoff Kohle bei der Ersatzlösung keine Rolle spielen soll, wird diese Option berücksichtigt, weil sie einen wirtschaftlich interessanten Lösungsbaustein darstellen könnte, der Mitgesellschafter Vattenfall dies von Anfang an als mögliche Lösungsvariante betrachtet hat und der Kritik einer Vorfestlegung zuvorgekommen werden soll.

Darüber hinaus wurden verschiedene Optionen zur Integration erneuerbarer Energien berücksichtigt:

- Abfallwirtschaftliches Konzept am Standort Stellingen,
- Integration der Müllverbrennungsanlage Rugenberger Damm,
- Strohheizwerk,
- Industrielle Abwärme
- Abwasser-Wärmepumpe Dradenau und
- Solarthermie.

Der denkbare Aquifer-Wärmespeicher wurden mangels ausreichend untersuchter Potenziale, technischer Reife und zur Kostenbewertung erforderlicher belastbarer Parameter nicht berücksichtigt. Ergebnisse weiterer Untersuchungen bleiben entsprechend abzuwarten.

Elbquerung als Bestandteil der Lösungsoptionen

Die verschiedenen technologischen Lösungsoptionen sind an unterschiedliche Standorte gebunden. Wichtigstes Unterscheidungskriterium ist die Lage der Erzeugungsstandorte in Bezug auf die Elbe und das bestehende Wärmenetz der VWH. Bei den diskutierten Standortoptionen gibt es Standorte nördlich der Elbe und Standorte südlich der Elbe.



Abbildung 5: Standortoptionen für die Ablösung des HKW Wedel (Stand 10/2016)

Das bedeutet, dass die Erschließung der Wärmequellen südlich der Elbe zunächst eine Elbquerung erfordert. Hierfür muss eine neue Fernwärmetrasse errichtet werden. Die folgende Tabelle veranschaulicht die Handlungsoptionen hinsichtlich ihrer Lage.

Lösungsoption	Lage
Abfallwirtschaftliches Konzept in Stellingen	Nördlich der Elbe
Erdgas-KWK	Nördlich der Elbe
Strohheizwerk	Nördlich der Elbe
Wärmepumpe mit BHKW am Standort Wedel	Nördlich der Elbe
MVA Rugenberger Damm	Südlich der Elbe
Wärmepumpe mit BHKW am Standort Dradenau	Südlich der Elbe
Moorburg	Südlich der Elbe
Heizkessel Gas	Südlich der Elbe
Solarthermie	Südlich der Elbe
Industrieabwärme	Südlich der Elbe
Power-to-Heat	

Nord
Süd

Abbildung 3: Technologieoptionen mit Lage

Bei der Bewertung der Fernwärmetrasse sind Bandbreiten zwischen 20 und 40 Jahren denkbar. Diese Bandbreite entsteht, weil es sich hier nicht zwingend um typische Netzinvestitionen handelt, sondern möglicherweise um eine Kraftwerksanschlussleitung. Dabei sind 20 Jahre bzw. eine Nutzungsdauer, die analog zu den südlich der Elbe angeschlossenen Erzeugungsanlagen ist, die Untergrenze. In diesem Fall würde die Leitung als reine Kraftwerksanschlussleitung bewertet. Wird eine über die Nutzungsdauer der anzuschließenden Anlagen hinausgehende Werthaltigkeit der Leitung unterstellt, ist auch eine Nutzungsdauer von 40 Jahren ansetzbar.

Die Investition in die Elbquerung muss durch die Erschließung günstiger Wärmequellen amortisiert werden. Das heißt, dass südlich der Elbe Wärme günstiger erzeugt werden muss, als dies nördlich der Elbe möglich wäre. Werden diese Anlagen nach 20 Jahren (bzw. dem Ende der Nutzungsdauer der neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen) nicht durch ebenfalls günstigere Erzeugungsquellen ersetzt, wäre die Trasse ohne weitere Verwendung.

Geht man davon aus, dass die Fernwärmetrasse auch mehr als eine Generation Erzeugungsanlagen genutzt werden kann und die Investition eher als strategische Netzerweiterung (zur weiteren Entwicklung der Fernwärme im Süden und zur Erschließung von EE-Wärmequellen und Flächen für EE-Wärmeerzeuger im Süden) betrachtet wird und bei einem langfristigen Weiterbetrieb der MVR über 20 Jahre hinaus, können auch längere Nutzungsdauern verwendet werden. Für Fernwärmetrassen in Fernwärmesystemen geht der AGFW von 40 Jahren Nutzungsdauer aus.

Die Abwägung aus Nord- und Süd-Szenarien kann mit Blick auf Standortverfügbarkeit, Funktionsfähigkeit im Fall einer denkbaren Großwärmepumpe am Standort Wedel und der hohen wirtschaftlichen Risiken für KWK-Konzepte bei Inbetriebnahme nach 2022 in der qualitativen Bewertung erfolgen.

6 Qualitative Bewertung der Technologien vor dem Hintergrund des Zukunftsbildes

Vorbehaltlich der ergänzenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt eine qualitative Einordnung der Handlungsoptionen auf Grundlage des Zukunftsbildes. Dabei werden Technologien als »zukunftsbild-kompatibel« bezeichnet, die grundsätzlich zu den Erwartungen zu Markt und Regulierung passen.

	Phase 1 (bis 2025) Ablösung HKW Wedel	Phase 2 (ca. 2025 bis 2035) Erhöhung EE-Anteile	Phase 3 (ab 2035) Stadt- und Infrastruktur- entwicklung
Kohle-KWK	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Preiswettbewerb zu Müllverbrennung/EBS-HKW und Erdgas-KWK 	<ul style="list-style-type: none"> • Nicht kompatibel zum Zukunftsbild 	<ul style="list-style-type: none"> • Nicht kompatibel zum Zukunftsbild
BHKW/ Gasmotor oder ggf. GuD	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Preiswettbewerb zu Müllverbrennung/EBS-HKW und Kohle-KWK 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Konkurrenz zu Müllverbrennung/EBS-HKW, Wärmepumpen 	<ul style="list-style-type: none"> • Sinkende Bedeutung von fossilem Erdgas • Brennstoffwechsel zu Biogas oder synthetischen Brennstoffen denkbar
Biomasse/ Biogas- HKW (inkl. Stroh)	<ul style="list-style-type: none"> • Nur mit langfristigen Brennstofflieferverträgen 	<ul style="list-style-type: none"> • Nur mit langfristigen Brennstofflieferverträgen 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine tragende Säule
Ersatz- brennstoff- HKW	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Preiswettbewerb zu Müllverbrennung, Erdgas- und Kohle-KWK 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Konkurrenz zu Müllverbrennung/Erdgas-KWK und Wärmepumpen 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Konkurrenz zu Müllverbrennung, Wärmepumpe
Abfallver- bren- nungs- anlage	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Preiswettbewerb zu EBS-HKW, Erdgas- und Kohle-KWK 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Konkurrenz zu EBS-HKW, Erdgas-KWK und Wärmepumpen 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Konkurrenz zu EBS-HKW, Wärmepumpe
Power-to- Heat	<ul style="list-style-type: none"> • Keine tragende Säule 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Spitzenlasttechnologie 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Mittel- und Spitzenlast-technologie
Gaskessel	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Wettbewerb zu KWK-Lösung, ggf. Spitzenlasttechnologie 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Wettbewerb zu KWK-Lösung, ggf. Spitzenlasttechnologie 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel, ggf. mit Biogas oder synthetischen Brennstoffen • Spitzenlasttechnologie
Elbwasser- Wärme- pumpe	<ul style="list-style-type: none"> • Nur mit Umgehung von Abgaben, Steuern und Umlagen kompatibel zum Zukunftsbild in dieser Phase 	<ul style="list-style-type: none"> • Kompatibel zum Zukunftsbild • Abhängig von Regulierung, Marktumfeld, technologische Reife • Konkurrenz zu Müllverbrennung/Erdgas-KWK 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Konkurrenz zu Müllverbrennung/EBS-HKW
Abwasser- Wärme- pumpe	<ul style="list-style-type: none"> • Nur mit Umgehung von Abgaben, Steuern und Umlagen kompatibel zum Zukunftsbild in dieser Phase 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Abhängig von Regulierung, Marktumfeld, technologische Reife • Konkurrenz zu Müllverbrennung/Erdgas-KWK 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Konkurrenz zu Müllverbrennung/EBS-HKW
Indus- trielle Abwärme	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Wenn verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Wenn verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel • Wenn verfügbar
Wärme- speicher	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel 	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsbild-kompatibel

Tabelle 1: Übersicht der qualitativen Technologiebewertung

Handlungsoptionen in Phase 1

In der Zusammenfassung der qualitativen Beurteilungen sind aus wirtschaftlicher Sicht in Phase 1 fossile KWK sowie Abfallverbrennung bzw. EBS-Heizkraftwerke die passenden Lösungsstrategien.

Fossile KWK umfasst sowohl Kohle-KWK aus bestehenden Anlagen, als auch Erdgas-KWK aus Bestands- und Neubauanlagen. Die Frage ob Kohle-KWK eingesetzt wird ist letztlich eine Frage politischer und ökonomischer Abwägungen.

Auch Biomasse- und Abfallverwertung sind in der ersten Phase kompatibel zum Zukunftsbild und sollten deshalb konkretisiert werden, um sie angemessen bei Investitionsentscheidungen berücksichtigen zu können. Das Abfallwirtschaftliche Konzept am Standort Stellingen sowie die MVR können auch langfristig bis in Phase 3 einen Beitrag leisten.

Wärmepumpen setzen in dieser Phase Geschäftsmodelle voraus, in denen keine EEG-Umlage, Netzentgelte oder Stromsteuern als Kosten der Wärmeerzeugung entstehen. Dies bedeutet, dass Strom zum Betrieb der Wärmepumpen am Standort in der gleichen Anlage erzeugt werden muss.

Industrielle Abwärme kann in allen Phasen genutzt werden, sofern geeignete, bezahlbare Wärmequellen verfügbar sind.

Die genannten Module werden nach Bedarf durch Spitzenlasterzeuger und zur Nacherhitzung ergänzt. Dabei werden zunächst Erdgas-Heizkessel die dominante Spitzenlasttechnologie sein.

Diese können zur Vorbereitung der Phase 2 durch Pilotprojekte im Power-to-Heat-Bereich und EE-Technologien ergänzt werden. Power-to-Heat kann darüber hinaus in Hamburg an KWK-Standorten innerhalb der Regularien des EnWG 13 Absatz 6a realisiert werden.

Handlungsoptionen in Phase 2

In Phase 2 reduziert sich die fossile KWK schrittweise auf gasbasierte Konzepte. Die jüngste Kohlekraftwerksgeneration wird voraussichtlich bis in die 40er Jahre zur Strom- und Wärmeerzeugung verfügbar sein. In der zweiten Hälfte der 30er Jahre wird zunächst die kohlebasierte Fernwärme aus Tiefstack ersetzt werden müssen. Das Kohlekraftwerk Moorburg wäre als denkbare Versorgungslösung hingegen auch in der zweiten bis hinein in die dritte Phase noch verfügbar.

Abfallverbrennung und EBS-Heizkraftwerke spielen in Phase 2 weiterhin eine tragende Rolle. Diese werden zukünftig durch Wärmepumpen und erneuerbare Energien sowie Spitzenlasterzeuger ergänzt. Gegen Ende der Phase 2 werden bei geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen auch strombasierte Spitzenlasterzeuger an Bedeutung gewinnen.

Handlungsoptionen in Phase 3

In Phase 3 werden nur noch Abfallverbrennung, EBS-HKW und Technologien auf Basis von erneuerbaren bzw. EE-Überschussstrom tragend für das System sein. Dieser Wandel wird in der dritten Phase zunächst mit dem vollständigen Kohleausstieg vollzogen, sodass auch Moorburg als Lösungsoption nicht mehr verfügbar ist. Gegen Ende der Phase 3, also spätestens bis zum Jahr 2050 wird auch der Einsatz von Erdgas-KWK zu Ende gehen müssen. Die Anlagen werden dann mit fossilen Brennstoffen nur noch als Besicherungsanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt um fluktuierende erneuerbare zu ergänzen. In kleinerem Umfang ist auch der Einsatz von synthetischen – aus erneuerbarem Überschussstrom hergestellten – Brennstoffen vorstellbar.

Kernelement dieser Phase ist, dass Stadt und Infrastruktur angepasst werden, um für die Versorgung von Bestandsobjekten Wärmequellen mit niedrigerem Temperaturniveau erschließen zu können. Dieser Prozess muss rechtzeitig eingeleitet werden, um die Bandbreite der nutzbaren Technologieoptionen zu erhöhen. Er umfasst nicht nur netzseitige Entwicklung, sondern vor allem auch die Modernisierung der Heizsysteme in Bestandsobjekten. Niedrigere Heizwassertemperaturen erfordern größere Heizflächen zur Beheizung. Diese Modernisierung wird voraussichtlich allein durch Fernwärmeversorger nicht angereizt werden können. Eine politische Unterstützung durch Weiterentwicklung des Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG), der EnEV oder des KWKG und anderer Fördermechanismen (z.B. KfW-Förderprogramme) wären demnach sinnvoll. Ein rechtzeitiger Auftakt für die Transformation, welcher eine koordinierte Weiterentwicklung von Fernwärmesystemen und den Heizflächen in den beheizten Objekten ermöglicht, kann die langfristige Erreichung der Klimaziele erleichtern.

7 Risiken der Erzeugungsalternativen

Neben der qualitativen Analyse und der Einordnung in die Zukunftsbilder ist auch eine qualitative Betrachtung der Risiken der verschiedenen Handlungsoptionen. Der Begriff Risiko ist dabei als neutraler Begriff zu verstehen. Die Analyse soll die bestehenden Unsicherheiten bzw. Wissenslücken in den Handlungsoptionen aufzeigen und diese einer Steuerung zugänglich zu machen. Diese Risiken müssen im Zuge der laufenden Untersuchungen zu den hier diskutierten Handlungsoptionen aufgeklärt und möglichst ausgeräumt werden.

In Vorbereitung möglicher Investitionsentscheidungen sind daher wesentliche Unsicherheiten, die im Folgenden benannt werden auszuräumen oder zu reduzieren. So ist beispielweise erst bei gesicherten Flächen und grundsätzlicher Genehmigungsfähigkeit überhaupt eine Investitionsentscheidung denkbar. Die bisher benannten Handlungsoptionen stehen zunächst erst als

formulierte Lösungsstrategie ohne untersuchte Machbarkeit im Raum. Die frühen Entwicklungsstände stellen daher überwiegend noch keine geeignete Grundlage für eine Festlegung der umzusetzenden Strategie dar. Bisher ist lediglich die Formulierung von geeigneten Handlungspfaden möglich, die erst nach Klärung der bestehenden Unsicherheiten zunächst bis zur Investitionsentscheidung entwickelt werden können.

Die Erzeugungstechnologien in den Szenarien werden im Folgenden entsprechend ihrer Risiken bewertet. Dies erfolgt in den Kategorien:

- Regulierungsrisiken
- Technologische Risiken
- Operative Risiken
- Marktrisiken

Unter Regulierungsrisiken werden Risiken aus dem relevanten gesetzlichen Rahmen verstanden. Dies beinhaltet unter anderem Risiken aus EEG und KWKG. Darüber hinaus werden im weiteren Sinne auch Genehmigungsrisiken verstanden.

Technologische Risiken

Unter technologischen Risiken wird betrachtet, ob die Technologien bereits industrielle Reife erreicht haben. Damit sind mittelbar auch Kostenrisiken aus Planung, Errichtung und Betrieb verbunden.

Operative Risiken

Operative Risiken beschreiben die Risiken die im Zusammenhang mit dem Betrieb der Anlage entstehen (z.B. Kraftwerksschäden). Für die Projektentwicklungsphase sei insbesondere das Fertigstellungsrisiko der Anlagen genannt. Eine Verfehlung von Fertigstellungszeitplänen führt letztlich zur Verlängerung des Betriebs in Wedel. Für noch zu errichtende Anlagen können bisherige Preise lediglich indikativen Charakter haben. Es ist zu klären, wer die Risiken aus sich verändernden Kosten im Zuge der Projektentwicklung trägt. Also in welchem Ausmaß Kostenveränderungen in den Anlagen, gegenüber bisherigen Planannahmen, zu Wärmepreisänderungen für die Hamburger Wärmegesellschaft führen werden.

Marktrisiken

Die Marktrisiken beschreiben Risiken für das Fernwärmegeschäft aus der Veränderung von Marktpreisen auf Beschaffungs- und Absatzseite.

Marktrisiko Preise

Die Preisentwicklung auf der Absatzseite ist im Wesentlichen durch die AVBFernwärmeV reguliert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Veränderung

des Erzeugungsmix – im Zuge der Ablösung des HKW Wedel – zwangsläufig eine Neugestaltung der Preisgleitklauseln in den Fernwärmeabsatzverträgen zur Folge haben muss. Dies ist gesetzlich in der AVBFernwärmeV geregelt und durch entsprechende Rechtsprechung unterlegt.

Die Preisgleitklauseln müssen demnach Markt- und Kostenentwicklung angemessen abbilden. Marktpreisrisiken, die verschiedene Erzeugungsanlagen beinhalten, können und müssen weitgehend an den Endkunden weitergegeben werden. Für den Wert des Hamburger Fernwärmesystems ist somit vor allem das Preisniveau von Bedeutung, weniger die Preisentwicklung (Entwicklung von Brennstoffkosten etc.).

Davon unberührt ist die Frage, ob das Kostenniveau der Handlungsalternativen den Wert des Fernwärmesystems verändert.

Marktrisiko Produktqualität

Die Produktqualität wird durch Kennzahlen wie Emissionsintensität, Anteil erneuerbarer Energien oder Primärenergiefaktor beschrieben. Die Emissionsintensität der Wärme ist ein weitgehend objektivierbares Kriterium. Der Primärenergiefaktor hingegen ist ein regulatorisch definiertes Kriterium. Die Änderung der Berechnungsvorschriften kann dieses Kriterium auch erheblich verändern.

7.1 Risiken der Anlagen nördlich der Elbe

7.1.1 Risiken des Abfallwirtschaftlichen Konzepts am Standort Stellingen

Regulierungsrisiko

Zum jetzigen Planungsstand bestehen Restrisiken für die Genehmigung des Projektes. Eine gutachterliche Beurteilung oder eine Beurteilung durch die Behörde für Umwelt und Energie setzt zunächst eine Weiterentwicklung der bisherigen Voruntersuchungen voraus.

Neben der Genehmigung unterliegen auch Erlösströme regulatorischen Risiken. Hierzu gehören insbesondere die Stromerlöse. Die Höhe möglicher KWK-Entgelte für den nicht-biogenen Brennstoffanteil oder mögliche EEG-Entgelte für die Verbrennung biogener Müllanteile kann sich bis zur Inbetriebnahme der Anlage noch verändern. Insbesondere sinkende Entgelte könnten zu höheren Wärmepreisen führen, als bisher unterstellt.

Technologische Risiken

Die technologischen Risiken können beim bisherigen Planungsstand noch nicht beurteilt werden. Es handelt sich um bewährte Technologien mit denen die SRH umgehen kann. Vor allem die Komplexität an einem Verbundstandort birgt Risiken. Die Behörde für Umwelt und Energie befindet sich im Dialog mit der

Stadtreinigung Hamburg um während der weiteren Projektentwicklung diese Risiken zu beurteilen und zu reduzieren.

Operative Risiken

Während der Projektentwicklung ist die Projektfertigstellung innerhalb des vorgesehenen Zeitplans und innerhalb des vorgesehenen Budgets noch unsicher. Diese Risiken trägt die Hamburger Wärme-gesellschaft bis zum verbindlichen Abschluss eines Wärmeliefervertrages.

Nach Inbetriebnahme wird davon ausgegangen, dass die Stadtreinigung Hamburg mit den bestehenden Betriebserfahrungen die operativen Risiken der Anlagen beherrschen.

Es wird davon ausgegangen, dass die wesentlichen operativen Risiken während des Betriebs der Anlage in einem abzuschließenden Wärmeliefervertrag so strukturiert werden, dass sie durch die Hamburger Stadtreinigung getragen werden.

Marktrisiken

Die Wärmelieferung aus Müllverbrennungsanlagen ist typischerweise eher grund- bzw. leistungspreisgetrieben. Der Wärmeliefervertrag kann so ausgestaltet werden, dass die Marktpreisrisiken für die Hamburger Wärme-gesellschaft gering ausfallen. Sofern eine Indizierung der Wärme-lieferung anhand von wichtigen Brennstoffpreisen im Wärmesektor (im Wesentlichen Erdgas und in geringerem Ausmaß auch Heizöl) geschieht, ist das Ertragsrisiko der Wärme-gesellschaft beherrschbar. Preisänderungen auf Bezugsseite können dann im Kosten- und im Marktelement in den Absatzpreisen ergebnisneutral und rechtskonform an den Endkunden weitergereicht werden.

Die Kostenstruktur dieser Anlagen (hohe Fixkosten, praktisch keine variablen Kosten) erfordern eine hohe Auslastung der Anlage. Im Anlagenportfolio muss dies gewährleistet werden.

Die erwartete Produktqualität ist vergleichsweise hoch. Insbesondere der Primärenergiefaktor von 0 ist im aktuellen Regulierungsrahmen äußerst attraktiv.

7.1.2 Risiken der Erdgas-KWK-Anlagen

Regulierungsrisiko

Zum jetzigen Planungsstand bestehen Risiken für die Genehmigung des Projektes. Auf Grundlage des frühen Projektstandes mit unterschiedlichen Standortoptionen wird dies aber als beherrschbar erachtet.

Neben der Genehmigung unterliegen auch Erlösströme regulatorischen Risiken. Die Höhe möglicher KWK-Entgelte für Strom aus der Verbrennung von

Erdgas in KWK-Anlagen kann sich bis zur Inbetriebnahme der Anlage noch verändern. Insbesondere sinkende Entgelte könnten zu höheren Wärmepreisen führen, als bisher unterstellt. Das größte Risiko ist, dass die Anlage nicht mehr während der aktuellen Gültigkeitsdauer des KWKG (2022) in Betrieb genommen werden kann. Eine KWK-Förderung darüber hinaus wird im Rahmen des Zukunftsbildes zwar erwartet, ist aber nicht sicher. Für einfache KWK-Konzepte, wie sie heute noch realisiert werden, wird keine KWK-Förderung mehr auf dem bisherigen Niveau erwartet. Dies ist ein potenzielles K.O.-Kriterium für diese Technologie.

Darüber hinaus bestehen Risiken hinsichtlich der Verfügbarkeit der Anlagen. Die Bewirtschaftung von Netzengpässen durch die Übertragungsnetzbetreiber kann zu Nichtverfügbarkeit der KWK-Anlage führen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Risiken jedoch eher gering sind und mögliche Nichtverfügbarkeitsrisiken mit Hilfe von Erdgaskesseln oder Power-to-Heat-Einheiten kompensiert werden können.

Als Maß für diese Nicht-Verfügbarkeitsrisiken bei fossilen KWK-Anlagen wurden die Redispatchmaßnahmen, also Abrufe zur Leistungssenkung durch die Übertragungsnetzbetreiber für das Steinkohlekraftwerk Moorburg im Jahr 2015 analysiert. Im Jahr 2015 gab es Abrufe mit möglicher Beteiligung des Kraftwerks Moorburg. Diese erstreckten sich über 1.143 Stunden. Üblicherweise wurde dabei ein Pool mehrerer Anlagen im Vattenfall-Portfolio abgerufen. Dem Anlageneigentümer bleibt dann weitgehend überlassen, welche der Anlagen den Abruf bedient. Ein Abruf von Moorburg allein war nur in 75 Stunden. Durchschnittlich musste Moorburg dann rd. 363 MW Leistung reduzieren, also weniger als die Leistung eines einzelnen Blocks. Es wird davon ausgegangen, dass die hier unterstellte Wärmeauskopplung somit weitgehend gewährleistet werden kann. Sofern sich die Häufigkeit und die Abrufhöhe von Netzengpässen im Übertragungsnetz nicht erheblich erhöht. Im Zukunftsbild wiederum werden zwar weiterhin bestehende Netzengpässe erwartet allerdings ohne eine erhebliche Verschlechterung der Situation im Status quo. Die Nichtverfügbarkeit der fossilen KWK-Anlagen müsste ggf. durch Erdgas-Heizkessel besichert werden.

Technologische Risiken

Die technologischen Risiken werden für eine ausgereifte, weitgehend industrialisierte Technologie als gering angesehen.

Operative Risiken

Während der Projektentwicklung ist die Projektfertigstellung innerhalb des vorgesehenen Zeitplans und innerhalb des vorgesehenen Budgets noch unsicher. Diese Risiken trägt die Hamburger Wärme-gesellschaft abhängig von der angestrebten Eigentumsstruktur einer möglichen Anlage vollständig selbst. Aufgrund der großen Erfahrung mit Anlagen dieser Bauart und möglicher

Modularisierung um die Anlagengröße zu skalieren, werden diese Risiken aber als beherrschbar angesehen.

Nach Inbetriebnahme wird davon ausgegangen, dass die operativen Risiken der Anlagen beherrschbar sind bzw. versichert werden können.

Marktrisiken

Die Marktpreisrisiken der Anlage sind gering. Das Risiko steigender Brennstoffpreise kann in der Preisgleitung der Fernwärmekunden in Form des Markt- und Kostenelements ergebnisneutral und rechtskonform weitergegeben werden. Die Stromerlösriskiken hingegen können nicht oder zumindest nur schwer an die Endkunden weitergegeben werden.

Ein höheres Risiko ist die Höhe der KWK-Entgelte für die Anlage. Diese müssen möglicherweise innerhalb eines Ausschreibungsmechanismus ermittelt werden. Die mögliche Höhe der Auktionsergebnisse für diese Anlage ist noch nicht vorhersehbar.

Ein weiteres Marktrisiko ist die sinkende Nachfrage nach Strom aus fossilen Brennstoffen. Dies kann zu sinkenden Einsatzstunden der Anlage führen und somit die Wärmebereitstellung aus der KWK-Anlage reduzieren.

Die erwartete Produktqualität ist relativ hoch. Insbesondere der Primärenergiefaktor von unter 0,2 ist im aktuellen Regulierungsrahmen attraktiv.

7.1.3 Risiken der Erdgas-Heizkessel

Regulierungsrisiko

Zum jetzigen Planungsstand bestehen Risiken für die Genehmigung des Projektes. Trotz des bisher frühen Projektstandes wird dies aber als beherrschbar erachtet.

Größtes Risiko der Anlagen resultiert aus der Regulierung im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und der Energieeinsparverordnung. Diese benachteiligen die ungekoppelte fossile Wärmeerzeugung inzwischen signifikant. Eine deutliche Verschärfung dieser im Wesentlichen für Besicherungs- und Spitzenlastanlagen eingesetzten Technologie wird allerdings als gering beurteilt. Es wird davon ausgegangen, dass der Einsatz zur Besicherung des Ausfalls anderer Erzeugungsanlagen und der Einsatz als Spitzenlastanlagen in der Winterperiode grundsätzlich zulässig bleiben.

Technologische Risiken

Die technologischen Risiken werden für eine ausgereifte, weitgehend industrialisierte Technologie als gering angesehen.

Operative Risiken

Während der Projektentwicklung ist die Projektfertigstellung innerhalb des vorgesehenen Zeitplans und innerhalb des vorgesehenen Budgets noch unsicher. Diese Risiken trägt die Hamburger Wärme-gesellschaft abhängig von der angestrebten Eigentumsstruktur einer möglichen Anlage vollständig selbst. Aufgrund der großen Erfahrung mit Anlagen dieser Technologie und der geringen Komplexität werden diese Risiken aber als beherrschbar angesehen.

Nach Inbetriebnahme wird davon ausgegangen, dass die operativen Risiken der Anlagen beherrschbar sind bzw. versichert werden können.

Marktrisiken

Das Risiko steigender Brennstoffpreise kann in der Preisgleitung der Fernwärmekunden in Form des Markt- und Kostenelements ergebnisneutral und rechtskonform weitergegeben werden.

Das größte Marktrisiko ist mit der geringen Produktqualität verbunden. Relativ hohe Emissionen und ein schlechter Primärenergiefaktor macht diese Technologie insbesondere für den Anschluss von Neubauten an das Fernwärmesystem wenig attraktiv. Im vorgesehenen Spitzenlastbetrieb wirkt sich dies aufgrund des geringen Anteils von Wärme aus Erdgas-Heizkessel jedoch nur wenig aus.

7.1.4 Risiken der Elb-Wasser Wärmepumpe

Regulierungsrisiko

Zum jetzigen Planungsstand bestehen Risiken für die Genehmigung des Projektes. Aufgrund der geringen Erfahrungen mit dieser Technologie in Deutschland ist das Risiko schwer zu beurteilen. Insgesamt wird das Genehmigungsrisiko für diese Technologie aber als beherrschbar beurteilt.

Darüber hinaus besteht ein Risiko hinsichtlich der Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen. Es wird davon ausgegangen, dass das zum Betrieb der Wärmepumpe vorgesehene Motoren-BHKW keine Abgaben und Umlagen für den vollständig eigenerzeugten und eigenverbrauchten Strom bezahlen muss. Hierfür wird ggf. auf einen zur Stromeinspeisung in das öffentliche Verteilnetz ausreichend dimensionierten Stromanschluss verzichtet.

Technologische Risiken

Die Technologischen Risiken werden als vergleichsweise groß beurteilt. Es gibt in Deutschland keine Referenzanlage in ähnlicher Größenordnung. Auch Großanlagen im internationalen Vergleich sind in vielen Fällen bereits vor der Jahrtausendwende entstanden. Die technologischen und ökonomischen Parameter müssen daher weiter substantiiert werden.

Dazu gehören insbesondere Fragen der hydraulischen Einbindung sowie der durchschnittlich realisierbaren Jahresarbeitszahl und der Auslastung der Anlagen. Es muss geklärt werden wie die großen Heizwasser-Volumenströme mit niedrigem Temperaturniveau in das Fernwärmesystem integriert werden können. Die Möglichkeiten zur Integration dieser Volumenströme begrenzt die Größe der Anlage. Darüber hinaus hat das Temperaturniveau der Elbe (bzw. die Verfügbarkeit der Wärmequelle) erhebliche Auswirkungen auf die möglichen Vollbenutzungsstunden sowie die realisierbare Jahresarbeitszahl der Anlage. An der Auslastung der Anlage hängen letztlich die Mischkosten der Wärmegestehung.

Grundvoraussetzung für diese Anlage ist der Weiterbetrieb der Wärmetransportleitung Wedel-Haferweg mit den damit verbundenen Betriebskosten.

Operative Risiken

Während der Projektentwicklungszeit bestehen Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget. Diese trägt die Hamburger Wärmegesellschaft bis zur Unterzeichnung eines verbindlichen Wärmeliefervertrages mit.

Es wird davon ausgegangen, dass die operativen Risiken während des Betriebs der Anlage durch den Betreiber der Anlage (voraussichtlich Hamburg Wasser oder Hamburg Energie) getragen werden. Eines der wichtigsten operativen Risiken ist die Verfügbarkeit der Anlage im Winter bei niedriger Elbtemperatur. Bei geringen Wassertemperaturen sinkt die Leistungszahl der Wärmepumpe bis hin zur Nichtverfügbarkeit.

Marktrisiken

Die Kostenstruktur dieser Anlagen (hohe Fixkosten, geringe variable Kosten) erfordert eine hohe Auslastung der Anlage. Im Anlagenportfolio muss dies gewährleistet werden.

Die Marktpreisrisiken der Anlage sind gering. Das Risiko steigender Brennstoffpreise kann an in der Preisgleitung der Fernwärmekunden in Form des Markt- und Kostenelements ergebnisneutral und rechtskonform weitergegeben werden. Die erwartete Produktqualität ist vergleichsweise gering, aber bei einer vorstellbaren Nutzung von Biogas noch verbesserungsfähig. Der Primärenergiefaktor von ca. 0,5 ist im aktuellen Regulierungsrahmen marktfähig und kann durch Beimischung von nicht fossilen Brennstoffen noch verbessert werden.

7.1.5 Risiken des Strohheizwerks

Regulierungsrisiko

Zum jetzigen Planungsstand bestehen Risiken für die Genehmigung des Projektes. Dies gilt insbesondere wegen der besonderen Belastung aus Feinstaub und dem Brennstofftransport.

Neben der Genehmigungsfähigkeit gibt es ein Risiko, dass der Gesetzgeber die Biomassennutzung im Strom- und Wärmesektor erschwert. Nach aktueller Diskussion soll die verfügbare Biomasse zukünftig stärker auf den Verkehrssektor sowie schwer dekarbonisierbare Industrieprozesse konzentriert werden. Um dies zu erreichen sind regulatorische Hürden im Zuge der Genehmigung oder durch entsprechende Brennstoffsteuern für die Nutzung von Biomasse im Strom- und Wärmesektor denkbar.

Technologische Risiken

Die technologischen Risiken der Anlage sind beherrschbar. Anlagen in vergleichbarer Größenordnung existieren bereits in Deutschland.

Operative Risiken

Während der Projektentwicklung ist die Projektfertigstellung innerhalb des vorgesehenen Zeitplans und innerhalb des vorgesehenen Budgets noch unsicher. Die Risiken werden als beherrschbar beurteilt. Diese Risiken trägt die Hamburger Wärmegesellschaft bis zum Abschluss eines möglichen Wärmeliefervertrags mit.

Das größte operative Risiko während des Betriebs der Anlage ist die Verfügbarkeit ausreichender Brennstoffmassenströme über die gesamte Nutzungsdauer der Anlage.

Marktrisiken

Die Marktpreisrisiken der Anlage sind höher als bei erdgasbasierten Technologien. Das Risiko steigender Brennstoffpreise kann in der Preisgleitung der Fernwärmekunden nur im Kostenelement weitergegeben werden. Da Stroh im Wärmemarkt sonst kaum eine Rolle hat, können besondere regionale Strohpreisrisiken zumindest im Marktelement nicht weitergereicht werden. Geeignete Preisreihen oder -indizes sind nicht im gleichem Maße verfügbar, wie etwa bei Erdgas.

Die erwartete Produktqualität ist vergleichsweise hoch. Insbesondere der Primärenergiefaktor von ca. 0,2 ist im aktuellen Regulierungsrahmen attraktiv.

7.2 Risiken der Anlagen südlich der Elbe

7.2.1 Risiken der Wärmetrasse zu Elbquerung

Regulierungsrisiken

Zum jetzigen Planungsstand bestehen Risiken für die Genehmigung des Projektes. Dies gilt hinsichtlich des möglichen Trassenverlaufs und damit verbunden auch der nutzbaren Technologie zur Elbquerung.

Technologische Risiken

Das größte Technologische Risiko besteht während der Bauphase. Unvorhergesehene Hindernisse bei der Unterquerung der Elbe der Trasse können die Kosten der Trasse erhöhen.

Operative Risiken

Während der Projektentwicklung ist die Projektfertigstellung innerhalb des vorgesehenen Zeitplans und innerhalb des vorgesehenen Budgets noch unsicher.

Ohne Fertigstellung der Trasse können die Erzeugungsanlagen südlich der Elbe nicht zur Ablösung des HKW Wedel erschlossen werden.

Dieses Fertigstellungsrisiko und das damit verbundene Kostenrisiko sollte an die Betreiber der Erzeugungsanlagen südlich der Elbe weitergereicht werden.

Marktrisiken

Die Trasse zur Elbquerung kann nur wirtschaftlich genutzt werden, wenn die erschlossenen Erzeugungsanlagen ausreichend niedrige Wärmekosten gewährleisten. Das bedeutet, dass Mehrkosten der Trasse durch Kostenvorteile der erschlossenen Erzeugungsanlagen kompensiert werden müssen. Ein wesentlicher Aspekt bei der Bewertung ist, ob die Standorte südlich der Elbe langfristig werthaltig sind, also dauerhaft günstige Wärme bereitstellen können und eine kalkulatorische Nutzungsdauer der Trasse von 40 Jahren rechtfertigen.

7.2.2 Risiken der MVA Rugenberger Damm

Regulierungsrisiken

Da es sich um eine bestehende Anlage handelt, gibt es keine Erstgenehmigungsrisiken.

Technologische Risiken

Die Risiken einer bestehenden Anlage sind eher gering.

Operative Risiken

Die operativen Risiken der Anlage trägt der Lieferant.

Marktrisiken

Die Anlage liefert heute bereits Wärme an Kunden außerhalb des VWH Fernwärmenetzes. Ob diese Wärme im VWH-Fernwärmenetz genutzt werden kann, hängt somit auch an bestehenden Verträgen oder Bereitschaft der bisherigen Wärmekunden der Anlagen zu vergleichbaren Konditionen aus anderen Anlagen (mit anderer ökologischer Produktqualität) versorgt zu werden.

Die Wärmelieferung aus Müllverbrennungsanlagen ist tendenziell eher grund- bzw. leistungspreisgetrieben. Der Wärmeliefervertrag kann so ausgestaltet werden, dass die Marktpreisrisiken für die Hamburger Wärme-gesellschaft gering ausfallen. Sofern eine Indizierung der Wärmelieferung anhand von wichtigen Brennstoffpreisen im Wärmesektor (im Wesentlichen Erdgas und in geringerem Ausmaß auch Heizöl) geschieht, ist das Ertragsrisiko der Wärme-gesellschaft beherrschbar. Preisänderungen auf Bezugsseite, können dann im Kosten- und im Marktelement in den Absatzpreisen der Endkunden ergebnisneutral und rechtskonform weiterberechnet werden.

Die Risiken aus Strom- und Müllertlösungen trägt der Wärmelieferant.

Die Kostenstruktur dieser Anlagen (hohe Fixkosten, praktisch keine variable Kosten) erfordern eine hohe Auslastung der Anlage. Im Anlagenportfolio muss dies gewährleistet werden.

Die erwartete Produktqualität ist vergleichsweise hoch. Insbesondere der Primärenergiefaktor von 0 ist im aktuellen Regulierungsrahmen äußerst attraktiv.

7.2.3 Risiken der Abwasserwärmepumpensystems

Regulierungsrisiko

Zum jetzigen Planungsstand bestehen Risiken für die Genehmigung des Projektes. Aufgrund der geringen Erfahrungen mit dieser Technologie in Deutschland ist das Risiko schwer zu beurteilen. Insgesamt wird das Genehmigungsrisiko für diese Technologie aber als beherrschbar angesehen.

Darüber hinaus besteht ein Risiko hinsichtlich der Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen. Es wird davon ausgegangen, dass das zum Betrieb der Wärmepumpe vorgesehene Motoren-BHKW keine Abgaben und Umlagen für den vollständig eigenerzeugten und eigenverbrauchten Strom bezahlen muss. Hierfür wird ggf. auf einen zur Stromeinspeisung in das öffentliche Verteilnetz ausreichend dimensionierten Stromanschluss verzichtet.

Technologische Risiken

Die Technologischen Risiken werden als vergleichsweise groß beurteilt. Es gibt in Deutschland keine Referenz in ähnlicher Größenordnung. Auch Großanlagen im internationalen Vergleich sind in vielen Fällen bereits vor der Jahrtausendwende entstanden. Die technologischen und ökonomischen Parameter müssen daher weiter substantiiert werden.

Dazu gehören insbesondere Fragen der hydraulischen Einbindung sowie der durchschnittlich realisierbaren Jahresarbeitszahl und der Auslastung der Anlagen. Es muss geklärt werden wie die großen Heizwasser-Volumenströme mit niedrigem Temperaturniveau in das Fernwärmesystem integriert werden können. Die Möglichkeiten zur Integration dieser Volumenströme begrenzt die Größe der Anlage. An der Auslastung der Anlage hängen letztlich die Mischkosten der Wärmegestehung.

Operative Risiken

Während der Projektentwicklungszeit bestehen Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget. Diese trägt die Hamburger Wärme-gesellschaft bis zur Unterzeichnung eines verbindlichen Wärmeliefervertrages mit.

Es wird davon ausgegangen, dass die operativen Risiken während des Betriebs der Anlage durch den Anlagenbetreiber (voraussichtlich Hamburg Wasser) getragen werden. Anders als bei der Elb-Wasser-Wärmepumpe gibt es ganzjährigen Wärmestrom im Ablauf des Klärwerks nur geringe Verfügbarkeitsrisiken.

Marktrisiken

Die Kostenstruktur dieser Anlagen (hohe Fixkosten, praktisch keine variablen Kosten) erfordern eine hohe Auslastung der Anlage. Im Anlagenportfolio muss dies gewährleistet werden.

Die Marktpreisrisiken der Anlage sind gering. Das Risiko steigender Brennstoffpreise kann in der Preisgleitung der Fernwärmekunden in Form des Markt- und Kostenelement ergebnisneutral und rechtskonform weiterberechnet werden. Die erwartete Produktqualität ist vergleichsweise gering, aber bei einer vorstellbaren Nutzung von Biogas noch verbesserungsfähig. Der Primärenergiefaktor von ca. 0,5 ist im aktuellen Regulierungsrahmen marktfähig und kann durch Beimischung von nicht fossilen Brennstoffen noch verbessert werden.

7.2.4 Risiken des Wärmebezugs aus Moorburg

Regulierungsrisiko

Grundsätzlich ist ein Nichtverfügbarkeitsrisiko der Anlage aus einem Kohleausstieg denkbar. Aufgrund des geringen Anlagenalters wird dieses aber als sehr gering eingeschätzt. Ein verbindliches Kohleausstiegsszenario kann

langfristig (Phase 3) ein steigendes Risiko darstellen. Kurzfristig stellt der Koalitionsvertrag die wichtigste Hürde zur Nutzung dieser Option dar. So heißt es im Koalitionsvertrag »Ein Neuanschluss kohlegefeuerter Erzeugungsanlagen an städtische oder andere Wärmenetze wird von der Koalition weder angestrebt noch unterstützt.«³

Darüber hinaus besteht ein Nichtverfügbarkeitsrisiko aus Redispatchmaßnahmen (vgl. Kapitel 7.1.2). Dieses wird aber nicht als nachhaltige Bedrohung für die Wärmeversorgung aus der Anlage betrachtet. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass Moorburg gegenwärtig in Norddeutschland die einzige Anlage ist, die netzstützende Maßnahmen für die Übertragungsnetzbetreiber bereitstellen kann.

Darüber hinaus gibt es ein Risiko, dass Anpassungen von Berechnungsvorschriften für den Primärenergiefaktor insbesondere die Produktqualität von KWK-Wärme aus Kohleanlagen verschlechtert.

Technologische Risiken

Die Risiken einer bestehenden Anlage sind eher gering.

Operative Risiken

Die operativen Risiken der Anlage trägt der Lieferant.

Marktrisiken

Die Marktpreisrisiken der Anlage sind höher als bei erdgasbasierten Technologien. Das Risiko steigender Brennstoffpreise kann in der Preisgleitung der Fernwärmekunden nur im Kostenelement weitergegeben werden, da Steinkohle im Wärmemarkt sonst kaum eine Rolle hat. Dies würde systematisch zu einer Verringerung der Ertragskraft der Fernwärme führen, wenn Kohle relativ zu Erdgas teurer würde. Bei einer Verbilligung von Kohle relativ zu Erdgas würde die Ertragskraft des Fernwärmegeschäfts erhöht. Dies liegt maßgeblich daran, dass der relevante Wärmemarkt nicht der Kohlepreisentwicklung, sondern vor allem der Erdgas- und HEL-Preisentwicklung folgt. Dies gilt mindestens in Phase 1 und absehbar auch in Phase 2.

Das Strompreisrisiko verbleibt beim Lieferanten.

Die erwartete Produktqualität ist vergleichsweise gering. Insbesondere der Primärenergiefaktor von 0,4 bis 0,6 (hier unterstellt ca. 0,5) ist im aktuellen Regulierungsrahmen zwar heute marktfähig aber ist für die zukünftigen Erfordernisse nicht angemessen.

³ Freie und Hansestadt Hamburg 2015:
<http://www.hamburg.de/contentblob/4479010/data/download-koalitionsvertrag-2015.pdf>; letzter Aufruf: 06.02.2018

7.2.5 Industrieabwärme

Regulierungsrisiken

Für Industrieanlagen sind keine besonderen Regulierungsrisiken absehbar.

Technologische Risiken

Technologische Risiken sind ohne konkrete Projektuntersuchungen bisher nicht abschätzbar.

Operative Risiken

Operative Risiken sind ohne konkrete Projektuntersuchungen bisher nicht abschätzbar. Üblicherweise werden diese nicht vollständig beim Wärmelieferanten belassen. Verfügbarkeitsrisiken verbleiben vermutlich bei der Hamburger Wärmegesellschaft.

Marktrisiken

Die Wärmebereitstellung aus Industrieabwärme entspricht nicht zwingend dem Bedarfsprofil. Die damit verbundenen Risiken müssen im Zuge eines Wärmeliefervertrages begrenzt werden.

Die erwartete Produktqualität ist vergleichsweise hoch. Insbesondere der Primärenergiefaktor von 0 ist im aktuellen Regulierungsrahmen äußerst attraktiv. Es bestehen jedoch Risiken für die Produktqualität aus einer evtl. notwendigen Nacherhitzung von Abwärme.

Bei einer geeigneten Preisindizierung kann das Risiko steigender Wärmepreise der Industrieabwärme in der Preisgleitung der Fernwärmekunden im Markt- und Kostenelement weiterberechnet werden.

7.2.6 Risiken der Solarthermie

Regulierungsrisiken

Für die Anlage gibt es bisher keinen geeigneten Bebauungsplan. Somit ist die Genehmigung einer Anlage mit ca. 40.000 qm Flächenbedarf unsicher.

Darüber hinaus besteht ein Risiko für die Förderquote. Bisher wird von einer Förderung in Höhe von 40% der Investition ausgegangen.

Technologische Risiken

Solarthermie ist weitgehend ausgereift, allerdings ist diese Technologie in dieser Größenordnung noch nicht im selben Maße standardisiert und industrialisiert wie andere Technologien. Trotzdem erscheinen technologische Risiken beherrschbar. Es sind bereits große Referenzanlagen vorhanden (z.B. Senftenberg).

Operative Risiken

Während der Projektentwicklungszeit bestehen Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget. Diese trägt bis zum Abschluss eines Wärmeliefervertrages die Hamburger Wärmegeellschaft mit.

Es wird davon ausgegangen, dass die operativen Risiken während des Betriebs ebenfalls durch die Hamburger Wärmegeellschaft getragen werden. Die Risiken einer solchen Anlage sind eher gering und versicherbar.

Marktrisiken

Für die Anlage bestehen nahezu keine Marktpreisrisiken. Die Anlage benötigt nur in geringem Umfang Betriebsstrom und ist ansonsten fixkostengetrieben. Das bedeutet, dass die Anlage im Markt besser steht, je höher die variablen (Brennstoff-) Kosten alternativer Technologien sind.

Die erwartete Produktqualität ist vergleichsweise hoch. Insbesondere der Primärenergiefaktor von 0 ist im aktuellen Regulierungsrahmen äußerst attraktiv.

Freie und Hansestadt Hamburg
Energiemarkt Hamburg – Teil 1

Technologie	Regulierungsrisiko	Technologische Risiken	Operative Risiken	Marktrisiken
Abfallwirtschaftliches Konzept Stellingen	<ul style="list-style-type: none"> Genehmigungsfähigkeit Ggf. Förderhöhe für Stromeinspeisung nach EEG und KWVG 	<ul style="list-style-type: none"> Anlagenverbund ist nach Einschätzung der Stadtreinigung Hamburg realisierbar Lieferant trägt das Risiko 	<ul style="list-style-type: none"> Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget müssen zwischen Investor und Hamburger Wärmegesellschaft strukturiert werden Betriebsrisiken trägt SRH 	<ul style="list-style-type: none"> Risiko der Preisgleitung (noch nicht festgelegt) kann in Absatzverträgen möglichst risikoneutral weitergereicht werden (bei HEL oder Erdgas-Indexierung) als Grundlasttechnologie besteht ein Risiko ob die Anlage im Verbund ausreichend Benutzungsstunden erreicht Relativ gute Produktqualität (mittlerer PEF, niedrige CO₂-Emissionen)
Erdgas-KWK (BHKW oder Gasturbine) standort-neutral	<ul style="list-style-type: none"> Genehmigungsfähigkeit Höhe der Förderung nach KWVG abhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt (Inbetriebnahme nach 2022) Nichtverfügbarkeit durch EE-Vorrang (Eingriffe über § 13 EnWG erfordern Besicherung) Berechnungsvorschriften für PEF unsicher Standort-Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> industrialisierte Technologie 	<ul style="list-style-type: none"> Lieferant trägt Betriebsrisiken Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget müssen zwischen Investor und Hamburger Wärmegesellschaft strukturiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> Höhe Auktionsergebnis bei Bestimmung KWK-Erteilt, in Auktion Clean-Spark-Spread aus Gaspreis, Strompreis; Risiko kann in der Preisgleitklausel in Absatzverträgen begrenzt werden Einsatzstunden sinken Relativ gute Produktqualität (mittlerer PEF, niedrige CO₂-Emissionen)
Gas-Heizkessel (Haferweg)	<ul style="list-style-type: none"> Genehmigungsfähigkeit Weitere Benachteiligung ungekoppelte Erzeugung 	<ul style="list-style-type: none"> industrialisierte Technologie 	<ul style="list-style-type: none"> Lieferant trägt Betriebsrisiken Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget müssen zwischen Investor und Hamburger Wärmegesellschaft strukturiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> Gaspreisrisiko kann in Absatzverträgen risikoneutral weitergereicht werden Geringe Produktqualität
Eib-Wasser Wärmepumpe	<ul style="list-style-type: none"> Genehmigungsfähigkeit Risiko hinsichtlich Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Referenz in Deutschland in ähnlicher Größenordnung lehlt Technologische und ökonomische Parameter Hydraulische Einbindung muss gelöst sein 	<ul style="list-style-type: none"> Lieferant trägt Betriebsrisiken Anlage im Winter bei niedriger Eibtemperatur nicht verfügbar Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget müssen zwischen Investor und Hamburger Wärmegesellschaft strukturiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> Als Grundlasttechnologie besteht ein Risiko ob die Anlage im Verbund ausreichend Benutzungsstunden erreicht Risiko der Preisgleitung in Absatzverträgen risikoneutral weiterreichen Relativ gute Produktqualität (mittlerer PEF, niedrige CO₂-Emissionen)

Technologie	Regulierungsrisiko	Technologische Risiken	Operative Risiken	Marktrisiken
Stroh-Heizwerk	<ul style="list-style-type: none"> • Genehmigungsfähigkeit noch nicht einschätzbar wegen Belastungen aus Transport und Feinstaub • Standort-Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Referenzanlagen in industriellem Maßstab vorhanden (z.B. Emsland: 50 MW Feuerungswärmeleistung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Logistikrisiko: Verfügbarkeit von ausreichend Brennstoff • Lieferant trägt Betriebsrisiken • Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget müssen zwischen Investor und Hamburger Wärme-gesellschaft strukturiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Strohpreisrisiko kann in Absatzverträgen risikoneutral wettgerichtet werden (sofern nicht erheblich von Preisänderungen der Wettbewerbsenergieträger Erdgas/Heizöl abweichen) • Relativ gute Produktqualität (niedriger PEF, niedrige CO₂-Emissionen)
Power-to-Heat	<ul style="list-style-type: none"> • Geschäftsmodell mit EEG-Umlage-belastung und Stromsteuer 	<ul style="list-style-type: none"> • industrialisierte Technologie 	<ul style="list-style-type: none"> • Lieferant trägt Betriebsrisiken 	<ul style="list-style-type: none"> • geringer Beitrag zur Wärmebereitstellung • geringe Produktqualität bei Graustromnutzung oder Verstromung von fossilem KWK-Strom

Tabelle 2: Übersicht zu Risiken der Anlagen nördlich der Elbe

Freie und Hansestadt Hamburg
Energiemarkt Hamburg – Teil 1

Technologie	Regulierungsrisiko	Technologische Risiken	Operative Risiken	Marktrisiken
Wärmetrasse Elbquerung	<ul style="list-style-type: none"> • Genehmigungs- und Politikrisiken • Öffentliches Interesse bzw. öffentlicher Widerstand nicht vorhersehbar • Zeitpunkt der Inbetriebnahme unsicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Unvorhergesehen Hindernisse bei Unterquerung der Elbe mit Umlegung der Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> • Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget müssen zwischen Investor und Hamburger Wärmegesellschaft strukturiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Auslastung der Trasse mit günstigen Erzeugungsoptionen • Hohe Investitionsrisiken • Kalkulatorische Nutzungsdauer bzw. Werthaltigkeit der Erzeugungsstandorte südlich der Elbe
MVA Rugenberger Damm	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Erstgenehmigungsrisiken • Eher geringe Regulierungsrisiken 	<ul style="list-style-type: none"> • Bestehende Anlage 	<ul style="list-style-type: none"> • Lieferant trägt Betriebsrisiken 	<ul style="list-style-type: none"> • Verfügbarkeit der Wärmemengen bei konkurrierenden Lieferverhältnissen • Risiko der Preisgleitung kann in Absatzverträgen möglichst risikoneutral weitergereicht werden (bei HEL oder Erdgas-Indexierung) • Als Grundlasttechnologie besteht Risiko für ausreichend Benutzungsstunden • Relativ gute Produktqualität (niedriger PEF, niedrige CO₂-Emissionen)
Kläranlage Wärmepumpe	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko hinsichtlich Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Referenz in Deutschland in ähnlicher Größenordnung fehlt • Technologische und ökonomische Parameter • Hydraulische Einbindung 	<ul style="list-style-type: none"> • Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget müssen zwischen Investor und Hamburger Wärmegesellschaft strukturiert werden • Lieferant trägt Betriebsrisiken • Anders als Elb-Wasser-WP aufgrund Abwasserwärme ganzjährig verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Als Grundlasttechnologie besteht ein Risiko ob die Anlage im Verbund ausreichend Benutzungsstunden erreicht • Risiko der Preisgleitung in Absatzverträgen risikoneutral weiterreichen • Relativ gute Produktqualität (mittlerer PEF, niedrige CO₂-Emissionen)
Moorburg	<ul style="list-style-type: none"> • Nichtverfügbarkeitsrisiken der Anlage aus Kohleausstieg • Eingriffe über § 13 ENWG • Berechnungsvorschriften für PEF unsicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Bestehende Anlage 	<ul style="list-style-type: none"> • Lieferant trägt Betriebsrisiken 	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko der Preisgleitung kann in Absatzverträgen systematisch nicht risikoneutral weitergereicht werden (Kohlepreisänderungen können nur in Grenzen im Warmemarkt weitergegeben werden) • Strompreissrisiken bleiben bei Lieferanten • Einsatzstunden sinken • Vergleichsweise geringe Produktqualität (mittlerer PEF, relativ hohe CO₂-Emissionen)

Freie und Hansestadt Hamburg
Energiemarkt Hamburg – Teil 1

Technologie	Regulierungsrisiko	Technologische Risiken	Operative Risiken	Marktrisiken
Industrie-abwärme	<ul style="list-style-type: none"> Keine absehbaren 	<ul style="list-style-type: none"> Im Zuge der Projektentwicklung zu prüfen 	<ul style="list-style-type: none"> Im Zuge der Projektentwicklung zu prüfen 	<ul style="list-style-type: none"> Im Zuge der Projektentwicklung zu prüfen
Solarthermie	<ul style="list-style-type: none"> Genehmigungsrisiken für 40.000 qm unter Berücksichtigung von Flächenkonkurrenz mit anderen Anwendungen Förderquote (aktuell ca. 40% der Investition) 	<ul style="list-style-type: none"> Weitgehend ausgereifte Technologie Referenzanlagen vorhanden (z.B. Senftenberg) 	<ul style="list-style-type: none"> Lieferant trägt Betriebsrisiken Fertigstellungsrisiken hinsichtlich Zeitpunkt und Budget müssen zwischen Investor und Hamburger Wärmegesellschaft strukturiert werden 	<ul style="list-style-type: none"> Nahezu keine Marktpreisrisiken (nur in sehr geringem Umfang Betriebsstrom)

Tabelle 3: Übersicht zu Risiken der Anlagen südlich der Elbe

8 Schlussfolgerungen für die Ablösung des HKW Wedel und die Weiterentwicklung des Hamburger Fernwärmesystems

Die Ablösung des HKW Wedel wird das Hamburger Fernwärmesystem stark verändern. Neue Technologien bringen neue Anforderungen an das Fernwärmesystem und neue Risiken mit sich.

Die Ablösung des HKW Wedel muss als Abwägung aus den Kriterien

- Ökologische Qualität (Emissionsintensität, EE-Anteil und Primärenergiefaktor)
- Bezahlbarkeit und Wirtschaftlichkeit
- Zeitliche Realisierbarkeit
- Technische Kompatibilität zum bestehenden System
- Technologieoffenheit bzw. Anpassungsfähigkeit für veränderte Rahmenbedingungen

erfolgen.

Die Handlungsoptionen können qualitativ zunächst anhand dieser Kriterien eingeordnet werden. Die weitere Projektentwicklung sollte schrittweise tatsächlich bestehende Risiken eingrenzen und mindern.

Dabei ist in der Abwägungsentscheidung insbesondere das Kriterium der ökologischen Qualität und der Bezahlbarkeit von zentraler Bedeutung. Die Kriterien zeitliche Realisierbarkeit und technische Kompatibilität sind Voraussetzungen bei der Technologieauswahl. Die Bewertung der Bezahlbarkeit erfolgt im Zuge dieses ersten Teils nicht.

Handlungsoptionen nördlich der Elbe

Die Handlungsoptionen nördlich der Elbe erschließen hinsichtlich der ökologischen Qualität nur begrenzte Potenziale. Zwar liegen das Strohheizwerk und die Elbe-Wasser-Wärmepumpe am Standort Wedel jeweils nördlich der Elbe, sie erscheinen aber als Lösungsoption entweder wegen ihrer Risiken oder wegen des Zukunftsbildes nicht als geeignete Lösungsoptionen.

So ist das Strohheizwerk wegen starker Zweifel an ausreichender Brennstoffverfügbarkeit und wegen der Einschätzungen zum Zukunftsbild mit einer Fokussierung erneuerbarer Brennstoffe auf industrielle Anwendungen eine weniger geeignete Lösungsoption.

Die Wärmepumpe am Standort Wedel erscheint wegen der eingeschränkten Nutzbarkeit in der Heizsaison in Folge niedriger Wassertemperaturen in der Elbe als wenig geeignete Lösungsoption.

Die Erdgas-KWK-Lösungen hingegen sind grundsätzlich sinnvoll, unterliegen aber erheblicher Risiken aus unserer Weiterentwicklung des KWKG. Eine rechtzeitige Inbetriebnahme bis zum Jahr 2022 in einer sinnvollen Größenordnung erscheint ausgeschlossen. Gleichwohl kann Erdgas-KWK (mit innovativen Lösungen an der Sektorgrenze zur Nutzung des KWK-Stroms) einen Lösungsbaustein darstellen – gerade vor dem bestehenden Zukunftsbild mit der erwarteten weiteren KWK-Förderung über das Jahr 2022 hinaus. Gleichzeitig erfüllen sie zwar die ökologischen Anforderungen heute, gehen darüber aber auch nicht hinaus.

Das abfallwirtschaftliche Konzept scheint ebenfalls eine robuste Lösung zu sein. Es ist sowohl zum skizzierten Zukunftsbild kompatibel als auch hinsichtlich der identifizierten Risiken grundsätzlich geeignet. Analog zu den Erdgas-KWK-Anlagen sollten vor allem eine rechtzeitige Realisierung sowie die Einhaltung von Investitionsbudgets wichtige Aspekte während der Projektentwicklung sein.

Handlungsoptionen südlich der Elbe

Die Wärmetrasse zur Elbquerung ist das zentrale Element aller Lösungsansätze südlich der Elbe. Ohne die Trasse ist die Integration von Wärmequellen südlich der Elbe in das Hamburger Wärmenetz nicht möglich. Die Trasse ist Voraussetzung für die Erschließung wesentlicher EE- und Abwärme-Potenziale südlich der Elbe. Die bestehenden genehmigungs-rechtlichen und politischen Risiken strahlen somit auf alle Lösungsoptionen aus. Eine zügige und gewissenhafte Projektentwicklung ist deshalb von zentraler Bedeutung.

Der besondere Vorzug dieser Lösung ist die Integration zusätzlicher Wärme aus einer bestehenden Abfallverwertungsanlage, also aus Perspektive von Emissionen und Primärenergiefaktor eine risikoarme Verbesserung gegenüber dem Status quo. Die Handlungsoptionen südlich der Elbe erschließen größere Potenziale zur Verbesserung der ökologischen Qualität der Fernwärme.

So ist die Abwasser-Wärmepumpe eine interessante Lösung zur Integration von Umweltwärme. Die nachhaltig verfügbare Wärmequelle stellt einen erheblichen Standortvorteil gegenüber reinen Flusswasserwärmepumpen dar. Bei der Projektentwicklung sind insbesondere technologische Risiken und damit verbunden die rechtzeitige Fertigstellung sowie die Einhaltung von Investitionsbudgets wichtige Aspekte.

Darüber hinaus können südlich der Elbe Potenziale aus Industrieabwärme erschlossen werden (z.B. Trimet oder Aurubis), sofern die technische Machbarkeit gewährleistet ist und attraktive Lieferkonditionen realisiert werden können.

Solarthermie hingegen ist bereits aus Genehmigungsperspektive in Flächenkonkurrenz zu anderen Anwendungen kaum vorstellbar und könnte selbst bei erfolgreicher Umsetzung nur in sehr geringem Ausmaß einen Beitrag zur Problemlösung leisten. Aus diesem Grund erscheint diese Handlungsoption eher nachrangig gegenüber den übrigen Technologien.

Das Steinkohlekraftwerk Moorburg kann den ökologischen Kriterien für die Weiterentwicklung des Hamburger Fernwärmesystems nur begrenzt gerecht werden. Zwar kann die Anlage bei den bestehenden Regularien ebenfalls einen relativ niedrigeren Primärenergiefaktor als das HKW Wedel bereitstellen, ist jedoch im Vergleich zu regenerativen Energiequellen schlechter und hinsichtlich der CO₂-Emissionen kritisch. Auch das politische Signal eine solche Anlage zur Fernwärmeversorgung zu nutzen, während intensiv über strategische Möglichkeiten zum Kohleausstieg in Deutschland debattiert wird wäre zweifelhaft. Nicht zuletzt spricht der Koalitionsvertrag gegen eine Unterstützung dieser Handlungsoption. Die Realisierung von Szenarien mit Lösungsoptionen südlich der Elbe würde also einen klaren Ausschluss einer Moorburg-Lösung erfordern.

Die Vorteile einer Lösung mit Berücksichtigung von Moorburg wären jedoch, dass Moorburg:

- günstiger Wärme bereitstellen kann als die übrigen Versorgungsoptionen
- bereits wesentliche Anlagenteile zur Konditionierung (z.B. Druckhaltung) im Wärmesystem bereitstellt
- bei Verzögerung anderer Projekte schnell als Rückfalloption die Versorgungssicherheit im Fernwärmesystem und die Außerbetriebnahme des HKW gewährleisten kann
- Besicherung anderer Anlagen im Fernwärmesystem übernehmen könnte

Insgesamt erscheint der Lösungsraum südlich der Elbe breiter und aus ökologischer Perspektive interessanter. Ein reines Nord-Szenario erfordert hingegen den Einsatz von Erdgas-KWK und ist ohne Sicherheit zu den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (KWKG) kaum vorstellbar. Ein zentrales politisches Handlungsfeld wird jedoch der Umgang mit dem Steinkohlekraftwerk Moorburg sein. Ein Gesamturteil kann erst im Zusammenhang mit der ökonomischen Perspektive gefällt werden, die erst im Zuge der andauernden Projektentwicklung ausreichend geschärft werden kann.

Eine politische Agenda für die Entwicklung der (Fern-)Wärme

Weiterhin wird mit den technischen Handlungsoptionen, die südlich der Elbe verfügbar sind, auch die Notwendigkeit zur Entwicklung einer politischen Agenda erkennbar. Höhere EE-Anteile werden andere Rahmenbedingungen benötigen. Spätestens die Ablösung des HKW Tiefstack in der zweiten Hälfte der zwanziger Jahre wird eine Weiterentwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen erfordern. Die Stadt Hamburg kann dabei einen Beitrag leisten. Nachfolgend werden mögliche Themen für eine politische Agenda für die Weiterentwicklung des Hamburger Fernwärmesystems genannt:

1. Allen voran wird Weiterentwicklung des Rechtsrahmens für Wärmeerzeugungstechnologien an der Sektorgrenze bedeutsam. Dies betrifft die Ausgestaltung von Energiesteuern, Abgaben und Umlagen

(insbesondere der EEG-Umlage), die heute die Nutzung von Strom im Wärmesektor erheblich erschweren. Dies behindert die Dekarbonisierung des Wärmesektors durch erneuerbaren Strom.

2. Investoren brauchen Planungssicherheit über das Jahr 2022 hinaus. Fernwärmeversorger haben zunehmend mit der Herausforderung zu kämpfen in einem unsicheren politischen Rahmen Ersatzinvestitionen zu beschließen. Das HKW Wedel ist nur ein Beispiel dafür. In Ostdeutschland werden zahlreiche Fernwärmeversorger in den kommenden Jahren vor der Entscheidung stehen bestehende KWK-Anlagen, die in den 90er Jahren errichtet wurden, in größerem Umfang zu ertüchtigen oder zu ersetzen. Weder das KWKG noch die aktuelle Marktsituationen schaffen hierfür einen robusten Rahmen. Die bestehenden Fördermechanismen für KWK sind für die Entwicklung eines neuen Kraftwerksprojektes unter Berücksichtigung der notwendigen Vorlaufzeiten bis zur Investitionsentscheidung bereits knapp bemessen.
3. Ökologische Fernwärme muss einen Wert bekommen. Für die Nutzung vollständig regenerativer Wärme gibt es nur bei speziellen lokalen Voraussetzungen wirtschaftliche Handlungsoptionen. Dazu zählen
 - gute geologische Bedingungen für Geothermie,
 - in Relation zum Fernwärmesystem große Biomassepotenziale,
 - in Relation zum Fernwärmesystem große Abwärmepotenziale.

Die Dekarbonisierung über erneuerbare Stromerzeugung in Verbindung mit Power-to-Heat-Anlagen bzw. Wärmepumpen oder die Nutzung von komplexeren Power-to-Gas-Prozessen mit anschließenden KWK-Prozessen ist bei den bestehenden Vorschriften kaum möglich. Biomasse, Geothermie und Abwärme sind jedoch in vielen Fernwärmesystemen entweder nicht ausreichend verfügbar oder nicht wirtschaftlich umsetzbar. Fernwärmeversorger müssen mit Nutzungsdauern von 20 Jahren und länger für ihre Erzeugungsanlagen planen. Die Investitionen in erneuerbare Wärmequellen erhöhen zwar den ökologischen Wert der Wärme, nicht aber den ökonomischen Wert. Die bestehenden Regelwerke honorieren zwar niedrigere Primärenergiefaktoren, diese können aber vergleichsweise günstig durch den Einsatz von fossilen Brennstoffen in KWK-Anlagen erreicht werden. Dies ist zwar grundsätzlich sinnvoll, es fehlt jedoch an darüber hinausgehenden Differenzierungsmöglichkeiten für vollständig erneuerbare Wärmequellen. Emissionsfreie Wärme, die im reinen Preiswettbewerb zu mit fossilen Brennstoffen betriebenen Wärmequellen steht, wird in dieser Abwägung immer das Nachsehen haben. Insbesondere im Gebäudebestand gibt es keine ökonomischen Argumente für die Nutzung ökologisch hochwertigerer Wärme. Emissionsfreie Wärme hingegen hat praktisch ausschließlich im – gemessen am Gebäudebestand viel

kleineren Neubau- und Sanierungsbereich – Erfolgsaussichten. Selbst dort gewinnt jedoch im gegenwärtigen Wärmemarkt meist eine Lösung mit fossilen Brennstoffen.

4. Weiterhin wird die Infrastrukturentwicklung mit einer langfristigen Anpassung von Wärmenetzen an niedrigere Systemtemperaturen an Bedeutung gewinnen. Hierfür werden Fernwärmeversorger ihre Netze modernisieren müssen. Dies allein wird jedoch nicht genügen. Auch die Verbraucher, also die zu beheizenden Gebäude, müssen mit Heizflächen ausgestattet sein, die eine Beheizung mit niedrigeren Heizwassertemperaturen ermöglicht. Beide Maßnahmen bedingen einander und werden ohne geeignete politische Rahmenbedingungen nur schwer zu koordinieren und zu finanzieren sein.