

OPEN HEAT GRID

Organisatorische und rechtliche Konzepte zur Realisierung der Einspeisung industrieller Abwärme in bestehende Fernwärmenetze

Beschreibung möglicher Konzepte eines offenen Wärmenetzes

S. Moser
G. Muggenheimer
L. Rebhandl

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

1g/2018

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

OPEN HEAT GRID

Organisatorische und rechtliche Konzepte zur Realisierung der Einspeisung industrieller Abwärme in bestehende Fernwärmenetze

Beschreibung möglicher Konzepte eines offenen Wärmenetzes

Simon Moser
Gerold Muggenhumer
Lukas Rebhandl
Energieinstitut an der JKU Linz

Linz, Juni 2016

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des bmvit publiziert und elektronisch über die Plattform www.HAUSderZukunft.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Überblick zu den Berichtsteilen aus Open Heat Grid – es handelt sich um den Berichtsteil 7 / 8

Teil 1 des Endberichts erklärt die **Grundsätze eines zukünftigen Hybridnetzes**: die Auswirkungen und Vorteile einer smarten, bidirektionalen Verknüpfung der Energienetze wird dargestellt.

Teil 2 des Endberichts erläutert den Status Quo der **Preissetzung und Entgeltregulierung** in den drei betrachteten Energienetzen Strom, Gas und Wärme. Dabei wird qualitativ erhoben, über welche Preis- bzw. Entgeltkomponenten (einmalig, wiederkehrend pauschal, leistungsabhängig oder arbeitsabhängig) der Umsatz erzielt wird.

Teil 3 des Endberichts beschreibt erstens die grundsätzlichen, aktuellen Netzstrukturen im Strom- und Gasnetz; zweitens wird die **Industrie als Koppelstelle im Hybridnetz** dargestellt; drittens wird eine Literaturanalyse zur Entwicklung des Fernwärmebedarfs vor dem Hintergrund steigender Energieeffizienz durchgeführt.

Teil 4 des Endberichts beschäftigt sich mit dem **Wärmenetz im Hybridnetz**. Dieser Teil beschreibt erstens die aktuellen Netzstrukturvarianten, zweitens die Möglichkeiten und Technologien zur Integration von Abwärme und drittens die in Open Heat Grid betrachteten, technischen Potenziale.

Teil 5 des Endberichts beschreibt explizit die nach Literatur- und Expertenmeinung vorherrschenden **Herausforderungen für die Realisierung** der Vorteile eines Hybridnetzes: dieser Berichtsteil zeigt auf, welche Komponenten der Regulierung oder anderer gesetzlicher Vorgaben angepasst werden müssen, aber auch, auf Basis welcher gewachsener Standards aktuell ein Hybridnetz verhindert wird.

Teil 6 des Endberichts bestimmt auf Basis der Ergebnisse der Berichtsteile 2 und 5, wie eine optimale **Gestaltung der Tarifkomponenten** gemäß Regulierung bzw. auch Vorgaben der Gesetzgebung in den Energienetzen Strom und Gas aussehen würden, wobei ein Fokus auf die Koppelungstechnologien zwischen den beiden Netzen gelegt wird.

Teil 7 des Endberichts konzentriert sich auf **Konzepte für eine intensivierete Abwärmennutzung**. Ein Hybridnetz als smartes, energetisch und exergetisch optimiertes Netz sollte die Einspeisung von industrieller Abwärme forcieren. Dieser Berichtsteil untersucht, welche theoretischen ökonomisch-politischen Konzepte anzuwenden wären, sucht nach bestehenden rechtlichen Vorgaben zur Abwärmeintegration und beschreibt den rechtlich-organisatorischen Hintergrund für Best Practice-Beispiele.

Teil 8 des Endberichts analysiert die in Teil 7 identifizierten und als anwendbar bzw. wissenschaftlich interessant befundenen Konzepte. Dabei werden systemische, rechtliche, betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Evaluierungen durchgeführt. Abschließend wird ein **Konzept für eine Forcierung der Integration industrieller Abwärme** abgeleitet und dessen Implikationen auf das Hybridnetz untersucht.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Ziel dieses Dokuments	3
2	Überlegungen zur Regulierung des Wärmemarkts.....	4
2.1	Warum den Fernwärmemarkt regulieren?.....	4
2.2	Regulierung eines natürlichen Monopols	5
2.2.1	Anreizregulierung (Profit or Cost Sharing).....	5
2.2.2	Cost-of-Service Regulierung.....	5
2.2.3	Preisobergrenzen (Price Caps)	6
2.3	Regulierbarkeit des Wärmemarktes im Speziellen	6
2.3.1	Administrationskosten einer umfangreichen Regulierung	6
2.3.2	Preisregulierung.....	7
2.3.3	Komplexität der Regulierungsaspekte.....	8
2.3.4	Regulierbarkeit des Fernwärmenetzbetreibers als natürliches Monopson	8
3	Konzeptuelle Möglichkeiten	10
3.1	Ableitungen aus der ökonomischen Theorie und aus Stakeholder-Vorschlägen ...	10
3.1.1	Privatrechtliche Verträge	10
3.1.2	Förderungen und Steuern.....	10
3.1.3	Verpflichtung des Wärmenetzbetreibers zur Abnahme bereitgestellter industrieller Abwärme.....	10
3.1.4	Verpflichtung der Industrie zur Einspeisung in das Netz eines nahen Wärmenetzbetreibers	11
3.1.5	Angebotsseitige Liberalisierung (Einspeiseauktion).....	11
3.1.6	Vollliberalisierung.....	12
3.2	Internationale Best Practices der industriellen Abwärmeeinspeisung.....	12
3.2.1	Dänemark	12
3.2.2	Schweden	14
3.2.3	Bekannte Ansätze zur gewerblich-industriellen Abwärmeeinspeisung	16
3.3	Betrachtete Konzepte	19
3.3.1	Vollliberalisierung auf Anbieter- und Kundenseite.....	20
3.3.2	Ausschreibungskonzept (Fortum / Stockholm).....	20
3.3.3	Abnahmeverpflichtung	21
3.3.4	Cost-Benefit-Analyse und „regulierter Zugang“ nach Schwedischem Gesetz	21
4	Lessons learned.....	23
4.1	In Zusammenhang mit Best Practices.....	23
4.2	In Zusammenhang mit den Konzepten	23

1 Ziel dieses Dokuments

Obwohl es sich bei Fernwärme um einen leitungsgebundenen Energieträger handelt, unterscheidet sich dieser signifikant von Strom und Gas. Einerseits sind hier die Druckverhältnisse im Leitungssystem zu nennen, noch wesentlicher ist aber die regionale Begrenztheit der Wärmelieferung. Daher ist es nach Ansicht des Projektkonsortiums nicht zweckdienlich, das Marktdesign von Strom und Gas für das Fernwärmesystem ohne Betrachtung von Alternativen zu übernehmen.

Das vorliegende Papier analysiert aufgrund dessen anfangs, warum eine Regulierung des Wärmemarkts durch Literatur und Praxis überlegt wird. Gleich im Anschluss sollen jene Aspekte dargestellt werden, warum bisher weitgehend davon abgesehen wurde bzw. in welcher Form eine Regulierung durchgeführt wurde.

Zur Identifikation und Beschreibung der möglichen Konzepte einer Regulierung werden im Endberichtsteil 7 (Arbeitspaket 7 des Projekts) drei Zugänge gewählt:

- Erstens werden konzeptuelle Möglichkeiten aus der ökonomischen Theorie abgeleitet und auf die spezifischen Anforderungen des Wärmemarktes hin dargestellt.
- Zweitens werden Best Practices der Abwärmenutzung in europäischen Städten bzw. Ländern hinsichtlich ihrer organisatorisch-regulatorischen Abwicklung untersucht.
- Drittens werden aus Experteninterviews, die zu diesem Arbeitspaket, aber auch in Kombination mit dem Arbeitspaket 5 (vgl. Endberichtsteil 5) durchgeführt wurden, mögliche spezielle Varianten der organisatorischen bzw. regulatorischen Lösung der Abwärmeeinspeisung identifiziert.

Abschließend werden drei Möglichkeiten gewählt, welche als die wahrscheinlichsten Möglichkeiten anzusehen sind bzw. als zu evaluierende Extrembeispiele. Die möglichen Regulierungskonzepte werden in diesem Papier primär beschrieben, d.h. sie werden nicht hinsichtlich der Umsetzbarkeit bzw. Details ihrer Umsetzung analysiert. Diese Evaluierung erfolgt anschließend für die ausgewählten Konzepte im Endberichtsteil 8.

2 Überlegungen zur Regulierung des Wärmemarkts

2.1 Warum den Fernwärmemarkt regulieren?

Sogenannte natürliche Monopole zeichnen sich dadurch aus, dass ein Unternehmen ein Gut kostengünstiger herstellen kann als mehrere Unternehmen. Im Falle der Fernwärme stellt der Aufbau eines Parallelnetzes, speziell bei bestehender regionaler Versorgung vieler Kunden durch ein anderes Unternehmen, eine hohe Markteintrittsbarriere dar. Der hohe Fixkostenanteil bei Netzinfrastrukturen, kombiniert mit geringen Kosten der Versorgung eines weiteren Kunden durch den aktuellen Betreiber, impliziert eine lokal marktbeherrschende Stellung. Daher werden Fernwärmenetze in der Literatur meist als natürliche Monopole angesehen,^{1,2,3} wenngleich die Charakteristika nicht in gleicher Intensität vorliegen wie insbesondere beim Stromnetz.

Monopole zeichnen sich auch dadurch aus, dass Endkundenpreise vorliegen, welche die wettbewerbsorientierten (Selbstkosten-) Preise übersteigen. Hier wäre das Ergebnis eine Umverteilung vom Konsumenten zum Produzenten, was aber aus volkswirtschaftlich-theoretischer Sicht nicht per se negativ ist (aus sozialpolitischer Sicht kann die Versorgung eines Grundbedürfnisses zu überhöhten Preisen sehr wohl als problematisch angesehen werden). Primäres, auch volkswirtschaftlich negatives Charakteristikum von Monopolen ist aber die (auch aus den überhöhten Preisen resultierende) Unterversorgung mit dem Gut, d.h. eine zu geringe Nutzung des Guts.

Die Höhe von Monopolpreisen ist auch durch die Substituierbarkeit des Guts mitbestimmt. Im Fall der Fernwärme existieren bei der Anschaffung/Erstinvestition nahe Substitute (individuelle Heizsysteme wie Biomasse, Wärmepumpe, Gasboiler, etc.). Nach Einbau des Heizsystems besteht durch geringe laufende Kosten (im Verhältnis zu einer Neuanschaffung) ein sogenannter **Lock-In-Effekt**. Das bedeutet, dass ein Wechsel des Heizsystems mit sogenannten **versunkenen Kosten** verbunden ist, wenn das bestehende Heizsystem nicht mehr genutzt wird. Dieser Lock-In-Effekt führt dazu, dass der „fixe“ Fernwärmekunde in einem gewissen Umfang zum Preisnehmer am Monopolmarkt wird.

Um wettbewerbsorientierte Endkunden-Preise und in Folge eine ausreichende Nutzung zu garantieren, kann ein natürliches Monopol reguliert werden. Dabei wird zwischen drei Arten der **Regulierung** unterschieden, nämlich der Cost-of-Service Regulierung, der Anreizregulierung und Preisobergrenzen (siehe dazu 2.2).

Bei der Einspeisung von (industrieller) Abwärme in ein bestehendes Fernwärmenetz kann der Fernwärmenetzbetreiber als ein sogenanntes **beschränktes Monopson** beschrieben werden. Der Fernwärmenetzbetreiber ist lokal der einzige Akteur, der Zugang zu einer ausreichenden Anzahl an Kunden besitzt bzw. bereits ein (mit hohen Investitionskosten verbundenes) Fernwärmenetz aufgebaut hat. Gerade wenn bereits ein Fernwärmenetzbetreiber ansässig ist, kommen für Mitbewerber Investitionen in ein wirtschaftlich riskantes Parallelnetz, noch dazu außerhalb des Kerngeschäfts z.B. bei industriellen Wärmelieferanten und mit üblicherweise hohen Amortisationszeiträumen, meist nicht in Frage.

¹ Wissner M. (2014): Regulation of district-heating systems. Utilities Policy 31, S. 63-73.

² Herzele D. (2010): Herausforderungen für die Fernwärmebranche aus Sicht der KonsumentInnen. Präsentation, FGW Fernwärmetage 2010, Villach.

³ Deutsches Bundeskartellamt (2012): Sektoruntersuchung Fernwärme. Abschlussbericht.

Für den Fernwärmenetzbetreiber gilt in der Praxis, dass er die ihm zur Verfügung stehenden Wärmequellen kostenminimierend einsetzt. Dies bedeutet grundsätzlich, dass eine Quelle industrieller Abwärme dann genutzt wird, wenn ihre Kosten geringer sind als die Kosten einer ansonsten eingesetzten Wärmequelle, z.B. die Kosten eines Gasboilers oder einer KWK-Anlage. Dabei ist zu beachten, dass in der Praxis aufgrund der vielen zu beachtenden Parameter (neben Wärmemenge und -preis sind dies das Einspeiseprofil, Speicherkapazitäten, Back-Up-Kapazitäten, Abwärmeparameter, Ort der Einspeisung ins Netz, etc.) die grundsätzliche Kosten-Nutzen-Entscheidung bei der Erstellung des Vertragswerks getroffen werden muss. Bei der laufenden Nutzung werden dann Einspeise-Entscheidungen oft auf Basis des Vertragswerks (und nicht auf Basis der aktuellen Kostensituation) getroffen.

2.2 Regulierung eines natürlichen Monopols

Um wettbewerbsorientierte Endkunden-Preise und in Folge eine ausreichende Nutzung zu garantieren, kann ein natürliches Monopol reguliert werden. Dabei wird zwischen drei Arten der Regulierung unterschieden, nämlich der Cost-of-Service Regulierung, der Anreizregulierung und Preisobergrenzen.

2.2.1 Anreizregulierung (Profit or Cost Sharing)

Bei der Profit- oder Kostenaufteilung definiert der Regulator einen Ertragsbereich, in welchem sich der Monopolist frei bewegen kann. Im Gegensatz dazu werden Erträge, welche über oder unter dem festgelegten Bereich liegen, in verschiedenen Verhältnissen zwischen dem Monopolisten und den Konsumenten aufgeteilt. Dadurch wird es den Konsumenten ermöglicht, rückwirkend für eine überhöhte Preissetzung des Monopolisten entschädigt zu werden, wohingegen bei einer Ertragsrate unter dem festgelegten Bereich das regulierte Unternehmen die Preise erhöhen darf.

Zusammenfassend fokussiert diese Art der Regulierung auf die Vermeidung überhöhter Gewinne. Ineffizienzen in der Produktion (zu hohe Inputkosten) werden dadurch nicht direkt adressiert.

2.2.2 Cost-of-Service Regulierung

Bei der Cost-of-Service Regulierung werden die Durchschnittskosten pro gelieferter kWh anhand von buchhalterischen Daten ermittelt. Dabei werden historische Betriebskosten über einen Referenzzeitraum von meist 12 Monaten beobachtet. Der ermittelte Betrag dient als Berechnungsgrundlage für die Preise der jeweiligen Produkte. Dabei bestimmt der Regulator eine zulässige Ertragsrate (vgl. WACC bei der Regulierung von Strom und Gas), womit sich in Folge ein Gesamtentgelt ergibt. Es kann auch, abhängig von den Dienstleistungskosten und der Preiselastizität der Nachfrage verschiedener Konsumentengruppen, eine limitierte Preisdiskriminierung erlaubt werden. Die Veränderung der Entgelte orientiert sich primär an der Veränderung der Inputkosten seitens des Monopolisten. Eine Erhöhung der Inputkosten kann auch zu einer Entgelterhöhung führen.

Zusammenfassend fokussiert diese Art der Regulierung auf eine Festlegung der für die Erbringung der Dienstleistung notwendigen Aufwände. Der Monopolist unterliegt einem Anreiz, ineffizient hohe Inputkosten zu vermeiden. Diese Art der Regulierung ist nur anwendbar, wenn das natürliche Monopol und seine Tätigkeit weitgehend aus dem Konzern herausgelöst werden können und damit erst kontrollierbar sind.

2.2.3 Preisobergrenzen (Price Caps)

Im Gegensatz zu den beiden zuvor erwähnten Regulierungsmechanismen verwendet die Methode der Preisobergrenze keine Bilanzierungsdaten. Die Regulierungsbehörde legt eine fixe Preisobergrenze für das jeweilige Produkt vor, wobei der Monopolist Preise unterhalb dieser Grenze frei festsetzen kann. Die Preisgrenze wird nach einer festgelegten Periode neu angepasst.

Preisobergrenzen erlauben dem Monopolisten, diese voll auszunutzen. Wenn Preisobergrenzen nicht auf Basis (vorliegender oder berechneter) wettbewerblicher Kosten des Monopolisten definiert werden, so ist nach Meinung der Autoren die Preisobergrenze auf die Kosten der Substitute (hier: zB Gas- oder Ölheizung, siehe dazu 2.3.2) zu referenzieren (vgl. auch Froning, 2013, S.9).⁴

Das österreichische Preisgesetz (vgl. Endberichtsteil 2) gibt dem Bundesminister oder, in dessen Vertretung, den Landeshauptleuten die Möglichkeit, Preisobergrenzen einzuziehen. Wahrscheinlich wurden für mehrere/viele Fernwärmenetze Bescheide erlassen, offiziell bekannt ist die Existenz eines solchen unter den Landeshauptstädten nur für Linz.

2.3 Regulierbarkeit des Wärmemarktes im Speziellen

Die Analyse von Wissner (2013) zeigt, „dass es sich bei den Fernwärmenetzen um nicht bestreitbare, natürliche Monopole handelt“.⁵ Froning (2013) charakterisiert dieses so, dass Leistungen, „die über ein stationäres Netz abgewickelt werden, dessen Betriebskosten bei höherer Auslastung nur unwesentlich steigen“.⁶ Daher sei eine Regulierung „grundsätzlich angezeigt“.⁷ Diese soll eine flächendeckende Versorgung sicherstellen (Kontrahierungszwang), die (Preis-) Interessen der Konsumenten schützen, und Markt- und Netzzugangsregelungen enthalten, so Froning.⁸

2.3.1 Administrationskosten einer umfangreichen Regulierung

Als umfangreiche Regulierung sind v.a. die Anreizregulierung und die Cost-of-Service Regulierung anzusehen, da sie zur Durchführung viele Informationen benötigen.

Wissner (2013) attestiert, dass „für eine Netzzugangsregulierung der administrative Aufwand zur Abgrenzung, Ermittlung und Zuordnung der entstehenden Kosten derzeit nicht im Verhältnis zum zu erwartenden Nutzen“ stehe, „da konkrete Zugangsbegehren zu den Fernwärmenetzen fehlen“.⁹ Auch Froning (2013) argumentiert ähnlich, nämlich dass es keine Anzeichen für übermäßige Profite in der Fernwärme gebe, womit der Markt für neue Akteure nicht attraktiv sei.¹⁰ Beide Argumente lassen sich angesichts der Möglichkeit der industriellen oder gewerblichen Abwärmeeinspeisung nicht nachvollziehen, da die Nutzung der Abwärme mitunter höhere Margen bzw. geringere Endkundenpreise bedeuten kann.

⁴ Froning S. (2013): Rechtsrahmen der Fernwärme in den EU-Mitgliedstaaten. Präsentation, Fernwärmeforum 2013.

⁵ Wissner M. (2013): Regulierungsbedürftigkeit des Fernwärmesektors. WIK Consult Diskussionsbeitrag Nr. 381 vom 10.10.2013.

⁶ Froning S. (2013).

⁷ Wissner M. (2013).

⁸ Froning S. (2013).

⁹ Wissner M. (2013).

¹⁰ Froning S. (2013).

Ein wesentliches Argument gegen eine umfangreichen Regulierung ist (nach erster Betrachtung, diese soll in AP8 noch vertieft werden), der sogenannte Wasserbetteffekt:¹¹ Zuerst wird das Fernwärmenetz buchhalterisch abgegrenzt und fortan reguliert, während Einspeiser und Entnehmer dem freien Wettbewerb am Markt unterliegen. Am lokal beschränkten Markt mit nur einem oder sehr wenigen großen Anbietern können diese monopolistische oder oligopolistische Umsätze erwirtschaften. Der Begriff des sogenannten Wasserbetteffekts mangelt eine genaue Definition und wird ambivalent verwendet, Wissner (2013) wendet ihn im Zusammenhang mit der Fernwärmeregulierung an: Das Wasserbett soll metaphorisch darstellen, dass sich durch die Regulierung die Erlösquellen verschieben, aber die Erlöse in Summe kaum geringer werden. In der neuen Erlös-Situation kann es zu einer Neuverteilung der endkundenseitigen Preisstruktur kommen, gemäß der Theorie des Ramsey-Pricing würden weniger wechselbereite Kunden bevorzugt. In der Praxis bedeutet dies meist verhältnismäßig geringere Preise für Großkunden (Moser, 2013).¹²

2.3.2 Preisregulierung

Die Preisregulierung vermeidet die Komplexität der Aufteilung in Netz und Produktion, d.h. sie reguliert die Preise für die Endkunden. Eine Regulierung ist dann angezeigt, wenn um das Produkt Wärme kein Markt bzw. Wettbewerb besteht. Wissner (2013) unterstützt die Ansicht eines „eigenständigen Fernwärmemarktes, wenn sich der Kunde für ein Heizungssystem entschieden hat“,¹³ also dass nach der Wahl des Heizsystems Fernwärme durch den Kunden ein Monopol besteht.

Optimale Preissetzung: Auch dann sei eine Preisdeckelung „keinesfalls profan und bedeutet nicht automatisch einen besseren Schutz des Endkunden, da es für den Regulierer schwierig erscheint den „richtigen“ Preis zu treffen“, so Wissner weiter.¹⁴ Wie oben erwähnt, ist nach Ansicht der Autoren auf die Kosten der Substitute am Wärmemarkt (hier: zB Gas- oder Ölheizung) zu referenzieren, auch weil die Preisverhältnisse der Fernwärme zu diesen Substituten bei der Entscheidung des Kunden für Fernwärme ausschlaggebend waren. Froning (2013) identifiziert eine entsprechende Vorgangsweise in den Niederlanden und Norwegen („alternative-based heat pricing“). Es sei hervorgehoben, dass es sich um eine Referenz handeln sollte, und nicht um den zu veranschlagenden Preis. Nutzenvorteile wie geringe Wartungskosten, höhere Sicherheit (Brand- oder Vergiftungsgefahr) sowie externe Effekte (CO₂-Vermeidung) können bzw. sollten bei der regulativen Preissetzung berücksichtigt werden.

Kollusion:¹⁵ Normalerweise deutet der Begriff Kollusion eine Preisabsprache zwischen (wenigen) Konkurrenten, zB auf einem Oligopolmarkt an. Im Zusammenhang mit der Fernwärmeregulierung verweist Kollusion dagegen auf ein Naheverhältnis von Regulator und Reguliertem. Auch hier wird erwartet, dass beide Seiten einen Nutzen aus einer Absprache zum (dann zu hoch) regulierten Preis ziehen können. Die Preisregulierung der Fernwärmeunternehmen geschieht aktuell (Preisgesetz) durch den Wirtschaftsminister oder die Landeshauptleute. Viele (größere) Fernwärmeunternehmen befinden sich in direktem Besitz

¹¹ Wissner M. (2013).

¹² Moser S. (2013): Poor energy poor: Energy saving obligations, distributional effects, and the malfunction of the priority group. Energy Policy 61(2013), S.1003-1010.

¹³ Wissner M. (2013).

¹⁴ Wissner M. (2013).

¹⁵ Springer Gabler Verlag, Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Kollusion, Web: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/1408506/kollusion-v3.html>, 2016-02-08.

der Gebietskörperschaften. Die Kollusionszwecke können neben der wirtschaftlichen auch politischer Natur sein. Eine entsprechende Kollusion im Zusammenhang mit Preisregulierungen für Fernwärme ist nach Kenntnisstand der Autoren empirisch nicht aufgearbeitet.

2.3.3 Komplexität der Regulierungsaspekte

In Endberichtsteil 5 wurde bereits die Komplexität von Vertragsverhandlungen für die Einspeisung in ein Fernwärmenetz aufgezeigt. Diese resultiert daraus, dass sich Fernwärmenetze untereinander unterscheiden, aber auch in Abhängigkeit von der Netztopografie. Hinzukommt, dass das Produkt Wärme (im Gegensatz v.a. zum Produkt Strom) technisch nicht standardisiert ist (Spannung nach Einspeisungsebene, 50 Hertz). Auch Froning (2013) stellt eine ähnliche Gegenüberstellung zusammen, zusätzlich weist er auf folgende Unterscheidungsmerkmale hin: Das europaweite Strom-Verbundnetz ist nicht mit lokalen Fernwärmenetzen vergleichbar, Strom ist im Gegensatz zu Fernwärme quasi überall verfügbar, Strom steht kaum in Konkurrenz zu anderen Produkten, während Fernwärme bei der Entscheidung für ein Heizsystem in Konkurrenz zu anderen Versorgungsvarianten steht.

Tabelle 1: Bei der Regulierung maßgebliche Charakteristika von Strom und Fernwärme. Ausformulierte Darstellung auf Basis von Endberichtsteil 5 und Froning (2013).

Strom	Fernwärme
Überregionales Netz mit sehr vielen Marktteilnehmern	Lokales Netz mit einer sehr geringen Anzahl von Marktteilnehmern
Überall verfügbar, weil Grundbedürfnis	Nicht überall verfügbar, weil bei Unwirtschaftlichkeit substituierbar
Einheitliche technische Merkmale, d.h. Vorgaben zu Spannung und Frequenz für die Einspeisung	Unterschiedliche Temperatur- und Druckverhältnisse nach Netz und nach Netztopografie.
Primär interner Wettbewerb = Wettbewerb zwischen Stromproduzenten	Primär externer Wettbewerb = Wettbewerb zwischen Heizsystemen

Eine gesetzlich fundierte Anreizregulierung oder Cost-of-Service Regulierung müsste diese Unterschiede beachten und doch hinsichtlich der Tarifierung und Zutrittskriterien allgemeingültig bzw. gleichbehandelnd bleiben, was äußerst komplex erscheint. Das hieße, dass es zwischen Fernwärmesystemen, aber auch innerhalb diesen, zu Unterschieden in der Tarifierung kommen könnte.

2.3.4 Regulierbarkeit des Fernwärmenetzbetreibers als natürliches Monopson

Der Wärmnetzbetreiber ist lokal das einzige Unternehmen mit Zugang zu Kunden. Andere Unternehmen sind hinsichtlich des Aufbaus eines Parallelnetzes mit hohen wirtschaftlichen Risiken und wahrscheinlich hohen Amortisationszeiten konfrontiert. Damit ist der Wärmenetzbetreiber lokal der einzige Nachfrager von Wärmelieferungen. In der klassischen ökonomischen Literatur wird der Wärmenetzbetreiber daher als Monopson angesehen, d.h. er verfügt über hohe Nachfragemacht.

Die Problematik eines Monopsons wurde bislang primär am Arbeitsmarkt untersucht, wo große Unternehmen lokal die alleinigen wesentlichen Arbeitgeber sind bzw. waren. Dort stehen sie einer großen Anzahl von Arbeitnehmern gegenüber. Die Löhne werden gering gehalten,

dennoch ist die Anzahl der Arbeiter aufgrund der Grenzkosten-orientierten Optimierung des Monopsons geringer als in der Wettbewerbssituation. Minimumlöhne stellen eine bekannte und anerkannte Lösung für diese monopsonistisch verursachte Problematik dar.

Die Situation im Wärmenetz stellt sich nochmals anders dar, denn speziell für größere Fernwärmenetze gibt es nur wenige nennenswerte Einspeisepotenziale, die nicht dem Wärmenetzbetreiber selbst zuzuordnen sind; in anderen Worten stehen dem Monopson auch nur wenige Anbieter gegenüber, denen damit ebenfalls Marktmacht zuzurechnen wäre. Daneben stellen Inderst und Wey (2007) die These auf, dass der Monopson-Ansatz v.a. am Großhandelsmarkt nicht anzuwenden sei: es liegt kein anonymer Markt mit Walras'schem Tatonnement-Prozess vor (d.h. Preisfestsetzung durch die „unsichtbare Hand des Marktes“). Insbesondere im Großhandelsmarkt, der dem Einzelhandels- bzw. Endkundenmarkt vorgelagert ist, werden direkte Verhandlungen („B2B“) geführt. Inderst und Wey (2007) stellen fest – ohne dabei konkret auf den Wärmemarkt Bezug zu nehmen –, dass **für das Zustandekommen eines Vertrags der zusätzliche, gemeinsam erzielbare Gewinn entscheidend ist**. Daraus schlussfolgern sie auch, dass die Restgewinne der Vertragspartner im Fall eines Verhandlungsabbruchs wesentlich für deren Verhandlungsmacht sind. Eine „**Abbruchoptionen**“ ist zB der Verkauf des Produkts an andere falls dieser möglich ist.

Der Verhandlungsansatz nach Inderst und Wey (2007) Ansatz soll im Endberichtsteil 8 auch zur Beschreibung der Akteursinteressen herangezogen werden.

3 Konzeptuelle Möglichkeiten

3.1 Ableitungen aus der ökonomischen Theorie und aus Stakeholder-Vorschlägen

Die möglichen Konzepte sind auf Basis der theoretisch möglichen politischen Instrumente abgeleitet. Diese gehen von Freiwilligkeit über finanzielle Anreize bis hin zu Regularien, welche sich wiederum in spezifische Vorschriften als auch in Marktregularien gliedern lassen.

Zu einem gewissen Grad bedeutet jedes mögliche Konzept der politischen Einflussnahme eine Implikation für die Verteilung und Zuordnung von Eigentum und Zuständigkeiten; damit werden die Organisation des Marktes und die Rollen auf dem Markt neu verteilt bzw. zugeteilt. Ein Beispiel ist die zum Teil implizite Zuteilung der Verantwortlichkeiten für die Bereitstellung von Back-Up-Kapazitäten.

3.1.1 Privatrechtliche Verträge

Die Regelung der Einspeisung von Wärme auf Basis privatrechtlicher Verträge unterliegt keinen spezifisch energierechtlichen Einschränkungen, die Einhaltung weiterer Vorschriften (Baurecht, Bescheide, etc.) bei den Tätigkeiten gemäß Vertragsinhalt ist grundsätzlich Voraussetzung. Da das Zustandekommen eines solchen Vertrags den Willen zumindest der Vertragsparteien widerspiegelt, wird dadurch kein Akteur schlechter gestellt. Wesentliche Kriterien der Wärmeeinspeisung wie Mengen, Profil, Einspeisepunkte, Back-Up-Kapazitäten, Speicher und Zahlungen werden durch den Vertrag geregelt.

Konzepte wie das schwedische „Open District Heating“ (Kapitel 3.2.3.1) oder verpflichtende betriebswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analysen führen letztendlich dennoch zu einer Einspeisung auf Basis privatwirtschaftlicher Verträge und sind daher hier zuzuordnen.

3.1.2 Förderungen und Steuern

Förderungen oder Steuern auf bestimmte Investitionen, auf den Energieverbrauch bzw. auf den substituierten Energieverbrauch heben bzw. senken den Barwert der Einspeisung von Wärme in ein bestehendes Fernwärmenetz. Förderungen und Steuern werden von den Gebietskörperschaften vorgegeben und können demnach, je nach Höhe und Verfügbarkeit, in Anspruch genommen werden.

Die Einspeisung selbst unterliegt weiterhin einem privatrechtlichen Vertrag, dessen Zustandekommen (d.h. die Ermöglichung der Win-Win-Situation der Vertragspartner) wird (beschränkt auf die Fälle ansonsten nicht wirtschaftlicher Projekte) aber erst durch die bestehenden Förderungen oder Steuern ermöglicht.

3.1.3 Verpflichtung des Wärmenetzbetreibers zur Abnahme bereitgestellter industrieller Abwärme

Die sogenannte Abnahmeverpflichtung verpflichtet den Betreiber eines Fernwärmenetzes, die ihm angebotene Wärmeenergie (z.B. Abwärme) in seinem Fernwärmenetz zu nutzen. Die zu definierenden Umstände, zu denen der Fernwärmenetzbetreiber dies akzeptieren muss, hängen v.a. von Temperatur und Druck der Wärme, dem Einspeiseprofil, der Wärmemenge, dem Ort der Einspeisung und den Kosten der eingespeisten Wärme ab. Es gilt für eine nähere Betrachtung des Konzepts genau zu definieren, welche der Parameter von wem, insbesondere durch das Gesetz, vorgegeben werden dürfen bzw. müssen.

Relativ klar erscheint bei diesem Konzept nur, dass die Anforderung zur Bereithaltung ausreichender Back-Up-Kapazitäten beim Fernwärmenetzbetreiber liegt.

3.1.4 Verpflichtung der Industrie zur Einspeisung in das Netz eines nahen Wärmenetzbetreibers

Die gegengleich zur Abnahmeverpflichtung sogenannte Einspeiseverpflichtung verpflichtet den Industriebetrieb, die Abwärme in ein nahes Fernwärmenetz einzuspeisen. Die zu definierenden Umstände, zu denen der Industriebetrieb dies akzeptieren muss, hängen v.a. von der Temperatur, dem Profil, der Wärmemenge, der Entfernung zum Ort der Einspeisung, den Kosten und dem Energieaufwand der Aufbereitung und den Zahlungen durch den Wärmenetzbetreiber ab. Auch für den Wärmenetzbetreiber sind die Umstände, zu denen er eine Einspeiseverpflichtung akzeptieren muss, zu prüfen. Es gilt für eine nähere Betrachtung des Konzepts genau zu definieren, welche der Parameter von wem auf welcher Basis, insbesondere durch das Gesetz, vorgegeben werden dürfen bzw. müssen.

Da auch bei diesem Konzept die Nutzung von Abwärme das Zielkriterium ist, und die Industrie schon zur Einspeisung verpflichtet ist, läge die Anforderung zur Bereithaltung ausreichender Back-Up-Kapazitäten wohl ebenso beim Fernwärmenetzbetreiber.

3.1.5 Angebotsseitige Liberalisierung (Einspeiseauktion)

Eine angebotsseitige Liberalisierung des Wärmemarktes bedeutet für EndkundInnen, dass sie in einem Wärmenetz nur einen Wärmelieferanten wählen können. Dieser Wärmelieferant ist eine unabhängige, nicht-gewinnorientierte Institution und kann auf Basis entsprechender Vorschriften der Wärmenetzbetreiber selbst sein.

Diese Institution ist der Lieferant für EndkundInnen und ist verpflichtet, die zu einem Zeitpunkt benötigte Wärme bereitzustellen. Die Institution, ggf. der Wärmenetzbetreiber, ist von der Produktion entkoppelt und verpflichtet, den günstigsten Wärmeproduzenten den Vorzug zu geben. D.h. für die Wärmelieferung zu einem bestimmten Zeitpunkt ergibt sich eine Einspeiseauktion.

- Der Wärmenetzbetreiber wird zu einem eigenständigen Unternehmen oder Unternehmensteil. Die Kosten des Wärmenetzbetreibers werden vom Regulator kontrolliert und mit einem wettbewerblichen Profitaufschlag (WACC) über Netzentgelte, die von den Netznutzern zu entrichten sind, entschädigt.
- Zu den Bedingungen des Wärmenetzes (Vorgabe der technischen Erfordernisse wie Temperatur) haben Einspeiser diskriminierungsfrei Zutritt zum Wärmenetz. Die Kosten des Netzzugangs sind von den Netznutzern selbst zu tragen.
- Entscheiden sich Kund/innen für Fernwärme, können sie ihren Anbieter nicht frei wählen.
- Regelenergie (hier: Back-Up) wird vom Betreiber des Hauptnetzes ausgeschrieben und fließen in die Netzkosten ein.

Anmerkung: eine Einspeiseauktion, die vom nicht-regulierten Wärmeanbieter ausgeht, wie zB das Konzept „Open District Heating“ (Kapitel 3.2.3.1) von Fortum in Stockholm, basiert zwar auf einem allgemein gültigen Angebot, aber letztlich wird doch ein bilateraler Vertrag abgeschlossen.

3.1.6 Vollliberalisierung

Eine Vollliberalisierung des Wärmemarktes nach Vorbild des Strom- und Gasmarktes ist folgendermaßen zu charakterisieren:

- Der Wärmenetzbetreiber wird zu einem eigenständigen Unternehmen oder Unternehmensteil. Die Kosten des Wärmenetzbetreibers werden vom Regulator kontrolliert und mit einem wettbewerblichen Profitaufschlag (WACC) über Netzentgelte, die von den Netznutzern zu entrichten sind, entschädigt.
- Zu den Bedingungen des Wärmenetzes (Vorgabe der technischen Erfordernisse wie Temperatur) haben Einspeiser diskriminierungsfrei Zutritt zum Wärmenetz. Die Kosten des Netzzugangs sind von den Netznutzern selbst zu tragen.
- Entnehmer können ihren Anbieter – beschränkt nur durch vertragliche Laufzeiten, die ggf. limitiert sind – frei wählen.
- Regelenergie (hier: Back-Up) wird vom Betreiber des Hauptnetzes ausgeschrieben und fließen in die Netzkosten ein.

Im Falle der Vollliberalisierung ist nicht von einer Preisobergrenze (also dem Vorhandensein eines Preisgesetzes) auszugehen.

3.2 Internationale Best Practices der industriellen Abwärmeeinspeisung

Bei der Suche nach Best Practice Beispielen zu organisatorischen bzw. juristischen Vorgaben zur Abwärmeeinspeisung stellten sich v.a. Dänemark und Schweden als interessante Länder heraus. Froning (2013) ergänzt, dass es in Bulgarien, Estland, Polen, Lettland und Tschechien eine grundsätzliche Verpflichtung gebe, Wärme von Drittlieferanten aufzunehmen bzw. darüber zu verhandeln. In Estland und der Slowakei gebe es auch einen „Vorrang“ für KWK und erneuerbare Energien, wenn eine technische Durchführbarkeit, keine Preisnachteile für die Kunden und eine Umweltrelevanz gegeben ist.¹⁶

3.2.1 Dänemark

Raumwärme wurde 2011 in Dänemark zu etwa 50% durch Fernwärme bereitgestellt, wobei 1,55 Mio. Haushalte bzw. 62% mit Fernwärme versorgt werden.¹⁷ Die meisten Fernwärmenetze sind genossenschaftlich organisiert¹⁸ und es werden lange Amortisationszeiten in Kauf genommen (Quelle: Experteninterview). Inwieweit ein Zusammenhang zwischen der Akzeptanz langer Amortisationszeiten und der genossenschaftlichen Organisation (bzw. alternativ mit staatlichen Vorgaben und Anreizen) besteht, ist nicht im Fokus dieses Projekts.

¹⁶ Froning S. (2013): Rechtsrahmen der Fernwärme in den EU-Mitgliedstaaten. Präsentation, Fernwärmetag 2013, Wien.

¹⁷ Ecoheat4eu Project (2011): Overview of National DHC Market – Denmark. Website. <http://ecoheat4.eu/en/Country-by-country-db/Denmark/Overview-of-National-DHC-Market/> (2015-09-30).

¹⁸ *Cooperatives: District heating utilities not established by municipalities were mostly set up as consumer cooperatives. A traditional form of organisation in Denmark, where cooperative supermarkets, savings associations, cable networks, electricity and water distributors etc. still provides services to many people. These cooperatives were and are not run for profit, but to supply services at lowest possible prices.* Quelle: Ecoheat4eu Project (2011): Overview of National DHC Market – Denmark. Website. <http://ecoheat4.eu/en/Country-by-country-db/Denmark/Overview-of-National-DHC-Market/> (2015-09-30).

3.2.1.1 *Historie der Entstehung der gesetzlichen Vorgaben*

Im Jahr 1979 wurde das erste „Heat Supply Law“ erlassen, das weitgehend als Gesetz zur Energieplanung/Energieraumplanung/Energieversorgungsplanung anzusehen ist. In drei Phasen mussten die Gemeinden („local authorities“) zuerst ihre Wärmebedarfe nach Energieträger, Heizsystem und Verbrauchsmenge erfassen, danach ihre weiteren Wärmebedarfe abschätzen und abschließend einen regionalen Plan für die Wärmeversorgung erstellen.¹⁹

Seit dem Jahr 1982 (Novelle 2000) haben Gemeinden die Möglichkeit, eine Anschlusspflicht an das Gas- oder das Wärmenetz auszusprechen. Die Anschlusspflicht gilt sofort für Neubauten, für existierende Bauten muss der Anschluss nach 9 Jahren erfolgt sein. Damit wird sichergestellt, dass für die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Netzes bzw. Netzabschnitts ausreichend Kunden angeschlossen werden bzw. der wirtschaftliche Ausbau des Netzes möglich ist. Staatliche Förderungen können durch die erzielte Risikoabsicherung durch kommerzielle Kredite ersetzt werden.²⁰

Fernwärmenetzbetreiber müssen auf einer kostenreflexiven und nicht gewinnorientierten Basis Wärme (und Elektrizität) anbieten, was sich von der gesetzlichen Entstehung her wahrscheinlich aus dem mehrheitlich genossenschaftlichen oder gebietskörperschaftlichen Eigentum von Energieversorgern in Dänemark ergibt.²¹ Die Kosten der Anbindung an das Fernwärmenetz sind vom Kunden zu tragen. Entnehmer und Einspeiser sind verpflichtet, alle für die Energieplanung/Energieraumplanung/Energieversorgungsplanung notwendigen Informationen bereitzustellen. Jeder „District Council“ ist für die Planung der Wärmeversorgung im Distrikt zuständig. Will ein Akteur eine Wärmeerzeugungsanlage mit mehr als 250 kW errichten, so muss er einen Projektvorschlag an den für die Gemeinde („municipality“) zuständigen District Council richten, worauf die Gemeinde eine sozioökonomische Kosten-Nutzen-Analyse durchführt und – wenn der Vorschlag als die am besten („least detrimental“) geeignete Variante erkannt wurde – schlussendlich eine Baubewilligung ausspricht (Polbocka, 2012).²² In den 1990er-Jahren beschloss die Preiskommission, dass der Wärmepreis nicht die Kosten eines individuellen Boilers übersteigen darf (Andrews et al., 2012, S.41).²³

Der Wärmemarkt ist generell reguliert, weil:

- Konsumenteninteressen würden durch starke Regulierung der Heizpreise sichergestellt, was auch mit der hohen Anzahl an abhängigen Haushalten begründet wird.²⁴
- Die Wärmenetze werden als natürliche Monopole angesehen.²⁵
- Die Energieplanung/Energieraumplanung/Energieversorgungsplanung impliziert einen verringerten Wettbewerb zwischen den Heizsystemen bzw. Energieträgern.²⁶

¹⁹ IEA (k.D.): CHP/DHC Country Scorecard: Denmark. The International CHP/DHC Collaborative. Web: <http://www.iea.org/media/files/chp/profiles/denmark.pdf> (2015-10-08).

²⁰ ebenda.

²¹ ebenda.

²² Polbocka A. (2012): Renewable energy policy database and support – RES-LEGAL EUROPE. National profile: Denmark. Stand 18.11.2014. Web: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/> (2015-10-08).

²³ Andrews D., Krook Riekkola A., Tzimas E., Serpa J., Carlsson J., Pardo-Garcia N., Papaioannou I. (2012): Background Report on EU-27 District Heating and Cooling Potentials, Barriers, Best Practice and Measures of Promotion. JRC Report EUR 25289 EN, 2012.

²⁴ IEA (k.D.): CHP/DHC Country Scorecard: Denmark. The International CHP/DHC Collaborative. Web: <http://www.iea.org/media/files/chp/profiles/denmark.pdf> (2015-10-08).

²⁵ Ecoheat4eu Project (2011): Overview of DHC Legislative Framework – Denmark. Web: http://ecoheat4eu.eu/en/upload/Documents/EcoHeat4EU_Country_pdf/Denmark/Overview%20of%20DHC%20Legislative%20Framework.pdf (2015-10-08).

In Ecoheat4eu (2011) wird ohne Angabe genauerer Details beschrieben, welche Bereiche die Regulierung umfasst:²⁷

- “General purpose ([...])
- Heat planning (also natural gas)
- Expropriations (also natural gas)
- Prices
- Regulatory oversight (prices)
- Mergers and separations of assets, consumers influence
- Technical oversight
- Consumer complaints (consumer protection)
- Public service Obligations
- Penalty clauses etc.”

3.2.1.2 Regulierung bzgl. industrieller Abwärme

Das Gesetz umfasst seit dem Jahr 2000 auch ganz klar Wärme aus industriellen Anlagen: „collective heat-supply plant means any undertaking that operates [...] plants for transmitting heated water or steam from [...] industrial enterprises [...]“.²⁸

Da keine weiteren Details zur Nutzung industrieller Abwärme gefunden werden konnten, wurde auf die Durchführung eines Experteninterviews zurückgegriffen.²⁹ Demnach unterliegt, wie auch dem obigen Gesetzestext entsprechend, die industrielle Überschussenergie den gleichen Regularien wie alle anderen Einspeiser. Auch für die industriellen Einspeiser gilt, dass nur notwendige Kosten im Preis inkludiert werden können; jedoch sei es für industrielle Abwärme möglich (genauso wie für Geo- und Solarthermie sowie Biomasse- bzw. Biogas-KWK oder Biomasse- bzw. Biogas-Heizwerke), zur Anreizung privater Investments einen Profit in die Kosten einzukalkulieren. Neben der Frage der Einberechnung eines Profits sind es v.a. die Besteuerung und die Unsicherheiten auf Seiten der Industrie: die Industrie ist kaum bereit zu investieren, während sich der Fernwärmenetzbetreiber bei einer Investition z.B. in Leitungen der Unsicherheit der Abwanderung der Industrie gegenübersteht. Generell ist in Folge jeder abgeschlossene Vertrag dem Regulator vorzulegen, der hier eingreifen kann.

3.2.2 Schweden

In Schweden kam es im Zuge der Energiemarkt-Liberalisierung auch zu Überlegungen, wonach der Fernwärmemarkt zu regulieren sei, um den Wettbewerb zwischen Strom und Fernwärme neutral zu halten. Bereits im Zuge der Diskussion kam es zu Verkäufen bzw. M&A. Magnussen (2013) begründet dies (i) durch die Meinung der bisher in Besitz befindlichen Gemeinden, dass sich am Wettbewerbsmarkt keine Profite mehr machen ließen, (ii) durch die Budgetsanierung der Gemeinden durch den Verkauf, (iii) sowie durch die Meinung der Gemeinden, dass kleine EVU keine Chance am komplexen und turbulenten Markt hätten. Viele Gemeinden verkauften mit dem Strom-EVU auch das integrierte Fernwärme-EVU. Bis 2011 stabilisierte sich der Markt auf einem Anteil von 40% privat bereitgestellter Fernwärme, danach

²⁶ Ecoheat4eu Project (2011): Overview of DHC Legislative Framework – Denmark. Web: http://ecoheat4.eu/en/upload/Documents/EcoHeat4EU_Country_pdf/Denmark/Overview%20of%20DHC%20Legislative%20Framework.pdf (2015-10-08).

²⁷ ebenda.

²⁸ ebenda.

²⁹ Birger Lauenstein, Manager International Affairs, Danish District Heating Association, Antworten vom 18.8.2015, per E-Mail.

(2012) verkaufte das Unternehmen Fortum alle Fernwärmesysteme außerhalb Stockholms. Fernwärme wurde in Schweden schlussendlich nicht liberalisiert, aber die Bereitstellung durch Private führte zu teils drastischen Preissteigerungen. Dies resultierte im „Fernwärmegesetz“ 2008, wo der Zugang für Drittparteien zum Fernwärmenetz sowie umfangreiche Anforderungen zur Transparenz festgelegt wurden.³⁰

3.2.2.1 Hergang

Froning (2013) skizziert, dass es in Schweden zwei Untersuchungen gab, nämlich eine 2004/2005, welche sich eher gegen eine Zugangsregulierung aussprach, und eine 2009-2011, welche sich eher für eine Zugangsregulierung aussprach, aber wiederum den Widerwillen großer Interessensgruppen auslöste. Im März 2012 habe das Ministerium für Unternehmen, Energie und Kommunikation laut Froning (2013) festgestellt: „Die Möglichkeiten, mehr Wettbewerb einzuführen sind begrenzt. Es gibt keine Anzeichen für übermäßige Profite in der Fernwärme, die den Markt für neue Akteure attraktiv machen würden“.

3.2.2.2 Methode

Im Zuge der Recherchen nach Best Practices wurde deutlich, dass in Schweden der „District Heating Act (2008:263) zur Einspeisung industrieller Abwärme in Fernwärmenetze besteht. Um hinsichtlich der offensichtlich mehrmals stattgefundenen Novellierungen des Gesetzes auf dem aktuellen Stand zu sein, wurde vom Projektteam seitens des Energieinstituts an der JKU Linz auf Basis von Empfehlungen des AIT der Schwedische Fernwärmeverband kontaktiert, für den Hr. Patrik Holmström (Head of Section Business Development and Market Strategy, Swedish District Heating Association) per E-Mail antwortete, indem er einen übersetzten Auszug aus dem Fernwärmegesetz übermittelte.

3.2.2.3 Ergebnis zu rechtlichen Vorgaben

Als ersten Schritt gibt das Gesetz vor, dass eine bilaterale Einigung anzustreben ist.

In § 37 stellt das Gesetz klar, dass ein Fernwärmenetzbetreiber, der eine Anfrage durch einen Akteur erhält, welcher das Fernwärmenetz

- (i) für die Lieferung nutzen möchte (Netznutzung) oder
- (ii) Wärme an dieses abgeben möchte (Einspeisung),

mit diesem in Verhandlung zu treten hat. Diese Anforderung impliziert für den Fernwärmenetzbetreiber die Verpflichtung, eine Einigung über den Zugang mit dem anfragenden Akteur zu gegenseitig akzeptierten Bedingungen („mutually agreed terms“) zu erzielen. Kann keine Einigung über die Netznutzung bzw. die Einspeisung erzielt werden, muss der Fernwärmenetzbetreiber seine Ablehnung begründen.

Als zweiten Schritt gibt das Gesetz einen regulierten Zugang vor.

Wird eine Einigung nach § 37 angestrebt, aber nicht erzielt, so muss der Fernwärmenetzbetreiber nach § 37a dem anfragenden Akteur einen sogenannten regulierten Zugang gewähren („permit a so called regulated access“). Voraussetzung für die Gewährung des regulierten Zugangs ist, dass eine Einspeisung auf Netztemperatur erfolgt und der Einspeiser nicht ans Netz angeschlossen ist oder war.

³⁰ Magnussen D. (2013): District Heating in a Liberalized Energy Market: A New Order? Planning and Development in the Stockholm Region, 1978 – 2012. Thesis, Linköping University. Web: <http://liu.diva-portal.org/smash/get/diva2:605579/FULLTEXT01.pdf> (2015-10-08).

Kann der Fernwärmenetzbetreiber nachweisen, dass ein Risiko durch den Netzzugang besteht („risk that it will suffer damage“), so muss kein Zugang gestattet werden, jedoch ist die Nichtgestattung schriftlich zu begründen. Wahrscheinlich nur in dem Fall, wenn kein begründetes Risiko besteht, muss der Fernwärmenetzbetreiber dem anfragenden Akteur einen Vertragsentwurf anbieten, in dem („reasonable“) der Ort und Zeitpunkt sowie weitere technische Anforderungen angeführt werden (§ 37b). Die („reasonable“) Kosten der Erstellung des Vertragsentwurfs dürfen dem Akteur durch den Fernwärmenetzbetreiber verrechnet werden und sind diesem auf Anfrage zuvor bekanntzugeben. **Folglich basiert auch der regulierte Zugang auf einem bilateralen Vertrag.**

§ 37c gibt vor, dass ein regulierter Zugang auf 10 Jahre zu gewähren ist. Die Investitionskosten des Anschlusses sind vom anfragenden Akteur zu tragen. Der Fernwärmenetzbetreiber ist verpflichtet, eine angemessene (wiederum „reasonable“) Menge abzunehmen und für die bereitgestellte Wärme in dem Ausmaß zu bezahlen, wie er von der bereitgestellten Wärme profitiert.

Unstimmigkeiten in Zusammenhang mit dem regulierten Zugang werden laut § 37d durch den Regulator geklärt.

3.2.2.4 Anwendung des Gesetzes

Nach aktuellem Wissensstand (Open Heat Grid Workshop für „Wien“ am 2016-06-09) fand das Gesetz noch keine Anwendung. Das „Ausschreibungskonzept“, das von Fortum in Stockholm angewandt wird, könnte eine Reaktion auf das Gesetz darstellen.

3.2.3 Bekannte Ansätze zur gewerblich-industriellen Abwärmeeinspeisung

3.2.3.1 „Open District Heating“ in Stockholm/SE

Die Hauptstadt Schwedens Stockholm ist bekannt für ihr Fernwärmenetz, welches schon seit den 1950er-Jahren besteht.³¹ Laut Stamm und Svensson (2010) besitzt das Fernwärmenetz von Stockholm eine Länge von 765 km. Es werden mehr als 6.000 Kunden mit ungefähr 5.700 GWh versorgt. Etwa 60 % des gesamten Wärmebedarfs werden von Fernwärme abgedeckt.^{32,33}

Grundsätzliche Bestimmungen und Gesetze leiten sich vom „District Heating Law“ ab, welches 2008 in Kraft trat. Das vorrangige Ziel war es, die Position der Fernwärmekonsumenten durch die Verpflichtung der Unternehmen zu transparenten Preisen zu stärken.³⁴

Der Fernwärmenetzbetreiber in Stockholm, der finnische Konzern Fortum, hat das „Open District Heating“ (eingetragene Marke) genannte Geschäftsmodell gestartet, bei dem Dritte (im Pilotprojekten v.a. Rechenzentren) in das Fernwärmesystem einspeisen können, wobei eine Entschädigung zu „Marktpreisen“ erfolgt (Informationen auf <http://www.opendistrictheating.com>, Stand 2015-10-09).

Fortum erlaubt es den Netzkunden mit der eigenen Produktion zu konkurrieren und dann einzuspeisen, wenn die Bereitstellung günstiger erfolgt als durch Fortum. Der sogenannte „Marktpreis“ (diese Bezeichnung durch Fortum wäre im ökonomisch-theoretischen Sinne nicht

³¹ Frederiksen S. & Werner S., 2013. District Heating and Cooling., Kapitel 12.1., Seite 542

³² Stamm R. & Svensson T., 2010. Data Center Energy Efficiency „Outside the Box“ How judicious site selection can save energy, reduce life-cycle costs, and lower data center carbon emissions to zero or below., Seite 3

³³ Magnusson D., 2013. District Heating in a Liberalized Energy Market: A New Order?, Kapitel 3., S. 46

³⁴ Magnusson D., 2013. District Heating in a Liberalized Energy Market: A New Order?, Kapitel 1., S. 10

haltbar), zu denen Netzkunden einspeisen können, leitet sich aus den Produktionskosten von Fortum ab. Das Geschäftsmodell sieht so aus, dass die Teilnehmer bei Einspeisung zu diesem „Marktpreis“ den Großteil der monetären Einsparung erhalten („most of the benefits“), jedoch auch den Großteil der Investitionskosten (und damit das primäre Risiko) zu tragen haben. Drei Preise werden festgelegt:³⁵

- Einspeisung von Wärme in den Fernwärme-Vorlauf: Es besteht die Option, zum aktuellen „first-rate“ „Marktpreis“ in den Wärmevorlauf einzuspeisen.
- Einspeisung von Wärme in den Fernwärme-Rücklauf: Es besteht die Option, zum aktuellen „second-rate“ „Marktpreis“ in den Wärmerücklauf einzuspeisen.
- Einspeisung von Wärme in den Fernkälte-Rücklauf: Es besteht die Option, zum aktuellen „third-rate“ „Marktpreis“ in den Kälterücklauf einzuspeisen.

Es kann interpretiert werden, dass es sich beim Vorgehen von Fortum um einen Ansatz zur proaktiven Begegnung mit dem „District Heating Law“ handelt. Einerseits werden betriebswirtschaftlich für Einspeiser klare Bedingungen fixiert. Andererseits sieht sich Fortum – als den „Marktpreis“ festlegender Akteur – einem risikoarmen, alle variablen (Energie) und fixen (Kraftwerksabschreibungen) Kosten beachtenden, betriebswirtschaftlichen Erfolg gegenüber.

3.2.3.2 „Sustainable Steel City“ in Sheffield/UK

Die Website der Association for Decentralised Energy (Stand 2015-10-09) beschreibt das Fernwärmenetz von Sheffield als das aktuell größte im Vereinigten Königreich: In Sheffield werden aktuell 2.800 Haushalte und 140 öffentliche Gebäude mit Fernwärme versorgt. In einem durchschnittlichen Jahr werden dabei 120 GWh an Wärme zum Kunden geliefert (http://www.theade.co.uk/chp-with-district-heating_187.html).³⁶

Die Potenzialstudie „Sustainable Steel City: Heat Storage and Industrial Heat Recovery for a District Heating Network“ von Raine et al. (2014)³⁷ erforscht die potenzielle Nutzung von Abwärme der ortsansässigen, energieintensiven Stahlindustrie in Sheffield und Umgebung. Dazu werden Potenziale der beiden Stahlproduzenten untersucht und ein gemeinsames Potenzial von 4,7 MW festgestellt. Ein weiterer Stahlproduzent in Rotherham weist ein Potenzial von 10,9 MW aus.

Die Abgastemperatur der Stahlwerke liegt zwischen 600 °C und 1.500 °C. 70 °C – 110 °C sind für die Fernwärme in Sheffield geeignet. Kühlwasser unter 70 °C können nur mit Hilfe einer Wärmepumpe nutzbar gemacht werden. Für 2 der 3 Stahlwerke wäre ein Neubau einer Fernwärmeleitung von 1,5 km beziehungsweise 2 km nötig. Ein Meter Fernwärmeleitung kostet in Großbritannien zwischen 630 Euro und 1.390 Euro (Raine et al., 2014).³⁸

³⁵ Gunnarsson L. (2012): Fortum – Open District Heating. Präsentation, 26.4.2012. Web: http://rhc-platform.org/fileadmin/2012_RHC_Conference/Day_1_-_26.04/P_120426_1530_SessionE_Lena_Gunnarsson.pdf (2015-10-09).

³⁶ The Association for Decentralised Energy [online] Available at: http://www.theade.co.uk/chp-with-district-heating_187.html [Zugriff am 14.07.2015]

³⁷ Raine R., Sharifi V., Swithenbank J., Hinchcliffe V., Segrott A., 2014. Sustainable Steel City: Heat Storage and Industrial Heat Recovery for a District Heating Network. http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/Konferenser/DHC14/Proceedings/_3.2%20Rob%20Raine%20SUSTAINABLE%20STEEL%20CITY%20HEAT%20STORAGE%20AND%20INDUSTRIAL%20HEAT%20RECOVERY%20FOR%20A%20DISTRICT%20HEATING%20NETWORK.pdf

³⁸ ebenda.

3.2.3.3 Industrielle Abwärme mit Speicher in Lindesberg/SE

Die Stadt Lindesberg liegt im Süden Schwedens und ist eine Industriestadt mit metallverarbeitenden Betrieben und einer großen Kartonfabrik. Diese Kartonfabrik versorgt 98 % (82.000 MWh) der 8.700 Einwohner und 40-60 Nichtwohngebäude mit Abwärme (Land Oberösterreich, 2008).³⁹

Laut Land Oberösterreich, 2008⁴⁰ wird die Abwärme der Kartonfabrik mit heißem Prozessdampf von 480 °C auf die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes von 86 °C gebracht.

Der privatrechtliche Vertrag zwischen der Kartonfabrik und dem Energieversorger (Linde energy) wurde 1999 geschlossen und läuft noch bis zum Jahr 2019. Zwei akute Probleme wurden dabei gelöst und in eine Win-Win-Situation verwandelt. Die Kartonfabrik hatte Probleme mit der Abwärme wegen gestiegener Produktion und der Energieversorger Probleme mit einer Wärmepumpe, die die jetzt verbotene Substanz R12 beinhalten. Die Wärmepumpe konnte durch die genutzte Abwärme vollständig ersetzt werden.⁴¹

Ein 46 Meter hoher Speichertank wird laut Energy and Climate, ohne Datum zum Speichern der Abwärme genutzt, um das Angebot an Abwärme besser mit der Nachfrage abstimmen zu können. Die Abwärme wird danach bei Bedarf über eine 18 km lange Fernwärmeleitung von der Kartonfabrik in die Stadt Lindesberg gebracht.⁴²

3.2.3.4 Industrielle Abwärmeeinspeisung Marienhütte, Graz/AT

Die Stadt Graz wird seit 1963 durch die Energie Graz GmbH & Co KG (vormals Stadtwerke Graz) mit Fernwärme versorgt. Es werden 58.000 Wohnungen in Graz beheizt (Energie Graz, 2015)⁴³. Die Hausanlage ist durch einen Wärmetauscher vom Fernwärmenetz getrennt. Das Warmwasser gelangt über ein 260 km langes Fernwärmenetz zum Kunden. Die Temperatur liegt dabei zwischen 70 °C und maximal 120 °C und fließt dann mit 50 °C wieder ins Heizwerk zurück (Bucar et al., 2006)⁴⁴. Laut Tieber (2011)⁴⁵ stehen ihr dafür folgende Fernwärmeerzeuger zur Verfügung:

- Kraftwerk Mellach
- Kraftwerk Werndorf I + II
- Heizwerk Puchstraße
- Solaranlage Liebenau
- Solaranlage AEVG
- CMST Magna Steyr (Abwärme)
- Stahlwerk Marienhütte (Abwärme)

³⁹ Land Oberösterreich, 2008. Industrielle Abwärmenutzung. [Online] Available at: http://www.land-oberoesterreich.gv.at/files/publikationen/us_industrielle_abwaerme.pdf [Zugriff am 16 03 2015] Seite 13

⁴⁰ Land Oberösterreich, 2008. Industrielle Abwärmenutzung. [Online] Available at: http://www.land-oberoesterreich.gv.at/files/publikationen/us_industrielle_abwaerme.pdf [Zugriff am 16 03 2015]

⁴¹ Persson S., Hjelm O., Gustafsson S., ohne Datum. Development of excess heat-based district heating – A case study of the development of excess heat-based district heating in two Swedish communities. Seite 7

⁴² Energy and Climate, ohne Datum. [Online] Available at: <http://pida.billerudkorsnas.com/Documents/Sustainability/Energy-and-climate.pdf> [Zugriff am 19 03 2015]

⁴³ Energie Graz GmbH & Co KG, 2015. Online: <http://www.energie-graz.at/energie/fernwaerme/fernwaerme> [Zugriff am 18.06.2015]

⁴⁴ Bucar G., 2006. Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze. Seite 83

⁴⁵ Tieber M., 2011. Stadtrechnungshof der Landeshauptstadt Graz – Effizienz, Nutzen und Zukunftspotenzial von Fernwärmeanschlüssen sowie Prüfung der Verwendung von Mitteln aus der Feinstaubrücklage. Seite 20

Die Marienhütte Stahl- und Walzwerk GmbH in Graz stellt durch die zentrale Lage mitten in Graz einen gut integrierbaren Produzenten von Abwärme dar, welche ohne lange Leitungen und die damit verbundenen Wärmeverluste in das örtliche Fernwärmenetz eingespeist werden kann. Bis zum Jahr 2000 erfolgte eine Einspeisung von unter 10 GWh/a, dann wurde die Einspeisung in drei Jahren auf etwa 40 GWh/a gesteigert. In den letzten Jahren erfolgte nochmals eine Steigerung auf etwa 60 GWh/a.⁴⁶

3.2.3.5 Überlegungen zur Nutzung industrieller Abwärme in Hamburg/DE

Die *Fernheizkraftwerk Hamburg GmbH* initiierte das erste Fernwärmenetz in Hamburg im Jahr 1921 als Ersatz für Kohle wegen der hohen Kosten nach dem ersten Weltkrieg. Hamburg verfügt heute (Stand 2013) über ein 746 km langes Fernwärmenetz, welches heißes Wasser als Energieträger nutzt. Im Jahr 2006 wurden 11,6 PJ Wärme an die Kunden geliefert. Wichtige Verbindungen befinden sich im Westen der Stadt, ausgehend vom Heizkraftwerk Wedel zur Innenstadt und im Süd-Osten der Stadt, ausgehend vom Heizkraftwerk Tiefstack ebenfalls zur Innenstadt. Zur Bedienung des Wärmebedarfs stehen der Stadt Hamburg folgende Wärmeerzeuger zur Verfügung: Heizkraftwerk Wedel (KWK), Heizkraftwerk Tiefstack (KWK), MVB/AVG Borsigstraße, Heizwerke Hafen.

Das Kohlekraftwerk Wedel erfordert offensichtlich einen baldigen Ersatz bzw. Renovierung. Expertisen zeigen, dass industrielle Abwärme zur Nutzung als Fernwärme zur Verfügung stünde, davon allein 60 MW von einer Kupferindustrie.⁴⁷

3.3 Betrachtete Konzepte

Hier werden Konzepte herausgearbeitet, welche für die Evaluierung in AP 8 vorgeschlagen wurden. Diese möglichen Konzepte der gesetzlichen Organisation der Abwärmeeinspeisung wurden gewählt, weil sie wissenschaftlich interessante, polare Konzepte oder häufig diskutierte Konzepte darstellen. Die möglichen Konzepte werden in diesem Papier primär beschrieben, d.h. sie werden nicht hinsichtlich der Umsetzbarkeit bzw. Details ihrer Umsetzung analysiert. Zur ausführlichen Evaluierung in Endberichtsteil 8 werden die drei Konzepte herangezogen, wobei dann eine Verschneidung des regulierten Zugangs nach Vorbild des schwedischen Fernwärmegesetzes mit dem Konzept der Abnahmeverpflichtung erfolgt.

Die Auflistung der folgenden Konzepte bedeutet nicht, dass es die Meinung der Autoren ist, dass diese Konzepte ideale gesetzliche Lösungen darstellen. Diese Evaluierung erfolgt anschließend für die ausgewählten Konzepte im Endberichtsteil 8.

⁴⁶ Schnitzer H., Schmied J., Titz M., 2012. Study on the potential of internal and external heat utilisation in the energy intensive industry of Styria/Austria. Seite 539

⁴⁷ Website des B.U.N.D. (2015): Ersatz Kraftwerk Wedel: Fernwärme muss deutlich klimafreundlicher werden. Artikel vom 22.September 2015. Web: [http://bund-hamburg.bund.net/nc/presse/pressemitteilungen_hamburg/detail/artikel/ersatz-kraftwerk-wedel-fernwaerme-muss-deutlich-klimafreundlicher-werden/?tx_ttnews\[backPid\]=4655&cHash=d028baff4c36f251dcd8f90a89e35a55](http://bund-hamburg.bund.net/nc/presse/pressemitteilungen_hamburg/detail/artikel/ersatz-kraftwerk-wedel-fernwaerme-muss-deutlich-klimafreundlicher-werden/?tx_ttnews[backPid]=4655&cHash=d028baff4c36f251dcd8f90a89e35a55) (2015-10-09).

3.3.1 Voll liberalisierung auf Anbieter- und Kundenseite

Entsprechend Vorbild: Strom- und Gasmarkt

Entsprechend der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes wird ein liberalisierter Wärmemarkt untersucht.

- Das Wärmenetz wird betrieblich von der Wärmeproduktion getrennt und reguliert. Die Kosten von Netzausbau und -betrieb werden dem Wärmenetzbetreiber zu Wettbewerbspreisen über Entgelte von den Netznutzern rückerstattet.
- Der Anschluss für die Einspeisung in das Wärmenetz (bis inkl. der Übergabestation⁴⁸) erfolgt genauso wie der Anschluss zur Entnahme diskriminierungsfrei zu Kosten des Netznutzers (Abnehmer oder Einspeiser). Die Einspeisung kann nur zu Mengen und Temperaturen erfolgen, wie sie für das Netz bzw. das Netzgebiet festgelegt wurden, ansonsten ist wie im Stromnetz (vgl. Direktanschluss zu Trafostationen wegen für das Netz zu hoher Leistungen/Lasten) ein höheres Netzzutrittsentgelt zu entrichten.
- Kunden können sich frei für einen Lieferanten entscheiden.
- Die Versorgung bei unerwarteten Erzeugungs- oder Abnahmeschwankungen („Regelenergie“) wird durch den Betreiber des Wärmenetzes (sofern Subnetze bestehen durch den Betreiber des Primärnetzes) durch Auktion am Markt sichergestellt.

Wenngleich diesem Konzept aufgrund der in 2.3.1 diskutierten wirtschaftlichen und organisatorischen Herausforderungen kaum realistische Umsetzungschancen eingeräumt werden, stellt diese Extremvariante den Gegenpol zur reinen privatrechtlichen Vereinbarung dar, ist daher von wissenschaftlichem Interesse und soll in AP8 betrachtet werden.

3.3.2 Ausschreibungskonzept (Fortum / Stockholm)

Vorbild: Fortum Fernwärme / Stockholm

Bekanntgabe des Preises/kWh, zu dem ins Wärmenetz eingespeist werden kann

- Der Wärmenetzbetreiber bleibt, wie im Status Quo, alleine für das Wärmenetz und die Wärmelieferung zu den Kund/innen verantwortlich.
- Neben der Bereithaltung seiner bisherigen eigenen Produktionskapazitäten (nunmehr auch als Back-Up für ausfallende Zukäufe) ist er jedoch verpflichtet, die Einspeisung von Wärme in sein Wärmenetz einen Tag im Voraus für eine bestimmte Stunde auszuschreiben. Der bezahlte Preis/kWh hat den Grenzkosten der eigenen Produktion zu entsprechen.
- Die Einspeisung zum ausgeschriebenen Preis/kWh in das Wärmenetz muss nur dann zugelassen werden, wenn die Einspeisung zu den gegebenen Temperaturen und Drücken des Wärmenetzes erfolgt.
- Der Anschluss für die Einspeisung in das Wärmenetz (bis inkl. der Übergabestation) erfolgt zu Kosten des Einspeisers.

⁴⁸ Für alle hier betrachteten Konzepte gilt, dass die Übernahme der Kosten nicht impliziert, dass die Übergabestation als Teil des Netzes fortan im Eigentum des Wärmenetzbetreibers stehen kann.

Ein wesentlicher Aspekt, der ebenso Klärung bedarf, ist, ob hier ein Gleichheitsgrundsatz für alle, die zu dem Preis zur Einspeisung bereit sind, anzuwenden ist, oder ob Vorteile für Menge bzw. Ort der Einspeisung weitergegeben werden können. Zu klären/regeln ist auch, was passiert, wenn zum „bekanntgegebenen Preis“ so viel Einspeisung angeboten wird, dass diese den Verbrauch übersteigt.

Es erfolgt eine Evaluierung dieses Konzepts in AP8, weil es als positive Initiative auf einer privatrechtlichen Basis angesehen werden kann.

3.3.3 Abnahmeverpflichtung

Vorbild: Stakeholder-Forderung

Verpflichtung, Einspeisung in das Wärmenetz zuzulassen

- Der Wärmenetzbetreiber bleibt, wie im Status Quo, alleine für das Wärmenetz und die Wärmelieferung zu den Kund/innen verantwortlich.
- Neben der Bereithaltung seiner bisherigen eigenen Produktionskapazitäten (nunmehr auch als Back-Up für ausfallende Einspeisung Dritter) ist der Wärmenetzbetreiber nunmehr verpflichtet, die Einspeisung in sein Wärmenetz zuzulassen, wenn die Einspeisung zu den gegebenen Temperaturen und Drücken des Wärmenetzes erfolgt. Die Einspeisung kann jederzeit erfolgen, maximal aber zu jener Kapazität, die am Einspeisepunkt abtransportiert werden kann bzw. zum aktuellen Verbrauch der Kunden.
- Der Einspeiser hat für die Kosten des Anschlusses bis inkl. der Übergabestation aufzukommen, wobei die Kosten für den Einspeiser maximal zum erstmöglichen Einspeisepunkt oder zum bestehenden Hauptnetz des Wärmenetzbetreibers anfallen.
- Der Wärmenetzbetreiber hat für die Einspeisung eine Vergütung/kWh in Höhe der Grenzkosten der eigenen Produktion zu leisten.

Ein wesentlicher Aspekt, der ebenso Klärung bedarf, ist, ob hier ein Gleichheitsgrundsatz für alle, die zu dem Preis zur Einspeisung bereit sind, anzuwenden ist, oder ob Vorteile für Menge bzw. Ort der Einspeisung weitergegeben werden können. Zu überlegen ist auch, was passiert, wenn zum (ggf. von mehreren Einspeisern) so viel Einspeisung angeboten wird, dass diese den Verbrauch übersteigt.

Es erfolgt eine Evaluierung dieses Konzepts in AP8. Dabei wird dieses Konzept mit dem weitgehend kongruenten Konzept des „regulierten Zugangs“ gemäß 3.3.4 kombiniert. Beide Konzepte erschienen den Konsortialpartnern als gleich interessant.

3.3.4 Cost-Benefit-Analyse und „regulierter Zugang“ nach Schwedischem Gesetz

Vorbild: schwedisches Fernwärmegesetz

Modell, das eine bilateral freiwillige Lösung anstrebt, aber zu einer Abnahmeverpflichtung führt, wenn sich ein Einspeiser der Wirtschaftlichkeit sicher ist.

- Will ein Einspeiser ein bestehendes Wärmenetz für die Lieferung nutzen (Netznutzung) oder Wärme an dieses abgeben (Einspeisung), muss der Wärmenetzbetreiber mit dem Einspeiser in Verhandlung treten. Alle technischen und wirtschaftlichen Aspekte (Menge, Profil, Temperaturen, Ort der Einspeisung, Preis der Abwärme, Back-Up-Kapazitäten, Sicherheiten, etc.) stehen zur Diskussion. Diese Anforderung impliziert das Ziel, eine Einigung über den Zugang mit dem anfragenden Akteur zu gegenseitig akzeptierten Bedingungen zu erzielen.

- Wird keine Einigung erzielt, so muss der Wärmenetzbetreiber dem anfragenden Einspeiser einen sogenannten regulierten Zugang gewähren. Voraussetzung ist, dass eine Einspeisung auf Netztemperatur erfolgt und der Einspeiser nicht ans Netz angeschlossen ist/war. Der Wärmenetzbetreiber bietet einen Vertragsentwurf an, in dem der Ort der Einspeisung sowie weitere technische Anforderungen angeführt werden.
- Ein regulierter Zugang ist auf 10 Jahre zu gewähren. Der Wärmenetzbetreiber ist verpflichtet, eine angemessene Menge abzunehmen.
- Die Investitionskosten des Anschlusses sind vom Einspeiser zu tragen. Der Wärmenetzbetreiber ist verpflichtet, für die bereitgestellte Wärme in dem Ausmaß zu bezahlen, wie er davon profitiert.
- Unstimmigkeiten in Zusammenhang mit dem regulierten Zugang werden durch den Regulator geklärt.

Es erfolgt eine Evaluierung dieses Konzepts in AP8. Dabei wird dieses Konzept mit dem Konzept der Abnahmeverpflichtung (3.3.3) kombiniert, weil das Teilkonzept des „regulierten Zugangs“ diesem weitgehend entspricht.

4 Lessons learned

4.1 In Zusammenhang mit Best Practices

Die einzigen beiden Länder, die andere bzw. über Förderungen hinausgehende politische Instrumente zur Einspeisung industrieller Abwärme in bestehende Wärmenetze nutzen, sind Dänemark und Schweden.

Froning (2013) stellt fest, dass es in Europa kein Beispiel für eine erfolgreiche Öffnung von Fernwärmenetzen gibt. „Preisregulierung ist in jenen Ländern ausgeprägt, in denen die Marktanteile am höchsten und die sozialen Auswirkungen am größten sind (hoher Anteil der Energiekosten an den Haushaltsausgaben)“.⁴⁹

Andere Länder, auch Österreich, verfügen insofern über Best-Practice-Beispiele, als dass die industrielle Abwärmeeinspeisung technisch erfolgreich gelöst wurde und es zur tatsächlichen Einspeisung kommt, was auch das Finden einer vertraglichen Lösung impliziert.

Das Finden dieser vertraglichen Lösung ist keineswegs einfach, da ungleich den klaren Vorgaben im Strom- oder Gasnetz weitere wesentliche Kriterien der Wärmeeinspeisung wie Mengen, Profil, Einspeisepunkte, Back-Up-Kapazitäten, Speicher und Zahlungen vertraglich zu regeln sind.

Trotz des rechtlichen Vorbild-Charakters von Dänemark und Schweden haben diese Länder diese Probleme ebenso nicht umfassend lösen können: Schweden schreibt beim regulierten Netzzutritt eine Einspeisung auf dem Temperaturniveau des Vorlaufs vor bzw. kann der Wärmenetzbetreiber (mit „nachvollziehbarer“ Begründung) den Zutritt verweigern, wenn damit die Netzstabilität unterminiert würde; beides erscheint auf Basis der Ergebnisse aus AP5 nachvollziehbar. In Dänemark gilt die implizite Verpflichtung für die überwiegend genossenschaftlich oder transparent-öffentlich organisierten Wärmeunternehmen, auf die günstigste zur Verfügung stehende Wärmequelle zurückzugreifen. Wahrscheinlich sind die Transparenz und Kontrolle sowie die Durchführung der Kosten-Nutzen-Analysen der Umsetzung einer Abwärmeeinspeisung förderlich, letztendlich lösen aber auch diese Vorschriften nicht die Komplexität; die Lösung bleibt wiederum dem Einzelfall und damit den bilateralen Vereinbarungen überlassen.

4.2 In Zusammenhang mit den Konzepten

Die Vielzahl an wesentlichen Kriterien, die für eine Beurteilung der Einspeisung industrieller Abwärme heranzuziehen wäre, führt auch zu einer Vielzahl an möglichen Theorie-basierten regulatorischen Konzepten. Einzelne theoretische Ansätze wie Vorschriften splitten sich auf, je nachdem welche dieser Kriterien definiert werden. Damit spiegeln sie die Komplexität des Lösungsfindungsprozesses wieder, der offensichtlich auch in Dänemark oder Schweden gegeben ist.

⁴⁹ Froning S. (2013).