

# OPEN HEAT GRID

## Endberichtsteil 5 / 8

---

### Marktdesign-bedingte, gesetzliche und regulatorische Barrieren sowie hemmende technische Standards für die Etablierung eines Hybridnetzes

D5.1/D5.2 Konsequenzen einer Nichtintegration von Strom- und Gasnetztarifen sowie unterschiedlicher Marktdesigns in den Bereichen Wärme bzw. Strom/Gas in einem zukünftigen Hybridnetz.

Juni 2016

Energieinstitut an der JKU Linz

Simon Moser

Unter Mitarbeit von: Bachmann (OMV), Begluk (TU Wien - ESEA), de Bruyn (Energieinstitut an der JKU), Fazeni (Energieinstitut an der JKU), Gawlik (TU Wien - ESEA), Haider (voestalpine), Köfinger (AIT), Lindorfer (Energieinstitut an der JKU), Maier (TU Wien - ESEA), Puntigam (voestalpine), Steinmüller (Energieinstitut an der JKU), Tichler (Energieinstitut an der JKU)



## Überblick zu den Berichtsteilen aus Open Heat Grid – es handelt sich um den Berichtsteil 5 / 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 Abwärmenutzung**. 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

<b>1</b>	<b>Einführung.....</b>	<b>3</b>
1.1	Ziel dieses Dokuments.....	3
1.2	Methode .....	3
<b>2</b>	<b>Übersicht der Ergebnisse.....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Ergebnisse des Expertenworkshops.....</b>	<b>5</b>
3.1	Vom Energieträger Strom zu Gas (zur Abgabe ins Gasnetz) und Wärme.....	5
3.2	Vom Energieträger Gas zu Strom und Wärme.....	7
3.3	Vom Energieträger Abwärme zu Strom und Fernwärme.....	8
3.4	Querschnittsthemen.....	10
<b>4</b>	<b>Ergebnisse der Experteninterviews.....</b>	<b>11</b>
4.1	Strom zu Gas, Gas zu Strom und Fernwärme .....	11
4.2	Power-to-Heat .....	11
4.3	Abwärme zu Fernwärme.....	12
<b>5</b>	<b>Nichtintegrative Marktdesigns .....</b>	<b>14</b>
5.1	Nichtintegration Strom-Gas: Marktverzerrende Konsequenzen aus einer ähnlichen, aber nicht den anderen Energieträger bzw. das andere Netz beachtenden Regulierung bzw. Entgeltsetzung .....	14
5.2	Unterschiedliche Marktdesigns .....	15

# 1 Einführung

## 1.1 Ziel dieses Dokuments

Dieser Endberichtsteil soll Marktdesign-bedingte, gesetzliche und regulatorische Hemmnisse sowie gängige technische Standards identifizieren und analysieren, welche für die Etablierung eines Hybridnetzes eine Barriere darstellen. Die Kenntnis dieser Hemmnisse und Barrieren wird – um deren Beachtung zu gewährleisten – als wesentlich für die weiteren Arbeiten in den Endberichtsteilen 6 (gegenseitige Abstimmung der Gas- und Stromnetzentgelte), 7 (Konzepte für Vorgaben zur Einspeisung von Abwärme) und 8 (Evaluierung dieser Konzepte) angesehen.

## 1.2 Methode

Die Analyse dieses Endberichtsteils (Arbeitspakets 5) basiert auf einem Workshop und ergänzenden Experteninterviews. Der Workshop wurde als interner Workshop durchgeführt, da die meisten für Österreich identifizierten ExpertInnen aus den projektbeteiligten Organisationen Energieinstitut an der JKU Linz, AIT, TU Wien – ESEA, OMV und voestalpine stammen. Weitere ExpertInnen werden über Interviews, basierend auf den Ergebnissen des Workshops, eingebunden.

Beim Workshop wurde eingangs die Fragestellung erläutert. Daraufhin wurden drei Fragebögen ausgeteilt: Ein Fragebogen behandelte den Übergang vom Energieträger Strom zu den Energieträgern Gas und Wärme. Ein weiterer Fragebogen den Übergang vom Energieträger Gas zu Strom und Wärme. Der dritte den Übergang von Wärme zu Gas noch als technisch weit entfernt anzusehen ist, projektspezifischer nach dem Übergang von Abwärme zu Strom und Fernwärme. Alle Fragebögen waren derart gestaltet, dass zuerst am linken Rand die Technologien der Übergänge angeführt werden, und am rechten Rand die Hemmnisse beschrieben werden, wobei die Hemmniskategorien „Eigentumsaspekte, Marktdesign“, „Tarifizierung“, „Standardisierung“ und „Gesetze und Steuern“ vorgegeben waren. Die Fragebögen waren von den TeilnehmerInnen in Eigenarbeit (Dauer: etwa 30-45 min) auszufüllen. Anschließend wurden die einzelnen Eintragungen zusammengefasst, gegebenenfalls diskutiert und daraus entstandene neue Erkenntnisse notiert. Am Energieinstitut an der JKU Linz wurde bereits vorab eine Einbindung der MitarbeiterInnen durchgeführt, und die entstandenen Ergebnisse wurden in die Zusammenfassung integriert.

Experteninterviews richten sich insbesondere an Energieversorger bzw. Fernwärmebetreiber. In Anbetracht des auf Großwärmernetze festgelegten Fokus wurden Experten aus Graz, Salzburg, Wien und Linz interviewt.

## 2 Übersicht der Ergebnisse

*Diese Übersicht ist nicht als Kurzfassung der Ergebnisse dieses Berichtsteils (Arbeitspakets 5) anwendbar, da viele Ergebnisse spezifisch für die Übergänge zwischen zwei Energieträgern vorliegen, sie ist aber als Zusammenschau wiederkehrender Kernaussagen anzusehen.*

**Steuern und Abgaben:** Kohle-, Elektrizitäts- und Erdgasabgabe sowie Mineralölsteuer sind derart festzusetzen, dass sie in der Lieferkette zum Endkunden nicht mehrfach verrechnet werden. Eine Klarstellung, wann eine energetische Verwendung vorliegt, insbesondere ob sekundäre Outputs eines nichtenergetischen Prozesses dazuzählen, ist zu definieren. Analog sind die Festlegung von Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag zu überprüfen.

**Abgestimmte Netzentgelte:** Strom- und Gasnetzentgelte decken die Kosten der jeweiligen Netzinfrastruktur ab und verrechnen diese im Idealfall kostenreflexiv an die Netznutzer. Durch die fortan verstärkt auftretenden (neuen) Übergänge zwischen den Energieträgern ist eine Abstimmung der jeweiligen Netzentgelte erforderlich, die unter Beachtung der Interessen innerhalb des jeweiligen Netzes die Wirtschaftlichkeit der Übergänge zwischen den Energieträgern möglichst wenig beeinflusst. Dabei ist für Fernwärmenetze zu beachten, dass diese nicht reguliert sind und sich hinsichtlich technischen Gegebenheiten untereinander und selbst in sich unterscheidenden.

Die **neuen Koppeltechnologien** können in einer bestimmten Betriebsweise als Systemdienstleistungen im weiteren Sinne insbesondere für das Stromnetz (zB Unterstützung der Spannungshaltung) angesehen werden. Befreiungen für Systemdienstleistungen sind möglich (vgl. neue Pumpspeicherkraftwerke) und sind hier zu diskutieren.

**Energieraumplanung:** Eine hybride Energieraumplanung bzw. auch Siedlungsplanung erscheint sinnvoll, auch um gegebenenfalls einen volkswirtschaftlich ineffizienten, parallelen Gas- und Wärmenetzausbau zu vermeiden (Stichwort Vorranggebiete). Der Bau von Heizwerken ist bei bestehenden Abwärmepotenzialen insbesondere auf diese alternative Bereitstellungsvariante hin zu prüfen.

**Organisatorische Aspekte / Kommunikation:** Die Experteninterviews zeigen auf, dass eine intensivierete Kommunikation zwischen den Akteuren eine Basis für das Finden von wirtschaftlichen Lösungen, also eine Win-Win-Situation für beide Seiten, sein kann. Zeitgleich zeigt sich, dass auch die unternehmensinterne Kommunikation zu intensivieren ist, insbesondere wenn verantwortliche Personen unterschiedlichen Abteilungen oder Fachrichtungen angehören; Vorgaben anderer Fachrichtungen scheinen als gegeben bzw. unumstößlich akzeptiert zu werden, eine parallele Zielverfolgung wird nicht initiiert.

## 3 Ergebnisse des Expertenworkshops

### 3.1 Vom Energieträger Strom zu Gas (zur Abgabe ins Gasnetz) und Wärme

Technologien: Power-to-Gas (Power-to-Hydrogen (Elektrolyse) und Power-to-Methan (Elektrolyse plus Methanisierung)), Power-to-Heat (Wärmepumpe, Kältemaschine, Heizstab)

#### 3.1.1 Für beide Transformationsrichtungen gültige Hemmnisse

#### 3.1.2 Hemmnisse für Power-to-Heat

Power-to-Heat-Anlagen unterliegen im klassischen Betrieb mit Strombezug aus dem Netz Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag. Dies gilt auch, wenn die Power-to-Heat-Anlage als Back-Up genutzt wird. (D.h. dass die Ökostrompauschale auch dann anfällt, wenn der Einsatz nur wenige Stunden pro Jahr erfolgt.)

Wird Power-to-Heat mittels direkter Verstromung (Widerstandskessel oder Elektrodenkessel) durchgeführt, kann eine beliebige Wärmequalität (Temperatur) erreicht werden. Wärmepumpen dagegen sind aus wirtschaftlichen Überlegungen eher dann geeignet, wenn es ausreichend ist, dass die erzeugte Wärme auf einem möglichst niedrigeren Temperaturniveau liegt; die Möglichkeit zur (wirtschaftlichen) Erzielung der erforderlichen Wärmequalität, die zB für ein Fernwärmenetz erforderlich ist, ist zu überprüfen.

Aktuell gibt es bei der Elektrizitätsabgabe eine Freigrenze für Endkunden von 5.000 kWh für die eigene Nutzung von selbst erzeugtem nicht erneuerbaren Strom (dann Abgabe für die gesamte erzeugte Menge) sowie einen Freibetrag von 25.000 kWh für die eigene Nutzung von selbst erzeugten erneuerbaren Strom (dann Abgabe für die Menge über 25.000 kWh).

#### 3.1.3 Hemmnisse für Power-to-Gas

Die Einspeisung und der Abtransport der aus Power-to-Gas gewonnenen Gasmengen sind hinsichtlich der Funktion als Koppelstelle im Hybridnetz wesentlich. Damit kommen auch im Gasnetz Fragen von Marktdesign und eigentumsrechtlichen Aspekten bzw. impliziten Zutrittsbarrieren auf. Aktuell existieren nur wenige Gas-Einspeisepunkte in Österreich. Für die Einspeisung von Wasserstoff bzw. CH<sub>4</sub> aus Power-to-Gas fehlt in Österreich noch eine definitive Rechtssicherheit, denn das Gesetz regelt nur die Einspeisung von Erdgas und biogenen Gasen;<sup>1</sup> aktuell existiert allerdings eine Interpretation zur legalen Einspeisung, die von den meisten Marktteilnehmern getragen wird. Eine saubere EU-Richtlinien-konforme (2009/73/EG Erdgasbinnenmarkttrichtlinie) Umsetzung (Gleichstellung mit Erdgas und biogenen Gasen) wird daher empfohlen.

Hinsichtlich der Qualität und der aus Power-to-Gas gewonnenen, dem Gasnetz zuführbaren Gasmengen, ist eine nähere Betrachtung der gesetzlichen Standardisierung von Gas erforderlich: Die ÖVGW-Richtlinien G 31 und G B 220 legen die erforderliche Gasqualität im Erdgasnetz fest und definieren, dass zu keiner Zeit ein Wasserstoffanteil von 4 vol.-% überschritten werden darf. Dieser Grenzwert gilt auch für das eingespeiste Gas. Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen kann also – sofern keine Methanisierung vorgenommen wird – immer nur in einem Gemisch mit Erdgas eingespeist werden. In einer überwiegenden Zahl der

---

<sup>1</sup> § 3 Abs. 1 Z 1 GWG 2011 und § 7 Abs. 4 GWG 2011

Anwendungsfälle muss somit Erdgas zum Zwecke der Vermischung mit dem Wasserstoff zunächst aus dem Erdgasnetz bezogen und sodann (nach erfolgter Zumischung) wieder eingespeist werden. In anderen Worten: Die Gasqualität muss bereits direkt am Einspeisepunkt eingehalten werden; dies bedeutet, dass Erdgas entnommen und Wasserstoff beigemischt werden muss, bevor dieses Gemisch letztendlich in das Erdgasnetz eingespeist wird. Hier ergibt sich die Situation des Anfallens von Netzentgelten<sup>2</sup> für das nur zum Mischen benötigte und nachher am selben Standort wieder an das Netz abgegebene Gas – und damit sich die rechtliche Frage einer möglichen Doppelbelastung. Eine Befreiung dieser Mengen vom Netznutzungsentgelt für Entnehmer und Einspeiser (§ 73 GWG 2011) würde eine erhebliche und vor allem gerechtfertigte Kostenerleichterung darstellen.

In anderen Ländern gelten andere Qualitätsvorgaben. Die Gasqualität ist wahrscheinlich auch deswegen standardisiert, weil es sich bei Gaszählern um Volumens-, nicht um Energiezähler handelt. Die Gasqualität könnte sich bei Zuführung von Wasserstoff aus Power-to-Gas auch in Subnetzbereichen (und sogar von Entnehmer zu Entnehmer) unterscheiden. Aktuell legt die E-Control Brennwerte nur für Großnetzbereiche fest. CNG-Tankstellen bzw. die Tanks der Erdgasautos sind auf ein Maximum von 2% Wasserstoff ausgelegt. Diese Anforderung übersteigt bereits die aktuelle Anforderung von 4%. Regulatorisch und technisch stellt sich die Frage, ob in unterschiedlichen Subnetzen unterschiedliche Gasqualitäten erforderlich und möglich sind.

Aus der gesetzlichen Mindestanforderung nach 96% Methan leitet sich ab, dass Power-to-Gas-Anlagen in Österreich in einer Situation, in der bereits Erdgas mit einem 4%-igen Wasserstoffanteil an der österreichischen Grenze geliefert wird, keine Einmischung von Wasserstoff vor der Wiedereinspeisung durchführen können. Wenn die 4%-Spanne nicht ausgenutzt wird, in Österreich aber mehrere bzw. größere Power-to-Gas-Anlagen bereitstehen, bleibt offen, wer Wasserstoff einspeisen darf bzw. ob eine Vorrangregelung definiert werden muss. (Dies ist in Analogie zur Beeinflussung der Versorgungsqualität im Stromnetz durch PV-Anlagen zu sehen.)

Zudem ist eine eindeutige Regelung hinsichtlich der Entrichtung der Elektrizitätsabgabe durch Power-to-Gas-Anlagen erforderlich. Gemäß § 2 Z 2 Elektrizitätsabgabegesetz ist „elektrische Energie, soweit sie für die Erzeugung und Fortleitung von elektrischer Energie, von Erdgas oder von Mineralöl verwendet wird“, von der Elektrizitätsabgabe befreit. Somit ist davon auszugehen, dass auch der für die Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff oder synthetischem Erdgas (die jeweils den ÖVGW Richtlinien G 31 und G B 220 zu entsprechen haben) notwendige Elektrizitätseinsatz von der Elektrizitätsabgabe befreit ist.

Ebenfalls von der Elektrizitätsabgabe befreit ist nach § 2 Z 3 Elektrizitätsabgabegesetz „elektrische Energie, soweit sie für nichtenergetische Zwecke verwendet wird“. Nach den Richtlinien zum Elektrizitätsabgabegesetz des Bundesministeriums für Finanzen liegt eine nichtenergetische Verwendung sowohl bei chemischer oder physikalischer Verwendung als auch bei der Verwendung zur Zersetzung oder Umsetzung von Stoffen zur Elektrolyse vor. Aktuell ist die Regelung für Power-to-Gas-Anlagen zur Entrichtung des Ökostromförderbeitrags unklar. Nach § 48 Abs. 1 ÖSG 2012 „ist von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern ein Ökostromförderbeitrag im Verhältnis zu den jeweilig zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten“. Von den Netznutzungs- und Netzverlustentgelten sind neue „Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas“ gemäß § 111 Abs. 3 EIWOG 2010 allerdings befreit. Eine klare

---

<sup>2</sup> § 73 GWG 2011

Feststellung bzw. Verankerung bzgl. des Ökostromförderbeitrags durch Power-to-Gas-Anlagen ist für die Herstellung von Rechtssicherheit von Bedeutung.

Für Power-to-Gas gilt es, gleich wie für die Koppelrichtung Gas zu Strom, die Strom- und Gasnetzentgelte abzustimmen. Netzentgelte sollten so gestaltet werden, dass die Netzkomponente die betriebswirtschaftliche Entscheidung für/gegen eine Transformation des Energieträgers so gering wie möglich beeinflusst. Dabei muss selbstredend eine Beachtung der Anforderungen der jeweiligen Netze an die Netzentgeltstruktur erfolgen.

## 3.2 Vom Energieträger Gas zu Strom und Wärme

Technologien: KWK („groß“, Mini, Mikro), GuD, Gasturbine, Brennstoffzellen (Hochtemperatur inkl. Abwärmenutzung, Niedertemperatur zur reinen Stromerzeugung), Gaskessel, Gasmotor, chemische Reaktionen / Reaktionsenthalpien, Erdgasentspannungsturbine

### 3.2.1 Für beide Transformationsrichtungen gültige Hemmnisse

Hinsichtlich der Vorgaben zur Nutzung von Erdgas ist insbesondere auf den EU Emissionshandel (Zertifikatspreise) zu verweisen.

Für die Organisation der Hybridnetzauslegung ist wesentlich, wo sich im Hybridnetz Lasten und Leistungen befinden und in welcher Art Koppelstellen betrieben werden. Der Anlagenfahrplan einer endkundenseitigen KWK-Anlage impliziert Lasten im Gasnetz, aber je nach Art des Betriebs und des Fahrplans gegebenenfalls auch eine Einspeisung ins Strom- oder Wärmenetz.

### 3.2.2 Hemmnisse Gas to Power

Die staatliche Förderlandschaft ist komplex und kaum abgestimmt: je nach Stromquelle werden unterschiedliche bzw. unterschiedlich hohe bzw. unterschiedlich gestaltete (Einspeisung, Investitionszuschuss, Garantien, ...) Förderungen vergeben.

Energiesteuern (speziell Elektrizitäts- und Erdgasabgabe) sind so zu gestalten, dass rechtlich klar ist, ob sie bei einer bestimmten Anwendung eines Energieträgers anfallen, und dass sie auf dem Weg zum Endkunden nur einmal anfallen: zB ist die Befreiung von der Erdgasabgabe für Brennstoffzellen unklar, weil einerseits die nichtenergetische Nutzung klar ausgenommen ist, andererseits aber die zweitrangige, indirekte energetische Nutzung (Transport, Raumwärme, Eigenstrom) nicht ausgenommen ist.

Die Integration von Bestandsanlagen, zB von verfügbaren Kapazitäten u.a. bei Endkunden, soll genutzt werden. Es ergeben sich technische, wirtschaftliche und rechtliche Fragen hinsichtlich Abhängigkeiten, Sicherheiten, Vertragswerk, etc. Die Bereithaltung von Stromerzeugungskapazitäten kann eine Systemdienstleistung darstellen. Im Umfang dieses Themas ist auch auf die laufende Diskussion über Kapazitätsmärkte zu verweisen.

Für die Koppelrichtung Gas zu Strom gilt es, gleich wie für Power-to-Gas, die Strom- und Gasnetzentgelte abzustimmen. Netzentgelte sollten so gestaltet werden, dass die Netzkomponente die betriebswirtschaftliche Entscheidung für/gegen eine Transformation des Energieträgers so gering wie möglich beeinflusst. Dabei muss selbstredend eine Beachtung der Anforderungen der jeweiligen Netze an die Netzentgeltstruktur erfolgen.

### 3.2.3 Hemmnisse Gas zu (Fern-)Wärme

Die klassischen Technologien für die Umwandlung von Gas (Erdgas) zu (Fern-)Wärme, Gasthermen und Gaskessel, sind bewährte und marktgängige Technologien. Sowohl in



industriellen Prozessen als auch bei stromgeführten Mikro-KWK-Anlagen oder Brennstoffzellen ist die Menge und Qualität der entstehenden Überschusswärme für eine weitere Nutzung, zB für die Abgabe in das Wärmenetz, maßgeblich. Die Eigentumsstruktur im Wärmenetz erfordert bilaterale Verhandlungen; diese Aufwände sind als Zugangsbarriere anzusehen. Generell gilt es bei der Wärmeerzeugung aus Gas zu prüfen, inwieweit technisch, wirtschaftlich, gegebenenfalls versicherungstechnisch oder rechtlich die Notwendigkeit einer Redundanz (Back-Up, siehe insbesondere im Kapitel Abwärme zu Fernwärme) besteht. (Die Lokalität des Wärmenetzes impliziert im Vergleich zum überregionalen Strom- oder Gasnetz, dass Ausfälle oder Erzeugungsschwankungen nicht überregional ausgeglichen werden können.

Eine hybride Energieraumplanung bzw. auch Siedlungsplanung erscheint sinnvoll, auch um gegebenenfalls einen volkswirtschaftlich ineffizienten, parallelen Gas- und Wärmenetzausbau zu vermeiden (Stichwort Vorranggebiete).

### 3.3 Vom Energieträger Abwärme zu Strom und Fernwärme

Technologien: Stirling, Schukey-Rotationskolben-Maschine, Wärmepumpe (thermisch betriebene / elektrisch betriebene, Rotations-WP?), Dampfturbine, KWK-Wärme-Auskoppelung, Peltier-Thermogenerator, Abhitze-Kessel, Wärmetauscher, ORC Organic Rankine Cycle, Heißluftturbine

Es wurden keine Hemmnisse für die innerbetriebliche Verstromung von industrieller Abwärme angesprochen. Wenn Abwärme auf einem hohen Temperaturniveau vorliegt, wird diese von den Industrien genutzt und unterliegt auch keinen rechtlichen Beschränkungen.

#### 3.3.1 Hemmnisse Abwärme zu Fernwärme

Aus organisatorischer Sicht wäre die Einspeisung von Abwärme in ein bestehendes Fernwärmenetz möglich. Abseits der hier ausgeklammerten (bzw. am Ende dieses Unterkapitels kurz betrachteten) wirtschaftlichen Barrieren sind Eigentumsrechte bzw. das Fernwärme-Marktdesign für eine Realisierung maßgeblich. Es bedarf der Vertragsentwicklung inkl. Preisverhandlungen und Einspeiseprofilabstimmungen mit dem Fernwärmebetreiber.

Während Strom und Gas klar gesetzlich bzw. über Normen standardisiert sind, ist Abwärme bzw. allgemein Wärme als Energieträger nicht definiert. Wärmemengenzähler messen nur den Energiegehalt des Heißwassers (Wassermenge mal Differenz aus Vor- und Rücklauftemperatur) und urteilen nicht über andere Qualitäten (Druck, Temperatur). Qualitätsvorgaben des Wärmenetzbetreibers für eine Einspeisung unterscheiden sich sowohl von Fernwärmenetz zu Fernwärmenetz als auch netztopografisch innerhalb dessen. Die Qualität wird vom Fernwärmenetzbetreiber vorgegeben und sind teils historisch gewachsen.

Für die Integration der Abwärme in das Fernwärmenetz ist ein bestimmtes Temperaturniveau erforderlich. Bei geringeren Temperaturniveaus im Fernwärmenetz wäre Abwärme aus technischer Sicht leichter einzuspeisen, es wären eine höhere eingespeiste Menge und auch mehr Abwärmelieferanten möglich. Eine inflexible Haustechnik in Form von aktuell bei Endkunden verbauten Wärmetauscher-Kapazitäten (Flächen) sowie die der Lieferung zugrundeliegenden Verträge machen bestimmte Vor- und Rücklauftemperaturen notwendig und damit verbindlich. Installateure und Fernwärmebetreiber müssten gemeinsam und parallel an einer Senkung arbeiten.

Abwärme kann dazu beitragen, Temperatur- oder Druckniveaus im Fernwärmenetz (nur) dort anzupassen, wo dies benötigt wird (zB Netzperipherie). Auf Basis der Netztopologie können

mögliche Einspeisepunkte, idealerweise so nahe wie möglich an der Abwärmequelle, abgeleitet werden.

Industrien müssen beim Bau von Neuanlagen oder bei umfassenden Neuerungen die Standards für „Best Available Technologies“ (BAT) erfüllen. Die Erfüllung der damit verbundenen Vorgaben ist mit anfänglichen Investitionskosten (Upfront Costs) verbunden, woraus sich ein Hemmnis zur gegebenenfalls notwendigen nachträglichen Umgestaltung einer bestehenden Anlage zur Ermöglichung der Abwärmeauskoppelung ergeben kann, da selbst bei einer kleinen genehmigungspflichtigen Anlagenänderung stets die gesamte Anlage auf den neuesten Stand zu bringen ist.

Für die energieintensive Industrie ist von Interesse, ob Abwärme, wenngleich diese per Definition vorrangig der Nutzung eines Brennstoffs im Prozess entstammt, eine CO<sub>2</sub>-Gutschrift im EU Emissionshandel erzielen kann, wenn sie als Fernwärme Endkunden zugeführt wird.

### 3.3.2 Exkurs: wirtschaftliche Hemmnisse Abwärme zu Fernwärme

Die Einspeisung ist mit dem Erfordernis einer umfangreichen Investition in die Abwärmeauskoppelung, -zuleitung und -übergabe verbunden. Die Zuleitung ist abhängig von der Distanz der Wärmequelle zum topographisch optimalen Einspeisepunkt. Für die Auskoppelung können Personalressourcen anfallen.

In den Bereich des wirtschaftlichen Risikos ist auch die langfristige Sicherstellung der Verfügbarkeit der Abwärme einzuordnen. Neben der möglichen Abwanderung von Industriebetrieben besteht auch die Möglichkeit einer umfangreichen Prozessumstellung. Beides kann zu einem Ende der Abwärmelieferung führen und stellt damit ein Risiko hinsichtlich der Investitionskosten für die Abwärmeeinspeisung und für die Sicherstellung der Wärmeversorgung dar. Analog könnte mit einem Eigentümerwechsel eine Änderung der Investitionsentscheidung einhergehen, zB über die Vorgabe anderer Amortisationszeiten. Überbetriebliche Geschäftsmodelle (Contracting) könnten Risiko und Verfügbarkeit auslagern.

Die kurzfristige Sicherstellung, d.h. die Vorgangsweise bei ungeplantem Ausfall der Abwärmelieferung, ist vertraglich zu regeln. Die Abwärmelieferung ist stark mit Prozessfluktuationen und im ungünstigsten Fall mit Prozessausfällen verbunden. Daraus folgt eine technische, wirtschaftliche, ggf. versicherungstechnische oder rechtliche Notwendigkeit der Bereitstellungs-Redundanz sowie ein Risikomanagement bei (Ab-)Wärme. Dies gilt für alle Anlagen der Fernwärmebereitstellung (zB KWK), trifft aber aufgrund der höheren (auch erwarteten) Fluktuation verstärkt auf Abwärme zu.

Weitere wirtschaftliche Hemmnisse sind: Stadtnahe Industriebetriebe sehen sich vielen im Umkreis wohnenden Mitarbeitern gegenüber, welche Interesse an einer Finanzierung der Infrastruktur haben könnten. Für Crowd-Funding bestehen aber umfangreiche gesetzliche Barrieren. Gerade in sich im Entwicklungsprozess befindlichen Fernwärmenetzen bietet die Anschlusspflicht für Endkunden eine Vermeidung von wirtschaftlichem Risiko auf der Ertragsseite.

### 3.4 Querschnittsthemen

Das Hybridnetz als Speicher- und Transportmedium steht in Konkurrenz zu anderen Lösungen, v.a. zu Speichertechnologien und Stromlastverschiebungen („Demand Response“). Bei Speichern sind es v.a. die auf ein einzelnes Netz bezogenen Speicher, konkret also Stromspeicher, Gasspeicher, Wärmespeicher (sensible und latente, thermochemische) und Stoffspeicher (zB Strom zu Methanol). Demand Response kann in einem Prozess besonders dann angewandt werden, wenn Puffer im Prozess existieren. Zu diesen Puffern gehören neben Speichern von Energieträgern sogenannte Energiedienstleistungsspeicher, das sind zB Lager von Materialien (vgl. Holzplatz bei Zellstoffindustrie, Steinlager im Bergbau), wodurch nach- oder vorgelagerte Prozesse nicht gestoppt werden müssen. Der Eingriff von Energieversorgern oder Energiedienstleistern in Kundenanlagen („hinter Zähler“) ist rechtlich komplex (Sicherheit, Hoheit, etc.) und es mangelt an standardisierter Versorger-Kunden(anlagen)-Kommunikation.

Im Energieträger Strom stehen angesichts der fortschreitenden Entwicklung zum „Smart Grid“ einige gesetzliche und regulatorische Regelungen zur Disputation. Darunter die Nutzung von PV für mehr als eine Kundenanlage, die sich hinter unterschiedlichen Stromzählern befinden (Stichworte „Mieterstrommodelle“, „Microgrids“). Auch die externe Nutzung von selbst erzeugtem Strom ist aktuell noch nicht möglich, zB die mittägliche Ladung des privaten E-Cars beim Arbeitgeber mit dem bei der heimischen PV-Anlage erzeugten und über das öffentliche Netz zum Arbeitgeber transportierten Stroms.

Für die Vermarktung der Fernwärme wäre eine Herkunftskennzeichnung des Wärme-Produkts möglich: ähnlich zur Herkunftskennzeichnung von Strom kann auch für Wärme der genutzte Energieträger (Strom, Gas, Abwärme, etc.) bzw. wiederum dessen Herkunft (hier zB Biogas, Ökostrom, etc.) ausgezeichnet werden. Ähnlich könnte die Vermarktung von Gas durch eine Herkunftsbezeichnung (mit der Quelle Ökostrom im Fall von Power-to-Gas-Anlagen) vorangetrieben werden.

## 4 Ergebnisse der Experteninterviews

Im Expertenworkshop wurde diskutiert, wer des Weiteren in die Fragestellung der nichtwirtschaftlichen Hemmnisse eines Hybridnetzes einzubinden ist. Auf Basis dieser Diskussion wurden die folgenden Personen befragt.

- Linz AG – Hubert Pauli und Gerfried Berger
- Wien Energie – Aarno Rapottnig
- Kelag Wärme – Adolf Melcher
- Grazer Energieagentur – Ernst Meißner
- Salzburg AG – Daniel Reiter

Die Befragung dieser Experten umfasste auch die Themen des Arbeitspakets 7 (Endberichtsteil 7). Daher wird hier aus den Protokollen zusammenfassend jener Teil wiedergegeben, der sich mit den Aspekten des Hybridnetzes beschäftigt.

### 4.1 Strom zu Gas, Gas zu Strom und Fernwärme

Die Transformationsrichtung Strom zu Gas war kein Kernthema der durchgeführten Interviews. Die Technologien für die Umwandlung von Gas zu Strom bzw. zu Wärme sind ebenso kein wesentliches Thema der durchgeführten Interviews, da die aktuell wirtschaftlichen Technologien in Form von Gasturbinen, Gasbrennern und KWK marktgängig und erprobt sind.

Damit lag der Fokus auf der Wirtschaftlichkeit der Umwandlung von Gas zu Strom und/oder Fernwärme. V.a. wurde darauf hingewiesen, dass die aktuellen Großhandelspreise für Strom nicht mehr alleine die Gaskosten decken können und damit die Kosten der Fernwärme ansteigen. Die KWK werden in Folge wärmegeführt betrieben. Zur Vermeidung des Einsatzes der KWK oder der Gaskessel/-brenner ist Abwärme eine interessante Alternative, speziell in den Wintermonaten. Steigt der Strompreis wieder an, bzw. erhöht sich der Strompreis-Gaspreis-Spread („spark spread“), wird die KWK wieder verstärkt und bevorzugt eingesetzt.

### 4.2 Power-to-Heat

Power-to-Heat ist für Fernwärmeversorger ein aktuelles Thema. Die Salzburg AG hat soeben die Errichtung einer 15 MW starken Power-to-Heat-Anlage im Speicher des KWK Salzburg Nord abgeschlossen. Die Linz AG hat angesichts der guten Bedingungen (Anschluss an 110 kV-Leitung, Speicher, 30 MW Fernwärmebedarf im Sommer) eine Power-to-Heat-Anlage geprüft. Die Wien Energie (größter Fernwärmespeicher hat 800 MWh) hat ebenso den Bau einer Power-to-Heat-Anlage mit 20 MW erwogen.<sup>3</sup>

Power-to-Heat wurde in den vergangenen Jahren auch durch den günstigen Strompreis an den Großhandelsmärkten zunehmend wirtschaftlich interessant. Handelt es sich um normalen Netzbezug, sind Stromnetzentgelte in Höhe von etwa 20 Euro/MWh sowie die Elektrizitätsabgabe von 15 Euro/MWh zu entrichten.

Besonders im Sommer sind die Großhandelspreise für Strom wirtschaftlich interessant bzw. liegt Strom zu teils negativen Preisen vor. Der Sommer ist jedoch für Fernwärmeversorger jener Zeitraum, in denen Wärme aus anderen Quellen vorliegt. Die Fernwärmeversorger stimmen in der Aussage überein, dass Power-to-Heat auf Basis des klassischen Netzbezugs aufgrund der hohen Netzkosten und Abgaben wirtschaftlich uninteressant ist.

<sup>3</sup> Außerhalb der durchgeführten Experteninterviews ist auf die Power-to-Heat-Anlage im Kraftwerk Riedersbach (Energie AG OÖ) mit 2x 4MW Widerstandskessel.

Eine Möglichkeit, die Netzkosten zu vermeiden, bietet die Nutzung einer Direktleitung aus der KWK- zur Power-to-Heat-Anlage. In jenen Zeiträumen, in denen die KWK zur Wärmeproduktion läuft und der Strompreis wirtschaftlich uninteressant ist, kann die Power-to-Heat-Anlage direkt gespeist werden. Dazu ist es erforderlich, dass der Wärmebedarf höher ist als die von der KWK erzeugte Wärme und alternative Öl- oder Gasspitzenkessel substituiert werden können. Die Zeiträume, in denen der geringe Stromverkaufspreis und der hohe Wärmebedarf zusammenfallen, sind auf wenige Stunden im Jahr limitiert, womit ein auf diesen Zweck ausgerichteter Einsatz einer Power-to-Heat-Anlage ebenfalls unwirtschaftlich wäre.

Die Nutzung rein als Back-Up-System, um Wartungsarbeiten an anderen Wärmeproduzenten zu überbrücken, sind ein Benefit einer bestehenden Power-to-Heat-Anlage, spielen aber angesichts der vielen Produktionsanlagen (inkl. Spitzenkessel) in größeren Wärmenetzen kaum eine Rolle für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Alle Fernwärmeversorger stimmen darin überein, dass Power-to-Heat sich aktuell rein aus der Teilnahme am negativen Regelenergiemarkt finanzieren kann. Dann entfallen die Netzentgelte sowie die Kosten des Strombezugs, Einnahmequelle ist die auktionierte Abgeltung der zugesicherten Abnahmeleistung (auch ohne Anforderung) sowie die ebenfalls auktionierte kWh-Abgeltung. Die Nutzung von Power-to-Heat am Regelenergiemarkt erfordert einen Fernwärmespeicher, da Power-to-Heat bei Abruf der Regelenergie und nicht bei Fernwärmebedarf gefahren wird. Gerade im Sommer ist es deswegen erforderlich, die Wärme zu puffern, um sie später bzw. zeitlich verteilter bereitstellen zu können. Die Nutzung von Power-to-Heat am Regelenergiemarkt bedeutet eine Fernwärmeezeugung zu jenen Zeitpunkten, wenn Prognosefehler am Strommarkt eintreten. Der schwer prognostizierbare Einsatz stellt eine zusätzliche (wenngleich handhabbare) Komplexität bei der Fernwärmeversorgung dar.

### 4.3 Abwärme zu Fernwärme

Der Fernwärmeversorger folgt bei der Nutzung der Wärmequellen für die Fernwärmebereitstellung – ähnlich der Merit Order im Strombereich – dem Ansatz der geringsten Grenzkosten. D.h. zuerst kommen jene Kraftwerke zum Einsatz, die aus anderen Gründen betrieben werden (Müllverbrennungsanlagen MVA) bzw. die, zB aufgrund von Förderungen, wirtschaftlich am günstigen betrieben werden (Biomasseanlagen). Es zeigt sich für die Städte Linz und Wien, dass diese Anlagen den Sommerbedarf weitgehend decken.

Die MVA, ggf. in Kombination mit den Biomasse-KWK, erzeugen ausreichend Wärme zur Deckung des Fernwärmebedarfs in den Sommermonaten. Gerade in den Sommermonaten wäre aufgrund des erhöhten industriellen Kühlbedarfs auch eine Einspeisung der Abwärme aus den energieintensiven Industriebetrieben interessant.

Wahrscheinlich ist wegen wirtschaftlichen und umweltrelevanten Aspekten (Geruch, Emissionen, Zersetzung) ein Ganzjahresbetrieb der MVA notwendig und Lagerungen des Mülls/Abfalls und damit saisonale Verschiebungen der erzielbaren Wärmeproduktion nur sehr eingeschränkt möglich. Neben der Lagerung erscheint hier auch die Kraftwerkskapazität, also die Möglichkeit, den angesammelten Müll/Abfall dann zu verwerten, als wesentlicher, limitierender Parameter.

Die thermische Verwertung von Müll/Abfall erscheint als Notwendigkeit. Die Positionierung einer entsprechend großen Anlage in der Nähe einer Stadt, welche die Fernwärme nutzen kann, ist energetisch und wirtschaftlich zweckmäßig. Besteht jedoch die stadtnahe Möglichkeit zur Abwärmenutzung aus der energieintensiven Industrie, sollte beim Bau von MVA zukünftig

die primärenergetische und volkswirtschaftliche Sinnhaftigkeit hinsichtlich der Örtlichkeit hinterfragt werden. Dies bedeutet für eine neu zu errichtende MVA, dass eine Situierung nahe einem Fernwärme abnehmenden Ballungsraum, der jedoch keine wesentliche Industrie aufweist, zu empfehlen ist.

Um die Temperatur der Abwärme nicht auf das Temperaturniveau des Vorlaufs anheben zu müssen, ist eine Einspeisung von vorhandener Abwärme in den Rücklauf des Fernwärmenetzes in Betracht zu ziehen. In der KWK-Anlage bzw. im Heizwerk entfällt damit aber die Möglichkeit, die Abgastemperaturen (also quasi die Abwärme des Hauptprozesses) selbst für die Erwärmung des Rücklaufs zu nutzen. Ein kühlerer Rücklauf wird von den Energieversorgern auch deshalb als positiv angesehen, weil aufgrund des Carnot'schen Wirkungsgrades die Stromausbeute erhöht werden könne und damit die Effizienz der KWK weiter steigt.

Des Weiteren wäre ein kühlerer Rücklauf durch eine effektivere Entnahme auf Endkundenseite zu begrüßen, dass also der Kunde bei gleicher Durchlaufrate dem Netz mehr Wärme erzieht, d.h. das durchlaufende Warmwasser stärker abkühlt. Da nicht mehr Leistung abgenommen als benötigt wird, müsste der Volumenstrom reduziert werden und die Pumpkosten würden sich verringern; bzw. könnte bei gleichem Volumenstrom eine Steigerung der transportierten Leistung des Netzes ohne Ausbau erreicht werden. Jedoch ist eine geringere Vor- bzw. Rücklauftemperatur durch die historische Entstehung der Wärmenetze nicht möglich, denn diese musste damals hinsichtlich des hohen Temperaturniveaus im Vor- und Rücklauf auf den Ersatz von Ölzentralheizungen ausgelegt sein und damit auf die damals gängigen kleinflächigen Wärmetauscher. Diese müssen zumindest die für Legionellen erforderlichen 60° erzielen, wodurch Beschränkungen zur Senkung der Vor- als auch Rücklauftemperatur gegeben sind. Eine Umstellung müsste bei den schlechtesten Übergabestationen bzw. Verbrauchseinheiten ansetzen und würde sich über Jahre erstrecken.

Hinsichtlich der Einspeisung von Abwärme lässt sich zusammenfassen:

- Eine Einspeisung der Abwärme in den Vorlauf wird von den Fernwärmebetreibern deutlich bevorzugt. Dies setzt natürlich die entsprechenden Temperaturen und Drücke voraus.
- Eine Einspeisung der Abwärme in den Vorlauf kann überall im Fernwärmenetz, wo dies die Netzkapazität zulässt, erfolgen.
- Die Abwärme wird durch den übernehmenden Fernwärmebetreiber in der „Wärme-Merit-Order“ beurteilt.
- Störungen der Einspeisung industrieller Abwärme können auftreten und können mit einem Produktionsausfall der Industrie in Zusammenhang stehen. Diese Störungen sind vertraglich zu regeln, wobei die Industrie hier Anreize hat, nicht die Kosten des Backups für die Zeitdauer der Störung zu übernehmen, jedoch auch starken Anreizen unterliegt, einen Produktionsausfall schnellstens zu beheben.

## 5 Nichtintegrative Marktdesigns

Die Marktdesigns bzw. die Regulierung der Energieträger bzw. Energieträgernetze für Strom, Gas und Wärme müssen in einem Hybridnetz, also ein über (vermehrte, günstigere, smarte) Koppelungstechnologien verbundenes Netz der drei Energieträger, aufeinander abgestimmt sein, um wirtschaftlich optimale Entscheidungen zu erlauben und flexibel auf Veränderungen zu reagieren können.

Die Marktdesigns bzw. die Regulierung dürfen daher nicht „**verzerrend**“ wirken. „Verzerrend“ wird hier wie folgt definiert:

*„Wenn aufgrund von Netzkosten, Steuern und Abgaben der Preis des umgewandelten Produkts nicht rein vom Preis des eingesetzten Energieträgers und des Wirkungsgrads abhängt.“*

Das heißt, „nicht verzerrend“ wären Umwandlungen zwischen Energieträgern, bei denen der Endpreis den Ausgangskosten multipliziert mit dem Wirkungsgrad entspricht: das wäre bei 30% Wirkungsgrad dann der Fall, wenn 30 kWh Gas aus 100 kWh Strom erzeugt werden und diese 30 kWh Gas 30/100 von 100 kWh Strom kosten würden. Wenn Netzentgelte, Steuern und Abgaben diese Relation ändern, werden hier die Preise des Umwandlungsprodukts als „verzerrt“ bezeichnet (Achtung: daraus ist nicht abzuleiten, dass die Preise „ökonomisch ineffizient“ sind).

Unverzerrtheit ist **in der Praxis nicht gegeben**, da zur Gewährleistung der langfristigen Wirtschaftlichkeit Fixkosten und weitere variable Kosten der Energieträgerumwandlung eingepreist werden müssen. Durchschnittspreisansätze oder Gestehungskosten sind daher in der Praxis anzuwenden. Die im Rahmen dieser Arbeit zu beurteilende Verzerrung ist aber jene, die sich aus der Umlegung der signifikant hohen, von den Netznutzern über die unterschiedlichen Netzentgelte zu tragenden Netzkosten ergibt: entweder sie wirken sich sehr stark auf die Investition in die Umwandlungstechnologie, in den Fixkosten des Betriebs aus, oder sie verzerren durch Arbeitsentgelte die oben dargestellte Relation.

### 5.1 Nichtintegration Strom-Gas: Marktverzerrende Konsequenzen aus einer ähnlichen, aber nicht den anderen Energieträger bzw. das andere Netz beachtenden Regulierung bzw. Entgeltsetzung

Für das Strom- und Gasnetz ist schon heute eine Regulierung in Kraft und diese Regulierung bzw. das Marktdesign gestaltet sich in den Grundsätzen ähnlich (freie Lieferanten, regulierte monopolistische Netzbetreiber). Ebenfalls ist schon jetzt insbesondere zwischen diesen beiden Netzen/Energieträgern eine verstärkte bidirektionale Interaktion abzusehen. Marktverzerrende Konsequenzen aus einer ähnlichen, aber nicht den anderen Energieträger bzw. das andere Netz beachtenden Regulierung werden aufgezeigt.

Strom und Gas verfügen beide über eine hohe Exergie, was eine Umwandlung in den jeweils anderen Energieträger technisch relativ effizient möglich macht (zu Wirkungsgraden von 30% und mehr).

Die Netzentgeltsystematik soll also kostendeckend sein. Sodann ist es aber zielführend, (i) die Entgeltkomponenten hinsichtlich ihrer Anreizwirkung optimal einzusetzen und (ii) Verzerrungen zu vermeiden. Auf die Zielsetzungen und die optimale Gestaltung wird im Deliverable zum Arbeitspaket 6 (Endberichtsteil 6) umfassend eingegangen.

## 5.2 Unterschiedliche Marktdesigns

Verglichen mit den Netzen von Strom und Gas ist die Regulierung des Wärmenetzes signifikant unterschiedlich. Das Monopol des Wärmenetzbetreibers gegenüber seinen Wärmekunden bzw. -abnehmern ergibt sich nicht nur aufgrund des Netzeigentums, sondern auch durch die nur kurze mögliche Transportdistanz. Marktverändernde Konsequenzen in einem zukünftigen Hybridnetz (zusätzliche dezentrale Mikro-KWK, Nutzung von Abwärme) werden im Folgenden aufgezeigt:

Das Wärmenetz wird durch das Preisgesetz reguliert. Diese Preisregulierung betrifft, wenn sie überhaupt zum Einsatz kommt, den endkundenseitigen Höchstpreis für die gelieferte Wärme. Mit Ausnahme von Gesetzen zu Förderungen ist das Wärmenetz nicht rechtlich geregelt. Dem gegenüber stehen mit Strom und Gas zwei Netze, welche umfassend und mit jeweils einem eigenen Gesetz liberalisiert bzw. reguliert wurden. Inwieweit eine Regulierung des Wärmenetzes (überhaupt) erforderlich bzw. zielführend ist, um wirtschaftlich effiziente Einspeiser den Zutritt zum Netz zu ermöglichen, wird in Endberichtsteil 8 erörtert.

Ein wesentlicher Punkt ist, wie im vorigen Unterkapitel beschrieben, dass die Übergänge zwischen den Netzen möglichst unverzerrt stattfinden. Der Umwandlung von Wärme auch auf geringeren Temperaturniveaus zu Strom (und in Folge zu) Gas ist zwar technisch grundsätzlich möglich, aber relativ ineffizient. Da sich das Wärmenetz weder als längerfristiger (zB saisonaler) Energiespeicher noch als Energietransportleitung für sehr weite Strecken eignet, ist die Umwandlung von Wärme zu Strom oder Gas auch langfristig als nachrangig zu beurteilen. Da Hybridnetz-Koppelungen aus dem Energieträger Wärme damit entfallen, ist der Übergang zwischen dem Energieträger Gas und Wärme bzw. der Übergang zwischen dem Energieträger Strom und Wärme möglichst verzerrungsfrei zu gestalten. Das heißt die Frage, ob eine kWh Wärme aus Strom oder aus Gas (oder aus Abwärme) erzeugt wird, soll sich primär aus den Marktpreisen dieser Energieträger, Anlagenbetriebskosten und den Umwandlungswirkungsgraden ergeben, nicht aus den Netzentgelten, Steuern oder Abgaben.

Da die Kosten des Wärmenetzes stets über den Endkundenpreis refinanziert werden (nur Entnehmer zahlen die fiktiven Entgelte), fallen keine Entgelte für Einspeiser an. Diese Situation der Kostenwälzung leitet sich primär daraus ab, dass in den meisten Wärmenetzen der Wärmenetzbetreiber auch Eigentümer der Produktionsanlagen ist. Dass die Kosten des Wärmenetzes nicht von den Einspeisern (mit)getragen werden, impliziert aber auch, dass zwischen den potenziellen Einspeisern keine Verzerrung durch (fiktive) Wärmenetzentgelte besteht.

Verzerrungen können beim Übergang von einem anderen Energieträger zu Wärme durch Steuern und Abgaben entstehen, welche einen Energieträger stärker betreffen als andere. Dies trifft beispielsweise auf Elektrizitäts- und Erdgasabgabe, aber auch Mineralölsteuer und Ökostromförderbeiträge zu. Eine Befreiung von diesen Steuern und Abgaben bei der Bereitstellung von Fernwärme könnte durch eine Fernwärmeabgabe – in Anlehnung an die Elektrizitäts- und Erdgasabgabe, welche eine Verbrauchsminderung beim Endkunden beabsichtigen – ersetzt werden.

Koppelungsanlagen werden aktuell als Entnehmer aus dem Strom- oder Gasnetz angesehen. Die Strom- oder Gasnetzkosten für die Entnahme durch Koppelungsanlagen sollten hinsichtlich der Komponenten (pauschale, Leistungs- und Arbeitsentgelte) und hinsichtlich der Entgelthöhe (v.a. bei den Arbeitsentgelten) ähnlich sein, um Verzerrungen bei der Einspeisung zu vermeiden.