

CLIMATE CHANGE

08/2023

Anhang

# Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen

Ein politischer Unterstützungsrahmen für das Beispiel  
Wärmenetze

von:

Dr. Sara Ortner, Dr. Martin Pehnt, Margarete Over, Sebastian Blömer  
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH, Heidelberg

Susanne Ochse, Roland Ziegler, Kerstin Bohn, Marc Rein  
GEF Ingenieur AG, Leimen

Paula Möhring, Dr. Hilmar Westholm, Dr. Matthias Sandrock  
HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg

Tobias Roth, Dr. Jens Kühne  
AGFW Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH

Herausgeber:

Umweltbundesamt



CLIMATE CHANGE 08/2023

Ressortforschungsplan Bundesministeriums für  
Wirtschaft und Klimaschutz

Forschungskennzahl 3719 43 102 0  
FB001001

Anhang

## **Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen**

Ein politischer Unterstützungsrahmen für das Beispiel  
Wärmenetze

von

Dr. Sara Ortner, Dr. Martin Pehnt, Margarete Over,  
Sebastian Blömer

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH,  
Heidelberg

Susanne Ochse, Roland Ziegler, Kerstin Bohn, Marc Rein  
GEF Ingenieur AG, Leimen

Paula Möhring, Dr. Hilmar Westholm, Dr. Matthias  
Sandrock

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg

Tobias Roth, Dr. Jens Kühne  
AGFW Projektgesellschaft für Rationalisierung,  
Information und Standardisierung mbH

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

## Impressum

### Herausgeber

Umweltbundesamt  
Wörlitzer Platz 1  
06844 Dessau-Roßlau  
Tel: +49 340-2103-0  
Fax: +49 340-2103-2285  
[buergerservice@uba.de](mailto:buergerservice@uba.de)  
Internet: [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

■ [/umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

🐦 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

### Durchführung der Studie:

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH - ifeu  
Wilckensstraße 3  
69120 Heidelberg

### Abschlussdatum:

November 2022

### Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie  
Joscha Steinbrenner

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2023

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

### **Kurzbeschreibung: Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen**

Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 stellt die Fernwärmesysteme vor große Herausforderungen, die durch den Krieg in der Ukraine noch verschärft werden. Um Kohle als Energieträger für die Versorgung von Wärmenetzen zu ersetzen und eine langfristig klimaneutrale, von fossilem Gas unabhängige Wärmeversorgung zu schaffen ist es notwendig, dass die lokal verfügbaren erneuerbaren Potenziale ausgeschöpft und in die bestehenden Wärmenetze eingebunden werden.

Auf Basis technischer und akteurspezifischer Analyse von Fallbeispielen – erarbeitet in enger Zusammenarbeit mit den lokalen Partnern vor Ort – wurden in dem vorliegenden Forschungsvorhaben Herausforderungen und Hemmnisse bei der Dekarbonisierung der Wärmenetzinfrastruktur identifiziert. Darauf aufbauend wurde ein „Erneuerbare-Wärme-Infrastruktur-Gesetz“ entwickelt, das sowohl die technischen, sozio-ökonomischen, planerischen, ökologischen und institutionellen Rahmenbedingungen berücksichtigt, die Hemmnisse auf den verschiedenen Ebenen abbauen und somit die Dekarbonisierung von Wärmenetzen ermöglichen soll.

### **Abstract: Decarbonization of energy infrastructure**

The goal of greenhouse gas neutrality by 2045 poses major challenges for district heating systems, which are exacerbated by the war in Ukraine. In order to replace coal as an energy source for the supply of heating networks and to create a long-term climate-neutral heat supply that is independent of fossil gas, it is necessary that the locally available renewable potentials are exploited and integrated into the existing heating networks.

Based on technical and stakeholder-specific analysis of case studies - developed in close cooperation with local partners on site - the present research project identified challenges and barriers in decarbonizing the heat grid infrastructure. Based on this, a "Renewable Heat Infrastructure Law" was developed, which takes into account the technical, socio-economic, planning, ecological and institutional framework conditions, which is intended to reduce barriers at the various levels and thus enable the decarbonization of heat grids.

## Inhaltsverzeichnis

A	Technologiebaukasten .....	7
A.1	Solarthermie .....	9
A.2	Biomasse .....	11
A.3	Direktelektrische Wärmeerzeuger .....	14
A.4	Wärmepumpe .....	16
A.4.1	Abwasser-Wärmepumpe .....	16
A.4.2	Wärmequelle Gewässer und oberflächennahe Geothermie .....	18
A.4.3	Wärmequelle Industrielle Abwärme .....	21
A.5	Tiefengeothermie .....	23
A.6	Speicher .....	26
B	Wärmenetz-Steckbriefe .....	30
B.1	Wärmenetz-Steckbrief Nr. 1 – Spremberg .....	30
B.2	Wärmenetz-Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg .....	37
B.3	Wärmenetz-Steckbrief Nr. 3 – Aachen .....	43
B.4	Wärmenetz-Steckbrief Nr. 4 – Karlsruhe .....	50
B.5	Wärmenetz-Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz .....	56
B.6	Wärmenetz-Steckbrief Nr. 6 – Hamburg (Hamburger Energiewerke) .....	62
C	Leitfadenerstellung für die Interviews zur sozio-ökonomischen Analyse .....	69
C.1	Interviewleitfaden für die Wärmeversorgungsunternehmen .....	69
C.2	Interviewleitfaden für die Kommunen .....	73
C.3	Interviewleitfaden für die Kurzinterviews .....	77
D	Akteurskonstellation der Fallbeispiele .....	78
E	Interview-Leitfaden für die Beurteilung des Unterstützungsrahmens .....	84
F	Ansprechpersonen der Interviews zum Unterstützungsrahmen .....	90
G	Quellenverzeichnis .....	92

## A Technologiebaukasten

Die verschiedenen technologischen Möglichkeiten für den Umstieg von kohlebasierter Fernwärme auf vollständig THG-freie Fernwärme im Jahr 2050 kann durch den Einsatz unterschiedlicher Energieträger und entsprechender Technologien erfolgen.

Da jedoch für den Einsatz neben den technischen Randbedingungen auch die lokalen Gegebenheiten sowie die Möglichkeit der Einbindung in bestehende Wärmenetze und die damit verbundenen Investitionskosten relevant sind, wird im Folgenden auf Basis von (Paar et al. 2013) ein tabellarischer Überblick der verschiedenen Möglichkeiten und den Einsatzgebieten und den damit verbundenen Kosten gegeben. In den nachfolgenden Abschnitten werden dann die jeweiligen technischen Vorteile und Einschränkungen vertieft dargelegt und jeweils Best-Practise Beispiele hinsichtlich der technischen Parameter zu Wirkungsgraden und Jahresarbeitszahlen aufgezeigt. Für eine ausführliche Darstellung wird auf (ebd.) verwiesen. Einschränkungen aufgrund ökonomischer und regulatorischer Rahmenbedingungen sind nicht Bestandteil der Analyse.

Abbildung 1: Überblick über die Möglichkeiten der Einbindung verschiedener zukunftsfähiger Technologien

	Solarthermie		Biomasse	Elektrokessel	Wärmepumpe	Geothermie	Speicher	
	Flachkollektor	Vakuumkanlektor	Heizwerke			Hydrothermal	Saisonaler Speicher	Tages- und Wochenspeicher
<b>Therm. Leistungsklasse</b>	bis zu 10 MW [2], [3]	bis zu 10 MW [2], [3]		bis zu 50 MW [4]		bis 50 MW [4]	bis zu 15.000 MWh [8] bis zu 200.000 m <sup>3</sup> [4]	100-50.000m <sup>3</sup> [4];
<b>Lasttypen</b>	Sommerlast	Sommerlast	Grundlast	-	Grundlast	Grund- und Mittellast*		
<b>Temperaturniveau</b>								
<b>Dampf</b>			++	++				++
<b>Heisswasser</b>			++	++		+		++
<b>90-110</b>	o	+	++	++		+	+	++
<b>Low-Ex</b>	++	++	++	++	+	++	++	++
<b>Investitionskosten 2020</b>	414 €/kW <sub>th</sub> [5] 475 €/kW <sub>th</sub> [4]	400 €/m <sup>2</sup> [1] 700 €/kW <sub>th</sub> [4]	300 €/kW <sub>th</sub> [4]	120 €/kW [4]	660 €/kW <sub>th</sub> [4], 400-800 €/kW <sub>th</sub> [7]*;	1.250 €/kW <sub>th</sub> [4]	25-120 €/kWh [8]	88 €/kW <sub>th</sub> [4]
<b>Investitionskosten 2050</b>	435 €/kW <sub>th</sub>	560 €/kW <sub>th</sub> [4]	260 €/kW <sub>th</sub> [4]	120 €/kW [4]	540 €/kW <sub>th</sub> [4]*	1.110 €/kW <sub>th</sub> [4]	15-70 €/kWh [8] 340 €/kW <sub>th</sub> [4]	88 €/kW <sub>th</sub> [4]
<b>Potenziale</b>	+	+	o	o	+ bis ++ (abhängig von Wärmequelle)	+ (räumlich eingeschränkt)		
<b>Einbindung</b>	-	-	++	++	o	+	++	++
<b>Verfügbarkeit der Wärmeerzeugung</b>	-	-	+	--	+	++		
<b>THG Emissionen</b>	++	++	++	+	+	+	++	++
<b>Flächenbedarf</b>	o (~1,5 m <sup>2</sup> / kW)	o (~1,5 m <sup>2</sup> / kW)	-	++	++ (20 m <sup>2</sup> / MW <sub>th</sub> [4])	++		
<b>Lebensdauer</b>	25 [4] - 30 [5]	25 [4]	25 [4]	20 [4]	20 [4]	25 [4] -30 [6]	20 [4]	25 [4]

[2] Solnet 4.0 (2019)

[3] Stadtwerke Ludwigsburg (2020)

[4] Grosse et al. (2017)

[5] Giovannetti et al. (2017)

\*zusätzliche Kosten für die Erschließung der Wärmequelle  
\*auch Spitzenlast möglich

Quelle: Eigene Darstellung ifeu und Ergänzungen auf Basis von Paar et al. (2013)

## A.1 Solarthermie

<b>Technologie</b>	<b>Solarthermie</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor</b>
<b>Beschreibung</b>	Es gibt zwei Haupttypen von Kollektoren, die sich grundlegend in ihrer Konstruktion unterscheiden, nämlich den Flachkollektor, bei dem der Absorber zwischen einer Schicht Wärmedämmung und einer transparenten Scheibe eingebettet ist, und den Vakuumröhrenkollektor, bei welchem sich der Absorber in einer evakuierten Glasröhre befindet. Die Vakuumröhren haben bei hohen Temperaturbedarfen Effizienzvorteile gegenüber den Flachkollektoren. Flachkollektoren lassen sich in Wärmenetzen mit Vorlauftemperaturen von bis zu ca. 90 °C effizient einsetzen, Vakuumröhrenkollektoren auch noch bei höheren Temperaturen.
<b>Therm. Leistungsklasse</b>	bis zu 10 MW (Solnet 4.0 2019), (Stadtwerke Ludwigsburg 2020)
<b>Lasttypen</b>	Sommerlast- tagsüber bei Sonnenschein
<b>Temperaturniveau</b>	
<b>90-110</b>	+ (Vakuumröhrenkollektor)
<b>Low-Ex</b>	++ (Flach- und Vakuumröhrenkollektor)
<b>Investitionskosten 2020</b>	414 Euro/kW <sub>th</sub> (Giovannetti et al. 2017) 475 Euro/kW <sub>th</sub> bei Flachkollektoren; 700 Euro/kW <sub>th</sub> bei Vakuumröhrenkollektoren (Grosse et al. 2017)
<b>Investitionskosten 2050</b>	435 Euro/MW <sub>th</sub> bei Flachkollektoren; 560 Euro/kW <sub>th</sub> bei Vakuumröhrenkollektoren (ebd.)
<b>Potenziale</b>	Solarthermiepotenziale sind aufgrund der notwendigen Flächen in der Nähe von Siedlungsflächen beschränkt. Die technischen Nachfragepotenziale für Solarthermie im Umkreis von 1.000 m von Siedlungsflächen mit entsprechender Wärmedichte für die zentrale Versorgung betragen 78 TWh (Ortner et al.)  Dabei sind jedoch keine Faktoren wie hohe Bodenpreise oder Nutzungskonkurrenz (z. B. siedlungsnahe Erholungsflächen) der Flächen berücksichtigt, die die entsprechenden wirtschaftlichen Potenziale zudem beeinflussen.

<b>Technologie</b>	<b>Solarthermie</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor</b>
<b>Einbindung und Verfügbarkeit der Wärmeerzeugung</b>	<p>Bei den heute realisierten großen Solaranlagen werden solare Deckungsanteile von maximal 50 % erreicht, was auch perspektivisch bis 2050 als realistisch eingeschätzt wird. Aktuell sind bei städtischen Netzen eher Deckungsgrade in der Größe von ca. 20 % üblich, im ländlichen Bereich können die Anteile höher sein. Der noch verbleibende restliche Wärmebedarf (insbesondere gegen Ende des Winters) muss aus einer anderen Wärmequelle gedeckt werden. Häufig wird hierzu Biomasse eingesetzt (Holz, Stroh, Bioöl). Im Unterschied zu Solarstrahlung ist das verfügbare Potenzial von Biomasse jedoch begrenzt und deren Nutzung steht in Konkurrenz mit anderen Anwendungen. Daher sind hohe solare Deckungsanteile wünschenswert. Dies ist nur mit Hilfe von großen saisonalen Wärmespeichern möglich. Aufgrund der zeitlichen Verfügbarkeit von Solarthermie ist diese weder für die Grundlast noch für die Spitzenlast geeignet. Zudem ist die Wärmeerzeugung aufgrund der Wetterbedingungen sehr volatil und nur eine eingeschränkte Einsatzplanung möglich. Eine Kombination mit Speichern erlaubt jedoch einen höheren solaren Deckungsanteil und ein wenig mehr Flexibilität.</p>
<b>THG Emissionen, Flächenbedarf und sonstige Umweltwirkungen</b>	<p>Mit der Nutzung von solarthermischen Energien gehen keine direkten Emissionen vor Ort einher. Für den Betrieb wird lediglich Strom benötigt (1 %/MW<sub>th</sub>, (Solnet 4.0 2019) ). Die für die Aufstellung der Kollektoren benötigte Landfläche ist größer als die Kollektorfläche und hängt vom Abstand zwischen den Kollektorreihen ab. Je geringer der Abstand, desto geringer sind sowohl der Flächenbedarf als auch die Länge der internen Verrohrung im Feld. Dafür nimmt jedoch die Verschattung durch die Anlagen zu und der Ertrag ab. Neben der Verschattung hat weiterhin der Aufstellwinkel der Kollektoren starken Einfluss auf den Ertrag. Ein geringer Abstand, wie er etwa bei dem weltweit größten Kollektorfeld in Silkeborg gewählt wurde, führt in etwa zu einem minimal notwendigen Flächenbedarf für Solarthermieanlagen, der doppelt so groß ist wie die Bruttofläche der Kollektoren.</p> <p>Ein weiterer Vorteil der Solarthermieanlagen geht damit einher, dass nur eine Teilversiegelung der Fläche notwendig ist und somit auch die Möglichkeit einer naturnahen Flächenbewirtschaftung für den Erhalt der Biodiversität und zum Bodenschutz besteht.</p>
<b>Akzeptanz</b>	<p>Ein zentrales Hemmnis beim Bau von solaren Großanlagen am Boden ist die oft fehlende Akzeptanz für die Nutzung von naturnahen Flächen für die Installation von technischen Anlagen, wenn die entsprechenden Flächen in Konkurrenz zu anderen Nutzungen stehen. Hier ist jedoch auf strukturelle Unterschiede und die Flächenverfügbarkeit im Allgemeinen hinzuweisen: Strukturschwache Regionen stehen vor anderen Herausforderungen als Großstädte oder ländliche Räume. Die</p>

<b>Technologie</b>	<b>Solarthermie</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor</b>
	Eigentumsverhältnisse sind ebenfalls relevant für die Erschließung von Flächen für die energetische Nutzung. In (Ortner et al.) wurde beispielsweise ausgeführt, dass durch die Bereitstellung von ausgewählten Flächen, die im Eigentum des Bundes bestehen, erhebliche Hemmnisse bei der Erschließung von Solarthermiepotenzialen überwunden werden können.
<b>Installierte Anlagen in Deutschland und Kennzahlen</b>	In Deutschland sind mehr als 35 Solarthermieanlagen in Betrieb und weitere 10 in Planung (Solar District Heating Datenbank, Solites 2019). Die größte Anlage mit rd. 15.000 m <sup>2</sup> Kollektorfläche und einer Spitzenleistung von 9 MW wurde gerade in Ludwigsburg realisiert (Stadtwerke Ludwigsburg 2020). Die Solarthermieanlage in Crailsheim ist bereits seit 2012 in Betrieb und umfasst eine Kollektorfläche von 5.000 m <sup>2</sup> (2.500 kW <sub>th</sub> ) und wurde gemeinsam mit zwei Heißwasserspeichern und einem Erdsonden-Wärmespeicher mit 80 Erdsonden errichtet (Stadtwerke Crailsheim GmbH). Der solare Deckungsanteil für diese Anlage betrug im Jahr 2012 50 % (Hübner 2018) <sup>1</sup> .

## A.2 Biomasse

<b>Energieträger</b>	<b>Biomasse</b>
<b>Technologie</b>	<b>Heizwerke und Heizkraftwerke</b>
<b>Beschreibung</b>	In Heiz- und Heizkraftwerken wird holzartige Biomasse verbrannt. Die gekoppelte Stromerzeugung in Heizkraftwerken erfolgt entweder auf Basis von Dampfprozessen oder auf Basis des Organic-Rankine-Cycle-Prozess.
<b>Therm. Leistungsklasse</b>	500 kW bis 20 MW (Paar et al., 2013)
<b>Lasttypen</b>	Grundlast/Spitzenlast
<b>Temperaturniveau</b>	
<b>Dampf</b>	++
<b>Heißwasser</b>	++
<b>90-110</b>	++
<b>Low-Ex</b>	++

<sup>1</sup> Die Übertragbarkeit dieser Erfahrungswerte ist nur eingeschränkt möglich, da die Deckungsanteile für die verschiedenen Installationen auf Grund der unterschiedlichen Gegebenheiten und äußeren Faktoren variieren können.

<b>Energieträger</b>	<b>Biomasse</b>
<b>Technologie</b>	<b>Heizwerke und Heizkraftwerke</b>
<b>Investitionskosten 2020</b>	<p>Biomassekessel:  - 143 Euro/kW<sub>th</sub> für 0,5 bis 1 MW<sub>th</sub>  - 285 Euro/kW<sub>th</sub> &gt; 1 MW<sub>th</sub></p> <p>Dampfturbine (inklusive Generator, Steuerung und Getriebe):  - 455-666 Euro/ kW<sub>el</sub> bei 0,5 - 2 MW<sub>el</sub>  - 197-535 Euro/kW<sub>el</sub> bei 2 bis 4 MW<sub>el</sub>  - 230-459 Euro/kW<sub>el</sub> &gt; 4 MW<sub>el</sub></p> <p>ORC-Modul (ohne Kessel, Installation und Gebäude):  - 1500-2000 Euro/ kW<sub>el</sub> bei 0,5 bis 1 MW<sub>el</sub>  - 1300-1500 Euro/kW<sub>el</sub> bei &gt; 1 MW<sub>el</sub>  (Eltrop et al. 2014)</p> <p>In Grosse et al. (2017) werden folgende Kosten angegeben:  Biomassekessel: 300 Euro/kW<sub>th</sub>  Biomassebefeuerte Dampfturbinen: 3.600 Euro/kW<sub>el</sub>  Biomassebetriebene ORC-Anlagen bzw. 4.700 Euro/kW<sub>el</sub></p>
<b>Investitionskosten 2050</b>	<p>Rückgang bis 2050 um bis zu  40 Euro/kW<sub>th</sub> für Biomassekessel erwartet (Grosse et al. 2017)</p> <p>600 Euro/kW<sub>el</sub> für Dampfturbinen  200 Euro/kW<sub>el</sub> bei ORC-Anlagen</p>
<b>Potenziale</b>	<p>Biomassepotenzialanalysen quantifizieren in der Regel das so genannte Brennstoffpotenzial der Biomasse, welches dem unteren Heizwert der festen Biomasse (Festbrennstoffe) sowie der flüssigen bzw. gasförmigen Sekundärenergieträger (flüssige bzw. gasförmige Kraft- und Brennstoffe) entspricht. In vielen Studien wird dabei keine Allokation auf die einzelnen Verbrauchssektoren vorgenommen, sondern lediglich anhand von Szenarien aufgezeigt, wie sich das Potenzial der Anbaubiomasse je nach anvisiertem (Sekundär-) Energieträger unterscheidet. In Fehrenbach et al. (2018) wurde ein Potenzial an Rest- und Abfallstoffen in Höhe von 900 PJ ermittelt. Für das Potenzial von Anbaubiomasse geben verschiedene Literaturquellen unterschiedliche Größenordnungen an, da dies stark von Szenarienannahmen zur Bevölkerungsentwicklung, zu Ernährungsgewohnheiten und zu Ertragssteigerungen abhängig ist. Biomasse ist somit mit Bedacht einzusetzen. In Ortner et al. (2020) wurde aufgezeigt, dass ein Großteil des wirtschaftlichen Potenzials für die Wärme- und Kälteversorgung bereits aktuell eingesetzt wird. Deswegen sollte Biomasse im Wärmemarkt mit Bedacht eingesetzt werden und zuerst der Einsatz von alternative Wärmequellen analysiert werden. Sollte ein Einsatz notwendig sein, ist die Biomasse vor allem dort einzusetzen, wo sie nach Ausschöpfung der Effizienzpotenziale einen energiewirtschaftlichen Mehrwert bietet: etwa in Wärmenetzen in einer Übergangsphase zur Ermöglichung der</p>

<b>Energieträger</b>	<b>Biomasse</b>
<b>Technologie</b>	<b>Heizwerke und Heizkraftwerke</b>
	Transformation von Bestandswärmenetzen (Winterbetrieb; Temperatur-Boostern u. ä.), im Zusammenhang mit einer flexibilisierten KWK-Nutzung, in Hybridanlagen mit Wärmepumpen zur Erhöhung der Arbeitszahl und in einem systemdienlichen Betrieb bzw. zur Erschließung von Reststofffragmenten, die anderweitig nicht genutzt werden können.
<b>Einbindung und Verfügbarkeit</b>	Die Einbindung von Heizkraftwerken in Bestandswärmenetze ist aufgrund der hohen Temperaturen sehr gut möglich. Es ist sogar eine Einbindung in Dampfnetze möglich. Die Fernwärmerzeugung kann bedarfsgerecht unabhängig von Tages- oder Jahreszeit erfolgen und ist daher sehr flexibel.
<b>THG Emissionen, Flächenbedarf und sonstige Umweltwirkungen</b>	<p>Die spezifischen Emissionsfaktoren ohne Vorkette für Biomasse bzw. Pellets betragen 0,029 bzw. 0,023 t CO<sub>2</sub>/MWh und liegen somit weit unter jenen von Stein- und Braunkohle (0,337 bzw. 0,81 t CO<sub>2</sub>/MWh), wobei bei der Verbrennung höhere Stickoxidemissionen NO<sub>x</sub> einhergehen (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2019). Der Flächenbedarf für Biomasse ist als hoch einzuschätzen: Einerseits sind am Standort der Anlage große Lagerflächen für Biomasse nötig, andererseits sind für Anbaubiomasse Flächen notwendig, die in direkter Konkurrenz zur stofflichen Nutzung von Holz sowie zur Bereitstellung von Nahrungsmitteln stehen.</p> <p>Bei der Nutzung von Biomasse sind darüber hinaus auch weitere Umweltwirkungen relevant, wie beispielsweise die nachhaltige Waldnutzung mit Blick auf die Biodiversität und die Möglichkeit der Klimaanpassung.</p>
<b>Akzeptanz</b>	Biomasse stößt prinzipiell auf sehr hohe Akzeptanz, jedoch wird aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit und des möglichen Einsatzes in anderen Sektoren die Allokation sehr intensiv und kontrovers diskutiert.
<b>Installierte Anlagen in Deutschland und Kennzahlen</b>	<p>Im Jahr 2014 waren 104 Biomasseheizkraftwerke mit Leistungen größer 5 MW<sub>el</sub> in Betrieb, 215 Anlagen hatten Leistungen im Bereich von 0,5 bis 5 MW<sub>el</sub>, 56 Anlagen mit einer Leistung kleiner 0,5 MW<sub>el</sub> waren installiert (Eltrop et al. 2014).</p> <p>Typische thermische Nutzungsgrade von Heizkesseln betragen im jährlichen Durchschnitt 87 %; jene von biomasse-befeuerten ORC-Anlagen 82 % und von biomasse-befeuerten Dampfturbinen 71 % (Grosse et al. 2017).</p>

### A.3 Direktelektrische Wärmeerzeuger

Technologie	E-Kessel
<b>Beschreibung</b>	Der steigende Anteil von fluktuierendem erneuerbarem Strom führt zu Einspeisespitzen, die teilweise auf geringe Stromlast treffen. E-Kessel bieten die Möglichkeit, diese nicht genutzten Einspeisespitzen direkt für die Wärmeerzeugung mittels Elektrodenkessel bzw. Durchlauferhitzer (Power-to-Heat-Anlagen) zu nutzen.
<b>Therm. Leistungsklasse</b>	bis zu 50 MW (ebd.) Es existieren auch Anlagen um die 120 MW <sup>2</sup>
<b>Lasttypen</b>	-
<b>Temperaturniveau</b>	
<b>Dampf</b>	++
<b>Heißwasser</b>	++
<b>90-110</b>	++
<b>Low-Ex</b>	++
<b>Investitionskosten 2020</b>	120 Euro/kW (ebd.) Die Kosten variieren je nach Größe (EEB ENERKO Energiewirtschaftliche Beratung GmbH 2020): Anlagen bis zu 1 kW: rd. 260 Euro/kW Anlagen von 1-2kW: rd. 200 Euro/kW Anlagen von 2-4 kW: rd. 150 Euro/kW Zusätzlich werden bis zu 50 Euro/kW für die Gebäude und die Standortkosten ausgewiesen.
<b>Investitionskosten 2050</b>	120 Euro/kW (Grosse et al. 2017)
<b>Einbindung und Verfügbarkeit</b>	Die effiziente Einbindung von E-Kesseln erfolgt meist gemeinsam mit dem Betrieb eines großen Wärmespeichers, um den Ausgleich von Angebot und Nachfrage für einzelne Tage zu gewährleisten. E-Kessel können die notwendigen Temperaturen von Bestandswärmenetzen liefern und entsprechend eingebunden werden. Power-to-Heat-Anlagen werden aktuell in der Regel stromnetzdienlich betrieben, d. h. diese Anlagen sind aktuell entweder Teil des Regelenergiemarktes oder agieren im Intraday-Markt. Aus diesem Grund ist der Einsatz von Power-to-Heat Anlagen nicht weitreichend planbar. Durch einen weiterhin steigenden Anteil erneuerbaren

<sup>2</sup> Beispielsweise hat Vattenfall 2019 eine Anlage mit 120 MW am Standort Reuter West in Betrieb genommen. <https://www.euwid-energie.de/power-to-heat-vattenfall-nimmt-120-mw-anlage-in-betrieb/>, Letzter Zugriff: 29.06.2020

<b>Technologie</b>	<b>E-Kessel</b>
	<p>Stroms, sowie einer Anpassung der Strompreisgestaltung können Power-to-Heat zur Spitzenlastdeckung häufiger Anwendung finden, jedoch nur in Kombination mit anderen Technologien eingesetzt werden. Somit werden diese Anlagen zur Reduktion der Wärmemengen aus konventionellen Kraftwerken für den Spitzenlasteinsatz eingesetzt.</p>
<b>THG Emissionen, Flächenbedarf und sonstige Umweltwirkungen</b>	<p>Die Nutzung von E-Kesseln geht mit keinen Treibhausgasemissionen am Standort einher. Erfolgt eine Einbindung ausschließlich zu Zeiten, wo das Stromangebot aus erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt, sind keine Treibhausgasemissionen anzusetzen. Für den nicht vorgesehenen Einsatz zu Zeiten, an denen konventionelle Kraftwerke für die Deckung der Nachfrage notwendig sind, ist der Bundesstrommix anzusetzen und somit der Einsatz von E-Kessel aus ökologischer Sicht nicht vertretbar.</p> <p>Aufgrund der Größe der Anlagen und des Einsatzes in Heizzentralen oder Kesselhäusern ist der Flächenbedarf vernachlässigbar (50 – 100 m<sup>2</sup> pro Installation inklusive Wärmetauscher und Anschluss laut (Danish Energy Agency and Energinet 2020)).</p>
<b>Akzeptanz</b>	<p>Power-to-Heat Anlagen stoßen auf keine bekannten Akzeptanzprobleme.</p>
<b>Installierte Anlagen in Deutschland und Kennzahlen</b>	<p><sup>In</sup> Deutschland existieren mehr als 40 Power-to-Heat Anlagen mit einer Gesamtleistung von 868 MW<sub>el</sub>, einer durchschnittlichen Leistung von 24 MW<sub>el</sub> und einer maximal installierten Leistung von 120 MW<sub>el</sub>. [persönliche Information von AGFW]. Der durchschnittliche jährliche Nutzungsgrad beträgt 98 % (Grosse et al. 2017).</p>

## A.4 Wärmepumpe

### A.4.1 Abwasser-Wärmepumpe

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Abwasser</b>
<b>Beschreibung</b>	Abwasserwärmepumpen erlauben die Nutzbarmachung von Abwasser für die Wärmeversorgung. Dabei ist eine Erschließung in der Kanalisation vor der Kläranlage, auf der Kläranlage und nach der Kläranlage möglich. Während die Erschließung vor der Kläranlage mit dem Vorteil der räumlichen Nähe zur Wärmesenke einhergeht, ist eine bessere energetische Nutzung des Abwassers auf der Kläranlage und danach möglich, da der Reinigungsprozess der Kläranlage nicht beeinflusst wird. Dafür ist bei Eintritt des Kläranlage das Abwasser um nicht mehr als 0,5 K zu reduzieren und somit eine Absenkung des Abwassers vor der Kläranlage um maximal 4 K anzustreben (Fritz & Pehnt 2018).
<b>Therm. Leistungsklasse</b>	1 bis 10 MW (Grosse et al. 2017)
<b>Lasttypen</b>	Grundlast
<b>Temperaturniveau</b>	
<b>Low-Ex</b>	+
<b>Investitionskosten 2020</b>	660 Euro/kW <sub>th</sub> (ebd.) 400 - 800 Euro/kW (Herkele et al. 2018)  Für die Erschließung der Wärmequelle sind Wärmeübertrager notwendig. Hierfür können Kanal- und Bypasswärmeübertrager eingesetzt werden. Laut Bundesverband Wärmepumpe BWP e.V. (2019) und (Uhrig 2020) sind dafür 400 bis 1.000 Euro pro Kilowatt Wärmeübertragungsleistung zu kalkulieren.  In Pieper et al. (2018) werden folgende Gesamtkosten für die Erschließung der Wärmequelle und der Wärmepumpe im Falle von Abwasser angegeben:  0,5 bis 1 MW: 1.230 bis 1.900 Euro/kW 1 bis 4 MW: 720 bis 1.230 Euro/kW 4 bis 10 MW: 620 bis 720 Euro/kW
<b>Investitionskosten 2050</b>	540 Euro/MW <sub>th</sub> (Grosse et al. 2017)
<b>Potenziale</b>	In Fritz & Pehnt (2018) wurde ein technisches Potenzial für die energetische Nutzung des Abwassers für die Wärmeversorgung in Höhe von 33 TWh Nutzwärme für das Jahr 2016 und 20 TWh Nutzwärme für das Jahr 2030 ausgewiesen.

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Abwasser</b>
	In Gerhardt et al. (2019) wurde für die Nutzung von Abwasser in der Kanalisation ein etwas reduziertes Potenzial im Jahr 2030 in Höhe von 12,1 TWh identifiziert. Darüber hinaus wurde das zusätzliche Potenzial im Klärwerk analysiert und mit zusätzlichen 16 TWh im Jahr 2030 bewertet.
<b>Einbindung und Verfügbarkeit</b>	Die Temperaturniveaus von Wärmequelle und Wärmenetz sind wichtige Einflussparameter für die Effizienz einer Wärmepumpe. Je geringer die Temperaturdifferenzen zwischen der Wärmequelle und dem Fernwärmenetz sind, desto effizienter lassen sich Anlagen betreiben. In Fernwärmesystemen mit mittleren Netztemperaturen von 60 °C kann bei ungünstiger Wärmequelle gemäß Danish Energy Agency (2019) nur dann ein COP von 3 erreicht werden, wenn es sich technisch um eine erstklassige Anlage handelt. Aktuell realisierte COPs liegen meist im Bereich von 2,7 bis 2,9. Standardmäßig werden von großen Wärmepumpen Temperaturen von 80-90 °C erreicht. Mit Sonderanfertigungen lassen sich auch 110 °C erreichen (Danish Energy Agency and Energinet 2020). Im Falle der Nutzung von Energie aus Abwasser ist zu beachten, dass bei der Nutzung vor der Kläranlage Anforderungen an die Nennweite des Kanals (mind. DN 400) existieren und sich die Durchflussrate in der Größenordnung zwischen 10 und 15 l/s bewegen sollte (Fritz & Pehnt 2018).
<b>THG Emissionen, Flächenbedarf und sonstige Umweltwirkungen</b>	Die Treibhausgasemissionen von Wärmepumpen sind bei entsprechenden COPs geringer als bei fossilen Versorgungslösungen. Steigende erneuerbare Anteile im Bundesstrommix in Deutschland reduzieren auch die mit dem Betrieb der Wärmepumpen einhergehenden Emissionen. Für den Einsatz von Wärmepumpen sind Heizzentralen oder Kesselhäuser erforderlich, die mit geringem Flächenbedarf einhergehen. Der Betrieb von Wärmepumpen geht auch mit Lärmimmissionen einher, die jedoch durch den Einsatz von Lärmschutzwällen verringert werden können.
<b>Akzeptanz</b>	Während bei Wärmepumpen im Bestand teilweise aufgrund der Akustik Akzeptanzprobleme bestehen, werden diese bei zentraler Einbindung als gering bewertet, da hier auch leichter Lärmschutzwälle errichtet werden können.
<b>Installierte Anlagen in Deutschland und Kennzahlen</b>	In Deutschland sind mehr als 90 kleinere Anlagen zur Nutzung von Energie aus Abwasser mit einer thermischen Leistung fürs Kühlen zwischen 12 und 400 kW installiert ((UHRIG 2020), (Fritz & Pehnt 2018)). Die Stadtwerke Lemgo installierten 2019 am Standort des Blockheizkraftwerks (BHKW) eine Abwasser-Wärmepumpe mit folgenden Kennzahlen (Stadtwerke Lemgo 2020):

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Abwasser</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Heizleistung von 2,4 MW</li> <li>▶ Elektrische Leistungsaufnahme 890 kW</li> <li>▶ COP von 2,7</li> <li>▶ Temperaturhub von 77 K von 13 °C auf 90 °C</li> <li>▶ Kältemittel R717</li> </ul> <p>Auch im neuen Wohnquartier Neckarpark in Stuttgart wurde 2018 eine Anlage zur Gewinnung von Energie aus Abwasser mit 2,1 MW installiert (UHRIG, (2020)).</p> <p>In David et al. (2017) werden basierend auf einer Umfrage von knapp 150 Wärmepumpen an 80 Standorten in 11 europäischen Ländern durchschnittliche Jahresnutzungsgrade zwischen 3 und 4 angegeben<sup>3</sup>.</p> <p>Typische Wärmequellentemperaturen für Abwasser variieren zwischen 10 und 20 °C (ebd.).</p>

#### A.4.2 Wärmequelle Gewässer und oberflächennahe Geothermie

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Gewässer und oberflächennahe Geothermie</b>
<b>Beschreibung</b>	<p>Oberflächenwasser (Meerwasser sowie See- und Flusswasser) kann als Wärmequellen für die Wärmepumpe herangezogen werden. Dabei wird die potenzielle Erzeugungsleistung aus der Wärmekapazität des Wassers, der Temperaturdifferenz an der Wärmepumpe und des entsprechenden Wasseraufkommens bestimmt.</p> <p>Bei oberflächennaher Geothermie (Tiefe bis 400 m) kann die Wärme des Erdreichs sowie von Grund- und Grubenwasser energetisch genutzt werden. In der Regel sind die Quelltemperaturen bei oberflächennaher Geothermie in der Heizperiode höher als bei Oberflächenwasser.</p>
<b>Therm. Leistungsklasse</b>	1 bis 10 MW (Grosse et al. 2017)
<b>Lasttypen</b>	Grundlast
<b>Temperaturniveau</b>	
<b>Low-Ex</b>	+
<b>Investitionskosten 2020</b>	660 Euro/kW <sub>th</sub> (ebd.) 400-800 Euro/kW <sub>th</sub> (Herkel et al. 2018)

<sup>3</sup> In der zugehörigen Präsentation wird der durchschnittliche Jahresnutzungsgrad mit 3,74 angegeben. ([https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/160420\\_1600\\_1730\\_2nd-place\\_Andrei-David\\_presentation.pdf](https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/160420_1600_1730_2nd-place_Andrei-David_presentation.pdf))

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Gewässer und oberflächennahe Geothermie</b>
	<p>Die Kosten für die Erschließung mittels Erdwärmekollektoren liegen bei 250 bis 350 Euro/kW<sub>th</sub>, für Erdwärmesonden bei 550 bis 850 Euro/kW<sub>th</sub> (FFE 2014).</p> <p>In Pieper et al. (2018) werden folgende Gesamtkosten für die Erschließung der Wärmequelle und der Wärmepumpe im Falle von Gewässern angegeben:</p> <p>0,5 bis 1 MW: 1.180 bis 1.720 Euro/kW  1 bis 4 MW: 770 bis 1.180 Euro/kW  4 bis 10 MW: 690 bis 770 Euro/kW</p>
<b>Investitionskosten 2050</b>	540 – 600 Euro/kW <sub>th</sub> (Grosse et al. 2017), (Giovannetti et al. 2017)
<b>Potenziale</b>	<p>In Gerhardt et al. (2019) und Ortner et al. (2020) wurde das Potenzial verschiedener Wärmequellen als Wärmepotenzial für die Fernwärmenetzeinspeisung inklusive Netzverluste für 2030 wie folgt bewertet:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Potenzial Flusswasser von rd. 50 TWh</li> <li>▶ Potenzial in Seen rd. 30 TWh</li> <li>▶ Potenzial in Kohlegruben rd. 2 TWh</li> <li>▶ Potenzial oberflächennahe Geothermie mit zentralen Wärmepumpen zwischen 230 und 650 TWh</li> </ul>
<b>Einbindung und Verfügbarkeit</b>	<p>Die Temperaturniveaus von Wärmequelle und Wärmenetz sind wichtige Einflussparameter für die Effizienz einer Wärmepumpe. Eine hohe Effizienz kann nur erreicht werden, wenn die Netztemperaturen gering sind. In Fernwärmesystemen mit mittleren Netztemperaturen von 60 °C kann bei ungünstiger Wärmequelle gemäß Danish Energy Agency (2019) nur dann ein COP von 3 erreicht werden, wenn es sich technisch um eine erstklassige Anlage handelt. Standardmäßig werden von großen Wärmepumpen Temperaturen von 80-90 °C erreicht. Mit Sonderanfertigungen lassen sich auch 110 °C erreichen (Danish Energy Agency 2019). Speziell bei Gewässern kann es an manchen Standorten die Restriktion geben, dass auch im Winter die Gewässertemperatur 1 °C nicht unterschreiten darf, damit das Gewässer nicht gefriert. Zum Teil werden aus Naturschutzgründen (z. B. Fischschutz) auch höhere Mindesttemperaturen gefordert.</p> <p>Auch der Hochwasserschutz (z. B. keine Bebauung im Uferbereich) und die Schifffahrt (z. B. Abstand von Schleusen) können weitere Restriktionen motivieren. Diese Einschränkungen sind lokal sehr unterschiedlich und müssen jeweils vor Ort geklärt werden.</p>

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Gewässer und oberflächennahe Geothermie</b>
<b>THG Emissionen, Flächenbedarf und sonstige Umweltwirkungen</b>	<p>Die Treibhausgasemissionen von Wärmepumpen sind bei entsprechenden COPs geringer als bei fossilen Versorgungslösungen. Steigende erneuerbare Anteile im Bundesstrommix in Deutschland reduzieren auch die mit dem Betrieb der Wärmepumpen einhergehenden Emissionen.</p> <p>Für den Einsatz von Wärmepumpen sind Heizzentralen oder Kesselhäuser erforderlich, die mit geringem Flächenbedarf einhergehen. Wenn Gewässer langfristig in hohem Maße zur Gewinnung von Umweltwärme genutzt werden, ist denkbar, dass sich ähnliche Effekte – jedoch mit umgekehrten Vorzeichen – einstellen, wie heute durch die Kraftwerkskühlung: die Flüsse können so kalt werden, dass die ökologische Verträglichkeit mit Blick auf die Gewässerökologie und den Fischschutz zu bestimmten Zeiten nicht mehr gegeben ist.</p>
<b>Akzeptanz</b>	Während bei Luftwärmepumpen im Bestand teilweise aufgrund der Akustik Akzeptanzprobleme bestehen, entfallen diese bei zentraler Einbindung durch die Innenaufstellung.
<b>Installierte Anlagen in Deutschland und Kennzahlen</b>	<p>Aktuell sind in Deutschland nur vereinzelte Installationen bekannt. Ein informatives Beispiel für ein Wärmenetz mit Wärmepumpe ist die norwegische Küstenstadt Drammen (66.000 Einwohner). 85 % des Wärmebedarfs des dortigen Netzes (entsprechend 67 GWh) werden von drei Wärmepumpen (3 x 4,5 MW) bereitgestellt, die als Wärmequelle Meerwasser aus 40 m Tiefe bei einer konstanten Temperatur von 8 °C nutzen. Der Rücklauf des Netzes liegt konstant bei 60 °C. Im Winter wird das Fernwärmewasser von der Wärmepumpe bis auf 90 °C aufgeheizt und erreicht dabei einen COP von 3,05. Werden an kalten Tagen noch höhere Vorlauftemperaturen benötigt, so springen die mit Erdgas betriebenen Spitzenkessel ein. Im Sommer liegt die Wärmelast bei nur noch 2 MW, sodass die Wärmepumpen in Teillast laufen müssen – was in dieser Zeit zu einem COP von nur noch 2,80 führt (ehpa 2015). Die Wärmegestehungskosten werden mit 11 Euro/MWh angegeben (Jahn 2015).</p> <p>In günstigen Fällen kann auch die von der Wärmepumpe erzeugt Kälte z. B. für die Kühlung von Rechenzentren eingesetzt werden, anstatt sie direkt in die Wärmequelle zurückzuspeisen. In Drammen stünde dafür Meerwasser mit einer Temperatur von 4 °C zur Verfügung. Die Gesamteffizienz der Wärmepumpenanlagen steigt dadurch erheblich. Bei oberflächennaher Geothermie kann unter Umgehung der Wärmepumpe direkte Kühlung erfolgen. Die Quelltemperatur wird dadurch günstig beeinflusst und die Effizienz steigt ebenfalls. Anlagen mit oberflächennaher Geothermie lassen sich auch mit anderen, antizyklisch oder dauerhaft vorliegenden</p>

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Gewässer und oberflächennahe Geothermie</b>
	<p>Wärmequellen wie Solarthermie oder Abwärme kombinieren (saisonale Speicherung).</p> <p>In David et al. (2017) werden basierend auf einer Umfrage von knapp 150 Wärmepumpen an 80 Standorten in 11 europäischen Ländern durchschnittliche Jahresnutzungsgrade zwischen 3 und 4 angegeben<sup>4</sup>.</p> <p>Typische Wärmequellentemperaturen für Flusswasser variieren zwischen 2 und 15 °C (ebd.). In Abel (2018) wurden Eckdaten für 6 kleine Anlagen angegeben. Dabei wird folgendes Beispiel beleuchtet:</p> <p>Cunewalde: Jahresarbeitszahl von 3,5 bei einer durchschnittlichen Flusswassertemperatur zwischen 2 und 14 °C, einer durchschnittlichen Abkühlung von 3 K und einer durchschnittlichen Abflussmenge von 0,002 m<sup>3</sup>/s</p>

#### A.4.3 Wärmequelle Industrielle Abwärme

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Industrielle Abwärme</b>
<b>Beschreibung</b>	Wenn Abwärme konstant in ausreichender Menge und ausreichendem energetischen Potenzial von max. 35 °C vorliegt, kann eine Wärmepumpe eingesetzt werden, um die Temperatur für die Nutzung in Wärmenetzen anzuheben (Paar et al. 2013).
<b>Therm. Leistungsklasse</b>	1 bis 20 MW (ebd.)
<b>Lasttypen</b>	Grundlast
<b>Temperaturniveau</b>	
<b>Low-Ex</b>	+
<b>Investitionskosten 2020</b>	<p>660 Euro/kW<sub>th</sub> (Grosse et al. 2017)</p> <p>400-800 Euro/kW<sub>th</sub> (Herkel et al. 2018)</p> <p>In Pieper et al. (2018) werden folgende Gesamtkosten für die Erschließung der Wärmequelle und der Wärmepumpe im Falle von industrieller Abwärme angegeben:</p> <p>0,5 bis 1 MW: 970 bis 1.300 Euro/kW</p> <p>1 bis 4 MW: 720 bis 970 Euro/kW</p>

<sup>4</sup> In der zugehörigen Präsentation wird der durchschnittliche Jahresnutzungsgrad mit 3,74 angegeben. ([https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/160420\\_1600\\_1730\\_2nd-place\\_Andrei-David\\_presentation.pdf](https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/160420_1600_1730_2nd-place_Andrei-David_presentation.pdf))

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Industrielle Abwärme</b>
	4 bis 10 MW: 670 bis 720 Euro/kW
<b>Investitionskosten 2050</b>	540 Euro/kW <sub>th</sub> (Grosse et al. 2017)
<b>Potenziale</b>	In Lambauer J et. al. (2008) wurde das technische Potenzial für die Nutzung von industrieller Abwärme in Kombination mit Wärmepumpen für Deutschland mit 64 TWh unter einer Berücksichtigung der Bereitstellungstemperatur von 70 °C angegeben, wobei hier kein Abgleich mit potentiellen Wärmesenken stattgefunden hat. Diese Potenziale scheinen mit Blick auf Blömer et al. (2019b) hoch: In der Studie wurde ein technisch nutzbares Abwärmepotenzial für Netze mit einer Übergangstemperatur von 80 °C in Höhe von 11,5 TWh für den Fernwärmebestand ermittelt. Dabei sind jedoch die Potenziale industrieller Abwärme, die direkt ohne Wärmepumpen genutzt werden können und die mittels Wärmepumpen angehoben werden können, zusammengefasst und es wurde bereits ein Abgleich mit möglichen Wärmesenken durchgeführt (Nachfragepotenziale).
<b>Einbindung und Verfügbarkeit</b>	Die zeitliche Verfügbarkeit der Abwärme ist vom entsprechenden Industrieprozess abhängig. Ohne Einsatz von Speichern ist dies ein wichtiges Kriterium für die Erschließung mittels Wärmepumpen.
<b>THG Emissionen, Flächenbedarf und sonstige Umweltwirkungen</b>	Die Treibhausgasemissionen von Wärmepumpen sind bei entsprechenden Jahresarbeitszahlen geringer als bei fossilen Versorgungslösungen, da die Emissionen für die Gesteuerung der Abwärme vollständig dem Industrieprozess zugeordnet wird und nur die Emissionen für Nutzbarmachung der Wärme dem Wärmenetzsystem zugeordnet werden (AGFW 2016). Jedoch ist darauf zu achten, dass nur unvermeidbare Abwärme verwendet wird, da die Prozesse in der Industrie mit erheblichen Emissionen einhergehen. Effizienzmaßnahmen in der Industrie bzw. der Vermeidung der Abwärme muss Priorität eingeräumt werden. Steigende erneuerbare Anteile im Bundesstrommix in Deutschland reduzieren auch die mit dem Betrieb der Wärmepumpen einhergehenden Emissionen. Für den Einsatz von Wärmepumpen sind Heizzentralen oder Kesselhäuser erforderlich, die geringen Flächenbedarf aufweisen.
<b>Akzeptanz</b>	Während bei Wärmepumpen im Bestand teilweise aufgrund der Akustik Akzeptanzprobleme bestehen, werden die bei zentraler Einbindung als gering bewertet.

<b>Technologie</b>	<b>Wärmepumpe</b>
<b>Wärmequelle</b>	<b>Industrielle Abwärme</b>
<b>Installierte Anlagen in Deutschland und Kennzahlen</b>	<p>Aktuell ist keine Installation in Deutschland bekannt. In Burgund/Frankreich wird der Campus der Universität mit Abwärme des Datacenters beheizt. Die Wärmeleistung der Wärmepumpe beträgt 420 kW, der COP beträgt 2,6. Es werden Vorlauftemperaturen von 90 °C erreicht (european heat pump association (ehpa)).</p> <p>In einer Papierfabrik in Skjern/Dänemark sind 5,2 MW Wärmepumpen im Einsatz, um Abwärme mit einer Temperatur von 28-33 °C auf 70 °C anzuheben. Gemeinsam mit der Abwärme, die direkt für die Wärmebereitstellung genutzt werden kann, ergibt sich ein System-COP in Höhe von 6.7 (ebd.).</p> <p>In Danish Energy Agency and Energinet (2020) werden durchschnittliche Jahresnutzungsgrade für Wärmepumpen unter Nutzung von Kühlwasser, das von 25 auf 15 °C abgekühlt wird und in ein Wärmenetz mit Temperaturen bis zu 75 °C eingespeist wird, in Höhe von 510 % im Jahr 2020 angegeben<sup>5</sup>.</p> <p>Typische Wärmequellentemperaturen für industrielle Abwärme, die mittels Wärmepumpe für die Erschließung in Wärmenetzen genutzt werden, variieren zwischen 12-46 °C (David et al. 2017).</p>

## A.5 Tiefengeothermie

<b>Technologie</b>	<b>Tiefengeothermie</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Hydrothermal</b>
<b>Beschreibung</b>	<p>Geothermie wird in Deutschland in der Regel in oberflächennahe und tiefe Geothermie unterschieden, die mit unterschiedlichen Bohrtiefen einhergehen. Als tief gilt Geothermie ab 400 m Bohrtiefe. Im Folgenden liegt der Fokus auf der hydrothermalen TG mit einer ausreichenden Reservoirtemperatur für die direkte Nutzung in Wärmenetzen. Eine Nutzung von Lagerstätten mit geringerer Temperatur erfordert die Kombination mit Wärmepumpen in Bestandsnetzen. Darüber hinaus wären in Zukunft petrothermale Nutzung bzw. eine Nutzung mit tiefen Erdwärmesonden möglich, jedoch fehlt es noch an Marktdurchdringung.</p>
<b>Therm. Leistungsklasse</b>	bis 50 MW pro Dublette (Grosse et al. 2017), (LIAG - Leibniz Institut für angewandte Geowissenschaften 2020)
<b>Lasttypen</b>	Grund- und Mittellast (auch Spitzenlast technisch möglich)

<sup>5</sup> Dabei wird angenommen, dass die Wärmepumpe 85 % des jährlichen Wärmebedarfs zur Verfügung stellt und bivalent betrieben wird.

<b>Technologie</b>	<b>Tiefengeothermie</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Hydrothermal</b>
<b>Temperaturniveau</b>	
<b>Heisswasser</b>	+
<b>90-110</b>	+
<b>Low-Ex</b>	++
<b>Investitionskosten 2020</b>	1.250 Euro/kW <sub>th</sub> (Grosse et al. 2017) <sup>6</sup>
<b>Investitionskosten 2050</b>	1.110 Euro/MW <sub>th</sub> (ebd.)
<b>Potenziale</b>	Die Erschließung von TG erfordert günstige geologische Rahmenbedingungen. Dazu zählen vor allem eine entsprechend hohe Lagerstättentemperatur und die erzielbare Förderrate. Die Verfügbarkeit hydrothermalen Reservoirs ist in Deutschland bisher auf das Norddeutsche Becken, den Oberrheingraben und das Molassebecken beschränkt. In Sandrock et al. (2020) wurden die technischen Angebotspotenziale basierend auf dem Tiefengeothermischen Informationssystem GeotIS (LIAG - Leibnitz Institut für angewandte Geowissenschaften 2020) und den Betriebsdaten aktueller Tiefengeothermieprojekte in Deutschland ermittelt. Dabei wurden nicht geeignete Zonen, wie Heilquellen- und Wasserschutzgebiete sowie weitere Schutzgebiete ausgenommen, in denen die Umsetzung gar nicht oder nur beschränkt möglich ist. Das ermittelte technische Bereitstellungspotenzial beläuft sich in Abhängigkeit des Szenarios auf 45 - 118 TWh in Haushalten und GHD bezogen auf das Jahr 2015.
<b>Einbindung und Verfügbarkeit</b>	Unter Voraussetzung der räumlichen Verfügbarkeit ist TG mit entsprechend hohen Lagerstättentemperaturen einfach in Bestandswärmenetze zu integrieren, da eine Einbindung ohne weitere Nachheizung auch bei hohen Temperaturen möglich ist. Temperaturabsenkungen in Wärmenetzen erlauben die Erschließung weiterer Potenziale mit niedrigen Reservoir-Temperaturen. Da Erdwärme das ganze Jahr über kontinuierlich zur Verfügung steht, kann diese für die Grund- und Mittellast genutzt werden. Eine Kombination mit Solarthermie ist somit wenig sinnvoll.

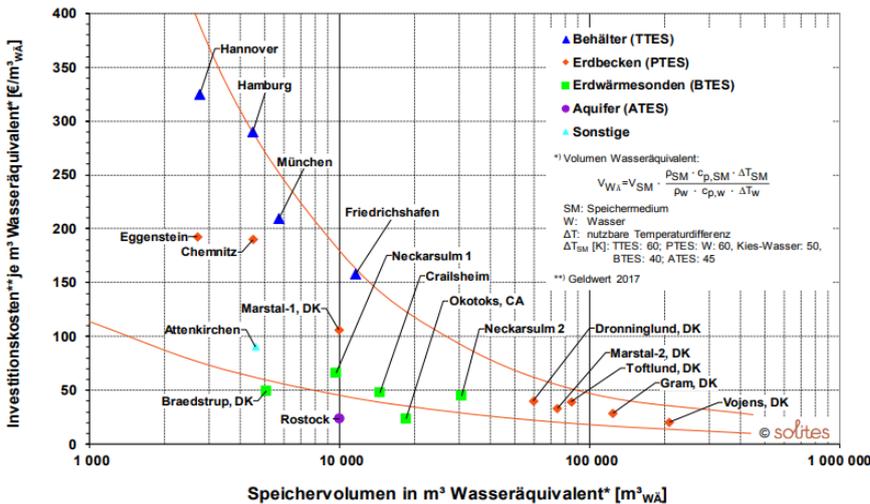
<sup>6</sup> Bei den Investitionskosten handelt es sich um durchschnittliche Investitionskosten bei einer Bohrtiefe von 1.000 bis 3.000 m, einer Förderrate von 20 bis 150 l/s und einer Reservoirtemperatur von 80 bis 120 ° C.

<b>Technologie</b>	<b>Tiefengeothermie</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Hydrothermal</b>
<b>THG Emissionen, Flächenbedarf und sonstige Umweltwirkungen</b>	<p>Die Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung durch Tiefengeothermie beschränken sich auf den Stromverbrauch für die Förderung des Heißwassers aus dem Erdreich, wobei zusätzliche Emissionen bei der Errichtung der Anlage anfallen. Der Stromverbrauch beträgt durchschnittlich 2 % der thermischen Entzugsleistung (Grosse et al. 2017).</p> <p>Geothermiepotenziale werden üblicherweise mit einer Dublette erschlossen: Dies umfasst die Förderbohrung und die Reinjektionsbohrung. Für die Bohrplätze sind jeweils ca. 10.000 m<sup>2</sup> Fläche während des Bohrvorgangs notwendig (Paar et al. 2013). Unter Annahme einer durchschnittlichen thermischen Leistung von 15 MW<sub>th</sub> ergeben sich rd. 1,5 m<sup>2</sup>/kW<sub>th</sub>. Dieser Flächenbedarf besteht jedoch zeitlich begrenzt. Für den Betrieb der Anlage ist ein Heizhaus notwendig, insgesamt ist der Flächenbedarf für die Geothermie als gering einzustufen.</p> <p>Während der Errichtung oder des Betriebs können seismische Ereignisse induziert werden. Die Art und Weise, wie geothermische Aktivitäten Seismizität induzieren, ist noch weitestgehend unerforscht (Bundesverband Geothermie 2020). Die in Zusammenhang mit Geothermie gemessene Magnitude in Deutschland hat jedoch 2,3 noch nicht überschritten (ebd.; Plenefisch et al. 2015).</p>
<b>Akzeptanz</b>	<p>Tiefe Geothermie genießt eine eher hohe Markt- und sozialpolitische Akzeptanz, stößt jedoch vor allem im Oberrheingraben, der mit einem erheblichen Potenzial einhergeht, auf eine mittlere lokale Akzeptanz (Heumann &amp; Huenges 2017), da die befürchteten Auswirkungen induzierter Seismizität durch die Errichtung bzw. den Betrieb von Geothermieanlagen Skepsis bei der Bevölkerung hervorrufen. Dies gilt vor allem für Anlagen zur Stromerzeugung, in der Regel steigt die Akzeptanz, wenn die Wärme lokal genutzt wird. Solche Anlagen gibt es bisher jedoch nur außerhalb des Oberrheingrabens.</p>

<b>Technologie</b>	<b>Tiefengeothermie</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Hydrothermal</b>
<b>Installierte Anlagen in Deutschland und Kennzahlen</b>	<p>In Deutschland sind laut dem Bundesverband Geothermie 29 Heizwerke und Heizkraftwerke in Betrieb (Stand Januar 2019) mit einer installierten Wärmeleistung von rd. 334 MW<sub>th</sub>. (Bundesverband Geothermie 2019).</p> <p>Folgende Kennzahlen der realisierten Anlagen zur Hydrogeothermie lassen sich ableiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Thermische Leistung zwischen 1 MW<sub>th</sub> und 40 MW<sub>th</sub> (Mittelwert rd. 15 MW<sub>th</sub>)</li> <li>▶ Reservoirtemperatur zwischen 36 °C und 165 °C (Mittelwert rd. 100 °C)</li> <li>▶ Teufe zwischen 825 m und 5.000 m (Mittelwert rd. 2.850 m)</li> </ul>

## A.6 Speicher

<b>Technologie</b>	<b>Speicher</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Saisonale Speicher</b>
<b>Beschreibung</b>	<p>Saisonale Speicher erlauben es, relevante Energiemengen saisonal zu speichern und darüber hinaus die Einbindung von erneuerbaren Energien oder Abwärme, die sich ansonsten gegenseitig kannibalisieren würden (z. B. Solarthermie und Wärme aus Müllheizkraftwerken im Sommer). Die Temperaturen liegen dabei unter 100 °C, meist unter 85 °C (Grosse et al. 2017). Dabei kann zwischen Behälterwärmespeichern, Erdbeckenspeichern (PTES), Aquiferspeichern (ATES) und Erdsondenspeicher (BTES) unterschieden werden. Dabei kommen unterschiedliche Wärmespeichermedien zum Einsatz.</p>
<b>Therm. Leistungsklasse</b>	<p>bis zu 15.000 MWh (Seitz et al. 2018)</p> <p>bis zu 200.000 m<sup>3</sup> für PTES; bis zu 20.000 m<sup>3</sup> für ATES (Grosse et al. 2017)</p>
<b>Lasttypen</b>	Spitzenlast
<b>Temperaturniveau</b>	
<b>90-110 °C</b>	+
<b>Low-Ex</b>	++

Technologie	Speicher
Unterteilung	Saisonale Speicher
<b>Investitionskosten 2020</b>	<p>25-120 Euro/ kWh (Seitz et al. 2018)                      400 Euro/kW<sub>th</sub> (Grosse et al. 2017)</p> <p>Der größte Erdbeckenspeicher in Dänemark (Vojens, 200.000 m<sup>3</sup>) wurde mit Investitionskosten von unter 25 Euro/m<sup>3</sup> gebaut. Damit sind die Speicherkosten auch bei Anlagen mit sehr hohen solaren Deckungsanteilen kein prohibitiver Faktor mehr, stehen jedoch ähnlich wie Solarthermieanlagen vor der Herausforderung des hohen Flächenbedarfs und der damit verbundenen Kosten für die Flächen. Wichtig für das Erreichen dieser Kosten, die beispielsweise in Vojens realisiert wurden, ist, dass die „Decke“ des Speichers nicht selbsttragend ausgeführt ist, sondern auf dem Speicherwasser schwimmt. In Deutschland gibt es bisher kein den Forschungsnehmenden bekanntes Beispiel für einen Speicher mit schwimmender Abdeckung. Eine Übersicht über die Kosten ist auch in Abbildung 2 dargestellt.</p> <p>Abbildung 2 Kosten für den Untergrund integrierte Wärmespeicher (Quelle: Berberich &amp; Schmidt, 2019)</p> <p style="color: orange; text-align: center;"><b>Kosten für in den Untergrund integrierte Wärmespeicher</b></p>  <p><b>Investitionskosten** je m<sup>3</sup> Wasseräquivalent* [€/m<sup>3</sup> wÄ]</b></p> <p><b>Speichervolumen in m<sup>3</sup> Wasseräquivalent* [m<sup>3</sup> wÄ]</b></p> <p> <span style="color: blue;">▲</span> Behälter (TTES)  <span style="color: orange;">◆</span> Erdbecken (PTES)  <span style="color: green;">■</span> Erdwärmesonden (BTES)  <span style="color: purple;">●</span> Aquifer (ATES)  <span style="color: cyan;">▲</span> Sonstige                     </p> <p> <math>V_{WA} = V_{SM} \cdot \frac{\rho_{SM} \cdot c_{p,SM} \cdot \Delta T_{SM}}{\rho_w \cdot c_{p,w} \cdot \Delta T_w}</math>                      SM: Speichermedium                      W: Wasser                      ΔT: nutzbare Temperaturdifferenz                      ΔT<sub>SM</sub> [K]: TTES: 60; PTES: W: 90; Kies-Wasser: 50;                      BTES: 40; ATES: 45                      ** Geldwert 2017                 </p>
<b>Investitionskosten 2050</b>	<p>15-70 Euro/kWh (Seitz et al. 2018)                      340 Euro/kW<sub>th</sub> (Grosse et al. 2017)</p>

<b>Technologie</b>	<b>Speicher</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Saisonale Speicher</b>
<b>Einbindung und Verfügbarkeit</b>	<p>PTES werden in der Regel ohne feste Konstruktion gebaut. Sie werden hauptsächlich durch Ausgrabungen vor Ort errichtet und sind mit einer wärmeisolierenden Abdeckung und einer wasserdichten Folie ausgestattet. Als Wärmespeichermedium dient Wasser, aber auch Kies, Sand oder Gestein zusammen mit Wasser sind möglich. Bei Aquiferspeicher wird die Wärme in natürlichen Grundwasserleitern im Untergrund gespeichert, wobei dort die Umgebung entweder eine ähnliche Temperatur aufweist wie die zu- und abgeführte Wärme oder nach einer Übergangszeit auf die des zugeführten Speichermediums ansteigt. Dieser Speichertyp kommt in Deutschland bisher selten zur Anwendung. BTES bestehen aus Sondenfeldern, die wie gewöhnliche Erdwärmesonden operieren bei denen in Speicher- und Nutzungsphase die Wärmeflussrichtung durch Anlegen entsprechender Temperaturgradienten umgekehrt wird.</p> <p>Die Einbindung von Speichern hat den Vorteil von geringen Pfadabhängigkeiten, da deren Relevanz in einem Wärmesystem mit steigendem Anteil von erneuerbaren Energien unumstritten ist (Seitz et al. 2018).</p>
<b>THG Emissionen, Flächenbedarf und sonstige Umweltwirkungen</b>	<p>Die Treibhausgasemissionen der Speicher gehen einher mit jenen der Energie die gespeichert wird. Durch Speicherung von Solarthermie, industrieller Abwärme oder temporären Leistungsspitzen im Strombereich aufgrund von fluktuierenden Erneuerbaren können die Emissionen der Wärmeerzeugung im Vergleich zur Kohleerzeugung signifikant verringert werden.</p> <p>Erdbeckenspeicher gehen mit einem großen Flächenbedarf einher, was in städtischen Gebieten mit entsprechendem Platzangebot einschränkend sein kann. In Vojens/Dänemark liegt der Flächenbedarf des Erdbeckenspeichers bei 1/6 des Flächenbedarfs für das Kollektorfeld. Allerdings ist auf der schwimmenden Abdeckung des Speichers keine weitere Nutzung als Weide oder Ähnlichem möglich. Beide Formen der geothermischen Wärmespeicherung (ATES und BTES) weisen einen geringen obertägigen Flächenverbrauch auf.</p>
<b>Akzeptanz</b>	<p>Saisonale Speicher stoßen in Dänemark auf keine bekannten Akzeptanzprobleme. Erfahrungen aus Deutschland existieren hierzu nicht, aufgrund unterschiedlicher Topographie könnte dies jedoch in hügeligen Landschaften auf Akzeptanzprobleme stoßen.</p>
<b>Installierte Anlagen in Deutschland und Kennzahlen</b>	<p>Die durchschnittliche Wärmekapazität bei PTES beträgt zwischen 60 und 80 kWh/m<sup>3</sup> und bei ATES zwischen 30 und 40 kWh/m<sup>3</sup>; die jährliche Effizienz zeigt eine Bandbreite von 50 bis 90 % bei PTES auf und von 40 bis 60 % bei ATES (Grosse et al. 2017). Die durchschnittliche Wärmekapazität von Erdsondenspeichern beträgt 15 bis 30 kWh/m<sup>3</sup>. (Berberich &amp; Schmidt 2019)</p> <p>Die große dänische Solaranlage (37.600 m<sup>2</sup> Kollektorfläche) in Dronninglund wurde zusammen mit einem 62.000 m<sup>3</sup> fassenden</p>

<b>Technologie</b>	<b>Speicher</b>
<b>Unterteilung</b>	<b>Saisonale Speicher</b>
	<p>Erdbeckenspeicher gebaut. Die Messungen ergaben, dass wie geplant mit Hilfe des Speichers ein hoher solarer Deckungsanteil von 40 % erreicht wird und dass die Speicherverluste unter 10 % der eingespeisten Wärmemenge liegen (PlanEnergi 2015). Der Nutzungsgrad des Speichers beträgt 19 % bei einer maximalen Temperatur von 87 °C und einer minimalen Temperatur von 12 °C. Die Wärmekapazität beträgt 2.000 MWh (Solites, 2019). Die Speichernutzungsgrade (Rückgewinnungsraten) bei ATES und BTES sind u. a. temperaturabhängig, in Deutschland werden bis zu 70-80 % oder sogar mehr erreicht.</p>

## B Wärmenetz-Steckbriefe

### B.1 Wärmenetz-Steckbrief Nr. 1 – Spremberg

#### Allgemeines

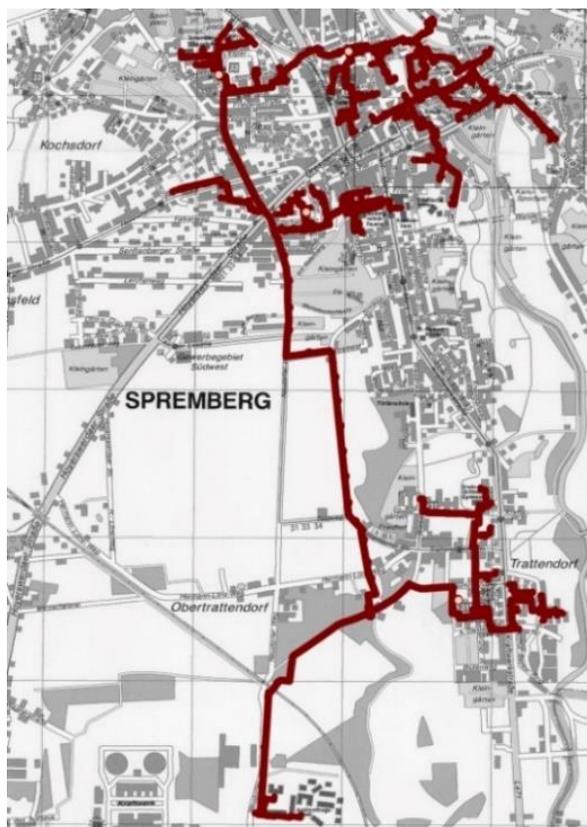
Bundesland:	Brandenburg
Einwohnerzahl Kommune:	25.000
Charakteristika Stadt/Region:	ländlich
Demographische Entwicklung:	sinkende Bevölkerungszahl bis 2030 erwartet
Kaufkraft-Index Verbraucher:	106,8 % des bundesdeutschen Durchschnitts

#### Einschätzung zu erneuerbaren Potenzialen und Abwärme

Geothermisches Potenzial:	vorhanden
Verfügbarkeit von Freiflächen:	vorhanden
Industrielle Abwärme:	nein
Oberflächengewässer:	Spree

Abbildung 3: Steckbrief Nr. 1 – Spremberg Netzplan

---



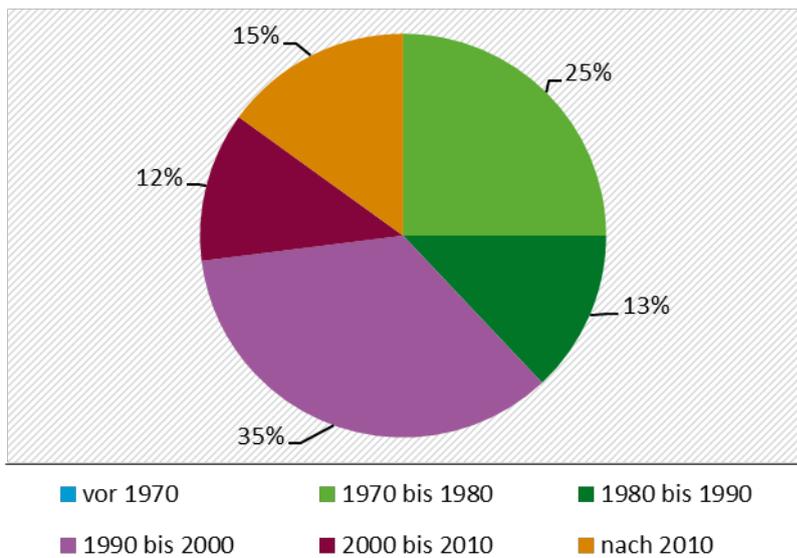
Quelle: Städtische Werke Spremberg

**Netze**

Netztopologie:	Strahlennetz
Netzstruktur:	Primärnetz, 4 Sekundärnetze
Trassenlänge gesamt:	30 km
Druckstufen:	PN 40, PN 25, PN 16
Versorgungsmedien:	Wasser
VL-Temperatur:	130 °C (Pri), 120 °C (Sek)
RL-Temperatur:	70 C (Pri), 60 °C (Sek)
Netzverluste (bzg. auf Netzeinsp.):	32 %
Dämmstandard Netz (vorwiegend):	KMR Dämmreihe 1
Mittlere Absatzdichte:	1,00 GWh/km
Ältester Netzteil:	1976
Größte geodät. Höhendifferenz:	25 m
Anzahl Druckerhöhungsstationen:	0 Stk

**Abbildung 4: Steckbrief Nr. 1 – Spremberg Altersstruktur Wärmenetz**

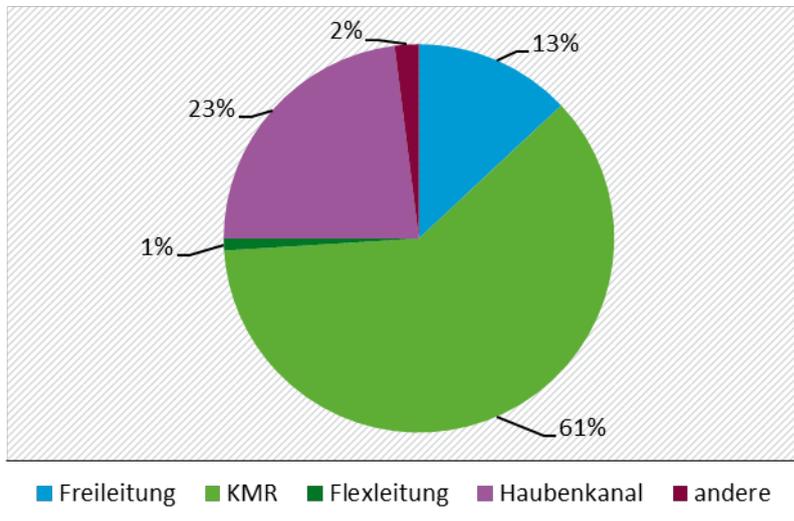
bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 5: Steckbrief Nr. 1 – Spremberg Verlegesystem**

bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Erzeugung**

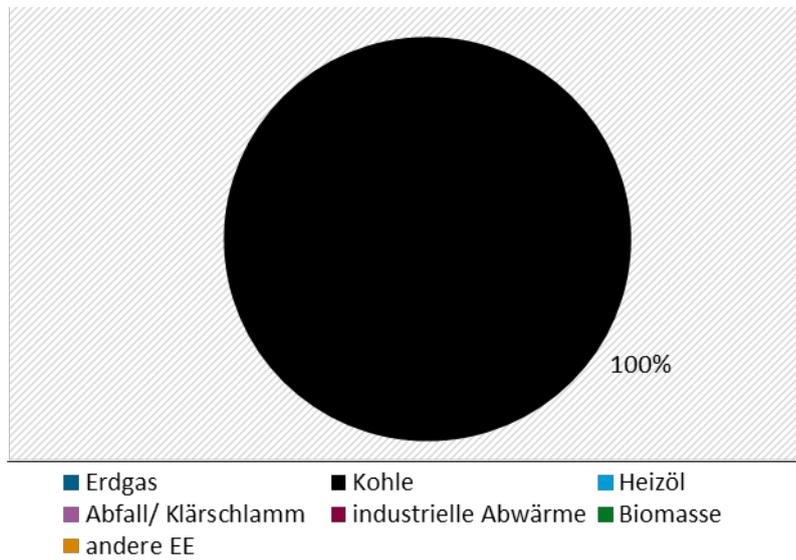
Kohletyp: Braunkohle  
 Eigentum Kohlekraftwerk: LEAG  
 Anvisierter Zeitpunkt Stilllegung: 2038  
 Kohle-Anteil Netzeinspeisung: 100 %  
 EE-Anteil Netzeinspeisung: 0 %  
 KWK-Anteil Netzeinspeisung: 100 %  
 Primärenergiefaktor (FW 309-1): 0,7  
 CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor (FW 309-6): 150 g/kWh  
 Höchstlast [MW]: 16  
 Wärmeabsatz [GWh/a]: 30

**Tabelle 1: Steckbrief Nr. 1 – Spremberg Übersicht Erzeugungsanlagen**

Anlage	th. Leistung MW <sub>th</sub>	el. Leistung MW <sub>el</sub>	Brennstoff	IBN	ABN	VBH
<b>Im Eigentum des Versorgers</b>						
keine						
<b>Im Eigentum von Dritten</b>						
LEAG	2 x 60 FW-Auskopplung	2 x 800	Braunkohle	1997/98	2038	

**Abbildung 6: Steckbrief Nr. 1 – Spremberg Brennstoffmix**

Bezogen auf Netzeinspeisung



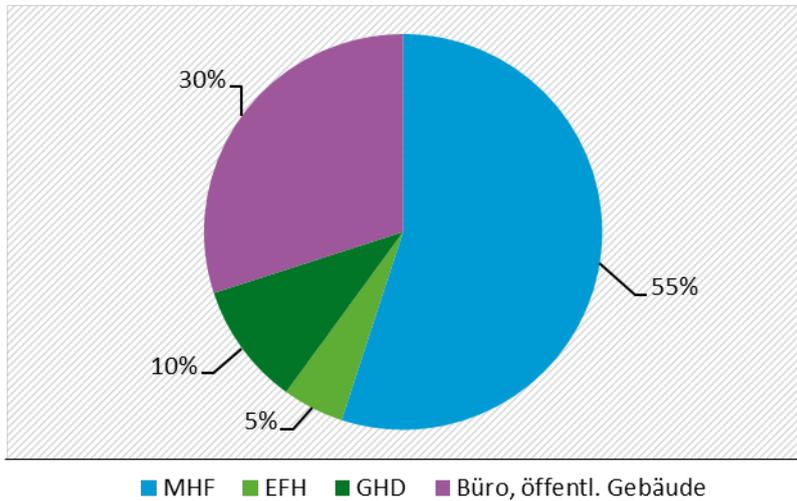
Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abnehmer**

Gesamtanschlusswert [MW]:	20
Anzahl HAST [Stück]:	218
Mittlerer Anschlusswert:	90 kW
Typ HAST:	100 % indirekte Stationen
Eigentum HAST:	100 % im Eigentum der Kund*innen
Struktur Preisgleitklauseln:	
Arbeitspreis	$AP = AP_0 \cdot (0,5 \cdot x + 0,5 \cdot y)$
Leistungspreis	$LP = LP_0 \cdot (0,6 + 0,22 \cdot x + 0,18 \cdot y)$
Messpreis	fest
übl. Laufzeit Versorgungsvertrag:	10 Jahre

### Abbildung 7: Steckbrief Nr. 1 – Spremberg Struktur Verbraucher

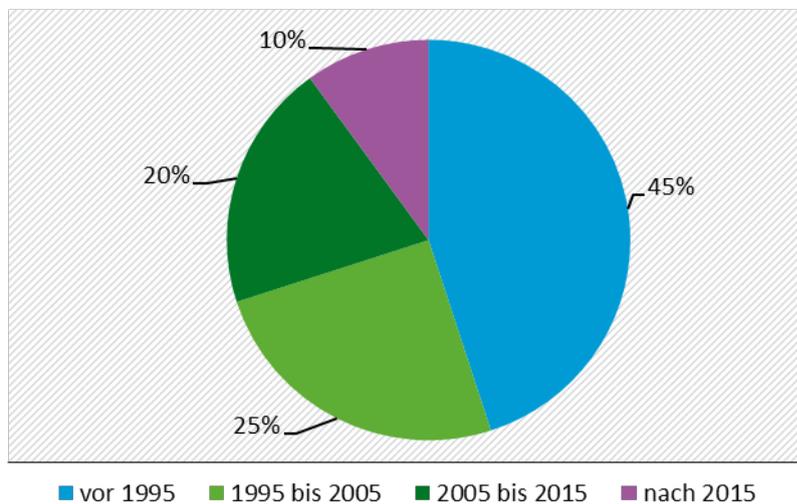
Anteil bezogen auf Absatz (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

### Abbildung 8: Steckbrief Nr. 1 – Spremberg Altersverteilung HAST

(geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Fernwärmeversorger**

Name: Städtische Werke Spremberg (Lausitz) GmbH  
 Rechtsform: GmbH  
 Anteilseigner-Struktur : 100 % Stadt Spremberg  
 Spartenstruktur: Strom, Gas, Fernwärme

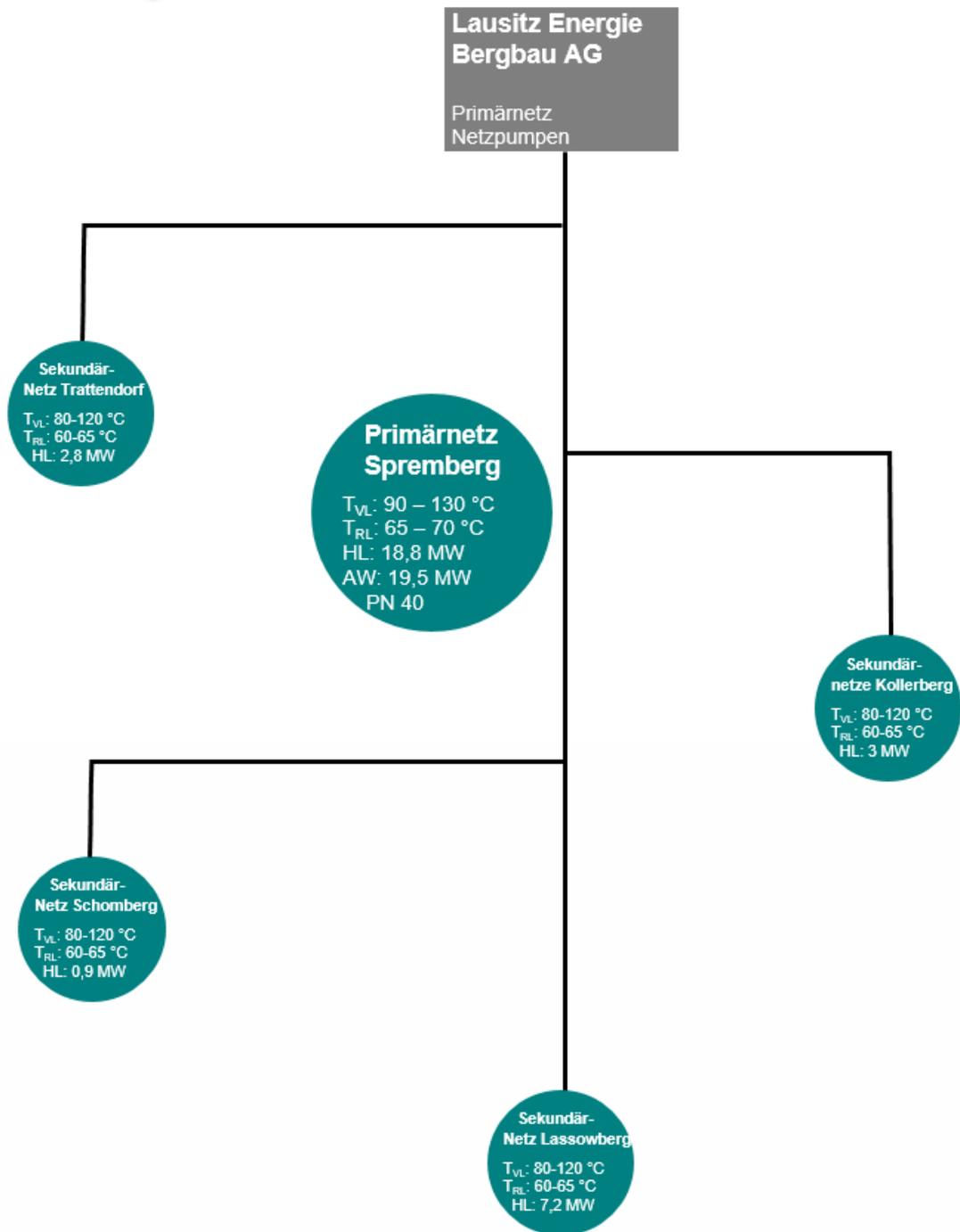
**Tabelle 2: Steckbrief Nr. 1 – Spremberg Erlöse für Typabnehmer**

Typabnehmer	Größe	VBH	AP €/MWh	LP €/kW a	Messpreis €/a	Wärmekosten €/a
Kleines MFH Bestand mit ...	60 kW	1.800	71,03		67,5	7.740
Mittleres MFH Bestand mit ...	160 kW	1.800	45,58	48,93	135	21.090
Großes GHD-Gebäude mit ...	600 kW	1.500	45,58	48,93	319	70.700

Üblicher kalkulatorischer Zinssatz  
 für Wirtschaftlichkeitsrechnungen: 3 %

## Schema Fernwärmesystem

Abbildung 9: Schema Fernwärmesystem Spremberg



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

## B.2 Wärmenetz-Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg

### Allgemeines

Bundesland:	Hessen
Einwohnerzahl Kommune:	<10.000
Charakteristika Stadt/Region:	ländliche Gemeinde
Demographische Entwicklung:	leicht wachsende Einwohnerzahl
Kaufkraft-Index Verbraucher:	106,8 % des bundesdeutschen Durchschnitts

### Einschätzung zu erneuerbaren Potenzialen und Abwärme

Geothermisches Potenzial:	vernachlässigbar
Verfügbarkeit von Freiflächen:	2 Deponien im Umfeld ggf. nutzbar
Industrielle Abwärme:	nein
Oberflächengewässer:	liegt am Main

### Abbildung 10: Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg Netzplan

---



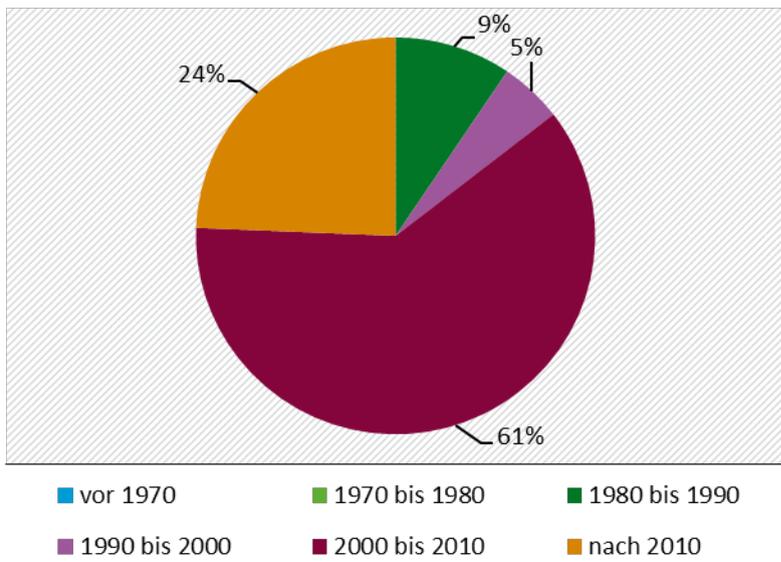
Quelle: Kartengrundlage GWG, Ergänzung GEF

**Netze**

Netztopologie:	Maschennetz
Netzstruktur:	Sekundärnetz und Tertiärnetze
Trassenlänge gesamt:	27 km
Druckstufen:	PN 16
Versorgungsmedien:	Wasser
VL-Temperatur:	100 °C (Sek), 85 °C (Tert)
RL-Temperatur:	55 °C (Sek)
Netzverluste (bzg. auf Netzeinsp.):	22 %
Dämmstandard Netz (vorwiegend):	Dämmreihe 2
Mittlere Absatzdichte:	0,9 GWh/km
Ältester Netzteil:	1988
Größte geodät. Höhendifferenz:	4,5 m
Anzahl Druckerhöhungsstationen:	0 Stück

**Abbildung 11: Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg Altersstruktur Wärmenetz**

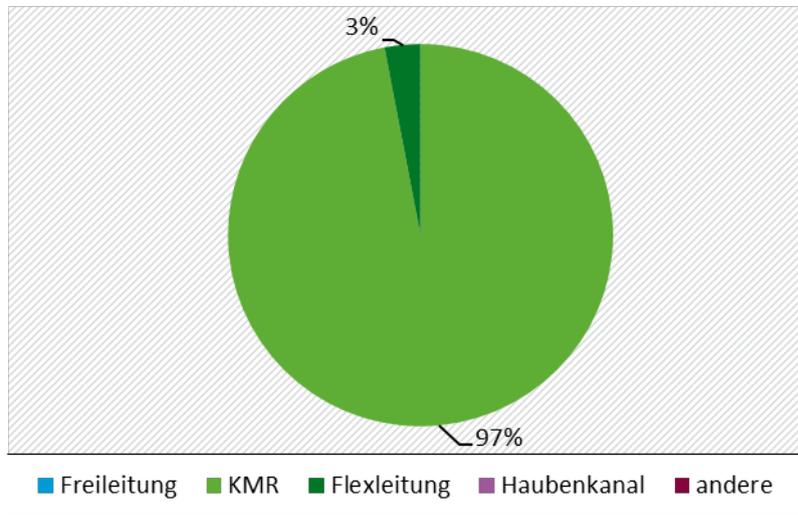
geschätzt



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 12: Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg Verlegesystem**

bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Erzeugung**

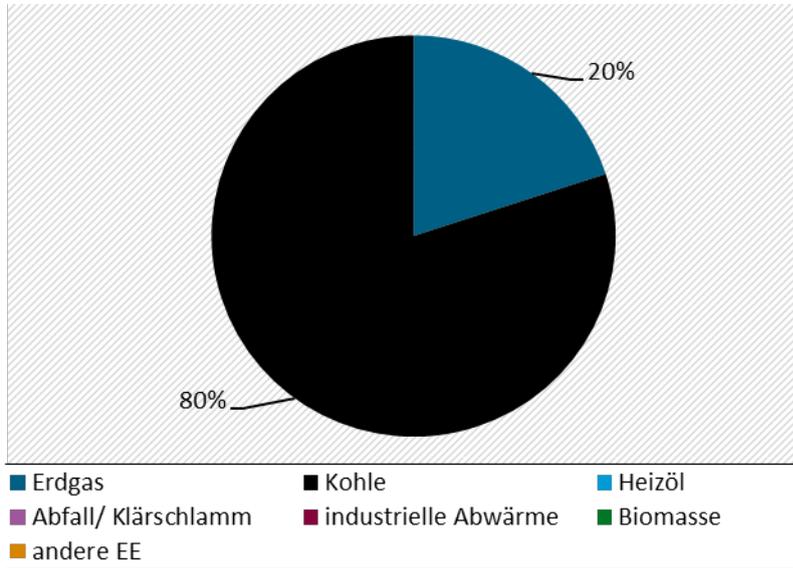
Kohletyp:	Steinkohle
Eigentum Kohlekraftwerk:	Uniper Kraftwerke GmbH
Anvisierter Zeitpunkt Stilllegung:	2025
Kohle-Anteil Netzeinspeisung:	80 % (ca. 26 GWh)
EE-Anteil Netzeinspeisung:	0 %
KWK-Anteil Netzeinspeisung:	80 %
Primärenergiefaktor (FW 309-1):	0,52
Höchstlast [MW]:	12
Wärmeabsatz [GWh/a]:	25

**Tabelle 3: Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg Übersicht Erzeugungsanlagen**

Anlage	th. Leistung MW <sub>th</sub>	el. Leistung MW <sub>el</sub>	Brennstoff	IBN	ABN	VBH
<b>Im Eigentum von Dritten</b>						
Block 5 Staudinger (Uniper)			Steinkohle	1992	2025	
Erdgaskessel Staudinger (Uniper)			Erdgas	1992	2025	

**Abbildung 13: Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg Brennstoffmix**

Bezogen auf Netzeinspeisung (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Tabelle 4: Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg Übersicht Speicher**

Anlage	
Anzahl Speicher	1
Art der Speicher	Kurzzeitspeicher
Speichertyp	druckloser Speicher
Speichergröße [MWh]	100
Speichervolumen [m³]	2.500
Leistung Speicher Be-/Entladung [MW]	15

**Abnehmer**

- Gesamtanschlusswert [MW]: 20,59
- Anzahl HAST [Stück]: 680
- Mittlerer Anschlusswert: 30 kW
- Typ HAST: 100 % indirekte Stationen
- Eigentum HAST: 100 % im Eigentum des Versorgers
- Struktur Preisgleitklauseln:

Arbeitspreis  $AP = AP_0 \cdot (0,60 \cdot \frac{GAP}{GAP_0} + 0,05 \cdot \frac{RAP}{RAP_0} + 0,15 \cdot \frac{L}{L_0} + 0,15 \cdot \frac{IG}{IG_0} + 0,05 \cdot \frac{WM}{WM_0})$

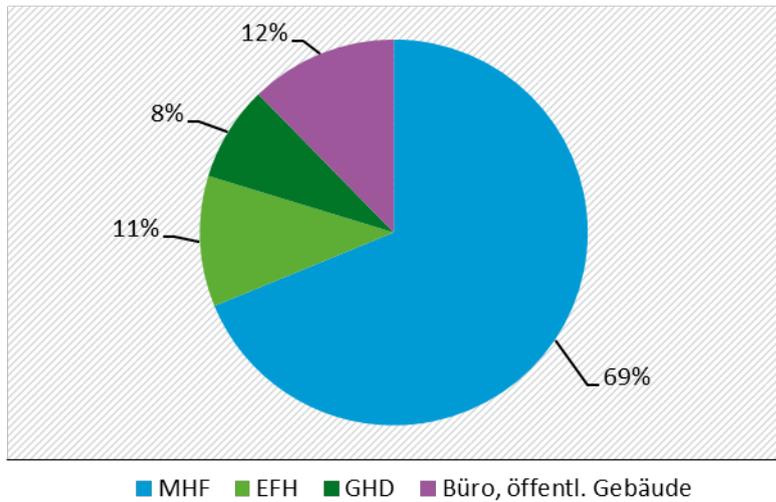
Leistungspreis  $LP = LP_0 \cdot (0,35 + 0,2 \cdot \frac{GLP}{GLP_0} + 0,05 \cdot \frac{RLP}{RLP_0} + 0,15 \cdot \frac{L}{L_0} + 0,25 \cdot \frac{IG}{IG_0})$

Messpreis

$$MP = MP_0 \cdot \left(0,5 \cdot \frac{IG}{IG_0} + 0,5 \cdot \frac{L}{L_0}\right)$$

**Abbildung 14: Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg Struktur Verbraucher**

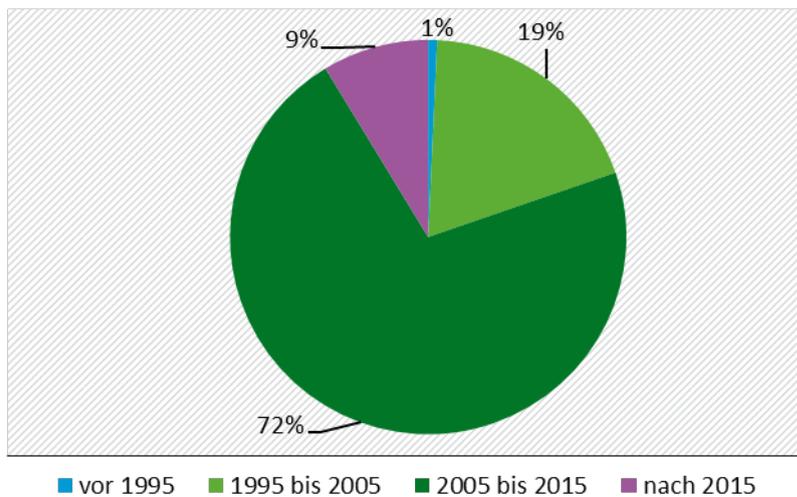
Anteil bezogen auf Absatz (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 15: Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg Altersverteilung HAST**

(geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Fernwärmeversorger**

Name:	Gemeindewerke Großkrotzenburg GmbH
Rechtsform:	GmbH
Anteilseigner-Struktur:	100 % Gemeinde Großkrotzenburg
Spartenstruktur:	Wasser, Strom, Gas, Fernwärme
Wärmemischpreis [€/MWh]:	71

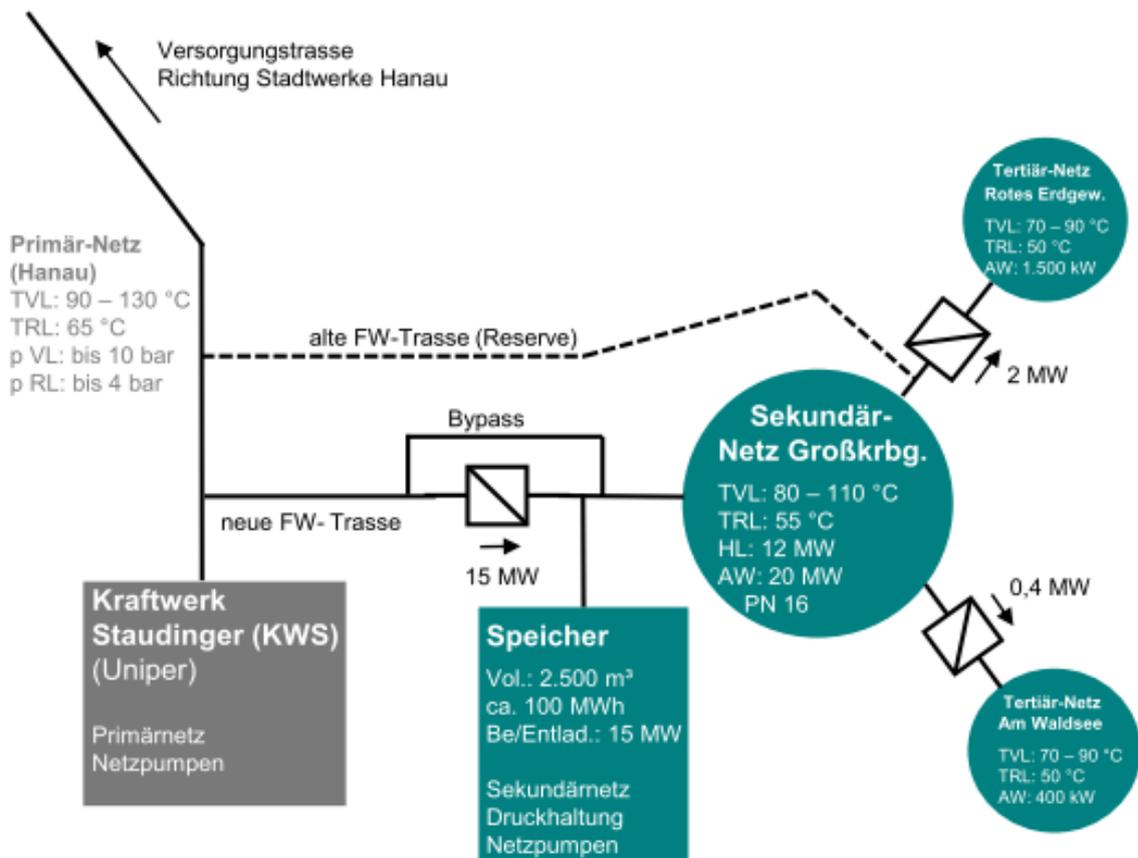
**Tabelle 5: Steckbrief Nr. 2 – Großkrotzenburg Erlöse für Typabnehmer**

Typabnehmer	Größe	VBH	AP €/MWh	LP €/kW a	Messpreis €/a	Wärmekosten €/a
Kleines MFH Bestand mit ...	60 kW	1.800	40,91	37,19	90,60	6.740
Mittleres MFH Bestand mit ...	160 kW	1.800	36,42	27,84	261,50	15.200
Großes GHD-Gebäude mit ...	600 kW	1.500	36,42	27,84	261,50	49.740

Üblicher kalkulatorischer Zinssatz  
für Wirtschaftlichkeitsrechnungen: 5 %

**Schema Fernwärmesystem**

**Abbildung 16: Schema Fernwärmesystem Großkrotzenburg**



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

### **B.3 Wärmenetz-Steckbrief Nr. 3 – Aachen**

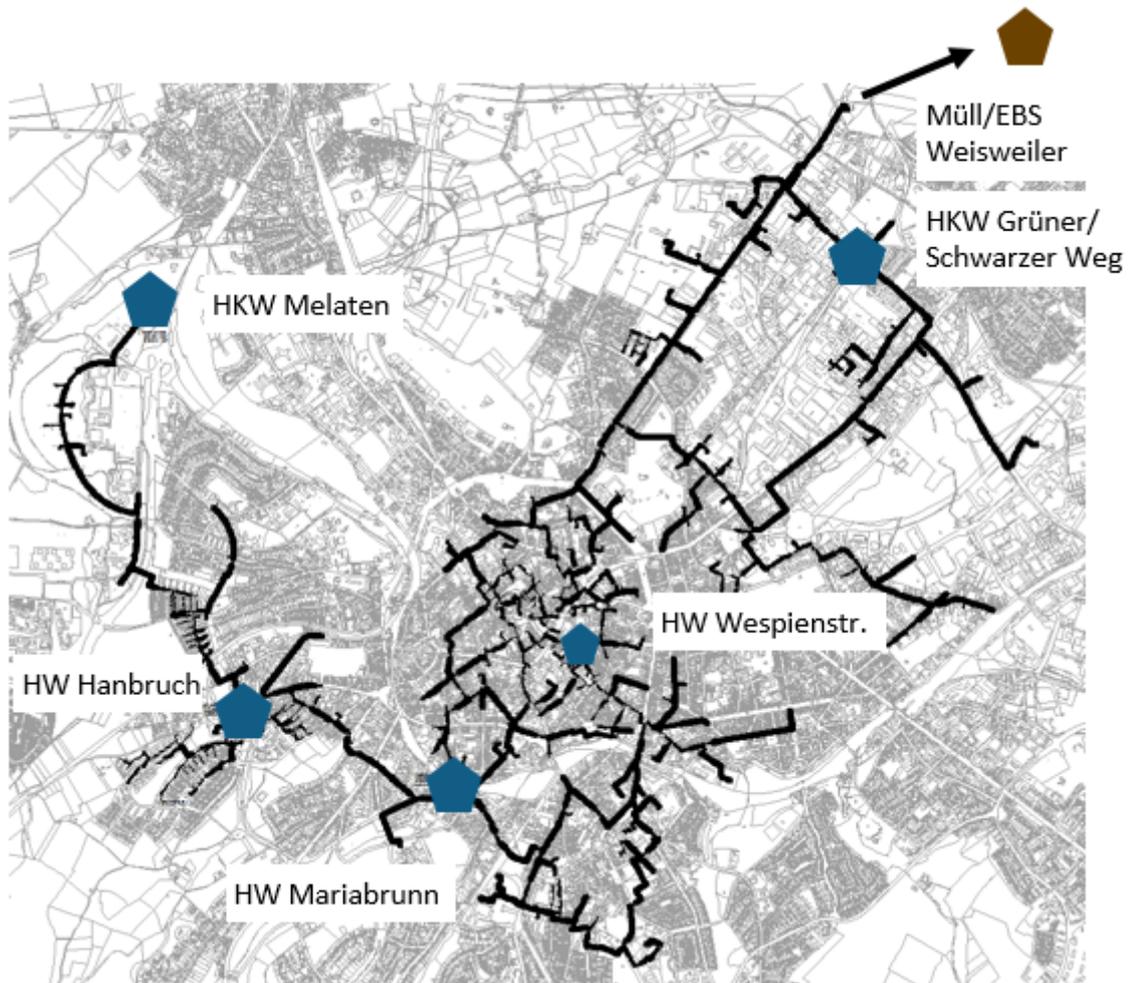
#### **Allgemeines**

Bundesland:	Nordrhein-Westfalen
Einwohnerzahl Kommune:	ca. 250.000 Einwohner
Charakteristika Stadt/Region:	Großstadt
Demographische Entwicklung:	leicht sinkende Einwohnerzahl, lt. Stadt ist der Trend in letzter Zeit aber wieder ansteigend
Kaufkraft-Index Verbraucher:	95,5 % des bundesdeutschen Durchschnitts

#### **Einschätzung zu erneuerbaren Potenzialen und Abwärme**

Geothermisches Potenzial:	wird vermutet, Höhe unklar – Forschungsprojekt dazu ist gestartet
Verfügbarkeit von Freiflächen:	eher gering – hohe Flächenkonkurrenz, aber interessante Fläche (ca. 30.000 m <sup>2</sup> ) identifiziert
Industrielle Abwärme:	kein nennenswertes nutzbares Potenzial ermittelt
Oberflächengewässer:	nur kleine Bäche (evtl. für dezentrale Projekte geeignet)
Abwasserwärme:	ca. 20 MW am Auslauf der Kläranlage
Klärschlammverbrennung:	thermische Nutzung angedacht (Potenzial unbekannt)

Abbildung 17: Steckbrief Nr. 3 – Aachen Netzplan



Quelle: Kartengrundlage STAWAG, Ergänzungen GEF

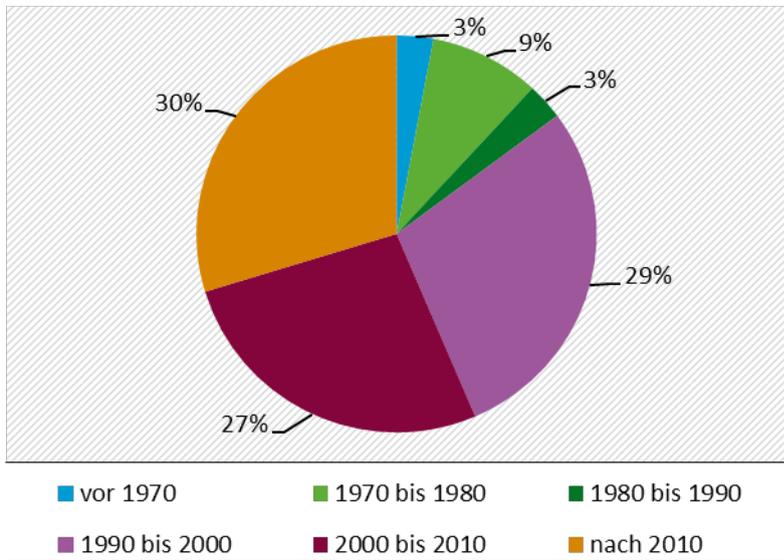
### Netze

Netztopologie:	Maschennetz
Netzstruktur:	Primär- und Sekundärnetze (Prim, Sek)
Trassenlänge gesamt:	82 km
Druckstufen:	PN 16
Versorgungsmedien:	Wasser
VL-Temperatur:	90-123 °C (Sommer – Winter)
RL-Temperatur:	70-65 °C (Sommer – Winter)
Netzverluste (bzg. auf Netzeinsp.):	15,9 %
Dämmstandard Netz (vorwiegend):	einfach
Mittlere Absatzdichte:	3,1 GWh/km
Ältester Netzteil:	ab 1962
Größte geodät. Höhendifferenz:	61 m

Anzahl Druckerhöhungsstationen: 0 Stk

**Abbildung 18: Steckbrief Nr. 3 – Aachen Altersstruktur Wärmenetz**

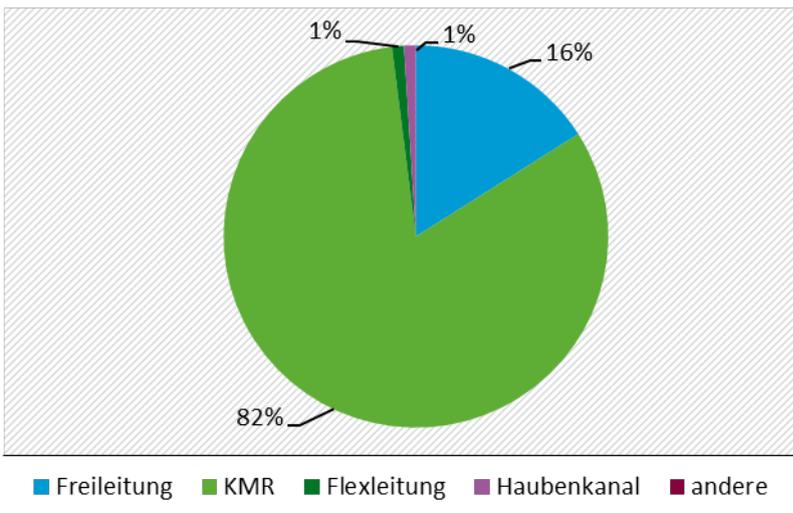
bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 19: Steckbrief Nr. 3 – Aachen Verlegesystem**

bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse (andere Verlegesysteme umfassen z. B. Stahlmantelrohr)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Erzeugung**

Kohletyp:	Braunkohle
Eigentum Kohlekraftwerk:	RWE Power AG
Anvisierter Zeitpunkt Stilllegung:	2028/29
Kohle-Anteil Netzeinspeisung:	93 %
EE-Anteil Netzeinspeisung:	0 %

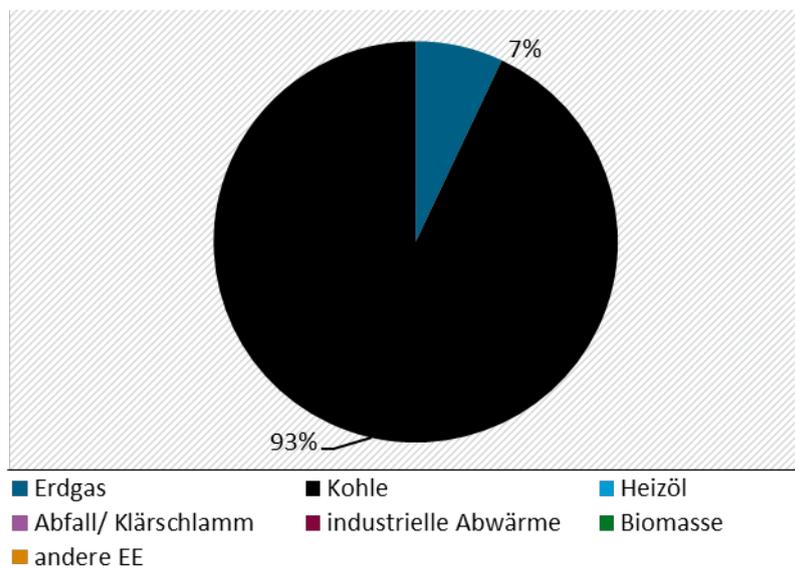
KWK-Anteil Netzeinspeisung: 93 %  
 Primärenergiefaktor (FW 309-1): 0,429  
 CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor: 60 g/kWh (gemäß TEHG/BEHG)  
 Höchstlast [MW]: 116  
 Wärmeabsatz [GWh/a]: 254

**Tabelle 6: Steckbrief Nr. 3 – Aachen Übersicht Erzeugungsanlagen**

Anlage	th. Leistung MW <sub>th</sub>	el. Leistung MW <sub>el</sub>	Brennstoff	IBN	ABN	VBH
<b>Im Eigentum des Versorgers</b>						
Heizwerk Wespienstraße	40		Erdgas/HEL	1969/88/96		59
Heizwerk Mariabrunn	39		Erdgas/HEL	1970/93/96		289
Heizwerk Grüner Weg	18		Erdgas/HEL	1992/2006		7
Heizwerk Hanbruch	14		Erdgas	1964/1988		494
BHKW Melaten	10		Erdgas	2018		0
<b>Im Eigentum von Dritten</b>						
KW Weisweiler Block G	82		Braunkohle	1974	2028/29	3.352
KW Weisweiler Block H			Braunkohle	1975	2028/29	

**Abbildung 20: Steckbrief Nr. 3 – Aachen Brennstoffmix**

Bezogen auf Netzeinspeisung



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Tabelle 7: Steckbrief Nr. 3 – Aachen Übersicht Speicher**

Anlage			
Anzahl Speicher	2 Stk		
Art der Speicher	Kurzzeitspeicher		
Speichertyp	Druckspeicher		
Speichergröße [MWh]	48,72		
Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	2 x 350		
Leistung Speicher Be-/Entladung [MW]	10		
Geplant in 2022: Speicher Schwarzer Weg [m <sup>3</sup> ]	2000		

**Abnehmer**

Gesamtanschlusswert [MW]:	204
Anzahl HAST [Stück]:	1.100
Mittlerer Anschlusswert:	185 kW
Typ HAST:	100 % indirekt
Eigentum HAST:	im Eigentum des Versorgers
Struktur Preisgleitklauseln:	

Arbeitspreis	$AP = AP_0 \cdot (0,35 \cdot \frac{K}{K_0} + 0,15 \cdot \frac{G}{G_0} + 0,20 \cdot \frac{L}{L_0} + 0,30 \cdot \frac{ZHFW}{ZHFW_0})$
--------------	---

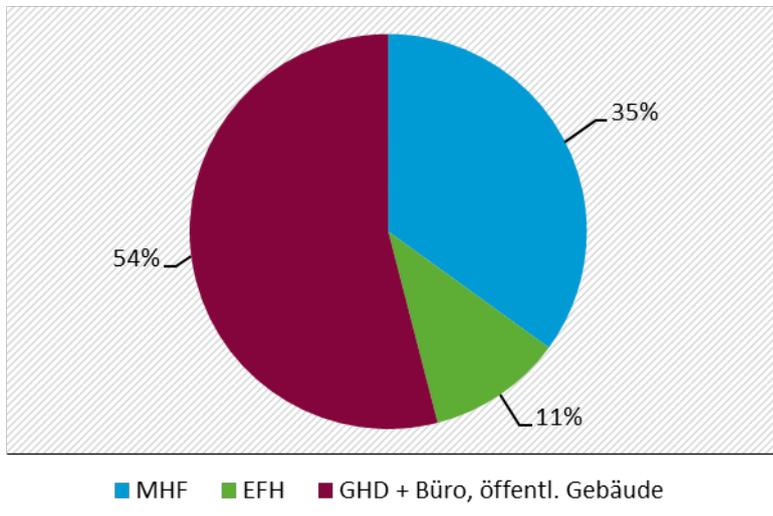
Leistungspreis	$LP = LP_0 \cdot (0,20 + 0,45 \cdot \frac{I}{I_0} + 0,35 \cdot \frac{L}{L_0})$
----------------	--

Messpreis	Nicht vorhanden
-----------	-----------------

übl. Laufzeit Versorgungsvertrag:	10 Jahre
-----------------------------------	----------

**Abbildung 21: Steckbrief Nr. 3 – Aachen Struktur Verbraucher**

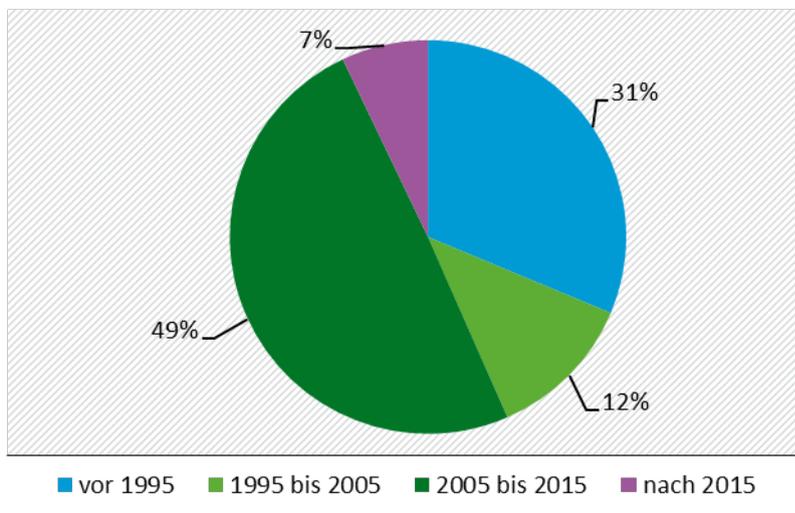
Anteil bezogen auf Absatz (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 22: Steckbrief Nr. 3 – Aachen Altersverteilung HAST**

(geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Fernwärmeversorger**

Rechtsform:	AG
Anteilseigner-Struktur:	100 % kommunal
Spartenstruktur:	Wasser, Strom, Gas, Fernwärme, Abwasser, Straßenbeleuchtung
Netzgesellschaft:	Regionetz GmbH (auch für Fernwärme)
Anteilseigner-Struktur:	50,1 % STAWAG, 49,9 % Energie- u. Wasserversorg. GmbH, Stolberg
Wärmemischpreis [€/MWh]:	68,06 (netto) (Preisstand: 01.07.2019)

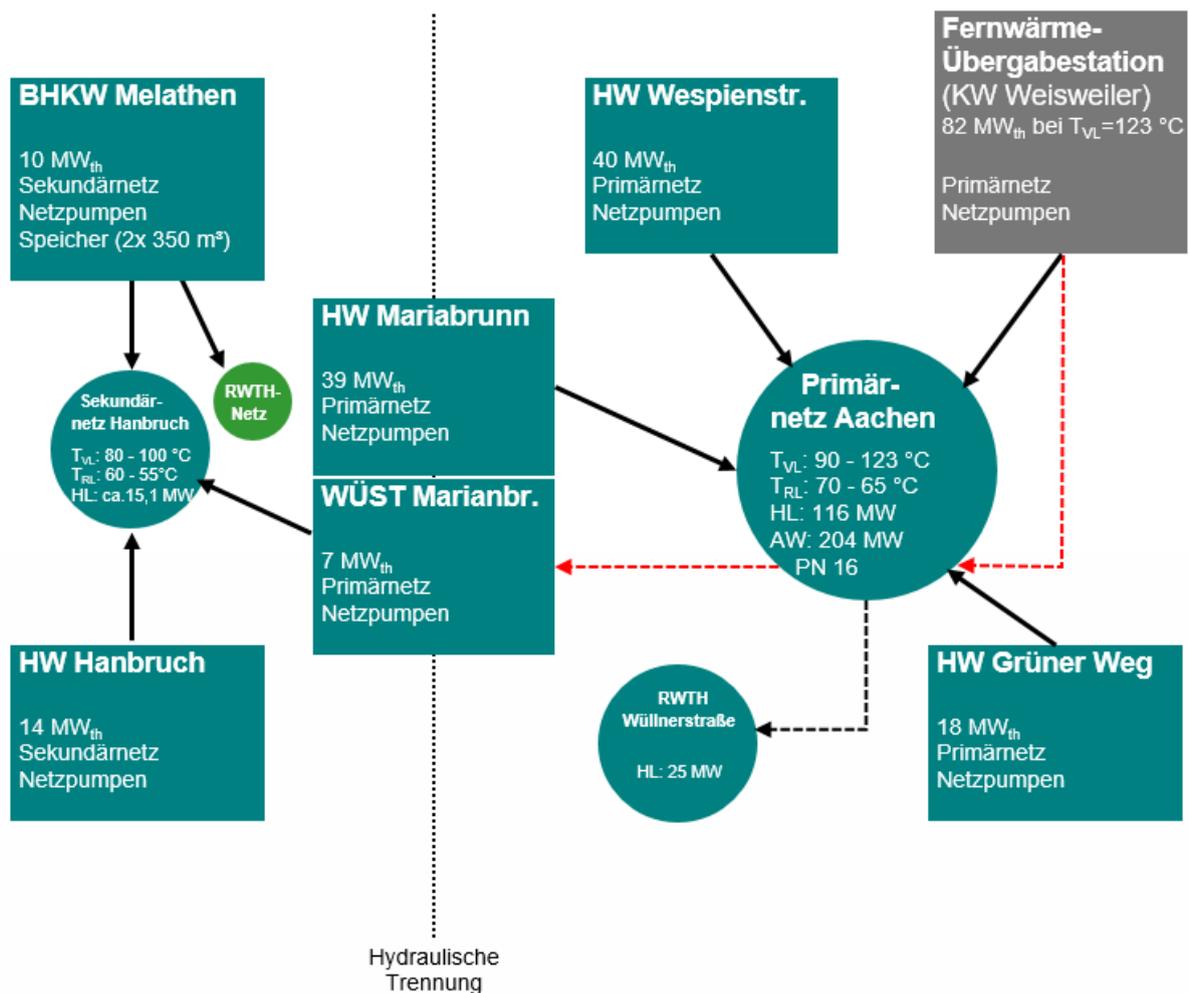
**Tabelle 8: Steckbrief Nr. 3 – Aachen Erlöse für Typabnehmer**

Typabnehmer	Größe	VBH	AP €/MWh	GP €/kW a	Messpreis €/a	Wärmekosten €/a
Kleines MFH Bestand mit ...	60 kW	1.800	50,22	42,88		8.000
Mittleres MFH Bestand mit ...	160 kW	1.800	50,22	38,72		20.660
Großes GHD-Gebäude mit ...	600 kW	1.500	50,22	27,87		61.920

Üblicher kalkulatorischer Zinssatz  
für Wirtschaftlichkeitsrechnungen: 10 %

**Schema Fernwärmesystem**

**Abbildung 23: Schema Fernwärmesystem Aachen**



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

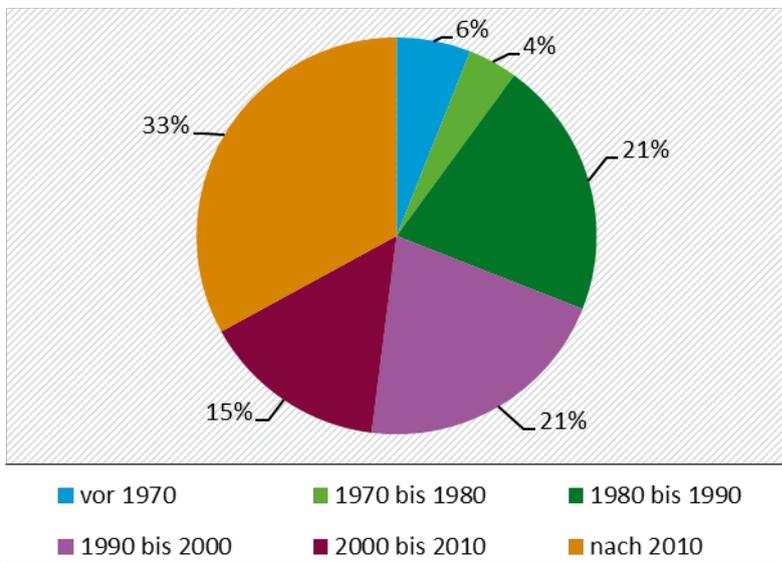


RL-Temperatur:	50 °C
Netzverluste (bzg. auf Netzeinsp.):	11,8 %
Dämmstandard Netz (vorwiegend):	vorwiegend Dämmserie 1
Mittlere Absatzdichte:	3,8 GWh/km
Ältester Netzteil:	1956
Größte geodät. Höhendifferenz:	12 m
Anzahl Druckerhöhungsstationen:	2 Stk

**Abbildung 25: Steckbrief Nr. 4 – Karlsruhe Altersstruktur Wärmenetz**

---

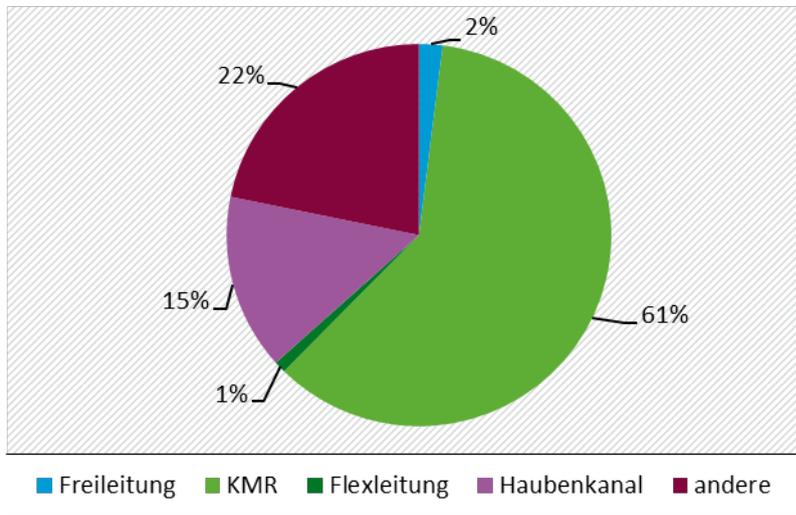
bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 26: Steckbrief Nr. 4 – Karlsruhe Verlegesystem**

bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse (Datenauswertung)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Erzeugung**

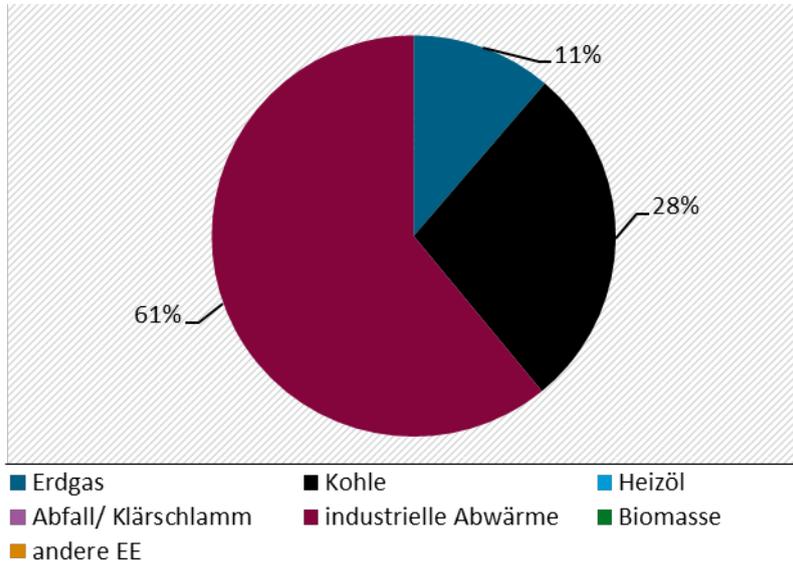
Kohletyp:	Steinkohle
Eigentum Kohlekraftwerk:	EnBW Energie AG
Anvisierter Zeitpunkt Stilllegung:	2038
Kohle-Anteil Netzeinspeisung:	30 %
EE-Anteil Netzeinspeisung:	0 %
KWK-Anteil Netzeinspeisung:	30 %
Primärenergiefaktor (FW 309-1):	0,26
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor (FW 309-6):	63,7
Höchstlast [MW]:	300
Wärmeabsatz [GWh/a]:	750

**Tabelle 9: Steckbrief Nr. 4 – Karlsruhe Übersicht Erzeugungsanlagen**

Anlage	th. Leistung MW <sub>th</sub>	el. Leistung MW <sub>el</sub>	Brennstoff	IBN	ABN	VBH
<b>Im Eigentum des Versorgers</b>						
HKW West	200,8	37	Erdgas/HEL	1964	-	253
HW Ahaweg	94	0	Erdgas/HEL	2003	-	338
HW Waldstadt	40	0	Erdgas/HEL	2006	-	191
<b>in Eigentum von Dritten</b>						
EnBW (RDK 7/8)	220	950	Steinkohle	1992/2014	-	410
Abwärme MIRO (1./2. Stufe)	40/50		Abwärme	2010/2015	-	5939

**Abbildung 27: Steckbrief Nr. 4 – Karlsruhe Brennstoffmix**

Bezogen auf Netzeinspeisung



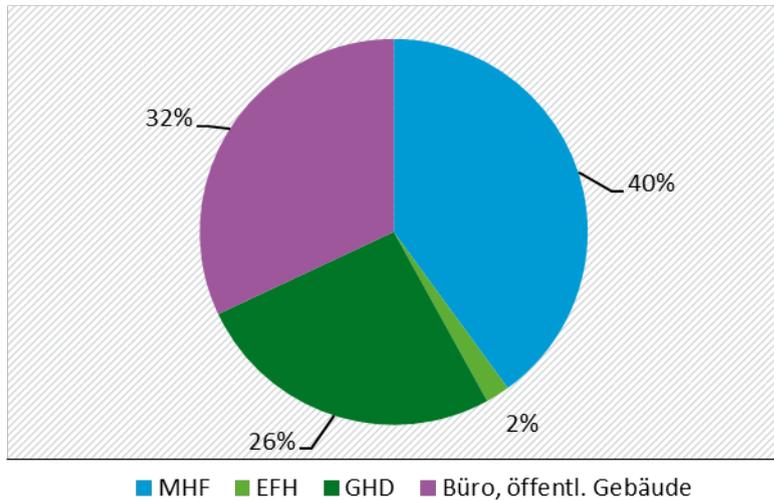
Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abnehmer**

Gesamtanschlusswert [MW]:	600
Anzahl HAST [Stück]:	2400
Mittlerer Anschlusswert:	250 kW
Typ HAST:	693 direkt, 1736 indirekt
Eigentum HAST:	100 % im Eigentum des Kunden
Struktur Preisgleitklauseln:	
Arbeitspreis	$AP = AP_0 \cdot (0,3x + 0,3y + 0,4z)$
Leistungspreis	$LP = LP_0 \cdot (0,3x + 0,3y + 0,4z)$
Messpreis	$MP = MP_0 \cdot (0,3x + 0,3y + 0,4z)$
übl. Laufzeit Versorgungsvertrag:	5 Jahre

**Abbildung 28: Steckbrief Nr. 4 – Karlsruhe Struktur Verbraucher**

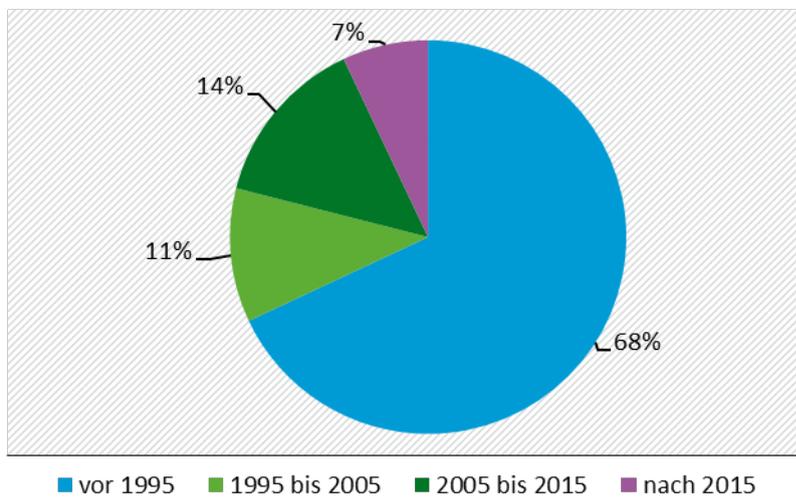
Anteil bezogen auf Absatz (Datenauswertung)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 29: Steckbrief Nr. 4 – Karlsruhe Altersverteilung HAST**

(Datenauswertung)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Fernwärmeversorger**

Name:	Stadtwerke Karlsruhe GmbH
Rechtsform:	GmbH
Anteilseigner-Struktur:	80 % KVVH, 20 % EnBW
Spartenstruktur:	Wasser, Strom, Gas, Fernwärme, Contracting
Wärmemischpreis [€/MWh]:	67,99

**Tabelle 10: Steckbrief Nr. 4 – Karlsruhe Erlöse für Typabnehmer**

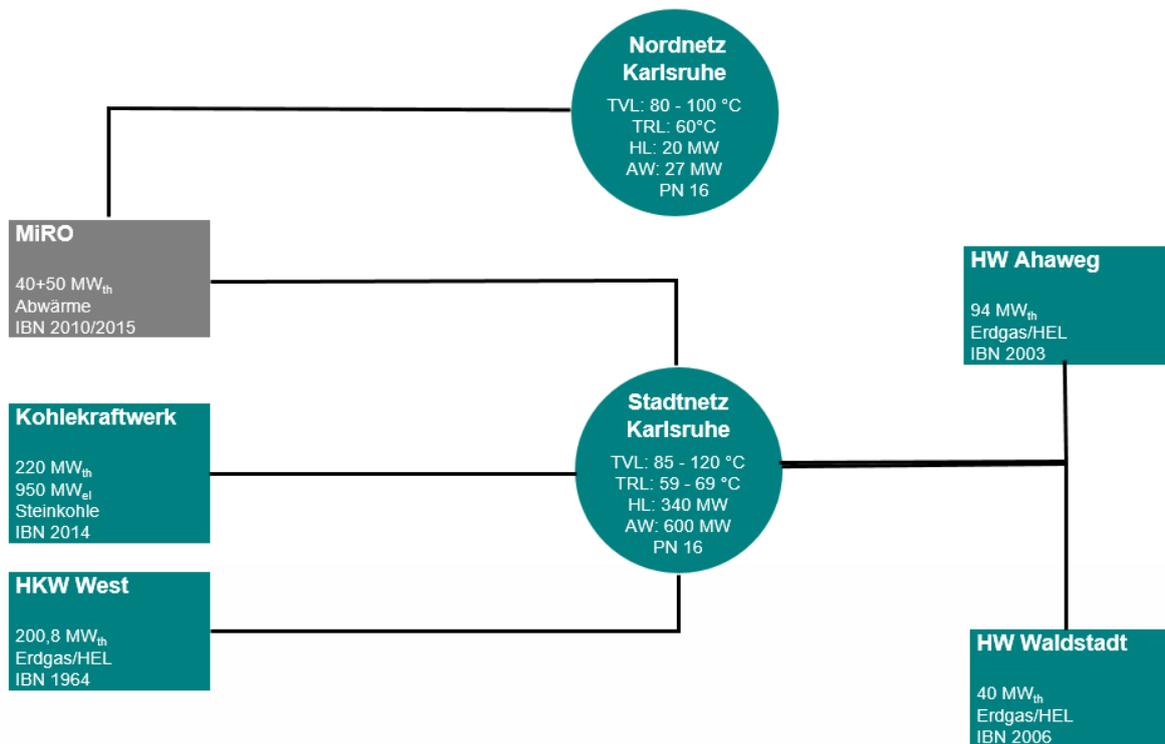
netto-Werte

Typabnehmer	Größe	VbVBHh	AP €/MWh	LP €/kW a	Messpreis €/a	Wärmekosten €/a
Kleines MFH Bestand mit ...	60 kW	1.800	50,8	30,95	84	7.430
Mittleres MFH Bestand mit ...	160 kW	1.800	50,8	30,95	232,2	19.810
Großes GHD-Gebäude mit ...	600 kW	1.500	50,8	30,95	295,2	64.590

Üblicher kalkulatorischer Zinssatz  
für Wirtschaftlichkeitsrechnungen: 6,5 %

**Schema Fernwärmesystem**

**Abbildung 30: Scheme Fernwärmesystem Karlsruhe**



Quelle: Eigene Darstellung GEF

## B.5 Wärmenetz-Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz

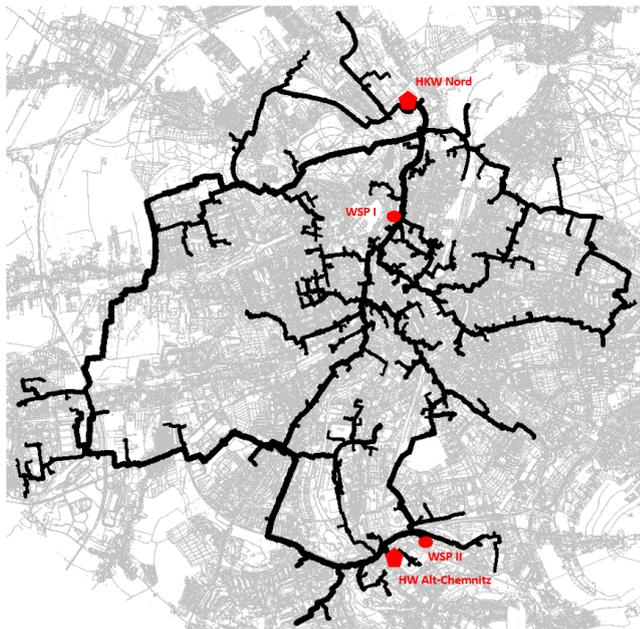
### Allgemeines

Bundesland:	Sachsen
Einwohnerzahl Kommune:	245.600
Charakteristika Stadt/Region:	Großstadt
Demographische Entwicklung:	stagnierend
Kaufkraft-Index Verbraucher:	91,1 % des bundesdeutschen Durchschnitts

### Einschätzung zu erneuerbaren Potenzialen und Abwärme

Geothermisches Potenzial:	Untergrund aus Gestein; Erschließung notwendig (Fracking → negativ belastet) – grundlegende Studien zum Potenzial fehlen/ keine gesicherten Daten verfügbar
Verfügbarkeit von Freiflächen:	große Anzahl von Brachflächen vorhanden; eher kleinteilig; Nutzung von vorhandenen Gewerbeflächen und Ackerflächen stadtpolitisch schwierig aber vmtl. möglich
Industrielle Abwärme:	kaum Potenzial (Abwärme aus Kälteanlagen/Rückkühlwerken vorhanden)
Oberflächengewässer:	kein Potenzial (Chemnitzfluss führt im Sommer kaum Wasser); Abwassernetz könnte (kleine) Mengen Wärme liefern

### Abbildung 31: Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz Netzplan



Quelle: Kartengrundlage inetz, Ergänzungen GEF

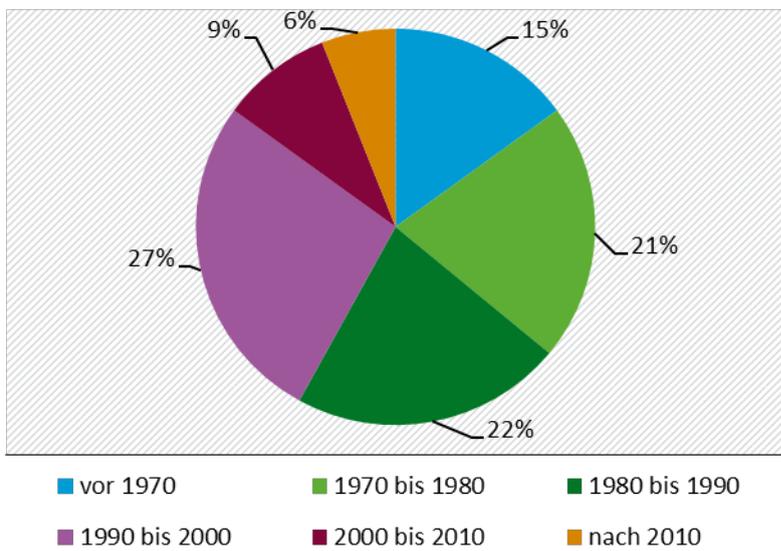
### Netze

Netztopologie:	Maschennetz
Netzstruktur:	Primärnetz und Sekundärnetze

Trassenlänge gesamt:	291 km
Druckstufen:	primär: PN 25; sekundär: PN 10/6
Versorgungsmedien:	Wasser
VL-Temperatur:	95-125 °C (Pri), 70-95 °C (Sek)
RL-Temperatur:	60-70 C (Pri), 55-60 °C (Sek)
Netzverluste (bzg. auf Netzeinsp.):	20 %
Dämmstandard Netz (vorwiegend):	KMR: Standarddicke; DDR-B (Schätzung)
Mittlere Absatzdichte:	2,6 GWh/km
Ältester Netzteil:	1961
Größte geodät. Höhendifferenz:	74 m
Anzahl Druckerhöhungsstationen:	1 Stk

**Abbildung 32: Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz Altersstruktur Wärmenetz**

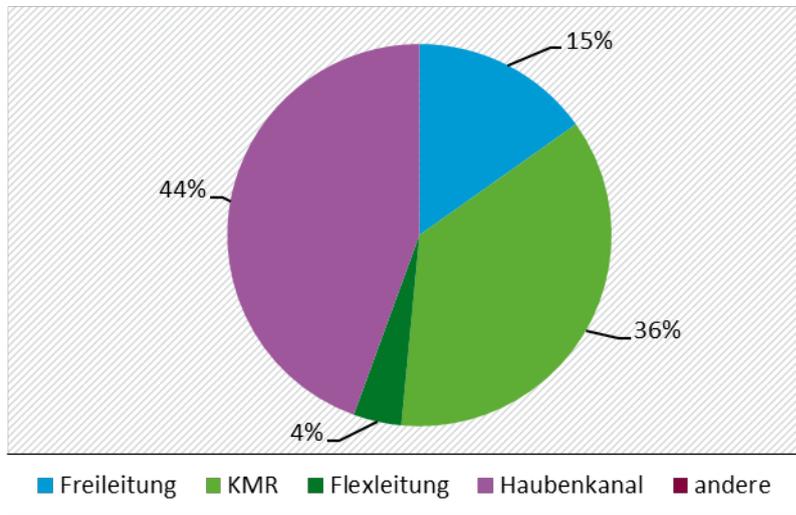
bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 33: Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz Verlegesystem**

bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Erzeugung**

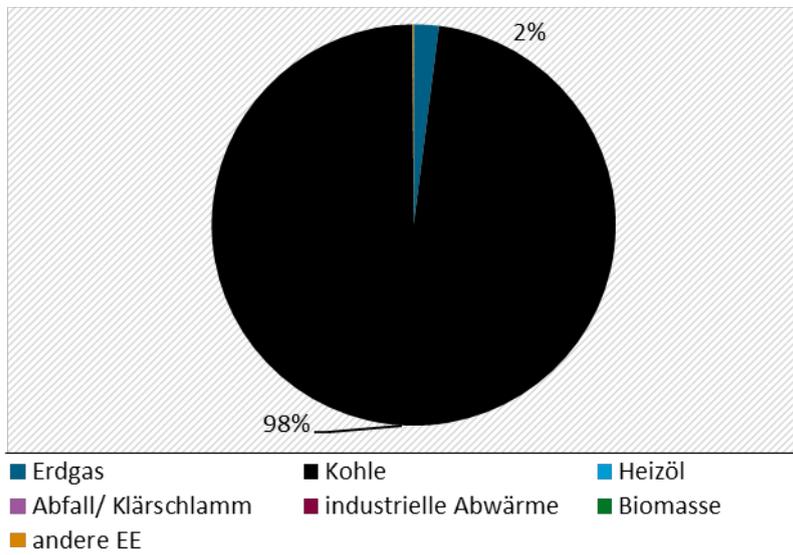
Kohletyp:	Braunkohle
Eigentum Kohlekraftwerk:	eins – energie in Sachsen
Anvisierter Zeitpunkt Stilllegung:	2023/2025
Kohle-Anteil Netzeinspeisung:	97,25 %
EE-Anteil Netzeinspeisung:	0,1 % Solarthermie Brühl mit ca. 850 MWh/a
KWK-Anteil Netzeinspeisung:	97,25 %
Primärenergiefaktor (FW 309-1):	0,7
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor (FW 309-6):	0,356
Höchstlast [MW]:	350
Wärmeabsatz [GWh/a]:	740

**Tabelle 11: Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz Übersicht Erzeugungsanlagen**

Anlage	th. Leistung MW <sub>th</sub>	el. Leistung MW <sub>el</sub>	Brennstoff	IBN	ABN	VBHV
<b>Im Eigentum des Versorgers</b>						
Nord Block B	165	59	Braunkohle	1988	2023	2901
Nord Block C	130	74	Braunkohle	1990/2010	2028	2920
Nord HWE August	20		Erdgas	2017	2024	553,8
Altchemnitz Kessel alt	86		Erdgas	1974	2023	0,56
Altchemnitz Kessel neu	100		Erdgas	2018		259

**Abbildung 34: Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz Brennstoffmix**

Bezogen auf Netzeinspeisung



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Tabelle 12: Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz Übersicht Speicher**

Anlage			
Anzahl Speicher	3 Stk		
Art der Speicher	Kurzzeitspeicher		
Speichertyp	Verdrängungsspeicher		
Speichergröße [MWh]	730,76		
Speichervolumen [m³]	10630,00		
Leistung Speicher Be-/Entladung [MW]	200,99 / 159,64		

**Abnehmer**

- Gesamtanschlusswert [MW]: 507
- Anzahl HAST [Stück]: 3012
- Mittlerer Anschlusswert: 164 kW
- Typ HAST: 70 % direkt, 30 % indirekt
- Eigentum HAST: ca. 2/3 im Eigentum des Versorgers
- Struktur Preisgleitklauseln:

Arbeitspreis  $AP = AP_0 \cdot (0,27 \cdot \frac{L}{L_0} + 0,20 \cdot \frac{WPI}{WPI_0} + 0,28 \cdot \frac{K}{K_0} + 0,25 \cdot \frac{I}{I_0})$

Leistungspreis  $GP = GP_0 \cdot (0,20 \cdot \frac{L}{L_0} + 0,80 \cdot \frac{I}{I_0})$

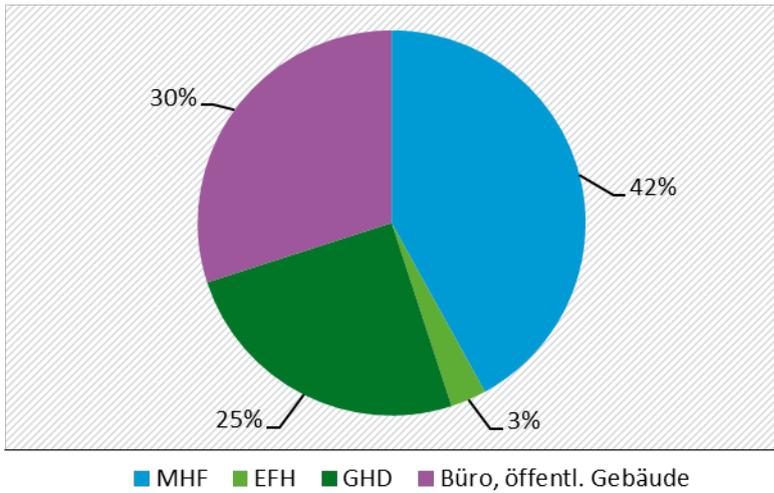
Messpreis

Fixpreis

übl. Laufzeit Versorgungsvertrag: 10 Jahre

**Abbildung 35: Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz Struktur Verbraucher**

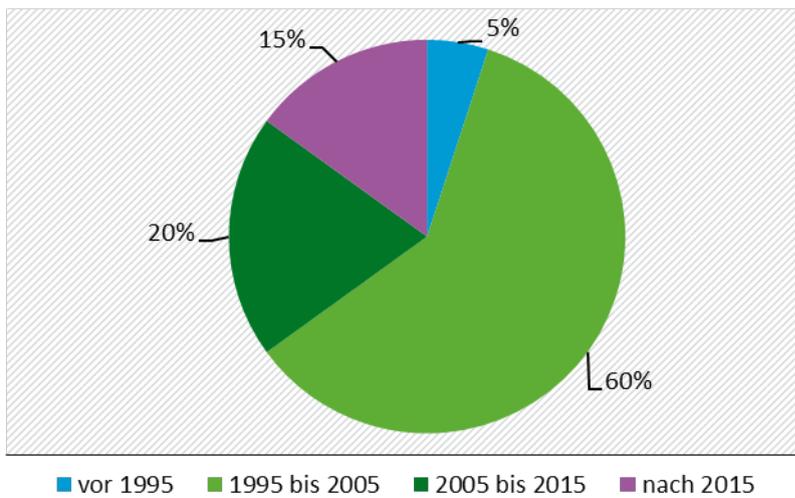
Anteil bezogen auf Absatz (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 36: Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz Altersverteilung HAST**

(geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Fernwärmeversorger**

Name:

eins – energie in Sachsen GmbH & Co. KG

Rechtsform:

GmbH & CO. KG

Anteilseigner-Struktur:

25 % Stadt Chemnitz, 25,5 % Gasversorgung Südsachsen, 39,9 % Thüga, 9,1 % envia Mitteldeutsche Energie AG

Spartenstruktur: Wasser, Strom, Gas, Fernwärme, Kälte, Glasfaser, Abwasser, Energiedienstleistung (Nahwärme, Druckluft, Beleuchtung, ...)

Wärmemischpreis [€/MWh]: 81

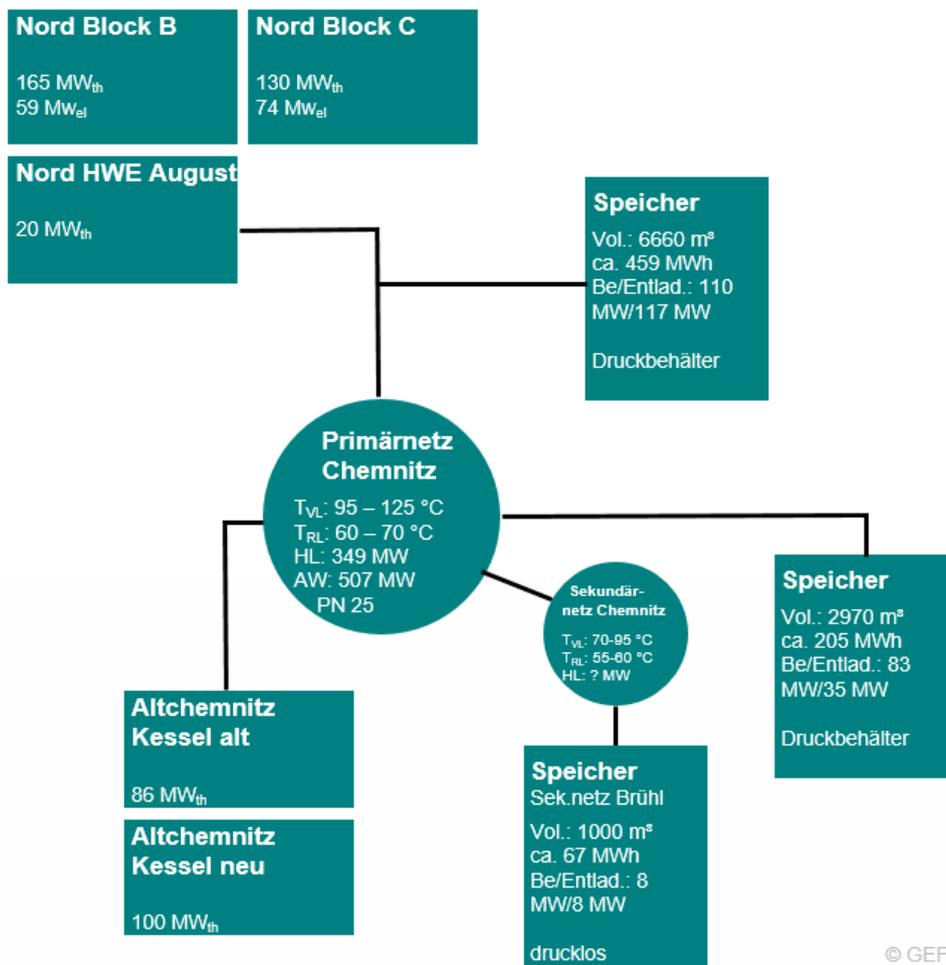
**Tabelle 13: Steckbrief Nr. 5 – Chemnitz Erlöse für Typabnehmer**

Typabnehmer	Größe	VBH	AP €/MWh	LP €/kW a	Messpreis €/a	Wärmekosten €/a
Kleines MFH Bestand mit ...	60 kW	1.800	62,2	44,61	85,9	9.480
Mittleres MFH Bestand mit ...	160 kW	1.800	62,2	44,61	144,18	25.200
Großes GHD-Gebäude mit ...	600 kW	1.500	62,2	44,61	291,44	83.040

Üblicher kalkulatorischer Zinssatz für Wirtschaftlichkeitsrechnungen: 5 % (nach Steuern)

**Schema Fernwärmesystem**

**Abbildung 37: Schema Fernwärmesystem Chemnitz**



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

## B.6 Wärmenetz-Steckbrief Nr. 6 – Hamburg (Hamburger Energiewerke)

### Allgemeines

Bundesland:	Hamburg
Einwohnerzahl Kommune:	1.841.000
Charakteristika Stadt/Region:	urban
Demographische Entwicklung:	4 % und mehr
Kaufkraft-Index Verbraucher:	110,4 % des bundesdeutschen Durchschnitts

### Einschätzung zu erneuerbaren Potenzialen und Abwärme

Geothermisches Potenzial:	vorhanden
Verfügbarkeit von Freiflächen:	wenig bis keine
Industrielle Abwärme:	vorhanden
Oberflächengewässer:	Elbe & Hafen

### Abbildung 38: Steckbrief Nr. 6 –Netzplan Hamburger Energiewerke



Quelle: Hamburger Energiewerke

[https://www.fernwaerme-gemeinschaft.de/fileadmin/user\\_upload/pdfs/Fernwa%CC%88rmesystemplan.pdf](https://www.fernwaerme-gemeinschaft.de/fileadmin/user_upload/pdfs/Fernwa%CC%88rmesystemplan.pdf)

### Netze

Netztopologie:	Maschennetz
Netzstruktur:	Primärnetz und Sekundärnetze
Trassenlänge gesamt:	845 km
Druckstufen:	20/25 bar, 140 °C
Versorgungsmedien:	Dampf, Heizwasser
VL-Temperatur:	300-340 °C, 90-133 °C
RL-Temperatur:	70-60 °C, 56-53 °C
Netzverluste (bzgl. auf Netzeinsp.):	11 %

Dämmstandard Netz (vorwiegend): Dämmreihe 1/2

Mittlere Absatzdichte: 4,02 GWh/km

Ältester Netzteil: älter 1930

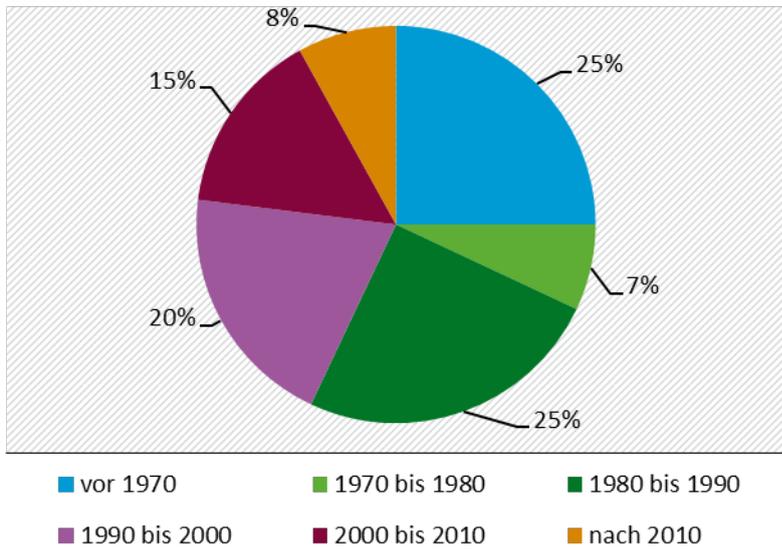
Größte geodät. Höhendifferenz: 4,5 m

Anzahl Druckerhöhungsstationen: 0 Stk

**Abbildung 39: Steckbrief Nr. 6 – Hamburg Altersstruktur Wärmenetz**

---

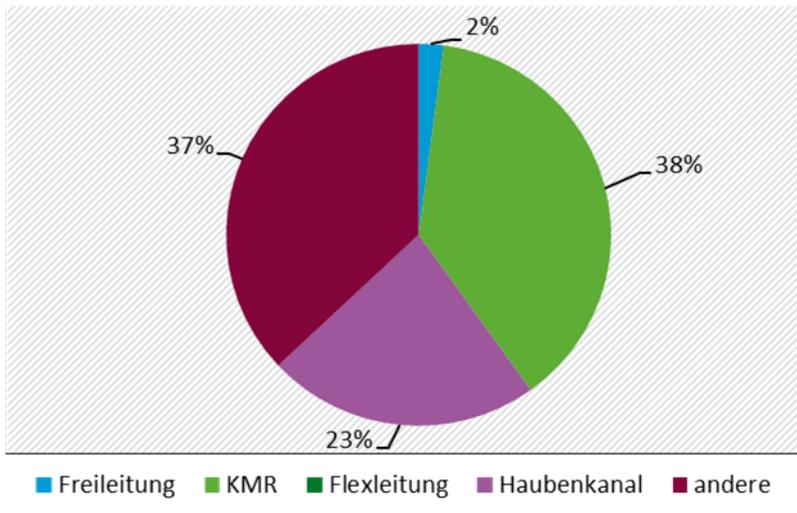
bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 40: Steckbrief Nr. 6 – Hamburg Verlegesystem**

bezogen auf Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse (geschätzt), die Kategorie „andere“ umfasst u. a. Stahlmantelrohr.



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Erzeugung**

Kohletyp:	Steinkohle
Eigentum Kohlekraftwerk:	Wärme Hamburg
Anvisierter Zeitpunkt Stilllegung:	2025/2030
Kohle-Anteil Netzeinspeisung:	65 %
EE-Anteil Netzeinspeisung:	1,5 %
KWK-Anteil Netzeinspeisung:	90,4 %
Primärenergiefaktor (FW 309-1):	0,57
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor (FW 309-6):	131
Höchstlast [MW]:	1.200 (bei -12 °C ca. 1.600 MW)
Wärmeabsatz [GWh/a]:	3.400

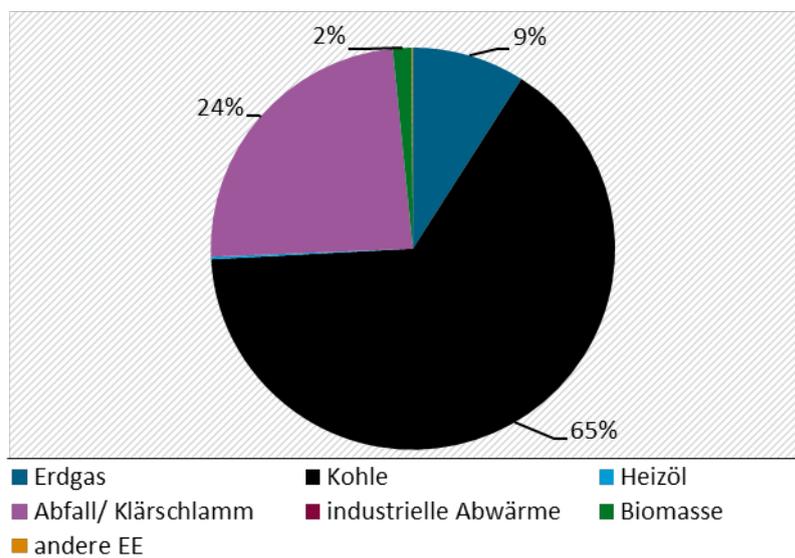
**Tabelle 14: Steckbrief Nr. 6 – Hamburg Übersicht Erzeugungsanlagen**

Anlage	th. Leistung MW <sub>th</sub>	el. Leistung MW <sub>el</sub>	Brennstoff	IBN	ABN	VBH
<b>Im Eigentum des Versorgers</b>						
HKW Wedel	389	258	Steinkohle	1993	Ca. 2025	>3000
HKW Tiefstack	286	189	Steinkohle	1993	2030	>4000
HKW Tiefstack SL	320		Öl/Gas	1993/1995		<500
GuD Tiefstack	173	136	Erdgas	2009		>1000
BHKW Borsigstraße	0,9	0,8	Biomethan	2012		-

Anlage	th. Leistung MW <sub>th</sub>	el. Leistung MW <sub>el</sub>	Brennstoff	IBN	ABN	VBH
BHKW Haferweg	1,3	1,3	Erdgas	2015		-
HW Hafencity	315		Erdgas	1999		<500
HW Barmbek	45		Öl/Gas	2006		-
HW Eppendorf	25		Öl/Gas	2007		-
HW Haferweg	150		Erdgas	2018		<500
<b>Im Eigentum von Dritten</b>						
MVB L1/L2	74	3	Abfall	1994		-
MVB L3	15	20	Altholz	2012		-
AVG	25		Abfall	1971		

**Abbildung 41: Steckbrief Nr. 6 – Hamburg Brennstoffmix**

Bezogen auf Netzeinspeisung



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Tabelle 15: Steckbrief Nr. 6 – Hamburg Übersicht Speicher**

Anlage			
Anzahl Speicher	1		
Art der Speicher	Kurzzeitspeicher		
Speichertyp	drucklos		
Speichergröße [MWh]	40-214		
Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	5.000		
Leistung Speicher Be-/Entladung [MW]	50/50		

Anlage			
Des Weiteren geplant:	Energiepark Hafen	50.000 m <sup>3</sup>	

**Abnehmer**

Gesamtanschlusswert [MW]: 3530  
 Anzahl HAST [Stück]: 11.450  
 Mittlerer Anschlusswert: 308 kW  
 Typ HAST: im Regelfall direkte Stationen  
 Eigentum HAST: 100 % Eigentum WH (Schnittstellen gemäß TAB)  
 Struktur Preisgleitklauseln (Stand 2020):

Arbeitspreis  $AP = AP_0 \cdot (0,35 + 0,15 \text{ Kohle} + 0,3 \text{ Erdgas Industrie} + 0,15 \text{ Lohn} + 0,05 \text{ Erdgas Haushalte})$

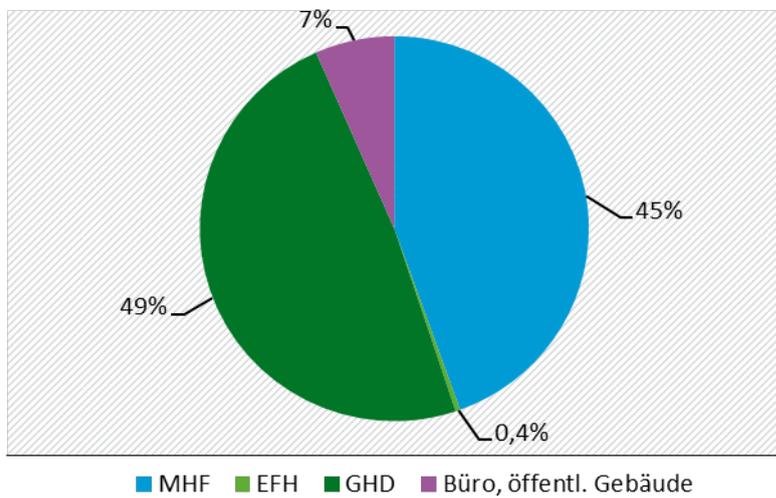
Leistungspreis  $GP = GP_0 \cdot (0,1 + 0,4 \cdot \text{Lohn} + 0,5 \cdot \text{Investitionsgüter})$

Messpreis k. A.

übl. Laufzeit Versorgungsvertrag: 10 Jahre

**Abbildung 42: Steckbrief Nr. 6 – Hamburg Struktur Verbraucher**

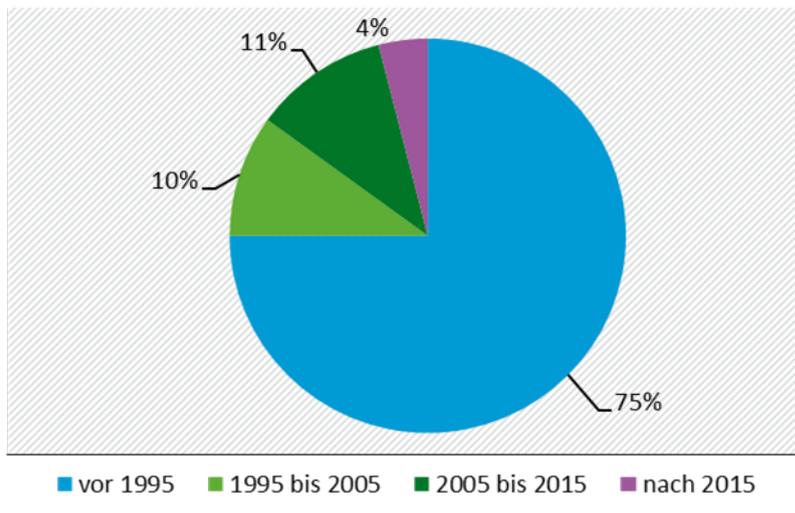
Anteil bezogen auf Absatz (geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Abbildung 43: Steckbrief Nr. 6 – Hamburg Altersverteilung HAST**

(geschätzt)



Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung bei Praxispartnern

**Fernwärmeversorger**

Name: Hamburger Energiewerke GmbH  
(vorher: Wärme Hamburg GmbH, Vattenfall Wärme HH)

Rechtsform: GmbH

Anteilseigner-Struktur: 100 % HGv (FHH)

Spartenstruktur: Fernwärme

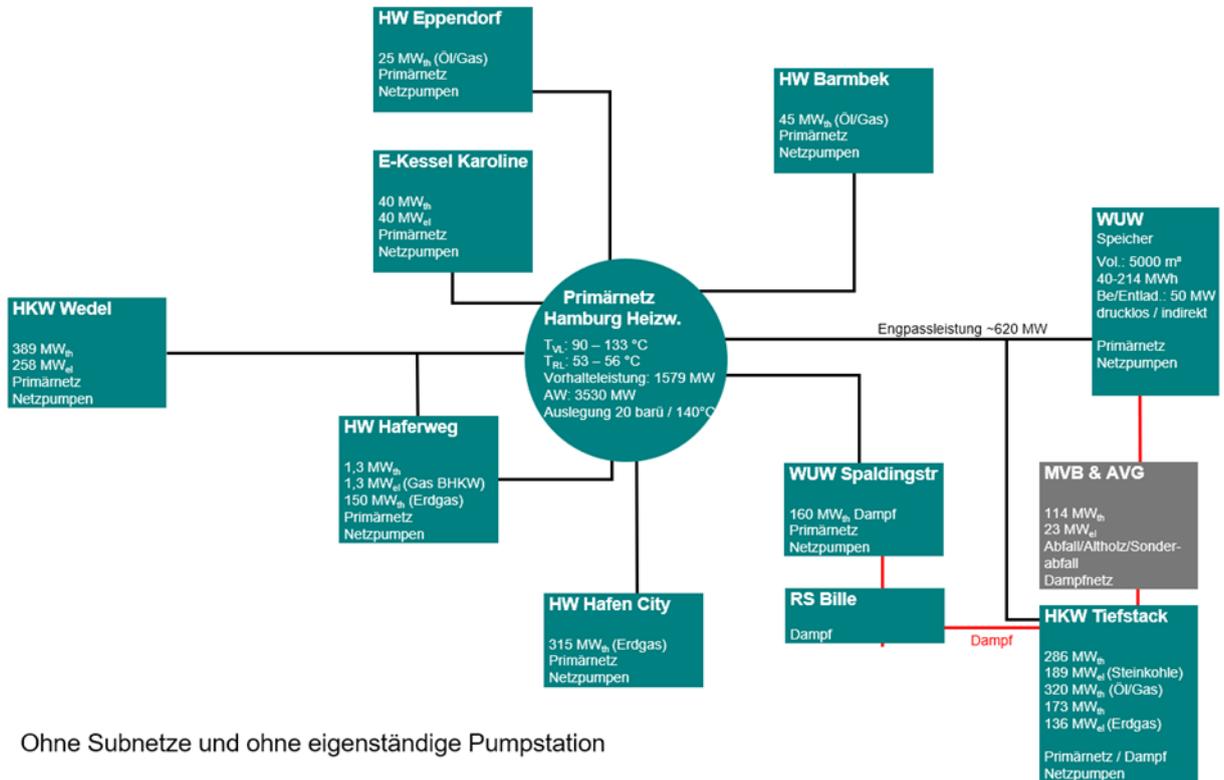
**Tabelle 16: Steckbrief Nr. 6 – Hamburg Erlöse für Typabnehmer**

Typabnehmer	Größe	VBH	AP €/MWh	LP €/kW a	Messpreis €/a	Wärmekosten €/a
Kleines MFH Bestand mit ...	60 kW	1.800	45,86	75,36		9.470
Mittleres MFH Bestand mit ...	160 kW	1.800	45,86	75,36		25.270
Großes GHD-Gebäude mit ...	600 kW	1.500	45,86	75,36		86.490

Üblicher kalkulatorischer Zinssatz  
für Wirtschaftlichkeitsrechnungen: branchenüblich

## Schema Fernwärmesystem

Abbildung 44: Schema Fernwärmesystem Hamburger Energiewerke



Ohne Subnetze und ohne eigenständige Pumpstation

Quelle: eigene Darstellung GEF auf Basis Datenerhebung

## C Leitfadenerstellung für die Interviews zur sozio-ökonomischen Analyse

### C.1 Interviewleitfaden für die Wärmeversorgungsunternehmen

#### **Vorbereitung:**

Vorabinformation per E-Mail verschicken:

Kurze Projektvorstellung

Rahmenbedingungen des Interviews (Ablauf des Interviews, Dauer, Hinweis auf Aufnahme und Möglichkeit, einzelne Aussagen zu anonymisieren, Hinweis auf Veröffentlichung im Rahmen eines wissenschaftlichen Berichts beim UBA)

Am Vortag des Interviews:

Piktogramm mit zusammengefassten Entwicklungsvarianten verschicken, da ggf. nicht alle Interviewpartner\*innen die Entwicklungsvarianten aus dem Projekt kennen; Fokus nicht auf technische Details, sondern grobe Entwicklungslinien und Meilensteine.

#### **Interview**

Hinweise:

Die grau hinterlegten Stellen werden fallbeispielspezifisch angepasst.

Sollten bei einzelnen Fragen die Antworten sehr kurz ausfallen, werden konkretere Back-up-Fragen formuliert, um den Gesprächsfluss anzuregen.

Wenn bestimmte Fragen schon durch Antworten auf vorige Fragen beantwortet wurden, entfallen diese später.

Die Fragen auf der obersten Ebene sind die Hauptfragen, die eingerückten Fragen sind spezifische Rückfragen, die vor allem gestellt werden, um den Gesprächsfluss anzuregen, aber auch weggelassen werden können.

#### **Einführung (mündlich zu Beginn des Interviews)**

Im Rahmen unseres Forschungsprojekts „Dekarbonisierung dezentraler Energieinfrastrukturen“ entwickeln wir für sechs verschiedene Wärmenetze in Deutschland jeweils zwei technische Entwicklungsvarianten für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung im Jahr 2050.

*Dekarbonisierung* bezeichnet den Prozess der Umstellung eines Energiesystems von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien. Unter *treibhausgasneutral* verstehen wir dabei das Ziel einer 100 %-Senkung der THG-Emissionen des Wärmesektors bis 2050 im Vergleich zu 1990. Diese Umstellung und deren Gestaltung bezeichnen wir auch als *Transformationsprozess*.

Die Umsetzbarkeit der Varianten ist nicht eine rein technische Frage, sondern ist eng verknüpft mit den wirtschaftlichen, institutionellen und politischen Rahmenbedingungen vor Ort. Die Wärmeversorgung ist ja insbesondere dadurch charakterisiert, dass viele Akteure an einem Strang ziehen müssen: Wärmeversorgungsunternehmen, Kommunen, Industrie- und Privatkund\*innen. Damit die einzelnen Varianten hinsichtlich ihrer Machbarkeit realistisch bewertet werden können, ist es daher wichtig, auf die lokalen spezifischen Rahmenbedingungen sowie die Ressourcen und auch die Hürden für bestimmte Entwicklungsmöglichkeiten zu achten. Das Ziel unseres heutigen Interviews ist es daher, auf die wirtschaftlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen der Dekarbonisierung einzugehen. In dem Interview interessiert uns, wie Sie vor Ort den Transformationsprozess gestalten.

*(Kurze Vorstellung der Interviewerin)*

Im Vorfeld haben wir die sechs verschiedenen Wärmeversorgungsunternehmen in einer kurzen Vorbefragung zu den beteiligten Akteuren am Transformationsprozess des jeweiligen Wärmenetzes befragt. Auf dieser Basis haben wir für jedes Unternehmen einen Interviewpartner\*in ausgewählt mit dem Ziel, unterschiedliche Perspektiven (Vertrieb, Netzplanung, etc.) zu beleuchten. Für das Wärmenetz in **Standort** haben wir Sie ausgewählt, um Ihre Perspektive aus Sicht des **Vertriebs / Strategische Unternehmensentwicklung / Netzplanung** im Rahmen dieses Gesprächs besser kennenzulernen.

Die Ergebnisse der Interviews werden im Rahmen des Projekts ausgewertet, im Rahmen eines Fachgesprächs nächstes Jahr diskutiert und in der Erarbeitung eines Unterstützungsrahmens berücksichtigt. Neben einer gesamtheitlichen Auswertung der verschiedenen Interviews können einzelne Aussagen aus dem Interview Eingang in den Forschungsbericht erhalten. Die Darstellung kann ohne Nennung Ihres Namens erfolgen, falls dies von Ihnen gewünscht wird. Da die Namen der Unternehmen aber namentlich erwähnt werden, ist eine Zuordnung zu Ihrem Unternehmen jedoch möglich und eine Anonymität kann dadurch nicht sichergestellt werden. Es besteht daher selbstverständlich die Möglichkeit, dass Sie uns mitteilen, wenn wir bestimmte Informationen vertraulich behandeln sollen und nicht direkt im Bericht aufgenommen werden sollen. Diese werden dann ausschließlich intern für die Analyse des Forschungsteams verwendet und nicht direkt in den Bericht aufgenommen. Darüber hinaus können Sie auch angeben, wenn bestimmte Informationen für den Forschungsbericht verwendet werden dürfen, aber nicht in Verbindung mit Ihrem Unternehmen gebracht werden sollen.

Wenn Sie daran Interesse haben, senden wir Ihnen gerne nach Auswertung der Interviews die Ergebnisse zu.

Das Interview wird etwa eine Stunde dauern. Damit ich mich bestmöglich auf Ihre Antworten und das Gespräch konzentrieren kann, würde ich das Interview gerne aufzeichnen. Sind Sie damit einverstanden? Ich werde die Kernaussagen nach dem Interview verschriftlichen. Die Aufnahme wird nur den Personen zur Verfügung gestellt, die die Auswertung vornehmen. Die Aufnahme wird ausschließlich im Rahmen dieses Forschungsprojekts verwendet.

Haben Sie zum Rahmen und Verlauf des Interviews noch Fragen?

**Gelegenheit zur Vorstellung**

Ich möchte Sie zu Beginn bitten, kurz Ihre Rolle in Ihrem Unternehmen und Ihre Aufgabenbereiche in Bezug auf die Wärmeversorgung darzustellen. Zu den Details der Zusammenarbeit werden wir später kommen.

**Narrative Eingangsfrage**

Zum Einstieg in das Thema möchte ich Ihnen eine allgemeine Frage stellen:

Der Kohleausstieg wurde in Deutschland für das Jahr 2038 beschlossen. Bei Ihnen geht das Kohlekraftwerk schon 2025 / 2035 / ... vom Netz. Was bedeutet das für Ihr Unternehmen und welche konkreten Auswirkungen hat das auf Ihr Unternehmen?

► Backup-Fragen: Zeitschiene u. a.

## Entwicklungsvarianten

### Einstieg:

Welche Maßnahmen in Richtung der Dekarbonisierung haben Sie in Ihrem Unternehmen bereits umgesetzt oder in die Wege geleitet? Welche weiteren Maßnahmen stehen zur Diskussion?

### Entwicklungsvarianten:

*Die Piktogramme zu den Entwicklungsvarianten werden kurz vorgestellt. Dabei liegt der Fokus darauf, wann welche Technologie eingesetzt wird. Bei Rückfragen zu technischen Details wird auf Ausarbeitung der Entwicklungsvariante in der Langfassung verwiesen.*

Wie bewerten Sie die Entwicklungsvarianten hinsichtlich ihrer Realisierung?

Welche Hemmnisse und Herausforderungen sehen Sie? (technologiespezifisch und allgemein)

- ▶ ggf. technologiespezifische Rückfragen, z. B. bei Geothermie nach der Akzeptanz wegen Seismik, Grundwasser (alternativ als Rückfrage bei der Abnehmerstruktur, s. oben)

### Unterstützungsrahmen:

Welche politischen Rahmenbedingungen sind geeignet, das von Ihnen genannte wesentliche Hemmnis ### (hier das vorher benannte wesentliche Hemmnis jeweils einfügen, ggf. auch mehrere) zu beseitigen?

Welche Fördermöglichkeiten haben Sie bisher in Anspruch genommen?

Welche weiteren Förderprogramme kennen Sie? Planen Sie eines davon in Anspruch zu nehmen?

#### Liste von Förderprogrammen (nicht einzeln durchgehen):

- ▶ Marktanzreizprogramm MAP
- ▶ BEW Bundesprogramm effiziente Wärmenetze
- ▶ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
  - normaler KWK-Bonus
  - Kohleersatzbonus
  - EE-Wärme-Bonus
  - iKWK-Ausschreibung
- ▶ Erneuerbare-Energien-Gesetz
- ▶ Wärmenetzsysteme 4.0
- ▶ PtH-Bonus
- ▶ Landesförderprogramme:
- ▶ Andere: \_\_\_\_

Welche Fördermöglichkeiten haben Sie in Erwägung gezogen, dann aber verworfen – und warum?

Haben Sie mal eine Variante geplant bzw. in Erwägung gezogen, die dann aus wirtschaftlichen Gründen nicht umsetzbar war?

An welchen Stellen haben Sie bzw. Ihr Unternehmen sich in der politischen Ausgestaltung bereits eingebracht oder bringen Sie sich ein? Und mit welcher Intention/Absicht?

Wie würden Sie einen separaten Öko-Wärme-Tarif bewerten, bei dem man einen höheren Tarif bezahlt und einen niedrigeren Primärenergiefaktor angeboten bekommt? Voraussetzung dafür wäre natürlich eine Veränderung der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Wie bewerten Sie die Zugänglichkeit zu Krediten und zu Risikoversicherungen?

### **Akteursstruktur**

#### **Einstieg:**

*Wenn Interviewpartner\*in nicht in Vorbefragung einbezogen wurde:*

Welche Abteilungen, Funktionen und Personen sind aus Ihrer Sicht an dem Dekarbonisierungsprozess der Fernwärme in Ihrem Unternehmen beteiligt?

*Wenn Vorbefragung mit Interviewpartner\*in durchgeführt wurde:*

Im Vorfeld haben wir eine kurze Befragung durchgeführt, welche Akteure in Ihrem Unternehmen und Ihrer Kommune im Kontext der Dekarbonisierung beteiligt sind. Für Ihr Wärmenetz wurden uns folgende Akteure genannt: *..., ..., ..., ...*. Wenn Sie das hören, fallen Ihnen noch weitere Personen / Akteure ein?

#### **Interne Akteursstruktur**

*Wenn noch nicht in der persönlichen Vorstellung angesprochen:* Welche Rolle haben Sie? Was sind Ihre Aufgaben im Transformationsprozess?

Wie läuft die Abstimmung zum Thema Dekarbonisierung zwischen den verschiedenen Bereichen in Ihrem Unternehmen ab?

- ▶ Wer hat den Prozess der Dekarbonisierung in Ihrem Unternehmen initiiert? Wann war dies (in etwa)?
- ▶ Auf welche Abteilung in Ihrem Unternehmen hat die Dekarbonisierung die größte Auswirkung?
- ▶ Wer treibt den Prozess am meisten voran?
- ▶ *ggf. Rolle von Führungsebene explizit erfragen*

Es gibt ja nicht nur einen möglichen Veränderungspfad. Welche verschiedenen Vorschläge und Vorstellungen, vielleicht sogar gegensätzliche Entwicklungen und Argumente, bestehen zum Transformationsprozess?

- ▶ Wie wurden die Entscheidungen in der Vergangenheit getroffen? (Alternativ: Wie wurden solche unternehmensstrategisch zentralen Fragen in der Vergangenheit behandelt?)

*Mögliche zusätzliche Fragen (nur bei ausreichend Zeit):*

Welcher Anteil der finanziellen und personellen Ressourcen im Bereich Wärme widmet sich dem Thema Transformation und „zukunftsfitte“ Fernwärme?

- *Hintergrundwissen vorab recherchieren oder erfragen: Unternehmensgröße, Zahl der Mitarbeitenden gesamt*

**Abnehmerstruktur:**

Welche relevanten Großkunden / Großabnehmer gibt es in Ihrem Wärmenetz?

Inwieweit sind diese Großkunden in Hinblick auf eine treibhausgasneutrale Versorgung strategische Partner? Welche Bedeutung hat die Dekarbonisierung für diese Kund\*innen?

*Mögliche zusätzliche Fragen (nur bei ausreichend Zeit):*

Wie wichtig ist die Erneuerbare-Energien-Versorgung / eine treibhausgasfreie Wärmeversorgung für Ihre Kund\*innen? (Woran merken Sie das?)

Wer sind Ihre typischen Privatabnehmer\*innen?

Wofür steht Ihr Unternehmen in der Öffentlichkeit?

**Zusammenarbeit mit externen Akteuren:**

Welche Rolle spielt die Kommune mit Blick auf die Wärmeversorgung und deren Transformation?

- ▶ Welche Vorstellungen und Vorschläge hat die Kommune zur Dekarbonisierung bzw. zur Defossilisierung?

Welche Rolle spielt die kommunale Wärmeplanung?

- ▶ Wie werden Entscheidungen getroffen, wenn es um die Konkurrenz von Gas und Fernwärme geht?
- ▶ Gibt es eine Partizipation der Bevölkerung zur Entwicklung eines Zielbildes für die Wärmeversorgung?
- ▶ *Nur Karlsruhe: Wie bereiten Sie sich auf die im Klimaschutzgesetz geforderte Wärmeplanung vor (diese gilt für die größten 103 Kommunen)?*

Wie läuft die Zusammenarbeit mit den kommunalen Akteuren / mit der Gemeinde ab?

**Abschluss**

Gibt es noch etwas, dass Ihnen wichtig ist, im Rahmen unseres Gesprächs anzusprechen?

**Dank und Ausblick**

**C.2 Interviewleitfaden für die Kommunen**

**Vorbereitung:**

Telefonischen Erstkontakt herstellen:

- ▶ Projekt vorstellen
- ▶ Bereitschaft für Interview erfragen

Vorabinformation per E-Mail verschicken:

- ▶ Kurze Projektvorstellung

- ▶ Rahmenbedingungen des Interviews (Ablauf des Interviews, Dauer, Hinweis auf Aufnahme und Möglichkeit, einzelne Aussagen zu anonymisieren, Hinweis auf Veröffentlichung im Rahmen eines wissenschaftlichen Berichts beim UBA)

## Interview

### 1. Einführung (mündlich zu Beginn des Interviews)

Im Rahmen unseres Forschungsprojekts „Dekarbonisierung dezentraler Energieinfrastrukturen“ entwickeln wir für sechs verschiedene Wärmenetze in Deutschland jeweils zwei technische Entwicklungsvarianten für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung im Jahr 2050.

*Dekarbonisierung* bezeichnet den Prozess der Umstellung eines Energiesystems von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien. Unter *treibhausgasneutral* verstehen wir dabei das Ziel einer 100 %-Senkung der THG-Emissionen des Wärmesektors bis 2050 im Vergleich zu 1990. Diese Umstellung und deren Gestaltung bezeichnen wir auch als *Transformationsprozess*.

Die Umsetzbarkeit der Varianten ist nicht eine rein technische Frage, sondern ist eng verknüpft mit den wirtschaftlichen, institutionellen und politischen Rahmenbedingungen vor Ort. Die Wärmeversorgung ist ja insbesondere dadurch charakterisiert, dass viele Akteure an einem Strang ziehen müssen: Kommunen, Wärmeversorgungsunternehmen, Industrie- und Privatkund\*innen. Damit die einzelnen Varianten hinsichtlich ihrer Machbarkeit realistisch bewertet werden können, ist es daher wichtig, auf die lokalen spezifischen Rahmenbedingungen sowie die Ressourcen und auch die Hürden für bestimmte Entwicklungsmöglichkeiten zu achten. Das Ziel unseres heutigen Interviews ist es daher, auf die wirtschaftlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen der Dekarbonisierung einzugehen. In dem Interview interessiert uns, wie Sie vor Ort den Transformationsprozess gestalten.

*(Kurze Vorstellung der Interviewerin)*

Im Vorfeld haben wir im Rahmen einer Vorbefragung bei den einzelnen Wärmeversorgungsunternehmen danach gefragt, mit welchen kommunalen Akteuren eine Zusammenarbeit bei der Dekarbonisierung besteht. Auf der Basis der Antworten haben wir für die verschiedenen Wärmenetze jeweils einen kommunalen Akteur ausgewählt, um dabei verschiedene Perspektiven (Stadtplanung, Umweltamt, politische Gremien) zu beleuchten. Für Ihre Kommune haben wir Sie ausgewählt, um aus Ihrer Sicht die Perspektive der **Stadtplanung / Umweltamt / etc.** im Rahmen des Gesprächs besser kennenzulernen.

Die Ergebnisse der Interviews werden im Rahmen des Projekts ausgewertet, im Rahmen eines Fachgesprächs nächstes Jahr diskutiert und in der Erarbeitung eines Unterstützungsrahmens berücksichtigt. Neben einer gesamtheitlichen Auswertung der verschiedenen Interviews können einzelne Aussagen aus dem Interview Eingang in den Forschungsbericht erhalten. Die Darstellung kann ohne Nennung Ihres Namens erfolgen, falls dies von Ihnen gewünscht wird. Da die Kommunen aber namentlich erwähnt werden, ist eine Zuordnung zu Ihrer Kommune jedoch möglich und eine Anonymität kann dadurch nicht sichergestellt werden. Es besteht daher selbstverständlich die Möglichkeit, dass Sie uns mitteilen, wenn wir bestimmte Informationen vertraulich behandeln sollen und nicht direkt im Bericht aufgenommen werden sollen. Diese werden dann ausschließlich intern für die Analyse des Forschungsteams verwendet und nicht direkt in den Bericht aufgenommen. Darüber hinaus können Sie auch angeben, wenn bestimmte Informationen für den Forschungsbericht verwendet werden dürfen, aber nicht in Verbindung mit Ihrer Kommune gebracht werden sollen.

Wenn Sie daran Interesse haben, senden wir Ihnen gerne nach Auswertung der Interviews die Ergebnisse zu.

Das Interview wird etwa eine halbe bis ganze Stunde dauern. Damit ich mich bestmöglich auf Ihre Antworten und das Gespräch konzentrieren kann, würde ich das Interview gerne aufzeichnen. Sind Sie damit einverstanden? Ich werde die Kernaussagen nach dem Interview verschriftlichen. Die Aufnahme wird nur den Personen zur Verfügung gestellt, die die Auswertung vornehmen, in unserem Fall sind das meine ifeu-Kollegin Sara Ortner und ich selbst. Die Aufnahme wird ausschließlich im Rahmen dieses Forschungsprojekts verwendet.

Haben Sie zum Rahmen und Verlauf des Interviews noch Fragen?

### **Gelegenheit zur Vorstellung**

Ich möchte Sie zu Beginn gerne bitten, kurz Ihre Rolle in Ihrer Funktion als ... / ... / ... Ihre und Aufgabenbereiche in Bezug auf die Wärmeversorgung darzustellen. Zu den Details der Zusammenarbeit werden wir später kommen.

Narrative Eingangsfrage:

Zum Einstieg in das Thema möchte ich Ihnen eine sehr allgemeine Frage stellen:

Der Kohleausstieg wurde in Deutschland für das Jahr 2038 beschlossen. Bei Ihnen geht das Kohlekraftwerk schon 2025/2035/... vom Netz. Was bedeutet das für Ihre Kommune, vor allem mit Blick auf die Wärmeversorgung, und welche konkreten Auswirkungen hat das auf Ihre Kommune?

### **Maßnahmen und politische Rahmenbedingungen**

#### **Einstieg:**

Welche Maßnahmen in Richtung der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung haben Sie in Ihrer Kommune bereits umgesetzt oder in die Wege geleitet? Welche weiteren Maßnahmen stehen zur Diskussion?

Welche Ziele verfolgt ihre Kommune in Bezug auf die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung?

Wenn wir davon ausgehen, dass im Jahr 2050 die Wärmeversorgung vollständig treibhausgasneutral erfolgen soll, wie würden Sie ihren aktuellen Fortschritt auf einer Skala von 1 bis 10 einstufen?

#### **Kommunale Wärmeplanung**

Welche Rolle spielt die kommunale Wärmeplanung?

- ▶ Gibt es in Ihrer Kommune ein integriertes Klimaschutzkonzept oder eine NKI-geförderte Wärmeplanung? Wurde dort das Wärmenetz betrachtet? Welche Impulse sind davon ausgegangen?
- ▶ Wie werden Entscheidungen getroffen, wenn es um die Konkurrenz von Gas und Fernwärme geht?
- ▶ Gibt es eine Partizipation der Bevölkerung zur Entwicklung eines Zielbildes für die Wärmeversorgung?
- ▶ *nur Karlsruhe: Wie bereiten Sie sich auf die im Klimaschutzgesetz geforderte Wärmeplanung vor (diese gilt für die größten 103 Kommunen)?*

Welche Rolle spielt der Klimaschutzmanager in Ihrer Kommune?

#### **Unterstützungsrahmen:**

Welche unterstützenden politischen Rahmenbedingungen wünschen Sie sich?

Welche Förderinstrumente nutzen Sie oder überlegen Sie zu nutzen?

Welche Erfahrungen haben Sie dabei bislang schon gemacht?

### **Akteursstruktur**

#### **Einstieg:**

Welche Institutionen, Akteure und Personen sind aus Ihrer Sicht an dem Dekarbonisierungsprozess der Fernwärme in Ihrem Wärmenetz beteiligt? Sie können sowohl kommunale als auch nicht-kommunale Akteure nennen, wie Unternehmen, NGOs, Institutionen, etc.

#### **Interne Akteursstruktur**

*Wenn noch nicht in der persönlichen Vorstellung angesprochen:* Welche Rolle haben Sie? Welche ihrer Aufgaben beziehen sich auf die Wärmeversorgung und deren Transformation?

Wie läuft die Abstimmung zum Thema Dekarbonisierung zwischen den verschiedenen kommunalen Beteiligten ab?

- ▶ Wer hat den Prozess der Dekarbonisierung in Ihrer Kommune initiiert? (ggf. nachfragen: eher Verwaltung, Fraktion im Rat (welche?), Externe (wie Stadtwerke, NGOs, Institutionen?))
- ▶ (wenn es nicht die Verwaltung war) In welchem Fachbereich/Abteilung Ihrer Verwaltung wurde die Initiative aufgegriffen und bearbeitet?
- ▶ Wer treibt den Prozess in der Kommune am meisten voran?

Es gibt ja nicht nur einen möglichen Veränderungspfad. Welche verschiedenen Vorschläge und Vorstellungen, vielleicht sogar gegensätzliche Entwicklungen und Argumente, bestehen zum Transformationsprozess?

- ▶ Wie wurden in der Abwägung zwischen den verschiedenen Möglichkeiten die Entscheidungen in der Vergangenheit getroffen?

#### **Externe Akteursstruktur:**

Wie läuft die Zusammenarbeit mit dem Wärmeversorger ab?

- ▶ Welche Vorstellungen und Vorschläge hat das Wärmeversorgungsunternehmen zur Dekarbonisierung?
- ▶ Wie regelmäßig finden Absprachen statt?
- ▶ Wie werden Entscheidungen getroffen? Wer ist daran beteiligt?

Gibt es ggf. Kontakte / Überlegungen, die künftige Versorgung anders oder nicht nur über den bisherigen Wärmeversorger zu regeln?

#### **Abschluss**

- Gibt es noch etwas, das Ihnen wichtig ist, im Rahmen unseres Gesprächs anzusprechen?

#### **Dank und Ausblick**

### C.3 Interviewleitfaden für die Kurzinterviews

#### **Vorbereitung:**

Telefonischen Erstkontakt herstellen:

- Projekt vorstellen
- Bereitschaft für Interview erfragen

Vorabinformation per E-Mail verschicken:

- Kurze Projektvorstellung
- Rahmenbedingungen des Interviews (Ablauf des Interviews, Dauer, Hinweis auf Aufnahme und Möglichkeit, einzelne Aussagen zu anonymisieren, Hinweis auf Veröffentlichung im Rahmen eines wissenschaftlichen Berichts beim UBA)

#### **Interview**

- Kurze Projektvorstellung
- Welche Rolle spielt Fernwärme in der Wärmeversorgung der von Ihnen vertretenen Unternehmen / bei den Verbraucher\*innen?
- Welche Hemmnisse bestehen in diesem Zusammenhang?
- *VEA / vbw*: Inwieweit spielt die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in Ihren Beratungen bisher eine Rolle?
- *VEA / vbw*: Was sind die Erneuerbaren-Energien-Ziele des Verbands und Ihrer Mitgliedsunternehmen im Bereich der Wärmeversorgung?
- *vzbv*: Welche Rolle spielt Klimaschutz im Zusammenhang mit der Wärmeversorgung bei den Verbraucher\*innen?
- Die Dekarbonisierung der Fernwärme in Richtung Erneuerbarer Wärme kann Investitionen auf Kundenseite erforderlich machen, insbesondere Austausch der Hausanschlussstationen durch Temperaturabsenkungen im Netz etc. Wie bewerten Sie diese Entwicklungen?
- Unter welchen Umständen wird ein Wechsel von Fernwärme zu einer eigenen Erzeugung / anderen Erzeugung attraktiv?
- Was halten Sie von einem Öko-Wärme-Tarif, bei dem man einen höheren Tarif bezahlt und einen niedrigeren Primärenergiefaktor angeboten bekommt?
- Gibt es noch etwas, das Ihnen wichtig ist, im Rahmen unseres Gesprächs anzusprechen?
- Dank und Ausblick

## D Akteurskonstellation der Fallbeispiele

In den folgenden Abbildungen sind die analysierten Akteurskontellationen der einzelnen Fallbeispiele angeführt.

Abbildung 45: Akteurskonstellation Spremberg

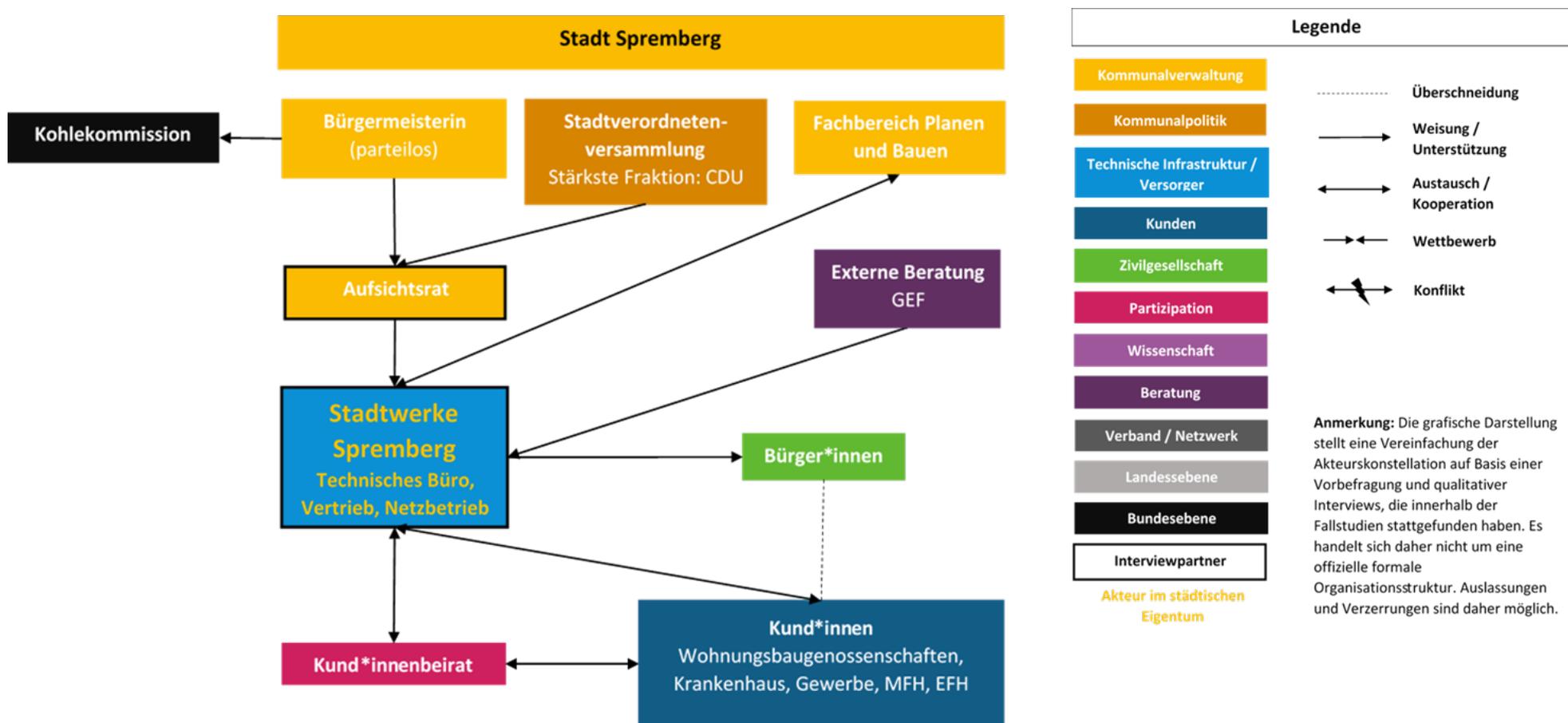


Abbildung 46: Akteurskonstellation Großkrotzenburg

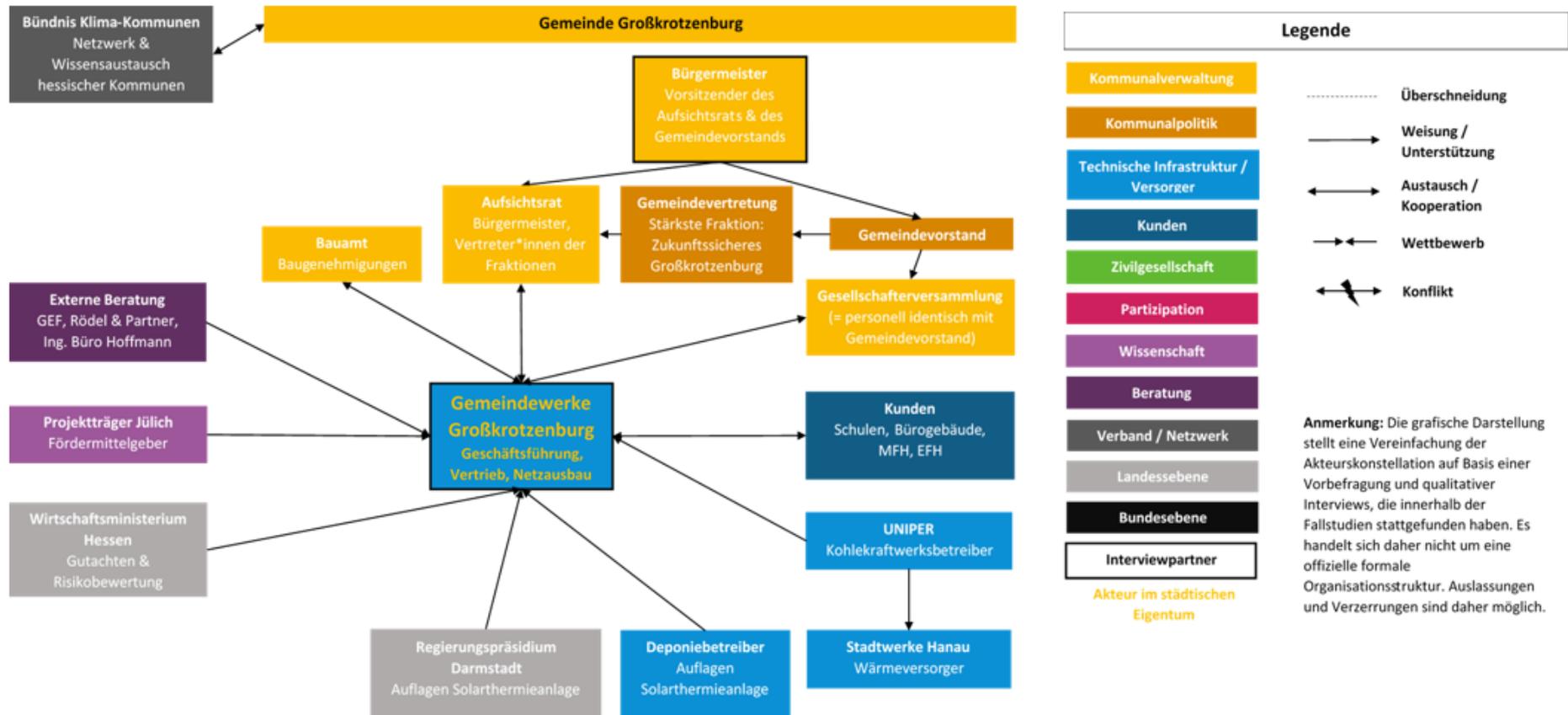


Abbildung 47: Akteurskonstellation Aachen

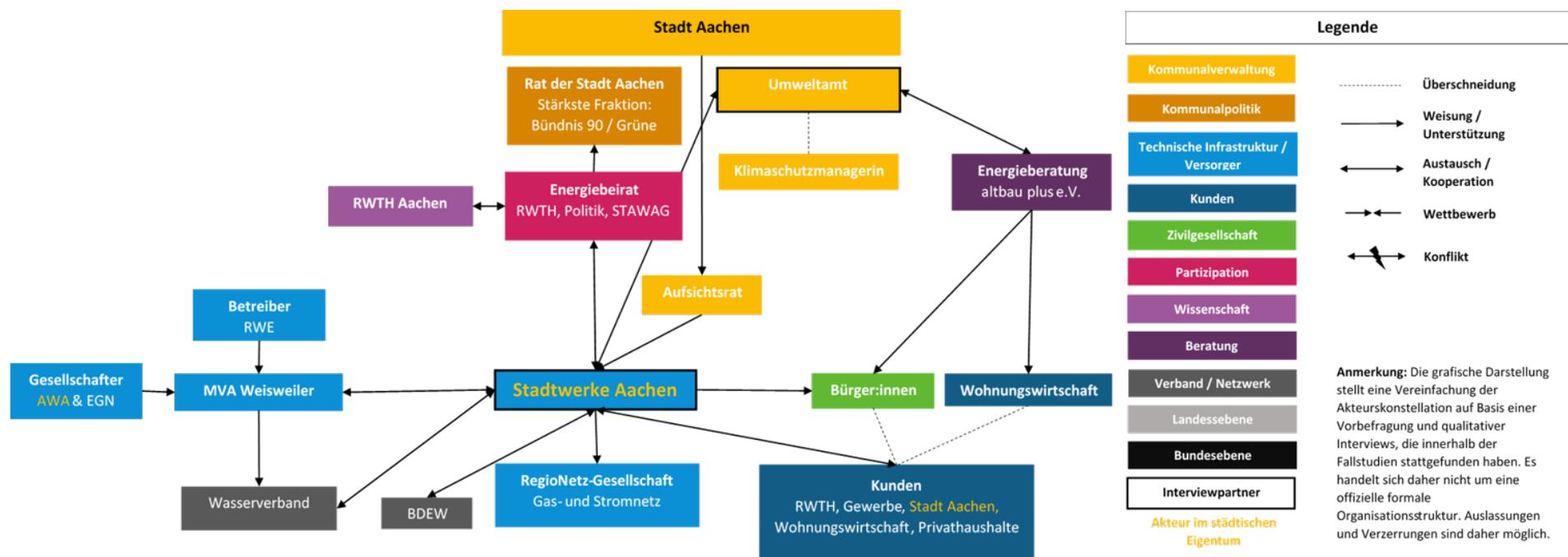


Abbildung 48: Akteurskonstellation Karlsruhe

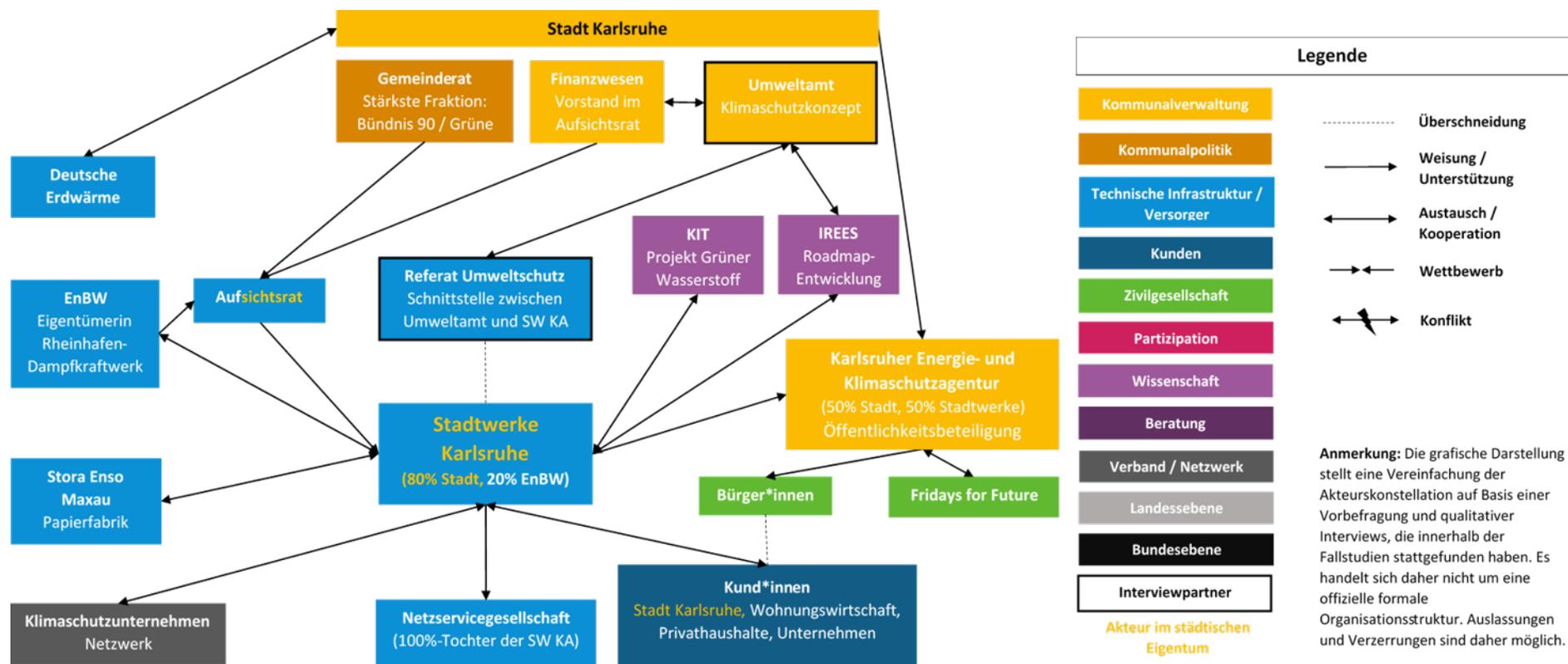


Abbildung 49: Akteurskonstellation Chemnitz

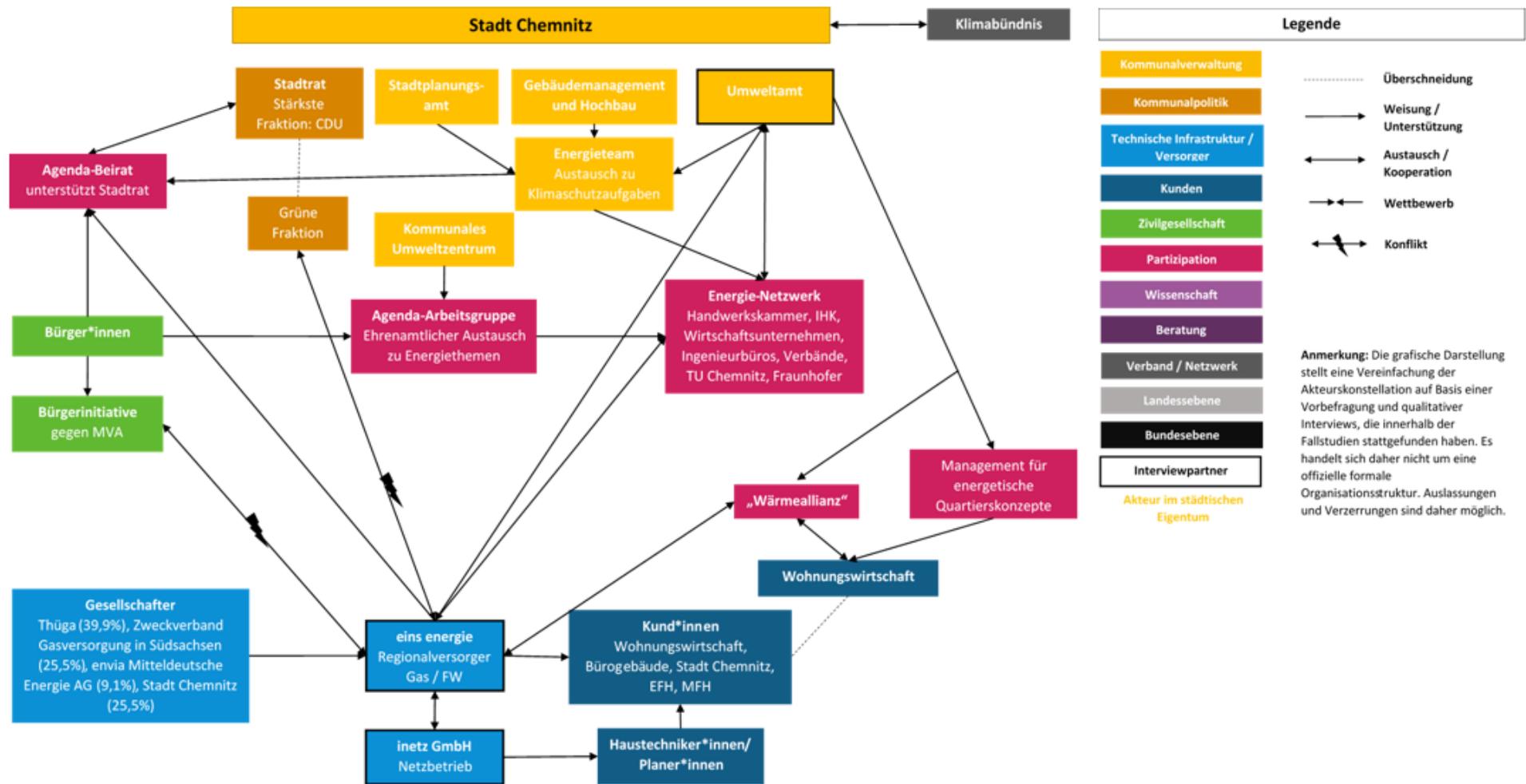
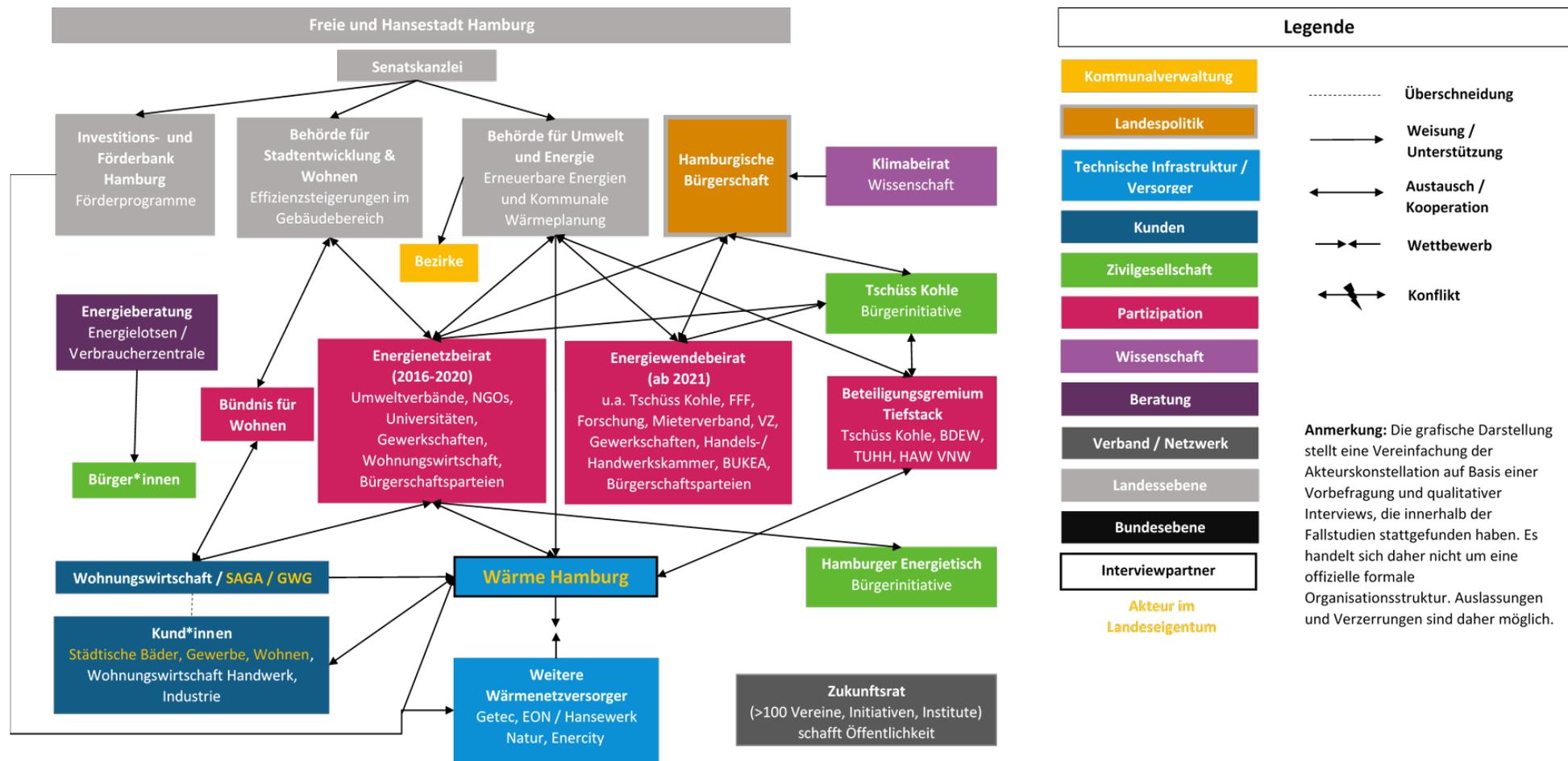


Abbildung 50: Akteurskonstellation Hamburg (HEnW)



## E Interview-Leitfaden für die Beurteilung des Unterstützungsrahmens

### Vorbereitung:

„Sondierungsmail“ zur Interviewbereitschaft und Expertise im Zeitraum September bis November 2021 mit Vorabinformationen:

- ▶ Kurze Projektvorstellung und Hinweis auf Vorabversendung des Vorschlages eines neuen Unterstützungsrahmens
- ▶ Rahmenbedingungen des Interviews (v.a. Ablauf des Interviews, Dauer: ca. 45 Minuten, Hinweis auf Aufnahme und Möglichkeit, einzelne Aussagen zu anonymisieren, Hinweis auf Veröffentlichung im Rahmen eines wissenschaftlichen Berichts beim UBA)
- ▶ Etwa vier bis fünf Werktage vor dem Interviewtermin:
- ▶ Hintergrund des Projektes/Arbeitskontextes der/des Interviewten (Punkt (a) unten)
- ▶ „Fact-Sheet“ mit übersichtlich zusammengefasstem Vorschlag für einen neuen Unterstützungsrahmen verschicken, Hinweis auf Vorläufigkeit

### Themenkomplexe der Fragen:

- ▶ Aufgabenbereiche heute/früher insbesondere bezüglich des Interviewkontextes
- ▶ Beurteilung gegenwärtig eingesetzter Instrumente und Rahmenbedingungen bzw. Dekarbonisierung der FW (Hemmnisse, positive Aspekte...)
- ▶ Beurteilung des vorgelegten Vorschlages hinsichtlich Wirksamkeit, nicht bedachter Nebenfolgen, Priorisierung einzelner Maßnahmen,
- ▶ (Konkrete) Alternativvorschläge

### Interview:

a) Einführung (mündlich zu Beginn des Interviews)

- ▶ (Fast alle Punkte aus diesem Abschnitt (a) kommen auch in die Mail mit dem Briefing wenige Tage vor dem Interview, wesentliche Punkte davon müssen trotzdem zu Beginn des Interviews angerissen werden)
- ▶ Im Rahmen unseres Forschungsprojekts „Dekarbonisierung dezentraler Energieinfrastrukturen“ haben wir für sechs verschiedene Kohle-basierte Wärmenetze in Deutschland technische Entwicklungsvarianten für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung im Jahr 2045 erarbeitet. Darauffolgend wurde der bestehende Unterstützungsrahmen analysiert, also die unterschiedlichen energiepolitischen Instrumente, mit denen sich die Entscheidungsträger/ Investoren in zu transformierende Wärmenetze konfrontiert sehen. ... Im Mittelpunkt steht beim von uns weiter entwickelten Unterstützungsrahmen die Dekarbonisierung, also der Ersatz der Kohle, bis spätestens 2038.
- ▶ 3 Ebenen (Erzeugung – Umstellung der Wärmeleitungen – kundenseitige Maßnahmen)
- ▶ Das Ziel unseres heutigen Interviews ist es daher, auf die wirtschaftlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen der Dekarbonisierung einzugehen. In dem Interview

interessiert uns, wie Sie den von uns entwickelten ersten Vorschlag zur Änderung der Rahmenbedingungen beurteilen und welche eigenen Ideen Sie hierzu haben.

- ▶ Ich selbst [Dr. Hilmar Westholm] bin wissenschaftlicher Mitarbeiter und Berater am Hamburg Institut und unterstütze das Projekt aus sozialwissenschaftlicher und umweltpolitischer Perspektive.
- ▶ Die Ergebnisse der Interviews werden im Rahmen des Projekts ausgewertet, im Rahmen eines Fachgesprächs Anfang nächsten Jahres diskutiert und in der Erarbeitung eines weiteren Unterstützungsrahmens berücksichtigt. Einzelne Aussagen aus dem Interview sollen Eingang in den Forschungsbericht erhalten. Die Darstellung wird ohne Nennung Ihres Namens erfolgen. Es besteht zudem selbstverständlich die Möglichkeit, dass Sie uns mitteilen, wenn wir bestimmte Informationen vertraulich behandeln sollen. Diese werden dann ausschließlich intern im Forschungsteam verwendet und nicht in den Bericht aufgenommen. Darüber hinaus können Sie auch angeben, wenn bestimmte Informationen für den Forschungsbericht verwendet werden dürfen, aber nicht in Verbindung mit Ihrer Institution gebracht werden sollen.
- ▶ Wenn Sie daran Interesse haben, senden wir Ihnen gerne nach Auswertung der Interviews die Ergebnisse zu.
- ▶ Das Interview wird etwa eine halbe bis maximal eine Stunde dauern. Damit ich mich bestmöglich auf Ihre Antworten und das Gespräch konzentrieren kann, möchte ich das Interview gerne aufzeichnen. Sind Sie damit einverstanden? Ich werde die Kernaussagen nach dem Interview verschriftlichen. Die Aufnahme wird nur den Personen zur Verfügung gestellt, die die Auswertung vornehmen, in unserem Fall sind das meine HIC-Kollegin Paula Möhring und ich selbst. Die Aufnahme wird ausschließlich im Rahmen dieses Forschungsprojekts verwendet und spätestens am 31.7.2022 gelöscht.
- ▶ Haben Sie zum Rahmen und Verlauf des Interviews noch Fragen?
- ▶ [Hinweis: Der Leitfaden wird aufgrund der unterschiedlichen Zielgruppen der ca. 15 vorgesehenen Interviews ASP-spezifisch angepasst (d. h. zumeist: gekürzt).]

#### b) Gelegenheit zur Vorstellung

- ▶ Ich möchte Sie zu Beginn bitten, sich kurz selbst vorzustellen, Ihren beruflichen Hintergrund, Ihre Rolle in Ihrem Unternehmen/Verband/Ihrer Einrichtung und Ihre Aufgabenbereiche insbes. bezüglich des Interviewkontextes.
- ▶ Ggf. Nachfrage unterschieden nach jeweiliger ASP: Mit welchen Projekten [bei ASP von Banken, Versicherungen, Projektierern, Wissenschaft, Herstellern] haben Sie in diesem Kontext konkret zu tun bzw. seit wann zu tun gehabt?

[ggf. vom Kunden abstrahieren, Anzahl Fälle sowie Investitionsvolumen]

#### c) Gegenwärtig genutzte Instrumente (bestehender Unterstützungsrahmen)

- ▶ Wenn Sie sich einmal den aktuell bestehenden Unterstützungsrahmen (nicht unseren Vorschlag!) für den Prozess der Dekarbonisierung der Fernwärme als Ganzes anschauen, welche Instrumente bzw. welche Rahmenbedingungen hemmen aus Ihrer Sicht die zeitnahe Transformation auf dekarbonisierte und THG-neutrale Wärmenetze am meisten (und warum/wodurch)?

- ▶ [bei Antwortbestandteilen zu einzelnen Instrumenten nachfragen zum genaueren Verständnis] (inwiefern bzw. wodurch hemmen sie?)

(Nur an ASP aus der Zielgruppe Banken:)

- ▶ Wenn sich interessierte Investoren mit dem Anliegen der Finanzierung der Transformation des eigenen Wärmenetzes bzw. damit verbundener Erzeugungsanlagen an Sie wenden: Von welchen direkten Finanzierungsangeboten für Investitionen in neue Wärmeerzeugungsanlagen oder -speicher bzw. zur Anpassung von Wärmenetzen machen Sie gegenwärtig am meisten Gebrauch?
- ▶ Welche wesentlichen Angebote einer betrieblichen Förderung der Wärme- und Stromproduktion fließen in Ihre Kalkulation bei der Darlehensvergabe?
- ▶ [Ggf. konkrete Instrumente benennen: KWKG, iKWK, BEHG, EU-ETS, BEG, MAP/BEW, EEG]
- ▶ Wie priorisieren Sie diese Instrumente nach ihrer Wirksamkeit für den angestrebten Zweck, Kohle und fossiles Gas zu ersetzen?

(Nur an ASP aus der Zielgruppe Banken:)

- ▶ Welche Rolle spielen bei solchen Finanzierungsprojekten (Klima-) Zielsetzungen, Rahmenbedingungen wie CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie nicht-fiskalische Instrumente wie z.B. die ggf. rechtlich festgeschriebene Forderung nach Erstellung kommunaler Wärmepläne?
- ▶ Welche Instrumente bzw. welche Rahmenbedingungen sind zumindest von ihrer Funktionsweise her auch für einen zukünftigen UR sinnvoll?

[bei Antwortteilen nachfragen zum genaueren Verständnis]

#### d) Zukünftiger Unterstützungsrahmen - Übergreifend

Im Vorfeld unseres Gespräches habe ich Ihnen ein Papier zugesendet, das einen ersten durchgerechneten Kernvorschlag mit übergreifenden sowie technologiespezifischen Elementen mit zwei Varianten für einen neuen Unterstützungsrahmen darstellt [Anmerkung: diese zwei vorläufigen Unterstützungsrahmen tauchen im Endbericht nicht auf, da sie weiterentwickelt wurden und als Endprodukt der in diesem Bericht beschriebene finale Unterstützungsrahmen entwickelt wurde]. Es handelt sich dabei um einen Instrumentenmix mit folgenden Elementen, die ineinandergreifen und sich ergänzen sollen: [hierbei auch konkret auf die Folien verweisen bzw. diese einblenden]

- ▶ Zurückdrängen der fossilen Brennstoffe durch Bepreisung (EU-ETS, BEHG/nEHS auf Folie 5),
- ▶ Änderung des KWK-Förderregimes in zwei Varianten (auf Folie 5),
- ▶ Ökonomische Anreize für Zieltechnologien (weiterentwickeltes BEW, Preisreduktion von Sektorenkopplungsstrom über Ausstieg aus der EEG-Umlage auf Folie 5 und v.a. Folien 7-9),
- ▶ Planerische Instrumente (Kommunale Wärmeplanung) und Abbau gesetzlicher Hürden (z.B. Berechnungsmethodik Primärenergiefaktoren) (auf Folie 5) sowie
- ▶ Interessensmanagement und Akteursbeteiligung (auf Folie 5)

Diese Elemente sollen sowohl auf Erzeugungstechnologien wirken, auf den Umbau der Wärmenetze einschl. den Zubau von Speichern sowie auf die kundenseitigen Maßnahmen und auf die alle drei Ebenen umspannende Digitalisierung.

Bevor wir zu einzelnen Elementen kommen: Wie beurteilen Sie diesen Instrumentenmix als Ganzes?

Ggf. Rückfragen: Welche Elemente halten Sie für sehr wirksam, welche für kaum wirkungsvoll?

Wie bewerten Sie seine übergreifenden Bestandteile (Folie 5)?

- ▶ Zurückdrängen der fossilen Brennstoffe durch Bepreisung (EU-ETS, BEHG/nEHS):
- ▶ CO<sub>2</sub>-Bepreisung: Wie beurteilen Sie die Wirksamkeit und den Zielerreichungsgrad dieses Instruments? Scheint Ihnen die Steigerungsrate und schließlich die Orientierung am Marktpreis angemessen zu sein?
- ▶ Welche Entwicklung müsste der CO<sub>2</sub>-Preis nehmen, damit sich bestimmte Zieltechnologien [hier die herausgreifen, für die sich ASP „zuständig“ / kompetent in der Beratung fühlt] in der Umsetzung/Investition rechnen?
- ▶ Welche Rolle wird der CO<sub>2</sub>-Preis neben den fördernden Instrumenten (BEW, iKWK...) spielen?
- ▶ Mit welchen – möglicherweise unbeabsichtigten – Nebenfolgen ist aufgrund steigender CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu rechnen?
- ▶ Sollten die CO<sub>2</sub>-(Mindest-)Preise niedriger ausfallen als im UR angenommen: Was sind dann aus Ihrer Sicht die entscheidenden Stellschrauben?

#### Änderung des KWK-Förderregimes

[Erläuterung:] In diesem Punkt unterscheiden sich die beiden bislang erarbeiteten Unterstützungsrahmen. Attraktive Subventionen für Erdgas-KWK sorgen beim derzeitigen UR dafür, dass diese Option wirtschaftlicher ist als die Erzeugung klimaneutraler Wärme. Die Ausgestaltung der zukünftigen KWK-Förderung ist daher äußerst relevant für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen. Im Bestand werden 2030 nur noch 2.500 VBH gefördert. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass in dem Szenario UR 2 nur noch Investitionskosten subventioniert werden und keine betrieblichen Kosten mehr. Die Höhe der investiven Förderung je installierter Leistung wird in wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt. Im Szenario UR 1 wird die derzeit bestehende betriebliche Förderung beibehalten, die Förderhöhe je kWh wird jedoch stark reduziert.

Fragen:

- ▶ Wie schätzen Sie es ein, dass mit dem Szenario UR 1 die Transformation gelingen kann?
- ▶ Das KWKG soll einerseits den Strommarkt flexibilisieren und stabilisieren. Andererseits ist es als Instrument, welches fossile Energieträger subventioniert, nicht prädestiniert dafür, die Wärmenetze zu dekarbonisieren. Wie sollten investive und betriebliche Förderungen aufeinander abgestimmt sein, um die Anforderungen aus dem Strommarkt zu erfüllen, ohne jedoch zu einer Zementierung der fossilen Wärmeerzeugung beizutragen?
- ▶ Wie können Fehlanreize und Lock-in-Effekte vermieden werden?
- ▶ Welche vielleicht unbeabsichtigten Nebenfolgen könnten darüber hinaus eintreten?

- ▶ Wie schätzen Sie es ein, dass mit dem Szenario UR 2 die Transformation bis 2045 gelingen kann?
- ▶ Ökonomische Anreize für Zieltechnologien (BEW, Preisreduktion von Sektorenkopplungsstrom über Ausstieg aus EEG-Umlage)
- ▶ Welche Rolle spielen die Stromkosten für den neuen Unterstützungsrahmen?
- ▶ Nachfragen: Welche Strompreisbestandteile sind aus Ihrer Sicht diejenigen, die am ehesten gesenkt bzw. abgeschafft oder ersetzt werden sollten (Netzentgelt, EEG-Umlage, MWSt., Stromsteuer, Konzessionsabgaben)? (Ggf. noch gezielt nachhaken zur EEG-Umlage)

Planerische Instrumente (Kommunale Wärmeplanung) und Abbau gesetzlicher Hürden (z.B. Berechnungsmethodik Primärenergiefaktoren)

- ▶ Ist aus Ihrer Sicht die Einführung pauschalisierter PEF für Wärmenetze gerechtfertigt, wenn diese alle das verbindliche Ziel Klimaneutralität 2040 mit entsprechenden Zwischenschritten 2030 und 2035 erfüllen müssen?
- ▶ Wie könnte aus Ihrer Sicht die Verbindlichkeit kommunaler Wärmepläne gewährleistet bzw. erhöht werden?
- ▶ Interessensmanagement und Akteursbeteiligung
- ▶ Welche Rolle spielen Faktoren wie Akzeptanz, Öffentlichkeitsbeteiligung, Capacity-Building in (kleinen) Kommunen?
- ▶ Die Untersuchung der Wärmenetze zeigte, dass die Rolle der Beteiligung der Öffentlichkeit eine unterschiedliche Bedeutung hat. Insbesondere bei bestimmten Technologien wie Geothermie, Biomasse und Müll/EBS-HKW und bei Standortfragen gibt es mitunter jahrelange Diskussionen und Konflikte zwischen verschiedenen politischen, sozialen und wirtschaftlichen Interessensgruppen, die Entscheidungsprozesse bremsen können. An anderen Orten haben aber auch zivilgesellschaftliche Akteure dazu beigetragen, die Dekarbonisierung zu beschleunigen und ambitioniertere Ziele umzusetzen. Wie könnten Kommunen bzw. Wärmeversorger aus Ihrer Sicht am besten bei dem Prozess der Beteiligung verschiedener Interessensgruppen unterstützt werden?
- ▶ Was halten Sie von der im Unterstützungsrahmen vorgeschlagenen Förderung des Interessensmanagements bei der Erstellung und Umsetzung der Wärmeplanung?

#### Zukünftiger Unterstützungsrahmen - Zieltechnologien

Erläuterung: Im zweiten Teil des UR werden die Erzeuger-technologischen Elemente einer klima-neutralen Wärmeversorgung vorgestellt und wie hier Anreize geschaffen bzw. bestehende verbessert werden können. Aus Zeitgründen würden wir hier gerne Ihre Meinung zu den Technologien erfahren, mit denen bzw. deren Förderkulisse Sie sich am besten auskennen, [hier ggf. Verweis auf das zu Beginn gemachte Statement zum eigenen Hintergrund, ggf. wurde Person gerade wg. Kenntnissen zu einer best. Zieltechnologie ausgewählt:] also vermutlich ... [Auswahl der betreffenden Technologien].

[trifft für alle für ASP relevante Zieltechnologien zu: Ggf. UR hierzu erläutern und auf entsprechende Folie mit den relevanten Zieltechnologien (Abfallverbrennung, Abwärme aus anderen gewerblichen Prozessen, Festbiomasse, Biomethan, Elektrokessel, Großwärmepumpen, Solarthermie, Tiefengeothermie, Wärmespeicher / Netzseitige Maßnahmen und Netzbau /

Kundenseitige Maßnahmen, HAST, Digitalisierung) verweisen – Lesezeit lassen, inhaltliche Nach- bzw. Vertiefungsfragen beantworten]

[Fragen zu allen Zieltechnologien (werden ggf. mehrfach gestellt):]

- ▶ Welche zur Förderung der Zieltechnologie „XY“ vorgeschlagenen Instrumente halten sie für geeignet?
- ▶ Wie beurteilen Sie die Relevanz der einzelnen vorgeschlagenen Maßnahmen und Instrumente hinsichtlich ihrer Wirksamkeit?
- ▶ Sehen Sie evtl. auch mögliche unerwünschte Nebenfolgen?
- ▶ Widersprechen sich einzelne Bestandteile des UR oder könnten umgekehrt zu Überförderung führen?
- ▶ Welche anderen, hier nicht aufgeführten Instrumente würden Sie zu dieser Zieltechnologie ergänzen und halten Sie ggf. auch für relevanter?

f) Abschluss

- ▶ Wir haben nun wichtige [einige] Elemente des bestehenden und unseres ersten Vorschlags für einen neuen Unterstützungsrahmen besprochen. Fallen Ihnen noch Gesichtspunkte ein, die hätten angesprochen werden sollen, aber bislang nicht zum Tragen kamen?
- ▶ Nun noch einmal das Ganze gedacht: Es gibt auch eine neue Diskussion, die Rahmenbedingungen für FN-Betreiber zu vereinfachen, aber ihnen die Vorgabe zu geben, bis 2045 klimaneutral zu werden (mit entsprechenden Zwischenzielen und Vorgaben, z.B. ab 2030 keine fossilen Erzeugungsanlagen neu bauen...). Was halten Sie davon? (Also Quotenvorgaben, die aber alle Techniken einschließen)
- ▶ Darf ich Sie bei Unklarheiten und möglichen Nachfragen nochmals kontaktieren?
- ▶ Ankündigung des Fachgesprächs, Einladung hierzu und Dank für das Interview.

## F Ansprechpersonen der Interviews zum Unterstützungsrahmen

Folgende Personen wurden interviewt (in der Reihenfolge der Durchführung der Interviews):

Othmar Verheyen, Dipl. Physik-Ing., Techn. Ang. im Energietechnischen Institut der Universität Duisburg-Essen; Gründungsmitglied des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK), seitdem im Vorstand (Kategorien: FW-Verbände, Wissenschaft), Internet-Interview am 21.10.2021

Dr. Nicolas Witte-Humperdinck, Mit-Gründer des von Lagom.Energy (<https://lagom.energy/leistungen/erzeugungsanlagensimulationen/>) (Kategorie: Projektierer), Internet-Interview am 25.10.2021

Dr. Armin Kraft, GF von EEB ENERKO Energiewirtschaftliche Beratung GmbH (<https://enerko.de/leistungen/>) (Kategorie: Projektierer), Internet-Interview am 26.10.2021

Tim Bagner, Referent Kommunale Energiewirtschaft beim Deutschen Städtetag (Kategorien: Kommunale Spitzenverbände), Internet-Interview am 27.10. und 3.11.2021

Kerstin Krüger, Leiterin (komm.) Erneuerbare Wärme (ESN6); Energie und Klima / Energiesystem: Nutzung beim Projektträger Jülich, Berlin (PTJ) (Kategorie: Projektträger), Internet-Interview am 29.10.2021

Martin Steinebach, Senior Vice President, Team Head Energy, Projectfinance, Helaba Landesbank Hessen-Thüringen Girozentrale, FFM (Kategorie: Banken/Versicherungen), Internet-Interview am 1.11. 2021

Dr. Björn Schreinermacher, Leiter Politik, Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP) (Kategorie: EE-Verbände), Internet-Interview am 8.11.2021

André Deinhardt, GF des Bundesverbandes Geothermie (Kategorie: EE-Verbände), Internet-Interview am 10.11.2021

Jan Walter, Dipl. Geograph, Deutsches Institut für Urbanistik, Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsbereich Umwelt, Projektleiter Kommunaler Klimaschutz, erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Nachhaltige Mobilität (Kategorien: Verbände, Kommunen, Wissenschaft), Internet-Interview am 11.11.2021

Dr. Peter Ahmels, Deutsche Umwelthilfe (DUH), Senior Advisor Energie & Klimaschutz (Kategorie: Umweltverbände), Internet-Interview am 12.11.2021

Petra Memmler, Geschäftsführerin VNW (Verband norddeutscher Wohnungsunternehmen e.V. Hamburg - Mecklenburg-Vorpommern - Schleswig-Holstein) Landesverband Hamburg e.V. und Referentin Technik und Energie (Kategorie: Wohnungswirtschaft), Internet-Interview am 22.11.2021

Fokusgruppen-Interview am 1.12.2021 mit

Michael Berger, Fernwärme Ulm AG, GF Technik, Technische Leitung (Kategorie: Stadtwerke), Ergänzungs-Einzelinterview am 10.1.2022

Dr. Marc Jüdes, EnBW AG, Leiter Profitcenter Fernwärme / Umweltdienstleistungen / Kundenkraftwerke (Kategorie: EVU)

Thorsten Kleppe, swb AG, Manager Energiemarkt, Energiewirtschaft (Kategorie: EVU)

Uwe Weber, Stadtwerke Lemgo, Bereichsleiter Eigenerzeugung und Bäder (Kategorie: Stadtwerke)

(AGFW) (Tobias Roth, AGFW) (AGFW) (Kategorien: Verbände, Stadtwerke)

Frank Adelsberger, Vorstand der Wohnungsbaugesellschaft Halberstadt (Kategorie: Wohnungswirtschaft), Internet-Interview am 7.12.2021

Erik Brauer, Leiter und Jörg Böttcher; beide IB.SH Energieagentur (Investitionsbank Schleswig-Holstein), (Kategorien: Banken), Internet-Interview am 8.12.2021

Dr. Tilmann Rave, Referent im RKU der LHM (Landeshauptstadt München, Referat für Klima- und Umweltschutz) (Kategorie: Kommunen), Internet-Interview am 16.12.2021

## G Quellenverzeichnis

Abel, L. (2018): Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft Evaluation und systematische Erfassung von Wärmepumpen- Systemen in Fließgewässern.

AGFW (2016): Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6 - Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren.

Berberich, M. und T. Schmidt (2019): Grossvolumige in den Untergrund integrierte Wärmespeicher.

Blömer, S., D. Hering, P. Thomassen, S. Jäger, C. Götz, M. Pehnt, S. Ochse, S. Hespeler, S. Richter, G. Grytsch, C. Zopff und B. Huber (2019): EnEff: Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). Kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Wärmebedarf und Abwärmeangebot in Deutschland. Heidelberg: BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2019): Merkblatt zu den CO<sub>2</sub> Faktoren. S. 3.

Bundesverband Geothermie (2019): Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland (Stand: Januar 2019). Online unter:  
[https://www.geothermie.de/fileadmin/user\\_upload/Geothermie/Geothermie\\_in\\_Zahlen/Projektliste\\_Tiefe\\_Geothermie\\_Januar\\_2019.pdf](https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Geothermie/Geothermie_in_Zahlen/Projektliste_Tiefe_Geothermie_Januar_2019.pdf).

Bundesverband Geothmie (2020): Induzierte Seismizität. Online unter:  
<https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/s/seismizitaet-induzierte.html>.

Danish Energy Agency and Energinet (2020): Technology Data: Generation of Electricity and District heating.

David, A., B.V. Mathiesen, H. Averfalk, S. Werner und H. Lund (2017): Heat Roadmap Europe: Large-scale electric heat pumps in district heating systems. In: *Energies* 10, S. 1–17.

EEB ENERKO Energiewirtschaftliche Beratung GmbH (2020): Bandbreite der Investitionskosten in PtH Anlagen – Aktualisierung Stand Januar 2020 –.

ehpa (2015): The World's Largest „Natural“ District Heat Pump. In: ehpa.

Eltrop, L., H. Hartmann, M. Härdtlein, T. Jenssen, M. Henßler, C. Kruck und E.D. Özdemir (2014): Leitfaden feste Biobrennstoffe.

European heat pump association (ehpa): Large scale heat pumps in Europe - 16 examples of realized and successful projects. Online unter:  
[https://www.ehpa.org/fileadmin/red/03\\_Media/03.02\\_Studies\\_and\\_reports/Large\\_heat\\_pumps\\_in\\_Europe\\_MDN\\_II\\_final4\\_small.pdf](https://www.ehpa.org/fileadmin/red/03_Media/03.02_Studies_and_reports/Large_heat_pumps_in_Europe_MDN_II_final4_small.pdf).

Fehrenbach, H., J. Giegrich, S. Köppen, B. Wern, J. Pertagnol, F. Baur, K. Hünecke, D. Günter und W. Bulach (2018): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor).

FfE (2014): Faktenblatt|Geothermie. Online unter:  
[https://www.ffegmbh.de/download/informationen/528\\_ihk\\_hessen\\_waerme/fb\\_geothermie.pdf](https://www.ffegmbh.de/download/informationen/528_ihk_hessen_waerme/fb_geothermie.pdf).

- Fritz, S. und M. Pehnt (2018): Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende? Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Heidelberg.
- Gerhardt, N., I. Ganal, M. Jentsch, J. Rodriguez, K. Stroh und E.K. Buchmann (2019): Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem -95 % THG- Klimaszenarien Teilbericht im Rahmen des Projektes : Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung UND RÜCKKOP. Leipzig.
- Giovannetti, F., R. Reineke-koch, J. Steinweg und O. Kastner (2017): Technologiebericht 1.4 Solare Wärme und Kälte innerhalb des Forschungsprojekts TF \_ Energiewende. S. 1–61.
- Grosse, R., B. Christopher, W. Stefan, R. Geyer und S. Robbi (2017): Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU.
- Herkel, S., M. Miara und P. Schossig (2018): Technologiebericht1.7 Umweltwärme. In: Wupper. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- Heumann, A. und E. Huenges (2017): Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie. In: Wupper. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- Hübner, J. (2018): Soalre Nahwärme am Beispiel Crailsheim-Hirtenwiesen II Projektentwicklung und Betriebserfahrungen von Deutschlands größter Solarthermieanlage.
- Jahn, K. (2015): Large heat pumps, huge potential. Online unter: [https://www.eurammon.com/sites/default/files/attachments/background\\_article\\_eurammon\\_large\\_heat\\_pumps.pdf](https://www.eurammon.com/sites/default/files/attachments/background_article_eurammon_large_heat_pumps.pdf) (zugegriffen 25.05.2020).
- Lambauer J et. al. (2008): Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemnisse und Best-Practice Beispiele.
- LIAG - Leibnitz Institut für angewandte Geowissenschaften (2020): Geothermisches Informationssystem GeotIS. Online unter: <https://www.geotis.de/homepage/GeotIS-Startpage> (zugegriffen 15.05.2020).
- Ortner, S., P. Mellwig, S. Blömer, N. Rettenmaier, M. Pehnt, P. Möhring und P. Sandrock, Matthias, Akram (2020): Berichtspflicht gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen - Dritter Zwischenbericht.
- Ortner, S., M. Pehnt, B. Sebastian, A. Ausberger, J. Steinbach, J. Deurer, E. Popovski, O. Lösch, N. Langreder, N. Thamling, M. Sahnoun und D. Rau: Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung - Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14 Anhang VIII.
- Paar, A., F. Herbert, M. Pehnt, S. Ochse, S. Richter, S. Maier und M. Kley (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien.
- Pieper, H., T. Ommen, F. Buhler, B. Lava Paaske, B. Elmegaard und W. Brix Markussen (2018): Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating. In: Energy Procedia 147, S. 358–367.
- PlanEnergi (2015): Rahmenbedingungen für Großwärmepumpen in Dänemark.

Plenefisch, T., L. Brückner, L. Ceranna, N. Gestermann, G. Houben, T. Tischner, U. Wegler, M. Welbrink und C. Bönnemann (2015): Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen.

Sandrock, M., C. Maaß, S. Weisleder, H. Westholm, W. Schulz, G. Löschan, C. Baisch, H. Kreuter und D. Reyer (2020): Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen ( Endbericht ).

Seitz, A., S. Zunft und C. Hoyer-Klick (2018): Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende.

Solnet 4.0 (2019): Versorger erwärmen sich für Solarthermie. In: Juli 2019.

Stadtwerke Crailsheim GmbH: Technik, Ökologie und Lebensqualität im Einklang. Das Crailsheimer Solarthermie-Projekt im Überblick.

Stadtwerke Lemgo (2020): Geförderte Maßnahmen. Online unter: <https://www.stadtwerke-lemgo.de/privatkundenbereich/ueber-uns/geofoerderte-massnahmen/?L=0>.

Stadtwerke Ludwigsburg (2020): Solarthermie-Anlage. Online unter: <https://www.swlb.de/de/Energie/Nachhaltigkeit/SolarHeatGrid-/Solarthermie-Anlage/Solarthermie-Anlage.html> (zugegriffen 25.05.2020).

Uhrig (2020): Wirtschaftlichkeit von Energie aus Abwasser. Online unter: <https://www.uhrig-bau.eu/de/energie-aus-abwasser/wirtschaftlichkeit/>.

UHRIG (2020): Referenzen UHRIG Energie aus abwasser, Therm-Liner, Stand: 10.01.2020. Online unter: <https://www.uhrig-bau.eu/de/energie-aus-abwasser/referenzen-informationen/> (zugegriffen 29.06.2020).