

Der Kohleausstieg und die Auswirkungen auf die betroffenen Wärmenetze

- Kurzstudie -

im Auftrag des



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

August 2019

Dr. Sara Fritz, Dr. Martin Peht, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung

Inhalt

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Problemstellung und Status Quo | 2 |
| 1.1 | Status Quo Kohle-Fernwärme | 3 |
| 2 | Quantitative Analyse der Substitutionsmöglichkeiten von Kohlewärme | 5 |
| 2.1 | Identifikation von Erneuerbaren Potenzialen | 5 |
| 2.2 | Ergebnisse der Standortanalyse | 12 |
| 3 | Notwendige Transformation der Wärmenetze und politische Rahmenbedingungen | 16 |
| 3.1 | Sofortprogramm Transformation-Fernwärme | 21 |
| 3.1.1 | Einzelförderung bzw. Ausschreibung | 22 |
| 3.1.2 | Systemische Förderung | 23 |
| 3.2 | Ordnungsrechtliche Instrumente | 25 |
| 3.2.1 | CO ₂ -Grenzwert bzw. EE-Quote | 25 |
| 3.2.2 | Drittzugang | 28 |
| 3.2.3 | Empfehlung bezüglich ordnungsrechtlicher Instrumente | 31 |
| 4 | Referenzen | 32 |

1 Problemstellung und Status Quo

Der Kompromiss der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission) sieht den Kohleausstieg in Deutschland bis 2038 vor. Eine Abschaltung der Kohlekraftwerke ist auch für die Fernwärme mit Herausforderungen und zugleich Chancen verbunden: Im Jahr 2018 wurden an mehr als 45 Standorten Steinkohlekraftwerke und an mehr als 10 Standorten Braunkohlekraftwerke in Deutschland gleichzeitig zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt (Umweltbundesamt 2019)¹.

Die gesetzliche Verankerung der Ergebnisse des Kohleausstiegs ist eine notwendige Maßnahme, um die Klimaziele in Deutschland zu erreichen und stellt gleichzeitig auch eine wesentliche Grundlage für die Dekarbonisierung der Fernwärmenetze dar. Trotzdem stehen die von Kohle-KWK gespeisten Wärmenetze vor wesentlichen Herausforderungen bei der Umstellung der Erzeugungskapazitäten. Die langfristig klimaneutrale Wärmeversorgung setzt voraus, dass die lokal verfügbaren erneuerbaren Wärme- und Abwärmepotenziale ausgeschöpft und in die bestehenden Wärmenetze eingebunden werden. Dabei müssen vielerorts entsprechend der Verfügbarkeit von regenerativen Wärmequellen mehrere kleinteilige Potenziale erschlossen werden. Dem Einsatz von erneuerbarer Wärme und Abwärme sind neben der Verfügbarkeit, den wirtschaftlichen Einschränkungen durch oft höhere Investitionskosten auch Grenzen durch die Charakteristik und Auslegung der Bestandsnetze gesetzt, die sich im Wesentlichen durch das hohe Temperaturniveau, das für die Versorgung von Bestandsgebäuden ohne Flächenheizung notwendig ist, ergeben. Zudem variieren die spezifischen Herausforderungen der einzelnen Netze stark in Abhängigkeit der verschiedenen Abnehmerstrukturen, der Topologie des Netzes und vorhandenen Erzeugungskapazitäten. Eine effiziente Einbindung von regenerativen Energien wie Großwärmepumpen und Solarthermie oder Niedertemperaturabwärme ist erst durch das Absenken des Temperaturniveaus in den Netzen möglich, wie es in Abbildung 1 dargestellt ist. Bei den aktuell betriebenen Kohle-Wärmenetzen handelt es sich primär um Heißwassernetze in dicht bebauten städtischen Gebieten, die mit Temperaturen über 100°C betrieben werden.

¹ Die Datenbank des Umweltbundesamtes umfasst Kraftwerke ab 100 Megawatt elektrischer Leistung, und wurde nach jenen Kraftwerken ausgewertet, die über eine thermische Leistung verfügen und mit dem Primärenergieträger Stein- oder Braunkohle betrieben werden.

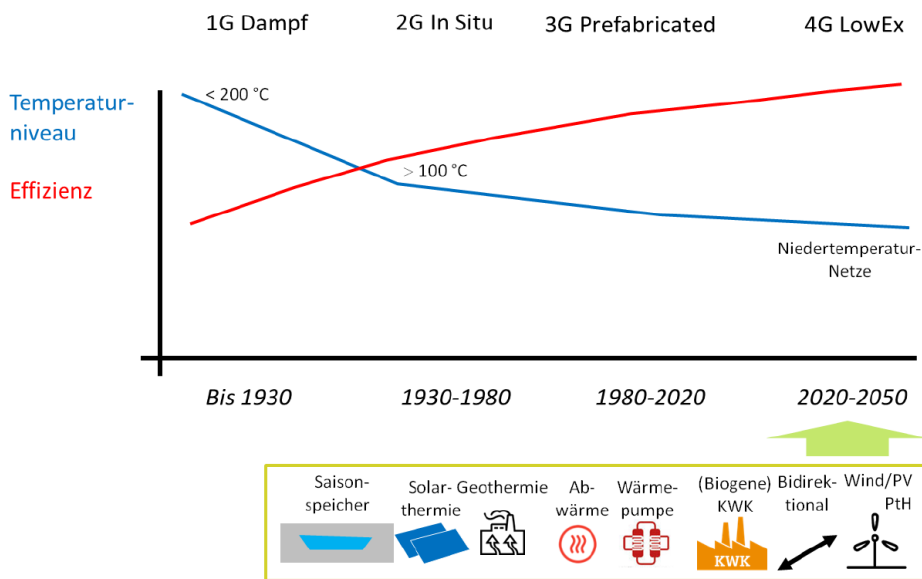


Abbildung 1: Darstellung der Wechselwirkung zwischen Temperaturniveau in Fernwärmenetzen und den Möglichkeiten zur Erschließung verschiedener Wärmequellen (ifeu et al. 2017)

Diese Rahmenbedingungen erfordern neben der Substitution der Erzeugungstechnologien auch die Transformation der Wärmenetze. Gas-KWK bzw. Gas-Blockheizkraftwerke (BHKW) stellen eine Möglichkeit dar, an Standorten, an denen keine erneuerbaren Energien lokal verfügbar sind oder das Temperaturniveau der Netze eine Einbindung nicht sofort ermöglicht, die Kohlefernwärme zu substituieren. Auch in Hinblick auf Synergien, die sich aus der Sektorkopplung ergeben können, und die Sicherstellung der Versorgungssicherheit können Gas-KWK bzw. BHKWs eine tragende Rolle spielen. Bei der Transformation der Wärmesysteme und der Substitution der Erzeugungskapazitäten sollte jedoch vermieden werden, dass bestehende Kohle-Erzeugung rein durch (große) Gaskapazitäten ersetzt werden, die dann langfristig zu weiteren Lock-In Effekten führen.

1.1 Status Quo Kohle-Fernwärme

Im Jahr 2018 waren an mehr als 45 Standorten Steinkohle- und 11 Standorten Braunkohle Kraftwerke in Deutschland in Betrieb, deren Standorte in Abbildung 2 dargestellt sind. Die Nettowärmeerzeugung der Kohle-KWK betrug im Jahr 2016 rund 50 TWh, wobei in Steinkohlekraftwerken 31 TWh¹ Wärme ausgekoppelt wurde und in Braunkohlekraftwerken 18 TWh. Die standortscharfe Zuteilung der entsprechenden Wärmemengen erfolgte auf Basis von Öko-Institut (2018) für Steinkohle-KWK und Umweltbundesamt (2019) für Braunkohle-KWK. In Umweltbundesamt (2019) wurde für die entsprechenden Braunkohle-Standorte, die über eine Wärmeauskopplung verfügen, die Fernwärmeleistung angeführt. Auf Basis von 7.500 Volllaststunden wurden somit die jährlich ausgekoppelte Fernwärme abgeschätzt² und mit den vom UBA ausgegebenen Jahresmengen für das Jahr 2016 verglichen³.

¹ Die Daten wurden gefiltert und um jene Kraftwerke bereinigt, die entweder außer Betrieb genommen wurden (z.B. Kraftwerk Ensdorf Block 1 der VSE AG) oder nicht in öffentliche Fernwärmenetze einspeisen (z.B. Kraftwerk Rheinberg des Unternehmens Solvay Chemicals GmbH)

² Annahmen beruhen auf Agentur für Erneuerbare Energien (2013)

³Datenquelle: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/4_datenabzurabb_kwk-nettowaermeerzeugung_2018-02-20.pdf

Tabelle 1 stellt die jeweiligen ausgekoppelten Wärmemengen der einzelnen Kraftwerke für die einzelnen Bundesländer dar. Aufgrund der räumlichen Verteilung der Kraftwerke in Deutschland ist zu erwarten, dass hinsichtlich der Einbindung alternativer Wärmequellen unterschiedliche Anforderungen je Standort vorherrschen.

Tabelle 1: Ausgekoppelte Wärmemenge aus Kohle-KWK in Deutschland je Bundesland (Eigene Berechnung auf Basis von Öko-Institut (2018) und Umweltbundesamt (2019)).

| Bundesland | Ausgekoppelte Wärme | Bundesland | Ausgekoppelte Wärme |
|------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Baden-Württemberg | 5,83 TWh | Niedersachsen | 3,32 TWh |
| Bayern | 2,90 TWh | Nordrhein-Westfalen | 15,81 TWh |
| Berlin | 3,11 TWh | Rheinland-Pfalz | 0,18 TWh |
| Brandenburg | 4,33 TWh | Saarland | 0,79 TWh |
| Bremen | 0,69 TWh | Sachsen | 5,36 TWh |
| Hamburg | 1,22 TWh | Sachsen-Anhalt | 1,50 TWh |
| Hessen | 1,78 TWh | Schleswig-Holstein | 3,07 TWh |
| Mecklenburg-Vorpommern | 0,25 TWh | | |

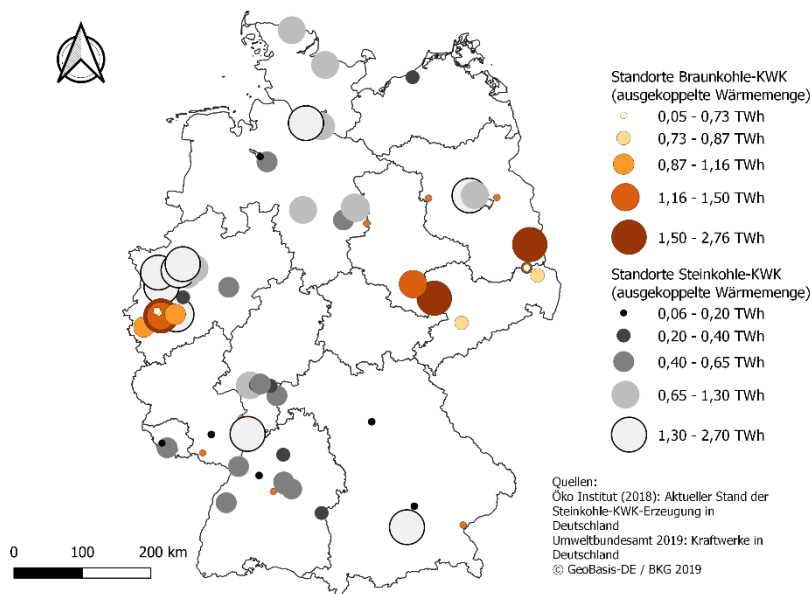


Abbildung 2: Darstellung der Stein- und Braunkohlekraftwerksstandorte in Deutschland inklusive ausgekoppelter Wärmemenge (Quelle: eigene Darstellung basierend auf Öko-Institut (2018), Umweltbundesamt (2019) und GeoBasis-DE/BKG 2019)

Im folgenden Kapitel 2 wird auf Basis der einzelnen Standorte und der vorliegenden Gegebenheiten eine Potenzialanalyse für die Möglichkeit der Einbindung von ausgewählten Erneuerbaren und industrieller Abwärme abgeschätzt. Für die Analyse wird der am ifeu entwickelte Wärmeatlas herangezogen, in dem sowohl die Potenziale bezüglich industrieller

Abwärme, Geothermie und Energiegewinnung in Kläranlagen standortscharf analysiert werden können^{1 2}.

In Kapitel 3 wird die notwendige Transformation der Bestandsnetze beleuchtet, bevor in Kapitel 3.1 und Kapitel 3.2 zwei politische Instrumente ausgearbeitet werden, die zur Dekarbonisierung der Fernwärme bis 2050 beitragen können.

2 Quantitative Analyse der Substitutionsmöglichkeiten von Kohlewärme

Im folgenden Abschnitt 2.1 werden für die aus Stein- und Braunkohlewärme gespeisten Wärmenetze die Potenziale lokal verfügbarer Wärmequellen identifiziert, die als Substitution für die Kohle eingesetzt werden können. Dabei werden in einem ersten Schritt keine Transformationsmaßnahmen unterstellt und Wärmequellen analysiert, die bei entsprechend hohen Vorlauftemperaturen der Netze eingebunden werden können. Ein Exkurs widmet sich anschließend den Potenzialen, die durch Maßnahmen zur Temperaturreduktion in Netzen und der Optimierung der Netze erschlossen werden können.

Abschließend werden in Abschnitt 2.2 die Wärmequellen und entsprechenden Anteile der derzeit ausgekoppelten Wärmemengen der Kohlekraftwerke für die Bundesländer ausgewiesen und die jeweiligen THG-Einsparungen abgeschätzt.

2.1 Identifikation von Erneuerbaren Potenzialen

Auf Basis der Kohlekraftwerksstandorte werden Substitutionsmöglichkeit der Kohlewärme durch Müllverbrennungsanlagen, Großwärmepumpen, Industrielle Abwärme, Geothermie und Biomasse³ ermittelt. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die im Folgenden ausgeführten Analysen keinesfalls eine detaillierte Prüfung für jeden einzelnen Standort ersetzt, da die Analysen überwiegend auf generischen Daten beruhen. Vielmehr ist das Ziel der Auswertungen einen Überblick über die Größenordnung der lokal verfügbaren Wärmequellen zu geben. Da auf Vorarbeiten im Rahmen vorangegangener Projekte zurückgegriffen werden kann, wird im Rahmen dieser Arbeit auf eine ausführliche Methodenbeschreibung verzichtet und auf die entsprechenden Publikationen verwiesen.

Für die Analysen der Bestandsnetze wurde eine Wärmesenktemperatur der Wärmenetze in Höhe von 100°C angenommen. Zudem wurde angenommen, dass die Wärmequellen genau dann in die Wärmenetze integriert werden können, wenn die Distanz der Wärmequelle zum Kohlekraftwerke nicht mehr als 5 km beträgt. Die Annahmen sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die Analysen weisen somit zwei Einschränkungen auf: Einerseits handelt es sich bei dem ausgewiesenen Potenzial um ein technisches Potenzial, in dem die wirtschaftliche Möglichkeit der Einbindung nicht explizit berücksichtigt wurde und nur durch die zulässige Distanz zum Kohlekraftwerksstandort indirekt einfließt. Andererseits können Wärmequellen auch an anderen Standorten in die entsprechenden Netze eingespeist werden, sofern

¹ <https://www.ifeu.de/methoden/modelle/waermeatlas/>

² Für die Projekte, in denen die einzelnen Wärmequellen explizit analysiert wurden, siehe auch: Beuth Hochschule und ifeu (2017); ifeu et al. (2019); ifeu (2018)

³ Eine quantitative Analyse der Substitutionsmöglichkeiten durch Solarthermie setzt aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren (z.B. Flächenkonkurrenz mit PV und anderen Nutzungsformen, Bodenpreise, etc.) eine diffizile Herangehensweise voraus, die im Rahmen des Umfangs dieser Analysen nicht durchgeführt werden kann. Ebenso können die Power to Heat-Potenziale, die sich durch eine Kopplung des Wärme- und Stromsektors, sowie Gesamtpotenzial für Wärmepumpen und die jeweiligen Wärmequellen im Rahmen dieser Kurzstudie nicht eruiert werden.

die Netztopologie dies zulässt. Da jedoch keine flächendeckenden Informationen hinsichtlich der durch Fernwärme erschlossenen Gebiete und der jeweiligen Netzstruktur verfügbar sind, kann dieses Potenzial im Rahmen dieser Analyse nicht quantifiziert werden.

Tabelle 2: Annahmen zur Ermittlung des lokal verfügbaren Potenzials verschiedener Wärmequellen

Annahmen

| | |
|--|---|
| <i>Temperatur Wärmesenke</i> | 100°C |
| <i>Distanz Wärmequelle zu Kohlekraftwerk</i> | Alle Wärmequellen innerhalb von 5 km um die jeweiligen Kohlekraftwerksstandorte |

Industrielle Abwärme

Vorgehensweise

Für die Analyse des Potenzials aus industrieller Abwärme können die Ergebnisse des Projekts „EnEff:Wärme: Netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA)¹“ herangezogen werden (ifeu et al. 2019). Im Rahmen des Projekts wurde eine GIS-Plattform entwickelt, die aufbereitete Datensätze zu industriellen Abwärmepotenzialen beinhaltet, sowie ein Modell zur räumlich hochauflösenden Analyse netzgebundener nutzbarer Abwärmemengen zur Versorgung des Gebäudebestandes mit Raumwärme und Warmwasser entwickelt. Zur Quantifizierung des theoretischen Abwärmepotenzials im verarbeitenden Gewerbe wurde auf verschiedene Datenbanken zugegriffen und die entsprechenden Endenergieeinsätze ermittelt. Dabei wurde das theoretisch nutzbare Abwärmepotenzial ausgewiesen und als jenes Potenzial definiert, das unter Annahme einer konstanten, minimalen Wärmesenktemperatur unter Vernachlässigung technischer Restriktionen ausgekoppelt werden kann. Für die hier durchgeführte Analyse wurde jenes Potential ermittelt, dass passiv genutzt werden kann und somit direkt ohne zusätzliche Erzeugungskapazitäten (z.B. Wärmepumpen) in Wärmenetze eingebunden werden kann. Da nicht für alle Industrie-Standorte Informationen hinsichtlich der Wärmequellentemperatur verfügbar waren, wurden die Mittelwerte der jeweiligen Wirtschaftszweige herangezogen und somit das technische Potenzial ermittelt. Die fünf großen Chemiestandorte in Deutschland wurden im Rahmen des NENIA-Projekts nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wurde, dass die anfallende Abwärme größtenteils am Standort selber genutzt wird.

Da an manchen Standorten zwei Kraftwerke weniger als 15 km voneinander entfernt sind, kann davon ausgegangen werden, dass dazwischen ein Fernwärmenetz vorhanden ist, und das Potenzial an industrieller Abwärme, welches innerhalb von 5 km am Kraftwerksstandort anfällt auch am anderen Standort genutzt werden kann. Die Analyse des Abwärmepotenzials wurde dahingehend erweitert.

In Abbildung 3 ist die Datengranularität und das deutschlandweite theoretische Abwärmepotenzial dargestellt. Das im Rahmen des Projekts NENIA ermittelte bundesweite Potenzial im Nieder- und Mitteltemperaturbereich (ohne Chemieparks und Raffinerien) bis 300°C beträgt rd. 63 TWh.

¹ Der Endbericht zum Projekt ist unter folgendem Link abrufbar: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Schlussbericht_EnEffW%C3%A4rme-NENIA.pdf

Theoretisches Potenzial:

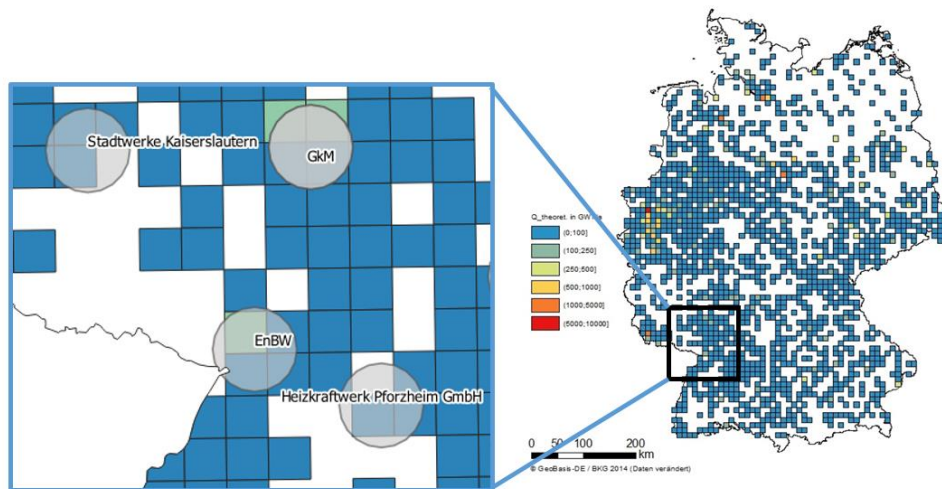


Abbildung 3: Darstellung des theoretischen Abwärmepotenzials in Deutschland (ohne Chemieparks und Raffinerien). Für die Analyse werden um die jetzigen Kohlekraftwerkstandorte die Abwärmepotenziale innerhalb eines Radius von 5 km analysiert. (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ifeu et al (2019), GeoBasis-DE/BKG 2019, Öko-Institut (2018))

Ergebnisse

Das technische Potenzial aus industrieller Abwärme an den Kohlekraftwerkstandorten beläuft sich auf rd. **5 TWh**. Dabei schwankt das Potenzial an jenen Standorten, an denen industrielle Abwärme verfügbar ist, zwischen 0,05 GWh und rd. 764 GWh. An fünf Standorten kann die gesamte ausgekoppelte Wärmemenge durch industrielle Abwärme substituiert werden (Walsum Block 9 und 10, KW Hafen Block 6, KW Hastedt 15 und Krefeld-Uerdingen L 57). An knapp 45 % der Standorte kann keine industrielle Abwärme unter der Restriktion der zulässigen Distanz von 5 km und einer angenommenen Senktemperatur in Höhe von 100°C genutzt werden. Der durchschnittliche Anteil von industrieller Abwärme an jenen Standorten, an denen Potenzial verfügbar ist, beträgt 24 % der ausgekoppelten Kohlewärme.

Da der dieser Analyse zugrundeliegenden Studie keine Informationen hinsichtlich Raffinerien und Chemieparks berücksichtigt wurden, wurden die Emissionserklärungen der 11. BImSchV hinsichtlich Raffinerien ausgewertet. An drei Kraftwerkstandorten (Karlsruhe RDK 8, Scholven Block C und am Standort in G-Kraftwerk in Leverkusen) sind in räumlicher Nähe Raffinerien vorhanden. Eine Abschätzung der entsprechenden Abwärmemengen ergibt rund 2 TWh (1,3 TWh in Baden-Württemberg und 0,5 TWh in Nordrhein-Westfalen).

Bei den großen Chemieparks in Deutschland ist aufgrund der Datengrundlage eine Abschätzung des Potenzials schwer möglich. Eine Standortanalyse zeigt, dass von den 60 deutschen Chemieparks nur drei (BASF SE, Industriepark Höchst und Solvay Rheinberg Industrial Park) in unmittelbarer Nähe von Kohlekraftwerksstandorten sind¹.

¹ Eine Karte mit den entsprechenden Industriestandorten kann unter folgender Adresse abgerufen werden: <https://www.vci.de/presse/mediathek/infografiken/standortkarte-chemieparks-und-regionen-in-deutschland.jsp> (letzter Zugriff: Juni 2019)

Thermische Abfallbehandlungsanlagen

Vorgehensweise

Für die Ermittlung der Potenziale aus Müllverbrennungsanlagen (genauer: Thermische Abfallbehandlungsanlagen) kann die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (2019b) herangezogen werden. Da keine Informationen hinsichtlich der energetischen Optimierung der einzelnen Standorte vorliegen, kann im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich analysiert werden, an welchen Standorten noch keine thermische Verwertung erfolgt und ob diese in räumlicher Nähe zu den Kohlekraftwerken liegen.

Für die entsprechenden Standorte werden die jeweiligen Kapazitäten in Mg/a aus Umweltbundesamt (2018a) übernommen. Als Heizwert des Mülls wird jener von gemischten Siedlungsabfällen in Höhe von 10 MJ/kg herangezogen und ein thermischer Nutzungsgrad in Höhe von 33,5 % den Analysen zugrunde gelegt (Umweltbundesamt 2018a). Die entsprechende auskoppelbare Wärmemenge ergibt sich demnach durch Multiplikation der Menge [Mg/a] mit dem Heizwert [MJ/kg] und dem Nutzungsgrad [%].

Ergebnisse

Laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur wurden von den 86 Kraftwerken, bei denen Abfall als Energieträger eingesetzt wird, 17 ohne Wärmeauskopplung betrieben. Dabei wurde die Liste um jene Kraftwerke bereinigt, die bereits auf eine Wärmeauskopplung umgerüstet haben (z.B. Restmüllheizkraftwerk Böblingen oder HKW Mannheim). Somit ergeben sich unter Berücksichtigung der Kohlekraftwerksstandorte 2 Müllverbrennungsanlagen (MVA Weisweiler, MVA Velsen), an denen noch keine Wärme ausgekoppelt wird mit einem Potenzial in Höhe von rd. **1 TWh**.

Hinzu kommen die hier nicht quantifizierbaren Mengen, die sich bei einzelnen MVA durch die Optimierung des Wärmeoutputs ergeben können. In ifeu (2007) wurden eine mögliche Steigerung der thermischen Nutzung von 30 auf 45 % angenommen. 27 der Abfallbehandlungsanlagen liegen innerhalb von 5 km zu den Kohlekraftwerksstandorten. Im Jahr 2015 wurden 30 TWh Wärme in Müllverbrennungsanlagen und Ersatzbrennstoffkraftwerke ausgekoppelt ifeu (2019). Eine erste Abschätzung ergibt eine obere Grenze für die Auskopplung aus Abfallbehandlungsanlagen in Höhe von 5 TWh.

Geothermie

Vorgehensweise

Im Rahmen des Projekts „Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich (Anlagenpotenziale) Beuth Hochschule und ifeu (2017)“ wurden unter anderem die Geothermiepotenziale im Norddeutschen Becken, dem Oberrheingraben und dem Süddeutschen Molassebecken ermittelt. Dafür wurden als Ausgangsdaten die hydrothermalen Reservoirs mit einer Temperatur des Thermalwassers von mehr als 100°C herangezogen und die durchschnittlichen Massenströme der drei Zonen in Deutschland verwendet. Durch die Annahme hinsichtlich der Quelltemperatur von 100°C konnte somit eine rein passive Nutzung ohne Einbindung weiterer Erzeugungstechnologien unterstellt werden. Die angenommenen Volllaststunden für den Betrieb der Tiefengeothermie betragen 3.000 Stunden.

Eine Darstellung der Gesamtpotenziale in Deutschland ist in Abbildung 4 dargestellt. Die potentiellen Gebiete zur Nutzung von Tiefengeothermie wurden wieder in Abhängigkeit des Standorts der Kohlekraftwerke auf eine maximal zulässige Distanz von 5 km eingeschränkt.

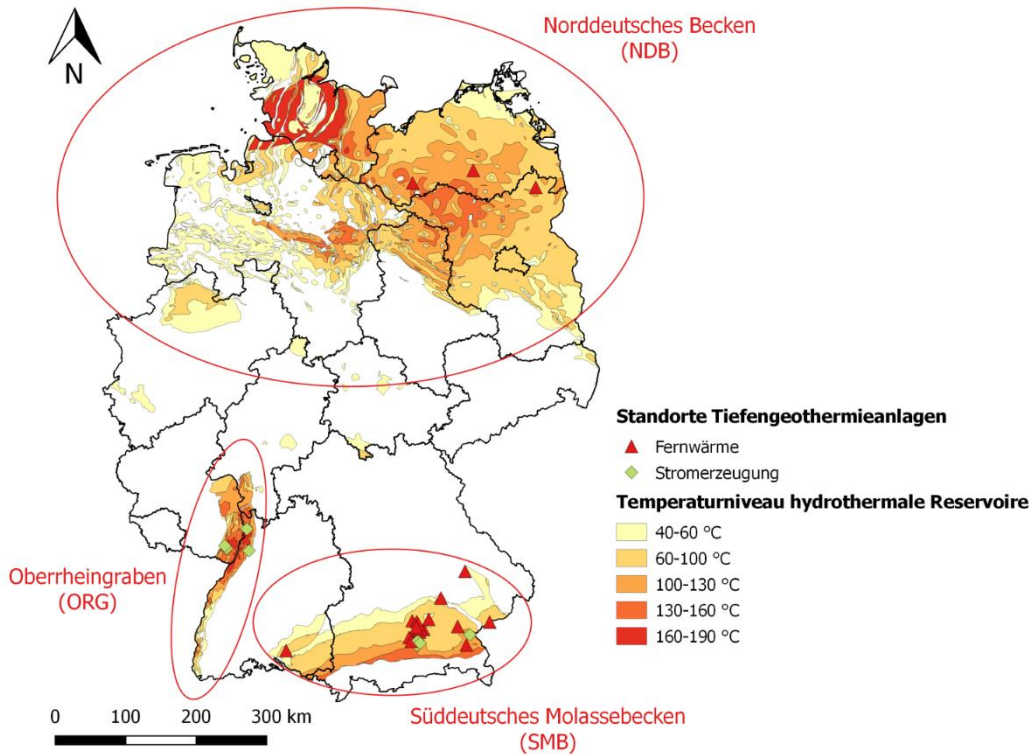


Abbildung 4: Darstellung der Tiefengeothermiepotenziale in Deutschland. (Quelle: Beuth Hochschule und ifeu (2017), GeoBasis-DE/BKG 2014)

Ergebnisse

An Standorten mit Braunkohle-KWK sind keine Tiefengeothermiepotenziale für die passive Nutzung in Wärmenetzen mit 100°C verfügbar. Das Potenzial aus Geothermie für Kohlewärme beläuft sich insgesamt auf 1,5 TWh, welches rein als Substitution für Steinkohle herangezogen werden kann. Die Potenziale sind wie in Tabelle 3 dargestellt auf die einzelnen Bundesländer verteilt.

Tabelle 3: Möglichkeiten der Geothermienutzung in bestehenden Kohlewärmenetzen (Quellen: Eigene Berechnung auf Basis Beuth Hochschule und ifeu (2017))

| Bundesland | Ausgekoppelte Wärme |
|--------------------|---------------------|
| Baden-Württemberg | 1,22 TWh |
| Hamburg | 17 GWh |
| Schleswig-Holstein | 360 GWh |

Solarthermie

Da der Einsatz von Solarthermie stark von individuellen Standortbedingungen abhängig ist, können im Umfang dieser Kurzstudie keine Solarthermiepotenziale erhoben werden. Die jeweiligen Potenziale hängen von den jeweiligen Flächenverfügbarkeiten vor Ort ab. In Wagener (2019) wurden jene Flächen klassifiziert, die sich prinzipiell für die Installation von

Solarthermiekollektoren eignen. Als Flächen wurden neben Grün- und Ackerflächen auch Konversionsflächen und Seitenrandstreifen an Bundesautobahnen und -straßen, sowie an Bahnstrecken genannt. Neben der Flächenkonkurrenz zu Photovoltaikanlagen müssen bei Grün-, Acker- und Konversionsflächen auch weitere Flächenkonkurrenz, wie beispielsweise zum Wohnungsbau sowie aufgrund der Beachtung weiterer Nachhaltigkeitsziele (Biodiversität), berücksichtigt werden. Bereits errichtete Solarthermieanlagen wurden sowohl in Wohngebieten als auch auf Ackerflächen, die nach der Bebauung in Gewerbegebiete umgewidmet wurden, errichtet (Wagener 2019).

Im zukünftigen Energiesystem wird Solarthermie eine bedeutendere Rolle spielen. In Prognos und BCG (2018) wurden für das Jahr 2050 bis zu 20 TWh Solarthermie in der Fernwärme für das 95 % Szenario ausgewiesen, was 16% der gesamten Fernwärmeerzeugung im Jahr 2015 und 12 % im Jahr 2050 entspricht. Für die effiziente Nutzung von Solarthermie ist jedoch das Absenken der Netztemperaturen essentiell, siehe auch Abbildung 1.

Biomasse

Vorgehensweise und Ergebnisse

Die detaillierte Erfassung von räumlich-hochaufgelösten Biomassepotenziale für die Wärmeaufbringung ist nicht Gegenstand dieser Kurzstudie. Auch können Nutzungskonkurrenzen von Biomasse nicht explizit berücksichtigt werden. In einer Studie des Umweltbundesamtes¹ wurde das Potenzial von biogenen Abfall- und Reststoffe im Energiesystem mit rd. 250 TWh beziffert und ein Gesamtnutzungskonzept hinsichtlich Konversionstechnologien und Sektoren entwickelt. In diesem Gesamtnutzungskonzept wird zwar der überwiegende Anteil der Abfall- und Reststoff dem Wärmesektor zugerechnet, dort ist der Einsatz jedoch primär für die Bereitstellung von Prozesswärme vorgesehen. Für den Einsatz in leitungsgebundener Wärme sind ausschließlich 1,2 TWh vorgesehen. Für den Einsatz in Kohlewärmegebieten wird demnach in dieser Studie davon ausgegangen, dass diese 1,2 TWh Potenzial aus biogenen Reststoffen in den Fernwärmenetzen eingesetzt werden können und gleichmäßig auf die einzelnen Kraftwerksstandorte aufgeteilt werden².

Großwärmepumpen

Bei der Analyse des Potenzials aus Großwärmepumpen werden jene lokalen Potenziale aus Energie aus Abwasser, Niedertemperaturabwärme mit einer Temperatur zwischen 60°C und 100°C, sowie Geothermie mit einem Temperaturniveau der hydrothermalen Reservoirs zwischen 60°C und 100°C analysiert. Weitere potenzielle Wärmequellen für Großwärmepumpen – wie beispielsweise oberflächennahe Geothermie, Rauchgaskondensation, Flusswasser oder Seewasser – sind nicht Gegenstand dieser Analyse.

Vorgehensweise

Das Potenzial von **Energie aus Abwasser** im Fernwärmebestand ist aufgrund der hohen Netztemperaturen und der daraus resultierenden schlechten Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen nur beschränkt möglich. In ifeu (2018) wurde bereits das Potenzial von Energie aus Abwasser aus dem nicht gereinigten Abwasser vor der Kläranlage analysiert und das Poten-

¹ Noch nicht veröffentlichte ifeu-Studie zur Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor)

² Hier sind noch zwei Punkte anzumerken: Einerseits wird ein Teil der ausgespeisten Wärme bereits als Prozesswärme verwendet und würde sich ggf. qualifizieren weiteres Potenzial aus biogenen Reststoffen zu nutzen. Andererseits könnten durch Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand an Standorten, an denen bereits Biomasse eingesetzt wird, weitere Potenziale erschlossen werden.

zial mit bis zu 33 TWh Nutzwärme beziffert. Dieses Potenzial tritt vor allem in dicht besiedelten Gebieten mit erhöhtem Abwasseraufkommen auf und kann bei einer langfristigen Transformation der Wärmenetze – die mit niedrigen Vorlauftemperaturen einhergeht – auch erschlossen werden. Im Rahmen dieser Analysen wird der Fokus speziell auf die Nutzung von Energie aus Abwasser in Kläranlagen gelegt. Der Vorteil in Kläranlagen besteht darin, dass weniger Einschränkungen bezüglich der Temperaturdifferenz, die sich aus der thermischen Nutzung ergeben, auftreten, da das Abwasser bereits gereinigt wurde. Für die standortscharfen Analysen wurden wiederum jene Kläranlagen als potenzielle Wärmequellen in Betracht gezogen, die in räumlicher Nähe zu den Kohlkraftwerksstandorten liegen. Für die Kläranlagen Standorte konnte auf die Daten der European Environment Agency (2018) zugegriffen werden und in Abhängigkeit der Leistung die kreisscharf vorliegenden Informationen hinsichtlich des Abwasseraufkommens aus dem Jahr 2013 für häusliches und betriebliches Abwasser aufgeteilt werden Statistisches Bundesamt (2018). Als Annahme bezüglich der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen wurden 2,5 angenommen¹. Die zugrundeliegende Temperaturdifferenz wird mit 4 K angenommen.

Bei der Analyse von **industrieller Abwärme** mit einer Temperatur unter 100°C wird analog zur Analyse von dem Hochtemperaturpotenzial aus industrieller Abwärme vorgegangen. Zusätzlich wird angenommen, dass eine Wärmepumpe eingesetzt werden muss. Die Jahresarbeitszahl wird mit 3,12 angenommen, wobei eine Vorlauftemperatur von 100°C und eine Rücklauftemperatur von 60°C angenommen wurde (P2H-Pot 2017).

Auch bei der Analyse der **Potenziale aus Geothermie** mit einem Temperaturniveau der hydrothermalen Reservoirs unter 100°C wird analog wie bei niedrig temperierter industrieller Abwärme vorgegangen: Es wird eine Großwärmepumpe eingesetzt, um die benötigten Senktemperaturen von 100°C zu erreichen².

Ergebnisse

Insgesamt liegen 71 der mehr als 3.850 Kläranlagen in räumlicher Nähe zu Kohlekraftwerkstandorten, welche in Abbildung 5 dargestellt sind.

Aufgrund der geringen Jahresarbeitszahlen beläuft sich das Potenzial der energetischen Nutzung von Kläranlagen für die Fernwärme auf rd. **3 TWh**. Speziell das Absenken der Netztemperaturen würde somit mittelfristig erlauben, den Anteil von Energie aus Klärwerken zu erhöhen.

Das Potenzial von Niedertemperaturabwärme beträgt 1,5 TWh, jenes von Geothermie mit einem Temperaturniveau der hydrothermalen Reservoirs zwischen 60°C und 100°C beläuft sich auf 3,5 TWh.

¹ Hier ist darauf hinzuweisen, dass im Sinne des effizienten Einsatzes von Wärmepumpen Jahresarbeitszahlen > 3,5 anzustreben sind.

² Alternativ könnten auch andere Technologien für das Anheben der Quelltemperatur auf die notwendige Senktemperatur eingesetzt werden.

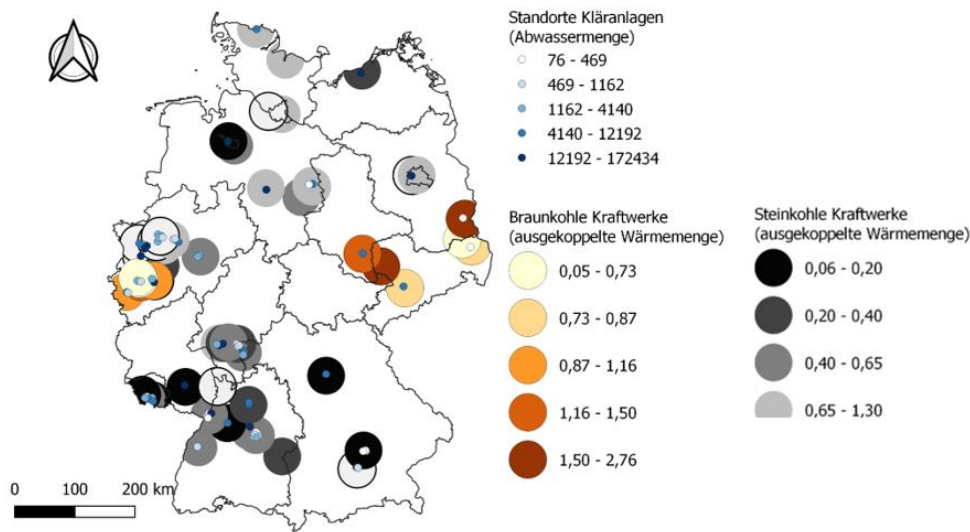


Abbildung 5: Darstellung der Kläranlagen in räumlicher Nähe zu den Kohlekraftwerksstandorten (Quelle: eigene Darstellung basierend auf Öko-Institut (2018), Umweltbundesamt (2019), European Environment Agency (2018) und GeoBasis-DE/BKG 2019)

Power to Heat

Eine weitere Möglichkeit zur indirekten Einbindung von Erneuerbaren in Wärmenetze stellt Power to Heat dar, in dem erneuerbarer Überschussstrom für die Wärmeerzeugung herangezogen wird. Dies wurde in der vorliegenden Studie nicht standortscharf analysiert, da die Wechselwirkungen des Strom- und Wärmemarkts im Rahmen dieser Studie nicht mit dem notwendigen Detaillierungsgrad berücksichtigt werden konnten. In BDEW (2017) wurde angenommen, dass im Jahr 2050 rd. 16 % der gesamten Nettowärmeerzeugung von 125 TWh durch Power to Heat erfolgt.

2.2 Ergebnisse der Standortanalyse

In der vorausgegangenen Analyse wurden für die einzelnen Standorte jeweils die Potenziale der entsprechenden erneuerbaren Energieträgern bzw. industrieller Abwärme identifiziert. Dabei wurde noch nicht berücksichtigt, dass an manchen Standorten das Potenzial ggf. die jetzige Wärmeauskopplung überschreitet und deswegen nicht das gesamte Potenzial genutzt werden kann. Die Ergebnisse für die einzelnen Bundesländer mit expliziter Berücksichtigung dieser Beschränkung ist in Abbildung 6 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass im Saarland mehr als 70 % der ausgekoppelten Wärme aus den Kohlekraftwerken durch industrielle Abwärme, thermische Abfallbehandlungsanlagen oder erneuerbare Energien gedeckt werden könnte. Das liegt vor allem daran, dass in der Nähe des jetzigen Kraftwerkstandorts noch eine Müllverbrennungsanlage ohne thermische Auskopplung zu finden ist und der Anteil von Energie aus Kläranlagen und industrieller Abwärme entsprechend hoch ist. Auch in Mecklenburg-Vorpommern sind vor allem niedertemperierte industrielle Abwärme Potenziale und Geothermiepotenziale mit einer Temperatur der hydrothermalen Reservoirs unter 100°C vorhanden. In Hamburg und Bremen lassen die Analysen darauf schließen, dass jeweils die gesamte ausgekoppelte Wärmemenge substituiert werden könnte. In Hamburg kann durch energetische Nutzung der Abwärme mit einer Temperatur über 60°C und unter 100°C mehr als 50 % der ausgekoppelten Menge der Kohle-Kraftwerke ersetzt werden. In Bremen kann vor allem durch industrielle Abwärme mehr als 80 % der ausgekoppelten Wärme aus Steinkohlekraftwerken ersetzt werden.

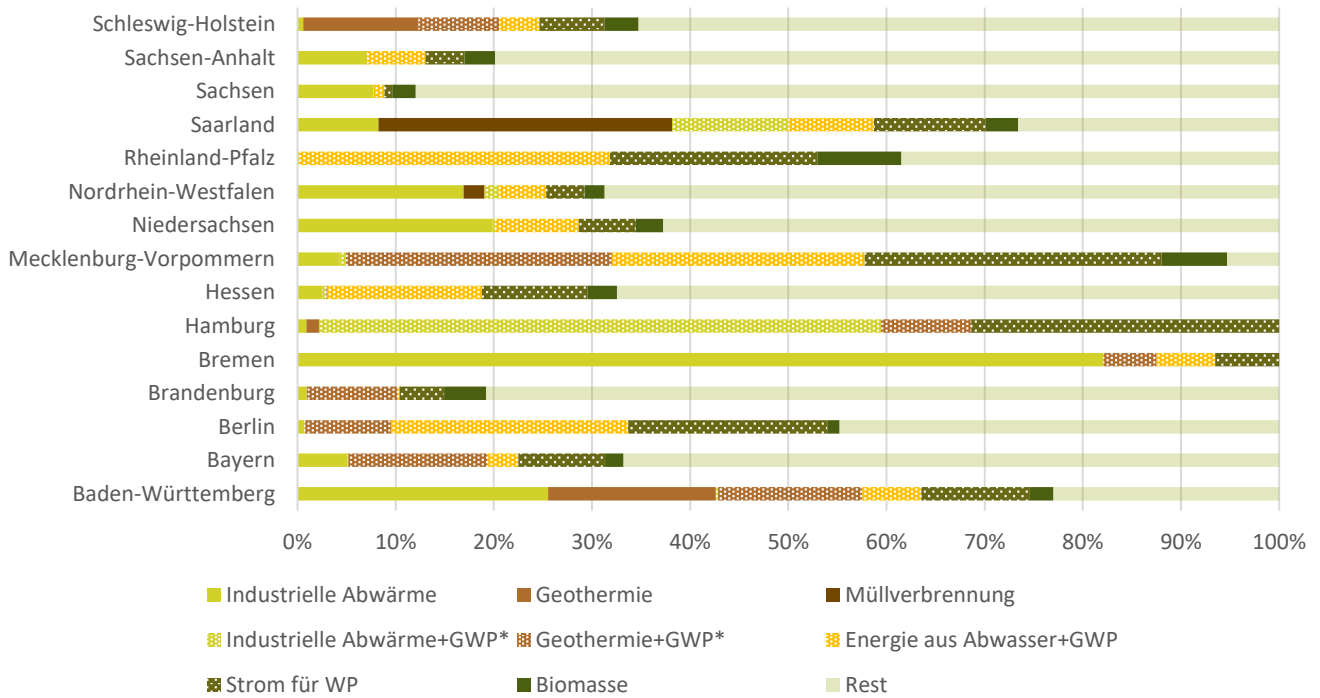


Abbildung 6: Aufschlüsselung der Potenziale an Erneuerbaren und industrieller Abwärme (ohne Solarthermie, Power to Heat, Power to Gas und weiterer Wärmequellen für Großwärmepumpen) an den einzelnen Kohlestandorten
 *Nur der jeweilige Anteil der industriellen Abwärme bzw. Geothermie. Strom wird separat unter ‚Strom für WP‘ angeführt.

Die Analysen zeigen, dass somit insgesamt rd. **40 % der ausgekoppelten Wärme** der Kohlekraftwerke durch industrielle Abwärme und die analysierten Erneuerbaren (ohne Berücksichtigung von Solarthermie, Power to Heat und umfassender Analyse des Einsatzes von Großwärmepumpen) substituiert werden können. Würde man den zulässigen Radius um die Kraftwerke von 5 auf 10 km erhöhen, würden sich auch die Potenziale von industrieller Abwärme und Geothermie erhöhen. Unter diesen Annahmen könnten mehr als 50 % der ausgekoppelten Kohlewärme durch die in dieser Studie analysierten Wärmequellen substituiert werden, wobei knapp 8 TWh aus industrieller Abwärme mit Temperaturen ab 100°C zur Verfügung gestellt werden könnte, 1 TWh industrielle Abwärme mit Temperaturen zwischen 60° und 100 C, sowie knapp 4 bzw. 4,5 TWh aus Geothermie mit Temperaturen über 100°C bzw. mit Temperaturen unter 100°C.

Exkurs: Einfluss der Netztemperaturen auf die Möglichkeit der Einbindung erneuerbarer Energien und quantitative Einordnung der weiteren Potenziale

Die aktuelle Analyse berücksichtigt weder die Potenziale aus Solarthermie, jene aus Power to Heat durch den Einsatz von Elektroheizern oder weitere Wärmequellen für Wärmepumpen, wie beispielsweise Flusswasser, Rauchgaskondensation, oberflächennahe Geothermie oder Energie aus dem Kanalnetz. Diese Potenziale können erst bei niedrigen Netztemperaturen effizient in die Wärmenetze eingebunden werden.

Exkurs zum Einfluss der Netztemperaturen auf die Einbindung erneuerbarer Energien

In Prognos und BCG (2018) wurden für das Jahr 2050 im 95 % Klimapfad ein Power to Heat Potenzial in der Fernwärme in Höhe von 15 GW_{el} ausgewiesen. Die entsprechende Fernwärmeerzeugung aus Strom, der sowohl Power to Heat als auch Wärmepumpen inklusive Umweltwärme beinhaltet, betrug 72 TWh mit einem zugrundeliegenden Stromverbrauch in

Höhe von 35 TWh. Diese Analysen zeigen, dass im Fernwärmesystem des Jahres 2050 rd. 37 TWh aus Umweltwärme bereitgestellt werden können.

Auch das Potenzial für Solarthermie wurde mit 20 TWh beziffert, was 12 % der gesamten Fernwärmeerzeugung entspricht und rd. 38 % der ausgekoppelten Wärmemenge der Kohlekraftwerksstandorte.

In Tabelle 4 sind die Ergebnisse zweier Studien hinsichtlich der zukünftigen Zusammensetzung der Fernwärmeaufbringung dargestellt.

Tabelle 4: Darstellung der Anteile der Energieträger an der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2050 aus den Studien (1) Klimapfade für Deutschland (Prognos und BCG. 2018) und (2) Strategiepapier Zukunft Wärmesysteme (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2017) sowie Gegenüberstellung mit den Ergebnisse der in dieser Studie durchgeführten Potenzialanalyse (* Anteil an der Kohlewärme)

| | Anteil der Fernwärmeerzeugung [%] | |
|---------------------|-----------------------------------|------|
| | Prognos und BCG | BDEW |
| <i>Gas</i> | 14% | 20% |
| <i>MVA</i> | 3% | 12% |
| <i>Abwärme</i> | 10% | 16% |
| <i>Biomasse</i> | 9% | 8% |
| <i>Geothermie</i> | 7% | 8% |
| <i>Solarthermie</i> | 12% | 5% |
| <i>Strom</i> | 44% | 31% |

In der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Potenzialanalyse werden vor allem die Potenziale für die thermische Abfallbehandlung (MVA) und die Biomasse unterschätzt. Dies liegt vor allem daran, dass bei thermischen Abfallbehandlungsanlagen nur die Erschließung jener zwei Anlagen zu Grunde gelegt wurde, die über keine thermische Auskopplung verfügen. Das zusätzliche Potenzial durch die Optimierung der Energienutzung jener Anlagen, die bereits in bestehende Wärmenetze einspeisen, konnte nicht ermittelt werden und nur grob abgeschätzt werden. Bei der Rolle der Biomasse wurden die Potenziale für die biogenen Abfall- und Reststoffe im Energiesystem, die für die leitungsgebundene Wärmeversorgung vorgesehen sind, zugrunde gelegt. Durch Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand und bei bestehenden Biomasse-Heizkraftwerken könnte weiteres Potenzial für die Nutzung in Kohlewärmenetzen zur Verfügung stehen, welches im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert werden kann. Unter der Annahme, dass die für die deutschlandweite Fernwärmeversorgung angenommen Anteile von Gas, Solarthermie und Strom für Wärmepumpen und Power to Heat¹ auf die jeweiligen Kohlewärmenetze angewandt werden können, können zwischen 72 % (BDEW) und 86 % (Prognos/BCG) der Kohlewärme substituiert werden. In nachfolgenden Analysen sollte des Weiteren berücksichtigt werden, ob in den jeweiligen Kohlewärmenetzen, die urbane Gebiete mit entsprechend hohem Wärmebedarf versorgen, der Anteil von Gas und Biomasse im Vergleich zu anderen Regionen gegebenenfalls höher ausfallen könnte.

¹ Für die Abschätzung in dieser Kurzanalyse wird jener Wärmepumpenstrom und die Umweltwärme, der für die Anhebung der Temperaturen bei Niedertemperaturabwärme und Geothermie unter 100°C, sowie für die Nutzung Energie aus Kläranlagen benötigt wird, unter dem Energieträger Strom zusammengefasst und die jeweilige Differenz der Anteile als zusätzliches Potenzial für Strom angesehen.

Treibhausgaseinsparung

Um die Treibhausgaseinsparungen abzuschätzen, wurde folgende Vorgehensweise gewählt: Mittels Carnot Methode wurde für ein exemplarisches Kohlekraftwerk mit einer durchschnittlichen Jahresvorlauftemperatur von 92 °C und Annahmen zu den primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren¹ der Stromerzeugung aus Rohbraunkohle (414 kg/kWh) und Steinkohle (391 kg/kWh) die entsprechenden Emissionen für die Wärme berechnet. Dies resultiert in 222 g/kWh bei Braunkohlewärme und 210 g/kWh bei Steinkohlewärme². Die für die Analyse zugrunde gelegten Emissionen für Wärme aus einem Gas-KWK belaufen sich auf 131 g/kWh. Für die entsprechenden Substitutionsmöglichkeiten wurde der in Tabelle 5 dargestellte Hilfsenergie- bzw. Stromeinsatz angenommen. Dafür kann auf die Publikation des Umweltbundesamtes zur Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger zurückgegriffen werden (Umweltbundesamt 2018b), in der für das Jahr 2017 für die erneuerbaren Energieträger die zugrunde liegenden Wirkungsgrade bzw. Annahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie angeführt sind. Des Weiteren werden für die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien die Primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung für die Vorkette, die Direkten Emissionen und die Hilfsenergie angeführt. Für die Einbindung von industrieller Abwärme wird angenommen, dass Treibhausgasemissionen in Höhe von 25 g/kWh anfallen (ifeu et al. 2018).

Tabelle 5: Annahmen bezüglich der primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung (Quelle: Umweltbundesamt (2018b))

| | Vorkette | Direkte | Fremd. Hilfsenergie | Nutzungsgrad/JAZ |
|--|------------------------------------|---------|---------------------|------------------|
| | g/kWh CO ₂ -Äquivalente | | | |
| <i>Müllverbrennungsanlagen</i> | 0 | 1 | 0 | 68 % therm. |
| <i>Tiefengeothermie</i> | 0 | 0 | 35 | |
| <i>Biomasse (Pellets – Viersteller Heizwerk)</i> | 10 | 6 | 7 | 62 % therm. |
| <i>Energie aus Kläranlagen (Elektro-Wärmepumpe; Umgebungswärme – hydrothermisch)</i> | 43 | | 151 | 2,5 JAZ |
| <i>Solarthermie (Flachkollektor)</i> | 11 | 0 | 11 | 93 % therm. |

Unter der Annahme, dass die restliche Energie, die nicht durch erneuerbare Energien oder Abwärme gedeckt werden kann, mittels Gas-KWK bereitgestellt wird, ergeben sich jährlich 6 Mio. t CO₂-Einsparung, was unter den getroffenen Annahmen einer Einsparung in Höhe von 53 % entspricht. In Tabelle 6 sind die Einsparungen je Bundesland angeführt. Es ist beispielsweise ersichtlich, dass in Bremen mit 85 % die meisten Emissionen eingespart werden können. Dies liegt am hohen Anteil von industrieller Abwärme (rd. 80 %) und einem hohen

¹ Dabei werden die direkten Emissionen ebenso berücksichtigt wie die Emissionen die sich aus der Vorkette inklusive fremder Hilfsenergie ergeben.

² Bei der Berechnung der entsprechenden Emissionsfaktoren wurde eine Stromkennzahl von 0,7 zugrunde gelegt. Dabei wurden für die Primärenergiebezogenen Faktoren die Werte aus dem Jahr 2017 aus Umweltbundesamt (2018b) übernommen und fortgeschrieben. Eine positive Entwicklung der Emissionen von Strom kann somit nicht berücksichtigt werden und die eingesparten Emissionen werden im Zeitverlauf unterschätzt und für das Jahr 2017 dargestellt.

Anteil an Geothermie (rd. 5 %) und Energie aus der Kläranlage (rd. 5 %). In Hamburg hingegen können die Emissionen trotz des hohen Anteils von Erneuerbaren um 75 % reduziert werden, da der größte Anteil der Kohlewärme durch industrielle Abwärme aus Niedertemperaturabwärme (d. 57 %) gedeckt wird, was unter Annahme einer Jahresarbeitszahl von 3,12 mit entsprechendem Stromeinsatz in Höhe von 30 % der gesamten Kohlewärme einhergeht¹.

Tabelle 6: Übersicht über die Möglichkeiten zur Einsparung von Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von Erneuerbaren ohne Transformationsmaßnahmen im Netz

| Bundesland | Eingesparte Emissionen [t] | Eingesparte Emissionen im Vergleich zur Kohlewärme |
|-------------------------------|----------------------------|--|
| <i>Baden-Württemberg</i> | 724.881 | 59 % |
| <i>Bayern</i> | 305.409 | 50 % |
| <i>Berlin</i> | 372.626 | 57 % |
| <i>Brandenburg</i> | 459.992 | 48 % |
| <i>Bremen</i> | 123.849 | 85 % |
| <i>Hamburg</i> | 192.989 | 75 % |
| <i>Hessen</i> | 185.902 | 50 % |
| <i>Mecklenburg-Vorpommern</i> | 37.320 | 72 % |
| <i>Niedersachsen</i> | 376.227 | 54 % |
| <i>NRW</i> | 1.754.376 | 52 % |
| <i>Rheinland-Pfalz</i> | 22.625 | 60 % |
| <i>Saarland</i> | 122.108 | 73 % |
| <i>Sachsen</i> | 551.361 | 46 % |
| <i>Sachsen-Anhalt</i> | 163.017 | 49 % |
| <i>Schleswig-Holstein</i> | 330.806 | 51 % |

3 Notwendige Transformation der Wärmenetze und politische Rahmenbedingungen

Auch wenn der Kohleausstieg eine notwendige Bedingung für die Dekarbonisierung der Fernwärmenetze darstellt, sind zusätzliche Anstrengungen nötig, um den Anteil der erneuerbaren Energien im Bereich Wärme- und Kälte um 1,3 Prozentpunkte jährlich gegenüber dem Anteil der erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor in 2020 zu erhöhen, wie es in Artikel 23 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen gefordert wird.

Um diese Anforderungen zu erfüllen und die Fernwärme zukunftssicher zu gestalten, sind politische Rahmenbedingungen und Regelungen notwendig, die die Planung, Initiierung und

¹ Hier wurde mit den Emissionsfaktoren von Strom bzw. den primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen aus dem Jahr 2017 gerechnet (Umweltbundesamt 2018) und die Erneuerbaren Ausbauziele im Strombereich somit nicht berücksichtigt.

Optimierung der Transformation unterstützen und zur Dekarbonisierung in Netzen beitragen. Dabei ist eine langfristig angelegte Wärmepolitik mit verlässlichem Rechtsrahmen – wie Erfahrungen aus Dänemark zeigen – wesentlich (Hamburg Institut 2015).

Vor diesem Hintergrund ist auf politischer Ebene neben der Festlegung der übergeordneten Rahmenbedingungen die Etablierung von adäquaten Maßnahmen erforderlich, die die Netzbetreiber unterstützen den Einsatz von erneuerbaren Energien in Bestandsnetzen zu ermöglichen und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen finanziell attraktiv zu gestalten. Eine grundlegende Rolle bei Investitionsentscheidungen bei Unternehmen spielt Planungssicherheit. Die Unsicherheit bezüglich des regulatorischen Rahmens stellt dabei ein wesentliches Hemmnis bei der Investition in EE dar, wie Expertengespräche zeigen. Dabei führt beispielsweise die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Berechnung der Primärenergiefaktoren dazu, dass Investitionen in bestimmte Erzeugungstechnologien nicht getätigt werden, da deren zukünftige Rolle im Fernwärmesystem mit Unsicherheit behaftet ist.

Die Ausgestaltung der politischen Rahmenbedingungen erfordert deswegen einen Instrumentemix, der bei der Planung der Dekarbonisierung einzelner Netze ansetzt und in weiterer Folge die Umsetzung der notwendigen Maßnahmen unterstützt und durch flankierende Rahmenbedingungen ergänzt wird. Abbildung 7 zeigt einen Überblick über neue Maßnahmen zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen, die im Folgenden kurz diskutiert werden. In Kapitel 3.1 und Kapitel 3.2 werden zwei Maßnahmen – das Sofortprogramm Transformation Fernwärme und Ordnungsrechtliche Anforderungen an Fernwärme – noch weitergehend analysiert.

| Transformation planen, initiieren und optimieren | Dekarbonisierung in Netzen | Flankierende Rahmenbedingungen |
|--|--|--|
| Kommunale Wärmeplanung | PEF auf THG umstellen Im GEG-Entwurf nicht enthalten. | Kohleausstieg |
| Kommunale Aktivierungsmaßnahmen | Ausschreibung EE-Wärme in Netzen | CO ₂ -Steuer auf fossile Heizstoffe/Fernwärme |
| | CO ₂ -Grenzwert/EE-Quote | Carbon Floor Price |
| | Netztransformations-Plan | Reform Stromabgaben, -umlagen für Sektorkopplungsstrom |
| Sofortprogramm Transformation Fernwärme Förderung für Effizienzsteigerung, Temperaturabsenkung, Netzoptimierung, erneuerbare Erzeuger | | Preisregulierung |
| | Öko-Wärmetarif Zweiter Bilanzkreis für EE-Wärmeausbau | Weiterentwicklung KWKG und EEG |

Abbildung 7: Überblick zu möglichen neuen Maßnahmen zur Dekarbonisierung und Optimierung von Bestandsnetzen

CO₂-Bepreisung. In vielen Fällen scheitert der Einsatz von Erneuerbaren trotz der geringen laufenden Kosten an den vergleichsweise hohen Investitionskosten im Vergleich zu fossilen Energieträgern und den entsprechend etablierten Technologie. In ifeu et al (2013) werden für ein Beispielnetz die Mehrkosten bezogen auf die spezifischen Wärmegegestehungskosten im Vergleich zu einer Erdgasversorgung mit 5 % bis hin zu mehr als dreimal so hoch angegeben¹. Ein wesentliches Instrument stellt dafür die adäquate Bepreisung von Energieträgern entsprechend der Treibhausgaswirkung dar, welches für alle Energieträger und Technologien die gleichen Rahmenbedingungen schafft². Agora fordert in ihrem Eckpunktepapier zum Klimaschutzgesetz in diesem Rahmen die CO₂-Bepreisung für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas (Agora Energiewende und Agora Verkehrswende 2019). Ab 2020 wird ein CO₂-Aufschlag in Höhe von 50 €/t auf die bestehende Energiesteuer vorgesehen, der in Abhängigkeit der Zielerreichung in den Nicht-ETS-Sektoren ggf. angehoben werden soll. In dem Agora-Vorschlag ist eine Rückverteilung der gesamten zusätzlichen Einnahmen vorgesehen, die sich aus der Senkung der Stromsteuer, einer Pro-Kopf-Klimaprämie, einem Härtefall-Fonds für Betroffene, die soziale Härte erfahren, ein Sofortprogramm für Elektromobilität und ein Sofortprogramm für den Ölkesseltausch zusammensetzt.

Von einer Verwendung des zusätzlichen Aufkommens einer CO₂-Bepreisung u.a. für eine **Senkung der Stromabgaben** (insb. Stromsteuer und EEG-Umlage) würden Großwärmepumpen (und auch Elektromobilität) einen deutlichen Schub bekommen. Generell können Strompreissenkungen aber auch zu einer erhöhten Nachfrage nach Strom in anderen Bereichen führen.

Förderung. Bereits heute existieren Förderungen die den Bau von Fernwärmenetzen in Verbindung mit dem Einsatz von erneuerbaren Energien bzw. energieeffizienten Technologien fördern. Neben der Förderung im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (**KWK**) sowie der iKWK-Ausschreibung und der Kredit und Tilgungszuschuss Förderung „Erneuerbare Energien - Premium“ (**MAP**) der KfW ist hier die systemische Förderung „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ zu nennen. Eine wesentliche Unterscheidung der Programme liegt bei den Fördertatbeständen: Während im Rahmen des MAP erneuerbare Erzeuger und Neubau-Fernwärmenetze gefördert werden, sind im Rahmen der KWK Förderung bei entsprechenden Anteilen der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen eine anteilmäßige Förderung für die Investitionskosten in das Wärmenetz vorgesehen. Die systematische Förderung „Modellvorhaben **Wärmenetzsysteme 4.0**“ adressiert neben Förderungen für innovative neue Wärmenetze auch die Bestandstransformation und fördert die *schrittweise Ertüchtigung von Bestandsnetzen, wenn sie dadurch erfolgt, dass einzelne klar abgrenzbare Netzabschnitte in Form von Teil-, Sekundär- oder Prosumer- Netzen jeweils für sich auf den Standard eines Wärmenetzes 4.0 transformiert werden oder indem ein bestehendes Netz durch ein Sekundärnetz erweitert wird.*¹ Ein Förderprogramm mit dem primären Ziel der Transformation der bestehenden Fernwärmenetze existiert aktuell noch nicht. Dies wäre nicht nur bei der Transformation von Heizwassernetzen auf Niedertemperaturnetze vorteilhaft, sondern auch bei der Umstellung der verbleibenden Dampfnetze³.

¹ Für das Modellnetz war die Versorgung mittels Geothermie und Biomasse-KWK günstiger als die Referenzvariante, wobei Biomasse aus ökologischer Sicht nicht uneingeschränkt verwendet werden kann und die lokale Verfügbarkeit von Geothermie eingeschränkt ist. Zudem werden die Kosten für Spitzenlastkessel vernachlässigt.

² Oft auch als „Level Playing Field“ bezeichnet.

³ Im Rahmen des KWK ist eine Umstellung von Netzen, die mit Heißdampf betrieben werden, möglich, muss jedoch mit Kapazitätserweiterung einhergehen. Dies gilt auch für Netzverstärkungsmaßnahmen, d.h. den Ersatz und Austausch bestehender Wärmeleitungen.

Eine weitere Möglichkeit den Einsatz von erneuerbaren Energien stärker voranzutreiben, stellen **Ausschreibungen** dar, wie sie bereits im Rahmen der iKWK-Ausschreibungen erfolgen. Ähnlich wie in der neustrukturierten Förderung der industriellen Energieeffizienz die Programme „Wettbewerb Energieeffizienz“ und das Programm „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft“ koexistieren – und damit ein Ausschreibungsprogramm und ein klassisches Förderprogramm -, könnte ganz analog die Förderung von EE-Wärme für Wärmenetze sowohl über klassische Förderprogramme (Marktanzreizprogramm bzw. Wärmenetze 4.0) und eine parallele Ausschreibung erfolgen. Speziell für Großwärmepumpen und solarthermische Großkollektoren, könnten somit gezielt Akzente gesetzt werden. Im Rahmen der Ausschreibung könnten somit Wärmeleistungen oder Wärmemengen ausgeschrieben werden und auf die erforderliche Förderung geboten werden. Es kann erwartet werden, dass Ausschreibungen mit dem EU beihilferechtlichen Rahmen vereinbar sein dürften. Durch den Kostenwettbewerb könnte die erforderliche Förderhöhe bestimmt werden. Jüngste Erfahrungen mit den Ausschreibungen für Windenergie-Anlagen an Land zeigen, dass Ausschreibungen nicht immer zu Investitionen führen. So wurden bei den zwei im Jahr 2019 durchgeführten Ausschreibungen, nur für rund 60 % Prozent der ausgeschriebenen Menge Gebote eingereicht (Bundesnetzagentur 2019a)¹. Eine konkretere Ausgestaltung für erneuerbare Wärme und eine detaillierte Analyse der Potenziale konnten im Rahmen der Beauftragung nicht erfolgen.

Eine Alternative zur Ausschreibung wäre eine **Weiterentwicklung und Flexibilisierung der KWK-Förderung**. Sie könnte so ausgestaltet werden, dass je nach Strommarktsituation der Betrieb von KWK-Anlagen oder der Betrieb einer Großwärmepumpe gefördert wird. Die Kombination aus KWK und Wärmepumpe ist in Deutschland bislang unüblich. Die KWK-Einheit (und ggf. ein Spitzenkessel) könnten auch als Temperatur-Booster für die Wärmepumpe eingesetzt werden.

Exkurs: Sektorkopplung und Systemdienlichkeit

Die Nutzung von erneuerbarem Strom kann zur Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung wesentlich beitragen. Speziell in Zeiten eines hohen Anteils Erneuerbarer kann der flexible Einsatz von Wärmepumpen – auch in Kombination mit Speichern – nicht nur die CO₂-Emissionen der Wärme reduzieren, sondern auch für das Stromnetz systemdienlich sein.

Exkurs: Sektorkopplung und Systemdienlichkeit

Gleichzeitig werden auch im Energiesystem der Zukunft mit hohen EE-Anteilen flexible Backup Kapazitäten gebraucht (KWK-Anlagen oder Blockheizkraftwerke (BHKWs)), die in Zeiten mit wenig Wind- und Solarstrom die Versorgungssicherheit sicherstellen können.

Der Fokus der aktuellen Förder- und Regulierungslandschaft fördert den system- und netzdienlichen Einsatz der flexiblen Technologien nicht ausreichend. Die Bundesnetzagentur kritisiert beispielsweise, dass das Flexibilitätspotenzial von KWK-Anlagen durch die Anreize aus der direkten Förderung, den vermiedenen Netzentgelten und den Erträgen aus der Wärmebereitstellung nicht ausgenutzt wird, da aufgrund der Erlössituation keine ausreichende Preissensibilität erwartet wird (Bundesnetzagentur 2018).

In Zeiten von Netzengpässen greift sowohl für Erneuerbare als auch KWK-Anlagen das Einspeisemanagement (EinsMan), und werden somit nachrangig zu konventionellen Anlagen abgeschaltet. Wärmepumpen könnten in diesen Fällen eine wichtige Flexibilität bieten und den ansonsten abgeregelten erneuerbaren Strom für die Wärmebereitstellung verwenden.

¹ Stand 28.05.2019

Im Jahr 2017 betrug die Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen rund 5.518 GWh (Bundesnetzagentur 2017).

IFAM (2013) empfehlen eine gezielte Förderung, die stärker auf flexible Betriebsweise ausgerichtet ist, und somit Anreize für den Einsatz von KWK-Anlagen und Wärmepumpen setzt.

Im Sinne der System- und Netzdienlichkeit wäre somit zu überprüfen, ob eine Investitionsförderung für die Sektorkopplungstechnologien durch eine Preisprämie zu ersetzen wäre. Dabei könnte – in Anlehnung an IFAM (2013)– eine zweiteiliges Preissignal bzw. Wärmemengenbezogene Förderung angedacht werden:

- Preissignal bzw. Förderung in Abhängigkeit der aktuellen CO₂-Emissionen im Netz. Dadurch werden Anreize gesetzt, zu Zeiten mit hohem Anteil EE im Stromnetz Wärmepumpen in Betrieb zu nehmen und KWK-Anlagen zu Zeiten mit einem geringeren Anteil an Erneuerbaren.

Preissignal bzw. Förderung in Abhängigkeit von Netzengpässen. In Abhängigkeit des Eins-Man-Signals könnte mittelfristig in Zeiten von Netzengpässen den Einsatz von flexiblen Technologien durch einen zusätzlichen Obulus angereizt werden.

Mit Blick auf die Sektorkopplung sollten die regulatorischen Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Fernwärme nicht ohne Berücksichtigung des Stromsektors erfolgen. Auch eine Modernisierung des KWKG über 2030 hinaus und eine Optimierung der KWK für den Einsatz im Wärmesektor, sowie Anpassungen im EEG oder EnWG müssten mit Blick auf die Sektorkopplung und die positiven Effekte bei der Dekarbonisierung der Fernwärme geprüft werden.

Ein Blick nach Dänemark zeigt die bedeutende Rolle der Fernwärme: und den Einfluss von rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auf den effizienten und klimaneutralen Betrieb. 64 % der Haushalte sind an Wärmenetze angeschlossen, wobei der Anschlussgrad in Städten bis zu 98 % betragen kann (Forum Energii 2018). Der Anteil der Fernwärme, welcher durch den direkten Einsatz von erneuerbaren Energieträgern generiert wird, beträgt knapp 50 % (Euroheat and Power 2017). Dabei sind die wesentlichen Bestandteile der nationalen Wärmestrategie eine langfristig angelegte nationale Wärmepolitik mit verlässlichen Rahmenbedingungen, ein nationales Wärmegesetz mit kommunaler Wärmeplanung seit der Ölkrise in den 70er Jahren und der forcierte Ausbau von Wärmenetze in urbanen und ruralen Gebieten (Hamburg Institut 2015). Fernwärme profitiert zudem auch von finanziellen Anreizen, wie der günstigen Finanzierungsmöglichkeiten für Investition in die Infrastruktur und durch eine Besteuerung von fossilen Brennstoffen (ebd.). Wesentlich für den starken Ausbau von Wärmenetzen in Dänemark war auch die genossenschaftliche Organisation der Versorgung und die direkte Beteiligung der Bürger.

3.1 Sofortprogramm Transformation-Fernwärme

Das im Folgenden dargestellte Sofortprogramm Trafo-Fernwärme hat das Ziel, bestehende Förderlücken bei der Förderung von Einzeltechnologien zu schließen und um eine zusätzliche systemische Förderung für die Transformation von Bestandsnetzen zu erweitern. Dabei kann das Sofortprogramm Transformation-Fernwärme als das Förderprogramm von erneuerbaren Energien im Fernwärmebereich gesehen werden, ergänzend zum Förderprogramm in der Industrie (Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren in Wirtschaft) und zu einem Gebäudeenergieprogramm, welches die bestehenden Förderprogramme im Gebäudereich zusammenführt. Bei einer Anpassung des KWKG könnte eine Integration der entsprechenden Aspekte erfolgen, wobei eine Analyse des KWKG nicht Gegenstand dieser Studie war.

Ein klimazielenkonformer Betrieb von Wärmenetzen erfordert einen **höheren Anteil von erneuerbaren Energien oder Abwärme** an der Bereitstellung der Fernwärme. Bestandsnetze – speziell durch Kohle-KWK gespeiste Fernwärmenetze in dicht besiedelten urbanen Gebieten mit entsprechendem Wärmeabsatz – erlauben ohne zusätzliche Anpassungen nur eine eingeschränkte Integration Erneuerbarer. Dies ist vor allem durch das hohe **Temperaturniveau** in den Netzen bedingt, welches eine effiziente Einbindung von Solarthermie, Niedrigtemperaturabwärme oder Großwärmepumpen verhindert. Ein weiterer Vorteil, der durch das Absenken der Temperatur einhergeht, sind die verringerten Netzverluste. Der Einsatz von **Speichern in Wärmenetzen** erlaubt das Steigern des Ertrags von fluktuierenden erneuerbaren Wärmeerzeugern wie beispielsweise Solarthermie, die Erzeugungsverschiebung beispielsweise von Abwärmequellen in den Winter und kann auch im Sinne der Sektorkopplung unterstützend eingesetzt werden.

Somit werden für das Sofortprogramm Transformation-Fernwärme Fördertatbestände vorgeschlagen, die den Einsatz von erneuerbaren Energien ermöglichen und den Anteil an der Bereitstellung der Fernwärme steigern. Dabei beinhaltet das vorgeschlagene Sofortprogramm sowohl Einzelförderungen, Ausschreibungen, als auch eine systemische Förderung, die miteinander kombiniert werden können. Ein Überblick ist in Abbildung 8 dargestellt.

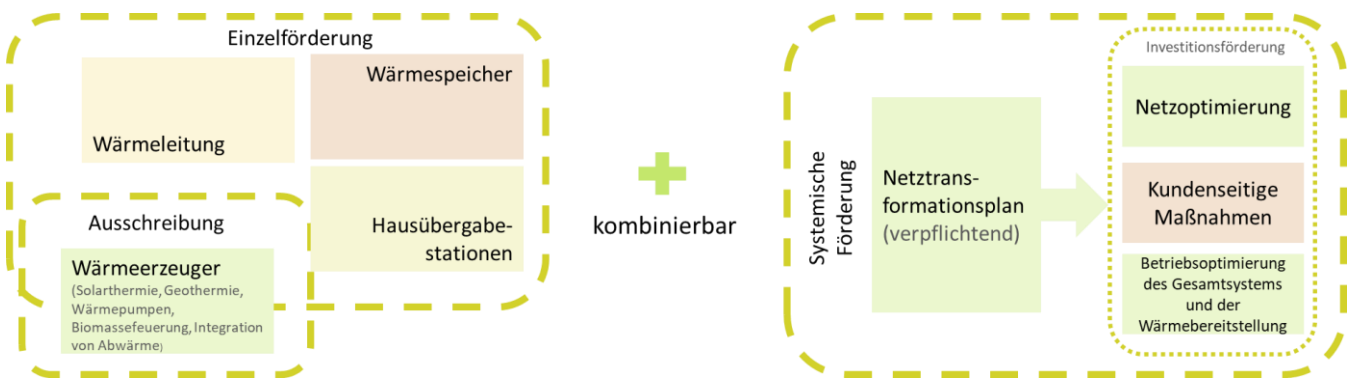


Abbildung 8: Überblick über die Komponenten des Sofortprogramms Transformation-Fernwärme

3.1.1 Einzelförderung bzw. Ausschreibung

Fördertatbestände

Die Einzelförderung sieht einen modularen Aufbau und somit die Förderung von verschiedenen Komponenten einzeln vor. Dies umfasst neben den Wärmeerzeugern auch Wärmespeicher, Wärmeleitungen und die Hausübergabestationen auf Kundenseite. Für die Förderung wird eine auf die Investitionskosten bezogene prozentuale Förderung vorgesehen. Dabei orientieren sich die Fördersätze meist an jenen des MAP – Erneuerbare Energien Premium¹, wobei ein einfaches System mit wenig Varianz in den Fördersätzen vorgeschlagen wird. In Tabelle 7 sind die Komponenten angeführt, für die eine Einzelförderung beantragt werden kann.

Speziell für Großwärmepumpen und Solarthermieranlagen könnte das Programm um Ausschreibungen ergänzt werden, da dabei beihilferechtliche Begrenzungen wegfallen und durch den Kostenwettbewerb die Bestimmung einer erforderlichen Förderhöhe erfolgt. Dabei könnten entweder Wärmeleistung oder Wärmemengen ausgeschrieben werden und auf die erforderliche Förderung geboten werden.

Tabelle 7: Überblick über die jetzige Förderlandschaft und Förderlücken in Bestandsnetzen

| | Komponente | MAP | KWKG | Berücksichtigte Förderlücken im Sofortprogramm „Trafo-Fernwärme“ |
|---|-------------------------|-----|------|---|
| <i>Wärmeerzeuger</i> | Solarthermie | x | | |
| | Geothermie | x | | |
| | Wärmepumpe | x | | Im MAP sehr geringe max. Förderhöhe (max. 50.000 €) |
| | Biomassefeuerung | x | | |
| | Integration von Abwärme | | | Abwärmennutzung wird im Rahmen des BAFA- bzw. KfW-Programms „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft“ gefördert |
| <i>Wärmespeicher</i> <i>Wärmeleitung</i> | Wärmespeicher | x | x | |
| | Wärmeleitung | x | x | Sowohl im MAP als auch im KWKG wird der Neubau von Wärmenetzen gefördert. Der Austausch alter Leitungen wird im KWKG nur in Verbindung mit einer Erhöhung der transportierbaren Wärme- bzw. Kältemenge gewährt ² . |
| <i>Hausübergabestation</i> | Hausübergabestation | x | | Im MAP nur in Kombination mit der Errichtung des Wärmenetzes förderfähig |

¹ An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass speziell für Wärmepumpen, die aktuellen Förderbeträge im MAP auf Grund der Deckelung der Förderung sehr gering ausfallen und deswegen im Rahmen des Programms Erneuerbare Energien – Premium bisher wenige Großwärmepumpen gefördert wurden. Im Zeitraum von 2014 bis 2017 wurde eine Anlage in Betrieb genommen (Fichtner et al. 2018)

² In dicht besiedeltem Gebiet mit hohem Anteil an Fernwärme – speziell auch mit Blick auf Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand – sind oft keine weiteren Kapazitätserweiterungen möglich bzw. sinnvoll.

3.1.2 Systemische Förderung

Fördertatbestände

Die Förderung von Einzeltechnologien wird um eine systemische Förderung ergänzt, um finanzielle Anreize für die Transformation der Bestandsinfrastruktur zu setzen und somit eine verstärkte Integration von erneuerbarer Wärme zu ermöglichen. Die vorgeschlagenen Fördertatbestände sollen dabei gezielt die Temperaturabsenkung in den Netzen auslösen und auch zur Flexibilität bei der Wärmebereitstellung beitragen.

Zur Förderung werden die folgenden vier neuen Fördertatbestände vorgeschlagen:

- **Erstellen eines Transformationsplans für Bestandsnetze:** Wärmenetzbetreiber führen für das Netz eine Transformationsplanung durch, in der notwendige Maßnahmen zur Transformation inklusive Zeitplan definiert und die zu erwartenden Einsparungen quantifiziert werden. Auf Basis dieses Transformationsplans kann dann eine schrittweise Sanierung der Netze erfolgen. Dabei ist der Zielzustand des Netzes – gekoppelt an die Aufbringung der Wärme - zu definieren, wobei ein exergetisch optimierter Betrieb, geringe Wärmeverluste und geringe Temperaturen, ein hoher Anteil von erneuerbarer Wärme, geringere Wärmeverkaufsmengen durch Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand sowie höhere Anschlusszahlen aufgrund von Ausbau und Verdichtung zu berücksichtigen sind. Dabei sollten Netztransformationspläne eng mit der kommunalen Wärmeplanung gekoppelt sein und –dort wo kommunale Wärmeplanungen durchgeführt werden - darauf aufbauen. Dies kann beispielsweise dadurch sichergestellt werden, dass die gleichen Annahmen zur zukünftigen Wärmebedarfsentwicklung wie in den kommunalen Wärmeplanen gefordert werden. Dabei ist der Fokus bei den Netz-Transformationsplänen bei der Identifikation der notwendigen Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Netzes zu sehen, während das primäre Ziel der Kommune die volkswirtschaftlich kostengünstigste Wärmeversorgung der gesamten Kommune ist (Agora Energiewende 2019). Eine mögliche Formulierung der Anforderungen an einen Transformationsplan an Bestandsnetze kann sich am § 8 Absatz 13 für innovative KWK-Systeme orientieren und müsste dahingehend erweitert werden, dass das Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung der Fernwärme bis 2050 aufgenommen wird.
- **Maßnahmen zur Verlustminimierung Netz:** Ein effizienter Betrieb der Wärmenetze erfordert auch die Minimierung der Netzverluste. In Abhängigkeit von Wärmedichten, Anzahl der Abnehmer und Netzauslegung treten starke Variationen der Netzverluste auf, die einerseits durch besser gedämmten Leitungen, aber auch durch den Tausch vorhandener Einrohr-durch Doppelrohrsysteme reduziert werden können. Die Wärmeverluste durch den Einsatz höherer Dämmstufen können – je nach Rohrdurchmesser –um 2 bis 5 % reduziert werden (Nussbaumer et al. 2017). Auch ein Tausch von Einzel- durch Doppelrohre kann die spezifischen Netzverluste pro Trassenmeter Rohrleitung bei gleicher Dämmstärke und Nennweite um bis zu 0,5 W/(mK) reduzieren (Nussbaumer et al. 2017). Auch Maßnahmen zur Temperaturabsenkung können zur Reduktion der Netzverluste führen und zudem die Einbindung von Erneuerbaren erlauben. Neben kundenseitigen Maßnahmen (siehe nächster Fördertatbestand) könnten auch Maßnahmen zur Gebietsweisen Absenkung der Rücklaufemperatur in zusammenhängenden Netzteilen (beispielsweise durch die Versorgung eines Sekundärnetzes aus dem Rücklauf des Primärnetzes) oder die Absenkung der Vorlaufemperatur in zusammenhängenden Netzteilen mit wenig oder ohne Durchleitungsfunktion (ifeu et al. 2013).

- **Kundenseitige Maßnahmen:** Maßnahmen zur Verbesserung der Kundenanlagen, die eine Reduktion der Vor- bzw. Rücklauftemperaturen ermöglichen, sollen im Rahmen des Sofort-Programms Trafo-Fernwärme gefördert werden. In ifeu et al. (2017) wurden für kundenseitige Maßnahmen, die folgenden Maßnahmen angeführt:
 - Vergrößerung der Heizflächen in den angeschlossenen Gebäuden
 - Hydraulischer Abgleich der Heizsysteme
 - Umrüstung von Speichersystemen auf Frischwasserstationen
 - Maßnahmen zur alternativen Brauchwasser-Erwärmung
 - Rückbau von Zirkulationsleitungen
 - Verbesserung der Grädigkeit von Heizungs- und Brauchwasser-Wärmeübertragern
 - Zählertechnik, die Rücklauf temperaturabhängige Tarife erlaubt
 - Überprüfungen des Netzbetreibers vor Ort, wobei besonders auf schleichende Überströmmöglichkeiten vom Vor- in den Rücklauf zu achten ist
- **Betriebsoptimierung des Gesamtsystems und der Wärmebereitstellung:** Zur Betriebsoptimierung zählen jene Maßnahmen, die den Betrieb und den Brennstoffeinsatz optimieren. Hier könnten beispielsweise Mülllager angedacht werden, die eine Lagerung des Mülls für den Einsatz in der Heizsaison als Spitzenlast vorsehen und somit den Einsatz von weiteren Erneuerbaren (z.B. Solarthermie, industrielle Abwärme) in der Grundlast erlauben¹. Auch saisonale Biogasspeicher könnten gefördert werden.

Die Förderhöhe orientiert sich an jenen Fördersätzen für die Einzelförderung.

Fördervoraussetzung

Vorgeschlagen wird eine zweistufige Förderung, bei der die Erstellung eines Netztransformationsplans notwendig ist um die weiteren Fördertatbestände der systemischen Förderung in Anspruch zu nehmen. Zusätzlich kann die Einzelförderung für die jeweiligen Komponenten in Anspruch genommen werden und unbürokratisch auf demselben Formular beantragt werden.

Die Anforderungen an den Zielzustand des Netzes müssten bei der Ausgestaltung definiert werden. Hierfür könnte beispielsweise eine Mindestreduktion der eingespeisten Wärme aus fossilen Energieträgern oder des Primärenergieeinsatzes definiert werden (ifeu et al. 2017).

Wo notwendig, können auch an die einzelnen Komponenten Mindestanforderungen definiert werden. Dazu zählen unter anderem das Vermeiden der Überdimensionierung der Wärmeleitung. Auch sollten ausgetauschte Wärmeleitungen mindestens Wärmedämmklasse 2 oder 3 entsprechen um somit die größtmögliche Einsparung bei Wärmeverlusten zu erzielen.

¹ Aus rechtlicher Sicht dürfte dies kein Problem darstellen, jedoch müsste auch die Flexibilität der Verbrennungsanlagen noch analysiert werden (ifeu 2017)

3.2 Ordnungsrechtliche Instrumente

Ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen können langfristig geeignete flankierende Rahmenbedingungen zusätzlich zu einem Sofortprogramm Trafo-Fernwärme darstellen, die eine zielkonforme Transformation gewährleisten und den Unternehmen zudem Planungssicherheit geben. Durch eine gesetzliche Verankerung des Kohleausstiegs bis 2038 sind relevante THG-Einsparungen zu erwarten, die jedoch nicht zwangsläufig mit einer Erhöhung des Anteils von Erneuerbaren einhergehen müssen. Die vorgeschlagene modulare und systemische Förderung im Rahmen des Sofort-Programms Transformation-Fernwärme bietet eine Möglichkeit, flankierend zur gesetzlichen Verankerung des Kohleausstiegs beim notwendigen Umstieg der Wärmebereitstellungstechnologien den Einsatz von Erneuerbaren zu fördern.

Im Rahmen der neugefassten EU Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen ist in Artikel 23 vorgesehen, dass sich im Bereich Wärme- und Kälte jeder Mitgliedstaat *„um eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien in diesem Sektor um einen indikativen Richtwert von 1,3 Prozentpunkten¹ gegenüber dem Anteil der erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor in 2020“* bemüht. In Artikel 24 werden in Bezug auf Artikel 23 im Bereich Fernwärme und -kälte Maßnahmen gefordert, um zu diesem Ziel beizutragen. Dabei müssen die Mitgliedstaaten eine von zwei möglichen Optionen umsetzen: Artikel 24 (4) a) sieht vor, dass der Anteil der erneuerbaren Energien bzw. Abwärme- und -kälte im Bereich Fernwärme oder -kälte jährlich um mindestens einen Prozentpunkt¹ gesteigert wird. Alternativ können Mitgliedstaaten Artikel 24 (4) b) umsetzen, in dem sichergestellt wird, dass die Betreiber von Fernwärme- und -kältesystemen Anbietern von Energie aus erneuerbaren Quellen und von Abwärme und -kälte Zugang zum Netz gewähren, oder Drittanbietern anbieten müssen, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen sowie Abwärme und -kälte in das Netz einzuspeisen und abzukaufen.

Die Steigerung des Anteils von Erneuerbaren könnte entweder durch eine EE-Quote oder durch CO₂-Grenzwerte für Fernwärmenetze – zusätzlich zu Förderprogrammen – angereizt werden, was in Abschnitt 3.2.1 ausgeführt werden.

Die von der Richtlinie geforderte Alternative in Artikel 24 4(b) kann ebenso zur Erhöhung des Anteils von Erneuerbaren bzw. Abwärme führen. Während die erste Option von Artikel 24 (4) b – die **Durchleitung** der Wärme vom Einspeiser zum Abnehmer – nicht verbreitet ist, wird die zweite Option, das Recht auf Einspeisung von Wärme, die auch als **„Single-Buyer model“** bezeichnet wird (Söderholm and Wårell 2011) in der Praxis schon eingesetzt, beispielsweise die Einspeisung von Müllverbrennungsanlagen in das öffentliche Fernwärmenetz (Hamburg Institut 2015). Wird keine Differenzierung der Varianten gemacht, wird dies im folgenden **Drittzugang** genannt. Eine Analyse hierzu findet sich in Abschnitt 3.2.2.

3.2.1 CO₂-Grenzwert bzw. EE-Quote

Die derzeitigen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sehen keine direkten Anforderungen an den Anteil der Erneuerbaren in Fernwärmenetzen vor. Auch wenn Bauherren im Neubau durch das EEWärmeG zur Nutzung von erneuerbaren Energien zur Deckung des Wärme- und Kältebedarfs verpflichtet sind, gilt Fernwärme auch dann als Ersatzmaßnahme, wenn sie zu einem wesentlichen Anteil aus erneuerbaren Energien, zu mindestens 50 % aus Abwärme oder KWK-Wärme oder zu 50 % aus einer Kombination der drei

¹ Dabei sind jahresdurchschnittliche Berechnungen für die Zeiträume 2021-2025 und 2026-2030 vorgesehen.

Wärmequellen stammt¹ und sieht somit keine Grenzwerte für CO₂ bzw. Anforderungen an Mindestanteile von erneuerbaren Energien vor.

Die gesetzliche Verankerung einer klimafreundlichen Versorgung durch EE-Mindestquoten oder die Festlegung maximaler CO₂-Emissionen pro Einheit ausgekoppelter Wärmemenge kann zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen beitragen. Anforderungen an den EE-Anteil hätten den Vorteil, dass Netzbetreibern die Wahl der eingesetzten Technologie nicht vorgegeben wird und die kostengünstigste Lösung implementiert werden kann, während bei CO₂-Grenzwerten ein Anreiz für den Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas gesetzt werden kann (Hamburg Institut 2015).

Kurz- und mittelfristig sind – unter der Bedingung der gesetzlichen Verankerung des Kohleausstiegs bis 2038 – keine spezifischen CO₂-Grenzwert für Wärmenetze zwingend erforderlich, da aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen die Substitution der Kohlefernwärme erfolgen muss und somit die Emissionen der zentralen Wärmebereitstellung in Wärmenetzen ohnehin verringert werden.

Jedoch muss vor allem langfristig in Hinblick auf die Zielerreichung bis 2050 sichergestellt werden, dass keine reine Substitution der jetzigen Kohlekraftwerke zur Wärmeauskopplung durch Gas erfolgt. Dies lässt sich auch durch die Ergebnisse der Studie „Klimapfade in Deutschland“ von Prognos und BCG. (2018)² aufzeigen. Die Autoren weisen sowohl für den 80 %-Reduktionspfad als auch den 95 %-Pfad die Struktur der Fernwärmeerzeugung bis 2050 aus. In beiden Pfaden ist ersichtlich, dass bis 2030 die Bedeutung von Gas etwas steigt (von rd. 43 % in 2015 auf 47 bzw. 46 % im 80 bzw. 95 % Szenario), jedoch im Jahr 2050 im 80 % Szenario maximal einen Anteil von 19 % und 14 % im 95 % Szenario aufweist. Auch ein Vergleich der ausgekoppelten Wärmemengen zeigt, dass von den 40 TWh ausgekoppelter Wärme aus Braun- und Steinkohlekraftwerken ein Großteil durch Erneuerbare und Abwärme substituiert werden, da im Jahr 2050 27 bzw. 23 TWh mittels (synthetischem) Gas erzeugt werden. Die Autoren merken auch an, dass sich in den 80 %- und 95 %-Klimapfaden Gas-KWK zunehmend von einem Grundlast- zum flexiblen Mittel- und Spitzenlasterzeuger wandelt und weisen darauf hin, dass zur Abbildung des daraus entstehenden Erzeugungsprofils mit Hunderten jährlichen Ab- und Anfahrten und niedrigen Volllaststunden vermehrt flexiblere Anlagenkonzepte benötigt werden. In der Studie wird daher wird von einem stärkeren Aufbau modularer BHKW-Großmotoren und Gasturbinen mit Abhitzeesseln im Verbund mit Wärmespeichern ausgegangen.

¹ Der Referentenentwurf des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) vom 28.05.2019 sieht auch keine Änderung dieser Anforderung vor.

² Dieses Szenario wurde ausgewählt, da hier eine detaillierte Aufschlüsselung des Fernwärmeerzeugungsmix dargestellt wurde.

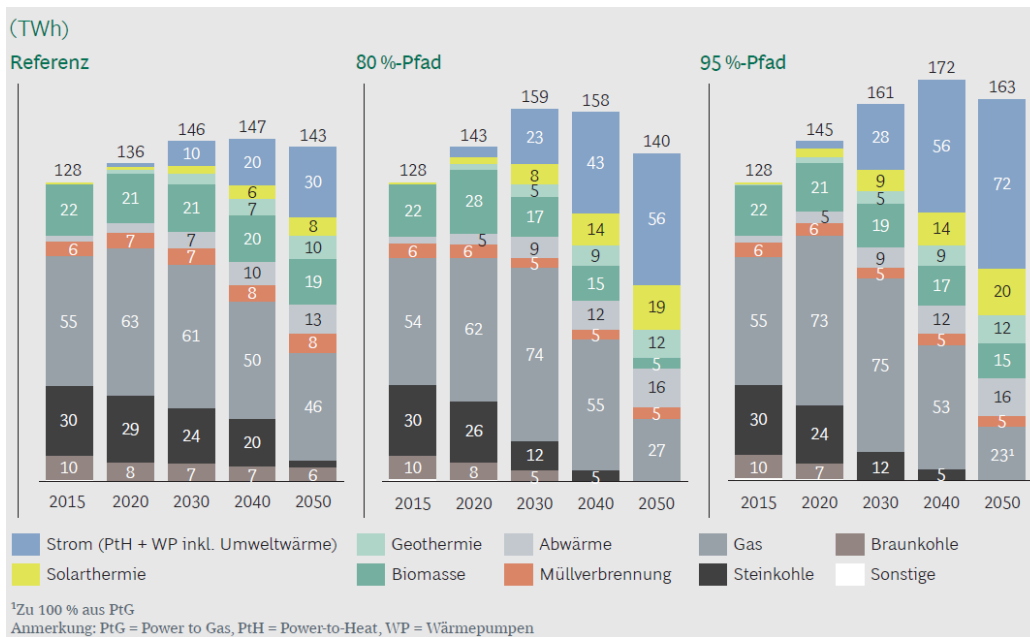


Abbildung 9: Die Struktur der Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern (Quelle: Studie Klimapfade für Deutschland; Prognos und BCG. (2018))

Vor diesem Hintergrund kann langfristig eine Verpflichtung der Fernwärmesystembetreiber zum Einsatz von Erneuerbaren Lock-In Effekte vermeiden und zusätzliche Anreize schaffen, bereits bei der Substitution der Erzeugungskapazitäten in den Netzen auf eine zukunftssichere Gestaltung zu achten und eine Integration von EE ermöglichen. Eine frühzeitig angekündigte Änderung inklusive der Übergangszeit kann bei den Fernwärmenetzbetreiber zur notwendigen Investitionssicherheit führen. In ifeu et al. (2013) wurde bereits ein Vorschlag zu einer möglichen Ausgestaltung ausgearbeitet, in dem unter Berücksichtigung einer mehrjährigen Übergangszeit die Anforderung an Mindestanteile von EE in allen Gebäuden vorgeschrieben wird¹. Dabei ist eine Verpflichtung der Fernwärmesystembetreiber vorgesehen, die bei gewissen Auslösetatbeständen² in einem ersten Schritt eine Prüfung zur Integration von EE durchführen und darauf aufbauend in einem zweiten Schritt einen Mindestanteil Erneuerbarer vorsehen. Der Vorteil dieses Instruments läge darin, dass die Anforderungen zum EE-Einsatz an die wesentlichen Akteure im Wärmemarkt weitergegeben werden und durch einen niederschweligen Einstieg in das Thema und durch die Ankündigung entsprechender Verschärfungen zielkonforme Planungen durchgeführt werden (ifeu et al. 2013). Des Weiteren ist diese Anforderung dazu geeignet, die Nutzung von Erneuerbaren sowohl in der zentralen als auch dezentralen Wärmeversorgung zu erhöhen und die Dekarbonisierung von Bestandsgebäuden im städtischen Gebiet, die momentan vorrangig durch Fernwärme versorgt werden, voranzutreiben (Schneller and Barckhausen 2017). Eine alternative Variante mit ähnlicher Wirkung wäre die Definition von spezifischen CO₂-Grenzwerten. Bei der Ausgestaltung dieser Frage ist jedoch die Zuteilung der CO₂-Emissionen aus gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion auf die jeweiligen Endprodukte wesentlich.

¹ Dies könnte durch eine Novellierung des EEWärmeG bzw. des GEG erfolgen und darin durch die Ausweitung der Nutzungspflicht von Erneuerbaren auf den Bestand. Des Weiteren müssten entsprechende Anteile von Erneuerbaren für die Ersatzmaßnahme Fernwärme definiert werden.

² Folgende Auslösetatbestände werden von den Autoren genannt: Überschreitung eines vorab festgelegten Qualitätskriteriums der Fernwärme (z.B. PE-Faktor) oder den Investitionsbedarf in neue Erzeugungsanlagen

Bei Einführung entsprechender Grenzwerte bzw. Anforderungen ist jedenfalls zu beachten, dass dies nur gemeinsam mit Anforderungen für Brennstoffe in der dezentralen Wärmebereitstellung erfolgen sollte, um eine Schlechterstellung der Fernwärme zu vermeiden. Gleichzeitig muss aus Sicht der Klimawirksamkeit sichergestellt werden, dass Biomasse nur nachhaltig bereitgestellte Biomasse eingesetzt wird und verhindert werden, dass keine Minderung von ökologisch positiven Effekte, beispielsweise durch Transportaufkommen für Biomasse aus dem Ausland, auftreten (ifeu et al. 2013).

Empfehlung

Die Einführung einer Mindestquote von Erneuerbaren in Fernwärmenetzen, wie in Artikel 24 (4) a der Erneuerbaren Richtlinie vorgesehen, führt zu einer zusätzlichen Dekarbonisierung in Fernwärmenetzen. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass durch die rechtliche Anforderung keine Sonderlasten auf die Fernwärmesystembetreiber zukommen, die in weiterer Folge von den Endkunden getragen werden müssen. Dies könnte durch eine frühzeitige Ankündigung und Übergangsfrist bis zum endgültigen Kohleausstieg im Jahr 2038 sichergestellt werden. Eine gleichzeitige Anforderung an die Prüfung der Integrationsmöglichkeiten von Erneuerbaren – ggf. gekoppelt an das Sofortprogramm Transformation-Fernwärme (siehe Kapitel 3.1) – kann die zielkonforme Ausgestaltung der Fernwärme unterstützen.

3.2.2 Drittzugang

Die Intention die Wärmenetze für Dritte zu öffnen und dadurch eine Durchleitung bzw. eine Einspeisung zu erlauben kann den Wettbewerb in der zentralen Wärmeversorgung erhöhen und somit den Anteil von erneuerbaren Energien erhöhen.

In ifeu et al. (2013) wurde angeführt, dass die rechtliche Möglichkeit des Drittzugangs bereits unter Voraussetzung der technischen Machbarkeit und der Zumutbarkeit der Fernwärmeversorger besteht (§ 19 Abs. 2 Nr. 4 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)), jedoch in der Praxis kaum eine Rolle spielt. Zu diesem Schluss kam auch das Bundeskartellamt (2012), das in der Sektoruntersuchung zu Fernwärme festgehalten hat, dass in der Praxis eine Durchleitung von Wärme Dritter durch fremde Wärmenetze nicht stattfindet. In ifeu et al. (2013) wurde die die aktuelle Praxis wie folgt beschrieben: Dritte Wärmeanbieter treten an die Fernwärmeversorger heran, um die Durchleitung zu prüfen. Diese Praxis ist meist nicht zielführend, da die technische Machbarkeit und die wirtschaftliche Zumutbarkeit sehr stark von der Systemstruktur abhängen und bisher kaum technische Bedingungen für die Durchleitung seitens der Fernwärmeversorger verfügbar sind. Die fehlenden technischen Bedingungen können durch die gesetzliche Verankerung des Rechts eines Drittzugangs geschaffen werden.

Potenziale

Im Rahmen einer Studie zur Fernwärmeversorgung in Finnland wurden die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit analysiert und die zusätzlichen Kosten für den Drittzugang simuliert, die durch Artikel 24 der Erneuerbaren Richtlinie ermöglicht werden sollen (Pöyry 2018). Industrielle Abwärme und Abwärme aus Datenzentren waren die einzige Wärmequelle, die in kleinen, mittleren und großen Wärmenetzen zu bestehenden Technologien konkurrieren konnte. Auf Seiten der Kosten für die Implementierung der regulatorischen Rahmenbedingungen war ersichtlich, dass sich die Kosten erst für große Wärmenetze ab 5 TWh jährlich verkaufter Wärmemenge auszahlen. Die Autoren stellten auch nach der Analyse die Frage, ob die jetzt gültige Regelung der bilateralen Absprachen angepasst werden

sollte und strichen die wettbewerblichen Vorteile der Möglichkeit der Einspeisung von Wärme (single-buyer-model) gegenüber der Durchleitung von Wärme hervor.

Technische Anforderungen

Anders als bei Strom- und Gasnetzen, bei denen lokale Charakteristika wenig Einfluss auf den Wärmetransport zu den Endkunden haben, existieren in Wärmenetzen viele Wechselwirkungen, die sich auf den effizienten Betrieb dieser auswirken. Die bestehenden Temperaturen in den einzelnen Bestandsnetzen können auch den effizienten Einsatz von erneuerbaren Energien bzw. Abwärme erschweren. Eine weitere technische Schwierigkeit ergibt sich durch die Art und den Ort der Einbindung von zusätzlichen Wärmequellen, da dies direkt mit Kostenvorteilen oder Mehrkosten für alle Konsumenten bzw. Wärmeversorger verbunden sein kann (Kranzl et al. 2017). Dies ergibt sich beispielsweise durch eine Einbindung der Wärmequelle im Rücklauf, die die Effizienz von anderen Erzeugungskapazitäten (z.B. KWK) durch eine geringere Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf beeinträchtigt (Söderholm and Wårell 2011). Die Allokation der Netzverluste auf die einzelnen Drittanbieter stellt auch eine technische Herausforderung dar, da jeder Wärmeerzeuger und –Abnehmer die Wärmeverluste beeinflusst und somit eine Netzmodellierung für eine faire Kostenallokation notwendig wäre (Kranzl et al. 2017).

Chancen

Als wesentliche Chancen sind vor allem der erwartete Wettbewerb durch die Möglichkeit des Drittzugangs zu nennen, was zu neuen Anlagenentwicklungen führen kann und die Ausweitung von Investitionstätigkeiten auf weitere Akteure zulässt (ifeu et al. 2013). Die ermöglichte Entwicklung neuer Geschäftsmodelle könnte somit auch einen weiteren Fernwärmeausbau auslösen, da ein Anspruch auf Drittzugang weitere Akteure auf dem Wärmemarkt anspricht und die Chance gibt, Wärmenetze zu erweitern und neue Erweiterungsgebiete zentral zu versorgen (Hamburg Institut 2015). Des Weiteren könnte durch das Ermöglichen des Drittzugangs auch der Anteil von erneuerbaren Energien bzw. treibhausgasarmen Technologien vorangetrieben werden, wobei durch die reine Ermöglichung des Drittzugangs per se noch keine Klimaschutzwirkung eintreten muss und dies durch entsprechende Anforderungen (wie beispielsweise CO₂-Grenzwerte oder Mindestanteile von Erneuerbaren in Wärmenetzen) ergänzt werden sollte. Aus technischer Sicht kann eine transparente Offenlegung der Betriebsweise des Netzes dazu führen, dass durch Anlagenentwicklungen der Betrieb des Netzes optimiert werden kann und auch Netzverluste reduziert werden können. Diese Effizienzsteigerungen könnten – je nach Netzcharakteristik – mit Kostenvorteilen für die Kunden einhergehen: Jedenfalls würde die Ermöglichung eines Drittzugangs die Preistransparenz der Fernwärmepreise erhöhen.

Risiken

Die Risiken, die mit der gesetzlichen Verankerung des Drittzugangs einhergehen, sind die damit verbundenen Kosten, die mit der Implementierung miteinhergehen. In einer Simulation für den finnischen Wärmemarkt wurden die Kostensteigerung für Fernwärmeunternehmen, die durch die Möglichkeit, dass dritte Wärme direkt an Konsumenten verkaufen können, mit 20 % beziffert (Pöyry 2018). Die höheren Kosten resultieren primär aus der Notwendigkeit, die Netzstabilität durch verschiedene Erzeuger zu garantieren. Je nach Ausgestaltung kann dies vom Netzbetreiber erforderlich sein und die Kosten würden sich auf die Netznutzungsentgelte auswirken oder aber jeder Wärmeerzeuger benötigt Reservekapazitäten für die eigenen Wärmeerzeuger, was aus volkswirtschaftlicher Sicht zu höheren Kosten

führen würde (Kranzl et al. 2017). Auch der mit der gesetzlichen Verankerung einhergehende Regulierungsaufwand könnte als Risiko angesehen werden.

Aus den technischen Anforderungen, Chancen und Risiken ergeben sich folgende Fragen, die im Rahmen der gesetzlichen Ausgestaltung zu beantworten wären:

- Welche Wärmequellen dürfen durch den Drittzugang eingebunden werden?
Um eine Klimawirksamkeit zu gewährleisten und dem Ziel von Artikel 24 der Erneuerbaren Richtlinie gerecht zu werden, den Anteil von EE jährlich zu steigern, müssten Anforderungen an den Anteil der EE der zulässigen Technologien gestellt werden bzw. Grenzwerte für die jeweiligen Treibhausgasemissionen definiert werden.
- Sollen Anforderungen an die Mindestgröße an Netze gestellt werden?
Wie Analysen in Finnland zeigen, ist die Implementierung von Drittzugang in kleinen Netzen¹ mit teilweise hohen Kosten verbunden, was die Sinnhaftigkeit für diese Netze in Frage stellt. Die moderaten Kosten in großen Netzen eröffnen jedoch die Möglichkeit, dass durch Effizienzvorteile im Netz die Kosten den Nutzen übersteigen und sollte explizit geprüft.
- Ebenso ist zu klären, welche Technologien eingesetzt werden können und ob es Anforderungen bezüglich minimaler und maximaler Kapazität gibt?
In Hamburg Institut (2015) wurde vorgeschlagen im Sinne der Risiko- und Kostenminimierung den Drittzugang nur für bestimmte Wärmemengen zu statuieren.
- Technische Anforderungen: Welche Art der Einbindung (z.B. Einbindung in den Vor- oder Rücklauf) muss gesetzlich verankert werden? Wie können die Effekte (positiv wie negativ) der Einbindung von weiteren Wärmequellen allokiert werden?

Empfehlung

Die Ermöglichung des Drittzugangs zu Fernwärmenetzen steigert den Wettbewerb, was jedoch ohne zusätzliche Anforderungen bzw. flankierende Maßnahmen nicht zwangsläufig mit mehr Erneuerbaren in Wärmenetzen einhergehen muss. Um dem primären Ziel von Artikel 24 - der Erhöhung der Anteile von Erneuerbaren in Fernwärmenetzen - gerecht zu werden, sollte jedenfalls die Netz-Zugangspflicht auf Wärme aus erneuerbaren Energien oder mit besonders niedrigen spezifischen CO₂-Emissionen beschränkt werden (Hamburg Institut 2015). Auch hinsichtlich der Netzgröße wäre eine sinnvolle Anwendung vor allem in großen Netzen zu sehen.

Bezüglich Preistransparenz könnte die ordnungsrechtliche Anforderung, den Netzzugang Dritten zu gewähren, einen wesentlichen Beitrag leisten, wobei hier die Komplexität der Ausgestaltung den Nutzen überwiegen könnte und andere Instrumente wie eine stärkere Preiskontrolle ebenso zielführend sein könnten (Hamburg Institut 2015) oder ex-ante Preisregulierungen berücksichtigt werden müssen (Söderholm and Wårell 2011), was natürlich bei steigender Bedeutung von Fernwärmenetzen noch mehr an Relevanz gewinnt. Zudem sind die mit der Regulierung einhergehenden Kosten nicht zu unterschätzen und es müsste bei der Ausgestaltung explizit berücksichtigt werden, dass der Drittzugang mit keinen Mehrkosten für den Endkunden verbunden ist.

Auch der Aufwand für die Regulierung sollte nicht unterschätzt werden. Bei der Ausgestaltung kann noch auf keine Erfahrungswerte aus anderen Ländern zurückgegriffen werden. Ausschreibungen oder Förderungen – gekoppelt mit Preisregulierung der Fernwärme und entsprechende Bepreisung von fossilen Energieträgern – können somit eine einfachere und

¹ Die Autoren definieren kleine Netze als jene mit einem Wärmeabsatz unter 50 GWh, mittlere Netze jene die einen Wärmeabsatz unter 500 GWh aufweisen und große Netze haben einen Wärmeabsatz über 5.000 GWh.

kostengünstigere Alternative darstellen. Dabei sollte eine marktfreundliche Ausgestaltung der Förderungen dazu führen, dass im Falle der in der Richtlinie genannten Auslösetatbestände (Nachfrage neuer Kunden, dem Ersatz oder der Erweiterung von Wärme- oder Kälteerzeugungskapazitäten) Investitionsanreize zur Erschließung von Erneuerbaren oder Abwärme führen.

3.2.3 Empfehlung bezüglich ordnungsrechtlicher Instrumente

Kurzfristig werden keine der genannten ordnungsrechtlichen Maßnahmen vorgeschlagen, da eine gesetzliche Verankerung des Kohleausstiegs, eine passend ausgestaltete CO₂-Bepreisung und entsprechende Förderprogramme bereits zur Dekarbonisierung der Kohlefernwärme beitragen kann. Um langfristige Lock-In Effekte zu vermeiden und das Ziel der umfassenden Dekarbonisierung im Jahr 2050 zu erreichen, sind jedoch weitere Handlungen notwendig. Deswegen wird folgendes Fünf-Punkte Programm vorgeschlagen:

- **Element 1: Zieldefinition**

Es wird von der Bundesregierung das Ziel der umfassenden Dekarbonisierung der Fernwärmenetze bis 2050 definiert und festgehalten, um für Investitions- und Planungssicherheit bei Unternehmen zu sorgen und Lock-In Effekte zu vermeiden.

- **Element 2: Fehlanreize für Integration zukunftssträchtiger Wärmeerzeuger in Wärmenetze abstellen**

Die Bewertung der eingesetzten Brennstoffe in der Fernwärme mittels Primärenergiefaktoren (PEF) führt in einigen Fällen dazu, dass kaum bzw. geringe Anreize für die Integration von erneuerbaren Energien existieren. In ifeu et al. (2018) bzw. iTG et al. (2016) wurden bereits die entsprechenden Vorschläge erarbeitet, welche Auswirkungen der Einsatz (1) von Carnot statt der Stromgutschrift und/oder (2) die Umstellung auf eine THG-Bewertung und/oder (3) die Anpassung auf die Pauschalfaktorenbewertung hätte.

- **Element 3: Verpflichtende Netztransformationspläne**

Die im Rahmen des Sofortprogramms Transformation-Fernwärme geförderten Netztransformationspläne, die für die systemische Förderung Voraussetzung sind, könnten mit entsprechender frühzeitigen Ankündigung beispielsweise ab 2030 verpflichtend sein, um damit die Transformation der Bestandsnetze zu garantieren.

- **Element 4: Transparenzpflicht**

Wie Beispiele aus Dänemark zeigen, führt unter anderem die hohe Transparenz bei Fernwärmebetreibern zu sehr hohen Anteilen an Erneuerbaren in der Fernwärme. Eine entsprechende Transparenzpflicht der Netzbetreiber hinsichtlich der Berechnung der Primärenergiefaktoren bzw. der Preisgestaltung könnte weitere Anreize für die Integration von erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme bewirken.

- **Element 5: Prüfpflicht der Bundesregierung**

Die Bundesregierung prüft mit Blick auf die eingeführten Maßnahmen (z.B. gesetzliche Verankerung des Kohleausstiegs, CO₂-Bepreisung), ob weitere ordnungsrechtliche Maßnahmen notwendig sind. Dies könnte beispielsweise im Jahr 2025 stattfinden.

4 Referenzen

- Agentur für Erneuerbare Energien (2013) - Agentur für Erneuerbare Energien. 2013. "Forschungsradar Erneuerbare Energien - Studienvergleich: Entwicklung Der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland." 1–14. (http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Volllaststunden_juli13.pdf)
- Agora Energiewende (2019) - Agora Energiewende. 2019. Wie Werden Wärmenetze Grün?
- Agora Energiewende und Agora Verkehrswende (2019) - Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. 2019. "15 Eckpunkte Für Das Klimaschutzgesetz."
- BDEW (2017) - BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2017. "Strategiepapier Zukunft Wärmenetzsysteme."
- Beuth HS und ifeu (2017) - Jochum, Patrick, Julia Lempik, et al. 2017. Ableitung eines Korridors für den Ausbau der Erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich. https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/BeuthHS_ifeu_Anlagenpotenzial_Endbericht_2017.pdf.
- Bundeskartellamt (2012) - Schweikardt, Stephan, Michael Didycz, Felix Engelsing, und Katharina Wacker. 2012. "Sektoruntersuchung Fernwärme." (August).
- Bundesnetzagentur (2017) - Bundesnetzagentur. 2017. Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze Zur Verbesserten Erschließung von Flexibilität.
- Bundesnetzagentur (2018) - Bundesnetzagentur. 2018. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- Bundesnetzagentur (2019a) - Bundesnetzagentur. 2019a. "Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Windenergie-Anlagen an Land 2019." https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.
- Bundesnetzagentur (2019b) - Bundesnetzagentur. 2019b. Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur.
- Euroheat and Power (2017) - Euroheat and Power. 2017. "District Energy in Denmark." <https://www.euroheat.org/knowledge-hub/district-energy-denmark/>.
- European Environment Agency (2018) - European Environment Agency. 2018. Waterbase - UWWTD: Urban Waste Water Treatment Directive - Reported Data, Downloaded: 05.2018.
- Fichtner et al. (2018) - Stuible, Achim, Daniel Zech, Simone Ullrich, und Hans Friedrich Wülbeck. 2018. Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 Bis 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.
- Hamburg Institut (2015) - Maaß, Christian, Matthias Sandrock, und Roland Schaeffer. 2015.

Fernwärme 3.0.

- IFAM (2013) - Schulz, Wolfgang, Brandstät, Christine. 2013. Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Waermeflexibilitaeten.pdf.
- ifeu (2007) - Fehrenbach, Horst, Jürgen Giegrich, und Sameh Mahmood. 2007. Beispielhafte Darstellung einer vollständigen, hochwertigen Verwertung in einer MVA unter Besonderer Berücksichtigung der Klimarelevanz.
- ifeu et al. (2013) - Paar, Angelika, Florian Herbert, Martin Pehnt, Susanne Ochse, Stephan Richter, Stefanie Maier, Magalie Kley, et al. 2013. "Transformationsstrategien von Fossiler Zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien."
- ifeu (2017) - Vogt, Regine. 2017. Szenario Energiewende Berlin Im Rahmen Der Stoffstrom-Klimagas- Und Umweltbilanz Für Das Jahr 2016 Für Das Land Berlin.
- ifeu et al. (2017) - Pehnt, Martin et al. 2017. "Wärmenetzsysteme 4.0 - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben Erneuerbare Energien in Hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen".“ 49(April).
- ifeu et al. (2018) - Pehnt, Martin, Peter Mellwig, Sebastian Blömer et al. 2018. 7-03-17 Untersuchung zu Primärenergiefaktoren.
- ifeu (2018) - Fritz, Sara, und Martin Pehnt. 2018. Kommunale Abwässer Als Potenzial für die Wärmewende? Kurzstudie Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Nukleare Sicherheit. Heidelberg.
- ifeu (2019) - Blömer, Sebastian, Nadine Muchow, et al. 2019. Regulierungsfragen Thermische Abfallbehandlung.
- ifeu et al. (2019a) - Blömer, Sebastian, Christian Götz, et al. 2019. EnEff:Wärme - Netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Schlussbericht_EnEffWärme-NENIA.pdf.
- iTG et al. (2016) - Oschatz, Bert, Martin Pehnt, und Dietmar Schüwer. 2016. Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im neuen Energiesparrecht für Gebäude.
- Kranzl et. al (2017) - Kranzl, Lukas, Andreas Müller, Veit Bürger, und Jan Steinbach. 2017. Third Party Access for District Heating: First Steps to Unbundling the Heating Sector. https://energia.fi/files/2634/Third-Party_Access_to_District_Heating_Networks_FINAL_REPORT_20180509.pdf.
- Nussbaumer et al. (2017) - Nussbaumer, Thomas, Stefan Thalmann, Andres Jenni, und Joachim Ködel. 2017. Planungshandbuch Fernwärme. Ittingen: Energie Schweiz. https://www.energie-zentralschweiz.ch/fileadmin/user_upload/Downloads/Planungshilfen/Planungshandbuch_Fernwarme_V1.0x.pdf.
- Öko-Institut (2018) - Hermann, Hauke, und Joß Bracker. 2018. Aktueller Stand der Steinkohle-KWK-Erzeugung in Deutschland. <https://www.oeko.de/fileadmin/oeko-doc/Stand-Steinkohle-KWK-Erzeugung-DE.pdf>.
- Pöyry (2018) - Pöyry. 2018. Third-Party Access to District Heating Networks, A Report to Finish Energy. https://energia.fi/files/2634/Third-Party_Access_to_District_Heating_Networks_FINAL_REPORT_20180509.pdf.

- Prognos und BCG (2018) - Gerbert, Philipp et al. 2018. "Klimapfade Für Deutschland." BDI - Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., BCG - The Boston Consulting Group, Prognos: 286. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>.
- Schneller und Barckhausen (2017) - Schneller, Andreas, und Anton Barckhausen. 2017. "Strategische Ansatzpunkte Für Eine Klimafreundliche Fernwärmeversorgung." *Energiwirtschaftliche Tagesfragen* (67. Jg): 65–68.
- Söderholm und Warell (2011) - Söderholm, Patrik, und Linda Wårell. 2011. "Market Opening and Third Party Access in District Heating Networks." *Energy Policy* 39(2): 742–52.
- Statistische Bundesamt (2018) - Statistisches Bundesamt. 2018. Abwasserbehandlungsanlagen, Angeschlossene Einwohnerwerte, Jahresabwassermenge, Schmutzwasser: Bundes-Länder, Jahre, Art Der Abwasserbehandlung, Zeitraum 2007-2013.
- Totschnig et al. (2017) - Totschnig, Gerhard, Richard Büchele, Sara Fritz, Lukas Kranzl, Andreas Müller, Johannes Nagler, Karl Ponweiser, Wolfgang Baumgartner, Josef Postl, Bernhard Adler, Johann Brandmayr, M.B. Blarke. 2018. Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat. 2017. TU Wien.
- Umweltbundesamt (2018a) - Flamme, Sabine, Jörg Hanewinkel, Peter Quicker, und Kathrin Weber. 2018. Texte 51/2018 Energieerzeugung aus Abfällen. Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030. Dessau: UBA. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26_texte_51-2018_energieerzeugung-abfaelle.pdf.
- Umweltbundesamt (2018b) - Memmler, Michael, Thomas Lauf, und Sven Schneider. 2018. "Emissionsbilanz Erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017." *Climate Change* 23/2018: 156. http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_15_2013_emissionsbilanz_erneuerbarer_energietraeger.pdf.
- Umweltbundesamt (2019) - Umweltbundesamt. 2019. Datenbank "Kraftwerke in Deutschland." <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>.
- Wagener (2019) - Wagener, Raphael. 2019. "GIS-Basierte Analyse von Freiflächenpotenzialen für Solarthermie Auf Basis frei Verfügbarer Geodaten." Ruprechts-Karls-Universität Heidelberg.