

Potenzialstudie klimaneutrale Wärme- versorgung Berlin 2035

Analyse erneuerbarer Wärmepotenziale für eine
klimaneutrale Wärmeversorgung in Berlin bis 2035

Umschlag: Hintergrund created by rawpixel.com - www.freepik.com



V.i.S.d.P.: Claudia Löhle, Kohleausstieg Berlin c/o BürgerBegehren Klimaschutz, Greifswalder Str. 4,
10405 Berlin, Mail: info@kohleausstieg-berlin.de

POTENZIALSTUDIE KLIMANEUTRALE WÄRME- VERSORGUNG BERLIN 2035

Auftraggeberin:

Bündnis Kohleausstieg Berlin und Fridays For Future Berlin

Finanziert durch:

European Climate Foundation

Bund für Umwelt und Naturschutz Berlin e.V.

BürgerBegehren Klimaschutz e.V.

Bearbeitung durch:

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Autor*innen:

Robert Egelkamp

Lina Wett

Dr.-Ing. Anna Marie Kallert

Kontakt: info@kohleausstieg-berlin.de

Oktober 2021

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Einleitung	3
2.1	Relevanz eines klimaneutralen Wärmesektors	3
2.2	Zielsetzung der Potenzialstudie	5
3	Wärmebedarfsentwicklung in Berlin	6
3.1	Entwicklung des Berliner Wärmebedarfs bis 2035	6
3.2	Wärmelastgang der Berliner Fernwärmeversorgung	7
4	Szenarienvergleich der Fernwärmeversorgung 2035	9
5	Verfügbarkeit erneuerbarer Wärmequellen für die Berliner Fernwärme	11
5.1	Flusswasser-Wärmepumpen	12
5.2	Solarthermie	14
5.3	Tiefe Geothermie	18
5.4	Abwasser-Wärmepumpen	19
5.5	Abwärme aus Rechenzentren	20
5.6	Industrielle Abwärme	21
5.7	Restmüll und Altholz	22
5.8	Power-to-Heat	23
5.9	Erdsonden-Wärmepumpe (oberflächennahe Geothermie)	24
5.10	Speicher	24
5.11	Wasserstoff	25
5.12	Zusammenfassung der Potenziale	27
6	Transformation der dezentralen Wärmeversorgung	28
7	Potenziale und Umfang der Transformation der Fernwärme	30
7.1	Transformation der Fernwärmeversorgung	30
7.2	Technischer und kostenseitiger Umfang	32
8	Bewertung der Transformation und relevanter Einflussfaktoren	36
8.1	Klimaschutzbeitrag gegenüber Referenzszenario	36
8.2	Einfluss der Sanierungsrate auf die Transformation	37
8.3	Technologiespezifische Handlungsfelder	39
8.4	Übergeordnete politische Handlungsfelder	42
9	Literaturverzeichnis	44

1 Zusammenfassung

Die Dekarbonisierung des Wärmesektors ist für das Gelingen der Energiewende von entscheidender Bedeutung, jedoch konnten bisherige Klimaschutzziele nicht erreicht werden. Um vor diesem Hintergrund einen Transformationspfad für die Entwicklung der Berliner Wärmeversorgung aufzuzeigen, wurden die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für eine klimaneutrale Wärmeversorgung der Stadt Berlin bis spätestens 2035 untersucht und ein Versorgungskonzept auf Basis regenerativer Wärmequellen, insbesondere für die Berliner Fernwärme, erstellt.

Als zentraler Gegenstand der Untersuchungen wurden regenerative Wärmepotenziale für die Fernwärmeversorgung in Berlin identifiziert und unter Berücksichtigung der limitierten Verfügbarkeit quantifiziert. In einem Transformationsszenario konnten die Anteile der einzelnen Wärmequellen zur Deckung der Wärmelast aufgezeigt werden. Dafür wurde die Entwicklung des Berliner Wärmebedarfs prognostiziert und ein synthetischer Wärmelastgang für die Fernwärme im Jahr 2035 erstellt. Eine Analyse und Bewertung des Transformationskonzepts stellt einen signifikanten Klimaschutzbeitrag der frühzeitigen Dekarbonisierung der Berliner Fernwärme fest. Dem gegenüber wurden große technische, wirtschaftliche sowie rechtlich-regulatorische Herausforderungen identifiziert, anhand derer politische Handlungsfelder abgeleitet wurden. Ergänzend zu der Analyse der Fernwärmesysteme wurde ein Szenario für die klimaneutrale Wärmeversorgung der individuell beheizten Gebäude in Berlin dargestellt.

Zusammenfassend können die nachfolgenden Kernaussagen als wesentliche Ergebnisse dieser Studie festgehalten werden:

- Zur Dekarbonisierung der Berliner Fernwärme sind erneuerbare Wärmepotenziale in einem ausreichenden Maße vorhanden. Eine Transformation der Wärmeerzeugung bis 2035 wird somit als technisch machbar eingestuft. Dafür müssen jedoch auch Wärmequellen im Berliner Umland erschlossen werden. Hinsichtlich der typischen Umsetzungszeiträume der Technologien wäre eine klimaneutrale Fernwärmeversorgung aus technischer Sicht sogar bis 2030 machbar.
- Die Schlüsseltechnologie der Transformation ist die Wärmepumpe, mit der Umwelt- und Abwärmepotenziale sowohl für die Fernwärme als auch für die dezentrale Wärmeversorgung effizient genutzt werden können. Bei gleichzeitiger Bereitstellung großer Speicherkapazitäten können Wärmepumpen einen signifikanten Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsektors leisten.
- Für die erneuerbare Fernwärmeversorgung müssen verschiedene Niedertemperatur-Wärmequellen in Berlin und im Berliner Umland durch Groß-Wärmepumpen erschlossen werden. Die größten Potenziale haben dabei die Abwärme aus Industrieprozessen und Rechenzentren (23,6% der erzeugten Wärme), die Wärme aus Flusswasser (12,9%), die Solarthermie (16,5%) sowie die tiefe (17,9%) und oberflächennahe (12,8%) Geothermie.

- Durch die Transformation des Fernwärmesektors bis 2035 können etwa 12,4 Mio. Tonnen CO₂ gegenüber einem Referenzszenario mit einer weniger ambitionierten Entwicklung der Wärmeversorgung eingespart werden. Durch die Verwendung von erneuerbarem Strom wird eine nahezu CO₂-freie Fernwärmeversorgung ermöglicht.
- Die hier skizzierte Transformation des Fernwärmesektors bis 2035 ist mit Investitionskosten von mehr als 4 Mrd. Euro verbunden. Die Investition ermöglichen eine nachhaltige, klimaneutrale Fernwärmeversorgung in Berlin und müssen im Vergleich zu den langfristigen Kosten einer weniger ambitionierten Dekarbonisierungsstrategie bewertet werden. Durch Förderprogramme schafft die öffentliche Hand zusätzlich signifikante Anreize für die Umsetzung des Transformationskonzepts.
- Um den Berliner Gebäudewärmesektors zu dekarbonisieren und damit die Klimaschutzziele einzuhalten, müssen aufgrund langer Planungs- und Umsetzungszeiträume bereits jetzt umfassende Transformationsmaßnahmen initiiert werden. Diese Zielsetzung erfordert unter anderem auch eine Anpassung politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen.

2 Einleitung

2.1 Relevanz eines klimaneutralen Wärmesektors

Nicht zuletzt der im August 2021 veröffentlichte erste Teil des sechsten Sachstandsberichts des Weltklimarats (IPCC 2021) zeigt die zunehmenden Folgen des fortschreitenden, menschengemachten Klimawandels auf. Der frühzeitigen Umsetzung der Energiewende zur Einhaltung der Klimaschutzziele kommt somit eine wachsende Bedeutung zu. Für Großstädte wie Berlin ist dies eine besondere Herausforderung sowie Verantwortung, denn aufgrund hoher Energiebedarfsdichten und einer Knappheit an Flächen zur regenerativen Strom- und Wärmeproduktion sind urbane Regionen vermehrt auf den Import erneuerbarer Energien und die gleichzeitige Senkung des eigenen Energiebedarfs angewiesen.

Für die Eindämmung des Klimawandels wird die Einhaltung eines Emissionsbudgets als ausschlaggebend betrachtet. Dabei kann das im Pariser Klimaschutzabkommen verankerte Ziel, die globale Erwärmung auf 2 °C zu begrenzen, mit einem seit 2015 geltenden, globalen Emissionsbudget von 890 Mrd. Tonnen CO₂ mit einer Wahrscheinlichkeit von 66% eingehalten werden (Öko-Institut und Prognos 2017). Davon verbleiben für Deutschland bei einer proportionalen Aufteilung des Emissionsbudgets anhand der Bevölkerung noch 9,9 Mrd. Tonnen CO₂ seit 2015. Wird dieses Budget weiterhin proportional zu den Emissionen einzelner Länder und Sektoren aufgeteilt, dürfen für die Berliner Wärmeversorgung der Haushalte und des GHD-Sektors seit 2015 noch rund 90 Mio. CO₂ Tonnen verbraucht werden. In Anbetracht der bis heute bereits verursachten Emissionen sowie der aktuellen Emissionsrate rechtfertigt das verbleibende Budget den weiteren unverminderten Einsatz fossiler Brennstoffe in der Berliner Wärmeversorgung bis 2028. Vor diesem Hintergrund ist eine frühzeitige Dekarbonisierung notwendig, um das Emissionsbudget einzuhalten, insbesondere da das Ziel einer Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 2 °C gemäß aktueller Analysen als unzureichend eingeschätzt wird (IPCC 2018).

Folglich stellt der Wärmesektor einen wichtigen Ansatzpunkt zur Reduktion der Treibhausgasemissionen dar. In Berlin verursacht allein die Wärmeversorgung der Haushalte und des GHD-Sektors mit rund 6,5 Mio. Tonnen CO₂ ca. 38% der Emissionen. Für die Dekarbonisierung ist dabei sowohl die Reduzierung des Raumwärmebedarfs durch Sanierungsmaßnahmen als auch die sukzessive Transformation der Wärmeerzeugung auf erneuerbare Energien erforderlich. Der Fortschritt in diesen Bereichen ist jedoch als unzureichend einzustufen. So steht die Sanierungsrate als Kennzahl für eine steigende Energieeffizienz im Gebäudesektor mit schätzungsweise 0,8% in Berlin deutlich hinter den Zielvorgaben zurück (SenUVK 2018). Ebenso zeigt Abbildung 2-1, dass der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor zuletzt auf über 45% angestiegen ist, während dieser im Wärmesektor seit Jahren auf einem niedrigen Niveau verweilt.

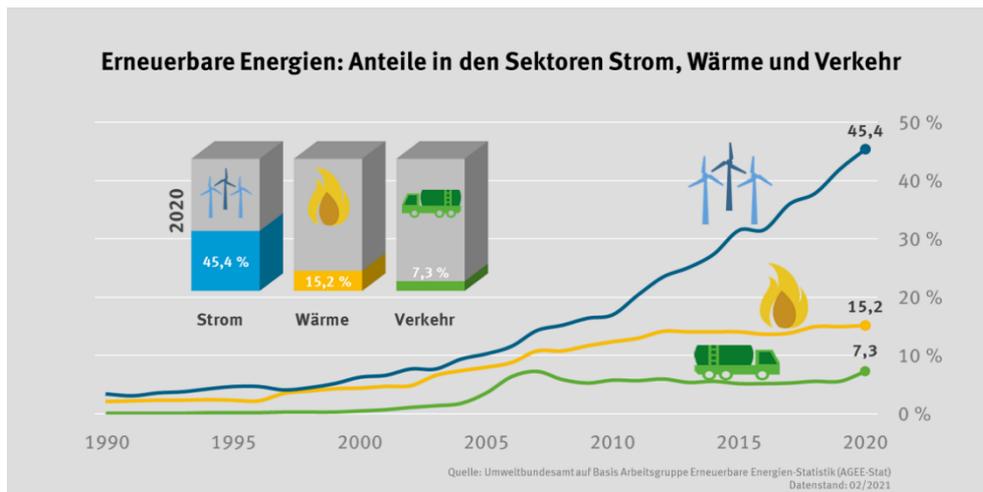


Abbildung 2-1: Entwicklung der Anteile an erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (UBA 2021)

Aufgrund der Langlebigkeit der Infrastrukturen und Anlagentechnik, wie zum Beispiel bei Rohrleitungen, Wärmeerzeugern oder Heizkörpern, dauern Transformationsprozesse im Wärmesektor länger als im Strom- oder Verkehrssektor. Durch eine frühzeitige Intensivierung von Transformationsmaßnahmen kann dieser Trägheit entgegengewirkt werden. Vor diesem Hintergrund müssen heutige Investitionsentscheidungen im Wärmesektor bereits auf eine klimaneutrale Wärmeversorgung ausgerichtet sein.

Bei einer gesamtsystemischen Betrachtung kommt vor allem dem Gebäudewärmesektor eine Schlüsselrolle zur Flexibilisierung der volatilen Stromerzeugung zu. Der Einsatz von Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen in Verbindung mit Speicherkapazitäten ermöglicht eine Entlastung der Stromnetze während Zeiten hoher Verfügbarkeiten von Wind- und Solarenergie. Insbesondere Wärmenetze können dabei als flexibler Abnehmer verschiedener Energieformen die Dekarbonisierung im Gebäudesektor beschleunigen und gleichzeitig die Sektorenkopplung unterstützen. Eine Voraussetzung dafür ist die Umstellung der Fernwärmeerzeugung von fossiler Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf frei verfügbare, regenerative Niedertemperatur-Wärmequellen. Auch durch den stetigen Ausbau und die Priorisierung von erneuerbaren Energien im Stromsektor werden brennstoffbetriebene KWK-Anlagen langfristig nur noch eine ergänzende Rolle im Gesamtsystem der Energieversorgung einnehmen (BMW 2017a).

Dem gegenüber wird im Rahmen der „Machbarkeitsstudie Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030“, die durch die Vattenfall Wärme Berlin AG und die Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz beauftragt wurde, eine Beibehaltung der brennstoffbetriebenen KWK anvisiert. In dem Transformationsszenario der Studie werden die Berliner Kohlekraftwerke bis 2030 bei einem Investitionsvolumen von 865 Mio. € durch verschiedene Wärmeerzeuger ersetzt. Diese Substituierung erfolgt dabei mehrheitlich auf Basis gasbetriebener KWK, welche langfristig durch den Einsatz von synthetischem Wasserstoff Klimaneutralität erreichen sollen (BET 2019). In diesem Zusammenhang ist für den Standort Reuter West der Umbau des bisherigen Kohle-Heizkraftwerks auf ein Gas-Heizkraftwerk geplant, das zunächst mit Erdgas betrieben werden soll.

2.2 Zielsetzung der Potenzialstudie

Eine frühzeitige Umstellung der Wärmeerzeugung auf erneuerbare Energien kann einen hohen Beitrag zum Gelingen der Energiewende und zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten. Vor diesem Hintergrund fordert das Bündnis Kohleausstieg Berlin und Fridays For Future Berlin die Klimaneutralität des Berliner Wärmesektors bis spätestens 2035. Die dafür notwendige Transformation der Wärmeversorgung ist Gegenstand dieser Potenzialstudie.

Das Ziel der vorliegenden Studie ist die Identifikation von erneuerbaren Wärmepotenzialen und die Beschreibung einer dekarbonisierten Berliner Wärmeversorgung mit einem Fokus auf die Erzeugung der Fernwärme. Der Schwerpunkt der Potenzialanalyse liegt dabei auf frei verfügbaren, brennstofffreien Wärmequellen, wie z.B. Solarthermie, Umweltwärme aus Gewässern, Geothermie oder Abwärme aus Industrieprozessen und Rechenzentren.

Die Wärmepotenziale werden durch eigene Berechnungen, Literaturangaben und Expert*innenbefragung quantifiziert. Zur Skizzierung eines dekarbonisierten Fernwärmesektors wird auf Basis der ermittelten Potenziale ein Transformationsszenario entworfen, welches durch einen Wärmelastgang und dessen Deckung durch die einzelnen Wärmequellen beschrieben wird. Die Erstellung des Wärmelastgangs beruht auf einer Prognose der Wärmebedarfsentwicklung bis 2035 und erfolgt über ein Jahr bei stündlicher Auflösung.

Durch die Dimensionierung der Erzeugeranlagen und die Berechnung der eingespeisten Wärmemengen im Rahmen der Lastgang-Deckung werden sowohl die Investitionskosten als auch das CO₂-Einsparpotenzial für eine Transformation der Berliner Fernwärme bis 2035 ermittelt. Zur Bewertung des Klimaschutzbeitrags einer frühzeitigen Dekarbonisierung wird das Transformationsszenario mit einem Referenzszenario verglichen, welches eine wenig ambitionierte Entwicklung des Fernwärmesektors bis 2035 darstellt. Abschließend werden technologiespezifische sowie übergeordnete politische Handlungsfelder aufgezeigt, mit denen in Berlin die Dekarbonisierung der Fernwärme beschleunigt werden kann.

3 Wärmebedarfsentwicklung in Berlin

3.1 Entwicklung des Berliner Wärmebedarfs bis 2035

Die Bereitstellung von Raumwärme, Trinkwarmwasser und Prozesswärme stellt den größten Energiebedarfssektor in Deutschland dar. Insbesondere in einer dicht besiedelten Großstadt wie Berlin ist der Wärmebedarf des Gebäudesektors dominierend. Gemäß dem statistischen Bericht des Amts für Statistik Berlin-Brandenburg betrug der Endenergieverbrauch für die Bereitstellung von Wärme im Wohn- und GHD-Sektor für das Jahr 2019 rund 37 TWh und hatte somit einen Anteil von über 50% am gesamten Endenergieverbrauch der Stadt. Analog dazu verursachte die Wärmeversorgung in diesen Sektoren mit rund 6,5 Mio. Tonnen CO₂ etwa 38% der Berliner CO₂-Emissionen im Jahr 2019 (Amt für Statistik BB 2020).

Die Entwicklung des Berliner Wärmebedarfs unterliegt dabei verschiedenen Einflussfaktoren. So erhöht sich der Raumwärme- und Warmwasser-Bedarf durch den stetigen Anstieg der Einwohner*innenzahl, jedoch hat die energetische Sanierung des Gebäudebestands eine reduzierende Wirkung auf den Wärmebedarf. Für die Beschreibung des Szenarios einer klimaneutralen Wärmeversorgung 2035 muss eine Prognose des Berliner Wärmebedarfs für dieses Zieljahr erfolgen. Hierzu wird der zukünftige Berliner Wärmebedarf ausgehend vom Bezugsjahr 2020 bei einem Steigerungsfaktor durch Bevölkerungszuwachs von 0,6% und einem Reduzierungsfaktor von 1,68% in Folge von energetischer Sanierung berechnet. Für den Reduzierungsfaktor wird eine Sanierungsrate von 2,1% und eine Sanierungstiefe von 80% angenommen. Die Sanierungsrate von 2,1% versteht sich dabei in Anlehnung an das Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm (SenUVK 2018) als durchschnittliche Sanierungsrate bis 2035. Damit wird eine deutliche Verstärkung der bisherigen Aktivitäten im Bereich der energetischen Sanierung vorausgesetzt.

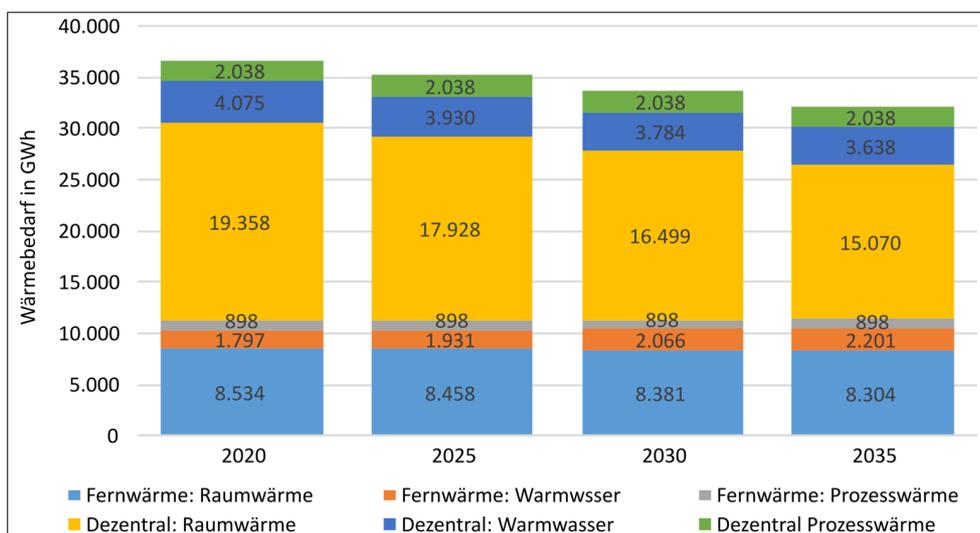


Abbildung 3-1: Entwicklung des Berliner Wärmebedarfs bis 2035

Die Entwicklung des jährlichen Endenergiebedarfs für Wärme bis 2035 wird in Aufteilung nach Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme berechnet. Dabei erfolgt die Aufteilung des Wärmebedarfs auf die Bereiche in Anlehnung an eine Analyse des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW 2020) mit 8% Prozesswärme-, 16% Warmwasser- und 76% Raumwärme-Bedarf. Ferner wird zwischen dem Fernwärmebedarf und dem Bedarf der dezentralen, gebäudeindividuellen Wärmeversorgung unterschieden. Um dem Ausbau und der Verdichtung der

Wärmenetze in Berlin gerecht zu werden, wird neben den genannten Einflussfaktoren eine Ausbaurate von 25.000 Wohneinheiten pro Jahr (Vattenfall Wärme Berlin AG 2020) bzw. eine jährliche Erhöhung des Fernwärmebedarfs um 1,5% angenommen. Entsprechend verringert sich der Wärmebedarf dezentral versorgter Gebäude um diesen Anteil.

Abbildung 3-1 zeigt wie der Gesamtbedarf bis 2035 unter den genannten Voraussetzungen um rund 12% sinkt. Dies resultiert insbesondere aus dem rückgängigen Wärmebedarf im dezentral versorgten Gebäudebestand in Folge von Sanierung. Gegenüber dem Raumwärmebedarf wird der Wärmebedarf für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser in dieser Projektion nicht durch Sanierungsmaßnahmen beeinflusst und ist somit nur abhängig von der Anzahl der berücksichtigten Bewohner*innen. Der Bedarf an Prozesswärme wird vereinfachend als konstant angenommen.

3.2 Wärmelastgang der Berliner Fernwärmeversorgung

Basierend auf der Bedarfsprognose für das Jahr 2035 wird ein synthetischer Lastgang für die Berliner Fernwärmeversorgung erstellt. Dieser Lastgang dient als Grundlage zur zeitlich aufgelösten Bestimmung der Erzeugeranteile in dem Transformationsszenario (vgl. Kapitel 7). Die Betrachtung umfasst die gesamte Fernwärmeversorgung in Berlin (vgl. Abbildung 3-2), welche aus mehreren Wärmenetzen von verschiedenen Netzbetreibern besteht. Die Wärmenetze der Vattenfall Wärme Berlin AG sind dabei dominierend.

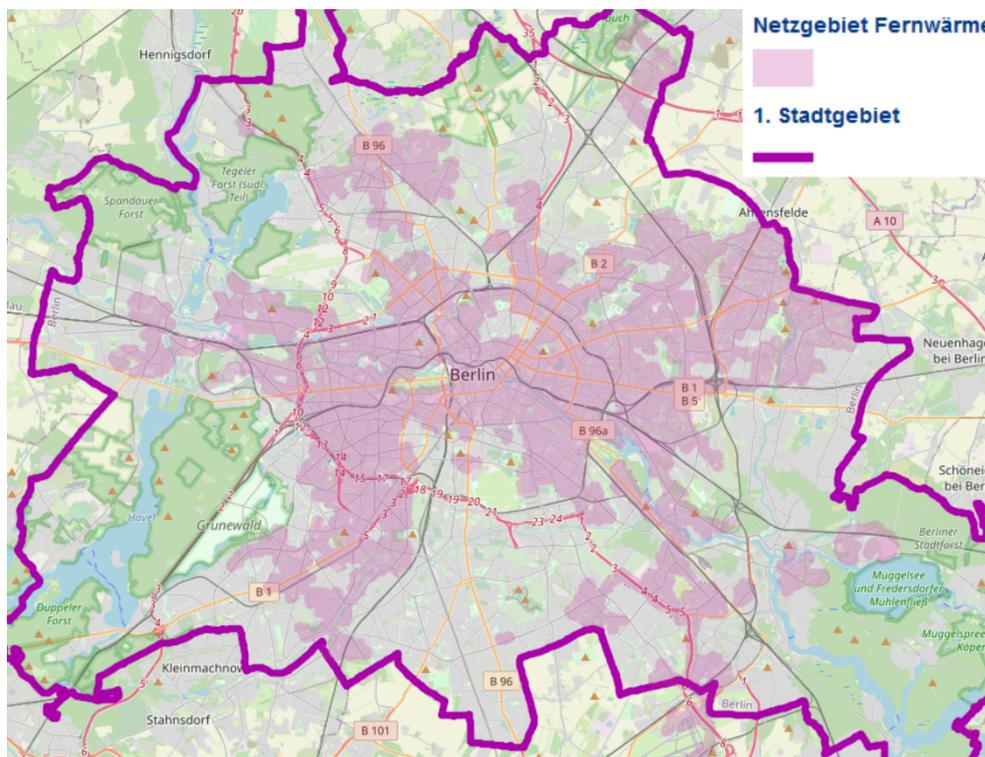


Abbildung 3-2: Fernwärme-Netzgebiet in Berlin (Energie-atlas Berlin 2021)

Für die Erstellung des Wärmelastgangs wird der prognostizierte Wärmebedarf über ein Jahr stundengenau aufgeteilt. Die Höhe des Raumwärmebedarfs zu einer gegebenen Stunde wird dabei in Abhängigkeit der Außentemperatur festgelegt. In Anlehnung an die VDI 3807 wird der

Raumwärmebedarf proportional zur Gradstundenzahl bei einer Raumtemperatur von 20 °C verteilt (VDI 3807 1). Tage mit einer Tagesmitteltemperatur über 15 °C werden dabei außerhalb der Heizperiode eingeordnet und für die Verteilung des Raumwärmebedarfs folglich nicht berücksichtigt. Der Verlauf der Außentemperatur entstammt einem für Berlin repräsentativen Wetterdatensatz (Testreferenzjahr) des Deutschen Wetterdiensts. Dieser Wetterdatensatz entspricht einem durchschnittlichen Jahresverlauf des Wetters basierend auf Mess- und Beobachtungsdaten zwischen 1995 und 2012. In Anbetracht der globalen Temperatursteigerung handelt es sich somit um eine konservative Darstellung der Wetterverhältnisse und der resultierenden Wärmebedarfe.

Gegenüber dem variablen Raumwärmebedarf wird die Wärmelast für Trinkwarmwasser und Prozesswärme vereinfachend über das Jahr gleichverteilt, sodass auch außerhalb der Heizperiode eine konstante Grundlast besteht. Die Schwankungen des Warmwasserbedarfs im Tagesverlauf werden aufgrund der Größe des Wärmenetzes und der einhergehend hohen Gleichzeitigkeit und Trägheit des Systems vernachlässigt. Zusätzlich berücksichtigt der Lastgang die Wärmeverluste der Rohrleitungen im Wärmenetz, welche gleichmäßig über das Jahr verteilt werden. In den vergangenen Jahren beliefen sich die Verluste der Berliner Wärmenetze zwischen 9% und 11% (Amt für Statistik BB 2020). Trotz einer Reduzierung der Netztemperatur werden die Wärmeverluste in dem hier untersuchten Transformationskonzept aufgrund des Zubaus von Trassen zur Erschließung regenerativer Wärmequellen im Berliner Umland geringfügig zunehmen. Folglich werden die Verluste mit einem leicht gestiegenen Anteil von 12% der insgesamt in das Netz eingespeisten Wärme angenommen.

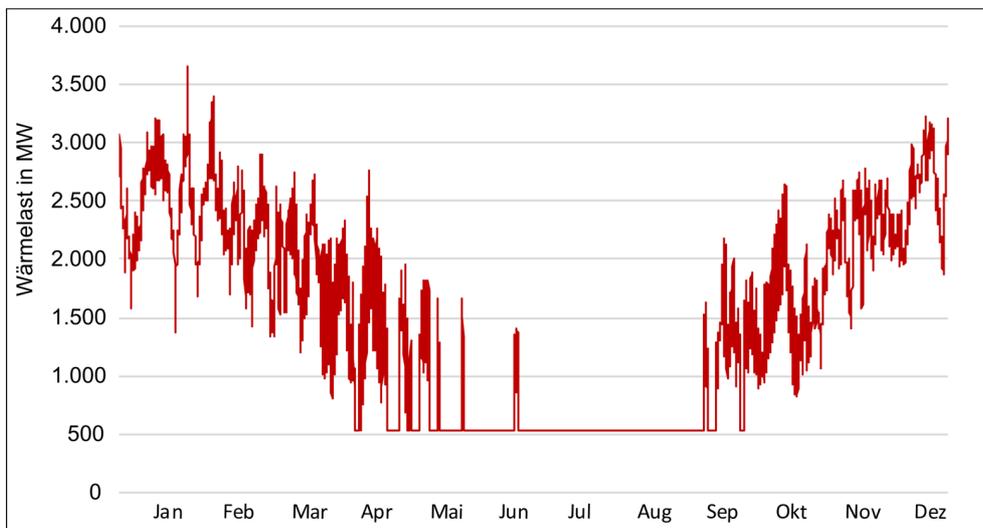


Abbildung 3-3: Synthetischer Wärmelastgang für die Berliner Fernwärmeversorgung in 2035

Der in Abbildung 3-3 dargestellte, resultierende Wärmelastgang entspricht dem charakteristischen Verlauf des Wärmebedarfs von Fernwärmenetzen. Insbesondere die für die Dimensionierung der Erzeugeranlagen relevante maximale Spitzenlast von über 3.650 MW ist als plausibel einzustufen. Eine weitere Validierung der hier ermittelten Wärmelast mit historischen Daten ist im Hinblick auf den Detaillierungsgrad der in dieser Studie avisierten Potenzialermittlung nicht erforderlich.

4 Szenarienvergleich der Fernwärmeversorgung 2035

Für die Einordnung des Umfangs und der Potenziale des in dieser Studie dargestellten Transformationskonzepts (vgl. Kapitel 7) wird dieses mit dem unten beschriebenen Referenzszenario verglichen, welches eine weniger ambitionierte Entwicklung der Berliner Fernwärmeerzeugung beschreibt. Beide Szenarien beziehen sich dabei auf die Wärmeerzeugung für die Berliner Fernwärmeversorgung im Jahr 2035. In Tabelle 4-1 werden die relevanten Unterscheidungskriterien der Szenarien gegenübergestellt.

	Transformationsszenario	Referenzszenario
Energieträgermix	64,9% Umwelt- und Abwärme inkl. ST und GT 26,0% Strom (WP und P2H) 3,4% Restmüll und Altholz 5,7% Wasserstoff	1,8% Umwelt- und Abwärme 4,2% Strom (WP und P2H) 18,0% Restmüll und Altholz 8,0% Wasserstoff 66,0% Erdgas
Kapazität der Wärmespeicher	200.000 MWh Kapazität für Flexibilisierung und saisonale Speicherung 700.000 MWh saisonale Speicherkapazität für Solarthermie	Kein Zubau saisonaler Speicherkapazitäten
CO ₂ -Emissionen	0,586 Mio. Tonnen pro Jahr (hauptsächlich verursacht durch nicht-erneuerbaren Anteil des eingesetzten Stroms)	2,238 Mio. Tonnen pro Jahr (hauptsächlich verursacht durch Erdgas)
Investitionskosten	4,24 Mrd. Euro Investitionen umfassen die vollständige Transformation der Fernwärmeversorgung, ohne Förderung	0,865 Mrd. Euro Investitionen umfassen Erzeugungsanlagen für die Substituierung der Kohle

Tabelle 4-1: Gegenüberstellung des Transformations- und Referenzszenarios für die Berliner Fernwärmeversorgung 2035 (ST: Solarthermie, GT: Geothermie, WP: Wärmepumpe, P2H: Power-to-Heat)

Der dargestellte Energieträgermix des Transformationsszenarios basiert auf der Potenzialanalyse regenerativer Wärmequellen in Berlin (vgl. Kapitel 5) und versteht sich als ein wesentliches Ergebnis dieser Studie. Im Gegensatz dazu repräsentiert das Referenzszenario eine Weiterführung bisheriger Transformations- und Klimaschutzmaßnahmen im Fernwärmesektor. Ausgehend von der aktuellen Fernwärmebilanz für Berlin (Amt für Statistik BB 2020) beschreibt das Referenzszenario in Anlehnung an die „Machbarkeitsstudie Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030“ (BET 2019) einen Ersatz der Kohle-Heizkraftwerke durch Gas-KWK, welche im Bezugsjahr 2035 jedoch noch zu einem großen Anteil auf fossilem Erdgas basiert und nur in geringem Maße synthetischen Wasserstoff einsetzt.

Für die Berechnung der erforderlichen Wärmemengen liegt beiden Szenarien gleichermaßen der in Kapitel 3 dargelegte Wärmebedarf und Wärmelastgang zugrunde. Neben dem Energieträgermix ist die für die Flexibilisierung und saisonale Wärmespeicherung zur Verfügung stehende Speicherkapazität ein weiteres technisches Unterscheidungsmerkmal der Szenarien. Aufgrund des geringen Anteils volatiler Wärmequellen ist der Bedarf an Wärmespeichern im Referenzszenario deutlich geringer. Die Investitionskosten und der Klimaschutzbeitrag des Transformationsszenarios werden in den Kapiteln 7 und 8 im Vergleich mit dem Referenzszenario eingeordnet und bewertet. Hinsichtlich der Differenz in den Investitionskosten ist auf die ungleiche Zielsetzung der Szenarien hinzuweisen. Da das Referenzszenario über die Kosten zur Substituierung der Kohle im Versorgungsgebiet West keine weiteren Dekarbonisierungsmaßnahmen berücksichtigt, fallen noch weitere Investitionen zur Erreichung der Klimaneutralität nach 2035 an. Darüber hinaus können die Investitionskosten des Transformationsszenarios durch Fördermaßnahmen signifikant reduziert werden (vgl. Kapitel 7.2).

5 Verfügbarkeit erneuerbarer Wärmequellen für die Berliner Fernwärme

Die Untersuchung und Bestimmung der Potenziale aus erneuerbaren Wärmequellen ist Hauptbestandteil dieser Studie. Hierzu werden Wärmequellen in Berlin und Umgebung identifiziert und ihr verfügbares Wärmepotenzial quantifiziert. Auf Basis der ermittelten Wärmepotenziale erfolgt eine Dimensionierung der jeweiligen Erzeugeranlagen. Das daraus resultierende Gesamtsystem der Wärmeerzeugung wird als Transformationsszenario für die klimaneutrale Fernwärmeversorgung in Berlin bis 2035 definiert und in den Kapiteln 7 und 8 analysiert und bewertet.

Die Mehrheit der betrachteten Wärmequellen beruht auf der umfassenden Nutzung von Umwelt- und Abwärme durch Wärmepumpen (WP). Das Transformationskonzept sieht vor, diese Wärmequellen durch große Anlagen zu erschließen und damit die zumeist auf fossilen Brennstoffen basierenden Heizkraftwerke zu ersetzen. Als Ergebnis der Potenzialanalyse werden die berücksichtigten Erzeugertechnologien mit ihrer jeweiligen Nennleistung in Kapitel 5.12 zusammenfassend dargestellt. In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die jeweiligen Technologien vorgestellt und die Dimensionierung der Anlagen erläutert und quantifiziert. Zunächst wird einleitend auf das grundsätzliche Prinzip der Nutzung von Niedertemperatur-Wärmequellen durch Wärmepumpen eingegangen.

Die Bestimmung der erneuerbaren Wärmepotenziale in Berlin erfolgt durch die Identifikation sowie die eventuelle Verortung der lokal verfügbaren, regenerativen Wärmequellen. Die benötigte Wärme kann hierbei aus der direkten Umwelt entnommen werden. Umweltwärme bezeichnet frei zur Verfügung stehende Wärme, welche direkt oder durch Wärmepumpen für die Wärmeversorgung genutzt werden kann. Als Wärmequellen können Gewässer, das Erdreich, die Luft und Sonne oder auch die Abwärme aus Abwasser, industriellen Prozessen und Rechenzentren genutzt werden. Da diese Wärmequellen meist geringe bis mittlere Quelltemperaturen zwischen 5 °C und 60 °C aufweisen, ist eine Anhebung der Wärme auf ein höheres Temperaturniveau notwendig, um diese für die Berliner Fernwärme nutzen zu können. Hochtemperatur-Wärmepumpen können den benötigten Temperaturhub zur Erschließung dieser Potenziale bereitstellen. Dies bedeutet, der Wärmequelle, wie zum Beispiel einem Fluss oder dem Erdreich, wird Wärme entnommen, welche mittels Verdichtung auf ein höheres Temperaturniveau gebracht und an das Fernwärmesystem abgegeben wird. Für diese Verdichterleistung muss der Wärmepumpe Energie, in der Regel Strom, zugeführt werden.

Da die Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung die frei zur Verfügung stehende Umweltwärme nutzt, ist der benötigte Stromanteil im Vergleich zu der bereitgestellten Wärme gering. Während die Wärmepumpe einen Teil Strom für den Betrieb benötigt, kann sie daraus ein Vielfaches an Wärmeenergie generieren. Es muss also vergleichsweise wenig erneuerbarer Strom verbraucht werden, um eine große Menge Wärme bereitzustellen. Eine Wärmepumpe gilt dabei dann als klimaneutral, wenn sie vollständig mit erneuerbarem Strom betrieben wird. Darüber hinaus können Wärmepumpen durch eine flexible Steuerung als Schnittstelle zwischen Strom- und Wärmesektor zur Entlastung der Stromnetze beitragen. Die Effizienz der Wärmepumpe, also das Verhältnis von bereitgestellter Wärme zu eingesetztem Strom, steigt je geringer der zu leistende Temperaturhub ist. Demnach sind Wärmequellen mit höherem Temperaturniveau grundsätzlich zu bevorzugen. Um den Temperaturhub zusätzlich zu verringern und die Effizienz

der Wärmepumpen zu steigern, wird die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes bis zum Zieljahr 2035 auf 90 °C abgesenkt.

5.1 Flusswasser-Wärmepumpen

Zur Versorgung der Verbraucher im Wärmenetz kann die Wärme von Flüssen genutzt werden. Hierbei wird das Flusswasser abgekühlt und somit Wärmeenergie entzogen. Diese Wärme wird mittels einer Hochtemperatur-Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht und kann somit in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Die Gewässertemperaturen unterliegen weniger großen Schwankungen im Vergleich zur Lufttemperatur und eignen sich daher als Wärmequellen. Das Flusswasser hat eine bessere Wärmespeicherkapazität als Luft und reagiert daher weniger stark auf kurzfristige Wetter- bzw. Temperaturveränderungen. Bei langfristig tiefen Umgebungstemperaturen kühlen jedoch auch die Flüsse aus. Die Klima- und Wetterabhängigkeit der Flusswassertemperatur wirkt demnach auch beschränkend auf die Nutzung der Potenziale, da bei sehr kalten Außentemperaturen der Heizbedarf wächst, die Flüsse aber weniger Wärme bereitstellen können. Daher eignen sich Gewässer vor allem in den Übergangsmonaten, im Herbst und im Frühjahr als Wärmequellen und weniger in extremen Wettersituationen. In den kalten Wintermonaten, im Januar und Februar, kann die Wassertemperatur zu niedrig sein, um Wärme ohne eine Unterschreitung des Gefrierpunkts sicher zu entnehmen. Die Wärmeentnahme erfolgt dabei entweder direkt aus dem Flusswasser oder hydraulisch getrennt über Wärmeübertrager, die zum Beispiel in Entnahmebauwerken installiert werden. Grundsätzlich kann den Flüssen nur so viel Wärme entzogen werden, dass sich dies nicht nachteilig auf das Ökosystem auswirkt.

Da Berlin flächendeckend von Flüssen und Kanälen durchzogen ist, kann die Wärme an vielen zentralen Punkten in das Wärmenetz eingebunden werden. Untersucht wurden die Wärmepotenziale der Havel, der Spree, der Müggelspree, des Teltowkanals, des Landwehrkanals und der Panke. Als Grundlage für die Berechnung des Flusswasser-Wärmepotenzials dienen die gewässerkundlichen Messdaten des Wasserportals von Berlin (Land Berlin 2021). Der Verlauf der Wassertemperaturen ist in Abbildung 5-1 und der Volumenströme in Abbildung 5-2 dargestellt.

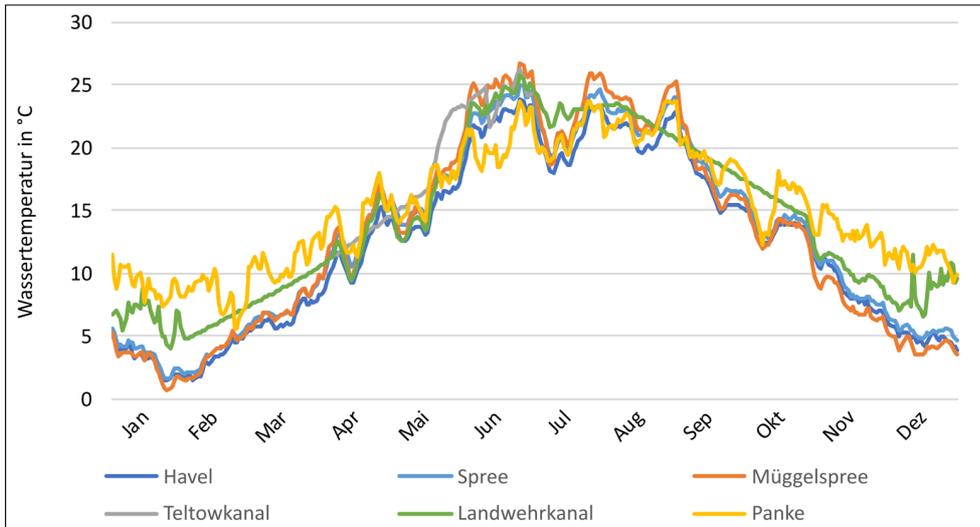


Abbildung 5-1: Zeitlicher Verlauf der Wassertemperaturen ausgewählter Berliner Fließgewässer im Jahr 2019 (Messstellen Stadt Berlin 2019)

Anhand der Messdaten wird das täglich verfügbare Wärmepotenzial für die einzelnen Flüsse und Kanäle ermittelt. Für die thermische Nutzung werden dabei nur 25% des Durchflusses berücksichtigt, da die Aufrechterhaltung des Ökosystems und die menschliche Nutzung, beispielsweise durch Schifffahrt, nur eine anteilige Erschließung der Fließgewässer durch Wärmepumpen erlauben. Weiterhin wird das Flusswasser am Verdampfer der Wärmepumpe maximal um 2 Kelvin abgekühlt, sodass sich die Temperatur des gesamten Fließgewässers höchstens um 0,5 Kelvin absenken kann. Zur Berücksichtigung der Frostschutzgrenze erfolgt der Betrieb nur bei Quelltemperaturen über 5 °C.

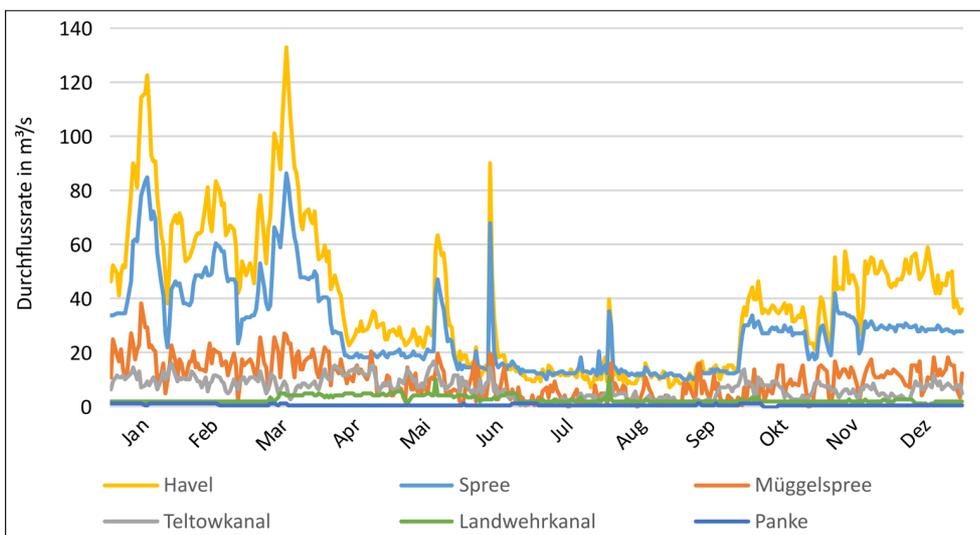


Abbildung 5-2: Zeitlicher Verlauf der Volumenströme verschiedener Fließgewässer (Messstellen Stadt Berlin)

Die verschiedenen Flüsse und Kanäle in Berlin können dabei durch mehrere Groß-Wärmepumpen in einem modularisierten Betrieb flexibel als Wärmequelle genutzt werden. In Abhängigkeit der Durchflussraten und Wassertemperaturen und unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen ergeben sich individuelle Zeitreihen für die fluktuierenden Wärmepotenziale der einzelnen Gewässer. Anhand der Quelltemperaturen und der verfügbaren Wärmepotenziale werden folglich die Effizienz, die thermische Leistung und der Strombedarf der Wärmepumpen ermittelt.

Fließgewässer	Leistung (thermisch)	Jahreswärmeertrag	Jahresstrombedarf
Havel	200 MW	673.618 MWh	292.629 MWh
Spree	200 MW	568.620 MWh	244.238 MWh
Müggelspree	50 MW	163.605 MWh	69.908 MWh
Teltowkanal	50 MW	169.601 MWh	72.618 MWh
Landwehrkanal	20 MW	74.065 MWh	30.844 MWh
Panke	5 MW	19.704 MWh	8.165 MWh
Gesamt	525 MW	1.669.213 MWh	718.402 MWh

Tabelle 5-1: Übersicht über Leistung, Wärmeertrag und Strombedarf der einzelnen Wärmepumpen

Die Dimensionierung der Leistungsklasse der Flusswasser-Wärmepumpen erfolgt für jedes Fließgewässer einzeln und reicht von jeweils 200 MW bei Havel und Spree bis 5 MW für die Panke, wie die Übersicht in Tabelle 5-1 zeigt. Insgesamt ergibt sich eine maximal nutzbare Wärmeleistung von 525 MW. Die zu einem Zeitpunkt tatsächlich nutzbare Wärmeleistung wird jedoch durch die Verfügbarkeit der Flusswärme begrenzt. Anhand der Temperatur- und Durchflussdaten wird im Rahmen der Lastgangdeckung die verfügbare Wärme und der zur Hebung des Wärmepotenzials notwendige Strom stundengenau ermittelt. In Abbildung 7-1 wird das resultierende Leistungsprofil der Flusswasser-Wärmepumpen dargestellt.

5.2 Solarthermie

Die Sonne ist der Energielieferant der Erde und ihre Strahlungsenergie kann direkt als Wärmequelle verwendet werden. Im Gegensatz zur Photovoltaik-Technik wird bei der Solarthermie die Sonnenenergie nicht in Strom, sondern in Wärme umgewandelt und nutzbar gemacht. Innerhalb der Kollektoren zirkuliert eine Flüssigkeit, welche durch die Sonneneinstrahlung erwärmt wird. Die Wärme wird mittels eines Wärmeübertragers an einen Speicher abgegeben oder direkt genutzt. Die so abgekühlte Flüssigkeit wird anschließend in den Kollektoren wieder erwärmt.

Im Sommer ist durch die erhöhte Sonneneinstrahlung auch der Wärmeertrag der Solarthermie am größten, während die meiste Wärme zur Beheizung der Gebäude im Winter benötigt wird. Die Wärmeproduktion ist also azyklisch zum Wärmebedarf. Aus diesem Grund sind große Wärmespeicher notwendig, durch welche die Wärmemengen aus dem Sommer auch im Winter genutzt werden können. Speicher, welche so groß sind, dass sie die gespeicherte Wärme aus dem Sommer im Winter nutzbar machen, werden saisonale Speicher genannt. Der Vorteil dieser Technologie ist, dass die Sonnenenergie mit einem hohen Wirkungsgrad in Wärme umgewandelt werden kann. Verluste entstehen hingegen bei der Speicherung der Wärme. In Dänemark wird diese Technologie bereits vielerorts in großem Maßstab kosteneffizient angewendet. In Silkeborg ist beispielsweise seit 2016 eine 156.694 m² große Solarthermie-Anlage in Betrieb, welche jährlich 88.000 MWh Wärme in das lokale Fernwärmenetz einspeist (Georgiev 2019).

Insbesondere in Deutschland steht die Freiflächennutzung durch Solarthermie aufgrund der hohen Bevölkerungs- und Bebauungsdichte in starker Konkurrenz zu anderen Flächennutzungen wie Wohnbebauung oder Landwirtschaft. Durch ausgewählte Standorte können Flächennutzungskonflikte abgeschwächt werden. In Trustrup-Lyngby, Dänemark wird die Fläche eines alten Fabrikgeländes und in Graz, Österreich einer alten Mülldeponie für Solarthermie genutzt. Eine ehemalige Kiesgrube in Dronninglund, Dänemark wurde zu einem Erdbeckenwärmespeicher umgebaut (Harms 2020). Die Nutzung solcher Synergien wäre auch in Berlin möglich. Innerhalb der Flächenkonkurrenz für die Wärmebereitstellung hat Solarthermie, wie in Abbildung 5-3 zu sehen, eine deutlich höhere Flächeneffizienz als Energiepflanzen. Trotzdem trägt Biomasse aktuell einen größeren Anteil an der Bereitstellung von erneuerbarer Wärme bei. Ein Ansatz wäre demnach, Solarthermie-Anlagen auf Ackerflächen zu installieren, welche aktuell für Energiepflanzen genutzt werden (Sandrock et al. 2020; Deutsche Umwelthilfe 2020). Ferner wären, wie auch bei der Photovoltaik, die kombinierte Nutzung von Agrarflächen durch Landwirtschaft und Solarthermie anhand aufgeständerter Anlagen denkbar. Forschungen haben ergeben, dass eine solche kombinierte Nutzung mit Photovoltaik zwar die Einzelerträge der Nutzungen mindert, in der Summe kann dies aber zu einer Landnutzungseffizienz von 186%, statt im normalen Idealbetrieb, 100% führen (Fraunhofer ISE 2019a). Ob die Umsetzung einer solchen Agri-Solarthermie auch in Hinblick auf die Statik der Anlagen möglich ist, muss zunächst untersucht und demonstriert werden.

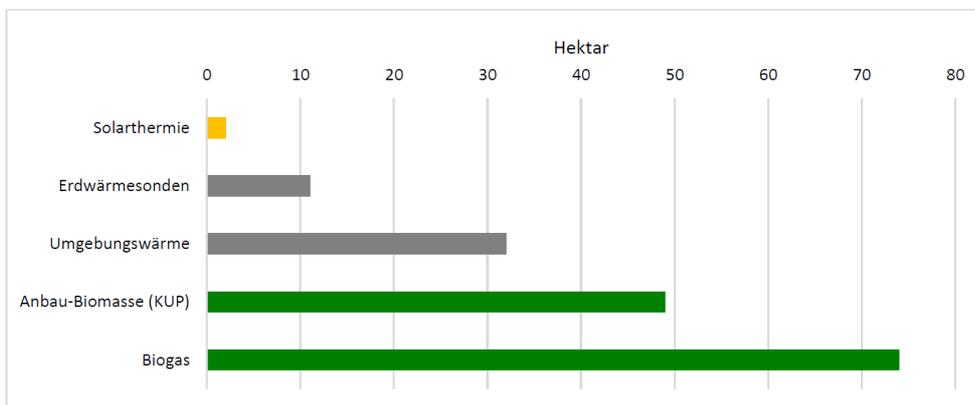


Abbildung 5-3: Flächenbedarf verschiedener Wärmequellen für die Erzeugung von einer GWh (Sandrock et al. 2020)

In dieser Studie werden ausschließlich große Freiflächen-Anlagen am Rand oder im Umland von Berlin betrachtet. Es sind in Berlin auch Dachflächenpotenziale vorhanden, diese werden aber wegen der Notwendigkeit von großen saisonalen Speichern in unmittelbarer Umgebung, der Flächenkonkurrenz zu Photovoltaik, umsetzungshemmenden Eigentumsverhältnissen und der Statik von Bestandsgebäuden an dieser Stelle nicht betrachtet. Die Nutzung der Berliner Dachflächen für Photovoltaik wird in dem Masterplan Solarcity avisiert (Fraunhofer ISE 2019b). Da sich das Fernwärmenetz nur über den städtischen Bereich erstreckt, müssen Freiflächen-Anlagen im Umland durch neue Trassen erschlossen werden. Um dies energetisch und ökonomisch effizient zu gestalten, wird die Idee von „Energieparks“ wie in Hamburg verfolgt (Warmuth 2020; Clausen et al. 2021). Hier werden verschiedene Wärmequellen, welche sich entfernt vom Wärmenetz befinden, synergetisch erschlossen und vernetzt, um die Investitionen in Anschlussleitungen zu minimieren. Auch in Berlin würde sich ein solches Konzept anbieten. Auf diese Weise können verschiedene Wärmequellen im Berliner Umland, wie beispielsweise industrieller Abwärme oder Geothermie, mit Solarthermie-Flächen als Energiepark zusammengefasst werden. Vor diesem Hintergrund zeigt Abbildung 5-4 exemplarische Standorte für Energieparks,

zum Beispiel in Verbindung mit den industriellen Abwärmequellen der Elektrostahlwerke Hennigsdorf oder des Zementwerks Rüdersdorf.

Verfügbarkeit erneuerbarer
Wärmequellen für die Berliner
Fernwärme

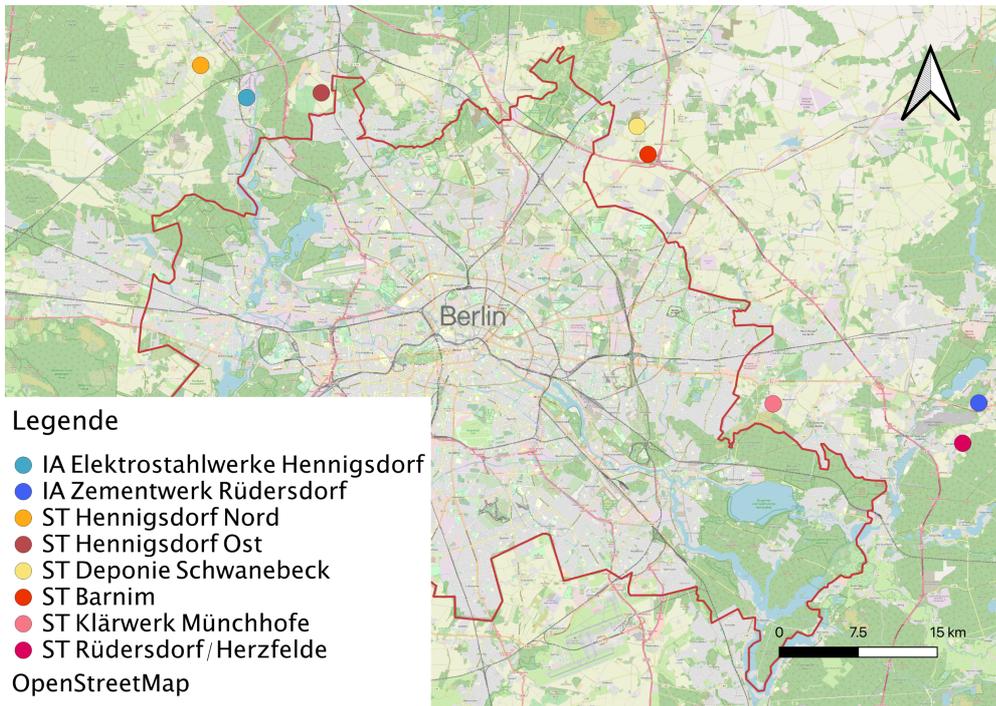
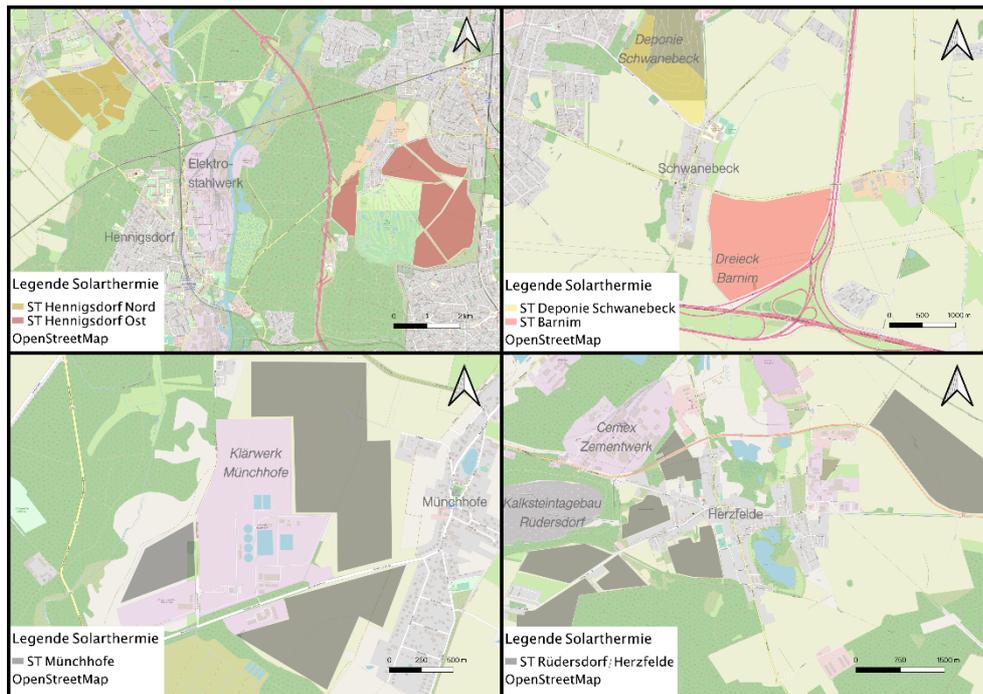


Abbildung 5-4: Übersicht über potenzielle Energieparks und Standorte für Solarthermie-Freiflächenanlagen im Berliner Umland (IA: industrielle Abwärme; ST: Solarthermie) (Open Street Maps Deutschland 2021a)

Die Prüfung expliziter Flächen hinsichtlich ihrer Eignung für die solarthermische Nutzung ist nicht Gegenstand dieser Studie. Daher wurden exemplarische Flächen, die in einem vorteilhaften räumlichen Zusammenhang stehen, identifiziert und kartographisch vermessen (vgl. Abbildung 5-5). So wurde beispielsweise eine Fläche in der Umgebung einer Kläranlage ausgewählt, da diese für Wohnbebauung unattraktiv ist. Ebenso sind Flächen in der Nähe von Autobahnkreuzen wenig attraktiv, sowohl für Wohnbebauung als auch für die landwirtschaftliche Nutzung (Bacior 2017). Die weiteren ausgewählten Flächen stehen im Zusammenhang mit industriellen Abwärmequellen. Insgesamt wird somit eine Fläche von 11,55 km² für die Nutzung mit Solarthermie erfasst. Zur Berücksichtigung von Verkehrsflächen und von bautechnisch nicht geeigneten Stellen, wird die solarthermische Nutzfläche für die weitere Analyse auf 10 km² abgerundet. Ein wichtiges Kriterium für die Dimensionierung der Solarthermie-Fläche ist dabei die Sicherstellung eines signifikanten Deckungsbeitrags an der Wärmelast vor dem Hintergrund der begrenzten Verfügbarkeit weiterer regenerativer Wärmepotenziale. Die festgelegte Fläche von 10 km² hat sich im Rahmen der gesamtsystemischen Betrachtung (vgl. Kapitel 7.1) als geeignet erwiesen.



**Abbildung 5-5: Exemplarische
Flächen für Solarthermie-Frei-
flächenanlagen
(Open Street Maps Deutsch-
land 2021b)**

Im Rahmen des Transformationskonzepts erfolgt die Nutzung der Solarthermie über saisonale Wärmespeicher, die über Groß-Wärmepumpen an das Fernwärmenetz angeschlossen sind. Dabei wird die Wärme in den Solarthermie-Kollektoren bei einem Temperaturniveau von 70 °C an die Langzeitspeicher abgegeben und dann durch die Wärmepumpen auf das Temperaturniveau der Fernwärme angehoben und eingespeist. Bei der in dieser Studie angenommenen Fernwärme-Temperatur von 90 °C (vgl. Kapitel 7.2) würde eine direkte Einspeisung der Wärme zu einem ineffizienten Betrieb der Solarthermie-Anlagen führen, da hohe Temperaturen seltener erreicht werden können und die Verluste in Kollektoren und Speichern mit höherem Temperaturniveau steigen. Durch hohe Dämmstandards und große Rohrdurchmesser erfährt die Wärme auch bei einem Transport aus dem Berliner Umland über mehrere Kilometer lange Anschlussstrassen keine signifikanten Temperaturabsenkungen.

In Abhängigkeit der Nutzfläche werden im Rahmen einer dynamischen Berechnung die solarthermischen Erträge sowie die am Speicher ein- und ausgehenden Wärmeströme ermittelt. Zur Bestimmung des solarthermischen Potenzials werden die nutzbaren Wärmeerträge der Kollektoren anhand von Wetterdaten (Strahlungsintensität und Außentemperatur) stundengenau über ein Jahr berechnet. Diese Wärmeerträge gehen dann in die Wärmespeicher ein, sofern diese noch über offene Kapazitäten verfügen. Am Speicher wird für jeden Zeitschritt eine Wärmebilanz ermittelt, welche die eingehende solarthermische Wärme, die an das Wärmenetz abgegebene Wärme, die Wärmeverluste der Speicher und die maximale Speicherkapazität einbezieht.

Bei einem Neigungswinkel von 30 °C und unter Berücksichtigung der notwendigen Fläche für Wärmespeicher wird für die vorgegebene Freifläche von 10 km² eine Kollektorfläche von rund 6 km² identifiziert. Um die solarthermischen Erträge effizient und über das ganze Jahr nutzen zu können, wird die Speicherung mit einem Speichervolumen von 12 Mio. m³ und einer Speicherkapazität von knapp 700 GWh bei einer angenommenen Temperaturspreizung von 50 Kelvin parametrisiert. Die Wärmespeicherung erfolgt mittels Erdbecken-Wärmespeicher, die über vergleichsweise niedrige spezifische Kosten verfügen und zudem sowohl saisonale als auch

kurzzeitige Leistungsschwankungen ausgleichen können (vgl. Kapitel 5.10). Für eine über das Jahr konstante Einspeisung der solarthermischen Wärme in das Fernwärmesystem werden die Wärmepumpen mit einer thermischen Leistung von 350 MW ausgelegt. Aufgrund der hohen Quelltemperatur können diese sehr effizient bei einer Jahresarbeitszahl von über 4,0 betrieben werden.

5.3 Tiefe Geothermie

Die in der Erdkruste verfügbare Wärme kann als geothermische Wärmequelle zum Heizen genutzt werden. Da die Temperaturen der Erdschichten mit zunehmender Tiefe um ca. 3 Kelvin pro 100 Meter ansteigen, wird in oberflächennahe und tiefe Geothermie unterschieden. Oberflächennahe Geothermie beschreibt die Nutzung der Erdwärme in bis zu 400 Meter Tiefe während tiefe Geothermie bis zu fünf Kilometer in die Erdschichten eindringen kann (UBA 2015).

Bei der tiefen Geothermie gibt es zwei Arten wie die Wärme aus den Tiefen an die Oberfläche transportiert und nutzbar gemacht werden kann. Zum einen kann diese konvektiv über fließendes Wasser (zum Beispiel Grundwasser) und Gase erschlossen werden oder aber konduktiv mittels Wärmeleitung durch das Gestein (Bauer et al. 2014). In Deutschland findet vor allem die hydrothermale Geothermie Anwendung. Hierbei wird heißes Thermalwasser aus tiefliegenden Gesteinsschichten an die Oberfläche befördert, um die darin enthaltene Wärmeenergie nutzbar zu machen. Das abgekühlte Wasser wird anschließend wieder in das Erdreich injiziert. Die geothermischen Potenziale sind dabei stark standortabhängig. Aufgrund der günstigen Bedingungen rund um München gibt es dort beispielsweise bereits mehrere Städte, welche einen Großteil ihres Wärmebedarfs durch die Wärme aus Geothermie-Anlagen decken können. Ein Beispiel ist hier die Messestadt Riem, wo seit 2004 eine solche Anlage in Betrieb ist und mit 93 °C heißem Wasser aus 3000 Meter Tiefe 88% des Wärmebedarfes des Stadtteils deckt (Landeshauptstadt München 2004).

Der Vorteil von Geothermie als Wärmequelle ist eine vergleichsweise hohe Quelltemperatur, welche stetig, das heißt ohne Speicher und unabhängig von klimatischen und Wetterbedingungen, zur Verfügung steht. Aussagen über regionale geologische Potenziale können im Vorfeld allerdings nur indirekt aus geophysikalischen Daten erschlossen werden und gehen daher mit hohen Unsicherheiten einher. Die konkrete Eignung eines Standorts kann ausschließlich über bohrtechnische Aufschlüsse sichergestellt werden. Daher besteht stets ein gewisses Fündigkeitsrisiko, welches sich als Hemmnis auf die Finanzierung von Projekten auswirken kann. Eine Risikoverteilung zwischen Anbietern der Technologie, Versicherungen und Finanzpartnern kann diesem entgegenwirken (Bauer et al. 2018).

Unter Berlin befinden sich salzwasserführende Schichten, deren Wärme durch Tiefenbohrung genutzt werden kann. Auch hier steigen die zur Verfügung stehenden Temperaturen mit zunehmender Tiefe an. In einer Tiefe von 2 Kilometer können somit Wärmepotenziale mit einer voraussichtlichen Quelltemperatur von etwa 60 °C erschlossen werden. Da dieses Temperaturniveau für eine direkte Einspeisung in das Wärmenetz nicht ausreicht, ist eine Veredelung der Wärme durch Hochtemperatur-Wärmepumpen notwendig. Aufgrund der hohen Quelltemperatur erreichen diese hohe Jahresarbeitszahlen von rund 5,2.

Zur Abschätzung des für Berlin vorhandenen tiefen-geothermischen Wärmepotenzials wird die durchschnittliche terrestrische Wärmestromdichte für Berlin mit 0,07 W/m² zugrunde gelegt.

Dies ist die Wärme, welche die Erdoberfläche aus dem Untergrund erreicht und genutzt werden kann. Bezogen auf die Fläche der Stadt Berlin sowie ihrer Umgebung im Bereich von 15 bis 20 km zur Stadtgrenze ergibt sich somit ein geothermisches Potenzial von ca. 2 TWh, die jährlich genutzt werden können. Im Transformationsszenario wird für den genannten Raum in und um Berlin die geothermische Nutzung durch eine Vielzahl von Anlagen mit jeweils mehreren, in verschiedene Richtungen abgelenkten Dubletten angenommen. Über eine Dublette lassen sich dabei etwa 3 bis 10 MW thermischer Leistung entnehmen (GFZ 2021). Die Anlagen im Transformationsszenario werden so dimensioniert, dass sie unter Berücksichtigung eines Betriebsstopps außerhalb der Heizperiode das genannte geothermische Potenzial ausschöpfen können. Bei dieser Betrachtung ergibt sich eine Gesamtleistung der nachgeschalteten, in das Wärmenetz einspeisenden Wärmepumpen von 450 MW.

5.4 Abwasser-Wärmepumpen

Das Abwasser in der Berliner Kanalisation bietet mit Temperaturniveaus zwischen 13 °C und 20 °C ein signifikantes Wärmepotenzial. Die Abwasser-Restwärme kann somit auch über die Wintermonate als Wärmequelle genutzt werden und ist zudem flächendeckend in der Stadt vorhanden. Mittels Wärmepumpen kann dem durch Dusch-, Bade- und Spülwasser erwärmten Abwasser Wärmeenergie entzogen werden, wodurch sich dieses um wenige Kelvin abkühlt. Die Hochtemperatur-Wärmepumpen heben die Abwasser-Wärme dann auf eine für die Fernwärme geeignete Nutztemperatur an. Die Wärmeentnahme aus dem Abwasser ist dabei nicht uneingeschränkt, da das Abwasser am Eintritt zur Kläranlage eine Temperatur von 8 °C nicht unterschreiten darf, damit die Faulungsprozesse in den Kläranlagen weiterhin effizient ablaufen können.

Durch die Berliner Wasserbetriebe wurden bereits mehrere Projekte zur Nutzung der Abwasser-Wärme umgesetzt, wie das Schwimmbad Sachsendamm, IKEA Lichtenberg, der Neubau Fürstenberg-Kiez und der Hellweg Baumarkt Yorkstraße (BWB 2012). Um diese Technologie stadtwweit zu etablieren, haben die Berliner Wasserbetriebe einen Abwasserwärmeatlas entwickelt. Nach Informationen der Berliner Stadtwerke ergibt sich hieraus ein Gesamtpotenzial von 250 bis 300 MW, welches über knapp 600 km Rohrlänge nutzbar gemacht werden kann.

Im Rahmen dieses Transformationskonzepts wird eine Nutzung von Abwasser-Abwärme durch Groß-Wärmepumpen mit mehreren Megawatt Leistung angenommen. Die Wärmepumpen können die Restwärme des Abwassers entweder an Knotenpunkten des Abwassernetzes oder direkt an den Klärwerken beziehen. Für die Berechnung des Wärmepotenzials wird eine Abkühlung des Abwassers um 4 Kelvin sowie eine Jahresdurchschnittstemperatur von 15 °C zugrunde gelegt (Fritz und Pehnt 2018). Bei einem Abwasser-Volumen von 624.000 m³, das täglich in den Klärwerken ankommt (Berliner Wasserbetriebe), ergibt sich folglich ein Wärmepotenzial von rund 1 TWh. Mit einer Arbeitszahl von 2,4 kann die Abwasserwärme bei einer thermischen Gesamtleistung der Wärmepumpen von 200 MW über das ganze Jahr voll ausgeschöpft werden.

5.5 Abwärme aus Rechenzentren

Im Jahr 2018 verbrauchten die Rechenzentren in Deutschland insgesamt 14 TWh an elektrischer Energie. Dies entspricht 2,7% des gesamten Stromverbrauches in Deutschland (Borderstep Institut 2019). Der hohe Stromverbrauch der Rechenzentren resultiert aus dem Strombedarf der Server, Speicher und Netzwerke sowie weiterer für den Betrieb notwendiger Infrastruktur, wie zum Beispiel Kühlung, unterbrechungsfreie Stromversorgung, Brandschutzeinrichtung oder Beleuchtung. Die Informations- und Kommunikationstechnik setzt im Betrieb den Strom zu Wärme um, welche über ein Kühlsystem abgetragen wird und als Abwärme in ein Wärmenetz eingespeist werden kann.

In Stockholm wurden bereits mehrere Rechenzentren an die Fernwärmenetze angebunden und tragen somit zur Wärmeversorgung der Stadt bei. Mit zwei hintereinander geschalteten Wärmepumpen wird hier beispielsweise durch das Rechenzentrum von der Firma Bahnhof eine Vorlauftemperatur von 68 °C bereitgestellt (Öppen Fjärrvärme).

Ein Vorteil der Abwärmenutzung von Rechenzentren ist, dass hier im Vergleich zu Umweltwärmepotenzialen auch im Winter mit 25 bis 30 °C vergleichsweise hohe Quelltemperaturen zur Verfügung stehen. Die Erschließung dieser Potenziale setzt die Offenheit der Betreiberfirmen für die technische Umsetzung und langfristige Lieferverträge voraus. Nicht zuletzt können für die Betreiber der Rechenzentren wirtschaftlichen Anreize fehlen, um in die technische Umrüstung und Planungen zu investieren (Gerhardt 2021). Wird eine Wärmeabnahme des Fernwärmenetzes hingegen bereits in Planungsphase berücksichtigt, ist dies für beide Seiten grundsätzlich wirtschaftlich vorteilhaft. Die Prüfung und Umsetzung eines Wärmenetzanschlusses für Rechenzentren kann durch regulatorische Maßnahmen festgeschrieben bzw. gefördert werden.

Ein Großteil der Rechenzentren, die in dieser Potenzialerhebung berücksichtigt werden, sind für den Standort Berlin geplant, existieren heute jedoch noch nicht. Dies stellt eine große Chance dar, die Einbindung der Abwärmenutzung und Einspeisung in das Fernwärmenetz in der Auslegung der Rechenzentren zu berücksichtigen.

Perspektivisch nimmt der Energiebedarf von Rechenzentren in Berlin aufgrund des angekündigten Zubaus großer neuer Kapazitäten deutlich zu. So wird allein bis 2024 für Berlin eine Rechenzentrumsleistung von 199 MW prognostiziert (Rüdiger und Ostler 2021). Beispielsweise entstehen im Gewerbepark Mariendorf in Berlin sowie im Gewerbegebiet Brandenburg Park 10 km südlich von Berlin zwei neue Rechenzentren. Ebenso hat Google die Errichtung eines Rechenzentrums im Großraum Berlin angekündigt. Im Durchschnitt können dabei bis zu 68% der Abwärme aus Rechenzentren für die Fernwärme nutzbar gemacht werden (Huang et al. 2020). Folglich kann die Abwärme in großen Mengen durch Wärmepumpen in das Wärmenetz eingespeist werden. Unter Berücksichtigung einer Quelltemperatur von durchschnittlich 30 °C und einer resultierenden Jahresarbeitszahl von rund 3,0 wird die thermische Leistung der Abwärme aus Rechenzentren im Rahmen des Transformationskonzepts mit 200 MW beziffert.

5.6 Industrielle Abwärme

Innerhalb des Industriesektors gibt es ebenfalls Wärmepotenziale, welche nutzbar gemacht werden können. Zur Optimierung der Gesamtsystemeffizienz sollten aber zunächst alle Prozesse möglichst energieeffizient eingerichtet werden und vorhandene Abwärmepotenziale vor Ort integriert werden. Die überschüssige und unvermeidbare Abwärme kann ausgekoppelt und in ein Wärmenetz eingespeist werden. Besonders hoch sind diese Potenziale in Betrieben mit Hochtemperatur-Anwendungen ($> 400\text{ °C}$). Stahl-, Zement- und Aluminiumwerke oder ähnliche Industrien bieten sich demnach besonders an. Bereits seit 2016 versorgt das Zementwerk in Kirchdorf, Österreich, beispielsweise über 1000 Haushalte mit insgesamt 20 GWh Wärme pro Jahr (Pfützner 2016) und in Niedersachsen speist das Stahlwerk in Georgsmarienhütte 11 MW Heißwasser bei 95 °C in das Fernwärmesystem der Stadtwerke ein (Stadtwerke Georgsmarienhütte 2018).

Da die Prozessabläufe in der Industrie sehr individuell sind, muss einzeln geprüft werden, inwiefern Abwärmepotenziale vorliegen und wie diese technisch ausgekoppelt werden können. Unter Umständen liegen diese Potenziale nicht kontinuierlich vor, wie beispielsweise in der Stahlproduktion und es muss in kurzen Zeitintervallen eine große Menge Wärme abgenommen werden (Stadtwerke Georgsmarienhütte 2018).

In Berlin sind die industriellen Abwärmepotenziale im Vergleich zum städtischen Wärmebedarf gering. Während sich das aktuelle Fernwärmenetz und der Wärmebedarf vor allem über den innerstädtischen Bereich erstreckt, sind hohe Abwärmepotenziale von Industrien in Randgebieten zu erwarten. Orientiert an dem Zementwerk Rüdersdorf und dem Stahlwerk Hennigsdorf eignen sich solche Standorte auch für mögliche Energieparks, die weitere Erzeugeranlagen, wie zum Beispiel großen Solarthermie-Freiflächenanlagen, kombinieren, um Anschlussstrassen und Anlagentechnik effizient zu nutzen. Mögliche Energieparks werden in Abbildung 5-4 exemplarisch dargestellt.

Eine detaillierte Quantifizierung des Wärmepotenzials aus industrieller Abwärme ist nur durch eine umfassende Befragung und Untersuchung der Betriebe des Industrie- und GHD-Sektors möglich. Um eine abschätzende Aussage über das Abwärmepotenzial in Berlin zu tätigen, können gemäß einer Studie (Pehnt et al. 2010) 12% des industriellen Endenergieeinsatzes als verfügbare Abwärme angenommen werden. Bezogen auf die verarbeitende Industrie in Berlin ergibt sich so eine nutzbare Leistung von rund 30 MW. Die Abwärme des Zementwerks in Rüdersdorf und der Elektrostahlwerke in Hennigsdorf werden hingegen aufgrund der dort betriebenen Anlagentechnik und des erhöhten Abwärme-Aufkommens dieser Prozesse mit insgesamt 120 MW abgeschätzt.

Die genannten Abwärmequellen beziehen sich auf ein Temperaturniveau, das für die direkte Einspeisung in das Wärmenetz ausreichend ist. Zusätzlich zu der Hochtemperatur-Abwärme stehen im GHD-Sektor auch Niedertemperatur-Abwärmequellen, zum Beispiel durch Kühlungsprozesse, zur Verfügung, die hier aber aufgrund des voraussichtlich geringen Potenzials nicht berücksichtigt werden.

5.7 Restmüll und Altholz

Für den Umgang mit den großen Abfallmengen, die in einer dicht besiedelten Region wie Berlin anfallen, schreibt das Kreislaufwirtschaftsgesetz eine klare Hierarchie vor. Oberste Priorität hat demnach immer die Abfallvermeidung. Sollte dies nicht möglich sein, folgt die Vorbereitung zur Wiederverwendung, anschließend das Recycling und erst an vierter Stelle kommt die sonstige Verwertung, unter welche auch die thermische Verwertung der Müllverbrennungsanlagen fällt. Mit der verstärkten Einplanung der Müllverbrennung bei der Wärmeversorgung einer Stadt kann diese Abhängigkeit den oberen Zielen, wie beispielsweise der Abfallvermeidung, entgegenwirken.

Vor diesem Hintergrund wird bei der Ermittlung der Wärmepotenziale ein Rückgang der Wärmeerzeugung aus der thermischen Verwertung von Restmüll bis 2035 berücksichtigt. Im Sinne einer Zero-Waste-Strategie wird eine stetige Reduzierung des Restmülls durch Abfallvermeidung und verbesserte Mülltrennung angenommen, sodass 2035 pro Einwohner*in jährlich nur noch 50 kg Restmüll verwertet werden müssen. Unter Berücksichtigung des Bevölkerungswachstums in Berlin führt dies zu einer gesamten Restmüllmenge von 196.250 Tonnen pro Jahr. Darüber hinaus führt eine optimierte Mülltrennung zu einem höheren spezifischen Heizwert aufgrund des Wegfalls von zum Beispiel Gläsern, Metallen oder biogenen Bestandteilen. Zur Berechnung des resultierenden Heizwerts werden die einzelnen Heizwerte der verbleibenden Müllbestandteile, welche der Berliner Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz (ifeu 2019) entnommen werden können, herangezogen und anhand ihres massebezogenen Anteils zu einem gewichteten Mittel verrechnet. Somit kann sich der Heizwert des Restmülls durch eine optimierte Mülltrennung von aktuell rund 8,8 MJ/kg (ifeu 2019) auf 12,4 MJ/kg verbessern.

Das hier berücksichtigte Berliner Restmüll-Aufkommen im Jahr 2035 bietet folglich eine Wärmekapazität von 676 GWh pro Jahr. Unter der Annahme einer über das Jahr gleichbleibenden Müllverbrennung und eines thermischen Wirkungsgrads des Müllheizkraftwerks von 60% entspricht das einer verfügbaren thermische Leistung von rund 50 MW. Um möglichen Schwankungen im Anlagenbetrieb und im Restmüll-Aufkommen Rechnung zu tragen, wird die Anlage mit einer thermischen Leistung von 75 MW parametrisiert.

Neben dem Restmüll wird auch Altholz überwiegend in Heizkraftwerken energetisch verwertet. Gemäß Entsorgungsbilanz der Berliner Stadtreinigung (BSR 2021) wurden in 2020 etwa 56.500 Tonne Altholz auf den Recyclinghöfen abgegeben. Im Abfallwirtschaftskonzept der Stadt Berlin wird von einem Wiederverwendungspotenzial des Altholzes von 6% ausgegangen (SenUVK 2021), sodass für diese Potenzialanalyse ein reduziertes Altholz-Aufkommen in 2035 von 53.000 Tonnen zugrunde gelegt wird. Bei einem Heizwert von 14 MJ/kg (ifeu 2019) entspricht das einer im Altholz gespeicherten Wärme von 206 GWh pro Jahr. Die Bestimmung der für die Fernwärme verfügbaren thermischen Leistung der Altholz-Verwertung erfolgt, wie beim Restmüll, auf Basis einer konstanten Verteilung der über das Jahr anfallenden Brennstoffwärme. Unter Berücksichtigung einer Toleranz für schwankende Betriebszustände ergibt sich eine thermische Leistung von rund 25 MW. Die thermische Gesamtleistung der Restmüll- und Altholz-Verwertung wird somit auf 100 MW festgelegt.

5.8 Power-to-Heat

Power-to-Heat bezeichnet die Nutzung von Strom zur Wärmeversorgung. Da der Anteil der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien einen immer größeren Teil der Stromgestehung in Deutschland ausmacht, nimmt die Fluktuation der Stromeinspeisung zu. Die erneuerbaren Stromquellen richten ihre Einspeisung nicht nach dem Strombedarf der Verbraucher, sondern sind wetterabhängig. Dies führt dazu, dass zeitweise deutlich mehr Strom in die Netze eingespeist wird, als zur gleichen Zeit verbraucht wird. Power-to-Heat kann dazu beitragen, die Netze zu entlasten und die Abregelung der erneuerbaren Stromerzeuger zu vermeiden.

Für die Umwandlung von Strom in Wärmeenergie gibt es vielfältige technische Umsetzungsvarianten. Neben der effizienten Nutzung von elektrischer Energie durch Wärmepumpen bietet sich für die direkte Umwandlung von Strom zu Wärme in großen Erzeugungsanlagen die Technik eines Elektrodenheißwasserkessels an. Diese sind kostengünstig, flexibel regelbar und können eine große Wärmeleistung umsetzen, um diese in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Die Technik basiert auf dem Elektrolyseverfahren, bei dem eine elektrische Wechselspannung an das Wasser in den Kesseln angelegt wird. Das Wasser leitet einen Teil des Stroms und setzt einen größeren, als ohmscher Widerstand, in Wärme um (Krzikalla et al. 2013).

In Berlin am Standort Reuter West steht Europas größte Power-to-Heat-Anlage, betrieben und gebaut von der Firma Vattenfall. Die Energie, die durch diese Anlage abgenommen werden kann, entspricht 10% des gesamten Berliner Strombedarfs im Sommer. Die Anlage besteht aus drei mit 22.000 Liter Wasser gefüllten Elektrokesseln, welche bei 118 °C in das Wärmenetz einspeisen können. Der eingesetzte Strom kann in eine Wärmeleistung von 120 MW umgesetzt werden und auch an sehr kalten Wintertagen über 36.000 Haushalte versorgen (Preiß 2019).

Da Strom vor allem im Gegensatz zu Wärme eine sehr hochwertige Energieform ist, sollte sich der Einsatz von Power-to-Heat auf die Verwendung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien beschränken. Im Rahmen des Transformationskonzepts stehen diese elektrischen Überschussleistungen in Konkurrenz zu regenerativen, energieeffizienteren Wärmeerzeugern. Eine Flexibilisierung des Stromsektors kann dabei auch durch eine Vielzahl an Groß-Wärmepumpen in Verbindung mit umfassenden Speicherkapazitäten erfolgen.

Nichtsdestotrotz werden direkt elektrische Power-to-Heat-Anlagen im Transformationskonzept berücksichtigt. Hierzu werden in Abhängigkeit des Strahlungs- und Windaufkommens potenzielle Zeiten für Überschussstrom im Jahr 2035 ermittelt. Der in Deutschland jährlich zur Verfügung stehende Überschussstrom steht in starker Abhängigkeit zu der Entwicklung im Stromsektor und wird dabei für 2035 mit 20 TWh abgeschätzt (Plenz 2016). Um eine möglichst hohe Stromabnahme sicherstellen zu können, wird die Nennleistung der Power-to-Heat-Anlagen folglich auf 500 MW festgelegt. Der Einsatz von direkt elektrischen Power-to-Heat-Anlagen wird jedoch effizienteren Wärmeerzeugern, wie zum Beispiel Wärmepumpen, untergeordnet. Gegenüber der Wärmeerzeugung mit grünem Wasserstoff weist Power-to-Heat jedoch eine höhere Effizienz auf (vgl. Abbildung 5-6).

5.9 Erdsonden-Wärmepumpe (oberflächennahe Geothermie)

Die Nutzung der natürlichen Erdwärme über Erdsonden-Wärmepumpen zählt zu der oberflächennahen Geothermie. Dabei werden die Erdsonden über Bohrungen senkrecht in den Untergrund eingefügt. Die Erdwärmesonden sind Rohrleitungen in denen ein Fluid als Wärmeträger zirkuliert, welches die Untergrundwärme aufnimmt und an die Erdoberfläche transportiert. Oberirdisch wird die Quelltemperatur über eine Wärmepumpe auf eine für die Fernwärme nutzbare Temperatur angehoben. Das abgekühlte Fluid wird anschließend im Boden wieder erwärmt. Bei einer Erdwärmesonden-Anlage werden mehrere solcher Sonden mit einem Abstand von etwa fünf bis sechs Metern nebeneinander im Erdboden versenkt. Die Erdsondenbohrungen können nicht nur auf Grünflächen, sondern auch unterhalb von Gebäuden und Verkehrsflächen errichtet werden, sofern bauliche Vorrichtungen, wie zum Beispiel Schachtbauwerke, berücksichtigt werden.

Im Betrieb kann es wichtig sein, dem Boden nicht nur Wärme zu entnehmen, sondern auch wieder zuzuführen, um eine langfristige Auskühlung des Bodens zu vermeiden. Es empfiehlt sich daher, die im Winter während der Heizperiode abgeführte Wärme durch überschüssige Wärme im Sommer (beispielsweise aus Solarthermie oder Gebäudekühlung) wieder auszugleichen. Neben dem saisonalen Ausgleich der Bodentemperatur ist der Einfluss auf Grundwasserbeschaffenheit und Ökosystemfunktionen als gering einzustufen (Bauer et al. 2018).

Für die Anbindung der Anlagen an das Fernwärmenetz wird eine Gesamtleistung von 500 MW angenommen. Bei dieser Dimensionierung können die Anlagen maßgeblich zur Deckung der Mittellast in den Wintermonaten beitragen. Gleichzeitig kann die entnommene Wärme durch die hohen überschüssigen Wärmeerträge der großen Solarthermie-Parks außerhalb der Heizperiode wieder zurückgeführt werden.

Innerhalb des Transformationskonzepts werden die Erdsonden-Wärmepumpen somit weniger als klassische Wärmeerzeuger betrachtet, sondern übernehmen eher eine Ausgleichs- und Speicherfunktion. So können Erdsonden-Wärmepumpen die Wärme- und Speicherkapazität der oberflächennahen Geothermie in Berlin flächendeckend erschließen und zum saisonalen Ausgleich zwischen Wärmebedarf und –erzeugung genutzt werden.

5.10 Speicher

Der Wärmebedarf einer Stadt wie Berlin unterliegt im Tagesverlauf als auch im Jahresverlauf starken Schwankungen. So wird tagsüber in der Regel mehr Wärme benötigt als in der Nacht und der Wärmebedarf durch das Heizen im Winter ist deutlich höher als im Sommer. Um die Wärme bedarfsgerecht bereitstellen zu können und den Wärmeverbrauch von der Wärmeerzeugung zeitlich zu entkoppeln, sind Wärmespeicher notwendig. Hierbei wird grundsätzlich ein Medium mit hoher Speicherkapazität, wie beispielsweise Wasser, erwärmt und durch eine entsprechende Isolierung von der Umwelt abgetrennt. Die thermischen Verluste sowie der Platzbedarf der Speicher stellen dabei limitierende Faktoren dar. Wie groß der Platzbedarf und die Wärmeverluste über die Zeit sind, ist von der Bauart der Speicher abhängig.

Für die Speicherung von Wärme gibt es dabei verschiedene Technologien, die sich zum Beispiel im Speichermedium oder der Bauweise unterscheiden können. So kann Wärme unter anderem

in mit Wasser befüllten Behältern, durch wasserführende Schichten im Erdreich (Aquifere) oder durch Erdsonden im Untergrund gespeichert werden (vgl. Kapitel 5.9). Die Anlagen der tiefen Geothermie sind dabei bereits so ausgelegt, dass die wasserführenden Schichten bereits vollständig für die Wärmeerzeugung genutzt werden (vgl. Kapitel 5.3). In Fernwärmesystemen erfolgt die Wärmespeicherung konventionell über zylindrische, oberirdische Wassertanks. Da eine Verschiebung der Wärmelasten mittels Erdsonden bereits berücksichtigt wird und Aquifere bereits flächendeckend durch Geothermie-Anlagen erschlossen werden sollen, verbleibt eine oberirdische Wärmespeicherung in Form von Wasser als sinnvolle Option. Dies hat zum Vorteil, dass mit der hohen spezifischen Wärmekapazität von Wasser eine hohe Effizienz der Speicherung erzielt wird.

Um die fluktuierenden Leistungen der regenerativen Wärmeerzeugung auszugleichen und eine bedarfsgerechte Wärmebereitstellung in Berlin gewährleisten zu können, wird die erforderliche Speicherkapazität mit insgesamt 200.000 MWh festgelegt. Die Festlegung der Kapazität erfolgte qualitativ unter Berücksichtigung des Gesamtsystems und stellt einen Kompromiss zwischen der Nutzbarmachung erneuerbarer Wärmequellen und zusätzlichen Wärmeverlusten und Investitionskosten dar. Bei einer Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf von ca. 50 Kelvin bedingt die Speicherkapazität ein Wasservolumen von über 3,4 Mio. m³. Dieses Volumen kann aufgrund baulicher Restriktionen aller Voraussicht nach nicht alleine durch Speichertanks bereitgestellt werden. Daher werden im Rahmen des Transformationskonzepts die Errichtung großer Erdbecken-Wärmespeicher in einer Größenordnung von über 1 Mio. m³ vorgesehen. Ein solches Speicherkonzept wurde bereits für die Langzeitspeicherung von Solarthermie bei Graz geplant (Reiter et al. 2016).

Die hier beschriebenen Speicher verstehen sich zusätzlich zu den saisonalen Speichern der Solarthermie (vgl. Kapitel 5.2). und dienen der Flexibilisierung weiterer Erzeugeranlagen im Gesamtsystem. Aufgrund des hohen Flächenbedarfs dieser Speicher werden sie am Rand oder im Umland der Stadt verortet. Dabei sind insbesondere Standorte geeignet, an denen sowohl erneuerbare Wärmequellen für die Speicherung verfügbar sind als auch eine Übertragung hoher Wärmeleistungen an das Netz möglich ist. So können die Speicher zum Beispiel mit großen Erzeugeranlagen, wie z. B. Geothermie-Anlagen, einen Energiepark bilden. Die konkrete Dimensionierung und die Anzahl dieser Speicher hängt von den systemischen und räumlichen Randbedingungen ab, jedoch sind große Speicher aufgrund geringerer spezifischer Wärmeverluste effizienter.

Im Rahmen dieser Potenzialstudie dienen die Speicher neben der Flexibilisierung der volatilen Wärmeerzeuger auch zur Deckung der Spitzenlasten in der Heizperiode. In der Berechnung der Lastgang-Deckung werden die kontinuierlichen Speicher-Verluste mit 15% berücksichtigt.

5.11 Wasserstoff

Grüner Wasserstoff ist ein erneuerbares, nicht klimaschädliches Gas, welches effizient speicherbar und dadurch flexibel einsetzbar ist. Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom hergestellt. Bei der Elektrolyse wird eine elektrische Spannung an ein Wasserbad angelegt, wodurch das Wasser (H₂O) in seine Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) aufgespalten wird. Der so hergestellte Wasserstoff kann entweder direkt genutzt werden oder unter der Zugabe von CO₂ methanisiert werden. Die Umwandlung von Strom zu Gas wird

mit dem Überbegriff Power-to-Gas bezeichnet. Die Erzeugung von grünem Wasserstoff ist besonders in Zeiten von überschüssigem erneuerbarem Strom möglich. Durch die Verbrennung des Wasserstoffs kann der so gewonnene Energieträger bedarfsorientiert in Strom und / oder Wärme umgewandelt werden. Allerdings geht jeder Umwandelungsschritt mit energetischen Verlusten einher, sodass die Strom- bzw. Wärmemenge, die am Ende genutzt wird, deutlich geringer ist als der ursprünglich zur Herstellung des Wasserstoffes verwendete erneuerbare Strom (Gerhardt et al. 2020). Aufgrund dieser Umwandlungsverluste und der Effizienzvorteile von Wärmepumpen ist die umfassende Nutzung von Power-to-Gas im Wärmesektor nicht zu empfehlen. Wie in Abbildung 5-6 zu sehen, ist für die Wärmebereitstellung durch Power-to-Gas-Gasheizungen gegenüber einer Wärmepumpe ein Vielfaches an erneuerbarem Strom notwendig.

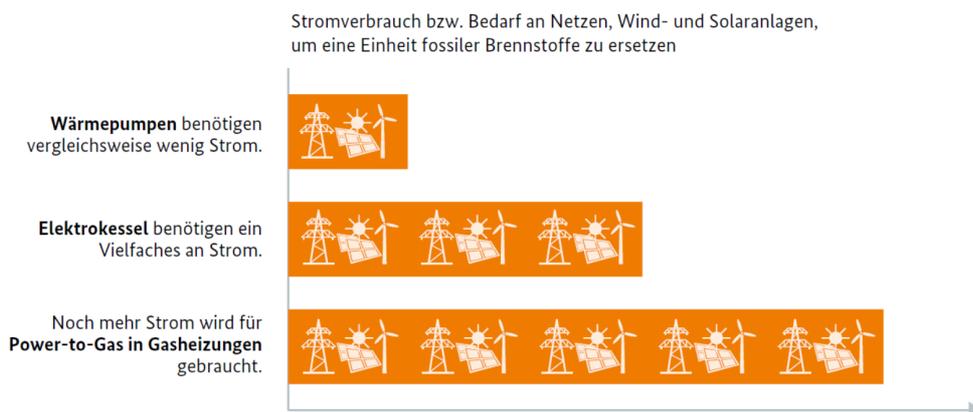


Abbildung 5-6: Vergleich des Strombedarfs verschiedener Technologien für die Erzeugung einer Einheit Wärme (BMWi 2017b)

Aus energetischer Sicht stehen dem Wärmesektor demnach attraktivere Alternativen als Wasserstoff zur Verfügung, welche aus gesamtsystemischer Sicht vorrangig genutzt werden sollten. Aus diesem Grund soll auch im Rahmen des Transformationskonzepts Wasserstoff möglichst selten und nur zur Deckung der Spitzenlasten zum Einsatz kommen. In diesem Bereich hat Wasserstoff aufgrund seiner Speicherbarkeit Vorteile gegenüber volatilen Erzeugertechnologien. In diesem Kontext wäre auch eine Spitzenlast-Deckung durch Power-to-Heat-Anlagen (Elektrokessel) denkbar, jedoch würden die hohen Leistungsanforderungen den Stromsektor stark belasten und zudem ist die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom zur Deckung von Spitzenlasten unwahrscheinlich. Aufgrund der günstigeren Wirkungsgrade und Investitionskosten wird dabei eine rein thermische Nutzung des Wasserstoffs in Heizwerken angenommen, wie es für die Spitzenlast-Deckung typisch ist.

Bei der Berechnung der Wärmelast-Deckung wird Wasserstoff somit erst genutzt, wenn alle weiteren Wärmepotenziale in vollem Umfang ausgeschöpft werden. Um die übrige Spitzenlast zu decken, ist eine thermische Netto-Leistung der Wasserstoff-Heizwerke in Höhe von 2.000 MW erforderlich. Die Auslegung der Nennleistung ergibt sich folglich aus der maximalen Wärmelast abzüglich der Gesamtleistung aller übrigen Erzeuger. Weiterhin setzt der Einsatz von Wasserstoff die ausreichende Verfügbarkeit sowie die Möglichkeit zur Speicherung des Wasserstoffs voraus.

5.12 Zusammenfassung der Potenziale

Die ermittelten und festgelegten Wärmepotenziale einer dekarbonisierten Fernwärmeversorgung in Berlin werden hinsichtlich ihrer thermischen Einspeiseleistung in Abbildung 5-7 zusammengefasst. Links aufgeführte Wärmeerzeuger sind dabei dem Bereich der Grundlast-Deckung zuzuordnen, wohingegen rechts aufgeführte Anlagen der Spitzenlast-Deckung und Flexibilisierung dienen. In diesem Sinne sind die Wasserstoff-Heizwerke zwar die leistungsstärksten Wärmeerzeuger im Transformationskonzept, haben aber aufgrund ihrer geringen Auslastung nur einen geringen Anteil in der Jahreswärmebilanz.

Die Dimensionierung der Erzeuger definiert das Transformationsszenario und ist Grundlage für die Berechnung der Lastgang-Deckung.

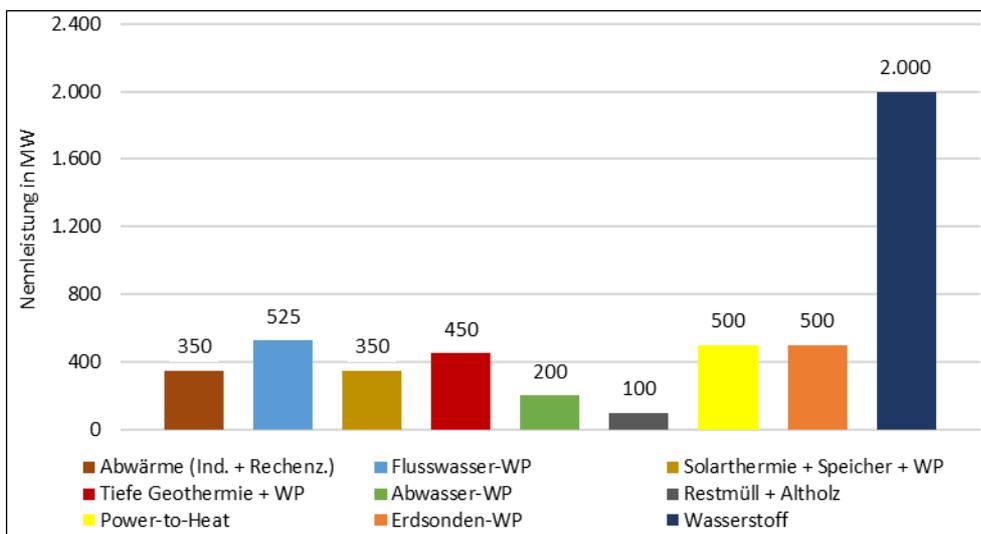


Abbildung 5-7: Dimensionierung der Erzeugeranlagen im Rahmen des Transformationsszenarios

6 Transformation der dezentralen Wärmeversorgung

Gemäß der zugrundeliegenden Bedarfsanalyse liegt der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser in dezentral versorgten, nicht an das Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude in Berlin im Jahr 2035 bei rund 18,7 TWh (vgl. Kapitel 3.1). Der Bedarf ist damit fast doppelt so hoch wie bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung und für das Erlangen einer vollständigen Klimaneutralität von höchster Relevanz. Aufgrund der individuellen Anforderungen und Voraussetzungen wird der Bedarf für Prozesswärme im Industrie- und GHD-Sektor bei dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Eine Umstellung der dezentralen Wärmeerzeugung auf regenerative Erzeugeranlagen erfolgt dabei in Verantwortung der Gebäudeeigentümer*innen, üblicherweise durch den sukzessiven Austausch von fossilen Gas- und Ölheizungen am Ende ihrer Nutzungsdauer. Eine vollständige Dekarbonisierung der Wärmeversorgung bis 2035 kann somit nicht garantiert, aber durch finanzielle und regulatorische Anreize gefördert werden.

Um die Dekarbonisierungspotenziale der dezentralen Wärmeversorgung abzuschätzen, wird nachfolgend ein möglicher Energieträgermix für eine vollständig transformierte, dezentrale Wärmeversorgung beschrieben. Im Rahmen einer Studie zu Transformationspfaden im Wärmesektor (Gerhardt et al. 2019) wurde eine solche gebäudeindividuelle Erzeugerstruktur unter Einhaltung der Klimaschutzziele und unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und gesamtsystemischer Einflussfaktoren prognostiziert. Basierend auf dieser Untersuchung werden die in Abbildung 6-1 dargestellten Anteile der verschiedenen Wärmeerzeuger angenommen.

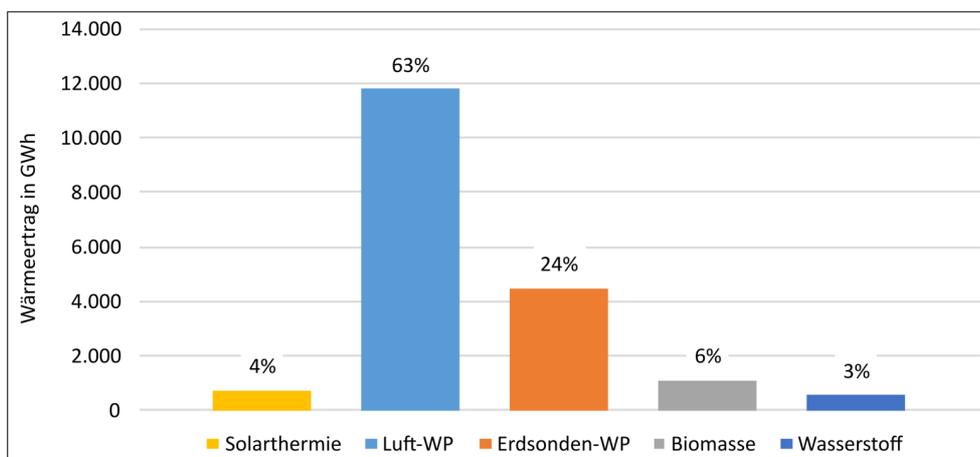


Abbildung 6-1: Wärmeertrag der Erzeugeranlagen bei der dezentralen Wärmeversorgung in einem Transformationsszenario bis 2035

In diesem Szenario werden die Wärmebedarfe im Wohn- und GHD-Sektor zu einem überwiegenden Anteil durch Wärmepumpen gedeckt. Mit Ausnahme von unsanierten Altbauten mit hohen Temperaturanforderungen können Wärmepumpen unter Zuhilfenahme von Pufferspeichern die gebäudeindividuelle Beheizung monovalent sicherstellen. Dabei ist für Ein- und kleine Mehrfamilienhäuser der Einsatz von Luft-Wärmepumpen ideal, wohingegen sich bei höheren Wärmebedarfen die teureren, aber auch effizienteren Erdsonden-Wärmepumpen rentieren. Luft-Wärmepumpen nehmen insbesondere aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Anschaffungskosten eine zentrale Rolle für die Dekarbonisierung im Gebäudewärmesektor ein. Dem gegenüber wird durch Erdsonden-Wärmepumpen das günstigere Temperaturniveau des Erdreichs durch senkrechte Bohrungen von bis zu 100 Metern Tiefe erschlossen. Die Technologie entspricht somit der Nutzung der oberflächennahen Geothermie für die Fernwärmeversorgung

(vgl. Kapitel 5.9), jedoch sind die Anlagen in der dezentralen Wärmeversorgung kleiner und befinden sich auf dem gebäudezugehörigen Grundstück.

Weiterhin bietet sich in Gebäuden mit einem erhöhten Warmwasser-Bedarf der unterstützende Einsatz von Solarthermie-Anlagen an. Grundsätzlich stehen die auf Dachflächen installierten Solarthermie-Anlagen jedoch in Konkurrenz zur Photovoltaik und werden daher nicht flächendeckend berücksichtigt. Die Nutzung von Biomasse, zum Beispiel in Form von Pellets oder Biogas, ist insbesondere bei hohen Temperaturanforderungen der Gebäudeheizung in unsanierten Bestandsgebäuden relevant. Wasserstoff-Heizungen spielen aufgrund der Ineffizienz bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff in der dezentralen Wärmeversorgung voraussichtlich eine untergeordnete Rolle.

Im Rahmen von Quartierskonzepten können die genannten Technologien auch in größerem Maßstab zur Versorgung von Niedertemperatur-Wärmenetzen dienen, die als Inselnetze außerhalb des Versorgungsgebiets der Fernwärme liegen. Ein solches Nahwärmenetz könnte typischerweise durch eine große Erdsonden-Wärmepumpe versorgt werden, welche zur Deckung der Spitzenlast durch einen Biomasse- oder Wasserstoff-Kessel ergänzt wird. Quartierskonzepte bieten den Vorteil, dass die Erzeugeranlagen aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten effizienter dimensioniert und betrieben werden können. Zudem können mit der Umsetzung eines solchen Konzepts ganze Wohnquartiere oder auch andere zusammenhängende Gebäudestrukturen, wie zum Beispiel Kliniken, Universitäten, Bürokomplexe oder Industriegebiete, gleichzeitig transformiert werden. Auch im Rahmen des Projekts „Urbane Wärmewende“ wird durch das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung das Potenzial von Quartierskonzepten in Berlin besonders hoch eingeschätzt, indem erneuerbare Versorgungslösungen für größere Gebäudekomplexe „Keimzellen“ umliegende Gebäude mitversorgen können (Dunkelberg et al. 2020).

7 Potenziale und Umfang der Transformation der Fernwärme

7.1 Transformation der Fernwärmeversorgung

Die vollständige Dekarbonisierung des Berliner Fernwärmesektors erfordert eine signifikante Umstellung der Wärmeerzeugung zu Gunsten regenerativer Wärmequellen. Einhergehend mit der fortlaufenden Substituierung von Kraftwerks-Strom durch Windkraft und Photovoltaik im Stromsektor wird auch die Abwärme aus KWK-Prozessen für Fernwärmesysteme perspektivisch nicht mehr im bisherigen Maße zur Verfügung stehen. Daher müssen erneuerbare Wärmequellen aus Umweltwärme, Solar- und Geothermie sowie unvermeidbare Abwärme als Alternative zu brennstoffbasierten Heizkraftwerken effizient in Grund- und Mittellast eingesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund fokussiert das hier vorgestellte Transformationsszenario den größtmöglichen Einsatz der in Berlin und im Berliner Umland nachhaltig nutzbaren Niedertemperatur-Wärmequellen basierend auf den in Kapitel 5 beschriebenen Wärmepotenzialen. Zur Quantifizierung des Jahreswärmeertrags der betrachteten Quellen werden die jeweilig eingespeisten Wärmemengen zur Deckung der Wärmelast für jede Stunde über ein Jahr ermittelt (vgl. Abbildung 7-1). Hierfür wird Wärmequellen, die für die Grundlast eingesetzt werden (z.B. industrielle Abwärme), eine hohe Priorität und Erzeugeranlagen zur Spitzenlastdeckung (z.B. Wasserstoff-Heizwerk) eine niedrige Priorität zugeordnet.

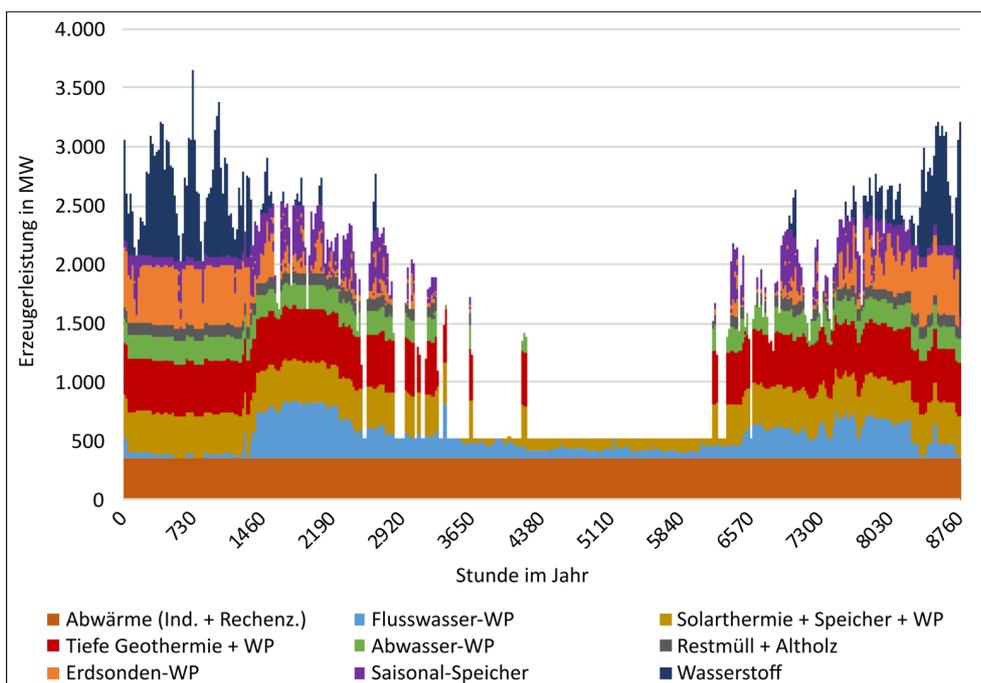


Abbildung 7-1: Deckung der Wärmelast durch Wärmeerzeuger über ein Jahr

In Abhängigkeit der Dimensionierung der Anlagen (vgl. Abbildung 5-7) und ihrer saisonalen Verfügbarkeit wird die Wärmelast zu jeder Stunde durch die verfügbaren Wärmequellen gedeckt. Hierbei wird die Abwärme aus Industrieprozessen und Rechenzentren mit oberster Priorität und unabhängig von saisonalen Einflüssen in das Netz eingespeist, auch um potenzielle vertragliche Pflichten der Wärmeabnahme zu gewährleisten. Da die Wärmeabgabe der Flusswasser-Wärmepumpen aufgrund variierender Flusstemperaturen und Durchflussraten jahreszeitlichen

Schwankungen unterliegt, kann die technisch verfügbare Flusswärme im Grundlastbereich optimal ausgenutzt werden. Dem gegenüber ist die Einspeisung solarthermischer Wärme durch die Kombination aus Kollektorflächen, saisonalen Wärmespeichern und Wärmepumpen über das ganze Jahr bei konstanter Leistung möglich. Darüber hinaus sind die überschüssigen sommerlichen Erträge der Solarthermie-Anlagen, die weder direkt eingespeist noch gespeichert werden können, ausreichend, um dem Erdreich die im Winter durch die Erdsonden-Wärmepumpen entzogene Wärme wieder zurückzuführen und eine Auskühlung des Bodens somit zu vermeiden.

Die Deckung der Mittellast erfolgt in dem betrachteten Transformationsszenario hauptsächlich durch Wärme aus tiefer Geothermie, Abwasser-Wärme, der thermischen Verwertung von Restmüll und Altholz sowie oberflächennaher Geothermie (Erdsonden). In Hinblick auf den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen wird die Verfügbarkeit von überschüssigem erneuerbarem Strom zu Zeiten hoher Wärmelast als gering eingeschätzt. Die Flexibilisierung der Wärmeversorgung erfolgt mittels großer Speicherkapazitäten, die sowohl einen saisonalen sowie auch einen tages- und stundenbasierten Ausgleich der fluktuierenden Wärmelast ermöglichen. Zur Deckung der Spitzenlast werden Heizwerke mit großen Leistungsklassen berücksichtigt, die durch den Einsatz von grünem Wasserstoff die notwendigen Wärmemengen erneuerbar und flexibel bereitstellen können.

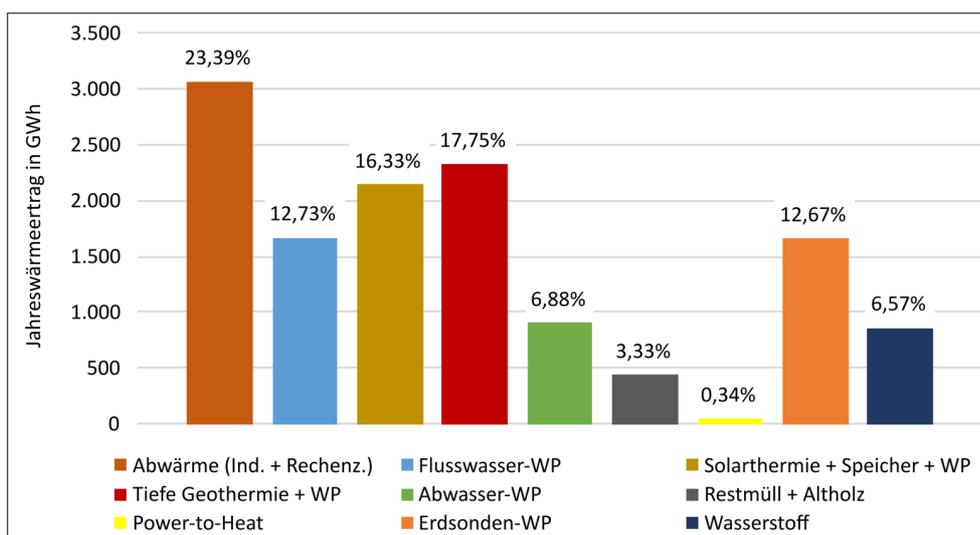


Abbildung 7-2: Jahreswärmeertrag der Erzeugeranlagen bei der Transformation der Fernwärme bis 2035

Resultierend aus der Wärmelast-Deckung ergeben sich die in Abbildung 7-2 dargestellten, jährlich eingespeisten Wärmeerträge der Erzeugeranlagen. Es wird ersichtlich, dass die im Transformationsszenario angestrebte Fernwärmeversorgung mehrheitlich auf der effizienten Nutzung von Niedertemperatur-Wärmequellen durch Großwärmepumpen beruht. Das hier dargestellte Szenario beschreibt somit eine nachhaltige und nahezu vollständig erneuerbare Fernwärmeerzeugung, die nicht länger auf fossilen KWK-Prozessen basiert und im Einklang mit einem transformierten Stromsektor steht. Das vorgestellte Konzept erfüllt somit die Kriterien an einen dekarbonisierten, zukunftsfähigen Wärmesektor und gewährleistet unter Zuhilfenahme von Speichern und Wasserstoff-Reserven die notwendige Versorgungssicherheit.

7.2 Technischer und kostenseitiger Umfang

Die Transformation der Fernwärmesysteme in Berlin bis 2035 ist mit signifikanten technischen, planerischen und wirtschaftlichen Aufwendungen verbunden. Für die Realisierung dieses Vorhabens ist daher der frühzeitige bzw. sofortige Beginn der notwendigen Planungs- und Umsetzungsphasen von entscheidender Bedeutung. Dabei werden die Zeiträume für Planung, Genehmigung und Bau der einzelnen Anlagen so eingeschätzt, dass eine Umsetzung sogar bis 2030 technisch möglich wäre.

Die konkreten Umsetzungszeiträume der einzelnen Erzeugeranlagen stehen dabei in starker Abhängigkeit zu den individuellen, lokalen Randbedingungen. Jedoch liegen selbst die typischen Umsetzungszeiträume von Technologien mit umfassenden Genehmigungsverfahren in einem Bereich, der eine frühzeitige Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung ermöglichen würde. So können Geothermie-Anlagen innerhalb von etwa sechs bis sieben Jahren (Dobschütz und Reif 2009) nach Projektbeginn fertiggestellt werden. Die Umsetzungsdauer von Erdbecken-Wärmespeichern mit einem Volumen größer 1 Mio. m³ lässt sich nur abschätzen, da Speicher dieser Größe bisher noch nicht gebaut werden. Da die grundlegende Technologie jedoch bekannt ist und nur skaliert werden muss, ist auch hier eine Umsetzbarkeit innerhalb von sechs bis sieben Jahren realistisch. Für weitere Erzeugertechnologien werden grundsätzlich ähnliche oder kürzere Umsetzungszeiträume angenommen. Auch der Neubau von langen Trassen zur Erschließung der Wärmequellen im Berliner Umland ist innerhalb weniger Jahre realisierbar. Somit besteht für eine Realisierung des Transformationskonzepts bis 2035 die zentrale Herausforderung nicht in der Errichtung und Erschließung einzelner Wärmeerzeuger, sondern in dem Planungs- und Koordinationsaufwand bei der parallelen Umsetzung vieler verschiedener Erzeugertechnologien.

Ein möglicher Transformationspfad besteht in der frühzeitigen Integration leicht zu erschließender Potenziale, wie zum Beispiel industrieller Abwärmquellen, Restwärme aus Abwasser oder Flusswasser-Wärme. Anlagen, die beispielsweise aufgrund von Flächenumnutzung (Solarthermie), baulichen Maßnahmen (Saisonal-Speicher) oder Fündigkeitsrisiken (tiefe Geothermie) mit längeren Genehmigungs- und Umsetzungszeiträumen behaftet sind, können frühzeitig geplant und bis 2035 sukzessive zugeschaltet werden. Die bisherige, größtenteils auf fossilen Energieträgern basierende Wärmeerzeugung kann im Verlauf der Transformation graduell vermindert werden. Bis zur Integration von Heizwerken mit synthetischem Wasserstoff und zusätzlichen Speicherkapazitäten können die heutigen Heizkraftwerke die notwendige Flexibilität und Versorgungssicherheit bereitstellen.

Ein zusätzliches Kriterium für das Gelingen der Transformation ist der parallele Aus- und Umbau des Wärmenetzes, welches in diesem Szenario bis 2035 auf einem Temperaturniveau von maximal 90°C betrieben werden soll. Versorgungsgebiete mit niedrigeren Temperaturanforderungen, wie zum Beispiel Neubau-Quartiere, können als sekundäres Netz von dem Hauptnetz hydraulisch getrennt werden oder direkt über den Rücklauf angeschlossen werden. Somit können Netzverluste weiter reduziert und die Wärmekapazität im Netz besser ausgenutzt werden.

Durch die Absenkung der Vorlauftemperatur ist voraussichtlich an punktuellen Stellen im Wärmenetz die Erweiterung der Rohrleitungsdurchmesser zur Beibehaltung der Wärmetransportkapazität notwendig. Darüber hinaus erfordert die Erschließung der Wärmequellen, insbeson-

dere im Berliner Umland, den Bau zusätzlicher Trassen in einer Größenordnung von schätzungsweise 300 km. Die Aufwendungen für die Erweiterung des Wärmenetzes müssen dabei in Relation zu einer alternativen Versorgungsinfrastruktur, bspw. durch Erdgas oder Wasserstoff, betrachtet werden. Eine weitere Voraussetzung für die Integration verschiedener volatiler Wärmequellen besteht in der Entwicklung und Anpassung der digitalen Leit- und Regelungssysteme, die die Einspeisung und den Transport von vielen dezentralen Quellen im Wärmenetz sicherstellen und optimieren müssen.

Die kostenseitigen Aufwendungen der hier dargestellten Transformation des Berliner Fernwärmesektors bis 2035 wurden im Rahmen einer Kostenschätzung ermittelt. Die Investitionskosten für alle Erzeugeranlagen, Wärmespeicher und Anschlussstrassen werden dabei auf 4,24 Mrd. Euro ohne Berücksichtigung von Fördermaßnahmen geschätzt. Dem gegenüber belaufen sich die Investitionskosten im Referenzszenario, welches statt einer vollständigen Transformation der Fernwärmeversorgung nur eine Substituierung der Kohle-Heizkraftwerke umfasst, auf 0,865 Mrd. Euro (BET 2019) und sind somit rund fünfmal niedriger.

Der Kostenberechnung liegen spezifische, literaturbasierte Kostensätze für die Planung und Errichtung der einzelnen Erzeugeranlagen und Komponenten zugrunde. So wird die Erweiterung des Wärmenetzes mit durchschnittlichen Kosten für Rohrleitungen und hydraulische Anlagen von 1.000 €/m angenommen. Die spezifischen Kosten für die Erdbecken-Wärmespeicher betragen 35 €/m³ (Solites 2012). Hinsichtlich der Erzeugungsanlagen werden die Kosten sämtlicher Groß-Wärmepumpen mit 500 €/GW thermischer Leistung berechnet (AGFW 2020). Die tiefen Geothermie-Anlagen werden insbesondere aufgrund der teuren Bohrungen mit zusätzlich 2.000 €/GW berücksichtigt (BMW i 2019). Die Kosten der Solarthermie-Anlagen werden mit 200 €/m² bezogen auf die Kollektorfläche berechnet, wobei aufgrund der Größe der Anlagen eine Preisreduktion angenommen wird (Solites 2012). Alle Kostensätze beziehen sich auf den heutigen Geldwert und beinhalten die vollständigen materiellen und personellen Aufwendungen von Planung bis zur Inbetriebnahme.

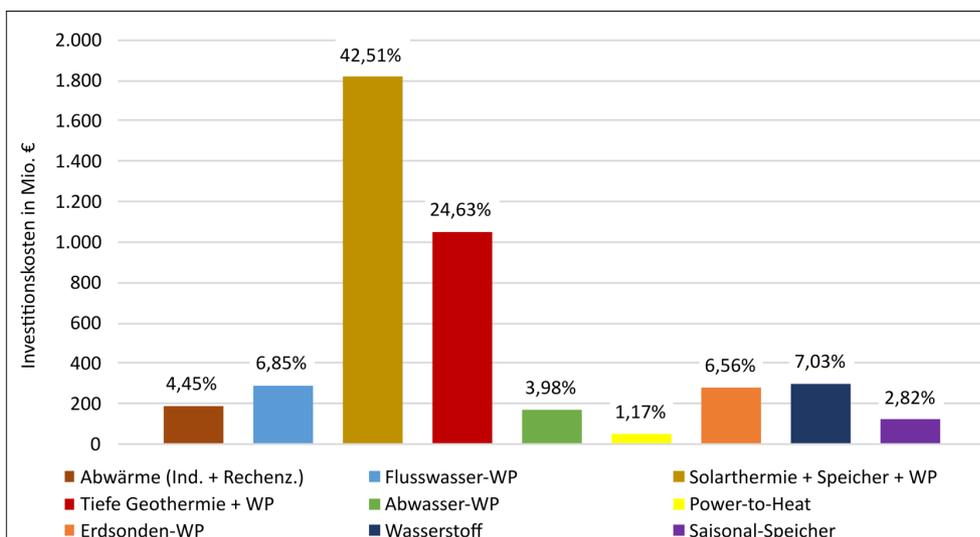


Abbildung 7-3: Investitionskosten der Erzeugeranlagen bei der Transformation der Fernwärme bis 2035

Wie in Abbildung 7-3 dargestellt, verteilen sich die resultierenden Investitionskosten ungleich auf die einzelnen Erzeugeranlagen. Insbesondere das Solarthermie-Konzept aus großen Kollektorflächen, Langzeitspeichern und Wärmepumpe, aber auch die Geothermie-Anlagen sind im

Vergleich zu den gewonnenen Wärmeerträgen (vgl. Abbildung 7-2) überdurchschnittlich kostenintensiv. Dem gegenüber können diese Wärmeerzeuger aufgrund hoher Quelltemperaturen mit einer hohen Effizienz und folglich niedrigen Energiebezugskosten betrieben werden. Zudem ist ein Verzicht oder eine kleinere Dimensionierung dieser Anlagen aufgrund ihrer systemrelevanten Funktion im Gesamtkonzept der Transformation nicht zielführend. Eine abschließende Bewertung der Wirtschaftlichkeit bedarf in jedem Fall einer Berechnung der Wärmegegestehungskosten auf Basis einer Vollkostenanalyse über einen relevanten Betriebszeitraum und einer eingehenden Prognose der Strom-, Brennstoff- und CO₂-Preise.

Die hier dargestellten Investitionskosten können durch öffentliche Fördermittel reduziert werden. Förderprogramme zur Transformation der Fernwärme bestehen bereits zum Beispiel durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder das Modellvorhabens „Wärmenetzsysteme 4.0“, im Rahmen derer Rohrleitungen und Anlagentechnik von Wärmenetzen mit bis zu 40%, teilweise bis zu 50%, gefördert werden. Zukünftig wird die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) das bisherige Förderprogramm „Wärmenetzsysteme 4.0“ unter Beibehaltung attraktiver Förderquoten ablösen. Vor dem Hintergrund eines Investitionsvolumens von über vier Milliarden Euro steht eine umfangreiche Förderung des Transformationskonzepts dabei in Abhängigkeit der in den Förderprogrammen des Bundes insgesamt verfügbaren Mittel. So wird die BEW gemäß dem Entwurf vom 16.07.2021 für die Förderung eines Investitionsvolumens von 690 Mio. Euro pro Jahr ausgelegt. Bei einer Verteilung der Kosten über 14 Jahre bedarf jedoch bereits das hier vorgestellte Transformationsszenario der Berliner Fernwärme einer jährlichen Investition von rund 300 Mio. Euro.

Um die Abhängigkeit der notwendigen Investitionsmittel von dem Förderrahmen zu veranschaulichen, werden in Abbildung 7-4 die Investitionskosten abzüglich Förderung als Funktion variierender Förderquoten und der für Berlin jährlich verfügbaren Fördervolumen dargestellt.

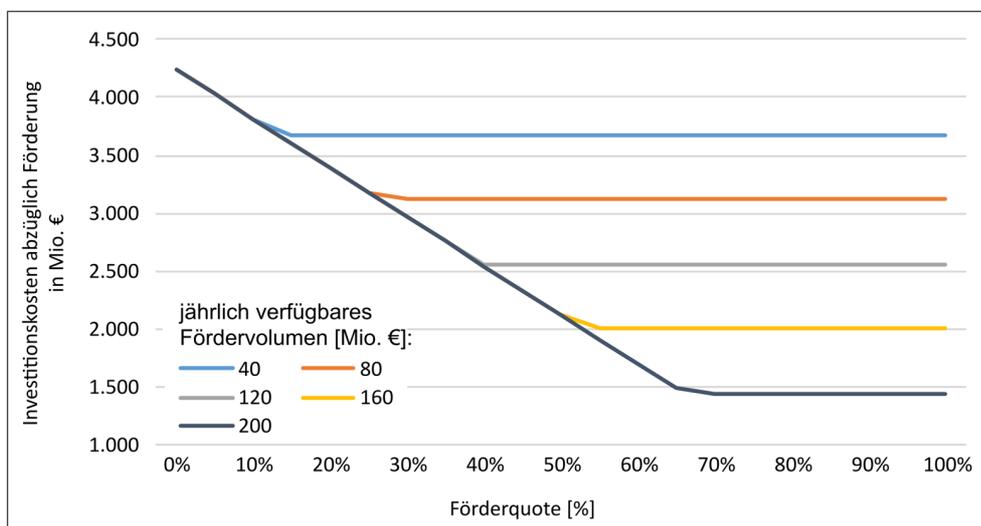


Abbildung 7-4: Abhängigkeit der Investitionskosten vom Förderrahmen

Der dargestellte Einfluss der Förder-Randbedingungen verdeutlicht, dass die Höhe der jährlich bereitgestellten Haushaltsmittel zur Förderung der Transformationsmaßnahmen im Berliner Fernwärmesystem entscheidend ist, um Investitionskosten effektiv zu senken. So können die bestehenden Förderprogramme, insbesondere die kommende BEW, bei einer ausreichenden finanziellen Ausstattung zur Gestaltung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung bis 2035 genutzt werden. Eine Förderquote von beispielsweise 40% führt bei Inanspruchnahme eines

jährlichen Förderbudgets von mindestens 120 Mio. Euro über 14 Jahre zu einer Senkung der ermittelten Investitionskosten auf rund 2,56 Mrd. Euro. Ein Anteil der dafür notwendigen Fördermittel könnte perspektivisch aus der Investitionskosten-Förderung von Wärmenetzen mit fossiler KWK übernommen werden (§§ 18 bis 21 KWKG 2020).

Noch vor den Investitionskosten sind die Energiebezugs- bzw. Brennstoffkosten der dominierende Anteil an den Wärmegestehungskosten. Aufgrund der Vielzahl an strombetriebenen Wärmeerzeugern sind die Wärmegestehungskosten im Transformationsszenario stark abhängig von der Entwicklung des Strompreises. Würde der Großhandelsstrompreis beispielsweise auf dem heutigen Niveau von rund 16 ct/kWh (AGFW 2020) bleiben, entstehen für die strombasierten Wärmeerzeuger bedarfsgebundene Kosten von 4,5 ct pro Kilowattstunde eingespeister Wärme. Im Vergleich sind die aktuellen Preise für fossile Brennstoffe niedriger (Hamburg Institut und Prognos 2020), jedoch werden diese perspektivisch, nicht zuletzt aufgrund des Emissionszertifikathandels, ansteigen.

Im Kostenvergleich zwischen erneuerbarer und fossiler Wärmeversorgung ergibt sich voraussichtlich eine Wirtschaftlichkeitslücke für eine klimaneutrale Wärmeversorgung bis 2035. Vor diesem Hintergrund kann die Reduzierung der Investitionskosten durch eine umfassende Förderung einen signifikanten und notwendigen Beitrag zur Umsetzung des Transformationskonzepts leisten.

8 Bewertung der Transformation und relevanter Einflussfaktoren

8.1 Klimaschutzbeitrag gegenüber Referenzszenario

Das in Kapitel 7 dargestellte Transformationsszenario der Berliner Fernwärme fokussiert eine frühzeitige Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung bis 2035 zum Schutz des Klimas durch Vermeidung weiterer Treibhausgas-Emissionen. Um die Klimaschutzwirkung des Transformationskonzepts zu bewerten, erfolgt ein Vergleich der verursachten CO₂-Emissionen mit dem Referenzszenario, welches eine weniger ambitionierte Integration erneuerbarer Energien bis 2035 darstellt (vgl. Kapitel 4).

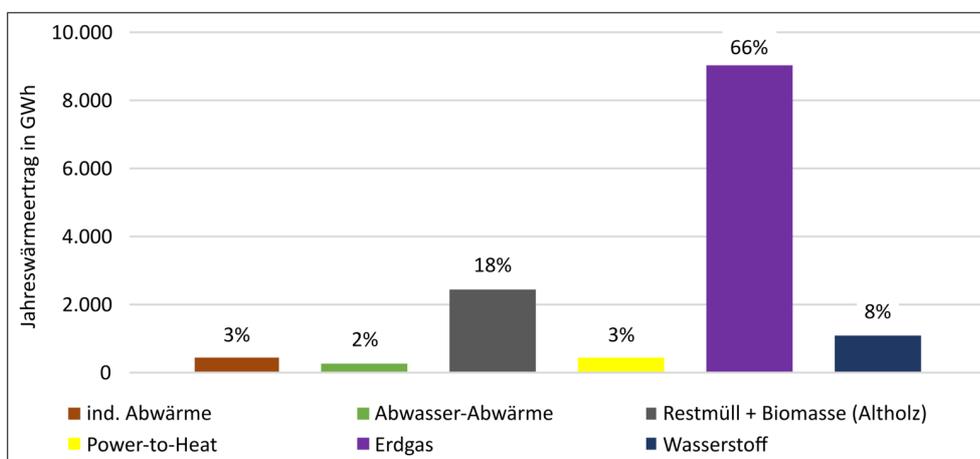


Abbildung 8-1: Jahreswärmebilanz 2035 im Referenzszenario

Für das Referenzszenario ergibt sich ein Energieträgermix, der im Jahr 2035 mehrheitlich auf Erdgas beruht, wie die Jahreswärmebilanz in Abbildung 8-1 zeigt. Brennstofffreie, erneuerbare Wärmequellen sind durch die Nutzung industrieller Abwärme und Abwasser-Abwärme in geringem Maße vorhanden. Der Anteil der thermischen Verwertung von Restmüll und Biomasse ist gegenüber dem Transformationsszenario höher, da hier der Rückgang an Abfällen im Zuge einer Zero-Waste-Strategie vernachlässigt wird. Eine weitere, aber nicht vollständige Dekarbonisierung bis 2045 ist im Referenzszenario durch die sukzessive Umstellung von Erdgas auf grünen Wasserstoff möglich.

Das Transformationsszenario unterscheidet sich vom Referenzszenario insbesondere in der signifikanten Reduzierung der verbrennungsbasierten Wärmeerzeugung und in der Geschwindigkeit der Dekarbonisierung. Diese Effekte führen im Vergleich der Klimaschutzwirkung zu einer erhöhten Einsparung von Treibhausgas-Emissionen im Transformationsszenario.

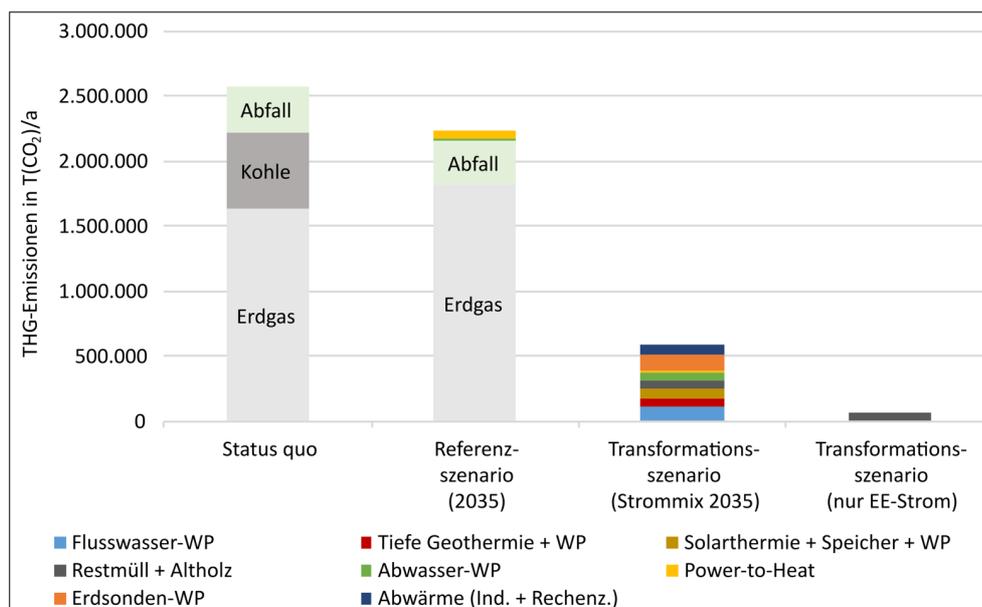


Abbildung 8-2: THG-Einsparpotenziale durch die Transformation der Fernwärmeerzeugung

In Abbildung 8-2 werden die durch den Einsatz der Energieträger an der Wärmeerzeugung jährlich verursachten CO₂-Emissionen für die aktuelle Fernwärmebilanz (Status quo), das Referenzszenario sowie für das Transformationsszenario dargestellt. Mit einer jährlichen Emission von rund 586.000 Tonnen CO₂ erzielt das Transformationsszenario eine vielfach bessere Klimaschutzwirkung als das Referenzszenario mit ca. 2.238.000 Tonnen CO₂-Ausstoß, welches damit nur eine Reduktion von 13% gegenüber dem Bezugsjahr 2019 erreicht. Darüber hinaus ist zu beachten, dass durch den erheblichen Einsatz von elektrisch betriebenen Wärmepumpen die CO₂-Emissionen im Transformationsszenario maßgeblich von dem Emissionsfaktor des deutschen Strommix im Jahr 2035 abhängen, der für diese Berechnung auf Basis von Prognosen (Vogt 2017; Koch et al. 2020) mit 0,15 T(CO₂)/MWh angenommen wird. Wird der von den Wärmepumpen bezogene Strom perspektivisch nur aus erneuerbaren Energien gewonnen, so erreicht das Transformationsszenario eine nahezu klimaneutrale Wärmeerzeugung (vgl. Abbildung 8-2, rechts). In diesem Fall verbleibt der im Restmüll gespeicherte Kohlenstoff für das Jahr 2035 als einzige nicht-erneuerbare Emissionsquelle in Höhe von rund 62.000 Tonnen CO₂ pro Jahr.

Bei einer linearen Reduzierung der Emissionen können im Transformationsszenario (Strommix 2035) allein in den Jahren zwischen 2022 und 2035 rund 12,4 Mio. Tonnen CO₂ mehr eingespart werden als im Referenzszenario. Die frühzeitige Dekarbonisierung des Fernwärmesystems kann somit einen signifikanten Beitrag zur Einhaltung des CO₂-Budgets der Stadt Berlin und folglich auch der Bundesrepublik leisten.

8.2 Einfluss der Sanierungsrate auf die Transformation

Die energetische Sanierung des Gebäudebestands gilt neben der Umstellung auf erneuerbare Wärmequellen als die zentrale Herausforderung der Wärmewende. Eine Steigerung der Sanierungsrate, die in Berlin aktuell auf 0,8% geschätzt wird (SenUVK 2018), ist somit ein entscheidender Faktor für die Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor. Insbesondere für Fernwärmesysteme hat die Sanierungsrate der angeschlossenen Gebäude eine signifikante Auswirkung auf die Prognose des Wärmeabsatzes, welche für die langfristige Planung und Dimensionierung der Erzeugeranlagen und des Wärmenetzes von hoher Relevanz ist.

Vor diesem Hintergrund werden die Abhängigkeiten relevanter Kennzahlen der Transformation von der Sanierungsrate in der Abbildung 8-3 aufgezeigt. Die Sanierungsrate versteht sich hierbei als der Anteil der Gebäudehüllfläche, der in einem Jahr saniert wird, bezogen auf die gesamte Hüllfläche der an die Fernwärme angeschlossenen Gebäude. Weiterhin wird mit der Sanierungstiefe die durchschnittliche Energieersparnis, die durch eine Sanierungsmaßnahme erzielt wird, angegeben. Multipliziert ergeben beide Faktoren die jährliche Reduktion des Wärmebedarfs in Folge von Sanierung. Gegenläufig zur energetischen Gebäudesanierung kann sich der Wärmeabsatz durch die Neuerschließung von Quartieren und Gebäuden erhöhen. In diesem Kontext verringert sich der Fernwärmebedarf gegenüber dem heutigen Stand von rund 11,23 TWh nur bei einer ausreichend hohen Sanierungsrate und –tiefe, wie in Abbildung 8-3 links oben dargestellt. Bei der Berechnung des Transformationsszenarios wird eine Sanierungsrate von 2,1% und eine Sanierungstiefe von 80% angewendet (vgl. Kapitel 3). Dies setzt eine deutliche Steigerung der Sanierungsmaßnahmen in Berlin bis 2035 voraus.

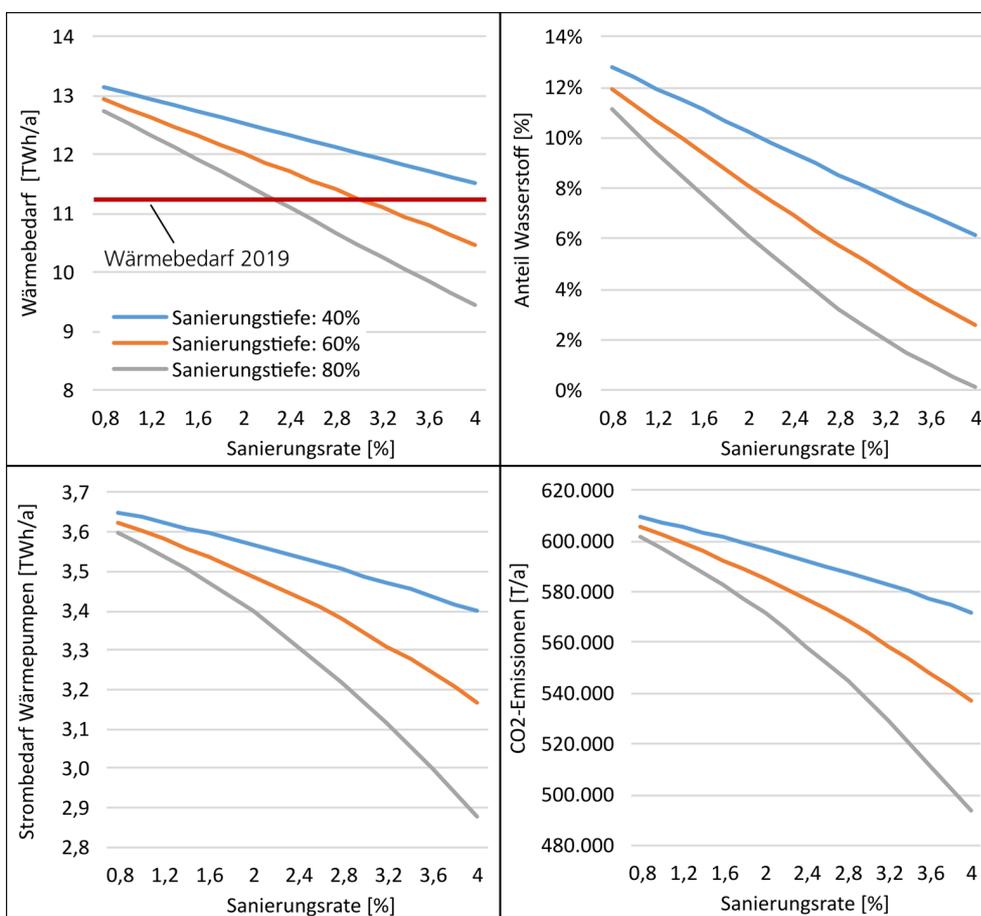


Abbildung 8-3: Einfluss der Sanierungsrate auf (a) den Fernwärmebedarf, (b) den Wasserstoff-Anteil im Energieträgermix, (c) den Strombedarf der Groß-Wärmepumpen und (d) die CO₂-Emissionen im Transformationsszenario 2035

Von besonderer Bedeutung für eine nachhaltige Transformation der Fernwärme ist eine möglichst effiziente Nutzung der eingesetzten Energieträger durch die Integration von Umweltwärme. Dem gegenüber stellt der Einsatz von synthetischem Wasserstoff eine weniger effiziente Nutzung von elektrischer Energie dar. Durch eine Erhöhung der Sanierungsrate kann dabei der Wasserstoff-Anteil im Transformationsszenario verringert werden, indem die Deckung der Spitzenlast sowie die Besicherung verstärkt durch Erdsonden-Wärmepumpen und saisonale Wärmespeicher übernommen wird.

Ebenso führt eine erhöhte Sanierungsrate zu einer Absenkung des Strombedarfs der Großwärmepumpen und einhergehend zu einer verminderten CO₂-Emission (vgl. Abbildung 8-3, unten). Der exponentielle Charakter dieser Abhängigkeit ist durch die erhöhte Effizienz der Wärmepumpen in Folge der energetischen Sanierung zu begründen. Da die Sanierung vor allem den hohen Raumwärmebedarf im Winter reduziert, während der Wärmebedarf von Warmwasser und Prozesswärme im Sommer bestehen bleibt, werden die durchschnittlichen Betriebsbedingungen der Wärmepumpen aufgrund der höheren Quelltemperaturen im Sommer verbessert.

Die Einflussanalyse zeigt, dass die energetische Sanierung von besonderer Relevanz für den Einsatz von Niedertemperatur-Wärmequellen und die einhergehende Dekarbonisierung des Fernwärmesystems ist. Vor dem Hintergrund der begrenzten regenerativen Wärmepotenziale in Berlin würde eine Beibehaltung der aktuellen Sanierungsrate bei fortlaufender Netzerweiterung zu einem erhöhten Einsatz von Brennstoffen und folglich zu einer geringeren Effizienz des Gesamtsystems führen.

8.3 Technologiespezifische Handlungsfelder

Um das Dekarbonisierungspotenzial einer erneuerbaren Fernwärmeversorgung (vgl. Kapitel 8.1) vor dem Hintergrund eines begrenzten Emissionsbudgets rechtzeitig auszuschöpfen, ist die unmittelbare Einleitung von Transformationsmaßnahmen erforderlich. Diese Maßnahmen umfassen zu Beginn eine detaillierte technische Analyse und Auslegung der regenerativen Erzeugertechnologien. Darüber hinaus ergeben sich auf politischer und regulatorischer Ebene Handlungsfelder, die unter anderem den Abbau von genehmigungsrechtlichen und finanziellen Hemmnissen umfassen. Nachfolgend werden erste Maßnahmen und Handlungsfelder für die Umsetzung der einzelnen Technologien des Transformationskonzepts aufgezeigt.

Flusswasser-Wärmepumpen

Für die Errichtung von Flusswasser-Wärmepumpen ist die Identifikation geeigneter Standorte entscheidend, die sich zum einen in der Nähe eines Einspeisepunktes im Fernwärmenetz befinden und zum anderen den baulichen Anforderungen von Entnahmebauwerks und Anlagentechnik gerecht werden. Durch eine Verträglichkeitsprüfung kann der Einfluss der Wärmeentnahme sowie der baulichen Maßnahmen auf das Ökosystem des Flusses standortspezifisch untersucht werden. Anhand dessen lassen sich die technischen Grenzen (z.B. Mindesttemperatur oder maximale Durchflussrate) ableiten.

Solarthermie

Für den Bau von Freiflächen-Solarthermie-Anlagen in einer Größenordnung von mehreren Quadratkilometern müssen die notwendigen Flächen im Berliner Umland identifiziert und für die solarthermische Nutzung und Speicherung verfügbar gemacht werden. Dies erfordert voraussichtlich eine Umwidmung bisher landwirtschaftlich genutzter Flächen im Flächennutzungsplan in Kooperation mit dem Land Brandenburg. Darüber hinaus müssen genehmigungsrechtliche und sicherheitstechnische Anforderungen sowie die Akzeptanz der anwohnenden Bevölkerung hinsichtlich der großflächig bebauten Areale und der großen Speichermengen frühzeitig geprüft werden.

Tiefe Geothermie

Die Umsetzung tiefer Geothermie-Anlagen ist mit einem initialen Finanzierungshemmnis verbunden, da die geothermische Eignung eines Standorts nicht garantiert und erst durch teure Probebohrungen bestimmt werden kann. Dieses Fündigkeitsrisiko kann beispielsweise durch eine Bürgschaft des Landes abgesichert werden. Ferner ist für die ganzheitliche und umfassende Nutzung der geothermischen Potenziale eine detaillierte Überprüfung des berg-, wasser- und umweltschutzrechtlichen Anforderungen in und um Berlin erforderlich, bspw. hinsichtlich der Einflussnahme auf Wasserschutzgebiete. Aufgrund der Vielzahl der geplanten Anlagen bietet sich eine Beschleunigung von Genehmigungsprozessen durch die Nutzung von Synergien und standardisierten Verfahren an.

Abwasser-Wärmepumpen

Die Berliner Wasserbetriebe leisten mit dem Abwasserwärmeatlas bereits einen signifikanten Beitrag zur Identifikation und Quantifizierung der entsprechenden Potenziale. Weitere Untersuchungen können erörtern, welches technische Konzept und welche Standorte für die Nutzung dieser Potenziale zur Fernwärmeversorgung optimal sind.

Abwärme aus Rechenzentren

Die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit der Abwärme-Nutzung aus Rechenzentren ist insbesondere dann gegeben, wenn das Abwärme-Konzept bereits in der Planung des Rechenzentrums berücksichtigt wurde. Somit bietet eine frühzeitige Kooperation sowie eine gemeinschaftliche Planung mit den Betreibern der Rechenzentren einen beidseitigen Vorteil. Eine Prüfung zur Einbindung der Abwärme in das Wärmenetz kann dabei für neue Rechenzentren Bestandteil des Genehmigungsverfahrens werden.

Industrielle Abwärme

Abwärmequellen aus Industrieprozessen stehen vor allem im Berliner Umland zur Verfügung und müssen durch längere Trassen erschlossen werden, deren Bau typischerweise mit längeren Genehmigungsverfahren verbunden ist. In Verbindung mit weiteren erforderlichen Trassen und Erzeugeranlagen können für diese Genehmigungsverfahren voraussichtlich Synergien genutzt werden, um die Erschließung der Wärmequellen zu beschleunigen.

Restmüll und Altholz

Die Zero-Waste-Strategie des Landes Berlin priorisiert die Abfallvermeidung und das Recycling vor der thermischen Verwertung des Mülls. Bei dem hier angenommenen Rückgang des Müll-Aufkommens ist langfristig ein teilweiser Rückbau der Müll-Heizkraftwerke zu prüfen. Die elektrische und thermische Leistung, die bisher aus der Müllverbrennung resultiert, kann durch erneuerbare Erzeugungsanlagen substituiert werden.

Power-to-Heat

Die direkt-elektrische Wärmeerzeugung durch Power-to-Heat-Anlagen ermöglicht eine flexible Nutzung von überschüssigem, erneuerbarem Strom und kann somit der Abregelung erneuerbarer Stromerzeuger entgegenwirken. Das zukünftige Potenzial von Power-to-Heat steht dabei in

starker Abhängigkeit von der Entwicklung des Stromsektors sowie anderer Stromsenken, wie z. B. Elektro-Mobilität oder Power-to-Gas. Die Einsatzmöglichkeiten für Power-to-Heat müssen somit fortlaufend neu bewertet werden.

Eine erste große Power-to-Heat-Anlage ist in Berlin bereits installiert worden. Weitere Anlagen können bei Bedarf an den Standorten anderer Wärmeerzeuger oder Wärmespeicher errichtet werden. Im Rahmen des Transformationskonzepts spielen Power-to-Heat-Anlagen jedoch keine tragende Rolle.

Erdsonden-Wärmepumpen

Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie durch Erdsonden-Wärmepumpen bedingt eine Bereitstellung der Flächen des Landes Berlin. Hierfür muss in einem ersten Schritt eine detaillierte Potenzialerhebung durchgeführt werden, die konkrete Flächen im Land Berlin ausweist. Da Erdsonden prinzipiell auch überbaut werden können, umfasst dies nicht nur Grün- sondern auch Bau- und Verkehrsflächen. Um Synergien zu nutzen und Kosten zu sparen, bietet sich allgemein eine Einbringung von Erdsonden im Zuge regulärer, öffentlicher Baumaßnahmen an. Ein entscheidendes Kriterium für die Nutzbarkeit von Flächen für oberflächennahe Geothermie ist die Nähe zum Wärmenetz.

Wärmespeicher

Aufgrund der Größe der saisonalen Wärmespeicher müssen für deren Errichtung zunächst entsprechende Flächen identifiziert und ausgewiesen werden. Die Eignung eines Speicher-Standorts steht dabei im Spannungsfeld zwischen Akzeptanz, baulichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen sowie einer systemdienlichen Funktion. Durch die räumliche Zusammenlegung von Speichern und größeren Erzeugungsanlagen im Berliner Umland („Energieparks“) können diese Voraussetzungen voraussichtlich erfüllt werden. Da die Wärmespeicherung empfindlich von der dynamischen Wärmeerzeugung und -verteilung abhängt, ist eine detaillierte, simulationsbasierte Untersuchung des späteren Gesamtsystems erforderlich, um die Speicher optimal zu dimensionieren und positionieren.

Wasserstoff

Im Rahmen des Transformationskonzepts sorgt Wasserstoff als speicherbarer Energieträger für die Deckung der Spitzenlasten und die grundsätzliche Flexibilisierung der Wärmeerzeugung. Dies erfordert den Bau bzw. die Umrüstung von Gas-Leitungen und -Speichern sowie Heizwerken. Für die Auslegung und Planung dieser Infrastruktur und Anlagentechnik empfiehlt sich die Erstellung eines Gesamtkonzepts für die Wasserstoff-Nutzung der Stadt Berlin, welches auch die voraussichtlich begrenzte Verfügbarkeit des Wasserstoffs und die Konkurrenz zu energieeffizienteren Versorgungslösungen berücksichtigt.

Um die Klimaneutralität zu gewährleisten, muss der bezogene Wasserstoff „grün“ sein, das heißt durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom gewonnen werden. Vor diesem Hintergrund kann geprüft werden, inwiefern der Einsatz von grünem Wasserstoff gegenüber nicht-erneuerbaren Formen des Wasserstoffs durch rechtliche und regulatorische Maßnahmen gefördert werden kann.

8.4 Übergeordnete politische Handlungsfelder

Die Umsetzung der dargestellten Transformation im Berliner Wärmesektor erfordert ein hohes Maß an politischer Gestaltung durch den Abbau rechtlich-regulatorischer Hemmnisse, die Schaffung von Investitionsanreizen und begleitende ordnungsrechtliche Maßnahmen. Neben den technologiespezifischen Maßnahmen (vgl. Kapitel 8.3) werden nachfolgend übergeordnete politische Handlungsfelder aufgezeigt. Um die Ausgestaltung dieser und weiterer Maßnahmen für das Land Berlin zu konkretisieren, ist eine umfassende Untersuchung und Einflussanalyse notwendig.

- Eine entscheidende Voraussetzung für die Schaffung eines klimaneutralen Gebäudesektors ist eine Reduzierung des Wärmebedarfs durch Sanierungsmaßnahmen. In Abbildung 8-2 wird dabei der signifikante Einfluss der Sanierungsrate auf die Entwicklung des Berliner Fernwärmesystems aufgezeigt. Zur **Erhöhung der Sanierungsrate** verfügen Gesetzgebung und Regierung über verschiedene Instrumente. So können zum Beispiel **auf Bundes- und Landesebene** finanzielle Anreize durch Fördermaßnahmen und steuerliche Absetzung der Sanierungskosten sowie durch die Besteuerung eines erhöhten Energieverbrauchs („CO₂-Steuer“) genutzt werden. Im Bereich der Wohnungswirtschaft ist dabei eine Auflösung des Nutzer-Investor-Dilemmas zwischen Mieter*in und Vermieter*in entscheidend, beispielsweise durch gesetzliche Regelungen zur warmmietenneutralen Mieterhöhung. Nicht zuletzt können im Rahmen der städtebaulichen Planung höchste Energiestandards für Gebäude und Quartiere in Bebauungsplänen und Energiekonzepten **durch die Bezirke** vorgegeben werden.
- Der Bau und Betrieb von regenerativen Wärmeerzeugern in Fernwärmesystemen ist gegenüber konventionellen, auf fossilen Energieträgern basierender Anlagen häufig mit einer Wirtschaftlichkeitslücke behaftet. Regulatorische Instrumente, wie zum Beispiel der Emissionszertifikathandel, die EEG-Umlage (bei KWK-Prozessen) oder direkte Fördermaßnahmen (vgl. Abbildung 7-2) können dem entgegenwirken. Die **Bereitstellung notwendiger Förderprogramme und Fördervolumen im Bundes- oder Landes-Haushalt** stellt dabei eine Bedingung für die Transformation des Wärmesektors dar, insbesondere um Investitionskosten zu mindern und somit initiale wirtschaftliche Hemmnisse für Energieversorger abzubauen. Durch die gesetzlich priorisierte Einspeisung von klimaschonender Wärme, die externe Anlagenbetreiber zur Verfügung stellen (§ 23 EWG Bln), wird ein weiterer Anreiz für erneuerbare Wärmeerzeuger geschaffen.
- Analog zur Erzeugung der Fernwärme ist für die Dekarbonisierung des Gebäudesektors ein **Energieträgerwechsel bei der dezentralen Gebäudeheizung** erforderlich. Der Austausch der dezentralen Wärmeerzeuger liegt weitestgehend in der Verantwortung der Gebäudeeigentümer*innen, kann aber durch finanzielle Anreize gefördert und durch ordnungsrechtliche Maßnahmen reguliert werden. Neben bereits bestehenden Förderprogrammen können beispielsweise eine weitere Bezuschussung **des Landes Berlin** für den Austausch von Gas- und Ölheizungen („Abwrackprämie“) oder mittelfristig auch eine Austauschpflicht für Ölheizungen die Transformation im Gebäudesektor beschleunigen.

- Der vermehrte Einsatz brennstofffreier Wärme im Rahmen der Transformation der Berliner Fernwärme beruht auf der Erschließung von natürlichen Niedertemperatur-Wärmequellen, wie zum Beispiel Flusswärme, Solarthermie oder tiefe und oberflächennahe Geothermie. Für die Errichtung von Anlagen zur Nutzung dieser Wärmepotenziale in großem Maßstab ist die Prüfung und der mögliche **Abbau von genehmigungsrechtlichen Hemmnissen durch das Land Berlin** von hoher Bedeutung. Insbesondere im Bereich des Wasserschutzes und der Bohrungen für Geothermie können rechtliche Anforderungen eine Umsetzung erschweren. Eine individuelle Überprüfung des Genehmigungsrechts ist insbesondere für die erhöhte thermische Nutzung von Flüssen und Kanälen sowie für die Vielzahl an Bohrungen der tiefen Geothermie hinsichtlich der Auswirkungen auf Ökosysteme und Betriebssicherheit relevant. Darüber hinaus ist gegebenenfalls die Umwidmung von ausgewählten Freiflächen am Rand oder im Umland von Berlin erforderlich, um diese für solarthermische Energieparks mit Kollektorf lächen und Wärmespeichern zu nutzen. Weitere technologiespezifische Handlungsfelder werden in Kapitel 8.3 aufgezeigt.
- Eine Voraussetzung für die Planung und Umsetzung von Effizienz- und Transformationsmaßnahmen ist eine umfassende Datengrundlage, die eine detaillierte Verortung von Wärmesenken und –potenzialen beinhaltet. Die **Errichtung eines Wärmekatasters**, wie es zum Beispiel in Hamburg besteht, stellt dabei eine signifikante Vereinfachung für die Planung von Fernwärmenetzen sowie für städtebauliche Maßnahmen dar. In der Novellierung des Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetzes wird die Einrichtung eines Wärmekatasters durch die für Klimaschutz zuständige **Berliner Senatsverwaltung** bis Ende 2022 festgehalten (§ 21a EWG Bln). Darüber hinaus ist die Schaffung eines gebäudescharfen Wärmekatasters für Berlin Gegenstand des Projekts „EnergyMap Berlin“.
- Die Umstellung der Berliner Fernwärmeversorgung auf erneuerbare Energien setzt die Nutzung von Flächen- und Wärmepotenzialen in Brandenburg voraus. Um diesen länderübergreifenden Energieimport nachhaltig und unter Berücksichtigung der Interessen von Bürger*innen im Berliner Umland umzusetzen, empfiehlt sich eine verbindliche Vereinbarung über die **energiewirtschaftliche Kooperation zwischen Berlin und Brandenburg**. Hierdurch kann eine gemeinsamen Handlungsebene geschaffen werden und ein potenzieller Ausgleich zwischen den Ländern definiert werden.

9 Literaturverzeichnis

AGFW (2020): Praxisleitfaden Großwärmepumpen. Hg. v. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. Frankfurt am Main.

Amt für Statistik BB (2020): Statistischer Bericht E IV 5 - j / 19. Energie- und CO₂-Daten in Berlin 2019. Vorläufige Ergebnisse. Hg. v. Amt für Statistik Berlin Brandenburg.

Bacior, Stanislaw (2017): Auswirkungen eines Autobahnbaues auf Ackerböden. In: *Berichte über Landwirtschaft - Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft* (Band 95, Ausgabe 2).

Bauer, Mathias; Freeden, Willi; Jacobi, Hans; Neu, Thomas (2014): Handbuch Tiefe Geothermie. Berlin, Heidelberg: Springer.

Bauer, Mathias; Freeden, Willi; Jacobi, Hans; Neu, Thomas (2018): Handbuch Oberflächennahe Geothermie. Berlin, Heidelberg: Springer.

Berliner Wasserbetriebe: Wasserkreislauf. Klärwerke. Hg. v. Berliner Wasserbetriebe. Webseite. Online verfügbar unter <https://www.bwb.de/de/wasserkreislauf.php>.

BET (2019): MACHBARKEITSSTUDIE - Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030. Hg. v. Vattenfall Wärme Berlin AG und Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz.

BMWi (2017a): Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Ergebnisbericht zum Trend 7: „Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei“. Hg. v. BMWi. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030.html>.

BMWi (2017b): Strom 2030: Langfristige Trends - Aufgaben für die Zukunft. Ergebnispapier. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.html>.

BMWi (2019): Evaluation des Marktanzreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2018. Evaluation des Förderjahres 2018. Hg. v. BMWi.

Borderstep Institut (2019): Energiebedarf der Rechenzentren steigt deutlich an. Unter Mitarbeit von Ralph Hintemann. Online verfügbar unter <https://www.borderstep.de/energiebedarf-der-rechenzentren-steigt-deutlich-an/>.

BSR (2021): BSR-Entsorgungsbilanz 2020. Hg. v. Berliner Stadtreinigungsbetriebe. Online verfügbar unter https://www.bsr.de/assets/downloads/BSR_Entsorgungsbilanz_2020.pdf.

BWB (2012): Berliner Wasserbetriebe - Heizen und Kühlen mit Abwasser. Hg. v. Berliner Wasserbetriebe. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bwb.de/de/heizen-und-kuehlen-mit-abwasser.php>.

Clausen, Jens; Benne, Matti; Hinterholzer, Simon (2021): Wärmeplanung als Instrument der Wärmewende. Digitale Unterstützung als Schlüssel zur Verbreitung in der Verwaltung. CliDi-Trans Werkstattbericht. Hg. v. Borderstep Institut. Berlin.

Deutsche Umwelthilfe (2020): Grüne Fernwärme. Klimafreundliche Alternativen zu Kohle und Erdgas. Hg. v. Deutsche Umwelthilfe. Online verfügbar unter https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/201026_DUH_Positionspapier_Gruene-Fernwaerme.pdf.

Dobschütz, Alexander von; Reif, Thomas (2009): Finanzierung und Wirtschaftlichkeit von Projekten der Tiefengeothermie. Fachtagung „Klima schützen – Werte schaffen“. Bayern LB; geothermiekompetenz.de, 13.07.2009.

Dunkelberg, Elisa; Weiß, Julika; Hirschl, Bernd (2020): Wärmewende in Städten gestalten. Empfehlungen für eine sozial-ökologische Transformation der Wärmeversorgung in Berlin. Hg. v. IÖW – Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Berlin.

Energieatlas Berlin (2021): Netzgebiet und Stadtgebiet Fernwärme. Karte erstellt durch Energieatlas Berlin. Stand der Daten: 2014. Online verfügbar unter <https://energieatlas.berlin.de/?permalink=1OkPW63V>.

Fraunhofer ISE (2019a): Agrophotovoltaik: hohe Ernteerträge im Hitzesommer. Unter Mitarbeit von Max Trommsdorff. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2019/agrophotovoltaik-hohe-ernteertraege-im-hitzesommer.html>.

Fraunhofer ISE (2019b): Anlage 1 Maßnahmenkatalog. Masterplan Solarcity Berlin. Online verfügbar unter <https://www.berlin.de/sen/energie/energie/erneuerbare-energien/masterplan-solarcity/>.

Fritz, Sara; Pehnt, Martin (2018): Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende? Kurzstudie. Hg. v. ifeu -Institut für Energie-und Umweltforschung Heidelberg.

Georgiev, Ivo (Hg.) (2019): Case study on solar heating plant in Silkeborg, Denmark. COWI. Luxemburg: Europäische Kommission. Online verfügbar unter http://publications.europa.eu/resource/cellar/981d585d-c492-11e9-9d01-01aa75ed71a1.0001.01/DOC_1.

Gerhardt, Norman; Bard, Jochen; Schmitz, Richard; Beil, Michael; Pfennig, Maximilian; Kneiske, Tanja (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE. IZW e.V. Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik. Hannover. Online verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaedewaerme_Final_20200529.pdf.

- Gerhardt, Norman; Ganal, Irina; Jentsch, Mareike; Rodriguez, Juan; Stroh, Kilian; Buchmann, Elisabeth Klara (2019): Transformationspfade im Wärmesektor. Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95 % THG Klimazielszenarien. Teilbericht. Hg. v. Fraunhofer - Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE.
- Gerhardt, Peter (2021): Rechenzentren-Abwärme: Heizen mit dem Internet. In: *Tagesschau*, 2021. Online verfügbar unter <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/technologie/rechenzentren-abwaerme-energiegewinnung-frankfurt-101.html>.
- GFZ (2021): Korrespondenz mit E. Huenges bezüglich des geothermischen Potenzials in Berlin (E-Mail). Helmholtz Zentrum Potsdam - Deutsches GeoForschungsZentrum.
- Hamburg Institut; Prognos (2020): Perspektive der Fernwärme. Maßnahmenprogramm 2030: Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik. Hg. v. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
- Harms, Gerd (2020): Konzentrierte Solarthermie konzentriert sich. Hg. v. SOLARIFY. Max-Planck-Institut. Online verfügbar unter <https://www.solarify.eu/2020/04/15/195-konzentrierte-solarthermie-konzentriert-sich/>.
- Huang, Pei; Copertaro, Benedetta; Zhang, Xingxing; Shen, Jingchun; Löfgren, Isabelle; Rønnelid, Mats et al. (2020): A review of data centers as prosumers in district energy systems: Renewable energy integration and waste heat reuse for district heating. In: *Applied Energy*. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114109.
- ifeu (2019): Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz für das Jahr 2018 für das Land Berlin. SKU-Bilanz. Unter Mitarbeit von Sabrina Ludmann Regine Vogt. Hg. v. ifeu -Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg. Heidelberg.
- IÖW (2020): Herausforderungen und Bedeutung der Wärmewende für Berlin. Ausgangslage und CO₂-Lücke bis 2050. In: *Berliner Energietage*.
- IPCC (2018): Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger. In: *1,5 °C globale Erwärmung. Ein IPCC-Sonderbericht über die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5 °C gegenüber vorindustriellem Niveau und die damit verbundenen globalen Treibhausgasemissionspfade im Zusammenhang mit einer Stärkung der weltweiten Reaktion auf die Bedrohung durch den Klimawandel, nachhaltiger Entwicklung und Anstrengungen zur Beseitigung von Armut*.
- IPCC (2021): Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- Koch, Matthias; Palacios, Sebastian; Timpe, Christof (2020): Klimaschutz und Versorgungssicherheit der Bayerischen Stromversorgung 2035. Gutachten im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im bayerischen Landtag. Hg. v. Öko-Institut - Institut für angewandte Ökologie. Freiburg.

Krzikalla, Norbert; Achner, Sigggi; Brühl, Stefan (Hg.) (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. Online verfügbar unter http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf.

Land Berlin (2021): Wasserportal Gewässerkundliche Messdaten. Berlin. Online verfügbar unter <https://wasserportal.berlin.de/messwerte.php?anzeige=tabelle&thema=wt>.

Landeshauptstadt München (2004): Tiefengeothermie. Nutzung tiefer Erdschichten zur Wärme- und Stromerzeugung. Webmaster. Online verfügbar unter https://www.muenchen.de/rathaus/Stadtverwaltung/Referat-fuer-Gesundheit-und-Umwelt/Klimaschutz_und_Energie/Regenerative_Energiequellen/Tiefe_Geothermie.html.

Öko-Institut und Prognos (2017): Zukunft Stromsystem. Kohleausstieg 2035. Vom Ziel her denken. Hg. v. WWF Deutschland. Berlin.

Open Street Maps Deutschland (2021a): Kartenausschnitt Land Berlin. Karte hergestellt aus Open Street Map Daten. Open Database License ODbL (<http://opendatacommons.org/licenses/odbl/>). Online verfügbar unter <https://www.openstreetmap.org/#map=10/52.4853/13.4940>.

Open Street Maps Deutschland (2021b): Kartenausschnitte potenzieller Solarthermie-Freiflächen. Karte hergestellt aus Open Street Map Daten. Open Database License ODbL (<http://opendatacommons.org/licenses/odbl/>).

Öppen Fjärrvärme: Product Sheet: Bahnhof Pionen. Profitable recovery with Open District Heating. Online verfügbar unter <https://www.opendistrictheating.com/case/bahnhof-data-centre-pionen/>.

Pehnt, Martin; Bödeker, Jan; Arens, Marlene; Jochem, Eberhard; Idrissova, Farikha (2010): Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung. Bericht im Rahmen des Vorhabens „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“. Heidelberg, Karlsruhe. Online verfügbar unter http://www.jaske-wolf.de/pdfs/2010%20-%20Nutzung_industrieller_Abwaerme.pdf.

Pfützner, Matthias (2016): Das emissionsärmste Zementwerk der Welt. Gemeinde Kirchdorf. Kirchdorf. Online verfügbar unter <https://www.kirchdorfer.at/blog/das-emissionsaermste-zementwerk-der-welt/>.

Plenz, Maik (2016): Potenzialanalyse Überschussstrom für Power-to-Heat und Power-to-Gas. Gebäude Energiewende Arbeitspapier 5, Senftenberg.

Preiß, Stefan (2019): Power-to-Heat: Vattenfall nimmt 120-MW-Anlage in Betrieb. Hg. v. Fachverlag EUWID - Europäischer Wirtschaftsdienst. Online verfügbar unter <https://www.euwid-energie.de/power-to-heat-vattenfall-nimmt-120-mw-anlage-in-betrieb/>.

Reiter, Patrick; Poier, Hannes; Holter, Christian (2016): BIG Solar Graz: Solar District Heating in Graz – 500,000 m² for 20% Solar Fraction. In: *Energy Procedia* 91, S. 578–584. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.06.204.

Rüdiger, Ariane; Ostler, Ulrike (2021): Rechenzentrumsimmobilien. Kein Ende des Datacenter-Booms in Sicht. Hg. v. Datacenter-Insider. Webseite.

Sandrock, Matthias; Maaß, Christian; Westholm, Hilmar (2020): Innovative Lösungen zur Flächenbereitstellung für solarthermische Großanlagen. Hg. v. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Hamburg Institut. Stuttgart. Online verfügbar unter <https://www.solar-district-heating.eu/documents/innovative-losungen-zur-flachenbereitstellung-fur-solarthermische-grosanlagen/>.

SenUVK (2018): Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030 (BEK 2030). Umsetzungszeitraum 2017 bis 2021. Konsolidierte Fassung. Änderungen gem. AH Drucksache 18/0423 und AH Drucksache 18/0780. Hg. v. Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz.

SenUVK (2021): Abfallwirtschaftskonzept für Siedlungs- und Bauabfälle sowie Klärschlämme. Planungszeitraum 2020 bis 2030. Zero Waste Strategie des Landes Berlin.

Solites (2012): Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung. Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607N. 1.1. Aufl. Hg. v. Solites.

Stadtwerke Georgsmarienhütte (2018): Nutzung industrieller Abwärme. Nutzung industrieller Abwärme aus der Stahlproduktion der Georgsmarienhütte GmbH in der Fernwärmeversorgung der Stadtwerke Georgsmarienhütte. Stadtwerke Georgsmarienhütte GmbH. Online verfügbar unter <https://www.sw-gmhuette.de/de/Unternehmen-Umwelt/Umwelt/Nutzung-industrieller-Abwaerme/Nutzung-industrieller-Abwaerme.html>.

UBA (2015): Geothermie. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/geothermie#oberflachennahe-geothermie>.

UBA (2021): Erneuerbare Energien in Zahlen. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>.

Vattenfall Wärme Berlin AG (2020): Faktenblatt der Wärme Berlin (2020). Mit Stadtwärme den CO₂-Fußabdruck der Hauptstadt verkleinern. Hg. v. Vattenfall Wärme Berlin AG. Online verfügbar unter https://waerme.vattenfall.de/binaries/content/assets/waermehaus/downloads_fernwaerme/faktenblatt_der_waerme_berlin_2020.pdf.

VDI 3807 1, Juni 2013: Verbrauchskennwerte für Gebäude.

Vogt, Regine (2017): Szenario Energiewende Berlin. Im Rahmen der Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz für das Jahr 2016 für das Land Berlin. Hg. v. ifeu -Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg. Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz. Heidelberg.

Warmuth, Burkhard (2020): Standortvorteile nutzen! Hamburgs Wärmeversorgung bis 2030. 6. Abwärmefachtagung des BMU. Wärme Hamburg GmbH. Zoom, 17.11.2020. Online verfügbar unter <https://www.izes.de/de/content/6-bmu-fachtagung-klimaschutz-durch-abwaerme-nutzung>.

Studie im Auftrag von:



Kohleausstieg Berlin setzt sich zusammen aus: Attac Berlin, BUND Berlin, BUNDjugend Berlin, BürgerBegehren Klimaschutz, gegenstromberlin, Greenpeace Berlin, GRÜNE LIGA Berlin, Fossil Free Berlin, NaturFreunde Berlin, Klimanotstand Berlin, KLUG - Deutsche Allianz Klimawandel und Gesundheit Berlin und PowerShift.