

---

# Berichtspflicht gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zum Potenzial der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

Bewertung des Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor in der Bundesrepublik Deutschland

Bericht der Bundesrepublik Deutschland an die Kommission

Dr. Sara Ortner, Peter Mellwig, Sebastian Blömer, Nils Rettenmaier, Dr. Martin Pehnt – **ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH**

Paula Möhring, Dr. Matthias Sandrock, Patrick Akram – **Hamburg Institut Research gGmbH**

Heidelberg, Hamburg, Dezember 2020

---





# Inhalt

---

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>1 Zusammenfassung</b>	<b>8</b>
<b>2 Executive Summary</b>	<b>19</b>
<b>3 Einleitung und Begriffsdefinition</b>	<b>29</b>
3.1 Begriffsdefinition	29
3.2 Situation in Deutschland	33
3.3 Vorgehen bei der Potenzialanalyse	34
<b>4 Potenzialanalyse Sonnenenergie</b>	<b>36</b>
4.1 Dezentrale Solarthermie und Photovoltaik	36
4.2 Großflächensolarthermie	39
<b>5 Potenzialanalyse Biomasse, Deponie-, Klär- und Biogas</b>	<b>47</b>
5.1 Einführung	47
5.2 Brennstoffpotenziale Biomasse	49
5.3 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung	52
<b>6 Potenzialanalyse Umgebungsenergie</b>	<b>56</b>
6.1 Umgebungsluft dezentral	56
6.2 Umgebungsluft zentral	59
6.3 Oberflächengewässer	65
6.4 Abwasser	70
<b>7 Potenzialanalyse Geothermie</b>	<b>74</b>
7.1 Tiefengeothermie	74
7.2 Oberflächennahe Geothermie	80
7.3 Grubenwasser	85
<b>8 Potenzialanalyse Abwärme und -kälte</b>	<b>89</b>
8.1 Abgrenzung des Untersuchungsgegenstands	89
8.2 Abwärme und -kälte aus der Industrie	90
8.3 Abwärme und -kälte aus Wärmekraftwerken	93
8.4 Abwärme und -kälte aus Abfallverbrennung	95
8.5 Abwärme und -kälte aus dem tertiären Sektor	100

# Inhalt

---

<b>9 Exkurs Power-to-Heat</b>	<b>102</b>
9.1 Relevanz von PtH in Deutschland	102
9.2 Best-Practice-Beispiel	102
9.3 Funktionsweise	103
9.4 Vermarktung und Wirtschaftlichkeit	104
9.5 Einflussfaktoren und Entwicklung von PtH	105
9.6 Fazit	106
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>107</b>

# Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1:	Darstellung der technischen Potenziale aus erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteversorgung im Jahr 2030 (Quelle: Eigene Darstellung)	14
Abbildung 2:	Darstellung der wirtschaftlichen Potenziale aus erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteversorgung im Jahr 2030 (Quelle: Eigene Darstellung; Endenergieverbrauch aus (AGEE-Stat, 2020))	16
Abbildung 3:	Darstellung der technischen Potenziale aus erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteversorgung im Jahr 2050 (Quelle: Eigene Darstellung)	17
Abbildung 4:	Darstellung der wirtschaftlichen Potenziale aus erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteversorgung im Jahr 2050 (Quelle: Eigene Darstellung; Endenergieverbrauch aus (AGEE-Stat, 2020))	18
Figure 5:	Presentation of technical potentials from renewable energies for heating and cooling in 2030 (Source: own illustration)	25
Figure 6:	Presentation of the economic potential of renewable energies for heating and cooling in 2030 (Source: Own Illustration; final energy consumption from AGEE-Stat (2020))	26
Figure 7:	Presentation of the technical potential of renewable energies for heating and cooling in 2050 (Source: own illustration)	27
Figure 8:	Illustration of the economic potential of renewable energies for heating and cooling in 2050 (Source: Own Illustration; final energy consumption from AGEE-Stat (2020))	28
Abbildung 9:	Einordnung des Potenzialbegriffs nach Kaltschmitt et. al (2003)	31
Abbildung 10:	Endenergieverbrauch Wärme- und Kälteversorgung in Deutschland (Quelle: Steinbach et al. (2020))	33
Abbildung 11:	Der „Solarwall“ als Teil der Anlage Hirtenwiesen 2 in Crailsheim. Urheber: Hamburg Institut.	40
Abbildung 12:	Wirtschaftliche Solarthermiepotenziale für die Jahre 2030 und 2050 in unterschiedlichen Szenarien aus drei Studien im Vergleich. (Eigene Darstellung auf Basis von Jochum et al. (2017), Gerbert et al. (2019) und Gerhardt et al (2019))	45
Abbildung 13:	Bereitstellung erneuerbarer Wärme (links) bzw. Wärme aus Biomasse (rechts) in Deutschland im Jahr 2019 (Quelle: FNR 2020)	47
Abbildung 14:	Brennstoffpotenziale der Rest- und Abfallstoffe bzw. Anbaubiomasse für 2030 (links) und 2050 (rechts) in unterschiedlichen Biomassepotenzialstudien und Szenarien	52

- Abbildung 15: Wirtschaftliche Potenziale für Wärme aus Biomasse für 2030 (links) und 2050 (rechts) in unterschiedlichen Studien und Szenarien 53
- Abbildung 16: 1-MW-Luftwärmepumpe mit Wärmequelle Luft in Slagslund, Dänemark (Urheber: PlanEnergi) 61
- Abbildung 17: Überblick über die angewandte Methodik für die Potenzialermittlung von Meerwasser-Wärmepumpen. (Quelle: Eigene Darstellung) 67
- Abbildung 18: Prinzip der Abwasserwärmegewinnung direkt aus dem Kanal mittels Wärmetauscher, bivalentem Einsatz der Wärmepumpen in der Heizzentrale und Einspeisung in ein warmes Nahwärmenetz. (Quelle: Müller, Schmid, & Kobel, 2005) 71
- Abbildung 19: Verteilung erzielte geothermische Leistung ( $\varnothing$  12 MW<sub>th</sub>) und erforderliche vertikale Bohrtiefe, Teufe ( $\varnothing$  2.200m) bestehender Anlagen zur Nutzung hydrothermaler Reservoirs >400m in Deutschland im Jahr 2019. Eigene Darstellung nach Agemar, Weber und Schulz (2014), LIAG (2020). 75
- Abbildung 20: Lage nachgewiesener hydrothermaler Reservoirs und petrothermaler Reservoirs nach Temperaturniveau im geothermischen Informationssystem GeotIS. Eigene Darstellung nach Agemar et al. (2014), LIAG (2020). 78
- Abbildung 21: Schema der Grubenwasseranlage an der Reichen Zeche (Freiberg). Bildquelle: TU Freiberg. 85
- Abbildung 22: Endenergieeinsätze zur Prozesswärmeerzeugung im Jahr 2014 nach Temperaturniveau in den Sektoren des verarbeitenden Gewerbes. Eigene Darstellung nach Rohde (2017) und Eikmeier et al. (2005). 91
- Abbildung 23: Elektrokessel „Karoline“ – eine 45-MW-PtH-Anlage im Hamburger Karolinenviertel wird in ein Umspannwerk eingebaut (unten). Die Anlage liefert als Teil des Projektes NEW 4.0 einen Beitrag zur norddeutschen Energiewende. (Quelle: Vattenfall 2018) 103
- Abbildung 24: Gerbert et al. 2018 (BDI), Sterchele et al. 2020 (ISE) und Purr et al. 2019 (RESCUE) ermittelte Erzeugung von Wärme in den Anwendungen Gebäude- und Prozesswärme in den Jahren 2030 und 2050. Für 2050: die Anteile der auf Basis von PtH erzeugten Wärme an der insgesamt erzeugten Wärme. 106

# Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1:	Zusammenfassung der Potenziale aus erneuerbaren Energien und Abwärme und -kälte für die Wärme- und Kälteversorgung. (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Analysen in den nachfolgenden Abschnitten)	9
Table 2:	Summary of potentials from renewable energies and waste heat and cold for heating and cooling (Source: Own illustration, based on the analysis described in the following chapters)	20
Tabelle 3:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für dezentrale Solarthermie und PV-Wärme	37
Tabelle 4:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für zentrale Solarthermie	41
Tabelle 5:	Wirtschaftliche Potenziale der zentralen Solarthermie mit zugrundeliegenden Annahmen bezüglich Fernwärmeanteilen und solaren Deckungsgraden in den Fernwärmenetzen. (Eigene Darstellung auf Basis von Jochum et al (2017), Gerhardt et al. (2019) und Gerbert et al. (2018))	43
Tabelle 6:	Überblick zur Literaturanalyse im Bereich Wärme und Kälte aus Biomasse: Brennstoffpotenziale. Das Basisjahr bezieht sich auf das Jahr der Datenerhebung in den Studien und je nach Studie wurde z. T. auch auf ältere Vorerhebungen zurückgegriffen.	51
Tabelle 7:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Biomasse (bezogen auf Endenergie)	53
Tabelle 8:	Überblick zur Literaturanalyse im Bereich Wärme und Kälte aus Biomasse: Wirtschaftliche Potenziale. Das Basisjahr bezieht sich auf das Jahr der Datenerhebung in den Studien und je nach Studie wurde z. T. auch auf ältere Vorerhebungen zurückgegriffen.	55
Tabelle 9:	Überblick Ergebnisse der Potenzialanalyse für dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen	59
Tabelle 10:	Durch Luft-WP deckbare Anteile der Wärmenetze für verschiedene Betriebsgrenztemperaturen der Wärmepumpe und für verschiedene Standorte sowie gemittelt. Die Unterschiede zwischen den Jahren 2020, 2030 und 2050 ergeben sich auf Basis der Entwicklung der Gebäudestruktur (Verhältnis von Neubauten/Altbauten). (Quelle: Eigene Berechnungen)	63
Tabelle 11:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für zentrale Umgebungsluft. Angabe der erzeugten Wärme (Endenergie).	64
Tabelle 12:	Durch Meerwasser-WP deckbare Anteile der Wärmenetze für verschiedene Betriebsgrenztemperaturen der Wärmepumpe in Nordsee und Ostsee. Die Unterschiede zwischen den Jahren 2020, 2030 und 2050 ergeben sich auf Basis der Entwicklung der Gebäudestruktur (Verhältnis von Neubauten/Altbauten). (Quelle: Eigene Berechnungen)	68

Tabelle 13:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Oberflächengewässer (Flüsse, Seen und Meere) (Endenergie).	69
Tabelle 14:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Energie aus Abwasser	72
Tabelle 15:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für tiefe Geothermie. Angegebene Bandbreiten basieren auf zwei Szenarien der Entwicklung des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden.	76
Tabelle 16:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für oberflächennahe Geothermie	81
Tabelle 17:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Grubenwasser.	86
Tabelle 18:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für industrielle Abwärme.	93
Tabelle 19:	Ergebnisse Abschätzung theoretischer Abwärmepotenziale aus Wärmekraftwerken 2018 basierend auf dem Comprehensive Assessment (Quelle: Steinbach et al., 2020).	94
Tabelle 20:	Übersicht bestehender Abfallverbrennungsanlagen in Deutschland 2015. Orange: Untersuchte Anlagentypen für die Potenzialabschätzung. Eigene Darstellung nach Flamme et al. (2018).	96
Tabelle 21:	Übersicht Abfallbehandlung in Deutschland 2030. Orange: Untersuchte Anlagentypen für die Potenzialabschätzung. Eigene Darstellung nach Flamme et al. (2018).	97
Tabelle 22:	Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Abwärme aus der Abfallverbrennung.	100



# 1 Zusammenfassung

---

Die Kommission sieht in Artikel 15 Absatz 7 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) die Bewertung des Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor vor.

Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden die technischen und wirtschaftlichen Nachfragepotenziale im Bereich der Energien aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor analysiert. Die Bewertung der Potenziale aus erneuerbaren Energien erfolgt für den Status quo sowie die Jahre 2030 und 2050. Dies geschieht in enger Abstimmung mit der umfassenden Bewertung zur Förderung von Effizienz bei der Wärme- und Kälteversorgung, die in der Richtlinie EU Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU in Artikel 14 vorgesehen ist.

Die Analyse der erneuerbaren Potenziale für die Wärme- und Kälteversorgung in Deutschland erfolgt auf Basis einer Literaturanalyse, da bereits eine Vielzahl von Potenzialstudien vorliegt. Die Definition der einzelnen Wärmequellen erfolgt nach Artikel 2 Absatz 1 Satz 1 und Satz 9 der RED II. Wo relevant, werden weitere Differenzierungen nach Technologien bzw. Wärmequellen durchgeführt und abschließend je Wärmequelle zusammengefasst. Die weitere Differenzierung nach Technologien wird im Folgenden „Versorgungsoptionen“ genannt.

Tabelle 1 fasst die Ergebnisse der Ermittlung des Potenzials zusammen.

Bei den Potenzialen werden jeweils die technischen und wirtschaftlichen Nachfragepotenziale ausgewiesen, die in den Jahren 2030 und 2050 erschlossen werden könnten (nicht additiv). Es ist gekennzeichnet, ob sie sich auf Nutz- oder Endenergie beziehen.

Tabelle 1: Zusammenfassung der Potenziale aus erneuerbaren Energien und Abwärme und -kälte für die Wärme- und Kälteversorgung. (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Analysen in den nachfolgenden Abschnitten)

		Technische Potenziale [TWh]				Wirtschaftliche Potenziale [TWh]			
		2030		2050		2030		2050	
		von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
<b>Sonnenenergie*</b>									
	Dezentrale Solarthermie	98*	120*	73*	108*	22**	22**	43**	43**
	Großflächensolarthermie	94**	94**	94**	94**	8*	29*	10*	65*
<b>Geothermie</b>									
	Tiefen-geothermie**	37	108	31	88	18	46	9	32
	Oberflächennahe Geothermie***	289	652	233	594	27	170	49	294
	Grubenwasser**	8	8	2	2	4	4	2	2
<b>Biomasse** davon<sup>1</sup>:</b>						<b>60</b>	<b>185</b>	<b>16</b>	<b>187</b>
	Deponiegas					0	0		
	Klärgas					3	3		
	Biogas					0	65		
<b>Umgebungsenergie</b>									
	Dezentrale Nutzung Umgebungs-luft mittels Wärmepumpen***	260	267	176	242	11	85	66	242
	Zentrale Nutzung Umgebungs-luft mittels Wärmepumpen***	318	531	425	531	44	73	76	95
	Oberflächengewässer**	110	114	90	102	81	82	49	66
	Abwasser*	36	46	24	38	5	7	16	16
<b>Abwärme und Kälte</b>									
	Industrielle Abwärme zur netzge-bundenen Nutzung*	23	29	17	21	19	21	14	15
	Abwärme aus Wärmekraftwerken	Nur theoretische Potenzialanalysen verfügbar							
	Abwärme aus Abfallverbren-nung*	16	17			16	17		
	Abwärme des tertiären Sektors	Relevant, jedoch keine Potenzialanalysen verfügbar							

\*Bezogen auf Nutzenergie, \*\*Bezogen auf Endenergie \*\*\* Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen, inkl. Stromanteil

### Bei der Interpretation müssen folgende Grenzen der Potenzialanalyse berücksichtigt werden:

1. Die Summe der ermittelten Potenziale übersteigt den aktuellen bzw. zukünftigen Energieverbrauch für Wärme. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Aufsummieren der Einzelpotenziale zu einem Gesamtpotenzial methodisch nicht zielführend ist, da sich verschiedene Versorgungsoptionen gegenseitig bedingen oder ausschließen.

<sup>1</sup> Im Bereich der Biomasse sind keine technischen Potenziale ausgewiesen, da in diesem Bereich in den verschiedenen Analysen und Studien aufgrund der Nutzungskonkurrenz zu anderen Sektoren keine Allokation vorgenommen wird. Weitere Ausführungen hierzu in der Zusammenfassung und im Abschnitt 5.

2. Im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung ist bei der Erschließung der Potenziale die räumliche Komponente ausschlaggebend: Potenziale können nur bei angemessener Nähe zu den Wärmesenken genutzt werden. Gerade hier überlagern sich die Potenziale häufig räumlich und ein Aufaddieren der Einzelpotenziale ist nicht zweckmäßig. Wird ein Wärmenetz beispielsweise bereits über thermische Abfallbehandlungsanlagen versorgt, ist die Integration von erneuerbaren Energien oder Abwärme, die primär in der Grundlast eingesetzt wird (z. B. Solarthermie oder industrielle Abwärme) oft nicht mehr möglich, und die Potenziale können somit nicht genutzt werden.
3. Zusätzlich zu den leitungsgebundenen Potenzialen bestehen parallel dezentrale Potenziale, die aufgrund einer quantitativ bzw. qualitativ (räumlich, technologisch, etc.) anders gelagerten Verbraucherstruktur nicht allesamt erschlossen werden können.
4. Einige Technologien, wie beispielsweise die solare Wärmeerzeugung, brauchen zusätzlich einen Spitzenlasterzeuger bzw. Hauptwärmeerzeuger. Dies ist dadurch bedingt, dass eine monovalente Deckung des Wärmebedarfs je nach Einsatzfall zu überproportional höheren Kosten führen kann (Beispiel: saisonale Speicherung von Solarwärme) und deswegen wirtschaftlich nicht darstellbar ist.
5. Wärmepumpen können grundsätzlich mit anderen Versorgungsoptionen kombiniert werden. Es besteht jedoch die Gefahr, dass sich die Systeme bezüglich eines optimierten Einsatzes überschneiden und somit höhere Wärmegestehungskosten verursachen.
6. Die zukünftigen Potenziale von Biomasse für die Wärme- und Kälteversorgung weisen eine erhebliche Schwankungsbreite auf. Während in Deutschland mit ca. 150 TWh/a gegenwärtig noch ca. 85 % der erneuerbaren Wärme aus Biomasse bereitgestellt werden, ist zukünftig tendenziell eher von einer deutlichen Verringerung dieses Anteils und – aufgrund der Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren – auch des absoluten Biomassepotenzials für die Wärme- und Kälteversorgung auszugehen (siehe Abschnitt 5.3). Insofern sollte eine Orientierung tendenziell eher am unteren Bereich der in Tabelle 1 ausgewiesenen Biomasse-Bandbreiten erfolgen. Eine naturschutzfachliche Betrachtung entsprechend dem Methodenhandbuch der DBFZ wurde ebenso nicht vorgenommen.
7. Die Potenziale stehen in Zusammenhang mit der Effizienz des Gebäudebestands bzw. den Effizienzentwicklungen in der Industrie: So steigen beispielsweise die möglichen Einsatzfälle von Solarenergie und Wärmepumpen auf Basis verschiedener Wärmequellen mit höherer Effizienz des Gebäudebestands, auch wenn das energetische Potenzial sinken kann. Umgekehrt sinken die Potenziale einer wärmenetzgebundenen Versorgung bei sinkenden Gebäudeenergieverbräuchen, wenn nicht gleichzeitig die Anschlüsse an das Netz erhöht werden. Eine Bewertung der Versorgungsoptionen im Hinblick auf die Einsetzbarkeit zur Erfüllung von Klimaschutzanforderungen oder sonstigen Umweltzielen wird nicht vorgenommen, auch hierdurch werden Potenziale ggf. eingeschränkt.
8. Da die Potenziale auf Basis von Literaturrecherchen ermittelt wurden, variieren die in den Studien angesetzten Rahmenbedingungen hinsichtlich Energieeffizienz, Fernwärmeabsatz, berücksichtigter Gebäudetypen und energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Die entsprechenden wesentlichen Treiber bei der Ermittlung der Potenziale sind in den jeweiligen Abschnitten ausgeführt.
9. Bei den ermittelten wirtschaftlichen Potenzialen ist darauf hinzuweisen, dass diese stark von den energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen abhängen. Sowohl der jetzige Rahmen als auch die von den jeweiligen Autoren in den Studien unterstellten Entwicklungen beeinflussen die wirtschaftlichen Potenziale wesentlich:

- Die Berücksichtigung eines ausreichend hohen CO<sub>2</sub>-Preises für konventionelle Wärmeerzeugung erhöht die Kosten für die Referenztechnologie (meist gasbasierte Brennwerttechnologien in Gebäuden) und kann somit zur Steigerung der entsprechenden wirtschaftlichen EE-Potenziale beitragen.
- Eine Neugestaltung der Steuern und Umlagen auf Strom kann zu höheren wirtschaftlichen Potenzialen für Wärmepumpen führen.
- Investitionsförderungen im Bereich erneuerbarer Fernwärmeerzeugung steigern die Investitionssicherheit von Unternehmen und können sich wesentlich auf die wirtschaftlichen Potenziale der erneuerbaren Fernwärme auswirken.
- Weitere programminterne Kostenprojektionen, wie zum Beispiel die Entwicklung von Anlagenkosten durch Skaleneffekte, oder modellendogene Entscheidungsrou-tinen beeinflussen die Ergebnisse hinsichtlich der wirtschaftlichen Potenziale, können aber nach Veröffentlichung der grundlegenden Studien aufgrund der durchgeführten Modellierungen nicht adaptiert werden.
- Vor diesem Hintergrund ist zukünftig auf Basis weiterer Entwicklungen und Erkenntnissen davon auszugehen, dass sich die wirtschaftlichen Potenziale verändern können – sowohl eine Erhöhung als auch eine Reduktion kann nicht ausgeschlossen werden.

## Ergebnisse und Interpretation

Im Bereich der **Sonnenenergie** wurden dezentrale Solarthermie und Photovoltaikanlagen sowie Großflächen-Solarthermieanlagen analysiert. Sowohl dezentrale Solarthermieanlagen im Gebäudebestand als auch Großflächen-Solarthermieanlage zur Nutzung in Wärmenetzen bedürfen der Ergänzung durch einen Haupt- oder Spitzenlastkessel. Dabei ist bei der **dezentralen Solarthermie** das Potenzial konventioneller Solarthermieanlagen dargestellt. Anlagen mit extrem großen oder saisonalen Speichern sind nicht berücksichtigt. Die limitierende Größe bei der Potenzialermittlung ist der maximale Deckungsgrad, den Solarthermieanlagen erbringen können. Das technische Potenzial bezieht sich auf solare Nutzwärme in Wohn- und Nichtwohngebäuden und berücksichtigt deren Entwicklung in zwei Szenarien. Das wirtschaftliche Potenzial liegt deutlich unter dem technischen Potenzial. Es wird stark von den Wärmegestehungskosten des erforderlichen Spitzenlast- bzw. Hauptwärmeerzeugers beeinflusst. Das wirtschaftliche Potenzial beträgt rund das Dreifache des aktuellen Solarthermie-Ausbaus. Damit kann Solarthermie einen wichtigen Beitrag zur Entlastung anderer erneuerbarer Energien liefern.

Für die Bestimmung des Potenzials aus **Photovoltaik (PV)** speziell zur Wärmeerzeugung wurde das Potenzial für Photovoltaik auf Dachflächen und Fassaden insgesamt analysiert, jedoch keine Allokation auf den Wärme- und Kältesektor vorgenommen, da über die Wärmeerzeugung hinaus PV auf Gebäuden auch EE-Strom verbrauchsnahe bereitstellen kann. Während das technische Potenzial der **Großflächensolarthermie** mit 94 TWh für die Jahre 2030 und 2050 im mittleren Bereich liegt, ist das ermittelte wirtschaftliche Potenzial mit 8 bis 29 TWh im Jahr 2030 geringer. Das technische Potenzial ist allerdings stark abhängig von der zu Grunde gelegten Flächenkulisse. Die relativ große Bandbreite bezüglich des wirtschaftlichen Potenzials resultiert aus unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung des Wärmenetzpotenzials und der solaren Deckungsgrade (u. a. bedingt durch den Einsatz von Wärmespeichern). Aktuell erzeugen ca. 40 großflächige Solarthermieanlagen rund 42 GWh Wärme jährlich, es besteht demnach noch ein sehr hohes Ausbaupotenzial. Die Konkurrenz zu anderen Wärmeerzeugern (z. B. Abfallverbrennung) und die Flächeninanspruchnahme sowie die Konkurrenzsituation mit der PV um Freiflächen können hemmende Faktoren beim

Ausbau zentraler großflächiger Solarthermieranlagen sein. Solare Deckungsgrade in Wärmenetzen können insbesondere durch die Integration saisonaler Wärmespeicher (z. B. Behälter-, Erdbecken- und Aquifer-Wärmespeicher) erhöht werden.

Im Bereich der **Geothermie** wurde die Tiefengeothermie, die oberflächennahe Geothermie in der zentralen und dezentralen Nutzung sowie das Potenzial von Grubenwasser näher beleuchtet. Bei der **Tiefengeothermie** wurden hydrothermale Potenziale in Deutschland für eine passive und aktive Nutzung mittels Wärmepumpen analysiert. Dabei belaufen sich die technischen Nachfragepotenziale – je nach Art der Einbindung – auf 37 bis 108 TWh im Jahr 2030 und reduzieren sich aufgrund des Rückgangs des Wärmebedarfs auf 31 bis 88 TWh im Jahr 2050. Mit großen Unsicherheiten sind indes die dargestellten wirtschaftlichen Potenziale in Wärmenetzen zur Versorgung von Wohn- und Nichtwohngebäuden behaftet. Die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit wurde entsprechend Jochum et al. (2017) über einen pauschalen, methodisch vereinfachenden Grenzwert der spezifischen Wärmegestehungskosten für hydrothermale tiefe Geothermie von  $<75 \text{ EUR/MWh}_{\text{th}}$  abgeleitet.

Der limitierende Faktor für die Nutzung von **oberflächennaher Geothermie** mittels dezentraler Wärmepumpen in Gebäuden ist das Verhältnis von verfügbarer Fläche für Geothermie zum lokalen Wärmebedarf. Vor allem in dichter urbaner Bebauung können dezentrale Erdwärmepumpen oft nicht eingesetzt werden. Abseits dichter Bebauung erlaubt das technische Potenzial oberflächennaher Geothermie die Versorgung eines bedeutenden Anteils des Gebäudebestands, wenn die Gebäude eine Mindesteffizienz einhalten. Die zentrale Nutzung ist vor allem durch die möglichen Fernwärmepotenziale limitiert, da ein Einsatz von zentralen Wärmepumpen auf Basis von oberflächennaher Geothermie an vielen Standorten möglich ist. Weitere Einschränkungen bestehen zudem hinsichtlich der Flächenverfügbarkeit. Die Potenzialabschätzung zeigt technische Potenziale bis zu 650 TWh im Jahr 2030 und rd. 590 TWh im Jahr 2050. Die wirtschaftlichen Potenziale sind aufgrund der hohen Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklungen vorsichtig zu interpretieren und werden mit bis zu 170 TWh für das Jahr 2030 bzw. bis zu 294 TWh im Jahr 2050 ausgewiesen. Dabei sind bereits förderlichere Rahmenbedingungen im Jahr 2050 unterstellt, jedoch sind in den Analysen keine Annahmen zu den jeweiligen spezifischen Maßnahmen und Rahmenbedingungen benannt.

Das thermische Potenzial von **Grubenwasser** zur Wärme- bzw. Kälteerzeugung in Deutschland ist im Vergleich zu den anderen Potenzialen gering (technisches Potenzial von 8 TWh im Jahr 2030 und 2 TWh im Jahr 2050). In Zukunft wird sich das Potenzial zudem weiter reduzieren, da die bestehenden Braunkohletagebaue stillgelegt werden und dort kein Sumpfungswasser zur thermischen Nutzung mehr anfällt. Die Potenziale sind gebietsweise sehr unterschiedlich, insbesondere in den ehemaligen Steinkohlerevieren in Nordrhein-Westfalen, im Saarland und in Sachsen bestehen auch langfristige Potenziale.

Auf Basis der Analyse von umfangreichen **Biomassepotenzialstudien** wurden das Flächenpotenzial und das in den Studien ermittelte Potenzial an Anbaubiomasse sowie Rest- und Abfallstoffen zusammengestellt. Bei der Potenzialanalyse von Biomasse für die Wärme- und Kälteversorgung müssen konkurrierende Biomassenutzungen in anderen Sektoren mitberücksichtigt werden. Im Rahmen von Energieszenario-Studien wurden auf Basis unterschiedlichster Rahmendaten und -annahmen in umfangreichen Modellierungen Allokationen der Biomasse auf die einzelnen Verbrauchssektoren vorgenommen und die entsprechenden wirtschaftlichen Potenziale ausgewiesen. Die Ergebnisse der Analyse zeigen eine Bandbreite der wirtschaftlichen Potenziale von Biomasse von 60 bis 185 TWh im Jahr 2030 und von 16 bis rd. 187 TWh im Jahr 2050. Angesichts der heutigen Nutzung in Höhe von ca. 150 TWh/a ist also nicht von einer zukünftigen Steigerung des Gesamt-Biomassepotenzials für die Wärme- und Kälteversorgung auszugehen, eher im Gegenteil (siehe Abschnitt 5.3). Insofern

sollte eine Orientierung tendenziell eher am unteren Bereich der in Tabelle 1 ausgewiesenen Biomasse-Bandbreiten erfolgen.

Im Bereich der **Umgebungsenergie** wurden sowohl zentrale als auch dezentrale Wärmepumpen mit der Wärmequelle Außenluft beleuchtet sowie die Potenziale von Oberflächengewässer-Wärmepumpen und Abwasser-Wärmepumpen dargestellt.

Die Nutzung von Umgebungsenergie mittels **dezentraler Luft-Wärmepumpen in Gebäuden** hat das höchste wirtschaftliche Potenzial der gezeigten dezentralen erneuerbaren Energien im Jahr 2050 (bis zu 85 TWh im Jahr 2030 und 242 TWh im Jahr 2050). Das technische Potenzial wird vorrangig durch die Effizienz der Gebäude begrenzt. Ist es möglich, den Wärmebedarf großflächig unter 90 kWh/m<sup>2</sup>a zu senken, ist ein breiter Einsatz von Luft-Wärmepumpen möglich und auch aus wirtschaftlicher Sicht umsetzbar.

Für **zentrale Luftwärmepumpen** in Fernwärmenetzen ergibt sich in der durchgeführten Potenzialanalyse ein sehr hohes technisches Potenzial in Höhe von 318 bis 531 TWh im Jahr 2030 bzw. 425 bis 531 TWh im Jahr 2050, da standortunabhängig mit geringen Restriktionen die Erschließung der Wärmequelle ‚Luft‘ möglich ist. Aktuell stellen die hohen Vorlauftemperaturen der Wärmenetze jedoch ein Hindernis für die Einbindung von zentralen Luftwärmepumpen dar. Eine effiziente Einbindung von Luftwärmepumpen wird mit der Transformation hin zu niedrigen Netztemperaturen in Zukunft erleichtert, dann ist mit der Außenluft als zentraler Wärmequelle die Erschließung des insgesamt größten Potenzials möglich.

Die Potenziale zur thermischen Nutzung von **Oberflächengewässern in Wärmenetzen** liegen verglichen mit den anderen Wärmequellen im mittleren Bereich. Der Unterschied zwischen technischen und wirtschaftlichen Potenzialen ist relativ gering. In Deutschland werden sie aktuell noch kaum ausgeschöpft. Die Erschließung von Seen, Flüssen oder dem Meer mittels Wärmepumpen ist nur wirtschaftlich, wenn entsprechend große Wärmesenken in unmittelbarer Nähe zu den Gewässern verortet sind. Auch die hohen Vorlauftemperaturen in bestehenden Wärmenetzen sowie der geringe Bekanntheitsgrad der Technologie und die nicht einheitlich geregelten wasserrechtlichen Bedingungen für die Genehmigungsfähigkeit hemmen die Etablierung der Erschließung von Oberflächengewässern.

Die Potenziale aus Energie aus **Abwasser in Wärmenetzen** ergeben sich durch die energetische Nutzung des ungereinigten Abwassers in der Kanalisation und durch die Nutzung des Abwassers nach der Kläranlage. Die technischen Potenziale betragen im Jahr 2030 bis zu 46 TWh, im Jahr 2050 reduziert sich das Potenzial aufgrund der angenommenen Effizienzsteigerung im Gebäudebestand auf 38 TWh.

Bei der Analyse der Potenziale aus **Abwärme und -kälte** sind die Potenziale aus industrieller Abwärme und -kälte, jener aus Wärmekraftwerken und Abfallverbrennungsanlagen und jene aus dem tertiären Sektor zu analysieren. **Industrielle Abwärme und -kälte** kann sowohl in der allgemeinen Wärmeversorgung als auch für die innerbetriebliche Nutzung herangezogen werden. Auf Basis von kleinräumigen Analysen wurde das Potenzial für die netzgebundene Nutzung in Wärmenetzen analysiert und bis zu 21 TWh wirtschaftliches Potenzial 2030 bzw. 15 TWh 2050 ermittelt. Unsicherheiten bestehen jedoch bei der Abschätzung des langfristig verfügbaren Angebotspotenzials, das maßgeblich durch wirtschaftliche Entwicklungen (Standortwahl, Betriebsschließungen) und technologischen Fortschritt (z. B. Verfahrensumstellungen, Effizienzmaßnahmen) beeinflusst wird. In den Analysen ist aufgrund von Datenlücken jedoch z. B. das Potenzial aus einigen Medienströmen wie Prozessabwasser, Prozessabluft oder explizit „vernichtete Abwärme“ aus Kühlprozessen aufgrund von mangelnder Datenbasis nicht abgebildet. In vielen Unternehmen werden zentrale Kühlanlagen für die Produktion verwendet, die Kühlwassertemperaturen von 35–40°C aufweisen. Das

Kühlwasser könnte als Wärmequelle für Großwärmepumpen herangezogen werden und somit für die Wärme- und Kälteversorgung erschlossen werden. Auch die innerbetriebliche Nutzung als Effizienzmaßnahme könnte die Potenziale weiter erhöhen.

Bei der Ermittlung der Potenziale aus **thermischen Abfallbehandlungsanlagen** wurde der biogene Anteil bei der Berechnung abgezogen, um Dopplung der Potenziale mit jenen im Bereich Biomasse zu vermeiden. Unter Berücksichtigung der Potenziale in Müllverbrennungsanlagen, Ersatzbrennstoffkraftwerken und Sondermüllverbrennungsanlagen belaufen sich die fossil-stämmigen Potenziale auf rd. 16 bis 17 TWh im Jahr 2030. Analysen bis 2050 können aufgrund großer Unsicherheiten in der Abfallwirtschaft nicht robust durchgeführt werden. Auch das Potenzial an Abwärme aus dem **tertiären Sektor** kann für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung genutzt werden. Hier sind jedoch keine flächendeckenden Potenzialanalysen in Deutschland oder der EU bekannt.

Abbildung 1 und Abbildung 2 stellen die eben diskutierten Ergebnisse in Form der aus den unterschiedlichen Literaturquellen entnommenen Bandbreite für das Jahr 2030 grafisch dar – wenn verfügbar werden zusätzlich Werte für die gegenwärtige Potenzilausschöpfung dargestellt. Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen die Ergebnisse für das Jahr 2050.

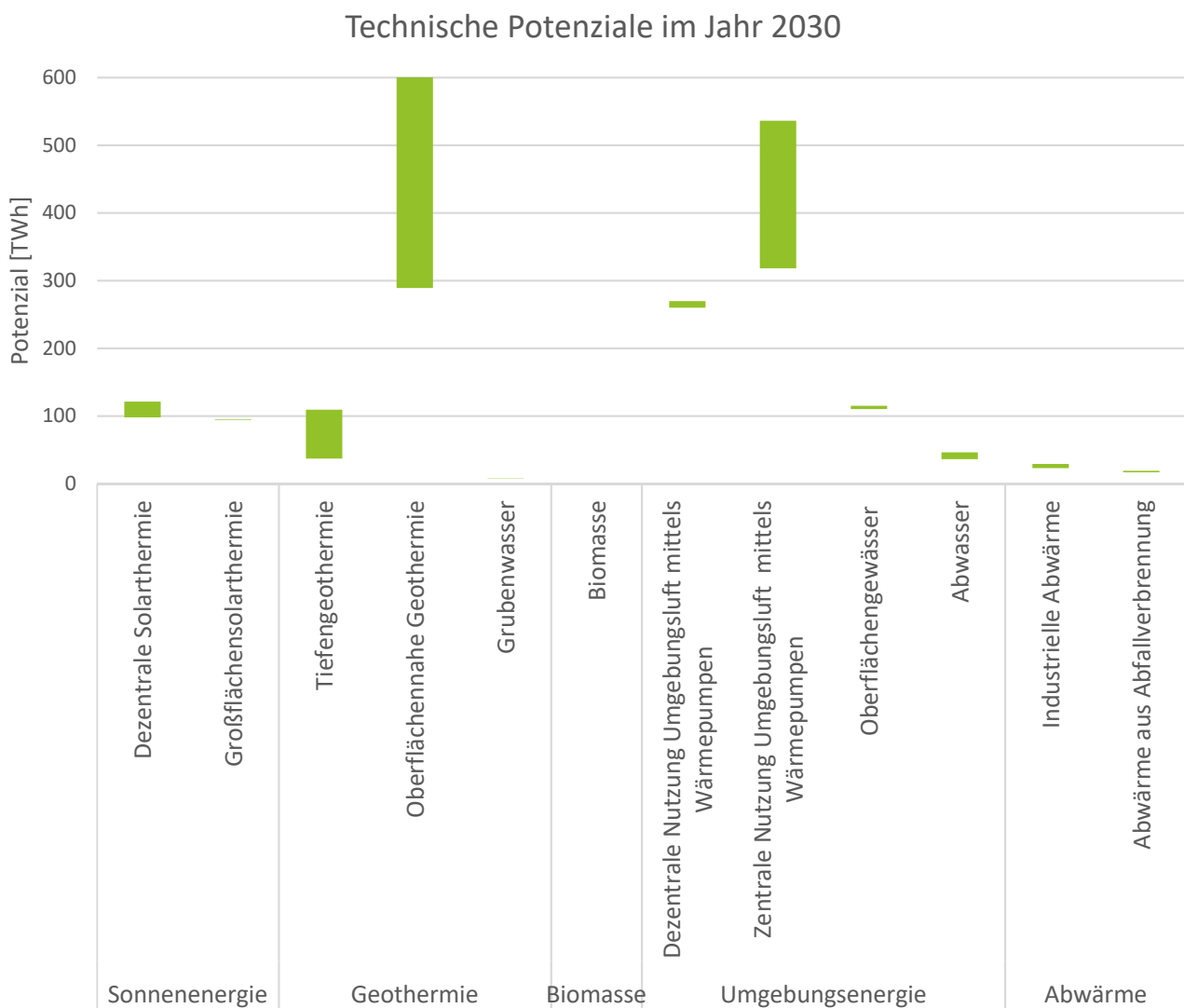


Abbildung 1: Darstellung der technischen Potenziale aus erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteversorgung im Jahr 2030 (Quelle: Eigene Darstellung)



Die Darstellung der technischen Potenziale im Jahr 2030 in Abbildung 1 zeigt die Bandbreite der Potenziale der einzelnen Versorgungsoptionen (als Kombination aus Wärmequelle und Technologie) als Ergebnis der Analysen. Im Bereich Biomasse können keine technischen Potenziale ausgewiesen werden, da es für die verschiedenen Bioenergieträger verschiedene Nutzungsmöglichkeiten im Energiesystem (Strom, Wärme, Kraftstoff) gibt. In vielen klassischen Biomassepotenzialstudien wird jedoch keine Allokation (Zuordnung) des technischen Potenzials auf die einzelnen Verbrauchssektoren vorgenommen und damit kein Bioenergiepotenzial auf Endenergie-Ebene ausgewiesen. Weitere Datenlücken bestehen bei der Abwärme aus Wärmekraftwerken und der Abwärme des tertiären Sektors: Während bei der Abwärme aus Wärmekraftwerken das theoretische Potenzial ermittelt werden kann, wurde in keiner Studie das technische oder wirtschaftliche Potenzial analysiert. Zudem unterliegt der Kraftwerkspark auf Grund des Kohleausstiegs derzeit einem grundlegenden Umbau. Auch die Potenziale aus Abwärme des tertiären Sektors (u. a. Datencenter) standen bundesweit noch nicht im Fokus einzelner Studien.

In Abbildung 2 sind die ermittelten wirtschaftlichen Potenziale im Jahr 2030 grafisch dargestellt. Für dezentrale Solarthermie, Tiefengeothermie, Biomasse und Abfallverbrennung werden die ermittelten Potenziale dem Endenergieverbrauch des entsprechenden Energieträgers im Jahr 2019 auf Basis von AGEE-Stat (2020) gegenübergestellt: Es ist ersichtlich, dass im Bereich Biomasse und Abwärme aus Abfallverbrennung bereits ein Großteil der Potenziale für die Wärmeversorgung genutzt werden. Im Bereich dezentraler Solarthermie und Tiefengeothermie kann noch ein Großteil der Potenziale zusätzlich erschlossen werden. Rund 15 TWh des Endenergieverbrauchs im Sektor Wärme und Kälte wurden im Jahr 2019 darüber hinaus durch oberflächennahe Geothermie und Umgebungswärme gedeckt, was jedoch aufgrund der unterschiedlichen Bilanzierungsgrenzen in der Grafik nicht dargestellt werden kann: Stellt man dies den Potenzialen der oberflächennahen Geothermie sowie der dezentralen und zentralen Nutzung von Wärmepumpen gegenüber, zeigt sich, dass hier noch große ungenutzte Potenziale vorliegen.



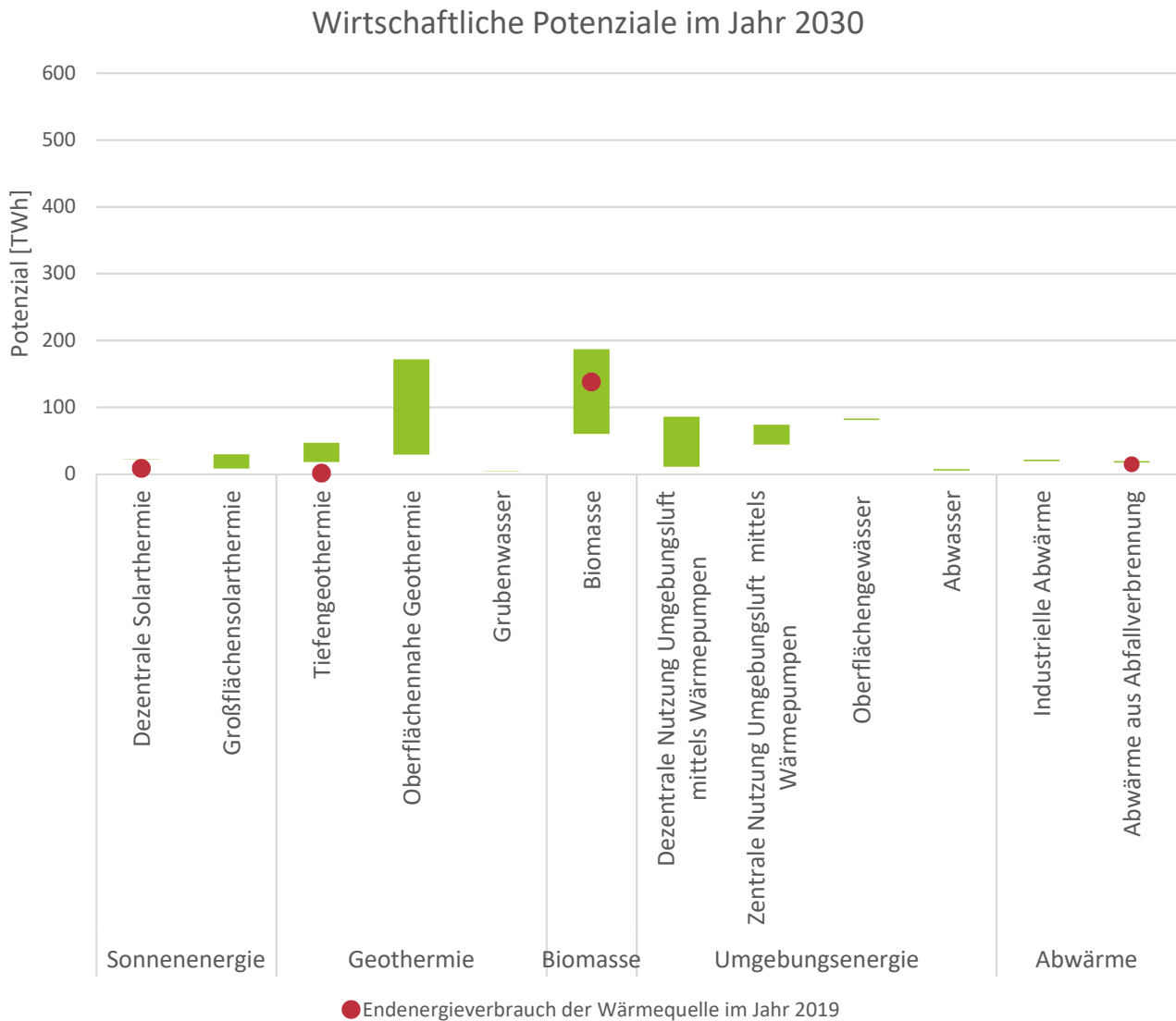


Abbildung 2: Darstellung der wirtschaftlichen Potenziale aus erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteversorgung im Jahr 2030 (Quelle: Eigene Darstellung; Endenergieverbrauch aus (AGEE-Stat, 2020))

Die Darstellung der technischen Potenziale im Jahr 2050 in Abbildung 3 zeigt die Bandbreite der Potenziale der einzelnen Versorgungsoptionen (als Kombination aus Wärmequelle und Technologie) als Ergebnis der Analyse analog zu der Darstellung für das Jahr 2030.

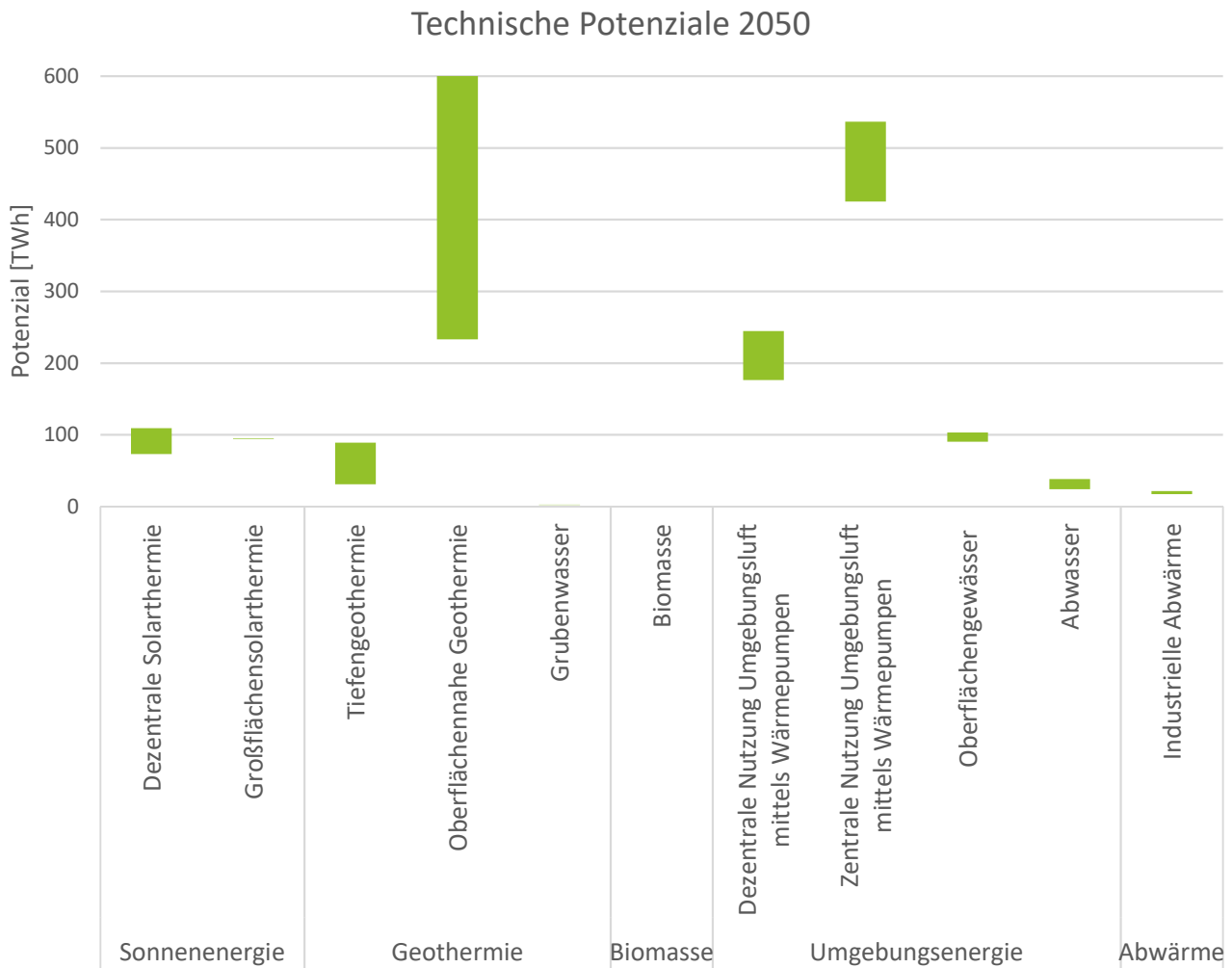


Abbildung 3: Darstellung der technischen Potenziale aus erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteversorgung im Jahr 2050 (Quelle: Eigene Darstellung)

In Abbildung 4 sind die ermittelten wirtschaftlichen Potenziale im Jahr 2050 grafisch dargestellt. Für dezentrale Solarthermie, Tiefengeothermie, Biomasse und Abfallverbrennung werden die ermittelten Potenziale erneut dem Endenergieverbrauch des entsprechenden Energieträgers im Jahr 2019 auf Basis von AGEE-Stat (2020) gegenübergestellt. Allgemein sind im Jahr 2050 größere Bandbreiten als im Jahr 2030 ersichtlich.

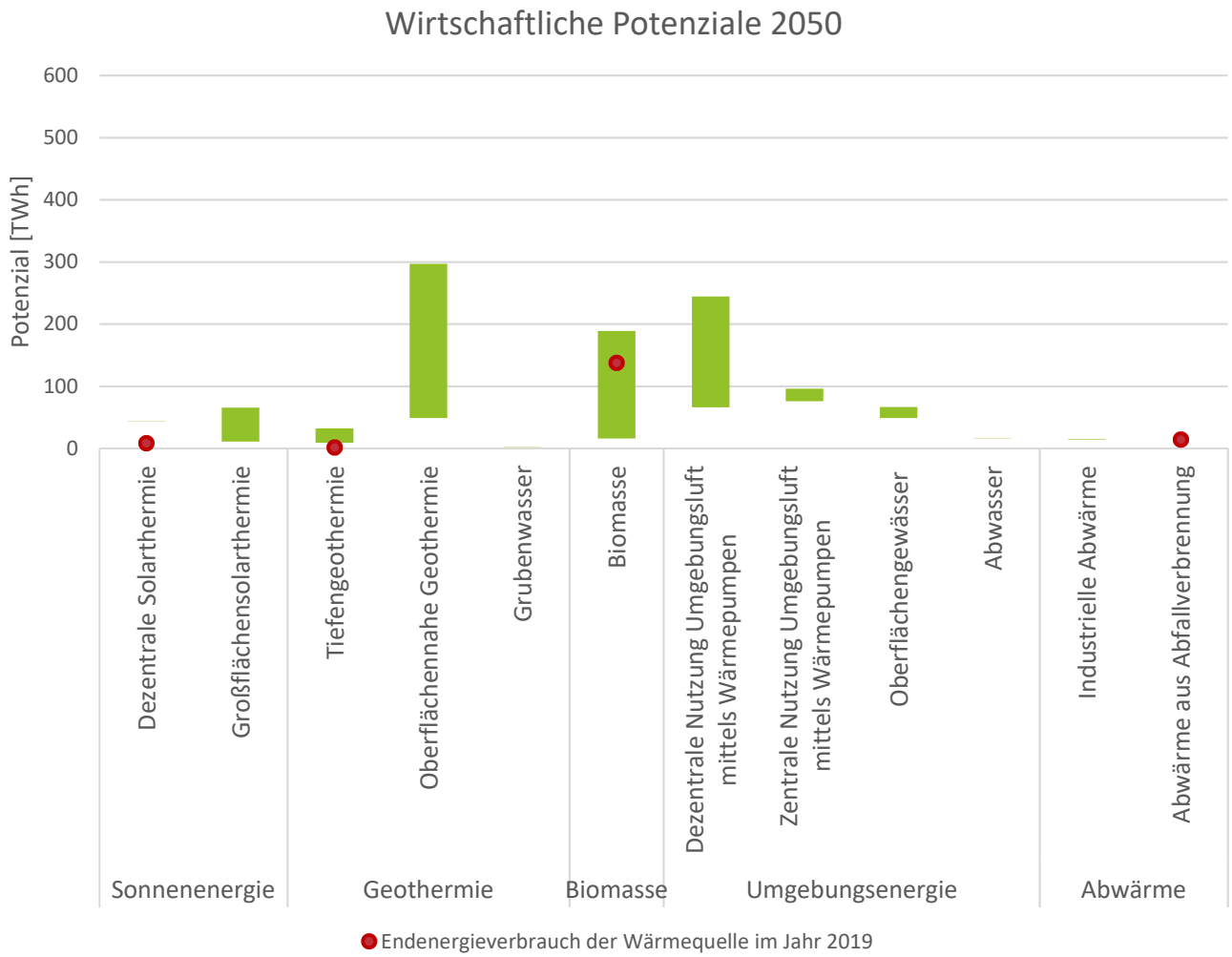


Abbildung 4: Darstellung der wirtschaftlichen Potenziale aus erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteversorgung im Jahr 2050 (Quelle: Eigene Darstellung; Endenergieverbrauch aus (AGEE-Stat, 2020))

## 2 Executive Summary

---

The Commission provides in Article 15 (7) of the Renewable Energy Directive (RED II) for the assessment of the potential of energy from renewable sources and the use of waste heat and cold in the heating and cooling sector.

The present report assesses the technical and economic demand potential in the field of energy from renewable sources and the use of waste heat and cold in the heating and cooling sector. The renewable potentials for the status quo and for the years 2030 and 2050 are identified. This will be done in close coordination with the comprehensive assessment for the promotion of efficiency in heating and cooling supply as provided in Article 14 of the EU Energy Efficiency Directive 2012/27/EU.

The analysis of the renewable potentials for heating and cooling supply in Germany is based on an analysis of the literature, since many potential studies are already available. The definitions follow Article 2 (1) of the RED II. Where relevant, further differentiations by technologies or heat sources are carried out and finally summarized for each heat source. The further differentiation by technologies is referred to below as "supply options".

Table 2 summarizes the results of the determination of the potential.

A distinction is made between the technical and economic demand potentials that could be made accessible in 2030 and 2050 (not additive). It is indicated whether the potentials relate to useful or final energy demand.

Table 2: Summary of potentials from renewable energies and waste heat and cold for heating and cooling (Source: Own illustration, based on the analysis described in the following chapters)

		Technical potentials [TWh]				Economic potentials [TWh]			
		2030		2050		2030		2050	
		From	To	From	To	From	To	From	To
<b>Solar Energy</b>									
	Decentral solarthermal energy	98*	120*	73*	108*	22**	22**	43**	43**
	Large-scale solarthermal energy	94**	94**	94**	94**	8*	29*	10*	65*
<b>Geothermal Energy</b>									
	Deep geothermal energy**	37	108	31	88	18	46	9	32
	Near surface geothermal energy***	289	652	233	594	27	170	49	294
	Mine water**	8	8	2	2	4	4	2	2
<b>Biomass** thereof<sup>1</sup>:</b>						<b>60</b>	<b>185</b>	<b>16</b>	<b>187</b>
	Landfill gas					0	0		
	Sewage gas					3	3		
	biogas					0	65		
<b>Ambient energy</b>									
	Decentralised use of ambient air using heat pumps***	260	267	176	242	11	85	66	242
	Centralised use of ambient air using heat pumps***	318	531	425	531	44	73	76	95
	Surface water**	110	114	90	102	81	82	49	66
	Waste water*	36	46	24	38	5	7	16	16
<b>Waste heat and cold</b>									
	Industrial waste heat and cold*	23	29	17	21	19	21	14	15
	Waste heat from thermal power plant	Only theoretical potential analyses available							
	Waste heat from waste incineration plants*	16	17			16	17		
	Waste heat from tertiary sector	Relevant, but no potential analyses available							

\*In relation to useful energy demand, \*\*In relation to final energy demand, \*\*\* Heat supply with heat pumps, including electricity

### The following limits of the potential analysis must be taken into account in the interpretation:

1. The sum of the identified potentials exceeds the current or future energy consumption for heat. It must be considered that summing up the individual potentials to

<sup>1</sup> No technical potential has been identified in the area of biomass, as no allocation is made in this sector in the various analyses and studies due to the competition for use with other sectors. Further details are provided in the summary and in Section 5.

receive an overall potential is methodologically not expedient, since different supply options are mutually dependent or mutually exclusive.

2. The spatial component is decisive in making the potential accessible in the area of grid-bound energy supply: the potential can only be used if there is adequate proximity to heat sinks. Particularly in this area the potentials often overlap spatially and adding up the individual potentials is not practical. For example, if a heating network is already supplied by thermal waste treatment plants, it is often no longer possible to integrate renewable energies or waste heat which is primarily used in the base load (e.g. solar thermal energy or industrial waste heat), and the potentials cannot be exploited.
3. In addition to the grid-bound potentials, there are also decentralised potentials which cannot all be made accessible due to a quantitatively or qualitatively (spatial, technological, etc.) different consumer structure.
4. Some technologies, such as solar heat generation, require an additional peak load generator or main heat generator. This is partly due to the fact that monovalent coverage of the heat demand can lead to disproportionately higher costs depending on the application (example: seasonal storage of solar heat) and is therefore not economically feasible.
5. Heat pumps can be combined with other supply options. However, there is a risk that the systems may become redundant and thus cause higher costs.
6. The future potential of biomass for heating and cooling supply shows a considerable range of fluctuation. Whereas in Germany, at about 150 TWh/a, about 85 % of renewable heat is currently still provided from biomass, it can be assumed that this share will tend to decline significantly in the future due to the competition with other sectors. Also the absolute biomass potential for heating and cooling supply will tend to decline significantly (see Section 5.3). In this respect, the orientation should tend to be at the lower range of the biomass bandwidths shown in Table 2. A nature conservation consideration in accordance with the method manual of the DBFZ was not carried out.
7. The potentials are related to the efficiency of the building stock or efficiency developments in industry: for example, the possible use of solar energy and heat pumps based on different heat sources increases with higher efficiency of the building stock, even though the energy potential may decrease. Conversely, the potential of a heat-grid-based supply system decreases when building energy consumption falls and the number of connected households does not increase.
8. Since the potentials were determined based on literature research, the framework conditions applied in the studies vary with regard to energy efficiency, future district heating potentials, the types of buildings considered and economic conditions. The corresponding key drivers in determining the potentials are described in the respective sections.
9. It should be noted that the economic potentials identified are strongly dependent on the energy industry and energy policy framework conditions. Both, the current framework and the underlying developments presented by the respective authors in the studies have a significant impact on the economic potentials:

- The consideration of a sufficiently high CO<sub>2</sub> price for conventional heat generation increases the costs for the reference technology (mostly gas-based condensing boiler technologies in buildings) and can thus contribute to increasing the corresponding economically viable renewable energy potentials.
- A redesign of taxes and levies on electricity can also lead to higher economic potentials for heat pumps.
- Investment support for renewable district heating increases the investment security of companies and can have a significant impact on the economic potential of renewable district heating.
- Other internal programme cost projections, such as the development of plant costs due to economies of scale, or model-based decision routes influence the results with regard to the economic potentials, but cannot be adapted after publication of the fundamental studies due to the modelling carried out.
- Against this background, it can be assumed in the future on the basis of further developments and findings that the economic potentials may change - both an increase and a reduction cannot be ruled out.

## Results and interpretation

In the field of solar energy, decentralised solar thermal and photovoltaic systems as well as large-scale solar thermal systems were analysed. Decentralised as well as large-scale solar thermal systems need to be supported by a peak load or main heat generator. In the case of decentralised solar thermal energy, the potential of conventional solar thermal systems is shown. Systems with extremely large or seasonal storage tanks are not included. The limiting factor in determining the potential is the maximum degree of coverage that solar thermal systems can provide. The technical potential refers to solar useful heat in residential and non-residential buildings and takes their development into account in two scenarios. The economic potential remains significantly below the technical potential. It is strongly influenced by the heat production costs of the required peak load or main heat generator. The economic potential is around three times the current solar thermal expansion. Solar thermal energy can therefore make an important contribution to relieving the burden on other renewable energies, e.g. biomass.

In order to determine the potential of photovoltaics (PV) specifically for heat generation, the potential for photovoltaics on roof surfaces and facades was analysed. Because the boundary conditions are very similar to those for solar thermal energy, the solar thermal potential is also used for heat generation with PV. In addition to heat generation, PV can also provide renewable electricity on buildings.

While the technical potential of large-scale solar thermal energy is in the middle range at 94 TWh for the years 2030 and 2050, the calculated economic potential is lower at 8 to 29 TWh in 2030. However, the technical potential is highly dependent on the underlying area setting. The relatively wide range with regard to the economic potential results from different assumptions regarding the development of the heat network potential and the solar coverage rates (partly due to the use of heat storage systems). Currently, around 40 large-scale solar thermal systems generate around 42 GWh of heat annually, so there is still a very high potential for expansion. Competition with other heat generators (e.g. waste incineration) and land use, as well as the competition with PV for open spaces, can be inhibiting factors in the expansion of central large-scale solar thermal systems. Solar coverage rates in heat networks can be increased in particular by integrating seasonal heat storage facilities (e.g. container, ground basin and aquifer heat storage facilities).

In the field of geothermal energy, the focus was on deep geothermal energy, near-surface geothermal energy in centralised and decentralised use and the potential of mine water. In

the case of deep geothermal energy, hydrothermal potentials in Germany for passive and active use using heat pumps were analysed. Depending on the type of integration, the technical potentials amount to 37 to 108 TWh in 2030 and will be reduced to 31 to 88 TWh in 2050 due to the decline in heat demand. However, the economic potentials in heating networks to supply buildings presented are subject to great uncertainty. According to Jochum et al. (2017), the estimate of economic efficiency was derived using a flat-rate, a methodologically simplified limit value for the specific heat production costs for hydrothermal deep geothermal energy of <math><75 \text{ EUR/MWh}\_{\text{th}}</math>.

The limiting factor for the use of near-surface geothermal energy by means of decentralised heat pumps in buildings is the ratio of available area for geothermal energy to local heat demand. Especially in dense urban development, decentralised geothermal heat pumps often cannot be used. Away from dense development, the technical potential of near-surface geothermal energy allows the supply of a significant proportion of the building stock, provided the buildings comply with minimum efficiency standards. Central use is limited mainly by the potential for district heating, as the use of central heat pumps based on near-surface geothermal energy is possible at many locations but is restricted by limited space availability or local restrictions on noise emissions. The potential assessment shows technical potentials of up to 650 TWh in 2030 and around 590 TWh in 2050. The economic potentials are to be interpreted cautiously due to the high degree of uncertainty regarding future developments and are reported as up to 170 TWh in 2030 and up to 294 TWh in 2050. More favourable framework conditions in 2050 are already assumed, but the analyses do not make any assumptions about the specific measures and framework conditions.

The thermal potential of mine water for heating and cooling in Germany is low compared to the other potentials (technical potential of 8 TWh in 2030 and 2 TWh in 2050). In the future, the potential will also increase considerably.

Based on the analysis of comprehensive biomass potential studies, the land potential and the potential of cultivated biomass and residual and waste materials identified in the studies were compiled. When analysing the potential of biomass for heating and cooling, competing biomass uses in other sectors must also be taken into account. Within the framework of energy scenario studies, extensive modelling has been carried out based on these restrictions to allocate biomass to the individual consumption sectors and to identify the corresponding economic potentials. The results of the analysis show that the economic potential of biomass in 2030 ranges from 60 to 185 TWh and from 16 to around 187 TWh in 2050. Given the current use of around 150 TWh/a, it is therefore not to be assumed that the total biomass potential for heating and cooling will increase in the future, quite the contrary. In this respect, orientation should tend to be at the lower range of the biomass bandwidths shown in Table 2.

In the field of ambient energy, both centralised and decentralised heat pumps with the heat source ambient energy were analysed and the potential of surface water heat pumps and wastewater heat pumps was presented.

The use of ambient energy using decentralised air heat pumps in buildings has the highest economic potential of the decentralised renewable energies shown for 2050 (up to 85 TWh for 2030 and 242 TWh for 2050). The technical potential is primarily limited by the efficiency of the buildings. If it is possible to reduce the heat requirement to below 90 kWh/m<sup>2</sup>a over a large area, a broad use of air heat pumps is possible and can also be implemented from an economic point of view.

For central air-source heat pumps in district heating networks, a very high technical potential has been identified: 318 to 531 TWh in 2030 and 425 to 531 TWh in 2050, as it is possible



to make the heat source 'air' accessible regardless of location and with few restrictions. Currently, however, the high flow temperatures of the heating networks represent an obstacle to the integration of central air heat pumps. An efficient integration of air-source heat pumps will be facilitated in the future with the transformation towards low network temperatures; then the greatest overall potential can be tapped with outside air as the central heat source.

The potential for the thermal use of surface water in heating networks is in the medium range compared to other heat sources. The difference between technical and economic potentials is relatively small. In Germany the potentials are currently hardly exploited at all. The development of lakes, rivers or the sea using heat pumps is only economically viable if correspondingly large heat sinks are located in the immediate vicinity of the water bodies. The high flow temperatures in existing heating networks, the low level of awareness of the technology and the not uniformly regulated water-legislative conditions also hamper the establishment of surface water development.

The potentials from energy from wastewater in heating networks result from the energetic use of untreated wastewater in the sewerage system and from the use of wastewater after the treatment plant. In 2030, the technical potential is up to 46 TWh, in 2050 the potential is reduced to 38 TWh due to the assumed increase in efficiency in the building stock.

When analysing the potentials from waste heat and cold, the potentials from industrial waste heat and cold, those from thermal power plants and waste incineration plants, and those from the tertiary sector are to be analysed. Industrial waste heat and cold can be used for general heat supply as well as for internal use. On the basis of small-scale analyses, the potential for grid-bound use in heating networks was analysed and up to 21 TWh economic potential in 2030 and 15 TWh in 2050 was determined. However, there are uncertainties in the estimation of the long-term available supply potential, which is significantly influenced by economic developments (site selection, plant closures) and technological progress (e.g. process conversions, efficiency measures). Due to data gaps, however, the analyses do not show, for example, the potential from some media flows such as process wastewater, process exhaust air or explicitly "destroyed waste heat" from cooling processes due to a lack of data. Many companies use central cooling systems for production, which have cooling water temperatures of 35-40 °C. The cooling water could be used as a heat source for large heat pumps and thus be made available for heating and cooling. Internal use as an efficiency measure could also further increase the potential.

When determining the potential from thermal waste treatment plants, the biogenic share was deducted in the calculation in order to avoid doubling the potential with that of biomass. Considering the potentials in waste incineration plants, substitute fuel power plants and hazardous waste incineration plants, the fossil fuel-bearing potentials amount to around 16 to 17 TWh in 2030. Analyses up to 2050 cannot be robustly carried out due to major uncertainties in waste management. The potential for waste heat from the tertiary sector can also be used for efficient heating and cooling. Here, however, no comprehensive potential analyses are known in Germany or the EU.

Figure 5 and Figure 6 graphically present the results just discussed for the year 2030 taken from the various literature sources - if available, additional values for the current exploitation of potential are also shown. In Figure 7 and Figure 8 the results are also shown graphically in the form of the bandwidth for the year 2050 taken from the various literature sources.

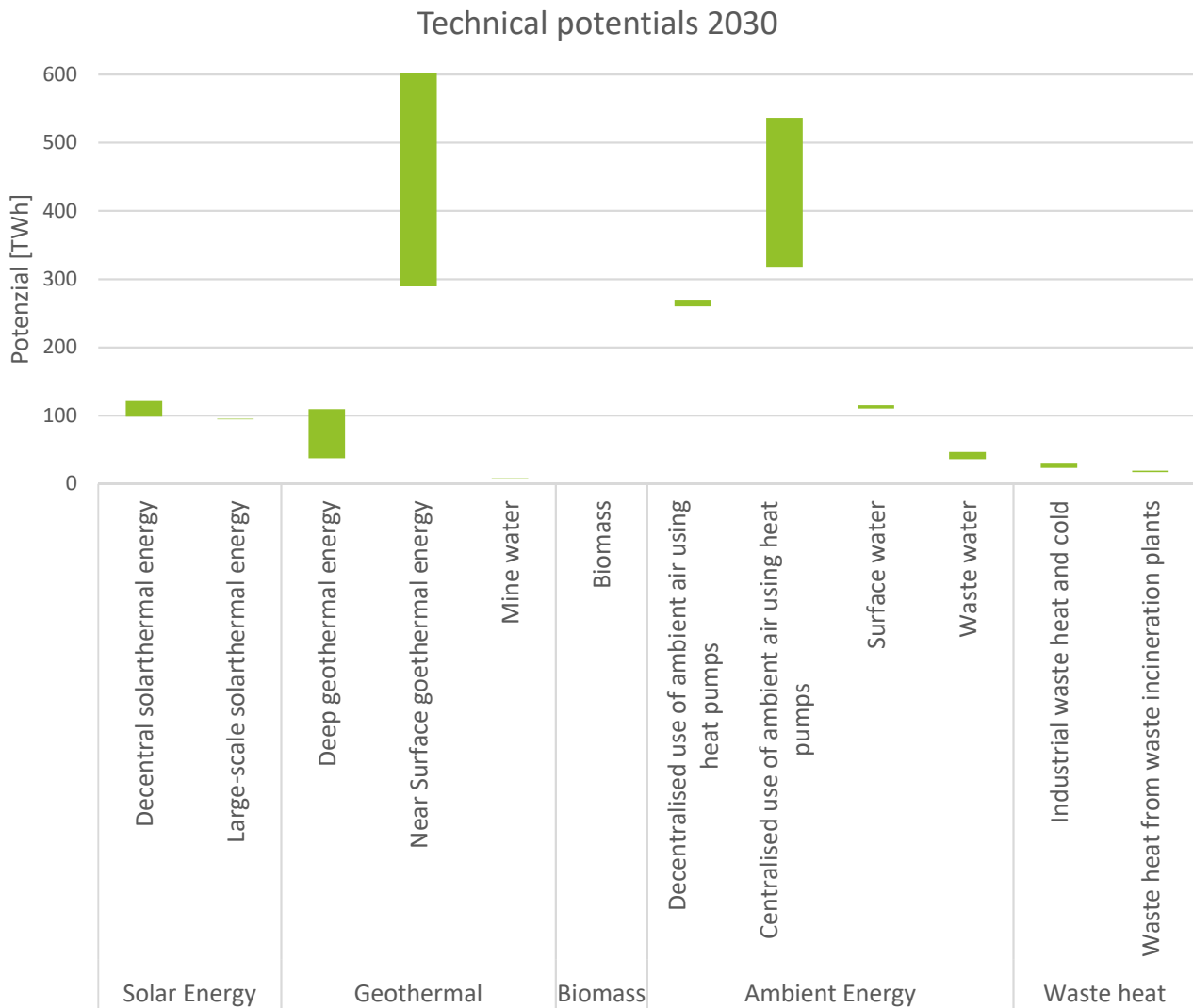


Figure 5: Presentation of technical potentials from renewable energies for heating and cooling in 2030 (Source: own illustration)

The illustration of technical potentials in 2030 in Figure 5 shows their bandwidth in the individual supply options (as a combination of heat source and technology). No technical potential can be identified in the area of biomass, since the various bioenergy sources have different uses in the energy system (electricity, heat, fuel). However, many classic biomass potential studies do not allocate the technical potential to the individual consumption sectors and thus do not identify any bioenergy potential at the final energy level. Further data gaps exist in the case of waste heat from thermal power plants and waste heat from the tertiary sector: while the theoretical potential can be determined for waste heat from thermal power plants, no study has analysed the technical or economic potential. In addition, the power plant park is currently undergoing fundamental restructuring due to the coal phase-out. Nor have individual studies focused on the potential from waste heat from the tertiary sector (including data centres) nationwide.

Figure 6 graphically illustrates the identified economic potentials in 2030. For decentralised solar thermal energy, deep geothermal energy, biomass and waste incineration, the identified potentials are compared with the final energy consumption of the corresponding energy source in 2019 on the basis of AGEE-Stat (2020): It can be seen that in the area of biomass and waste heat from waste incineration a large part of the potential is already being

used for heat supply. In the field of decentralised solar thermal energy and deep geothermal energy, a large part of the potential can still be made accessible. Around 15 TWh of the final energy consumption in the heating and cooling sector in 2019 was also covered by near-surface geothermal energy and ambient heat, but this cannot be shown in the diagram due to the different accounting boundaries: If the mentioned current use of near-surface geothermal energy and ambient heat is compared with the potential of these heat sources, it becomes clear that there is still great unused potential here.

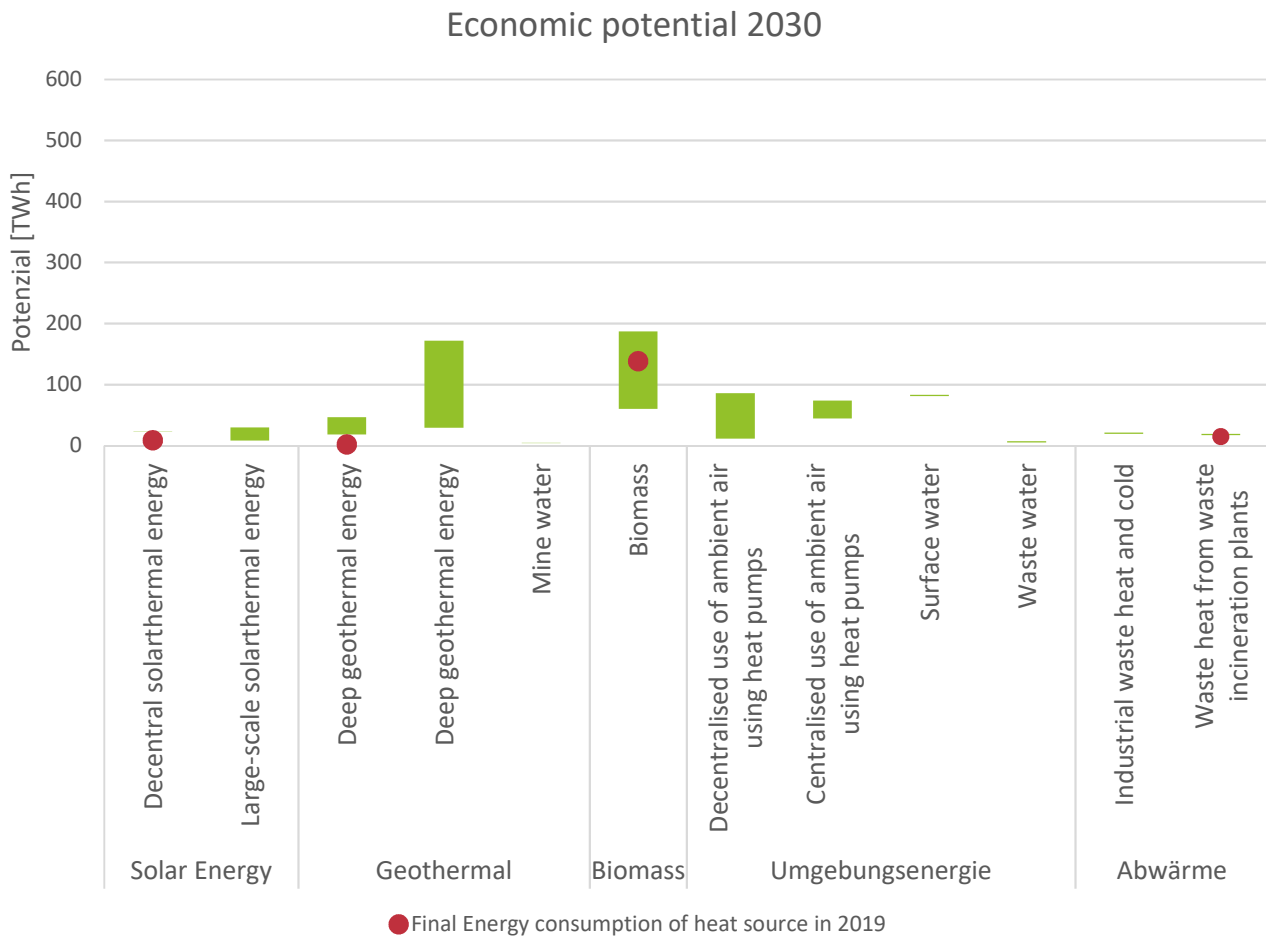


Figure 6: Presentation of the economic potential of renewable energies for heating and cooling in 2030 (Source: Own Illustration; final energy consumption from AGEE-Stat (2020))

The presentation of technical potentials in 2050 in Figure 7 shows the range of potentials of the individual supply options (as a combination of heat source and technology) analogous to the presentation for the year 2030.

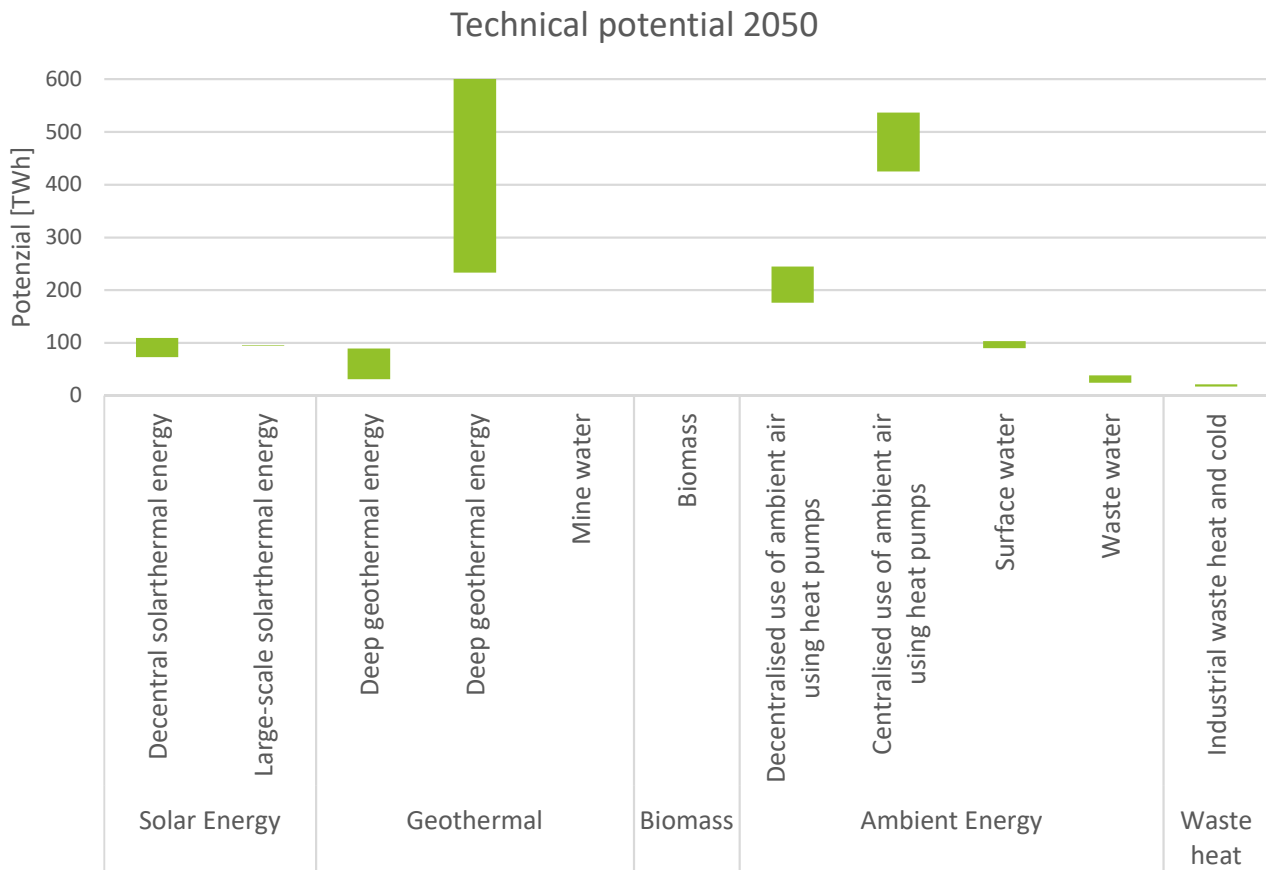


Figure 7: Presentation of the technical potential of renewable energies for heating and cooling in 2050 (Source: own illustration)

Figure 8 graphically illustrates the identified economic potentials in 2050. For decentralised solar thermal energy, deep geothermal energy, biomass and waste incineration, the identified potentials are again compared with the final energy consumption of the corresponding energy source in 2019 based on AGEE-Stat (2020). In general, larger bandwidths are apparent in 2050 than in 2030.

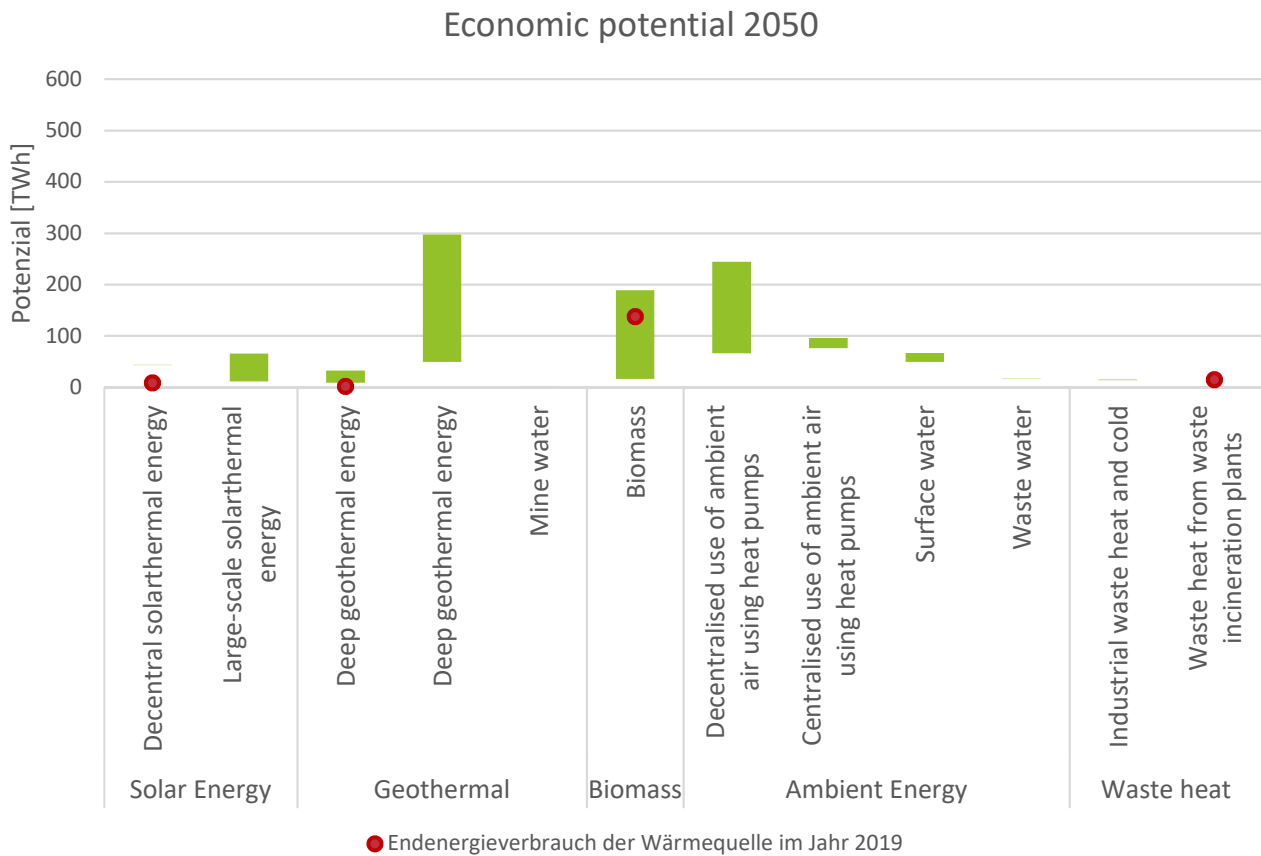


Figure 8: Illustration of the economic potential of renewable energies for heating and cooling in 2050 (Source: Own Illustration; final energy consumption from AGEE-Stat (2020))

# 3 Einleitung und Begriffsdefinition

---

Die Kommission sieht in Artikel 15 Absatz 7 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) folgendes vor:

*„Die Mitgliedstaaten führen eine Bewertung ihres Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor durch. Diese Bewertung umfasst gegebenenfalls auch eine Raumanalyse von Gebieten, die sich für einen Einsatz mit geringem Umweltrisiko eignen, geht auf das Potenzial kleiner Projekte auf der Ebene von Privathaushalten ein und wird in die zweite umfassende Bewertung, die gemäß Artikel 14 Absatz 1 der Richtlinie 2012/27/EU erstmals bis zum 31. Dezember 2020 vorzulegen ist, und in die nachfolgenden Aktualisierungen der umfassenden Bewertungen aufgenommen.“*

Somit wird im Rahmen des Berichts das technische und wirtschaftliche Nachfragepotenzials im Bereich der Energien aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor und die Identifikation der erneuerbaren Potenziale für den Status quo sowie die Jahre 2030 und 2050 bewertet.

Dies geschieht in enger Abstimmung der umfassenden Bewertung zur Förderung von Effizienz bei der Wärme- und Kälteversorgung, die in der Richtlinie EU 2012/27/EU in Artikel 14 vorgesehen ist und im Rahmen zweier Parallelvorhaben beim Umweltbundesamt und der BfEE durchgeführt wird.

## 3.1 Begriffsdefinition

### 3.1.1 Wärmequellen entsprechend RED II

In der RED II finden sich folgende für die Analyse relevanten Definitionen:

- „Energie aus erneuerbaren Quellen“ oder „erneuerbare Energie“: Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt **Wind, Sonne (Solarthermie und Photovoltaik), geothermische Energie, Umgebungsenergie**, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft, und **Energie aus Biomasse, Depo-niegas, Klär- und Biogas**;
- „Abwärme und -kälte“: unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärme- oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist;
- „Geothermische Energie“: Energie, die in Form von Wärme unter der festen Erdoberfläche gespeichert ist;
- „Umgebungsenergie“: natürlich vorkommende thermische Energie und in der Umwelt innerhalb eines begrenzten Gebiets angesammelte Energie, die in der Umgebungsluft, mit Ausnahme von Abluft, oder in Oberflächengewässern oder Abwässern gespeichert sein kann.

Die Definition der RED II zur Umgebungsenergie folgt einer anderen Abgrenzung als die nationale Definition des Umweltbundesamtes in Deutschland. Die Definition im Gebäudeenergiegesetz der deutschen Bundesregierung entspricht im Wesentlichen jener der RED II (Deutscher Bundestag, 2020).

### **Definition Umgebungswärme in Deutschland gemäß Umweltbundesamt**

Umgebungswärme umfasst sowohl Umweltwärme als auch oberflächennahe Geothermie. Erstere schließt die in bodennahen Luftschichten („aerothermische Umweltwärme“) und in Oberflächengewässern („hydrothermische Umweltwärme“) entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme ein (analog dem Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG)). Oberflächennahe Geothermie bezeichnet die im oberflächennahen Erdreich bis zu einer Tiefe von 400 Metern gespeicherte Wärme („geothermische Umgebungswärme“). Dazu zählt auch die Wärme im Grundwasser.

### **Definition Umweltwärme in Deutschland gemäß Gebäudeenergiegesetz**

Im Sinne des Gesetzes ist „Umweltwärme“ die der Luft, dem Wasser oder aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen stammenden Abwasserströmen entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme oder Kälte mit Ausnahme der aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen stammenden Abluftströmen entnommene Wärme

Für die vorliegenden Potenzialanalysen werden jene erneuerbaren Energien berücksichtigt, die direkt oder unter Verwendung von Wärmepumpen für die Wärme- und Kälteversorgung genutzt werden (Sonnenenergie, Geothermie, Biomasse, Deponie-, Klär- und Biogas, Umgebungsenergie sowie Abwärme und -kälte). Aufgrund der Disaggregation der Angaben zu den einzelnen Energiequellenanteilen ist der o. a. Definitionsunterschied, auch im Hinblick auf die Vergleichbarkeit zu statistischen Daten weiterer Berichtspflichten (national oder international), nicht von Belang. Die Nutzung von erneuerbarem Strom, der ohne Wärmepumpen zur Wärme- und Kälteversorgung eingesetzt wird, wird in einem Exkurs zu Power-to-Heat-Anlagen beleuchtet. **Für den vorliegenden Bericht wird die Definition der RED II verwendet.**

### **3.1.2 Potenzialbegriff**

Je nach Wärmequelle werden in den verwendeten Studien und Analysen unterschiedliche Potenzialbegriffe verwendet, die es im Folgenden einzuordnen gilt. Eine Einordnung der Potenzialbegriffe basierend auf Kaltschmitt et al. (2003) ist in Abbildung 9 dargestellt. Ausgehend vom theoretischen Potenzial kann das technische als Teilmenge abgeleitet werden und in weiterer Folge entweder das wirtschaftliche oder erschließbare Potenzial ausgewiesen werden.

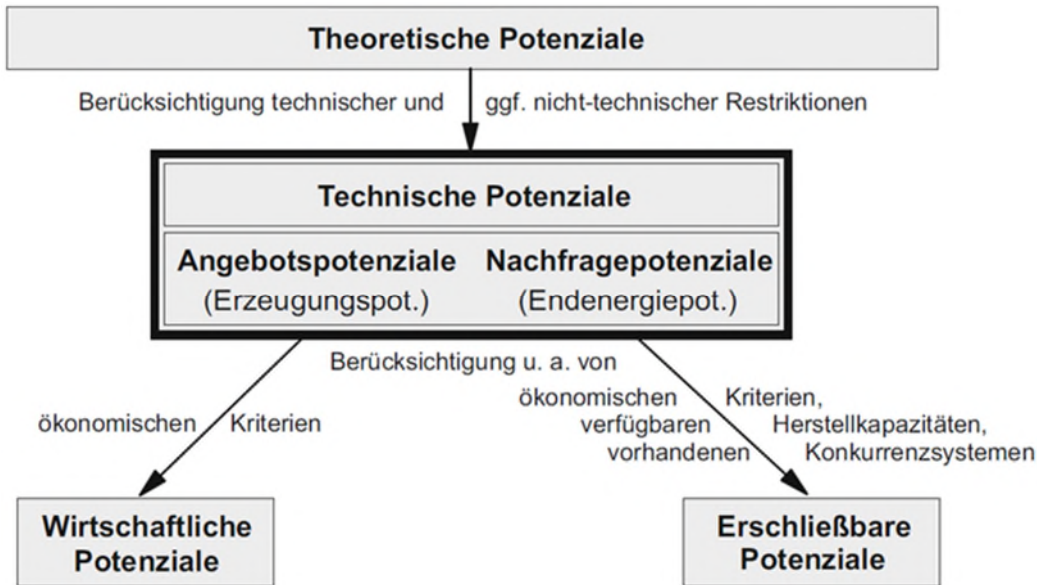


Abbildung 9: Einordnung des Potenzialbegriffs nach Kaltschmitt et. al (2003)

Nach Kaltschmitt et al. (2003) umfasst das **theoretische Potenzial** das physikalisch nutzbare Energiedargebot in einem zeitlich und räumlich festgelegten Betrachtungszeitraum. Hierzu zählt beispielsweise die gesamte nachwachsende Biomasse pro Jahr oder die theoretisch auskoppelbare Abwärmemenge an Industriestandorten bei Annahme einer konstanten, minimalen Wärmesenktemperatur unter Vernachlässigung technischer Restriktionen. Eine vollständige Erschließung des theoretischen Potenzials ist jedoch aufgrund technischer, wirtschaftlicher und weiterer Hemmnisse nicht möglich und hat demnach für die Potenzialanalyse die geringste Aussagekraft.

Das **technische Potenzial** beschreibt jenen Anteil des theoretischen Potenzials, der durch bekannte Technologien und Bereitstellungsverfahren erschlossen werden kann. Etwaige Einschränkungen, z. B. im Falle der Biomasse zur Nahrungsmittelbereitstellung, werden bei dieser Abgrenzung bereits berücksichtigt. Speziell bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ist die Differenzierung in **Angebots- und Nachfragepotenziale** relevant für die Einordnung der Potenziale: Während Angebotspotenziale auf die technische Erschließbarkeit fokussieren, wird bei der Ermittlung von Nachfragepotenziale bereits die Nutzung in möglichen Wärmesenken berücksichtigt. Beispielsweise können nicht alle technischen Geothermiepotenziale erschlossen werden, da aufgrund der Distanz zu möglichen Wärmesenken die entsprechenden Netzverluste eine Erschließung erschweren bzw. verhindern. Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand, die sich auf den Wärmebedarf auswirken, werden bei Analyse von Nachfragepotenziale auch explizit berücksichtigt: Aufgrund besser gedämmter Gebäude können die technischen Nachfragepotenziale absolut gesehen geringer ausfallen, da der Nutzwärmebedarf der Wärmesenken sinkt. Der Anteil des gesamten Nutzenergiebedarfs, der durch die entsprechenden erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden kann, ist jedoch entsprechend höher.

In einem letzten Schritt werden ökonomische Kriterien, wie Investitionskosten für die Erschließung sowie Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung berücksichtigt. Die **wirtschaftlichen Potenziale** hängen somit auch von den energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen ab, da die resultierenden Wärmegestehungskosten immer ins Verhältnis zu Referenztechnologien gesetzt werden. Höhere Kosten für fossile Energiepreise (z. B. CO<sub>2</sub>-Bepreisung) oder niedrige Investitionskosten für die Erschließung von erneuerbaren Energien (z. B. Förderung) können die wirtschaftlichen Potenziale wesentlich



beeinflussen. Die wirtschaftlichen Potenziale reagieren somit viel sensitiver auf die Variation einzelner Parameter. Ob es sich dabei um Potenziale aus betriebswirtschaftlicher oder volkswirtschaftliche Sicht handelt, hat ebenfalls einen wesentlichen Einfluss: Während bei der betriebswirtschaftlichen Analyse meist die aktuell zugrundeliegenden Steuern, Abgaben und Förderungen berücksichtigt werden<sup>1</sup>, werden diese externen Kosten in der volkswirtschaftlichen Analyse vernachlässigt.

Als kleinste Teilmenge berücksichtigen die **erschließbaren Potenziale** auch nicht ökonomische Barrieren, wie beispielsweise Informationsdefizite der möglichen Wärmeabnehmer oder Akzeptanzprobleme bei der Erschließung verschiedener Wärmequellen sowie Konkurrenzen der einzelnen Wärmequellen auf dem Markt.

Je nach zu analysierender Wärmequelle bzw. Versorgungsoption werden in der Literatur meist unterschiedliche Potenziale ausgewiesen. Im Falle von Biomasse werden meist technische Potenziale analysiert, jedoch eine Allokation der verfügbaren Ressourcen zu verschiedenen Nutzungsoptionen und somit eine Auflösung der Nutzungskonkurrenz nicht durchgeführt. Die Potenzialanalyse im Bereich Geothermie fokussiert meist auf die Nachfragepotenziale, da ein Abgleich von Wärmequelle und -senke in diesem Fall für eine mögliche Nutzung grundlegend ist. Auch für die Bewertung der möglichen Nutzung industrieller Abwärme ist das technische Potenzial als externe, leitungsgebundene auskoppelbare Abwärmemenge unter Berücksichtigung „realer“ Wärmesenken und Abwärmemperaturen sowie entsprechend einzusetzender Technologien meist maßgeblich. Im Bereich der Solarthermie wird in vielen Studien rein das techno-ökonomische Potenzial ausgewiesen, da eine klare Trennung zwischen ökonomischen Einschränkungen (z. B. Kosten für die Erschließung aufgrund hoher Distanz zwischen Wärmequelle und -senke) und technischen Restriktionen oft nicht einfach durchgeführt werden kann.

Soweit möglich wird im vorliegenden Bericht die unterschiedliche Datenbasis vereinheitlicht sowie in vergleichbare technische und wirtschaftliche Nachfragepotenziale für die Stützjahre 2030 und 2050 überführt. Zur Einordnung wird, soweit verfügbar, jeweils die gegenwärtige Potenzialausschöpfung anhand der offiziellen Energiestatistik angegeben. Hierfür wird auf die regelmäßige Publikation der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (A-GEE-Stat) zurückgegriffen (AGEE-Stat, 2020).

---

<sup>1</sup> Bzw. Projektionen davon für die Analyse von Potenzialen in der Zukunft

### 3.2 Situation in Deutschland

Der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte im Jahr 2018 betrug rd. 1300 TWh. Dabei dominiert vor allem der Verbrauch von Prozesswärme in der Industrie (rd. 496 TWh), vor der Raumwärme in Wohngebäuden (rd. 427 TWh) und der Raumwärme im Sektor Dienstleistungen (rd. 168 TWh). Klimakälte und Prozesskälte spielt mit rd. 35 TWh (entspricht 2,6 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland) eine untergeordnete Rolle.

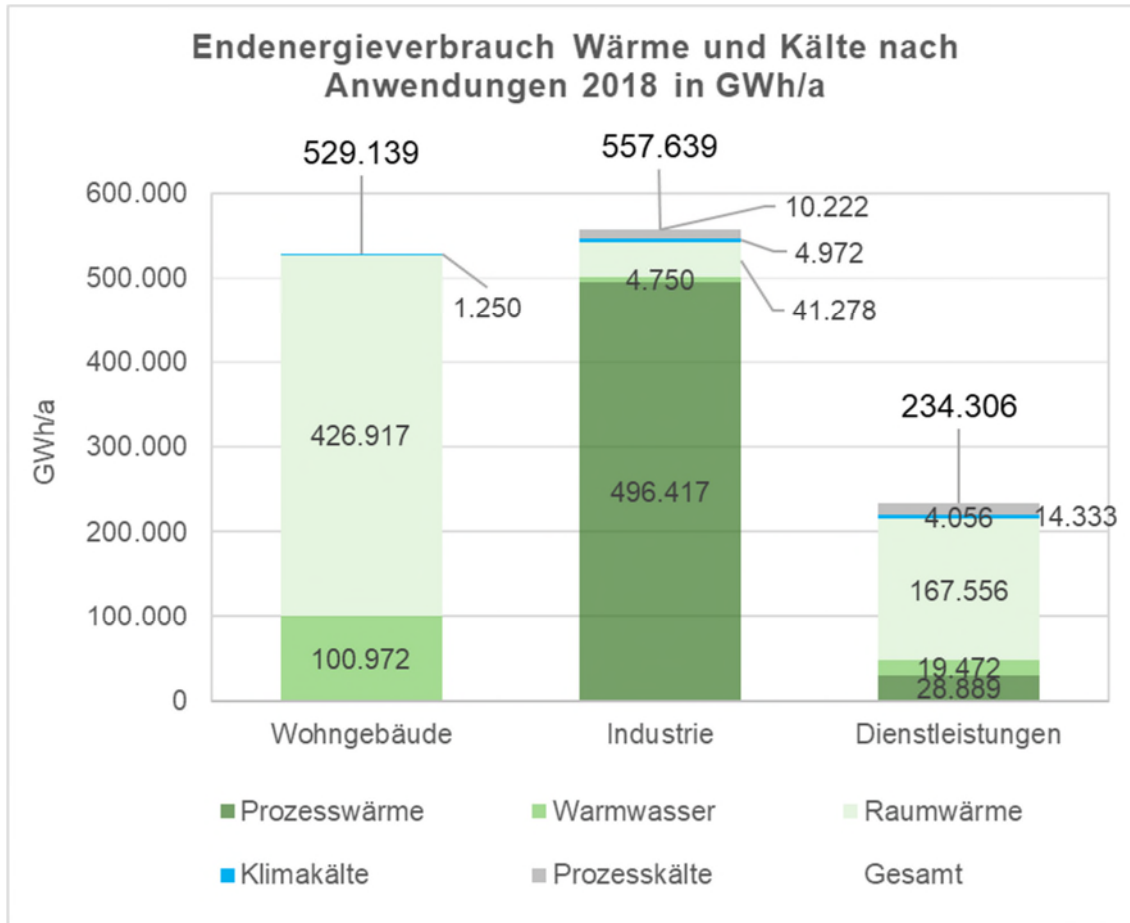


Abbildung 10: Endenergieverbrauch Wärme- und Kälteversorgung in Deutschland (Quelle: Steinbach et al. (2020))

### 3.3 Vorgehen bei der Potenzialanalyse

Die Analyse hinsichtlich der erneuerbaren Potenziale für die Wärme- und Kälteversorgung in Deutschland erfolgt auf Basis einer Literaturanalyse. Das Vorgehen erfolgt für die einzelnen Wärmequellen, die in Artikel 2 Absatz 1 Satz 1 und Satz 9 der RED II definiert sind mit Ausnahme von Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie sowie von Wasserkraft<sup>1</sup>. Wo relevant, werden weitere Differenzierungen nach Technologien bzw. Wärmequellen durchgeführt und abschließend je Wärmequelle zusammengefasst. Die weitere Differenzierung nach Technologien wird im Folgenden Versorgungsoptionen genannt.

Es werden – wenn möglich – jeweils die technischen und wirtschaftlichen Nachfragepotenziale für die Jahre 2030 und 2050 dargestellt. Dabei sind die Potenziale nicht als additiv zu bewerten, sondern unabhängig voneinander zu interpretieren. Eine jeweilige Einordnung der Potenziale wird in den entsprechenden Abschnitten ausgeführt.

Bei der Bewertung wird auf die statistische Abgrenzung der bereits durchgeführten, teilweise kleinräumigen und sehr detaillierten Potenzialanalysen zurückgegriffen. Dabei wird beim Einsatz von Wärmepumpen der Einsatz von Elektrizität und erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor gemeinsam ausgewiesen und somit Brutto-Werte inklusive Antriebsenergie dargestellt.

Die Potenzialanalyse erfolgt auf Basis einer Literaturrecherche und es kann somit energie-trägerübergreifend keine vollständige Harmonisierung der Potenziale hinsichtlich verschiedener Kenngrößen (z. B. thermische Qualität des Gebäudebestands) und Annahmen zu Entwicklungen (z. B. Energiepreisentwicklung oder Annahmen hinsichtlich des EU-ETS oder CO<sub>2</sub>-Bepreisung) durchgeführt werden.

Folgende Kenngrößen sind relevant für die Potenzialanalyse:

- Effizienzentwicklung des Gebäudebestands: Je nach Technologie kann die Effizienz des Gebäudebestands die Potenziale wesentlich beeinflussen, wobei auch hier Unterschiede für die verschiedenen Versorgungsoptionen auftreten: Während das Potenzial im Sinne von Einsatzmöglichkeiten von Wärmepumpen positiv durch effiziente Gebäude beeinflusst wird, sinkt das absolute Potenzial von Tiefengeothermie für sanierte Gebäude, jedoch steigt der relative Anteil.
- Zukünftige Rolle der Wärmenetze: Die Potenziale von Versorgungsoptionen, die sich für den Einsatz in leitungsgebundener Wärmeinfrastruktur auszeichnen, sind wesentlich von der zukünftigen Rolle der Fernwärmenetze und deren Anteil an der Wärmebereitstellung im Gebäudebestand abhängig.
- Bilanzierung für Nutz- und Endenergie: Je nach verwendeter Studie beziehen sich die Potenzialanalysen auf Nutz- oder Endenergie.
- Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen, vor allem hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit verschiedener Optionen (z.B. CO<sub>2</sub>-Bepreisung)

---

<sup>1</sup> Diese Quellen werden aus der Analyse ausgenommen, da angenommen wird, dass entsprechend der Ziele in Deutschland der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix bis zum Jahr 2030 auf 65 % erhöht wird. Die Wechselwirkungen mit der Wärme- und Kälteversorgung werden durch die Analyse des Einsatzes von Wärmepumpen und über den Exkurs zur Power-to-Heat beleuchtet.

Im Rahmen der Analyse der einzelnen Abschnitte werden die jeweiligen Kenngrößen benannt und hervorgehoben. Darüber hinaus ist eine einfache Addition der Potenziale – speziell bei Potenzialen, welche in leitungsgebundener Infrastruktur eingesetzt werden – oft nur eingeschränkt möglich.

Eine grundsätzliche Unsicherheit besteht bei der Ermittlung des Bedarfs an Kälteerzeugung und der Potenziale erneuerbarer Energien an der Kälteerzeugung. Während die Berechnung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser den realen Verbrauch in einer gewissen Schwankungsbreite wiedergibt, kann der reale Endenergiebedarf für Klimakälte kaum beziffert werden. Kühlen ist im Vergleich zum Heizen in Deutschland weniger tradiert. Das Hitzeempfinden und der Umgang der Menschen damit ist individuell sehr unterschiedlich. Auch die eingesetzten Kältetechnologien unterscheiden sich hinsichtlich Energieeinsatz und Leistung sehr stark. Sie reichen von der manuellen Nachtlüftung über Temperierungen mit Wärmepumpen bis zu leistungsstarken Klimaanlageanlagen.

Der Endenergieverbrauch für Klimakälte betrug im Jahr 2017 rund 11 TWh. Das entspricht 1,3 % des Verbrauchs für Raumwärme und Warmwasser (BMW i 2019). Das Nachfragepotenzial nach Klimakälte kann jedoch deutlich darüber liegen. Hierüber sind keine Untersuchungen bekannt. In den entsprechenden Abschnitten wird jeweils die Möglichkeit der Nutzung verschiedener erneuerbarer Quellen im Kältesektor angeführt.

Auch im Bereich der Potenziale erneuerbarer Energien in der Industrie ist die Datenlage überschaubar, und es existieren nur wenige Studien dazu. Bei jenen Wärmequellen, wo Information vorliegen (z. B. großflächige Solarthermie) werden die entsprechenden Potenziale ausgewiesen. In den Modellierungen des Klimaschutzprogramms 2030 (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2019) und des Nationalen Energie und Klimaschutzplans (NECP) (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020) wurde bis 2030 ein Erneuerbaren Anteil (ohne Fernwärme und Strom) am industriellen Wärme- und Kältebedarf in Höhe von 7 % und in Höhe von 22 % im Jahr 2050 ermittelt. Der Fernwärmeanteil steigt von 10 % im Jahr 2020 auf 12 % im Jahr 2030 und 14 % im Jahr 2050. Im Unterschied dazu soll der Anteil von erneuerbaren Energien am Nutzenergieverbrauch für die Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Wohngebäuden sich auf 13 % im Jahr 2030 und 41 % im Jahr 2050 erhöhen.

Der Prozessstrombedarf in der Industrie, welcher im Jahr 2012 137 PJ betrug (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018), wird durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich sukzessive auf erneuerbare Energien umgestellt.

# 4 Potenzialanalyse Sonnenenergie

---

Für die Analyse der Potenziale im Bereich der Sonnenenergie werden folgende Anwendungsfälle separat berücksichtigt:

- Dezentrale Nutzung im Gebäudebestand durch Solarthermie und Photovoltaik (siehe Abschnitt 4.1)
- Großflächensolarthermie zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung bzw. Prozesswärmeerzeugung (siehe Abschnitt 4.2)

## 4.1 Dezentrale Solarthermie und Photovoltaik

Die solare Strahlung kann grundsätzlich auf zwei unterschiedlichen Wegen aktiv für Raumwärme und Trinkwassererwärmung genutzt werden: mit thermischen Solaranlagen oder mit Photovoltaik-Anlagen (PV) in Kombination mit einem elektrischen Wärmeerzeuger. Die passive Nutzung von solarer Strahlung durch Wärmegewinne an opaken und transparenten Bauteilen zählt nicht zu den erneuerbaren Energien im Sinne der RED. Sie werden bei der Berechnung des Energiebedarfs bilanziert. Im Folgenden werden Anlagen zur dezentralen Bereitstellung für Raumwärme und Trinkwarmwasser angeführt.

### 4.1.1 Einführung

Thermische Solaranlagen für Raumwärme und Brauchwasser werden in der Regel bei einem Temperaturniveau bis zu 85°C betrieben, um eine Überhitzung des Speichers zu vermeiden. Aufgrund der saisonalen Schwankungen des Aufkommens wird Solarthermie in der Regel bivalent mit anderen Wärmeerzeugern betrieben. Somit ist sie grundsätzlich zur Unterstützung von Wärmeerzeugern in privaten Haushalten, GHD und Industrie geeignet. Dies gilt analog auch für die Wärmeerzeugung mit PV-Anlagen.

Im Niedertemperaturbereich wird Wasser als Speichermedium genutzt. Je nach Speichergröße und Wärmeanforderung beträgt die Speicherdauer wenige Tage. Saisonale Großspeicher in einer Größenordnung von ca. 20 bis 200 m<sup>3</sup> erreichen eine Speicherdauer von mehreren Monaten. Sie sind am Markt verfügbar, stellen jedoch nur Einzellösungen dar. Eine Wärmespeicherung in Eisspeichern, im Erdreich oder in Aquiferen ermöglicht ebenfalls lange Speicherdauern, deren aktueller Einsatz ist aber ebenfalls auf wenige Anlagen beschränkt.

Wenn PV-Anlagen zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden, werden meist konventionelle Heizungsspeicher genutzt, in denen der PV-Strom mit einem elektrischen Heizstab in Wärme umgewandelt wird. Alternativ können PV-Anlagen auch mit Wärmepumpen kombiniert werden, wodurch der Strom wesentlich effizienter genutzt wird. Im Folgenden wird auf die Art der Wärmeerzeugung nicht eingegangen, sondern das Angebotspotenzial der PV-Anlagen betrachtet. Anders als bei Solarthermieanlagen wird der solare Ertrag nicht durch die Speichergröße begrenzt. Über die Speicherkapazität hinaus erzeugter Strom wird in anderen Haushaltsanwendungen selbst genutzt oder in das Stromnetz eingespeist.

Solarthermieanlagen müssen grundsätzlich in Kombination mit einem zweiten Wärmeerzeuger betrieben werden, da das Wärmeaufkommen während der Heizperiode den Bedarf allein nicht decken kann (saisonale Speicher werden hier nicht betrachtet, da sie im Markt

nicht breit vertreten sind). Die Art des zweiten Wärmeerzeugers beeinflusst die solaren Potenziale in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht. Zum Beispiel durch eine Kombination von Wärmepumpen mit Solarthermie kann die Wärmequelle regeneriert werden. Das bedeutet, dass die solar erzeugte Wärme in das Erdreich (in Sonden oder Erdreichkollektoren) oder in einen Eisspeicher abgegeben wird. Beide können große Wärmemengen auf einem niedrigen Temperaturniveau speichern. Durch die hohe Speicherkapazität und die hohe Temperaturspreizung steigt der solare Ertrag. Das unerwünschte Aufkochen des Kollektorkreises wird vermieden. Die Arbeitszahlen der Wärmepumpen können durch die höheren Temperaturen der Wärmequelle deutlich ansteigen. Das technische Wärmepumpenpotenzial steigt einerseits durch die höheren Arbeitszahlen, andererseits kann die solare Wärme auch als Türöffner für Wärmepumpen wirken und ihren sinnvollen Einsatz in bestimmten Gebäuden erst ermöglichen (siehe Abschnitt zur oberflächennahen Geothermie in Abschnitt 7.2).

In wirtschaftlicher Hinsicht sind Kombinationen von Solarthermie mit Wärmeerzeugern mit hohen Brennstoffkosten vorteilhaft. Kombinationen mit Wärmeerzeugern, die hohe Kapitalkosten verursachen und sich über geringe Brennstoffkosten amortisieren, sind dagegen unvorteilhaft, weil die Technologien sich gegenseitig wirtschaftlich kannibalisieren.

#### 4.1.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

In diesem Abschnitt werden zunächst die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für dezentralen Solarthermieanlagen in Deutschland auf Basis verschiedener Studien wiedergegeben. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Bandbreiten der Potenziale, die innerhalb der Literaturquellen bestehen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Datenquellen eingegangen, um die dort getroffenen Annahmen zu beschreiben, die zu den jeweiligen Potenzialergebnissen führen.

Tabelle 3: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für dezentrale Solarthermie und PV-Wärme

Energieträger (TWh/a)	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
Sonne – Solarthermie dezentral	98–120	73–108	22	43

In **Jochum et al. (2017)** wurde das Potenzial dezentraler Solarthermie für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie für ausgewählte Nichtwohngebäudetypen (Beherbergung, Sportstätten, Krankenhäuser) bestimmt. Dabei wurde auf Ergebnisse von **Roger Corradini (2013)** zurückgegriffen, der das Potenzial von dezentraler Solarthermie auf Einfamilienhäuser analysiert hat, indem der Gebäudebestand auf Gemeindeebene regional differenziert und Typen klassifiziert erfasst wurden. Da die Entwicklung der Gebäudeeffizienz einen hohen Einfluss auf die zukünftigen Potenziale hat, wurden die Potenziale für zwei verschiedene Wärmeverbrauchsszenarien berechnet: "Trend" und "ambitionierter Klimaschutz". Diese Szenarien bilden die maximal zu erwartende Bandbreite des Wärmeverbrauchs ab. Im Trendszenario sinkt der Nutzwärmeverbrauch bis 2030 um 13 % und bis 2050 um 33 %. Im Szenario ambitionierter Klimaschutz sinkt er bis 2030 um 32 % und bis 2050 um 63 %. Die Potenziale wurden aus solarthermischen Simulationen berechnet, die den solaren Deckungsgrad in Abhängigkeit des Nutzwärmeverbrauchs und der Dachform berücksichtigen. Die Simulationsergebnisse wurden mit einem Gebäudemodell auf den Gesamtbestand hochgerechnet. Das **technische Potenzial dezentraler Solarthermie** im Trendszenario beträgt für **2030** 120 TWh

und sinkt bis 2050 auf 108 TWh. Im Szenario ambitionierter Klimaschutz beträgt es 2030 98 TWh und 2050 73 TWh. Somit reduzieren sich die technischen Potenziale absolut gesehen im Jahr 2050 im Vergleich zu 2030 dadurch, dass die Reduktion des Nutzwärmeverbrauchs die Möglichkeiten des effizienteren Einsatzes aufgrund geringerer Vorlauftemperaturen in Gebäuden übersteigt. Der relative Anteil am Gesamtverbrauch gewinnt jedoch an Bedeutung.

In einer Studie des Fraunhofer ISE untersuchten **Sterchele et al. (2020)**, wie ein klimaneutrales Energiesystem in Deutschland zukünftig realisiert werden kann, und beleuchteten unter anderem die wirtschaftlichen Potenziale der Solarthermie. Die Bilanzgrenze der Untersuchung umfasst die Sektoren Strom, Wärme, Industrie und Verkehr. Als Rahmenbedingung wird u. a. von einer Reduktion der Treibhausemissionen gegenüber dem Jahr 1990 von 95 % ausgegangen. Die Analyse sieht darüber hinaus einen optimierten Einsatz der Ressourcen und Potenziale innerhalb der Bilanzgrenze vor. In einem Modell, das eine ökonomische Optimierung der Energieversorgung vornimmt, wird unter Berücksichtigung der Situation im Bestand sowie unter Einbezug von Standzeiten der Komponenten und von technologiespezifischen Annahmen hinsichtlich Kosten, Betrieb und Potenzial eine Energieversorgung bis zum Jahr 2050 simuliert. Im Ergebnis zeigt die Studie, dass die Nutzung von solarthermischer Energie sowohl für die Gebäudebeheizung und Trinkwassererwärmung als auch für die industrielle Wärmebereitstellung im niedrigen und mittleren Temperaturbereich unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich ist. Dabei werden die Energiepreise der konventionellen Technologien (Erdgas und Öl) bis 2050 als konstant angesetzt. Bei den Solarthermiekollektoren wird von einer Kostendegression der Investitionskosten ausgegangen (Ausgehend von 550 €/m<sup>2</sup> im Jahr 2020 auf 310 €/m<sup>2</sup> im Jahr 2050). Die detaillierten Annahmen zu Kosten und Energiemengen sind im Anhang der Studie von Sterchele et al. (2020) aufgelistet. Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Optimierung lassen im Referenzszenario für den Gebäudebereich **auf wirtschaftliche Potenziale dezentraler Solarthermie** von 18 TWh im Jahr 2030 und 33 TWh im Jahr 2050 schließen. Für industrielle Anwendungen betragen die wirtschaftlichen Potenziale der solarthermischen Energienutzung 4 TWh im Jahr 2030 und 10 TWh im Jahr 2050. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die wirtschaftlichen Potenziale für bestimmte Rahmenbedingungen ermittelt wurden. Unter anderen Rahmenbedingungen können die Potenziale hiervon abweichen.

Die **Potenziale zur Erzeugung von Strom mittels Photovoltaik-Anlagen** wurden in mehreren Studien untersucht. Die Verwendung des erzeugten Stroms wird jedoch nicht betrachtet, so dass auch keine explizite Analyse des PV-Potenzials zur Wärmeerzeugung vorliegt. PV-Freiflächenanlagen werden im Folgenden nicht berücksichtigt, da sie nicht als erneuerbare Energie im Gebäudekontext zu verstehen sind. Zwar dient erneuerbarer Strom grundsätzlich auch der Dekarbonisierung im Gebäudebereich, er wird im Sinne der RED II aber nicht den erneuerbaren Energien für die Wärmeerzeugung zugerechnet.

In der Untersuchung von **Peters et al. (2015)** wurde das PV-Potenzial aus den Dachflächenpotenzialen und durchschnittlichen Modulwirkungsgraden berechnet. Nichtwohngebäude werden mit einem pauschalen Faktor einbezogen. Das **Angebotspotenzial** von PV-Anlagen auf Dächern wird für das Jahr 2011 mit 149 GW<sub>p</sub> bzw. 141 TWh angegeben. Wenn ein Vorrang für Solarthermie eingeräumt würde, müssten dafür 40 % der Dachflächen vorgehalten werden. Damit würde das PV-Potenzial auf 84 TWh zurückgehen.

In einer **Studie von Lödl et al. (2010)** wurden die Gebäudegrößen verschiedener Siedlungskategorien und Regionen in Bayern genutzt, um die maximale PV-Anlagenleistung zu berechnen. Das bayerische Verhältnis von Anlagenleistung zu Baufläche wurde von Lödl et al. mit Hilfe der Bauflächenstatistiken der Bundesländer auf Deutschland hochgerechnet. Für den möglichen Einsatz thermischer Solaranlagen wurden pauschal 34 % der Dachflächen abgezogen. Somit ergibt sich ein Angebotspotenzial von PV-Anlagen auf Dächern in Höhe von 161 GW<sub>p</sub>. Das Potenzial der bereitgestellten Energiemenge wird nicht angegeben. Zu deutlich höheren PV-Potenzialen kommt **Karoline Fath (2017)** in ihrer Dissertation beim



Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Die Potenziale wurden mit Hilfe von zeitlich und räumlich hochaufgelösten Einstrahlungssimulationen auf Gebäude- und Bebauungsdichteebene durchgeführt. Die Potenziale wurden für fünf Bebauungsdichte-Kategorien sowie getrennt nach Wohn- und Nichtwohngebäuden bestimmt. Die Studie basiert auf Gebäudeumringen von Baden-Württemberg in Geoinformationssystemen und bezieht daher auch unbeheizte Gebäude ein. Die Dach- und Fassadenflächen wurden mit pauschalen Faktoren aus den Umringen abgeleitet.

Der Einfluss von Verschattung und Reflexion wurde in 3D-Strahlungssimulationen berücksichtigt und damit zusätzlich das Potenzial von **PV-Fassadenanlagen** bestimmt. Pauschale Abschläge für bauliche Restriktionen oder Solarthermie, wie sie in den meisten anderen Potenzialuntersuchungen gemacht werden, wurden nicht vorgenommen. Die Ergebnisse für Baden-Württemberg wurden mit statistischen Methoden auf Deutschland hochgerechnet.

Das **technische Potenzial** für dezentrale PV-Anlagen auf Dächern und Fassaden beträgt nach Fath (2017) für **2015** 2923 TWh und für **2050** bis zu 6279 TWh. Das **wirtschaftliche Potenzial** beträgt für 2015 2482 TWh und für **2050** bis zu 4210 TWh. PV auf Wohngebäuden hat einen Anteil von 27 % am Gesamtpotenzial. PV-Anlagen in reinen Gewerbe- und Industriegebieten tragen über 40 % des Potenzials bei. Dieser hohe Anteil ist ein wichtiger Treiber für die großen Differenzen zu vorigen Studien. Er resultiert auch aus der Verwendung von Gebäudeumringen, durch die der Bestand sehr umfassend erfasst wurde.

Da jedoch keine Allokation auf die Wärme- und Kälteversorgung vorgenommen wird, wird das Potenzial in weiterer Folge nicht ausgewiesen.

## 4.2 Großflächensolarthermie

### 4.2.1 Einführung

Solarthermische Großanlagen speisen als zentrale Erzeugereinheiten zumeist Wärme in Form von erwärmtem Wasser in Nah- oder Fernwärmenetze ein. Die Anlagen versorgen Quartiere, Wohngebiete, Dörfer oder Stadtteile zentral mit leitungsgebundener Wärme, die in Solarkollektoren gewonnen wird. Die Kollektorflächen werden auf Freiflächen installiert oder in Gebäudedachflächen integriert. Die Endkunden der solaren Wärme sind an das solare Wärmenetz angeschlossene private Haushalte, Verbraucher im GHD-Sektor sowie in der Industrie. Solare Fernwärme kann die Anwendungen Raumwärme sowie Brauchwarmwasser decken. Zudem besteht die Möglichkeit, mit Großflächensolarthermie Prozesswärme bereitzustellen. Dies ist in Deutschland vorwiegend für Temperaturbereiche von 20 °C bis 130 °C realisiert (Ritter et al. 2017). Bei der Solarthermie steht durch das flächenhafte Strahlungsangebot grundsätzlich ein sehr großes theoretisches Potenzial in Deutschland zur Verfügung. Die technische und wirtschaftliche Nutzung der zentralen Solarthermie wird durch folgende zwei zentrale Faktoren begrenzt:

- das Wärmenetzpotenzial und
- der solare Deckungsgrad (SDG) innerhalb der Wärmenetze.

Um zentrale Solarthermie in die Wärmeversorgung einzubinden, muss die solar erzeugte Wärme transportiert und auf die Abnehmer verteilt werden. Dies geschieht über Wärmenetze. Wie sich der Fernwärmeanteil an der gesamten Wärmeversorgung und die absolut bereitgestellte Fernwärme im Zeitraum bis 2050 entwickeln, wirkt sich daher auf die integrierbaren Potenziale der Großflächensolarthermie aus. Wärmenetze lohnen sich besonders



in Gebieten mit hohen Wärmedichten. In urbanen, dichtbesiedelten Räumen trifft dies zu, dort sind jedoch die verfügbaren Freiflächen für Solarkollektoren tendenziell knapp.

Der solare Deckungsgrad beschreibt den jährlichen Anteil in einem Fernwärmenetz, der durch Solarthermie bereitgestellt wird. Er ist von der Größe des Kollektorfeldes, von der Kapazität des Wärmespeichers und von der Verbrauchsstruktur abhängig. Durch die saisonal bedingte Verfügbarkeit decken Solarthermieanlagen vorwiegend den sommerlichen Wärmebedarf (z. B. Trinkwassererwärmung). Mit einem saisonalen Wärmespeicher kann der solare Deckungsgrad erhöht werden. Ohne saisonalen Wärmespeicher liegt der SDG bei ungefähr 15 bis 20 %, mit saisonalem Wärmespeicher können mehr als 50 % solarer Deckungsgrad erreicht werden.

Konkurrenzsysteme der Großflächensolarthermie sind alle grundlastfähigen Erzeuger in der Fernwärme, wie beispielsweise Abfallverbrennungsanlagen oder industrielle Abwärme. Ohne saisonale Speicherung können großflächige solarthermische Erzeugereinheiten nur schwer mit diesen Optionen konkurrieren. Auch Erzeugungstechnologien, die Umweltwärme nutzen, wie z. B. Luftwärmepumpen oder Oberflächengewässerwärmepumpen, stellen aufgrund ihrer Saisonalität Konkurrenzsysteme dar. Zudem besteht eine bedingte Flächenkonkurrenz mit Freiflächenphotovoltaikanlagen, die Strom erzeugen.

Eine Anlage nach Best Practice ist die 5000 m<sup>2</sup> große Solarthermieanlage Hirtenwiesen 2 in Crailsheim (Baden-Württemberg). Die Großflächen-Solarthermieanlage ist auf einem Lärmschutzwall sowie auf Dächern montiert (siehe Abbildung 11) und speist in das lokale Nahwärmenetz des Quartiers ein. Saisonale Wärmespeicher sind in Form eines Heißwassertanks und als Erdsonden-Wärmespeicher integriert, sodass der SDG des Systems 50 % beträgt. Ein Flächenkonzept bindet die Anlage in die Landschaft und Ökologie des Standortes ein. Extensive Wiesenflächen steigern die Biodiversität, Aufenthaltswiesen dienen der Freizeitqualität.



Abbildung 11: Der „Solarwall“ als Teil der Anlage Hirtenwiesen 2 in Crailsheim. Urheber: Hamburg Institut.

#### 4.2.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

In diesem Abschnitt werden zunächst die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für großflächige Solarthermieanlagen in Deutschland auf Basis verschiedener Studien wiedergegeben. Tabelle 4 gibt einen Überblick der Bandbreiten der Potenziale, die innerhalb der Literaturquellen bestehen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Datenquellen eingegangen, um die dort getroffenen Annahmen zu beschreiben, die zu den jeweiligen Potenzialergebnissen führen. Zudem befindet sich am Ende dieses Abschnitts ein Exkurs zur solaren Kälteerzeugung. Die Kältepotenziale hängen in hohem Maße von der zukünftigen Entwicklung des Kältebedarfs ab.

Tabelle 4: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für zentrale Solarthermie

Energieträger (TWh/a)	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
Sonne –Solarthermie zentral davon:	94	94	4–25	11–65
Fernwärme	78	78	4–25	1–56
Prozesswärme	16	16	4	10

Für die Darstellung des technischen Potenzials werden Ergebnisse aus dem aktuell noch laufenden **UBA-Projekt zum Comprehensive Assessment „Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung – Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14 Anhang VIII“ (Ortner et al. lfd.)** verwendet. Der dort verfolgte Ansatz besteht darin, mögliche Freiflächen für große Anlagen in passenden Wärmenetzregionen zu identifizieren. Grundlage der durchgeführten Potenzialberechnung ist die räumliche Überschneidung von geeigneten Freiflächen<sup>1</sup> für Solarthermieanlagen mit identifizierten potenziellen Wärmenetzregionen<sup>2</sup>, die einen Mindestabstand von 1 km zueinander aufweisen. Die gesamte identifizierte solarthermische Bruttokollektorfläche zur potenziellen Nutzung in geeigneten Wärmebedarfsgebieten beträgt rund 190 km<sup>2</sup> (in etwa 0,05 % der Gesamtfläche Deutschlands). Das übernommene technische Nachfragepotenzial für 2030 sowie 2050 beträgt 77,8 TWh/a.

Die Potenziale zur Deckung industrieller Prozesswärme mit Solarthermie werden u. a. in der Studie **„Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland“ von der Universität Kassel (Lauterbach et al. 2011)** ermittelt. In der Studie wird der industrielle Wärmebedarf für Prozesse analysiert und die durch Solarthermie abdeckbaren Temperaturbereiche herausgearbeitet. Das technische Potenzial für das Basisjahr 2010 wird unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Dachflächen und der Effizienzmaßnahmen ermittelt und beträgt ca. 16 TWh.

Für die Ermittlung der wirtschaftlichen Potenziale im Bereich Großflächensolarthermie sind weitere Annahmen bzgl. der Entwicklung der Fernwärmeinfrastrukturen und der Solaren

<sup>1</sup> Grundlage für die Flächenermittlung sind die Datensätze des CORINE Land Cover vom Copernicus Land Monitoring Service.

<sup>2</sup> Als potenzielle Wärmenetzregionen werden Gebiete definiert, die eine Mindestwärmedichte von 15 GWh/km<sup>2</sup> und einen jährlichen Wärmeabsatz von 15 GWh haben.

Deckungsgrade innerhalb der Fernwärmesysteme erforderlich. Die Annahmen der drei hier verwendeten Studien, die diese Potenziale berechnen, sind in Tabelle 5 beschrieben.

In den Studien werden Annahmen zu den für Freiflächenanlagen (ST-FFA) zur Verfügung stehenden Flächen getroffen, wobei beispielsweise landwirtschaftliche, zusammenhängende Flächen in unmittelbarer Nähe zu geeigneten Wärmesenken identifiziert werden. Die so ermittelten technischen und wirtschaftlichen Potenziale liegen möglicherweise leicht über den umsetzbaren Potenzialen, da die identifizierten Flächen nicht in dem vorausgesetzten Maß zur Verfügung stehen könnten (Flächenproblematik, siehe hierzu auch die Ausführungen in Sandrock et al. 2019). Ein Grund dafür sind z. B. aufgrund naturschutzfachlicher Kriterien ungeeignete Flächen oder Trinkwasserschutzgebiete.

Tabelle 5: Wirtschaftliche Potenziale der zentralen Solarthermie mit zugrundeliegenden Annahmen bezüglich Fernwärmeanteilen und solaren Deckungsgraden in den Fernwärmenetzen. (Eigene Darstellung auf Basis von Jochum et al. (2017), Gerhardt et al. (2019) und Gerbert et al. (2018))

	Fernwärmeanteil an der Wärmebereitstellung		Solarer Deckungsgrad (SDG) innerhalb der FW-Netze	Potenzial [TWh/a]	
	2030	2050		2030	2050
Jochum et al. 2017	Szenario Trend, moderate Sanierung, Wohngebäude:		Geringer Anteil an Saisonspeichern: <b>SDG 20 %</b> (steigerbar auf 30 %)	15,4	6,5
	<b>29 %</b>	<b>24 %</b>			
	Szenario ambitionierte Sanierung, Wohngebäude:			7,7	1,1
	<b>24 %</b>	<b>25 %</b>			
Gerhardt et al. 2019	Szenario Trend, moderate Sanierung: <b>44 % 2030</b> (alle Gebäude)		Urbaner Raum, nur Tagesspeicher: <b>SDG 15 % (2030), 20 % (2050)</b> ; Ländlicher Raum mit Saisonspeichern: <b>SDG 40 % (2030), 45 % (2050)</b>	25	55,5
	Szenario ambitionierte Sanierung: <b>35 % 2030</b> (alle Gebäude)			25	25
Gerbert et al. 2018	Szenario Referenz, geringe Sanierung):		Hohe Restriktionen für Solarthermie beschrieben aufgrund von zeitlicher Verschiebung Angebot/Nachfrage solarer Wärme und Flächenkonkurrenz zur PV; geringer SDG; Modellergebnisse:  - 80%-Szenario: SDG 5 % (2030) bzw. 14 % (2050)  - 95%-Szenario: SDG 6 % (2030) bzw. 12 % (2050)	4	8
	<b>12 %</b>	<b>14 %</b>		8	19
	Szenario 80 %, mittlere Sanierung:				
	<b>15 %</b>	<b>21 %</b>			
	Szenario 95 %, hohe Sanierung:			9	20
<b>16 %</b>	<b>26 %</b>				

In **Gerhardt et al. (2019)** liegt das wirtschaftliche Potenzial für Freiflächen-Solarthermieanlagen im Jahr 2030 bei 25 TWh/a für beide Szenarien und im Jahr 2050 bei weiterhin 25 TWh/a (im Szenario „Ambitioniert“ mit 362 TWh/a Endenergiebedarf) bzw. bei 55,5 TWh/a (im Szenario „Trend“ mit 525 TWh/a Endenergiebedarf). Es zeigt sich, dass sich vor allem die wirtschaftlichen Potenziale im moderaten Szenario 2050 in Gerhardt et al. (2019) gegenüber 2030 mehr als verdoppeln. Im Szenario „Ambitioniert“ von Gerhardt et al. (2019) stagnieren die wirtschaftlichen Potenziale jedoch aufgrund der extremen Reduktion des Endenergieverbrauchs. Bei den Erzeugungskosten für solare Nah- bzw. Fernwärme wird zwischen urbanen und ländlichen Wärmenetzen unterschieden. Die Kosten liegen für urbane Wärmenetze ohne saisonale Wärmespeicher im Jahr 2030 bei 28 €/MWh und im

Jahr 2050 bei 35 €/MWh. Für Anlagen in ländlichen Gegenden mit saisonalen Wärmespeichern werden 62 €/MWh (2030) bzw. 66 €/MWh (2050) als Erzeugungskosten veranschlagt.

In der **Studie von Jochum et al. (2017)** ergibt sich im Trend-Szenario ein Potenzial von 15,4 TWh/a (entspricht 3,7 % des Nutzwärmebedarfs 2030) bzw. 6,5 TWh/a (entspricht 2,1 % des Nutzwärmebedarfs 2050). Im Szenario „Engagierter Klimaschutz“ liegt das Potenzial bei 7,7 TWh/a (2,3 % des Nutzwärmebedarfs 2030) und 1,1 TWh/a (0,6 % des Nutzwärmebedarfs 2050). Die Kosten für die Bereitstellung solarer Nah- bzw. Fernwärme werden in der Studie mit 40 €/MWh angesetzt. In der Studie von Jochum et al. (2017) werden ähnlich wie in Gerhardt et al. (2019) zwei Szenarien modelliert: im Trend-Szenario wird eine „konventionelle Effizienz“ im Gebäudesektor angenommen. Im Szenario „Ambitioniert“ wird eine maximale Effizienz vorausgesetzt, die eine extrem ambitionierte Senkung des Nutzwärmeverbrauchs zur Folge hat. Bei der Studie von Jochum et al. (2017) sind die Potenziale im Jahr 2050 geringer als im Jahr 2030. Es wird deutlich, dass die Potenziale in hohem Maß durch den Nutzwärmeverbrauch beeinflusst werden – ein niedriger Verbrauch bewirkt auch niedrigere absolute Potenziale.

Die **BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ von Gerbert et al. (2018)** gibt den Anteil von Solarthermie in der Fernwärmeerzeugung im Referenz-Szenario mit 4 TWh/a (2030) und 8 TWh/a (2050) an. Im 80%-Szenario werden 8 TWh/a (2030) bzw. 19 TWh/a (2050) als wirtschaftliche Potenziale angegeben. Im 90%-Szenario sind 9 TWh/a (2030) bzw. 20 TWh/a (2050) Potenzial verfügbar. In dieser Studie werden vergleichsweise geringe Effizienzanforderungen als Rahmenbedingungen gesetzt. Dies resultiert in einer weniger starken Reduktion des Endenergieverbrauchs als bei den anderen Studien und bewirkt eine Verdopplung der Potenziale im Jahr 2050 gegenüber 2030.

Zur Ermittlung der solarthermischen Potenziale für die Erzeugung von industrieller Prozesswärme werden Lauterbach et al. (2011) sowie die Studie des Fraunhofer ISE „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ von Sterchele et al. (2020) herangezogen. Das technische Potenzial zur solarthermischen Erzeugung der industriellen Prozesswärme liegt im Basisjahr 2010 bei 15,6 TWh/a für Nutzung für die Wärmeerzeugung von bis zu 250 °C (**Lauterbach et al. 2011**). Laut Sterchele et al. (2020) betragen die zukünftigen technisch-wirtschaftlichen Potenziale 3,7 TWh/a (2030) bzw. 9,5 TWh/a (2050).

Die Potenziale für großflächige leitungsgebundene solarthermische Wärme- und Kälteerzeugung sind in Abbildung 12 für die Jahre 2030 sowie 2050 dargestellt. Zusätzlich zeigt die Abbildung die Entwicklung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor.

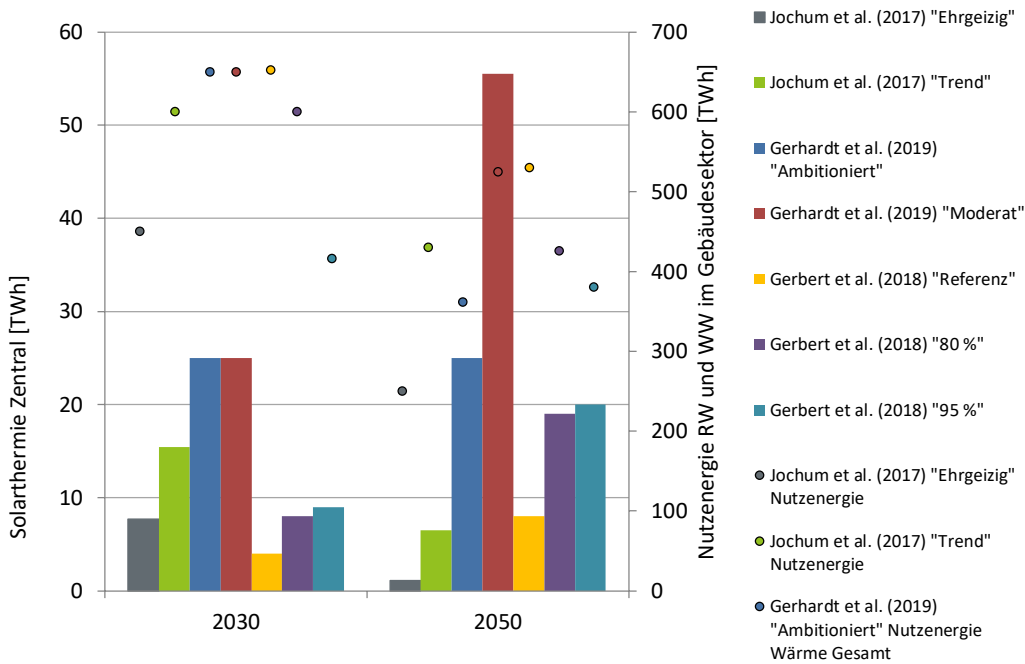


Abbildung 12: Wirtschaftliche Solarthermiepoteziale für die Jahre 2030 und 2050 in unterschiedlichen Szenarien aus drei Studien im Vergleich. (Eigene Darstellung auf Basis von Jochum et al. (2017), Gerbert et al. (2019) und Gerhardt et al (2019))

### Exkurs: Kälteerzeugung mit Großflächensolaranlagen

Die Wärme aus Großflächensolaranlagen können auch in der solarthermischen Kälteerzeugung genutzt werden. Dabei wird in geschlossenen Verfahren in Kälteprozessen mit Ab- oder Adsorptionsmaschinen Kaltwasser erzeugt. Dieses kann beispielsweise in Nah- oder Fernkältenetze eingespeist werden und zur Gebäudekühlung genutzt oder zur Bereitstellung von Prozesskälte im gewerblichen und industriellen Bereich verwendet werden. Momentan beträgt der Endenergiebedarf zur Erzeugung von Kälte in Deutschland rund 72 TWh/a, ein großer Teil davon entfällt auf die Industriekälte und Nahrungsmittelherstellung (Heinrich et al. 2014). In Zukunft wird die solare Kühlung bei steigendem Kältebedarf sowohl für den Nichtwohnungsbau als auch für den Wohnungsbau mit gehobenen Komfortansprüchen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Vorteilhaft ist bei der solaren Kühlung die Korrelation zwischen Solarangebot, Umgebungstemperatur und Bedarf (Giovannetti et al. 2018). Das Potenzial der großflächigen Solarthermie zur Kälteerzeugung hängt in hohem Maße auch von der zukünftigen Entwicklung der Kältenetze ab. Es gibt bereits in einigen deutschen Städten Fernkältenetze (z. B. in München, Berlin, Hamburg, Dresden und Chemnitz). Der Bedarf an Fernkälte befindet sich eher in dicht besiedelten urbanen Gebieten, sodass eine Versorgung durch großflächige Solarthermieanlagen nur eingeschränkt möglich ist.

Absorptionskältemaschinen arbeiten in einem geschlossenen Kreisprozess mit einem Kältemittel, das durch die Verdampfung Wärme aus der Umgebung aufnimmt (Kühlvorgang) und von einer weiteren Flüssigkeit, dem Sorptionsmittel, absorbiert wird. Die Wärme aus dem Solarfeld ist nötig, um das Kältemittel anschließend aus dem Sorptionsmittel auszutreiben. Je nach Arbeitsmitteln ist es sowohl möglich, Plus- ( $>0\text{ °C}$ ) als auch Minuskälte ( $<0\text{ °C}$ ) zu erzeugen. Abhängig vom Aufbau und von den Arbeitsmitteln werden thermische Leistungszahlen (Verhältnis aus bereitgestellter Kälte zu eingesetzter Antriebswärme) von typischerweise 0,7 bis 1,3 erreicht. Das bedeutet, dass aus 1 kWh Wärme 0,7 bis 1,3 kWh Kälte erzeugt werden (Preisler et al. 2013).

In Adsorptionskältemaschinen wird ein Kältemittel (überwiegend Wasser) verdampft und in einem porösen Feststoff angelagert. Die Regenerierung des Festkörpers erfolgt anschließend mittels Wärmezufuhr. Die beiden Prozesse des Kältemittels erfolgen zeitgleich in zwei getrennten Kammern der Adsorptionsmaschine, die in einer getakteten, quasi-kontinuierlichen Betriebsweise läuft.



# 5 Potenzialanalyse Biomasse, Deponie-, Klär- und Biogas

## 5.1 Einführung

Die energetische Nutzung von Biomasse ist aktuell ein wichtiger Bestandteil der Bereitstellung erneuerbarer Energien. Da Biomasse gut speicherbar ist, eignet sie sich besonders gut zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung und kann somit zur Versorgungssicherheit in verschiedenen Sektoren beitragen. Biomasse dominiert gegenwärtig insbesondere im Bereich erneuerbare Wärme und Kälte (86 %, siehe Abbildung 13) sowie im Verkehrssektor (86 %). Im Jahr 2019 wurden in Deutschland 50,4 TWh Strom, 152,0 TWh Wärme und 31,7 TWh Kraftstoffe aus Biomasse bereitgestellt (AGEE-Stat 2020). Von den 152,0 TWh Wärme aus Biomasse, die im Jahr 2019 bereitgestellt wurden, entfallen 16,7 TWh (11,0 %) auf Biogas / Biomethan, 2,5 TWh (1,6 %) auf Klärgas und 0,1 TWh (0,1 %) auf Deponiegas (AGEE-Stat 2020). Klär- und Deponiegas haben also nur einen äußerst geringen Anteil an der Wärmebereitstellung aus Biomasse.

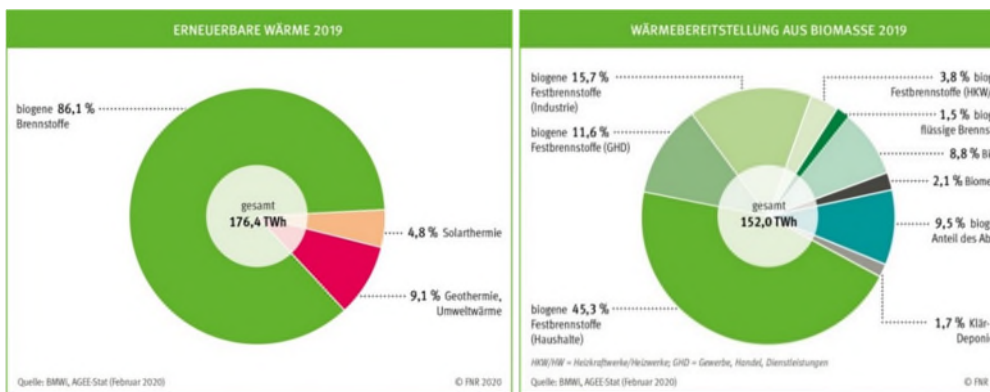


Abbildung 13: Bereitstellung erneuerbarer Wärme (links) bzw. Wärme aus Biomasse (rechts) in Deutschland im Jahr 2019 (Quelle: FNR 2020)

Die RED II definiert den Begriff **Biomasse** als „den biologisch abbaubaren Teil von Produkten, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs“. Ebenso definiert sie den Begriff **Biogas** als „gasförmige Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden“. Die Begriffe **Deponiegas** und **Klärgas** sind in der RED II dagegen nicht näher definiert, fallen jedoch eindeutig unter den „biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs“.

Damit ist klar, dass Biomasse der Oberbegriff ist und Deponie-, Klär- und Biogas jeweils deren Teilmengen sind. Deponie- und Klärgas zählen zu den Abfallstoffen, während Biogas sowohl aus Rest- und Abfallstoffen (z. B. landwirtschaftliche Reststoffe wie Gülle oder Abfälle aus der Lebensmittelindustrie) als auch aus Anbaubiomasse (Nachwachsende Rohstoffe, kurz: Nawaro) gewonnen werden kann.



## Einordnung und Konkurrenz zu anderen Technologien/Wärmequellen

Die energetische Nutzung von Biomasse ist umstritten, vor allem die Nutzung von Anbaubiomasse (Nachwachsende Rohstoffe). Diese kann Nutzungskonflikte mit der Bereitstellung von Lebens- und Futtermitteln (Tank-oder-Teller-Debatte) sowie Landnutzungsänderungen zur Folge haben, die sich sowohl negativ auf die Treibhausgasbilanz der Bioenergieträger als auch auf die Erhaltung der Biodiversität auswirken können. Denn obwohl Biomasse eine erneuerbare Ressource ist, ist die Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse begrenzt, sodass entsprechende Restriktionen für deren Nutzung nötig sind (Fehrenbach & Rettenmaier 2020).

### Definition Biomassepotenzial und Vorgehen Potenzialanalyse im Bereich Biomasse

Für gesellschaftspolitische Entscheidungen ist es wichtig, die Verfügbarkeit von energetisch oder stofflich nutzbarer Biomasse innerhalb einer geografischen Einheit zu einem zukünftigen Zeitpunkt einschätzen zu können. Zu diesem Zweck werden in der Regel sogenannte Biomassepotenzialstudien erstellt, die mit szenarienbasierten Ansätzen das Biomassepotenzial ermitteln. In der Literatur ist eine Vielzahl solcher Studien für verschiedene geografische Bezugsräume (von der globalen bis zur kommunalen Ebene) zu finden.

Biomassepotenzialstudien quantifizieren in der Regel das **technische Biomassepotenzial**, da es im Unterschied beispielsweise zum wirtschaftlichen Potenzial deutlich geringeren zeitlichen Schwankungen unterworfen ist. Es beschreibt den Teil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen (z. B. Bergungsrate, Konversionsverluste) nutzbar ist. Zusätzlich werden die gegebenen strukturellen und gesetzlich verankerten ökologischen oder anderen Begrenzungen berücksichtigt, da sie letztlich auch – ähnlich den technisch bedingten Einschränkungen – „unüberwindbar“ sind (Thrän & Pfeiffer 2013).

In der Regel wird in den Studien das so genannte **Brennstoffpotenzial** der Biomasse ausgewiesen, das i. d. R. dem unteren Heizwert der festen Biomasse (Festbrennstoffe) sowie der flüssigen bzw. gasförmigen Sekundärenergieträger (flüssige bzw. gasförmige Kraft- und Brennstoffe) entspricht (Kaltschmitt et al. 2003; Thrän & Pfeiffer 2013). Hintergrund hierfür ist, dass pflanzliche Biomasse – je nach Substrateigenschaften – mehr oder weniger aufwändig in feste, flüssige oder gasförmige Bioenergieträger umgewandelt werden muss. Holzartige Biomasse kann durch minimale Aufbereitung energetisch genutzt werden, wohingegen feuchtere Biomassen erst nach einer Vorbehandlung energetisch nutzbare Substrate darstellen.

Für die verschiedenen Bioenergieträger gibt es wiederum verschiedene Nutzungsmöglichkeiten im Energiesystem (Strom, Wärme, Kraftstoff). In vielen der in Abschnitt 5.2 betrachteten Biomassepotenzialstudien wird jedoch keine Allokation des technischen Potenzials auf die einzelnen Verbrauchssektoren vorgenommen und damit kein Bioenergiepotenzial ausgewiesen. Dieses spiegelt den Anteil der Endenergie wider, der nach der Konversion in den einzelnen Nutzungspfaden bereitgestellt wird (Thrän & Pfeiffer 2013). Einige Studien nehmen eine solche Zuordnung zwar vor, dann aber oft in Form verschiedener 100:0-Allokationen (z. B. Gerhardt et al. 2015).

Fehrenbach et al. (2019) nehmen eine Zuordnung auf Basis qualitativer und semiquantitativer Kriterien vor. In den meisten Fällen erfolgt eine „Übersetzung“ des Brennstoffpotenzials in ein Bioenergiepotenzial jedoch mittels mathematischer Modelle in sogenannten Energieszenario-Studien. Dabei wird üblicherweise modellgestützt eine ökonomische Optimierung des Biomasseeinsatzes und Allokation der Biomasse auf die einzelnen Verbrauchssektoren vorgenommen, d. h. es werden **wirtschaftliche Potenziale** ausgewiesen. Die Ergebnisse sind in hohem Maße abhängig von den Rahmendaten und –annahmen, die in die

jeweiligen Modelle einfließen. Einzelne Studien wie z. B. Koch et al. (2018) oder Thrän et al. (2020) nehmen darüber hinaus vor der ökonomischen Optimierung noch eine exogene Setzung der Sektorenanteile vor (z. B. Strom- und Wärmeerzeugung vs. Verkehr).

Vor diesem Hintergrund werden im folgenden Abschnitt 5.2 die Gesamt-Brennstoffpotenziale von Biomasse vor einer Allokation auf die einzelnen Verbrauchssektoren (z. B. auf den Sektor der Wärme- und Kälteversorgung) ausgewiesen. Eine solche Zuordnung und Ausweisung eines technischen Potenzials kann – aufgrund der Nutzungskonkurrenz um die limitierte Ressource Biomasse – nur unter Zuhilfenahme von zusätzlichen Kriterien durchgeführt werden. Da dies zumeist mittels einer modellgestützten ökonomischen Optimierung erfolgt, handelt es sich um wirtschaftliche Potenziale. Daher werden im anschließenden Abschnitt 5.3 die Ergebnisse verschiedener sektorübergreifenden (Energieszenario-) Studien sowie die resultierende Bandbreite der wirtschaftlichen Potenziale aufgezeigt.

## 5.2 Brennstoffpotenziale Biomasse

Die im Folgenden analysierten Potenziale sind nach Rest- und Abfallstoffen bzw. Anbaubiomasse untergliedert. **Importierte Biomasse wird explizit von der vorliegenden Analyse ausgeschlossen**, ist in der Zusammenschau aber der Vollständigkeit halber mit aufgeführt. Zum einen sind Biomasseimporte aus Nachhaltigkeitsgründen sehr umstritten, da sie zu Landnutzungskonflikten und -änderungen in anderen Ländern führen können, zum anderen sollen im Rahmen des Berichts explizit die *nationalen* Potenziale von Energie aus erneuerbaren Quellen dargestellt werden.

### Rest- und Abfallstoffe

Biogene Reststoffe umfassen Stoffströme aus der Land- und Forstwirtschaft (z. B. Gülle, Reststroh oder Waldrestholz) sowie aus der Biomasseverarbeitenden Industrie (Lebensmittel-, Holz-, Papier- und Möbelindustrie), die nicht als Hauptprodukt hergestellt werden. Da eine saubere Abgrenzung von „echten“ Abfällen nicht immer eindeutig ist (siehe Ausführungen in Thrän & Pfeiffer 2013) werden diese Stoffströme oft gemeinsam betrachtet werden.

In der Literatur finden sich zahlreiche Studien, die das inländische Potenzial aus Rest- und Abfallstoffen auf ca. 700 bis 900 PJ/a ansetzen. In vielen Fällen wird dabei auf die grundlegenden Arbeiten von Fritsche et al. (2004) bzw. Nitsch et al. (2004) zurückgegriffen, die über einen Zeitraum von zehn Jahren immer wieder zitiert wurden (Kirchner et al. (2009), Thrän et al. (2010), Nitsch et al. (2012), Gerhardt et al. (2015)). Gerhardt et al. (2015) nehmen einen Abschlag vor und setzen ein Potenzial von 625 PJ/a an. Auch in den Langfristszenarien (Pfluger et al. 2017) wurde auf Nitsch et al. (2004) zurückgegriffen, und zwar auf das Szenario „Naturschutz Plus“ mit etwas über 700 PJ/a.

Mit Brosowski et al. (2015) wurde nach längerer Zeit wieder eine originär neue Studie zum Status quo der Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen veröffentlicht, die 93 Einzelbiomassen betrachtet und das Potenzial auf insgesamt 989 PJ/a beziffert (davon 541 PJ/a derzeit genutzt und 448 PJ/a ungenutzt). Diese Arbeit bildete dann wiederum die Grundlage für eine webbasierte Ressourcendatenbank (DBFZ 2019) sowie für die Studie von Thrän et al. (2019), die ein Potenzial von 876 PJ/a ausweisen (zzgl. 150 PJ/a Scheitholz). Thrän et al. (2020) weisen ab 2030 sogar ein Potenzial von über 1.000 PJ/a aus, nur noch übertroffen von Koch et al. (2018) mit über 1.100 PJ/a. Auch das Bioökonomie-Monitoring (Bringezu et al. 2020) stützt sich auf die o. g. Ressourcendatenbank bzw. die Ergebnisse der Arbeitsgruppe Biomassereststoff-Monitoring (Brosowski et al. 2019) und weist ein technisches Bi-

omassepotenzial von bis zu 1.000 PJ/a aus, von dem 66 - 84 % bereits in einer Nutzung etabliert sind. Das zusätzlich noch mobilisierbare Reststoffpotenzial wird zu über 75 % von fünf Einzelbiomassen bestimmt: Getreidestroh, Rindergülle, Waldrestholz (Nadel), Rindermist und Grüngut.

Fehrenbach et al. (2019) betrachten in der BioRest-Studie 24 Einzelbiomassen und ermitteln ein Potenzial von rund 900 PJ/a, wobei heute davon bereits rund 770 PJ/a (85 %) energetisch genutzt werden. Die Studie leitet auf Basis qualitativer und semiquantitativer Kriterien auch ein Gesamtnutzungskonzept ab und nimmt so eine Zuordnung der Rest- und Abfallstoffe auf Verbrauchssektoren vor. Zusätzlich noch mobilisierbare Reststoffpotenziale werden im Bereich Stroh und Festmist identifiziert, wohingegen Waldholz als übernutzt angesehen wird (Fehrenbach & Rettenmaier 2020). Purr et al. (2019) stützen sich wiederum auf das von Fehrenbach et al. (2019) ermittelte Potenzial, wobei in der RESCUE-Studie weitere Setzungen vorgenommen werden: beispielsweise steht Stroh nicht für die Strom- und Wärmeerzeugung zur Verfügung, sondern wird zu Bioethanol umgewandelt. Aufgrund dieser Setzungen fällt das Potenzial in der RESCUE-Studie deutlich niedriger aus.

### **Anbaubiomasse (Nawaro)**

Anbaubiomasse umfasst Biomasse, die mit dem Ziel der stofflichen oder energetischen Verwertung kultiviert wird. Nachwachsende Rohstoffe (Nawaro) werden auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut und umfassen sowohl einjährige Kulturpflanzen als auch mehrjährige Gräser und Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP). Aktuell belegen Nawaro rund 20 % der Ackerfläche in Deutschland. Biomassepotenzialstudien ermitteln i. d. R. ein Flächenpotenzial für Nawaro unter vorrangiger Berücksichtigung des Flächenbedarfs für Lebens- und Futtermittel, wobei sehr unterschiedliche Selbstversorgungsgrade angesetzt werden, woraus z. T. beträchtliche virtuelle Flächenimporte resultieren.

In der Literatur finden sich zahlreiche Studien, deren Aussagen zum Flächenpotenzial für Anbaubiomasse weit auseinanderliegen. Die Bandbreite reicht dabei von 0 bis 7 Mio. ha in Deutschland (Zeddies et al. 2012). Die wiederum viel zitierten grundlegenden Arbeiten von Fritsche et al. (2004) bzw. Nitsch et al. (2004) ermittelten bis zu 4,2 Mio. ha. Die in die vorliegende Analyse einbezogenen Studien setzen für das Jahr 2050 ein Flächenpotenzial zwischen 0 Mio. ha (Gerhardt et al. 2015, Purr et al. 2019, Thrän et al. 2019, 2020) und 4 Mio. ha an (Thrän et al. 2019). Oft werden in derselben Studie mehrere Flächenpotenziale angesetzt, so z. B. in der TATBIO-Studie (Thrän et al. 2019), in der drei Szenarien mit 1,0 Mio. ha, 2,6 Mio. ha (in Anlehnung an Pfluger et al. 2017) bzw. 4,0 Mio. ha für Energiepflanzen untersucht werden. Andere Studien wie die ebenfalls 2019 erschienene RESCUE-Studie (Purr et al., 2019) schließen nach 2030 jeglichen Anbau von Biomasse zur energetischen Nutzung aus.-In Tabelle 6 sind alle Studien mit max. 2,6 Mio. ha aufgeführt, da laut Klimaschutzprogramm 2030 von keinem weiteren Anstieg der Anbaufläche auszugehen ist.

Dementsprechend variiert auch das resultierende Brennstoffpotenzial aus Anbaubiomasse (Nawaro) zwischen den Studien extrem und weist eine Bandbreite von 0 bis über 800 PJ/a auf (siehe Tabelle 6). Bei den hohen Werten der TATBIO-Studie (Thrän et al. 2019) kommt zusätzlich zum Tragen, dass ein überwiegend auf Miscanthus basierender Anbaumix unterstellt wurde, der einen sehr hohen durchschnittlichen Energieertrag pro Fläche aufweist. Möglicherweise würde ein solch hoher Anteil perennierender Pflanzen wie Miscanthus aber Fruchtfolgegestaltungsoptionen auf der Gesamt-Ackerfläche zu sehr einschränken.

### **Zusammenschau der Datenquellen**

Die folgende Tabelle 6 stellt die in den ausgewählten Datenquellen angesetzten Brennstoffpotenziale einander gegenüber. Importierte Biomasse wird explizit von der vorliegenden

Analyse ausgeschlossen, ist in Tabelle 6 aber der Vollständigkeit halber mit aufgeführt. Das in den letzten drei Spalten ausgewiesene inländische Biomassepotenzial umfasst damit also nur (inländische) Rest- und Abfallstoffe sowie (inländische) Anbaubiomasse.

Tabelle 6: Überblick zur Literaturanalyse im Bereich Wärme und Kälte aus Biomasse: Brennstoffpotenziale. Das Basisjahr bezieht sich auf das Jahr der Datenerhebung in den Studien und je nach Studie wurde z. T. auch auf ältere Vorerhebungen zurückgegriffen.

Energie-träger	Quelle	Basisjahr	Flächenpotenzial [Mio. ha]			Anbaubiomasse, Primärenergie [PJ]			Rest- & Abfallstoffe, Primärenergie [PJ]			Importbiomasse, Primärenergie [PJ]			Inländ. Biomassepot., Primärenergie [PJ]		
			Basisjahr	2030	2050	Basisjahr	2030	2050	Basisjahr	2030	2050	Basisjahr	2030	2050	Basisjahr	2030	2050
Biomasse	Gerhardt et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme Reststoffszenario (1)	2014			0,0			0			625						625
	Gerhardt et al. (2015): Kraftstoffszenario (2A)	2014			2,0			155			625						780
	Gerhardt et al. (2015): Biogasszenario (2B)	2014			2,0			320			625						945
	Repenning et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050 AMS	2010			1,9	362		413	663		798				1.025	n.a.	1.211
	Repenning et al. (2015): KS80	2010			2,0	362		424	663		798				1.025	1.173	1.223
	Repenning et al. (2015): KS95	2010			1,5	362		333	663		798				1.025	1.105	1.131
	Pfluger et al. (2017): Langfristszenarien REF	2010	2,0	2,6	2,6	192	252	241	677	705	724	74	107	87	869	957	965
	Pfluger et al. (2017): BAS	2010	2,0	2,6	2,6	192	321	342	677	705	724	74	175	259	869	1.026	1.066
	Repenning et al. (2018): Politiksszenarien VII MMS	2012													1.246	1.422	n.a.
	Repenning et al. (2018): MWMS	2012													1.246	1.251	n.a.
	Koch et al. (2018): Rolle der Bioenergie Referenzszenario	2015	2,4	2,0	2,0	384	360	400	713	1.135	1.135			0	1.097	1.495	1.535
	Koch et al. (2018): Naturschutzszenario	2015	2,4	2,0	2,0	384	360	400	713	1.135	1.135			0	1.097	1.495	1.535
	Gerbert et al. (2018): Klimapfade für Deutschland REF	2015													1.076		n.a.
	Gerbert et al. (2018): 80%-Pfad	2015													1.076		1.242
	Gerbert et al. (2018): 95%-Pfad	2015													1.076		1.248
	Thrän et al. (2019): TATBIO 2,6 Mha 80%	2015	2,4	2,5	2,6			817			817			214			1.634
	Thrän et al. (2019): 2,6 Mha 95%	2015	2,4	2,5	2,6			824			891			331			1.715
	Purr et al. (2019): RESCUE Alle Green-Szenarien	2018	2,2		0,0			0			453			0			453
	Kemmler et al. (2020): Energiewirt. Projektionen KSPr 2030	2018	2,4	n.a.	1,0	n.a.	n.a.	200	n.a.	n.a.	937	n.a.	n.a.	353			1.137
	Thrän et al. (2020): Bioplan W 95% - 2 Mha	2015	2,4	2,1	1,8	206	359	88	587	1.047	982				793	1.406	1.070
Thrän et al. (2020): 95% - 0 Mha	2015	2,4	1,2	0,0	206	195	0	587	1.047	982				793	1.242	982	
Thrän et al. (2020): 80% - 2 Mha	2015	2,4	2,2	1,9	206	450	320	587	1.069	1.037				793	1.519	1.357	
Thrän et al. (2020): 80% - 0 Mha	2015	2,4	1,2	0,0	206	245	0	587	1.069	1.037				793	1.314	1.037	

Eine Visualisierung der Zahlen erfolgt in Abbildung 14.

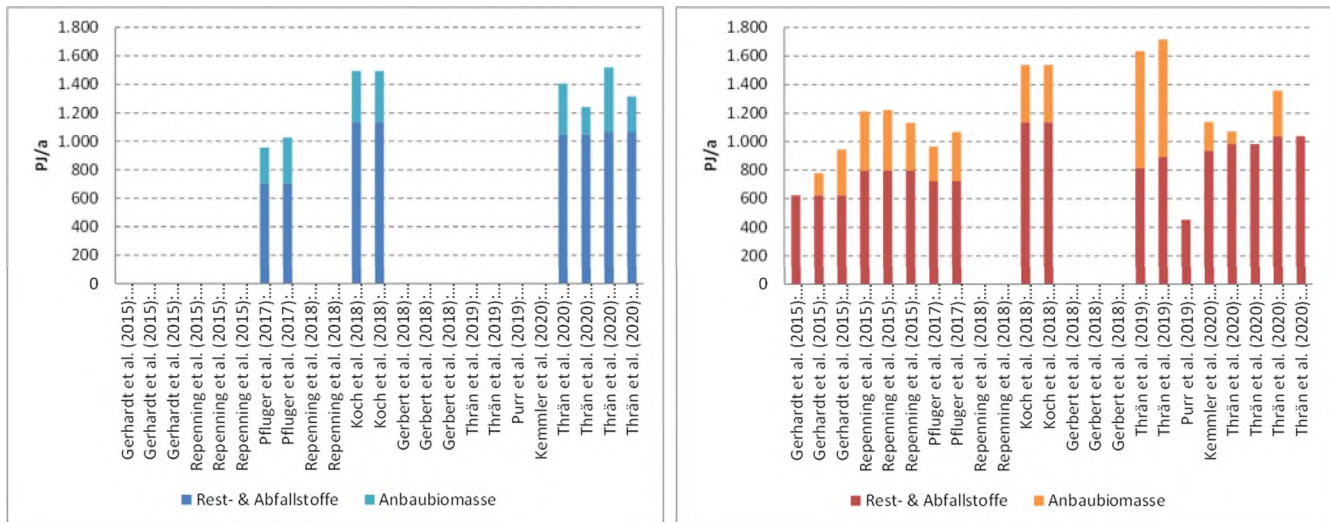


Abbildung 14: Brennstoffpotenziale der Rest- und Abfallstoffe bzw. Anbaubiomasse für 2030 (links) und 2050 (rechts) in unterschiedlichen Biomassepotenzialstudien und Szenarien

Trotz gewisser Unterschiede und trotz eingeschränkter Vergleichbarkeit der Studien (z. B. Erhebung von Einzelbiomassen vs. aggregierte Stoffströme) zeichnet sich insgesamt quer über alle Studien hinweg ein recht einheitliches Bild der Brennstoffpotenziale von Rest- und Abfallstoffen ab. Die Bandbreite der neueren Studien reicht von 800 bis 1.100 PJ/a, was auf zahlreiche Unsicherheiten hinweist, insbesondere bzgl. der jeweils angesetzten Wasser- bzw. Trockenmassegehalte, des tierspezifischen Dunganfalls und der Entnahmerate von Waldrestholz. Die im Bioökonomie-Monitoring ausgewiesenen 1000 PJ/a könnten als Richtwert dienen. Zu beachten ist allerdings, dass zwischen zwei Drittel und 85 % des Potenzials bereits heute energetisch genutzt werden.

Anders bei der Anbaubiomasse: quer über alle betrachteten Studien hinweg betrachtet liegen die Flächenpotenziale für Anbaubiomasse weit auseinander, von 0 Mio. ha (Gerhardt et al. 2015, Purr et al. 2019, Thrän et al. 2019, 2020) bis 4 Mio. ha (Thrän et al. 2019), wobei viele im Bereich von 1,0 bis 2,6 Mio. ha liegen. Ursache hierfür sind unterschiedliche Szenarienannahmen zur Bevölkerungsentwicklung, zu Ernährungsgewohnheiten (insbesondere Fleischkonsum) und zu Ertragssteigerungen (Rettenmaier et al. 2010). Diese Parameter sind sehr sensitiv und wirken sich unmittelbar auf die für andere Zwecke verfügbare Fläche aus. Dementsprechend variiert auch das resultierende Brennstoffpotenzial aus Anbaubiomasse (Nawaro) zwischen den Studien extrem und weist eine Bandbreite von 0 bis über 800 PJ/a auf (Thrän et al. 2019 ermitteln für ein Szenario sogar 1.267 PJ/a bei 4,0 Mio. ha), wobei sich die meisten Studien im Bereich von ca. 200 bis 400 PJ/a bewegen.

### 5.3 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

In diesem Abschnitt werden zunächst die Bandbreite der wirtschaftlichen Potenziale für Biomasse in Deutschland in Tabelle 7 dargestellt. Dabei werden analog zur Definition der Richtlinie die Teilmengen für Deponie-, Klär- und Biogas für das Jahr 2030 explizit ausgewiesen. Das entsprechende Vorgehen zur Ermittlung der Potenziale wird nachfolgend dargestellt.



Tabelle 7: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Biomasse (bezogen auf Endenergie)

Energieträger (TWh/a)	Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050
Biomasse	60–185	16–187
Davon:		
Deponiegas	0	
Klärgas	3	
Biogas	0–65	

Aufgrund der **Nutzungskonkurrenz um Biomasse** – multiple Einsatzmöglichkeiten in den verschiedenen Verbrauchssektoren bei gleichzeitiger Begrenztheit der Ressource – kann ein *technisches* Potenzial für Wärme und Kälte nur unter Zuhilfenahme von zusätzlichen Kriterien ausgewiesen werden. In den meisten Fällen erfolgt eine „Übersetzung“ des Brennstoffpotenzials in ein Bioenergiepotenzial in sogenannten Energieszenarien-Studien, denen üblicherweise ein mathematisches Modell zur ökonomischen Optimierung des Biomasseeinsatzes zugrunde liegt. Folglich weisen diese Studien **wirtschaftliche Potenziale** aus. Für das Jahr 2030 zeigt sich für die gesamte Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse eine Bandbreite von 60 – 185 TWh/a, deren unteres Ende für das Jahr 2050 auf 16 TWh/a sinkt (siehe Abbildung 15). Darin sind also auch Deponie-, Klär- und Biogas enthalten.

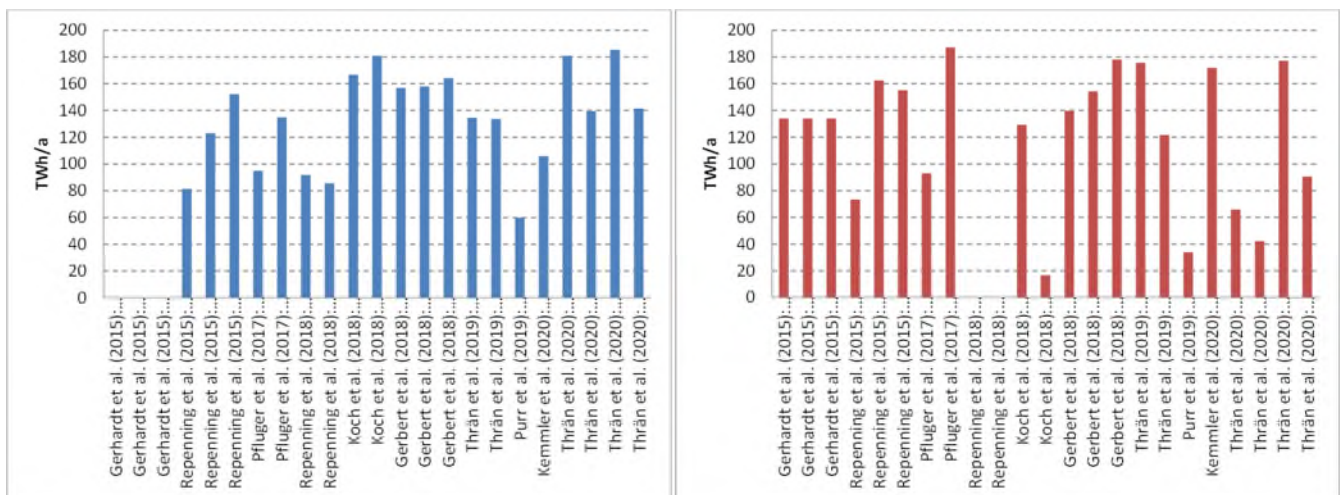


Abbildung 15: Wirtschaftliche Potenziale für Wärme aus Biomasse für 2030 (links) und 2050 (rechts) in unterschiedlichen Studien und Szenarien

Deponie- und Klärgaspotenziale (Brennstoffpotenziale) werden nur in wenigen Biomassepotenzialstudien explizit ausgewiesen. Dagegen wird in keiner der analysierten Energieszenarien-Studien das wirtschaftliche Potenzial für Wärme und Kälte aus Deponie- und Klärgas separat ausgewiesen. Mit Glück wird zwischen Wärme und Kälte aus fester und gasförmiger Biomasse (dann aber inkl. Biogas aus Anbaubiomasse und teilweise inkl. Klärgas) unterschieden. Angesichts der geringen Bedeutung wird vorgeschlagen, auf Basis von Fehrenbach et al. (2019) die zukünftige Wärme- und Kälteerzeugung aus Deponiegas und Klärgas proportional zu den Biomassepotenzialen abzuschätzen. Nach Einschätzung der in Fehrenbach et al.

(2019) analysierten Studien wird die Produktion nutzbaren Deponiegases in Deutschland bis spätestens 2030 komplett auslaufen. Damit ergibt sich für das Jahr 2030 ein wirtschaftliches Potenzial von 0 TWh/a aus Deponiegas und ca. 2,6 TWh/a aus Klärgas.

Technische Biogaspotenziale (Brennstoffpotenziale) werden in der Regel in Biomassepotenzialstudien separat ausgewiesen, oftmals getrennt nach Rest- und Abfallstoffen bzw. Anbaubiomasse (Nawaro). Dabei zeigt sich, dass sich das Biogaspotenzial aus Rest- und Abfallstoffen quer über alle Studien hinweg in einer vergleichbaren Spannweite bewegt, wohingegen das Biogaspotenzial aus Anbaubiomasse in Abhängigkeit der jeweils angesetzten Flächenpotenziale, Anbaumixe und Nutzungspfade eine sehr große Bandbreite aufweist. Leider wird in nur sehr wenigen Energieszenarien-Studien das wirtschaftliche Potenzial für Wärme und Kälte aus gasförmiger Biomasse separat ausgewiesen (Datenlücke). Für das Jahr 2030 bewegt es sich zwischen 0 und 65 TWh/a.

Angesichts der heutigen Nutzung in Höhe von ca. 150 TWh/a ist also nicht von einer zukünftigen deutlichen Steigerung des Gesamt-Biomassepotenzials auszugehen, eher im Gegenteil. Die zunehmenden Flächen- und Nutzungskonkurrenzen um Biomasse und die schwere Ersetzbarkeit („Alternativlosigkeit“) des Biomasseeinsatzes in anderen Sektoren, gepaart mit den Diskussionen um eine nachhaltigere Landwirtschaft (massive Biodiversitätsverluste, virtuelle Flächenimporte insbesondere zur Deckung der Eiweißlücke etc.) sind in den betrachteten Energieszenarien-Studien in höchst unterschiedlichem Maß berücksichtigt, so dass insbesondere hinter die zukünftigen Potenziale aus Anbaubiomasse ein großes Fragezeichen zu setzen ist. Beispielsweise kommen jüngste Berechnungen von Rettenmaier & Köppen (noch unveröffentlicht) im Rahmen der Langfristszenarien 3 unter der Maßgabe einer bilanziellen Flächensuffizienz und bei gleichzeitig deutlich (-33 %) reduziertem Fleischverzehr auf eine Nawaro-Anbaufläche von „nur noch“ 1 Mio. ha im Jahr 2050. Insofern sollte insbesondere das untere Ende der in Tabelle 7 ausgewiesenen Bandbreiten in Betracht gezogen werden.

Eine detaillierte Darstellung der Inhalte der Studien ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Überblick zur Literaturanalyse im Bereich Wärme und Kälte aus Biomasse: Wirtschaftliche Potenziale. Das Basisjahr bezieht sich auf das Jahr der Datenerhebung in den Studien und je nach Studie wurde z. T. auch auf ältere Vorerhebungen zurückgegriffen.

Energie-träger	Quelle	Basisjahr	Wärme	Kälte	Sektoren			Anwendung			Wirtschaftl. Potential Wärme & Kälte [TWh]			
					HH	GHD	Ind	WW	RW	PW	Basisjahr	2030	2050	
Biomasse	Gerhardt et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme Reststoffszenario (1)	2014	ja		x	x	x	x	x		n.a.	n.a.	134	
	Gerhardt et al. (2015): Kraftstoffszenario (2A)	2014	ja		x	x	x	x	x		n.a.	n.a.	134	
	Gerhardt et al. (2015): Biogasszenario (2B)	2014	ja		x	x	x	x	x		n.a.	n.a.	134	
	Repenning et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050 AMS	2010	ja	nein	x	x	x	x	x	x		79	81	73
	Repenning et al. (2015): KS80	2010	ja	nein	x	x	x	x	x	x		79	123	163
	Repenning et al. (2015): KS95	2010	ja	nein	x	x	x	x	x	x		79	152	155
	Pfluger et al. (2017): Langfristszenarien REF	2010	ja		x	x	x	x	x	x		108	95	93
	Pfluger et al. (2017): BAS	2010	ja		x	x	x	x	x	x		108	135	187
	Repenning et al. (2018): Politikszzenarien VII MMS	2012	ja		x	x	x	x	x			83	92	n.a.
	Repenning et al. (2018): MWMS	2012	ja		x	x	x	x	x			83	86	n.a.
	Koch et al. (2018): Rolle der Bioenergie Referenzszenario	2015	ja		x	x	x	x	x	x		96	167	129
	Koch et al. (2018): Naturschutzszenario	2015	ja		x	x	x	x	x	x		96	181	16
	Gerbert et al. (2018): Klimapfade für Deutschland REF	2015	ja		x	x	x	x	x	x			157	140
	Gerbert et al. (2018): 80%-Pfad	2015	ja		x	x	x	x	x	x			158	154
	Gerbert et al. (2018): 95%-Pfad	2015	ja		x	x	x	x	x	x			164	178
	Thrän et al. (2019): TATBIO 2,6 Mha 80%	2015	ja		x	x	x	x	x	x		ca. 150	135	176
	Thrän et al. (2019): 2,6 Mha 95%	2015	ja		x	x	x	x	x	x		ca. 150	134	122
	Purr et al. (2019): RESCUE Alle Green-Szenarien	2018	ja	ja	x	x	x	x	x	x		132	60	34
	Kemmler et al. (2020): Energiewirt. Projektionen KSPr 2030	2018	ja		x	x	x	x	x	x		90	106	172
	Thrän et al. (2020): Bioplan W 95% - 2 Mha	2015	ja		x	x	x	x	x	x		66	181	66
Thrän et al. (2020): 95% - 0 Mha	2015	ja		x	x	x	x	x	x		66	140	42	
Thrän et al. (2020): 80% - 2 Mha	2015	ja		x	x	x	x	x	x		66	185	177	
Thrän et al. (2020): 80% - 0 Mha	2015	ja		x	x	x	x	x	x		66	142	90	



# 6 Potenzialanalyse Umgebungsenergie

---

Für die Analyse der Potenziale im Bereich der Umgebungsenergie werden folgende Anwendungsfälle separat berücksichtigt:

- Nutzung der Umgebungsenergie in Einzelgebäuden durch Luft-Wärmepumpen (siehe Abschnitt 6.1)
- Zentrale Nutzung der Umgebungsenergie in Wärmenetzen mittels Luft-Wärmepumpen (siehe Abschnitt 6.2)
- Nutzung der Energie aus Oberflächengewässern in Wärmenetzen (siehe Abschnitt 6.3)
- Nutzung der Energie aus Abwasser (siehe Abschnitt 6.4)

## 6.1 Umgebungsluft dezentral

### 6.1.1 Einführung

Umgebungsluft kann, trotz ihres niedrigen Temperaturniveaus, für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser genutzt werden. Dazu werden Luft-Wasser-Wärmepumpen (oder kürzer: Luft-Wärmepumpen) eingesetzt. Sie entziehen der Umgebungsluft Wärme mittels großflächiger Wärmetauscher mit Ventilator, in denen ein Kältemittel verdampft wird. Der Kältemitteldampf wird im Kompressor der Wärmepumpe verdichtet, wird dabei wieder flüssig und gibt die entstehende Wärme als Nutzwärme ab. Es gibt Bauformen, bei denen Verdampfer und Kompressor in einem gemeinsamen Gehäuse verbaut sind, und Splitgeräte, bei denen der Verdampfer losgelöst vom Standort des Kompressors an einem geeigneten Ort aufgestellt werden kann und das Kältemittel mit Rohleitungen zum Kompressor transportiert wird. Luft-Wärmepumpen für den dezentralen Einsatz in Einzelgebäuden gibt es mit Wärmeleistungen bis zu ca. 30 kW. Sie werden überwiegend in Einfamilienhäusern und kleinen Mehrfamilienhäusern eingesetzt. Werden höhere Leistungen benötigt, können mehrere Geräte als Kaskade aufgebaut werden.

Die Wärmequelle Luft ist unerschöpflich und hängt von keinen wärmequellenbedingten Restriktionen ab. Lediglich durch Lufttemperaturschwankungen wird die Effizienz der Wärmepumpe beeinflusst. Die Arbeitszahl von Luft-Wärmepumpen sinkt bei niedrigen Lufttemperaturen deutlich ab, dadurch steigt der Strombedarf bei kalten Tagen an. Durch die hohe Gleichzeitigkeit, mit der diese Lastspitze auftritt, wird das Stromverteilnetz in Quartieren mit hohem Anteil an Luft-Wärmepumpen stärker belastet. Um dem entgegenzuwirken, sehen die Wärmepumpentarife der Stromanbieter bis zu dreimal täglich Sperrzeiten von bis zu zwei Stunden vor. Laut Verteilnetzbetreibern hat ein hoher Anteil von Wärmepumpen absehbar keinen signifikanten Einfluss auf das Stromnetz (Jochum et al., 2017). In Szenarien, die einen hohen Wärmepumpenanteil vorsehen, ist stets ein massiver Ausbau der Verteilnetze erforderlich. Dieser geht – je nach Szenariorahmen – zu 10 bis 25 % auf den Ausbau von Wärmepumpen zurück. Weitere Treiber für den Netzausbau sind Elektromobilität und Photovoltaikanlagen (Mellwig et al., 2018).

Die Ventilatoren der Luftwärmetauscher erzeugen Strömungsgeräusche, die als störend empfunden werden können. Ob die Lärm-Immissionen über den Grenzwerten der TA Lärm liegen, hängt von der individuellen Aufstellung, Ausrichtung und Abschirmung ab. Für

Wohngebiete müssen die Lärm-Immissionen am Tag unter 50 dB(A) liegen und nachts unter 35 dB(A). Sie werden in der Mitte des Fensters gemessen. Die Geräuschemissionen moderner Luft-Wärmepumpen liegen bei etwa 55 dB(A), was einen Mindestabstand zwischen Wärmepumpe und Fenster von 10 Metern erforderlich macht. Medizinische Untersuchungen bestätigen darüber hinaus, dass der Nachtschlaf bereits bei dauerhaften Lärm-Immissionen von 25 dB(A) weniger erholsam sein kann (LfU, 2004). Um diesen Wert einzuhalten, wäre ein Abstand zur Wärmepumpe von mehr als 30 Metern nötig. Gerade in urbanen Wohngebieten kann dies nicht immer gewährleistet werden. Zudem kann es in Gebieten mit dichter Bebauung zu Schallinterferenzen kommen, wenn mehrere Luft-Wärmepumpen betrieben werden. Dadurch kann es lokal begrenzt zu einer gegenseitigen Verstärkung des Schalldruckpegels kommen (Eulitz et al. 2019). Die Interferenzen entstehen nicht nur in Wechselwirkung zwischen mehreren Luft-Wärmepumpen, sondern auch in Abhängigkeit von der jeweiligen Bebauung und anderen Schallquellen. Sie können nicht einer einzelnen Schallquelle zugeordnet werden. Wärmepumpenhersteller wissen um die Schallproblematik und bieten daher auch Schalldämmhauben für die Geräte an, die die Emissionen bis zu 10 dB mindern können. Weiterhin setzen sie zum Beispiel größere Wärmetauscher mit geringeren Strömungsgeschwindigkeiten oder speziell geformte Ventilatoren ein. Auch durch Bauformen, die die Luft nach oben abblasen oder Geräte, bei denen die Verdampfer im Gebäude liegen, werden die Schallemissionen vermindert. In Jochum et al. (2017) werden keine technischen Potenzialgrenzen aus den Lärmemissionen der Wärmepumpen abgeleitet, da angenommen wird, dass künftige Gerätegenerationen technisch verbessert werden und dass es im konkreten Einzelfall spezifische Lösungen für die Lärmvermeidung gibt.

### 6.1.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

Die Restriktionen, die aus der Wärmeübergabe an die Räume folgen, gelten für Luft-Wärmepumpen im selben Maß wie für alle Wärmepumpen. In Gebäuden, die nicht ausreichend gedämmt sind, ist die erforderliche Vorlauftemperatur im Heizungssystem so hoch, dass sie von einer Wärmepumpe nicht wirtschaftlich zur Verfügung gestellt werden kann. Dies kann zu einem gewissen Maß durch den Austausch von Heizkörpern gemildert werden. Oberhalb eines Nutzwärmebedarfs von 120 kWh/m<sup>2</sup>a ist laut Jochum et al. (2017) ein wirtschaftlicher Wärmepumpenbetrieb nicht möglich. Diese Grenze gilt jedoch nur unter idealen Bedingungen in den Heizkreisen. Wenn die vorhandenen Heizkörper nicht alle auf dieselbe spezifische Heizlast ausgelegt sind, nicht abgeglichen sind oder, wenn einzelne Räume durch eine exponierte Lage oder höhere Soll-Temperaturen eine höhere Vorlauftemperatur benötigen, sinkt die Grenze für den Wärmepumpeneinsatz weiter ab. In der Praxis können Wärmepumpen kaum in Gebäuden installiert werden, deren Heizwärmebedarf über 90 kWh/m<sup>2</sup>a liegt. Je nach dem Ambitionsgrad, mit dem die Effizienz in Gebäuden in Zukunft gesteigert wird, könnte laut Jochum et al. (2017) der jährliche Marktanteil von Wärmepumpen bis 2050 unter Einhaltung dieser Restriktion auf 88 bis 98 % der jährlich auszutauschenden Wärmeerzeuger gesteigert werden. Dies entspricht einem Anteil am gesamten Nutzwärmeverbrauch des Gebäudebestands von rund 78 bis 93 % (176 bis 242 TWh) im Jahr 2050. **Im Jahr 2030 liegt dieses technische Potenzial bei 260 bis 267 TWh.** Um dieses Potenzial auszuschöpfen, müssen alle Gebäude, die geeignet sind, mit einer Wärmepumpe ausgestattet werden. Dies würde einen starken Anstieg des Marktanteils von Wärmepumpen voraussetzen. Er betrug 2018 11,5 % der installierten Wärmeerzeuger. Zusätzliche Restriktionen entstehen aus der maximalen Markthochlaufgeschwindigkeit. Sie werden stark von der Nachfrage geprägt und sind sehr volatil. Aus diesem Grund werden diese Restriktionen hier nicht quantifiziert. Die genannten Restriktionen gelten nicht nur für Luft-Wärmepumpen, sondern für alle Arten von dezentralen Wärmepumpen. Auf eine weitere Eingrenzung des speziellen Luft-Wärmepumpen-Potenzials wird verzichtet, weil dazu die künftige Entwicklung der Marktanteile der verschiedenen Wärmepumpenarten abgeschätzt werden muss. Das genannte Potenzial gilt nur für den Extremfall, dass alle Wärmepumpen im Jahr 2050 Luft-Wärmepumpen sind.

Für eine Einordnung des **wirtschaftlichen Potenzials** wird auf die Grundlage der Szenarien von Fraunhofer ISE (Sterchele et al. 2020) und Gerhardt et al. (2019) zurückgegriffen. Zusätzlich wird auch Purr et al. (2019) berücksichtigt. In **Sterchele et al. (2020)** wurden die kostenoptimalen Anteile der Wärmeerzeuger für die vier Szenarien „Referenz“, „Beharrung“, „Inakzeptanz“ und „Suffizienz“ bestimmt. Alle Szenarien erreichen im Jahr 2050 eine CO<sub>2</sub>-Reduktion um 95 % gegenüber 1990. Die Anteile der einzelnen Wärmeerzeugungstechnologien können als ihr wirtschaftliches Potenzial unter den speziellen Randbedingungen des jeweiligen Szenarios betrachtet werden. Für das Jahr 2030 liegt das Potenzial aller Wärmepumpenarten demnach in einem Bereich von 18,5 bis 93 TWh. Im Jahr 2050 reicht der Bereich von 109 bis 310 TWh. Aus diesem Gesamtpotenzial für alle Wärmepumpenarten ist der Anteil von Luft-Wärmepumpen nur mit einer weiteren Näherung abzugrenzen. In Sterchele et al. (2020) sind die Anteile von Luft- und Erdreich-Wärmepumpen an der Gesamtanzahl der Heizungssysteme dargestellt. Der Anteil von Luft-Wärmepumpen an den Wärmeerzeugern im Jahr 2030 beträgt 1,5 bis 11,6 %. Für das Jahr 2050 steigt der Anteil von Luft-Wärmepumpen auf 18,5 bis 48,5 %. Mit Hilfe dieser Anteile wird das Gesamtpotenzial von Wärmepumpen aufgeteilt auf die Quellen Luft und Erdreich. Diese Aufteilung ist eine Näherung, die vereinfachend unterstellt, dass der Anteil an den Wärmeerzeugern proportional dem Anteil an der Wärmemenge ist. Das **wirtschaftliche Potenzial** von Luft-Wärmepumpen beträgt somit 11 bis 85 TWh im Jahr 2030 und 96 bis 279 TWh im Jahr 2050. Die Szenarien, die den Untersuchungen von Jochum et al. (2017) und Sterchele et al. (2020) zugrunde liegen, unterscheiden sich stark in Bezug auf die Verbrauchsentwicklung in Gebäuden. Insofern können die wirtschaftlichen und technischen Potenziale nicht unmittelbar miteinander verglichen werden. Da die Aussage, dass das wirtschaftliche Potenzial größer ist als das technische Potenzial, schwierig zu kommunizieren ist und nur vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Szenarien nachvollzogen werden kann, wird die Obergrenze des wirtschaftlichen Potenzials in diesem Bericht auf das technische Potenzial abgesenkt.

In **Gerhardt et al. (2019)** wurden zwei unterschiedliche Entwicklungen der Gebäudeeffizienz untersucht und diese jeweils mit und ohne Biomasse-Einsatz im Gebäudebereich berechnet. Somit ergeben sich auch hier vier Szenarien, die alle eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 95 % erreichen. Für diese wurde mit dem Optimierungsmodell SCOPE der kostenminimale Wärmemarkt bestimmt. Die Anteile von Luft-Wärmepumpen an der Wärmeerzeugung betragen in 2050 zwischen 32 und 59 %. Das entspricht einer bereitgestellten Wärmemenge in Höhe von 162,7 bis 227,3 TWh. Für 2030 wird ein wirtschaftliches Potenzial von Luft-Wärmepumpen in Höhe von 32,7 bis 39,3 TWh bestimmt. Um die Unsicherheiten bei der Ermittlung des wirtschaftlichen Potenzials abzubilden, werden die Extremwerte aus beiden gezeigten Studien in das Endergebnis übernommen.

**Purr et al. (2019)** haben keine wirtschaftliche Optimierung der Wärmeerzeuger im Sinne einer Kostenminimierung für Endanwender durchgeführt. Die Studie stellt die Verbreitung von Luft-Wärmepumpen jedoch für fünf Szenarien unter Berücksichtigung der Energie- und Ressourceneffizienz dar. Sie tragen im Jahr 2030 mit 15 bis 53 TWh zur Wärmeversorgung bei und im Jahr 2050 mit 66 bis 125 TWh.

Tabelle 9 zeigt die Potenziale von Luft-Wärmepumpen. Bei einer starken Reduzierung des Nutzwärmeverbrauchs sinkt auch das absolute Wärmepumpenpotenzial. Was als direkter Vergleich bei den ausgewiesenen technischen Potenzialen in den Jahren 2030 und 2050 möglich ist. Dabei sind die besseren Möglichkeiten der Einbindung von Wärmepumpen in effizientere Gebäude bereits berücksichtigt. Der potenzielle Deckungsanteil der Wärmepumpen steigt jedoch an.

Bei der Ermittlung der wirtschaftlichen Potenziale wurde unterstellt, dass sich die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 um 95 % reduzieren müssen. Die Energiepreise der konventionellen Technologien (Erdgas und Öl) werden bis 2050 als konstant angesetzt. Bei den elektrischen Wärmepumpen mit Wärmequelle Außenluft wird von einer Kostendegression der Investitionskosten ausgegangen (Ausgehend von 900 €/kW<sub>th</sub> im Jahr

2020 auf 640 €/kW<sub>th</sub> im Jahr 2050). Die detaillierten Annahmen zu Kosten und Energiemengen sind im Anhang der Studie von Sterchele et al. (2020) aufgelistet.

Tabelle 9: Überblick Ergebnisse der Potenzialanalyse für dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen

Energieträger (TWh/a)	Technisches Nachfragepotenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
Umgebungsluft dezentral – Wärmepumpen	260–267	176–242	11–85	66–242

## 6.2 Umgebungsluft zentral

### 6.2.1 Einführung

Die Wärmegewinnung aus der Umgebungsluft stellt eine standortunabhängige Wärmequelle dar, die mit geringem technischem Aufwand mittels Luft-Wärmepumpen genutzt werden kann (Born et al. 2017). Diese Nutzung kann nicht nur dezentral, sondern auch zentral erfolgen. Hierfür entziehen große Luft-Wasser-Wärmepumpen der Umgebungsluft Wärme, bringen diese auf ein höheres Temperaturniveau und speisen sie in Wärmenetze ein. Im Folgenden wird sowohl auf die technischen Aspekte als auch auf die Verbreitung solcher Großwärmepumpen eingegangen. Die Thematik der Wärmenetztemperaturen sowie deren Auswirkung auf die Integrierbarkeit von zentralen Luft-Wärmepumpen wird ebenfalls beleuchtet.

#### Technische Aspekte

Unter Großwärmepumpen können Wärmepumpen in kompakter Ausführung mit einer thermischen Leistung über 200 kW pro Maschine, ggf. kaskadierend ausgeführt, verstanden werden. Hierbei werden beispielsweise mit Hubkolbenverdichtern höhere Effizienzen und hohe Vorlauftemperaturen erreicht (Brechtbühler et al. 2019). Technische Grenzen von Luft-Wasser-Wärmepumpen werden unter anderem vom gewählten Kältemittel bestimmt. So sind je nach Wahl des Kältemittels nutzbare Außentemperaturen von bis zu –20 °C und Vorlauftemperaturen bis zu 70 °C möglich. Die Verdichter und Ventilatoren von Wärmepumpen emittieren während des Betriebs Geräusche, der Schallleistungspegel in 10 m Entfernung beträgt ca. 30 bis 55 dB(A) (Brechtbühler et al. 2019).

#### Verbreitung in Deutschland und Europa

Großwärmepumpen mit Leistungen von mehreren Megawatt sind seit ein paar Jahren am Markt erhältlich. Eine Studie der Bochum University of Applied Sciences (Born et al. 2017) untersuchte 2017 den Markt für Großwärmepumpen in Deutschland. Auf Basis der vorliegenden Daten gehen die Autoren für Ende 2016 deutschlandweit von rund 100 Großwärmepumpen aus, wobei die durchschnittliche Leistung von 300 kW vergleichsweise gering ausfällt. In der Studie werden außerdem die hohen möglichen Potenziale von Großwärmepumpen hervorgehoben, die sich bei einer Transformation der Fernwärmenetze hin zu nied-

rigeren Vorlauftemperaturen ergeben. In niederkalorischen Wärmenetzen eingesetzt, können Wärmepumpentechnologien einen besonders effizienten Beitrag zur Wärmeversorgung leisten.

Großwärmepumpen zur zentralen Wärmeversorgung in Wärmenetzen sind in anderen europäischen Staaten deutlich verbreiteter als in Deutschland. So wurden von 2008 bis 2018 allein in Dänemark mehr als 25 Großwärmepumpen installiert, ein weiterer Anstieg ist in den kommenden Jahren zu erwarten. Die Projekte unterscheiden sich hierbei in Größe, Wärmequelle und Konfiguration. Im Jahr 2017 existierten europaweit 149 Großwärmepumpen mit einer Leistung von über einem Megawatt. Seit der Jahrtausendwende wurden vor allem in Dänemark, Finnland, Frankreich, Norwegen, Italien und in der Schweiz Großwärmepumpen mit einer Leistung von über einem Megawatt errichtet (Pieper et al. 2018).

Dominković (2015) von der Technical University of Denmark kam in einer Analyse zur Rolle von Großwärmepumpen für Energiesysteme am Beispiel Dänemark zu dem Ergebnis, dass Großwärmepumpen nicht nur die Kosten des Energiesystems senken, sondern auch zu niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionen, reduzierter Stromüberproduktion und Treibstoffeinsparungen führen, und Großwärmepumpen daher in naher Zukunft vermehrt ins dänische Energiesystem integriert werden sollten.

### Systemtemperaturen

Ein wichtiger Aspekt bei der Dekarbonisierung von Wärmenetzen mittels lokaler Umweltwärmepotenziale sind niedrige Systemtemperaturen der Wärmenetze. Nur so können Umweltwärmequellen wie die Umgebungsluft effizient eingebunden werden (Gerhardt et al. 2017). Hinsichtlich der energetischen und wirtschaftlichen Effizienz von Wärmepumpen bestehen derzeit häufig noch Vorbehalte. Auf der anderen Seite sind jedoch insbesondere bei niedrigen Vorlauftemperaturen vielfältige Einsatzoptionen gegeben, und selbst für unsanierte Gebäude mit höherer Vorlauftemperaturen können bivalente Lösungen mit Spitzenlasterzeugung eine Option darstellen (Gerhardt et al. 2017).

Auch Deutsch et al. (2019) kommen zu dem Ergebnis, dass die hohen Systemtemperaturen ein Hindernis für die Einbindung lokaler erneuerbarer Energien darstellen. Neuere Netze, die mit Vorlauftemperaturen zwischen 60 °C und 90 °C betrieben werden sowie Low-Ex-Netze oder kalte Wärmenetze mit noch deutlich geringeren Vorlauftemperaturen bieten erheblich bessere Möglichkeiten für die Integration lokaler Umweltwärmepotenziale. Die Autoren weisen weiterhin darauf hin, dass die Temperaturabsenkung in alten Bestandsnetzen für gewöhnlich mit einer Absenkung der Heizlast und damit einer Reduktion des Wärmeabsatzes einhergehen. Sanierungsmaßnahmen auf der Abnehmerseite können daher den Profit der Wärmenetzbetreiber schmälern.

Der BDEW betont ebenfalls, dass die hohen Vorlauftemperaturen in den Bestandsnetzen eine Hürde für die Integration von zentralen Wärmepumpen darstellen. Gängige Großwärmepumpen erreichen derzeit Vorlauftemperaturen von bis zu ungefähr 80 °C, während in bestehenden Fernwärmenetzen insbesondere in den Wintermonaten häufig Vorlauftemperaturen von über 100 °C erforderlich sind. Im Sommer kann der Einsatz von Großwärmepumpen aufgrund der geringeren Vorlauftemperaturen in Erwägung gezogen werden. Weitere Einsatzmöglichkeiten bestehen in der Ausbildung von Sekundärnetzen, die vom Primärnetz getrennt sind und mit geringeren Temperaturen operieren. Eine besondere Variante ist hierbei die Nutzung des Fernwärmerücklaufs als Wärmequelle für ein über Wärmepumpen versorgtes Sekundärnetz. Eine Synergie besteht dabei in der Auskühlung des Rücklaufs des Primärnetzes, was ggf. zu einer erhöhten Effizienz des Primärnetzes führt. Auch eine Nacherhitzung mit einer Kesselanlage ist eine Option (Petersen et al. 2017).



Im dänischen Sig wurde 2017 eine zentrale Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer Leistung von etwa einem Megawatt in Betrieb genommen. Der örtliche Energieversorger Sig Varmeværk erzeugte die Fernwärme bis 2013 ausschließlich erdgasbasiert. 2013 wurden 3500 m<sup>2</sup> Solarthermie installiert, 2017 folgte die Luft-Wasser-Wärmepumpe. Das Wärmenetz versorgt in etwa 300 Abnehmer bei einem gesamten Wärmeabsatz von rund 6,5 GWh. Es wird erwartet, dass die Wärmepumpe langfristig ca. 46 % des Wärmebedarfs deckt. Dabei werden ein Coefficient of Performance (COP) von etwa 3,5 sowie Vorlauftemperaturen von gut 60 °C erreicht. Zur Einbindung der Wärmepumpe wird die Vorlauftemperatur im Netz zweitweise auf 60 °C abgesenkt (Elmertoft 2019).



Abbildung 16: 1-MW-Luftwärmepumpe mit Wärmequelle Luft in Slagslund, Dänemark (Urheber: PlanEnergi)

### 6.2.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

Die technischen und wirtschaftlichen Wärmepotenziale wurden einem simulationsbasierten Ansatz folgend bestimmt.

Aufgrund der unbegrenzten Verfügbarkeit der Ressource Umgebungsluft als Umweltwärmequelle besteht keine Beschränkung im Wärmeangebot. Eine obere Grenze besteht jedoch in der Wärmenachfrage, die durch die abgesetzte Wärmemenge in Wärmenetzen in den zu untersuchenden Jahren charakterisiert wird (Wärmenetzpotenzial). In einem ersten Schritt wird daher das Wärmenetzpotenzial für die unterschiedlichen Bezugsjahre abgeschätzt. Im Anschluss daran wird durch Annahmen und Simulationen ermittelt, welcher Anteil des Wärmenetzpotenzials durch zentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen gedeckt werden kann.

Für die Ermittlung der oberen Begrenzung des technischen Potenzials wurde mit Hilfe des Open Source Mapping and Planning Tool Hotmaps<sup>1</sup> die Wärmemenge ermittelt, die in potenziellen Wärmenetzen abgesetzt werden kann. Hierfür wurde auf Basis einer räumlich hoch aufgelösten Wärmedichtekarte (100 m x 100 m Rasterzellen) für Deutschland für das

<sup>1</sup> <https://www.hotmaps.hevs.ch/map>

Jahr 2016 als Grenzwert eine Mindestwärmedichte von 150 MWh/a je Hektar und ein Mindestwärmebedarf von 10 GWh/a je Wärmenetz zugrunde gelegt. **Für Deutschland ergibt sich somit ein technisches Wärmenetzpotenzial von 544 TWh.**

**Als wirtschaftliches Wärmenetzpotenzial wird in Anlehnung an die Szenarien von Sterchele et al. (2020) von einem Wärmeabsatz in Wärmenetzen von 110 TWh im Jahr 2020, 140 TWh (2030) und 180 TWh (2050) ausgegangen.** Diese Szenarien beinhalten eine wirtschaftliche Optimierung des gesamten Energiesystems. Die Potenziale beziehen sich auf für Raumwärme und Warmwasser genutzte Fernwärme in allen Sektoren.

Um zu bestimmen, welcher Anteil dieser Wärmenetzpotenziale durch zentrale Luft-Wärmepumpen gedeckt werden kann, wird zunächst eine Simulation durchgeführt. In der Software energyPRO wird für die drei Standorte Hamburg, Berlin und München jeweils ein stundengenaues Wärmelastprofil generiert. Die Außentemperaturreihen dieser Standorte werden gewählt, um mögliche Diskrepanzen innerhalb Deutschlands abzubilden. Es handelt sich also nicht um Beispielnetze, die für die Ermittlung herangezogen werden, sondern lediglich um die Berücksichtigung verschiedener Klimabedingungen innerhalb von Deutschland.

Dieses Lastprofil ist relativ und kann je nach Gesamtwärmeabsatz skaliert werden. Hierfür werden Heizgrenztemperaturen von 12 °C im Neubau und 15 °C im Bestand zugrunde gelegt sowie ein Neubauanteil von 10 % im Jahr 2020, 15 % im Jahr 2030 und 25 % 2050.<sup>1</sup> Das so generierte Wärmelastprofil wird mit der Außentemperatur abgeglichen. Liegt diese über der angenommenen Grenztemperatur für den technisch möglichen bzw. wirtschaftlich realisierbaren Einsatz von Luft-Wärmepumpen, so wird für diese Stunden eine Deckbarkeit durch Luft-Wärmepumpen angenommen. Hintergrund dieser Methodik ist, dass die Leistungsziffer (COP) einer Luft-Wärmepumpe, die angibt, wie viel Wärme je eingesetztem Strom bereitgestellt wird, mit sinkender Außentemperatur ebenfalls sinkt. Somit verschlechtern sich mit sinkender Außentemperatur auch die Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz. Als markante Betriebsgrenztemperaturen für Luft-Wärmepumpen werden –5 °C, 0 °C und 5 °C angenommen.

Die durch die beschriebene Methodik ermittelten Anteile an der Wärmemenge in Wärmenetzen, die durch Luftwärmepumpen gedeckt werden können, sind für die unterschiedlichen Betriebsgrenztemperaturen zum Einsatz der Luft-Wärmepumpe für die drei beispielhaft ausgewählten Standorte und die unterschiedlichen Bezugsjahre in Tabelle 10 dargestellt. Es zeigt sich, dass der Standort nur geringen Einfluss auf die Potenziale hat. Die wesentliche Stellschraube ist die Außentemperatur, bis zu der die Luft-Wärmepumpe betrieben wird (Betriebsgrenztemperatur). Für die weitere Potenzialermittlung wird der Mittelwert der drei Standorte verwendet.

Die Frage nach den Betriebsgrenztemperaturen ist zum einen technischer Art (bis zu welcher Grenztemperatur ist ein Betrieb technisch möglich), zum anderen wirtschaftlicher Natur. Da die Effizienz der Wärmepumpe bei niedrigen Temperaturen sinkt, steigt der spezifische Stromeinsatz mit sinkender Außentemperatur. **Im Folgenden wird für die Ermittlung des technischen Potenzials auf Basis von Angaben verschiedener Hersteller eine Betriebsgrenztemperatur  $T_{\text{Betriebsgrenze, techn.}}$  von –5 °C angenommen.** Auch Viessmann weist Referenzen für größere luftbetriebene Wärmepumpen auf, die bis –5 °C Außentemperatur betrieben werden und eine Vorlauftemperatur von 45 °C erzeugen. Die CTA-AG verweist ebenfalls auf Referenzprojekte mit nutzbaren Außentemperaturen zwischen –5 °C und –7 °C bei einem COP zwischen 2,5 und 3 und Vorlauftemperaturen um 40 °C

<sup>1</sup> Eigene Annahmen, in Anlehnung an den Gebäudereport der Deutsche Energie-Agentur (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2017) bei einer jährlichen Neubaurate von 0,5 % sowie basierend auf Erfahrungswerten aus Referenzprojekten

(Brechtbühler & Müller, 2019). Sollte eine höhere Vorlauftemperatur, beispielsweise 70 °C, erreicht werden, entspricht ein COP von 2,5 in einem Referenzprojekt der CTA AG lediglich einer Außentemperaturnutzung bis 5 °C (Brechtbühler et al. 2019). Die hier vorgenommene Potenzialermittlung trifft keine Annahmen bezüglich der Netztemperaturen. Die mögliche zukünftige Entwicklung der Netztemperaturen hin zu niedrigeren Temperaturniveaus wird demnach nicht berücksichtigt.

Für das **wirtschaftliche Potenzial wird von einer Betriebsgrenztemperatur der zentralen Luft-Wärmepumpe  $T_{\text{Betriebsgrenze, wirtsch.}}$  von 5 °C** ausgegangen. Bei der Nutzung geringerer Außentemperaturen kommt es zur Bereifung der Anlagen und es werden Zwangsabtauungen der Rückkühler notwendig, sodass in diesen Zeiten für den gleichen Wärmeertrag eine zusätzliche Rückkühlerkapazität erforderlich ist. Diese technischen Zusatzanforderungen führen zu einem erheblichen Mehraufwand, sodass für die Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials von einer Grenztemperatur von 5 °C ausgegangen wird.

Tabelle 10: Durch Luft-WP deckbare Anteile der Wärmenetze für verschiedene Betriebsgrenztemperaturen der Wärmepumpe und für verschiedene Standorte sowie gemittelt. Die Unterschiede zwischen den Jahren 2020, 2030 und 2050 ergeben sich auf Basis der Entwicklung der Gebäudestruktur (Verhältnis von Neubauten/Altbauten). (Quelle: Eigene Berechnungen)

Standort/Grenztemperatur Luft-WP	Anteile durch Luft-WP deckbarer Wärme		
<b>Hamburg</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
5 °C	54 %	54 %	55 %
0 °C	84 %	84 %	84 %
-5 °C	98 %	98 %	98 %
<b>Berlin</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
5 °C	51 %	51 %	52 %
0 °C	80 %	80 %	80 %
-5 °C	96 %	96 %	96 %
<b>München</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
5 °C	51 %	51 %	52 %
0 °C	81 %	81 %	82 %
-5 °C	98 %	98 %	98 %
<b>MITTEL</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
5 °C ( $T_{\text{Betriebsgrenze, wirtsch.}}$ )	52 %	52 %	53 %
0 °C	82 %	82 %	82 %
-5 °C ( $T_{\text{Betriebsgrenze, techn.}}$ )	98 %	98 %	98 %

Während die Umgebungstemperaturen sowie die Betriebsgrenzen der Luftwärmepumpen in diesem Ansatz berücksichtigt sind, finden einige andere Einflussfaktoren keine Berücksichtigung. So werden ggf. resultierende Einschränkungen in der Genehmigungsfähigkeit durch Schallemissionen ebenso wenig berücksichtigt wie eine Veränderung der klimatischen Bedingungen in den nächsten 30 Jahren. Auch wird nicht genauer betrachtet, inwiefern bestehende Wärmenetze aufgrund ihrer Netzparameter, insbesondere der Vorlauftemperatur, für Luft-Wärmepumpen geeignet sind<sup>1</sup>. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Wärmenetze zukünftig ohnehin in Richtung niedriger Systemtemperaturen entwickeln werden. Ein weiterer Faktor, der unberücksichtigt bleibt, ist der Platzbedarf für den Aufstellraum und

<sup>1</sup> Siehe auch Ausführungen zu den Systemtemperaturen im vorherigen Abschnitt



die Rückkühler. Es wird davon ausgegangen, dass je Megawatt installierter Leistung die benötigte Rückkühlerfläche von ca. etwa 150 m<sup>2</sup> auf Gebäuden oder Freiflächen verfügbar ist. Ebenfalls ist zu beachten, dass das Potenzial von Luft-Wärmepumpen in Konkurrenz zu weiteren EE-Technologien wie beispielsweise der solaren Wärmeerzeugung stehen kann, da beide Technologien vorrangig im Sommer zu hohen Erträgen führen.

Vor dem Hintergrund, dass die beschriebenen Effekte im Rahmen dieser Studie nicht im Einzelnen im Detail quantifiziert werden können, werden die Potenziale für das Jahr 2020 mit einem Abschlagfaktor von 50 % verrechnet, um so eine untere Grenze für die Potenzialspanne zu bilden. **Für die Jahre 2030 und 2050** wird aufgrund der sich voraussichtlich positiv entwickelnden Rahmenbedingungen insbesondere hinsichtlich der Netztemperaturen, jedoch auch vor dem Hintergrund etwaiger weiterer technologischer Fortschritte, mit **Abschlagsfaktoren von 40 % (2030) bzw. 20 % (2050)** gerechnet. Die mit Abschlagsfaktoren versehenen Potenzialspannen liegen somit bei 60 bis 100 % (2030; Abschlagsfaktor 40 %) bzw. 80 bis 100 % (2050; Abschlagsfaktor 20 %) der ermittelten Potenziale.

Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle 11 angegebenen Potenziale.

Tabelle 11: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für zentrale Umgebungsluft. Angabe der erzeugten Wärme (Endenergie).

Energieträger (TWh/a)	Technisches Nachfragepotenzial			Wirtschaftliches Potenzial		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Umgebungs- luft zentral	265-530	318-531	425-531	28-57	44-73	76-95

Reversible Luft-Wärmepumpen bieten eine gute Möglichkeit, die Wärme- und Kälteversorgung miteinander zu verbinden. Sie können sowohl als Wärmepumpe betrieben werden als auch im Umkehrbetrieb der Kühlung dienen. Im Kühlbetrieb wird die Abwärme über die Rückkühler abgegeben. Es ist zu beachten, dass in den warmen Jahreszeiten die Luft-Wärmepumpen auch zur Wärmeerzeugung (z. B. für Brauchwarmwasser) genutzt werden, so dass ggf. nur Teile der Leistung der reversiblen Wärmepumpen im Sommer für die Kälteerzeugung zur Verfügung stehen. Insbesondere bei konstanten Kühlbedarfen, etwa in der Lebensmittelverarbeitung oder in Krankenhäusern, können die reversiblen Luftwärmepumpen auch in kalten Jahreszeiten, in denen sie aufgrund der Außentemperatur nicht mehr zur Wärmegewinnung eingesetzt werden, der Kälteerzeugung dienen.

Bisher ist die Verbreitung von reversiblen Wärmepumpen in Deutschland noch nicht weit fortgeschritten. Sie finden vor allem in Nichtwohngebäuden wie Büro- und Industriebauten Anwendung, wo eine Raumkühlung bei gleichzeitiger Nutzung der entstehenden Abwärme zur Wärmeversorgung mittels Wärmepumpe zu besonders hohen Systemeffizienzen führen kann (Born et al. 2017).

## 6.3 Oberflächengewässer

### 6.3.1 Einführung

In Oberflächenwasser, das sich in Flüssen, Seen und Meeren befindet, sind enorme Mengen an Wärme gespeichert. Wasser hat eine hohe Wärmekapazität, zudem sind die Temperaturänderungen in Oberflächengewässern träge und weniger ausgeprägt im Vergleich zu den tages- und saisonbedingten Schwankungen der Lufttemperaturen. Die im Sommer aufgenommene Wärme wird bis in die Wintermonate hinein in Wasserkörpern gespeichert, sodass an kalten Wintertagen die Temperatur der Flüsse, Seen oder des Meerwassers oftmals über der Außentemperatur liegt.

Die thermische Nutzung von Oberflächengewässern profitiert von diesen Eigenschaften. Dabei wird dem Wasser niederkalorische Wärme entzogen, die mittels einer Wasser-Wasser-Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht wird. Neben der Wärmeerzeugung ist auch die Kälteerzeugung mittels Wasser-Wasser-Wärmepumpen möglich. Dabei wird die Wärmepumpe reversibel ausgelegt bzw. betrieben und die abzuführende Wärme wird an das Oberflächenwasser abgegeben. Der Wärmeentzug aus Gewässern im Heizbetrieb ist in der Regel ökologisch unbedenklicher und genehmigungsrechtlich einfacher als die Wärmeeinleitung in Gewässer im Kühlbetrieb der Wärmepumpe.

Bei der Ausführung solcher Systeme werden zwei Varianten der Oberflächenwasser-Wärmepumpe unterschieden. In offenen Systemen wird dem Oberflächengewässer Wasser entnommen, das durch den Wärmetauscher geleitet wird. In geschlossenen Systemen befindet sich der Wärmetauscher direkt im Gewässer. Ein genehmigungsrechtlicher Vorteil des geschlossenen Systems ist, dass kein Wasser aus dem Gewässer entnommen wird, damit keine Benutzung im Sinne von § 9 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) vorliegt und eine Genehmigung einfacher zu erreichen ist. Häufig ist ein offenes System auch mit höherem baulichen Aufwand verbunden, da das Wasser durch eine Rohrleitung entzogen und beispielsweise durch einen Filter gereinigt werden muss, bevor es in den Wärmetauscher eingeleitet wird. Zwischenkreisläufe können sowohl in offene als auch in geschlossene Systeme eingeschaltet werden, um Vereisungen an den Wärmetauschern zu verhindern und den ökologischen Gewässerschutz zu erleichtern (Schwinghammer 2012).

Während in anderen europäischen Ländern wie beispielsweise in der Schweiz Wasser-Wasser-Wärmepumpen, die vor allem Umweltwärme aus Seen nutzen, bereits weit verbreitet sind und die Funktionalität und Wirtschaftlichkeit solcher Systeme beweisen, existieren in Deutschland sehr wenige dieser Anlagen. Eine Studie zu See-Wärmepumpen aus dem Jahr 2017 ergab, dass in Deutschland lediglich 15 dieser Wärmepumpen in Betrieb sind (Kammer 2017). Eine Erhebung in Bezug auf Wärmepumpen in Fließgewässern zeigte, dass deutschlandweit nur etwa 10 Flusswasser-Wärmepumpen betrieben werden (Abel 2018). Wärmepumpen, die Meerwasser als Wärmequelle nutzen, sind bislang in Deutschland kaum vorhanden. Mit dem Zugang zur Nord- und Ostseeküste und einer steigenden Wärmenachfrage in den Küstenregionen, bietet sich die thermische Meerwassernutzung jedoch genauso an wie die Nutzung von Fließgewässern und See.

Die Gründe für die eingeschränkte Verbreitung dieser Technologie in Deutschland sind vielfältig. Limitierende Faktoren der thermischen Nutzung von Oberflächengewässern sind zunächst der Abstand der Wärmesenke zur Wärmequelle (Gewässer) und eine zu geringe Wärme- bzw. Besiedlungsdichte in der Nähe der Wärmequelle. Die Erschließung von Oberflächengewässern ist aufgrund von hohen Investitionskosten häufig nur sinnvoll bei einem entsprechenden großen Wärmeabsatz, also mit der Einspeisung in Nah- oder Fernwärmenetze

(Kammer 2017). Neben dem Abstand zur Wärmequelle spielt auch der Höhenunterschied der Abnehmer zur Wärmequelle eine Rolle für die Wirtschaftlichkeit des Systems.

Neben einer ausreichenden lokalen Wärmenachfrage, die für wirtschaftliche Realisierung der thermischen Nutzung der Oberflächengewässer in möglichst geringer Entfernung zum Gewässer gegeben sein muss, sind es auch wasserrechtliche sowie naturschutz- und umweltrechtliche Aspekte und mitunter der geringe Bekanntheitsgrad, die eine Verbreitung der Technologie in Deutschland hemmen (Kammer 2017). Zudem steigt bei Oberflächengewässer-Wärmepumpen die Effizienz, wenn die zu erzeugende Vorlauftemperatur niedriger ist. Es gilt also wie für die zentralen Luft-Wärmepumpen auch hier, dass eine Absenkung der Wärmenetztemperaturen die Integration dieser Systeme in die Wärmeversorgung unterstützt.

Die Anlage Värtan Ropsten in Schweden zeigt als Best-Practice-Beispiel, dass Meerwasserwärmepumpen bereits seit Jahrzehnten praxistauglich und wirtschaftlich im hohen Leistungsbereich ganzjährig betrieben werden können: Seit 1986 sind dort 6 Wärmepumpen-Aggregate zur weltweit größten Meerwasserwärmepumpenanlage mit einer Gesamtkapazität von 180 MW zusammengeschaltet. Mit einem COP von 3,75 erzeugt die Einheit Wärme mit einer Vorlauftemperatur von 80 °C für das Stockholmer Fernwärmenetz. Das Meerwasser wird in den Sommermonaten an der Wasseroberfläche entnommen, in den Wintermonaten wird Wasser in 15 m Tiefe mit einer konstanten Temperatur von 3 °C genutzt (Frio-therm 2017).

### 6.3.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

Das gesamte Wärmepotenzial von Oberflächengewässern ist in Tabelle 13 dargestellt. Das Gesamtpotenzial setzt sich zusammen aus dem Potenzial der einzelnen Gewässerarten Flüsse, Seen und Meere.

In einer Studie des Fraunhofer IEE werden die Potenziale von Flusswärmepumpen und von Wärmepumpen in Seen in Deutschland für die Jahre 2030 und 2050 berechnet (Gerhardt et al. 2019). Das technische Nachfragepotenzial wird in der Studie nur für Seen gesondert berechnet und dargestellt, die technisch-wirtschaftlichen Potenziale werden sowohl für Seen als auch für Fließgewässer berechnet. Für die Potenzialberechnung von Flusswärmepumpen werden insgesamt 33 Flüsse mit einem Mindestdurchfluss von 40 m<sup>3</sup>/s<sup>1</sup> räumlich mit der Wärmenachfrage der Bevölkerung in enger Nähe der Flüsse abgeglichen. Der maximal zulässige Abstand der Wärmesenke zur Flussmitte wird auf 2 km festgelegt. Bei einem COP von 2,2 und rd. 5000 Vollbenutzungsstunden ergibt sich für 2030 ein Potenzial von 50 TWh. Im Jahr 2050 ergeben sich Potenziale von 37,5 TWh (Szenario „Trend“; COP 3,1) bzw. 27,6 TWh (Szenario „Ambitioniert“; COP 3,3). Die Spannbreiten ergeben sich aufgrund der zwei verschiedenen Szenarien der Studie. Im Trend-Szenario wird von einem höheren Endenergieverbrauch ausgegangen, die Potenziale sind dementsprechend höher als im Szenario „Ambitioniert“.

Das thermische Potenzial der Nord- sowie Ostsee in Deutschland wurde bislang in der Literatur nicht dargestellt, daher wird im Rahmen dieser Studie ein generischer Ansatz zur Abschätzung dieses Potenzials verfolgt. Die Methodik des Ansatzes basiert darauf, die Wärmenachfrage in Küstenregionen und das Wärmeangebot von potenziellen Meerwasser-Wärmepumpen räumlich und zeitlich zu überlagern.

<sup>1</sup> Die Spree wird zusätzlich inklusive betrachtet, auch wenn diese den Mindestdurchfluss unterschreitet.

Dafür werden sowohl Analysen mit dem GIS-basierten Online-Tool Hotmaps als auch Energiesystemsimulationen mit energyPRO durchgeführt. Ein Überblick der Vorgehensweise ist in Abbildung 17 dargestellt. Die Annahmen zu den Rahmenbedingungen bezüglich der Neubau- und Bestandsanteile und der Heizgrenztemperaturen stimmen mit denen der Potenzialermittlung für zentrale Luft-Wärmepumpen (Abschnitt 6.2.2) überein.

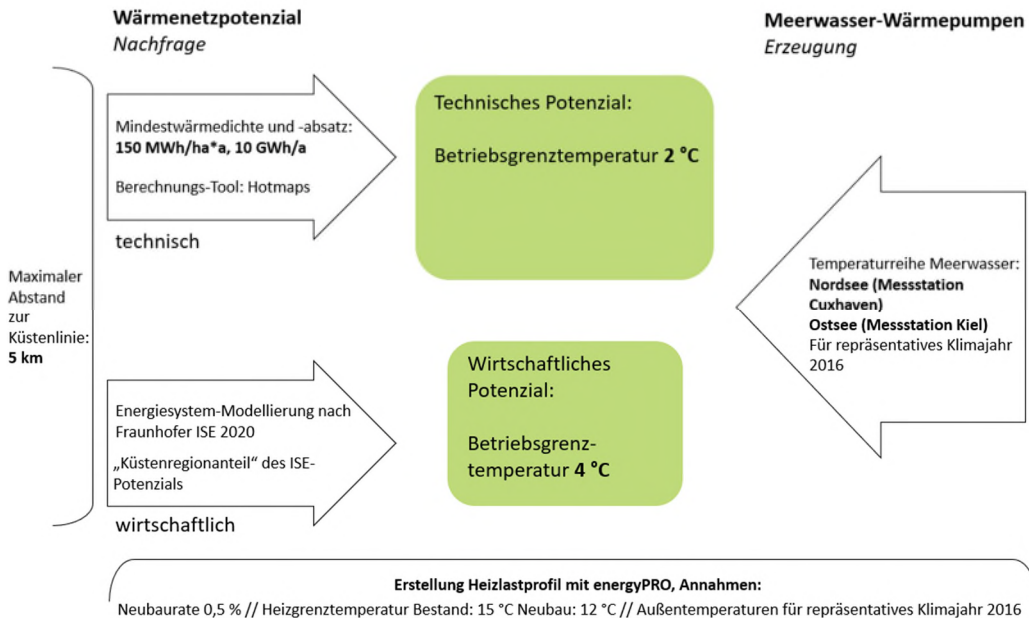


Abbildung 17: Überblick über die angewandte Methodik für die Potenzialermittlung von Meerwasser-Wärmepumpen. (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Temperaturen des Meerwassers der Nordsee (Messstation Cuxhaven) sowie der Ostsee (Messstation Kiel) werden mit den Betriebsgrenztemperaturen von Meerwasser-Wärmepumpen abgeglichen, um die möglichen Vollbenutzungsstunden und damit den deckbaren Anteil des Wärmenetzpotenzials zu ermitteln.

Das technische Wärmenetzpotenzial wird analog zu der Potenzialermittlung für zentrale Luft-Wärmepumpen mittels einer festgelegten Mindestwärmedichte von 150 MWh/ha jährlich und einem Mindestabsatz in einer zusammenhängenden Wärmenetzregion von 10 GWh/a mittels Hotmaps ermittelt.<sup>1</sup> Es werden potenzielle Wärmenetze einbezogen, die in einem Abstand von maximal 5 km von der Nord- oder Ostsee entfernt liegen. Die so ermittelten **technischen Wärmenetzpotenziale betragen 3,3 TWh (Nordsee) bzw. 7,1 TWh (Ostsee), insgesamt beträgt das technische Wärmenetzpotenzial in Küstennähe demnach 10,4 TWh jährlich.**

Das wirtschaftliche Wärmenetzpotenzial wird analog zur Vorgehensweise bei der Potenzialanalyse der zentralen Luft-Wärmepumpen in Anlehnung an die energiewirtschaftlichen Modellierungsergebnisse einer aktuellen Studie des Fraunhofer ISE ermittelt (Sterchele et al., 2020).

Zur Bestimmung des Anteils des wirtschaftlichen Wärmenetzpotenzials in Küstennähe wird das dort bestimmte Potenzial auf den Anteil reduziert, der in unter 5 km Entfernung zum Meer anfällt. Dafür wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der Anteil der Einwohner am Meer gegenüber der Gesamtbevölkerung dem Anteil des Endenergieverbrauchs ent-

<sup>1</sup> <https://www.hotmaps.hevs.ch/map>

spricht. Die so ermittelten **wirtschaftlichen Wärmenetzpotenziale betragen für die Nordsee 1117 GWh (2030) bzw. 1436 GWh (2050) und für die Ostsee 2148 GWh (2030) bzw. 2762 GWh (2050).**

Technisch ist es möglich, mit bestimmten Vakuum-Flüssigeis-Wärmepumpen, die am Tripelpunkt von Wasser arbeiten, Meerwasser mit einer Temperatur von 0 °C als Wärmequelle zu verwenden. Die Meerwasser-Wärmepumpen, die heutzutage größtenteils eingesetzt werden, weisen jedoch technische Betriebsgrenztemperaturen um 2 °C auf. Daher wird die technische Grenztemperatur  $T_{\text{Betriebsgrenze,techn.}}$  für die hier durchgeführte Analyse auf 2 °C festgelegt.

Als Betriebsgrenztemperatur für den wirtschaftlichen Betrieb wird eine Meerwassertemperatur  $T_{\text{Betriebsgrenze,wirtsch.}}$  von 4 °C festgelegt. Darunter ist ein Betrieb der Wärmepumpe zwar möglich, laut Herstellerangaben bricht die Leistung unter 4 °C jedoch deutlich ein.

Für die verschiedenen Grenztemperaturen ergeben sich folgende deckbaren Anteile des Wärmenetzpotenzials:

Tabelle 12: Durch Meerwasser-WP deckbare Anteile der Wärmenetze für verschiedene Betriebsgrenztemperaturen der Wärmepumpe in Nordsee und Ostsee. Die Unterschiede zwischen den Jahren 2020, 2030 und 2050 ergeben sich auf Basis der Entwicklung der Gebäudestruktur (Verhältnis von Neubauten/Altbauten). (Quelle: Eigene Berechnungen)

Standort/ Grenztemperatur Meerwasser-WP	Anteile durch WP deckbarer Wärme			Wärmenetzpotenziale [TWh]	
	2020	2030	2050	2030	2050
<b>Nordsee</b>					
4 °C ( $T_{\text{Betriebsgrenze,wirtsch.}}$ )	89 %	89 %	90 %	1117	1436
2 °C ( $T_{\text{Betriebsgrenze,techn.}}$ )	99 %	99 %	99 %	3300	3300
0 °C	100 %	100 %	100 %		
<b>Ostsee</b>					
4 °C ( $T_{\text{Betriebsgrenze,wirtsch.}}$ )	72 %	72 %	73 %	2148	2762
2 °C ( $T_{\text{Betriebsgrenze,techn.}}$ )	97 %	97 %	98 %	7100	7100
0 °C	100 %	100 %	100 %		

Während die Meerwassertemperaturen sowie die Betriebsgrenzen der Meerwasserwärmepumpen in diesem Ansatz berücksichtigt werden, finden einige andere Einflussfaktoren keine Berücksichtigung. So sind im Rahmen dieser Studien die Effekte von Einschränkungen in der Genehmigungsfähigkeit durch wasser- sowie umwelt- oder naturschutzrechtliche Einschränkungen ebenso wenig quantifizierbar wie eine Veränderung der klimatischen Bedingungen in den nächsten 30 Jahren. Auch ist keine Quantifizierung möglich, inwiefern bestehende Wärmenetze aufgrund Ihrer Netzparameter, insbesondere der Vorlauftemperatur, für Wärmepumpen geeignet sind. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Wärmenetze zukünftig ohnehin in Richtung niedriger Systemtemperaturen entwickeln werden.

Die auf Basis der beschriebenen Methode berechneten Potenziale für Meerwasser-Wärmepumpen in Deutschland werden daher mit Abschlagsfaktoren versehen, um den beschriebenen Faktoren Rechnung zu tragen. Für die thermischen Potenziale der Oberflächengewässer werden analog zur Vorgehensweise der zentralen Luftwärme Abschlagsfaktoren definiert. Für die Jahre 2030 und 2050 werden Abschlagsfaktoren von 40 % (2030) bzw. 20 % (2050) eingerechnet und definieren somit Potenzialbereiche von 60 bis 100 % (2030) bzw. von 80 bis 100 % (2050) der ermittelten Potenziale.

Tabelle 13: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Oberflächengewässer (Flüsse, Seen und Meere) (Endenergie).

Energieträger (TWh/a)	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
Oberflächengewässer davon:	<b>110–114</b>	<b>90–102</b>	<b>81–82</b>	<b>49–66</b>
Flüsse (Gerhardt et al. 2019)	<b>50</b>	<b>28–38</b>	<b>50</b>	<b>28–38</b>
Seen (Gerhardt et al. 2019)	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>29</b>	<b>18–25</b>
Meere (Nordsee/Ostsee)	<b>6–10</b>	<b>8–10</b>	<b>2–3</b>	<b>3</b>

## 6.4 Abwasser

### 6.4.1 Einführung

Die Nutzung von kommunalem Abwasser als Wärmequelle für Wärmepumpen bietet den Vorteil, dass im Jahresverlauf die Temperaturen im Vergleich zur Umgebungsluft immer entsprechend hoch sind, da die Abwassertemperaturen auch während der Heizperiode zwischen 10 °C und 15 °C variieren (DWA, 2009). Des Weiteren bestehen oft räumliche Synergien zwischen Abwasseraufkommen und Wärmebedarf.

Abwasser kann auf verschiedene Arten energetisch genutzt werden. Während bei der Verwendung des nicht gereinigten Abwassers vor der Kläranlage die räumliche Distanz zu den möglichen Wärmesenken gegeben ist, ist bei der Erschließung darauf zu achten, das Abwasser nicht zu stark abzukühlen<sup>1</sup>, da ansonsten der Kläranlagenprozess beeinflusst werden könnte. Eine direkte Nutzung des Abwassers in der Kläranlage ist ebenso möglich wie die energetische Nutzung des gereinigten Abwassers nach der Kläranlage. Erschwerend für die energetische Nutzung ist dabei jedoch, dass Kläranlagen meist außerhalb der besiedelten Fläche betrieben werden und deswegen die Erschließungskosten für die Einbindung in die Fernwärme höher sind.

Für die Erschließung der Wärmequelle Abwasser werden Wärmetauscher eingesetzt. Diese können entweder im Kanal direkt oder als Bypasswärmetauscher installiert werden. Kanalwärmetauscher werden bereits als vorgefertigte Elemente hergestellt und können auch nachträglich in den Kanälen eingebracht werden. Zu berücksichtigen ist in diesem Fall jedoch eine notwendige Nennweite des Kanals von mindestens DN 400 und der notwendige Eingriff in die Kanalleitung bei einem nachträglichen Einbau. Bypasswärmetauscher entnehmen einen Teil des Abwasserstroms und können ohne Eingriffe in die Kanalleitung installiert werden. Jedoch geht durch die Installation außerhalb des Kanals ein erhöhter Platzbedarf einher und auch die Anfangsinvestitionen sind höher (Christ & Mitsdoerffer, 2008).

Die Nutzung von Energie aus Abwasser mittels Wärmepumpen erfolgt meist im bivalenten Betrieb. Dabei werden Wärmepumpen oft mit Block-Heizkraftwerken (BHKWs) oder anderen Technologien gekoppelt um bessere Jahresarbeitszahlen (JAZ) bei Spitzenlast zu erreichen und die Wärmegestehungskosten dadurch zu senken.

Um die Energie aus Abwasser in Gebäuden nutzbar zu machen, kann eine Einbindung über die Heizzentrale des Gebäudes erfolgen oder die Einbindung geschieht über Wärmenetze (Fritz & Pehnt, 2018). Bei einer zentralen Einbindung über Wärmenetze werden verschiedene Konzepte verfolgt: Durch Einspeisung in kalte Nahwärmenetze mit Temperaturen von 8–20 °C wird die Energie aus Abwasser dezentral bei den einzelnen Gebäuden mittels kleiner dimensionierter Wärmepumpen auf das erforderliche Temperaturniveau angehoben. Die Einbindung in Wärmenetze mit höheren Temperaturen geht zwar mit größeren Netzverlusten einher, hat aber den Vorteil des geringeren Platz- und Investitionsbedarf für eine größer dimensionierte Heizzentrale.

Die schematische Darstellung der Nutzung von Energie aus Abwasser direkt aus dem Kanal vor der Kläranlage in Wärmenetzen ist in Abbildung 18 dargestellt.

---

<sup>1</sup> Realisierte Projekte und Vorstudien zeigen, dass eine Abkühlung von bis zu 4 K möglich ist, ohne die Funktionsweise der Kläranlagen zu beeinträchtigen. Für Details siehe (Fritz & Pehnt, 2018), Seite 8.



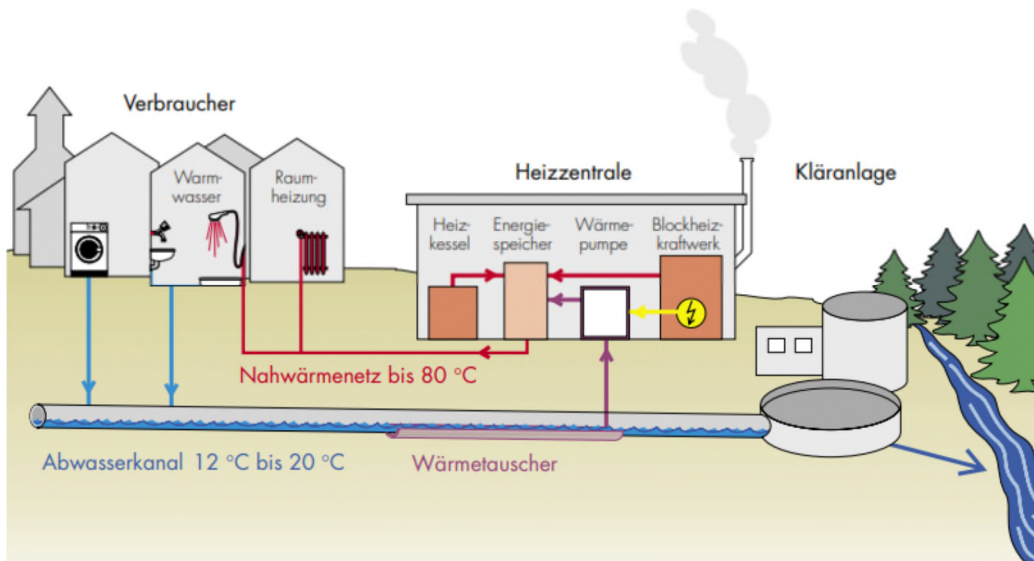


Abbildung 18: Prinzip der Abwasserwärmegewinnung direkt aus dem Kanal mittels Wärmetauscher, bivalentem Einsatz der Wärmepumpen in der Heizzentrale und Einspeisung in ein warmes Nahwärmenetz. (Quelle: Müller, Schmid, & Kobel, 2005)

Energie aus Abwasser kann beispielsweise über den reversiblen Betrieb der Wärmepumpe oder bei ausreichend geringer Temperatur des Abwassers auch direkt zur Kühlung eingesetzt werden.

In Deutschland wird bereits seit 1982 die Energie aus kommunalen Wärmequellen energetisch genutzt (Butz & Müller, 2010). Laut einem Hersteller für Kanalwärmetauscher wurden bis Januar 2020 rd. 90 Anlagen installiert (UHRIG, 2020). Diese Anlagen werden teilweise auch für die Kühlung eingesetzt. Die entsprechende installierte Leistung fürs Heizen schwankt zwischen 12 und 2100 kW, jene fürs Kühlen zwischen 95 und 1000 kW.

In Fritz & Pehnt, (2018) wurden die Einflussgrößen und Bedingungen bei der Standort- und Technikwahl erarbeitet. Neben der Nennweite des Kanals und der notwendigen Abwassertemperatur beim Eintritt in die Kläranlage wurde auch die Durchflussrate im Kanal, die Leistung beim Verbraucher sowie die monatliche Variation des Trinkwarmwasser und Heizwärmeverbrauchs sowie die Distanz zwischen Wärmequelle und -senke als einschränkend identifiziert.

Je niedriger die Temperaturen der Wärmenetze sind, umso höher sind die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen und umso höher ist das Potenzial an Energie aus Abwasser, das erschlossen werden kann. In Gerhardt et al. (2019) wurde festgestellt, dass sich die Potenziale auf Seite der Nachfrage für die Nutzung der Energie nach den Kläranlagen stark mit dem Potenzial von Flusswärmepumpen überschneidet.

Die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Energie aus Abwasser wird stark von den energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst, da auf den Strombezug verschiedene Steuern, Abgaben und Umlagen anfallen.

Bereits im Jahr 2009 wurde in Bretten/Baden-Württemberg ein Nahwärmenetz mit Wärmepumpe, die Energie aus Abwasser nutzt, realisiert. Dabei werden mehrere Wohngebäude, eine Sporthalle und ein Gymnasium mit Wärme versorgt. Rund 10 Jahre später wird das Neubauquartier Stuttgart-Neckarpark mit mehr als 450 Wohneinheiten primär mittels Ab-



wasser versorgt. Um auch im Sommer bei geringem Heizwärmebedarf die Energie aus Abwasser ideal zu nutzen, werden zusätzlich zwei Pufferspeicher mit 115 m<sup>3</sup> Abwasser installiert<sup>1</sup>.

#### 6.4.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

In diesem Abschnitt werden zunächst die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für die Jahre 2030 und 2050 für Energie aus Abwasser – sowohl für die Nutzung des ungereinigten Abwassers in der Kanalisation und für die Nutzung des gereinigten Abwassers nach der Kläranlage – in Deutschland auf Basis verschiedener Studien dargestellt. Tabelle 14 gibt einen Überblick der Bandbreiten der Potenziale, die innerhalb der Literaturquellen bestehen. Dabei werden die Ergebnisse für die Nutzung der Energie aus Abwasser in der Kanalisation und nach der Kläranlage separat ausgewiesen. Es ist ersichtlich, dass aufgrund der Nähe zu den Wärmesenken das Potenzial aus der Kanalisation höher ist als jenes des gereinigten Abwassers nach der Kläranlage. Aufgrund von Effizienzentwicklungen im Gebäudebestand reduziert sich das Potenzial im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2030.

Im Folgenden wird auf die einzelnen Datenquellen eingegangen, um die dort getroffenen Annahmen zu beschreiben, die zu den jeweiligen Potenzialergebnissen führen.

Tabelle 14: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Energie aus Abwasser

Energieträger (TWh/a)	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
Energie aus Abwasser	36–46	24–38	5–7	16
davon:				
Kanalisation	20–30	13–26	5–7	16
Kläranlagen	16	11–12		

In Fritz & Peht (2018) wird ebenso ein Ansatz zur kleinräumigen Ermittlung der technisch-wirtschaftlichen Potenziale für Energie aus Abwasser entwickelt. Dabei wird auf Basis eines gebäudescharfen Wärmeatlas (Wohngebäude und Sektor Dienstleistungen) ermittelt, welcher Anteil von Siedlungsflächen im Umkreis von 300 m bzw. 1000 m von Kläranlagen liegt. Unter Berücksichtigung eines Lastprofils und einer maximal möglichen Temperaturspreizung von 4 K wird somit ein technisch-wirtschaftliches Potenzial für das Jahr 2011 zwischen 22 und 33 TWh Nutzenergie ermittelt (3,2–4,9 % des Nutzwärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden), im Jahr 2030 reduzierte sich das Potenzial auf 20–30 TWh, was jedoch 3,4–5,2 % des Nutzwärmebedarfs entspricht<sup>2</sup>. Die Autoren ordnen ihre Ergebnisse auch bezüglich weiteren bereits durchgeführten Potenzialstudien ein und schlussfolgern, dass für ein technisches Potenzial in Höhe von rd. 100 TWh, wie es in Ecke & Göke (2017) ausgewiesen wurde, eine Temperaturspreizung von 14 K zugrunde gelegt werden

<sup>1</sup> <https://www.stuttgart.de/pressemitteilungen/2019/september/waerme-aus-abwasser-zwei-pufferspeicher-im-neckarpark-sichern-versorgung.php>

<sup>2</sup> COP von 4,5

müsste, was aus Sicht der Autoren im Falle von Einzelfällen möglich sein kann, jedoch nicht verallgemeinerbar scheint und vermutlich das realisierbare Potenzial übersteigt.

Gerhardt et al. (2019) analysieren in zwei Szenarien (Trend-Szenario und ambitioniertes Szenario) das Potenzial von Abwasserwärmepumpen im Kanal und nach Kläranlagen. Dabei erfolgt bei der Analyse der Energie aus der Kanalisation eine Anlehnung an Fritz & Pehnt (2018), unter der Annahme, dass das Abwasser aufgrund der räumlichen Nähe zu den Wärmesenken zunächst im Kanal genutzt wird und nur das verbleibende thermische Potenzial der Nutzung hinter der Kläranlage zugeschrieben wird. Die Analysen legen eine höhere Leistung der Wärmepumpen zugrunde, und ein Einsatz wird nur in urbanen Gebieten mit mehr als 10.000 Einwohner zugelassen. Das resultierende technisch-wirtschaftliche Potenzial unter Berücksichtigung einer Temperaturspreizung von 4 K für das Jahr 2030 beläuft sich auf rd. 12 TWh und auf 8 (Szenario „Ambitioniert“) bis 11 TWh (Szenario „Trend“) im Jahr 2050<sup>1</sup>. Das darauf aufbauende zusätzliche Potenzial nach Kläranlagen wird im Jahr 2030 mit 16 TWh ausgewiesen und im Jahr 2050 zwischen 11 (Szenario „Ambitioniert“) und 12 TWh (Szenario „Trend“)<sup>2</sup>, wobei eine mögliche Temperaturspreizung von 6 K berücksichtigt wird, jedoch als Wärmesenken aufgrund der notwendigen längeren Anbindungsleitung nur Städte mit mehr als 20.000 Einwohner betrachtet werden. Das gesamte Potenzial aus Energie aus Abwasser beträgt somit 28 TWh in 2030 und zwischen 19 und 23 TWh im Jahr 2050.

Im UBA-Parallelvorhaben „Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung. Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14, Anhang VIII“ (Ortner et al., lfd) wird der Ansatz von Fritz & Pehnt (2018) wie folgt angepasst: Der Wärmebedarf für Wohngebäude und Gebäude des Sektors Dienstleistungen für das Jahr 2018 auf Basis des NECP-Zielszenarios 2 wird herangezogen und alle Wärmeabnehmer als mögliche Wärmesenken identifiziert, die innerhalb von 1 km eine Wärmedichte von mindestens 15 GWh/km<sup>2</sup> aufweisen. Für die Jahresarbeitszahl wurden 3,15 angesetzt. Die technischen Potenziale für das Jahr 2018 belaufen sich somit auf 31 TWh. Im dem genannten Vorhaben wird auf Basis der technischen Potenziale eine kleinräumige Analyse zur Ermittlung der wirtschaftlichen Potenziale durchgeführt. Dabei wird auf Gemeindeebene ausgehend vom technisch ermittelten Potenzial von Energie aus Abwasser und anderen erneuerbaren Energieträgern und Abwärme analysiert, welcher Energieträgermix sich aus wirtschaftlicher Sicht ergeben würde, wenn 40 % Erneuerbare am Fernwärmemix erforderlich sind, und welcher Energieträgermix sich bei einem notwendigen EE-Anteil von 100 % ergeben würde. Eine Zusatzauswertung zeigt, dass bei gefordertem EE-Anteil von 40 % das wirtschaftliche Potenzial von Energie aus Abwasser rd. 5–7 TWh beträgt und bei einem geforderten Anteil von 100 % rund 16 TWh. Unter der Annahme, dass der Anteil von 40 % dem Jahr 2030 entspricht und jener von 100 % dem Jahr 2050, werden die entsprechenden wirtschaftlichen Potenziale für die Potenzialermittlung angesetzt.

---

<sup>1</sup> COP von 2,9 in 2030 und 3,4–3,6 im Jahr 2040

<sup>2</sup> COP von 2,25 in 2030 und 3,2 bzw. 3,4 im Jahr 2040

# 7 Potenzialanalyse Geothermie

---

Für die Analyse der Potenziale im Bereich der Geothermie werden folgende Anwendungsfälle separat berücksichtigt:

- Nutzung der Energie aus Tiefengeothermie in Wärmenetzen (siehe Abschnitt 7.1)
- Nutzung der oberflächennahen Geothermie im Gebäudebestand und in Wärmenetzen (siehe Abschnitt 7.2)
- Nutzung der Energie aus Grubenwasser (siehe Abschnitt 7.3)

## 7.1 Tiefengeothermie

### 7.1.1 Einführung

Im Schnitt nimmt die Temperatur des Untergrunds pro 1000 m vertikaler Tiefe um 30 K zu, stellenweise wird noch höherer Temperaturzuwachs erreicht. Die Nutzung von tiefen geothermischen Reservoiren, üblicherweise definiert ab einer Tiefe von >400 m, über einen Primärkreislauf von Förder- und Re-Injektionsbohrungen mit Wasser als Wärmeträgermedium, bietet den Vorteil einer grundlastfähigen und steuerbaren Energiebereitstellung. Ihre Nutzbarkeit ist allerdings an die räumliche Überschneidung entsprechender Reservoire mit einer ausreichend hohen Wärmenachfrage gebunden, um den verhältnismäßig hohen Erschließungsaufwand zu refinanzieren.

Die bisherige Nutzung tiefer Geothermie in Deutschland konzentriert sich auf hydrothermale Reservoire in den drei Potenzialzonen norddeutsches Becken (NDB), Oberrheingraben (ORG) und süddeutsches Molassebecken (SMB), mit einer starken Konzentration bestehender Projekte auf das SMB im Großraum München.

Dabei werden vorhandene Heißwassertaquifere üblicherweise mit einer Dublette, einer Förderbohrung und einer auf Reservoir-Ebene um mehrere hundert Meter entfernten Re-Injektionsbohrung erschlossen. Mittlerweile werden neue Projekte im Großraum München mit günstigen geologischen Ausgangsbedingungen auch mit mehreren abgelenkten Bohrungen von einem Bohrplatz aus konzipiert, wodurch punktuell noch höhere Leistungen erschlossen und Skaleneffekte bei der Erschließung genutzt werden können. Die im Förderwasser enthaltene Energie kann bei ausreichendem Temperaturniveau (>100 °C) und ausreichender Förderrate zur Stromerzeugung in ORC- oder Kalina-Anlagen genutzt werden. Eine direkte Wärmenutzung über Wärmetauscher und eine Einspeisung in Wärmenetze ist auch bei niedrigeren Temperaturniveaus, die durch die Betriebstemperaturen der Wärmenetze bestimmt werden, möglich (Kaltschmitt 2014). Niedrige Netztemperaturen sind folglich auch für eine effizientere und breitere Erschließung tiefer Geothermie förderlich. Zur Temperaturerhöhung werden in einigen Fällen Aufwertungsoptionen (Wärmepumpen oder Abwärme) genutzt. Dadurch lassen sich geothermische Ressourcen auch nutzen, wenn die Thermalwassertemperatur unter der des Wärmenetzes liegt, allerdings ist die Effizienz in solchen Fällen meist geringer als bei direkter Nutzung (Sandrock et al., 2020).

Zentrale Parameter für die Effizienz von Tiefengeothermieprojekten auf der Angebotsseite sind eine möglichst hohe Temperaturspreizung zwischen Reservoir und Wärmesenke und die realisierbare Förderrate des Heißwassers, aus deren Kombination sich die erreichbare

thermische Leistung ergibt. Die Bohrtiefe und die oberirdische Transportdistanz bestimmen neben der Anlagenauslastung die Wärmegestehungskosten maßgeblich – diese Parameter weisen aufgrund möglicher kleinräumiger geologischer Unterschiede eine vergleichsweise hohe Varianz auf und machen aufwendige Voruntersuchungen bzw. eine umfassende Risikoabsicherung erforderlich.

Im Jahr 2018 waren in Deutschland insgesamt 346 MW<sub>th</sub> an Fernwärmeerzeugungskapazität aus hydrothermalen Reservoiren, verteilt auf 38 Anlagen mit dem primären Zweck der Fernwärmelieferung mit einer Jahresproduktion von 1.009 GWh<sub>th</sub> installiert. Der Mittelwert der erreichten geothermischen Leistung pro Anlage lag bei 12 MW<sub>th</sub>, der Median mit 10 MW<sub>th</sub> leicht darunter. Drei Projekte erreichten Leistungen von >25 MW (LIAG 2020, Abbildung 19).

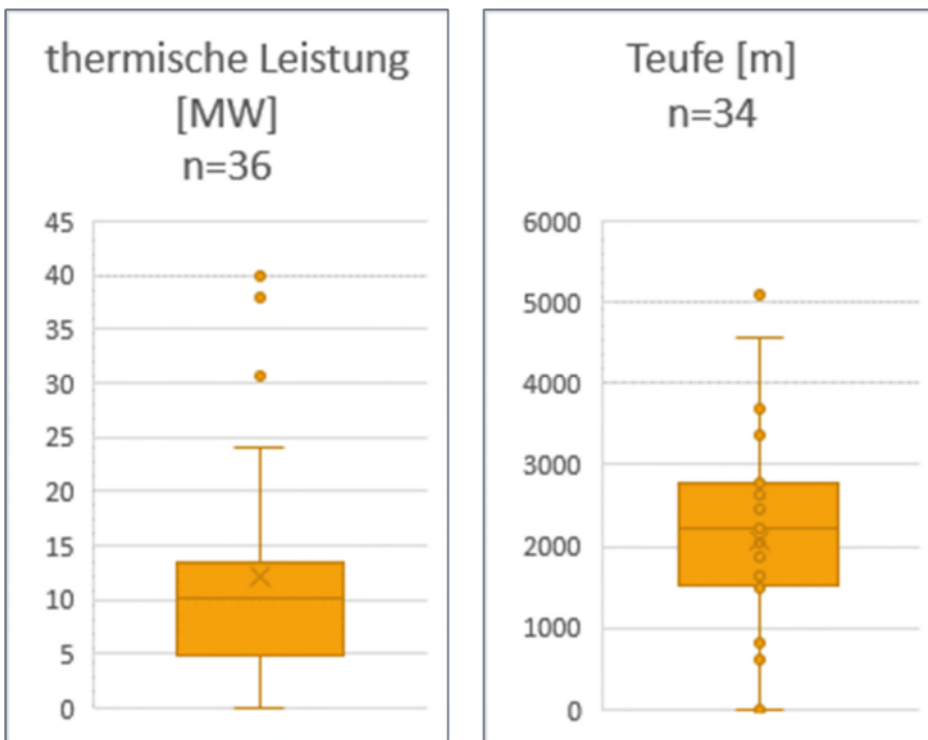


Abbildung 19: Verteilung erzielte geothermische Leistung ( $\bar{\varnothing}$  12 MW<sub>th</sub>) und erforderliche vertikale Bohrtiefe, Teufe ( $\bar{\varnothing}$  2.200m) bestehender Anlagen zur Nutzung hydrothermalen Reservoire >400m in Deutschland im Jahr 2019. Eigene Darstellung nach Agemar, Weber und Schulz (2014), LIAG (2020).

Weitere Regionen mit ausreichenden Temperaturen des Gesteins, jedoch ohne ausreichend natürliche Wasservorkommen als Trägermedium (petrothermale Reservoire), können durch einen künstlichen Aufschluss mittels unter Hochdruck zugeführtem Wasser an Störungszonen oder durch Schaffung künstlicher Klüfte erschlossen werden. Diese Verfahren sind jedoch aufwendiger und bislang wenig erprobt (Plenefisch et al., 2015). Mittelfristig ist davon auszugehen, dass sich vornehmlich hydrothermale Reservoire für den Wärmemarkt erschließen lassen (Bracke 2014).

Analog zur netzgebundenen Nutzung zentraler Solarthermie, ist eine Nutzung tiefegeothermischer Reservoire für Kälteanwendungen technisch primär über Absorptionskälteanlagen auf der Anschlussnehmerseite eines Wärmenetzes möglich. Entsprechende zusätzliche thermische Leistungsbedarfe in den Sommermonaten können auch hier zu einer Steigerung der wirtschaftlich nutzbaren Energiemenge aus tiefen geothermischen Reservoiren über eine Erhöhung der Volllaststunden beitragen.

### 7.1.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

In diesem Abschnitt werden zunächst die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für Tiefengeothermie in Deutschland dargestellt. Tabelle 15 gibt einen Überblick der Bandbreiten der Potenziale, die sich auf Basis verschiedener Annahmen hinsichtlich der maximal möglichen Auskühlung des Thermalwassers auf eine Reinjektionstemperatur  $T_2$ , aber auch hinsichtlich der Annahmen zu den zukünftigen Entwicklungen des Wärmebedarfs im Gebäudebestand ergeben. Dabei werden mit der Festlegung niedrigerer Reinjektionstemperaturen nicht nur die Angebotspotenziale allgemein über die Steigerung der nutzbaren Temperaturdifferenz zwischen Förderung und Reinjektion erhöht, sondern auch neue Reservoirs mit Temperaturen  $\geq 65^\circ\text{C}$  in die Potenzialbewertung einbezogen.

Für die im Rahmen dieser Studie priorisiert zu quantifizierenden bis 2030 gesichert nutzbaren Potenziale werden petrothermale Potenziale nicht eingeschlossen. Bis 2050 liegen in petrothermalen Reservoirs weitere Potenziale für eine Wärmenutzung, deren technisch-wirtschaftliche Nutzbarkeit von kleinräumigen geologischen Bedingungen und der Weiterentwicklung von Erschließungstechniken abhängig ist und die weiter erforscht werden müssen.

Tabelle 15: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für tiefe Geothermie. Angegebene Bandbreiten basieren auf zwei Szenarien der Entwicklung des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden.

Energieträger (TWh/a)	Technisches Nachfragepotenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
Geothermie – tiefe Geothermie, hydrothermal, Reinjektionstemperatur $T_2 = 65^\circ\text{C}$	37–53	31–43	18–22	9–16
Geothermie – tiefe Geothermie, hydrothermal, Reinjektionstemperatur, $T_2 = 35^\circ\text{C}$	94–108	65–88	36–46	19–32

Bei der **Tiefengeothermie** wurden hydrothermale Potenziale in Deutschland für zwei Szenarien der Reinjektionstemperatur  $T_2$  bewertet<sup>1</sup>. Dabei belaufen sich die technischen Nachfragepotenziale – je nach Art der Einbindung – auf 37 bis 108 TWh im Jahr 2030 und reduzieren sich aufgrund des Rückgangs des Wärmebedarfs auf 31 bis 88 TWh im Jahr 2050. Mit großen Unsicherheiten sind indes die dargestellten wirtschaftlichen Potenziale behaftet. Dies resultiert neben einer allgemein lückenhaften Datenlage zu Investitionskosten aus dem in Jochum et al. (2017) angewandten Ansatz einer Abschätzung der Wirtschaftlichkeit über einen pauschalen Grenzwert der spezifischen Wärmegestehungskosten hydrothormaler tiefer Geothermie von  $<75\text{ EUR/MWh}_{\text{th}}$  der starke methodische Vereinfachungen beinhaltet (u. a. pauschale Volllaststunden geothermischer Heizwerke von 3000 h/a, keine Berücksichtigung zeitlich und räumlich differenzierter Konkurrenz-Wärmegestehungskosten).

Im Folgenden wird auf die zugrundeliegenden methodischen Aspekte eingegangen, die zu den jeweiligen Potenzialergebnissen führen.

<sup>1</sup> Die Energiemengen werden über die Temperaturdifferenzen abgeleitet und die dargestellten Potenziale beinhalten keine Wärmearaufwertung durch Wärmepumpen oder andere Technologien.

Eine zentrale Datenquelle für die Quantifizierung des Angebotspotenzials an thermischer Energie in tiefeingeothermischen Reservoiren in Deutschland stellt das vom Leibniz-Institut für angewandte Geowissenschaften entwickelte tiefeingeothermische Informationssystem GeotIS dar (Agemar et al. 2014, LIAG 2020). GeotIS bietet Geodaten zur Verortung hydrothermaler Reservoire (ausreichend Formationswasser vorhanden, Zirkulation durch Förderung und Re-Injektion) und petrothermalen Reservoire (nicht ausreichend Formationswasser vorhanden, Injektion von Wasser als Wärmeträgermedium und Rückförderung) mit Angaben zum erwartbaren Temperaturniveau. Die Datengrundlage basiert neben Messdaten auf abgeleiteten Untergrundmodellen zur räumlichen Interpolation der geologischen Parameter und wird fortlaufend aktualisiert. 2019 wurde die hydrothermale Potenzialzone im süddeutschen Molassebecken basierend auf geologischen Erkenntnissen nach Mraz (2019) reduziert, was bei der Bewertung bestehender Potenzialstudien berücksichtigt werden muss (Abbildung 20). In Zukunft können sich durch neue geologische Erkenntnisse weitere Veränderungen des Angebotspotenzials ergeben.<sup>1</sup> Zudem berücksichtigen die Potenzialstudien lediglich einen von bis zu sieben Aquiferen je Standort (Schulz et al., 2013).

Auf Basis der Daten ist eine Bewertung des Angebotspotenzials tiefeingeothermischer Energie und eine räumliche Verschneidung mit möglichen Wärmesenken zur Bestimmung technisch-wirtschaftlich nutzbarer Potenziale möglich. Folgende Parameter werden für die Potenzialanalyse exogen vorgegeben:

- Nutzungsrestriktionen in Wasser- oder Naturschutzgebieten;
- die Mindestabstände von Förder- und Re-Injektionsbohrungen bezogen auf die Erdoberfläche zur Berechnung eines Dichtemodells an Förderbohrungen pro km<sup>2</sup>;
- die realisierbare Schüttung [l/s] bzw. der förderbare Massenstrom an Thermalwasser [kg/s], der nur grob für übergeordnete Potenzialregionen geschätzt werden kann;
- die angesetzten Sekundärtemperaturen zur Berechnung der realisierbaren Temperaturpreizung  $\Delta T$  zwischen Vor- und Rücklauf;
- die Volllaststunden [h/a] zur Berechnung der nutzbaren Energiemenge im Jahresverlauf;
- die berücksichtigten Wärmesenken, die etwa über minimale Grenzwerte der Wärmedichte [GWh/km<sup>2</sup>] als Wärmenetzpotenzialgebiete räumlich abgegrenzt werden;
- die räumliche Ebene des Bilanzabgleichs als Abstraktion von Transportdistanzen (etwa ein bestimmter Radius um Wärmesenken oder Gebietskörperschaften wie Städte und Gemeinden);
- die anlegbaren Kosten für Bohrung, Anlagentechnik und Wärmetransport von der Bohrstelle bis zum Endabnehmer, für die wenig empirische Daten vorliegen und die vorliegenden Daten eine hohe Varianz aufweisen;
- die starke Abhängigkeit der Betriebskosten von Strompreisen (pro 10 MWh<sub>th</sub> wird ca. 1 MWh<sub>el</sub> Pumpstrom für die Umwälzung der Wassermenge aufgewandt), die betriebswirtschaftlich stark von den zu entrichtenden Abgaben und Umlagen geprägt sind.

---

<sup>1</sup> Dies betrifft u. a. laufende Forschungsvorhaben zur Verbesserung der Datengrundlage zu nutzbaren tiefeingeothermischen Ressourcen in Nordrhein-Westfalen.



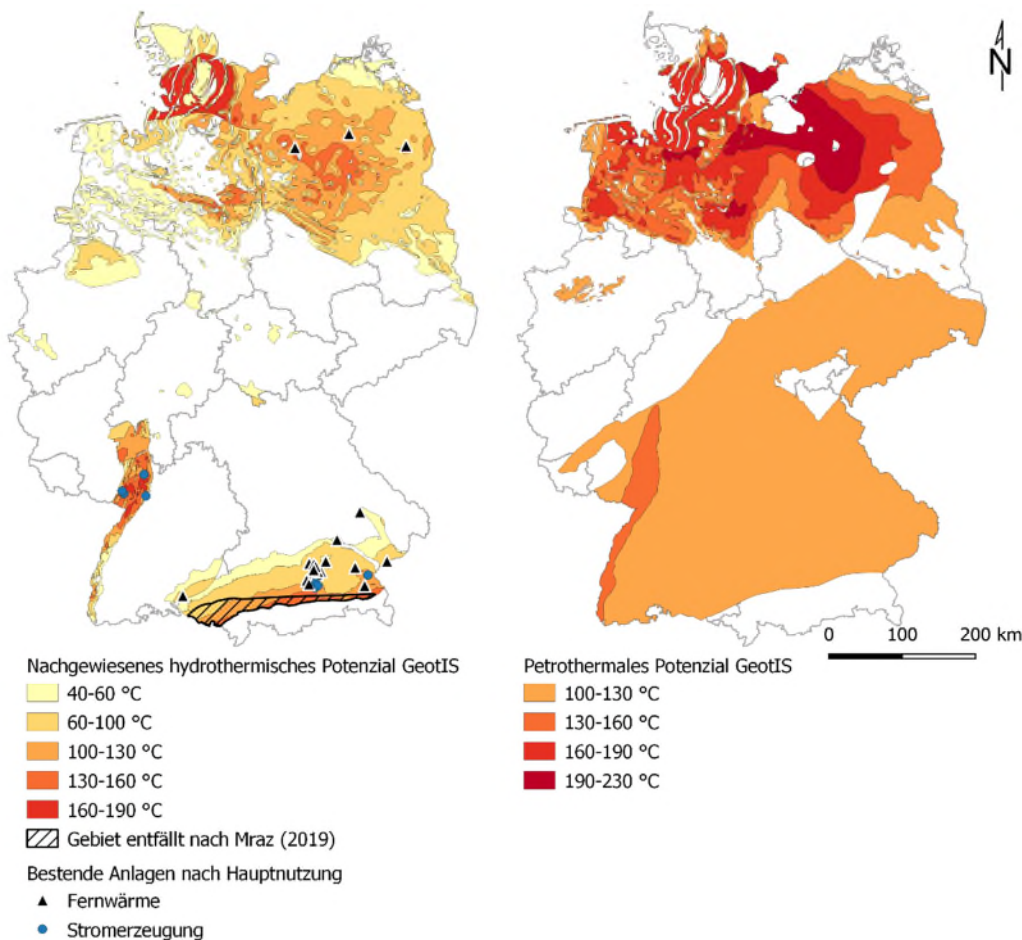


Abbildung 20: Lage nachgewiesener hydrothermaler Reservoirs und petrothermaler Reservoirs nach Temperaturniveau im geothermischen Informationssystem GeotIS. Eigene Darstellung nach Agemar et al. (2014), LIAG (2020).

Sandrock et al. (2020) quantifizieren basierend auf GeotIS und den Betriebsdaten aktueller Tiefengeothermieprojekte in Deutschland die technischen Angebots- und Nachfragepotenziale hydrothermaler Tiefengeothermie und petrothermaler<sup>1</sup> Tiefengeothermie. Von den Potenzialregionen werden in zwei Szenarien A) Heilquellen- und Wasserschutzgebiete (Zone I, II, IIIA), Nationalparks und Naturschutzgebiete und B) zusätzlich FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Feuchtgebiete nach Ramsar-Konvention, Biosphärenreservate (Kern- und Pflegezone) und nationale Natur-Monumente ausgenommen<sup>2</sup>, in denen die Umsetzung von Geothermieprojekten nicht oder nur beschränkt möglich ist. Die Quantifizierung des Angebotspotenzials erfolgt über ein Dichtemodell von einer Förderbohrung auf 7 km<sup>2</sup> Erdoberfläche und auf Ebene der drei übergeordneten Potenzialregionen Süddeutsches Molassebecken (SMB), Oberrheingraben (ORG) und Norddeutsches Becken (NDB) regional differenzierten physischen Parametern des Thermalwassers (Dichte und Wärmekapazität) und erreichbaren Förderraten sowie pauschal angenommenen Volllaststunden reiner Heizwerke von 2.500 h/a und eines Risikoabschlags auf das Angebotspotenzial für nicht erfolgreiche Bohrungen von –25 %. Zusätzlich erfolgt pro Szenario eine separate Auswertung zweier verschiedener Reinjektionstemperaturen  $T_2$  (diese entsprechen ungefähr den Wärmesenkenrücklauftemperaturen) von 65 °C und 35 °C.

<sup>1</sup> Auf die petrothermalen Potenziale wird in der vorliegenden Analyse nicht eingegangen.

<sup>2</sup> Auf das zweite Szenario (B) wird in der vorliegenden Analyse nicht eingegangen

Das über Wärmenetze erschließbare endenergetische Nachfragepotenzial wird nach Sandrock et al. (2020) basierend auf dem EU28 Hektar-Raster-Datensatz *Heat Demand 2015* aus dem *Pan-European Thermal Atlas, Version 4.1* quantifiziert. Dieses umfasst den Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser in Privathaushalten und im GHD-Sektor im Basisjahr 2015. Der Bilanzabgleich erfolgt für Wärmenetzpotenzialgebiete ab einer Wärmebedarfsdichte von  $>120 \text{ TJ/km}^2$  ( $>33,3 \text{ GWh/km}^2$ ) und einer Allokation von Angebotspotenzialen in einem 2-km-Suchradius um diese Gebiete. Verteilverluste werden nicht berücksichtigt. Eine Projektion des zukünftig nutzbaren Potenzials sowie eine Wirtschaftlichkeitsbewertung sind nicht in der Studie enthalten.

Werden die Ergebnisse um eine Auswertung der aktualisierten GeotIS-Daten nach Mraz (2019) bereinigt, ergeben sich **technische Nachfragepotenziale im Basisjahr in Höhe von 57 TWh bei  $T_2 = 65 \text{ °C}$  bzw. 117 TWh bei  $T_2 = 35 \text{ °C}$**  und bei einem Ausschluss von Wasserschutzgebieten, Nationalparks und Naturschutzgebieten.

Um die perspektivischen **Potenziale** für die Jahre **2030 und 2050** ableiten zu können, werden die ermittelten **technischen Nachfragepotenziale** nach Sandrock et al. (2020) im Basisjahr 2015 mit simulierten Wärmebedarfsentwicklungen einer weiteren Tiefengeothermie-Potenzialanalyse von Jochum et al. (2017) kombiniert.

**Jochum et al. (2017)** bewerten basierend auf GeotIS (Stand 2016) das hydrothermale Angebotspotenzial mit generischeren Annahmen zur physikalischen Beschaffenheit der Reservoirs im Vergleich zu Sandrock et al. (2020), führen jedoch basierend auf Gebäudebestandsimulationen eine Quantifizierung der zukünftig technisch und wirtschaftliche nutzbaren Nachfragepotenziale hydrothermalen Tiefengeothermie durch und schätzen zusätzlich Wärmegestehungskosten ab. Das **Nachfragepotenzial** wird **nach Jochum et al. (2017)** basierend auf einer Geodatenbank von 17,4 Mio. energetisch typisierter einzelner Wohngebäude auf Ebene der Nutzenergie für Raumwärme und Warmwasser im Basisjahr 2011 und in zwei Szenarien energetischer Sanierung in den Stichjahren 2030 und 2050 modelliert. Der Wärmebedarf im GHD oder Industriesektor wird nicht berücksichtigt. Der Bilanzabgleich zur Quantifizierung des nutzbaren Nachfragepotenzials wird auf einem bundesweiten Analyseraster mit 1-km-Kantenlänge ebenfalls auf Nutzenergieebene durchgeführt. Ein Wärmetransport wird nicht abgebildet.

Jochum et al. (2017) kommen zum Schluss, dass sich die technischen Nachfragepotenziale unter Berücksichtigung der Wärmebedarfsentwicklung gegenüber dem Basisjahr 2011 bei einer moderaten Sanierung bis 2030 um rd. 7 % und bis 2050 um rd. 25 % reduzieren und im Falle der ambitionierten Sanierung bis 2030 um 19 % bzw. um 45 % bis 2050. Bei einer Verschneidung dieser Entwicklungsfaktoren mit den technischen Nachfragepotenzialen von Sandrock et al. (2020) von 57 TWh ( $T_2 = 65 \text{ °C}$ ) bzw. 117 TWh ( $T_2 = 35 \text{ °C}$ ) ergeben sich **Bandbreiten für das technische Nachfragepotenzial von 37–108 TWh für 2030 und 31–88 TWh für 2050.**

Bei der Analyse der wirtschaftlichen Potenziale wurde in Jochum et al. (2017) ein pauschaler Grenzwert der spezifischen Wärmegestehungskosten hydrothermalen tiefer Geothermie von  $<75 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$  zugrunde gelegt. Dies resultiert in einer Reduktion der technischen Potenziale im Basisjahr um rd. 56 %. Im Jahr 2030 reduzieren sich die technischen Potenziale um 57 % (normale Sanierung) bzw. 62 % im Falle der ambitionierten Sanierung des Gebäudebestands. Für das Jahr 2050 wird eine Reduktion des technischen Potenzials um 70 % für die moderate Sanierung ermittelt und in Höhe von 72 % für die ambitionierte Sanierung. Daraus lassen sich **wirtschaftliche Potenziale für das Jahr 2030 zwischen 18 und 46 TWh ableiten und zwischen 9 und 32 TWh im Jahr 2050.**



## 7.2 Oberflächennahe Geothermie

### 7.2.1 Einführung

Die oberflächennahe Geothermie wird überwiegend mit sogenannten Sole-Wasser-Wärmepumpen erschlossen, die Erdwärmesonden als Wärmequelle nutzen. Andere Arten der Wärmeerschließung, wie zum Beispiel Grundwasserbrunnen (Wasser-Wasser-Wärmepumpe), Erdwärmekollektoren, Wärmepfähle oder Wärmekörbe, haben weit geringere Marktanteile. Dabei ist eine zentrale Erschließung mittels Nah- und Fernwärmenetzen bzw. eine dezentrale Erschließung im Gebäudebestand möglich.

Oberflächennahe Geothermie kann gleichermaßen in privaten Haushalten, GHD und Industrie eingesetzt werden. Die Effizienz der Wärmepumpen hängt direkt von dem Temperaturhub und damit von der Vorlauftemperatur des Heizungssystems bzw. des Wärmenetzes ab. In der Folge sind sie vor allem für effiziente Gebäude und/oder Gebäude mit Flächenheizungen (Wand- oder Fußbodenheizung) bzw. für Wärmenetze mit niedrigen Vorlauftemperaturen geeignet. Im Falle der dezentralen Nutzung sind Gebäude mit einem systematisch hohen Warmwasserbedarf hingegen weniger geeignet.

Die Erschließung von oberflächennaher Geothermie mittels Wärmepumpen verursacht vergleichsweise hohe Kapitalkosten für Bohrungen und Geräte (Hinz, 2015). Dem stehen geringe Betriebskosten entgegen (Günther, 2013). Eine Kombination mit anderen Wärmeerzeugern verschlechtert grundsätzlich die Amortisation der Investitionen. Dennoch können hybride Lösungen mit anderen Wärmeerzeugern sinnvoll sein. So kann der Einsatz einer Wärmepumpe durch einen zusätzlichen Wärmeerzeuger erst ermöglicht werden, wenn dieser als Spitzenlastkessel bei besonders kalten Außentemperaturen einspringt. Auch Kombinationen mit Solarthermieranlagen können vorteilhaft sein, wenn das Erdreich solarthermisch regeneriert oder die Temperatur sogar erhöht (speicherbetrieb) wird und somit die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe gesteigert werden kann.

Eine Kombination von elektrischen Wärmepumpen mit PV-Anlagen kann wirtschaftlich vorteilhaft sein, wenn ein hoher Eigennutzungsgrad des PV-Stroms erreicht wird. Im Vergleich mit Luft-Wärmepumpen (siehe 6.1 und 6.2) werden mit Erdwärme regelmäßig höhere Wirkungsgrade erzielt, da in der Heizperiode die Quellentemperatur (Erde bzw. Grundwasser) höher und somit die mittels Wärmepumpe zu überwindende Temperaturdifferenz geringer ist. Im Vergleich zu Luft-Wärmepumpen und anderen Heizungssystemen kann mit oberflächennaher Geothermie Energie saisonal gespeichert werden.

Wärmepumpen haben grundsätzlich auch ein Potenzial, Kälte bereitzustellen, indem sie quasi „rückwärts“ betrieben werden. Dabei wird die Wärmequelle der Wärmepumpe (Erdreich, Wasser, Luft) für die Rückkühlung genutzt. Die Kälteleistung ist jedoch geringer als bei originären Kälteanlagen.

Mit oberflächennaher Geothermie kann auch Nah- oder Fernkälte bereitgestellt werden. Auf Abnehmerseite kann die Kälte entweder direkt oder als Rückkühlung für dezentrale Kältesysteme genutzt werden. Auf Seiten der Temperaturquelle dient ein Sommerbetrieb auch zur Regenerierung der Erdreichtemperaturen.

## 7.2.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

In diesem Abschnitt werden zunächst die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für oberflächennahe Geothermie in Deutschland auf Basis verschiedener Studien wiedergegeben. Tabelle 16 gibt einen Überblick der Bandbreiten der Potenziale, die innerhalb der Literaturquellen und durchgeführten Analysen bestehen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Datenquellen eingegangen und die Vorgehensweise beleuchtet, die zu den jeweiligen Potenzialergebnissen führt.

Tabelle 16: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für oberflächennahe Geothermie

Energieträger (TWh/a)	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
Oberflächennahe Geothermie Gesamt	289–652	233–594	27–170	49–294
Dezentrale Wärmepumpen	207–244	124–186	6-65	13-159
Zentrale Wärmepumpen	82–408	109–408	21–105	36–135

In **Jochum et al. (2017)** wurde das Potenzial von dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen in Wohngebäuden untersucht. Dabei wurde die Entzugsleistung aus dem Erdreich dem Wärmebedarf der Gebäude in sieben Typbaublöcken gegenübergestellt. Die maximale Sondenanzahl wurde aus einer Stichprobe von 210 Baublöcken in sieben definierten Bebauungsdichten unter Berücksichtigung von Mindestabständen, Bauwerken, Infrastrukturen und Baumbestand ermittelt. Die maximale Sondenanzahl für die Typbaublöcke wurde mit einem gebäudescharfen GIS-Wärmeatlas auf Deutschland hochgerechnet. Dabei wurden weitere Restriktionen wie Wasserschutzgebiete sowie regional unterschiedliche Entzugsleistungen berücksichtigt. Da die zukünftigen Potenziale von der Entwicklung des Nutzwärmeverbrauchs abhängen, wurden sie für zwei Maximalszenarien berechnet. Das **technische Angebotspotenzial** von Sole-Wasser-Wärmepumpen für Wohngebäude in Deutschland beträgt für 2030 207 bis 244 TWh und für 2050 124 bis 186 TWh. Der höchste Deckungsanteil wird in 2050 im Szenario engagierter Klimaschutz erreicht und beträgt 66 % des Nutzwärmeverbrauchs. Das Potenzial der Sole-Wasser-Wärmepumpen wird überlagert durch Restriktionen, die für alle Arten von Wärmepumpen gelten, insbesondere bei der Wärmeübergabe an den Raum (siehe auch Abschnitt 6.1). Wärmepumpen können nicht beliebig hohe Temperaturen bereitstellen. Ihre Effizienz ist bei niedrigen Systemtemperaturen am höchsten. Dem steht die Heizleistung der Heizkörper oder Flächenheizungen gegenüber, die die Heizlast der Räume abdecken muss. Sie steigt mit der Systemtemperatur an. In ineffizienten Gebäuden ist die Heizlast oft so hoch, dass sie mit Systemtemperaturen, bei denen Wärmepumpen effizient funktionieren, nicht ausreichend beheizt werden können. Bis zu einem spezifischen Heizwärmebedarf von ca. 120 kWh/m<sup>2</sup>a kann durch einen Austausch der Heizkörper der Einsatz einer Wärmepumpe ermöglicht werden. Darüber können Wärmepumpen nicht effizient eingesetzt werden. Diese Grenze gilt jedoch nur unter idealen Bedingungen. Für die Praxis wird davon ausgegangen, dass Wärmepumpen in Gebäuden mit einem Heizwärmebedarf über 90 kWh/m<sup>2</sup>a nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Daher wird diese Grenze für die Potenzialberechnung verwendet.

Die Berechnung der **wirtschaftlichen Potenziale** ist mit vielen Unsicherheiten behaftet. Insbesondere die künftigen Entwicklungen der Gerätepreise (unter Berücksichtigung von Skaleneffekten) und die Entwicklung von Energiekosten bzw. deren Bestandteilen (wie etwa dem CO<sub>2</sub>-Preis) haben entscheidende Auswirkungen auf die Ergebnisse. Die wirtschaftlichen Potenziale sind daher weniger allgemeingültig als die technischen Potenziale, sondern gelten nur unter den jeweils angesetzten Rahmendaten. Dies wird auch durch die große Bandbreite der wirtschaftlichen Potenziale deutlich. Das wirtschaftliche Potenzial von dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen wird auf Grundlage der Szenarien von **Fraunhofer ISE (Sterchele et al. 2020)** und **Gerhardt et al. (2019)** abgeleitet. Zusätzlich wird auch Purr et al. (2019) berücksichtigt. In **Sterchele et al. (2020)** wurden mit dem Optimierungsmodell RE-Mod die kostenoptimalen Anteile der Wärmeerzeuger für die vier Szenarien „Referenz“, „Beharrung“, „Inakzeptanz“ und „Suffizienz“ bestimmt. Alle Szenarien erreichen im Jahr 2050 eine CO<sub>2</sub>-Reduktion um 95% gegenüber 1990. Die Anteile der einzelnen Wärmeerzeugungstechnologien können als ihr wirtschaftliches Potenzial unter den speziellen Randbedingungen des jeweiligen Szenarios betrachtet werden. Für das Jahr 2030 liegt das Potenzial aller Wärmepumpenarten demnach in einem Bereich von 18,5 bis 93 TWh. Im Jahr 2050 reicht der Bereich von 109 bis 310 TWh. Aus diesem Gesamtpotenzial für alle Wärmepumpenarten ist der Anteil von Sole-Wasser-Wärmepumpen nur mit einer weiteren Näherung abzugrenzen. In Sterchele et al. (2020) sind die Anteile von Luft- und Erdreich-Wärmepumpen an der Gesamtanzahl der Heizungssysteme dargestellt. Die Bezeichnung Erdreich-Wärmepumpen geht über die oben genannten Sole-Wasser-Wärmepumpen mit Sondenbohrungen hinaus und umfasst auch Erdkollektoren, Wärmekörbe und ähnliche Technologien. Sie alle können unter dem Begriff der oberflächennahen Geothermie zusammengefasst werden. Ob diese verschiedenen Arten in Sterchele et al. (2020) berücksichtigt sind, ist nicht bekannt. Der Anteil von Erdreich-Wärmepumpen im Jahr 2030 beträgt in allen Szenarien 1,1 %, der Anteil von Luft-Wärmepumpen liegt zwischen 1,5 und 11,6 %. Für das Jahr 2050 steigt der Anteil von Erdreich-Wärmepumpen auf 2,3 bis 5,4 % und derjenige von Luft-Wärmepumpen auf 18,5 bis 48,5 %. Das Gesamtpotenzial von Wärmepumpen wird mit Hilfe dieser Anteile auf die Wärmequellen Luft und Erdreich aufgeteilt. Dies ist eine Näherung, bei der vereinfachend unterstellt wird, dass der Anteil an den Wärmeerzeugern proportional dem Anteil an der Wärmemenge ist. Das wirtschaftliche Potenzial von Erdreich-Wärmepumpen beträgt bei Sterchele et al. (2020) somit 7,8 bis 8,1 TWh in 2030 und 13,0 bis 31,0 TWh in 2050.

In **Gerhardt et al. (2019)** wurden zwei unterschiedliche Entwicklungen der Gebäudeeffizienz untersucht und diese jeweils mit und ohne Biomasse-Einsatz im Gebäudebereich berechnet. Somit ergeben sich auch hier vier Szenarien, die alle eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 95 % erreichen. Für diese wurde mit dem Optimierungsmodell SCOPE der kostenminimale Wärmemarkt bestimmt. Die Anteile von Sole-Wärmepumpen an der Wärmeerzeugung betragen in 2050 zwischen 6 und 11 %. Das entspricht einer bereitgestellten Wärmemenge in Höhe von 21,7 bis 58,2 TWh. Für 2030 wird ein wirtschaftliches Potenzial von Sole-Wärmepumpen in Höhe von 45,8 bis 65,4 TWh bestimmt. Es liegt oberhalb des Potenzials in 2050, weil Sole-Wärmepumpen hier vor allem in teilsanierten und unsanierten Gebäuden vorteilhaft gegenüber anderen Wärmeerzeugern sind, deren Anteil bis 2050 jedoch stark abnimmt.

**Purr et al. (2019)** haben keine wirtschaftliche Optimierung der Wärmeerzeuger im Sinne einer Kostenminimierung für Endanwender durchgeführt. Die Studie stellt die Verbreitung von Erdreich-Wärmepumpen jedoch für fünf Szenarien unter Berücksichtigung der Energie- und Ressourceneffizienz dar. Sie tragen im Jahr 2030 mit 6 bis 56 TWh zur Wärmeversorgung bei und im Jahr 2050 mit 114 bis 159 TWh.

Bei der Ermittlung des wirtschaftlichen Potenzials, werden die Extremwerte aus den gezeigten Studien in das Endergebnis übernommen.

Für die Ermittlung der Potenziale aus oberflächennahen Geothermieranlagen in Nah- und Fernwärmenetzen ist die Verfügbarkeit bzw. das zukünftige Potenzial von Nahwärmenetzen entscheidend. Weitere Einschränkungen bestehen hinsichtlich der Flächenverfügbarkeit,

des fehlenden Zugriffs auf den Untergrund aufgrund der Flächenversiegelung, der lokalen Anforderungen hinsichtlich der Genehmigungspflicht und den gegebenen Entzugsleistungen im Untergrund. Der Einsatz von zentralen Wärmepumpen, die oberflächennahe Geothermie als Wärmequellen nutzen, ist auch in Wasserschutzgebieten, in der Nähe von Gewässern und teilweise aufgrund von geologischen Kriterien nicht möglich. Meist können sehr kleinräumige lokale Einschränkungen jedoch umgangen werden, in dem eine andere Stelle zur Erschließung der Wärmequelle in dem jeweiligen Wärmenetzgebiet identifiziert wird, die nicht den entsprechenden Einschränkungen unterliegt. Für eine **näherungsweise Abschätzung des Potenzials von oberflächennaher Geothermie in Wärmenetzen** wird folgendes Vorgehen gewählt: Ausgehend von bestehenden Wärmenetzen und potenziellen Fernwärmeausbaugebieten werden die technischen Potenziale in Abhängigkeit typischer Vollbenutzungsstunden ermittelt. Analog zum Vorgehen bei zentralen Luftwärmepumpen wird das wirtschaftliche Potenzial auf Basis eines reduzierten Fernwärmenetzpotenzials ermittelt (siehe hierzu auch Abschnitt 6.2.2). Somit sind Energiepreise und die lokale Verfügbarkeit von weiteren erneuerbaren Energieträgern vor Ort explizit aus der Analyse ausgenommen.

Analog zum Vorgehen in Abschnitt 6.2.2 wird für die Ermittlung der oberen Begrenzung des technischen Potenzials mit Hilfe des Open Source Mapping and Planning Tool Hotmaps<sup>1</sup> die Wärmemenge ermittelt, die in potenziellen Wärmenetzen abgesetzt werden kann. Hierfür wird auf Basis einer räumlich hoch aufgelösten Wärmedichtekarte (100 m x 100 m Rasterzellen) für Deutschland für das Jahr 2016 als Grenzwert eine Mindestwärmedichte von 150 MWh/a je Hektar und ein Mindestwärmebedarf von 10 GWh/a je Wärmenetz zugrunde gelegt. **Für Deutschland ergibt sich somit ein technisches Wärmenetzpotenzial von 544 TWh.**

**Als wirtschaftliches Wärmenetzpotenzial wird in Anlehnung an die Szenarien von Sterchele et al. (2020) von einem Wärmeabsatz in Wärmenetzen von 110 TWh im Jahr 2020, 140 TWh (2030) und 180 TWh (2050) ausgegangen.** Diese Szenarien beinhalten eine wirtschaftliche Optimierung des gesamten Energiesystems. Die Potenziale beziehen sich auf für Raumwärme und Warmwasser genutzte Fernwärme in allen Sektoren.

Unter Berücksichtigung eines angenommenen geothermischen Deckungsgrads in den Wärmenetzen von rd. 25 %, ergibt sich somit eine obere Grenze des technischen Potenzials in Höhe von 136 TWh, unter Annahme eines Deckungsgrades von bis zu 75 % ergeben sich Potenziale in Höhe von 408 TWh. Mit Bezug auf den geringeren wirtschaftlichen Wärmeabsatz in Wärmenetzen beläuft sich das wirtschaftliche Potenzial auf rd. 28 bzw. 83 TWh 2020, 35 bzw. 105 TWh 2030 und 45 bzw. 135 TWh 2050. Um weitere lokale Einschränkungen, v. a. hinsichtlich Wasserschutzgebieten, Flächenverfügbarkeit oder eingeschränkte Möglichkeit der Einbindung in Wärmenetz mit hohen Vorlauftemperaturen, indirekt abbilden zu können, werden in weiterer Folge Abschlagsfaktoren zugrunde gelegt und die ermittelten technischen und wirtschaftlichen Potenziale entsprechend eingeschränkt. Die Abschlagsfaktoren orientieren sich wiederum an jenen, die bei der Berechnung der Potenziale für zentrale Luft-Wärmepumpen zugrunde gelegt wurden. (50 % Abschlagsfaktor 2020, 40 % Abschlagsfaktor 2030, 20 % Abschlagsfaktor 2050). Die mit Abschlagsfaktoren versehenen Potenzialbereiche reichen damit von 60 bis 100 % (2030; Abschlagsfaktor 40 %) bzw. von 80 bis 100 % (2050; Abschlagsfaktor 20 %) der ermittelten Potenziale. Die somit ermittelten Potenziale liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die wirtschaftlichen Potenziale die in Gerhardt et. al (2019) ermittelt wurden (zwischen 70 und 88 TWh in 2050).

Das Potenzial zur Kältebereitstellung aus zentralen oberflächennahen Geothermie-Anlagen kann nicht quantifiziert werden, da in Deutschland keine Potenzialstudien vorliegen. Wichtige Einflussfaktoren sind das Vorhandensein eines Kältenetzes, der lokale Kältebedarf und

---

<sup>1</sup> <https://www.hotmaps.hevs.ch/map>

die Spezifika der Geothermie-Bohrungen. In der Regel wird bei oberflächennaher Geothermie direkt, d. h. ggf. unter Umgehung der Wärmepumpe, gekühlt (es müssen nur die Umwälzpumpen betrieben werden). Bei Anlagen, die für einen Heizbetrieb ausgelegt sind, wird ausgenutzt, dass im Sommer die Temperaturdifferenz zwischen Raumluft und Quelle ein umgekehrtes Vorzeichen besitzt. Wie bei der Kombination mit einer zusätzlichen Wärmequelle wird damit die Regeneration des angeschlossenen Reservoirs unterstützt, und die Jahresarbeitszahl erhöht sich.

## 7.3 Grubenwasser

### 7.3.1 Einführung

Als Grubenwasser wird Wasser bezeichnet, das in Berg- oder Tagebauen durch Wasserhaltungen zutage gefördert wird. Beim untertägigen Tiefbau muss das Grubenwasser häufig auch nach der Stilllegung des Bergwerkes weiter abgepumpt werden, um die durch den Grubenwasseranstieg bedingten Umweltschäden zu vermeiden (sog. Ewigkeitslasten beim Steinkohlebergbau). Bei Tagebauen wird während des Betriebs kontinuierlich Sumpfungs- und Grundwasser aus dem Grubenbau abgepumpt, um den Grundwasserspiegel gering zu halten und den Rohstoffabbau zu ermöglichen. Unter dem Begriff "Warmes Grubenwasser" werden im Folgenden sowohl Gruben- als auch Sumpfungswasser zusammengefasst.

Das thermische Potenzial des warmen Grubenwassers mit einer Temperatur von max. 35 °C wird über Wärmetauscher erschlossen, mittels Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau gebracht und kann zum Heizen oder zum Kühlen verwendet werden.

Ein Best-Practice-Beispiel ist die Grubenwasseranlage Reiche Zeche in Freiberg (Sachsen), die zur Wärme- und Kälteversorgung eines Universitätsgebäudes mit Server- und Laborräumen dient (siehe Abbildung 21). Bei dieser Anlage kann an zwei unterschiedlichen Stellen Wasser entnommen werden: Aus dem Rothschönberger Stollen wird aus 228 m Tiefe ca. 15 °C warmes Wasser bei überwiegender Kältebedarf genutzt. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, aus dem Schacht Reiche Zeche aufsteigende Tiefenwässer mit ca. 19 °C bei überwiegender Heizbedarf zu nutzen. Der Rücklauf des Heizkreislaufs wird anschließend für Kälteanwendungen gespeichert, dies führt zu einer besonders hohen Effizienz bei gleichzeitigem Kühl- und Heizbedarf (Fieback et al. 2019).

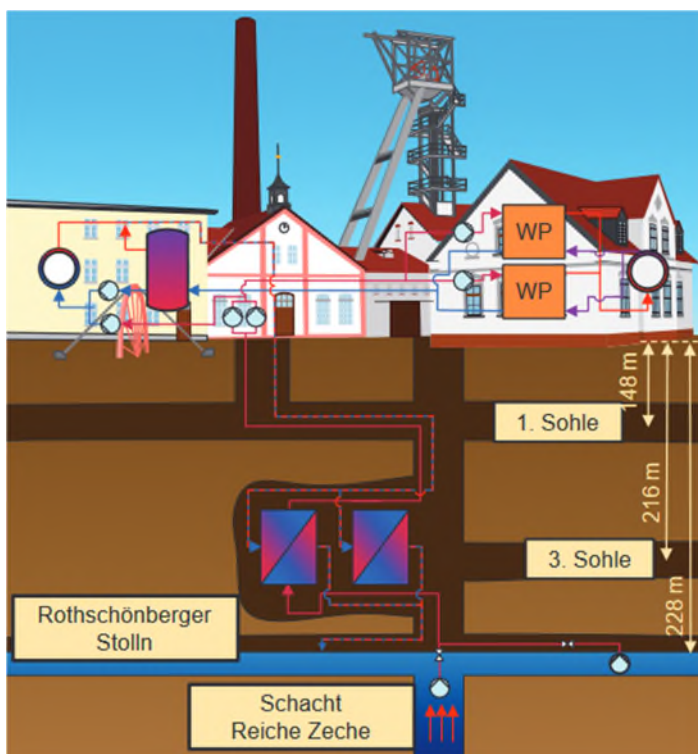


Abbildung 21: Schema der Grubenwasseranlage an der Reichen Zeche (Freiberg). Bildquelle: TU Freiberg.

### 7.3.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

In diesem Abschnitt werden zunächst die ermittelten in Potenziale im Überblick in Tabelle 17 dargestellt. Anschließend wird die Methodik der Potenzialermittlung beschrieben, die auf einer umfassenden Literaturrecherche und Synthese verschiedener Quellen basiert.

Insgesamt beträgt das durch die o. g. Abschätzungen ermittelte technische Gesamtpotenzial des warmen Grubenwassers in Deutschland 7,53 TWh/a (2030) bzw. 2,4 TWh/a (2050). Das wirtschaftliche Potenzial beträgt mit 3,58 TWh/a und 1,78 TWh/a (2030 und 2050) etwas weniger als die Hälfte des technischen Potenzials. Der Rückgang der Potenziale zwischen 2030 und 2050 kann in erster Linie auf die Stilllegung der deutschen Braunkohletagebaue bis 2050 zurückgeführt werden. Die meisten Braunkohletagebaue werden bis spätestens 2040 außer Betrieb genommen, ab 2050 ist voraussichtlich kein Tagebau deutschlandweit mehr in Betrieb, damit ist auch die energetische Nutzung des Sumpfungswassers ausgeschlossen, da mit der Flutung der Tagebaue kein Abpumpen mehr erforderlich ist.

Tabelle 17: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Grubenwasser.

Energieträger (TWh/a)	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
<b>Warmes Grubenwasser: NRW (LANUV-Potenzialstudie Bracke et al. 2018)</b>	<b>5,89</b>	<b>1,54</b>	<b>2,64</b>	<b>1,12</b>
davon:				
- Grubenwasser:	<b>1,20</b>	<b>1,44</b>	<b>1,05</b>	<b>1,10</b>
- Sumpfungswasser:	<b>4,60</b>	<b>0</b>	<b>1,57</b>	<b>0</b>
- Schächte Erz/Schiefer:	<b>0,09</b>	<b>0,10</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>
<b>Warmes Grubenwasser: außerhalb NRW (eigene Berechnung)</b>	<b>1,64</b>	<b>0,86</b>	<b>0,94</b>	<b>0,66</b>
davon				
- Grubenwasser:	<b>0,72</b>	<b>0,86</b>	<b>0,63</b>	<b>0,66</b>
- Sumpfungswasser:	<b>0,92</b>	<b>0</b>	<b>0,31</b>	<b>0</b>
<b>Warmes Grubenwasser DE</b>	<b>7,53</b>	<b>2,40</b>	<b>3,58</b>	<b>1,78</b>

Zur Ermittlung dieser Potenziale werden verschiedene Datenquellen verwendet. Als zentrale Literaturquelle wird hier die **Potenzialstudie Warmes Grubenwasser des LANUV von Bracke et al. (2018)** herangezogen. Darin werden die regionalen Wärmepotenziale des warmen Gruben- und Sumpfungswassers ehemaliger und noch in Betrieb befindlicher Bergbauinfrastrukturen in Nordrhein-Westfalen (NRW) ermittelt.

In der Studie werden Standorte mit anfallendem warmen Grubenwasser mit den vorhandenen Wärmesenken (existierende Fernwärmeeinzugsbereiche) abgeglichen. Das wirtschaft-



liche Potenzial wird mittels eines GIS-basierten Algorithmus berechnet, um die nächstmöglichen und wirtschaftlich am besten zu erschließenden Wärmesenken in unmittelbarer Umgebung der Wasserhaltungsstandorte zu ermitteln. Durch eine mehrstufige Filterung in einem iterativen Prozess verbleiben nur solche Wärmesenken als potenzielle Abnehmer, deren Versorgung unter wirtschaftlichen Aspekten sinnvoll erscheint.

Um auf das gesamtdeutsche Potenzial für warmes Grubenwasser zu schließen, werden die Potenziale für NRW jeweils für die Jahre 2030 (interpoliert) und 2050 (direkt übernommen) hochskaliert. Für die Skalierung werden folgende Datenquellen verwendet:

- **Potenzialstudie für Grubenwasser in Sachsen von Jordan et al. (2001):** Diese Studie stellt technische und wirtschaftliche Potenziale für warmes Grubenwasser aus dem sächsischen Erzbergbau und dem Steinkohlebergbau in einem Punktesystem dar.
- **Daten der RAG AG (Van de Loo 2016)** zu den Grubenwasserhaltungsstandorten ehemaliger Steinkohlebergwerke in NRW und im Saarland.
- Daten zu den deutschen Braunkohletagebauen außerhalb von NRW in Sachsen (Betreiber: Romonta), Sachsen-Anhalt (Betreiber: Mibrag)<sup>1</sup> und Brandenburg (Betreiber LEAG)<sup>2</sup>: Fördervolumina, Fördertemperaturen und geplante Außerbetriebnahme der Standorte.<sup>3</sup>

### Steinkohle (Grubenwasser)

Die Grubenwasserhaltungen im Ruhrgebiet, im Rheinland und in Ibbenbüren liegen in NRW und werden damit in Bracke et al. (2018) berücksichtigt. Die weiteren deutschen Abbaugebiete im Saarland sowie in Sachsen (z. B. das Döhlener, das Lugau-Oelsnitzer und das Zwickauer Steinkohlerevier) und vereinzelt in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt sind in Bracke et al. (2018) nicht enthalten und werden daher auf Basis der Daten von Jordan et al. (2001) sowie Van de Loo (2016) abgeschätzt. Im Vergleich zu NRW sind die Fördermengen im Rest Deutschlands allerdings sehr gering (geförderte Steinkohle im Ruhrgebiet: ca. 10 Milliarden Tonnen, im Rest Deutschlands: ca. 2 Milliarden Tonnen; davon in Sachsen insgesamt ca. 410 Mio. Tonnen).

Die RAG-Daten zeigen, dass das Grubenwasserfördervolumen in den Wasserhaltungen im Saarland etwa 20 % des NRW-Fördervolumens betragen.

Auf Basis der Daten von Jordan et al. (2001) für Bergbauaktivitäten in Sachsen kann eingeschätzt werden, dass die Fördermenge des Grubenwassers etwa 40 % der Grubenwasserpotenziale für Steinkohlewasserhaltungen in NRW beträgt.

Für die Berücksichtigung des Potenzials von Grubenwasser aus dem deutschen Steinkohle- und Erzbergbau außerhalb von NRW für die Jahre 2030 und 2050 werden daher die von Bracke et al. (2018) ermittelten Potenziale jeweils um 60 % des eigenen Wertes hochskaliert.

<sup>1</sup> Profen: <https://www.mibrag.de/de-de/geschaeftsfelder/bergbau/tagebau-profen>;

Vereinigtes Schleenhain: <https://www.mibrag.de/de-de/geschaeftsfelder/bergbau/tagebau-vereinigtes-schleenhain>

<sup>2</sup> Jänschwalde: <https://www.leag.de/de/blog/artikel/leag-baut-brunnenanlagen-fuer-drei-seen/>;  
[https://lbgr.brandenburg.de/media\\_fast/4055/Zeitablauf%20Seen.pdf](https://lbgr.brandenburg.de/media_fast/4055/Zeitablauf%20Seen.pdf)

Welzow-Süd: Verordnungen über den Braunkohlenplan (<https://bravors.brandenburg.de/de/verordnung-213956#2.4>)

<sup>3</sup> E-Mail-Auskünfte der Betreiber sowie ergänzend: Öko-Institut (2017).



### **Braunkohle (Sümpfungswasser)**

In Bracke et al. (2018) werden bereits die bedeutendsten deutschen Sümpfungswasserpotenziale berücksichtigt. Diese befinden sich im Rheinischen Revier (Tagebaue Garzweiler II und Hambach) mit einem Sümpfungswasservolumen von insgesamt 435 Mio. m<sup>3</sup>/a und Temperaturen von 13 °C (Garzweiler) bzw. 21,5 °C (Hambach). Der Tagebau Inden wird von der Potenzialbetrachtung ausgeschlossen, da dessen Betriebsende bereits um 2030 erfolgen soll.

Sieben weitere aktive Braunkohletagebaue liegen im Lausitzer und im Mitteldeutschen und Helmstedter Revier in Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt. Zwei von ihnen werden bereits in naher Zukunft außer Betrieb genommen und kommen daher für die zukünftige Nutzung des Sümpfungswassers nicht infrage: Jänschwalde (voraussichtlich bis 2023) und Amsdorf (voraussichtlich bis 2035).

Das Sümpfungswasser, das im Tagebau Profen und im Tagebau Vereinigtes Schleenhain anfällt, weist mit 8 °C bis 13 °C eine zu geringe Temperatur auf, um eine wirtschaftliche Realisierung der Wärmeversorgung zu gewährleisten.

Das Sümpfungswasser, das in den Lausitzer Tagebauen Nochten, Reichswalde und Welzow-Süd abgepumpt wird, beträgt jährlich zusammen genommen etwa 250 Mio. m<sup>3</sup>, die Temperatur des Sümpfungswassers beträgt ca. 13 °C bis 14 °C. Diese Tagebaue werden voraussichtlich erst in den Jahren 2040 bis 2050 außer Betrieb genommen. Die Fördermenge des Grubenwassers außerhalb NRW beträgt demnach ca. 50 % der in NRW abgepumpten Fördermenge. Aufgrund der insgesamt niedrigeren Temperatur ergibt sich ein Heizenergiepotenzial von ca. 1000 GWh/a, das entspricht 20 % des NRW-Potenzials. Im Jahr 2050 ist deutschlandweit kein Sümpfungswasser-Potenzial vorhanden, da von einer Stilllegung aller Braunkohletagebaue spätestens bis zu diesem Zeitpunkt ausgegangen wird. In den Braunkohlefolgelandschaften (z. B. geflutete Seen) fällt kein Sümpfungswasser mehr an, ggf. ist jedoch eine thermische Nutzung der in den Folgelandschaften angelegten Seen mittels Oberflächengewässer-Wärmepumpen möglich.

# 8 Potenzialanalyse Abwärme und -kälte

---

## 8.1 Abgrenzung des Untersuchungsgegenstands

In Richtlinie EU 2018/2001, Art. 2, Nr. 9 werden Abwärme und -kälte definiert als „unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärmesystem oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist“.

In dieser Definition werden die drei Kriterien Sektorzugehörigkeit (Industrie, Stromerzeugung, tertiärer Sektor), Unvermeidbarkeit und sachlich-räumlicher Zusammenhang mit Wärmenetzen und darin einspeisende Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aufgestellt. Während bereits der Unvermeidbarkeitsstatus in nationalen Potenzialbewertungen aufgrund fehlender Daten nur schwer zu bewerten ist, stellt insbesondere die unklare Auslegung des genannten Abgleichs mit bestehender/geplanter/nicht möglicher KWK in Wärmenetzen eine 1:1-Anwendung der Definition auf die vorliegende Potenzialanalyse infrage.

In Anlehnung an das Comprehensive Assessment Heating and Cooling (Steinbach et al., 2020) werden folgende Rahmenbedingungen für die nachfolgende Potenzialanalyse von Abwärme oder -kälte in dieser Studie festgesetzt:

- Diese Studie, basierend auf Richtlinie EU 2018/2001 (REDII), konzentriert sich auf zukünftig technisch-wirtschaftlich nutzbare Gesamtpotenziale in der Wärme- und Kälteversorgung als endenergetisches Nachfragepotenzial, die ausgehend vom theoretischen Potenzial ermittelt werden.
- Der Umfang der Studien-Analyse und Darstellung orientiert sich an den in Annex IV EU 2019/1659 und Annex VIII EU 2019/826 genannten Anlagentypen:
  - a) Wärmekraftwerksanlagen,
  - b) Abfallverbrennungsanlagen,
  - c) Industrieanlagen,
  - d) Tertiärer Sektor.

Wärme aus KWK-Anlagen wird in Annex IV “ERFASSUNG VON ABWÄRME” der Empfehlung der Kommission (EU) 2019/1659 explizit aus der Begriffsdefinition Abwärme ausgeklammert. Theoretische Potenziale entsprechend der gewählten Methodik zur Bilanzierung von Abwärmepotenzialen aus Wärmekraftwerken, werden nachrichtlich in Abschnitt 8.3 mit aufgeführt. Abwärmepotenziale aus EE-Anlagen betreffen in Deutschland im Wesentlichen die Stromerzeugung aus Biomasse und aus tiefer Geothermie. Die Wärme- und Kältenutzungspotenziale aus diesen Quellen werden bereits in Abschnitt 5 und 7 geschlossen quantifiziert und deshalb in diesem Abschnitt nicht gesondert betrachtet. Quantifiziert werden nur die außerhalb der Anlagen nutzbaren Abwärmemengen. Das in der Richtlinie 2018/2001 EU in Annex IV EU 2019/1659 genannte Kriterium der Unvermeidbarkeit von Abwärme, in dem Sinne, dass zuerst eine Vermeidung, anlagen- oder betriebsinterne Nutzung geprüft werden sollte, wird in übergeordneten Potenzialstudien aufgrund fehlender Daten nicht explizit berücksichtigt. Die Potenzialanalysen erfolgen somit auf Basis der jetzigen Industrie- und Kraftwerksstandorte.

## 8.2 Abwärme und -kälte aus der Industrie

### 8.2.1 Einführung

In der nationalen Energiestatistik wird der Sektor „Industrie“ definiert als verarbeitendes Gewerbe ohne Raffinerien, aber einschließlich der Gewinnung von Steinen und Erden und sonstigem Bergbau. In der aktuellen Systematik der Wirtschaftszweige (NACE 2006<sup>1</sup>, Rev. 02 auf EU-Ebene bzw. der nationalen Wirtschaftszweige (WZ) 2008 in Deutschland) entspricht dies Unternehmen der Abteilung C, Abschnitt 10 bis 18 und Abschnitt 20 bis 33 (verarbeitendes Gewerbe) und Abschnitt B, Abteilung 08 (Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau) (Rohde 2019).

Für das Jahr 2018 wird in der Energiestatistik des BMWi ein Endenergieverbrauch von knapp 500 TWh im Bereich industrieller Prozesswärme und von 10 TWh im Bereich industrieller Prozesskälte ausgewiesen (BMWi, 2018). Dies entspricht einem Anteil von rund 20 % am gesamten Endenergieverbrauch (rd. 2.500 TWh 2018) in Deutschland. Auch innerhalb des Industriesektors spielen Prozesswärmeanwendungen mit einem Anteil von rund zwei Drittel am gesamten Endenergieverbrauch (rd. 736 TWh 2018) eine herausragende Rolle. Gleichzeitig lag der Anteil industrieller Abwärme an der Wärmenetzeinspeisung mit 1,3 TWh (AGFW 2019) bzw. 2,3 (Destatis 2019b) bei unter 2 %, was auf hohe, bisher ungenutzte theoretischen Potenziale hindeutet. In BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2017) wird ein Anteil industrieller Abwärme von 7 % ausgewiesen.

Indikatoren für eine erste Einordnung der Relevanz verschiedener Industriezweige bezüglich theoretisch nutzbarer Abwärmepotenziale aus Produktionsprozessen sind die Endenergieverbräuche für den Anwendungsbereich Prozesswärme mit einer Untergliederung nach Temperaturniveaus (dargestellt in Abbildung 22). Hier zeigt sich eine ausgeprägte Konzentration der umgesetzten Energiemengen in den fünf energieintensiven Industriezweigen

- C24 - Metallerzeugung und -bearbeitung,
- C20 - Herstellung von chemischen Erzeugnissen,
- C23 - Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden (Zement, Kalk, Gips),
- C17 - Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus,
- C10 - Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln.

Abbildung 22 verdeutlicht zum einen die ausgeprägte Bedeutung hochtemperierter Prozesse im gesamten Industriesektor – rund zwei Drittel der Prozesswärmeanwendung ist einem Temperaturniveau von 500 °C bis über 1000 °C zuzuordnen – als auch die starke Konzentration von Prozesstemperaturen >1000 °C in den Wirtschaftszweigen Metallerzeugung und -bearbeitung (C24) und der Verarbeitung von Steinen und Erden (C23). In der chemischen Grundstoffindustrie (C20.1) als zweitgrößter Wirtschaftszweig bezogen auf die Endenergieeinsätze für Prozesswärme, nehmen Temperaturniveaus zwischen 500 °C und 1000 °C einen hohen Anteil ein. Bei der Herstellung von Papier und Pappe (C17) bewegen sich die Prozesstemperaturen vor allem zwischen 100 °C und 500 °C, in der Nahrungsmittelindustrie (C10) nehmen auch Prozesse unter 100° C einen Anteil von über 50 % ein.

<sup>1</sup> Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft (französisch Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne)

## Endenergieverbrauch Prozesswärme 2014

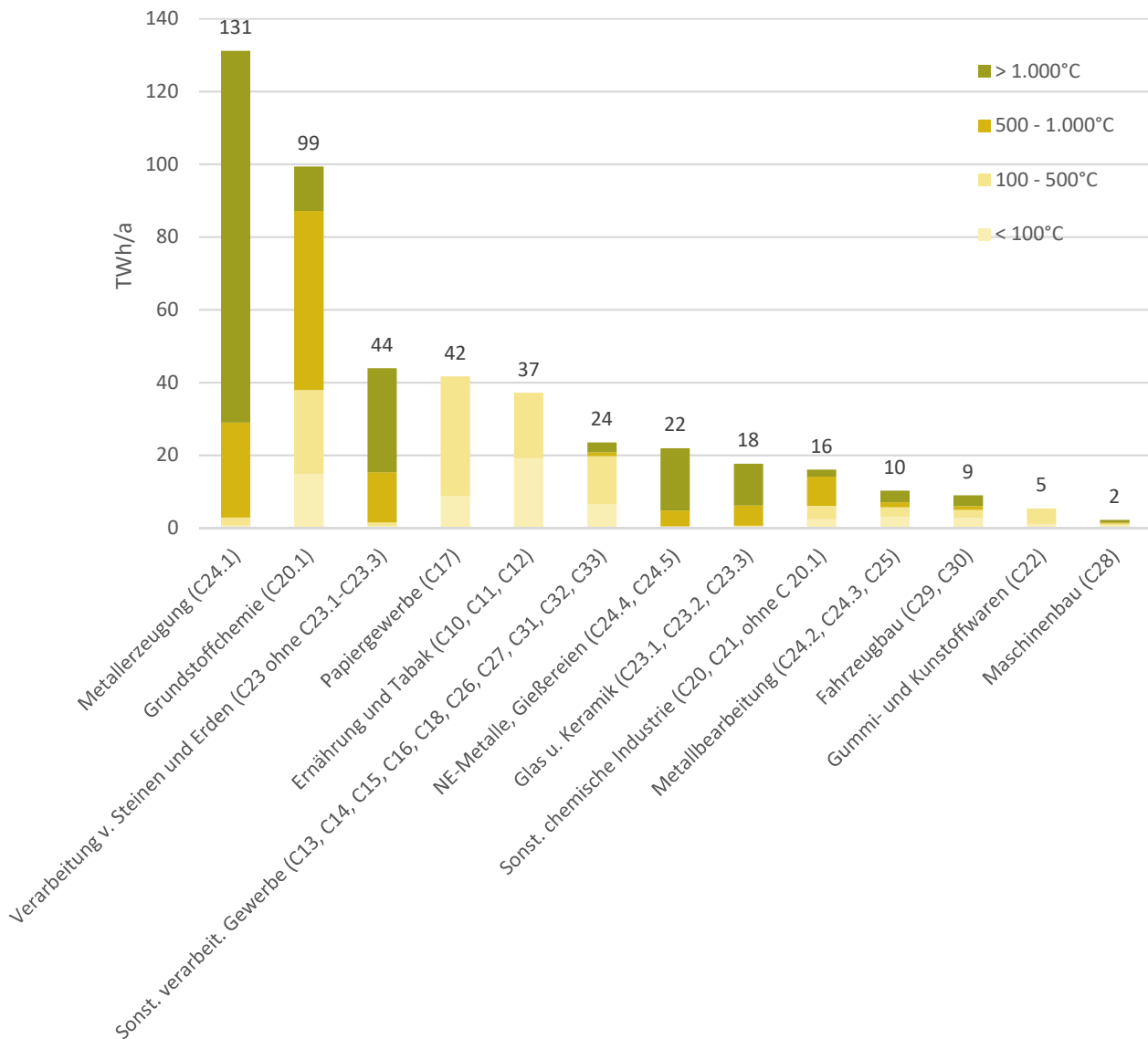


Abbildung 22: Endenergieeinsätze zur Prozesswärmeerzeugung im Jahr 2014 nach Temperaturniveau in den Sektoren des verarbeitenden Gewerbes. Eigene Darstellung nach Rohde (2017) und Eikmeier et al. (2005).

Aufbauend auf dieser groben Indikation branchenspezifischer Prozesswärmebedarfe und erforderlicher Temperaturniveaus innerhalb der Produktionsprozesse nach dem aktuellen Stand der Technik, verfolgen viele Abwärmepotenzialstudien einen Top-down-Ansatz mit einer Übertragung von technisch nutzbaren Abwärmequoten, abgeleitet aus verschiedenen empirischen Stichproben, auf branchenspezifische Energieverbrauchsdaten (Pehnt et al. 2010, Groß und Tänzer 2010, Persson et al. 2014, Papapetrou et al. 2018). Dieser Ansatz ist für eine überschlägige Abschätzung der technisch nutzbaren Abwärmepotenziale geeignet. Für einen detaillierten Abgleich relevanter Parameter einzelner Abwärmequellen und möglicher Wärmesenken (Temperatur, zeitliche Verfügbarkeit und insbesondere räumliche Entfernungen im Falle einer außerbetrieblichen Nutzung) werden in einigen Studien umfassendere empirische Erhebungen und detailliertere Datenquellen auf Ebene einzelner Industriestandorte genutzt. Hierzu zählen auf nationaler Ebene insbesondere Emissionsdaten geneh-

migungspflichtiger Anlagen nach der 11. Bundesimmissionsschutzverordnung und standort-spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem europäischen Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) oder dem ETS. Im Folgenden wird ein Überblick über die verfügbaren Datenquellen für eine Abschätzung des technisch-wirtschaftlich nutzbaren Abwärmepotenzials aus industriellen Produktionsprozessen gegeben.

### 8.2.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

In einer GIS-basierten Bottom-up-Raumanalyse werden in Blömer et al. (2019) die theoretischen Abwärmepotenziale, die pauschal als extern nutzbar eingestuft werden, mit Wärmesenkenpotenzialen des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs im Gebäudebestand 2030 basierend auf einer bundesweiten Gebäudedatenbank abgeglichen<sup>1</sup>. Dabei wurde eine entfernungsabhängige räumlichen Quellen-Senken-Zuordnung für drei Szenarien einer Energiebilanzierung in Abhängigkeit der erforderlichen Übergangstemperatur auf einen Wärmenetzkreislauf von 100 °C (Referenz), 80 °C (Perspektivisch) und 50 °C (Progressiv) angewandt. In einem weiteren Schritt wurden drei Varianten anlegbarer Referenz-Wärmeverkostungen für Endabnehmer von 120 €/MWh, 100 €/MWh und 80 €/MWh zur Quantifizierung des wirtschaftlich nutzbaren Anteils des technischen Nachfragepotenzials bei einer Übergangstemperatur von 100 °C berechnet. Im Rahmen der Standort-spezifischen Energiebilanzierung wurden in Abhängigkeit der Abwärmetemperatur und der angelegten Senktemperatur zwei separate Module einer passiven oder einer aktiven Wärmenutzung<sup>2</sup> mit entsprechenden technischen und wirtschaftlichen Kennzahlen für die Berechnungen angewandt. Das theoretisch verfügbare Abwärmepotenzial beläuft sich demnach auf 52 bis 63 TWh, das technisch nutzbare auf 11 bis 29 TWh und das wirtschaftlich nutzbare auf 10 bis 21 TWh.

Industrieller Abwärme wird von vielen Vertretern der Fernwärmebranche bzw. von Energieversorgungsunternehmen mittelfristig eine wichtige Rolle als alternativer Energieträger zu fossilen Erzeugungskapazitäten zugeschrieben. Die Studie von Blömer et al. (2019) zeigt, dass bis 2030 rund ein Drittel des heutigen Angebotspotenzials technisch-wirtschaftlich einer netzgebundenen Nutzung zugeführt werden könnte. Die ermittelten Potenziale in Höhe von 20 TWh/a entsprechen rund 15 % der heutigen Nettowärmeerzeugung in Netzen der allgemeinen Versorgung (Destatis 2019b). Bezogen auf den gesamten Nutzwärmeverbrauch für Raumwärme und Warmwasser läge der Anteil industrieller Abwärme bei einer Trend-Entwicklung der Wärmenachfrage langfristig bei 4–5 %. Unsicherheiten bestehen bei der Abschätzung des langfristig verfügbaren Angebotspotenzials, das maßgeblich durch wirtschaftliche Entwicklungen (Standortwahl, Betriebsschließungen) und technologischen Fortschritt (z. B. Verfahrensumstellungen, Effizienzmaßnahmen) beeinflusst wird. Die Analyse beschränkt sich somit auf die heutigen Wirtschaftsstrukturen, und es wurden die heutigen Industriestandorte zugrunde gelegt. Speziell mit Blick auf 2050 sind die Potenziale mit großer Unsicherheit behaftet, da sie sich durch Verlagerung von Wirtschaftsstandorten und durch Substitution von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien bzw. strombasierten Anwendungen weiter reduzieren. Eine Erhöhung der Potenziale würde sich wiederum durch die Berücksichtigung weiterer Energieformen, wie latenter Wärme (Feuchtegehalt in Abgasen) und Strahlungsenergie ergeben. Auch Medienströme wie Prozessabwasser, Prozessabluft oder explizit „vernichtete Abwärme“ aus Kühlprozessen können das Potenzial weiter erhöhen. In vielen Unternehmen werden zentrale Kühlanlagen für die Produktion verwendet, die Kühlwassertemperaturen von 35–40°C aufweisen. Das Kühlwasser könnte als Wärmequelle für Großwärmepumpen herangezogen und somit für die Wärme- und Kälteversorgung erschlossen werden. Hierfür liegen jedoch keine zentralen Datenbanken vor,

<sup>1</sup> <https://www.ifeu.de/methoden/modelle/waermeatlas/> (Zugriff: 07.07.2020).

<sup>2</sup> Aufwertung der Abwärme durch Wärmepumpe

die eine robuste Abschätzung dieser Potenziale zulassen. Auch die innerbetriebliche Abwärmenutzung könnte das Potenzial weiter erhöhen, wobei auch hier die notwendigen Temperaturen in den Betrieben und die Temperaturen des Rauchgasstromes der Abwärme explizit zu berücksichtigen sind.

Die Auswertungen der aktuell verfügbaren Daten zeigen eine starke räumliche Konzentration der industriellen Energieumsätze auf große Standorte der Grundstoffherstellung auf der einen Seite und niedrig temperierte Abwärmeströme auf der anderen Seite. Industrielle Abwärme ist also in ihrer räumlichen Verfügbarkeit eingeschränkt und der Aufwand für ihre Erschließung von den Temperaturanforderungen der Wärmesenken abhängig. Zusätzlich wirken in der Praxis der Erschließung u. a. Transaktionsaufwände zwischen möglichen Lieferanten und Abnehmern und erforderliche rechtliche Verbindlichkeiten als strukturelle Hemmnisse außerbetrieblicher Abwärmenutzung. In diesem Kontext sind die in Tabelle 18 dargestellten technischen und wirtschaftlichen Potenziale für die netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme im Jahr 2030 und 2050 als plausibel einzustufen.

Tabelle 18: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für industrielle Abwärme.

Energieträger (TWh/a)	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
Industrielle Abwärme (netzgebundene Nutzung)	23–29	17–21	19–21	14–15

## 8.3 Abwärme und -kälte aus Wärmekraftwerken

### 8.3.1 Einführung

Die Untersuchung von Abwärmepotenzialen aus Stromerzeugungsanlagen konzentriert sich nach der in Abschnitt 8.1 dargestellten Anlehnung an Annex IV EU 2019/1659 auf Wärmekraftwerksanlagen, da Wärme aus KWK-Anlagen im Sinne der REDII keine Abwärme darstellt. In diesem Kontext ist eine Abstraktion des technischen Nutzungskonzepts zur Quantifizierung eines technischen Nachfragepotenzials an Abwärme aus Wärmekraftwerksanlagen ohne gezielte gekoppelte Wärmeerzeugung – z. B. in Form einer passiven Nutzung von Kondensat aus dem Kühlkreislauf zur Deckung eines Niedertemperaturwärmebedarfs in Gewächshäusern o. ä. oder eine aktive Auskühlung von Abgasströmen zur Nutzung latenter Wärme aus der Kondensation von Wasserbestandteilen – anhand verfügbarer Studien nicht möglich. Bilanziert wird deshalb an dieser Stelle zunächst das theoretische Angebotspotenzial in Anlehnung an die *Best Practises and Informal Guidance*-Empfehlungen zum Comprehensive Assessment des EU JRC (Jakubcionis et al. 2015). Dabei wird die Differenz aus dem Brennstoffeinsatz von Wärmekraftwerksanlagen und der Netto-Energieerzeugung ohne weitere Umwandlungs- oder Transportverluste ausgewiesen.

In Zukunft werden die in thermischen Kraftwerken umgesetzten Energiemengen und damit auch die theoretischen Abwärmepotenziale durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung aus Wind und Sonne stark rückläufig sein. Angesichts des beschlossenen Atomausstiegs werden in der Analyse des theoretischen Abwärmepotenzials keine Kernkraftwerke mehr berücksichtigt. Auch bezüglich der Kohleverstromung wurde mit dem Kohleausstiegsgesetz 2020 ein Entwicklungspfad zur Stilllegung aller Braun- und Steinkohlekraftwerke in

Deutschland bis 2038 politisch festgelegt, sodass langfristig bis 2050 keine weiteren Wärme- oder Kältenutzungspotenziale aus diesen Stromerzeugungsanlagen zu erwarten sind. Der langfristige Anteil von Gaskraftwerken an der Stromerzeugung ist wiederum stark szenarieneabhängig. Auch angesichts des eingangs erwähnten unklaren technischen Nutzungskonzepts bzw. der Definition von Abwärme aus der Stromerzeugung im Sinne der REDII wird deshalb auf eine Quantifizierung langfristiger Potenziale verzichtet.

### 8.3.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

Untersuchungsgegenstand sollte Abwärme aus Anlagen, die dem primären Zweck der Stromerzeugung dienen, sein. Da hier kein anlagenscharfes Nutzungspotenzial, sondern nur ein übergeordnetes theoretisches Abwärmepotenzial bezogen auf den Brennstoffeinsatz ausgewiesen werden kann – und damit keine Zuordnung von Anlagen auf den primären Zweck der Stromerzeugung möglich ist – werden in diesem Abschnitt auch die theoretischen Abwärmepotenziale aus der gekoppelten Erzeugung bilanziert.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass es sich nur um Energiemengen, die in das Netz der allgemeinen Versorgung abgegeben wurden, handelt. Einspeisungen, wie etwa jene von Industriekraftwerken in Arealnetze, sind nicht enthalten und werden hier nicht gesondert berücksichtigt.

Um Doppelzählungen zu verhindern, werden die theoretischen Abwärmepotenziale aus biogenen Brennstoffen (Schl. Nr. 51–56) und Abfällen (Schl. Nr. 61 und 62), die in Stromerzeugungs- oder KWK-Anlagen eingesetzt werden, hier nicht berücksichtigt. Die entsprechenden Mengen werden als primärenergetisches bzw. wirtschaftliches Biomassepotenzial für den Wärme- und Kältesektor in Abschnitt 5 fossilstämmige Abwärme aus der Abfallverbrennung in Abschnitt 8.4 bilanziert. Dabei werden hier auch Industrieabfälle (Schl. Nr. 61) nicht berücksichtigt, um die Gesamtbilanz der erfassten Brennstoffeinsätze an die in Abschnitt 8.4 verwendete Primärquelle zu Abwärme aus der Abfallverbrennung anzupassen.

Tabelle 19: Ergebnisse Abschätzung theoretischer Abwärmepotenziale aus Wärmekraftwerken 2018 basierend auf dem Comprehensive Assessment (Quelle: Steinbach et al., 2020).

<b>Energieträger Gruppe</b>	<b>Theoretisches Abwärmepotenzial ungekoppelte Stromerzeugung [TWh]</b>	<b>Theoretisches Abwärmepotenzial gekoppelte Strom-Wärme-Erzeugung [TWh]</b>
	2018	2018
Steinkohlen	92,9	10,6
Braunkohlen	220	5,2
Mineralölprodukte	4,2	2,1
Gase	40	27
Sonstige Energieträger	1,2	0,4
<b>Summe</b>	<b>358,3</b>	<b>45,3</b>

Die theoretischen Potenziale an Abwärme aus der ungekoppelten Stromerzeugung in fossilen Wärmekraftwerksanlagen (exkl. der Energieträger Uran, Abfall und Biomasse) lässt sich für das Jahr 2018 auf 358 TWh beziffern. Zusätzlich lassen sich 45 TWh als Verluste von fos-



silen KWK-Anlagen in Form von Abwärme quantifizieren. Technisch-wirtschaftliche end-energetische Nachfragepotenziale lassen sich aus vorhandenen Daten und Studien nicht quantifizieren.

## 8.4 Abwärme und -kälte aus Abfallverbrennung

### 8.4.1 Einführung

Die energetische Nutzung von Abfällen für die Erzeugung von Fernwärme oder Prozessdampf spielt bereits heute eine wichtige Rolle. Im Jahr 2018 entfielen knapp 16 % der Netowärmeerzeugung in Netzen der allgemeinen Versorgung auf die Abfallverbrennung, darunter 11,5 TWh aus der Verbrennung fossiler Abfälle und 10 TWh aus der Verbrennung biogener Abfälle (Destatis 2019b). Weitere Wärmemengen werden in Form von Prozessdampf in Arealnetzen bzw. als Lieferung an benachbarte thermische Kraftwerke für die Verstromung genutzt.

Abfallverbrennungsanlagen besitzen in zweierlei Hinsicht einen Hybrid-Status. Zum einen sind die meisten Anlagen genehmigungsrechtlich dem primären Zweck der Entsorgung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen zugeordnet, während sie gleichzeitig größere Mengen Strom und/oder Wärme erzeugen und nutzen und/oder an Dritte liefern und damit sekundär als Energieerzeugungsanlagen fungieren. Für die Bewertung der Abwärmepotenziale aus der Abfallverbrennung im Sinne der REDII werden hier zunächst in Anlehnung an die Diskussionen um die Abfallhierarchie und die Kreislaufwirtschaftsvorgaben auf EU-Ebene nur Anlagen, die dem primären Zweck der Entsorgung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen dienen, betrachtet.

Die Anlagen mit dem primären Zweck der Entsorgung von Siedlungsabfällen werden in der Sekundärliteratur in die Kategorien Müllverbrennungsanlagen (MVA) und Ersatzbrennstoff-Kraftwerke (EBS-KW) unterteilt. Dabei werden MVA als Anlagen älteren Baujahrs (vor 2005) mit höheren Anteilen unbehandelter Siedlungsabfälle am Brennstoffinput und im Mittel geringerer Energienutzung/Umwandlungseffizienz und EBS-KW als Anlagen neueren Baujahrs mit höheren Anteilen vorbehandelter Abfälle („Ersatzbrennstoffe“) und optimierter Energieerzeugung abgegrenzt. In der Praxis sind sowohl die eingesetzten Feuerungstechniken als auch die genehmigten Abfallfraktionen für beide Anlagentypen weitgehend identisch, sodass eine klare Trennung aus technischer Sicht nicht immer möglich ist. Anlagen, die dem primären Zweck der Entsorgung von gefährlichen Abfällen dienen, werden als Sondermüllverbrennungsanlagen (SMVA) bezeichnet. Diese Anlagen finden sich v. a. an integrierten Standorten der chemischen Industrie oder in Abfallentsorgungszentren, wobei üblicherweise eine Nutzung der zurückgewonnenen Energie in Form von Dampf im lokalen Betriebsverbund erfolgt (Flamme et al. 2018).

Eine Übersicht über den Anlagenbestand und die zuordenbaren verbrannten Abfallmengen und Energieprodukte im Jahr 2015 nach einer Betreiberbefragung von Flamme et al. (2018) findet sich in Tabelle 20.



Tabelle 20: Übersicht bestehender Abfallverbrennungsanlagen in Deutschland 2015. Orange: Untersuchte Anlagentypen für die Potenzialabschätzung. Eigene Darstellung nach Flamme et al. (2018).

Typ	Anzahl	Input			Output (Brutto)			Output (Netto)		
		Kapazität [t/a]	Masse [t/a]	Energie [TWh]	Energie gesamt [TWh]	Wärme [TWh]	Strom [TWh]	Energie gesamt [TWh]	Wärme [TWh]	Strom [TWh]
Müllverbrennung (MVA)	66	20.634.782	20.005.469	57,0	30,4	22,2	8,3	25,4	19,1	6,3
Ersatzbrennstoffkraftwerke (EBS-KW)	32	6.310.750	5.714.042	19,4	12,3	8,9	3,4	11,7	8,8	2,9
Sondermüllverbrennung (SMVA)	31	1.634.080	1.333.816	6,1	3,9	3,8	0,1	3,4	3,4	
Biomasse-Kraftwerke (BMKW)	56	6.579.671	6.579.671	23,8	9,8	3,6	6,3			
Klärschlammverbrennung (KVA)	27		957.932	10,3	0,0	0,0	0,0			
Zementwerke (ZW)	34		3.222.000	16,5	11,6	11,6	0,0			
Kohlekraftwerke (KKW)	22	4.800.000	1.509.407	3,2	1,7	0,6	1,1			
Industriekraftwerke (IKW)	31		6.100.000	23,1	17,3	11,5	5,8			
Bioabfallvergärung (BVGA)	112	4.250.000	3.643.093	0,0	1,6	0,8	0,8			
Mechan.-biolog. Abfallbehandlung (MBA)	44	5.421.100	4.375.620	0,0	0,0	0,0	0,0			
<b>Summe untersuchte Typen</b>			<b>27.053.327</b>	<b>82,4</b>	<b>46,7</b>	<b>34,9</b>	<b>11,8</b>	<b>40,5</b>	<b>31,3</b>	<b>9,2</b>

Die meisten MVA und EBS-KW besitzen durch hohe Anteile biogener Abfallfraktionen in ihrem Brennstoffmix (im Mittel 50 %) auch in Bezug auf die Wertung als EE-Erzeugungsanlage einen Hybrid-Status: genutzte Strom- und Wärmemengen werden anteilig als erneuerbare Energien gewertet. In Bezug auf die Quantifizierung eines zukünftigen Abwärmepotenzials aus der Abfallverbrennung ist eine Doppelzählung von Wärmemengen aus biogenen Abfallfraktionen zu vermeiden. Hier wird in der nachfolgenden Literaturlauswertung und Bilanzierung in Abstimmung mit der ebenfalls in dieser Studie durchgeführten Biomassepotenzialerhebung eine Reduktion des Abwärmepotenzials aus der Abfallverbrennung um die biogenen Anteile des Abfalls vorgenommen. Damit werden in diesem Abschnitt nur fossilstammige Abwärmemengen aus der Abfallverbrennung quantifiziert. Dieses Vorgehen ist angesichts der Studienlage zu zukünftigen Biomassepotenzialen, die sich auf das primär-energetische Potenzial an Rest- und Abfallstoffen konzentriert, als übersichtlicher und inhaltlich konsistenter (klare Trennung von EE- und Abwärme, oftmals fehlende Angaben zu Mengen und Nutzungsgraden einzelner Abfall- und Reststofffraktionen in den Biomassepotenzialstudien, die eine Rückrechnung erschweren) zu bewerten.

Zuletzt ist darauf hinzuweisen, dass die heute vorhandenen MVA und EBS-KW mit dem primären genehmigungsrechtlichen Zweck der Entsorgung von Siedlungsabfällen gekoppelte Energieerzeugung hauptsächlich in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird und damit oftmals sogar den Status hocheffizienter KWK erreicht. Aufgrund der genannten Konzentration auf den primären Anlagenzweck als Kriterium für eine Einordnung der Anlagen in den Bereich Abfallverbrennung im Rahmen dieser Studie, werden dennoch die zukünftig nutzbaren

Wärmemengen als Abwärme eingestuft, da der KWK-Prozess oder die Stromerzeugung nur als sekundäre Funktionen gewertet werden.

**Exkurs: Klärschlammverbrennung**

Feste Rückstände aus der Abwasseraufbereitung werden heute noch oftmals in Müllverbrennungsanlagen, Zementwerken oder Kohlekraftwerken mitverbrannt. In Umsetzung von EU-Vorgaben zur Phosphorrückgewinnung aus Klärschlamm werden in Deutschland bis 2030 flächendeckend separate Verbrennungsanlagen für die Klärschlammverbrennung errichtet. Aufgrund des hohen Feuchtigkeitsgehalts der Brennstoffe und des für die Trocknung erforderlichen Energieaufwandes werden in Flamme et al. (2018) keine netto nutzbaren Energiemengen aus der Klärschlammverbrennung abgebildet. Auch ist in Bezug auf den Brennstoff Klärschlamm auf hohe biogene Anteile hinzuweisen, sodass diese Mengen, analog zu biogenen Anteilen an verbrannten Siedlungsabfällen in den Anlagentypen MVA und EBS-KW, bereits in den primärenergetischen Biomasse-Potenzialen bilanziert werden.

Dennoch sei darauf hingewiesen, dass der Status nutzbarer Wärmemengen – ggf. auch aus separater (fossiler) Erzeugung für die Substrattrocknung – als Abwärme normativ zu klären und ggf. anhand typischer Anlagenkonzepte genauer zu quantifizieren ist. Grobe eigene Abschätzungen basierend auf Planungsunterlagen für Mono-KVA ergeben ein Gesamtpotenzial an Wärme von rund 1,75 TWh/a (fossil und biogen).

**8.4.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung**

Die primäre Datenquelle für die Quantifizierung des 2030 nutzbaren Abwärmepotenzials aus der Abfallverbrennung stellt die Studie von Flamme et al. (2018) dar. Basierend auf einer umfassenden Befragung der Anlagenbetreiber wurde der Anlagenbestand im Jahr 2015 detailliert erfasst und aggregierte Daten zu verbrannten Abfallmengen, Heizwerten und Erzeugung von Wärme und Strom (brutto und netto) differenziert für zehn Anlagentypen zusammengestellt. Die Daten werden, im Verbund mit einer Analyse der Entwicklung des Abfallaufkommens, für eine Projektion der behandelten Abfallmengen und nutzbarer Energiemengen für die einzelnen Anlagentypen im Stichjahr 2030 verwendet. Dabei werden für das Jahr 2030 nur Brutto-Energiepotenziale (inkl. Eigennutzung, ohne Berücksichtigung real exportierbarer Mengen) ausgewiesen (Tabelle 21).

Tabelle 21: Übersicht Abfallbehandlung in Deutschland 2030. Orange: Untersuchte Anlagentypen für die Potenzialabschätzung. Eigene Darstellung nach Flamme et al. (2018).

Typ	Input		Output (brutto)			Output (netto)*		
	Masse [t/a]	Energie [TWh]	Energie gesamt [TWh]	Wärme [TWh]	Strom [TWh]	Energie gesamt [TWh]	Wärme [TWh]	Strom [TWh]
Müllverbrennung (MVA)	19.051.382	52,3	27,9	20,4	7,6	23,3	17,5	5,8
Ersatzbrennstoffkraftwerke (EBS-KW)	5.413.788	17,7	11,3	8,1	3,2	10,7	8,0	2,6
Sondermüllverbrennung (SMVA)	1.333.816	5,9	3,8	3,7	0,1	3,3	3,3	0,0
Biomasse-Kraftwerke (BMKW)	5.921.704	20,7	8,5	3,1	5,4			

Typ	Input		Output (brutto)			Output (netto)*		
	Masse [t/a]	Energie [TWh]	Energie gesamt [TWh]	Wärme [TWh]	Strom [TWh]	Energie gesamt [TWh]	Wärme [TWh]	Strom [TWh]
<b>Klärschlammverbrennung (KVA)</b>	2.466.000	25,6	0,0	0,0	0,0			
<b>Zementwerke (ZW)</b>	3.971.000	19,6	13,7	13,7	0,0			
<b>Kohlekraftwerke (KKW)</b>	0	0,0	0,0	0,0	0,0			
<b>Industriekraftwerke (IKW)</b>	6.100.000	22,2	16,7	11,1	5,6			
<b>Bioabfallvergärung (BVGA)</b>	5.500.000	0,0	2,4	1,2	1,2			
<b>Mechan.-biolog. Abfallbehandlung (MBA)</b>	4.061.136	0,0	0,0	0,0	0,0			
<b>Summe untersuchte Typen</b>	<b>25.798.986</b>	<b>75,9</b>	<b>43,0</b>	<b>32,2</b>	<b>10,9</b>	<b>37,3</b>	<b>28,9</b>	<b>8,4</b>

\*Eigene Berechnung basierend auf Nutzungsgraden für das Jahr 2015.

Bei den Potenzialen handelt es sich zunächst um technische Potenziale. Bezüglich der energetischen Wirkungsgrade der Verwertungsanlagen wurden technische Entwicklungen bis 2030 nicht berücksichtigt. Der vorhandene Anlagenpark wird als bereits heute weitestgehend optimiert angenommen, wobei in Einzelfällen natürlich weitere Ausbaupotenziale bei der Wärmenutzung, beispielsweise durch Niedertemperatur-Fernwärmenetze, Gewächshäuser, mobile Wärmespeicher oder durch die Trocknung von Klärschlamm bestehen. Limitierungen im Wirkungsgrad sind häufig durch den Standort bedingt und wesentlich von der Anschlussmöglichkeit geeigneter Wärmekunden abhängig. Standortwechsel in relevantem Umfang werden in den nächsten 10-15 Jahren als unwahrscheinlich gesehen, da hierfür bei den meisten Anlagen aufgrund des guten technischen Zustandes kein Grund besteht und ohnehin Überkapazitäten für die Zukunft wahrscheinlich sind.

Bei der energetischen Bilanzierung der nutzbaren Abwärmemengen aus den untersuchten Anlagentypen Müllverbrennungsanlagen (MVA), Ersatzbrennstoffkraftwerke (EBS-KW) und Sondermüllverbrennungsanlagen (SMVA) nach Flamme et al. (2018) sind folgende Punkte zu berücksichtigen, für die jeweils Annahmen getroffen wurden:

- **Bandbreite der extern nutzbaren Abwärmemengen:** Die extern nutzbare Wärmemenge wird durch die anlageninterne Effizienz der Energierückgewinnung / Dampferzeugung (inkl. selbst genutzter Energiemengen), die Anteile der Stromproduktion und vor allem durch die standortspezifisch extern nutzbaren Wärmemengen beeinflusst. Die genannten Einflussfaktoren fließen im thermischen Netto-Nutzungsgrad zusammen, der die extern nutzbaren Wärmemengen im Verhältnis zum Brennstoffeinsatz (Heizwert) angibt. Daten aus den vergangenen Jahren zeigen hier eine bestehende weitreichende Ausschöpfung anlageninterner Optimierungspotenziale, während vor allem eine Steigerung des Wärmeexports auch durch Neu-Anschluss bestehender thermischer Abfallbehandlungsanlagen (TAB) an Wärmenetze und eine leicht rückläufige Stromproduktion von TAB zu beobachten sind (Flamme et al. 2018, ITAD 2020). Das Potenzial von Neu-Anschlüssen ist jedoch damit weitgehend ausgeschöpft, in (Fritz & Pehnt, 2019) werden noch zwei Anlagen identifiziert. In diesem Kontext werden die in Flamme et al. (2018) angegebenen Werte des Netto-Wärmenutzungspotenzials 2030 als untere Potenzialgrenze angesetzt. Als obere Potenzialgrenze wird ein Aufschlag von +5 % auf die errechneten Netto-Nutzungsgrade von MVA und EBS-KW als Abstraktion der seit 2015 beobachteten und bis 2030 möglichen Steigerungen des Wärmeexports in Fernwärmenetze der allgemeinen Versorgung angenommen. Für SMVA wird eine reine Nutzung von Prozessdampf in industriellen Anwendungen oder Kraftwerksanlagen unterstellt. Die Werte von Flamme werden hier deshalb direkt übernommen.

- **Biogener Anteil des Abfalls:** Biogene Rest- und Abfallstoffpotenziale werden zur Wahrung von Übersichtlichkeit und Konsistenz in Abschnitt 5 bewertet. Dabei wird aufgrund der verfügbaren Daten das primärenergetische Biomassepotenzial dargestellt. Für eine Quantifizierung der Gesamtpotenziale an EE- und Abwärme für den Wärmesektor muss eine Doppelzählung von Wärme aus biogenen Rest- und Abfallstoffen im Input der hier untersuchten Anlagen vermieden werden. Eine Aufgliederung der Energieumsätze in biogene und fossil-stämmige Abfallfraktionen ist in der Studie von Flamme et al. nicht enthalten. In der nachfolgenden Potenzialabschätzung wird deshalb der auf die Netto-Wärmeerzeugung bezogene biogene Anteil an Wärme aus der Abfallverbrennung nach Destatis (2019a) und Destatis (2019b) im Berichtsjahr 2018 von 46,5 % auf die in Flamme et al. (2018) ausgewiesenen Energiepotenziale der Anlagentypen MVA und EBS-KW angewandt. Für SMVA werden keine biogenen Anteile unterstellt.
- **Umrechnung auf endenergetisches Potenzial:** Die Angaben in Flamme et al. (2018) entsprechen der Netto-Wärmeabgabe an der Anlagengrenze. Für die Berechnung des endenergetischen Potenzials der Anlagentypen MVA und EBS-KW, die primär in größere Fernwärmenetze einspeisen, im Jahr 2030 werden Netzverluste von 10 % angenommen, um die die Wärmemengen reduziert werden. Die Wärmemengen von SMVA werden nicht reduziert. Hier liegen keine Daten zu endenergetischen Anwendungsbereichen und entsprechenden Nutzungsgraden vor. Der Wärmetransport über kürzere Strecken (Nahwärmenetze) und wenig verzweigte Leitungen ist in der Praxis mit sehr geringen Verlusten behaftet, deshalb wird hier eine verlustfreie Nutzung in Prozesswärmeverbänden unterstellt.
- **Wirtschaftliches Potenzial:** Aufgrund der weitreichenden Refinanzierung der Anlagen über Abfallentsorgungssysteme sind die Wärmegegestehungskosten von Abfallverbrennungsanlagen bisher sehr niedrig bzw. sehr konkurrenzfähig. Dieses Prinzip wird auch für die zukünftigen wirtschaftlich erschließbaren Potenziale angenommen, indem das wirtschaftliche Potenzial dem technischen Potenzial gleichgesetzt wird.
- **Potenzial im Jahr 2050:** Eine Abschätzung des Potenzials an Abwärme aus der Abfallverbrennung für 2050 wird aufgrund bestehender großer Unsicherheiten bezüglich der langfristigen Rolle der thermischen Abfallbehandlung nicht vorgenommen.

Durch diese Abschätzung ergibt sich ein technisch-wirtschaftliches endenergetisches Nachfragepotenzial an Abwärme aus Abfallverbrennungsanlagen in Höhe von 26,3 bis 29,5 TWh im Jahr 2030. Bei Davon entfallen 23 bis 26,1 TWh auf Anlagen primär zur Verbrennung von Siedlungsabfällen (MVA und EBS-KW) und weitere 3,3 TWh auf Sondermüllverbrennungsanlagen, die mehrheitlich in Prozesswärmeverbände integriert sind. Basierend auf der Aufgliederung der Netto-Wärmeerzeugung aus Abfall in 46,5% biogen und 53,5% fossil-stämmig Destatis (2019a, 2019b), kann ein fossil-stämmiges endenergetisches Nachfragepotenzial von 15,6–17,3 TWh abgeschätzt werden.

Unter Berücksichtigung der bestehenden Unsicherheiten in Bezug auf die Entwicklung fossil-stämmiger Abfallmengen und ggf. Abweichungen bei der Erfassung von Wärmemengen zwischen Flamme et al. (2018) (Anlagentypen) und Destatis (2019a, 2019b) (Einspeisung in Netze der Allgemeinen Versorgung), werden die **Potenziale fossiler Abwärme aus Abfallverbrennungsanlagen für nachgelagerte Wärmeanwendungen auf einem höheren Temperaturniveau (Fernwärme, Prozessdampf) bereits heute umfassend genutzt**. Diese Einschätzung ergibt sich auch aus einem internen Abgleich von Zahlen des Branchenverbandes ITAD e.V. zum Wärmeexport aus rund 80 Anlagen der Verbandsmitglieder in den Jahren 2016-2019.

Das zusätzlich erschließbare Potenzial für „klassische Fernwärme“ bis 2030 lässt sich aus einem groben Abgleich der Zahlen mit 1–2 TWh abschätzen. Weitere Potenziale sind im Bereich der Niedertemperaturwärme zu erwarten.

Tabelle 22: Überblick Ergebnisse Potenzialanalyse für Abwärme aus der Abfallverbrennung.

Energieträger (TWh/a)	Technisches Potenzial		Wirtschaftliches Potenzial	
	2030	2050	2030	2050
Abwärme aus Anlagen zur Entsorgung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen	26,3–29,5	-	26,3–29,5	-
Davon fossil-stämmig	15,6–17,3	-	15,6–17,3	-

Eine Projektion für das Jahr 2050 ist aufgrund der großen Unsicherheiten im gesamten Abfallwirtschaftssystem nicht möglich.

## 8.5 Abwärme und -kälte aus dem tertiären Sektor

### 8.5.1 Einführung

Der tertiäre Sektor umfasst alle Dienstleistungstätigkeiten der Abschnitte F bis S der Systematik der Wirtschaftszweige. Energieumsätze mit möglichen Abwärme- oder -kältepotenzialen sind vor allem in der Informations- und Kommunikationsbranche (Rechenzentren) sowie in Gaststätten, dem Handel und der Lagerhaltung (Backöfen, Kühlung) zu verorten. Eine Herausforderung für die Erschließung theoretischer Abwärmepotenziale im tertiären Sektor ergibt sich aus der Kleinteiligkeit vorhandener Energieströme im Vergleich zu den anderen untersuchten Sektoren Industrie, Abfallverbrennung und Stromerzeugung und den oftmals niedrigeren Temperaturen, die eine angepasste Nutzung aus der Abnehmerseite erfordern. Im Gegenzug ist die räumliche Verfügbarkeit bzw. die Nähe zu möglichen Wärmesenken vorteilhaft einzuschätzen.

### 8.5.2 Gesamtpotenzial Wärme und Kälte und Einordnung

Bisher wurden keine umfassenden Studien zu Abwärme- und -kältepotenzialen im tertiären Sektor in Deutschland durchgeführt.

Grobe Abschätzungen liegen zum Bereich der Abwärme aus Rechenzentren vor. In den Rechenzentren wird die IT zumeist mit Luft gekühlt. Die Wärme wird in der Regel in mit Kaltwasserregistern ausgestatteten Umluftklimageräten an ein Wassersystem übergeben und abtransportiert. Hier ergeben sich typischerweise Kaltwasserrücklauftemperaturen von 18 bis 30 °C. Durch Flüssigkühlung der IT-Komponenten können höhere Temperaturen der Abwärmeströme von rund 50 °C bzw. höhere Energiedichten im Wärmeträgermedium erreicht

und damit ggf. wirtschaftlich attraktivere Nutzungskonzepte realisiert werden. Flüssigkühlsysteme sind aufgrund höherer Kosten für die Betreiber von Rechenzentren verbunden mit dem Argument des höheren Schadensrisikos bei Leckagen bisher kaum verbreitet.

Nutzungsoptionen für die Abwärme aus Rechenzentren bestehen in der Beheizung von Gebäuden mit Rechenzentrum, der Beheizung benachbarter Gebäude, einer Einspeisung in Wärmenetze oder in der (anteiligen) Deckung spezieller Prozesswärmebedarfe wie von Schwimmbädern oder Gewächshäusern. In vielen Fällen ist eine zusätzliche Temperaturerhöhung durch Wärmepumpen erforderlich. Dabei werden in Pilotprojekten die Optimierungspotenziale durch integrierte Wärme- und Kälteversorgungskonzepte herausgestellt.

Quantifizieren lässt sich jedoch bisher nur das Angebotspotenzial, dass nach Funke et al. (2019) auf 13 TWh Strom, der in Wärme umgewandelt wird, abgeschätzt werden kann.

Eine Quantifizierung kann gegenwärtig nicht durchgeführt werden.

# 9 Exkurs Power-to-Heat

---

In Power-to-Heat (PtH)-Anlagen wird elektrische in thermische Energie umgewandelt. Die Umwandlung erfolgt direkt und ausschließlich durch die Nutzung von elektrischen Wärmeerzeugern. PtH-Anlagen werden in Haushalten, im Gewerbe und in der Industrie eingesetzt. Auch in Fernwärmenetzen werden PtH-Anlagen zur zentralen Wärmeerzeugung genutzt. Häufig werden unter dem Begriff PtH verschiedene strombasierte Wärmeerzeugungstechnologien (u. a. auch Wärmepumpen) zusammengefasst. In diesem Exkurs werden jedoch ausschließlich Elektroheizkessel (E-Heizer) und Elektrodenkessel (E-Kessel) behandelt, die Strom in einem Verhältnis von ungefähr 1:1 direkt in Wärme umwandeln.

Auch die Kälteerzeugung in Deutschland basiert zum Großteil auf elektrischer Energie (vgl. Exkurs Kälte in Abschnitt 4.2.2), die mittels Kompressionskältemaschinen in thermische Energie umgewandelt wird. Darauf wurde in der vorliegenden Studie bereits im Exkurs zur Kälteerzeugung näher eingegangen.

Die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme bietet die Gelegenheit, die fluktuierende Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen (Wind, Photovoltaik) zu nutzen. Durch die Erzeugung von Wärme aus Strom kann beispielsweise die Abregelung von Windenergieanlagen aufgrund von Netzengpässen verhindert werden. So wird die Integration erneuerbarer Energiequellen in die Versorgung erleichtert. Gleichzeitig steigt durch die Anwendung von PtH-Anlagen der Strombedarf (Gerhardt et al. 2014). PtH-Anlagen können somit der Energiewende und speziell dem Stromsystem dienlich sein.

## 9.1 Relevanz von PtH in Deutschland

In Deutschland sind ungefähr 36 größere PtH-Anlagen in Fernwärmeversorgungssystemen mit einer Spannbreite der installierten Leistungen von 0,55 MW bis hin zu 100 MW (PtH-Anlage Heilbronn) installiert (Christidis et al. 2017), die durchschnittliche Leistung beträgt etwa 18 MW. Die installierte Gesamtleistung beläuft sich auf etwa 555 MW (BDEW 2020). Die PtH-Anlagen erzeugen Wärme, die über Wärmenetze verteilt oder direkt beim zentralen Großverbraucher erzeugt und die in Haushalten, im Gewerbe und in der Industrie in Form von Raumwärme und Brauchwarmwasser genutzt wird.

In der dezentralen Wärmeerzeugung kommt Strom im Gebäudebestand vor allem in Form von Nachtspeicherheizungen zum Einsatz, im Neubau werden hingegen eher Wärmepumpen verwendet. Zudem macht Strom in der dezentralen Warmwasserbereitung in privaten Haushalten einen Anteil von etwa 17 % aus.

Im Folgenden wird insbesondere auf die zentrale Wärmeerzeugung mit PtH-Anlagen Bezug genommen.

## 9.2 Best-Practice-Beispiel

Der Elektrodenheizkessel „Karoline“ mit einer Leistung von 45 MW wurde im Jahr 2018 in Hamburg in Betrieb genommen und speist in das Hamburger Fernwärmenetz ein. Eine Besonderheit dieser PtH-Anlage ist der Standort: Der Kessel wurde in ein bereits bestehendes



Umspannwerk eingebaut. So war die Peripherie und Infrastruktur für die Versorgung der PtH-Anlage mit Hochspannungsstrom bereits gegeben. Der Ausbau des Transformators und der Einbau des Heizkessels, der in einer Spezialanfertigung passend für die baulichen Gegebenheiten gefertigt wurde, ist in Abbildung 23 gezeigt. Die PtH-Anlage „Karoline“ ist Teil eines der Großprojekte der „Norddeutsche Energiewende (NEW) 4.0“. Mit dem Betrieb der Anlage soll erforscht werden, wie die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aussehen müssen, um eine für die Energiewende sinnvolle PtH-Anlage wirtschaftlich betreiben zu können. Gerade in Norddeutschland wird viel Strom aus Windenergieanlagen produziert und muss teilweise aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden. Dieser eignet sich für eine Anwendung in PtH-Anlagen zur flexiblen Erzeugung von erneuerbarer Wärme.



Abbildung 23: Elektroheizkessel „Karoline“ – eine 45-MW-PtH-Anlage im Hamburger Karolinenviertel wird in ein Umspannwerk eingebaut (unten). Die Anlage liefert als Teil des Projektes NEW 4.0 einen Beitrag zur norddeutschen Energiewende. (Quelle: Vattenfall 2018)

### 9.3 Funktionsweise

PtH-Anlagen in Form von Elektrodenkesseln oder Elektroheizkesseln erreichen Wirkungsgrade von bis zu 99 %. Diese Technologien werden bereits seit circa 100 Jahren eingesetzt



und sind hinlänglich erprobt. Sie weisen in der Regel eine sehr hohe Ausfallsicherheit mit quasi durchgehender zeitlicher Verfügbarkeit auf (Bücken et al. 2017).

PtH-Anlagen verfügen meist über eine stufenlose Regelung. Aufgrund sehr hoher Laständerungsgeschwindigkeiten sind PtH-Anlagen u. a. für die Bereitstellung von negativer Regelleistung und insbesondere auch von Sekundärregelleistung geeignet. (Bücken et al. 2017). Um eine Integration fluktuierender erneuerbarer Stromerzeuger ins Versorgungssystem zu ermöglichen, können PtH-Anlagen dann betrieben werden, wenn überschüssiger erneuerbarer Strom erzeugt wird. Dafür ist häufig eine Kombination der PtH-Erzeugungsanlagen mit Wärmespeichern oder Wärmenetzen sinnvoll, um die zu bestimmten am Strommarkt orientierten Zeiten erzeugte Wärme speichern zu können.

Bei PtH-Anlagen wird anhand der eingesetzten Technologie zwischen Elektrodenkesseln und Elektroheizkesseln unterschieden.

In Elektrodenkesseln wird das Wasser aufgeheizt, indem es von Strom durchflossen wird. Das Wasser selbst dient als Ohm'scher Widerstand und wird direkt im Primärkreislauf erwärmt. In einem Wärmeübertrager wird die thermische Energie an ein (Fernwärme-)System übergeben. Die stoffliche Trennung der Kreisläufe ist aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an die Konditionierung des Wassers notwendig. Elektrodenkessel werden in der Regel an der Mittelspannung oder Hochspannung angeschlossen und werden üblicherweise im höheren Leistungsbereich eingesetzt (Christidis et al. 2017).

In Elektroheizkesseln (auch Widerstandserhitzer genannt, hier E-Heizer) erfolgt die Erwärmung des Wassers dagegen indirekt über eine Heizschleife, die durch Widerstandserwärmung mittels Strom aufgeheizt wird. Das genutzte (Fernwärme-)Wasser kann in diesen PtH-Anlagen direkt durch den Kessel strömen. Die elektrischen Leiter im Inneren des Heizelements müssen isoliert sein und sind in der Regel an der Niederspannung angeschlossen. Übliche Leistungsgrößen von E-Heizern liegen bei bis zu 10 MW, bei höheren Leistungen werden mehrere Module parallel installiert (Christidis et al. 2017).

## 9.4 Vermarktung und Wirtschaftlichkeit

Die Investitionskosten für PtH-Anlagen variieren je nach Leistungsgröße und notwendiger Peripherie bzw. Infrastruktur am Standort stark. In einer Studie der Agora-Energiewende werden die Investitionskosten für Elektroheizkessel mit 75–150 €/kW angegeben, zuzüglich der elektrischen Anbindung (25–150 €/kW) (Gerhardt et al. 2014). In einer weiteren umfassenden Studie werden die Investitionskosten für Elektroheizkessel mit 65 €/kW (5 MW<sub>th</sub>-Anlage) und für Elektrodenkessel mit 88 €/kW (10 MW<sub>th</sub>-Anlage) bzw. 50 €/kW (40 MW<sub>th</sub>-Anlage) angegeben (Bücken et al. 2017). Die spezifischen Investitionskosten sinken für größere Anlagen.

Der Betrieb von PtH-Anlagen ist im Vergleich zur Nutzung konventioneller Energieträger teuer, wenn der Strom extern aus dem allgemeinen Versorgungsnetz bezogen wird. Auch bei niedrigen oder negativen Stromhandelspreisen infolge eines Überangebots oder Netzengpässen entstehen hohe Kosten beim Strombezug, die aus den zu entrichtenden Abgaben und Steuern (EEG-Umlage, Netznutzungsentgelt, Stromsteuer) resultieren und die den Marktstrompreis stark verzerren. Infolgedessen beziehen PtH-Anlagen den Strom häufig von Eigenerzeugungsanlagen (z. B. von hocheffizienten KWK-Anlagen oder PV-Anlagen), um den wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

In zentralen Anlagen wie Wärmenetzen und in Industrie und Gewerbe werden PtH-Anlagen aus den genannten Gründen häufig in Kombination mit KWK-Erzeugungsanlagen eingesetzt. Die KWK-Anlage kann diese bei geringen Strompreisen an der Börse, z. B. durch ein Überangebot durch EE-Stromeinspeisung, oder bei einem Abruf negativer Regelleistung abgefahren werden. Häufig können KWK-Anlagen in kürzeren Zeiträumen nicht abgeschaltet, sondern nur auf Teillast heruntergeregelt werden, um ein schnelles Anfahren zum Arbeitspunkt zu gewährleisten. Ist eine PtH-Anlage nachgeschaltet, nutzt diese die verbleibende Stromerzeugung aus der KWK-Anlage und stellt den Strommärkten eine erhöhte Flexibilität zur Verfügung, die auf dem Regelleistungsmarkt entsprechend vergütet wird. Zugleich gleicht die PtH-Anlage die verringerte Wärmeerzeugung aus dem Teillastbetrieb der KWK-Anlage aus. PtH-Anlagen eignen sich auch zum Ausgleich von extremen Wärmebedarfsspitzen, die nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten (ca. 20–500 h/a).

Bislang gibt es für die PtH-Anlagen im Bereich der Wärmenetze aufgrund der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen und den damit verbundenen Umlagen, Abgaben und Steuern auf den Strompreis kein auskömmliches Geschäftsmodell. Die Anlagen werden mit sehr wenigen Vollaststunden im Jahr betrieben und leisten bisher nur einen vernachlässigbaren Anteil an der Fernwärmeerzeugung.

## 9.5 Einflussfaktoren und Entwicklung von PtH

Die Realisierung zukünftiger PtH-Projekte hängt stark von den politischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Zukunft ab. Relevante Faktoren sind u. a. Erlöse für die Bereitstellung negativer Regelenergie, von denen die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen beeinflusst wird. Doch der aktuelle Vermarktungsweg von PtH-Anlagen als Bereitsteller negativer Regelleistung (Sekundärregelleistung oder Minutenreserve) ist limitiert. So weist er ein begrenztes Marktvolumen und extrem schwankende Arbeits- und Leistungspreise auf, darüber hinaus ist die Netzentlastung nur bei Arbeitsabruf durch die Netzbetreiber möglich. Zusätzliche Anreize durch den Strommarkt und ein angepasster Regulierungsrahmen könnten den Einsatz von PtH-Anlagen weiter etablieren.

Weiterhin ist für die Zukunft von PtH-Anlagen auch die Möglichkeit der Finanzierung über die Abnahme von EE-Überschussstrom entscheidend. Die in Deutschland bestehende Regelung, die im Zuge der Novelle des EEG im Jahr 2017 als § 13 (6a) in das Energiewirtschaftsgesetz eingefügt wurde, entfaltet diesbezüglich bislang wenig Wirkung. Die Umsetzungshindernisse liegen u. a. daran, dass es eine Einschränkung der Netzausbaugebiete gibt und PtH-Anlagen nicht in jenen Gebieten betrieben werden können, wo nach derzeitigem Wissensstand perspektivisch die höchsten Abregelungen zu erwarten sind. Zudem stehen mit der derzeitigen regulatorischen Ausgestaltung aus Sicht der Wärmeversorger den wirtschaftlichen und organisatorischen Risiken keine entsprechenden zusätzlichen Erträge gegenüber. Eine Studie der Technischen Universität Graz, die diese Hindernisse aufzeigt, schlägt eine marktorientierte Verwertung von EE-Überschussstrom in PtH-Anlagen als Lösungsstrategie vor (Hinterberger et al. 2018). Andere Positionspapiere und Stellungnahmen, wie beispielsweise die des AGFW, weisen in dieselbe Richtung (Kühne 2015).

Ein weiterer wichtiger ökonomischer Einflussfaktor für PtH-Projekte ist der Baukostenzuschuss für den Netzanschluss von PtH-Anlagen. Dieser entscheidende Kostenfaktor ist ein im Zuge der Anschlusserrstellung und -erweiterung einmalig vom Anschlussnehmer zu entrichtendes Entgelt für die dauerhafte Bereitstellung von Anschlussleistung durch den Netzbetreiber. Verschiedene Studien modellieren das Energiesystem in Deutschland für die Jahre 2030 und 2050. Auch die Erzeugung mittels PtH-Anlagen wird als Technologieoption modelliert, um Gebäudewärme und Prozesswärme bereitzustellen. In einer Studie des BDI

werden die Szenarien 80%- sowie 95%-THG-Reduktion untersucht (BDI N80/ BDI G95: Gerbert et al. 2018). Die Studie des Fraunhofer ISE ermittelt in vier unterschiedlichen 95%-Zielszenarien, wobei jeweils verschiedene gesellschaftliche Rahmensituationen zugrunde liegen (ISE Szenarien Referenz (Ref), Beharrung (Beh), Inakzeptanz (Inakz) und Suffizienz (Suf) nach Sterchele et al. 2020). In dieser Studie ist die Fernwärmeerzeugung allerdings nicht aufgeschlüsselt, sodass in Abbildung 24 lediglich die nicht netzgebundene PtH-Wärme enthalten ist. Die RESCUE-Studie des Umweltbundesamts (Purr et al. 2019) stellt in sechs Zielszenarien (95%-THG-Reduktion) mögliche Pfade zur Zielerreichung dar.

In Abbildung 24 sind die Werte der auf Basis von PtH-Anlagen erzeugten Endenergie für Gebäudewärme und Prozesswärme in TWh/a für 2030 und 2050 dargestellt. Für das Jahr 2050 sind zudem die Anteile der mittels PtH-Anlagen erzeugten Wärme an der insgesamt erzeugten Wärme dargestellt. Abbildung 24 zeigt deutlich, dass die Relevanz von PtH-Wärme in Zukunft hoch ist und tendenziell von 2030 bis 2050 ansteigt.

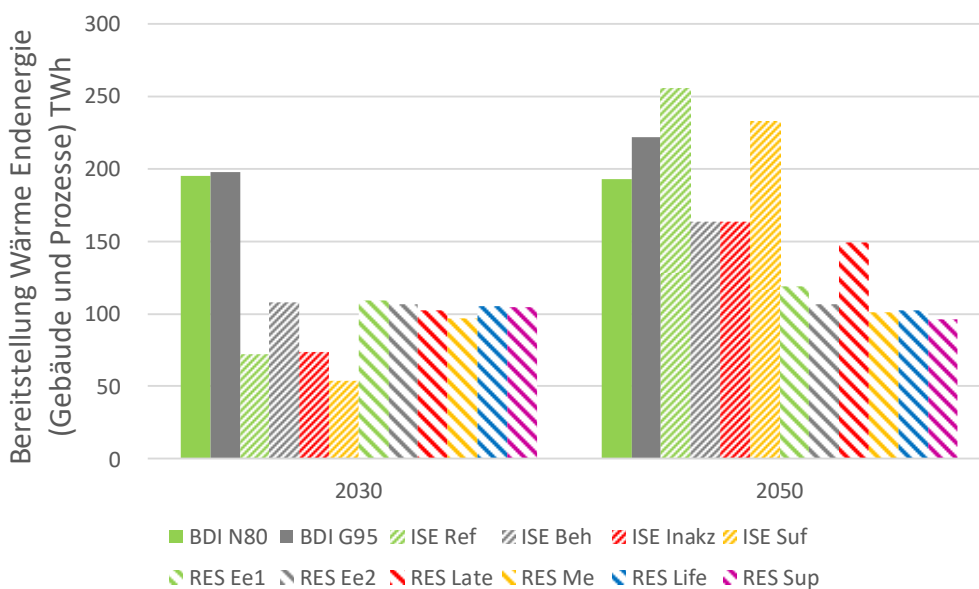


Abbildung 24: Gerbert et al. 2018 (BDI), Sterchele et al. 2020 (ISE) und Purr et al. 2019 (RESCUE) ermittelte Erzeugung von Wärme in den Anwendungen Gebäude- und Prozesswärme in den Jahren 2030 und 2050. Für 2050: die Anteile der auf Basis von PtH erzeugten Wärme an der insgesamt erzeugten Wärme.

## 9.6 Fazit

Die Analyse der aktuellen Vermarktungsoptionen und der bestehenden Hindernisse für die Integration von PtH-Anlagen zeigt, dass das Potenzial zum einen von der installierten PtH-Anlagenleistung und zum anderen in hohem Maße von dem (langfristig) zur Verfügung stehenden erneuerbaren Strom abhängig ist. Außerdem hängt das wirtschaftliche Potenzial für den Einsatz von PtH-Anlagen in Deutschland hängt auch maßgeblich davon ab, welche regulatorischen Rahmenbedingungen sich für die Nutzung von Strom in PtH-Anlagen und für die Vermarktung der PtH-Wärme in Zukunft bieten.

# Literaturverzeichnis

---

AGEE-Stat. (2020). Zeitreihe zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2020). (URL: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html), aufgerufen am 4.11.2020)

Agemar, T., J.-A. Alten, B. Ganz, J. Kuder, K. Kühne, S. Schumacher und R. Schulz (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. In: Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften 165, S. 129–144.

Agemar, T., J. Weber und R. Schulz (2014): Deep Geothermal Energy Production in Germany. In: Energies 7, S. 4397–4416.

Agora Energiewende (2017): Die deutsche Braunkohlewirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. (URL: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche\\_Braunkohlenwirtschaft/Agora\\_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf), aufgerufen am 13.05.2020)

AIT Austrian Institute of Technology (2013): Solares Kühlen. Technologien – Planung – Betrieb. S. 10 (URL: [https://www.uibk.ac.at/bauphysik/forschung/publications/sc-opt/ap9\\_broschuere\\_solare\\_kuehlen\\_2013.pdf](https://www.uibk.ac.at/bauphysik/forschung/publications/sc-opt/ap9_broschuere_solare_kuehlen_2013.pdf), aufgerufen am 02.06.2020)

S. Bringezu, M. Banse, L. Ahmann, N. A. Bezama, E. Billig, R. Bischof, C. Blanke, A. Brosowski, S. Brüning, M. Borchers, M. Budzinski, K.-F. Cyffka, M. Distelkamp, V. Egenolf, M. Flaute, N. Geng, L. Giesecking, R. Graß, K. Hennenberg, T. Hering, S. Iost, D. Jochem, T. Krause, C. Lutz, A. Machmüller, B. Mahro, S. Majer, U. Mantau, K. Meisel, U. Moesenfechtel, A. Noke, T. Raussen, F. Richter, R. Schaldach, J. Schweinle, D. Thrän, M. Uglík, H. Weimar, F. Wimmer, S. Wydra, W. Zeug (2020): Pilotbericht zum Monitoring der deutschen Bioökonomie. Hrsg. vom Center for Environmental Systems Research (CESR), Universität Kassel, Kassel, doi:10.17170/kobra-202005131255

Brosowski, A., Krause, T., Mantau, U., Mahro, B., Noke, A., Richter, F., Raussen, T., Bischof, R., Hering, T., Blanke, C., Müller, P., Thrän, D. (2019): Schlussbericht zum Vorhaben Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring (AG BioRestMon), [<https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22019215.pdf>]

BMWi. (2018). BMWi: Energiedaten: Gesamtausgabe - Stand: August 2018, (August).

DBFZ 2019: DBFZ Ressourcendatenbank, (Url: <http://webapp.dbfz.de/resource-database/?lang=de>, aufgerufen am 4.11.2020)

Jochum, P., P. Mellwig, J. Lempik, M. Pehnt, S. Böttcher, A. von Oehsen, D. Stelter, S. Blömer, J. Fehr, T. Krenz und H. Hertle, Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich - Anlagspotenzial. ifeu, Beuth Hochschule, Berlin, Heidelberg.

Blömer, S., D. Hering, P. Thomassen, S. Jäger, C. Götz, M. Pehnt, S. Ochse, S. Hespeler, S. Richter, G. Grytsch, C. Zopff und B. Huber (2019): EnEff : Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller

Abwärme (NENIA). Kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Wärmebedarf und Abwärmeangebot in Deutschland. Heidelberg: BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (URL: [https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Schlussbericht\\_EnEffWärme-NENIA.pdf](https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Schlussbericht_EnEffWärme-NENIA.pdf) aufgerufen am 17.1.2020).

Born, H., Schimpf-Willenbrik, S., Lange, H., Busmann, G., Bracke, R. (2017): Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends -, Hochschule Bochum – Bochum University of Applied Sciences, Bochum.

Bracke, R.; Busmann, G.; Eicker, T.; Ignacy, R.; Jagert, F.; Danowski-Buhren, C. et al. (2018): Potenzialstudie Warmes Grubenwasser. LANUV-Fachbericht 90. Hg. v. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. Recklinghausen.

Brechbühler, C.; Müller, C. (2019): Sind 500 kW Luft/WasserWP's in Städten möglich? 4. Internationaler Großwärmepumpen-Kongress, Zürich. (URL: [https://grosswaermepumpen-kongress.com/wp-content/uploads/2019/05/Christoph\\_Brechbuehler-Claudio\\_Mueller.pdf](https://grosswaermepumpen-kongress.com/wp-content/uploads/2019/05/Christoph_Brechbuehler-Claudio_Mueller.pdf), aufgerufen am: 28.08.2020)

Brosowski, A.; Adler, P.; Erdmann, G.; Stinner, W.; Thrän, D.; Mantau, U. (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen. Status Quo in Deutschland. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Schriftenreihe nachwachsende Rohstoffe, 36).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2019: Energieeffizienz in Zahlen, Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019

Butz, J. A., & Müller, E. A. (2010). Abwasserwärmenutzung – Erfahrungsbericht über Planung und Bau der Anlage in Bretten. Korrespondenz Abwasser, Abfall, 57(8), 765–770. <https://doi.org/10.3242/kae2010.08.003>

Christidis, A.; Mollenhauer, E.; Tsatsaronis, G.; Schuchardt, G.; Holler, S.; Böttger, D.; Bruckner, T. (2017): EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung. Hg. v. Technische Universität Berlin.

Corradini, Roger. 2013. "Regional Differenzierte Solarthermie-Potenziale Für Gebäude Mit Einer Wohneinheit." Ruhr-Universität Bochum.

DBFZ et al. (2019): Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotenzials (TATBIO), DBFZ, UFZ, Leipzig. (URL: [https://www.ufz.de/export/data/2/231891\\_technoekonomische-analyse-und-transformationspfade-des-energetischen-biomassepotenzials\(1\).pdf](https://www.ufz.de/export/data/2/231891_technoekonomische-analyse-und-transformationspfade-des-energetischen-biomassepotenzials(1).pdf), aufgerufen am 4.11.2020)

Deutsch, M., Thomaßen, G., & Langenheld, A. (2019): Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019, Agora Energiewende, Berlin

Dominković, D. (2015): The Role of Large Scale Heat Pumps in Future Energy Systems, Technical University of Denmark.

Ecke, J. und L. Göke (2017): Energie aus Abwasser. In: enervis energy advisors GmbH.

Eikmeier, B., J. Gabriel, W. Schulz, W. Krewitt und M. Nast (2005): Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK, unter Berücksichtigung der sich aus der EU-KWK-RL ergebenden Aspekte.

Fehrenbach, H. & Rettenmaier, N. (2020): The role of biomass use in a defossilised and resource-efficient world. In: Lehmann, H. (Ed.): Sustainable Development and Resource Productivity - The Nexus Approaches. Routledge, 2020

Fehrenbach et al. (2019): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor), Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, ifeu, IZES, Öko-Institut, Heidelberg, Saarbrücken, Darmstadt. (URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24\\_texte\\_115-2019\\_biorest.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_biorest.pdf) , aufgerufen am 4.11.2020)

Flamme, S., J. Hanewinkel, P. Quicker und K. Weber (2018): Energieerzeugung aus Abfällen. Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030. In: Texte 51/2018. Dessau: UBA. (URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26\\_texte\\_51-2018\\_energieerzeugung-abfaelle.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26_texte_51-2018_energieerzeugung-abfaelle.pdf) , aufgerufen am 08.07.2020)

Fleiter T., Elsland R., Rehfeldt M., Steinbach J., Reiter U., Catenazzi G., et al. Profile of heating and cooling demand in 2015. D3.1 report. Heat Roadmap Europe 2050, A low-carbon heating and cooling strategy. 2017. (URL: [https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4\\_D3.1.pdf](https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4_D3.1.pdf) , aufgerufen am 06.04.2020).

FNR (2020): Erneuerbare Wärme 2019 und Wärmebereitstellung aus Biomasse; (URL: <https://mediathek.fnr.de/erneuerbare-waerme.html>; <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/waermebereitstellung-aus-biomasse.html> , aufgerufen am 26.10.2020)

Friotherm (2017): Värtan Ropsten – The largest sea water heat pump facility worldwide, with 6 Unitop 50 FY and 180 MW total capacity. (URL: [https://www.friotherm.com/wp-content/uploads/2017/11/vaertan\\_e008\\_uk.pdf](https://www.friotherm.com/wp-content/uploads/2017/11/vaertan_e008_uk.pdf), aufgerufen am 02.11.2020.

Fritsche, U. et al. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Gefördert durch das BMU. Öko-Institut e. V. (Öko-Institut); Fraunhofer Institut für Umwelt; Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT (Fraunhofer UMSICHT); TU Braunschweig & TU München; Institut für Zukunfts Energie Systeme (IZES); Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU); Institut für Energetik und Umwelt (IE).

Fritz, S., & Pehnt, M. (2019). Der Kohleausstieg und die Auswirkungen auf die betroffenen Wärmenetze. Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Heidelberg, (URL: [https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/190820\\_Kohleausstieg\\_und\\_Fernwaerme\\_Bericht\\_v06.pdf](https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/190820_Kohleausstieg_und_Fernwaerme_Bericht_v06.pdf), aufgerufen am 4.11.2020)

Fritz, S. und M. Pehnt (2018). Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende? Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Heidelberg. (URL: [https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/ifeu-bmu\\_Abwaermepotenzial\\_Abwasser\\_final\\_update.pdf](https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/ifeu-bmu_Abwaermepotenzial_Abwasser_final_update.pdf), aufgerufen am 4.11.2020)

Gerbert, P., Herhold, P., Burchardt, J., Schönberger, S., Rechenmacher, F., Kirchner, A., Kemmler, A., Wunsch, M. (2018): Klimapfade für Deutschland.

Gerhardt, Norman; Bergk, Fabian; Hahn, Henning; Sager, Christina; Sandau, Fabian; Scholz, Angela; Schumacher, Patrick (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr: Endbericht. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Hg. v. Fraunhofer- Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) und Fraunhofer- Institut für Bauphysik (Fraunhofer IBP).



Gerhardt et al. (2019): Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95 % THG-Klimaszenarien. Im Rahmen des Projektes Transformationspfade im Wärmesektor. IEE Kassel. (URL: [https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2019\\_Feb\\_Bericht\\_Fraunhofer\\_IEE\\_-\\_Transformation\\_Waerme\\_2030\\_2050.pdf](https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2019_Feb_Bericht_Fraunhofer_IEE_-_Transformation_Waerme_2030_2050.pdf), aufgerufen am 4.11.2020)

Giovannetti, F.; Kastner, O.; Lampe, C.; Reineke-Koch, R.; Park, S.; Steinweg, J. (2018): Solare Wärme und Kälte. Technologiebericht 1.4 innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende. (URL: [https://www.energieforschung.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/elements/files/700152F9E81B5DE9E0539A695E86C4BD/current/document/1.4\\_Solare\\_Waerme\\_und\\_Kaelte.pdf](https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/700152F9E81B5DE9E0539A695E86C4BD/current/document/1.4_Solare_Waerme_und_Kaelte.pdf), aufgerufen am 27.08.2020)

Groß, B. und G. Tänzer (2010): Industrielle Abwärme. In: Praxis. Saarbrücken.

Heinrich, C.; Wittig, S.; Albring, P.; Richter, L.; Safarik, M.; Böhm, U.; Hantsch, A. (2014): Nachhaltige Kälteversorgung in Deutschland an den Beispielen Gebäudeklimatisierung und Industrie. (URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate\\_change\\_25\\_2014\\_nachhaltige\\_kaelteversorgung\\_in\\_deutschland\\_1.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_25_2014_nachhaltige_kaelteversorgung_in_deutschland_1.pdf), aufgerufen am 21.08.2020)

HGC Hydro-Geo-Consult GmbH (2001) (im Auftrag vom Sächsischen Landesamt für Umwelt und Geologie): Bewertung des Grubenwasserpotenzials Sachsens und Verifizierung umsetzbarer Standorte unter Einbeziehung des Eintrags solarer Wärmegewinne.

Institut für Solarenergieforschung Hameln gGmbH (2018): Technologiebericht 1.4 Solare Wärme und Kälte innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende.

Kaltschmitt, M. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts 2014 gemäß §65 EEG. Vorhaben IIb Stromerzeugung aus Geothermie Wissenschaftlicher Bericht. Wissenschaftlicher Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hamburg.

Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (2003): Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte“, Springer Verlag, ISBN-10: 3540282041

Kirchner, A., Schlesinger, M., Weinmann, B., Hofer, P., Rits, V., Wünsch, M., Koepf, M., Kemper, L., Zweers, U., Straßburg, S., Matthes, F. Chr., Busche, J. Graichen, V., Zimmer, W., Hermann, H., Penninger, G., Mohr, L., Ziesing, H.-J. (2009): Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken.

Koch, M., Hennenberg, K., Hünecke, K., Haller, M., Hesse, T. (2018): Rolle der Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt bis 2050 unter Einbeziehung des zukünftigen Gebäudebestandes

Lehrstuhl für Technische Thermodynamik TU Freiberg: Grubenwassergeothermie in Sachsen. (URL: <https://geothermie.iwtt.tu-freiberg.de/grubenwassergeothermie-in-sachsen.html>, aufgerufen am 28.04.2020)

Lauterbach, C.; Schmitt, B.; Vajen, K. (2011): Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland.

LIAG – Leibnitz Institut für angewandte Geowissenschaften (2020, Hg.): Geothermisches Informationssystem GeotIS (URL: <https://www.geotis.de/homepage/GeotIS-Startpage>, aufgerufen am 15.05.2020).



Mraz, E. (2019): Reservoir characterization to improve exploration concepts of the Upper Jurassic in the southern Bavarian Molasse Basin – Dissertation, Technische Universität München, Ingenieur fakultät Bau Geo, Umwelt Lehrstuhl für Ingenieurgeologie, 122 S.

Müller, E., Schmid, F., & Kobel, B. (2005). Heizen und Kühlen mit Abwasser - Ratgeber für Bauherren und Kommunen, 36.

Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, D. L. de; Trieb, F. et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Im Auftrag des BMU.

Nitsch, Joachim; Krewitt, Wolfram; Nast, Michael; Viebahn, Peter; Gärtner, Sven; Pehnt, Martin et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Im Auftrag des BMU. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU), IUS Weisser & Ness GmbH & Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (WI).

Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlewirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. (URL: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche\\_Braunkohlenwirtschaft/Agora\\_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf), aufgerufen am 02.11.2020)

Ortner, S., Pehnt, M., Sebastian, B., Auberger, A., Steinbach, J., Deurer, J., ... Rau, D. (n.d.). Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung - Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14 Anhang VIII. Papapetrou M. et al. (2018): Industrial waste heat: Estimation of the technically available resource in the EU per industrial sector, temperature level and country, Applied Thermal Engineering, June 2018

Pehnt, M., P. Mellwig, L. Claus, S. Blömer, L. Brischke, C. Künz, K. Voss, M. Heinze, G. Spars, K. Bettgenhäuser, T. Boermans, H. Marcinek, N. Jenner, F. Hassemer, S. Klinski (2014): "100 % Wärme aus Erneuerbaren Energien? Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Gebäudebestand, Band 4 - PV-Eigenstrom für Wärmepumpen- und Haushaltsstrombedarf in Wohngebäuden."

Pehnt, M., J. Bödeker, M. Arens, E. Jochem und F. Idrissova: Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung. Heidelberg.

Persson, U., B. Möller und S. Werner (2014): Heat Roadmap Europe: Identifying strategic heat synergy regions. In: Energy Policy 74, S. 663–681.

Petersen, M.; Olzem, B. (2017): Strategiepapier „Zukunft Wärmenetzsysteme“, Berlin. (URL: [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20170615\\_Strategiepapier-Zukunft-Waerme-netzsysteme.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170615_Strategiepapier-Zukunft-Waerme-netzsysteme.pdf), aufgerufen am 28.08.2020)

Pfluger, B; Tersteegen, B; Franke, B; Bernath, C; Bossmann, T; Deac, G et al. (2017): Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU); TU Wien; TEP Energy; M-Five GmbH (M-Five); Consentec GmbH (Consentec).

Pieper et al. (2018): Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating, Elsevier Ltd.

Plenefisch, T., Brückner, L., Ceranna, L., Gestermann, N., Houben, G., Tischner, T., Wegler, U., Wellbrink, M. und Bönnemann, C.: 2015, Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen, Texte 104/2015.

Preisler, A.; Selke, T.; Neyer, D.; Neyer, J.; Thür, A.; Nocke, B.; Vukits, M.; Schubert, M.; Focke, H. (2013): Solares Kühlen. Technologien – Planung – Betrieb. S. 10, (URL: [https://www.uibk.ac.at/bauphysik/forschung/publications/sc-opt/ap9\\_broschuere\\_solare\\_kuehlen\\_2013.pdf](https://www.uibk.ac.at/bauphysik/forschung/publications/sc-opt/ap9_broschuere_solare_kuehlen_2013.pdf)), aufgerufen am 02.06.2020)

Purr, K.; Günther, J.; Lehmann, H.; Nuss, P. (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - RESCUE-Studie. Dessau-Roßlau (UBA Texte 36/2019).

Repenning, J.; Emele, L.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Dehoust, G.; Förster, H. et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht.

Repenning, J. et al. (2018): Politiksznarien für den Klimaschutz VII - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2035. Climate Change 01/2018

Rettenmaier, N.; Schorb, A.; Köppen, S.; Berndes, G.; Christou, M.; Dees, M. et al. (2010): Status of Biomass Resource Assessments, Version 3 (deliverable D3. 6). Biomass Energy Europe Project. Gefördert durch die Europäische Kommission. Hg. v. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU).

Ritter D., Schmitt B., Vajen K. (2017): Analyse und Erschließung des Marktes für solare Prozesswärme in Deutschland, Abschlussbericht des Forschungsvorhabens, gefördert durch BMWi, FKZ: 03MAP286, 2017

Sandrock, M., Maaß, C., Westholm, H. (2019): Innovative Lösungen zur Flächenbereitstellung für solarthermische Großanlagen. Teilbericht zum Verbundvorhaben „SolnetBWII – Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg“ (FKZ: Trafo BWT 17005-08).

Sandrock, M., Maaß, C., Weisleder, S., Westholm, H., Schulz, W., Löschan, G., Baisch, C., Kreuter, H., Reyer, D., Mangold, D., Riegger, M., Köhler, C., 2020, Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmquellen am Beispiel tiefergeothermischer Ressourcen, Climate Change 31/2020.

Steinbach, J., Henrich, J., Christ, C., Fritz, M., Billerbeck, A., Ortner, S., & Auberger, A. (2020). Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung für Deutschland (Comprehensive Assessment Heating and Cooling Germany) Gemäß Artikel 14 Absatz 1 und Anhang VIII der Richtlinie 2012/27/EU.

Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett A., Henning, H. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verfahrensweisen. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Thrän, Daniela; Buchhorn, Marcel; Bunzel, Katja; Seyfert, Ulrike; Zeller, Vanessa; Müller, Klaus et al. (2010): Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS).

Thrän, D. & Pfeiffer, D. (2013): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“

Thrän, D. (DBFZ / UFZ); Arendt, O.; Ponitka, J.; Braun, J. (DBFZ); Millinger, M. (UFZ); Wolf, V.; Banse, M. (TI); Schaldach, R.; Schüngel, J. (CESR); Gärtner, S.; Rettenmaier, N. (ifeu); Hünecke, K.; Hennenberg, K. (Öko-Institut); Wern, B.; Baur, F. (IZES); Fritsche, U.; Gress, H.-W. (IINAS) (2015): Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. Endbericht um Auftrag des BMWi. In: Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, BAND 18. Berlin.

Thrän, D.; Lauer, M.; Dotzauer, M.; Oehmichen, K.; Majer, S.; Millinger, M.; Jordan, M. (2019): Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotenzials (TATBIO). Leipzig.

Thrän, D. Szarka, N., Haufe, H., Lenz, V., Jordan, M., Millinger, M., Oehmichen, K., Majer, S., Schaldach, R., Schüngel, J. (2020): BioplanW: Systemlösungen Bioenergie im Wärmesektor im Kontext zukünftiger Entwicklungen.

TU Bergakademie Freiberg, Lehrstuhl für Technische Thermodynamik: Grubenwassergeothermie in Sachsen. (URL: <https://geothermie.iwtt.tu-freiberg.de/grubenwassergeothermie-in-sachsen.html>, aufgerufen am 13.05.2020)

UHRIG. (2020). Referenzen UHRIG Energie aus Abwasser, Therm-Liner, Stand: 10.01.2020. (URL: <https://www.uhrig-bau.eu/de/energie-aus-abwasser/referenzen-informationen/>, aufgerufen am 29.6.2020)

Van de Loo, K. (2016): Primärenergieverbrauch Steinkohle. Herbsttagung 2016 der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. vom 27. Bis 28. Oktober 2016 in Bonn. (URL: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjAyPP-BxOPsAhWHyaQKHfrlDDYQFjAAegQIBRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.ag-energiebilanzen.de%2Findex.php%3Farticle\\_id%3D29%26fileName%3Dsteinkohle\\_jahr\\_2016.pdf&usq=AOvVaw1eVj\\_dsr1DxDCMNVlc1MGz](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjAyPP-BxOPsAhWHyaQKHfrlDDYQFjAAegQIBRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.ag-energiebilanzen.de%2Findex.php%3Farticle_id%3D29%26fileName%3Dsteinkohle_jahr_2016.pdf&usq=AOvVaw1eVj_dsr1DxDCMNVlc1MGz), aufgerufen am 02.11.2020)

Vattenfall (2018): Elektrokessel „Karoline“ – ein Beitrag zur Norddeutschen Energiewende. Blogbeitrag. (URL: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/blog-news-presse/blog/2018/april/elektrokessel-karoline--ein-beitrag-zur-norddeutschen-energiewende>, aufgerufen am 24.08.2020)

Zeddies, J.; Bahrs, E.; Schönleber, N.; Gamer, Wilhelm (2012): Globale Analyse und Abschätzung des Biomasse-Flächennutzungspotenzials. „Optimierung der Biomassenutzung nach Effizienz in Bereitstellung und Verwendung unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitszielen und Welternährungssicherung“. Hg. v. Uni Hohenheim.