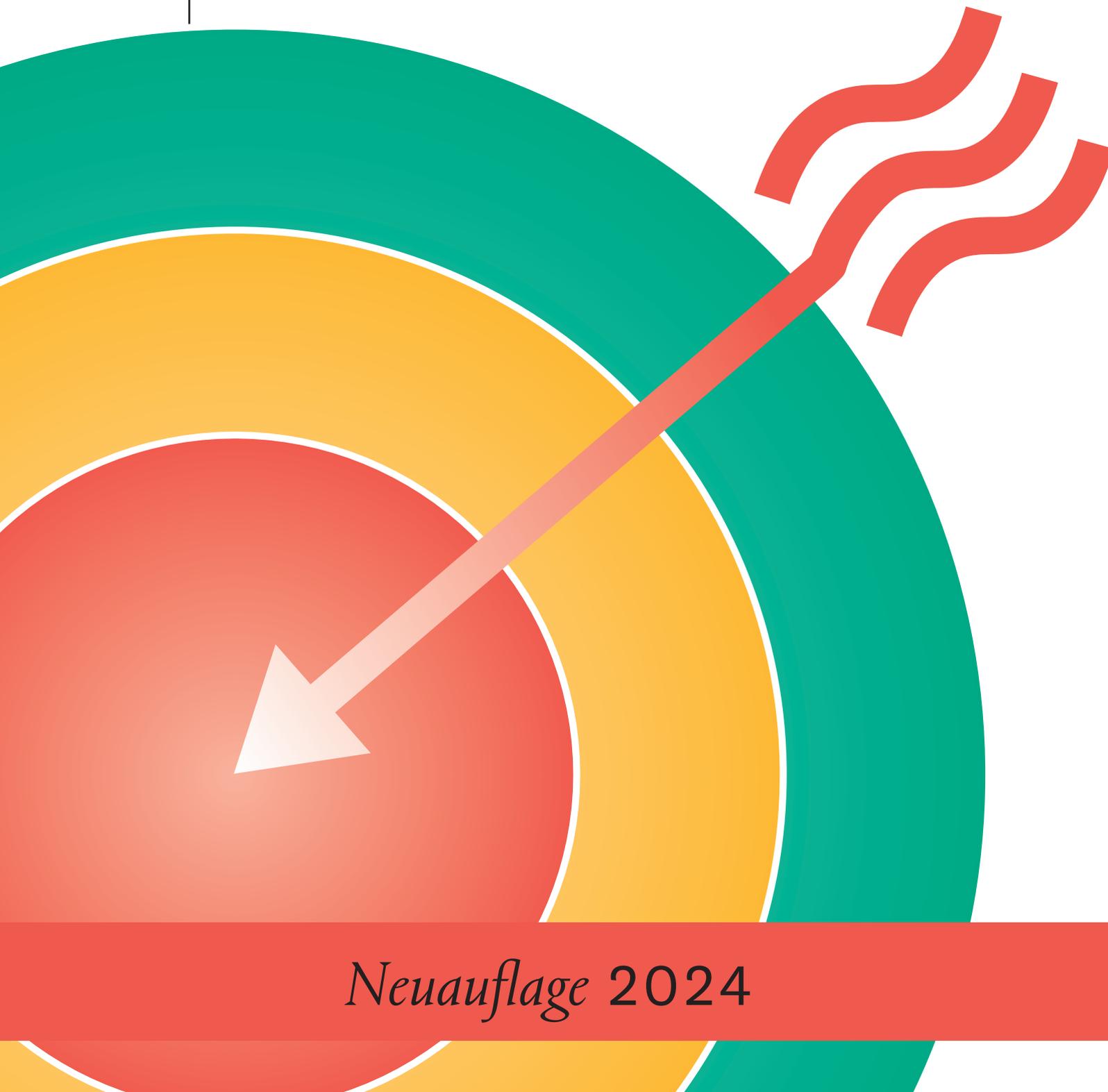


Rödl & Partner

Die Wärmezielscheibe 2.0

Wärmewende in Deutschland
erfolgreich gestalten



Neuaufgabe 2024

Inhalt

1	Einleitung	8	4	Die Transformation des deutschen Wärmemarktes	104
2	Der Wärmemarkt in Deutschland im Überblick	10	4.1	Die Wärmezielscheibe als Grundlage kommunaler Wärmenutzungskonzepte	107
2.1	Wärmemarkt in Deutschland – Status quo	11	4.1.1	Kommunale Wärmeplanung – das strategische Planungsinstrument	107
2.2	Zukünftige Entwicklung des Wärmemarktes	20	4.1.2	Transformation erfolgreich managen: das Stakeholdermanagement	110
2.3	Marktanalyse nach Urbanitätsgrad – heute bis 2045	28	4.1.3	Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze als Motor der Transformation	113
2.3.1	Wärmeverteilung nach Urbanitätsgrad	28	4.2	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Fernwärmeprojekten	118
2.3.2	Analyse der Urbanitätsgrade in Deutschland	30	4.2.1	Ermittlung der Wärmepreishöhe	119
3	Erzeugung klimaneutraler Wärme	42	4.2.2	Herleitung der Preisleitformel	121
3.1	Technologien zur Erhöhung der Prozesseffizienz	43	4.2.3	Unterstützung der Wirtschaftlichkeit: Fördermittel im Fernwärmebereich	123
3.1.1	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	43	5	Aktuelle Trends und Herausforderungen im Transformationsprozess der Fernwärmeversorgung	128
3.1.2	Thermische Abfallverwertung	45	5.1	Herausforderungen bei der Transformation der Fernwärmeversorgung	128
3.1.3	Abwärme	53	5.1.1	Auswirkungen des hohen Investitionsbedarfs und des aktuellen Zinsniveaus auf die Transformation der Fernwärmeversorgung	129
3.2	Sektorenkopplungstechnologien	58	5.1.2	Politische Unsicherheiten	131
3.2.1	Power-to-X (PtX)	59	5.1.3	Akteurseinbindung in den Transformationsprozess	132
3.2.2	Wärmepumpen	66	5.1.4	Fachkräftemangel	132
3.3	Erneuerbare Wärmeerzeugung	69	5.2	Trends in der Fernwärmeversorgung	133
3.3.1	Biomasse	70	5.2.1	Schnellerer Ausbau der Fernwärme	134
3.3.2	Tiefengeothermie	73	5.2.2	Digitalisierung in der Wärmeversorgung	135
3.3.3	Exkurs: Kombination von Wärmepumpen mit oberflächennaher Geothermie	80	5.2.3	Niedertemperaturnetze	137
3.3.4	Solarthermie	81	5.2.4	Kalte Nahwärme	139
3.4	Wärmeverteilung	84	5.2.5	Höhere Grundpreise	139
3.4.1	Dezentrale Lösungen	85	5.2.6	Benchmarking	140
3.4.2	Zentrale Wärmeversorgung – Fernwärme	86	5.2.7	Ganzheitlicher Transformationsansatz in der Netzstrategie von Stadtwerken	141
3.5	Unterstützende Technologien	92	6	Fazit	142
3.5.1	Thermische Speicher	92	7	Literaturverzeichnis	144
3.5.2	Sektorenkopplung Wärme-Kälte	96	8	Ansprechpartner	148
3.5.3	Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)	99			

Abbildungsverzeichnis

1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland	11
2: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen nach Anwendungsbereichen	12
3: Endenergieverbrauch in der Wärmeerzeugung in Deutschland	13
4: Dezentrale Wärmeversorgung und Fernwärme	14
5: Beheizungsstruktur in Bestandsgebäuden/Neubauten 2022	15
6: Nettoimporte Energieträger in Deutschland (2021)	16
7: Nettoeinfuhr Energieträger	17
8: Gasimporte nach Herkunftsländern 2022	18
9: Preisdynamik Erdgas im Zeitverlauf	19
10: Klimaziele der Bundesregierung 2023	21
11: Zielbild BMWK: Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträgern (2022)	25
12: Investitionen in Erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2021: Strom und Wärme	26
13: Entwicklung der Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen	27
14: Notwendiges Investitionsvolumen für regenerative Wärme	28
15: Wärmespezifischer Urbanitätsgrad in Abhängigkeit von Wärmedichte und Siedlungstyp	30
16: Verteilung der Bevölkerung	32
17: Verteilung der Flächen	34
18: Verteilung des Wärmebedarfs	36
19: Verteilung der CO ₂ -Emissionen	37
20: Verteilung des Marktvolumens	39
21: Brennstoffeinsatz für Wärme und Strom aus KWK in Deutschland	44
22: Funktionsweise einer thermischen Abfallverwertung	47
23: Abfallaufkommen nach Abfallströmen	48
24: Energetische Abfallverwertungsanlagen in Deutschland 2020	49
25: Europaweiter Vergleich der Verwertung und Deponierung von Siedlungsabfällen	51
26: Vor- und Nachteile von thermischer Abfallverwertung	52
27: Potenziale der Nutzung von industrieller Abwärme in Deutschland	56
28: Zugebaute installierte elektrische Leistung entsprechend dem Ausbaupfad des EEG in Deutschland	58
29: Wasserstoffbedarf und -verfügbarkeit	61
30: Prozessablauf und Einsatz von Power-to-Gas	63
31: Sankey-Diagramm Power-to-Gas	64
32: Durchschnittliche mengengewichtete Ausgleichspreise	65
33: Funktionsweise einer Kompressionswärmepumpe	67
34: Entwicklung und Prognose der Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen	68
35: Wärmeverbrauch aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2022	69
36: THG-Emissionen in der Lieferkette von Hackschnitzeln in Abhängigkeit von Transportstrecke und Holzquelle	72
37: Geothermische Systeme	74
38: Funktionsweise einer hydrothermalen Tiefengeothermieanlage	75
39: Untergrundtemperaturen für hydrothermale Tiefengeothermie bei 2.500 m u. NHN	76
40: Nord-Süd-Schnitt durch das Alpenvorland	77
41: Potenzial der Wärmenutzung aus Tiefengeothermie in Deutschland	78
42: Schematische Darstellung von Solarkollektoren	82
43: Fernwärme und dezentrale Wärmebereitstellung	84
44: Fernwärmeentwicklungsstufen in Deutschland von 1890 bis heute	88
45: Energieträger in Wärmenetzen in Deutschland (2021)	89
46: Konzepte für thermische Speicherung im Überblick	92
47: Temperaturverlauf bei sensibler und latenter Wärmespeicherung	94
48: Funktionsprinzip Kompressions- und Sorptionskältemaschine	97
49: Glättung des Fernwärmeverbrauchs mittels Sorptionsmaschinen	98
50: Funktionsschema einer Aminwäsche	100
51: Untersuchungswürdige Gebiete zur CO ₂ -Speicherung in Deutschland (LIAG)	101
52: Carbon-Capture-Kreislaufwirtschaft	102

53: Vorschläge zur Verbreitung von Erzeugungstechnologien in den verschiedenen wärmespezifischen Urbanitätsgraden	105
54: Akteure der Wärmeversorgung, aufgeteilt auf die Wärmezielscheibe	106
55: Vorgehensweise bei kommunaler Wärmeplanung	108
56: PESTEL-Modell	111
57: Einfluss-Interessen-Matrix	112
58: Wesentlichkeitsmatrix	112
59: Ablaufschema: Förderung bei vollständiger Fertigstellung eines Wärmenetzes innerhalb von 4 Jahren	115
60: Module der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)	116
61: Beantragung und Bearbeitung gemäß BEW-Modul 1	117
62: Beispielhafte Darstellung des Free-Cashflows bei Kraft-Wärme-Kopplung	120
63: Schematische Darstellung der Ermittlung von Preisleitformeln	121
64: Investitions- und Betriebsbeihilfen (Stand Juni 2023)	123
65: Investitionsbedarf für leitungsgebundene Wärmeversorgung vs. aktuell beschlossene BEW-Förderung bis 2030	130
66: Basiszinssatz gemäß BGB	131
67: Trends in der Fernwärmeversorgung	133
68: Digitalisierung in Wärmesystemen	136

Tabellenverzeichnis

T1: Indikatorverteilung 2020–2045	40
T2: Inputmengen in Feuerungsanlagen mit energetischer Verwertung von Abfällen in Deutschland (2021)	50
T3: Abwärmequellen verschiedener Industrien und deren Nutzungsmöglichkeiten	54
T4: Vergleich von oberflächennahen geothermischen Wärmequellen	80
T5: Charakteristika verschiedener Sorptionskältemaschinen	97

Abkürzungsverzeichnis

a	Annus (Jahr)
AGFW	Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BCG	Boston Consulting Group
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMWSB	Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen
BtL	Biomass-to-Liquid
BWP	Bundesverband Wärmepumpe e.V.
ca.	circa
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage
CO ₂ Äq	Kohlendioxid-Äquivalente
COP	Coefficient of Performance
DCTI	DCTI Deutsches CleanTech Institut
Dena	Deutsche Energie-Agentur
Destatis	Statistisches Bundesamt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEW	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft
EFRE	Europäischer Fonds für regionale Entwicklung
EnEFG	Energieeffizienzgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EUWID	Europäischer Wirtschaftsdienst
EU-ETS	European Union Emissions Trading System
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWPBG	Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FFE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
Fraunhofer IEG	Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie
Fraunhofer ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Fraunhofer IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
g	Gramm
GEG	Gebäudeenergiegesetz
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
HAST	Hausanschlussstation
HKW	Heizkraftwerk
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
iKWK	innovative Kraft-Wärme-Kopplung
inkl.	inklusive
insb.	insbesondere
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Weltklimarat)
IZES	Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
JAZ	Jahresarbeitszahl
K	Kelvin
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
kJ	Kilojoule
km	Kilometer
km ²	Quadratkilometer
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz

KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
KTF	Klima- und Transformationsfonds
KUP	Kurzumtreibplantage
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LfA	Landesanstalt für Aufbaufinanzierung
LIAG	Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik
LNG	Liquefied Natural Gas
m	Meter
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
max.	maximal
MHKW	Müllheizkraftwerk
Mio.	Million
MW	Megawatt
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MW _{th}	Megawatt thermisch
MWh	Megawattstunden
NDR	Norddeutscher Rundfunk
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative)
nEHS	nationales Emissionshandelssystem
NGO	Non-Governmental Organization
NHN	Normalhöhennull
NWG	Nichtwohngebäude
OGE	Open Grid Europe
ORC	Organic Rankine Cycle
PCM	Phase Change Materials
PEF	Primärenergiefaktor
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X
RED	Renewable Energy Directive
SENN	Simulation Environment for Neural Networks
SNG	Synthetic Natural Gas
StMWi	Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunden
TWh _{el}	Terawattstunden elektrisch
TWh _{th}	Terawattstunden thermisch
UBA	Umweltbundesamt
Vgl.	Vergleiche
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
WärmeLV	Wärmelieferverordnung
WE	Wohneinheiten
WG	Wohngebäude
WLAN	Wireless Local Area Network
WPG	Wärmeplanungsgesetz
ΔT _{max.}	maximale Temperaturdifferenz

1 Einleitung

Der Klimawandel stellt eine der größten wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bedrohungen und Herausforderungen der nächsten Jahrzehnte dar. Die Schätzungen über die zu erwartenden Schäden bei einer Fortsetzung des aktuellen Ressourcenverbrauchs nehmen bedenkliche Dimensionen an. Der Bericht des Weltklimarates warnt davor, dass sich die Erderwärmung bereits weltweit in Form von Wetterextremen auswirke. Eine Überschreitung des 1,5-Grad-Ziels führe vor allem aufgrund von Extremwetterereignissen wie Starkregen, Dürren und Stürmen zu schwerwiegenden wirtschaftlichen Folgen und humanitären Krisen. Die größten Auswirkungen habe die Klimaveränderung auf besonders verwundbare Bevölkerungsgruppen, die am anthropogenen Klimawandel die geringste Schuld trügen.¹ Bereits ein einzelnes durch den Klimawandel ausgelöstes Wetterereignis kann in Deutschland einen Schaden in Höhe von 4,1 Milliarden Euro verursachen.² Neben den wetterbedingten Risiken muss sich Deutschland auch seinen europarechtlichen Verpflichtungen stellen und die CO₂-Emissionen von Gebäuden, Verkehr und Landwirtschaft maßgeblich reduzieren. Werden die notwendigen Maßnahmen der EU nicht eingeleitet, muss Deutschland für die Einhaltung der europarechtlich verbindlichen Ziele bis 2030 für bis zu 60 Milliarden Euro Emissionsberechtigungen von anderen EU-Ländern zukaufen.³ Daher sind wir global und speziell auch in Deutschland dazu aufgerufen, ganzheitliche Lösungen in allen, besonders den energieintensiven, Bereichen zu entwickeln und Wachstum und Innovationen zu fördern.

Der Projektionsbericht 2023 des Umweltbundesamts schlussfolgert eine Verfehlung des Ziels der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045.⁴ Um eine erfolgreiche Dekarbonisierung zu ermöglichen, ist es erforderlich, in jedem der drei Verbrauchssektoren Mobilität, Elektrizität und Wärme einen ausreichenden Beitrag zu leisten. Auch die Politik hat in den letzten Jahren zahlreiche neue rechtliche Rahmenbedingungen und Förderprogramme geschaffen, um der Umsetzung der Klimaziele einen Rahmen zu geben. Der Elektrizitätsmarkt befindet sich bereits mitten im Umbruch. Der Mobilitätssektor soll durch das Vorantreiben der E-Mobilität enger mit dem Stromsektor verzahnt werden. Die Energiewende war jedoch bisher fast ausschließlich eine Stromwende. Mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) und der Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) hat die Politik seit dem Jahr 2024 nun auch im Wärmesektor einen rechtlichen Rahmen geschaffen, um eine einheitliche und zielgerichtete Vorgehensweise bei der Dekarbonisierung der Wärmewirtschaft zu erreichen. Durch das lange Zögern der Akteurinnen und Akteure und Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger steckt die Wärmewende noch in den Kinderschuhen. Transformations- und Dekarbonisierungspläne im Wärmesektor werden auf kommunaler und Versorgungsebene erst jetzt erstellt. Trotz der bereitstehenden Hilfsinstrumente der kommunalen Wärmeplanung (KWP) und der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) sowie dem Förderprogramm Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) wird die operative Umsetzung der Transformations- und Dekarbonisierungsfahrpläne eine große Herausforderung aufseiten der Akteurinnen und Akteure der Wärmewirtschaft darstellen. Im Vergleich zum Strommarkt stellt die Transformation des Wärmemarktes aufgrund der lokalspezifischen Strukturen eine deutlich komplexere Aufgabe dar. Doch spielt insbesondere die Dekarbonisierung des Wärmesektors eine wichtige Rolle im Hinblick auf die nationalen und europäischen Dekarbonisierungsziele: Auch wenn der Nutzwärmebedarf wie geplant massiv gesenkt wird, weist der Wärmesektor auch in Zukunft den höchsten Nutzenergiebedarf aller Sektoren auf.

Der nun angestoßene Transformationsprozess steht, nachdem der gesetzliche bzw. politische Rahmen gesetzt worden ist, aktuell vor großen Herausforderungen bei der operativen Umsetzung: hohe Investitionen in den Ausbau und die Transformation von erneuerbaren Wärmeerzeugern, ein erhöhtes Zinsniveau, das notwendige Investitionen verteuert, Personalmangel bei den Versorgern, die operativ

für die Umsetzung des Transformationsprozesses verantwortlich sind, und noch weitere Faktoren. Die Neuauflage der Wärmezielscheibe dient Akteurinnen und Akteuren des Wärmemarktes als Hilfestellung, um die bevorstehenden Herausforderungen im Transformationsprozess bewältigen und die Dekarbonisierung des Wärmesektors erreichen zu können.

Dieses Konzeptpapier gewährt einen Einblick in die derzeitige Situation am deutschen Wärmemarkt und bietet der Politik und den Versorgungsunternehmen eine Prognose zu den Entwicklungen der Energiewende im Wärme- und Kältemarkt aus rechtlicher und wirtschaftlicher Sicht. Dazu wird der Wärmemarkt, wie bereits in der ersten Auflage der Wärmezielscheibe, in strukturell vergleichbare Bereiche untergliedert. Dies geschieht anhand des wärmespezifischen Urbanitätsgrades, der Siedlungstypen und die jeweiligen Wärmedichten – also den Wärmebedarf pro Fläche – in Beziehung setzt. Auf Grundlage dieser Systematik stellen die folgenden Kapitel zentrale Thesen und Empfehlungen vor.

Weiterhin zeigt das Konzeptpapier die wichtigsten nachhaltigen Technologien für eine dekarbonisierte Wärme- und Kälteversorgung auf und bewertet sie anhand der bestmöglichen Passung hinsichtlich des wärmespezifischen Urbanitätsgrades vor dem Hintergrund der optimalen Wirtschaftlichkeit. Zur Gewinnung von thermischer Energie stehen verschiedene Energieträger zur Verfügung: Zum Ersten lässt sich thermische Energie bei Prozessen der Effizienzsteigerung auskoppeln, beispielsweise bei der Kraft-Wärme-Kopplung und der thermischen Abfallverwertung. Zum Zweiten fällt aktuell und zukünftig bei vielen industriellen Prozessen bis hin zu Rechenzentren und Elektrolyseuren zur Gewinnung von grünem Wasserstoff unvermeidbare Abwärme an. Drittens kann über Sektorenkopplungstechnologien (Power-to-X-Technologien und Wärmepumpen) mithilfe von Strom Wärme bereitgestellt werden. Schließlich steht die Nutzung von Erneuerbaren Energien wie der Tiefengeothermie, Solarthermie und unter Voraussetzungen der Biomasse zur Verfügung.

Des Weiteren geht das Konzeptpapier auf den anstehenden Transformationsprozess der Wärmeversorgung ein. Im engeren Sinne werden hierbei die kommunale Wärmeplanung und die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze als zentrale Säulen bei der Entwicklung eines Transformationsplans auf kommunaler Ebene und aufseiten der Versorger erläutert. Transformationsprozesse sind vielschichtig. Prioritär gilt es, die ökologischen Ziele in einem wirtschaftlich vertretbaren Rahmen zu erreichen. Hierfür sind die am Standort lokal verfügbaren erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien effektiv und effizient zu erschließen und in das Wärmenetz einzubinden. Entsprechend werden die entwickelten Transformationspläne auch hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Die auf der Kapitalflussrechnung beruhende Fernwärmepreisberechnung von Rödl & Partner stellt dafür ein bewährtes Instrument dar. Nicht zuletzt ist auch die Einbindung aller relevanten Stakeholder für eine erfolgreiche Dekarbonisierung unabdingbar. Die Wärmezielscheibe verbindet alle diese Aspekte und stellt somit für Versorger, Kommunen sowie weitere Akteurinnen und Akteure ein wichtiges Hilfsinstrument im Prozess der Transformation dar.

Abschließend beleuchtet das Konzeptpapier aktuelle Trends in der Fernwärmeversorgung in Bezug auf technische, ökonomische sowie rechtliche Aspekte. Ebenso werden die anstehenden Herausforderungen im Rahmen der Transformation der Wärmewirtschaft für die Akteurinnen und Akteure aufgezeigt und diskutiert.

¹ Vgl. Weltklimarat, IPCC 2023.

² Vgl. Faust; Rauch, 2018.

³ Vgl. Agora Energiewende, 2018.

⁴ Vgl. Umweltbundesamt, 2023f.

2 Der Wärmemarkt in Deutschland im Überblick

2.1 Wärmemarkt in Deutschland – Status quo

Energieverbrauch und CO₂-Emissionen

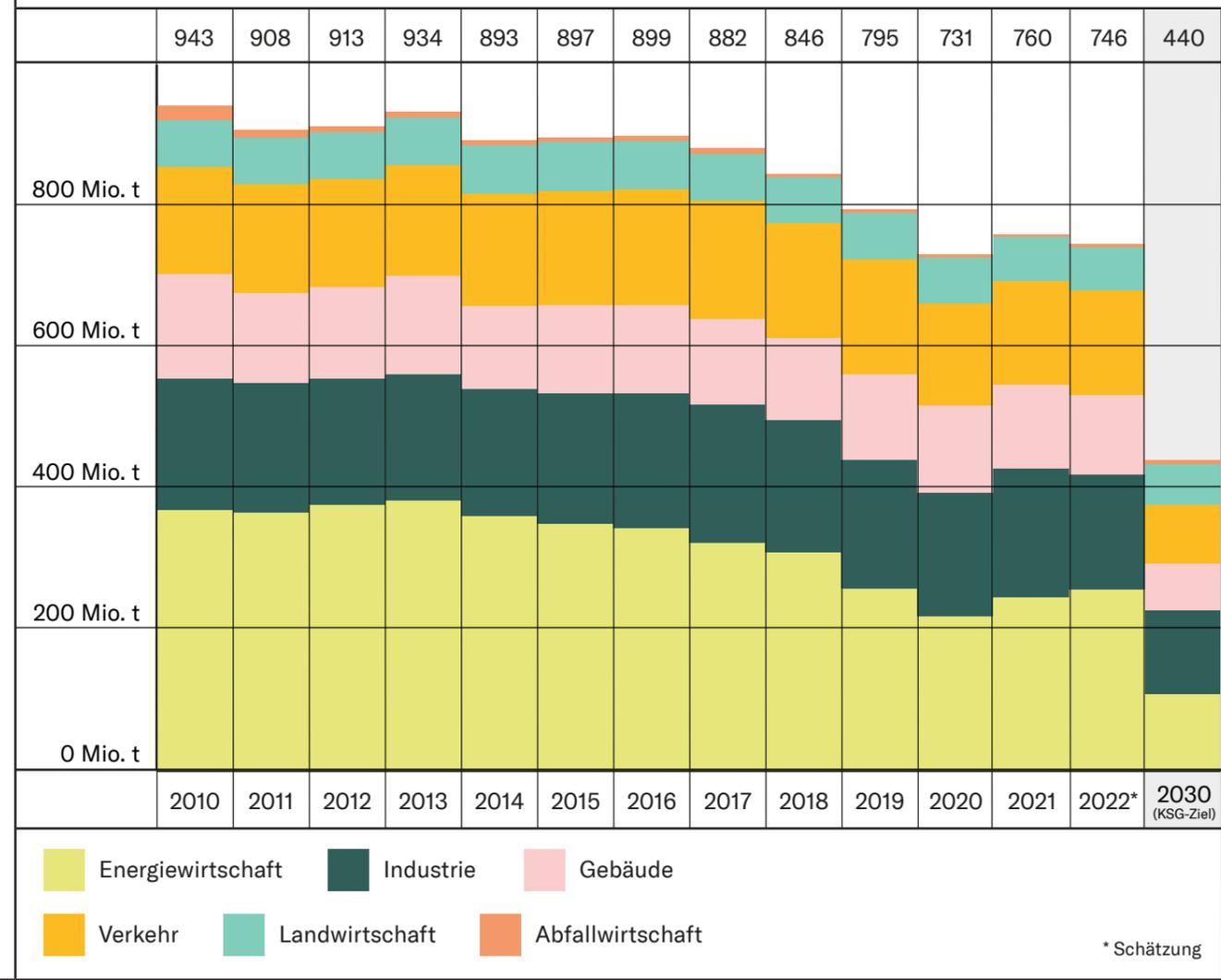
Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland unterliegt vom Ausgangsjahr 2010 bis 2022 einem leichten jährlichen Abfallen (siehe Abbildung 1). Im Jahr 2021 emittierte Deutschland rund 760 Millionen Tonnen CO₂, wovon 32,2 Prozent in der Energiewirtschaft entstanden.⁷ Im Vergleich zu 2010 ist hier ein deutlicher Rückgang erkennbar. Dennoch ist es notwendig, eine deutlich raschere Reduktion von zusätzlichen 300 Millionen Tonnen CO₂ bis 2030 zu realisieren, um das Ziel des Klimaschutzgesetzes zu erreichen.

Das Übereinkommen von Paris und das darin formulierte Ziel, den Temperaturanstieg weltweit auf 1,5 °C zu begrenzen und so die Auswirkungen des Klimawandels zu reduzieren, hat die Dringlichkeit der Energiewende erhöht. Unter den Aspekten der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit wurden seither besonders im Stromsektor der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) und die effiziente Nutzung von Primärenergie vorangetrieben. Um eine von Nachhaltigkeit geprägte Energiewirtschaft zu etablieren, ist jedoch neben dem Strom- und Mobilitätssektor insbesondere auch die Wärme- und Kältebereitstellung zu modifizieren und regenerativer zu gestalten, da sie in Deutschland für den überwiegenden Teil des Verbrauchs fossiler Ressourcen verantwortlich ist. Auch die geplante Stilllegung der letzten Kohlekraftwerke in Deutschland bis spätestens 2038 erhöht die Notwendigkeit von alternativen Wärmequellen. In vielen Wärmenetzen fällt mit dem Kohleausstieg eine wichtige Wärmequelle weg. Energieversorger müssen sich an die veränderten Rahmenbedingungen anpassen und die Wärmeversorgung in Zukunft treibhausgasneutral gestalten.⁵

Das als Teil des Green Deals abgeschlossene „Fit für 55“-Paket inkludiert eine Überarbeitung der Richtlinie über Erneuerbare Energien (RED II) und greift die Notwendigkeit der Wärmewende auf. Um das bis 2030 gesteckte Ziel einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 Prozent zu erreichen, bedarf es auch einer Wende in der Wärme- und Kältebereitstellung auf EU-Ebene. So soll der Fernwärmesektor den Anteil der Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien jedes Jahr um 2,3 Prozentpunkte steigern.⁶ Im Rahmen des angepassten Klimaschutzgesetzes verpflichtet sich Deutschland zur Klimaneutralität bis 2045 und bekräftigt dieses Ziel mit einer Reihe von Förderprogrammen wie zum Beispiel der BEW (= Bundesförderung für effiziente Wärmenetze).

Das vorliegende Konzeptpapier identifiziert Zielvorgaben für die Bereiche mit den größten Hebeln und stellt Ideen für ein schlüssiges Gesamtkonzept zur erfolgreichen Wärmewende vor. Der Betrachtung des Status quo folgt die Analyse, wie der Wärmemarkt im Vergleich zu den anderen Verbrauchssektoren in Deutschland abschneidet und welche Bedeutung ihm zukommt. Im Speziellen werden der Endenergieverbrauch, die CO₂-Emissionen und der Primärenergieverbrauch untersucht. Weiterhin wird beleuchtet, wie Deutschland die verschiedenen Primärenergieträger beschafft und welche ökonomischen Folgen daraus resultieren. Anschließend betrachtet das Konzeptpapier von zwei Seiten die Entwicklung des Wärmemarktes bis 2045: Die eine Seite bilden die aktuellen politischen Zielvorstellungen im gesamten Energiemarkt und die zweite Seite befasst sich mit den spezifischen Auswirkungen auf den Wärmemarkt. Dazu wird analysiert, wie sich der Nutzwärmebedarf entwickelt und welchen Beitrag die erneuerbaren Wärmeerzeuger leisten müssen. Abschließend wird untersucht, welches ökonomische Ausmaß die Transformation des Wärmemarktes annimmt.

1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland⁸



Um die Entwicklung der Treibhausgasemissionen analysieren zu können, werden die energiebedingten Verbräuche und Emissionen im Folgenden näher betrachtet. Mit einem Anteil am Endenergieverbrauch von etwa 59 Prozent ist der Wärmesektor in Deutschland der energieintensivste der vier Anwendungsbereiche Wärme, Beleuchtung, mechanische Energie sowie Informations- und Kommunikationstechnologie (siehe Abbildung 2). Deutschland emittiert energiebedingt aktuell jährlich 595 Millionen Tonnen CO₂, wovon 52 Prozent bei der Erzeugung von Wärme in zentralen und dezentralen Anlagen entstehen. Wärme im Allgemeinen lässt sich wiederum in die vier Bereiche Raumwärme, Prozesswärme, Warmwasser sowie

⁵ Vgl. Umweltbundesamt, 2023e.
⁶ Vgl. Umweltbundesamt, 2023e.

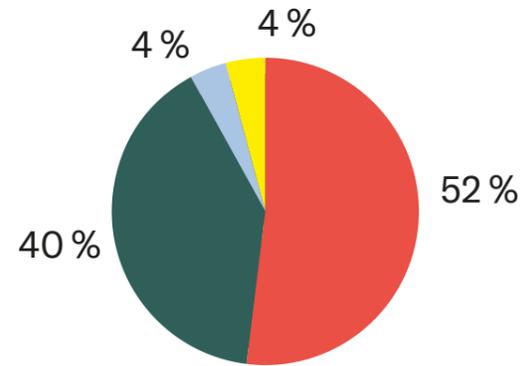
⁷ Vgl. Umweltbundesamt, 2023e.
⁸ Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Umweltbundesamts, 2023g.

Kälte einteilen. Im Jahr 2021 entstand in Deutschland ein Wärmeverbrauch in Höhe von 1.348 Terawattstunden (TWh), der CO₂-Emissionen in Höhe von 305 Millionen Tonnen zur Folge hatte.⁹

2 Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Anwendungsbereichen¹⁰

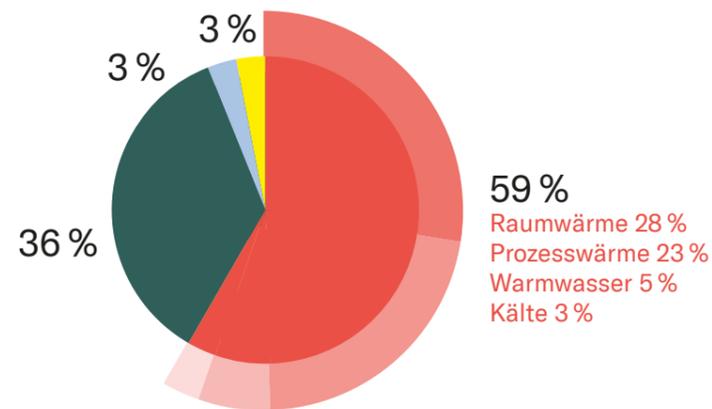
595 Mio. t energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland 2021 nach Anwendungsgebieten

- Wärme
- mechanische Energie
- Informations- und Telekommunikationstechnologie
- Beleuchtung



2.317 TWh Endenergieverbrauch in Deutschland 2021 nach Anwendungsgebieten

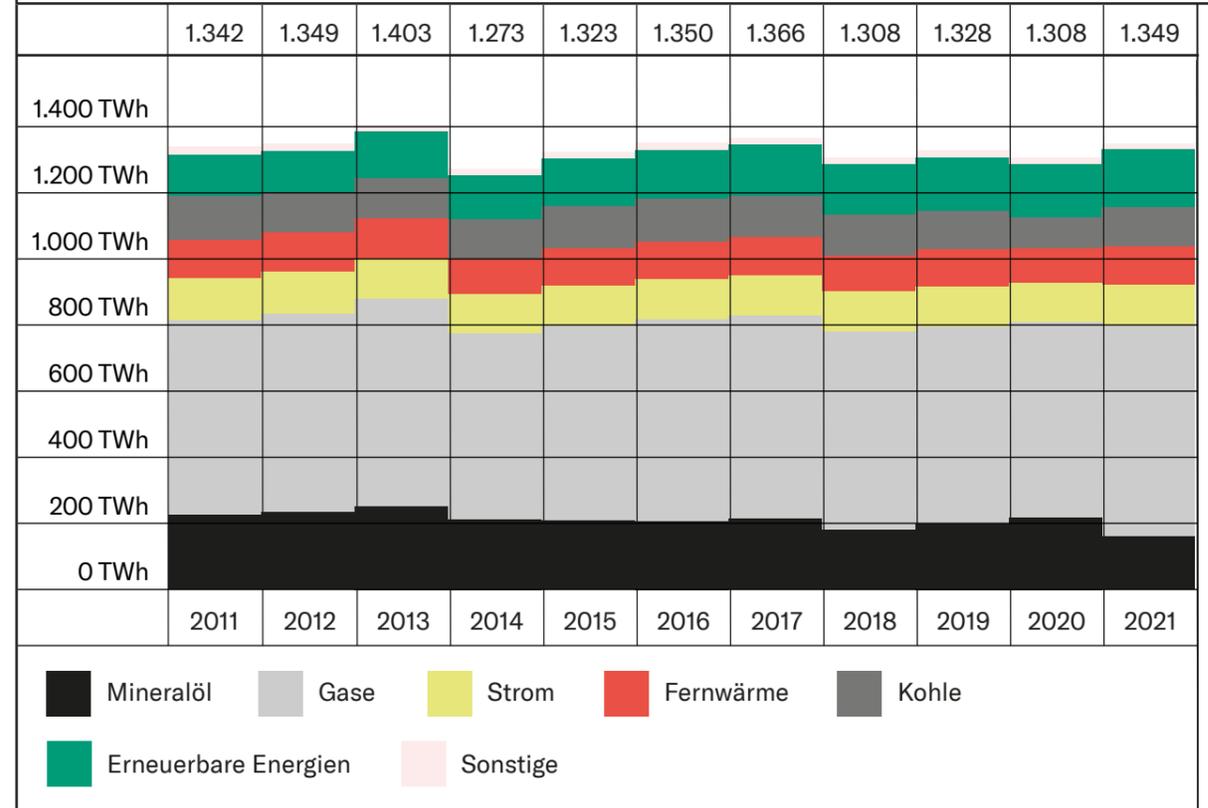
- Wärme
- mechanische Energie
- Informations- und Telekommunikationstechnologie
- Beleuchtung



Primärenergieverbrauch

Weder der Bedarf an Wärme noch die in diesem Zusammenhang emittierten CO₂-Emissionen ließen sich in den letzten zehn Jahren maßgeblich senken. Wie Abbildung 3 zeigt, ist der Endenergieverbrauch in der Wärmeerzeugung in den letzten zehn Jahren weitgehend konstant geblieben. Der Anteil der regenerativen Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist zwischen 2011 und 2021 von 9 Prozent auf 13 Prozent gestiegen. Für eine klimaneutrale Wärmeversorgung bis 2045 muss in den nächsten Jahren ein noch stärkerer Ausbau der regenerativen Wärmeerzeugung erfolgen als in den letzten zehn Jahren.

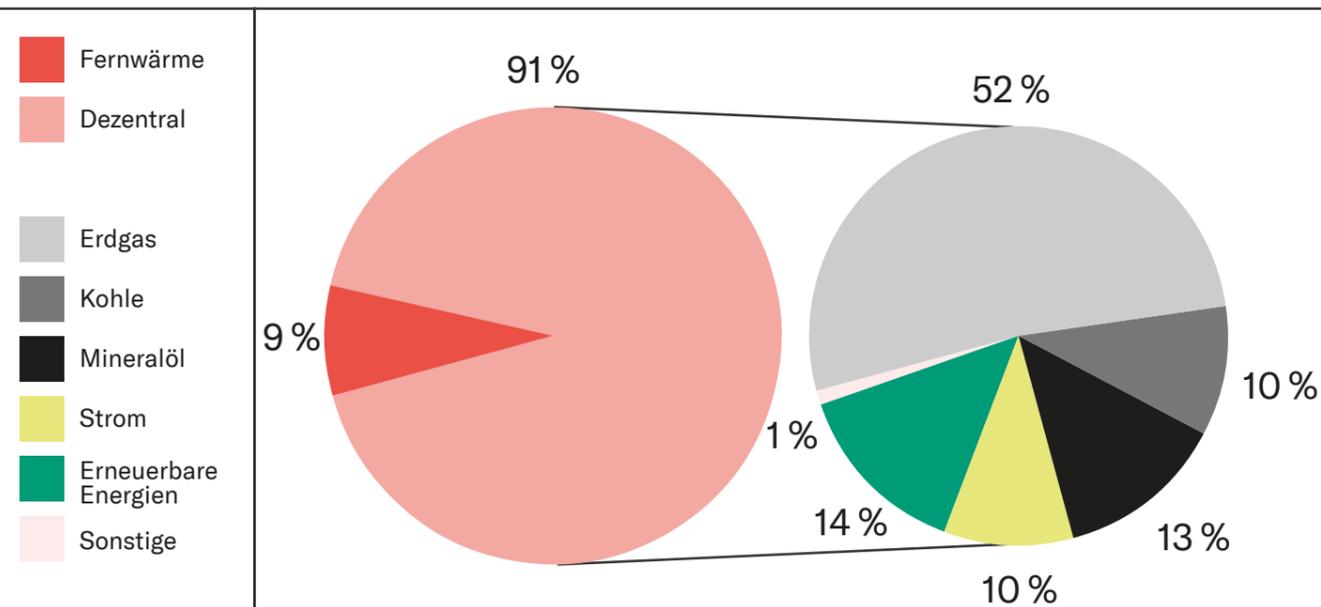
3 Endenergieverbrauch in der Wärmeerzeugung in Deutschland¹¹



Die Bereitstellung der Wärme in Deutschland erfolgt zu 91 Prozent aus dezentralen Heizungsanlagen (siehe Abbildung 4). Nur etwa 9 Prozent werden in zentralen Systemen erzeugt und über leitungsgebundene Systeme verteilt. Bei der dezentralen Erzeugung dominieren Gas- und Ölkessel, die insgesamt einen Anteil von etwa 65 Prozent verzeichnen. Rund 74 Prozent der dezentralen Wärme entstehen direkt über den Einsatz fossiler Energieträger und nur ein vergleichsweise kleiner Teil der deutschen Haushalte, Gewerbe- und Industrieunternehmen nutzt Biomasseheizungen oder andere alternative Energieträger zur eigenen Wärmebereitstellung.¹²

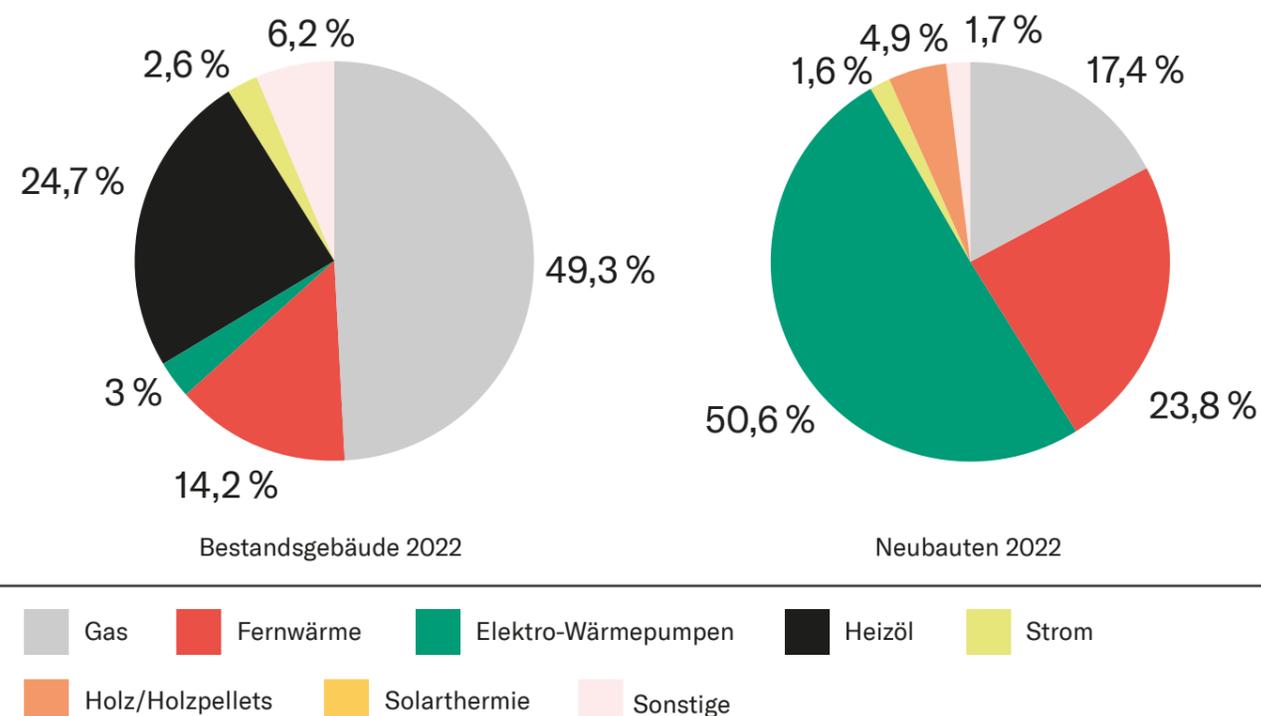
4 Dezentrale Wärmeversorgung und Fernwärme¹³

1.349 TWh Wärmeversorgung in Deutschland, davon 1.233 TWh als dezentrale Wärmeversorgung im Jahr 2021



Im nächsten Schritt wird der Wohnungsbau näher betrachtet (siehe Abbildung 5). Interessant ist dabei insbesondere der Vergleich von Bestandsbauten und Neubauten. Die Regelungen zum Primärenergiefaktor (PEF) nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) sorgen bei Neubauten insgesamt dafür, dass die Energiebereitstellung des Nutzwärmebedarfs deutlich von jener bei Bestandsbauten abweicht. Im Bestand zeigt sich, dass Gas und Öl etwa 74 Prozent des Wärmebedarfs decken. Hier ist noch deutlicher Optimierungsbedarf zu erkennen. Bei Neubauten spielt Heizöl keine Rolle mehr. Grund dafür sind u. a. die Regelungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), wonach keine neuen Gas-/Öl- bzw. fossilen Heizungssysteme mehr eingebaut werden dürfen. Gleichzeitig gewinnt Strom, insbesondere über den Einsatz von elektrischen Wärmepumpen bei gleichzeitiger Nutzung von Umweltwärme, an Bedeutung. In Bestandsgebäuden liegt der Anteil an Elektro-Wärmepumpen bei 3 Prozent. Im Neubau liegt deren Anteil bei rund 50 Prozent. Neubauten werden zu knapp einem Viertel über Fernwärme versorgt.

5 Beheizungsstruktur in Bestandsgebäuden/Neubauten 2022¹⁴



Import von Primärenergie

Um die gesamte nachgefragte Energiemenge bereitstellen zu können, stützt sich Deutschland maßgeblich auf den Import von Energieträgern. Rund 76 Prozent des Primärenergieverbrauchs in Deutschland verteilen sich auf die fossilen Brennstoffe Mineralöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle.¹⁵ Der gesamte Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2021 rund 3.448 TWh, wovon in Summe 2.872 TWh aus fossilen Energieträgern stammten.¹⁶ Abbildung 6 veranschaulicht, dass bis auf Braunkohle und Energieträger für Erneuerbare Energien im Schnitt über 90 Prozent aller fossilen Energieträger aus dem Ausland importiert werden. 2021 betragen die fossilen Nettoenergieimporte nach Deutschland 2.422 TWh.¹⁷

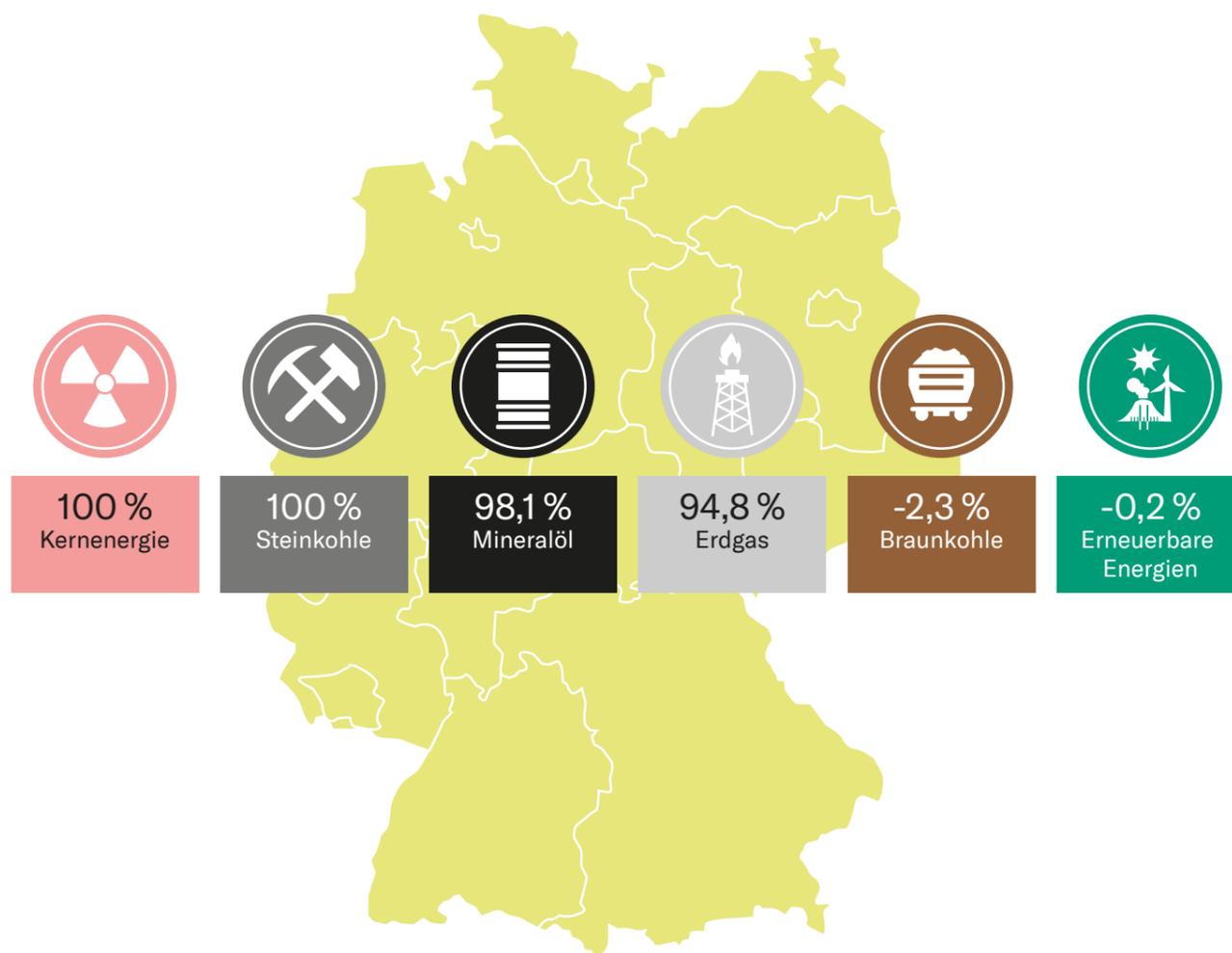
¹⁴ Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus BDEW 2023a/b.

¹⁵ Vgl. AG Energiebilanzen, 2022

¹⁶ Vgl. AG Energiebilanzen, 2022.

¹⁷ Vgl. AG Energiebilanzen, 2022.

6 Nettoimporte Energieträger in Deutschland (2021)¹⁸

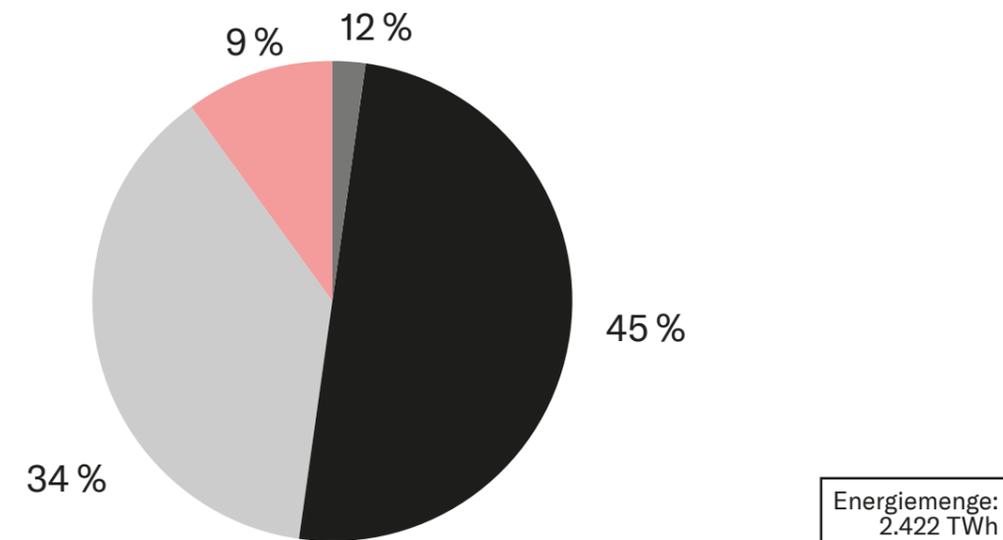


Wegen der einerseits hohen Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und des andererseits sehr hohen Anteils der Energieimporte befindet sich Deutschland in einer starken Ressourcenabhängigkeit von Ländern wie Norwegen, den Niederlanden, Großbritannien oder den USA. Im Jahr 2021 flossen ca. 69 Milliarden Euro für die Nettoeinfuhr von fossilen Energieträgern ins Ausland ab.¹⁹

Abbildung 7 zeigt die Nettoeinfuhr, also die Differenz von Importen und Exporten, wobei die Importe gegenüber den Exporten von Energieträgern im Jahr 2021 dominieren. Mineralöle machen mit 45 Prozent den größten Teil an den insgesamt 2.422 TWh der Nettoimporte aus, Kernenergie mit 9 Prozent den geringsten. Vergleicht man weiterhin die Marktwerte der Nettoimporte vor der Energiekrise mit dem Marktwert der Nettoimporte zu Zeiten der Energiekrise im Jahr 2022, stellt man eine deutliche Erhöhung fest. Im Jahr 2022 betrug der Marktwert der Nettoeinfuhr für fossile Energieträger rund 136,6 Milliarden Euro, was einer Marktwertsteigerung von knapp 98 Prozent entspricht.

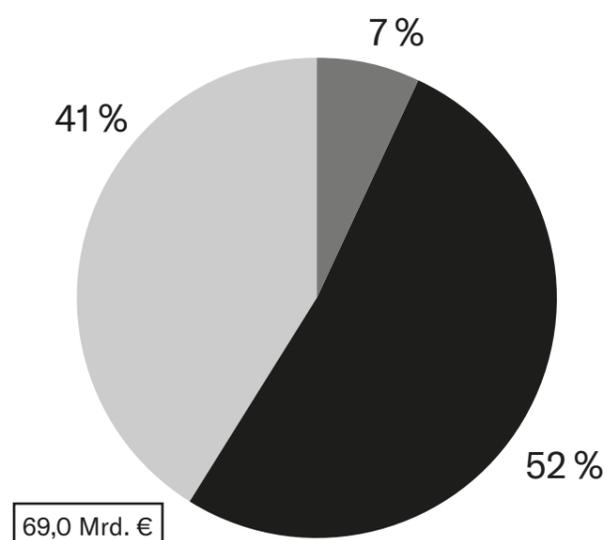
7 Nettoeinfuhr von Primärenergieträgern²⁰

Nettoeinfuhr Energieträger (2021)



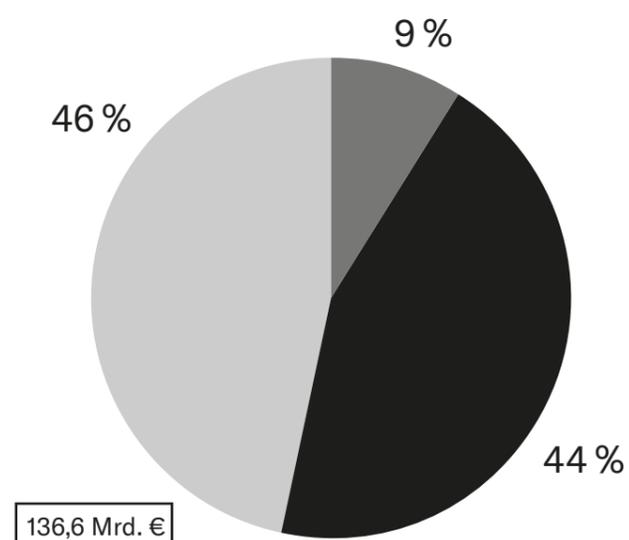
Steinkohle Mineralöl Erdgas Kernenergie

Marktwert Nettoeinfuhr Energieträger (2021)



Steinkohle Mineralöl Erdgas Kernenergie

Marktwert Nettoeinfuhr Energieträger (2022)



Der Krieg Russlands gegen die Ukraine setzte den Anreiz, die bis zuletzt bestehende hohe Importabhängigkeit von Russland, insbesondere beim Bezug von Erdgas, zu reduzieren. Mangels eigener ausreichender Öl- und Gasvorkommen können nur alternative Exportländer diese Importe ersetzen. Mittel- bis langfristig bleibt eine grundsätzliche Abhängigkeit von anderen Staaten bestehen, solange fossile Energieträger nicht durch erneuerbare Energieträger substituiert werden können.

Angesichts des niedrigen Anteils Erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung und der hohen Importabhängigkeit verstärkt sich der Anspruch, die erneuerbare und lokale Wärmeerzeugung zu fördern und auszubauen. Neben den positiven Auswirkungen für die Umwelt entstehen neue wirtschaftliche Marktchancen für die deutsche Energie-, Anlagen- und Versorgungswirtschaft. Ergänzend zum Strom- und Verkehrsbereich müssen zwingend auch Lösungen für die Wärmewirtschaft gefunden werden, die zu einer nachhaltigen Stärkung der lokalen Wertschöpfung führen und die Deutschland als innovative Lösungen weltweit exportieren kann.

Exkurs: Energiekrise seit dem Ukraine Krieg

8 Gasimporte nach Herkunftsländern 2022²¹

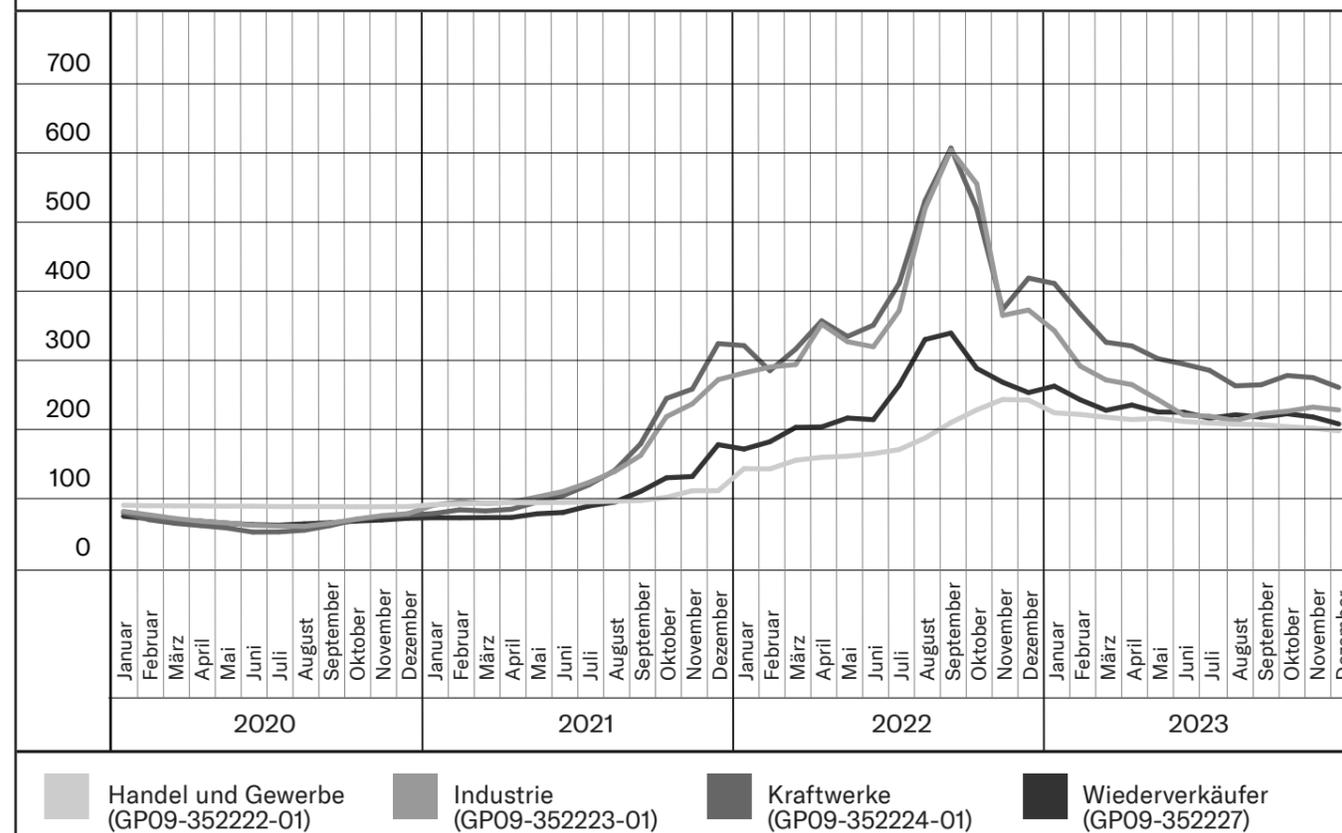
gesamte Importmenge: 1.449 TWh

Herkunftsländer	Importmenge (TWh)
Norwegen	481,0
Russland	313,8
Belgien	259,7
Niederlande	255,5
Tschechien	116,8
Schweiz	16,5
Frankreich	4,1

Wie im vorherigen Absatz festgestellt, ist der deutsche Markt stark abhängig von Energieimporten, insbesondere von Gasimporten. Wie in Abbildung 8 zu sehen, stammte der größte Teil der Gasimporte im Jahr 2022 aus Norwegen mit ca. 481 TWh der insgesamt 1.449 TWh. Der noch in den Vorjahren dominierende Anteil Russlands an den Gasimporten (2021: 52 Prozent)²² ist 2022 aufgrund der dramatischen Entwicklungen in jenem Jahr auf nur noch 22 Prozent gefallen. Da bis zum Jahr 2022 ca. 73 Prozent des in Europa benötigten Gases über Pipelines importiert wurde, sind die Möglichkeiten zur Substitution pipelinegebundener russischer Erdgasimporte durch Infrastruktur wie LNG-Terminals und Regasifizierungs- und Verflüssigungsanlagen beschränkt.²³ Der Umstieg auf Flüssigerdgas (LNG) ist daher mit hohen Kosten und Zeitaufwand verbunden.

Infolge der hohen Unsicherheiten auf den Energiemärkten und einer bis dahin unklaren Versorgungssituation war der Gaspreis in Deutschland besonders starken Preissprüngen ausgesetzt (siehe Abbildung 9). Zum Beispiel verdreifachte sich der Erzeugerpreisindex für Erdgas von Oktober 2021 bis August 2022. Auch der Index "Erdgas, bei Abgabe an Kraftwerke", zeigt einen deutlichen Anstieg. Seit September 2022 ist eine Entspannung des Energiemarktes zu verzeichnen, sodass die Erzeugerpreisindizes für Erdgas gefallen sind.

9 Preisdynamik destatis-Indizes für Erdgas²⁴



Legend:
 Handel und Gewerbe (GP09-352222-01)
 Industrie (GP09-352223-01)
 Kraftwerke (GP09-352224-01)
 Wiederverkäufer (GP09-352227)

Eine ähnliche Entwicklung haben auch andere stofflich gebundene Brennstoffe wie zum Beispiel Biomasse gezeigt, während die Gesteinskosten anderer klimaneutraler Technologien wie Solarthermie, Abwärme und Geothermie nahezu konstant geblieben sind. Stadtwerke und Fernwärmeversorgungsunternehmen, die diese Technologien bereits in ihr Erzeugungsportfolio aufgenommen hatten, konnten die Volatilität in den eigenen Gesteinskosten bedeutend senken. Um zukünftig Rohstoffabhängigkeiten auszuweichen und stabilere Energiepreise zu gewährleisten, ist eine Energieversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien essenziell.

Besonderheiten des Wärmemarktes

Im Vergleich mit der Strom- und Gasversorgung offenbart der Wärmemarkt deutliche Unterschiede. Anders als im Strom- und Gasmarkt, bei dem eine übergeordnete Verteilung und Erzeugung vorzufinden ist, ist der Wärmemarkt eher dezentral und lokal organisiert (siehe Abbildung 4). Die Konsumenten partizipieren viel stärker an der Erzeugung und Bereitstellung der Wärmeenergie durch eine oft gebäudespezifische oder individuelle Lösung.

Bei Neubauten ist zu erkennen, dass die Verbraucher bei der Wahl eines Heizsystems stark auf Anreizsysteme wie z. B. KfW-Programme reagieren. Auch gesetzliche Rahmenbedingungen wie beispielsweise das GEG schaffen einen Anreiz zur Modifizierung der Wärmeversorgung. Die Wechselbereitschaft nach bereits getroffener Wahl eines Heizungsmediums oder im Bestand erwacht in der Regel erst, wenn die zuletzt gewählte Technik am Ende des Lebenszyklus angelangt ist. Gründe hierfür sind, dass sich die anfangs getätigten Investitionskosten in eine Heizungsanlage erst langfristig amortisieren und der organisatorische Aufwand eines Wechsels oft

²¹ Eigene Darstellung auf Basis von Daten des EWI, 2022.

²² Vgl. Bundesnetzagentur, 2022.

²³ Vgl. Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln (EWI), 2022.

²⁴ Eigene Darstellung auf Basis von Daten von Destatis, 2023b.

ein Hemmnis darstellt. Ein Wechsel der Versorgungsart findet in der breiten Masse erst bei hohen finanziellen oder regulatorischen Anreizen statt. Müssen sich Konsumenten für eine neue Heizungsalternative entscheiden und steht dabei ein Fernwärmeanschluss zur Auswahl, lässt sich paradoxerweise erkennen, dass die Konsumenten die Wahl des neuen Heizungsmediums oft von reinen Brennstoffkosten abhängig machen. An dieser Stelle ist für Vergleichszwecke allerdings ein Vollkostenvergleich zu bevorzugen, der neben Brennstoffkosten auch die Installations-, Wartungs- und Instandhaltungskosten beinhaltet. Für die zentrale Fernwärmeversorgung ist diese Herangehensweise oft eine Herausforderung, da der Kunde den Preis für die Wärmebereitstellung aus der Fernwärme mit den Brennstoffkosten am Markt vergleicht. Dies führt in Niedrigpreisphasen der fossilen Energieträger zu Fehlbewertungen der Fernwärme. Aufgrund der jüngsten Entwicklungen am Energiemarkt und auf Basis der Weiterentwicklung des GEG ist die Fernwärmeversorgung stark gefragt. Sie unterscheidet sich von der Einzellösung darin, dass die Fernwärmeversorger Versorgungssicherheit garantieren und sich in Zukunft um die Dekarbonisierung des Netzes kümmern müssen. Wartung, Instandhaltung, Verbesserung der Energieeffizienz und Verteilung liegen in der Verantwortungssphäre des Versorgers.

2.2 Zukünftige Entwicklung des Wärmemarktes

Wie im vorherigen Kapitel dargelegt, nimmt Wärme unter Betrachtung des Endenergieverbrauchs eine wichtige Rolle im Hinblick auf die Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen ein. Ursache hierfür ist der geringe Anteil an regenerativen Energieträgern, die für die Wärme- und Kälteerzeugung zum Einsatz kommen: Im Jahr 2022 lag der Erneuerbare-Energien-Anteil bei 17,4 Prozent (bezogen auf den Endenergieverbrauch). Dabei wurden über 35 Prozent der erneuerbaren Wärme aus Biomasse (fest, flüssig, gasförmig) erzeugt. Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme nahmen unter den erneuerbaren Energieträgern nur einen Anteil von 6 Prozent ein.²⁵

Die Dekarbonisierung der Wärme ist seit Beginn des Ukraine-Kriegs verstärkt in den Fokus gerückt. Gleichzeitig werden die Rahmenbedingungen in der Versorgung mit (Fern-)Wärme immer komplexer. Im Folgenden wird dargestellt, welche makroökonomischen Aspekte, Fördermittel und Gesetze in Deutschland den Rahmen für die Wärme spannen und welcher Investitionsbedarf mit der Transformation einhergeht.

Makroökonomische Aspekte

Klimaneutralität innerhalb der Europäischen Union bis 2050 – dieses Ziel will die Europäische Kommission mit dem im Dezember 2019 veröffentlichten Konzept des European Green Deal umsetzen. Hierfür wurde eine Reihe von Maßnahmen vorgestellt, die zur Treibhausgasreduktion innerhalb der EU beitragen sollen. Letztlich erfordert die Umsetzung dieser Maßnahmen zahlreiche Investitionen in die europäische Wirtschaft. Im Europäischen Klimagesetz (Verordnung (EU) 2021/1119 vom 30. Juni 2021) ist die Erreichung der Klimaneutralität in der EU bis zum Jahr 2050 verbindlich festgelegt.

Aufbauend auf dem European Green Deal und dem Europäischen Klimagesetz hat die Europäische Kommission am 14. Juli 2021 das Maßnahmenpaket „Fit for 55“ vorgelegt. Mithilfe dieser Strategie konkretisiert die EU-Kommission die im Europäischen Klimagesetz festgelegten Ziele bis zum Jahr 2030. Im Zentrum steht die Reduktion der Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Jahr 1990.

Das Maßnahmenpaket stellt eine Trias von gesteckten Klimazielen, marktorientierten Maßnahmen und ordnungsrechtlichen Vorschriften dar, die beispielsweise durch die Ausweitung des Emissionshandelssystems, die Förderung der Nutzung Erneuerbarer Energien, die Steigerung der Energieeffizienz sowie die Anpassung der Steuerpolitik an die Ziele des European Green Deals konkretisiert werden.

Um die Europäische Verordnung auf nationaler Ebene umzusetzen, hat die Bundesregierung das Klimaschutzgesetz (KSG) auf den Weg gebracht. Ziel dieses Gesetzes ist die Erreichung nationaler Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben. Die Bundesregierung möchte dafür die Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 und damit fünf Jahre früher als von der Europäischen Kommission gefordert erreichen. Hierfür betrachtet die Bundesrepublik verschiedene Disziplinen wie die Treibhausgasneutralität, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Strom- und Wärmeerzeugung sowie die Reduzierung des Primärenergieverbrauchs und setzt Wegmarken für die Jahre 2030, 2040, 2045 sowie 2050. Zusammengefasst sind die wesentlichen Punkte zum Stand 2023 in Abbildung 10.

10

Klimaziele der Bundesregierung 2023^{26,27}

	→ 2030	→ 2040	→ 2045	→ 2050
Treibhausgasemissionen* 	-65 %	-88 %	treibhausgas-neutral	treibhausgas-negativ
Anteil EE am Bruttostromverbrauch 	80 %		100 %	
Anteil EE am Wärmeverbrauch 	30 %	80 %	100 %	
Primärenergieverbrauch** 	-20 %			-50 %

* Ausgehend von 1990. | ** Ausgehend von 2008.

Rechtlicher Rahmen

Um die selbst gesteckten Ziele auf dem Weg zur Klimaneutralität zu erreichen, haben verschiedene Bundesregierungen über die Jahre mehrere Gesetze verabschiedet. Zentrale Bedeutung für den Wärmebereich nehmen das Gebäudeenergiegesetz sowie das Wärmeplanungsgesetz ein. Weitere rechtliche Regelungen für den Wärmebereich stellen neben der Novellierung der Renewable Energy Directive (RED) auch die Emissionshandelsgesetze auf nationaler (Brennstoffemissionshandelsgesetz) und internationaler Ebene (EU-ETS) dar.

Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Das im Jahr 2020 in Kraft getretene Gebäudeenergiegesetz (GEG) gilt für Gebäude, die beheizt oder klimatisiert werden. Ziel ist die Einsparung von Energie und die Nutzung Erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden. Hiermit ist bundesweit die Pflicht zur Nutzung Erneuerbarer Energien bei neu errichteten Gebäuden vorgegeben. Die Wärme- und Kälteversorgung eines Gebäudes ist zu einem bestimmten Prozentsatz, mindestens zu 15 Prozent, aus Erneuerbaren Energien zu decken.

Die Pflicht zur Nutzung Erneuerbarer Energien bei bestehenden Gebäuden kann bundeslandspezifisch auf Landesebene vorgegeben werden. Den Mindestanteil haben Baden-Württemberg, Hamburg und Schleswig-Holstein ebenfalls auf 15 Prozent festgelegt. Die meisten Bundesländer zögern jedoch bei Nutzungspflichten für Erneuerbare Energien bei der Wärmeversorgung in Bestandsgebäuden.

²⁶ Vgl. BMWK, 2023.

²⁷ Vgl. Bundesregierung, Koalitionsvertrag, 2021.

Zum 1. Januar 2023 ist eine Änderung des GEG zur Reduzierung des zulässigen Jahresprimärenergiebedarfs im Neubau von bisher 75 Prozent des Referenzgebäudes auf 55 Prozent in Kraft getreten.²⁸ Im Koalitionsvertrag ist die Wärmeversorgung auf Basis von Erneuerbaren Energien eine entscheidende Vorgabe zur Erreichung der klimapolitischen Ziele. Mit den Änderungen der Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes, die seit dem 01. Januar 2024 gelten, nimmt der Ausbau der erneuerbaren Wärmeversorgung nochmals Fahrt auf.

Kernstück der Novelle ist die Einführung einer einheitlich geregelten Erneuerbaren-Energien-Quote von mindestens 65 Prozent bei neu eingebauten Heizungsanlagen. Insbesondere der Einbau einer Hausübergabestation und der damit verbundene Anschluss an ein Wärmenetz stellen eine Möglichkeit dar, um die EE-Quoten zu erfüllen. Der Wärmenetzbetreiber steht dabei in der Pflicht die erforderlichen gesetzlichen EE-Quoten einzuhalten. Die Novellierung des GEG lässt zwar auch den Einsatz von Gasheizungssystemen zu, soweit darin 65 Prozent Biomethan und grüner oder blauer Wasserstoff eingesetzt werden. Die Lieferung dieses als Erneuerbare Energie anerkannten Erdgases aus dem allgemeinen Erdgasnetz ist wie bisher schon bei der Biomethan-Belieferung durch ein Massenbilanzsystem nachzuweisen. Insofern lässt das GEG grundsätzlich auch zukünftig den Betrieb von Erdgasversorgungsnetzen unter der Prämisse einer wirtschaftlichen Verfügbarkeit von Biomethan und Wasserstoff zu.

Das GEG setzt vor allem bei Immobilieneigentümern an. Dennoch sind Versorgungsunternehmen unmittelbar davon betroffen, da der Erfolg des Vertriebs der Produkte Gas und Fernwärme direkt mit der Dekarbonisierung der eigenen Versorgung zusammenhängen wird. Wärmepumpen gewinnen durch die Novellierung nochmals an Bedeutung. Hier gilt es, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln und den Transformationsstrategien für Fernwärme- und Gasnetze gegenüberzustellen.

Wärmeplanungsgesetz (WPG)

Als weiteres Instrument, um das Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung zu erreichen, dient das Wärmeplanungsgesetz, das den Rahmen für die kommunale Wärmeplanung bietet.

Die erste Erwähnung einer kommunalen Wärmeplanung findet sich in Dänemark Anfang der 1970er-Jahre. Zu dieser Zeit war Dänemark stark abhängig von Ölimporten, wobei Öl den größten Teil der damaligen Energieversorgung ausmachte und die beiden Ölkrisen in den Jahren 1973 und 1979 die dänische Wirtschaft stark trafen. Bei der Reduktion der Abhängigkeit von Ölimporten und der Umstellung der Energieerzeugung von Erdöl auf Fernwärme spielte die Wärmeplanung eine bedeutende Rolle.

1979 wurde das erste Gesetz zur Wärmeversorgung in Dänemark verabschiedet, das alle Kommunen zur Wärmeplanung verpflichtete. Bereits Mitte der 1980er-Jahre lagen in fast allen dänischen Kommunen Wärmepläne vor. Im Fokus der damaligen Wärmeplanung stand die Untersuchung von Eignungsgebieten für Fernwärme und Erdgasversorgung und die Frage, welche Heizlösung sich für die unterschiedlich besiedelten Gebiete am besten eignete. Die dicht besiedelten Gebiete sollten mit Fernwärme versorgt werden, weniger dicht besiedelte Gebiete mit Erdgas und die dünn besiedelten Gebiete weiterhin mit dezentralen Heizlösungen. Zunächst lag die Wärmeplanung in der Hand der Regierung. Schnell wurde jedoch klar, dass dieser Top-down-Ansatz nicht der Schlüssel zum Erfolg war. Vielmehr musste die Wärmeplanung mit den regionalen Kenntnissen verknüpft und schließlich in die Hände der Kommunen selbst gegeben werden, die die Wärmeplanung optimal an die jeweiligen lokalen Bedingungen anpassen und diese bestmöglich nutzen konnten. Zudem zeigten Erfahrungen, dass der Wissensaustausch zwischen den betroffenen Akteuren und Stakeholdern für die erfolgreiche Umsetzung eines kommunalen Wärmeplans essenziell ist.

Auch in Deutschland ist ein Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung eingeführt worden: Das Wärmeplanungsgesetz (WPG) enthält die Verpflichtung der Länder und Kommunen, verbindliche Wärmepläne für klimaneutrale Wärmenetze vorzulegen (siehe auch Abschnitt 5.1.1). Den Gesetzentwurf hat der Bundestag am 17. November 2023 beschlossen; das WPG ist zum 1. Januar 2024 in Kraft getreten.

Das vorliegende Gesetz der Bundesregierung lässt die Richtung der zukünftigen Entwicklung erahnen. Es sieht in § 5 Umsetzungsfristen vor, wonach für Gebiete, in denen mehr als 100.000 Einwohner gemeldet sind, bis spätestens 30. Juni 2026 Wärmepläne vorzulegen sind. Für Gemeinden mit mehr als 10.000 Einwohnern sollen Wärmepläne bis spätestens 30. Juni 2028 erstellt werden. Wie bereits in der Vorbereitung auf das Gesetz angenommen, werden zunächst die Bundesländer verpflichtet, die Regelungen und Maßgaben des Bundesgesetzes in Landesrecht zu überführen. Anschließend sollen die Länder eine jeweils planungsverantwortliche Stelle bestimmen, die die Umsetzung vor Ort durchführt. Dies werden höchstwahrscheinlich die jeweiligen Kommunen sein.

Für Kommunen, die bereits einen Wärmeplan erstellt hatten oder sich bis zum Inkrafttreten des WPG inmitten der Planung befinden, sieht das Gesetz Übergangsregelungen vor. Sofern die bereits im Voraus erstellten Wärmepläne den inhaltlichen Anforderungen des WPG weitestgehend entsprechen, werden sie voraussichtlich anerkannt. Allerdings gilt für alle Wärmepläne die Vorgabe der Prüfung sowie der kontinuierlichen Fortschreibung in einem Intervall von fünf Jahren. Spätestens dann müssen alle Wärmepläne den exakten Vorgaben des WPG entsprechen und ggf. Erweiterungen bei bestehenden Wärmeplänen vorgenommen werden.

Das Wärmeplanungsgesetz enthält nicht nur detaillierte Regelungen zur Durchführung (§§ 13 ff. WPG) und Datenbearbeitung, sondern auch auch Vorgaben über die Beteiligung und die Mitwirkung der wichtigsten Stakeholder (Beteiligungskonzept, § 7 WPG), die Berücksichtigung von Bauleitplanung und Infrastrukturplanung (Erdgas-, Strom-, Wärme- und Kältenetze) sowie die Betrachtung übergeordneter Strategien, bspw. der Nationalen Wasserstoffstrategie.

Weiterhin stellt das Wärmeplanungsgesetz konkrete Anforderungen an Wärmenetze und gibt klare Vorgaben für den Anteil Erneuerbarer Energien in den Netzen: Bestehende Wärmenetze sind ab dem Jahr 2030 verbindlich zu mindestens 30 Prozent mit Wärme aus Erneuerbaren Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination aus beidem zu speisen. Für neue Wärmenetze gilt die gleiche Regelung, allerdings mit einem Anteil von mindestens 65 Prozent, bereits seit dem 1. Januar 2024.

Das Gesetz sieht auch eine weitreichende Verpflichtung für Betreiber von Wärmenetzen zur Erstellung von Transformations- und Wärmenetzausbauplänen vor, wobei bestandskräftige Bescheide des BAFA im Sinne der BEW ausdrücklich als Transformations- und Wärmenetzausbaupläne anerkannt werden sollen.

Novellierung der Renewable Energy Directive (RED) II

Im Jahr 2022 wurde die Erneuerbare-Energien-Richtlinie überarbeitet. Die Novellierung von RED II soll dazu beitragen, das europäische THG-Minderungsziel von 55 Prozent bis zum Jahr 2030 erreichen zu können. Für das weitere Ziel, bis zum Jahr 2030 45 Prozent des Energiebedarfs aus Erneuerbaren Energien zu decken, beschreibt die Richtlinie Unterziele für den Wärmemarkt, insbesondere für die Industrie und den Gebäudesektor sowie Fernwärme und -kälte. Für Fernwärmenetze gibt die Novelle das Ziel aus, den Anteil der Erneuerbaren Energien in den Netzen um 2,3 Prozent pro Jahr zu steigern.²⁹

Emissionshandelsgesetz (national und international)

Eine zentrale Rolle im Wärmemarkt spielen auch die Emissionshandelsgesetze/-systeme auf nationaler (BEHG) und europäischer Ebene (EU-ETS). Das EU-Emissionshandelssystem ist das zentrale europäische Klimaschutzinstrument, durch das CO₂-Emissionen aus großen Industrieanlagen und der Wärme- und Stromerzeugung bepreist werden. Teilnehmer, die dem Emissionshandel unterliegen, können Emissionsberechtigungen durch eine kostenlose Zuteilung, einen Verkauf oder eine Versteigerung erhalten. Am 25. März 2023 hat der Europäische Rat im Rahmen des Maßnahmenpakets „Fit for 55“ seine Beschlüsse zur Reform des Emissionshandels verabschiedet. Im Rahmen der Reform soll u. a. der Gebäudesektor in das Handelssystem aufgenommen werden. Diese Reform ist noch in nationales Recht umzusetzen.

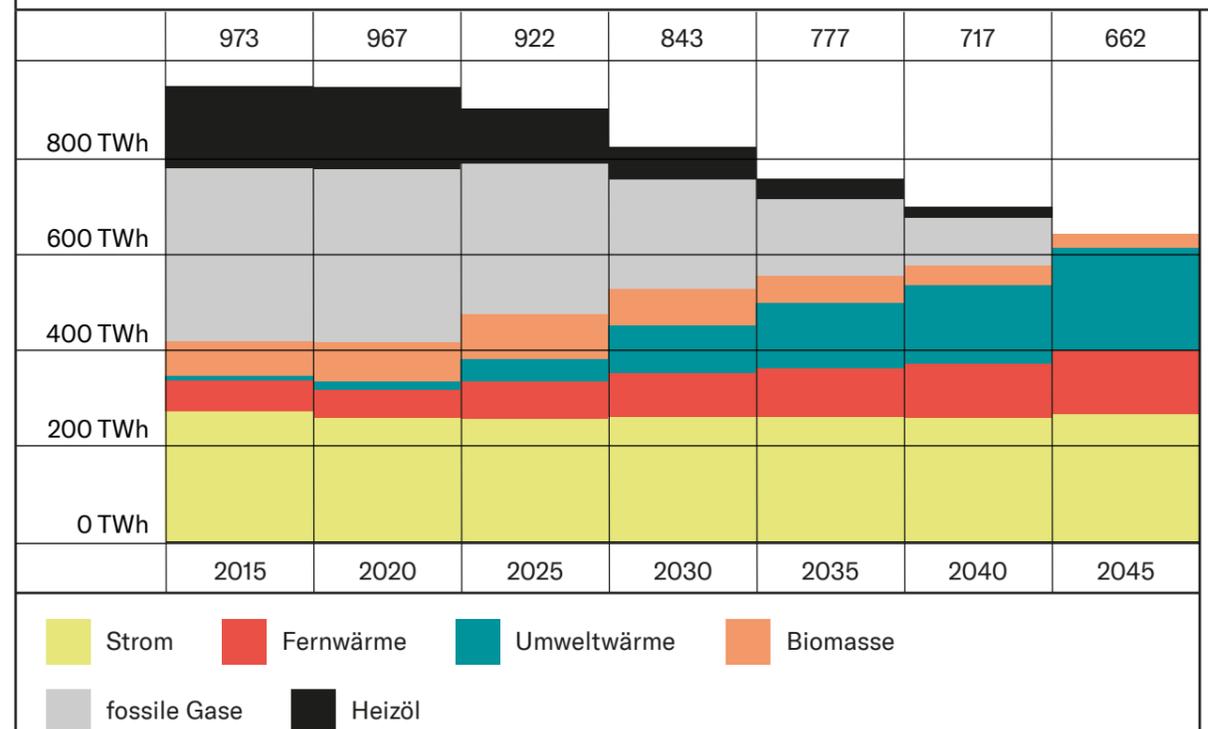
Das Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG) wurde am 19. Dezember 2019 als Teil des Klimapakets der damaligen Bundesregierung verkündet. Es regelt den Emissionshandel für die Sektoren Wärme und Verkehr seit dem Jahr 2021, um die nationalen Klimaschutzziele Deutschlands zu erreichen. Das BEHG sieht vor, alle fossilen Brennstoffemissionen, die nicht bereits dem EU-ETS unterliegen, mit einer nationalen CO₂-Bepreisung zu versehen. Bis einschließlich 2025 sind die Zertifikatspreise gesetzlich fixiert. Ab 2026 sind die Zertifikate über ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) einzukaufen.

Prognostizierte Entwicklungspfade

Um die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen, sind neben der klimaneutralen Transformation der Wärmeerzeugung auch die Effizienzsteigerungen und damit einhergehend die Reduzierung des Wärmebedarfs von entscheidender Bedeutung. Hierzu stellen zahlreiche Studien unterschiedliche Zielszenarien auf, die keinen eindeutigen Transformationspfad erkennen lassen. In einem sind sich die wissenschaftlichen Ausarbeitungen einig: Die Reduzierung des Wärmebedarfs ist unabdingbar. Das Bundesministerium für Klimaschutz hat ein Zielbild veröffentlicht, aus dem sich der zukünftige Wärmebedarf für Deutschland ableiten lässt. So zeigt sich im Jahr 2015 im Gebäudesektor noch ein Endenergieverbrauch von rund 973 TWh, der größtenteils aus fossilen Energieträgern bereitgestellt wird. Im Zielszenario wird im Jahr 2045 die klimaneutrale Wärme primär über Fernwärme sowie Umweltwärme bereitgestellt. Der Endenergieverbrauch reduziert sich auf rund 662 TWh (siehe Abbildung 11).

11

Zielbild BMWK: Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträgern (2022)³⁰



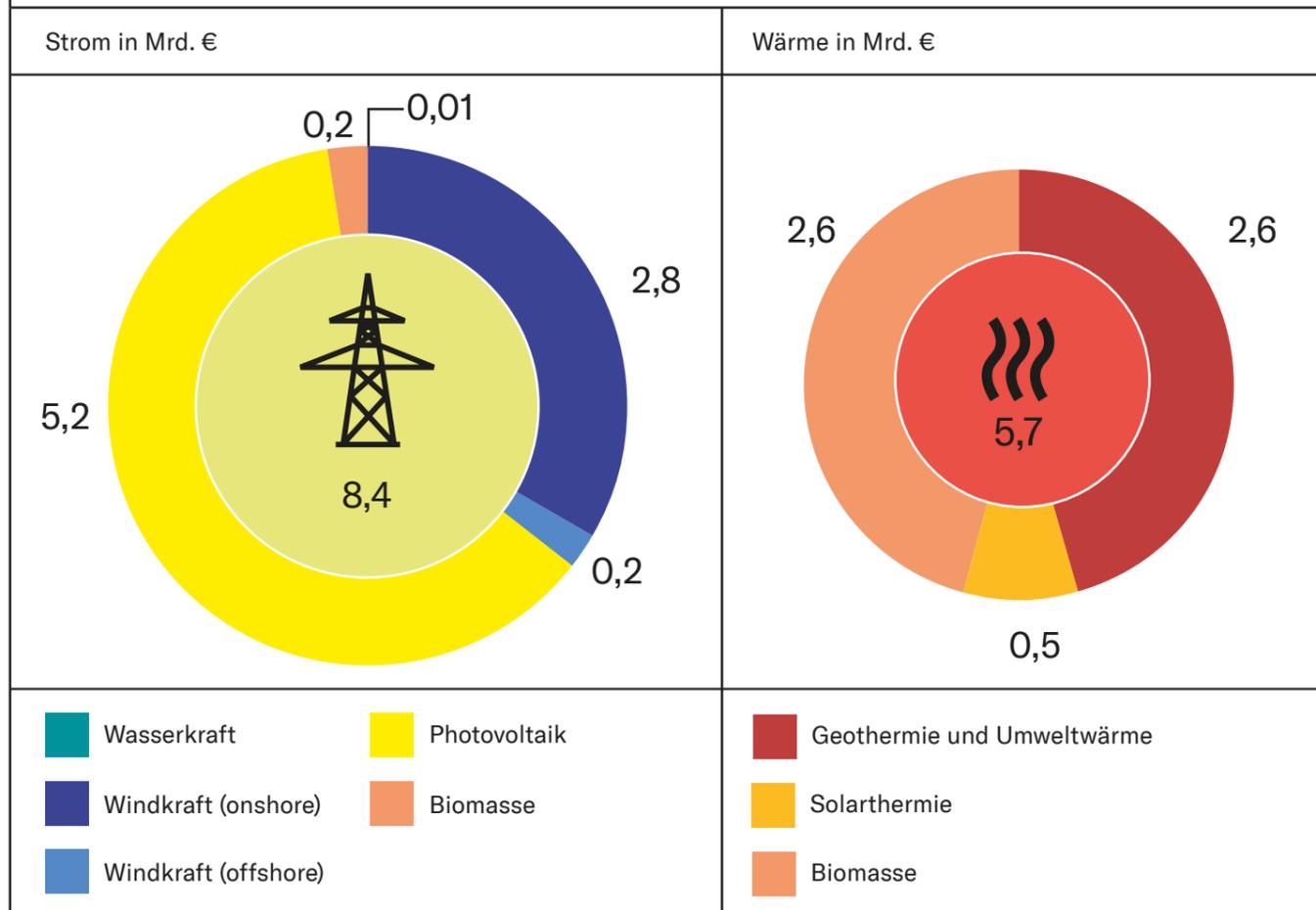
Notwendiger Investitionsbedarf

Bei der Umstellung auf regenerative Energien konnte Deutschland in den letzten Jahren bereits erhebliche Erfolge verzeichnen, die allerdings beinahe ausschließlich in der Stromerzeugung zu verorten sind. Im Stromsektor wurden erheblich höhere Investitionssummen bewegt, die auch in der heimischen Wirtschaft angekommen sind.

Der gezielte Ausbau der Erneuerbaren Energien im Wärmesektor blieb bislang indes aus. Der Anteil der Erneuerbaren an der Wärmebereitstellung lag 2021 bei knapp 14 Prozent. Dieses Bild spiegelt sich auch bei den getätigten Investitionen in erneuerbare Erzeugungstechnologien wider. Von den im Jahr 2021 insgesamt für die Umstellung von fossiler auf regenerative Energieversorgung aufgewendeten 14,1 Milliarden Euro entfällt der Großteil (8,4 Milliarden Euro) auf den Ausbau von Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, hauptsächlich Photovoltaik. Lediglich 5,7 Milliarden Euro der Investitionen entfallen auf den Wärmesektor. Um den benötigten Anteil grüner Wärme im Jahr 2045 zu erzielen, muss das Investitionsvolumen deutlich zunehmen. Dies beinhaltet auch die Chance, unabhängiger von Importen fossiler Energieträger zu werden und die inländische Wertschöpfung anzukurbeln (siehe Abbildung 12).

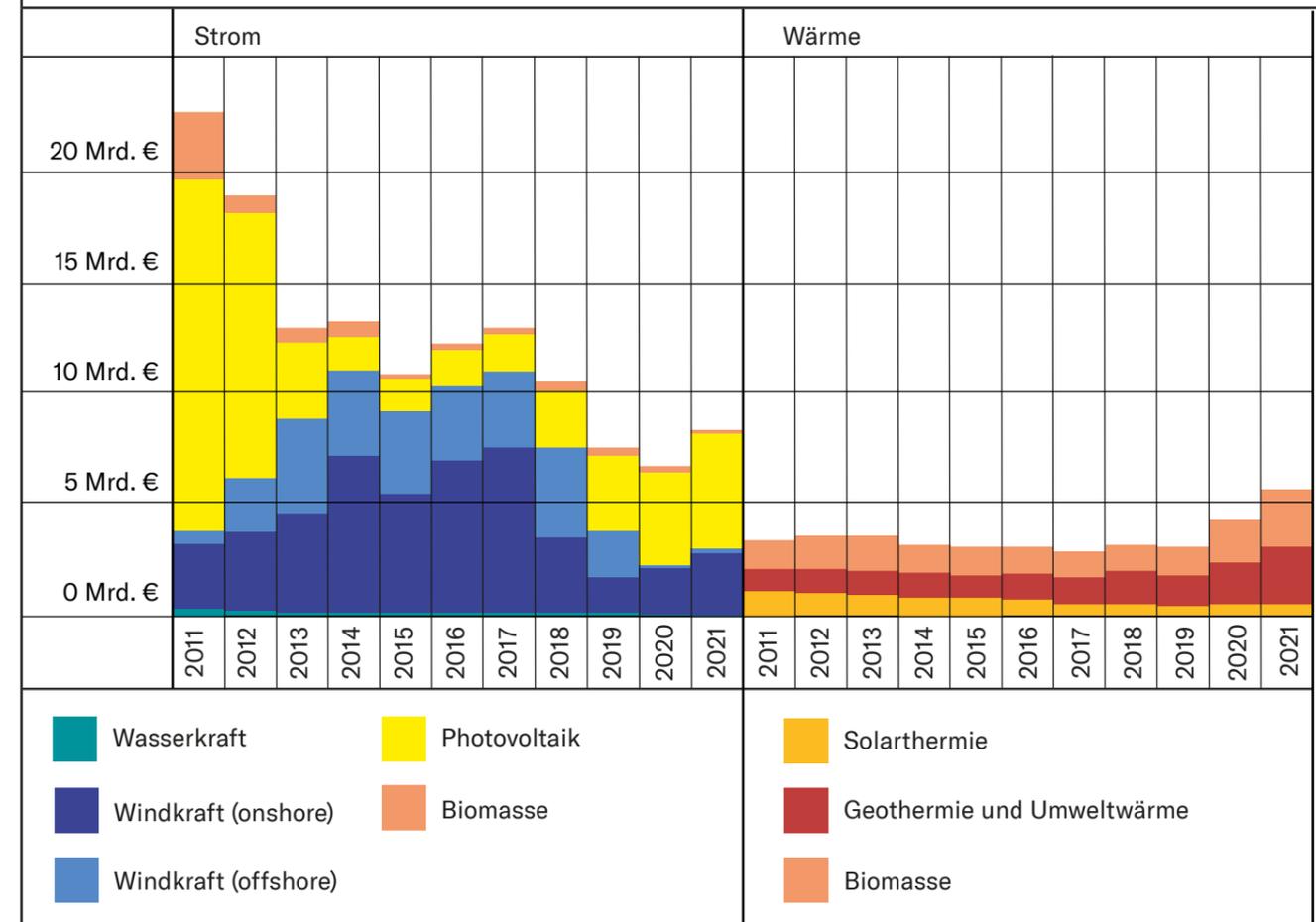
³⁰ Eigene Darstellung auf Basis von Daten des BMWK, 2022c.

12 Investitionen in Erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2021: Strom und Wärme³¹



Betrachtet man die Investitionsvolumina der letzten zehn Jahre, ist hinsichtlich der Aufteilung auf Strom und Wärme eine Änderung im Investitionsverhalten erkennbar. Flossen im Jahr 2011 noch rund 22,8 Milliarden Euro in Ersatzinvestitionen für erneuerbare Stromerzeugung und nur 3,4 Milliarden Euro in Ersatzinvestitionen für erneuerbare Wärmeerzeuger, war im Jahr 2021 auf der Stromerzeugungsseite ein Rückgang von knapp 85 Prozent zu verzeichnen, während die Investitionen in die erneuerbare Wärmeerzeugung um knapp 68 Prozent anstiegen (siehe Abbildung 13).

13 Entwicklung der Investitionen für die Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen³²



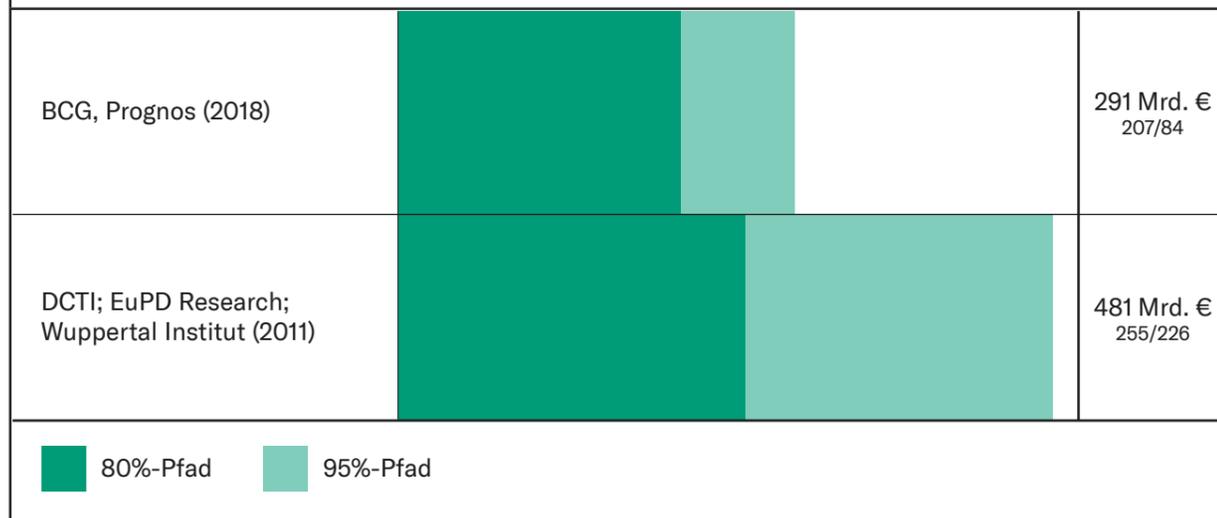
Um die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045 realisieren zu können, sind weitere Investitionen in den Ausbau und die Transformation notwendig. Die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ der Agora Energiewende skizziert einen Transformationspfad, der bis 2045 eine deutliche Veränderung in der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser aufzeigt: Die benötigte Wärme wird sowohl dezentral als auch zentral über Fernwärme bereitgestellt und von der überwiegend erdgasbasierten Versorgung auf eine erneuerbare Wärmeversorgung umgestellt. Während bei der dezentralen Wärmeversorgung schwerpunktmäßig Wärmepumpen eingeplant werden, spielt in der zentralen Wärmeversorgung ein Mix aus Großwärmepumpen, Tiefengeothermie und Abwärme wie auch aus Biomasse und synthetischen Gasen (beispielsweise Wasserstoff) die zentrale Rolle.³³

Die geschätzten Investitionen für eine dezentrale und zentrale klimaneutrale Wärmeversorgung belaufen sich bis zum Jahr 2045 auf einen Gesamtbetrag zwischen 313 und 383 Milliarden Euro. Dieses Investitionsvolumen setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Die dezentrale Wärmeversorgung berücksichtigt den Ersatz fossiler Wärmeerzeuger durch erneuerbare Wärmequellen sowie die Reduzierung des Wärmebedarfs. Neben der dezentralen Wärmeversorgung werden auch die zentrale Wärmeversorgung, der Ausbau des Fernwärmenetzes und die damit einhergehenden Neuanschlüsse bzw. Nachverdichtungen sowie die Transformation der Fernwärmeerzeugung selbst berücksichtigt. Etwaige Reinvestitionen in bestehende Anlagen, Netze, Hausanschlussstationen etc. sind in dieser Volumenberechnung nicht betrachtet und würden das erforderliche Investitionsvolumen nochmals erhöhen.³⁴

32 Eigene Darstellung auf Basis von Daten des BMKW, 2022a.
 33 Vgl. Agora Energiewende, 2021.
 34 Eigene Berechnung auf Basis von Agora Energiewende 2021 und AGFW 2021

Diese berechnete Größenordnung der Investitionen reiht sich damit in bereits vorhandene Studien ein, die sich mit dem Investitionsvolumen rund um die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung beschäftigt haben. In der Literatur gehen die Werte für das erforderliche Investitionsvolumen teilweise deutlich auseinander. Die vorhandenen Studien gehen teilweise davon aus, dass eine klimaneutrale Transformation bis zum Jahr 2050 nur bedingt erreichbar sein wird. Hinsichtlich der potenziellen Zielerreichung werden Werte zwischen 80 und 95 Prozent diskutiert. Bei einer 80prozentigen CO₂-Reduktion in den Jahren 2020 bis 2050 sollen nach einer Studie von BCG und Prognos insgesamt 207 Milliarden Euro und für den Fall der 95prozentigen CO₂-Reduktion 291 Milliarden Euro investiert werden müssen. Das DCTI und das Wuppertal Institut schätzen den Investitionsbedarf nochmals höher auf rund 481 Milliarden Euro.

14 Notwendiges Investitionsvolumen für regenerative Wärme in Deutschland (2020-2050)³⁵



2.3 Marktanalyse nach Urbanitätsgrad – heute bis 2045

Das folgende Kapitel befasst sich mit der Marktanalyse und dem Urbanitätsgrad in Deutschland bis 2045. Zunächst wird der Urbanitätsgrad in Abhängigkeit von den Siedlungstypen und der Wärmedichte dargestellt, um die Zusammenhänge zwischen Urbanitätsgrad und Wärmeverteilung zu verdeutlichen. Im Anschluss werden die ermittelten Urbanitätsgrade in Bezug auf das Startjahr 2020 und die Zieljahre 2030, 2040 und 2045 analysiert.

2.3.1 Wärmeverteilung nach Urbanitätsgrad

Für eine erfolgreiche Transformation des Wärmemarktes ist es notwendig, kurzfristig Lösungsstrategien zu entwickeln. Die Komplexität des Wärmemarktes erschwert allerdings konkrete Vorschläge, auch seitens der Politik, denn stets sind verschiedene Faktoren zu beachten. Dazu gehören u. a. die Struktur der Sektoren private Haushalte, GHD und Industrie, die verschiedenen Nutzwärmebereiche Raumheizung, Warmwasserbereitstellung und Prozesswärme sowie lokale Unterschiede in verschiedenen Gebieten und ganzen Städten, Gemeinden oder Dörfern. Diese Auflistung reißt die Komplexität nur an und verdeutlicht, dass eine simple und leicht verständliche Einteilung nicht realisierbar ist.

Der Sektor Industrie benötigt im Wärmebereich sehr spezifische Lösungen, die stark von den prozessbedingten Temperaturen abhängen. Während die Bereitstellung von Prozesswärme oft sehr energieintensiv und heterogen ist, ist die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren GHD und private Haushalte eher homogen und für spezifische Strukturen vergleichbar. Diese Strukturen sollen im Folgenden näher aufgezeigt werden, wobei der Fokus auf dem Nutzwärmebedarf für Raumheizung und Warmwasserbereitung liegt. Die Abwärme aus industriellen Prozessen steht als Wärmequelle für den Nutzwärmebedarf zur Verfügung und kann zu einer effizienten Wärmeversorgung beitragen.

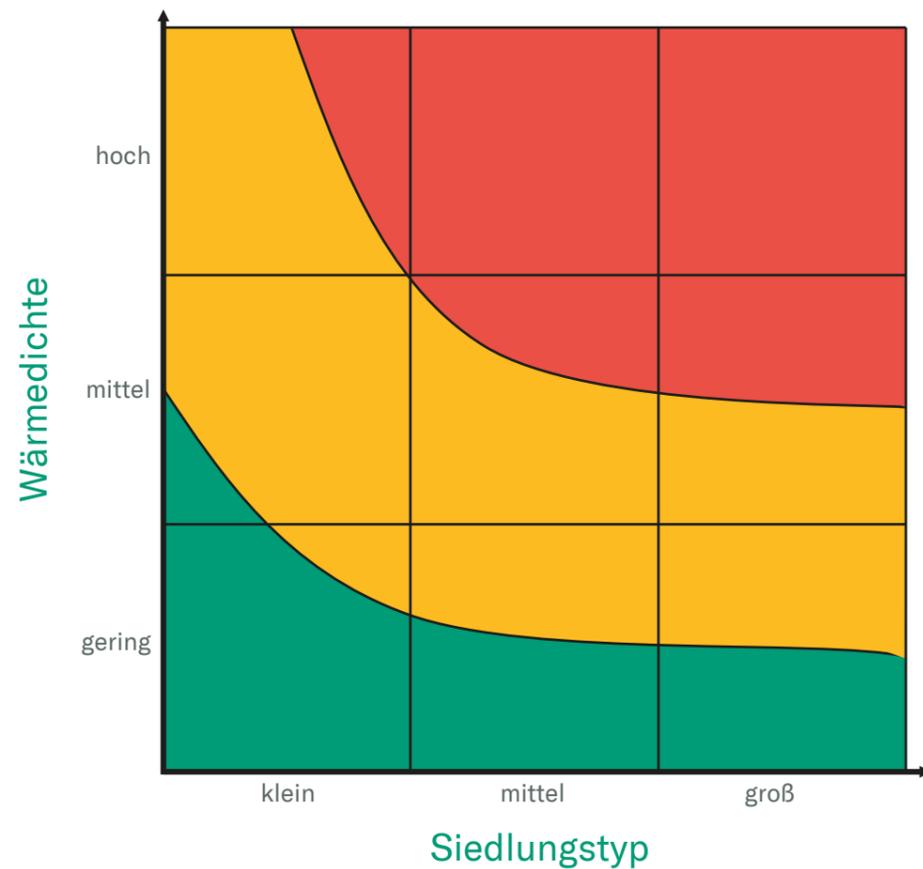
Während das Nutzerverhalten im Nutzwärmeverbrauch für Raumheizung und Warmwasser relativ homogen und mit entsprechendem Know-how prognostizierbar ist, unterscheiden sich die Versorgungskonzepte durch die jeweils vorliegende Siedlungsstruktur bzw. den wärmespezifischen Urbanitätsgrad. Der wärmespezifische Urbanitätsgrad wird aus zwei Dimensionen heraus qualitativ abgeleitet (siehe zur grafischen Orientierung Abbildung 15). Die erste Dimension bildet die Wärmedichte und entspricht dem flächenspezifischen Wärmebedarf. Die Einteilung erfolgt qualitativ in die drei Kategorien hoch, mittel und gering. Als zweite Dimension wird der Siedlungstyp herangezogen. Aus der Klassifizierung nach Gemeindetypen des Bundesamtes für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) werden qualitativ die Siedlungstypen groß, mittel und klein abgeleitet, wobei der Übergang fließend verläuft. Die Einteilung erfolgt dreistufig in dicht besiedelte, mittel besiedelte und dünn besiedelte Gebiete.

Dicht besiedelte Gebiete zeichnen sich vor allem durch eine hohe Wärmedichte aus. Selbst in kleinen Siedlungen sind dicht besiedelte Gebiete anzutreffen, beispielsweise im Stadtzentrum oder bei Krankenhäusern im Verbund mit anderen kommunalen Einrichtungen oder in Gewerbegebieten. Lediglich bei den kleinsten Siedlungen sind keine dicht besiedelten Gebiete vorzufinden. Mit zunehmender Siedlungsgröße steigt auch die durchschnittliche Wärmedichte an und die Anzahl dicht besiedelter Gebiete nimmt zu. So zählen sowohl bei mittleren als auch bei großen Siedlungen Teilbereiche mit mittlerer Wärmedichte zu den dicht besiedelten Gebieten. Das lässt sich daraus ableiten, dass diese Gebiete oftmals an die Gebiete mit hoher Wärmedichte anschließen, insgesamt als Verbund angesehen werden können und bezüglich der Wärmeversorgung deshalb günstige und homogene Infrastrukturmöglichkeiten bieten.

Die nächste Kategorie bilden die mittel besiedelten Gebiete. Sie sind bei jedem Siedlungstyp anzutreffen und durch ein ausgewogenes Verhältnis von Wärmebedarf und Flächenangebot charakterisiert. In großen Siedlungen sind mittel besiedelte Gebiete typischerweise außerhalb des Ballungszentrums zu finden; sie zeichnen sich durch Eigentumswohnungen oder Ein- bis Zweifamilienhäuser mit kleinem Garten und Garage aus. Ähnlich sieht es bei mittleren Siedlungen aus. Je kleiner die Siedlung allerdings ist, desto größer ist der Anteil mittel besiedelter Gebiete auch im Stadtzentrum. In den kleinsten Siedlungen ist daher die gesamte Innenstadt als mittel besiedeltes Gebiet anzusehen.

Die restlichen Bereiche in allen Siedlungstypen bilden die dünn besiedelten Gebiete. Besonders einprägsam sind diese Bereiche bei sehr kleinen Siedlungstypen, in denen der Abstand der Häuser zueinander wächst und viel Fläche nicht als Wohnraum genutzt wird. In den mittleren wie auch in den großen Siedlungen sind diese Bereiche an den Rändern anzutreffen, was oftmals darin begründet liegt, dass vormals selbstständige Gemeinden am Stadtrand eingemeindet wurden. Außerdem sind in mittleren und großen Siedlungen Grünflächen vorzufinden, die das Stadtbild prägen, aber dennoch sehr geringe Wärmedichten aufweisen. Diese Bereiche fallen ebenfalls in die Kategorie der dünn besiedelten Gebiete.

Wärmespezifischer Urbanitätsgrad in Abhängigkeit von Wärmedichte und Siedlungstyp³⁶



■ dicht besiedelt
 ■ mittel besiedelt
 ■ dünn besiedelt

Der vorgestellte wärmespezifische Urbanitätsgrad ermöglicht eine qualitative Einteilung Deutschlands in drei Bereiche. Die vereinfachte Einteilung soll in den folgenden Analysen dazu dienen, Strategien zu entwickeln, die an die verschiedenen Gebiete angepasst werden und letztlich durch konkrete Maßnahmen durchgesetzt werden können. Abschließend soll eine Priorisierung die schnelle Umsetzung der Maßnahmen ermöglichen.

2.3.2 Analyse der Urbanitätsgrade in Deutschland

Zur Analyse der wärmespezifischen Urbanitätsgrade dienen (sozio-)ökonomische und ökologische Kriterien. Es wird sowohl die aktuelle Lage (2023) als auch die erwartete Entwicklung im Jahr 2045 diskutiert. Anhand dessen können in den folgenden Kapiteln Überlegungen zum Technologieeinsatz und die Herleitung der Wärmezielscheibe erfolgen. Grundlage ist die demografische und strukturelle Aufteilung Deutschlands. Dazu werden die Fläche und die Einwohnerzahl der Bundesrepublik auf die Urbanitätsgrade verteilt. Anschließend wird darauf eingegangen, wie sich der jährliche Wärmebedarf für Warmwasser und Raumwärme auf die Gebiete verteilt und welche Entwicklungen bis 2045 zu erwarten sind. Analog wird die Verteilung der jährlichen CO₂-Emissionen und des jährlichen Marktvolumens sowie der jeweilige Stand für die Stützjahre 2030, 2040 sowie 2045 dargestellt.

Die Analysen haben unsere Expertinnen und Experten auf Basis von aktuellen statistischen Auswertungen in Kombination mit Studien über den Wärmemarkt entwickelt und um eigene Berechnungen ergänzt. Die Daten für Bevölkerung und Einwohnerzahlen beruhen auf den Statistiken des BBSR; für die Kalkulation des Wärmebedarfs ist die 40/40-Strategie des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW) in die Überlegungen eingeflossen. Außerdem wurde der Heizkostenvergleich des AGFW zur Ermittlung des Marktvolumens herangezogen. Insbesondere im Hinblick auf die Entwicklung bis 2045 wurden zudem die Publikation „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der Agora Energiewende und die dena-Leitstudie „Klimaneutralität 2045 – Transformation des Gebäudesektors“ berücksichtigt. Eine Übersicht über die berechnete Verteilung der Indikatoren Fläche, Bevölkerung, Wärmebedarf, CO₂-Emissionen und Marktvolumen auf die wärmespezifischen Urbanitätsgrade für die Jahre 2020, 2030, 2040 sowie 2045 befindet sich in Tabelle 1.

Bevölkerungsverteilung

Die Datenbank des BBSR nimmt eine Einteilung der Flächen- und Bevölkerungsdaten für Deutschland nach Großstadt, Mittelstadt, größere Kleinstadt, kleine Kleinstadt und Landgemeinde vor. Zur Vereinfachung werden die Gruppen nachfolgend in Großstadt, Mittelstadt und kleinere Gemeinden geclustert. In deutschen Großstädten leben derzeit 26,6 Millionen Menschen, Mittelstädte bieten Wohnraum für 24,0 Millionen Menschen, Kleinstädte für 24,5 Millionen Menschen und kleinere Landgemeinden beherbergen 8,1 Millionen Menschen.

Die Clusterung erlaubt eine qualitative Verteilung nach Urbanitätsgrad. Die Gesamtbevölkerung nach dieser Klassifizierung von rund 83,2 Millionen Einwohnern verteilt sich relativ gleichmäßig auf die Urbanitätsgrade.³⁷ In dicht besiedelten Gebieten, also Ballungs- und Stadtzentren, leben 90 Prozent der Menschen aus Großstädten, 20 Prozent aus Mittelstädten und 5 Prozent aus sonstigen Gemeinden, also insgesamt rund 30 Millionen Menschen. In mittel besiedelten Gebieten, den suburbanen Gebieten, aufgeteilt in 9 Prozent der Großstädte, 75 Prozent der Mittelstädte und 15 Prozent der sonstigen Gemeinden, leben knapp 25 Millionen Menschen. Die restlichen 28 Millionen Menschen verteilen sich auf die dünn besiedelten Gebiete. Anhand der Bevölkerungsdichte (= Einwohner je Fläche) wird die Definition der Urbanitätsgrade verdeutlicht. Dicht besiedelte Gebiete zählen im Mittel 1.436 Einwohner/km², mittel besiedelte Gebiete 315 Einwohner/km² und dünn besiedelte Gebiete 108 Einwohner/km². Laut Untersuchungen des Statistischen Bundesamtes wird bis 2045 ein leichtes Bevölkerungswachstum auf rund 84,5 Millionen Einwohner erfolgen. Die Verteilung auf die dicht, mittel und dünn besiedelten Gebiete ändert sich aufgrund von strukturellen und demografischen Effekten allerdings deutlich. Neben Landflucht, Suburbanisierung und Urbanisierung haben weitere strukturelle Effekte Einfluss auf die Verteilung. Dazu gehören beispielsweise die Ost-West-Verschiebung sowie fluktuierende Effekte verschiedener Altersklassen, z. B. durch Umzug in dicht besiedelte Gebiete bei Ausbildungsbeginn, Umzug in dünn bis mittel besiedelte Gebiete bei Familiengründung und erneuter Umzug in mittel oder dicht besiedelte Gebiete im Alter. Bereits in den Jahren 2030 und 2040 ist eine Änderung der Bevölkerungsverteilung nach dünn, mittel oder dicht besiedelten Gebieten zu erkennen. So sollen sich die insgesamt 83,7 Millionen Menschen im Jahr 2030 mit 34 Millionen Einwohnern auf dicht besiedelte, mit 28 Millionen Einwohnern auf mittel und mit 22 Millionen Einwohnern auf dünn besiedelte Gebiete verteilen. Für 2040 geht Destatis schon von 84,2 Millionen Einwohnern insgesamt aus; die Verteilung ähnelt bereits der Verteilung im Jahr 2045 (Abbildung 16). Es ist davon auszugehen, dass 2045 nur noch 14 Millionen Menschen in dünn besiedelten Gebieten leben werden. Ein Großteil davon wandert in mittel besiedelte Gebiete ab. Zudem veranlasst der Effekt von Zuzug den Wandel von dünn in mittel besiedeltes Gebiet. 2045 werden deshalb 32 Millionen Menschen in mittel besiedelten Gebieten leben. Der Zuwachs in dicht besiedelten Gebieten beträgt 8 Millionen auf insgesamt 38 Millionen Einwohner. Es ist davon auszugehen, dass mehr Menschen in die Ballungszentren ziehen möchten, das Angebot an Wohnungen allerdings nicht in gleichem Umfang vorhanden

ist. Ballungszentren und Großstädte kämpfen bereits heute mit Wohnungsmangel. Deshalb wird ein Großteil der Menschen in Stadtviertel außerhalb des inneren Kerns ziehen (heute noch mittel besiedelte Gebiete). Entweder erfolgt in diesen Gebieten ein Neubau von großen Wohnsiedlungen mit der Folge des strukturellen Wandels von mittel in dicht besiedelt oder die Menschen verteilen sich stärker über die verfügbare Fläche der mittel besiedelten Gebiete, sodass die Bevölkerung in mittel besiedelten Gebieten ansteigt.

16 Verteilung der Bevölkerung³⁸



Flächenbedarf

Die Gesamtfläche der Bundesrepublik erstreckt sich über rund 357.000 km². Deutsche Großstädte nehmen laut den Statistiken des BBSR 13.800 km², Mittelstädte 57.600 km², Kleinstädte 166.400 km² und sonstige Landgemeinden 119.900 km² ein.³⁹ Mit nur 21.000 km² (ca. 5 Prozent) belegen dicht besiedelte Gebiete den geringsten Flächenanteil. Sie setzen sich zu 70 Prozent aus Flächen von Großstädten, 15 Prozent aus Mittelstädten und 1 Prozent aus sonstigen Gemeinden zusammen. Den mittel besiedelten Gebieten sind 20 Prozent der Fläche von Großstädten, 40 Prozent von Mittelstädten und 19 Prozent von sonstigen Gemeinden zugewiesen. So entsteht eine Fläche mittel besiedelter Gebiete von 80.000 km². Der restliche Teil der Bundesrepublik, 256.000 km², verteilt sich auf die dünn besiedelten Gebiete.

Während die Gesamtfläche der Bundesrepublik in Zukunft voraussichtlich unverändert bei 357.000 km² bleiben wird, ändert sich die Verteilung des Flächenbedarfs auf dicht, mittel und dünn besiedelte Gebiete. Für 2030 geht man von einer Fläche dicht besiedelter Gebiete von ca. 29.000 km² aus. Die mittel besiedelten Gebiete werden mit ihrem Flächenbedarf ebenfalls ansteigen auf 87.000 km², dünn besiedelte Gebiete werden bis 2030 auf 241.000 km² zurückgehen, aber weiterhin den größten Teil der Fläche ausmachen. Auch mit Blick auf die Verteilung im Jahr 2040 (siehe Abbildung 17) ist der Trend zu erkennen, dass die dicht und mittel besiedelten Gebiete einen zunehmenden Flächenbedarf ausweisen, während der Bedarf bei den dünn besiedelten Gebieten sinkt.

Für die Entwicklung bis 2045 wird erwartet, dass sich mittel und dicht besiedelte Gebiete im Rahmen der zunehmenden Urbanisierung und Suburbanisierung weiter ausdehnen. Dünn besiedelte Gebiete werden durch die Ausdehnung zurückgedrängt oder transformieren sich durch die genannten Effekte in mittel besiedeltes Gebiet. Dicht besiedelte Gebiete werden sich auf 41.000 km² ausdehnen, mittel besiedelte Gebiete auf 96.000 km² wachsen und dünn besiedelte Gebiete auf 220.000 km² schrumpfen.

Verteilung der Flächen⁴⁰

Wärmebedarf

Die derzeitige Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser in Höhe von 773 TWh pro Jahr dient als Ausgangswert für die Aufteilung auf die wärmespezifischen Urbanitätsgrade auf Basis der Arbeiten des AGFW in der 40/40-Strategie. Die Verteilung auf Stadttypen stellt sich wie folgt dar: Großstädte 170 TWh, Mittelstädte 175 TWh und sonstige Gemeinden 428 TWh. Laut der Studie werden im Optimalfall 70 Prozent der Großstädte, 35 Prozent der Mittelstädte und 17 Prozent der sonstigen Gemeinden mit Fernwärme versorgt, was ein Indiz für vorliegende dicht besiedelte Gebiete ist. 28 Prozent des Wärmebedarfs von Großstädten, 55 Prozent von Mittelstädten und 35 Prozent der sonstigen Gemeinden werden den mittel besiedelten Gebieten zugewiesen. Der restliche Wärmebedarf verteilt sich auf die dünn besiedelten Gebiete. Da die Grundannahmen des AGFW von der Gesamtnachfrage abweichen, wird die Differenz über eine lineare Extrapolation ausgeglichen. Heute werden in ca. 95 Prozent der deutschen Großstädte Fernwärmenetze betrieben, um ausreichend Wärme bereitstellen zu können. Es ist damit zu rechnen, dass bis 2030 alle deutschen Großstädte Fernwärmenetze nutzen und sie die Jahresarbeit von 88 TWh (2018) auf 114 TWh/a bis 2045 steigern. In Mittelstädten wird ein Zuwachs von 20 TWh/a auf 42 TWh/a erwartet und in Kleinstädten soll die Jahresarbeit immerhin von 4 TWh auf 15 TWh steigen. Damit soll erreicht werden, dass bis 2045 80 Prozent der Mittelstädte und 60 Prozent der Kleinstädte Fernwärmenetze nutzen.⁴¹

Das Ergebnis der Verteilung nach Urbanitätsgraden zeigt, dass 27 Prozent der Wärmemenge (209 TWh) in dicht besiedelten Gebieten nachgefragt werden. Zum Vergleich: Der berechnete Wärmebedarf der deutschen Großstädte beträgt 22 Prozent des gesamten Wärmebedarfs. Weiterhin besteht in mittel besiedelten Gebieten eine Nachfrage von 211 TWh (27 Prozent) und in dünn besiedelten Gebieten von 353 TWh (43 Prozent). Eine Analyse der durchschnittlichen Wärmedichte zeigt einen spezifischen Verbrauch von 12,3 Kilowattstunden pro Quadratmeter (kWh/m²) in dicht besiedelten Gebieten. Mittel besiedelte Gebiete weisen eine deutlich geringere Wärmedichte von 3,0 kWh/m² und dünn besiedelte Gebiete von lediglich 1,5 kWh/m² auf. Dennoch wird deutlich, dass jeder Bereich eine hohe Wärmeforderung besitzt. In den folgenden Jahren soll eine Reduktion des Wärmebedarfs entstehen, der 2030 nur noch bei 669 TWh und 2040 bei 565 TWh liegen soll. Die Verteilung nach Urbanitätsgraden entwickelt sich in den zu den beiden Stützjahren hin ebenfalls abnehmend (Abbildung 18).

Die Effekte der steigenden Energieeffizienz auf der einen und des zunehmenden Umweltbewusstseins auf der anderen Seite sowie die fortschreitende Gebäudesanierung führen im Sinne der Klimaziele zu einer deutlichen Reduktion bis ins Jahr 2045 auf jährlich 513 TWh. Weiterhin zeigt auch die Verteilung deutliche Änderungen zu 2020 auf. In den dünn besiedelten Gebieten werden nur noch 127 TWh nachgefragt. Dies ist zum einen mit der rückgehenden Bevölkerung und zum anderen mit einer deutlichen Zunahme der Energieeffizienz infolge des Zuwachses an Niedrigenergiehäusern zu erklären. So kann die Wärmedichte um fast zwei Drittel auf 0,5 kWh/m² verbessert werden. In mittel besiedelten Gebieten werden im Jahr 2045 189 TWh nachgefragt. Die strukturellen Effekte führen dazu, dass Miet- und Wohnverhältnisse nicht so langfristig wie in dünn besiedelten Gebieten sind und deshalb die Sanierungsquote wie auch die Verbesserung der Energieeffizienz in geringerem Maße umgesetzt werden. Dicht besiedelte Gebiete zeichnen sich durch einen hohen Anteil an Wohnhochhäusern und integrierten Nichtwohngebäuden aus. Diese Gebäude besitzen im Bestand deutlich geringere Sanierungspotenziale als Ein- oder Zweifamilienhäuser. Viele Potenziale wurden außerdem in den letzten Jahren bereits gehoben. Aufgrund der beschriebenen Effekte und der neuen Flächenverhältnisse entsteht in dicht besiedelten Gebieten ein Wärmebedarf von 197 TWh/a. 2045 werden dicht besiedelte Gebiete also den größten Anteil (38 Prozent) des deutschen Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser aufweisen.

Verteilung des Wärmebedarfs⁴²



CO₂-Emissionen

Aus einer Analyse der energiebedingten CO₂-Emissionen nach Anwendungsgebieten im Jahr 2016 ergibt sich ein Anteil der Emissionen für Raumwärme und Warmwasser in Höhe von 23 Prozent.⁴³ Bis 2020 hat sich der Ausstoß von energiebedingten CO₂-Emissionen bereits um ca. 40 Prozent im Vergleich zu 1990 auf etwa 169 Millionen Tonnen verringert. Ziel ist, die Emissionen bis 2045 auf null zu reduzieren.⁴⁴

Nach den von Rödl & Partner durchgeführten Berechnungen verteilen sich die Emissionen im Jahr 2020 mit jeweils 46 Millionen Tonnen auf dicht und mittel besiedelte Gebiete und mit 77 Millionen Tonnen auf dünn besiedelte Gebiete. Im Jahr 2030 sollen insgesamt nur noch 101 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen vorhanden sein, davon 46 Millionen Tonnen in dünn besiedelten Gebieten, 28 Millionen Tonnen in mittel und 27 Millionen Tonnen in dicht besiedelten Gebieten. Dieser Wert soll sich bis zum Jahr 2040 nochmals auf insgesamt rund 34 Millionen Tonnen reduzieren – mit einer ähnlichen Verteilung wie zuvor.

Verteilung der CO₂-Emissionen⁴⁵



⁴³ Vgl. Rasch et al., 2017.
⁴⁴ Vgl. Umweltbundesamt, 2023g.
⁴⁵ Eigene Darstellung.

Marktvolumen

Für die Bestimmung des Marktvolumens hat der AGFW eine Analyse der deutschen Heizsysteme vorgenommen und hierfür zunächst die Struktur des deutschen Gebäudebestands bestimmt. Dazu erfolgte eine Aufteilung der Gebäude in Einfamilienhäuser (1-2 WE), kleine Mehrfamilienhäuser (3-6 WE), große Mehrfamilienhäuser (ab 7 WE) und Nichtwohngebäude. Weiterhin wurde der prozentuale Anteil der genutzten Energieträger bzw. Heizsysteme (bei Fernwärme und Strom) für Wohngebäude und Nichtwohngebäude sowie der jeweilige Anteil an Neubauten bestimmt. Im nächsten Schritt wurden die Ergebnisse auf die im AGFW-Heizkostenvergleich verwendeten Heizsysteme verteilt.⁴⁶

Das Ergebnis der prozentualen Verteilung der Energieträger bzw. Heizsysteme auf die Gebäudetypen wurde im nächsten Schritt mit der Gesamtwärmemenge multipliziert und so die Aufteilung der Wärme nach Gebäudetyp und Heizsystem berechnet. Die anschließende Multiplikation mit den spezifischen Heizkosten liefert die verursachten Kosten pro Heizsystem und Gebäudetyp.

Im letzten Schritt erfolgte die Aufteilung der Kosten der einzelnen Gebäudetypen auf die wärmespezifischen Urbanitätsgrade. Dazu wurde eine überschlägige prozentuale Verteilung von Einfamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden auf die Gebiete vorgenommen. Insgesamt ergibt sich für 2020 ein jährliches (Brutto-)Marktvolumen in Höhe von 80 Milliarden Euro. Davon entfallen 7 Milliarden Euro auf dicht, 25 Milliarden Euro auf mittel und 48 Milliarden Euro auf dünn besiedelte Gebiete.

Bis zu den Jahren 2030 und 2040 soll das Marktvolumen einen leicht sinkenden Trend aufweisen. So sollen 2030 insgesamt 68 Milliarden Euro investiert werden, davon 35 Milliarden in dünn besiedelten Gebieten, 22 Milliarden in mittel und 11 Milliarden Euro in dicht besiedelten Gebieten. Für das Jahr 2040 geht die Analyse von einem Marktvolumen in Höhe von 56 Milliarden Euro aus, wobei die Verteilung nach Urbanitätsgraden ähnlich wie 2030 verläuft (Abbildung 20).

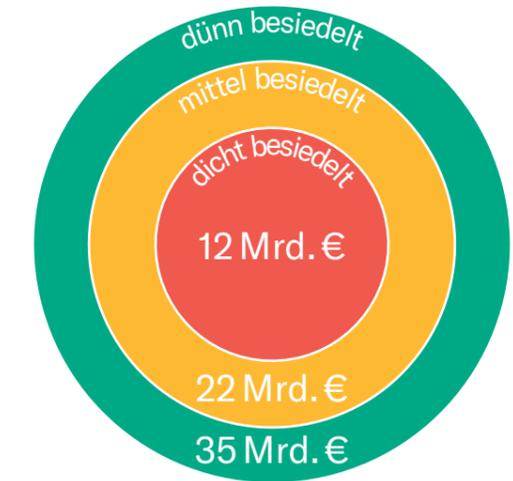
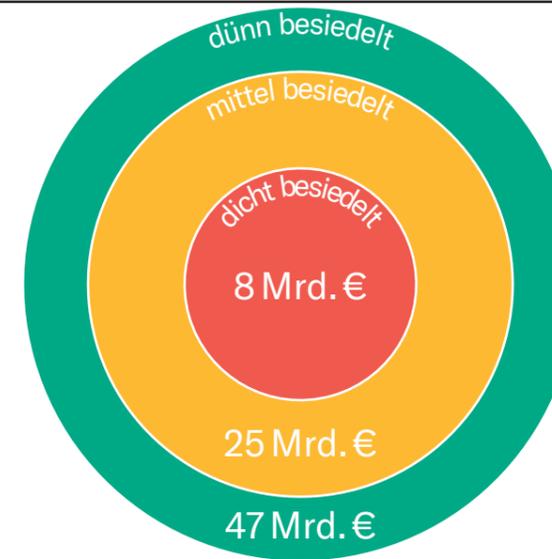
Für die Berechnung des jährlichen Marktvolumens im Jahr 2045 wird angenommen, dass ein Großteil der Bestandsgebäude saniert und dezentrale fossile Einzelanlagen (Erdgas- und Ölkessel) stark reduziert sein werden. Außerdem ist aufgrund der strukturellen Effekte anzunehmen, dass die Anzahl der Einfamilienhäuser abnimmt und der Anteil an Mehrfamilienhäusern steigt. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass sich die großen Mehrfamilienhäuser im Jahr 2045 zu 75 Prozent auf dicht und zu 25 Prozent auf mittel besiedelte Gebiete aufteilen, da genau diese Gebäude für die Ausdehnung der dicht besiedelten Gebiete verantwortlich sind. Aufgrund der beschriebenen Effekte weisen dicht besiedelte Gebiete nun einen höheren Anteil mit einem jährlichen Volumen von 18 Milliarden Euro auf. Mittel besiedelte Gebiete besitzen in Zukunft ein Volumen in Höhe von 16 Milliarden Euro und dünn besiedelte Gebiete eines von 15 Milliarden Euro. Damit führen die beschriebenen Entwicklungen bis 2045 dazu, dass sich das Marktvolumen in etwa gleich verteilt. Somit sind in allen Urbanitätsgraden Wärmeumsätze zu generieren.

20

Verteilung des Marktvolumens⁴⁷

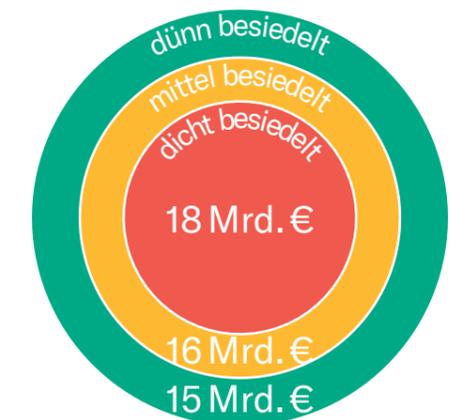
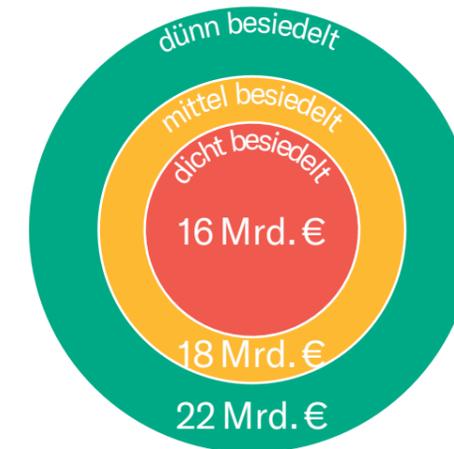
2020: 80 Mrd. €

2030: 68 Mrd. €



2040: 56 Mrd. €

2045: 49 Mrd. €



T1	Indikatorverteilung 2020–2045 ⁴⁸					
	2020	Fläche in km ²	Einwohner in Mio.	Wärmebedarf in TWh	CO ₂ -Emissionen in Mio. t	Marktvolumen in Mrd. €
	Dicht besiedelt	21.100	30,3	209	45,7	7,2
	Mittel besiedelt	80.200	25,3	211	46,1	25,2
	Dünn besiedelt	256.300	27,5	353	77,2	47,4
	GESAMT	357.580	83,1	773	169	79,8
2030	Fläche in km ²	Einwohner in Mio.	Wärmebedarf in TWh	CO ₂ -Emissionen in Mio. t	Marktvolumen in Mrd. €	
Dicht besiedelt	29.165	33,6	204	27,4	11,5	
Mittel besiedelt	86.730	28,1	202	27,6	21,7	
Dünn besiedelt	241.684	22,0	263	46,3	34,6	
GESAMT	357.580	83,7	669	101	67,8	
2040	Fläche in km ²	Einwohner in Mio.	Wärmebedarf in TWh	CO ₂ -Emissionen in Mio. t	Marktvolumen in Mrd. €	
Dicht besiedelt	37.190	36,7	199	9	15,8	
Mittel besiedelt	93.290	31,0	193	9	18,2	
Dünn besiedelt	227.100	16,4	173	15	21,8	
GESAMT	357.580	84,1	565	34	55,8	
2045	Fläche in km ²	Einwohner in Mio.	Wärmebedarf in TWh	CO ₂ -Emissionen in Mio. t	Marktvolumen in Mrd. €	
Dicht besiedelt	41.210	38,4	197	0	18,0	
Mittel besiedelt	96.580	32,4	189	0	16,4	
Dünn besiedelt	219.790	13,6	127	0	15,4	
GESAMT	357.580	84,5	513	0	49,8	

3 Erzeugung klimaneutraler Wärme

Nach der Analyse des deutschen Wärmemarktes und der Darstellung der aktuellen Entwicklungen in Kapitel 2 widmet sich dieses Kapitel der Frage, wie sich Wärme klimaneutral erzeugen lässt. Die ersten drei Abschnitte gehen auf unterschiedliche Technologien zur Wärmeerzeugung ein, der vierte Abschnitt widmet sich Technologien der Wärmeverteilung und der fünfte Abschnitt behandelt unterstützende Technologien.

Für die Wärmeerzeugung unterscheidet das Konzeptpapier in Technologien zur Erhöhung der Prozesseffizienz (vgl. 3.1), Sektorkopplungstechnologien (vgl. 3.2) und erneuerbare Wärmeerzeugungstechnologien (vgl. 3.3). Technologien zur Erhöhung der Prozesseffizienz koppeln Wärme als zusätzlichen Prozessoutput aus, um die Prozesseffizienz insgesamt zu erhöhen. Dazu zählen die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die thermische Reststoffverwertung sowie die Nutzung von Abwärme aus unterschiedlichen Wärmequellen.

Sektorkopplung mit dem fluktuierenden Erneuerbare-Energien-Strommarkt ist eine weitere Möglichkeit zur Bereitstellung von Wärme. Die Integration von Strom im Wärmemarkt wird anhand der Power-to-X-Technologien dargelegt. Dazu gehören beispielsweise die Power-to-Heat-Technologie, die Strom in Wärme umwandelt, sowie die Power-to-Gas-Technologie, die mittels Elektrolyse Sauerstoff und Wasserstoff erzeugt. Das Konzeptpapier stellt das Potenzial des direkten Einsatzes von Wasserstoff im Wärmemarkt dar und geht auf die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs durch Methanisierung und den anschließenden Einsatz in Verbrennungsprozessen ein. Außerdem wird in diesem Abschnitt die Wärmepumpe vorgestellt, die zwar ebenfalls eine Power-to-Heat-Technologie ist, aufgrund ihrer besonderen Rolle im Zuge der Transformation der Wärmeversorgung aber eine gesonderte Betrachtung wert ist. Die strombasierte Wärmeerzeugung ist nur dann treibhausgasneutral, wenn der verwendete Strom zu 100 Prozent aus Erneuerbaren Energien stammt.

Anschließend werden die erneuerbaren Wärmeerzeugungstechnologien und deren Einsatzmöglichkeiten im Wärmenetz der Zukunft aufgezeigt. Dazu gehören die Verwendung von Biomasse in fester und flüssiger Form sowie die Nutzung tiefeingetragener thermischer Potenziale und der solaren Einstrahlung.

Neben der Wärmeerzeugung ist die Wärmeversorgung bzw. Wärmeverteilung von wesentlicher Bedeutung (vgl. 3.4). Generell lässt sich zwischen zentraler und dezentraler Versorgung unterscheiden. Zur dezentralen Versorgung, bei der der Erzeugungsort dem Verbrauchsort entspricht, zählen die gängigen Heizsysteme auf Basis von Heizöl, Erdgas oder auch Pellets. Weiterhin gewinnt die Wärmepumpentechnologie immer mehr Bedeutung. Die zentrale Versorgung ist dadurch charakterisiert, dass der Ort der Erzeugung vom Ort des Verbrauchs abweicht. Von einem meist großen Erzeugungsstandort wird mittels Rohren Wärme zum Verbraucher transportiert.

Den Abschluss des Kapitels bildet ein Blick auf weitere unterstützende Technologien im Wärmemarkt. Dazu gehören morgen wie auch heute Wärmespeicher. Neben der künftigen Verzahnung des Wärme- und Kältemarktes betrachtet das Kapitel ergänzend das Thema Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS). Hierbei handelt es sich um ein Verfahren zur Abscheidung von CO₂ aus Rauchgasen oder direkt aus der Luft (Direct Air Capture) mit anschließender Speicherung bzw. Verwendung dieses Gases. Thematisiert wird insbesondere die Technologie selbst sowie deren potenzielle unterstützende Rolle bei der Dekarbonisierung der Energie- und Wärmewirtschaft.

3.1 Technologien zur Erhöhung der Prozesseffizienz

Neben der Einbindung erneuerbarer Energiequellen ist die optimale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Primärenergie essenziell für eine erfolgreiche Wärmewende. Mit den folgenden Maßnahmen lässt sich der Einsatz von Primärenergie verringern und eine bessere Brennstoffausnutzung erzielen, während sich gleichzeitig die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Prozesse erhöhen.

Die in diesem Kapitel beschriebenen Technologien werden hauptsächlich in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung verwendet, da die betrachteten Prozesse in den meisten Fällen eine Auskopplung von Wärmemengen erlauben, die mehr als nur einen Privat-, Gewerbe- oder Industriekunden versorgen können. Teilweise finden die Technologien auch Anwendung im Contracting. Detailliertere Ausführungen zur Fernwärmeversorgung sind in Abschnitt 3.4.2 Zentrale Wärmeversorgung – Fernwärme formuliert.

3.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

IN KÜRZE:

KWK ist eine wichtige Technologie, um die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Ihr Einsatz bietet sich besonders in dicht besiedelten Gebieten an, da der dort entstehende Strom- und Wärmebedarf damit gleichzeitig gedeckt werden kann. Die heute für die Nutzung von fossilem Gas ausgelegten Kraftwerke lassen sich auch mit aufbereitetem Biogas (Biometan) betreiben. Künftig könnte auch synthetisch hergestelltes Gas aus Power-to-Gas-Anlagen in Form von Wasserstoff zur Anwendung kommen.

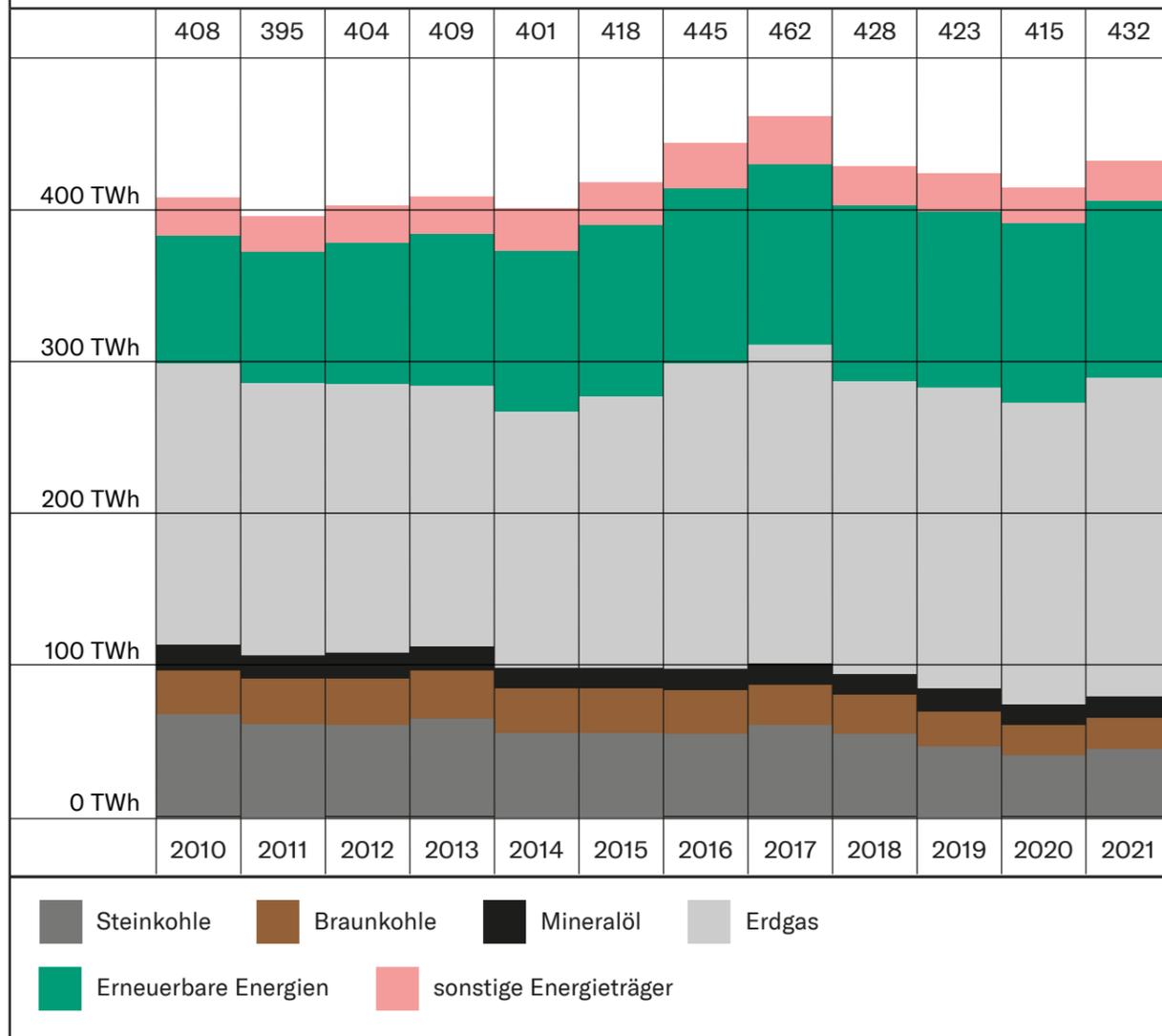
KEY FACTS:

- kW/m²** auf mittlerer Fläche kann viel Energie bereitgestellt werden
- €** hohe Investitionskosten und volatile Betriebskosten (abhängig von den Brennstoffpreisen)
- CO₂** hohe Emissionen bei Nutzung hauptsächlich fossiler Brennstoffe
- !** künftig nur noch mit klimaneutralen Brennstoffen umsetzbar

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist eine erprobte Technologie, die die bei der Umwandlung eines Primärenergieträgers in Strom freiwerdende Wärmeenergie nutzt. KWK existiert in Deutschland schon seit Beginn des 20. Jahrhunderts. Die energetische Verwertung der im Umwandlungsprozess entstehenden Wärme trägt dazu bei, die Effizienz von Kraftwerken deutlich zu erhöhen und Brennstoffausnutzungsgrade von bis zu 90 Prozent zu erreichen. Die tatsächliche Einsparung von Primärenergie gegenüber der nicht gekoppelten Erzeugung beträgt bis zu 20 Prozent. Ab einer Einsparung von 10 Prozent gilt eine Anlage als hocheffizient und förderfähig gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). 2022 führte die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur 1.059 Kraftwerke mit einer Leistung von über 10 Megawatt (MW) auf, davon 583 KWK-Anlagen. Im Jahr 2021 nutzten diese Anlagen zu 69 Prozent fossile Energieträger als Brennstoff, darunter fast 50 Prozent Gase. Der Anteil von Erneuerbaren Energien als Primärenergiequelle stieg in den vergangenen Jahren stetig an. Im Jahr 2021 betrug der Anteil Erneuerbarer Energien rund 20 Prozent, im Jahr 2021 etwa 23,4 Prozent. 2021 erzeugten KWK-Anlagen 116,6 TWh Strom und 227,9 TWh Wärme.⁴⁹ Der Brennstoffeinsatz für Wärme und Strom aus KWK zwischen 2010 und 2021 ist in Abbildung 21 dargestellt.

Um die Nutzung der KWK weiter voranzutreiben, sieht die Bundesregierung mit der Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) im Jahr 2025 vor, das absolute Mengenziel der Nettostromerzeugung aus KWK auf mindestens 120 TWh anzuheben.

⁴⁹ Vgl. AG Energiebilanz, 2022.

Brennstoffeinsatz für Wärme und Strom aus KWK in Deutschland⁵⁰

Aufgrund des von der Bundesregierung vorgeschriebenen Kohleausstiegs werden Braun- und Steinkohle auf lange Sicht nicht mehr in KWK-Prozessen einsetzbar sein. Diese wie auch die anderen fossilen Primärenergieträger sind langfristig durch CO₂-freie Primärenergieträger zu ersetzen. Möglichkeiten dazu bieten Wasserstoff oder andere synthetische Gase aus Power-to-Gas-Prozessen. Neben den CO₂-Emissionen sind außerdem die Beschaffungskosten für fossile Brennstoffe zu beachten, die unter Umständen einer volatilen Marktsituation unterliegen. Dadurch entstehen Abhängigkeiten und Mittelabflüsse, die nicht zur Steigerung der lokalen Wirtschaftskraft zur Verfügung stehen. Die Nutzung von im Umland erzeugtem Wasserstoff oder Synthetic Natural Gas (SNG) verbessert die lokale Wertschöpfung und verringert die Importabhängigkeit. Die Auswirkungen dieser Abhängigkeit und die Volatilität des Marktvolumens der fossilen Primärenergieträger wurden zuletzt durch die in Deutschland drohende Gasmangellage im Jahr 2022 und die Energiekrise deutlich.

Zum Erhalt der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität ist der weitere Einsatz von KWK voraussichtlich noch einige Jahre lang notwendig. Besonders in dicht besiedelten Gebieten ist die KWK eine wichtige Versorgungstechnologie, die gleichzeitig den hohen Strom- und Wärmebedarf decken kann. Damit ist sie insbesondere an den kältesten Tagen im Jahr von Relevanz, wenn sowohl der Strombedarf (auch durch die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeerzeugung) als auch der Wärmebedarf und dessen Temperaturniveau hoch sind. Wärmespeicher tragen

dazu bei, die Anpassungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen, besonders von regenerativ betriebenen Anlagen, noch weiter zu erhöhen. Dazu sind allerdings flexible Anlagenlösungen notwendig, die mit variabler Stromkennzahl eine dynamische Reaktion auf die zunehmend volatilen Strompreise erlauben. Viele Versorger setzen ihre Hoffnung darauf, die derzeit mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen perspektivisch mit Wasserstoff zu betreiben. Insbesondere dessen Verfügbarkeit und Preise werden künftig eine wesentliche Rolle spielen. (vgl. 3.2.1).

3.1.2 Thermische Abfallverwertung

IN KÜRZE:

Die Nutzung der Energie aus thermischer Abfallverwertung sollte perspektivisch in der Nähe der Entstehungsorte stattfinden. Somit können die regionalen Stoffströme zur Steigerung der lokalen Wertschöpfung beitragen. Die dezentralen Anlagen in den vorwiegend dicht besiedelten Gebieten sollten nicht nur Reststoffe, sondern auch getrocknete Klärschlämme thermisch verwerten und die Energie direkt in die Fernwärmenetze einspeisen.

KEY FACTS:

kW/m² auf mittlerer Fläche kann viel Energie bereitgestellt werden

€ hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten

CO₂ Bilanzierung der Emissionen des nichtbiogenen Anteils des Abfalls (unterliegt dem BEHG)

! benötigter Abfall muss in der Nähe der Anlage anfallen

Der bedachte Umgang mit Abfallstoffen nimmt in der Gesellschaft einen immer höheren Stellenwert ein. Sowohl ein wachsendes Umweltbewusstsein als auch die zunehmende Wirtschaftlichkeit durch die Wiederverwertung von Reststoffen fördern diese Entwicklung. Die erste Abfallverbrennungsanlage Europas entstand 1876 in England. Die erste Müllverbrennungsanlage in Deutschland nahm ihren Betrieb im Jahr 1896 in Hamburg auf. Die energetische Nutzung resultiert jedoch nicht ausschließlich in ökonomischen Vorteilen, sondern ist auch in den nationalen Zielen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) verankert, die bereits eine effiziente Nutzung vorhandener Energiequellen anmahnen. Das KrWG gilt seit 2012 auf Bundesebene. Es wurde 2020 novelliert, um die Änderungen auf EU-Ebene umzusetzen und die Vermeidung und das Recycling von Abfällen zu fördern. Im KrWG ist eine Abfallhierarchie, wie mit Abfällen umgegangen werden soll, definiert. Prioritär wird die Vermeidung von Abfällen angestrebt. Abgestuft folgen die Maßnahmen zur Vorbereitung der Wiederverwendung, des Recyclings und an vierter Stelle die energetische Verwertung. Im Hinblick auf nicht vermeidbare Abfälle bietet die thermische Abfallverwertung die Möglichkeit, den Abfall sinnvoll einzusetzen, um die entstehende Wärme nutzbar zu machen, und ist der Beseitigung bzw. Deponierung von Abfällen vorzuziehen. Daher ist es notwendig, die lokalen Potenziale der thermischen Abfallverwertung zu betrachten.

Die einzelnen Bundesländer können Bereiche konkretisieren, die nicht durch Bundesrecht geregelt sind, beispielsweise die Bestimmung der entsorgungspflichtigen Körperschaften und zuständigen Behörden. Die Abfallwirtschaftspläne umfassen u. a. eine Analyse der aktuellen Abfallbewirtschaftung, erforderliche Maßnahmen zur Verbesserung der Wiederverwendung, des Recyclings und der Verwertung des Abfalls sowie eine Bewertung, inwiefern der Plan zum Erreichen der Ziele der Abfallrahmenrichtlinie beitragen kann. Die Kommunen erstellen darauf aufbauend Abfallwirtschaftskonzepte, die die Sammlung, Beseitigung und Verwertung auf lokaler Ebene regeln.

Dies gewinnt im Zusammenhang mit der kommunalen Wärmeplanung an Bedeutung. Das am 1. Januar 2024 in Kraft getretene Wärmeplanungsgesetz (WPG) stellt

die Wärme aus der thermischen Abfallverwertung vollständig der unvermeidbaren Abwärme gleich (§ 3 Abs. 4 Nr. 1 WPG), wenn sie

- a) unter Einhaltung der Vorgaben des Kreislaufwirtschaftsgesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) in der jeweils geltenden Fassung aus der energetischen Verwertung von Abfall oder
- b) aus der thermischen Behandlung von Klärschlämmen gemäß der Klärschlammverordnung vom 27. September 2017 (BGBl. I S. 3465) in der jeweils geltenden Fassung gewonnen wird

gewonnen wird. Dadurch ist Wärme aus der Verbrennung von Gewerbeabfall in Zukunft für die Zielerreichung des WPG anrechenbar sowie ressourcen- und klimaschonend in Wärmenetzen einsetzbar. Die Gleichstellung von Wärme aus der Abfallverbrennung mit Erneuerbaren Energien ist jedoch umstritten.⁵¹

Für die thermische Abfallverwertung sind auch die §§ 29, 30 und 31 WPG relevant:

- **§ 29 WPG:** Bestehende Wärmenetze (Baubeginn vor 1. Januar 2024) müssen ab 1. Januar 2030 grundsätzlich zu mindestens 30 Prozent Wärme aus Erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gespeist werden. Ab 1. Januar 2040 muss dieser Anteil mindestens 80 Prozent betragen.
- **§ 30 WPG:** Neue Wärmenetze (Baubeginn nach Ablauf des 31. Dezember 2023) müssen ab 1. März 2025 zu mindestens 65 Prozent mit Wärme aus Erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder aus einer Kombination aus beidem gespeist werden.
- **§ 31 WPG:** Spätestens ab dem 1. Januar 2045 muss jedes Wärmenetz vollständig aus Erneuerbaren Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gespeist werden.

Die thermische Abfallverwertung können die Kommunen demnach nutzen, um die Ziele nach dem WPG zu erreichen.

Im Gegensatz dazu stehen die Regelungen des BEHG. Zum 01. Januar 2024 ist die Novelle des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Kraft getreten. Während ursprünglich geplant war, die thermische Abfallverwertung ab 2023 in den nationalen Emissionshandel aufzunehmen, wurde der Start der Berichtspflicht für die Verbrennung von Abfällen um ein Jahr auf 2024 verschoben. Demnach sind Abfallbrennstoffe seit 1. Januar 2024 in den nationalen Emissionshandel nach BEHG aufgenommen. Die daraus folgende Bepreisung von Siedlungsabfällen ist ebenfalls sehr umstritten. Beispielsweise hat der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) diesen Schritt stark kritisiert und erwartet steigende Abfallgebühren für Verbraucher, ohne eine klimaschützende Lenkungswirkung zu erzielen. Zudem wird ein erhöhtes Risiko für legale und illegale Abfallexporte befürchtet.⁵² Ab 2028 soll die thermische Abfallverwertung außerdem in den Emissionshandel der EU einbezogen werden.

Dass die Klassifizierung der thermischen Abfallbehandlung als eine klimaneutrale Energiequelle umstritten ist, zeigt sich auch deutlich im Kontrast zwischen dem WPG und dem für die Wärmewende zentralen Förderprogramm „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW). In dem Förderprogramm sind Anlagen zur thermischen Abfallverwertung zwar auf die Erneuerbare-Energien-Quoten anrechenbar, neue Anlagen sind aber nicht förderfähig. Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie oder eines Transformationsplans soll jedoch eruiert werden, wie die thermische Abfallbehandlung trotz des nichtbiogenen Anteils im Abfall bis 2045 zur Treibhausgasneutralität beitragen kann. Dabei wird untersucht, wie sich Emissionen aus der Verbrennung vermeiden lassen können, beispielsweise durch Maßnahmen wie Carbon Capture and Storage (CCS). Das Ziel ist sicherzustellen, dass die thermische Abfallbehandlung trotzdem zum Erreichen der Treibhausgasneutralität bis 2045 beiträgt.

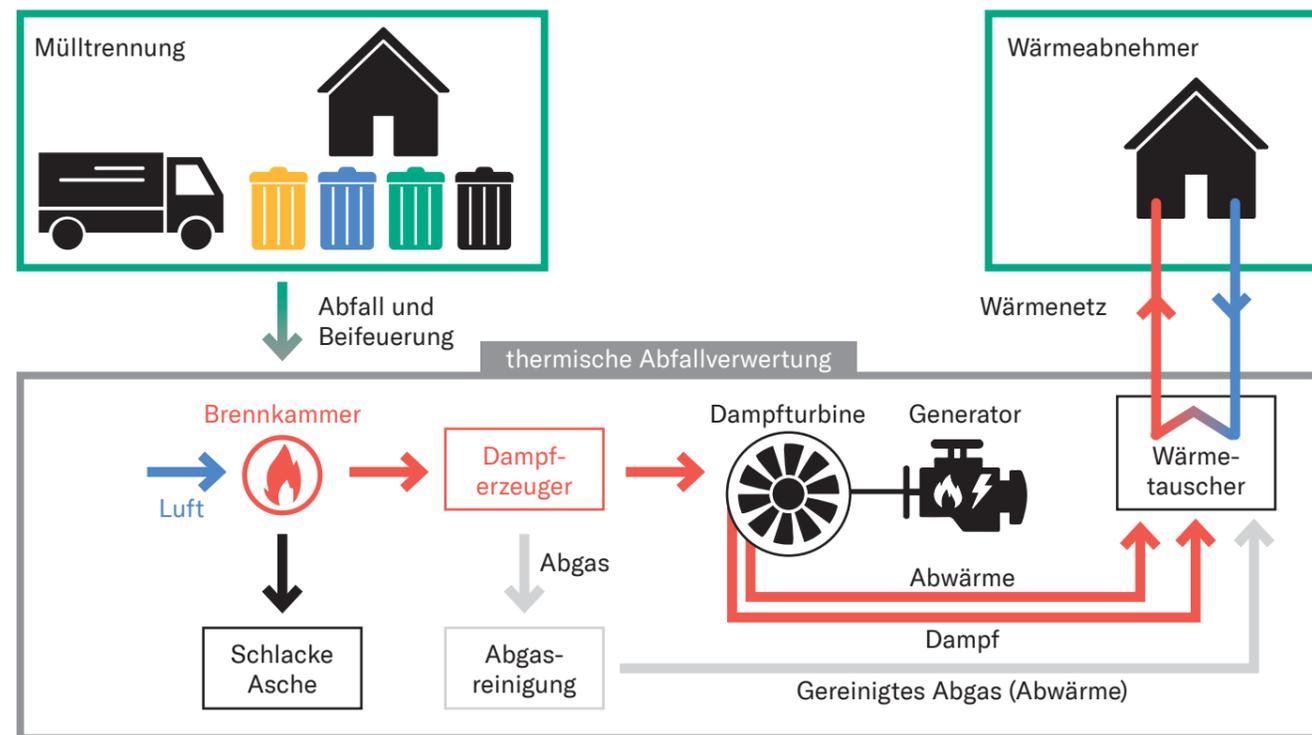
Im Hinblick auf die Umsetzung von CCS will die Bundesregierung u. a. Maßnahmen zur Abscheidung und Nutzung von CO₂ in der Industrie und der Abfallwirtschaft finanziell unterstützen. Dies wurde in der von der Bundesregierung kürzlich vorgelegten Carbon Management Strategie manifestiert.

Funktionsweise

Die thermische Abfallverwertung entspricht in der Funktionsweise einem herkömmlichen Heizkraftwerk (siehe Abbildung 22). Einen wesentlichen Unterschied stellt jedoch der Brennstoff dar. Im Vergleich zu gängigen fossilen HKW ist der Brennstoff zunächst äußerst heterogen. Dank der in Deutschland gängigen Abfalltrennung findet im Vorfeld eine grobe Sortierung statt, wobei ungewollte Substanzen entfernt werden. Bevor die Reststoffe der Verbrennung zugeführt werden, wird der Abfall unter dem Gesichtspunkt der Homogenisierung wiederum vermischt, sodass ein konstanter Heizwert des Brennstoffes erzielt wird. Die bei der Verbrennung anfallende Schlacke kann anschließend, z. B. im Straßenbau, weiterverwertet werden. Ein wesentlicher Verfahrensschritt in der thermischen Abfallverwertung ist die Rauchgasreinigung, die die Investitions- und Wartungskosten maßgeblich beeinflusst. Für Anlagen, die Abfälle verbrennen, gilt das Bundes-Immissionsschutzgesetz und insbesondere die Verordnung über die Verbrennung und Mitverbrennung von Abfällen, die sowohl Anforderungen als auch Grenzwerte für zulässige Emissionen enthält.

22

Funktionsweise einer thermischen Abfallverwertung⁵³



Brennstoffe

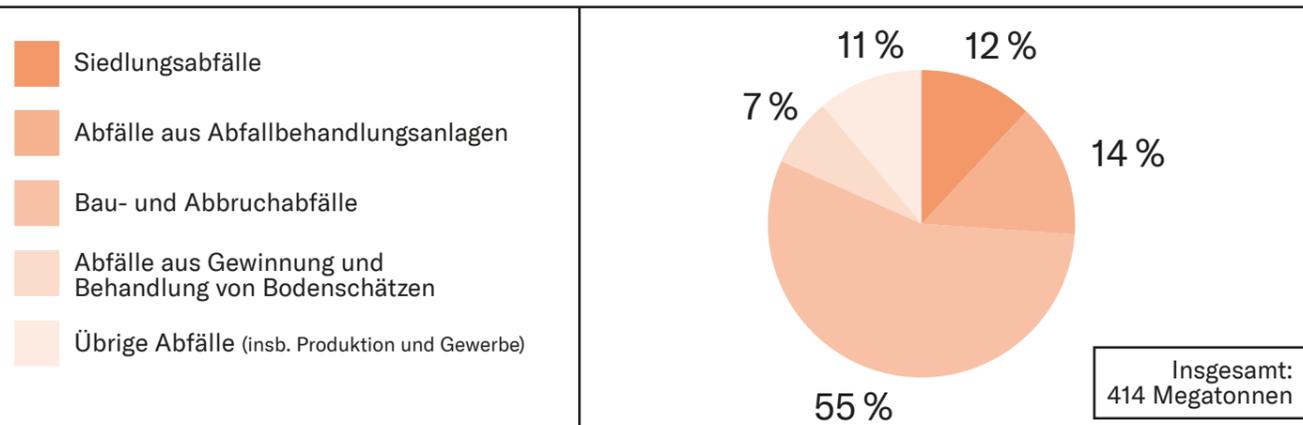
Als Brennstoffe für die thermische Abfallverwertung können verschiedene Einsatzstoffe Verwendung finden. Hierzu zählen insbesondere Reststoffe, die aus Siedlungsabfällen oder Sonderabfall stammen, sowie getrockneter Klärschlamm. Zusätzlich wird die Verbrennung von Ersatzbrennstoffen künftig an Relevanz gewinnen. Ersatzbrennstoffe sind herkömmliche Reststoffe, die durch spezielle Aufbereitungsverfahren eine hohe Brennstoffqualität aufweisen. Diese Qualität wird in nationalen und internationalen Standards festgehalten und unterscheidet die Ersatzbrennstoffe (auch von herkömmlichen Reststoffen) insbesondere nach der Höhe des Heizwerts sowie anderen Kriterien wie beispielsweise der Granulatgröße.

Reststoffe

Im Jahr 2020 sind in Deutschland 414 Millionen Tonnen Abfall angefallen. Abbildung 23 zeigt die prozentuale Verteilung des Abfallaufkommens nach Abfallströmen. 55 Prozent waren auf Bau- und Abbruchabfälle zurückzuführen. Sekundärabfälle, d.h. Abfälle aus Abfallbehandlungsanlagen, hatten einen Anteil von 14 Prozent und Siedlungsabfälle machten 12 Prozent aus.

Zu den Siedlungsabfällen zählen u.a. haushaltstypische Siedlungsabfälle wie Hausmüll, Sperrmüll und Abfälle aus der Biotonne sowie sonstige Siedlungsabfälle wie hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, Straßenkehricht und biologisch abbaubare Küchen- und Kantinenabfälle. Von den angefallenen Siedlungsabfällen wurden 2020 etwa 30 Prozent energetisch verwertet.⁵⁴

23 Abfallaufkommen nach Abfallströmen 2020⁵⁴



Klärschlamm

Klärschlämme sind durch Sedimentation abtrennbare wasserhaltige Stoffe, die durch die Behandlung des Abwassers in kommunalen Kläranlagen entstehen. Klärschlämme werden neben der Nutzung als Sekundärbrennstoff in Kraftwerken und Zementwerken in der Landwirtschaft und zu Düngezwecken eingesetzt.⁵⁶

Unmittelbar nach der Abwasserbehandlung weisen Klärschlämme einen Wassergehalt von 90 bis 97 Prozent auf, der für die weitere Verwendung reduziert werden muss. Die restliche Zusammensetzung der Klärschlämme hängt von der jeweiligen Abwasserquelle ab und enthält eine Mischung aus organischen und anorganischen Stoffen. Unter anderem sind nützliche Rohstoffe wie Phosphor, aber auch schädliche Stoffe wie Schwermetalle enthalten. Mit Blick auf den Klimawandel, die Rohstoffknappheit und die Kreislaufwirtschaft sollten Klärschlämme sinnvoll verwertet werden. Im Jahr 2019 fielen rund 1,74 Millionen Tonnen reine Trockenmasse Klärschlamm an, wovon rund 74 Prozent thermisch behandelt wurden. Bei

der thermischen Behandlung (Verbrennung) wird in Monoklärschlammverbrennung und Co-Verbrennung in Braun-/Steinkohlekraftwerken, Müllheizkraftwerken und Zementwerken unterschieden. Die Co-Verbrennung macht dabei den weit größeren Anteil aus.⁵⁷

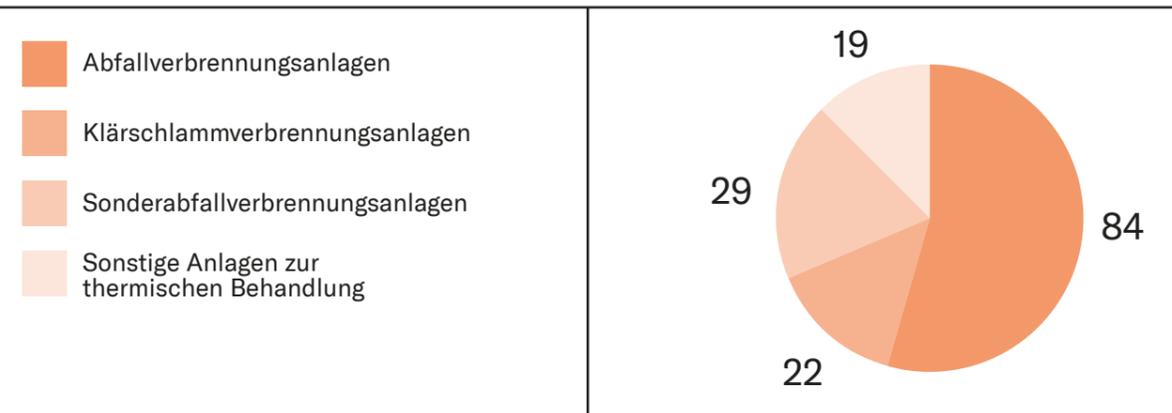
Der Energiegehalt von getrocknetem Klärschlamm liegt zwischen 2,5 und 3,3 kWh/kg. Dies ist vergleichbar mit Braunkohle im Anlieferzustand und zeigt die gute Eignung von Klärschlamm als Brennstoff in Verbrennungsprozessen. Entsprechend wurde im Jahr 2018 mehr als die Hälfte der Klärschlämme aus Co-Verbrennungsanlagen in Kohlekraftwerken verwertet. Im Jahr 2019 wurden rund 3,6 TWh Wärme aus Klärschlamm erzeugt. Infolge des geplanten Kohleausstiegs wird die Mitverbrennung von Klärschlamm in Kohlekraftwerken wegfallen, sodass sich neue Potenziale für die Wärmeenergiegewinnung aus Klärschlamm ergeben. Beispielsweise könnten Kohlekraftwerke mit geeigneter Feuerungstechnik auf die thermische Behandlung von Klärschlamm umgerüstet werden. Alternativ können Monoklärschlammverbrennungsanlagen in Verbindung mit Klärschlamm-trocknungsanlagen errichtet werden. Da Klärschlämme aktuell in wenig zukunftsfähigen Wegen verwertet werden und aufgrund des Kohleausstiegs in neuer Weise verwertet werden müssen, lässt sich daraus ein Potenzial für die Wärmeversorgung von rund 2,5 TWh heben. Die Novellierung der Klärschlammverordnung aus dem Jahr 2017 schreibt zudem eine verpflichtende Phosphorrückgewinnung ab 2029 für Klärschlämme vor.⁵⁸

Verbreitung der thermischen Abfallverwertung

Zum heutigen Stand stellt die thermische Abfallverwertung in Müllheizkraftwerken und Ersatzbrennstoffkraftwerken ungefähr 15 TWh für die Verwendung als Fernwärme bereit. Langfristig wird erwartet, dass die verfügbaren Abfallmengen bis 2040 im Vergleich zu heute in Deutschland sinken, da gesellschaftlich viel Wert auf Abfallvermeidung und ordnungsgemäßes Recycling gelegt wird.

Abbildung 24 stellt die Anzahl der in Deutschland zur energetischen Verwertung betriebenen Abfallverwertungsanlagen dar. Im Jahr 2020 existierten in Summe 154 energetische Abfallverwertungsanlagen, unterteilt in 84 Abfallverbrennungsanlagen, 29 Sonderabfallverbrennungsanlagen, 22 Klärschlammverbrennungsanlagen sowie 19 weitere Anlagen zur thermischen Behandlung von Abfall.

24 Energetische Abfallverwertungsanlagen in Deutschland 2020⁵⁹



Häufig sind Abfallentsorgung und -verwertung kombiniert, und über die Müllgebühren werden naturgemäß höhere Erlöse erzielt als mit der Abgabe der Abwärme, die ansonsten prozessimmanent mit zusätzlicher Energie abgekühlt werden müsste. Da oftmals zunächst elektrische Energie gewonnen wird, liegt das Einnahmenniveau für die Wärme zwischen den Gestehungskosten und den Opportunitätskosten der Kühlung. Schon heute ist die benötigte Kapazität an Abfallstoffen lokal, kommunal oder auch deutschlandweit nicht immer verfügbar.

Tabelle 2 zeigt, dass schon heute Abfälle aus dem Ausland importiert werden. Aus ökologischer Sicht sollten die zu verwertenden Abfälle jedoch aus der direkten Umgebung verwendet werden, um Transportwege einzusparen.

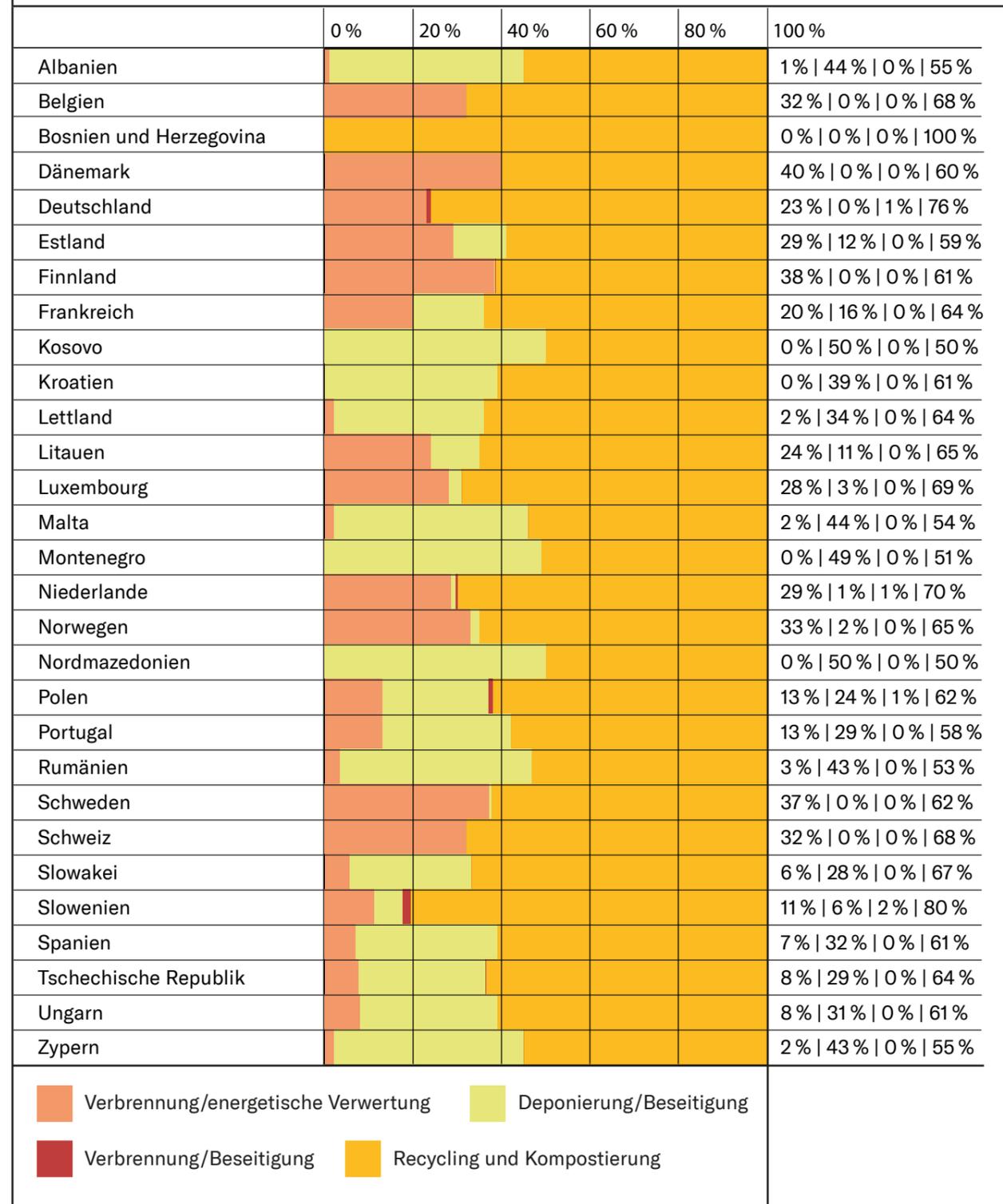
T2 Inputmengen in thermische Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland (2022)⁶⁰

Thermische Abfallbehandlungsanlagen	Input insgesamt	Davon		
		im eigenen Betrieb erzeugte Abfälle	angeliefert aus	
			dem Inland	dem Ausland
159 Stk.	25 Mio. t	1,5 Mio. t	22,1 Mio. t	1,0 Mio. t

Da zumeist große Anlagen im zweistelligen MW-Bereich operieren, ist der Einsatz der thermischen Abfallverwertung vor allem in dicht und mittel besiedelten Gebieten von Interesse. Aufgrund der Bevölkerungsdichte fallen die benötigten Brennstoffe vor Ort an und bedienen die bestehenden Wärmebedarfe. Auf diesem Weg entsteht ein Wirtschaftszyklus innerhalb des versorgten Gebietes.

Europaweit bestehen noch weitere Potenziale für die thermische Abfallverwertung. Abbildung 25 zeigt den Umgang mit Siedlungsabfällen in anderen europäischen Ländern zum Stand 2021.

25 Europaweiter Vergleich der Verwertung und Deponierung von Siedlungsabfällen 2021⁶¹



Viele europäische Länder nutzen die Deponierung von Siedlungsabfällen als Beseitigungslösung heute noch stärker als Deutschland – eine ungünstige Option, die in Zukunft minimiert werden sollte. Abfallrecht und Abfallpolitik haben bereits zu Verbesserungen in der Abfallbewirtschaftung geführt. Die EU-Vorschriften formulieren das Ziel, den Anteil von deponierten Siedlungsabfällen bis 2035 auf 10 Prozent zu senken.⁶² Der teils noch hohe Deponierungsgrad von Siedlungsabfällen in den aufgezeigten Ländern verdeutlicht, dass europaweit noch ein großes Potenzial zur energetischen Verwertung vorhanden ist.

Da die Deponierung die schlechteste ökologische und ökonomische Alternative darstellt, sollte geprüft werden, ob Deutschland mit seinem größtenteils fortschrittlichen Anlagenbestand einen Beitrag zur Nutzung des Abfalls leisten kann und ob der Mehrwert der Nutzung die durch den Transport entstehende negative Klimabilanz mindestens ausgleichen kann.

Der Neubau von Anlagen sollte vor dem Hintergrund der bestehenden Anlagen und verfügbaren Abfallmengen gut abgewogen werden. Ökonomisch sinnvoll ist, die bestehenden Anlagen bestmöglich auszunutzen, bevor weitere Anlagen gebaut werden. Insbesondere bei den wenigen rein elektrische Leistung erzeugenden Anlagen ist ein Umdenken notwendig; bei den auch thermische Leistung erzeugenden Anlagen ist zu prüfen, ob die Stromauskopplung zugunsten einer höheren Wärmeauskopplung reduziert werden kann.

Vor- und Nachteile

Abschließend zeigt Abbildung 26 einen Überblick über die Vor- und Nachteile der thermischen Abfallverwertung:

26 Vor- und Nachteile von thermischer Abfallverwertung⁶³



- teils erneuerbare Energieträger
- ressourcenschonend
- Vermeidung von Methanemissionen
- Minderung der Importabhängigkeit
- regionale Wertschöpfung möglich
- gute Verfügbarkeit der Brennstoffe
- umweltschonend
- Einsparung von Primärenergie
- regelbar
- grundlastfähig



- strenge emissionsrechtliche Auflagen
- Entstehung von Schadstoffen
- hohe Investitionskosten

3.1.3 Abwärme

IN KÜRZE:

Die Nutzung von industrieller Abwärme birgt in Deutschland ein großes Potenzial. Die Einbindung in Wärmenetze in direkter Nähe zur Abwärmequelle ermöglicht eine kostengünstige Dekarbonisierung. Besonders in dicht besiedelten und den angrenzenden mittel besiedelten Gebieten kann die Einspeisung der Abwärme in Wärmenetze fossile Brennstoffe ersetzen und die lokale Wertschöpfung ankurbeln.

KEY FACTS:

- kW/m²** auf geringer Fläche kann viel Energie bereitgestellt werden
- €** hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten
- CO₂** geringe Emissionen, da diese bereits im Industrieprozess bilanziert wurden
- !** Wärmequelle muss vorhanden sein und die Unsicherheiten bezüglich Laufzeit und Verfügbarkeit müssen überwunden werden

Im Jahr 2021 betrug der Anteil des Industriesektors am Gesamtenergiebedarf in Deutschland (699 TWh) 29 Prozent. Etwa zwei Drittel (566 TWh) des Endenergieverbrauchs werden im Sektor Industrie für Prozesswärme benötigt.⁶⁴ Im Jahr 2021 stammten nur 6,1 Prozent (8,7 TWh) der Nettowärmeerzeugung aus Abwärme.⁶⁵

Da dieses Konzeptpapier die Bereitstellung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs betrachtet, bietet die Nutzung von industrieller Abwärme ein interessantes Nutzungspotenzial. Der Abwärmeleitfaden des AGFW beschreibt industrielle Abwärme als Wärme, „die in einem Prozess entsteht, dessen Hauptziel die Erzeugung eines Produktes oder die Erbringung einer Dienstleistung (inkl. Abfallentsorgung) oder eine Energieumwandlung ist, und die dabei als ungenutztes Nebenprodukt an die Umwelt abgeführt werden müsste“⁶⁶.

Während der Fokus in den nachfolgenden Darstellungen auf der Verwendung industrieller Abwärme liegt, könnten auch weitere Abwärmequellen mit in der Regel niedrigerem Temperaturniveau genutzt werden. Mit zukünftig sinkendem Temperaturniveau der Wärmenetze wird auch diese Abwärme perspektivisch ein immer größeres Anwendungspotenzial besitzen. Beispielhafte Wärmequellen hierfür sind Abwasserabwärme oder Tunnelthermie. Diese Abwärmequellen besitzen den Vorteil, in der Regel direkt in dicht besiedelten Gebieten verortet zu sein, wodurch geringe Distanzen zwischen Wärmequelle und -senke bestehen. Mit zunehmenden inländischen Erzeugungskapazitäten für grünen Wasserstoff werden als nicht zu vernachlässigende weitere Abwärmequelle künftig auch Elektrolyseure infrage kommen, bei denen Abwärme je nach Technologie auf unterschiedlichen Temperaturniveaus anfallen kann.

Die Nutzung prozessbedingter Abwärme ist generell auf zwei Arten möglich: durch prozessinterne Nutzung mittels Wärmerückgewinnung oder durch eine externe Nutzung mittels Auskopplung. Bei der Wärmerückgewinnung wird die während eines Prozesses frei werdende thermische Energie diesem Prozess wieder zugeführt und kann somit zu (Kosten-)Einsparungen beim prozessbedingten Wärmebedarf führen. Bei der externen Nutzung wird die entstehende Abwärme gebündelt, mittels eines Wärmetauschers auf ein Wärmeträgermedium übertragen und so nutzbar gemacht. Die externe Nutzung der prozessbedingten Abwärme erfolgt in der Regel über die Einbindung von Abwärme in ein Fernwärmenetz. Dafür ist die Kooperation von Industrie und Wärmeversorgern essenziell und beide Seiten können profitieren: Für Wärmeversorger kann Abwärme eine gut verfügbare und kostengünstige Wärmequelle sein, während Unternehmen ihre Wirtschaftlichkeit (über zusätzliche Erlöse) sowie ihre Energieeffizienz (u. a. zur Erreichung regulatorischer Vorgaben zur Effizienzsteigerung) steigern können. Letztlich profitieren Wärmekunden infolgedessen von einer umweltschonenden und effizienten Wärmeversorgung.

⁶⁴ Vgl. AG Energiebilanzen, 2022

⁶⁵ Vgl. BDEW, 2022.

⁶⁶ Vgl. AGFW, 2020

Ob Abwärme intern oder extern nutzbar ist, unterliegt verschiedenen Kriterien. Bei der Planung von Projekten zur Nutzung industrieller Abwärme sind deshalb die folgenden Punkte zu analysieren:⁶⁷

- **Bündelung:** Wärme kann entweder diffus als Abwärme bei Konvektion oder gebunden an ein Trägermedium (z. B. ein Gas oder eine Flüssigkeit) vorliegen. Im letzteren Fall lässt sich Wärme technisch betrachtet einfacher und vielfältiger nutzen. Diffuse Abwärmeströme hingegen entstehen beispielsweise in Form von Oberflächenverlusten an Anlagen oder Rohrsystemen und sind vorzugsweise zur Bereitstellung von Raumwärme einzusetzen. Für die Verwendung an anderer Stelle müssten sie erst gefasst, dann gebündelt und anschließend abgeführt werden.
- **Temperaturniveau:** Je nach Prozess können Wärmeströme von nur wenigen Grad über Umgebungstemperatur bis hin zu über 400 °C anfallen und entsprechend unterschiedliches Nutzungspotenzial bieten (vgl. Tabelle 3). Grundsätzlich gilt: Je größer die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Umgebung ist, desto höher ist die nutzbare Energie und desto vielfältiger kann die Abwärme genutzt werden.
- **Zusammensetzung:** Je nach Branchenprozess können in der Abwärme korrosive Stoffe oder Schmutzpartikel enthalten sein, die in der weiteren Infrastruktur der Wärmenutzung zu Schäden führen können, z. B. durch Austritt korrosiven Kondensats aus einem Wärmetauscher.

In Abhängigkeit der Kriterien ergibt sich eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten, beispielsweise in Produktionsprozessen oder zur Stromerzeugung. Die Realisierung dieser Einsatzfelder ist an die jeweilige Prozesstemperatur der standortspezifischen vorhandenen Abwärmequellen gekoppelt:

T3 Abwärmequellen verschiedener Industrien und deren Nutzungsmöglichkeiten⁶⁸

Temperatur	Abwärmequellen (Beispiele)	Nutzungsmöglichkeiten
250-540 °C	Stahlindustrie, Kokerei, Aluminiumindustrie, Glasindustrie	Nutzung der Abwärme zur Stromerzeugung mittels Dampfturbine
70-450 °C	Zementindustrie, Lebensmittelindustrie	Nutzung der Abwärme zur Stromerzeugung mittels ORC-Verfahren (Organic Rankine Circle)
125-400 °C	Zementindustrie, Bäckereien	Speisewasservorerwärmung, Verbrennungsluftvorerwärmung
125-275 °C	Bäckereien	Produktionsprozesse, Trocknungsprozesse
↓ Möglichkeit der Einspeisung in Fernwärmenetze (ggf. Niedertemperatur)		
80-160 °C	Papierindustrie, Wäscherei	Kälteerzeugung
75-125 °C	Papierindustrie, Molkerei	Brauchwassererwärmung, Heizung/Warmwasser, Trocknung/Eindampfen
30-75 °C	Papierindustrie, Gastronomie	Wasservorerwärmung, Raumheizung durch Wärmepumpen

Neben der Frage nach der Beschaffenheit der Abwärmeströme ist zu bedenken, dass die Verfügbarkeit der Abwärme vom zugrunde gelegten Prozess abhängt und in der Regel nicht stetig ist. Jedoch besteht die Möglichkeit zur Verstärkung der verfügbaren Leistung und Menge durch den Einsatz von Wärmespeichern (vgl. Abschnitt 3.5 Unterstützende Technologien). Um Wärmeverluste zu vermeiden und die Kosten für die infrastrukturelle Einbindung gering zu halten, sollte industrielle Abwärme hauptsächlich in der Nähe des Industriestandortes verwendet werden. Für den Transport bieten sich vor allem Fernwärmenetze an. Die Nutzung vor Ort verdrängt fossile Energieträger und verringert damit die CO₂-Emissionen. Abwärme bietet eine preiswerte Einspeisequelle und kann langfristig dazu beitragen, den Wärmepreis im Speziellen für Fernwärmeverbraucher günstig zu gestalten.

Die Potenziale, die sich aus der Nutzung industrieller Abwärme für die Wärmeversorgung ergeben, werden bereits seit Jahrzehnten untersucht. Die Einschätzungen über die theoretisch und technisch vorhandenen Mittel und Möglichkeiten in Deutschland gehen je nach Studie sehr weit auseinander, doch selbst im konservativen Fall ist das Potenzial erheblich. Die Ergebnisse der Analysen sind in Abbildung 27 zusammengefasst.

Das größte Potenzial in den ausgewerteten Studien sehen Groß und Tänzer (2010) für Deutschland mit 280 bis 300 TWh pro Jahr. Eine Untersuchung von IZES (2015) liefert in einer überschlägigen Schätzung des theoretischen Nutzungspotenzials industrieller Abwärme im Wärmebereich ein Ergebnis von 225 TWh. Die Autoren gehen von der Prämisse aus, dass Prozesswärme einen Anteil von 66,8 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch der Industrie einnimmt, der theoretisch nutzbare Anteil der Abwärme 60 Prozent beträgt und bei reiner Wärmenutzung 90 Prozent der Abwärme genutzt werden können. Persson et al. (2014) haben auf Basis empirischer Emissionsdaten für Deutschland ein Potenzial von 157 TWh (für Europa: 812 TWh) errechnet. Die bisherigen Schätzungen haben gemeinsam, dass sie alle einer Top-down-Betrachtung folgen und die Werte deshalb als Obergrenzen des Abwärmepotenzials angesehen werden können.

Generell berechnen Top-down-Studien höhere Potenziale (130-300 TWh) als Bottom-up-Studien (37-70 TWh). Während der Top-down-Ansatz darauf beruht, vom Allgemeinen zum Konkreten überzuleiten, werden beim sogenannten Bottom-up-Ansatz – ausgehend von der Betrachtung der lokalen Ebene – Rückschlüsse zur Dekarbonisierung des Wärmesektors in Deutschland abgeleitet. Der Bottom-up-Ansatz des Forschungsvorhabens „Netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme“ konzentriert sich beispielsweise auf die mögliche Nutzung von Abwärme in der netzgebundenen Wärmeversorgung und berücksichtigt dabei z. B. den räumlichen Aspekt von Wärmequelle und -senke, die Art des vorliegenden Prozesses und dessen Temperaturniveau. Die Forscher kommen zu dem Ergebnis, dass das theoretische netzgebundene Potenzial der Abwärmenutzung in Deutschland bei 63 TWh liegt⁶⁹, das ca. 15 Prozent des deutschen Warmwasser- und Raumwärmebedarfs der mittel und dicht besiedelten Gebiete decken kann.

Trotz der bestehenden Potenziale wurden in den vergangenen Jahren noch zu wenige Projekte umgesetzt, besonders in der externen Abwärmenutzung. Neben den technischen und ökonomischen Parametern ist in der Praxis die gegenseitige Abhängigkeit von Industrieunternehmen und Wärmeversorgern zu betrachten. Die grundlegende Befürchtung aufseiten der Industrie beruht auf dem Gedanken, dass die Auskopplung den Produktionsprozess beeinflussen oder gefährden könnte. Die Lieferung erfolgt in der Regel ungesichert, weshalb der Wärmeabnehmer zusätzlich redundante Erzeugungsleistung bereitstellen muss. Für den Wärmeversorger sind hingegen die Anfangsinvestitionen in Fernwärmeleitung, Wärmetauscher sowie Steuerungs- und Messtechnik ein ausschlaggebendes Kriterium. Zudem sind Investitionen in die Anlagentechnik und Infrastruktur erforderlich und die nötige personelle Kompetenz muss vorhanden sein. Mit Blick auf die lange Nutzungsdauer der Wärmeanlagen ist die langfristige Wirtschaftlichkeit zu betrachten. In

Potenziale der Nutzung von industrieller Abwärme in Deutschland⁷⁰

Fritz, Aydemir & Schebek (2022)	Steinbach et al. (2020)	Manz et al. (2021)	Blömer et al. (2019)	Brückner (2016)	Persson et al. (2014)	IZES (2015)	Groß & Tänzer (2010)
37 TWh	38 TWh	43 TWh	63 TWh	70 TWh	157 TWh	225 TWh	300 TWh

der Praxis zeigen sich in Bezug auf die notwendige Vertragslaufzeit für den Fernwärmenetzbetreiber, der üblicherweise mit Amortisationszeiträumen von mehr als 15 Jahren rechnet, und das Industrieunternehmen, das sich mit überwiegender Mehrheit aus strategischen Gründen nicht mehr als 3 bis 5 Jahre an einen Produktionsstandort binden will, große Hemmnisse.

Die zentrale immanente Unsicherheit von Abwärmeprojekten insbesondere für Unternehmen der Wärmesenke ist das Ausfallrisiko der Wärmequelle. Dieses Ausfallrisiko wird nochmals in kurzfristige Produktions- und Abwärmelieferausfälle (= Lieferausfallrisiko) sowie langfristige Ausfälle unterschieden. Die langfristigen Ausfälle können wiederum gegliedert werden in den langfristigen kompletten Wegfall der Abwärmelieferung bzw. Wärmequelle (= Adressrisiko) und den teilweisen Wegfall der Abwärme aufgrund der Veränderung und ggf. sogar effizienteren Gestaltung von Produktionsprozessen.⁷¹

Insgesamt ist festzuhalten, dass in Deutschland weiterhin ungenutztes Abwärmepotenzial existiert. Mit zunehmenden Anforderungen an die Primärenergieeinsparung und die Steigerung der Energieeffizienz kann der Abwärmennutzung eine größere Bedeutung zukommen. Auch die Unterstützung seitens der Politik, z. B. durch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), rückt die Abwärmennutzung in das Bewusstsein von Öffentlichkeit, Industrie und Versorgern. Insbesondere aufgrund des Adressrisikos ist es notwendig, Absicherungsinstrumente zu entwickeln, um das Hemmnis zu überwinden und Potenziale ausschöpfen zu können.⁷²

So ist am 18. November 2023 das Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland in Kraft getreten. Das Energieeffizienzgesetz (EnEg) verpflichtet Unternehmen, die öffentliche Hand und Betreiber von Rechenzentren sowie Informationstechnik zu bestimmten Effizienzmaßnahmen, die bis zu einem festgelegten Zeitpunkt umzusetzen und nachzuweisen sind. Zudem sieht das EnEg Bestimmungen zur Vermeidung und Verwendung von Abwärme sowie künftige Verordnungen zur Bestimmung von klimaneutralen Unternehmen vor.

Die Energieeffizienzpflichten bestehen grundsätzlich aus drei Säulen:

1. Erstellung und Veröffentlichung von Umsetzungsplänen für alle als wirtschaftlich identifizierten Endenergieeinsparmaßnahmen und Maßnahmen zur Abwärmerrückgewinnung,
2. Einführung von Energiemanagementsystemen bzw. Umweltmanagementsystemen innerhalb von 20 Monaten nach Inkrafttreten des EnEg,
3. Vermeidung und Nutzung von Abwärme.

Ab 2026 sind Rechenzentren mit einer Nennanschlussleistung ab 1 MW zur Validierung und Zertifizierung eines Energiemanagement- bzw. Umweltmanagementsystems (EMS/UMS) verpflichtet. In der Informationstechnik tritt diese Pflicht ab einer Nennanschlussleistung von 500 kW ein. Ausgenommen von dieser Regelung sind Rechenzentren, die ihre Abwärme zu mindestens 50 Prozent in ein Wärmenetz einspeisen und einen Gesamtenergieverbrauch der letzten drei Jahre von durchschnittlich weniger als 7,5 GWh aufweisen. Zudem müssen neue Rechenzentren bis 2028 gestaffelt 20 Prozent ihrer Abwärme nutzen.

Die Einbindung industrieller und gewerblicher Abwärme sticht insbesondere in Gebieten, wo sich ein hohes Angebot an Abwärme und eine hohe Wärmenachfrage auf wenig Fläche treffen, d. h. in dicht besiedelten Gebieten, als nahezu unverzichtbare Technologie heraus.

⁷⁰ Eigene Darstellung, basierend auf Fritz, Aydemir & Schebek (2022), Steinbach et al. (2020), Manz et al. (2021), Blömer et al. (2019), Brückner (2016), Persson et al. (2014), IZES (2015), Groß & Tänzer (2010).

⁷¹ Vgl. AGFW, 2020.

⁷² Vgl. BDEW, 2022.

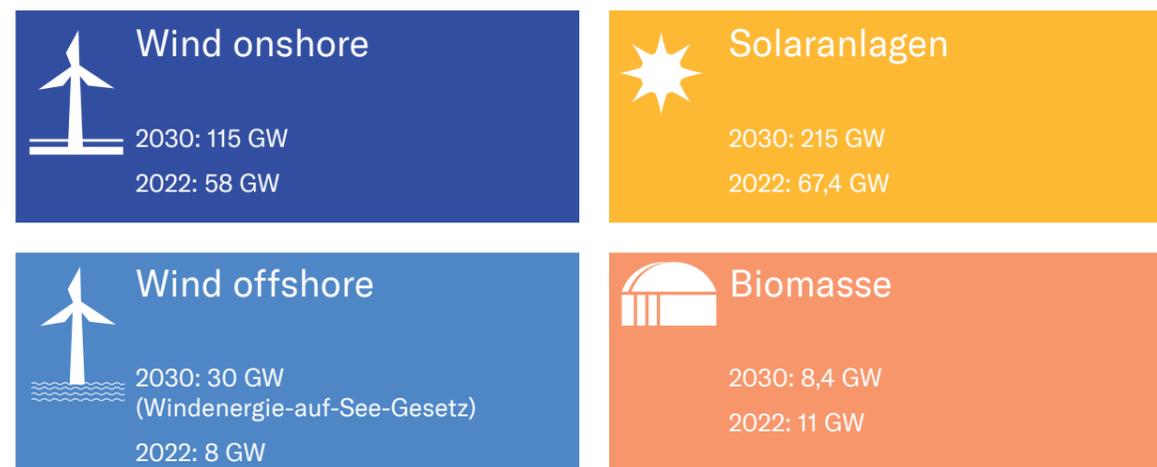
3.2 Sektorkopplungstechnologien

Als Sektorkopplungstechnologien werden Technologien bezeichnet, die ein Zusammenwirken der Sektoren wie z. B. Strom und Wärme ermöglichen. Nachfolgend werden die Technologien Power-to-Gas, Power-to-Heat sowie elektrisch betriebene Wärmepumpen näher beschrieben. Dabei wird auf die technische Betriebsweise, die Anwendungsgebiete und das zukünftige Potenzial der jeweiligen Technologie eingegangen.

Da Sektorkopplungstechnologien den Strom- und Wärmemarkt verknüpfen, ist ein Blick auf die zukünftige Entwicklung des Strommarktes angebracht. Je mehr Erneuerbare Energien im Strommix vorhanden sind, desto sinnvoller erscheint die Elektrifizierung anderer Bereiche unserer Gesellschaft. Seit der ersten Version des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erfolgt der Ausbau von Erneuerbaren Energien überwiegend mit wetterabhängigen Technologien wie Windkraft und Photovoltaik (PV).

Bereits 2018 betrug der Anteil Erneuerbarer Energien an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland 35 Prozent (229 TWh).⁷³ Der Ausbaupfad des EEG 2023 (siehe Abbildung 28) zeigt einen weiteren zukünftigen Anstieg der Stromerzeugung aus Wind und PV, was zu einer Verschärfung von Überproduktionssituationen und Engpässen führen kann. Sektorkopplungstechnologien können dahingehend ausgleichend wirken.

28 Zugebaute installierte elektrische Leistung entsprechend dem Ausbaupfad des EEG in Deutschland⁷⁴



3.2.1 Power-to-X (PtX)

Sinnbildlich für Sektorkopplungstechnologien stehen die Power-to-X-Prozesse, die elektrischen Strom verwenden, um ein neues Endprodukt zu schaffen. Wird mit Strom direkt Wärme erzeugt, spricht man von einem Power-to-Heat-Prozess. Alternativ können synthetische Gase (Power-to-Gas) oder Flüssigkraftstoffe (Power-to-Liquid) aus Strom gewonnen werden. Für den Wärmemarkt sind insbesondere der Power-to-Heat- und der Power-to-Gas-Prozess relevant. Der Power-to-Liquid-Prozess ist dagegen primär für den Verkehrssektor und weniger für den Wärmemarkt von Interesse.

Power-to-Gas (PtG)

IN KÜRZE:

Durch einen Power-to-Gas-Prozess kann unter Verwendung von Strom ein synthetisches Gas hergestellt werden. Sinnbildlich hierfür steht grüner Wasserstoff: Er kann direkt, mittels Verbrennung, in Wärme umgewandelt oder zusammen mit CO₂ zu Methan synthetisiert werden. Beide Formen können in Zukunft dazu dienen, konventionelles Erdgas zu ersetzen. Der Vorteil ist, dass das erzeugte Synthetic Natural Gas (SNG) über die vorhandene Gasinfrastruktur verteilt werden kann, ohne weitere Kosten zu verursachen, während die Nutzung der aktuellen Gasinfrastruktur für Wasserstoff noch diskutiert wird.

KEY FACTS:

kW/m² derzeit geringes Verhältnis von Leistung zu Fläche, da nur wenige große Anlagen verfügbar sind

€ hohe Investitionskosten und (derzeit) hohe Betriebskosten

CO₂ gering, wenn mit Strom aus Erneuerbaren Energien betrieben

PtG nutzt die Elektrolyse, um unter Einsatz von Strom Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff zu spalten. Insbesondere in Zeiten, in denen Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien kostengünstig zur Verfügung steht, ist deren Nutzung attraktiv. Der gewonnene Wasserstoff kann anteilig ins Gasnetz eingespeist werden. Ob die momentan bestehenden Erdgasnetze vollständig auf Wasserstoff umrüstbar sind, steht momentan noch zur Debatte.

Alternativ zur direkten Nutzung kann Wasserstoff unter Einsatz von CO₂ zu Methan und Wasser synthetisiert werden. Das entstandene SNG ähnelt Erdgas und kann komplett in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Genauso wie Erdgas ist SNG speicherfähig oder als Brennstoff für die (erneute) Stromerzeugung oder Umwandlung in Wärme nutzbar.

Wasserstoff

Wasserstoff (H₂) ist auf der Erde im natürlichen Zustand ausschließlich in chemischen Verbindungen wie Wasser (H₂O) zu finden. Um diesen Wasserstoff zu gewinnen und schließlich als Energieträger nutzbar zu machen, muss er aus den chemischen Verbindungen isoliert werden. Hierfür kommen verschiedene Prozesse in Betracht.

Der momentan geläufigste Herstellungsprozess ist die Dampfreformierung, bei der Erdgas unter Zuführung von Energie mit Wasserdampf reagiert und zu Wasserstoff und CO₂ umgewandelt wird. Das hierbei entstehende CO₂ gelangt in die Atmosphäre, wodurch es einen starken Einfluss auf den Treibhauseffekt hat. Der mittels Dampfreformierung erzeugte Wasserstoff wird deshalb auch als grauer Wasserstoff bezeichnet. Um die negativen Auswirkungen dieses Verfahrens auf den Treibhauseffekt zu reduzieren, kann das entstehende CO₂ abgeschieden und gespeichert werden, damit es nicht in die Atmosphäre gelangt. Der so erzeugte Wasserstoff wird deshalb auch als blauer Wasserstoff bezeichnet und gilt im weiteren Sinne als CO₂-neutral, was wiederum starken Diskussionen ausgesetzt ist.⁷⁵

Eine CO₂- und klimaneutrale Alternative zu diesen konventionellen Verfahren zur Wasserstoffherzeugung stellt die Wasserelektrolyse dar. Bei diesem Verfahren wird Wasser mittels Strom in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Stammt der bei der Wasserelektrolyse verwendete Strom aus Erneuerbaren Energien, wird der erzeugte Wasserstoff als grüner Wasserstoff titulierte. Im Zuge der angestrebten Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Strom und Verkehr spielt der grüne Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse eine essenzielle Rolle als klimaneutraler Energieträger: Der Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien kann in Zeiten niedriger Nachfrage einer Wasserelektrolyse zugeführt und somit in grünen Wasserstoff umgewandelt werden. Dieser kann dann als chemischer Energiespeicher dienen und bei hoher Energienachfrage zum Einsatz kommen. Möglich ist die Nutzung in Verbrennungsprozessen zur Herstellung von Wärme und abermals Strom; aber auch Anwendungen im Verkehrssektor sind denkbar, entweder in direkter Zuführung zu einer Brennstoffzelle oder in Kombination mit kohlenstoffbasierten Verbindungen als sogenanntes E-Fuel. Auf den ersten Blick erscheint die Verknüpfung der Sektoren sinnvoll, allerdings befindet sich die Herstellung von grünem Wasserstoff noch in einem Anfangsstadium, weshalb die Umwandlungsverluste zwischen den einzelnen Sektoren momentan noch sehr hoch sind und der Prozess deshalb noch unwirtschaftlich ist.⁷⁶

Trotzdem hat die damalige Bundesregierung das Potenzial erkannt und bereits im Juni 2020 die nationale Wasserstoffstrategie beschlossen. Da die Erzeugungskapazitäten im Inland nur langsam hochgefahren werden können, der Bedarf an grünem Wasserstoff allerdings stark ansteigt, möchte Deutschland auch Kooperationen mit anderen Ländern eingehen, um grünen Wasserstoff zu importieren.

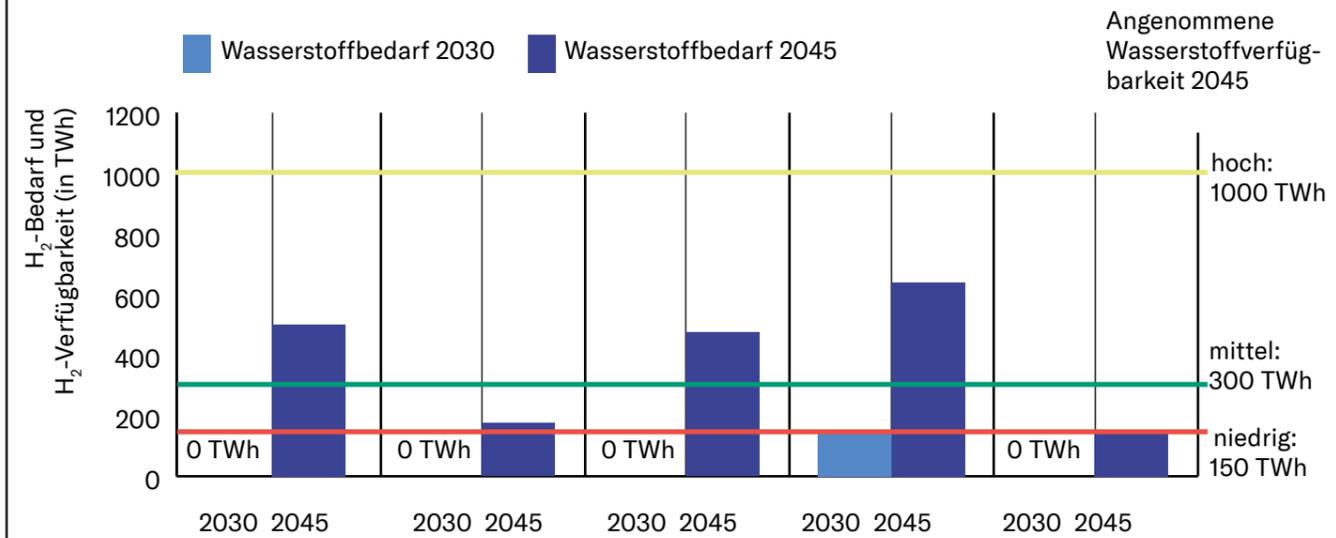
Da der Marktpreis von grünem Wasserstoff in den nächsten Jahren noch deutlich über dem Preis für grauen Wasserstoff und andere fossile Energieträger liegen wird, ist der Eingriff des Staates in Form einer Beihilfe erforderlich. Eines der Förderinstrumente, die der Staat etabliert hat, ist das Doppelauktionsmodell H2Global, bei dem teurer Wasserstoff auf dem Weltmarkt erworben und zu niedrigeren Preisen in Deutschland veräußert wird. Hierfür wird bei einer internationalen Auktion der günstigste Wasserstoffpreis ermittelt. Der Anbieter erhält einen langfristigen Abnahmevertrag und dadurch Planungssicherheit. Auf der Nachfrageseite wird ebenfalls eine Auktion durchgeführt, bei der der Höchstbietende den Zuschlag erhält. Die Differenz zwischen Angebots- und Nachfragepreis wird von der Hintco, einer Tochtergesellschaft der H2Global-Stiftung, überbrückt und durch den deutschen Staat bezuschusst, der im Jahr 2021 hierfür die ersten 900 Millionen Euro bereitgestellt hat. Die Bundesregierung hatte im Rahmen des Bundeshaushalts 2023 geplant, weitere 3,5 Milliarden Euro für weitere Bierrunden mit Laufzeiten bis 2036 zur Verfügung zu stellen.⁷⁷ Im November 2023 haben die Niederlande und Deutschland eine gemeinsame Erklärung unterzeichnet, die die Nutzung des bestehenden H2Global-Mechanismus für den gemeinsamen Import von grünem Wasserstoff beabsichtigt. Dies ist ein erster Schritt zu einer europäischen und internationalen Zusammenarbeit zum Thema grüner Wasserstoff.⁷⁸

Wasserstoff in der Wärmeversorgung

Zur Frage nach Bedarf und Verfügbarkeit von Wasserstoff für die Wärmeversorgung bis 2045 gibt es zahlreiche Studien. Ein Beispiel ist die Bottom-up-Studie von Fraunhofer aus dem Jahr 2022 mit dem Titel „Bottom-Up Studie zu Pfadoptio-nen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors“. Die Studie entwickelte fünf zukünftige Markt- und Versorgungsszenarien, untersuchte je Szenario die Rolle von Wasserstoff und extrapolierte die Ergebnisse für die Versorgung von ganz Deutschland. Nur in einem der fünf Szenarien wird ein signifikanter Wasserstoffbedarf schon im Jahr 2030 angenommen, während die anderen Szenarien erst 2045 einen nennenswerten Bedarf an Wasserstoff erwarten. In drei der fünf Szenarien ist der Wasserstoffbedarf nur zu decken, wenn eine hohe Wasserstoffverfügbarkeit von 1.000 TWh jährlich angenommen wird. Langfristig werden also in einigen Szenarien sehr hohe Wasserstoffbedarfe im Wärmebereich erwartet. Laut der Studie ist Wasserstoff für die Wärmeversorgung

dann interessant, wenn er verhältnismäßig günstig zur Verfügung steht.⁷⁹ Die Szenarien der Bottom-up-Studie sind in Abbildung 29 dargestellt.

29 Wasserstoffbedarf und -verfügbarkeit⁸⁰



	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 3a	Szenario 3b
H ₂ -Verfügbarkeit DE [TWh/a] (2030/2045)	hoch 200 / 1000	niedrig 0 / 150	hoch 200 / 1000	hoch 200 / 1000	niedrig 0 / 150
H ₂ -Preise 2035 [ct/kWh] (Haushalte/Industrie)	niedrig 10,8 / 9	hoch 16,3 / 14,5	niedrig 10,8 / 9	niedrig 10,8 / 9	hoch 16,3 / 14,5
Erdgaspreise 2035 [ct/kWh] (Haushalte/Industrie)	mittel 5,4 / 3,1	hoch 6,1 / 3,8	mittel 5,4 / 3,1	mittel 5,4 / 3,1	mittel 5,4 / 3,1
EE-Strom-Verfügbarkeit	hoch	mittel	hoch	niedrig	hoch

Die Meinungen über den Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor – auch in der langfristigen Perspektive und insbesondere für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung – gehen zwischen verschiedenen Studien weit auseinander. Das Umweltbundesamt hält in der Studie „Wasserstoff – Schlüssel im künftigen Energiesystem“ den Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor für fraglich, da brennstofffreie Alternativen wie Solarthermie, (Tiefen-)Geothermie und Umweltwärme sowie Abwärme existieren. Wasserstoff sollte laut Umweltbundesamt nur in Situationen eingesetzt werden, in denen keine anderen Wärmequellen zur Verfügung stehen. Insgesamt wird Wasserstoff nach Einschätzung des Umweltbundesamtes demnach in der Zukunft im Wärmesektor nur als Nischenlösung fungieren. Wasserstoff könnte in Gebieten mit Netzengpässen oder Platzmangel ebenso zum Einsatz kommen wie in Häusern, die nach umfangreichen Umbaumaßnahmen dennoch auf Verbrennungslösungen angewiesen sind.⁸¹

Auch die neue Studie des Fraunhofer ISI (2023) zum Thema „Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse“ kommt zu dem Ergebnis, dass Wasserstoff insbesondere für No-Regret-Anwendungen eine Rolle spielen wird. Das sind Anwendungen, bei denen nach heutigem Forschungsstand keine ökonomisch attraktiveren Alternativen zur Verfügung stehen. Laut dieser Studie wird Wasserstoff bei den unterstellten Preispfaden keine große Bedeutung für den Wärmebereich haben. Eine größer angelegte Förderung des Wasserstoff-einsatzes für die Gebäudewärme erscheint daher nicht sinnvoll. Mehr Relevanz wird der Einsatz von Wasserstoff laut der Studie jedoch zum Beispiel in der Industrie haben.⁸²

Letztlich werden insbesondere die Verfügbarkeit und die Marktpreise von Wasserstoff über dessen Einsatz im Wärmemarkt entscheiden. Auch die Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Wärmequellen und die notwendige Infrastruktur werden darüber mitentscheiden.

Die Frage der Verfügbarkeit von Wasserstoff ist derzeit noch ungeklärt. Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung nimmt einen Bedarf von 95 bis 130 TWh im Jahr 2030 an und geht davon aus, dass rund 50 bis 70 Prozent importiert werden müssen.⁸³ Mit Namibia, Kasachstan, Marokko und den Vereinigten Arabischen Emiraten wurden bereits Partnerschaften für die zukünftige Produktion und Lieferung des grünen Wasserstoffs abgeschlossen.

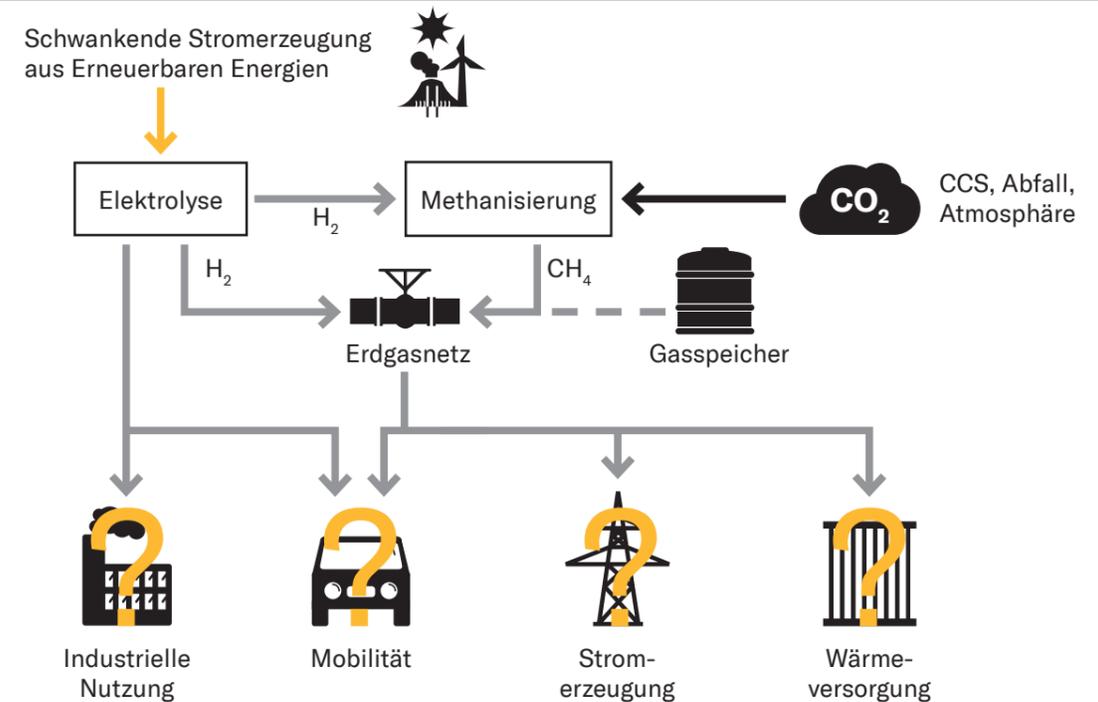
Volkswirtschaftlich sollte jedoch das Risiko der Importabhängigkeit und damit der politischen Abhängigkeit im Blick behalten werden. Aus Systemsicht sollte ein genauer Blick auf die Projekte im Ausland geworfen werden: Nutzen Länder, die für den Import von Wasserstoff infrage kommen, bereits zu 100 Prozent Erneuerbare Energien in ihrem eigenen Land? Beim Import von Wasserstoff sollte beachtet werden, dass die Dekarbonisierung der Exportländer nicht aufgeschoben wird, nur damit Deutschland durch den Import von grünem Wasserstoff einen bilanziellen Vorteil gewinnt. Zudem sollte der Transport von Wasserstoff volkswirtschaftlich bewertet werden, da der Aufbau von Transportkapazitäten zeit- und kapitalintensiv ist.

Die aktuelle Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) enthält Regelungen für ein zukünftiges Wasserstoff-Kernnetz in Deutschland. In der ersten Stufe soll das Kernnetz die Infrastruktur für Wasserstoff umfassen, die bis 2032 in Betrieb gehen soll. Das Wasserstoff-Kernnetz soll von den Betreibern der Ferngasnetze in den kommenden Monaten modelliert werden. Die Bundesnetzagentur ist für die erstmalige Genehmigung des Kernnetzes sowie für die endgültige Ausgestaltung verantwortlich.⁸⁴

Synthetic Natural Gas (SNG)

Die Nutzung von SNG ist mit der vorhandenen Infrastruktur für Transport und Verteilung bereits möglich. SNG sowohl kann im Erdgasnetz transportiert als auch in den vorhandenen Speichern langfristig gelagert und je nach Bedarf in den unterschiedlichen Sektoren eingesetzt werden. Besonders im industriellen Umfeld und für ausgewählte Transportaufgaben wird auch zukünftig ein einfach verfügbarer, hochkalorischer Brennstoff notwendig sein. Der Ersatz von Erdgas durch SNG bietet den Vorteil einer geringeren Importabhängigkeit und dass gleichzeitig auf lokaler Ebene ein Wirtschaftskreislauf entsteht. Abbildung 30 zeigt den schematischen Ablauf der SNG-Herstellung mittels einer PtG-Anlage.

⁸² Vgl. Fraunhofer, 2023.
⁸³ Vgl. BMWi, 2020.
⁸⁴ Vgl. Energate Messenger, 2023.

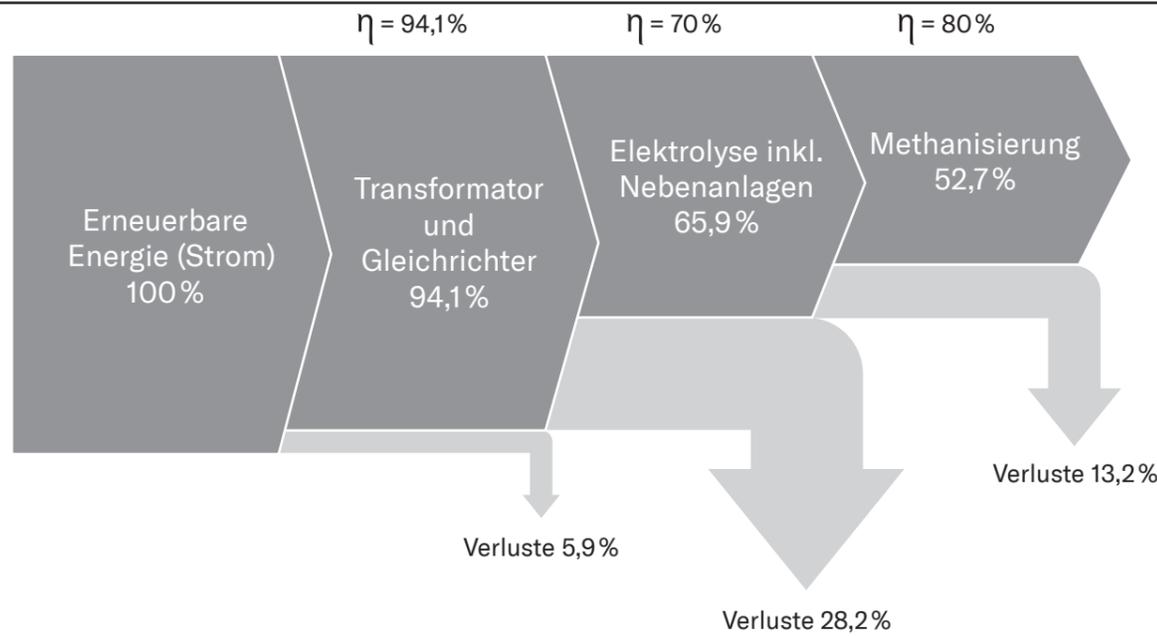


Das erzeugte SNG kann dazu beitragen, Kraftwerke zu dekarbonisieren und mit Erdgasnetzen versehene mittel und dicht besiedelte Gebiete zu versorgen. Allerdings sind die niedrigen Gesamtwirkungsgrade bei der Rückverstromung bzw. der Gewinnung von Wärme zu beachten.

Bereits im Jahr 2011 startete das erste Power-to-Gas-Pilotprojekt in Deutschland. Inzwischen existieren hierzulande mehr als 30 kleinere und größere Power-to-Gas-Anlagen. Zukunftsszenarien lassen vermuten, dass der Einsatz von Wasserstoff und synthetischem Erdgas zur Wärmeversorgung ab 2030 deutlich zunehmen wird. Der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen erscheint insbesondere im Hinblick auf die Flexibilisierung der Energieversorgung, die Nutzbarkeit Erneuerbarer Energien in den gekoppelten Sektoren (Wärme, Verkehr und Industrie) sowie zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch Speicherung vielversprechend. Es bleibt jedoch offen, wie wirtschaftlich solche Anlagen in Zukunft betrieben werden können und welche Nutzungsgrade technisch erreichbar sind.⁸⁶

Nach jetzigem Stand der Technik kann das Umwandlungsverfahren keine ausreichenden Wirkungsgrade vorweisen (siehe Abbildung 31). Die Elektrolyse erfolgt mit einem Wirkungsgrad von ca. 70 Prozent. Eine weitere Methanisierung erreicht einen Wirkungsgrad von rund 80 Prozent. Somit beträgt der Energiegehalt des SNG ca. 55 Prozent der ursprünglich aufgewendeten elektrischen Energie. Je nach Einsatzsektor und Transportweg folgen weitere Verluste. Bei einer Umwandlung der im Methan gebundenen Energie in Wärme oder zurück in Strom sind zusätzliche Verluste zu berücksichtigen.

Sankey-Diagramm Power-to-Gas⁸⁷



Power-to-Heat (PtH) beschreibt allgemein die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme, die auch zur Einbindung in Wärmenetze nutzbar ist. Dazu werden meist Elektrodenkessel eingesetzt. Auch Wärmepumpen entsprechen dieser Definition, werden in diesem Konzeptpapier aber gesondert betrachtet. Für eine geringe Leistung (unter 100 kW) sind auch Elektroheizstäbe denkbar. Die Wirkungsgrade von PtH erreichen beinahe 100 Prozent. Aufgrund der hohen Wirkungsgrade und des Aufkommens von Anlagen mit größerer Leistung können PtH-Anlagen flexibel auf dem Wärmemarkt eingesetzt werden. Aufgrund der kompakten Größe der Module ist ein Einsatz in dicht besiedelten Gebieten optimal, wo kurzfristig hohe Wärmemengen bereitgestellt werden müssen. Dennoch sind bei allen Einsatzmöglichkeiten die ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu beachten. Derzeit sind aus ökonomischer Sicht zwei Anwendungen denkbar:

1. Bereitstellung negativer Regelernergie

Die hohe Leistung von Grundlastkraftwerken bei gleichzeitiger Einspeisung Erneuerbarer Energien führt zu einem Leistungsüberschuss, der einen Anstieg der Netzfrequenz verursacht. Um dem entgegenzuwirken, wird durch negative Regelernergie – Reduzierung von Erzeugungsanlagen oder Zuschaltung von zusätzlichen Lasten – die Netzfrequenz in einer zulässigen Bandbreite gehalten. Diese überschüssigen Strommengen können in PtH-Anlagen in Wärme umgewandelt und anschließend selbst verwendet oder veräußert werden. Abbildung 32 zeigt die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise.

Ziel von PtG ist insbesondere die Nutzung von Überschussstrom aus fluktuierenden Quellen, der anderenfalls abgeregelt und nicht eingespeist wird. Nach entsprechenden Forschungsergebnissen steigt ab einem Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von über 50 Prozent das Interesse an PtG stark an. Ab einem Anteil von 80 Prozent Erneuerbarer Energien könnten jährlich 80 TWh Erneuerbare-Energien-Gas mittels PtG produziert werden.⁸⁸ Wie für PtH muss auch für PtG gelten, dass die Abgabenlast des konsumierten Stroms reduziert und neue Einsatzmöglichkeiten geschaffen werden müssen.

Power-to-Heat

IN KÜRZE:
Die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme mithilfe von Power-to-Heat (PtH) kann in Zukunft ein wichtiger Bestandteil der Wärmeversorgung werden. Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist der Einsatz nur in wenigen Fällen sinnvoll. Zunehmende Strommengen aus Erneuerbaren Energien und Änderungen im Rechtsrahmen können eine Marktdurchdringung ermöglichen. Besonders in dicht besiedelten Gebieten kann PtH schnell, flexibel und mit hohem Wirkungsgrad (erneuerbaren) Strom in Wärme umwandeln und so zur Dekarbonisierung beitragen.

KEY FACTS:
kW/m² kompakte Module erlauben hohe Leistung auf geringer Fläche
€ mittlere Investitionskosten und derzeit hohe Betriebskosten
CO₂ gering, wenn mit Strom aus Erneuerbaren Energien betrieben
! dem Einsatz steht vor allem die Abgabenbelastung des Strombezugs entgegen

Durchschnittliche mengengewichtete Ausgleichspreise⁸⁹

2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
78/-46	53/-20	78/-30	81/-2	77/-2	12/-26	199/17

2. Negative Strompreise

In Zeiten negativer Strompreise kann es sinnvoll sein, durch aktive Marktteilnahme Strom zu erwerben und über PtH in Wärme umzuwandeln. Im derzeitigen Rechtsrahmen lohnt sich der Kauf von Strom für PtH nur bei stark negativen Strompreisen, da ansonsten die hinzuzurechnenden Stromkostenbestandteile (insb. EEG-Umlage) einen wirtschaftlichen Betrieb des PtH-Moduls verhindern.

Für Anlagenbetreiber ist eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt (insb. als Minutenreserve und Sekundärleistung) bei optimalen Rahmenbedingungen nach der derzeitigen Gesetzeslage lohnenswert. Mit Blick auf die kommenden Jahre und möglichen Regelungsänderungen bestehen zudem Chancen auf weitere Einsatzfelder. Dazu bedarf es einer Anpassung der aktuellen Umlagensystematik, da die Nutzung der Strommenge aus dem Einspeisemanagement bisher nicht vorgesehen ist.

Eine weitere Einsatzmöglichkeit von PtH ist die Integration in bestehende Versorgungs- oder Erzeugungssysteme. Ein nachgeschaltetes PtH-Modul bei KWK kann den KWK-Eigenstrom nutzen und daraus Wärme erzeugen. Da das Stromnetz nicht genutzt wird, fällt für den verwendeten Strom lediglich die Stromsteuer und teilweise die EEG-Umlage an. Diese Optimierung ermöglicht weiterhin die Teilnahme der KWK-Anlage am Regelleistungsmarkt, ohne die Stromproduktion bei negativer Regelernergieanforderung verringern zu müssen.

Der Einsatz von PtH ist aufgrund der hohen Energiedichte und einfachen Einbindung als Lösung für die Fernwärmeversorgung sinnvoll und kann dort einen wichtigen Beitrag zur Versorgung mit thermischer Energie leisten.

3.2.2 Wärmepumpen

IN KÜRZE:

Wärmepumpen bieten flexible Einsatzmöglichkeiten auf dem Wärmemarkt. Da Wärmepumpen Umwelt- oder Erdwärme nutzen, sind sie nicht auf lokale Gegebenheiten bezüglich zugänglicher Brennstoffe angewiesen. In Verbindung mit erneuerbarem Strom können dezentrale Wärmepumpen besonders in dünn besiedelten Gebieten einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten, während Großwärmepumpen insbesondere in der Grund- und Mittellast in Fernwärmenetzen eine wichtige Rolle spielen werden. Weitere Einsatzmöglichkeiten bestehen im Systemverbund mit anderen erneuerbaren Wärmeerzeugern.

KEY FACTS:

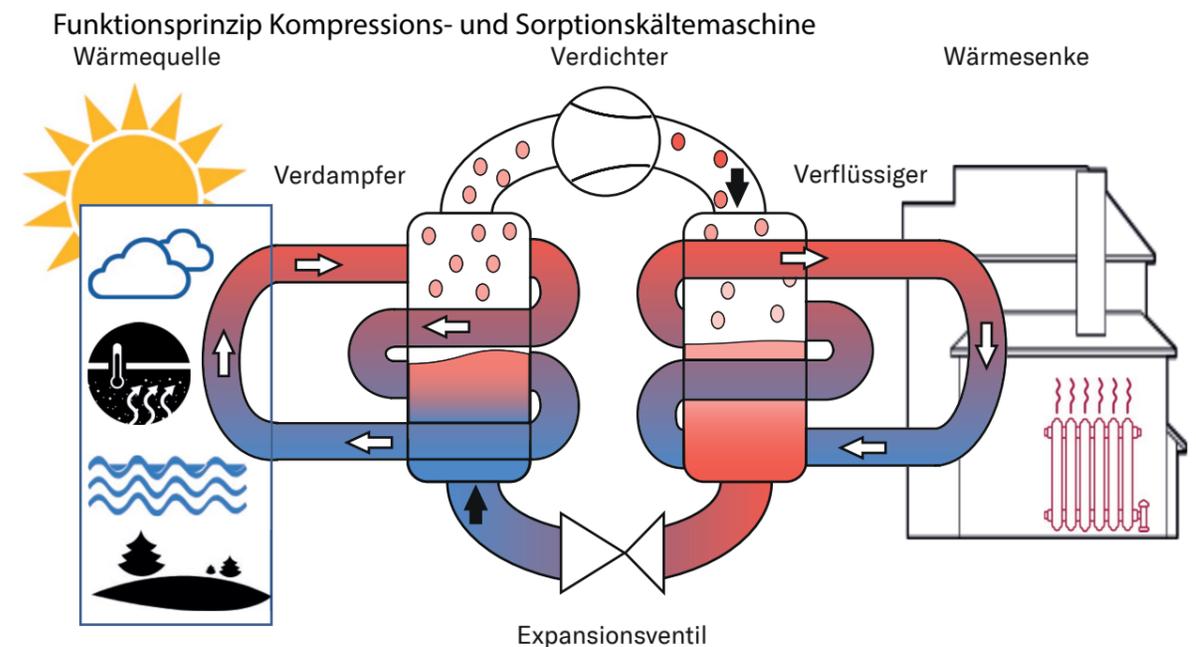
- kW/m²** ausgeglichenes Verhältnis von Wärmeleistung und Flächenbedarf; Erdwärmepumpen besitzen einen höheren Flächenbedarf
- €** mittlere Investitionskosten und geringe Betriebskosten in Abhängigkeit des Strompreises
- CO₂** gering, wenn mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben
- !** flexible Einsatzmöglichkeiten prädestinieren Wärmepumpen für den Einsatz in dünn besiedelten Regionen. Der großflächige Einsatz von Wärmepumpen führt zu Stromlastspitzen in der Heizperiode (zu Zeiten geringer Erzeugung saisonaler CO₂-neutraler Wärmequellen).

Wärmepumpen bestehen grundsätzlich aus vier Komponenten: Verdampfer, Verdichter, Kondensator und Expansionsventil. Im Verdampfer wird ein Kältemittel, das eine Siedetemperatur von weit unter 0 °C aufweist, mittels einer Wärmequelle verdampft. Dazu wird meist (Ab-)Luft oder (Ab-)Wasser, häufig jedoch auch Erdwärme genutzt. Gerade Großwärmepumpen zum Einsatz in Wärmenetzen können auch weitere Wärmequellen nutzen. Fluss- und Seewasser, (Niedertemperatur-) Abwärmequellen, Solarthermie oder der Netzurücklauf sind nur einige davon. Aufgrund des niedrigen Siedepunktes des Kältemittels können auch niedrige Tem-

peraturen unter 0 °C zur Wärmebereitstellung verwendet werden. Der Kältemitteldampf wird anschließend in einen Verdichter geleitet und dort komprimiert. Im nächsten Schritt wird das Kältemittel im Kondensator bei isobarer Wärmeabgabe wieder verflüssigt. Das flüssige Kältemittel wird mittels eines Expansionsventils entspannt und danach wieder dem Verdampfer zugeführt (siehe Abbildung 33).

33

Funktionsweise einer Kompressionswärmepumpe⁹⁰



Wichtige Unterscheidungsmerkmale von Wärmepumpen sind das Umweltwärme- und das Arbeitsmedium:

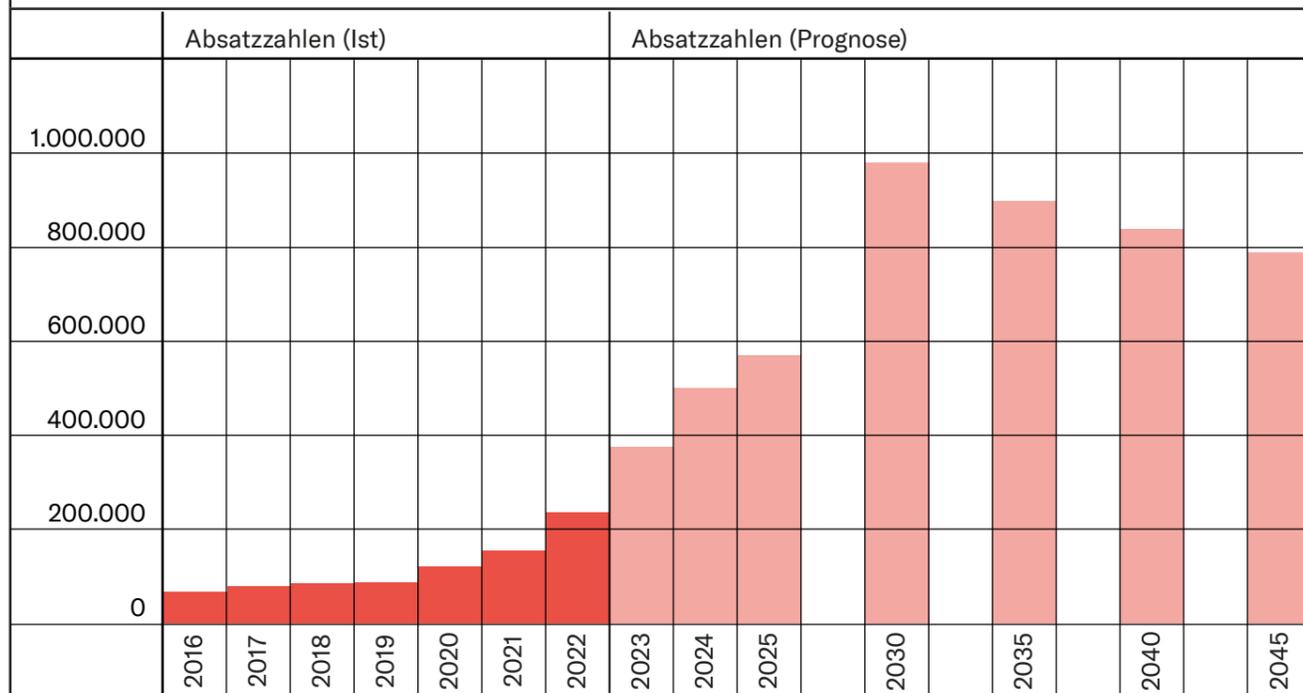
- Luft-Luft-Wärmepumpe: Ab- oder Außenluft dient als Wärmequelle und wird als Warmluft an die Wärmesenke weitergegeben.
- Luft-Wasser-Wärmepumpe: Abluft dient als Wärmequelle und gibt die Energie im Wärmetauscher an das Arbeitsfluid ab.
- Sole-Wasser-Wärmepumpe: Das Erdreich dient als Wärmequelle. In einem Solekreislauf, der ein frostsicheres Fluid enthält, wird die Erdwärme aufgenommen und anschließend im Wärmetauscher an das Arbeitsfluid übergeben. In diesem Fall wird auch von oberflächennaher Geothermie gesprochen.
- Wasser-Wasser-Wärmepumpe: Wasser dient als Wärmequelle und gibt die Energie im Wärmetauscher an das Arbeitsfluid ab.

Ein Maß zur Leistungsbeurteilung einer Wärmepumpe ist der Coefficient of Performance (COP), der das Verhältnis von abgegebener Wärmeleistung zu zugeführter elektrischer Antriebsleistung am Verdichter wiedergibt. Je höher der Wert, desto effizienter arbeitet die Wärmepumpe. Der COP wird maßgeblich durch die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke (Temperaturspreizung) beeinflusst: Je geringer die Temperaturdifferenz ist, desto effizienter ist der Betrieb der Wärmepumpe. Zusätzlich zum leistungsbezogenen COP, der jeweils nur für einen bestimmten Betriebspunkt gültig ist, wird die Jahresarbeitszahl (JAZ) verwendet, die die abgegebene Jahreswärmemenge zur eingesetzten elektrischen Arbeit ins Verhältnis setzt. Die JAZ erlaubt es, die Betriebsweise über den Zeitraum eines Jahres zu beurteilen und Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit der betriebenen Anlage zu ziehen. Betriebsoptimierte Anlagen erreichen JAZ von 3,0 bis 5,0.

⁹⁰ Eigene Darstellung auf Basis von Sobotta, 2018.

In Deutschland waren 2021 mehr als 1,455 Millionen Wärmepumpen mit einer thermischen Leistung von 13,8 GW installiert, vornehmlich als effiziente und umweltschonende dezentrale Heizlösung in Wohnhäusern. Im Jahr 2022 wurde der Bestand um 236.000 neu installierte Heizungswärmepumpen, davon 205.000 Luft-Wasser-Wärmepumpen, auf 1,691 Millionen installierte Geräte angehoben. Im Vergleich zum Vorjahr konnte der Absatz von Luft-Wasser-Wärmepumpen um 61 Prozent und von Sole-Wasser-Wärmepumpen um 15 Prozent gesteigert werden. Die Bundesregierung hat für das Jahr 2024 die Zielmarke von 500.000 Geräten ausgegeben, die laut dem Bundesverband Wärmepumpe e. V. (BWP) ehrgeizig, aber erreichbar ist. Wärmepumpen können im Rahmen der BEG-Einzelmaßnahmen durch das BAFA gefördert werden. Im Jahr 2021 hat das BAFA eine Förderung für mehr als 52.000 Wärmepumpen bewilligt. Abbildung 34 zeigt die Entwicklung der Absatzzahlen von Heizungswärmepumpen sowie Prognosen bis 2045.

34 Entwicklung und Prognose der Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen⁹¹



Neben dezentralen Wärmepumpen, deren Einsatzpotenzial primär in Ein- und Zweifamilienhäusern zu verorten ist, bieten zentrale Wärmepumpen Chancen zur Dekarbonisierung der Fernwärme, indem sie dort in der Grund- und Mittellast eingesetzt werden. Nicht nur in Energiesystemstudien wird bis 2045 ein signifikanter Anteil von Großwärmepumpen in der Fernwärme erwartet,⁹² auch bei den Versorgungsunternehmen wurden in den vergangenen Jahren bereits Projekte zur Integration von Großwärmepumpen in die Erzeugung umgesetzt bzw. befinden sich aktuell in der Umsetzung.⁹³ So wird aktuell beispielsweise im Reallabor „Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen – Installation, Betrieb, Monitoring und Systemeinbindung“ in verschiedenen deutschen Fernwärmenetzen die Einbindung von Großwärmepumpen bis zu 22 MW mit verschiedenen Wärmequellen und Netzanforderungen untersucht.

Da die Effizienz von Wärmepumpen von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und -senke abhängt, führen die in Bestandsnetzen häufig noch vorherrschenden Temperaturen von über 100 °C⁹⁴ dazu, dass der Einsatz aktuell nur begrenzt stattfinden kann. Wie auch zur Einbindung anderer nicht auf Verbrennungsprozessen beruhender CO₂-neutraler Wärmequellen ist eine Temperaturabsenkung im Netz somit Voraussetzung für einen flächendeckenden und effizienten Einsatz.

91 Eigene Darstellung auf Basis des BWP, 2023.
 92 Vgl. BCG, 2021.
 93 Vgl. Agora Energiewende, 2021.
 94 Vgl. AGFW, 2023.

3.3 Erneuerbare Wärmeerzeugung

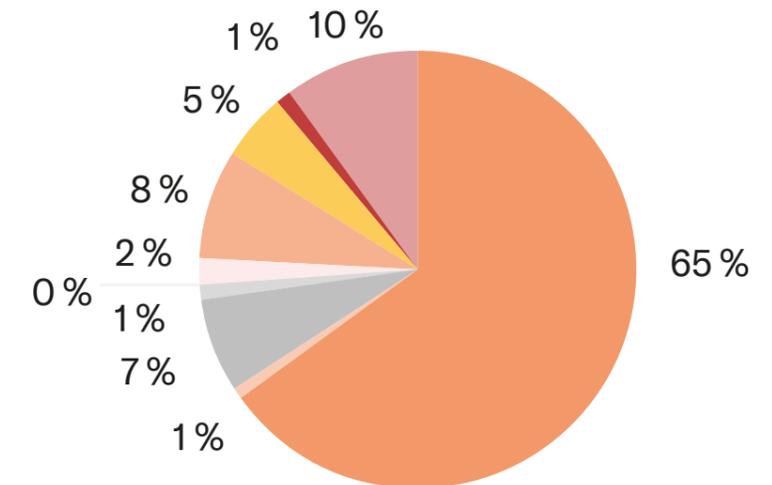
Die Senkung des Wärmebedarfs und die bislang dargestellten Technologien müssen um den Ausbau und die Bereitstellung regenerativer „grüner“ Wärme ergänzt werden, um die Transformation des Wärmesektors voranzutreiben. 2022 wurden in Deutschland 200,5 TWh „grüne“ Wärme bereitgestellt, was einem Anteil von knapp 17,4 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme entspricht. Die Verteilung auf die einzelnen erneuerbaren Energieträger zeigt Abbildung 35. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Großteil der erneuerbaren Wärme mit einem Anteil von 65 Prozent aus biogenen Festbrennstoffen erzeugt wird.

Generell lassen sich die Energieträger in vier Kategorien einteilen: biogene Brennstoffe, oberflächennahe Geothermie, Tiefengeothermie und Solarthermie. Im Folgenden werden der Einsatz von Biomasse in fester und gasförmiger Form, die Tiefengeothermie und die Solarthermie vorgestellt. Die oberflächennahe Geothermie wird zumeist in Verbindung mit Wärmepumpen eingesetzt. Die Technologien können sowohl zentral, d.h. direkt am Ort der Erzeugung, als auch dezentral in Wärmenetzen genutzt bzw. integriert werden. Für die Zukunft wird es wichtig sein, die lokal verfügbaren erneuerbaren Ressourcen optimal auszunutzen und dadurch die Transformation des Wärmesektors voranzutreiben.

35 Wärmeverbrauch aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2022⁹⁵

gesamt: 200,5 TWh

- Feste Biomasse (Holz)
- Flüssige Biomasse
- Biogas
- Klärgas
- Deponiegas
- Biomethan
- Biogener Anteil des Abfalls
- Solarthermie
- Tiefengeothermie
- Oberflächennahe Geothermie, Umweltwärme



95 Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Umweltbundesamtes, 2023b.

3.3.1 Biomasse

IN KÜRZE:

Biogene Brennstoffe sind derzeit die wichtigsten Energieträger für erneuerbare Wärmebereitstellung in Deutschland. Die Formen und Arten der Verarbeitung von Biomasse sind vielfältig. Dabei ist immer die Konkurrenz zu anderen Sektoren und zur Nahrungsmittelindustrie zu beachten. Außerdem ist auf örtliche Nähe von Brennstoffen, Wärmeerzeugung und Wärmeabnahme zu achten und lange Transportwege sind zu vermeiden. Der Einsatz fester Biomasse ist in dünn besiedelten Gebieten am sinnvollsten. Die Nutzung von biogenen Abfällen oder Biogasen kann dagegen in dicht und mittel besiedelten Gebieten vorteilhaft sein.

KEY FACTS:

- kW/m²** mittlere Leistung und hoher Flächenverbrauch
- €** hohe Investitionskosten und hohe Brennstoffkosten
- CO₂** treibhausgasneutral (Scope 1), wenn Transportwege außer Acht gelassen werden und die Pflanzung von Bäumen nicht zuvor als Kompensationsmaßnahme angerechnet wurde
- !** Konkurrenz zu anderen Verbrauchssektoren und zur Lebensmittelindustrie zu beachten

Aktuell ist Biomasse mit einem Anteil von knapp 10 Prozent an der gesamten Wärmeerzeugung im Jahr 2021 der wichtigste Träger Erneuerbarer Energien im Wärmesektor, gefolgt von biogenen Siedlungsabfällen mit 7 Prozent.

Da Bioenergie ein weitreichender Begriff ist, wird für eine Potenzialabschätzung eine Abgrenzung der verschiedenen Einsatzformen vorgenommen. Im Folgenden werden die drei häufigsten Arten der Biomasse – biogene Festbrennstoffe, Biogase und biogene Abfälle – vorgestellt:

Biogene Festbrennstoffe

Wie Abbildung 35 gezeigt hat, sind biogene Festbrennstoffe der wichtigste erneuerbare Wärmelieferant in Deutschland. Den Hauptbestandteil der Festbrennstoffe bildet Holz in Form von Scheitholz, Holzhackschnitzeln oder Pellets. Weiterhin wird Stroh oder Bagasse – Überreste aus der Zuckerherstellung – verwendet. Aufgrund des großen Flächenbedarfs für den Holzanbau und der Nachhaltigkeitsproblematik der Forstwirtschaft ist eine möglichst lokale oder kommunale Holznutzung von großer Bedeutung. Ein weiterer wesentlicher Faktor ist die Nutzungskonkurrenz zum Verkehrssektor, denn biogene Festbrennstoffe eignen sich ebenfalls zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen (BtL), was den Einsatz im Wärmemarkt möglicherweise einschränken wird. Weiterhin müsste bei einem erhöhten Einsatz in dicht und mittel besiedelten Gebieten verstärkt Holz importiert werden. Dies ist aus ökologischen Gesichtspunkten jedoch nicht sinnvoll. Aus den genannten Gründen ist die Nutzung biogener Festbrennstoffe nur in dünn besiedelten Gebieten bzw. in den Randregionen zu mittel besiedelten Gebieten zu vertreten.

Biogase

Biogas wird als ein wichtiges Element der Energieversorgung angesehen, da Biogas speicherbar, flexibel nutzbar und grundlastfähig ist. Im Jahr 2021 wurden durch Biogasproduktion fast 10 Prozent der erneuerbaren Wärme bereitgestellt – ausreichend, um über 2,5 Millionen Haushalte mit Wärme zu versorgen. Etwa 9.600 Biogasanlagen erzeugen in Deutschland eine elektrische Leistung von mehr als 5.600 MW. Etwa 9 Prozent der gesamten Landwirtschaft Deutschlands wurden 2021 für die Biogasproduktion eingesetzt, wobei Silomais mit rund 56 Prozent dominiert. Außerdem kommen Ganzpflanzensilagen wie Gras, Getreide oder Leguminosen und Zuckerrüben zum Einsatz. Ein Fokus liegt zudem auf der stärkeren Verwendung von Reststoffen wie Gülle und Mist sowie alternativen Energiepflanzen. Insbesondere für den Einsatz von Gülle und Mist wird ein erhebliches Potenzial angenommen.

Durch Aufbereitung ist Biogas als Biomethan (auch Bioerdgas) nutzbar. Hierzu werden das Begleitgas Kohlendioxid und weitere Bestandteile aus dem Rohbiogas abgetrennt. Das entstehende Biomethan ist chemisch mit Erdgas gleichzusetzen und lässt sich demnach wie Erdgas einsetzen.⁹⁶

Das Potenzial eines künftigen Ausbaus von Biogasanlagen zur Verwendung von Energiepflanzen wird unterschiedlich gesehen. Gleichzeitig wird vor dem Hintergrund des globalen Wachstums eine Nutzungskonkurrenz zwischen Nahrungsmittelanbau und Energiepflanzen prognostiziert, die zu einem restriktiven Einsatz der Nutzpflanzen im energetischen Sinne führt.

Zukünftig gilt weiterhin der sogenannte „Maisdeckel“, der aktuell nur Genehmigungen für Anlagen mit einem maximalen prozentualen Mais- bzw. Getreidekornsubstratanteil von 40 Massenprozent im Jahr bzw. 30 Massenprozent in den Jahren 2026 bis 2028 vorsieht. Die Konkurrenz zum Nahrungsmittelanbau und der immer bedenklichere Rückgang der Biodiversität aufgrund zunehmender Monokulturen sind für diese Anteilsbeschränkung verantwortlich.

Biogene Abfälle

Biogene Abfälle umfassen jegliche Reststoffe, die biologisch abbaubar sind. Speisereste aus Haushalten oder Großküchen zählen ebenso dazu wie tierische Abfälle und Fette aus der verarbeitenden Industrie oder Schlämme aus Kläranlagen. Je nach stofflicher Zusammensetzung können biogene Abfälle auf verschiedene Weisen energetisch genutzt werden. Altfette finden zu großen Teilen in der Biodieselproduktion Verwendung, während häusliche Bioabfälle größtenteils kompostiert werden, um die Nährstoffe in Form von Humus wieder in den biologischen Kreislauf zurückzuführen. Eine vorgeschaltete anaerobe Vergärung könnte zusätzlich Biogas erzeugen und würde die anschließende Kompostierung nicht beeinflussen.

Der bei der Wasser- und Abwasserreinigung entstehende Klärschlamm kann in örtlicher Nähe zu (Ab-)Wärmequellen getrocknet und anschließend thermisch verwertet werden. Die größten Potenziale dafür bieten dicht besiedelte Gebiete.

Ausbaupotenzial

Über das künftige Potenzial von Biomasse zur Strom- und Wärmebereitstellung bestehen strittige Meinungen.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 verpflichtete erstmals Bioenergieanlagen ab 150 kW installierter Leistung zur Teilnahme an Ausschreibungen. Das EEG 2023 richtet die Förderung von Biomasse verstärkt auf hochflexible Spitzenkraftwerke aus. Es schreibt eine installierte Leistung von Biomasseeanlagen von 8.400 MW im Jahr 2030 vor.

Die energetische Verwertung von Biomasse konkurriert mit anderen Verwendungsmöglichkeiten. Angebote an Energiepflanzen aus der Landwirtschaft stehen in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion und zur stofflichen Nutzung für biobasierte Kunststoffe und Chemikalien. Neben der steigenden Nachfrage nach Anbaubiomasse besteht ein hoher Futtermittelbedarf in Schwellenländern und eine steigende Nachfrage der chemischen Industrie nach biogenen Rohstoffen. Da fruchtbare Flächen verstärkt knappe Ressourcen darstellen, sollte Biomasse auch im Hinblick auf die Flächeneffizienz betrachtet werden. So ist die Flächeneffizienz von Bioenergie aus Anbaubiomasse deutlich schlechter als bei Wind- und Solarenergie. Wind- und Solarenergie können darüber hinaus auf bebauten und unfruchtbaren Flächen erzeugt werden. Daher ist fraglich, welchen Anteil Anbaubiomasse in Zukunft zur Energieversorgung beitragen wird.⁹⁷ Die Potenziale aus biogenen Abfall- und Reststoffen sind insoweit unproblematischer und wurden in Kapitel 3.1.2 zur thermischen Abfallverwertung genauer beleuchtet.

⁹⁶ Vgl. BMEL, 2022.

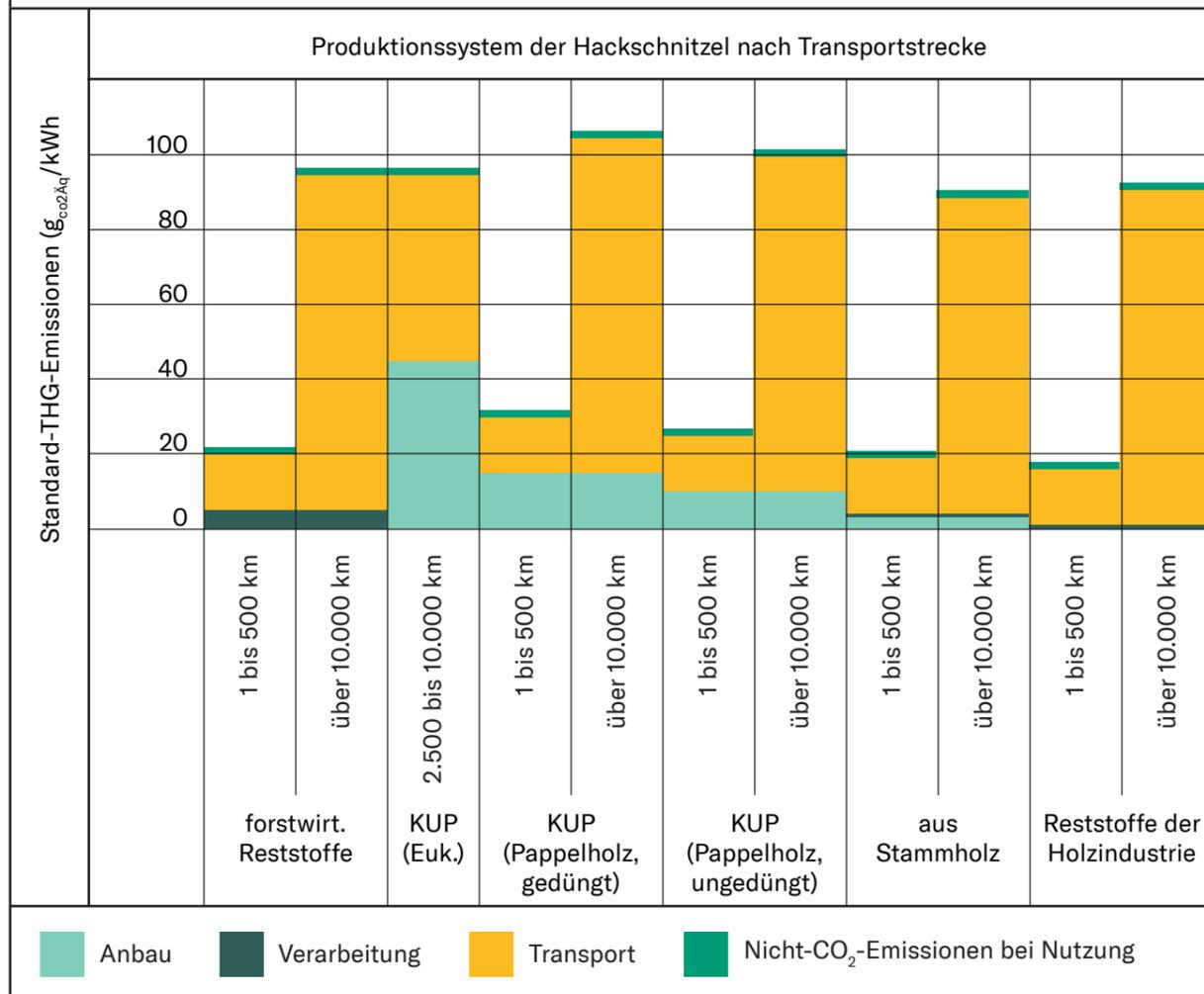
⁹⁷ Vgl. Umweltbundesamt, 2022a.

Scope der Klimaneutralität

Ein wichtiger Aspekt der Nachhaltigkeit von Biomasse ist die Art und Weise, wie sie produziert und transportiert wird. Bei der Produktion sind die landwirtschaftliche Fläche und die nachwachsenden Rohstoffe, die kontinuierlich abgebaut und regeneriert werden, so zu bewirtschaften, dass sie langfristig nutzbar bleiben. Monokulturen und übermäßiger Pestizideinsatz sollten vermieden werden, um die Biodiversität zu fördern und negative Auswirkungen auf Ökosysteme zu minimieren. Beim Transport sind vor allem der Energieaufwand und die damit verbundenen CO₂-Emissionen von Belang, die so weit wie möglich reduziert werden müssen. Zudem sollte versucht werden, möglichst regionale Kreisläufe zu fördern und Biomasse als Energiequelle dort einzusetzen, wo sie lokal verfügbar ist, um weite Transportwege zu vermeiden. Biomasse als erneuerbare Energiequelle kann bei verantwortungsvoller Gewinnung, sorgsamer und lokaler Nutzung und ohne lange Transportwege einen guten Beitrag in der Wärmewende leisten.

36

THG-Emissionen in der Lieferkette von Hackschnitzeln in Abhängigkeit von Transportstrecke und Holzquelle⁹⁸



Im Rahmen der THG-Bilanzierung ist es notwendig, die Emissionen für holzartige Biomasse zu betrachten. Abbildung 36 zeigt die Standard-THG-Emissionen für Holzhackschnitzel in Abhängigkeit von Holzquelle und Transportstrecke. Speziell die THG-Emissionen des Transports machen den größten Teil der Lieferketten-Emissionsbilanz von Holzhackschnitzeln aus, weshalb lange Transportstrecken die Klimabilanz besonders negativ beeinflussen. Die transportbedingten THG-Emissionen liegen für Holzhackschnitzel zwischen 13 g_{CO2Äq}/kWh und 92 g_{CO2Äq}/kWh.

3.3.2 Tiefengeothermie

Von Tiefengeothermie ist die Rede, wenn Wärme aus Gesteinsschichten unterhalb ca. 400 m Tiefe genutzt wird. Da für eine geothermische Wärmeversorgung in der Regel Temperaturen von 70 bis 80 °C benötigt werden und diese Temperaturen erst ab Tiefen von ca. 1.000 m zu finden sind, weisen fast alle Tiefengeothermieprojekte in Deutschland entsprechende Bohrtiefen auf. Derzeit sind in Deutschland 42 Tiefengeothermieanlagen in Betrieb, 25 davon in Bayern.⁹⁹ Weitere 82 Anlagen für Strom- und Wärmeproduktion (ohne Thermalbäder) sind derzeit in Planung. Aktuell trägt die Tiefengeothermie mit einer installierten Leistung von 417 MW_{th} und 46 MW_{el} zur Energiebereitstellung bei. 2022 wurden 1,5 TWh_{th} sowie 0,25 TWh_{el} durch Tiefengeothermie erzeugt.

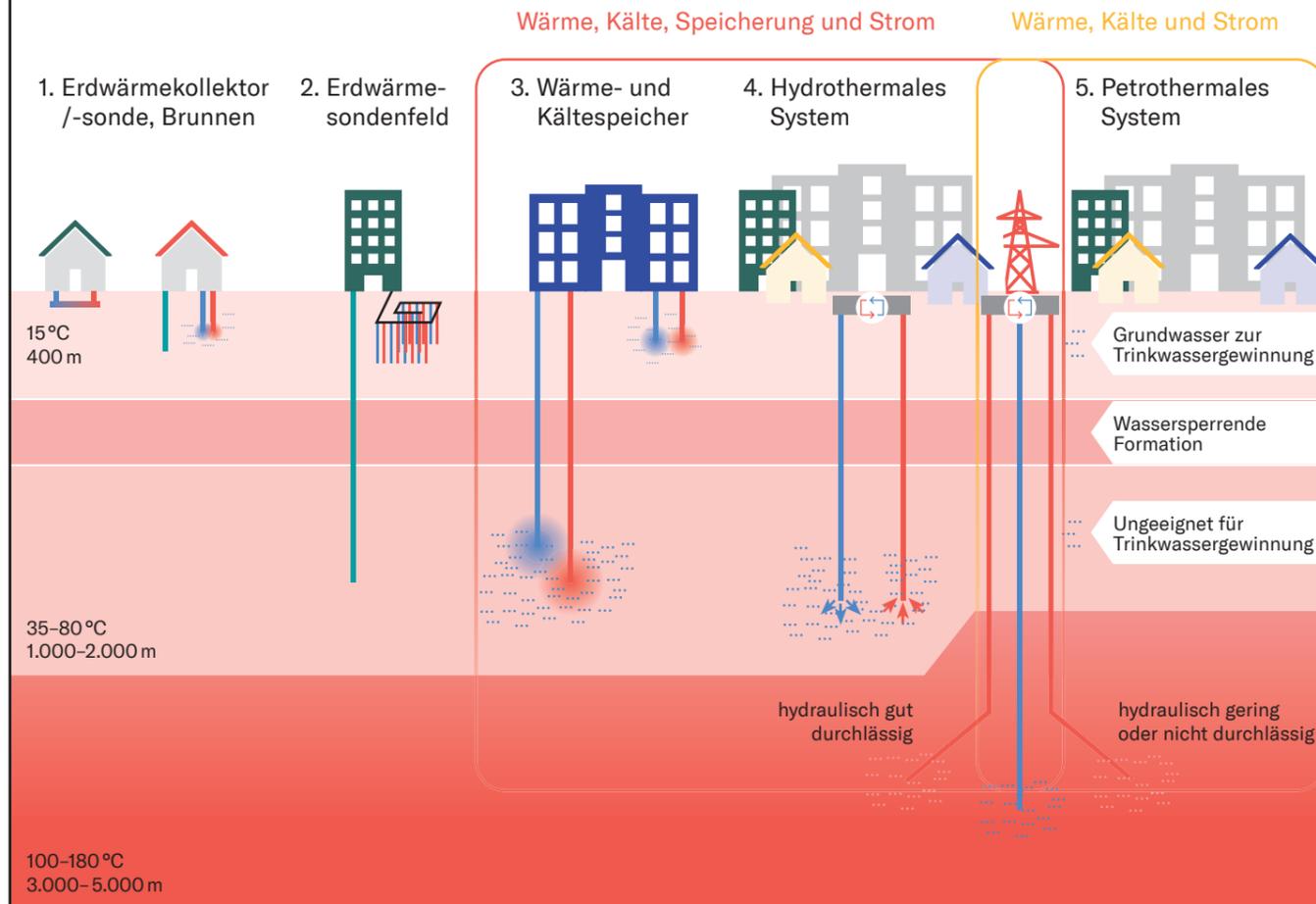
IN KÜRZE:

Der Betrieb einer Tiefengeothermie-Anlage ermöglicht den Betrieb einer grundlastfähigen erneuerbaren Strom- und Wärmeerzeugung. Voraussetzung für eine wirtschaftliche Umsetzung ist die Verfügbarkeit eines Wärmereservoirs, eine in naher Umgebung vorhandene Wärmesenke sowie eine langfristige Abnahme der Wärme. Den hohen Investitionskosten in der Bohrphase stehen geringe laufende Kosten im Betrieb gegenüber. In dicht besiedelten Gebieten kann Tiefengeothermie einen Beitrag zur erfolgreichen Wärmewende leisten.

KEY FACTS:

- kW/m²** mittlere Leistung auf kleiner Fläche
- €** hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten
- CO₂** keine Emissionen
- !** Voraussetzungen für eine erfolgreiche Umsetzung: wasserführende Schicht, Fündigkeit und langfristig sichere Wärmeabnahme

Abbildung 37 veranschaulicht die unterschiedlichen geothermischen Systeme. So kann Geothermie nicht nur nach der Tiefe der Bohrung klassifiziert werden, sondern auch in offene oder geschlossene Systeme (beispielsweise Erdwärmesonden oder Erdwärmesondenfelder). Bei offenen Systemen kommt das Wärmeträgermedium (z. B. Wasser) in direkten Kontakt mit der Umgebung, während bei geschlossenen Systemen kein direkter Kontakt zwischen Wärmeträgermedium und Umgebung stattfindet; dort erfolgt die Übertragung der Umgebungswärme auf das Wärmeträgermedium über Konvektion. Bei Tiefengeothermie spricht man im weitesten Sinne von der hydrothermalen Tiefengeothermie, die auf dem deutschen Tiefengeothermiemarkt die „State of the Art“-Technologie darstellt. Weitere Technologien wie die petrothermale Geothermie oder Closed-Loop-Systeme befinden sich momentan noch im Forschungsstadium.¹⁰⁰



Hydrothermale Tiefengeothermie

Die hydrothermale Tiefengeothermie nutzt Wasser aus porösen Gesteinsschichten im Untergrund. Mittels einer Förderbohrung werden die sogenannten Aquifere, das sind natürliche Wasserleiter, erreicht und das Thermalwasser wird durch Unterwassermoterpumpen an die Oberfläche befördert. Über Wärmetauscher wird die thermische Energie des Wassers auf einen zweiten Flüssigkeitskreislauf übertragen und das abgekühlte Wasser anschließend über die Reinjektionsbohrung wieder zurück in die tiefen Gesteinsschichten geleitet. Ziel der hydrothermalen Geothermie ist somit die alleinige Nutzung der Energie, während der Wasserhaushalt der Gesteinsschichten unverändert bleibt. Um das Mengengefüge im Untergrund nicht zu sehr zu beeinflussen, befindet sich die Reinjektionsbohrung meist in wenigen Kilometern Entfernung. Abbildung 38 zeigt die Funktionsweise einer hydrothermalen Tiefengeothermie-Anlage.

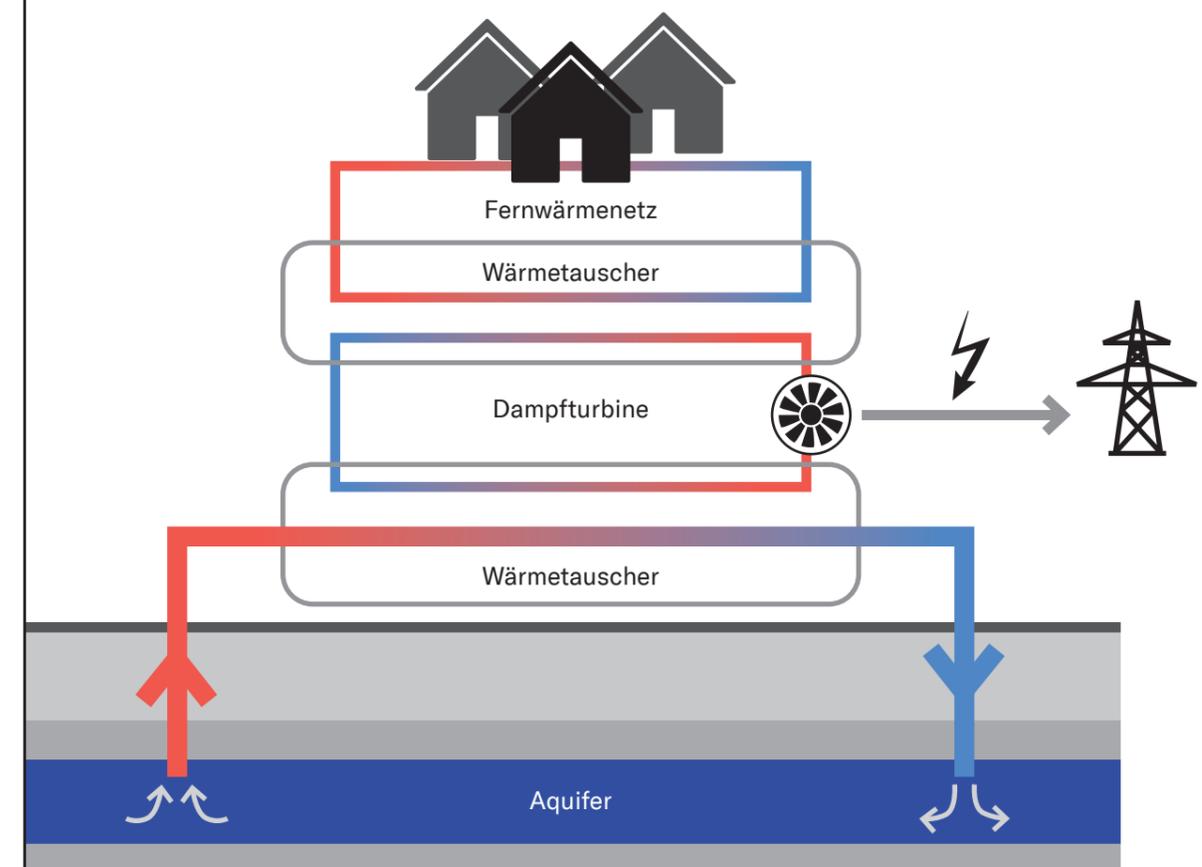
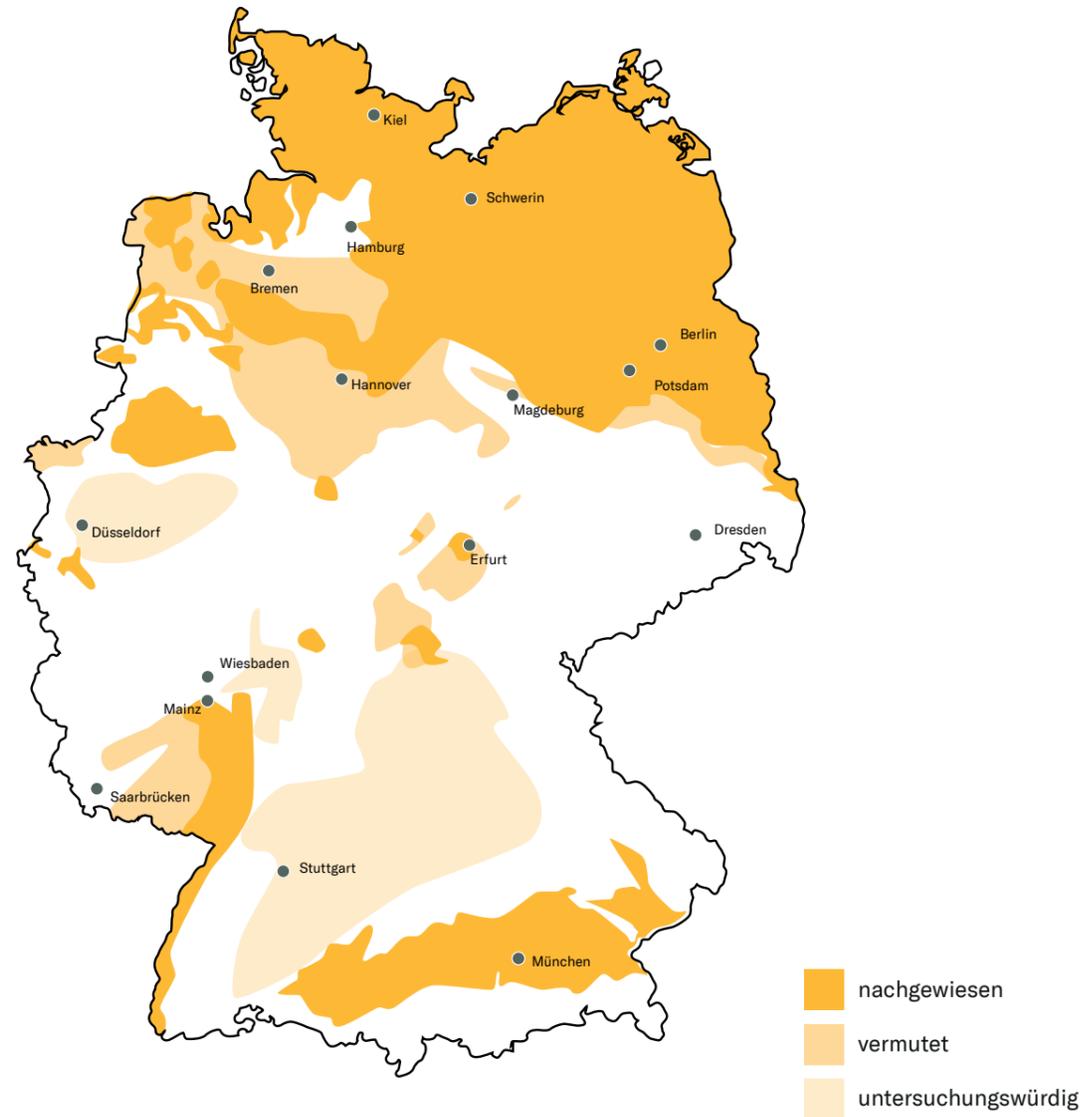


Abbildung 39 zeigt die drei in Deutschland existierenden Gebiete zur Nutzung von hydrothermalen Tiefengeothermie: das süddeutsche Molassebecken, den Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken. Das süddeutsche Molassebecken (bzw. nordalpines Molassebecken) im bayerischen Voralpenland ist knapp 130 km breit und erstreckt sich weiter über Österreich und die Schweiz bis nach Frankreich. Für hydrothermale Geothermie ist besonders die Gesteinsschicht des Malm als karstig-poröses Aquifer, das im Jura-Zeitalter entstand, essenziell.

39 Gebiete mit Potenzial für hydrothermale Geothermie¹⁰³



Speziell im Raum München bietet der Malmkarst Wassertemperaturen, die für die Wärmeversorgung oder sogar die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion geeignet sind. Bei einer nachhaltigen Bewirtschaftung stellt die Energie aus Tiefengeothermie eine stetige Energiequelle dar. In einer dekarbonisierten Energielandschaft kann die Tiefengeothermie neben der Wärmeproduktion auch Regelenergie zur Verfügung stellen.

40 Nord-Süd-Schnitt durch das Alpenvorland¹⁰⁴

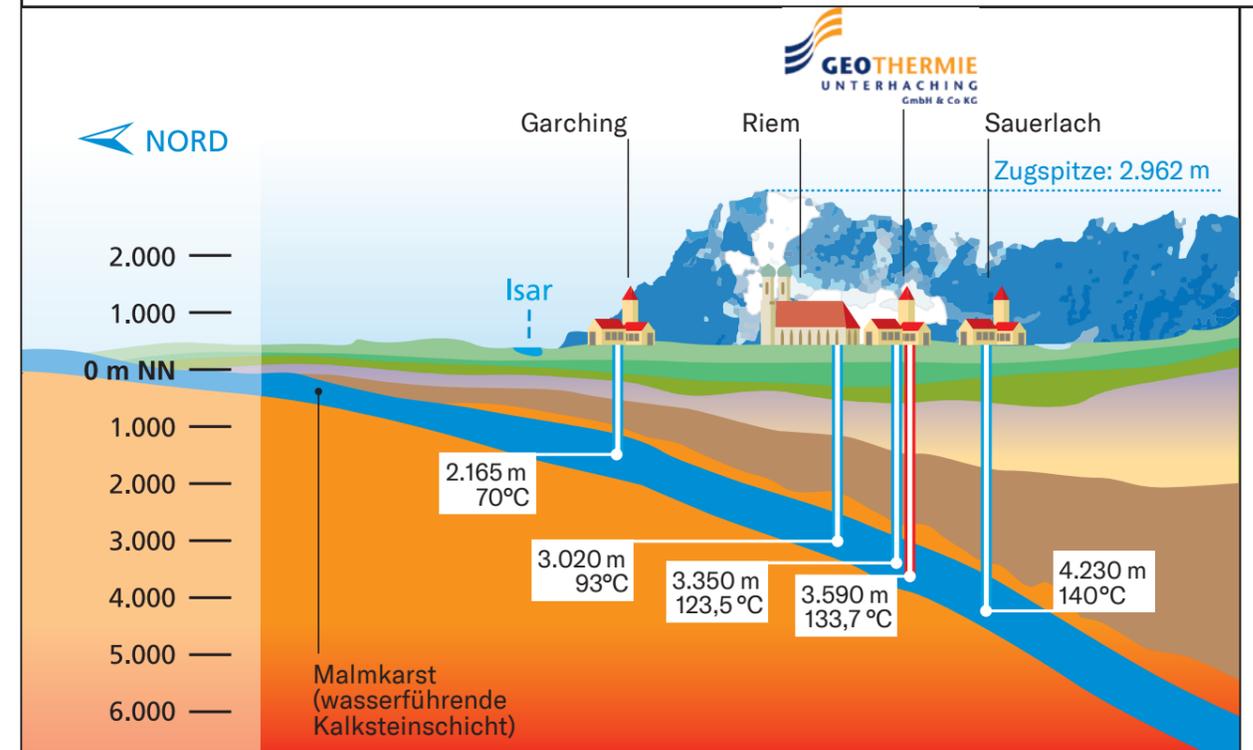


Abbildung 40 zeigt einen Nord-Süd-Schnitt durch das Alpenvorland. Aufgrund der günstigen Bedingungen wollen die Stadtwerke München die gesamte Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2040 regenerativ gestalten und einen Großteil aus Tiefengeothermie gewinnen. In einer Wirtschaftlichkeitsanalyse kommen sie zu dem Ergebnis, dass die Gesteungskosten der Energie aus Tiefengeothermie langfristig attraktiver sind als die anderer Energiequellen.

Petrothermale Geothermie

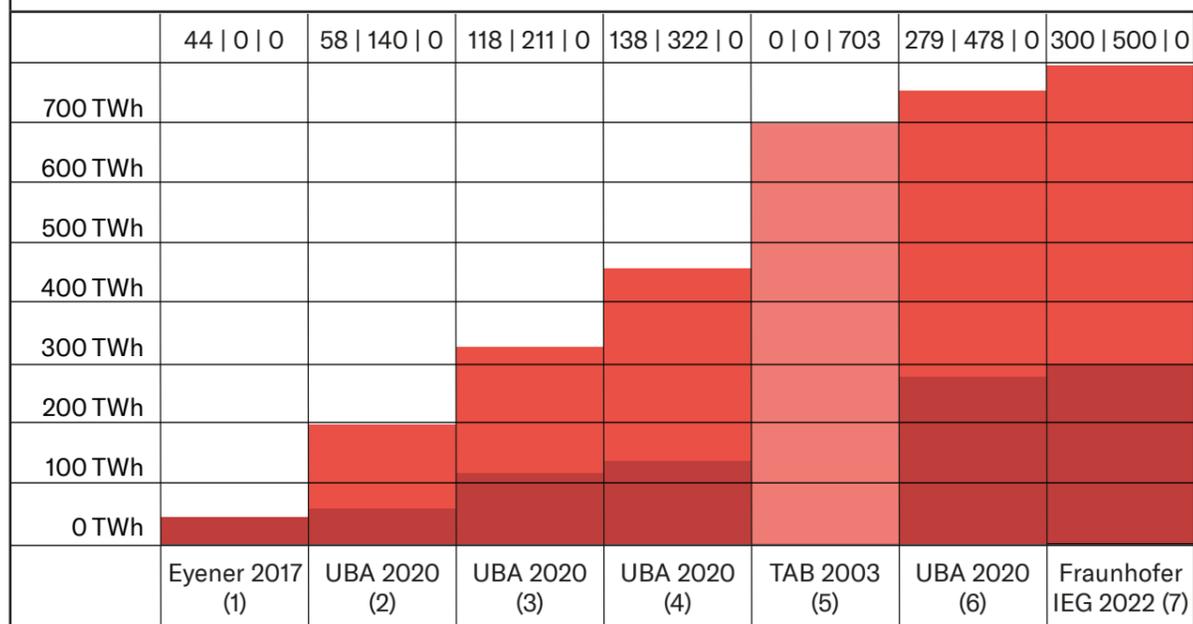
Im Gegensatz zu hydrothermalen Systemen wird bei der petrothermalen Geothermie Wärme über eigens geschaffene Fließwege und eingebrachte Fluide gewonnen. In Deutschland befindet sich diese Methode noch im Versuchsstadium, eine erste Anlage aus einem EU-weiten Forschungsprojekt an der deutsch-französischen Grenze hat die technische Machbarkeit bereits bewiesen. Mithilfe petrothormaler Tiefengeothermie lässt sich grundsätzlich an jedem Ort Energie aus der Tiefe gewinnen. Das Temperaturniveau liegt dabei deutlich über 100 °C. Auf Basis der bisherigen Projekte ist allerdings davon auszugehen, dass die Investitionskosten bezogen auf die thermische Leistung aufgrund des deutlich geringeren Wärmeoutputs ein Vielfaches der Investitionskosten für hydrothermale Tiefengeothermie betragen werden.

Potenzial der Tiefengeothermie in Deutschland

Die Nutzung der Tiefengeothermie ist grundsätzlich bundesweit möglich. Laut Fraunhofer IEG liegt das technische Marktpotenzial der hydrothermalen Technologien weit über 300 TWh Jahresarbeit bzw. 70 GW installierter Leistung (ca. 25 Prozent des Gesamtwärmebedarfs). Weiterhin wird ein Potenzial von über 500 TWh/a aus petrothermaler Geothermie identifiziert.¹⁰⁵ Auch andere Studien wie von Sandrock et al. zeigen vielversprechende Potenziale sowohl für die hydrothermale als auch für die petrothermale Geothermie auf. Gemessen am technischen Bereitstellungspotenzial ergibt sich für die Geothermie somit ein Potenzial von knapp 287 TWh/a (Rücklauf-temperatur 65 °C). Bei einer weiteren Reduzierung der Rücklauf-temperatur auf 35 °C kann das geothermische Potenzial auf 468 TWh/a erhöht werden.

Abbildung 41 zeigt einen Überblick über Studien zum Thema Potenziale der Wärmenutzung aus Tiefengeothermie in Deutschland.

41 Potenzial der Wärmenutzung aus Tiefengeothermie in Deutschland¹⁰⁶



■ Hydrothermal ■ Petrothermal ■ Hydro- & Petrothermal

1	Eyener, 2017	wirtschaftliche Potenzial aus KWK
2	UBA, 2020 *	Technische Bereitstellungspotenziale bei Rücklauf-temperatur Wärmenetz 65°C
3	UBA, 2020 **	Technische Bereitstellungspotenziale bei Rücklauf-temperatur Wärmenetz 35°C
4	UBA, 2020 ***	Theoretische Angebotspotenzial bei Rücklauf-temperatur Wärmenetz 65°C
5	TAB, 2003	Theoretisches Potenzial bei Versorgung von Niedertemperaturwärme
6	UBA, 2020 ****	Technische Angebotspotenziale bei Rücklauf-temperatur Wärmenetz 35°C
7	Fraunhofer IEG, 2022	Hydrothermales Potential

Der Infrastrukturaufbau für die Tiefengeothermie erfordert in den kommenden zehn Jahren Investitionen in Höhe von ca. 2 bis 2,5 Milliarden Euro je GW zu installieren-der Leistung aus öffentlicher und privater Hand, auch um wettbewerbsfähige Wär- megestehungskosten von < 30 Euro/MWh zu ermöglichen. Bislang wurde die Tiefen- geothermie im Stromsektor über Förderungen auf der Einnahmenseite forciert. Die schleppende Entwicklung in diesem Markt zeigt, dass dies allein kein ausreichendes Anreizsystem ist. Aus Sicht der Investoren ist die Gesamthöhe des notwendigen Ei-

genkapitals in Verbindung mit dem langen Zeitraum von der Investition bis zu ersten Rückflüssen das entscheidende Hindernis. Denn für die Bohrungen sind hohe An- fangsinvestitionen erforderlich – ohne die sonst übliche Prognosesicherheit. Für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen sind die förderbare Wassermenge, der Pumpenstrom- aufwand sowie die tatsächlich angetroffene Temperatur entscheidend. Dies wird in der Fachsprache als Fündigkeit bezeichnet. Bei Tiefengeothermieprojekten mit gro- ßen Bohrtiefen handelt es sich um langfristige Projekte. Den hohen Investitionskos- ten stehen geringe laufende Kosten gegenüber und die Amortisationszeit schwankt stark in Abhängigkeit von der konkreten Fündigkeit und dem Wärmebedarf vor Ort.

Die 2022 in Kraft getretene Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) soll nun auch Anreize von staatlicher Seite für Investitionen in Tiefengeother- mie schaffen. Außerdem hat das BMWK am 11. November 2022 die „Eckpunkte für eine Erdwärmekampagne – Geothermie für die Wärmewende“ veröffentlicht. Das Eckpunktepapier beinhaltet acht Maßnahmen zur Förderung des Ausbaus der Tiefengeothermie: die Explorations- und Datenkampagne, Beschleunigung von Ge- nehmigungsverfahren, Austausch mit Akteuren, Förderprogramme und Risikoab- federung, Verbesserung der Verfügbarkeit von Fachkräften und Mess- und Bohr- anlagen sowie Akzeptanz. Diese Maßnahmen sollen die Rahmenbedingungen zum Ausbau der Tiefengeothermie verbessern. Ähnliche Maßnahmen hat auch Fraun- hofer (2022b) in der „Roadmap tiefe Geothermie für Deutschland“ vorgeschlagen.

Tiefengeothermie als erneuerbare Energiequelle kann eine entscheidende Rolle in der kommunalen Wärmeplanung spielen und eine nachhaltige und umweltfreund- liche Alternative zur konventionellen Wärmeerzeugung bieten. Sie ermöglicht es, ganze Wärmenetze und damit ganze Stadtviertel oder Gemeinden mit Heizwärme zu versorgen. Daher eignet sich die Tiefengeothermie für größere Energieversor- gungsprojekte. Je nach Temperatur der Erdwärme kann sie sogar für die Gewin- nung von elektrischer Energie eingesetzt werden.

Im Gegensatz zu anderen Erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie stel- len geothermische Anlagen zuverlässige und sogar grundlastfähige – von Wetter- bedingungen oder Tageszeiten unabhängige – Energie zur Verfügung. Dies ermög- licht eine sichere und langfristige Versorgung mit preisstabiler und klimaneutraler Wärme. Besonders für dicht besiedelte Gebiete bzw. Gebiete mit hoher Wärme- dichte ist die Nutzung von Tiefengeothermie von besonderer Bedeutung. Bei der Umsetzung gibt es viele erfolgreiche Beispiele bzw. eine Reihe von aktuellen Vor- haben, die das Bewusstsein erhöhen. Neben den Stadtwerken München haben auch die Hamburger Energie, Stadtwerke Potsdam und Stadtwerke Münster die Tiefengeothermie fest in ihrer Dekarbonisierungsstrategie verankert. Auch RWE forscht am Standort Weisweiler intensiv an der Möglichkeit, die Potenziale der Tie- fengeothermie zu nutzen. Die kommunale Wärmeplanung wird viele Aspekte der notwendigen Transformation des Wärmesektors adressieren und dabei auch die Tiefengeothermie untersuchen. Die Nutzung dieser natürlichen Ressource eröffnet nicht nur die Möglichkeit, den Energiebedarf auf nachhaltige Weise zu decken, sondern trägt auch zur Reduzierung von CO₂-Emissionen und zur Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen bei.

Aufgrund der längeren Vorlaufzeiten, die die Erkundung des geologischen Unter- grounds mit sich bringt, ist von einem nichtlinearen Ausbau mit einem signifikanten Anstieg in den Jahren 2040 bis 2045 auszugehen. Für die Erkundung haben die Geothermieexperten ein nationales Explorationsprogramm vorgeschlagen, in dem der Untergrund der 80 größten Städte mithilfe von 3D-Seismik auf die geothermi- sche Potenziale untersucht werden soll. Dies wäre in drei Jahren umsetzbar, be- nötigt allerdings Investitionen von ca. 500 Millionen Euro.

Gemäß dem Bundesverband Geothermie wird nach heutigem Stand der Technik das global erschließbare Wärmereservoir auf das 30-Fache sämtlicher fossiler Energiereserven geschätzt. Das Potenzial, das davon in Deutschland zur Verfügung steht, ist beachtlich und kann einer emissionsfreien, platzsparenden, langfristigen und umweltfreundlichen Wärmeerzeugung dienen. Projekte zur Nutzung tiefen- geothermischer Wärme sind in dicht besiedelten Gebieten sehr sinnvoll. Geringer Platzbedarf, große Wärmeabnahmen und langfristige Abnahmesicherheit begün- stigen den Bau und Betrieb einer tiefengeothermischen Anlage.

3.3.3 Exkurs: Kombination von Wärmepumpen mit oberflächennaher Geothermie

Wie im Kapitel 3.2.2 Wärmepumpen angeschnitten, kommt die oberflächennahe Geothermie für den Betrieb einer Wärmepumpe in Betracht. Unter oberflächennaher Geothermie ist die Nutzung von Erdwärme aus Tiefen bis zu 400 m verstehen. Im Erdreich gibt es jahreszeitliche Temperaturschwankungen, allerdings liegt die Temperatur in einer Tiefe von 10 m relativ konstant zwischen 8 und 12 °C. Ab einer Tiefe von 20 m treten keine witterungsbedingten Einflüsse mehr auf.

Die Erdwärme kann auf verschiedene Arten gewonnen werden, wobei hauptsächlich zwischen Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren und geothermischen Brunnenanlagen unterschieden wird. Wie viel Energie dem Erdreich entzogen werden kann, hängt stark von der Bodenbeschaffenheit ab, aber auch von der Betriebsstundenzahl und dem wechselseitigen Einfluss benachbarter Anlagen. Tabelle 4 bietet einen kurzen Überblick über die verschiedenen Arten.¹⁰⁷

T4 Vergleich von oberflächennahen geothermischen Wärmequellen

	Erdwärmesonden	Erdwärmekollektoren	Geothermische Brunnenanlagen
Tiefe	30–400 m	Wenige Meter	Bis 20 m
Temperatur	10–25 °C	5–15 °C	8–12 °C
Spez. Entzugsleistung	20–80 W/m ²	10–40 W/m ²	~0,25 m ² /h ¹⁰⁸
Mittlere Arbeitszahl	Bis 4,5	Bis 4	Bis 5
Erschließungskosten	Hoch	Gering	Mittel

In Erdwärmesonden strömt die Sole – ein Gemisch aus Wasser und Frostschutzmittel – durch vertikal verlegte Rohre und nimmt dabei Wärme aus dem umgebenden Erdreich auf. Die Sonden reichen normalerweise in eine Tiefe zwischen 30 und 200 m, gelegentlich auch tiefer. Bei Bohrungen außerhalb des eigenen Grundstücks oder mit mehr als 100 m Tiefe ist eine Genehmigung des Landesbergamtes erforderlich. Zusätzlich ist in der Regel eine wasserrechtliche Genehmigung der unteren Wasserbehörde nötig. Bei dem Bau von Erdwärmesonden ist darauf zu achten, dass der vorgeschriebene Mindestabstand zu benachbarten Sonden und angrenzenden Grundstücken eingehalten wird.¹⁰⁹

Im Gegensatz zu Erdwärmesonden werden Erdwärmekollektoren in wenigen Metern unter der Erdoberfläche horizontal flächig verlegt. Überschlüssig ist zur Deckung des Raumwärmebedarfs die doppelte Wohnfläche als Kollektorfläche erforderlich. Auch bei Erdwärmekollektoren ist ein Mindestabstand der Rohre zueinander notwendig, da sich im Winter Eisrädien um die Rohre bilden können, die wegen der höheren Wärmeleitfähigkeit zwar einerseits erwünscht sind, andererseits muss aber eine durchgehende Eisfläche vermieden werden, da Niederschlagswasser sonst nicht versickern kann. Des Weiteren dürfen die Flächen oberhalb der Kollektoren nicht überbaut oder versiegelt werden, weil der Großteil der Wärmeenergie durch Sonneneinstrahlung und Niederschlag gewonnen wird.¹¹⁰

Mithilfe einer geothermischen Brunnenanlage lässt sich Grundwasser mit einer konstanten Temperatur von 8–12 °C über das gesamte Jahr als Wärmequelle nutzen, weshalb sich Grundwasserwärmepumpen durch eine besonders hohe Effizienz auszeichnen. Die Brunnenanlagen bestehen aus einem Entnahme- und einem Schluckbrunnen, wobei sich der Schluckbrunnen bezogen auf die Fließrichtung des Grundwassers hinter dem Entnahmehrunnen befinden muss. Ab einer Tie-

fe von 20 m ist die Nutzung von Grundwasser als Wärmequelle meist nicht wirtschaftlich und scheidet als Option aus. Da es sich bei Grundwasserbrunnen um offene Systeme handelt, sind besondere Anforderungen an die Grundwasserqualität sicherzustellen und die Temperaturabsenkung darf 6 K nicht überschreiten. Weiterhin ist für die Errichtung von geothermischen Brunnenanlagen eine Genehmigung der unteren Wasserbehörde erforderlich. Derartige Anlagen dürfen allerdings nicht in Wasserschutzgebieten errichtet werden.

Oberflächennahe Geothermie bietet das Potenzial, mithilfe von Erdwärmepumpen 600 TWh/a Wärmeenergie in Deutschland bereitzustellen, was 75 Prozent des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs entspricht. Gleichzeitig lassen sich mit denselben Systemen große Teile des steigenden Kühlbedarfs decken. Ende 2021 waren 435.000 Erdwärmepumpenanlagen in Betrieb, die jährlich etwa 10 TWh Wärme bereitstellen.¹¹¹ Dementsprechend stellt die oberflächennahe Geothermie für Stadtwerke auf Quartiersebene in Form von kalten Nahwärmenetzen eine interessante Geschäftstätigkeit dar. Dies wird in Kapitel 5.2.4 Kalte Nahwärme näher beleuchtet.

3.3.4 Solarthermie

IN KÜRZE:

Solarthermie nutzt die solare Einstrahlung zur Wärmebereitstellung. Dazu müssen meist großflächige Anlagen installiert und aufgrund der zeitlichen Diskrepanz von Einstrahlung und Wärmenachfrage auch Wärmespeicher integriert werden. In dünn besiedelten Gebieten ist der Einsatz sehr vorteilhaft, da ausreichende Flächen zur Verfügung stehen. Auch Hausdächer und Grundstücke bieten sich als mögliche Installationsflächen an. Weiterhin ist der Einsatz von Großanlagen und saisonalen Speichern zur Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen in mittel besiedelten Gebieten langfristig eine ökonomische und ökologische Alternative.

KEY FACTS:

- kW/m²** geringe Leistung und hoher Flächenbedarf
- €** hohe Investitionskosten (besonders in Kombination mit Wärmespeicher) und geringe Betriebskosten
- CO₂** keine Emissionen
- !** Ausgleich der zeitlichen Diskrepanz von Sonneneinstrahlung und Wärmenachfrage erforderlich

Als Solarthermie wird die solare Wärmeerzeugung bezeichnet. Mittels flacher Kollektoreinheiten wird die einfallende Strahlung in Wärme umgewandelt. Dies geschieht durch eine spezielle Absorberschicht, die sich auf einem dünnen Trägermaterial befindet. Die erzeugte Wärme wird an einen Wärmeträger übergeben, der in dünnen Rohren durch das Kollektormodul geleitet wird.

Für den Einsatz in solarthermischen Großanlagen kommen in der Regel Flachkollektoren oder Röhrenkollektoren infrage, deren schematische Aufbauten in Abbildung 42 zu sehen sind.

¹⁰⁷ Vgl. StMWi Bayern, 2005.

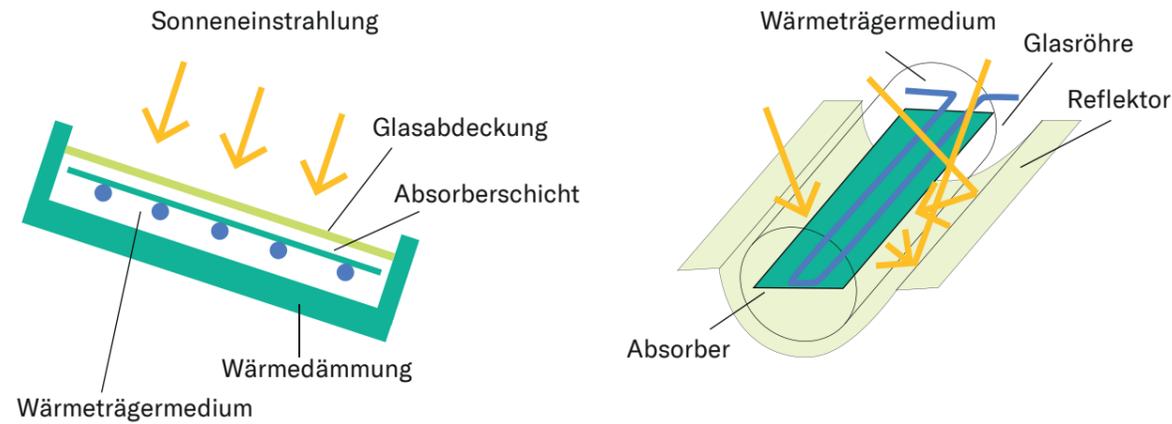
¹⁰⁸ Pro kW Verdampferleistung bei $\Delta T_{\max.} \pm 6$ K.

¹⁰⁹ Vgl. Wüstenrot Stiftung, 2022.

¹¹⁰ Vgl. Stober, Bucher, 2014.

¹¹¹ Vgl. Fraunhofer, 2022b.

42 Schematische Darstellung von Solarkollektoren¹¹²



Das Funktionsprinzip – Wärmeumwandlung mittels eines Absorbers und anschließende Übergabe an einen Wärmeträger – ist in beiden Kollektortypen gleich. Die Kollektortypen unterscheiden sich jedoch in ihrem Aufbau: Bei den Flachkollektoren ist die Absorberschicht über die gesamte Fläche des Kollektorinneren auf einer dünnen Platte aufgetragen. An ihr sind die dünnen Rohre befestigt, durch die der Wärmeträger geleitet wird. Ein Röhrenkollektor, hier Vakuumröhrenkollektor, ist hingegen aus mehreren Glasröhren zusammengesetzt, die nebeneinander auf einer Trägerplatte montiert sind. Die Absorberschicht befindet sich jeweils in der Glasröhre, wobei die auftretenden Wärmeverluste wegen des Vakuums im Innenraum deutlich geringer sind als bei Flachkollektoren. Vakuumröhrenkollektoren erzielen zum einen höhere Versorgungstemperaturen und können zum anderen in Zeiten diffuser Sonneneinstrahlung (Frühjahr, Winter, Herbst) höhere Wärmeerträge realisieren. Im Gegensatz dazu sind Flachkollektoren aufgrund ihrer einfacheren Bauweise mit deutlich niedrigeren Kosten verbunden, sodass Effizienz Nachteile ggf. durch eine größere Dimensionierung kompensiert werden können.

In Deutschland spielt die Solarthermie bislang eine untergeordnete Rolle für die Wärmebereitstellung. Im Jahr 2022 hat sie lediglich einen Anteil von 4,9 Prozent am Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen für Wärme und Kälte ausgemacht.

In Deutschland laufen aktuell etwa 50 große Solarthermieanlagen, weitere knapp 50 sind in Planung. In Greifswald ist im September 2022 Deutschlands bisher (Stand April 2023) größte Solarthermieanlage in Betrieb genommen worden. Das produzierte heiße Wasser wird in die Fernwärmeversorgung eingespeist. Die Kollektoren erzeugen rund 8 GWh im Jahr und können mindestens 800 Haushalte mit Fernwärme versorgen. Das realistische Potenzial in Deutschland wird auf eine Leistung von ungefähr 100 TWh im Jahr geschätzt.¹¹³ Der Vorreiter in der solarthermischen Wärmeerzeugung ist Dänemark. Dort sind deutlich größere Solarthermieanlagen im Einsatz als in Deutschland. Die erzeugte Wärme wird in Fernwärmeversorgungssysteme eingespeist und trägt einen hohen Anteil zur Raumbeheizung und Warmwasserbereitstellung bei. Politische und technische Rahmenbedingungen haben den Ausbau von Solarthermie in Dänemark stark vorangetrieben, wohingegen die Rahmenbedingungen in Deutschland weniger förderlich waren.

Der Einsatz von Solarthermie als Dachanlage zur Wärmebereitstellung von Wohngebäuden bietet sich in dünn besiedelten Gebieten an. Als Alternative zur Wärmepumpe können Aufdachanlagen in Kombination mit Warmwasserspeichern die Wärmeversorgung von Ein- oder kleinen Mehrfamilienhäusern außerhalb der Wintermonate sicherstellen. Da die Solarthermie auf viele Sonnenstunden angewiesen ist, ist insbesondere der süddeutsche Raum dafür geeignet.

Alternativ ist die Nutzung auf größeren Flächen denkbar, insbesondere um im Sommer den Wärmebedarf eines Fernwärmenetzes zu decken. Bei der Integration von Solarthermie in Fernwärmenetze ist eine Einbindung am zentralen Erzeugungsstandort machbar, d. h. dort, wo das Wasser erst durch Solarthermie und anschließend durch die eigentliche Erzeugungsanlage auf die nötige Vorlauftemperatur erhitzt wird. Als weitere Einsatzmöglichkeit bietet sich ein zusätzlicher, parallel geschalteter Erzeugungsstandort an, der das Wasser aus dem Rücklauf des Wärmenetzes erhitzt und wieder in den Vorlauf einspeist. Eine dritte Einsatzmöglichkeit ist die Direkteinspeisung in Sekundärnetze, die auf Niedertemperatur betrieben werden.¹¹⁴

Hemmnisse für den Einsatz sind die beiden Hauptcharakteristika der Solarthermie: die intermittierenden Erträge im Tagesverlauf und die starke saisonale Abhängigkeit. Gerade im Winter, wenn große Mengen an Wärme zur Raumbeheizung notwendig sind, lässt sich kaum solarthermische Wärme produzieren. Umgekehrt verhält es sich im Sommer, wenn die Solarthermie-Anlage aufgrund der starken Sonneneinstrahlung ihr Leistungsmaximum erreicht, während nur wenig Wärme, meist lediglich zur Warmwasserbereitung, benötigt wird. Dieser Asynchronität kann begegnet werden, indem Solarthermie-Anlagen in Kombination mit Langzeit-Wärmespeichern betrieben werden. Durch den Einsatz eines saisonalen Speichers kann die solare Erzeugung zeitlich entkoppelt und der solare Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung erhöht werden. Zur saisonalen Wärmespeicherung stehen latente Wärmespeicher in Form von Aquifer-, Erdwärmesonden- oder Wasserspeichern zur Verfügung.

Trotz des hohen notwendigen Planungsaufwands und der Notwendigkeit, weitere Erzeugungsanlagen in die Wärmeproduktion einzubeziehen, kann die Solarthermie in Kombination mit einem saisonalen Wärmespeicher eine äußerst interessante Komponente für die Betreiber von Fernwärmenetzen in mittel besiedelten Gebieten darstellen. Dort ist genügend Installationsfläche bei gleichzeitiger Wärmenachfrage vorhanden. Nach anfänglich hohen Investitionskosten fallen anschließend nur geringe Betriebskosten an. Dies führt zu stabilen Wärmepreisen und Planungssicherheit. Als Teil eines umfassenden Gesamtkonzepts wird Solarthermie in den nächsten Jahren einen höheren Stellenwert in der Wärmeerzeugung einnehmen. In dünn besiedelten Gebieten ist die Solarthermie als dezentrale Erzeugungstechnologie für die dekarbonisierte Wärmebereitstellung beinahe unabdingbar. In dicht besiedelten Gebieten ist Solarthermie aufgrund des mangelnden Platzangebots nur als Aufdachanlage einsetzbar und wird die Ausnahme darstellen.

3.4 Wärmeverteilung

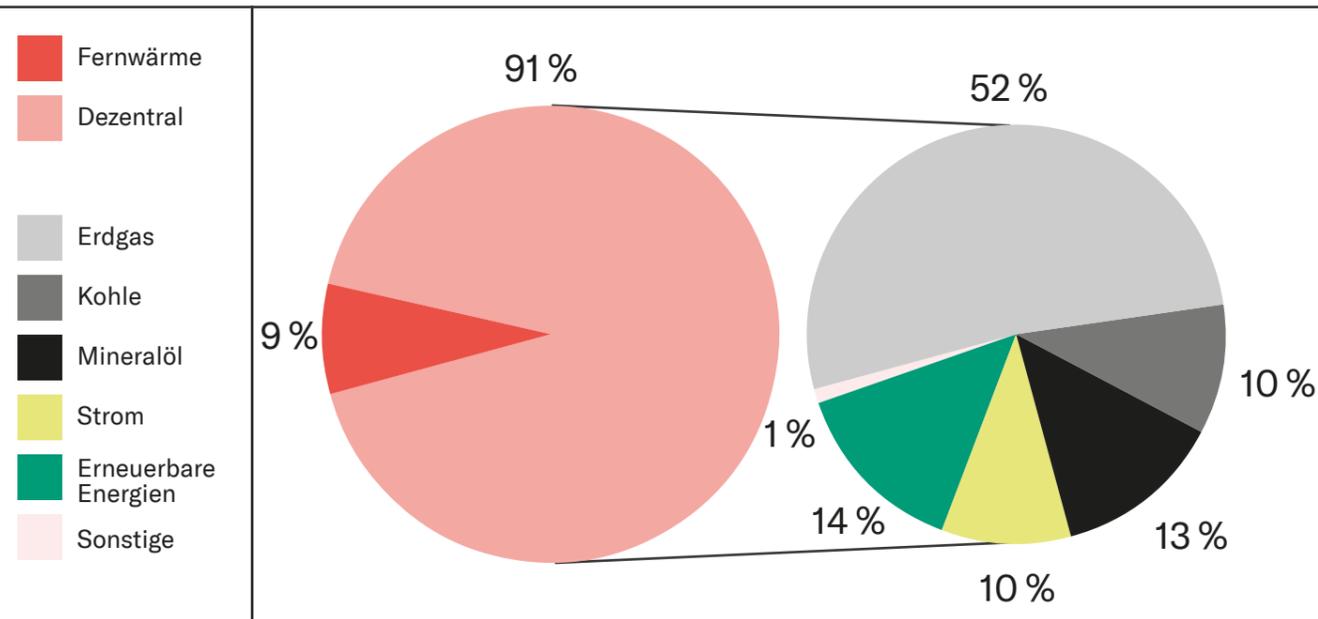
Nach der Betrachtung der Technologien für die Wärmeerzeugung behandelt das Konzeptpapier in diesem Kapitel die Art der Versorgung, also wie die Wärme von der Wärmequelle zur Wärmesenke gelangt. Dabei sind die dezentrale und die zentrale Versorgung zu unterscheiden.

Bei der dezentralen Versorgung wird Energie direkt vor Ort bzw. im Gebäude selbst in Wärme umgewandelt. Die zentrale Versorgung beruht auf einem oder mehreren zentralen Erzeugern, die die Wärme anschließend zu den Endkunden leiten.

Im Jahr 2020 betrug der Anteil der Fernwärme (zentrale Versorgung) an der Wärmebereitstellung 8 Prozent. 92 Prozent wurden dezentral bereitgestellt, wovon über 70 Prozent aus fossilen Energieträgern wie Heizöl, Gas und Kohle stammten.

43 Fernwärme und dezentrale Wärmebereitstellung¹¹⁵

1.349 TWh Wärmeversorgung in Deutschland, davon 1.233 TWh als dezentrale Wärmeversorgung im Jahr 2021



Viele der vorgestellten Erzeugungstechnologien kommen in der zentralen Wärmeversorgung zum Einsatz, z. B. KWK, thermische Abfallverwertung, industrielle Abwärme oder Tiefengeothermie.

Der folgende Abschnitt gibt nur einen kurzen Überblick über die dezentralen Lösungen, die in den vorherigen Abschnitten bereits detailliert betrachtet wurden. Anschließend wird die Fernwärme als Technologie zur zentralen Wärmeverteilung näher vorgestellt.

3.4.1 Dezentrale Lösungen

IN KÜRZE:

Dezentrale, fossil betriebene Anlagen übernehmen in Deutschland immer noch den Löwenanteil der Wärmebereitstellung. Deren Ersatz und die Umrüstung auf regenerative Wärmeerzeugung stehen deshalb verstärkt im Fokus. Erneuerbare Technologien umfassen Solarthermie, Tiefengeothermie und Wärmepumpen.

KEY FACTS:

kW/m² geringe bis mittlere Leistung und geringer Flächenbedarf

€ mittlere Investitionskosten und mittlere Betriebskosten

CO₂ je nach eingesetztem Brennstoff

! bilden derzeit das Rückgrat der Wärmebereitstellung; in Zukunft muss eine Dekarbonisierung vollzogen werden (im besten Fall unter Ausnutzung der bereits vorhandenen Energieinfrastruktur)

Ein dezentrales Heizsystem zeichnet sich dadurch aus, dass es die nachgefragte Wärme am Ort des Wärmebedarfs bereitstellt. Dies ist in deutschen Haushalten der Standardfall. Die Heizsysteme bestehen zumeist aus einem Heizkessel, einem Wärmetauscher, einem Schornstein und teilweise einem Lager für den Brennstoff. Durch dessen Verbrennung wird das Trägermedium (die Luft im Kessel oder auch Wasser) erhitzt, das wiederum über den Wärmetauscher zur Warmwasserbereitung und zur Deckung des Raumwärmebedarfs verwendet wird.

Der Großteil der dezentralen Versorgungslösungen basiert auf fossilen Brennstoffen. Gründe dafür finden sich in ihrer Bekanntheit, der Versorgungssicherheit sowie in der flächendeckenden Verfügbarkeit. In den Hintergründen der Überlegungen rückt oftmals, dass bei dezentralen Lösungen nicht nur Brennstoffkosten anfallen, sondern außerdem die Heizsysteme gekauft und gewartet werden müssen sowie jährlich Kosten für den Schornsteinfeger entstehen.

Abbildung 43 zeigt, dass Erdgas 2020 fast die Hälfte des Wärmebedarfs abdeckte. Ein wichtiger Faktor für die Verbreitung von Erdgas-Kesseln ist die bundesweit vorhandene Erdgas-Infrastruktur für den Transport und die Speicherung. Sie erleichtert den Zugang zum Brennstoff und ist deshalb in den meisten Siedlungsgebieten vorhanden. Zuletzt ist hier jedoch ein Umdenken aufgrund der Energiekrise in Folge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und die damit bewusst-gewordene Importabhängigkeit zu beobachten.

Über die Zukunft der Gasnachfrage und der Verteilnetze herrschen daher mit Blick auf die Klimaziele teils große Unsicherheiten. Die Einbindung von Biogasen, SNG oder Wasserstoff ins Erdgasnetz bietet Möglichkeiten, den fossilen Anteil zu reduzieren und die Speicherkapazitäten des Netzes auszunutzen, ohne dass hohe Umbaukosten entstehen. Auf diesem Weg können auch dezentrale Heizlösungen über das vorhandene Gasnetz dekarbonisiert werden. Erneuerbare dezentrale Lösungen haben in Deutschland noch Seltenheitswert.

Mit Blick auf die Dekarbonisierung muss eine Abkehr von den fossilen Heizsystemen erfolgen. Die verbleibenden dezentralen Lösungen müssen demnach in erneuerbare transformiert werden. Aufgrund des Platzbedarfs von erdgekoppelten Wärmepumpen, die entweder eine Bohrung mit Erdsonde oder ein weiträumiges Kollektorfeld benötigen, ist deren Einsatz in dicht besiedelten Gebieten nicht sinnvoll. Auch Luft-Luft- sowie Luft-Wasser-Wärmepumpen eignen sich aufgrund von Grenzwerten für die Schallimmissionen und den daraus resultierenden Mindestabständen zu Nachbargebäuden nur bedingt für den Einsatz in dicht besiedelten Innenstädten. Erfolg versprechender ist daher der Einsatz in dünn besiedelten Gebieten. Dort ist neben ausreichend Platz auch ein höheres Angebot an erneuerbarem Strom vorhanden. Auch die mittel besiedelten Gebiete mit geringer bis mittlerer Wärmedichte bieten sich für erneuerbare dezentrale Lösungen an.

Ähnlich verhält es sich mit der Solarthermie. Die benötigten Aufdachanlagen sind vor allem in den dünn und mittel besiedelten Gebieten zu finden. Da die Sonneneinstrahlung meistens antizyklisch zu den Verbrauchsspitzen auftritt, ist die Installation eines Wärmespeichers notwendig. Die benötigte Fläche für Wärmespeicher ist ein weiterer Faktor für die Anwendung außerhalb der dicht besiedelten Gebiete. Selbst mittel besiedelte Gebiete mit hoher Wärmedichte können bei ausreichendem Platzangebot über Solarthermie mit saisonalem Speicher versorgt werden.

Die Verfeuerung von Holzpellets zur dezentralen Wärmeversorgung ist theoretisch in allen wärmespezifischen Urbanitätsgraden möglich. Dennoch sind zwei verschiedene Faktoren zu beachten: Der Rohstoff Holz steht nicht für alle Siedlungstypen in ausreichender Menge zur Verfügung und muss zum einen nachhaltig angebaut und geerntet und zum anderen anschließend zum Heizsystem transportiert werden. Dieser zusätzliche Schritt verursacht weiteren Aufwand, der in die Betrachtung miteinbezogen werden muss. Deshalb ist der Einsatz der Pelletöfen in den dünn und mittel besiedelten Gebieten zu bevorzugen, wo kurze Transportwege und ausreichend Platz für die Pelletlager gegeben sind.

In dicht und mittel besiedelten Gebieten ist ein hoher Anteil von Erdgas-Kesseln vorhanden. Ein wichtiger Faktor für deren Verbreitung ist die bundesweit vorhandene Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von Erdgas. Sie erleichtert den Zugang zum Brennstoff und ist deshalb in den meisten Siedlungsgebieten vorhanden.

Um jedoch eine vollständige Dekarbonisierung des Wärmemarktes zu erreichen, müssen Wärmenetze vor allem in dicht besiedelten Gebieten die dezentralen, fossilen Einzelkessel ersetzen.

IN KÜRZE:

Die zentrale Wärmeversorgung durch leitungsgebundene Fernwärme ist die effizienteste Möglichkeit, kurzfristig CO₂-Emissionen zu reduzieren, denn aufgrund der Technologieoffenheit können fossile Brennstoffe schnell substituiert werden. Erfolgen zugleich auch Ausbau und Verdichtung der Netze, kann die Wärmewende gemeistert werden. Für einen wirtschaftlichen Betrieb ist eine ausreichend hohe Wärmeabnahme und -dichte notwendig. Deshalb ist der Einsatz in den dicht besiedelten und den angrenzenden mittel besiedelten Gebieten zu forcieren.

KEY FACTS:

kW/m² hohe Leistung und geringer Flächenbedarf

€ hohe Investitionskosten und mittlere Betriebskosten

CO₂ mittlere bis geringe Emissionen, je nach eingesetztem Brennstoff

! hohe Kapitalbindung in die Infrastruktur, muss langfristig mit konstanten Wärmepreisen finanziert werden

3.4.2 Zentrale Wärmeversorgung – Fernwärme

Im Gegensatz zu den dezentralen Lösungen erfolgt der Transport der Wärme zum Endkunden bei der zentralen Wärmeversorgung von einem oder mehreren zentralen Erzeugungsstandorten. Zur Verteilung muss folglich eine Wärmeinfrastruktur vorhanden sein. Diese leitungsgebundene Infrastruktur wird als Fernwärmenetz bezeichnet. Fernwärmenetze sind in der Lage, Wärme an verschiedenen Standorten aufzunehmen und an die angeschlossenen Endverbraucher zu transportieren. Die Größe von Fernwärmenetzen kann stark variieren – von wenigen Kilometern Trassenlänge bei Quartierslösungen bis zu mehreren Hundert Kilometern. Das Netz der Stadtwerke München beispielsweise weist eine Länge von rund 900 km auf. Das

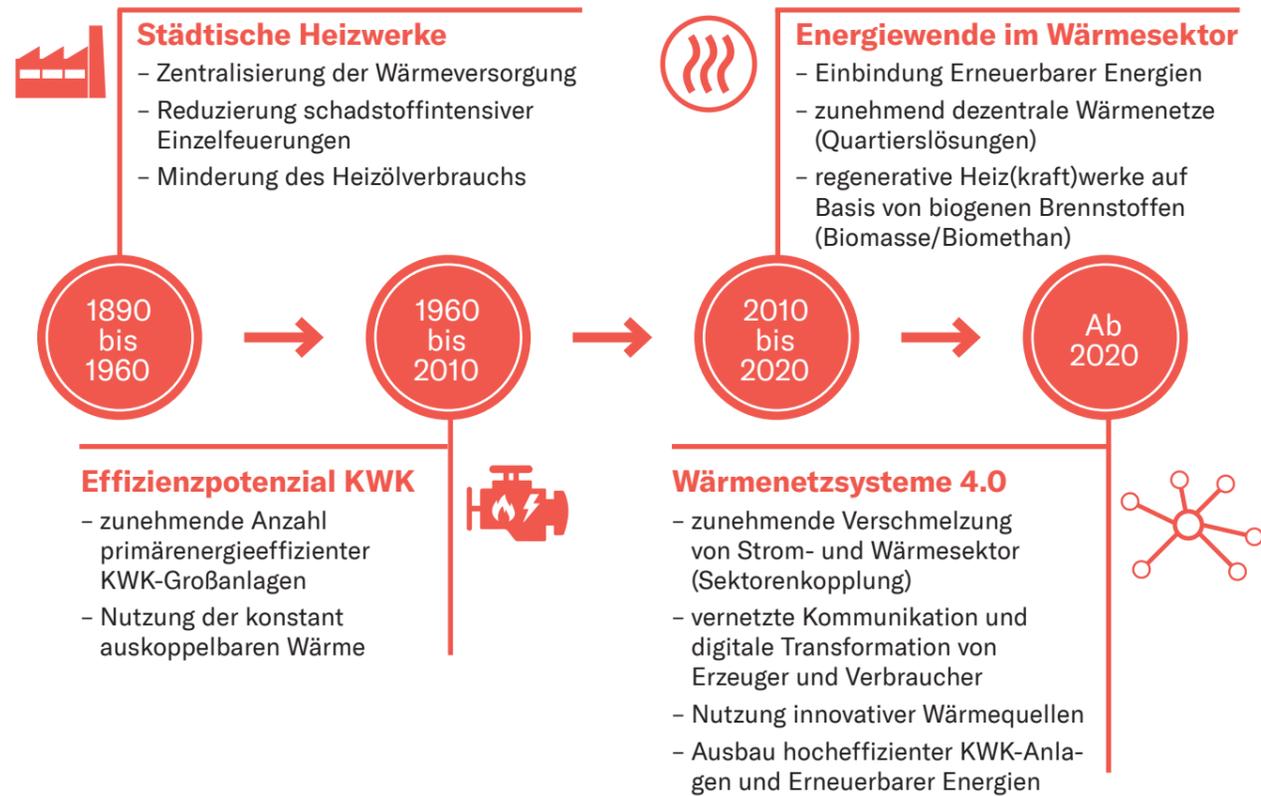
vorliegende Papier verwendet „Fernwärme“ als Oberbegriff und geht an einzelnen Stellen auf Differenzierungen (z. B. Nahwärme, Quartierslösung) ein.

Für den Endkunden ist der Anschluss an das Fernwärmenetz unkompliziert und komfortabel. Zwischen Heizkreislauf und Fernwärmenetz befindet sich die Hausanschlussstation, die u. a. den Wärmetauscher beinhaltet. Anders als bei dezentralen Lösungen fallen beim Anschluss an ein Fernwärmenetz keine Kosten bzw. kein Aufwand für Wartung und Instandhaltung an. Weiterhin bietet der Anschluss eine platzsparende Alternative, da die Hausanschlussstation deutlich kleiner als ein entsprechendes dezentrales Heizsystem ist. Die Fernwärme gilt für die Wärmeversorgung als Alternative zur ganzheitlichen Umstellung auf Erneuerbare Energien. Weiterhin hat sie das Potenzial, die drei geforderten Maßnahmen – Steigerung der Energieeffizienz, Sektorenkopplung und Einbindung von Erneuerbaren Energien in den Wärmesektor – in die Praxis umzusetzen.

Entwicklung in Deutschland

In Deutschland spielt die Fernwärmeversorgung bereits seit mehr als 100 Jahren eine Rolle. Die Entwicklung der Fernwärme in Deutschland lässt sich in vier Stufen einteilen, die in Abbildung 44 abgebildet sind:

1. Gegen Ende des 19. Jahrhunderts wurde Fernwärme erstmals in größerem Umfang in städtischen Heizwerken erzeugt und von dort ausgehend verteilt. Zunächst konnte durch die Zentralisierung der Wärmeversorgung eine Reduzierung von schadstoffintensiven Einzelfeuerungen erreicht werden. Die ersten Netze waren zum Großteil Dampfnetze, ab 1930 wurden auch verstärkt Heißwassernetze errichtet.
2. Ab der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts wurde der Fokus auf die effiziente Brennstoffnutzung mittels KWK gelegt. Die Wärme aus der gekoppelten Erzeugung galt lange als „Nebenprodukt“ der Stromproduktion, wurde jedoch konsequenter genutzt und insbesondere im städtischen Bereich zur unverzichtbaren Energieform.
3. In den letzten Jahren kommt der Fernwärme eine immer größer werdende Bedeutung zu, da sie in der Lage ist, durch den Einsatz CO₂-freier Energieträger auch Bestandsgebäude ohne weitere Änderungen umweltgerecht zu versorgen.
4. Ein gesteigertes Umweltbewusstsein sowie der Druck zur Wärmewende führen zur Umwandlung der Fernwärmenetze in multivalente und intelligente Netze, die Wärmenetze 4.0. Sie führen die Forderungen der Sektorenkopplung, der Digitalisierung und der Einbindung erneuerbarer Wärmequellen zusammen und tragen als technologieoffene Versorgungsinfrastruktur zur Dekarbonisierung bei.



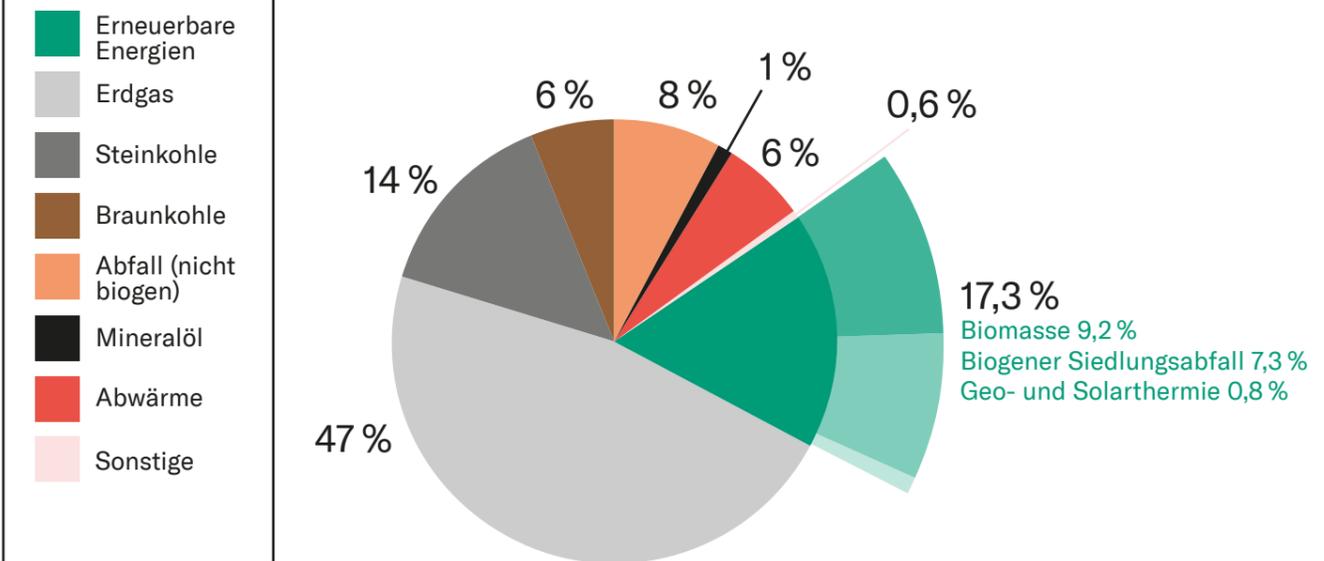
Aktuelle Marktsituation

Aktuell spielt die Fernwärme jedoch fast ausschließlich in dicht besiedelten Gebieten eine Rolle. Auf ganz Deutschland bezogen werden nur etwa 8 Prozent des thermischen Endenergiebedarfs über Wärmenetze bereitgestellt.¹¹⁷

Wie in Abbildung 45 dargestellt, erfolgt die Energieeinspeisung in Wärmenetze nach wie vor hauptsächlich (zu 68 Prozent) aus fossilen Energieträgern. Erdgas hält mit 47 Prozent den größten Anteil, 6 Prozent der Wärmebereitstellung stammen aus der energetischen Abwärmenutzung. Der Anteil erneuerbarer Energieträger von gut 17 Prozent setzt sich zu rund 9 Prozentpunkten aus Biomasse und etwa 7 Prozentpunkten biogenen Siedlungsabfällen zusammen, während Trendtechnologien wie Tiefengeothermie und Solarthermie momentan noch weniger als einen Prozentpunkt beisteuern. Neben Erdgas spielt der Energieträger Kohle aktuell noch eine wichtige Rolle bei der zentralen Wärmeerzeugung. 2021 wurden knapp 20 Prozent der Nettowärmeerzeugung aus Stein- und Braunkohle gewonnen. In den nächsten Jahren ist mit einem deutlichen Rückgang des Anteils dieses Energieträgers zu rechnen, da der Kohleausstieg in Deutschland bis zum Jahr 2038 politisch manifestiert ist. Auch ein vorzeitiger Kohleausstieg zum Jahr 2030 wird aktuell noch diskutiert und könnte in naher Zukunft mehr Platz für erneuerbare Wärmeerzeuger bieten.

Um eine vollständige Dekarbonisierung des Wärmemarktes zu erreichen, müssen Wärmenetze vor allem in dicht besiedelten Gebieten die dezentralen Einzelkessel für fossile Brennstoffe ersetzen. Fernwärmenetze mit Wärme aus Tiefengeothermie, Großwärmepumpen und Abwärme sind hierfür ein wichtiger Baustein. Denn allein mittels einer erhöhten Sanierungsquote und der Effizienzsteigerung im Gebäudesektor können die Einsparziele der Bundesregierung nicht erreicht werden.

Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in leitungsgebundenen Netzen: 144 TWh



Absatzpotenzial

Der demografische Wandel sowie voranschreitende Effizienzmaßnahmen werden, wie in Abschnitt 2.2 analysiert, zu einem Rückgang des jährlichen Wärmebedarfs führen. Dem sinkenden Wärmebedarf stehen eine zunehmende Zahl an Anschlüssen, eine Erhöhung der Fernwärmefachfrage durch den Industriesektor sowie die Hebung möglicher Versorgungspotenziale gegenüber. Beim Fernwärmegipfel – ein Austausch von Politik (Bundesregierung) und Wirtschaft (Bundwirtschafts-, Bundesbauministerium) zum Thema Fernwärme – im Juni 2023 ist festgelegt worden, dass sich die Zahl der an das Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude bis 2045 näherungsweise verdreifachen soll. Dazu ist vorgesehen, mittelfristig mindestens 100.000 Gebäude pro Jahr an Wärmenetze anzuschließen. Nur mit dem beschleunigten Ausbau der Wärmenetze seien die gesetzten Klimaschutzziele erreichbar. Entsprechend ist in Zukunft von einem zunehmenden Fernwärmeeinsatz auszugehen.¹¹⁹

Neben dem zunehmenden Anschluss von Gebäuden an Wärmenetze sollen laut Fernwärmegipfel die erneuerbaren Energien und die unvermeidbare Abwärme bis 2030 einen Anteil von 50 % an der Wärmebereitstellung über Fernwärmenetze erreichen, wobei die Umsetzung – abhängig vom Alter der vorhandenen Anlagen und der lokalen Situation – flexibel gestaltet werden kann. Den politischen Rahmen für das Vorhaben bilden das GEG und das WPG sowie das Förderprogramm BEW.

Ein weiteres Handlungsfeld, das aus dem Fernwärmegipfel hervorging, ist die Sicherstellung von Preistransparenz und Verbraucherstandards. Die derzeit bestehenden rechtlichen Grundlagen (z. B. Wärmelieferverordnung) stellen ein Hemmnis für den Wärmenetzanschluss von Gebäuden dar. Die betreffenden Regelungen sollen derart umgestaltet werden, dass der Ausbau der Fernwärme voranschreitet und der Mieterschutz gewahrt bleibt.

Wichtig ist, die Anschlussleistung der Netze über Verdichtung und Ausbau zu erhöhen. Die rückläufigen spezifischen Wärmebedarfe energieeffizienter Häuser verursachen zwar geringere Wärmeabnahmen, die Leistung für die Warmwasserbereitung ist allerdings weiterhin bereitzustellen. In Zukunft werden deshalb die Volllaststunden der Fernwärmeversorgung – das Verhältnis von Wärmeabnahme zu Anschlussleistung – abnehmen.

Experten der Wärmebranche sehen im Ausbau der Fernwärme eine Chance, die Treibhausgasemissionen massiv zu reduzieren. Beispielsweise verdeutlicht die „70/70-Strategie“ der AGFW die Möglichkeiten der Wärmewende. Die Studie trifft die Annahme, dass die 70 einwohnerstärksten Städte Deutschlands 70 Prozent ihrer Wärmebereitstellung für Wohn- und Nichtwohngebäude im Jahr 2050 durch Fernwärme bestreiten. Im Rahmen dieses Konzepts wurden die volks- und betriebswirtschaftlichen Auswirkungen des konsequenten Fernwärmeausbaus analysiert sowie klimapolitische Ziele berücksichtigt. Erfolgt der Wärmenetzausbau entlang des Energiewende-Szenarios, das die Klimaziele der Bundesregierung berücksichtigt und eine langfristige Umstellung der Wärmeerzeugung auf erneuerbare Energieträger vorsieht, sind bis 2030 bereits über 30 Millionen Tonnen CO₂ vermeidbar. In diesem Szenario würde weiterhin bis 2050 die Fernwärmeversorgung der Wohn- und Nichtwohngebäude innerhalb der 70 einwohnerreichsten Städte annähernd klimaneutral erfolgen.¹²⁰

Bezogen auf den wärmespezifischen Urbanitätsgrad zeigen diese Ergebnisse, dass besonders die dicht besiedelten Gebiete Potenzial für den Ausbau und die Verdichtung der Fernwärmeversorgung bei gleichzeitiger Reduktion von CO₂-Emissionen besitzen. Da die Infrastruktur erschlossen werden muss und die erforderlichen Investitionen sich amortisieren müssen, sind hohe Wärmedichten in großen Flächen wichtig, um das Kosten-Nutzen-Verhältnis zu optimieren. Diese Eigenschaften sind in dicht besiedelten Gebieten vorhanden und ermöglichen den Umstieg auf CO₂-neutrale Fernwärmeversorgung.

Exkurs: Quartierskonzepte

Eine besondere Rolle nehmen Wärmenetze bei der Einbindung in Quartierskonzepte ein. Dabei handelt es sich um ganzheitliche Ansätze zur Entwicklung von Stadtvierteln, die verschiedene Aspekte wie Wohnen, Arbeit, Freizeit und Mobilität miteinander verbinden und damit nachhaltige, lebenswerte Räume schaffen. In der urbanen Entwicklung gewinnen Quartierskonzepte zunehmend an Bedeutung.

Ein zentraler Aspekt bei der Gestaltung solcher Quartiere ist neben der Einbeziehung von nachhaltigen Mobilitätskonzepten, gemeinschaftlichem WLAN oder Mieterstrommodellen vor allem auch die Wärmeversorgung. Eine effiziente und nachhaltige Wärmeversorgung trägt nicht nur zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes bei, sondern spielt auch eine entscheidende Rolle für den Komfort und die Lebensqualität der Bewohner.

Hinsichtlich der Wärmeversorgung eines Gebietes ist zu erwähnen, dass eine Fernwärmeversorgung und eine Wärmeversorgung im Quartier zwei unterschiedliche Ansätze zur Bereitstellung von Wärmeenergie für Gebäude darstellen. Die Hauptunterschiede liegen in der räumlichen Reichweite und Organisation der Wärmeversorgung, dem Temperaturniveau des Wärmenetzes und der Kopplung des Wärmesektors mit weiteren Sektoren.

Die Fernwärmeversorgung bezieht sich in der Regel auf ein größeres Gebiet wie eine Stadt oder ein Stadtviertel. Dabei wird die Wärme zentral in einem oder mehreren Kraftwerken erzeugt und über ein weitläufiges Netz von Rohrleitungen zu den Verbrauchern transportiert. Typischerweise werden dabei größere Mengen an Wärmeenergie erzeugt, die dann über längere Strecken zu den einzelnen Gebäuden gelangen. Die Wärmeerzeugung kann auf verschiedenen erneuerbaren oder fossilen Energieträgern oder auf Abwärme basieren. Die Fernwärmeversorgung ermöglicht eine effiziente Nutzung der verschiedenen eingesetzten Energieträger und bietet u. a. den Vorteil, dass die Verbraucher nicht individuell für ihre Wärmeversorgung sorgen müssen. Da meistens ältere Bestandsgebäude versorgt werden, sind die Vorlauftemperaturen von Fernwärmenetzen – häufig mit Temperaturen über 70 °C – vergleichsweise hoch. Bei der Erzeugungsstruktur steht die Wärmeerzeugung im Vordergrund, so werden z. B. KWK-Anlagen oft wärmegeführt betrieben, ohne die Bedarfe des Strommarkts beim Betrieb der Anlage zu berücksichtigen.

Im Gegensatz dazu konzentriert sich die Wärmeversorgung im Quartier auf einen kleineren Bereich, nämlich ein bestimmtes Quartier oder ein Siedlungsgebiet. Effiziente Wärmeversorgung ist ein zentraler Bestandteil nachhaltiger Quartierskonzepte. Durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien, Nahwärmenetzen und Wärmepumpen sowie durch energetische Sanierung können CO₂-Emissionen reduziert und die Lebensqualität in Quartieren verbessert werden. Intelligente Energienutzung und -steuerung ermöglichen eine effiziente Verteilung von Energie und fördern das Energiesparen auf individueller Ebene. In Quartieren werden in der Regel lokale Lösungen zur Wärmeerzeugung und -verteilung eingesetzt. Eine lokale Wärmeversorgung ist beispielsweise durch Nahwärmenetze realisierbar, bei denen eine zentrale Wärmequelle, etwa eine Wärmepumpe oder ein Biomassekessel, mehrere Gebäude in der direkten Umgebung mit Wärme versorgt. Im Gegensatz zur Fernwärmeversorgung steht Abwärme nicht als Wärmequelle zur Verfügung. Durch den Neubaucharakter von Quartieren ist es möglich, die Vorlauftemperatur des Quartierswärmenetzes gering zu halten, was Vorteile hinsichtlich der Netzverluste und der Variabilität der Erzeugungsstruktur bietet. In einem Quartier sind auch dezentrale Wärmelösungen umsetzbar, bei denen jedes Gebäude über eigene Heizsysteme verfügt, die jedoch auf Erneuerbare Energien oder hocheffiziente Technologien setzen. Die Wärmeversorgung im Quartier ermöglicht eine lokale Kontrolle und Flexibilität bei der Auswahl der Energiequellen und Technologien. Zudem spielt in Quartieren die Sektorenkopplung eine große Rolle.

In Regensburg entwickelt die Stadt ein Innovationsquartier auf einem seit 2009 nicht mehr genutzten Kasernengelände. Die Nutzung von Konversionsflächen, also die Wiedereingliederung von Brachflächen in den Wirtschafts- und Naturkreislauf, bietet die Möglichkeit, die Anforderungen an eine nachhaltige Stadtentwicklung ganzheitlich zu berücksichtigen. Im Regensburger Innovationsquartier liegt ein besonderer Fokus auf hohen energetischen Standards für die neu zu errichtenden Gebäude sowie einer möglichst CO₂-neutralen Energieversorgung mittels Erneuerbarer Energien. Die Energieversorgung wird auf den Komponenten Umweltwärme (Wärme aus Abwasser, Luft, Geothermie) und Strom aus Photovoltaik basieren. Die unterschiedlichen Umwelt-Energie-Quellen werden in einer Energiezentrale gebündelt und technisch kombiniert. Wärmepumpen machen daraufhin die Wärmemengen aus der Luft, dem Wasser und der Erdwärme unter Zuhilfenahme von Sonnenstrom nutzbar und versorgen ein Nahwärmenetz mit der notwendigen Wärmeenergie. Alle Haushalte und eine nahe gelegene städtische Grundschule werden an ein Nahwärmenetz angeschlossen und mit Wärme zum Heizen und zur Warmwassererzeugung versorgt. Der Photovoltaikstrom wird über eine eigene Betriebsstromanlage dazu genutzt, sämtliche technischen Geräte in der Energiezentrale und in den Hausanschlussstationen mit günstiger Energie zu versorgen. Im weiteren Ausbau soll auch grüner Wasserstoff eine ergänzende Rolle spielen: Im Sommer wird der PV-Strom-Überschuss mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, der für den Winter gespeichert wird bzw. über ein Gasnetzsystem zur Verfügung gestellt werden kann. Um den Energiebedarf auch im Winter stets gewährleisten zu können, kann der gespeicherte grüne Wasserstoff in einem Blockheizkraftwerk zu Strom und Wärme umgewandelt werden.

Insgesamt können sowohl die Fernwärmeversorgung als auch die Wärmeversorgung im Quartier nachhaltige und effiziente Lösungen bieten. Ein Quartier zeichnet sich durch seinen innovativen Charakter und die ganzheitlichen Lösungen durch Berücksichtigung aller Sektoren aus. Die Wahl zwischen Fernwärmeversorgung und Wärmeversorgung im Quartier hängt von verschiedenen Faktoren wie der Größe des zu versorgenden Gebiets, den verfügbaren Energieressourcen und der lokalen Infrastruktur ab. Beide Ansätze tragen jedoch dazu bei, den CO₂-Ausstoß zu reduzieren und eine zuverlässige und umweltfreundliche Wärmeversorgung für Gebäude zu gewährleisten.

3.5 Unterstützende Technologien

Nach den Themen Wärmeerzeugung und -verteilung behandelt dieser Abschnitt Technologien, die für das Zusammenspiel von Erzeugung, Verteilung und Abnahme von Wärme bedeutsam sind und durch den vermehrten Einsatz innovativer Lösungen stärker in den Vordergrund rücken. Der erste Teil geht auf die Wärmespeicherung näher ein. Darauf folgt die Beschreibung der Wärme-Kälte-Kopplung, die besonders angesichts der für die nächsten Jahre zu erwartenden Temperatursteigerungen einen wichtigen Baustein der Energieversorgung darstellt. Abschließend wird auf Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) näher eingegangen.

3.5.1 Thermische Speicher

IN KÜRZE:

Thermische Speicher sind ein wichtiger Bestandteil der Wärmeversorgung der Zukunft. Sie sind sowohl als kleine Warmwasserspeicher in Ein- und Mehrfamilienhäusern als auch als Pufferspeicher in Fernheizhäusern oder als Langzeitspeicher in Verbindung mit Erneuerbaren Energien einsetzbar. Im zukünftigen gekoppelten Wärmesystem werden die Aufgaben vielfältiger und der Ausbau von Wärmespeichern unerlässlich. Die Hauptaufgabe muss die maximale Ausnutzung fluktuierender Wärmequellen, z. B. Solarthermie oder auch Abwärme, sein.

Durch die Integration intermittierender regenerativer Wärmequellen entsteht eine Lücke zwischen Wärmeerzeugung und -verbrauch. Um diese Versorgungslücke zu schließen, wird der Einsatz von thermischen Speichern zunehmen. Anwendungsfälle reichen von der Speicherung von Überschusswärme für die Abendstunden über die Nutzung von Nachtkälte für die Kühlung am Tag bis hin zur saisonalen Speicherung für den Einsatz solarer Sommerwärme für die Wintermonate.

Wichtige Kenngrößen von thermischen Speichern sind die Energiedichte, die Lade- und Entladeleistung, der Speicherverlust bzw. die Speichereffizienz und die Lebensdauer, angegeben in Ladezyklen. Für den wirtschaftlichen Betrieb von thermischen Speichern ist eine optimale Auslegung auf den jeweiligen Anwendungsfall essenziell, da die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen sonst nicht die Investitionskosten ausgleichen können. Für die Wärmespeicherung stehen mehrere Konzepte zur Verfügung – siehe auch Abbildung 46.

Die Klassifizierung kann nach den thermodynamischen Eigenschaften in sensible, latente und thermochemische Systeme erfolgen. Darüber hinaus können Speicherkonzepte auch nach dem Zeithorizont in kurzfristige und saisonale Speicher unterschieden werden. Die in Deutschland eingesetzten thermischen Speicher sind überwiegend sensible Speicher, gefolgt von den latenten Speichern und den chemischen Speichern. Die sensible Speicherung ist derzeit am kostengünstigsten, die latente und chemische Speicherung weist jedoch aufgrund der höheren Energiedichte Potenziale für künftige Lösungen auf.¹²² Nachfolgend werden die verschiedenen Speichertechnologien beschrieben.

Sensible Wärmespeicher

Sensible oder kapazitive Wärmespeicherung ist eine ausgereifte und auch die meistgenutzte Speichertechnologie. Bei der sensiblen Wärmespeicherung wird dem Speichermedium bei der Beladung Wärme zugeführt und so das Temperaturniveau erhöht. Die Speicherkapazität wird dementsprechend durch die physikalischen Eigenschaften Masse und spezifische Wärmekapazität des Speichermediums wie auch durch den erzielten Temperaturunterschied beeinflusst. Insbesondere wasserbasierte Speicher sind aufgrund der vorteilhaften Wärmekapazität, der Umweltverträglichkeit sowie der einfachen und oft kostengünstigen Umsetzung heute das meistverwendete Speicherkonzept. Allerdings ist bei der Ausspeisung die Temperatur nicht konstant, sondern sie sinkt mit der Entladedauer. Nachteilig ist die geringe Speicherdichte von sensiblen Speichern, d. h., pro Volumen Speichermedium kann weniger Energiemenge gespeichert werden, was mit einem erhöhten Platzbedarf einhergeht. Der Einsatz von sensiblen Wärmespeichern ist besonders in der Fernwärme relevant und oft vertreten. Dabei sind Heißwasserspeicher, Kies-Wasser-Speicher und saisonale Erdsonden- und Aquiferspeicher im Einsatz.¹²³

Heißwasserspeicher sind üblicherweise aus Stahl oder Beton gefertigte, freistehende oder im Erdboden vergrabene Wassertanks. Zudem können sie auch als Erdbeckenspeicher ausgelegt werden, was bislang überwiegend im skandinavischen Raum Anwendung findet. Die Betriebstemperatur dieser Wärmespeicher reicht von etwa 25 bis 90 °C und ist damit für Warmwasser- und Raumheizzwecke geeignet. Sofern die Behälter druckbeständig ausgeführt sind, lassen sich höhere Temperaturen realisieren, allerdings ist dies mit komplexeren baulichen Anforderungen und damit höheren Investitionskosten verbunden. Solche wasserbasierten Speicher nutzen die thermische Schichtung von Wasser und werden durch Zuführung von heißem Wasser an den oberen Schichten und gleichzeitigem Entzug von kühlem Wasser an den unteren Schichten beladen. Bei der Entladung kehrt sich dieser Prozess um.

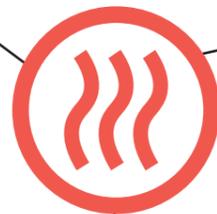
Eine saisonale Wärmespeicherung mit nur einem Be- und Entladezyklus pro Jahr ist aktuell für die breite Anwendung noch in der Entwicklung. Für niedrige Temperaturen können Erdsonden-Wärmespeicher genutzt werden, die dem Erdreich in 20 bis 100 m Tiefe über ein in Erdwärmesonden zirkulierendes Wärmeträgerfluid Wärme zuführen oder entziehen. Alternativ können bei gegebenen geologischen Bedingungen Aquiferspeicher, also natürlich vorkommende abgeschlossene Wasserreservoirs, in mehr als 100 m Tiefe genutzt werden. Die Betriebstemperatur solcher mit dem Erdreich verbundener Speicher ist auf 50 bis 65 °C begrenzt, was eine Kombination mit einer residualen Wärmeerzeugung, beispielsweise Wärmepumpen, erfordert.¹²⁴

Ein Beispiel in Deutschland ist ein Aquiferspeicher, der den Südosten Berlins mit Fernwärme aus Erneuerbaren Energien versorgen soll. Der lokale Versorger plant dazu ein 400 m tiefes Aquiferspeichersystem zu nutzen, um das bestehende Kohleheizkraftwerk zu ersetzen. Prognosen deuten auf eine Ausspeicherleistung von 10 MW und eine Kapazität von über 30 GWh hin. Aktuell bezieht der Berliner Südosten bereits Wärme über ein Fernwärmenetz, wobei 60 Prozent aus erneuerbaren Quellen, speziell dem Holzheizkraftwerk Berlin-Neukölln, stammen. Das Holzheizkraftwerk läuft jedoch nur im Winter auf Volllast; im Sommer wird die benötigte Wärme aus Gas- und Kohleheizkraftwerken bezogen. Zukünftig soll das Holzheiz-

46 Konzepte für thermische Speicherung im Überblick¹²¹

Sensible Speicherung

Medium	Speicherdauer
Wasser	Kurzzeit
Kies/Wasser	Langzeit
Erdsonden	Langzeit
Aquifere	Langzeit



Latente Speicherung

Medium	Speicherdauer
Phase Change Materials	meist Langzeit
Paraffine	meist Langzeit
Salze	meist Langzeit

Thermochemische Speicherung

Meist als Langzeitspeicher im Einsatz

¹²² Vgl. BINE Informationsdienst 2009; Dincer und Rosen, 2011.

¹²³ Vgl. Schmid; Müller-Steinhagen, 2005.

¹²⁴ Vgl. Schmid; Müller-Steinhagen, 2005.

kraftwerk auch im Sommer Wärme erzeugen, um sie im Winter nutzen zu können. Die überschüssige Sommerwärme wird dazu im eingangs erwähnten Aquiferspeicher gespeichert und im Winter über ein Wärmepumpensystem ins Fernwärmenetz eingespeist. Gemäß einer 2022 veröffentlichten Studie des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) eignen sich in Deutschland etwa 54 Prozent der Fläche für solche Anwendungen. Bisher waren sie allerdings auf niedrige Temperaturen unter 40 °C beschränkt. Das Projekt im Südosten Berlins erreicht hingegen Temperaturen bis zu 95 °C.¹²⁵

Latente und thermochemische Wärmespeicher/Sorptionsspeicher

Während sensible Speicherkonzepte durch Temperaturänderung Wärme speichern oder abgeben, ändern latente Speicher bei gleichbleibender Temperatur den Aggregatzustand – meist von flüssig zu fest. Aktuell nutzen latente Wärmespeicher beispielsweise Salze oder Paraffine, die beim Entladen erstarren. Solche Phasenwechselmaterialien (Phase Change Materials, PCM) können in Zukunft eine Alternative zu sensiblen, wasserbasierten Speichern darstellen. Der Vorteil des Phasenwechsels liegt in einer – verglichen mit Wasserspeichern – höheren Wärmespeicherkapazität bei gleicher Temperatur. Die Systematik des Phasenübergangs und den Vergleich von sensibler und latenter Wärmespeicherung stellt Abbildung 47 dar.¹²⁶ Weiterhin entspricht die spezifische Wärmekapazität von PCM etwa 50- bis 100-mal dem Wert von Wasser, weshalb latente Speicher kompakter gestaltet werden können. Der Phasenübergang ermöglicht weiterhin die Ein- und Ausspeicherung auf einem konstanten Temperaturniveau. Besonders die langfristige Wärmeentnahme mit konstanter Temperatur ist interessant, da beispielsweise für Fernwärmebetreiber die Wärmemenge aus dem Speicher nicht mehr nacherhitzt werden muss. Nachteile von PCM sind deren Entflammbarkeit und eine geringe Wärmeleitfähigkeit, sodass die Lade- und Entladegeschwindigkeit begrenzt ist. Der Temperaturbereich von PCM reicht von null bis über 500 °C.¹²⁷

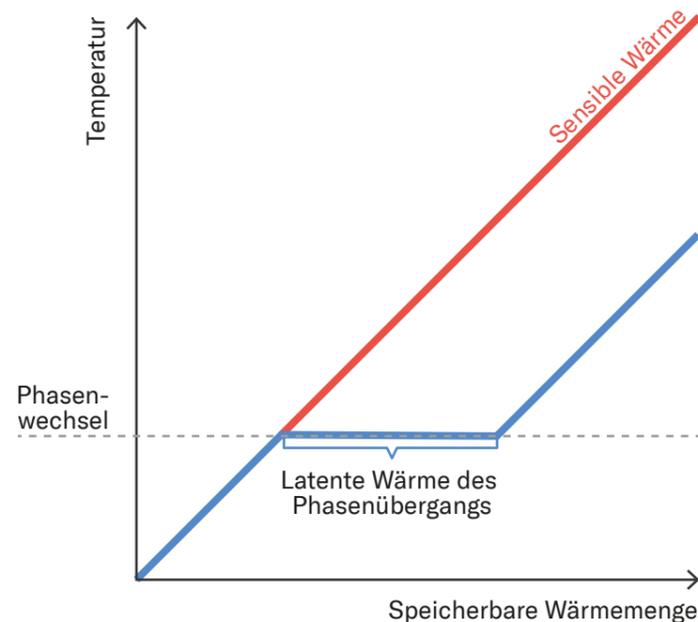
Chemische Wärmespeicher besitzen die höchste thermische Speicherdichte (theoretisch 200 bis 300 kWh/m³, praktisch umgesetzt etwa die Hälfte; im Vergleich Wasser: 60 kWh/m³) und können Wärme über sehr lange Zeit verlustfrei speichern. Perspektivisch ist daher vor allem in Kombination mit Solarthermie eine saisonale Wärmespeicherung denkbar. Allerdings ist auch bei chemischen Speichern die Ladegeschwindigkeit begrenzt.¹²⁹ Chemische Wärmespeicher nutzen endotherme und exotherme chemische Reaktionen für die Wärmespeicherung. Durch eine endotherme Reaktion wird der Speicher geladen und nimmt Enthalpie auf. Diese wird bei der exothermen Entladung wieder abgegeben. Thermochemische Wärmespeicher ermöglichen sehr hohe Energiedichten.¹³⁰

Status quo und Ausblick Wärmespeicher

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind sensible Wärmespeicher, die Wasser oder das Erdreich als Speichermedium verwenden, die am weitesten verbreitete Art von Wärmespeichern. Sie werden auch in der Fernwärmewirtschaft auf absehbare Zeit vorwiegend zum Einsatz kommen. Latente und thermochemische Wärmespeicher haben nach wie vor keine Marktreife erreicht. Aufgrund von relativ hohen Speichertemperaturen und hohen Kosten ist davon auszugehen, dass latente und thermochemische Speicher eher für spezifischere Anwendungen in der Industrie anstatt in Fernwärmenetzen zum Einsatz kommen werden. Zukünftige adäquate Einsatzmöglichkeiten von latenten oder thermochemischen Wärmespeichern könnten zum Beispiel die Speicherung von Abwärme in der Chemie- und Metallindustrie sein.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern ist festzuhalten, dass die Speicherkosten mit steigendem Temperaturniveau des Speichermediums ebenfalls ansteigen. Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern haben auch die lokalen Gegebenheiten. Bei günstigen Bedingungen zeigen Beispiele aus dem Ausland, dass Aquiferwärmespeicher, Erdwärmespeicher und Erdbeckenspeicher als wirtschaftlich sinnvolle Projekte realisiert werden können. Die Kosteneffizienz von Wärmespeichern hängt davon ab, wie viel Wärme in der Umgebung erforderlich ist. Industrielle Großverbraucher oder ein entsprechend großes Fernwärmenetz eignen sich hervorragend für groß angelegte Speicher, die somit einen direkten Abnehmer haben. Für eine regenerative und umweltfreundliche Wärmeversorgung werden Wärmespeicher in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Saisonale Wärmespeicher werden zur Schlüsseltechnologie, um den erneuerbaren Anteil im Wärmemix auch zur kalten Jahreszeit aufrechtzuerhalten und auf klimaschädliche Energieträger weitestgehend zu verzichten.¹³¹

47 Temperaturverlauf bei sensibler und latenter Wärmespeicherung¹²⁸



125 Vgl. Energate Messenger, 2023a.
 126 Vgl. BINE Informationsdienst, 2009.
 127 Vgl. Leonhardt, 2016.
 128 Eigene Darstellung in Anlehnung an BINE Informationsdienst, 2009.

129 Vgl. Seitz et al., 2018.
 130 Vgl. Rödl & Partner, 2021b.
 131 Vgl. Rödl & Partner, 2021b.

3.5.2 Sektorenkopplung Wärme-Kälte

IN KÜRZE:

Zunehmende Urbanisierung und steigende Temperaturen werden einen höheren Kältebedarf hervorrufen. Für die Kälteerzeugung kann neben Strom auch Wärme mittels Sorptionskältemaschinen genutzt werden. In dicht besiedelten Gebieten mit Fernwärmeversorgung kann diese Technologie für einen gleichmäßigeren Wärmeabsatz sorgen und Lastspitzen in der Stromnachfrage vermeiden. Eine weitere Option stellt die zentrale Kälteerzeugung an einem Standort und die Verteilung über ein Kältenetz (Fernkälte) dar.

Der Energieeinsatz zur Kälteversorgung in Deutschland – mit Schwerpunkt im industriellen Sektor – entspricht einem Anteil von etwa 2,3 Prozent (2020) des gesamten Endenergieverbrauchs. Im Jahr 2020 wurden 64,4 TWh Prozess- und Klimakälte verbraucht, wovon 98 Prozent mit Strom erzeugt wurden. Der Endenergieverbrauch sowohl für Klimakälte (+19 Prozent)¹³² als auch für Prozesskälte (+19 Prozent) ist in den letzten zehn Jahren (2010–2020) deutlich gestiegen.¹³³ Einhergehend mit der globalen Klimaerwärmung wird der Kältebedarf auch in Deutschland weiter zunehmen. Dem derzeitigen Trend folgend, wird der Bedarf bis 2050 auf über 108 TWh jährlich steigen. Um die Klimaziele zu erreichen, müssen die CO₂-Emissionen auch in der Kälteerzeugung reduziert werden.

Neben Strom ist auch Wärme für die Kälteherstellung verwendbar. Eine Methode zur Kopplung des Wärme- und Kältesektors liegt in der Nutzung von Abwärme in thermischen Kältemaschinen. Diese sogenannten Sorptionskältemaschinen können bei gleicher Kälteleistung über 99 Prozent der elektrischen Energie einsparen, indem sie Abwärme zur thermischen Kompression und damit Kälteerzeugung nutzen.

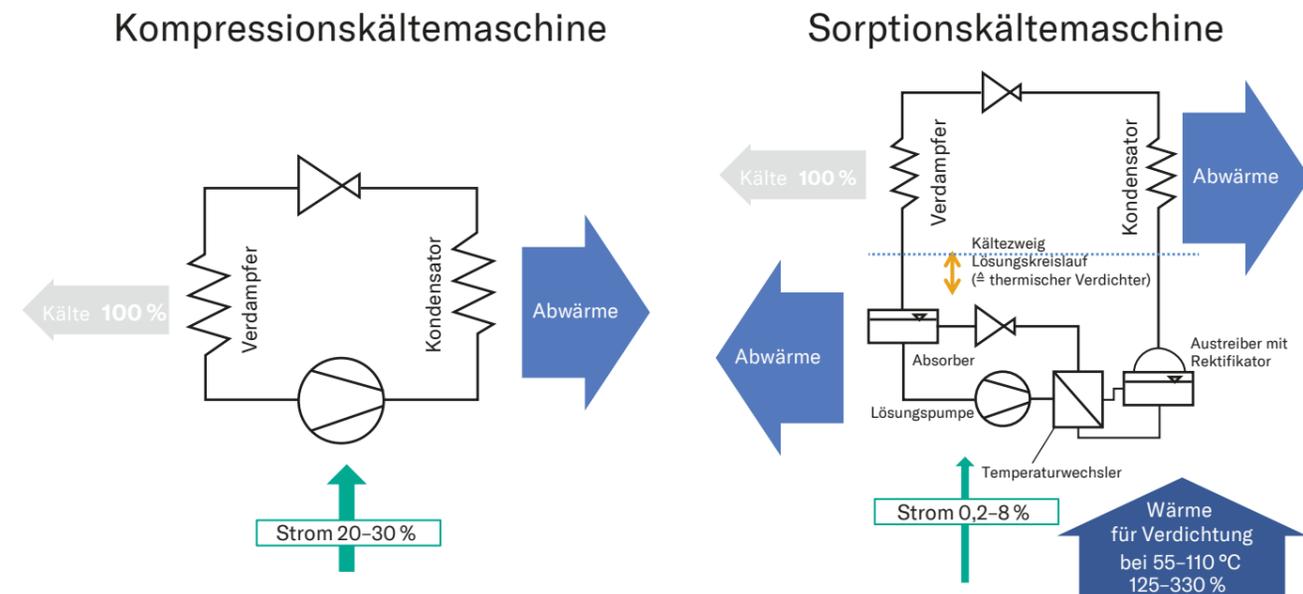
Technik der Wärme-Kälte-Kopplung

Kälteanlagen ähneln konventionellen Kraftwerksanlagen. In beiden Fällen handelt es sich um Kreisprozesse, die für ihre funktionelle Wirkung die gleichen Bauteile verwenden: Verdichter, Verdampfer, Drossel (Turbine) und Kondensator. Bei einem rechtsläufigen Kreisprozess steht die Umwandlung von Wärme zu Arbeit im Fokus (Kraftwerk, Verbrennungsmotor). Ein linksläufiger Kreisprozess hingegen verwendet Wärme oder Arbeit zum Heizen und Kühlen (Wärmepumpe, Kältemaschine).

Eine Kältemaschine entspricht aus technischer Sicht einer Wärmepumpe. Daher ist es auch möglich, Gebäudeklimatisierungen mit Wärmepumpen zu gestalten. Kälte entsteht, wenn die Wärmezufuhr zum Verdampfer aus einem geschlossenen Raum statt aus der Umwelt erfolgt. Durch die Wärmeabfuhr aus dem geschlossenen System sinkt nach den Gesetzen der Thermodynamik die Temperatur – es entsteht „Kälte“.

Der wesentliche Unterschied zwischen Sorptions- und Kompressionskältemaschinen liegt in der Art der Verdichtung (vgl. Abbildung 48). Bei Sorptionskältemaschinen wird das Kältemittel bei geringer Temperatur in einem zweiten Stoff sorbiert und bei höheren Temperaturen wieder ausgetrieben. Hierdurch wird eine thermische Verdichtung erreicht, die einen elektrisch angetriebenen mechanischen Kompressor ersetzt. Je nachdem, ob bei der thermischen Verdichtung Diffusion, also ineinander gelöste Substanzen, oder eine Anlagerung an einer Phasengrenzfläche beteiligt ist, spricht man von Absorptions- bzw. Adsorptionskältemaschinen. Abbildung 48 zeigt das Energieflussdiagramm einer Absorptionskältemaschine, die zur Fernwärmenutzung geeignet ist.

48 Funktionsprinzip Kompressions- und Sorptionskältemaschine¹³⁴



Weitere Parameter von Sorptionskältemaschinen sind nach Art der Technologie in Tabelle 5 dargestellt. Kältemaschinen sind von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, beispielsweise von Kälte- und Antriebstemperatur, Bauart, Baugröße und Umgebungstemperatur. Kompressionskältemaschinen verfügen über einen COP von ca. 3 und arbeiten damit effizienter als Sorptionskältemaschinen. Allerdings ist zu beachten, welche Energieart zur Umwandlung herangezogen wird. Da Sorptionskälteanlagen größtenteils Wärme in Form von Abwärme oder Solarenergie nutzen, können sie beim derzeitigen Strommix ökologischer und, abhängig vom Wärmepreis, auch ökonomischer arbeiten.¹³⁵

T5 Charakteristika verschiedener Sorptionskältemaschinen

	Absorptionskältemaschine			Adsorptionskältemaschine
	1-stufig	1-stufig	2-stufig	1-stufig
Stufen	1-stufig	1-stufig	2-stufig	1-stufig
Sorptionsmittel	Lithiumbromid	Wasser	Lithiumbromid	Zeolithe/Silikagel
Kältemittel	Wasser	Ammoniak	Wasser	Wasser
Typische Antriebstemperatur	75–110 °C	80–120 °C	130–180 °C	55–95 °C
Erzeugtes Temperaturniveau	> 5 °C	bis -60 °C	> 4 °C	> 10 °C
COP	0,55–0,8	0,3–0,7	0,9–1,45	0,3–0,7

Kältemaschinen zur Wärme- und Stromnetzstabilisierung

Sorptionskältemaschinen können zu einem integralen Bestandteil des Wärmenetzes der Zukunft werden. Fernwärmenetze, die ihre Wärme aus stromgeführten KWK-Anlagen oder regenerativer Wärme (beispielsweise aus Geothermie, Solarthermie oder Industrieabwärme) erhalten, haben in den Sommermonaten meist einen Wärmeangebotsüberschuss, der nicht vollständig verwertbar ist. Dieser Wärmeüberschuss lässt sich mit Sorptionskältemaschinen zur Deckung der im Sommer recht hohen Nachfrage nach Klimakälte nutzen.

Aus dem zunehmenden Wärmeenergiebedarf im Sommer folgt, wie in Abbildung 49 zu sehen, eine Glättung des Fernwärmeverbrauchs, was wiederum positive Auswirkungen auf die Wärmenetzauslastung, den Betrieb von (erneuerbaren) KWK-Anlagen und den Ausnutzungsgrad von erneuerbaren Wärmeerzeugern hat.

Zusätzlich können Sorptionsmaschinen im Winter Heizlasten abdämpfen, indem sie in den Heizbetrieb geschaltet werden und so die Funktion einer Wärmepumpe einnehmen. Zusätzlich können Sorptionsmaschinen die eingesetzte thermische Energie mithilfe von zusätzlicher Umweltwärme bis zum 1,5-Fachen der eingesetzten Wärme erhöhen, meist allerdings nur zur Raumluftwärmung. Hierdurch kann die Wärmelast in der Heizperiode lokal beim Betreiber der Sorptionsmaschine gesenkt werden, sodass weniger thermische Energie aus dem Wärmenetz bezogen werden muss. So können Sorptionskältemaschinen Heizlasten im Winter dämpfen und Heizspitzen reduzieren.¹³⁶

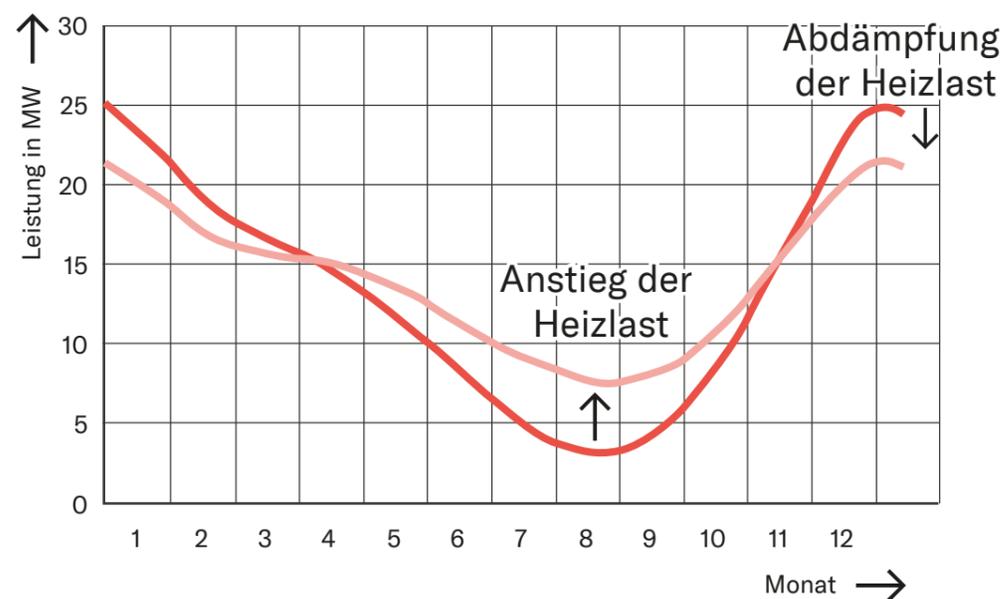
49

Glättung des Fernwärmeverbrauchs mittels Sorptionsmaschinen¹³⁷

■ Fernwärmedaten einer Kleinstadt*
 ■ Fernwärmenetz mit Sorptionsmaschinen**

* Geglättete Fernwärmedaten einer Kleinstadt: 22.000 Einwohner, ca. 115 GWh

** Annahmen:
 Kältebedarf für Klimatisierung, Industrie, Gewerbe und Handel: 43 GWh
 Substitution durch Sorptionskälte: 33 %
 COP Sorption: 0,7
 COP Kompression: 3,5
 COP Heizmodus: 1,5



„Kühlen mit Wärme“ kann weiterhin einen positiven Beitrag im Stromnetz liefern, indem die Kältelast von der Stromlast entkoppelt wird. Denn die stromintensive Kälteerzeugung durch Kompressionskältemaschinen verursacht im Sommer hohe Lastspitzen. Der Umstieg von elektrisch auf thermisch betriebene Kälteanlagen kann der Stromnetzlast und dem Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke entgegenwirken. Auf Verbraucherseite werden dazu Lastspitzen vermindert, die zu einer Senkung der Grundgebühr in der Stromrechnung führen.

Voraussetzung für die Kopplung von Wärme- und Kälteerzeugung sind in der Regel Fernwärmenetze. Die Kopplung ist daher nur in dicht und teilweise in mittel besiedelten Gebieten möglich. Die Betriebsweise der thermischen Kältemaschinen ist von

der Antriebstemperatur, also der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes, abhängig. Bei höherer Temperatur ist eine höhere Kälteleistung bei geringerem Wirkungsgrad möglich.¹³⁸ Da die Vorlauftemperatur in Fernwärmenetzen zur Reduktion der Wärmeverluste im Sommer abgesenkt wird, ist eine spezifische Analyse notwendig, inwiefern die vorherrschende Vorlauftemperatur im Gesamtnetz zur Bereitstellung von Kälte letztlich einen ökologischen und ökonomischen Vorteil für den Kunden und den Versorger bringt. Alternativ besteht die Möglichkeit zur dezentralen Kopplung von Wärme und Kälte, insbesondere wenn Solarenergie zur Bereitstellung der thermischen Antriebsenergie der Sorptionskältemaschinen genutzt wird.

3.5.3 Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)

IN KÜRZE:

Carbon Capture, Utilization and Storage beschreibt einen Prozess, bei dem CO₂ abgeschieden (Capture) und in einem weiteren verfahrenstechnischen Prozess weiterverwendet (Utilization) oder gespeichert (Storage) wird. Im weitesten Sinne wird das CO₂ aus industriellen Prozessen abgetrennt. Eine weitere Idee ist, das CO₂ direkt aus der Atmosphäre zu entfernen. In diesem Fall spricht man vom sogenannten Direct-Air-Capture.

Carbon Capture

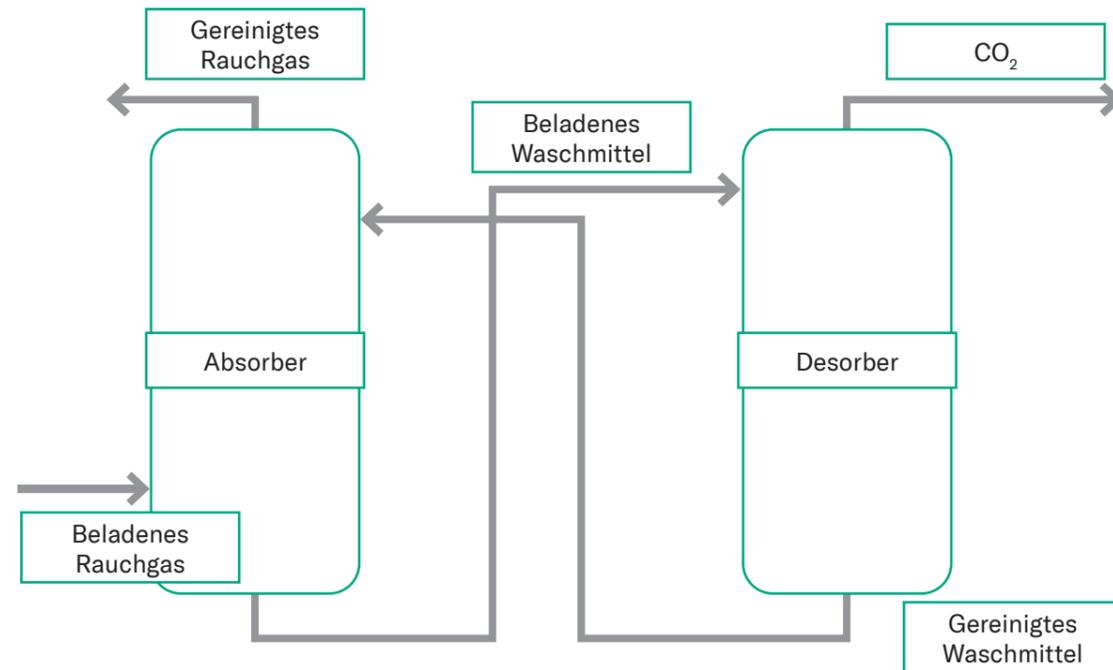
Ziel des Carbon-Capture-Verfahrens ist die Abtrennung des in einem Verbrennungsprozess entstehenden CO₂, das sonst in die Atmosphäre entweichen und den Treibhauseffekt verstärken würde. Diese Technologie kann bei Prozessen, die nur bedingt oder nicht dekarbonisiert werden können, zum Einsatz kommen. In der Wärmewirtschaft kann dies künftig insbesondere für Müllverbrennungsanlagen eine zentrale Rolle spielen. Die Verbrennung der Abfälle, bei der zwangsläufig CO₂-Emissionen anfallen, ist unvermeidbar. Die Einbindung einer Carbon-Capture-Anlage in einen Müllverbrennungsprozess kann die treibhausgasneutrale Wärmeerzeugung zukünftig gewährleisten. Die Abtrennung von CO₂ kann dabei auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Insbesondere der Zeitpunkt des CO₂-Abscheidens spielt eine zentrale Rolle bei der Klassifikation:

- Pre-Combustion: Bei einem Pre-Combustion-Verfahren wird das CO₂ vor dem eigentlichen Verbrennungsprozess abgetrennt. Hierfür wird der Brennstoff einem Vergaser zugeführt, der ihn unterstöchiometrisch zu einem wasserstoffreichen Brenngas vergast. Das CO₂ wird aus dem Brenngas separiert und anschließend einer Brennkammer zugeführt, wo der CO₂-freie Verbrennungsprozess stattfindet. Anwendung findet dieses Verfahren in IGCC-Kraftwerken (Integrated Gasification Combined Cycle).
- Oxyfuel: Bei einem Oxyfuel-Verfahren wird, anders als bei herkömmlichen Verbrennungsprozessen, reiner Sauerstoff statt Luft bei der Verbrennung eingesetzt. Durch den Einsatz von reinem Sauerstoff besteht das entstehende Rauchgas fast ausschließlich aus CO₂ und Wasserdampf. Das CO₂ kann aus dem Rauchgas herauskondensiert werden, sodass das verbleibende Rauchgas nur noch aus Wasserdampf besteht. Das Oxyfuel-Verfahren befindet sich noch im Forschungsstadium, wurde allerdings bereits im Braunkohlekraftwerk „Schwarze Pumpe“ im Rahmen eines Pilotprojekts großindustriell eingesetzt.
- Post-Combustion: Bei dem heute am weitesten verbreiteten Carbon-Capture-Verfahren, dem Post-Combustion-Verfahren, findet die CO₂-Abscheidung nach dem Verbrennungsprozess statt. Das CO₂ wird üblicherweise mittels eines Absorptionsverfahrens aus dem bei der Verbrennung entstehenden Rauchgas entfernt. Die Aminwäsche stellt hierbei den aktuellen Stand der Technik dar: Das mit CO₂ beladene Gas wird zusammen mit einem Waschmittel (dem Amin) einer Absorberkolonne zugeführt. Das Amin geht eine chemische Verbindung mit dem CO₂ ein und trennt es dadurch aus dem Rauchgas heraus. Das nun CO₂-freie

Rauchgas verlässt den Abscheidungsprozess, während das mit dem CO₂ beladene Waschmittel einer Desorberkolonne zugeführt wird. Hier wird das CO₂ unter Zuführung von Energie vom Waschmittel getrennt. Das nun wieder CO₂-freie Waschmittel kann erneut der Absorberkolonne zugeführt werden und weiteres CO₂ abtrennen. Alternative Verfahren wie das Chemical oder Carbonate Looping befinden sich nach aktuellem Stand noch im Forschungsstadium.

50

Funktionsschema einer Aminwäsche¹³⁹

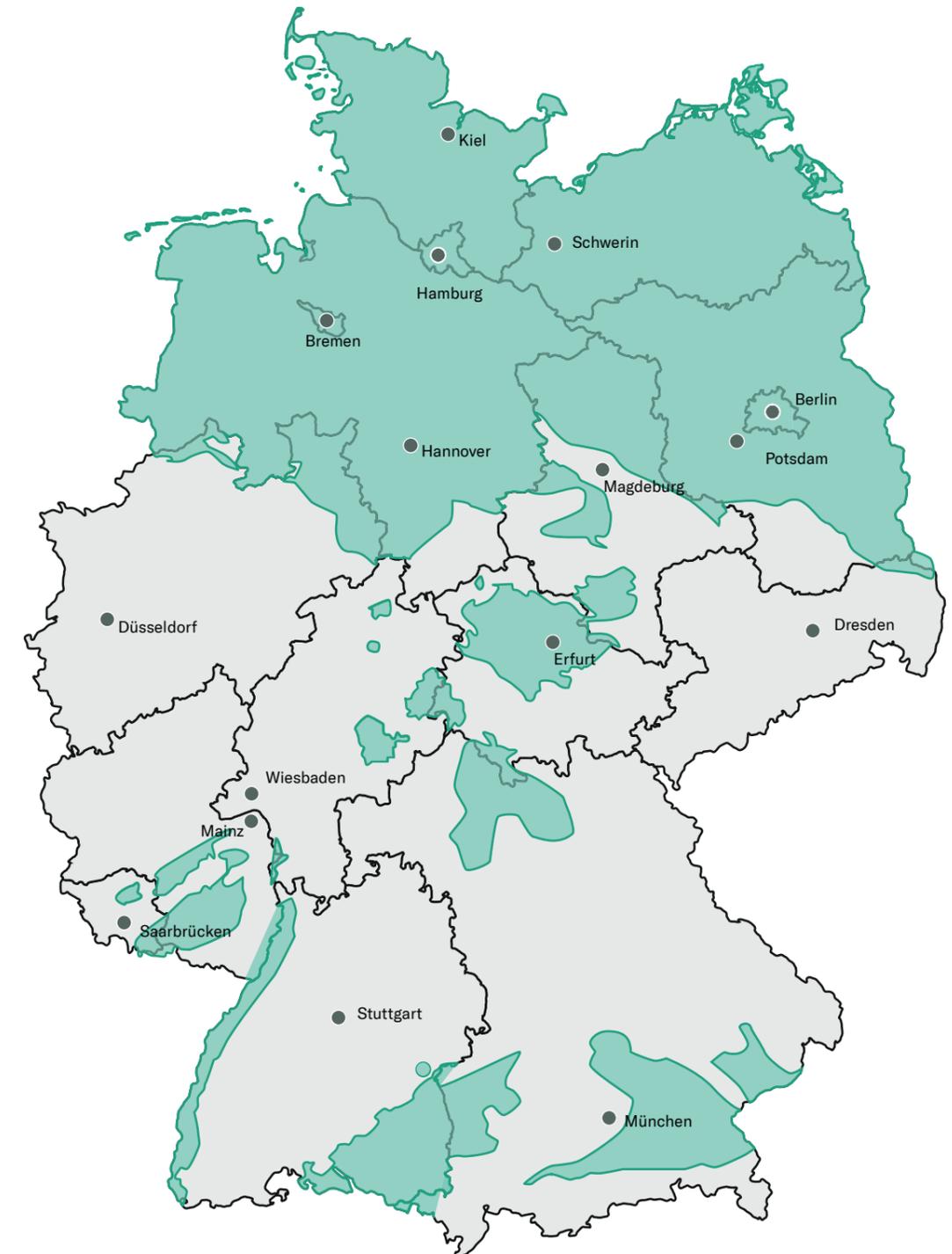


Storage

Das abgetrennte CO₂ kann anschließend gespeichert werden. Die Idee hinter dieser noch nicht erprobten Technologie ist, das CO₂ in den Erdboden zu verpressen und in ausgebeuteten Erdöl- und Erdgaslagerstätten zu speichern. Aquifere oder die Speicherung unter dem Meeresgrund werden ebenso als mögliche Lagerorte diskutiert. Das Verfahren der CO₂-Abscheidung mit anschließender Speicherung ermöglicht nach Meinung verschiedener Forscher, 65–80 Prozent der anfallenden CO₂-Emissionen dauerhaft zu speichern; es birgt aber auch Risiken. Die zentrale Frage bei der Verpressung von CO₂ ist, ob die Lagerstätten das Gas dauerhaft speichern können, oder ob es über Leckagen an die Erdoberfläche entweichen kann und letztlich wieder in die Atmosphäre gelangt. Das Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) sieht in Deutschland ein großes untersuchungswürdiges Potenzial für CO₂-Lagerstätten. Die untersuchungswürdigen Gebiete sind in Abbildung 51 eingezeichnet.

51

Untersuchungswürdige Gebiete zur CO₂-Speicherung in Deutschland (LIAG)¹⁴⁰



Das Carbon-Capture-and-Storage-Verfahren ist in Deutschland über das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) geregelt. Während das Abscheiden von CO₂ dem BImSchG unterliegt, legt das KSpG Regelungen für den Transport sowie die Speicherung fest. Seit 2012 lässt das KSpG, das die Richtlinie der Europäischen Union (EU) über die geologische Speicherung von Kohlendioxid in deutsches Recht umsetzt, die Erforschung und die Erprobung von CO₂-Speicherungen grundsätzlich zu.

Ein Anreiz für den Einsatz von CCUS besteht in emissionsintensiven, dem Europäischen Emissionshandel unterliegenden Prozessen, da für abgeschiedenes und gespeichertes CO₂ keine Emissionszertifikate auszugeben sind, deren Preis aktuell in einem Bereich zwischen 80 und 100 Euro je Tonne liegt. Sogenannte Carbon Removal Credits, also die Ausgabe von Emissionszertifikaten für die Abscheidung und Einlagerung von CO₂ zur Weiterveräußerung an Dritte, sind im aktuellen Europäischen Emissionshandelssystem nicht vorgesehen, könnten jedoch perspektivisch eine Weiterentwicklung desselben darstellen.

Sowohl die Energiewirtschaft als auch Unternehmen der energieintensiven Industrie sehen das Carbon-Capture-and-Storage-Verfahren als wichtigen Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität. Ein Positionspapier führender deutscher Energieversorger und energieintensiver Unternehmen unterstreicht die Notwendigkeit zur weiteren Erforschung dieser Technologie. Auch die EU-Kommission sowie die deutsche Bundesregierung sieht in Carbon Capture and Storage eine unabdingbare Technologie zur Bekämpfung des Treibhauseffekts.

Utilization

Eine Alternative zur Speicherung von CO₂ ist dessen Wiederverwendung. Beispielsweise kann CO₂ als Grundstoff für einen Power-to-Gas-Prozess dienen, bei dem synthetische Energieträger wie SNG oder Methanol erzeugt werden können. In Kombination mit dem Direct-Air-Capture-Verfahren entsteht hieraus eine Art Kreislaufwirtschaft, in der sich freigesetztes CO₂ wiederverwerten lässt. Auch das CCU-Verfahren befindet sich technologisch betrachtet noch im Anfangsstadium und weist vergleichsweise hohe Umwandlungsverluste auf, sodass dieses Verfahren zum jetzigen Stand der Technik ökonomisch nicht rentabel erscheint.¹⁴¹

CO₂-Netze

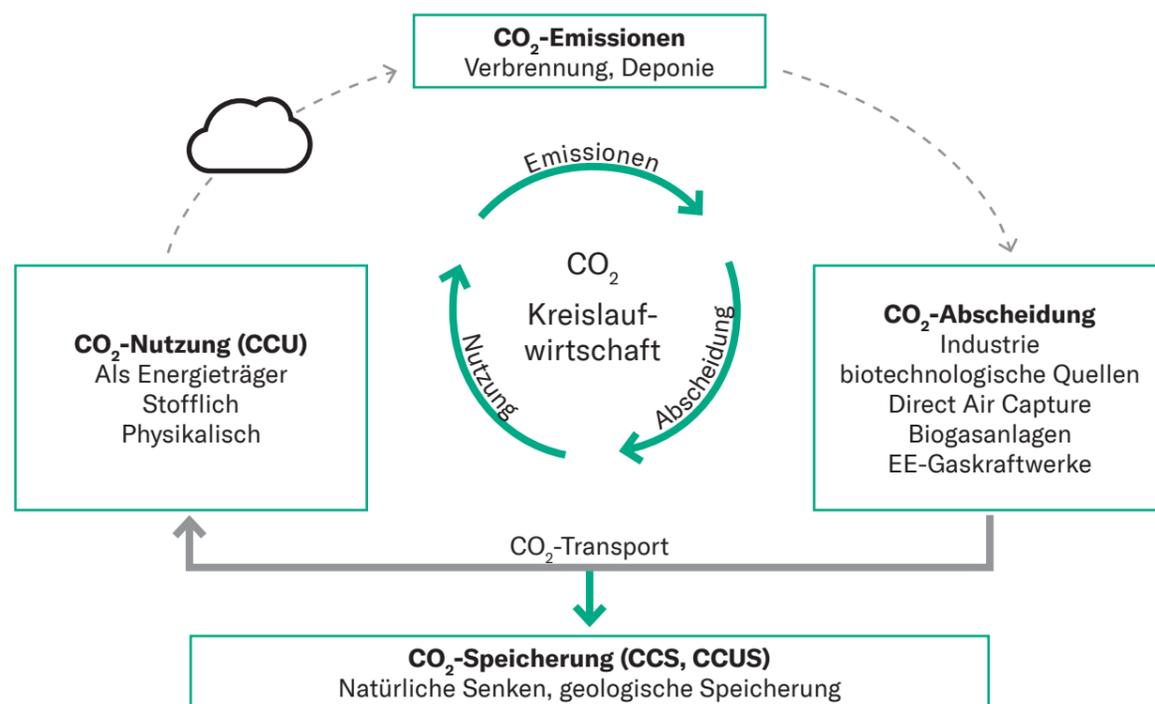
Die Etablierung von CO₂-Netzen ist notwendig, um CO₂ zwischen seiner Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung transportieren zu können. Umfangreiche Mengen CO₂ sollten aus Sicherheits- und Wirtschaftlichkeitsgründen über Pipelines transportiert werden. Hierzu wird das CO₂-reiche Gasgemisch von Begleitstoffen gereinigt. Für einen sicheren und ökonomischen Pipelinebetrieb ist beispielsweise der Wassergehalt im CO₂-reichen Gasgemisch auf weniger als 0,005 Volumenprozent zu reduzieren. Außerdem muss das CO₂-reiche Gasgemisch durch Verdichtung und/oder Kühlung stark komprimiert werden¹⁴³.

Bereits im Frühjahr 2022 sind der Fernleitungsnetzbetreiber OGE und Tree Energy Solutions (TES) eine Partnerschaft zum Aufbau einer CO₂-Kreislaufwirtschaft eingegangen. Die ersten Abschnitte eines CO₂-Netzes könnten Industriebetriebe ab 2028 nutzen. Der Fokus liegt auf unvermeidlich emittiertem CO₂ aus Produktionsprozessen, das in einem geschlossenen Kreislaufsystem zum Import von grünem Wasserstoff wiederverwendet werden soll. Das geplante Startnetz soll knapp 1.000 km umfassen und jährlich 18,8 Mio. Tonnen CO₂ transportieren¹⁴⁴.

Eine deutschlandweite Kohlenstoffkreislaufstrategie kann dazu beitragen, die Dekarbonisierung im Industrie-, Strom- und Mobilitätssektor voranzutreiben und die Energiewende in Deutschland zu beschleunigen.

Der kürzlich veröffentlichte Referentenentwurf der Carbon-Management-Strategie hat die Bedeutung der CCUS-Technologie für die Bekämpfung des Klimawandels nochmals verdeutlicht. Nach Auffassung des BMWK sind die Klimaziele nur unter zusätzlicher Verwendung der CCUS-Technologie erreichbar. Der Fokus liegt auf der Abscheidung von schwer vermeidbaren Emissionen. Das CO₂ soll über Pipelines ans Meer transportiert und anschließend offshore gespeichert werden. Eine Speicherung auf dem Gebiet des deutschen Festlands soll nach dem aktuellen Referentenentwurf weiterhin nicht möglich sein.¹⁴⁵

Carbon-Capture-Kreislaufwirtschaft¹⁴²



4 Die Transformation des deutschen Wärmemarktes

Die vorangegangenen Kapitel zeigen die Notwendigkeit zur Dekarbonisierung der Wärmewirtschaft auf und geben einen Überblick über die verfügbaren Technologien. Da der Transformationsprozess eine sehr umfangreiche und langfristige Aufgabe ist, müssen Priorisierungsstrategien für verschiedene Handlungsfelder entwickelt und umgesetzt werden. Bereits in der ersten Auflage dieses Konzeptpapiers wurde das treffende Sinnbild einer Zielscheibe im Zusammenhang mit dem Transformationsprozess hergeleitet: Im Zentrum der Zielscheibe kann die höchste Punktzahl und somit die höchste Ausbeute für den Schützen erreicht werden. In den vergangenen Monaten hat sich auf politischer und rechtlicher Ebene einiges getan und die Hinweise von Expertinnen und Experten wurden gehört. Mit Wärmeplanungsgesetz und Gebäudeenergiegesetz wurden wegweisende Rahmenbedingungen für die Transformation der Wärmewirtschaft geschaffen – insbesondere auch für die Transformation der Wärmeversorgung dicht besiedelter Gebiete.

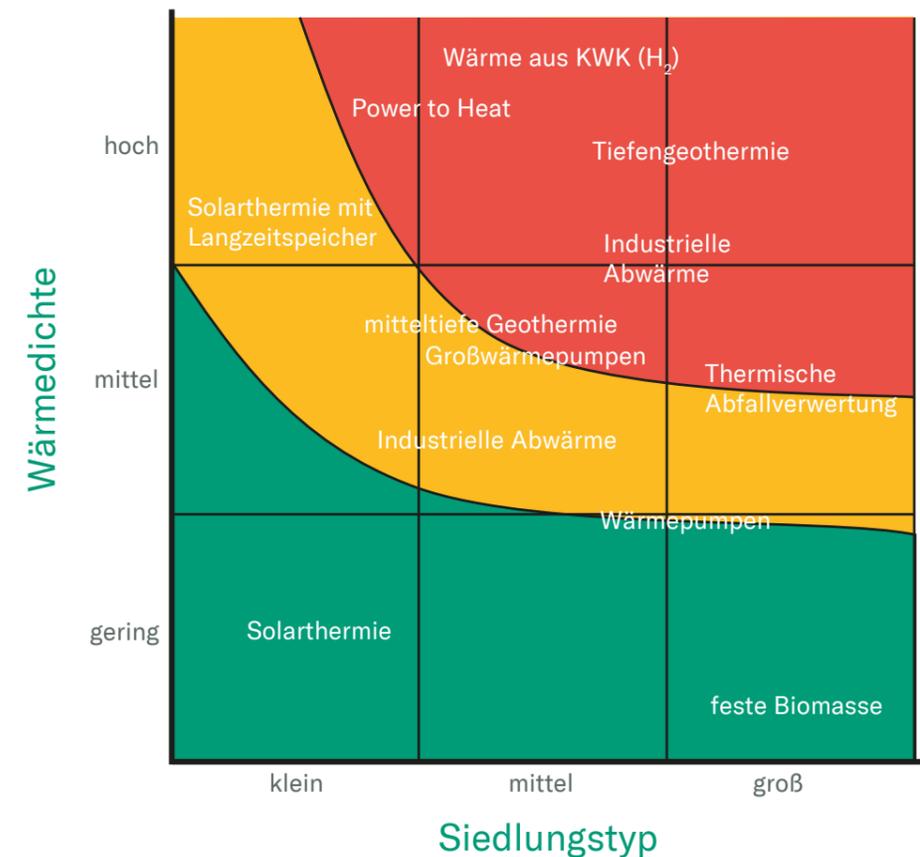
Die Dekarbonisierung des Wärmemarktes erfolgt nur dann effizient und ökonomisch sinnvoll, wenn die Stärken und Vorteile jeder Technologie durch eine durchdachte Energiebereitstellung und ein schlüssiges Gesamtkonzept optimal und zielführend ausgenutzt werden. Die jeweilige Wärmebereitstellungstechnologie muss folglich zur Absatzstruktur, zum Flächenangebot und zur Infrastruktur der dicht, mittel und dünn besiedelten Gebiete passen. Im Wärmeplanungsgesetz wurde dies aufgegriffen und soll künftig mit der Verpflichtung zur Erstellung einer kommunalen Wärmeplanung adressiert werden.

Kapitel 3 stellte die wichtigsten Technologien für eine CO₂-arme Wärmebereitstellung vor. Die Technologien unterscheiden sich insbesondere in der absoluten sowie der flächenspezifischen Wärmeleistung, der ökologischen Sinnhaftigkeit, der Verfügbarkeit sowie im technischen und wirtschaftlichen Reifegrad. Eine wichtige Kenngröße für die optimale Zuteilung der Technologien in den optimalen Anwendungsbereich ist der wärmespezifische Urbanitätsgrad.

Bei Übertragung der dargestellten Erkenntnisse auf die in Kapitel 2 entwickelte Matrix nach Siedlungstyp und Wärmedichte kann eine qualitative Zuordnung der Technologien auf Basis ihres optimalen Einsatzes zu den Feldern vorgenommen werden. Für die typischen Gegebenheiten der wärmespezifischen Urbanitätsgrade lässt sich damit Abbildung 53 entwickeln:

53

Vorschläge zur Verbreitung von Erzeugungstechnologien in den verschiedenen wärmespezifischen Urbanitätsgraden¹⁴⁶



■ dicht besiedelt
 ■ mittel besiedelt
 ■ dünn besiedelt

Aus den bisherigen Überlegungen wird deutlich: Der Wärmemarkt ist zu heterogen, um pauschale und allgemein gültige Lösungen zu finden. Vielmehr ist zu überlegen, welcher Mix an Instrumenten für die jeweiligen Ringe der Wärmezielscheibe in Betracht kommt. Aus den Ergebnissen aus Abschnitt 4.2 folgt, dass sich die Versorger und die Politik nicht auf eine einzige Technologie stützen und diese zum „Heilsbringer der Wärmewende“ erklären sollten, sondern dass auf einen optimalen Technologiemix abzielen ist. Daher sollten die Anreize so geschaffen werden, dass die für die vorhandene Struktur jeweils passenden Technologien eingesetzt werden und sich nicht gegenseitig karnibalisieren. So hat es beispielsweise weder wirtschaftlich noch ökologisch Sinn, Fernwärme in dünn besiedelten Gebieten einzusetzen. Weitläufige Bebauung und niedrige Wärmedichten führen zu überproportional hohen Investitionen und laufenden Kosten. Andersherum sollten erneuerbare Einzellösungen wie z. B. einzelne Aufdachsolarthermieanlagen nicht in Fernwärmeversorgungsgebieten eingesetzt werden. Dies würde zu einer Verdrängung der Fernwärme und zu einem Preisanstieg für die anderen Konsumenten führen. Zudem verlieren die Versorger Absatzsicherheiten, um langfristig in CO₂-arme Technologien investieren zu können. In den dicht besiedelten Gebieten sollten die Fernwärmeversorgungsunternehmen die Hoheit über die Entwicklung des CO₂-freien Erzeugungsmixes bekommen und, in Abstimmung mit den Eigentümern, entsprechend geeignete Dach- bzw. Grundstücksflächen für Solar- oder (Tiefen-) Geothermie nutzen.

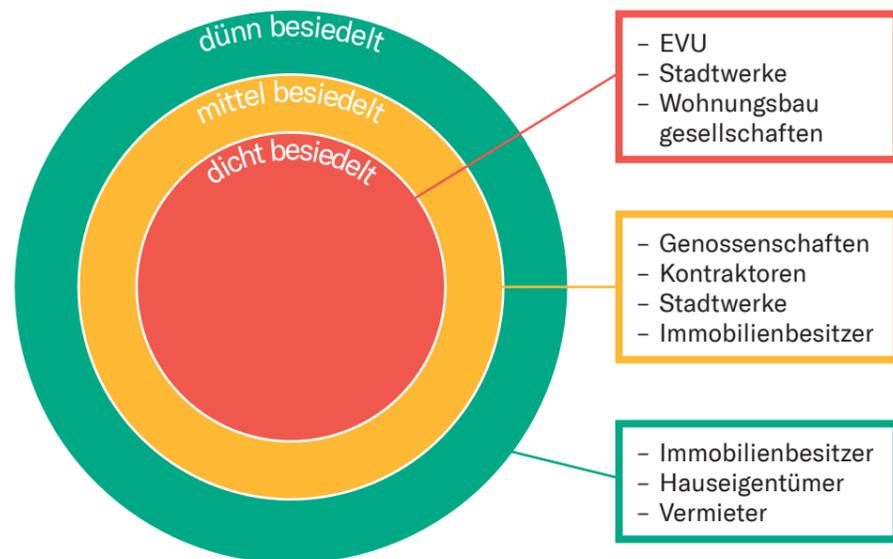
¹⁴⁶ Eigene Darstellung.

Um die Einsatzmöglichkeiten der einzelnen Technologien optimal zu identifizieren und somit den Bürgerinnen und Bürgern langfristig eine ökologische, ökonomische und sozialverträgliche Wärmeversorgung bereitzustellen, ist es notwendig, eine Strategie zu entwickeln und umzusetzen. Die Wärmezielscheibe diente bislang als Grundlage für die Erklärung des Wärmemarktes und soll im Folgenden ein Hilfsmittel für die Entwicklung und operative Umsetzung einer Wärmetransformationsstrategie sein.

Hierfür gilt es zunächst zu klären, welche Akteurinnen und Akteure am Transformationsprozess beteiligt sind und wer letztlich den „Hut“ aufhat, um die Strategien auch operativ umzusetzen, da sich die Zuständigkeiten in den dünn, mittel und dicht besiedelten Gebieten unterscheiden. Für eine erfolgreiche Umsetzung der Wärmewende ist ein Anreizsystem zu konzipieren, das die richtigen Adressaten trifft. Abbildung 54 zeigt die Hauptakteure der jeweiligen Bereiche der Wärmezielscheibe.

54

Akteure der Wärmeversorgung, aufgeteilt auf die Wärmezielscheibe¹⁴⁷



Die Betrachtung der Wärmezielscheibe zeigt deutlich, dass in dicht besiedelten Gebieten im Regelfall Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke die zentrale Wärmeversorgung stemmen. Für dicht besiedelte Inseln oder Quartiere interessieren sich auch Kontraktoren immer mehr. In dünn besiedelten Gebieten entscheidet meist die Immobilienbesitzerin oder der Immobilienbesitzer, die Hauseigentümerin oder der Hauseigentümer oder die Vermieterin oder der Vermieter über die Art der objektbezogenen Versorgung. Die mittel besiedelten Gebiete sind aufgrund ihrer „Sandwich-Position“ der Markt, auf dem die meisten Akteure anzutreffen sind. Hier agieren sowohl Stadtwerke und kleine EVU wie beispielsweise Energiegenossenschaften als auch Kontraktoren und Immobilienbesitzer.

Über allen Ringen bzw. Bereichen des Energiemarktes stehen die Kommunen. Dies hat auch der Gesetzgeber erkannt und die Kommunen in die Pflicht genommen. Sobald die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung vorliegen, kann die Transformation des Wärmesektors beschleunigt vorankommen.

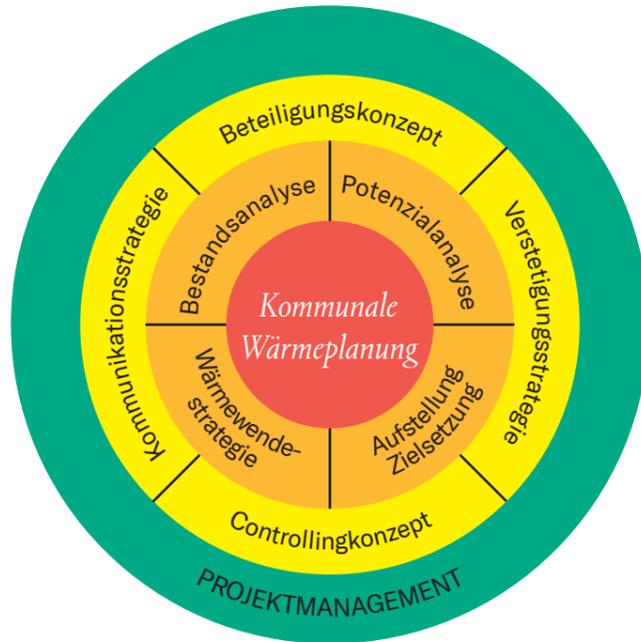
4.1 Die Wärmezielscheibe als Grundlage kommunaler Wärmenutzungskonzepte

Die Wärmezielscheibe dient aufgrund der anschaulichen und eingängigen Überlegungen als Grundlage für (kommunale) Wärmepläne. Diese sollen genau das konkretisieren, was die Wärmezielscheibe auf übergeordneter Ebene aufzeigt: Nach der Ermittlung des lokalen wärmespezifischen Urbanitätsgrads ist der nächste Schritt, die Wärmebereitstellung und -verteilung entsprechend den örtlichen Gegebenheiten effizient und wirtschaftlich optimiert zu planen. Die Grundlage hierfür bietet die kommunale Wärmeplanung zur Ermittlung des Ist- und Zielzustandes. Um die Transformationsstrategien erfolgreich umsetzen zu können, spielt das Stakeholdermanagement eine wichtige Rolle. Außerdem können die Konkretisierung und die Umsetzung von Transformationsplänen durch die BEW erfolgen, die als Motor für die Wärmewende eine wichtige Rolle auf kommunaler und Versorger-ebene spielt.

4.1.1 Kommunale Wärmeplanung – das strategische Planungsinstrument

Die kommunale Wärmeplanung als grundlegende Transformationsstrategie erfolgt über die lokale Identifizierung von Wärmequellen und -senken sowie der Darstellung der aktuellen und zukünftigen Bedarfsdichten, basierend auf spezifischer demografischer Entwicklung. Dadurch übernimmt sie eine koordinierende Rolle, indem der Wärmebedarf, der Flächenbedarf und die beteiligten Akteure ermittelt werden, um ein kohärentes Gesamtkonzept für das weitere Vorgehen vor Ort zu erstellen. Das strategische Planungsinstrument kommunale Wärmeplanung dient damit als Baustein für konkrete Umsetzungsvorhaben und für die Identifikation von Schlüsselgebieten, z. B. von Gebieten mit dem höchsten Wärmebedarf, für die eine koordinierte Netzverdichtung oder der Neubau von Fernwärmeleitungen angestrebt wird.

Für die kommunale Wärmeplanung bildet das auf Bundesebene beschlossene Wärmeplanungsgesetz, das am 1. Januar 2024 in Kraft getreten ist, den grundlegenden rechtlichen Rahmen (mehr dazu in Kapitel 2.2). Im Wesentlichen beinhaltet die kommunale Wärmeplanung zwei Bearbeitungsebenen: Die erste Ebene repräsentiert die Datenbearbeitung. Sie startet mit einer Eignungsprüfung, der Erfassung des Status quo und der Ermittlung von lokalen Gegebenheiten und setzt sich mit der Potenzialanalyse Erneuerbarer Energien und Energieeffizienzmaßnahmen auf dem Gemeindegebiet fort. Die Ergebnisse der vorangegangenen Analysen werden auf der zweiten Bearbeitungsebene in einem Zielszenario zusammengefasst, das die klimaneutrale Wärmeversorgung bis 2045 sicherstellen kann. Abschließend wird ein flächendeckendes Vorgehen mit konkreten Maßnahmen zur Umsetzung des Wärmeplans aufgestellt.



Die **Eignungsprüfung** (§ 14 WPG) dient der Untersuchung des Gebiets im Rahmen einer Vorprüfung nach Teilgebieten, die sich für die Versorgung durch ein Wärmenetz eignen. Daraus kann eine verkürzte Wärmeplanung resultieren, die die §§ 15 und 18 WPG außer Acht lassen kann, sofern ein Teilgebiet mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht für die Versorgung durch ein Wärmenetz oder Wasserstoffnetz geeignet ist.

In der **Bestandsanalyse** (§ 15 WPG) wird zunächst der Status quo beschrieben. Sie umfasst u. a. die Feststellung des aktuellen Wärmeverbrauchs, der verwendeten Energieträger sowie der vorhandenen Wärmeerzeugungs- und Infrastrukturanlagen. Die Datenerfassung sollte idealerweise auf Gebäudeebene erfolgen. Um eine umfangreiche und zuverlässige Datenbasis zu gewährleisten, sieht das WPG Informationspflichten für öffentliche und private Stellen vor (z. B. Netzbetreiber, Industrieunternehmen oder Bezirksschornsteinfeger).

Im Rahmen der **Potenzialanalyse** (§ 16 WPG) werden die vorhandenen Potenziale für die Erzeugung und Nutzung von Wärme aus Erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme sowie das Potenzial zur Energieeinsparung ermittelt. Dabei spielen nur die Potenziale für eine dezentrale Versorgung eine Rolle. Die Identifizierung der Potenziale ermöglicht eine erste quantitative Abschätzung, welche Wärmequellen und Technologien in welchem Umfang konkret genutzt werden können (z. B. oberflächennahe oder Tiefengeothermie, Umweltwärme, Abwasser, Solarthermie, biogene Rest- und Abfallstoffe, unvermeidbare Abwärme). Die Ergebnisse werden für das jeweilige Gebiet zusammengefasst.

In einem **Zielszenario** (§ 17 WPG) wird anschließend die langfristige Entwicklung des gesamten Gebiets hin zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2045 anhand übergeordneter Indikatoren beschrieben. Das Zielszenario, das auf der Bestands- und Potenzialanalyse basiert, gibt für relevante Indikatoren Zwischenwerte für die Jahre 2030, 2035 und 2040 an. Der finale Wärmeplan beinhaltet neben dem Zielszenario auch konkrete Umsetzungsmaßnahmen, eine Meilensteinplanung sowie die Versorgungsoptionen 2045.

Die Einteilung des Gebiets in voraussichtliche **Wärmeversorgungsgebiete** (§ 18 WPG) soll für verschiedene Betrachtungszeitpunkte aufzeigen, welche Teilbereiche des Planungsgebiets bis zum jeweiligen Betrachtungszeitpunkt durch eine bestimmte, besonders geeignete Art der Wärmeversorgung erschlossen werden sol-

len. Die **Versorgungsoptionen 2045** (§ 18 WPG) sollen auf Basis einer Vorprüfung aufzeigen, aus welchen Elementen eine Wärmeversorgung innerhalb des beplanten Gebietes spätestens im Jahr 2045 bestehen könnte. Schließlich soll mithilfe individueller **Umsetzungsmaßnahmen** (§ 20 WPG) ein konkreter Beitrag zur Wärmewende geleistet werden.

Während der Bearbeitung begleitet die zweite Phase – Kommunikation, Integration und Beteiligung – den Prozess kontinuierlich durch die Einbindung und Beteiligung der betroffenen Stakeholder. Die kommunale Wärmeplanung ist ein Multiakteursprozess, der eine Vielzahl an lokalen Akteuren einbezieht. Zu den einzubindenden Akteuren gehören beispielsweise Wärmeversorger, Energieversorger, Gewerbe- und Industriebetriebe oder Wohnungsgenossenschaften. Dazu sollte ein **Beteiligungskonzept** erstellt und umgesetzt werden, das beispielsweise Eröffnungsworkshops sowie regelmäßige Abstimmungstermine mit den beteiligten Akteuren zum aktuellen Stand des Projekts umfasst. Außerdem soll der Austausch von Fachkenntnissen der Key-Player die erfolgreiche Identifikation umsetzbarer und realistischer Lösungsansätze voranbringen. Darüber hinaus sollte auch die Öffentlichkeitskommunikation abgestimmt sein. Die **Kommunikationsstrategie** soll eine frühzeitige Kontaktaufnahme und Einbeziehung von relevanten Akteuren ermöglichen, insbesondere Multiplikatoren aus der Reihe der betroffenen Bevölkerung. Kommunikation zur Entwicklung eines Konsenses und Akzeptanz aufseiten der Bevölkerung stärken das Vertrauen der Öffentlichkeit in die Entscheidungsträger und die Unterstützung für das Vorhaben. Maßnahmen, die an dieser Stelle zielführend sein können, sind beispielsweise Werbekampagnen oder die Veröffentlichung von Ergebnissen, um die Bevölkerung auf das Vorhaben aufmerksam zu machen und auf dem Laufenden zu halten.

Nach erfolgreicher Erarbeitung der kommunalen Wärmeplanung hat die Kommune einen strategischen Fahrplan vorliegen. Damit entsteht aufseiten der Bevölkerung eine Erwartungshaltung, dass die avisierte Umstellung der Wärmeversorgung auch umgesetzt wird. In § 29 WPG sind für die Jahre 2030 und 2040 erste Zielmarken für die Dekarbonisierung der Wärmenetze gesetzt, sodass die Umsetzung der Wärmepläne zwangsläufig erfolgen muss.

Aber wer kann oder sollte die kommunale Wärmeplanung schließlich umsetzen? An erster Stelle stehen oftmals bestehende Energieversorger bzw. Stadtwerke, da diese bereits breit gestreutes Vorwissen und Kenntnisse über die lokalen Gegebenheiten besitzen. Auch aus diesem Grund ist ein starker Verbund von Kommune und Stadtwerken bereits während der kommunalen Wärmeplanung besonders wichtig. Aufgrund der Komplexität des gesamten Energiesystems und der Vernetzung von Wärme, Strom und Erdgas erfordert die kommunale Wärmeplanung den Einbezug und die strategisch zielgerichtete Weiterentwicklung der gesamten lokalen und überregionalen Energieinfrastruktur. So wird auch die systematische Entwicklung der Verteilnetze und die intersektorale Kopplung angestoßen. In der Folge entstehen Gebiete, die in Zukunft über ein Wärmenetz, über Wärmepumpen und ein transformiertes Stromnetz oder weiterhin über ein bestehendes Erdgasnetz mit grünen Gasen versorgt werden können.

Die Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung unterliegt einer beeindruckenden Komplexität, die sorgfältig bedacht werden sollte. Zum einen ist von großer Bedeutung, Bestandsbauten bzw. Anknüpfungen zum GEG zu berücksichtigen. Außerdem ist Vorsicht geboten, in Attentismus zu verfallen, da ein Abwarten allen Beteiligten schadet und die Kosten steigen lässt. Daher ist es ratsam, den Schritt der Umsetzung zeitnah anzugehen. Darüber hinaus müssen Infrastrukturprojekte durchdacht werden, was dazu führt, dass z. B. auch Aspekte wie Finanzierung, Kooperationsmodelle, Absatzzsicherung, Markt- und Wettbewerbsrollen zu planen sind. Am Ende bildet die Wärmeplanung den Startschuss für die folgenden Transformationen.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die erfolgreiche Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung einen entscheidenden Schritt auf dem Weg zur Wärmewende darstellt. Durch die engagierte Herangehensweise auf lokaler Ebene ist die kommunale Wärmeplanung eng mit den Prinzipien und Zielen der Wärmezielscheibe

verknüpft. Diese ortsbasierte Ausrichtung erlaubt es, gezielte Maßnahmen zu ergreifen, die den individuellen Gegebenheiten vor Ort gerecht werden und langfristig eine nachhaltige und zukunftsfähige Wärmeversorgung sicherstellen können.

4.1.2 Transformation erfolgreich managen: das Stakeholdermanagement

Auch wenn der erste Aufschlag für die Entwicklung von Wärmeplänen bei den Kommunen liegt, ist die Einbindung anderer Akteurinnen und Akteure unerlässlich, wenn die Transformation der Wärmeversorgung gelingen soll. Diese Akteurinnen und Akteure werden im weiteren Sinne auch Stakeholder genannt. Stakeholder sind Einzelpersonen oder Gruppen, die ein legitimes Interesse an den Aktivitäten eines Projektes haben oder davon betroffen sind und daher sowohl die Entwicklung als auch den Erfolg eines Projekts stark beeinflussen (können). Ein effektives Management dieser Stakeholder ist daher insbesondere in strategischen Transformationsprozessen von großer Bedeutung.

Das Stakeholdermanagement ermöglicht es, die Bedürfnisse, Erwartungen und Bedenken der verschiedenen Stakeholder in einem Projekt zu erkennen, zu verstehen und angemessen darauf zu reagieren. Durch einen proaktiven Ansatz im Stakeholdermanagement können Konflikte und Missverständnisse frühzeitig erkannt und angegangen werden. Im offenen Dialog mit Stakeholdern ist es möglich, Vertrauen aufzubauen, Beziehungen zu stärken und langfristige Partnerschaften zu entwickeln. Dies trägt zur Verbesserung des Images eines Projekts bei, verringert das Risiko von Reputationschäden und steigert letztlich den Wert des Projektes. Es ist essenziell, Stakeholdermanagement aktiv zu implementieren, um positive Einflüsse von Stakeholdern zu verstärken und negative zu minimieren.¹⁴⁹

Um ein erfolgreiches Stakeholdermanagement mit einer gezielten Strategie zu etablieren, werden zunächst alle betroffenen Stakeholder identifiziert und ihre Erwartungen analysiert. Daraufhin werden entsprechende Kommunikationsstrategien formuliert und schließlich Entscheidungen über das Stakeholdermanagement getroffen, d. h. in welchem Umfang sie einbezogen werden. Ein bewährtes Instrument dafür ist das **PESTEL-Modell**, das zu einem strukturierten Brainstorming für potenziell betroffene Stakeholder in verschiedenen Bereichen anregt. Gemäß diesem makroökonomischen Modell werden idealerweise die identifizierten Stakeholder möglichst genau und umfassend definiert, um ihre Interessen bei der Managementumsetzung bestmöglich zu vertreten.¹⁵⁰ Anhand dieser Gruppierung lässt sich das Umfeld eines Projekts gründlich kategorisieren.

56

PESTEL-Modell¹⁵¹

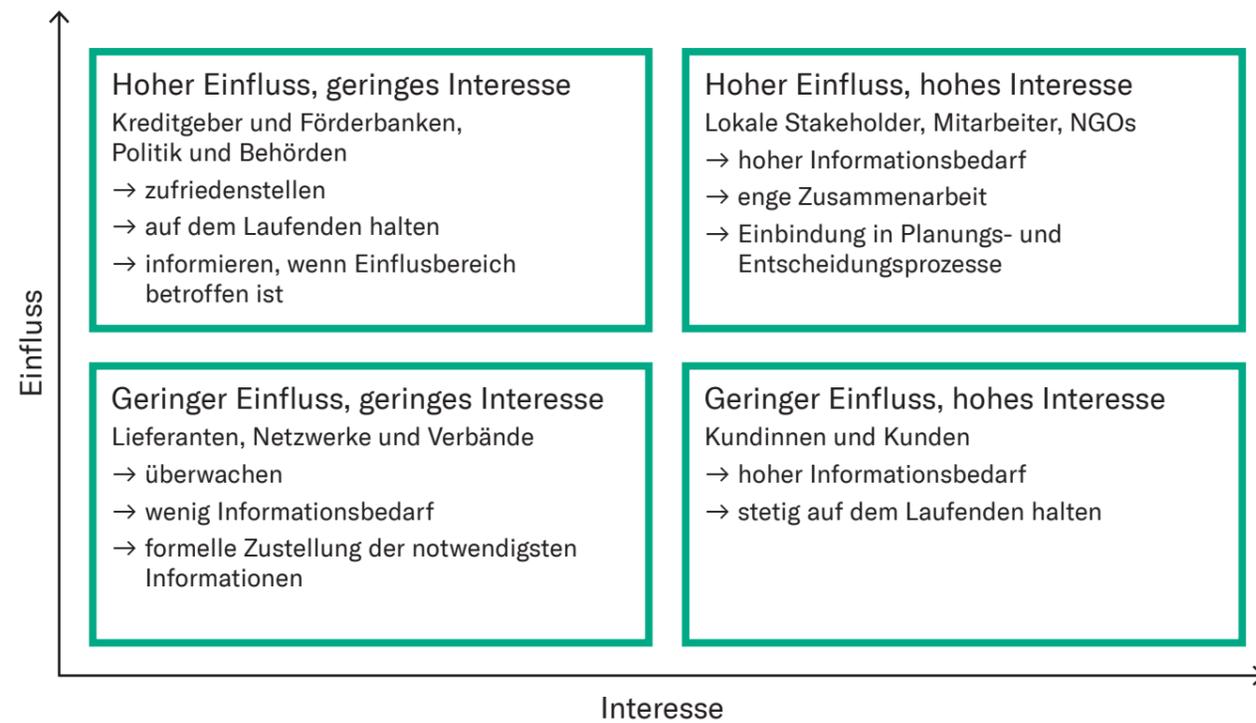
<i>P</i>	Political (politisch)		Energiepolitik, Klimaschutzpolitik, regulatorische Rahmenbedingungen, Förderprogramme
<i>E</i>	Economic (wirtschaftlich)		Energiekosten, Tarife, Konjunktur, Finanzierungsmöglichkeiten, Nachfrage nach Wärmeenergie, Arbeitsmarktbedingungen
<i>S</i>	Social (soziokulturell)		Nachfrage, Verbraucherverhalten, Energiearmut, Bevölkerungsentwicklung, Veränderung im Nutzerverhalten, Akzeptanz von Wärmeprojekten
<i>T</i>	Technological (technologisch)		Fortschritte, Effizienz, Smart-Metering, Erneuerbare Energien, Energieeffizienztechnologien, Speichertechnologien
<i>E</i>	Environmental (ökologisch)		Erneuerbare Energien, CO ₂ -Reduktion, Klimawandel, Ressourcenverbrauch, ökologische Auswirkungen von Wärmeprojekten
<i>L</i>	Legal (rechtlich)		Umweltgesetzgebung, Auflagen, Einspeisetarife, Bau- und Planungsvorschriften, energierechtliche Bestimmungen, Förderbedingungen

Im Zusammenhang mit der Wärmewende ergeben sich verschiedene Themenfelder, die mit unterschiedlichen Aktivitäten und Interessen verknüpft sind, beispielsweise Fragen zur Regulierung der Wärmeversorgung sowie wirtschaftliche Interessen im Hinblick auf die Energiekosten und die Nutzung Erneuerbarer Energien für die Wärmeerzeugung.

In Bezug auf das Prinzip der Wärmezielscheibe lassen sich hier Parallelen finden, da die verschiedenen Gebiete unterschiedlich kategorisiert werden und differierende Lösungen für ihre „Interessen“ benötigen. Konkrete Beispiele für Stakeholder aus dem Bereich können Gemeinden und Gemeindeverbände, Behörden, Unternehmen mit Sonderkulturen, die Landesregierung sowie Bürgerinnen und Bürger sein. Diese lassen sich in direkt und indirekt betroffene Interessengruppen unterteilen.

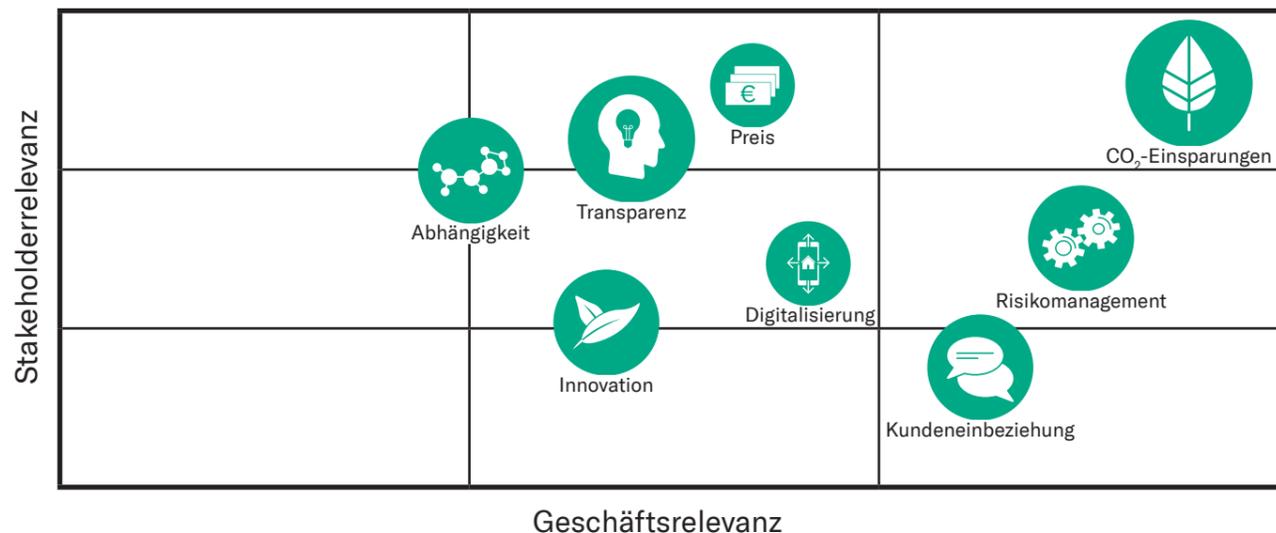
Ein weiteres wirksames Instrument ist die Einfluss-Interessen-Matrix, die im Vergleich zur PESTEL-Analyse die detaillierte Betrachtung des spezifischen Umfelds eines Projektes in den Fokus nimmt. Die angewandte Methodik erlaubt die optimale Analyse für die Strukturierung und Priorisierung der Stakeholder. In dieser Matrix sind die Stakeholder anhand ihrer Interessen und ihres Einflusses klassifizierbar. Zudem beruht die Einfluss-Interessen-Matrix auf der Unternehmens- bzw. Wettbewerbsebene.¹⁵² Auf Basis dieser Gruppierung werden die Kommunikationsmaßnahmen für die Stakeholder geplant und priorisiert.

Einfluss-Interessen-Matrix¹⁵³



Eine gute Möglichkeit, um die aktuellen Schwerpunkte des jeweiligen Projekts zu priorisieren und sich anschließend bei der Umsetzung auf die entscheidenden Aktivitäten zu konzentrieren, bietet die Wesentlichkeitsmatrix. Die wichtigsten und relevantesten Themen lassen sich darin oben rechts auffinden und die unwichtigsten unten links. Die Wesentlichkeitsmatrix in Abbildung 56 verdeutlicht die Priorität der Themen Preis, CO₂-Einsparung, Risikomanagement, Innovation, Digitalisierung, Kundeneinbeziehung, Transparenz und Abhängigkeit.

Wesentlichkeitsmatrix¹⁵⁴



Mit einer Kombination der beiden Matrizen sind die priorisierten Themen für die unterteilten Stakeholdergruppen sinnvoll planbar. Auf Grundlage der ausgiebigen Analyse und Klassifizierung der Stakeholder kann nun die Implementierung konkreter Handlungsmaßnahmen beginnen. Für eine gute Stakeholderbehandlung sind folgende Tätigkeiten hilfreich:

- stetiges Monitoring,
- offene Kommunikation über Internetseiten, Pressemeldungen, Briefe, Broschüren, Social Media und Vorträge,
- Einholung von Feedback bei öffentlichen Veranstaltungen, von Fokusgruppen, in (Online-)Umfragen, Stakeholderdialogen und vertraulichen Gesprächen,
- Zusammenarbeit, z. B. durch Einbinden in das Projektteam und Beauftragen von Dienstleistungen für Interessenvertreter,
- volle und umfassende Beteiligung mithilfe einer strategischen Partnerschaft,
- gemeinsames Entscheiden und eine vertrauensvolle Beziehung aufbauen.

Bei der Implementierung von Maßnahmen ist eine agile Umsetzung für die korrekte Steuerung der Stakeholder entscheidend, da stets unvorhergesehene Ereignisse eintreten oder sich Meinungen der Beteiligten ändern können. Um dem bestmöglich vorzubeugen, ist es sinnvoll, die Stakeholder aktiv in Prozesse einzubinden, um sie stets auf dem Laufenden zu halten und ihr Interesse sowie ihre Akzeptanz für das entsprechende Projekt aufrechtzuerhalten.¹⁵⁵

Grundsätzlich gilt, dass es ohne ein gutes Stakeholdermanagement zu mangelndem Engagement für das Projekt, zu Frustration und Desorientierung kommen kann, was die Umsetzung maßgeblich erschwert. Insbesondere die Transformation der Wärmeversorgung stellt eine große Herausforderung für die gesamte Gesellschaft dar, die nur durch die Zustimmung und Beteiligung aller Akteurinnen und Akteure gestemmt werden kann. Eine erfolgreiche Transformation bietet darüber hinaus die Chance, langfristig eine klimaneutrale und preisstabile Wärmeversorgung in Deutschland zu schaffen – das sollte alle Akteurinnen und Akteure zur aktiven Partizipation motivieren.

4.1.3 Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze als Motor der Transformation

Neben der kommunalen Wärmeplanung wurde im September 2022 ein weiteres Instrument auf den Markt gebracht, das die Transformation der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Deutschland beflügeln soll: die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Von der Erstellung von Machbarkeitsstudien und Transformationspläne bis hin zur Förderung der operativen Umsetzung dieser Strategien bietet die BEW einen breiten Anwendungsrahmen für die Transformation der Wärmeversorgung in Deutschland. Die BEW setzt genau in der Mitte der Wärmezielscheibe an: in den dicht besiedelten, für Fernwärme geeigneten Gebieten und damit jenen Gegenden, bei denen die größte Einsparung von CO₂ auf kleiner Fläche möglich ist.

Die BEW bietet hierfür Fördermittel, um Transformationspläne und Machbarkeitsstudien zu erstellen und die optimalen klimaneutralen Technologien auf lokaler Ebene zu nutzen. Da die Transformationsprozesse im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung eng mit den Tätigkeitfeldern der BEW verknüpft sind, dient sie als Treiber für die Entwicklung von klimaneutralen Wärmeerzeugungsstrategien.

Das Hauptziel der BEW ist, durch Minderung der Treibhausgasemissionen im Fernwärmewirtschaftssektor einen Beitrag zu nationalen und europäischen Energie- und Klimazielen zu leisten. Im Zielbild der BEW sollen Wärmenetze in Deutschland bis 2045 vollständig klimaneutral betrieben werden. Das steht in Einklang mit dem

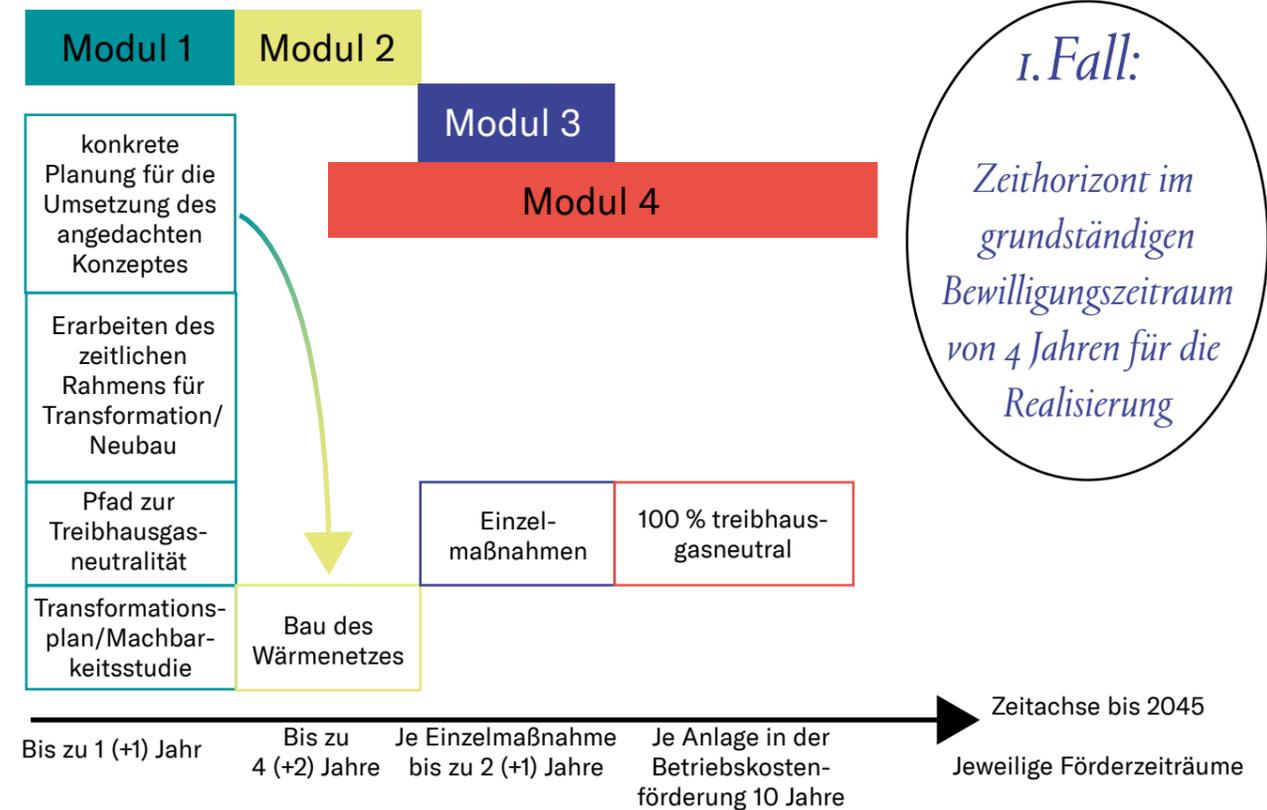
Ziel der kommunalen Wärmeplanung. Im Zuge dieses Prozesses ist es wichtig, alle verfügbaren Technologien in Betracht zu ziehen, statt sich zu früh auf eine oder zwei bestimmte zu fokussieren. Die BEW fördert sowohl den Neubau von Wärmenetzen mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien als auch die Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze.

Zahlreiche Technologien, die bei der Errichtung eines dekarbonisierten Wärmenetzes zur Verfügung stehen, wurden bereits in Kapitel 3 beschrieben: Tiefengeothermie, Solarthermie, Wärmepumpen, Abwärme etc. Das Ziel der BEW besteht darin, die verfügbaren Technologien bei der Erstellung eines Transformationsplans optimal einzusetzen. Hierzu ist es notwendig, die Potenziale der jeweiligen Technologie in Abhängigkeit der lokalen Gegebenheiten zu analysieren und miteinander zu vergleichen. Im ersten Schritt wird im Rahmen einer Variantenanalyse ausgewertet, welche Technologie bzw. welche Kombination verschiedener Technologien das individuell beste Ergebnis liefert und unter Abwägung der Kosten die größtmöglichen CO₂-Vermeidungspotenziale besitzt. Das so ermittelte favorisierte technische Konzept steht im Mittelpunkt des Transformationsplans. Im zweiten Schritt sind die Planungsleistungen für die Maßnahmenpakete des favorisierten Konzepts in Anlehnung an die HOAI-Leistungsphasen 2 bis 4 durchzuführen und überwiegend abzuschließen. Diese sind förderfähig für Komponenten, die innerhalb von vier Jahren gebaut oder installiert werden sollen. Der Abschlussbericht der Planungsleistungen wird als Teil des Ergebnisses des Moduls 1 der BEW bei der Beantragung der Fördermittel eingereicht.

Neben dem Nutzen für das Klima ist bei Transformationsprojekten auch die Wirtschaftlichkeit entscheidend. Um sie zu analysieren, ist die dynamische Investitionsrechnung mithilfe eines Cashflow-Modells das Mittel der Wahl. Hierbei erfolgt eine zukunftsgerichtete Berücksichtigung aller positiven und negativen Liquiditätsströme über einen definierten Zeitraum. Somit lässt sich analysieren, welche Investitionen in Erneuerbare Energien und Abwärme zur Wärmeerzeugung langfristig wirtschaftlich rentabel sind. Eine valide Wirtschaftsplanung ist insbesondere Voraussetzung, um notwendige Investitionsentscheidungen und die entsprechenden Beschlüsse zur Umsetzung der Maßnahmen zu erwirken. Die Finanzierung des Systemwechsels ist entsprechend zu planen und vorzubereiten.

Das Förderprogramm BEW ist in vier zeitlich aufeinander aufbauende Module mit unterschiedlichen Fördermöglichkeiten für die Transformation von Wärmenetzen untergliedert, um das Ziel von 100 Prozent Erneuerbarer Energie im Jahr 2045 zu erreichen.

Ablaufschema: Förderung bei vollständiger Fertigstellung eines Wärmenetzes innerhalb von 4 Jahren¹⁵⁶



Das erste Modul fördert die Erstellung von Transformationsplänen und Machbarkeitsstudien für bestehende und neu zu errichtende Wärmenetze mit Zieljahr 2045. Bei der Neuerrichtung soll ein Anteil von mindestens 75 Prozent der Wärmenetze erneuerbare und/oder klimaneutrale Wärme liefern. Für bestehende Netze gilt das Ziel von 100 Prozent Erneuerbarer Energie im Jahr 2045. Modul 1 unterstützt bis zu 50 Prozent der förderfähigen Kosten (max. 2 Mio. Euro Fördersumme pro Antrag) über einen Zuschuss.

Darauf aufbauend bietet Modul 2 eine systemische Förderung sowohl für die Dekarbonisierung von Bestandsinfrastrukturen als auch für den Neubau von Wärmenetzen mit mindestens 75 Prozent erneuerbarer Wärme und Abwärme. Die maximal zulässigen Einsatzanteile von Wasserstoff und Biomasse sind je Netzgröße vorgegeben. Der Zuschuss beträgt bis zu 40 Prozent (max. 100 Mio. Euro Fördersumme pro Antrag) der förderfähigen Kosten, ist jedoch in absoluter Höhe auf die „Wirtschaftlichkeitslücke“ begrenzt. Diese ist fallspezifisch zu untersuchen und zu ermitteln.

Modul 3 fördert kurzfristig umsetzbare Maßnahmen in Wärmenetzen als Einzelmaßnahmen. Förderfähig sind erneuerbare Energiequellen wie Solarthermie, Wärmepumpen oder Biomassekessel. Ebenfalls deckt die Förderung Wärmespeicher und Rohrleitungen zur Anbindung von erneuerbaren Wärmeerzeugern oder Abwärme ab. Wärmenetzerweiterungen und zusätzliche Wärmeübergabestationen sind gleichermaßen förderfähig. Die Förderung erfolgt in Form eines Zuschusses.

Für die Erzeugung von erneuerbarer Wärme aus Solarthermieanlagen und aus strombetriebenen Wärmepumpen, die in Wärmenetze einspeisen, gewährt Modul 4 eine Betriebskostenförderung über eine Laufzeit von zehn Jahren. Sie ist von Anlagenart und Betriebsweise abhängig.

¹⁵⁶ Eigene Darstellung auf Basis von Daten des BAFA, 2023b.

Antragsberechtigt gemäß der BEW sind u. a. Unternehmen, Kommunen (soweit wirtschaftlich tätig), kommunale Eigenbetriebe, eingetragene Vereine und Genossenschaften. Auf Basis der verfügbaren Haushaltsmittel soll bis 2030 die Installation von durchschnittlich bis zu 681 MW erneuerbarer Wärmeerzeugungsleistung pro Jahr gefördert werden. Das bedeutet Investitionen von durchschnittlich 1.174 Millionen Euro pro Jahr.¹⁵⁷ Abbildung 60 zeigt eine Übersicht über die maximalen Förderquoten und -summen in den Modulen 1 bis 4.

60 Module der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)¹⁵⁸

Fördermodul	Art der Förderung	Maximale Förderquote	Maximale Fördersumme
Modul 1	Zuschuss	50 Prozent der förderfähigen Kosten	Max. Fördersumme: 2 Mio. Euro pro Antrag
Modul 2	Zuschuss	40 Prozent der förderfähigen Ausgaben	Max. Fördersumme: 100 Mio. Euro pro Antrag Die Förderung ist auf die Wirtschaftlichkeitslücke begrenzt.
Modul 3	Zuschuss	40 Prozent der förderfähigen Ausgaben	Max. Fördersumme: 100 Mio. Euro pro Antrag Die Förderung ist auf die Wirtschaftlichkeitslücke begrenzt.
Modul 4	Betriebskostenförderung	Die Betriebskostenförderung wird jährlich auf Basis der vom Antragsteller vorzulegenden Daten bestimmt.	Betriebskostenförderung für max. 10 Jahre nach Inbetriebnahme der geförderten Anlage

Um die Fördermittel der BEW zu erhalten, wird zunächst geprüft, ob grundsätzlich ein Anspruch auf die Förderleistungen besteht. Das ist beispielsweise abhängig von der Größe des Wärmenetzes und der Anzahl der versorgten Gebäude. Im zweiten Schritt wird eine Projektskizze entworfen, die u. a. eine Analyse des Status quo, eine Abschätzung der Potenziale Erneuerbarer Energien sowie einen Zeit-, Ressourcen- und Finanzierungsplan beinhaltet. Darauf aufbauend wird der Förderantrag für Modul 1 gestellt. Dies erfolgt online und ist, wenn gewünscht, durch einen Bevollmächtigten möglich.

61

Beantragung und Bearbeitung gemäß BEW-Modul 1¹⁵⁹

Ihr Weg zu den Fördermitteln des BEW



Die Transformation von Wärmenetzen geht nicht über Nacht. Bis zum Ziel 100 Prozent erneuerbare Wärmeerzeugung im Jahr 2045 sind viele einzelne Schritte notwendig. Die Fördermittel der BEW bieten einerseits einen attraktiven finanziellen Rahmen, um die strategischen, planerischen und investiven Maßnahmen umzusetzen, andererseits bietet das Förderprogramm auch den prozessualen Rahmen, um entsprechende Entscheidungen zu treffen und Beschlüsse einzuholen.

Ebenso können die Ergebnisse der Transformationspläne als wichtige Bausteine für die kommunale Wärmeplanung zur Verfügung gestellt werden. Darüber hinaus bietet die Förderung der Erstellung von Machbarkeitsstudien zur Errichtung neuer Wärmenetze im Rahmen des BEW-Moduls 1 finanzielle Anreize, neue Netzgebiete zu erschließen, wenn sie im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung als favorisiertes Wärmenetzgebiet identifiziert wurden (siehe Kapitel 4.1.1).

Neben der Transformation von Bestandsnetzen kann die BEW Wärmenetzbetreiber auch dabei unterstützen, die notwendigen Informationen für die kommunale Wärmeplanung zur Verfügung zu stellen. Dies betrifft insbesondere die Identifikation von Nachverdichtungs- und Netzerweiterungsgebieten.

4.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Fernwärmeprojekten

Das zentrale Entscheidungskriterium bei der Planung von Fernwärmeprojekten ist die Wirtschaftlichkeit. Langfristig werden sich im Rahmen der Wärmewende nur Konzepte durchsetzen, die wirtschaftlich nachhaltig sind. Dieses Kapitel geht deshalb darauf ein, wovon die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen abhängt, wie sie gemessen wird und welche Optionen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit vorhanden sind.

Ein wichtiges Merkmal der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ist der zunächst hohe Kapitalbedarf für die Investitionen in die Netzinfrastruktur. Wie bei anderen Infrastrukturprojekten ist auch der Ausbau der Fernwärmeversorgung eine strategische Entscheidung mit langfristigen Folgen. Die Kosten für die Verlegung von Fernwärmeleitungen können erheblich schwanken und hängen stark von der Bodenbeschaffenheit und der infrastrukturellen Lage ab. Je nach Rohrdurchmesser ist bei einem konventionellen Fernwärmesystem mit Verlegungskosten zwischen 500 und 3.000 Euro je Trassenmeter Transportleitung im erschlossenen Gebiet zu rechnen. Bei einem Nenndurchmesser von DN 200 sind beispielsweise 800 bis 1.200 Euro je Trassenmeter zu erwarten.¹⁵⁹ Den hohen Kapitalkosten der Fernwärmenetze stehen allerdings lange Nutzungsdauern gegenüber. Neuere Netze sind wartungsarm und verursachen geringe laufende Kosten. Nutzungsdauern von 40 Jahren und mehr sind möglich, bevor in die Erneuerung der Netze investiert werden muss. Entsprechend sollten bei der Finanzierung möglichst lange Darlehenslaufzeiten angestrebt werden. Im Rahmen von Sensitivitätsuntersuchungen ist jedoch zu prüfen, ob Transporttechnologien mit geringeren Investitionskosten wie kalte oder warme Fernwärme mit der Nutzung von Wärmepumpen bei den Endkunden zu einer besseren Wirtschaftlichkeit führen.

Vor der Entscheidungsfindung muss sichergestellt sein, dass der Ausbau der Fernwärmenetze langfristig einen positiven Beitrag für das Versorgungsunternehmen leistet. Je höher die Anschlussleistungen und Abnahmemengen pro verlegtem Meter Fernwärmetrasse sind, desto geringer ist der Kapitalkostenanteil pro Anschlussstelle und pro abgesetzter Wärmemenge. Die anteiligen Netzverluste nehmen bei steigendem Wärmeabsatz bis zu einem Optimum ab. Ferner nimmt der erforderliche Gleichzeitigkeitsfaktor bei einer steigenden Zahl von Abnehmern ab, wodurch die pro abgesetzter Wärmemenge vorzuhaltende Erzeugungsleistung sinkt. Können die erforderlichen Randbedingungen erfüllt werden, ist eine Aussage darüber möglich, ob eine ausreichend hohe Wärmedichte erzielt werden kann und die Netzneuerrichtung oder der Netzausbau im dicht oder mittel besiedelten Gebiet eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Wärmeversorgungslösung darstellt.

Für dünn besiedelte Gebiete werden in jüngerer Vergangenheit verstärkt Einzel- oder Quartierslösungen entwickelt, die neben der effizienten Wärmebereitstellung auch innovative Stromversorgungs- und Verkehrskonzepte sowie Kältebereitstellung in den Sommermonaten in ein Gesamtkonzept mit innovativen Technologien einbinden. Auch insoweit entstehen neue Betätigungsfelder für kommunale Versorger.

4.2.1 Ermittlung der Wärmepreishöhe

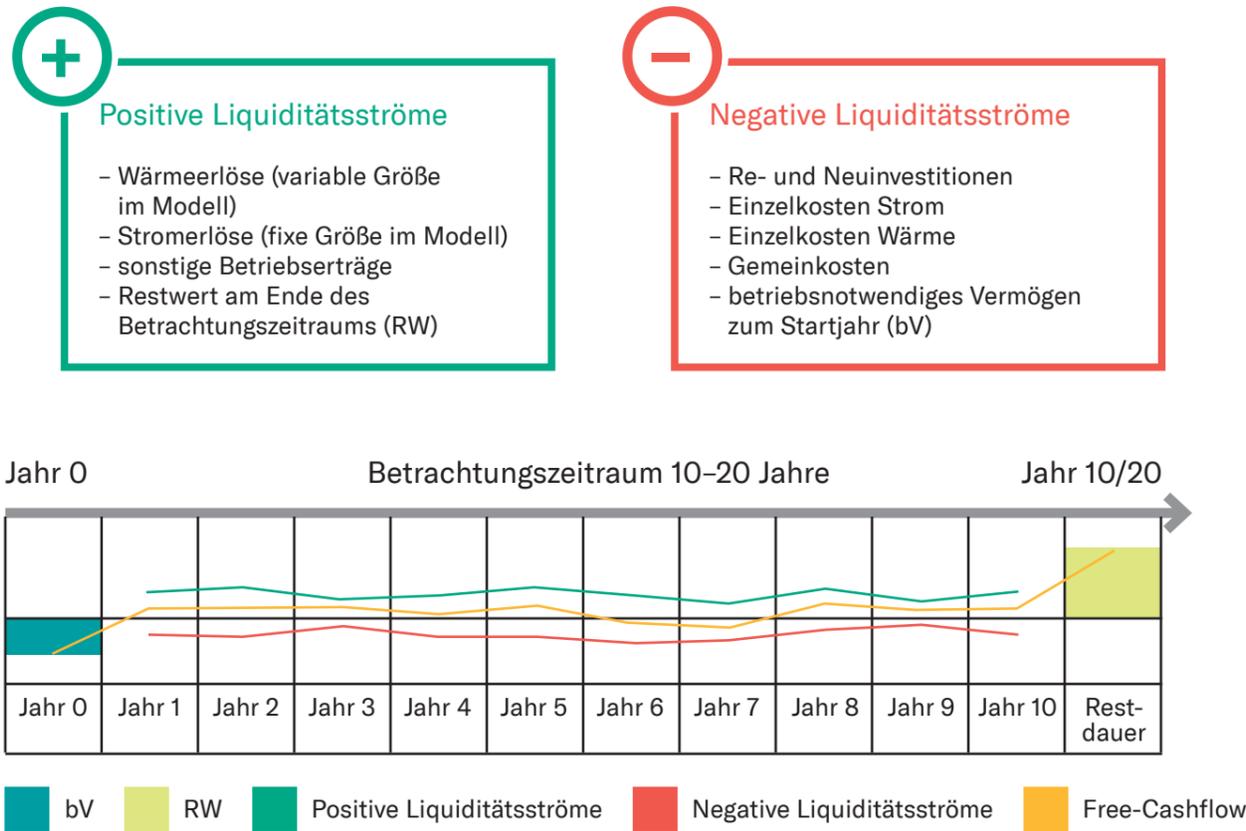
Die Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen lässt sich entweder statisch oder dynamisch analysieren. Für die statische Feststellung der Wirtschaftlichkeit sind der Jahresabschluss des Fernwärmeversorgungsunternehmens sowie die daraus ableitbaren betriebswirtschaftlichen Kennzahlen relevant. Die Betrachtung eines einzelnen Wirtschaftsjahres lässt jedoch keine Aussage über die Zukunftsfähigkeit oder den langfristigen Erfolg der Fernwärmeversorgung zu. So können in der statischen Betrachtung einer Wirtschaftsperiode beispielsweise Sondereffekte wie Sonderabschreibungen oder ein unvorhergesehener Wartungsfall das Jahresergebnis negativ beeinflussen, obwohl die Fernwärmeversorgung eigentlich eine solide Wirtschaftlichkeit aufweist. Andererseits kann das Jahresergebnis zwar positiv ausfallen, die Liquidität des Fernwärmeversorgers für anstehende Neu- und Ersatzinvestitionen in Netz und Erzeugung jedoch unzureichend sein.

Im Gegensatz zum Gas- und Stromsektor hat der Gesetzgeber den Markt für Fernwärme derzeit nicht reguliert. Eine Trennung von Netz und Vertrieb ist bei Fernwärme weder aus betrieblichen Gründen noch zur Steigerung des Wettbewerbs notwendig. Aus diesem Grund kann bei der Kalkulation des Endkundenpreises auch die Investition in das langlebige Wirtschaftsgut Fernwärmenetz Berücksichtigung finden. Weiterhin entstehen nennenswerte fixe Kosten durch Errichtung und Instandhaltung der Erzeugungsanlagen und die Vorhaltung entsprechenden Personals für Betrieb und Unterhalt der Erzeugungs- und Verteilungsanlagen.

Bei Betrachtung bestehender Systeme wird deutlich, dass die Wärmeverteilungs- und -erzeugungsstrukturen zunehmend komplexer werden. Dies liegt zum einen an der über Jahrzehnte individuell entstandenen Infrastruktur jedes Versorgungsunternehmens, zum anderen spielen die technische und wirtschaftliche Optimierung im Bereich der Fernwärme und die Transformation der Wärmenetze eine große Rolle. Als Beispiele hierfür sind der Einsatz Erneuerbarer Energien, Speicher, PtH (und damit verbunden die Nutzung und Vermarktung von Regelenergie) oder unterschiedliche Temperaturniveaus beim Rücklauf zu nennen. Für eine wirtschaftlich nachhaltige Wärmepreisberechnung und die Gestaltung von Wärmepreissystemen und Preisgleitformeln sind daher sowohl der aktuelle Stand als auch die langfristige Entwicklung zu berücksichtigen.

Die Planung der langfristigen Wirtschaftlichkeit sollte im Idealfall durch sogenannte dynamische Modelle abgebildet werden, die sich der Methoden der dynamischen Investitionsrechnung bedienen. Das „Discounted-Cashflow-Modell“ oder die Ermittlung des „internen Zinsfußes“ stellen in diesem Fall geeignete Instrumente zur Ermittlung der Wärmepreise dar. Diese basiert auf einem langfristigen Wirtschaftsplan, der künftige Investitionen sowie absehbare Kosten- und Erlösveränderungen berücksichtigt. Der so nach Einbezug der Renditeerwartung iterativ ermittelte Wärmemischpreis ist somit zukunftsfähig und berücksichtigt die individuellen Umstände des jeweiligen Fernwärmeversorgers. Der für die bestehenden Anlagen notwendige Kapitaldienst lässt sich über das betriebsnotwendige Vermögen abbilden. Am Ende des Betrachtungszeitraums ist ggf. ein Restwert zu berücksichtigen. Durch die Zukunftsbetrachtung bietet sich diese Methodik insbesondere bei der Bearbeitung von Transformationsplänen an. Ein exemplarisches Beispiel ist in Abbildung 62 dargestellt.

Beispielhafte Darstellung des Free-Cashflows bei Kraft-Wärme-Kopplung¹⁶¹



Spätestens nach Abschluss der Sektoruntersuchung durch das Bundeskartellamt im Jahr 2012 und den zunehmenden Kartellabfragen der Landeskartellbehörden im Bereich Fernwärmepreise ist deutlich geworden, dass neben der tatsächlichen Kosten- und Erlössituation auch die Situation auf dem Vergleichsmarkt begründbar sein muss. So werden bei kartellrechtlichen Verfahren und in verbraucherorientierten Veröffentlichungen häufig die Preise der Fernwärmeversorger anhand standardisierter Verbrauchsfälle verglichen. Durch eine dem aktuellen Stand der rechtlichen Vorgaben und wirtschaftswissenschaftlichen Methoden entsprechende Kalkulation kann das tatsächliche Ergebnis der Sparte auf Basis neutraler Standards und in Anlehnung an rechtlich belastbare Vorgehensweisen aus vergleichbaren Sachverhalten berechnet und damit die Angemessenheit des Ergebnisses der Fernwärmesparte nachgewiesen werden.

Die langjährige Erfahrung von Rödl & Partner in der Fernwärmepreisberechnung zeigt, dass es trotz hoher Komplexität aufgrund einer Fülle von Gestaltungsspielräumen in fast allen Fällen möglich ist, zukunftsichere Fernwärmepreise und Preisgleitformeln zu bilden.

Um ungeplante wirtschaftliche Unter- oder Überdeckungen im Unternehmen zukünftig zu vermeiden, wird nicht nur auf den Status quo und die vorliegenden aktuellen Zahlen der Fernwärmesparte, sondern stets auch in die Zukunft geblickt: Alle Planungen, die die Wirtschaftlichkeit maßgeblich beeinflussen, sind sorgfältig in Zusammenarbeit mit internen und externen Experten zu analysieren. Die Betrachtung eines Zeitraums mit dynamischen Kosten- und Erlösstrukturen ermöglicht es, geplante Änderungen der Prämissen der Preisberechnung ab einem bestimmten Zeitpunkt zu berücksichtigen und zu bewerten. Typische Beispiele für im zeitlichen Verlauf veränderliche Prämissen sind Effizienzmaßnahmen oder Investitionen in neue oder bestehende Anlagen.

Um ein zur Kostensituation passendes Wärmepreissystem zu ermitteln, ist eine kostenorientierte Fernwärmepreiskalkulation durchzuführen. Denn nur auf dieser Basis ist es möglich, Mengen- und Preisrisiken ausreichend in der Gestaltung eines Fernwärmepreissystems zu berücksichtigen. Zudem erhöhen die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Gestaltung von Preisgleitformeln die Komplexität der betriebswirtschaftlichen Kalkulation. Bei Berücksichtigung dieser Randbedingungen kann ein entsprechendes Preissystem inklusive Preisgleitklauseln eingeführt werden. Für Fernwärme sind Versorgungsverträge mit einer Erstlaufzeit von bis zu zehn Jahren rechtlich zulässig und auch üblich.

Die Herausforderungen einer zeitgemäßen Preisberechnung können beispielhaft für die Planung des Wärmeabsatzes dargestellt werden. Der zukünftige Wärmeabsatz hängt nicht nur von meteorologischen, sondern auch von demografischen Entwicklungen vor Ort sowie von langfristigen Effizienzmaßnahmen bei den Bestandskunden ab. Diese und alle weiteren Planungsannahmen werden im Rahmen der Kalkulation mit der jeweils zugrunde liegenden Argumentation dokumentiert, damit auch nach Abschluss der Berechnung und Einführung der neuen Preise die Berechnungsgrundlage gut nachvollziehbar ist und die Annahmen bei Bedarf nachgewiesen werden können. Die Dokumentation kann so Grundlage für jegliche Diskussion über die Fernwärmepreise und die Preisgleitklauseln nach innen und nach außen sein und bei etwaigen rechtlichen Auseinandersetzungen den tatsächlich vorhandenen Spielraum aufzeigen. Zudem kann sie zum internen Soll-Ist-Vergleich herangezogen werden und stellt damit die Grundlage für interne Steuerungssysteme dar.

4.2.2 Herleitung der Preisgleitformel

Abbildung 63 veranschaulicht das Vorgehen zur Ermittlung von Preisgleitformeln. Sobald die zu erzielenden Erlöse anhand der Businessplanung abgeleitet sind, müssen die Selbstkosten der Wärme ermittelt werden. Dabei ist insbesondere bei KWK-Anlagen darauf zu achten, dass die mit der Stromerzeugung und -verteilung verbundenen Kosten nicht Eingang in die Berechnung der Wärmepreisgleitformeln finden.¹⁶² Die Auswahl des richtigen Verteilungsschlüssels ist unternehmensindividuell mit großer Sorgfalt vorzunehmen und zu dokumentieren.

63 Schematische Darstellung der Ermittlung von Preisgleitformeln¹⁶³

Erlöse	Selbstkosten	Wärmekosten	Kostenstruktur	Kostenarten	Indexwahl
zu erzielende Erlöse lt. Businessplanung	Gewinn	Gewinn	Gewinn	Gewinn	Fixum
	Selbstkosten	Wärmekosten	verbrauchs-unabhängige Kosten (fix)	Investitions-güter	Investitions-güter
				Personal	Personal
				Sonstige	Fixum
			verbrauchs-abhängige Kosten (variabel)	Strom	Strom
			Erdgas	Erdgas	
	Biomasse	Biomasse			
		Stromkosten	Arbeitspreis/ Grundpreis		Preisgleitformel

In den letzten Jahren wurde eine Reihe weitreichender Gerichtsurteile zur Wirksamkeit von Preisanpassungsregelungen in der Fernwärme gefällt; in der Folge der Wärmepreisbremsen des Jahres 2022 ist sogar das Bundeskartellamt aktiv geworden. Daraus ergibt sich, dass größte Sorgfalt und Umsicht bei der Gestaltung von Preisgleitklauseln erforderlich sind. Insbesondere sollte eine Preisgleitklausel möglichst lange die geforderte Kostenorientierung gewährleisten. Fernwärmeversorgungsunternehmen sind angehalten, ihre Preisgleitformeln regelmäßig anhand der tatsächlichen Kostenstruktur und der aktuell vorherrschenden Rahmenbedingungen zu überprüfen und maßgebliche Änderungen sofort weiterzugeben. Dies betrifft nicht nur Kostenänderungen im eigenen Unternehmen wie z. B. bei der Umstellung des Brennstoffeinsatzes, sondern auch Umstellungen von außen, z. B. bei Änderungen aufseiten des Statistischen Bundesamtes.

Zunächst werden die für die Fernwärmeversorgung anfallenden Kosten aus Sicht der Kostenrechnung in fixe (z. B. Kapitalkosten, Versicherungen oder fixe Personalkosten) und variable Kosten (z. B. Brennstoff- und Betriebsstromkosten) unterteilt. Für die Aufteilung können buchhalterische, statistische und analytische Verfahren zur Anwendung kommen. Ziel dieser Schlüsselung ist die Abbildung der variablen Kosten im Wärme-Arbeitspreis und die der fixen Kosten im Wärme-Grundpreis. Auf Grundlage der Ausgangskostensituation kann somit die Höhe des verbrauchsabhängigen Wärmepreises (Arbeitspreis) sowie die des verbrauchsunabhängigen Leistungs- bzw. Grundpreises ermittelt werden.

Um die Kostenentwicklung über die Laufzeit des Wärmelieferungsvertrags abzubilden, wird neben den Ausgangspreishöhen eine belastbare Preisgleitformel zur Entwicklung der Preise benötigt. Die aus der Preiskalkulation vorhandene Datenbasis kann dazu genutzt werden, die Preisgleitformel an die tatsächliche Kostenentwicklung zu koppeln und damit das Risiko einer angreifbaren Preisgleitformel zu minimieren. In einem weiteren Schritt findet also eine Einteilung in typische und durch Indizes darstellbare Kostengruppen (z. B. Brennstoffkosten, Lohn, Investitionsgüter etc.) statt, um die Anteile der Kostengruppen an den Gestehungskosten ermitteln und die Gewichtungen der Preisgleitformeln bestimmen zu können.

Den letzten Schritt, um die Entwicklung der Wärmekosten durch die Preisgleitformeln auch zukünftig belastbar darzustellen, bildet die Wahl passender Indizes. Insbesondere in Zeiten volatiler Energiemärkte ist die korrekte Abbildung der tatsächlichen Brennstoffbeschaffungsstrategie durch die Brennstoffkostenindizes in der Preisgleitformel ein kritischer Aspekt bei der Erfüllung der rechtlichen Vorgaben an Preisgleitformeln und der Sicherstellung auskömmlicher wirtschaftlicher Ergebnisse. Dies hat mit den volatilen Entwicklungen auf dem Erdgasmarkt seit 2021 an Bedeutung gewonnen.

Sofern der Brennstoffindex die tatsächlichen Beschaffungskosten abbildet, entwickelt sich der Wärmearbeitspreis (zeitversetzt) analog zu den Beschaffungskosten. Dadurch können bei unveränderter Erzeugung langfristig die variablen Kosten durch den Arbeitspreis gedeckt werden.

Gemäß den Vorgaben der AVBFernwärmeV muss die Preisgleitformel neben den Verhältnissen auf dem Wärmemarkt vor allem die tatsächliche Zusammensetzung der Kosten bei der Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme berücksichtigen. Da sich die Kosten über eine mehrjährige Vertragslaufzeit aus den unterschiedlichsten Gründen verändern können, muss eine Formelzusammensetzung gefunden werden, die die geplante Kostenzusammensetzung in jedem Jahr in einem angemessenen Schwankungsbereich abbildet. Seit einem Urteil des Bundesgerichtshofs vom September 2023¹⁶⁴ empfiehlt es sich, die Begründung für die Angemessenheit der (Unter-)Gewichtung des Marktelements zum Festlegungszeitpunkt zu dokumentieren.

Preisgleitformeln können Preis- bzw. Kosteneffekte abbilden, eine Veränderung der Erzeugungsstruktur jedoch nicht. Kommt es zu einer signifikanten Veränderung der Erzeugungssituation, z. B. im Zuge von Dekarbonisierungsinvestitionen, ist die Prüfung und ggf. Anpassung der Preisgleitformeln nicht nur wirtschaftlich sinnvoll, sondern nach aktueller höchstrichterlicher Rechtsprechung sogar verpflichtend

(vgl. Entscheidung des BGH vom 26. Januar 2022 – VIII ZR 175/19). Versorger sollten ihre bestehenden Preisgleitformeln daher regelmäßig auf ihre Eignung zur Abbildung ihrer tatsächlichen Kostensituation untersuchen.

4.2.3 Unterstützung der Wirtschaftlichkeit: Fördermittel im Fernwärmebereich

Die Transformation der Wärmeversorgung ist, wie in Kapitel 2 dargelegt, mit hohen Investitionssummen verbunden. Um die Wirtschaftlichkeit der Transformationsprojekte aus dem Wärmebereich auch weiterhin sicherstellen zu können, gibt es vom Bund und den Ländern verschiedene Beihilfen, sowohl für Investitionen als auch für den Betrieb. Abbildung 64 zeigt eine Übersicht über verfügbare Fördermittel zum Stand Dezember 2023.

64 Investitions- und Betriebsbeihilfen (Stand März 2024)¹⁶⁵

	Investitionsbeihilfen				Betriebsbeihilfen			
Erzeugung	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)	KfW EE (270)	Kälte-Klima-Richtlinie/ BEG	div. Landesprogramme	EEG Einspeisevergütung	EEG Mieterstromzuschlag	KWKG Zuschlag (KWK und iKWK)	Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW)
Netz	KWKG Zuschlag	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)	Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	kommunale Klimaschutz-Modellprojekte (NKI)				
Effizienz/Gebäude/ Klimaschutz	Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) ¹	KfW Klimaschutz und Umwelt (293, 240, 241, 230, 291)	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW)					
	KfW Energieeffizienz (295, 292, 299, 263)							

¹ Inklusiv KfW 263 (Kredit).

Neben der BEW, die nicht nur als Förderinstrument, sondern auch als strategisches Planungsinstrument dient, stehen dem Wärmemarkt auf Bundesebene noch die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) sowie die Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) zur Verfügung.

Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

Bevor die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) veröffentlicht war, hat das damalige Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit der Umsetzung der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) einen ersten Eckpfeiler

für die Unterstützung der Wärmewende etabliert. Die Reformen der BEG, zuletzt mit Änderungen zum 1. Januar 2023, haben den Zugang zur Förderung weiter erleichtert, die Förderboni erhöht sowie die Anreize für Sanierungen und damit die Fördereffizienz des Programms enorm gesteigert. Im Vergleich zur früheren Förderkulisse ist das breitere Angebot der BEG auffallend.¹⁶⁶

Die Bundesförderung für effiziente Gebäude bietet Unterstützung bei der Sanierung von Gebäuden, um langfristig Energiekosten einzusparen und das Klima zu schützen. Antragsberechtigt sind alle Investoren von förderfähigen Maßnahmen an Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden. Für Abwärmeprojekte ist die BEG insbesondere bei Anschluss und Errichtung von Gebäudenetzen interessant. Unvermeidbare Abwärme kann nach derzeit gültigen Förderrichtlinien für die BEG als Erfüllungsoption für den erneuerbaren Anteil angerechnet werden. Der Anschluss bzw. die Erneuerung eines Anschlusses an ein Gebäudenetz ist förderfähig, wenn mindestens 25 Prozent der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und/oder unvermeidbarer Abwärme erfolgen. Ebenso ist der Anschluss an ein Wärmenetz förderfähig. Die Errichtung, der Umbau oder die Erweiterung eines Gebäudenetzes ist förderfähig, sofern die Wärme zu mindestens 65 Prozent aus erneuerbaren Energien und/oder unvermeidbarer Abwärme stammt. Die Förderung erfolgt in Form einer Anteilsfinanzierung durch einen nicht zurückzahlbaren Investitionszuschuss.

Besonders interessant ist, dass auch Fernwärmeversorger als solche nach der BEG förderberechtigt sind. Fernwärmeversorger konnten auf Basis der ursprünglichen BEG lediglich als sogenannte Kontraktoren sowie mit Übertragung des Eigentums der Wärmeübergabestation und des Rohrnetzes auf dem Grundstück des mit Wärme zu versorgenden Gebäudes auf den Hauseigentümer eine Förderung beantragen. Die BEG fördert nun insbesondere die Kosten für eine Investition in die Wärmeübergabestation, das Rohrnetz auf dem Grundstück des mit Wärme zu versorgenden Gebäudes sowie deren Installation und Inbetriebnahme. Zusätzlich werden mit der BEG-Förderung Umbaumaßnahmen auf Kundenseite, sogenannte Sekundärleistungen innerhalb eines Gebäudes zum Anschluss an das Netz, subventioniert. Dazu zählt die Anpassung der Heizwärmeverteilung oder Gebäudeheiztechnik an niedrigere Vorlauftemperaturen und/oder zur Erreichung niedrigerer Rücklauftemperaturen bei Gebäudenetzen. Im Zuge der Reform der BEG vom 21. Oktober 2021 erfolgte explizit auch eine Abgrenzung des Begriffs „Gebäudenetz“ von der BEW. Demnach wurde das Gebäudenetz laut BEG auf bis zu 16 Gebäude (WG oder NWG) bzw. bis zu 100 Wohneinheiten ausgeweitet. Nach der BEW sollen grundsätzlich Netze mit mehr als 16 Gebäuden bzw. über 100 Wohneinheiten gefördert werden.¹⁶⁷

Da nunmehr auch Wärmenetzbetreiber eine Förderung für ihre Investition in die Wärmeübergabestation, das Rohrnetz auf dem Grundstück des mit Wärme zu versorgenden Gebäudes sowie deren Installation und Inbetriebnahme beantragen können, handelt es sich bei der BEG um ein attraktives Förderprogramm, um die Wirtschaftlichkeit auf Kundenseite zu steigern. Sofern der Wärmenetzbetreiber die Beantragung als zusätzlichen Service für den Endkunden anbietet, muss er entsprechende personelle Ressourcen einplanen.

Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW)

Die „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft“ (EEW) ist ein weiteres Element im Angebot zur Förderung von Energie- und Ressourceneffizienz in Industrie und Gewerbe. Damit sollen die zur Erreichung der Klimaschutz- und Energieeffizienzziele erforderlichen Investitionen zur Reduktion von Treibhausgasen effektiver gefördert werden.

Eine Förderung im Rahmen der EEW erfolgt wahlweise als Zuschuss oder als Kredit in Verbindung mit einem Tilgungszuschuss und wird abgewickelt über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) bzw. die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Das Förderpaket ist branchen- und technologieoffen und bietet den Antragstellern viel Raum für die Umsetzung einer passenden Förderlösung.

Antragsberechtigt mit einer Betriebsstätte oder Niederlassung in Deutschland sind private Unternehmen, kommunale Unternehmen sowie Landesunternehmen mit privater Rechtsform, freiberuflich Tätige und Kontraktoren, die die Maßnahmen für antragsberechtigte Unternehmen durchführen. Zum 1. Mai 2023 ist die überarbeitete Richtlinie zur „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft“ in Kraft getreten. Seitdem sind u. a. Anlagen zur Erschließung und Nutzbarmachung von Tiefengeothermie förderfähig (Modul 2). Zum 15.02.2024 ist eine weitere Novellierung des Förderprogramms in Kraft getreten.

Das Programm ist in die folgenden sechs Fördermodule aufgeteilt:

- **„Modul 1: Querschnittstechnologien“** fördert investive Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz. Die Förderung beträgt maximal 200.000 Euro bei einer Förderquote von bis zu 25 Prozent der förderfähigen Investitionskosten.
- **„Modul 2: Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien“** fördert den Ersatz und die Neuanschaffung von Anlagen zur Bereitstellung von Wärme (aus Solarkollektoren, Wärmepumpen, Geothermieanlagen und Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse). Die mit den geförderten Anlagen bereitgestellte Wärme muss zu über 50 Prozent als Prozesswärme genutzt werden. Neben Wärmeerzeugern können auch Anbindungen an die Wärmesenke gefördert werden sowie Nebenkosten in Form von beispielsweise Machbarkeitsabschätzungen und Planungen. Die maximale Förderung beträgt bis zu 20 Millionen Euro pro Investitionsvorhaben bei einer Förderquote von bis zu 60 Prozent der förderfähigen Investitionskosten.
- **„Modul 3: MSR, Sensorik und Energiemanagement-Software“** fördert u. a. Soft- und Hardware in Zusammenhang mit der Einrichtung oder Nutzung eines Energie- oder Umweltmanagementsystems. Die maximale Förderung beträgt bis zu 20 Millionen Euro pro Investitionsvorhaben bei einer Förderquote von max. 45 Prozent der förderfähigen Investitionskosten.
- **„Modul 4: Energie- und ressourcenbezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen“** fördert Investitionen zur Erhöhung der Energie- oder Ressourceneffizienz oder zur Senkung und Vermeidung des fossilen Energieverbrauchs. Hierzu zählen Prozess- und Verfahrensumstellungen und die Nutzung von Prozessabwärme. Die maximale Förderung beträgt bis zu 20 Millionen Euro pro Investitionsvorhaben bei einer Förderquote von max. 45 Prozent der förderfähigen Investitionskosten. Die Förderung ist dabei auf den CO₂-Förderdeckel begrenzt. Dieser ist von der Unternehmensgröße des Antragstellers und dem THG-Einsparpotenzial der zu fördernden Maßnahme abhängig.
- **„Modul 5: Transformationspläne“** sieht die Förderung von Transformationskonzepten vor, die Unternehmen bei der Planung und Umsetzung der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität unterstützen. Die maximale Förderung ist auf 60.000 Euro je Konzept begrenzt.
- **„Modul 6: Elektrifizierung von Kleinen Unternehmen“** fördert den Austausch von vorhandenen Produktionsanlagen, deren Betrieb auf fossilen Energieträgern basiert, durch elektrische oder mit Erneuerbaren Energien betriebene Neuanlagen. Auch die entsprechende Umrüstung von Bestandsanlagen ist förderfähig. Die maximale Förderung beträgt 200.000 Euro pro Investitionsvorhaben bei einer Förderquote von bis zu 33 Prozent der förderfähigen Investitionskosten. Das Netto-Investitionsvolumen für Einzelmaßnahmen, einschließlich Nebenkosten, muss mindestens 2.000 Euro betragen.

KWKG

Im Jahr 2002 trat das „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ in Kraft. Das Gesetz regelt eine umlagefinanzierte Förderung für die gemeinsame und besonders effiziente Erzeugung von Strom und Wärme. Das KWKG setzt Anreize für Investitionen in hocheffiziente und CO₂-arme KWK-Anlagen in Form von befristeten Zuschlagszahlungen für Betreiber. Finanziert wird die Förderung von KWK-Anlagen durch die KWKG-Umlage, die auf den Strompreis der Endverbraucher aufgeschlagen wird.

Nach der ersten Novellierung 2009 und der zweiten Novellierung 2012 trat 2016 eine Neufassung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in Kraft. Im Jahr 2020 wurde das KWKG durch das Kohleausstiegsgesetz geändert. Darin enthalten sind Regelungen zum Kohleausstieg und Anpassungen bei den Förderungen u. a. von Neuanlagen. Die aktuelle Novellierung (KWKG 2023) setzt u. a. die Wasserstoffverträglichkeit neuer Anlagen (> 10 MW_{el}) voraus. Gleichzeitig wurden die förderfähigen Vollbenutzungsstunden bis zum Jahr 2030 herabgesetzt.

Ergänzt wurde in diesem Rahmen die Förderung von innovativer KWK. Hier wird der Anlagenbetreiber finanziell zusätzlich gefördert, wenn er in einem neuen und innovativen KWK-System Wärme aus erneuerbaren Quellen einsetzt. Mit der zusätzlichen Förderung soll damit erreicht werden, dass die Nutzung von fossilen Energiequellen abnimmt. Beispiele für die geförderten Energiequellen reichen von mitteltiefer Geothermie, Solarthermie und Wärmepumpen bis hin zur Nutzung der Restwärme aus gereinigtem Abwasser. Neben diesen Energiequellen muss das KWK-System noch über einen Elektrodenkessel oder ähnlichem verfügen, um einen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten zu können.

Förderungen durch die KfW

Neben den direkt Bundesförderungen stehen Akteuren auf dem Wärmemarkt zusätzlich vielzählige KfW-Produkte zur Auswahl, die Investitionen im Bereich Energie und Umwelt fördern. Hierzu zählen zum Stand Dezember 2023 u. a.:

- Kredit 299 für klimafreundlichen Neubau von Nichtwohngebäuden
- Kredit 263 für die Sanierung von Nichtwohngebäuden
- Kredit 293 als Klimaschutzoffensive für Unternehmen
- Kredit 291 für die Finanzierung nachhaltiger Transformationen gewerblicher Unternehmen
- Kredit 295 im Rahmen der EEW
- Kredit 270 für Erneuerbare Energien in Strom und Wärme

Diverse Landesprogramme: Beispiel Geothermie in Nordrhein-Westfalen

Nicht nur auf Bundesebene, sondern auch auf Landesebene gibt es eine Vielzahl diverser Fördermöglichkeiten für unterschiedlichste Technologien. Beispielhaft wird im Folgenden auf ein Programm in Nordrhein-Westfalen eingegangen:

Die energiepolitischen Fördermöglichkeiten in Nordrhein-Westfalen sind in dem „Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energie und Energiesparen“ – kurz *progres.nrw* – gebündelt. Dessen „Programmbereich Klimaschutztechnik“ ist die zentrale Förderrichtlinie für Erneuerbare Energien. Damit möchte die Landesregierung einen Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 leisten. Antragsberechtigt sind u. a. Unternehmen, Kommunen, gemeinnützige Organisationen und Privatpersonen.

In Bezug auf die Geothermie sind hierbei Anlagen, Techniken und Maßnahmen zur dieser Technologie förderfähig. Dazu zählen auch Studien, seismische Messungen sowie Fort- und Weiterbildungsmaßnahmen. Die Förderung erfolgt im Rahmen von Artikel 41 AGVO (Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung). Förderfähig sind damit ausschließlich Investitionsmehrkosten, die Förderung erfolgt u. a. in Abhängigkeit der Unternehmensgröße bis maximal 70 Prozent der Investitionsmehrkosten.

Betriebsbeihilfen

Als Betriebsbeihilfen, die den Einsatz Erneuerbarer Energien fördern, sind die EEG-Einspeisevergütung sowie der EEG-Mieterstromzuschlag zu nennen. Auch KWKG-Zuschläge und Fördermittel nach Modul 4 der BEW sind verfügbar.

Zusätzlich zu den genannten Fördermöglichkeiten bestehen in den einzelnen Bundesländern eigene Landesförderprogramme.

Festzuhalten bleibt, dass der Wärmemarkt aufgrund seiner Heterogenität eine Sonderstellung in der Energiewirtschaft einnimmt. One-fits-all-Lösungen zur dekarbonisierten Wärmeversorgung kann es nicht geben, weshalb die Entwicklung von Transformationsplänen und Dekarbonisierungsfahrplänen unerlässlich ist. Der Gesetzgeber hat mit der kommunalen Wärmeplanung und der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze insbesondere für die leitungsgebundene Wärmeversorgung den Weg geebnet. Jetzt stehen die Kommunen, Stadtwerke und Energieversorger und alle weiteren Akteurinnen und Akteure der Energiewirtschaft in der Pflicht, die Hilfsinstrumente zu nutzen, Strategien zur Dekarbonisierung zu entwickeln und operativ umzusetzen. Dies ist nur durch gute Koordination ebendieser Akteurinnen und Akteure möglich. Wichtig ist insbesondere auch der Aspekt der Wirtschaftlichkeit bei Wärmeprojekten – sowohl für den Status quo als auch für die Entwicklung von Transformationsplänen –, um den Verbraucherinnen und Verbrauchern künftig eine klimaneutrale und preisstabile Wärmeversorgung garantieren zu können. Bund und Länder stehen mit einer Vielzahl von Fördermitteln bereit, um die Transformation der Wärmewirtschaft und insbesondere der leitungsgebundenen Wärmeversorgung sicherzustellen.

5 Aktuelle Trends und Herausforderungen im Transformationsprozess der Fernwärmeversorgung

Die Wärmeversorgung und insbesondere die Fernwärmeversorgung steht in Deutschland noch am Anfang der Transformation und damit vor einer herausfordernden Zeit. Viele Chancen und Hoffnungen warten am Ende des Weges: klimaneutrale, preisstabile und lokale Wärmeversorgung für alle Bürgerinnen und Bürger sowie die Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen und dessen Ursprungsländern. Bis dahin sind noch einige Herausforderungen in der Umsetzung des Transformationsprozesses zu bewältigen. Gleichzeitig entwickeln sich Trends rechtlicher, ökonomischer oder ökologischer Natur, die die Fernwärmeversorgung, so wie wir sie heute kennen, deutlich beeinflussen können. Die Herausforderungen in der Umsetzung des Transformationsprozesses sowie die aktuell absehbaren Trends werden im Weiteren näher erläutert.

5.1 Herausforderungen bei der Transformation der Fernwärmeversorgung

Transformationsprozesse stellen oftmals eine große Herausforderung für alle Stakeholder dar. Zunächst gilt es, eine optimale Strategie zu entwickeln und in die operative Bearbeitung zu überführen. In Bezug auf die klimaneutrale Transformation der Wärmewirtschaft und insbesondere bei der Transformation der Fernwärmeversorgung stehen vielfältige Herausforderungen an. Dazu zählen vergleichsweise hohe Investitionskosten, die bei Transformationsvorhaben dieses Umfangs unvermeidbar sind. Soweit dafür Fremdkapital erforderlich ist, stellt die aktuelle Zinssituation eine Erschwernis dar. Diese Hürde wird allerdings durch politische Maßnahmen (beispielsweise Bereitstellung von Fördermitteln über die BEW) gedämpft. Gleichzeitig zeichnen sich durch die Energiewende disruptive Veränderung im Geschäftsmodell der Versorgungswirtschaft ab. Entsprechend sind nicht nur die finanziellen Aspekte eine Herausforderung im Transformationsprozess. Nicht zuletzt wird die Transformation von Mitarbeitenden der Energieversorger und Stadtwerke getragen. Sie sind es, die die Strategien operativ umsetzen und sich mit neuen Geschäftsmodellen identifizieren müssen. Stadtwerke und Energieversorger klagen schon lange über Personalmangel und legen den Hauptfokus deshalb auf die Aufrechterhaltung des Tagesgeschäfts. Aufgrund dessen verpassen viele Versorger und Stadtwerke die Möglichkeit, neue Geschäftschancen zu identifizieren und umzusetzen und somit die Transformation von innen heraus voranzutreiben. Gelingen kann der Transformationsprozess letztlich nur, wenn ihn alle davon betroffenen Akteurinnen und Akteure aktiv unterstützen.

5.1.1 Auswirkungen des hohen Investitionsbedarfs und des aktuellen Zinsniveaus auf die Transformation der Fernwärmeversorgung

Die Wärmeversorgung mittels Fernwärme wird, wie in Kapitel 2 dargestellt, künftig eine zentrale Rolle in der Energiewirtschaft in Deutschland einnehmen, insbesondere in den dicht und mitteldicht besiedelten Gebieten. Fernwärme, die aus klimaneutralen Energieträgern erzeugt wird, überzeugt durch eine hohe Flexibilität im Erzeugermix und eine effiziente Versorgung von Gegenden mit hoher Wärmedichte – sowohl ökonomisch als auch ökologisch.

Doch bis die geeignetsten Gebiete mit Fernwärme-Infrastruktur versorgt sind, liegt noch ein weiter Weg vor der Energiewirtschaft, denn Fernwärmeversorger müssen momentan viele verschiedene Themen gleichzeitig behandeln.

Einerseits sollen die bestehenden Fernwärmenetze weiter ausgebaut und verdichtet werden. Dies steigert nicht nur die energetische Effizienz, sondern auch die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes, denn hohe Abnehmerdichten führen zu mehr Wärmeabsatz und zu einer nennenswerten Fixkostendegression. Letztlich führt das über alle Kundinnen und Kunden zu einem besseren Gesamtwärmepreis. Doch andererseits sind nicht nur Erweiterungen und Verdichtungen Bestandteil der Netzstrategie. Die aktuell bestehenden Wärmenetze, deren Inbetriebnahme weitestgehend schon mehrere Jahrzehnte in der Vergangenheit liegt, sind überwiegend nicht auf die sich jetzt absehbaren Versorgungsaufgaben ausgelegt. Entsprechend sind im Einzelfall neben Reinvestitionen auch neue Rohrleitungen zur Verstärkung der bestehenden Netze notwendig. Parallel werden bundesweit neue, heute noch mit Gas versorgte Gebiete mit Fernwärmeinfrastruktur ausgestattet werden.

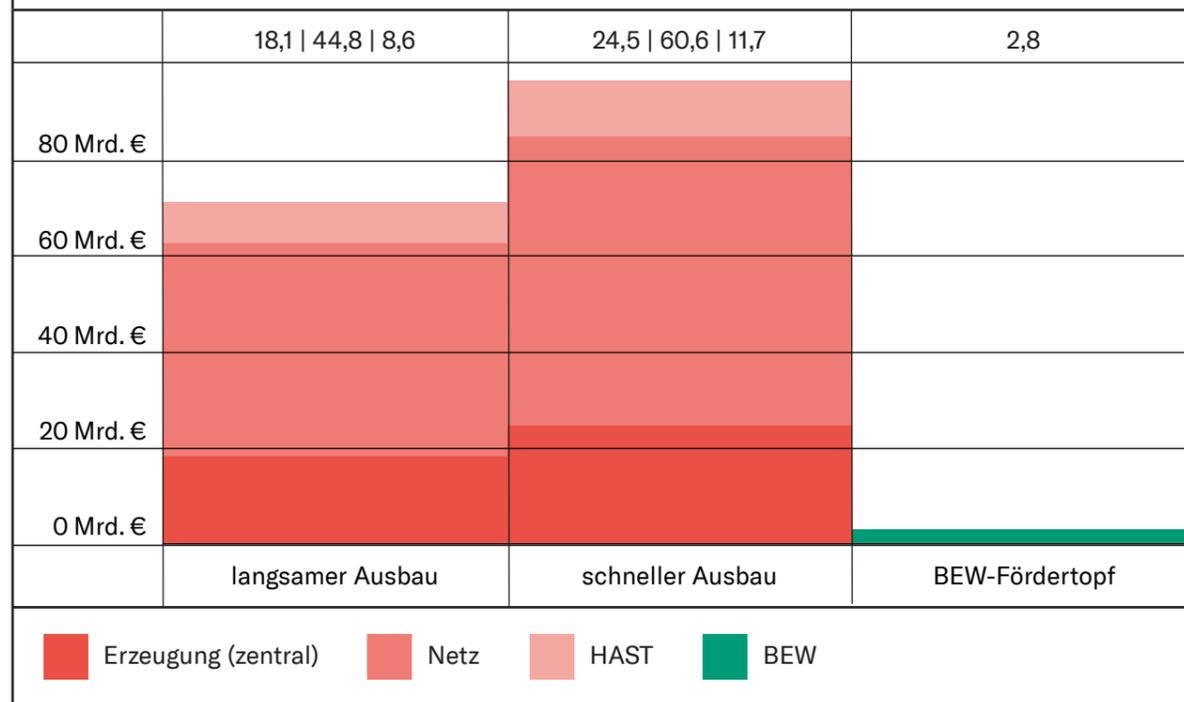
Doch der Neu- und Ausbau der Netze allein reicht nicht aus, um die leitungsgebundene Wärmeversorgung künftig klimaneutral zu gestalten. Die Erzeugungsseite als Verursacher von Emissionen muss zukünftig treibhausgasneutral sein. Hierfür müssen bestehende Anlagen nebst der Redundanzenerzeugung erneuert bzw. umgerüstet oder durch klimaneutrale Wärmeerzeugungstechnologien ersetzt werden. Gleichzeitig ziehen der Ausbau und die Verdichtung der Fernwärmeversorgung die Notwendigkeit einer Erhöhung der Wärmeerzeugungskapazitäten nach sich.

Fernwärmeversorgungsunternehmen stehen damit vor großen Herausforderungen: den Ausbau der Netze und der Erzeugung sowie die Reinvestition bzw. den Austausch von Bestandsanlagen gleichzeitig und ökonomisch sinnvoll zu managen. All diese Aspekte bringen einen hohen Investitionsbedarf für die einzelnen Versorger mit sich und müssen in einer durchdachten Transformationsstrategie zusammengefasst und gemanagt werden. Die Basis hierfür bilden die Planung der Investitionskosten und der Aufbau eines zeitgemäßen Cashflow-Modells mit entsprechenden Sensitivitätsanalysen, um die ökonomisch und ökologisch sinnvollste Strategie zu identifizieren und die wirtschaftlichen Herausforderungen frühzeitig erkennen zu können.

Wie hoch am Ende der Investitionsbedarf sein wird, um die Wärmeversorgung in Deutschland klimaneutral zu gestalten, lässt sich nur schwer prognostizieren. Wie in Kapitel 2.2 dargestellt, wurde in den letzten Jahren jeweils ein niedriger einstelliger Milliardenbetrag in Erneuerbare Energien investiert, die dem der Wärmeversorgung dienen, z. B. im Jahr 2021 eine Summe von 5,7 Milliarden Euro. Die in Kapitel 2.2 hinterlegten Studien zur Dekarbonisierung der Wärme gehen von Investitionsbedarfen von 313 bis zu 383 Milliarden Euro aus, was auf die nächsten 20 Jahre gerechnet einem jährlichen Investitionsbedarf von rund 16 bis 19 Milliarden Euro und damit einer Verdrei- bzw. Vervielfachung im Vergleich zum Jahr 2021 entsprechen würde (unter der Prämisse eines linearen Verlaufs).

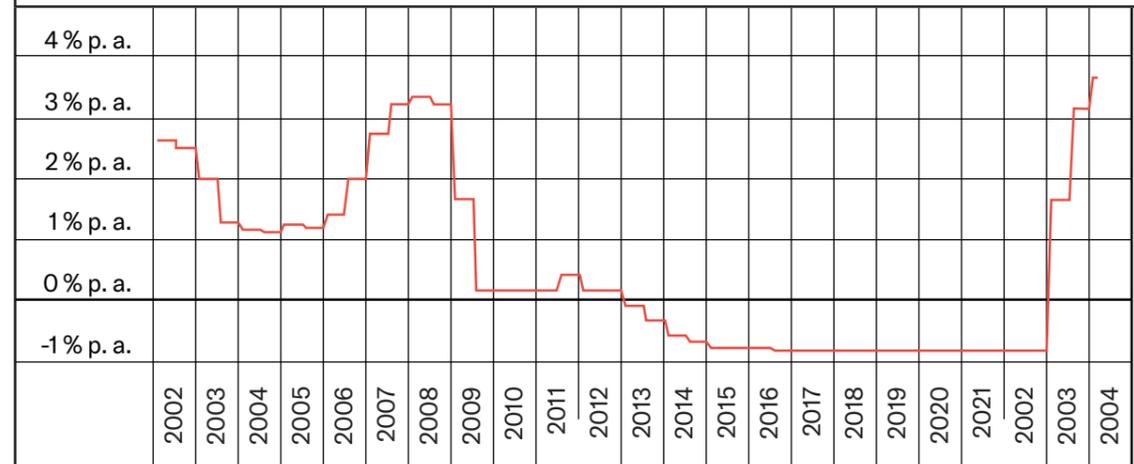
Die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der Agora Energiewende rechnet in ihren Ausbauszenarien für den deutschen Wärmemarkt mit einem Ausbau der Fernwärmeerzeugung von 125 TWh im Jahr 2018 auf 149 TWh im Jahr 2030.¹⁶⁸ Auf der Erzeugungsseite berücksichtigt die Studie nicht nur einen Zubau von erneuerbaren Wärmeerzeugungstechnologien, sondern auch den Wechsel von fossilen (primär Kohle und Heizöl) zu regenerativen Wärmeerzeugungstechnologien (Tiefengeothermie, Abwärme, Wärmepumpen etc.). Der Ausbau der Fernwärme betrifft indes nicht nur die Erzeugungsseite, sondern erfordert auch Investitionen in das dazugehörige Fernwärmenetz und die Hausanschlussstationen. Laut Bundeswirtschaftsminister Habeck wird mit jährlich 100.000 neuen Hausanschlussstationen bis zum Jahr 2030 gerechnet.¹⁶⁹ In Summe wird bis zum Jahr 2030 mit einem Investitionsvolumen zwischen 72 und 97 Milliarden Euro gerechnet, die die Versorger stemmen müssen. Die aktuell bereitgestellten BEW-Mittel in Höhe von 2,8 Milliarden Euro lassen schnell erkennen, dass die aktuelle Ausstattung des BEW-Fördertopfes bei Weitem nicht ausreicht, um die Investitionen der leitungsgebundenen Wärmeversorgung zu stützen. Versorger sind bei der Finanzierung momentan auf sich allein gestellt. Hier ist die Politik gefordert, die Mittel im Klima- und Transformationsfonds zu gegebener Zeit dem tatsächlichen Bedarf entsprechend umzuschichten.

65 Investitionsbedarf für leitungsgebundene Wärmeversorgung vs. aktuell beschlossene BEW-Förderung bis 2030¹⁷⁰



Die Versorger und Stadtwerke können die erforderlichen Investitionen größtenteils nicht aus eigener Hand stemmen, weshalb sie auf Fremdkapital und/oder auf Fördermittel angewiesen sind. Angesichts des gegenüber den Jahren vor der Corona-Pandemie deutlich höheren Zinsniveaus in Deutschland ist die Finanzierung von Großprojekten deshalb eine große Herausforderung.

66 Basiszinssatz gemäß BGB¹⁷¹



Nicht zuletzt zur Stärkung des Wettbewerbs sollten neben den klassischen Bankdarlehen auch z.B. Angebote von langfristig orientierten Infrastrukturfonds o.Ä. eingeholt werden. Eine optimale Finanzierungsstruktur, die im Rahmen des Transformationsprozesses erarbeitet werden kann, ist unabdingbar für die Versorger, da allein schon zur Risikominimierung auch mittelfristig von einem hohen Zinsniveau ausgegangen werden sollte. Weiterhin sind die Eigenkapitalgeber gefragt. Im Falle von Stadtwerken sind dies oft die Kommunen und überregional agierende Gesellschaften. Um die notwendigen Mittel bereitstellen oder Eigenkapitalquoten erfüllen zu können, ist es in vielen Fällen notwendig, bereits heute Gewinnthesaurierungen vorzunehmen und Ausschüttungen zurückzustellen. Für Städte und Kommunen ist das schmerzlich, da sie aus den erwirtschafteten Rückflüssen andere kommunale Einrichtungen stärken oder querfinanzieren. Vor dem Hintergrund der Stabilisierung von Verschuldungsgraden und Risikokapital führt in vielen Fällen allerdings kein Weg dran vorbei. Diese Entscheidungen benötigen Verständnis und Vertrauen der involvierten Stakeholder.

5.1.2 Politische Unsicherheiten

Der hohe Investitionsbedarf selbst stellt bereits eine große Herausforderung für die Fernwärmeversorgungsunternehmen bei der Dekarbonisierung der Wärmenetze dar. Etwaige Unsicherheiten aus den Reihen der Politik, die die Planungssicherheit von EVU und Stadtwerken gefährden können, lähmen die notwendigen Transformationsschritte zusätzlich.

Die aktuelle Regierung hat es mit dem am 1. Januar 2024 in Kraft getretenen Wärmeplanungsgesetz geschafft, einen verbindlichen Fahrplan vorzulegen. Nun ist klar, wann die Kommunen und Energieversorgungsunternehmen welche Ziele erreicht haben müssen. Wichtig ist jedoch ein grundlegender politischer Konsens über die Sinnhaftigkeit der Transformation, damit der eingeschlagene Weg auch bis 2040 und darüber hinaus Bestand hat. In diesem Zusammenhang ist auch die Rolle der Presse hervorzuheben, die sich mit der Komplexität des Vorhabens „Wärmewende“ vertraut machen muss, um die notwendige Akzeptanz in der Breite der Bevölkerung zu stärken.

Die hier dargestellten Investitionen sind zwingend erforderlich und stellen eine finanzielle Herausforderung für die Energieversorger dar. Staatliche Beihilfen entscheiden letztlich darüber, ob die Dekarbonisierung gelingen wird oder nicht. Die Dimension der Herausforderung ist vergleichbar mit dem Einstieg in die Fernwärmewirtschaft infolge der Ölkrise in den 1970er-Jahren.

5.1.3 Akteureinbindung in den Transformationsprozess

Wie beim Thema Stakeholdermanagement und bei den Gefahren durch politische Unsicherheiten angedeutet, ist es unerlässlich, die Akteurinnen und Akteure rund um die Dekarbonisierung der Wärmenetze in den Transformationsprozess einzubinden und deren unterschiedliche Positionen zu beachten. Während manche Akteurinnen und Akteure den Transformationsprozess direkt steuern oder umsetzen, gibt es auch solche, die indirekt durch den Prozess beeinflusst werden, insbesondere Verbraucherinnen und Verbraucher. Nur wenn auch sie die notwendige Akzeptanz für den Transformationsprozess aufbringen, kann die Umsetzung gelingen.

Die Akzeptanz lässt sich auf verschiedene Art und Weise auf die Probe stellen, z. B. durch Baumaßnahmen und damit verbundene Straßenöffnungen und -sperrungen, kurzfristige Preisanstiege oder sonstige Eingriffe in den Status quo. Die Vorbehalte der Bürgerinnen und Bürger sind nachvollziehbar und sollten im größeren Kontext eingeordnet werden. Die individuellen Ängste, Sorgen und Ansichten der Kundinnen und Kunden von Versorgungsunternehmen müssen bei der Entwicklung der Transformationsstrategie identifiziert und einbezogen werden. Es ist ratsam, Risiken proaktiv und individuell anzusprechen und den Verbraucherinnen und Verbrauchern offen zu kommunizieren, in den Dialog einzutreten und letztlich die Chancen der Transformation aufzuzeigen.

Widerstand bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern bzw. Bürgerinnen und Bürgern gegenüber Energieinfrastrukturvorhaben ist ein K.-o.-Kriterium. Fehlende Akzeptanz vor Ort erschwert den Versorgern die Transformation. Mit einem funktionierenden Stakeholdermanagement, einer klaren Kommunikationsstrategie und dem damit verbundenen offenen Dialog mit den Verbraucherinnen und Verbrauchern sind Hindernisse überwindbar und die Transformation umsetzbar. Ein wichtiges Mittel dafür ist eine gut durchdachte kommunale Wärmeplanung, bei der es gilt, die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger sowie die Kommunikation mit ihnen in den Fokus zu nehmen.

5.1.4 Fachkräftemangel

Die Transformation der Fernwärmeversorgung erfordert neben den bereits genannten Aspekten vor allem auch Fachkräfte, die die notwendigen Schritte umsetzen. Hierzu zählen neben Personal in der Kommunalverwaltung, das für die Planung und Koordination verantwortlich ist, beispielsweise auch Fachkräfte für die Installation und den Betrieb der erneuerbaren Wärmeerzeuger sowie Arbeitskräfte für den Ausbau von Fernwärmenetzen.

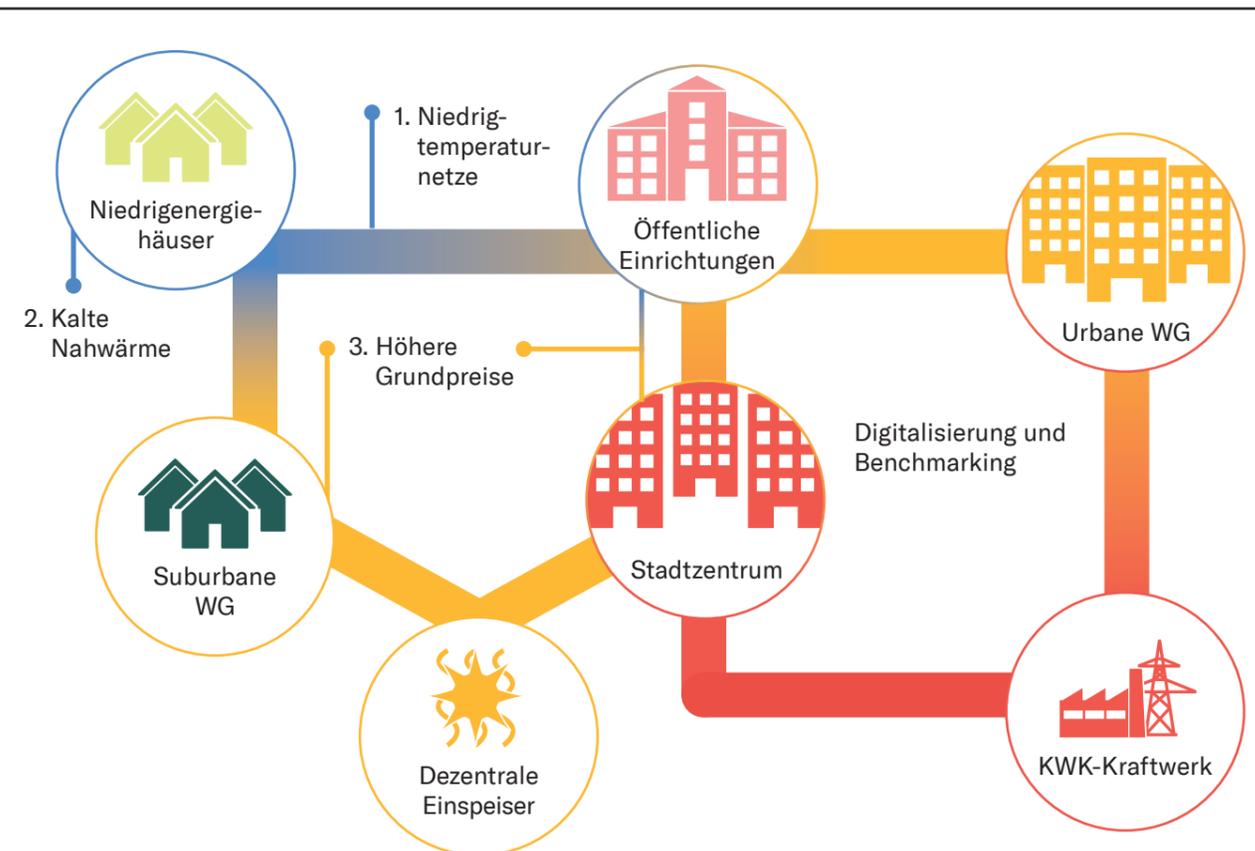
Stadtwerke und Kommunen stoßen noch auf weitere Herausforderungen, denn insbesondere im technischen Bereich zeichnet sich, nicht zuletzt durch den aktuellen Generationswechsel, ein Mangel an qualifizierten Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern ab. Stadtwerke und kommunale Versorger stehen bereits jetzt an ihren Grenzen und haben kaum mehr Zeit für die operativen Geschäftsabläufe. In den letzten Jahren sind beispielsweise durch Eingriffe der Politik infolge des Preisschocks bei den fossilen Energierägern nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine zusätzliche unvorhersehbare Tätigkeiten hinzugekommen. Zu nennen sind insbesondere die Energiepreisbremse und die Strompreisbremse, die bereits einen erheblichen operativen Mehraufwand für die kommunalen Energieversorger bedeuten und dringend anderweitig (z. B. für die Transformation) benötigte Kapazitäten binden.

Um diese Hürde zu überwinden, sind zusätzliche Investitionen in die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften unerlässlich. Dies kann Schulungen für die Installation und Wartung von erneuerbaren Wärmeerzeugern sowie Qualifizierungsmaßnahmen für Mitarbeitende im Bereich Fernwärme umfassen. Durch eine verstärkte Förderung von Bildungsmaßnahmen als Teil eines Maßnahmenpakets können Energieversorger einem Mangel an qualifizierten Arbeitskräften begegnen.

5.2 Trends in der Fernwärmeversorgung

Der Wärmemarkt und insbesondere die Fernwärmeversorgung bilden ein dynamisches Umfeld: Innovationen verändern den Markt immer häufiger und disruptiver. Technische Veränderungen wie die Digitalisierung der Netze, Nutzung und Verarbeitung von Daten für die Optimierung der Anlagen, die Realisierung von kalten Nahwärmenetzen oder Niedertemperaturnetzen stehen aktuell als prominenteste Trends im Fokus und müssen bei der Entwicklung der Transformationsstrategien berücksichtigt werden. Aber nicht nur auf der technischen Seite sind Innovationen zu erwarten. Auch betriebswirtschaftliche (beispielsweise durch höhere Grundpreise) oder rechtliche (beispielsweise kartellrechtliche) Aspekte fließen in die Überlegungen der erfolgreichen Transformation der Wärmenetze ein. Die folgende Abbildung 67 illustriert die wichtigsten Entwicklungen, die wir (momentan) in unserer Beratungspraxis beobachten.

67 Trends in der Fernwärmeversorgung¹⁷²



5.2.1 Schnellerer Ausbau der Fernwärme

Beim Fernwärmegipfel am 12. Juni 2023 kamen auf Einladung von Bundeswirtschafts- und Klimaschutzminister Habeck und Bundesbauministerin Geywitz knapp 30 Vertreterinnen und Vertreter aus unterschiedlichsten Bereichen zusammen. Die Beteiligten haben die Relevanz der Fernwärme für die Wärmewende anerkannt und eine gemeinsame Erklärung unterzeichnet, um den Ausbau der Fernwärme zu beschleunigen.

Die Beteiligten sind sich einig, dass Wärmenetze überall auf- und ausgebaut werden sollen, wo Fernwärme Effizienz- und damit Kostenvorteile gegenüber einer dezentralen klimaneutralen Eigenversorgung aufweist. Sie wollen sich dafür einsetzen, dass die Fernwärme sukzessive klimaneutral erzeugt wird. Bis 2030 soll der klimaneutrale Anteil der Wärme in Fernwärmenetzen 30 Prozent ausmachen, was etwa einer Verdopplung des Anteils im Jahr 2020 entspricht. Hierfür soll die leitungsgebundene Wärmeversorgung auf Erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme umgestellt werden.

Die Vertreterinnen und Vertreter bekennen sich dazu, Hürden für den Ausbau und Umbau der Netze aus dem Weg zu räumen und einen gesetzlichen Förder- und Finanzierungsrahmen für den Wärmenetzausbau zu schaffen. Zentrale Elemente sind das Bundesgesetz für die Wärmeplanung, die aktuelle Novelle des Gebäudeenergiegesetzes und die begleitenden Förderprogramme. Darüber hinaus sollen Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Alle Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, die Finanzierung von Investitionen in den Ausbau und die Dekarbonisierung von Wärmenetzen zu fördern, um den Wärmebedarf der Gebäude in Zukunft aus erneuerbaren Quellen zu decken. Neben einer Risikoabsicherung für die Erschließung klimaneutraler Wärmequellen soll auch die Nutzung von Abwärme erleichtert werden.

Die Sicherstellung von Preistransparenz und hohen Verbraucherschutzstandards ist ebenfalls von zentraler Bedeutung. Auch in dieser Hinsicht sollen die gesetzlichen Grundlagen überprüft werden, um den Anschluss an Wärmenetze zu erleichtern und die leitungsgebundene Wärmeversorgung für Gewerbe und privaten Verbrauch attraktiver zu gestalten. Dazu sollten bestehende Regelungen in der WärmeLV, die eine kostenneutrale Umstellung auf teils fossil betriebene Anlagen fordern, zwingend überarbeitet werden. Durchdachte kommunale Wärmepläne werden künftig dazu beitragen, die für die verschiedenen Siedlungstypen jeweils sinnvollste Technologie zu bestimmen, um entsprechende Eignungsgebiete auszuweisen. Die Regelungen im GEG, die Verbraucherinnen und Verbrauchern den Rahmen für die Umstellung ihrer dezentralen Heizungssysteme vorgeben, sind damit eng verzahnt. Daher ist es unerlässlich, die Verdichtungs- und Ausbaustrategien vor Ort gut zu argumentieren und zu dokumentieren, um eine gegenseitige Kannibalisierung zu vermeiden.

In der Diskussion ist derzeit eine stärkere Regulierung der Preisgestaltung. Diese ist dann zu begrüßen, wenn der Ordnungsgeber versteht, dass sich Fernwärmeversorgungsstrukturen aufgrund der historischen Entwicklungen und der lokalen Gegebenheiten teilweise deutlich unterscheiden. Für die Optimierung von Kosten können hier nur Benchmarkingvergleiche ähnlicher Versorgungsstrukturen dienen. Als Anbieter eines bundesweiten Fernwärmebenchmarkings können wir bestätigen: Kein Unternehmen gleicht dem anderen, was seriöse Vergleiche erschwert bis unmöglich macht und Best Practice kann sich nur durch Austausch und Optimierung formen.

Aufgrund der dynamischen Entwicklungen auf den Energiemärkten ist es notwendig, die Preise regelmäßig anzupassen. Die Wahl der richtigen Indizes zur Abbildung der Beschaffungskosten ist entscheidend, um die Kostenorientierung zu wahren (siehe Abschnitt 4.2.2). Auch Investitionen in Technologien zur Dekarbonisierung sind zu berücksichtigen und können in Form höherer Grundpreise an die Kunden weitergegeben werden (siehe Abschnitt 5.2.5).

Die Abschaffung der in § 24 AVBFernwärmeV geforderten Maßnahmen beispielsweise könnte zu einer Vereinfachung der Preisgestaltung beitragen.

5.2.2 Digitalisierung in der Wärmeversorgung

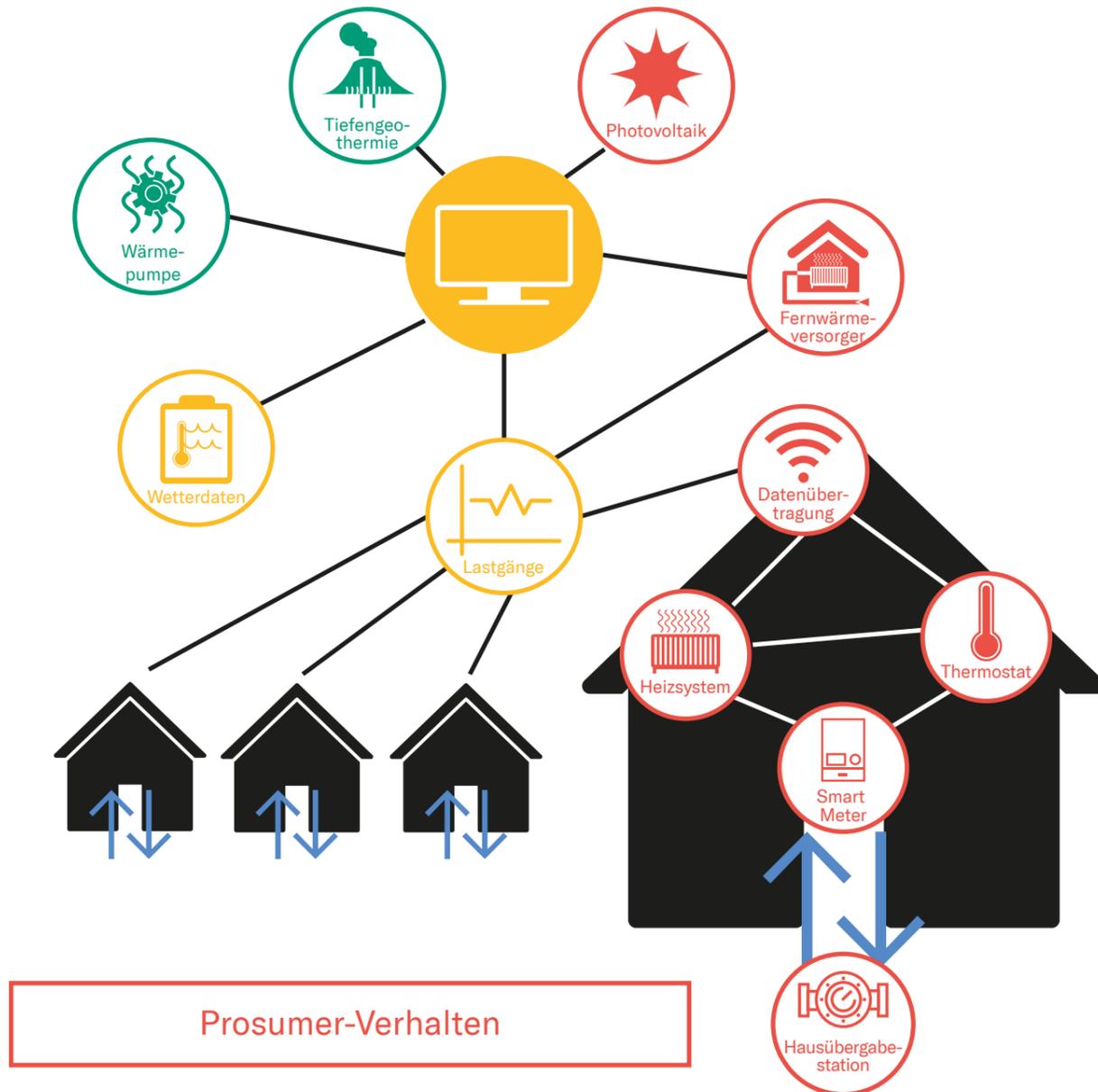
Die Digitalisierung ist ein Trendbegriff der heutigen Zeit, dessen sich Entscheider, Entwickler und die Medien bedienen. Die Digitalisierung bricht alte Prozessstrukturen auf und revolutioniert das gesamte (gesellschaftliche) Leben rund um Kommunikation und Medieninfrastruktur. Dadurch entstehen neue Erlös-, Optimierungs- und Wertschöpfungsmöglichkeiten, die Unternehmen erkennen und umsetzen müssen. In der Wärmeversorgung hält die Digitalisierung Einzug in die Bereiche Management, Erzeugung, Netz und Vertrieb.¹⁷³

Der zentrale Wärmemarkt steht vor den Herausforderungen, die die Notwendigkeit von mehr Effizienz, Intelligenz und Multivalenz mit sich bringt. Niedertemperaturnetze bieten den Vorteil, verschiedenste Wärmequellen zu integrieren und so auch ggf. regional verfügbare Abwärme nutzbar zu machen. Die Nutzung von industrieller Abwärme, die Einbindung verschiedener regenerativer Energien (z. B. Tiefengeothermie, Solarthermie oder Biomasse), die Steuerung der Anlagenfahrweise sowie die Effizienzsteigerung infolge der Absenkung der Vorlauftemperatur tragen dazu bei, dass die Wärme kostengünstiger für die Verbraucherinnen und Verbraucher wird. Wärmespeicher ermöglichen eine flexible Bereitstellung und entkoppeln die Zeitpunkte von Ein- und Ausspeisung maßgeblich.

Für einen optimierten Einsatz von Brennstoffen und Pumpenleistungen sowie für alle weiteren zentralen Einflussparameter muss der Erzeuger zwingend eine möglichst exakte Wärmeabnahme prognostizieren und die entsprechende Wärmemenge über das Wärmenetz bereitstellen. Mit einer steigenden Anzahl von Wärmequellen und damit einhergehenden möglichen Volatilitäten (z. B. Solarthermie) müssen die Fernwärmeversorger jedoch nicht mehr nur die Nachfragemengen, sondern auch die Einspeisemengen möglichst genau vorhersagen. Für diesen Zweck bilden Smart Devices ein Kommunikationsnetzwerk aus allen Einspeisequellen, die potenziellen Differenzen ggf. mittels Leistungsabregelungen oder dem Einsatz von Wärmespeichern sowie der Ansteuerung von Sektorenkopplungsanlagen entgegenwirken können. Wichtig für eine zeitlich abgestimmte Wärmeein- und -ausspeisung ist jedoch nicht nur die Kommunikation, sondern allem voran die Abschätzung der zukünftigen Veränderungen und die frühzeitige Reaktion darauf. Um Prognosen möglichst präzise treffen zu können, befasst sich die Entwicklung mit selbstlernenden Umgebungen, die speziell darauf ausgerichtet sind, langfristige Voraussagen mit hoher Genauigkeit zu treffen. Aus Vergangenheitsdaten entwickeln diese sogenannten neuronalen Netze Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Parametern wie beispielsweise Wetterlage, Verbrauchsprofilen und Sonneneinstrahlung. Intelligente Hausübergabestationen sollten dabei in den Steuerungsprozess integriert werden, um die Schnittstelle zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern und deren Steuerung optimal zu gestalten.

Ein weiterer Vorteil der Digitalisierung von Netzsystemen ist für den Erzeuger die Möglichkeit, Spitzenlasten in der Fernwärmeversorgung durch die intelligente Nutzung der Nachfrageelastizität zu reduzieren. Intelligente Messsysteme können Lastspitzen senken, da sie die Gebäude selbst als Wärmespeicher nutzen und noch vor der hohen Nachfrage die Temperatur der Gebäude selbstständig um 0,5–1 °C erhöhen. Für die Hausbewohner ist der Temperaturanstieg kaum bemerkbar, zum Zeitpunkt der Lastspitze jedoch ist die erforderliche Leistungsbereitstellung deutlich geringer, was sich letztlich wiederum auf die Wärmepreise der Endverbraucher auswirkt.

Die unzähligen Möglichkeiten der Digitalisierung werden Wärmeversorgungsunternehmen in den kommenden Jahren neuartige Chancen für Innovationen, stärkere Kundenbindung und die Entwicklung neuer Dienstleistungen eröffnen. Wichtig ist, sich dieser Optionen der intelligenten und vernetzten Fernwärmebereitstellung bewusst zu sein und die langfristige Planung mit diesen Potenzialen zu verbinden.



5.2.3 Niedertemperaturnetze

Viele Heißwassernetze arbeiten heutzutage mit (Vorlauf-)Temperaturen von 80 °C im Sommer und über 120 °C im Winter. Bei vielen der aktuell verfügbaren dekarbonisierten Erzeugungstechnologien leidet allerdings die Effizienz bei Temperaturen über 80 °C. Ohne massive Eingriffe in die Heizungssysteme der angeschlossenen Bestandsgebäude muss ab Außentemperaturen von ca. -2 °C zusätzlich nachgeheizt werden, um die Ineffizienz der alten gebäudeinternen Wärmeverteilung zu überbrücken, was langfristig eine wirtschaftliche und ökologische Herausforderung ist. Um eine Umstellung auf die neuen Energieträger mit begrenzter Temperaturbereitstellung schaffen zu können, sind jedoch eine niedrigere Vorlauf- und daraus resultierend eine niedrigere Rücklauftemperatur zur Beibehaltung der Netzkapazität unabdingbar. Als Vorteil ist zu erwähnen, dass die niedrigeren Netztemperaturen auch zu geringeren Wärmenetzverlusten führen. Geringere Dämmkosten reduzieren zudem die Investitionskosten beim Rohrleitungsbau, was sich insbesondere beim aktuellen Zinsumfeld positiv auf die Gesamtkosten auswirkt.

Um die Zukunftsfähigkeit der Netze zu gewährleisten, muss daher das gesamte Wärmenetzsystem optimiert werden und die Rück- und Vorlauftemperaturen sind kontinuierlich zu senken. Alle deutschen Stadtwerke, die im Besitz von historisch gewachsenen Dampfnetzen sind, haben das erkannt und stellen ihre Netze im Gleichklang mit der örtlichen Gebäudesanierung auf Heißwasser um.

Primäres Ziel der Temperaturabsenkung im Rücklauf ist die effiziente Einbindung CO₂-neutraler Wärmeerzeuger wie Erneuerbare Energien und Abwärme, deren Einsatzmöglichkeiten in Bestandsnetzen wegen der dort aktuell dominierenden Vorlauftemperaturen von über 120 °C im Winter eingeschränkt sind. Dieser und weitere assoziierte Vorteile der Temperaturabsenkung im Fernwärme-Rücklauf ergeben sich aus dem folgenden formelmäßigen Zusammenhang zur Bestimmung des Wärmestroms bzw. der Wärmeleistung:

$$\dot{Q}_{\max} [\text{kW}_{\text{th}}] = \dot{m} \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right] \cdot c \left[\frac{\text{kJ}}{(\text{kg} \cdot \text{K})} \right] \cdot \Delta T [\text{K}] = \rho \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \cdot \dot{V} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] \cdot c \left[\frac{\text{kJ}}{(\text{kg} \cdot \text{K})} \right] \cdot \Delta T [\text{K}]$$

mit

\dot{Q} : Änderungsrate der Transportkapazität der Leitung (Wärmeleistung)

\dot{m} : Änderungsrate der Masse (Massestrom)

c : spez. Wärmekapazität des Fluids

ρ : Dichte des Fluids

\dot{V} : Änderungsrate des Volumens (Volumenstrom)

ΔT : Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf

Allein die Absenkung der Rücklauftemperatur ohne gleichzeitige Reduktion der Vorlauftemperatur ermöglicht bei konstanten sonstigen Parametern und damit auch ohne Änderung der Erzeugung eine Kapazitätssteigerung des bestehenden Netzes. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit, neue Kunden anzuschließen, ohne Erzeugerkapazitäten zuzubauen zu müssen. Für den Transport der gleichen Wärmemenge wiederum wird aufgrund der erhöhten Temperaturdifferenz ein geringerer Volumenstrom benötigt, sodass der Pumpstrombedarf reduziert wird. Reduzierte Rücklauftemperaturen können außerdem, beispielsweise im Fall der Nutzung von Tiefengeothermie, die Kapazität der Erzeugung steigern.

Generell trägt eine Absenkung der Netztemperatur (sowohl im Vor- als auch im Rücklauf) immer zu einer Reduktion der Wärmeverluste bei der Verteilung bei, erhöht somit die Brennstoffausnutzung und senkt damit die Emissionen der Erzeugeranlagen.

Die Ursachen für erhöhte Rücklauftemperaturen liegen in der Regel auf der Seite des Verbrauchers und können vom Versorger nicht direkt adressiert werden. Um technische Maßnahmen auf Kundenseite umsetzen zu können (beispielsweise hydraulischer Abgleich bei Bestandskunden), muss das Versorgungsunternehmen daher Anreize schaffen.

Eine Ursache für erhöhte Rücklauftemperaturen können suboptimal eingestellte Hausübergabestationen sein. In diesem Fall kann die Reduktion der Anschlussleistung Abhilfe schaffen. Die Abrechnung des Leistungspreises von €/kW auf €/l/h umzustellen, motiviert zu einer effektiven Ausnutzung des Anschlusses. Beide Optionen werden nachfolgend kurz charakterisiert. Generell steigt der Einfluss auf die Rücklauftemperatur mit der Größe des Anschlusses beim Kunden. Daher sind prioritär Großkunden mit erhöhter Rücklauftemperatur zu identifizieren und zu optimieren.

Oftmals liegen die realen Vollbenutzungsstunden der Übergabestationen in einem Netzgebiet deutlich unterhalb der Referenzwerte. Ineffizient genutzte Übergabestationen stellen für den Versorger neben der technischen Herausforderung der überhöhten Rücklauftemperatur auch die kaufmännische Herausforderung dar, dass bei Anpassungen des Leistungspreises falsch dimensionierte Übergabestationen überproportional stark belastet werden, wenn beispielsweise bei einer Preisanpassung die Grundpreise erhöht werden. Stark ineffiziente Abnahmestellen lassen sich über eine Vollbenutzungsstundenanalyse identifizieren. Diese Kunden können dann spezifisch angesprochen werden und, wenn möglich, kann deren Leistung so weit angepasst werden, dass die Anschlüsse effizient genutzt werden. Nach Umsetzung der Maßnahme kann auch geprüft werden, ob die vorgehaltene Erzeugungskapazität noch zur tatsächlich geforderten Anschlussleistung passt.

Eine weitere Möglichkeit zur Optimierung der kundenseitigen Nutzung des Anschlusses stellen sogenannte iHAST (intelligente bzw. innovative Hausanschlussstationen) dar, die in Abgrenzung zu konventionellen HAST die Möglichkeit der Datenübertragung und -kommunikation und so die Möglichkeit zum Eingriff zwischen Hausübergabestation und Energieversorgungsunternehmen bieten. Die Stationen ermöglichen eine Reduktion der gebäudeseitigen Rücklauftemperatur (durch kontinuierliche Regelung) und der netzseitigen Vorlauftemperatur (durch die dynamische Identifikation von Schlechtpunktverbrauchern). Zudem sind sie im Spitzenlastmanagement einsetzbar, indem sie die Beladung von Trinkwarmwasserspeichern in Schwachlastzeiten und das Entladen in Spitzenlastzeiten umsetzen. Im Zuge der Umrüstung auf iHAST ist ein hydraulischer Abgleich durchzuführen, wodurch die Endenergienachfrage und die Rücklauftemperatur in der Regel bereits reduziert werden können.¹⁷⁵ Je nach Eigentumssituation (Hausanschlussstationen im Eigentum des Kunden oder des Versorgers) wird die Umstellung erleichtert oder erschwert.

Statt über die Anschlussleistung kann der Anreiz für eine Reduktion der Rücklauftemperatur über das Preissystem gesetzt werden. So könnte der Versorger Kunden mit niedrigen Temperaturen z. B. Rabatte anbieten. Ein entsprechendes Bonus-/Malus-Prinzip im Grundpreis kann die Entscheidung der Endkunden, in die jeweilige Haustechnik zu investieren, positiv beeinflussen.

Eine weitere Möglichkeit, in den Endkunden den Reiz zu reduzierten Rücklauftemperaturen zu wecken, kann auch ein separates Bonus-/Malus-System sein. Eine denkbare Umsetzung ist die Implementierung zweier getrennter Zählwerke, die die Wärmemengen messen, die über bzw. unter einer vertraglich definierten Rücklauftemperatur im Wasser enthalten ist. Diese Mengen werden miteinander verrechnet und das Ergebnis wird dem Kunden entweder in Rechnung gestellt oder gutgeschrieben. Dabei sind insbesondere Malus-Regelungen mit erhöhten rechtlichen Anforderungen verbunden und können in der Regel nur im Rahmen eines neuen Vertragsabschlusses eingeführt werden. Bonus-Regelungen hingegen bieten das Potenzial, auch in bestehende Vertragsverhältnisse integriert zu werden, da sie dem Verbraucher ausschließlich Vorteile bieten.

5.2.4 Kalte Nahwärme

Neben der allgemeinen Absenkung der Temperaturen im Fernwärmenetz wird spätestens seit Beginn der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze auch der Begriff „Kalte Nahwärme“ immer bekannter. „Kalte Nahwärmenetze“, auch „Anergienetze“ oder „LowEx-Netze“ genannt, bezeichnen im Allgemeinen Netze mit einer sehr geringen Vorlauftemperatur; es gibt jedoch noch keine einheitliche Definition solcher Netze.

Anders als bei klassischen Heißwassernetzen kommt oftmals ein Frostschutz-Wasser-Gemisch, die sogenannte Sole, zum Einsatz, das sich in einem Temperaturbereich von etwa -5 bis +20 °C bewegt. Falls sichergestellt ist, dass die Netztemperatur die Frostgrenze nicht unterschreitet, ist statt der Sole auch reines Wasser verwendbar. Aufgrund des geringen Temperaturniveaus kann das Wärmemedium, im Gegensatz zu klassischen Wärmenetzen, zusätzlich direkt zur Deckung des Kühlbedarfs der Verbraucher genutzt werden. Kalte Nahwärmenetze bieten Verbrauchern mit einem Wärme- und Kühlbedarf den Anreiz, die Investitionskosten gegenüber zwei separaten Systemen zu senken.

Aufgrund der niedrigen Vorlauftemperatur lassen sich CO₂-neutrale Wärmeerzeuger besonders gut in das Wärmenetz integrieren. Häufig werden kalte Nahwärmenetze mit oberflächennaher Geothermie kombiniert. Es lassen sich aber auch andere Wärmequellen wie Abwasser, (Niedertemperatur-)Abwärme, Grundwasser oder eine Kombination daraus einbinden. Sie bieten allesamt den Vorteil geringer Betriebskosten, hoher Verfügbarkeit und Klimafreundlichkeit.

Die Netze werden nicht gedämmt und sind daher vor allem beim Rohrleitungsbau mit geringeren Investitionskosten für die Transportleitungen verbunden. Im Idealfall kann das System während des Betriebs sogar zusätzlich Energie aus dem Erdreich – also Erdwärme – aufnehmen. Das Wärmemedium wird drucklos durch die Leitungen gepumpt, sodass diese wartungsärmer sind und eine höhere Lebensdauer aufweisen als herkömmliche Leitungen in Wärmenetzen. Beim Verbraucher werden die Temperaturen mithilfe von Wärmepumpen auf das benötigte Bedarfsniveau gehoben. So kann jedem Verbraucher das individuell benötigte Bedarfsniveau bereitgestellt werden. Allerdings entstehen dem Kunden zusätzliche Kosten durch den Betrieb der Wärmepumpe und etwaige Energieeffizienzmaßnahmen.

Die „kalte Nahwärme“ eignet sich als Produkt für Neubauquartiere mit Niedrigenergiehäusern und kann daher gerade in Neubausiedlungen eine interessante Lösung und ein neues Produkt für kommunale Energieversorger sein, die so auch in dünn besiedelten Gebieten interessante Geschäftsfelder erschließen können, insbesondere wenn das System gegenüber den Vollkosten einer Luft-Wärmepumpe konkurrenzfähig ist.

5.2.5 Höhere Grundpreise

Die Fernwärmepreise sind so zu berechnen, dass eine langfristige Kostendeckung gewährleistet ist (vgl. Abschnitt 4.2.2). Essenziell ist dabei, dass die Einnahmen aus dem Grund- bzw. Leistungspreis sämtliche Kapitalkosten sowie fixen Kosten und die Erlöse aus dem Arbeitspreis die variablen Kosten decken. So einfach sich dieser Grundsatz in der Theorie anhört, so vielfältig sind die Herausforderungen bei der praktischen Umsetzung. Oftmals wird der Anteil des Arbeitspreises aus politischen Gründen unter der Prämisse „Energiesparen muss sich lohnen“ höher gewählt, als dies rein rechnerisch angezeigt wäre. Denn die wirtschaftlichen Analysen unserer Beratungspraxis zeigen, dass der Fixkostenanteil wegen der niedrigen Brennstoffkosten und der kapitalintensiven Investitionen in Verteilnetze und Erzeugungsanlagen oftmals sogar mehr als die Hälfte der Kosten ausmacht und gerade in den letzten Jahren stärker ansteigt. Dieser Trend wird insbesondere beim Einsatz von erneuerbaren Einspeisern wie der Tiefengeothermie, der thermischen Abfallverwertung, der Nutzung von Solarthermie und Abwärme verstärkt, da deren variable Kosten im laufenden Betrieb niedrig sind. Die öffentliche Hand fürchtet jedoch den „Rebound-Effekt“, d. h.

ein verschwenderisches Verhalten, sobald die Kostenanreize zum Energiesparen fehlen. Die Bevölkerung wird zum Energiesparen folglich regelrecht „erzogen“.

Aus vertrieblicher Sicht wird argumentiert, dass ein hoher Grundpreis dem Kunden die Einflussmöglichkeit auf seine Betriebskosten nimmt und zu Widerständen führt. In dieser Frage ist langfristig ein Umdenken nötig und eingefahrene Muster müssen sich ändern, da die künftige Energieversorgung andere Erzeugungs- und Verteilungsstrukturen aufweist. Um die Fernwärmeversorger langfristig bei ihren Aufgaben zu unterstützen, müssen die Risiken aus einer divergierenden Kosten- und Erlösstruktur beseitigt werden.

Perspektivisch werden Versorger mit sehr geringen variablen Kostenanteilen, wie sie bei Abwärme und Tiefengeothermie vorliegen, vertrieblich auch eine Chance sehen, indem sie ähnlich wie im Mobilfunk dazu übergehen werden, „Wärmeflatrates“ anzubieten. Dies wird vor allem bei brennstoffreichen Technologien auf Akzeptanz stoßen, sofern die Effizienzverluste keine negativen Umweltauswirkungen haben.

5.2.6 Benchmarking

Um den aktuellen Zustand eines Fernwärmenetzes evaluieren zu können, ist es ratsam, regelmäßig den Ist-Zustand zu erheben und zu beurteilen, beispielsweise durch das Benchmarking mit Netzen, die vergleichbare Eigenschaften aufweisen. Dazu können Kennzahlen bestimmt werden, die bei der langfristigen Steuerung und Planung Anwendung finden. Nach Umsetzung der Maßnahmen sollte eine Überprüfung und ggf. Anpassung der getätigten Prämissen erfolgen. Weitere Einflussfaktoren wie demografischer Wandel und sozioökonomische Parameter müssen in festgelegten regelmäßigen Zeitabständen neu bewertet werden, um die Datengrundlage für turnusmäßige Potenzialanalysen zu schaffen. Um Verbesserungspotenziale aufzuzeigen und etwaige Fehlentwicklungen frühzeitig zu identifizieren, ist die regelmäßige Teilnahme an externen Kennzahlenvergleichen (Benchmarking) sinnvoll.

Anhand des Vergleichs mit anderen Marktteilnehmern können Fernwärmeversorger die Leistungsfähigkeit der eigenen Versorgung einordnen. Dies kann als Impulsgeber für weiterführende Maßnahmen zur Optimierung der Geschäftsprozesse dienen und neue Ideen zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung bieten.

Außerdem haben Fernwärmeversorger durch den Kennzahlenvergleich die Möglichkeit, Risiken zu identifizieren, die sich aus den strukturellen Einflussfaktoren (z. B. Netzstruktur) ergeben. Sie können ihr individuelles wirtschaftliches Optimierungspotenzial erkennen und auf Basis der identifizierten Stärken und Schwächen passgenaue Handlungsmaßnahmen ableiten.

Dies hat insbesondere durch die Verschärfung des Kartellrechts für den Bereich der Fernwärme durch das sogenannte „Osterpaket“ an Bedeutung gewonnen. Demnach unterliegt die Fernwärme ausdrücklich auch der besonderen kartellrechtlichen Preiskontrolle nach § 29 GWB.¹⁷⁶ Die Bundesregierung hatte in der Vergangenheit bewusst auf eine entsprechende Einbeziehung der Wärmebranche in den Regelungsbereich des § 29 GWB verzichtet, um den besonderen Umständen im Wärmemarkt Rechnung zu tragen. Trotz der großen Kritik aus der Branche hat sich der Gesetzgeber gleichwohl dafür entschieden, den Anwendungsbereich des § 29 GWB zu erweitern.

Grundlage für die Unterscheidung zwischen rechtskonformen und rechtsmissbräuchlichen Preisanpassungen im Sinne des § 27 EWPBG soll die Frage sein, ob die Preisanpassung sachlich gerechtfertigt ist. Im Mai 2023 wurde bekannt, dass das Bundeskartellamt bereits erste Prüfverfahren gegen Fernwärmeversorger eingeleitet hat.¹⁷⁷ Die Ermittlungen sollen zeigen, ob die Unternehmen die Preisbremsengesetze möglicherweise missbrauchen und dadurch von ungerechtfertigten staatlichen Entlastungen profitieren. Um kartellrechtliche Folgen zu vermeiden, indem Unregelmäßigkeiten rechtzeitig erkannt und behoben werden, ist die regelmäßige Teilnahme am Benchmarking empfehlenswert.

5.2.7 Ganzheitlicher Transformationsansatz in der Netzstrategie von Stadtwerken

Für eine erfolgreiche Transformation ihres Geschäftsmodells sollten die deutschen Energieversorger einen ganzheitlichen Ansatz verfolgen. Dabei werden alle Sparten und der jeweilige Status vor und nach der Dekarbonisierung offengelegt. Mit dieser Vorgehensweise kann das Zielbild des gesamten Unternehmens hergeleitet und der Weg dorthin transparent beschrieben werden. Im Hinblick auf eine erfolgreiche Wärmestrategie betrifft dies insbesondere auch das Fernwärmenetz, was eine Sonderstellung zu den „unbündelten“ Sparten Strom- und Gasnetz hat. Neben den Fernwärmenetzen bestehen in der Regel noch zusätzliche Einzellösungen im Bereich Contracting. Diese werden auch, genau wie die neuen Versorgungsgebiete, aus der „Kommunalen Wärmeplanung“ bei der Ausbauplanung des Fernwärmenetzes berücksichtigt, um auch in der Wärmesparte ein ganzheitliches Bild zu erhalten.

Der Gasvertrieb steuert neben dem Gasnetzgeschäft bei vielen Versorgern bislang einen stabilen Ergebnisbeitrag bei. Im Zuge der anstehenden Dekarbonisierung sind Versorger hier unter Zugzwang und werden die strategische Ausrichtung entsprechend anpassen, um einen nachhaltig erfolgreichen Geschäftsbetrieb zu bewahren. Der Trend ist klar: Fernwärme und -kälteversorgung sowie dezentrale Wärmepumpen werden die „Gamechanger“ in der Energiewirtschaft. Auch der Auf- und Ausbau sowie der Betrieb der Strom- und Fernwärmeinfrastruktur wird deutlich zunehmen. Zukünftig werden diese Geschäftsfelder von den Stadtwerken und Versorgern weiter ausgebaut werden müssen, um den Kunden und Kundinnen einen attraktiven Anreiz zur künftigen dekarbonisierten Versorgung bieten zu können (siehe Kapitel 5.2.1).

Die Investitionsvolumen, welche in den Sparten Fernwärme und Strom bewegt werden, sind enorm, wohingegen sich die Ergebnisbeiträge in der Gasversorgung in den nächsten 20 Jahren gegenläufig entwickeln. Infrastrukturentwicklung ist ein langlebiges Geschäft. Die strategische Ausrichtung von heute und die damit verbundenen Investitionen bedingen eine langfristige Kapitalbindung. Hier wird das Thema zeitgemäße Finanzierung immer mehr in den Fokus rücken. Parallel müssen die Transformationsprozesse aber auch beim Personalbereich und den Anreizsystemen im Unternehmen bedacht werden. Dies ist insbesondere auch im vertrieblichen Kontext zu sehen. Dort wo laut Transformationsplänen beispielsweise morgen Fernwärme ausgebaut werden soll, wäre es mitunter kontraproduktiv kurzfristig noch neue Gaskunden zu gewinnen. Beispiele gibt es unternehmensübergreifend. Die vertrieblichen Ziele und Anreize sind daher mit der Gesamtstrategie zu verzahnen.

Die Investitionen in Fernwärmeprojekte werden dabei auch von EU-Ebene über den Sustainable-Finance-Action-Plan mit seinen 10 Maßnahmenpaketen (EU-Taxonomie, Offenlegungsverordnung und MiFID II) unterstützt. Die neuen Regulierungen umfassen einheitliche Definitionen und Standards zu nachhaltigen Geldanlagen in Deutschland und steigern damit das Interesse der Finanzwirtschaft an der Finanzierung der Wärmetransformation, bei der die sogenannten „ESG-Kriterien“ (Environmental, Social, Governance) umfassend eingehalten werden.

Neben den hier aufgelisteten Trends gibt es noch weitere Themen, die Stadtwerke und Energieversorger in naher Zukunft begleiten werden. Insbesondere der unternehmerische Grundgedanke der CSR-Richtlinie (Corporate Social Responsibility) sowie die Einhaltung von ESG-Kriterien werden auf unterschiedliche Art und Weise bei den Stadtwerken und Versorgern eine zentrale Rolle spielen. Prominentes Beispiel ist hier die Etablierung eines Herkunftsnachweisregisters für den Wärme- und Kältesektor, der die Transparenz und Objektivität des Produktes „Wärme“ in Bezug auf die Herkunft und die Klassifikation als „grün“ bzw. „erneuerbar“ sicherstellen soll. Damit eröffnen die Nachweise für beide Seiten Sicherheit: Fernwärmeversorgungsunternehmen können aufgrund der Nachfrage weiter in CO₂-freie Lösungen investieren und diese entsprechend vermarkten, während Endverbraucher die immer mehr geforderten „grünen“ Tarife beziehen können.

6 Fazit

Die Transformation des Wärmemarktes ist der zentrale Erfolgsfaktor, um die Klimaziele in Deutschland zu erreichen. Für eine erfolgreiche Transformation sind die organisatorischen Voraussetzungen, ein wirtschaftlich durchdachtes Vorgehen sowie die Entwicklung konkreter Planungen und deren Umsetzung notwendig. Die Wärmewende bietet aber auch große Chancen für die Energiewirtschaft, beispielsweise durch die Steigerung der lokalen Wertschöpfung. Mit der schrittweisen Reduzierung fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Mineralöl und Kohle rücken lokale Energieträger für die Wärmebereitstellung in den Fokus, deren vermehrter Einsatz nicht zuletzt die Importabhängigkeit reduzieren wird. Trotz insgesamt sinkender Mengen wird der Wärmesektor nach wie vor eine wirtschaftlich bedeutende Rolle spielen.

Für die Umstellung auf klimaneutrale Energieträger bei der Raumheizungs- und Warmwasserbereitstellung sind heute bereits Lösungen vorhanden, die technisch durchaus weniger komplex sind als in anderen Sektoren. Die Herausforderung besteht darin, einen hohen Bedarf an thermischer Energie bei geringer Flächenverfügbarkeit zu befriedigen. In der konventionellen Wärmewirtschaft war dies über den Einsatz von Erdgas, Heizöl und Kohle zu bewerkstelligen, die aber künftig durch neue, klimaneutrale Energieträger zu ersetzen sind. Lösungen dafür sind vorhanden, allerdings stellt sich die Frage nach der strukturellen Einbindung, der Ressourcenkonkurrenz zwischen den Sektoren (vor allem bei Biomasse und Wasserstoff) und der regionalen Verfügbarkeit. Für die Technologien zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes gilt es daher, ein optimales Zusammenspiel für die jeweiligen Urbanitätsgrade zu entwickeln und in die Gesamtstrategie des Energiesektors einzubetten.

Auch nach der Umsetzung der notwendigen Effizienzsteigerungen erwartet die Bevölkerung eine ganzheitliche Versorgung mit Wärme, Kälte und Warmwasser, unabhängig davon, ob es sich um den privaten Bereich, gewerblich genutzte Räume, den Arbeitsplatz, Transporte oder Freizeitbetätigungen handelt. Der Fokus der Wärmewende sollte nicht nur auf private Gebäude beschränkt sein, sondern sich auch auf andere Lebensbereiche erstrecken. Dadurch eröffnen sich neue Chancen und Geschäftsfelder, u. a. für Energieversorger.

Insofern muss die Öffentlichkeit auch weiterhin für das Thema Wärmewende sensibilisiert werden. Großen Teilen der deutschen Bevölkerung ist noch immer nicht bewusst, dass die Wärme den größten Anteil am Endenergiebedarf trägt. Um die notwendigen Veränderungen durchzuführen und die Fernwärme in dicht besiedelten Gebieten auszubauen, ist das nötige Bewusstsein in der Bevölkerung zu schaffen, die explizit in den Prozess der Wärmewende eingebunden werden muss. Dies gilt auch für Preissteigerungen, die im Zuge der Dekarbonisierung des Energiemarktes unvermeidlich sind, wenn dieser historische Umbruch nicht substantiell gefördert wird. Die Preisentwicklung wird eine wesentliche Rolle bei der Wahl der künftigen Technologien spielen.

Hierbei helfen die Grundüberlegungen aus diesem Konzeptpapier: Für dicht, mittel und dünn besiedelte Gebiete gibt es unterschiedliche Technologien und Verteilungslösungen, denn in dünn besiedelten Gebieten gelten andere Vorgaben als in dicht besiedelten. Während die Ziele für dicht besiedelte Gebiete für Versorger und auf Stadtgebietsebene definiert werden müssen, stehen in dünn besiedelten Gebieten die Konsumentinnen und Konsumenten im Vordergrund. In mittel besiedelten Gebieten müssen alle Akteurinnen und Akteure zusammen die jeweils lokal bestmögliche Lösung erarbeiten. In Zukunft wird die Wärmewende in den einzelnen Gebieten angegangen, wofür die kommunale Wärmeplanung als Hilfsinstrument dient.

Um die individuellen Lösungen in den einzelnen Bereichen zu finden, ist die Konzipierung eines Transformationsfahrplans für die Wärmeversorger zum aktuellen Zeitpunkt der Schlüssel für den langfristigen Erfolg. Mit Einführung der kommunalen Wärmeplanung im Rahmen des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) steht auf kommunaler Seite ein Instrument zur Verfügung, um lokal Potenziale zu identifizieren, Szenarien abzuleiten und die Umsetzung der Strategie voranzutreiben. Gleichzeitig existiert mit der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) fortan ein wirkungsvolles Förderinstrument für Wärmeversorger, um die leitungsgebundene Wärmeversorgung zu transformieren. Dieser „Motor der Transformation“ hilft sowohl bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien und Transformationsplänen als auch bei der operativen Umsetzung.

Eine erfolgreiche Strategie im Wärmesektor beruht auf mehreren Säulen: Ökologie, Ökonomie und Soziales. In erster Linie müssen die formulierten Strategien zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung führen. Dies muss für die Versorger, die Verbraucherinnen und Verbraucher und den Staat unter wirtschaftlich sinnvollen Aspekten stattfinden. Hierfür ist wichtig, die für den individuellen regionalen Fall optimalen Wärmeversorgungslösungen im Transformationsprozess zu identifizieren (auch unter Berücksichtigung des wärmespezifischen Urbanitätsgrades). Schlussendlich müssen die entstehenden Wärmepreise, die an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben werden, sozialverträglich sein, sodass Wärme auch weiterhin für jeden bezahlbar bleibt.

Bei der Entwicklung und Umsetzung von Transformationsstrategien stehen Wärmeversorger künftig vor großen Herausforderungen: Ein hoher Investitionsbedarf und die erschwerte Finanzierung durch ein erhöhtes Zinsniveau stehen dabei ebenso wie (noch) bestehende politische Unsicherheiten, die Einbindung aller Akteurinnen und Akteure und die Bekämpfung des Fachkräftemangels im Fokus. Gleichzeitig steht der Energie- und Wärmemarkt nicht still und entwickelt sich ökonomisch, technologisch und rechtlich immer weiter. Diese Trends gilt es für Wärmeversorger zu identifizieren und im Transformationsprozess zu berücksichtigen. Insbesondere der beschleunigte Ausbau der Fernwärme, die Digitalisierung in der Wärmeversorgung, Niedertemperaturnetze, kalte Nahwärme, höhere Grundpreise und Benchmarking werden kurz- bis mittelfristig eine zentrale Rolle in der Wärmeversorgung spielen.

Die aktuell bestehenden Herausforderungen im Transformationsprozess können Wärmeversorger auf eine harte Belastungsprobe stellen. Gleichzeitig bieten sich hierdurch aber auch Chancen: Gut durchdachte Strategien können mittel- bis langfristig einen signifikanten Beitrag zur Dekarbonisierung leisten und gleichzeitig Wettbewerbsvorteile und Marktchancen bei den Versorgern generieren, sodass der wirtschaftliche Erfolg langfristig garantiert wird.

Literaturverzeichnis

Acatech. (2018). CCU und CCS - Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie.

AG Energiebilanzen. (2019). Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Abgerufen am 12.03.2024 von https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.pdf

AG Energiebilanzen. (2022). Abgerufen am 12.03.2024 von https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fag-energiebilanzen.de%2Fwp-content%2Fuploads%2F2021%2F09%2Fawt_2021_d.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK

AGFW. (2015). Die 70/70-Strategie. Frankfurt am Main.

AGFW. (2018). Heizkostenvergleich. Frankfurt am Main.

AGFW. (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main.

AGFW. (2021). Perspektive der Fernwärme. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.agfw.de/secured1/sdleyJ0eXAI0iJKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9.eyJpYXQiOiE3MDY3ODg0NzQslmV4cCI6MTcwNjg3ODQ3NCwidXNlciI6MCwiZ3JvdXBzIjpbMCwtMV0slmZpbGU0IjMaWxlYWRT-aW4vdXNlciI6GxvYWQvU3RhcncRzZWlOZS9QZXJzcGVrdGI2ZV9kZXJfRmVybndhZXJtZS9BR0ZXX1BlcnNwZ>

AGFW. (2023). Hauptbericht Fernwärme. Frankfurt am Main.

Agora Energiewende. (2018). Steuerzahlern drohen Milliardenlasten, weil Deutschland seine Klimaschutzziele verfehlt. Abgerufen am 13.12.2023 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Non-ETS/2018-09-14-Agora-PM_Nicht-ETS-Studie.pdf

Agora Energiewende. (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Abgerufen am 12.03.2024 von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf

BAFA. (2023a). Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft - Zuschuss und Kredit. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/energieeffizienz_und_prozesswaerme_node.html

BAFA. (2023b). Merkblatt Antragstellung und Verwendungsnachweis BEW Modul 1.

Baunetz Wissen. (kein Datum). Power-to-X-Technologien. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.baunetzwissen.de/gebaeudetechnik/fachwissen/erneuerbare-energien/power-to-x-technologien-5560444>

Bayrisches Landesamt für Umwelt, L. (2012). Abwärmenutzung im Betrieb, Klima schützen- Kosten senken. Augsburg.

BBSR. (2016). Stadt- und Gemeindetypen. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumebeobachtung/Raumabgrenzungen/StadtGemeindetyp/downloadrefsrgtyp.xlsx;jsessionid=2EF91010F74964BC07624E40428EAB9A.live21302?__blob=publication-File&v=10

BCG. (2021). Klimapfade 2.0. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://web-assets.bcg.com/f2/de/1fd134914bfaa34c51e07718709b/klimapfade2-gesamtstudie-vorabversion-de.pdf>

BDEW. (2014). Grundsatzstudie zum Entscheidungsverhalten bei der Auswahl von Gasheiztechnologien im Wettbewerbsfeld.

BDEW. (2017). Strategiepapier Zukunft Wärmenetzsysteme. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/strategiepapierzukunft-waermenetzsysteme/>

BDEW. (2022). Die Energieversorgung 2021-Jahresbericht. Abgerufen Von https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_Juni_2022.pdf

BMKW (2022c). Gebäudestrategie Klimaneutralität 2045 - Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/gebaeudestrategie-klimaneutralitaet-2045.pdf?__blob=publicationFile&v=6

BDEW. (2023a). Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland. Abgerufen am 13.12.2023 von <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-wohnungsbestand/>

BDEW. (2023b). Entwicklung der Beheizungsstruktur im Neubau - Baugenehmigungen. Abgerufen am 13.12.2023 von <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-baugenehmigungen/>

BDEW. (2023c). Immer da: Wie Power-to-Gas Infrastrukturen und Sektoren verbindet. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bdew.de/energie/erdgas/aus-strom-mach-gas-wie-power-gas-infrastrukturen-und-sektoren-verbindet/>

BINE. (2009). Latentwärmespeicher in Gebäuden. Bonn.

Blömer, S; Götz, C; Pehnt, M; Hering, D.; Ochse, S; Hespeler, S; Richter, S; Thomassen, P; Grytsch, G; Zopff, C; Jäger, S; Huber, B. (2019). EnEff: Wärme – netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). Heidelberg: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu).

BMEL. (2022). Biogas. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/bioökonomie-nachwachsende-rohstoffe/biogas.html#:~:text=Biogas%20Bioenergie,scheint%20und%20kein%20Wind%20weht>

BMUV. (2018). Klärschlamm. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bmu.de/themen/wasser-ressourcen-abfall/kreislaufwirtschaft/abfallarten-abfallstroeme/klaerschlamm>

BMWi. (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=7

BMWK. (2022a). Erneuerbare Energien in Zahlen. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=8

BMWK. (25. Januar 2022b). Energiewende- Was ist eigentlich H2 Global? Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2022/01/Meldung/direkt-erklärt.html>

BMWK. (2023). Deutsche Klimaschutzpolitik. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/nationale-klimaschutzpolitik.html#:~:text=Das%20Bundeskabinett%20hat%20am%204,Ausbau%20der%20nat%20C3%BCrlichen%20Senken%20enth%20C3%A4t>

BMWSB. (2023). Gebäudeenergiegesetz. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bmwsb.bund.de/Webs/BMWSB/DE/themen/bauen/energieeffizientes-bauensanieren/gebaeudeenergiegesetz/gebaeudeenergiegesetz-node.html#:~:text=November%202020%20in%20Kraft%20getreten,des%20Referenzgeb%20C3%A4udes%20auf%2055%20Prozent>

BMWK (2024) Habeck will Einsatz von CCS ermöglichen. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240226-habeck-will-den-einsatzvon-ccs-ermoeglichen.html>

Brücker, S. (2016). Industrielle Abwärme in Deutschland. Technische Universität München. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1310042/1310042.pdf>

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. (2022). Biogas. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/bioökonomie-nachwachsende-rohstoffe/biogas.html#:~:text=Derzeit%20erzeugen%20in%20Deutschland%20etwa,Prozent%20des%20deutschen%20Stromverbrauchs%20ab>

Bundesnetzagentur. (2022). Monitoringbericht. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>

Bundesnetzagentur. (2023). Gasversorgung. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230106_RueckblickGasversorgung.html#:~:text=Insgesamt%20wurden%20im%20Jahr%202022,Russland%20sind%20im%20Jahresverlauf%20zur%20C3%BCckgegangen

Bundesregierung. (2021). Mehr Fortschritt Wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Berlin. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf

Bundesregierung. (2023). Energie aus klimafreundlichem Gas. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/wasserstoff-technologie-1732248>

Bundesverband Geothermie. (2023). Geothermie in Zahlen. Abgerufen am 09.08.2023 von <https://www.geothermie.de/aktuelles/geothermie-in-zahlen>

BWP. (2023). Branchenstudie. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/05_Presse/01_Pressemitteilungen/BWP_Branchenstudie_2023_DRUCK.pdf

DCTI, Research, E., & Wuppertal Institut für Klima, U. E. (2011). Investitionen in die Herstellung und Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland. Bonn, Wuppertal.

Destatis. (2022). Abfallbilanz - 2020. Abgerufen am 12.03.2024 https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.destatis.de%2FDE%2FTemen%2FGesellschaft-Umwelt%2FUmwelt%2FAbfallwirtschaft%2FPublikationen%2FDownloads-Abfallwirtschaft%2FAbfallbilanz-xlsx-5321001.xlsx%3F__blob%3DpublicationFile&wdOrig

Destatis. (2023a). Abfallwirtschaft. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Abfallwirtschaft/_inhalt.html#236396

Destatis. (2023b). Daten zur Energiepreisentwicklung. Abgerufen am 24.01.2024 von <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>

Destatis. (2024). Abgerufen am 12.03.2024 https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/06/PD23_235_12411.html#:~:text=WIESBADEN%20E2%80%93%20Die%20Bev%20C3%B6lkerung%20in%20Deutschland,4%20Millionen%20Personen%20in%20Deutschland

Economics, F. (2022). Das Potenzial der KWK für die Transformation zur klimaneutralen Energieversorgung. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://gas.info/fileadmin/Public/PDF-Download/studie-kwk-2045-gesamtbericht-frontier-economics.pdf>

Energate. (2022). OGE plant CO2-Netz für grünen Wasserstoffkreislauf. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.energate-messenger.de/news/221405/oge-plant-co2-netz-fuer-gruenen-wasserstoffkreislauf>

Energate. (2023a). Aquiferspeicher soll Berliner Südosten versorgen. Abgerufen am 12.03.2024 von [aquiferspeicher soll Berliner Südosten versorgen. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.energate-messenger.de/aquiferspeicher-soll-berliner-suedosten-versorgen-energate-messenger-energate-messenger.de>](https://www.energate-messenger.de/aquiferspeicher-soll-berliner-suedosten-versorgen-energate-messenger-energate-messenger.de)

Energate. (2023b). Bundesregierung bringt Wasserstoff-Kernnetz auf den Weg. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.energate-messenger.de/news/232989/bundesregierung-bringt-wasserstoff-kernnetz-auf-den-weg>

Energiewirtschaftliches Institut (EWI), U. (2022). Steinkohle, Erdöl: Analyse der europäischen Energieimporte.

Europäische Kommission. (2021). Abgerufen am 26.03.2024 von <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/76/ressourceneffizienz-und-kreislaufwirtschaft>

Eurostat. (2023). Abgerufen am 12.03.2024 von https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_WASMUN/default/table?lang=en

EUWID. (2023). ITAD, VKU und Erneuerbaren-Branche begrüßen Wärmeplanungsgesetz. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.euwid-recycling.de/news/wirtschaft/itad-vku-und-erneuerbaren-branche-begruessen-waermeplanungsgesetz-221123/>

Faust, E., & Rauch, E. (2021). Serie von Hitzerekorden und mehr Wetterextreme. Abgerufen am 13. 12 2023 von <https://www.munichre.com/de/insights/natural-disaster-and-climate-change/climate-change-heat-records-and-extreme-weather.item-42c4fe9ea6b591f569548792d2c96201.html>

FFE. (2022). Nachhaltigkeit von holzartiger Biomasse. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/04/Begleitstudie_Nachhaltigkeit_holzartiger_Biomasse_FfE_vBVH-1.pdf

Filestage. (2023). Der ultimative Stakeholdermanagement-Leitfaden für Ihre Marketing-Projekte. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://filestage.io/de/blog/stakeholder-management/>

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). (2014). Erdgassubstitution durch eine forcierte Energiewende. Kassel.

Fraunhofer. (2022a). Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors.

Fraunhofer. (2022b). Roadmap tiefe Geothermie für Deutschland. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/Roadmap%20Tiefe%20Geothermie%20in%20Deutschland%20FHG%20HGF%2002022022.pdf>

Fraunhofer. (2023). Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland - Methodik und Ergebnisse. HYPAT Working Paper 01/2023.

Fritz, M., Aydemir, A., & Schebek, L. (2022). How Much Excess Heat Might Be Used in Buildings?

Leibniz-Institut für angewandte Geophysik. (2023). Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.geotis.de/geotisapp/geotis.php>

Groß & Tänzer (2010). Industrielle Abwärme. Eine Potenzialstudie für Deutschland. Saarbrücken: IZES gGmbH.

ifeu; GEF Ingenieur AG; AGFW (2013). Transformationsstrategien Fernwärme. Frankfurt am Main.

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (iöW). (2020). Fernwärme klimaneutral transformieren. Berlin. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.ioew.de/publikation/fernwaerme_klimaneutral_transformieren

IPCC. (2023). AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023. Weltklimarat.

Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES). (2015). Industrielle Abwärme - Ergebnisse einer Potentialstudie für Deutschland. Saarbrücken.

Joemann, M. (2015). Evaluierung der Wettbewerbssituation solarthermischer und solarelektrischer Kühlsysteme hinsichtlich technischer, energetischer und ökonomischer Aspekte. Bochum.

Leonhardt, C. (2016). Thermische Speicher mit Phasenwechselmaterialien im Heizsystem. Wetter.

Manz, P; Kermeli, K; Persson, U; Neuwirth, M; Fleiter, T; Crijns-Graus, W. (2021). Decarbonizing District Heating in EU-27+ UK: How Much Excess Heat is Available from Industrial Sites?

Norddeutscher Rundfunk (NDR). (2022). Greifswald: Größte Solarthermieanlage Deutschlands in Betrieb. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Greifswald-Groesste-Solarthermieanlage-Deutschland-in-Betrieb,solarthermie116.html#:~:text=In%20Deutschland%20bisher%20rund%2050%20Solarthermieanlagen&text=Eine%20BSW%2DSprecherin%20sagte%2C%20man,j%C3>

OGE, T. (2022). Abgerufen am 12.03.2024 von <https://oge.net/de/pressemitteilungen/2022/oge-und-tes-entwickeln-gemeinsam-ein-1-000-km-langesco2-transportnetz>

Persson, U; Möller, B; Werner, S. (2014). Heat Roadmap Europe: Identifying strategic heat synergy regions. Energy Policy.

Pol, O. H., Kim, D.-S., Repnik, G., Sautter, S., Ungerböck, R., Breitenhuber, G., & Leitgeb, H. (2008). Einsatz von thermischen Kühltechnologien. Wien. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

Rasch, M; Regett, A; Pichlmair, S; Conrad, J; Greif, S; Guminski, A; Rouyrre, E; Orthofer, C; Zipperle, T (2017). Eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz. München: BWK.

Rödl & Partner. (2016). EU Beschließt Maßnahmen zur nachhaltigen Wärme- und Kälteversorgung. Abgerufen am 12.03.2024 von <http://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/05-2016/waerme-und-kaelteezeugung-ma%C3%9Fnahmen>

Rödl & Partner. (2022a). Neues Erneuerbare-Energien- und Energieeffizienzrecht am Horizont – Novelle der EU-Richtlinien RED III und EEDII. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/2022/dezember/neues-erneuerbare-energien-und-energie-effizienzrecht>

Rödl & Partner. (2023a). GEG-Novelle: Neue Weichenstellung für Erdgas- und Fernwärmeversorger. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/2023/08/geg-novelle-neue-weichenstellung-fuer-erdgas-und-fernwaermeversorger>

Rödl & Partner. (2023b). Kartellabfrage in der Fernwärmeversorgung. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/2023/11/kartellabfrage-in-der-fernwaermeversorgung>

Rödl & Partner. (2018). Die Digitalisierung ist ein Schlüsselinstrument für die Wärmewende. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/30-2018/digitalisierung-als-schlüsselinstrument-waermewende>

Rödl & Partner. (2021a). Verwertung von Klärschlamm als Dekarbonisierungsalternative? Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/2021/juni/dekarbonisierungsalternative-klaerschlamm>

Rödl & Partner. (2021b). Wärmespeicher der Zukunft. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/2021/dezember/waermespeicher-in-zukunft>

Rödl & Partner. (2022b). Chancen für Fernwärmeversorger durch die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) – Aktualisierung der Richtlinie zum 01.02.2022. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/2021/11/bundesfoerderung-effiziente-gebaeude-chancen-fernwaermeversorger>

Rödl & Partner. (2022c). Aufnahme der Fernwärme in das Kartellrecht fordert die Fernwärmeversorger. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/2022/13/aufnahme-fernwaerme-kartellrecht-fernwaermeversorger>

Rödl & Partner. (2023c). Die 5-D der Energiewirtschaft.

Rödl & Partner. (2022d). Kostenschlüsselung bei Kraft-Wärme-Kopplung bei extremen Brennstoffpreisschwankungen. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/2022/juni/kostenschlüsselung-kwk>

Rödl & Partner. (2024). BEW-Antragstellung ab 22.01.2024 wieder möglich. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/2024/sonderkompass-eins/bew-antragstellung-wieder-moeglich>

Schmid, T., & Müller-Steinhagen, H. (2005). Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland.

Schulz, C. (kein Datum). Consulting Life. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.consulting-life.de/pestel-framework/>

Schulz, W., & Brandstätter, C. (2012). Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. DEA.

Schwarz, A. (2013). Thermische Kühlung-Kühlen mit Wärme.

Seitz, A., & Zunft, S. H.-K. (2018). Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch). Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Sobotta, S. (2018). Praxis Wärmepumpe: Technik, Planung, Installation. Berlin: Beuth Verlag.

Stadtwerke München. (2018). SWM Fernwärme Vision. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.swm.de/energiewende/waermewende>

Steinbach, J; Popovski, E; Henrich, J; Christ, C; Ortner, S; Pehnt, M; Blömer, S; Auberger, A; Fritz, M; Billerbeck, A.; Langreder, N; Thamling, N; Sahnoun, M; Rau, D. (2020). Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung für Deutschland.

Bayrisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (STMWi) (2005). Oberflächennahe Geothermie. Abgerufen am 12.03.2024 von https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Energie/Rohstoffe/2021-10-20_Geothermie.pdf

Stober, I., & Bucher, K. (2014). Geothermie.

Tagesschau. (2023). 100.000 Gebäude jährlich sollen als Wärmenetz. Abgerufen am 12.03.2024 <https://www.tagesschau.de/inland/innenpolitik/fernwaermegipfel-100.html>

The Boston Consulting Group (BCG); Prognos. (2018). Klimapfade für Deutschland.

Umweltbundesamt. (2022a). Bioenergie. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbareenergien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld->

Umweltbundesamt. (2022b). Wasserstoff - Schlüssel im künftigen Energiesystem.

Umweltbundesamt. (2023a). Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen.

Umweltbundesamt. (2023b). Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme.

Umweltbundesamt. (2023c). Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>

Umweltbundesamt. (2023d). Erneuerbare Energien in Zahlen. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>

Umweltbundesamt. (2023e). Kohleausstieg als Gelegenheit für treibhausgasneutrale Wärmenetze. Abgerufen am 13. 12 2023 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/kohleausstieg-als-gelegenheit-fuer>

Umweltbundesamt. (2023f). Projektionsbericht 2023 für Deutschland. Abgerufen am 13. 12 2023 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/projektionsbericht-2023-fuer-deutschland>

Umweltbundesamt. (2023g). Entwicklung Treibhausgasemissionen in Deutschland. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#nationale-und-europaische-klimaziele>

Umweltbundesamt. (2024). Primärenergiegewinnung und -importe. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergiegewinnung-importe>

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU). (2022). BEHG: CO2-Preis auf Siedlungsabfälle der falsche Weg. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://www.vku.de/behg-co2-preis-auf-siedlungsabfaelle-der-falsche-weg/>

Weltklimarat IPCC. (2018). Special Report on Global warming of 1.5 °C.

Wüstenrot Stiftung. (2022). Wärmepumpen in Bestandsgebäuden. Abgerufen am 12.03.2024 von <https://wuestenrot-stiftung.de/publikationen/waermepumpen-in-bestandsgebaeuden-download/>

Ansprechpartner

Über uns

Als Rechtsanwälte, Steuerberater, Unternehmens- und IT-Berater sowie Wirtschaftsprüfer sind wir an 110 eigenen Standorten in 50 Ländern vertreten. Unsere Mandanten vertrauen weltweit unseren 5.800 Kolleginnen und Kollegen.

Im engen Schulterschluss mit unseren Mandanten erarbeiten wir Informationen für fundierte Entscheidungen aus den Bereichen Wirtschaft, Steuern, Recht und IT und setzen sie gemeinsam um.

Im Geschäftsbereich Energiewirtschaft, Erneuerbare Energien, Umwelt und Telekommunikation begleiten wir von unseren Standorten in Nürnberg, München, Köln und Berlin aus Mandanten bei der Realisierung von Energie- und Infrastrukturvorhaben im In- und Ausland. Dabei stehen sowohl Kommunen, Stadtwerke, Energieunternehmen aller Sparten und Wertschöpfungsstufen als auch Industrie-, Gewerbe- und Infrastrukturunternehmen, Telekommunikationsunternehmen, Projektierer, Investoren und Banken im Mittelpunkt unserer Beratung.

Zu unserem Tagesgeschäft zählen die Kommunalisierung von Versorgungsinfrastrukturen, die Restrukturierung und Geschäftsfeldentwicklung von Energieversorgern, die Begleitung von Erzeugungsprojekten, insbesondere im Bereich der Erneuerbaren Energien, sowie die Unterstützung des energiewirtschaftlichen Regulierungsmanagements. Dabei verstehen wir uns als Partner, der Sie umfassend von der Strategie- und Konzeptphase bis in die Umsetzung der Details des operativen Geschäftsbetriebs begleitet.



Anton Berger
Dipl.-Ökonom, Dipl.-Betriebswirt (FH)
Partner

Rödl & Partner GmbH WPG
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

T +49 911 9193 3601
M +49 171 6070 916
anton.berger@roedl.com



Benjamin Richter
Diplom-Betriebswirt (FH)
Partner

Rödl & Partner GmbH WPG
Denninger Str. 84
81925 München

T +49 89 9287 803 50
M +49 160 3588 257
benjamin.richter@roedl.com



Katja Rösch
M.Sc. Management and Technology
Associate Partner

Rödl & Partner GmbH WPG
Denninger Str. 84
81925 München

T +49 89 9287 803 52
M +49 151 5173 3065
katja.roesch@roedl.com



Nils Deißner
M.Sc. Wirtschaftsingenieurwesen
Associate

Rödl & Partner GmbH WPG
Denninger Str. 84
81925 München

T +49 89 9287 804 08
M +49 151 1818 6761
nils.deissner@roedl.com

Impressum

Dieses Konzeptpapier ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Konzeptpapiers und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl & Partner GmbH WPG stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl & Partner GmbH WPG nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl & Partner GmbH WPG übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieser Studie trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt des Konzeptpapiers und der fachlichen Informationen – mit Ausnahme der eindeutig als solche gekennzeichneten Fremdzitate – ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner GmbH WPG und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt des Konzeptpapiers und der fachlichen Informationen nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl & Partner GmbH WPG.

Herausgeber

Rödl & Partner GmbH WPG
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Deutschland / Germany

T +49 911 597 96 125
F +49 911 597 96 200

info@roedl.de
www.roedl.de

Autoren

Katja Rösch

Denninger Str. 84
81925 München

katja.roesch@roedl.com

Benjamin Richter

Denninger Str. 84
81925 München

benjamin.richter@roedl.com

Nils Deißner

Denninger Str. 84
81925 München

nils.deissner@roedl.com

Verantwortlich für den Inhalt

Anton Berger

Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Layout, Satz, Grafik und Titelgestaltung

Andrea Möller

andrea.moeller@roedl.com

Stand: Februar 2024

