

Wärmenetzstrategie 2040:

Eine klimaneutrale Fernwärmeversorgung bis 2040

Netzgebiet Greiz,

Energieversorgung Greiz GmbH

Konzept zur Erfüllung der Erfordernisse von § 8 Abs. 5 Thüringer
Klimagesetz vom 18. Dezember 2018



Energieversorgung Greiz GmbH

Greiz, 07.02.2023

Vorbemerkung

Das vorliegende Konzept basiert auf einer **Zusammenarbeit der kommunalen Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen sowie ihrer Netzbetreiber und Dienstleister**. Dadurch konnten die Projekterfahrungen und Kenntnisse der kommunalen Thüringer Unternehmen hinsichtlich der Erzeugung erneuerbarer Wärme und deren Einbindung in die Fernwärmenetze gebündelt werden. Folgende Thüringer Unternehmen haben im Rahmen der Konzepterstellung zur Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2040 zusammengearbeitet (Tabelle 1):

Tabelle 1: Übersicht über die Mitglieder der thüringenweiten Kooperation

Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH
Energie- und Wasserversorgung Altenburg GmbH
Energieversorgung Apolda GmbH
Energieversorgung Gera GmbH
Energieversorgung Greiz GmbH
Energieversorgung Inselsberg GmbH
Energieversorgung Rudolstadt GmbH
EW Eichsfeldgas GmbH
FBB Fernwärme Bad Blankenburg GmbH
job Jenaer Objektmanagement- und Betriebsgesellschaft mbH
Licht- und Kraftwerke Sonneberg GmbH
Netzgesellschaft Eisenberg mbH
Ohra Energie GmbH
Saalfelder Energienetze GmbH
Sömmerdaer Energieversorgung GmbH
Stadtwerke Arnstadt GmbH
Stadtwerke Bad Langensalza GmbH
Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH
Stadtwerke Gotha GmbH
Stadtwerke Heilbad Heiligenstadt GmbH
Stadtwerke Jena Netze GmbH
Stadtwerke Meiningen GmbH
Stadtwerke Mühlhausen GmbH
Stadtwerke Saalfeld GmbH
Stadtwerke Schmalkalden GmbH
Stadtwerke Sondershausen GmbH
Stadtwerke Stadtroda GmbH
Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis GmbH
Stadtwerke Weimar Stadtversorgungs-GmbH
SWE Energie GmbH
TEAG Thüringer Energie AG
TWS Thüringer Wärme Service GmbH
Wärmegesellschaft Bad Lobenstein mbH
Wärmegesellschaft mbH Saalfeld
Wärmeversorgung Neuhaus GmbH
Wärmeversorgung Sollstedt GmbH

Ausgehend von der **gemeinsamen Erarbeitung der technischen Spezifika und anzusetzender Wärmegestehungskosten der verschiedenen Optionen zur Erzeugung und Einbindung grüner Wärme** erfolgte die **Konzeptionierung der netzspezifischen Transformationspfade individuell durch das jeweilige Fernwärmeversorgungsunternehmen**. Die Einschätzung der zu erwartenden Herausforderungen und der erforderlichen Rahmenbedingungen für die erfolgreiche Transformation der Fernwärmeversorgung in Thüringen erfolgte wiederum in Zusammenarbeit der beteiligten Unternehmen.

Netzspezifika, d. h. die Darlegung des Status quo des jeweiligen Fernwärmenetzes (Abschnitt 3) und die Erarbeitung des Transformationspfades hinsichtlich der Veränderung der Erzeugungs- und Netzstruktur (Abschnitt 4) wurden individuell durch Energieversorgung Greiz GmbH für das Netz Greiz erarbeitet. Die Investitions- und Kostenbetrachtung (Abschnitt 5) erfolgte ebenfalls individuell durch die Energieversorgung Greiz GmbH anhand eines gemeinschaftlich innerhalb der Projektgruppe entwickelten Ansatzes hinsichtlich der zu Grunde gelegten Kosten, welcher auch den anschließenden thüringenweiten Vergleich ermöglicht.

Die Verantwortung für das vorliegende Konzept verbleibt bei dem gemäß § 8 Abs. 5 Satz 2 ThürKlimaG verpflichteten Fernwärmeversorgungsunternehmen.

Zusammenfassung

Das vorliegende Konzept skizziert den Transformationspfad der Fernwärmeversorgung der Energieversorgung Greiz GmbH hin zu einer nahezu treibhausgasneutralen Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2040.

Ausgehend von der Aufnahme des Status quo der Fernwärmeversorgung der EVG werden die Potenziale zur Nutzung erneuerbarer thermischer Energie im Versorgungsgebiet evaluiert. Darauf aufbauend wird aufgezeigt, dass eine nahezu treibhausgasneutrale Wärmeversorgung bis 2040 erreicht werden kann. Es wird dargestellt, dass die Potenziale zur Nutzung von Solarthermie, von Wärmepumpenlösungen in Kombination mit den Wärmequellen Luft und oberflächennaher Erdwärme im Versorgungsgebiet vorhanden und nutzbar sind.

Zur Zielerreichung der nahezu treibhausgasneutralen Wärmeerzeugung im Heiznetz I wurde ein System, welches aus einer Wärmepumpe (Wärmequelle oGT), einer Solaranlage sowie einer ergänzenden Gaskesselanlage identifiziert. Im Heiznetz III konnte ein System bestehend aus einem Wärmepumpensystem (Wärmequellen Luft und oGT) ergänzt um einen Hackschnitzelkessel bestimmt werden.

Zur Umsetzung sind jedoch eine Reihe an Umfeldmaßnahmen als auch finanziellen Kraftanstrengungen notwendig. Insbesondere sollten durch technische Optimierungsmaßnahmen (Einsatz von iHASTen) die Netzverluste gesenkt und somit die durch Erneuerbare Energien zu erzeugende Wärme gemindert werden. Gemäß durchgeführter Kostenschätzung sind zur Erreichung einer nahezu klimaneutralen Fernwärmeversorgung für beide Teilnetze bis 2040 in Summe Investitionsmittel von ca. 15 Mio. Euro notwendig. Bei der Ermittlung dieser Summe ist jedoch festzuhalten, dass mögliche Zinsaufwendungen für eventuell erforderliches Fremdkapital unberücksichtigt blieb. Unberücksichtigt blieb ebenso eine mögliche Preissteigerung durch Effekte der Inflation auf die Investitionsmittel. Es ist jedoch erwartbar, dass die erforderlichen Investitionsmittel bis 2040 die in Ansatz gebrachten 15 Mio. Euro bei weitem übersteigen.

Der hohe finanzielle Aufwand zur Erschließung der Umweltenergien wird sich zwar auf die Wärmegestehungskosten, konkret auf die Kapitalgebunden Kosten, auswirken. Dem gegenüber steht aber eine Kostensenkung im Bereich der Verbrauchsgebundenen Kosten durch den Wegfall von Brennstoffbezugskosten. Insgesamt führt der Einsatz von Erneuerbaren Energien im Fernwärmesystem zu einer Entkopplung vom Energiemarkt und somit zu langfristig planbaren Versorgungskosten.

Inhalt

Vorbemerkung	I
Zusammenfassung	III
Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	X
Abkürzungsverzeichnis	XII
1 Einführung	1
1.1 Die Relevanz der Fernwärme für die Erreichung der Klimaziele	1
1.2 Status quo der Fernwärmeerzeugung in Deutschland und Thüringen.....	3
1.3 Fernwärme im Thüringer Klimagesetz	4
2 Erzeugungstechnologien für grüne Fernwärme	6
2.1 Überblick über klimaneutrale und erneuerbare Wärmequellen	6
2.2 Oberflächennahe Geothermie	7
2.2.1 Zusammenfassung.....	7
2.2.2 Kurzüberblick.....	7
2.2.3 Potenziale im Wärmesektor	7
2.2.4 Anlagentechnik.....	8
2.2.5 Referenzprojekte	11
2.2.6 Situation in Thüringen	12
2.2.7 Leitfaden.....	15
2.3 Tiefe Geothermie	16
2.3.1 Zusammenfassung.....	16
2.3.2 Kurzüberblick.....	17
2.3.3 Potenziale im Wärmesektor	20
2.3.4 Anlagentechnik.....	20
2.3.5 Referenzprojekte	23
2.3.6 Situation in Thüringen	26
2.3.7 Leitfaden.....	30
2.4 Solarthermie.....	33
2.4.1 Zusammenfassung.....	33
2.4.2 Kurzüberblick.....	33
2.4.3 Potenziale im Wärmesektor	36
2.4.4 Anlagentechnik.....	37
2.4.5 Referenzprojekte	40
2.4.6 Situation in Thüringen	41

2.4.7	Leitfaden.....	43
2.5	Wasserstoff und SNG	45
2.5.1	Zusammenfassung.....	45
2.5.2	Kurzüberblick.....	45
2.5.3	Potenziale im Wärmesektor	47
2.5.4	Anlagentechnik.....	47
2.5.5	Referenzprojekte	49
2.5.6	Situation in Thüringen	50
2.5.7	Leitfaden.....	51
2.6	Biogas	54
2.6.1	Zusammenfassung.....	54
2.6.2	Kurzüberblick.....	55
2.6.3	Potenziale im Wärmesektor	55
2.6.4	Anlagentechnik.....	57
2.6.5	Referenzprojekte	61
2.6.6	Leitfaden.....	61
2.7	Feste Biomasse.....	62
2.7.1	Zusammenfassung.....	62
2.7.2	Kurzüberblick.....	62
2.7.3	Potenziale im Wärmesektor	62
2.7.4	Anlagentechnik.....	64
2.7.5	Referenzprojekte	65
2.7.6	Situation in Thüringen	65
2.7.7	Leitfaden.....	66
2.8	Abwärme.....	66
2.8.1	Zusammenfassung.....	66
2.8.2	Kurzüberblick.....	67
2.8.3	Potenziale im Wärmesektor	68
2.8.4	Anlagentechnik.....	68
2.8.5	Referenzprojekte	69
2.8.6	Situation in Thüringen	70
2.8.7	Leitfaden.....	72
2.9	Elektrodenkessel	72
2.9.1	Zusammenfassung.....	72
2.9.2	Kurzüberblick.....	72

2.9.3	Potenziale im Wärmesektor	73
2.9.4	Anlagentechnik.....	74
2.9.5	Referenzprojekte.....	75
2.9.6	Situation in Thüringen	76
2.9.7	Leitfaden.....	76
2.10	Wärmepumpe	76
2.10.1	Zusammenfassung.....	76
2.10.2	Kurzüberblick.....	77
2.10.3	Potenziale im Wärmesektor	77
2.10.4	Anlagentechnik.....	78
2.10.5	Referenzprojekte	81
2.10.6	Situation in Thüringen	82
2.10.7	Leitfaden.....	82
2.11	Weitere technische Maßnahmen	83
2.11.1	Maßnahmen in den Fernwärmenetzen.....	83
2.11.2	Windkraft- und PV-Ausbau.....	83
3	Status quo des Fernwärmenetzes Greiz der Energieversorgung Greiz GmbH.....	87
3.1	Charakterisierung der Fernwärmeerzeugung.....	87
3.2	Charakterisierung des Fernwärmenetzes	89
3.2.1	Fernwärmenetz HNI	89
3.2.2	Fernwärmenetz HNIII	90
3.3	Wärmeabsatz	91
3.4	Kennzahlen.....	92
4	Transformationspfad: Erzeugungs- und Netzstruktur	93
4.1	Prämisse „nahezu klimaneutral“ und THG-Emissions-Zielpfad	93
4.2	HNI -Potenzialanalyse 1: Vorprüfung.....	94
4.3	HN I -Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung.....	95
4.3.1	Gasbasierte Anlagen.....	95
4.3.2	Strombasierte Anlagen.....	96
4.3.3	Biomassebasierte Kesselanlagen.....	100
4.3.4	Solarthermie	101
4.3.5	Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung	103
4.4	HNIII -Potenzialanalyse 1: Vorprüfung.....	104
4.5	HN III -Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung.....	105
4.5.1	Gasbasierte Anlagen.....	105

4.5.2	Strombasierte Anlagen.....	106
4.5.3	Biomassebasierte Kesselanlagen.....	110
4.5.4	Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung	111
4.6	Netzentwicklung	112
4.6.1	Bedarfsszenarien HN I	112
4.6.2	Bedarfsszenarien HN III	113
4.6.3	Temperaturabsenkung	114
4.7	Maßnahmen.....	114
4.7.1	HN I - Variante 1 – EE.....	115
4.7.2	HN I - Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040.....	116
4.7.3	HN I - Gesamtplanung der Maßnahmen	116
4.7.4	HN I - Auswirkungen	117
4.7.5	HN III Variante 1 – EE.....	118
4.7.6	HN III Variante 2 – iKWK – Erdgas/Wasserstoff	119
4.7.7	HN III - Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040	120
4.7.8	HN III -Gesamtplanung der Maßnahmen	120
4.7.9	HN III - Auswirkungen	121
4.8	Umfeldmaßnahmen	122
5	Transformationspfad: Investitions- und Kostenbetrachtung.....	123
5.1	Datenansätze	123
5.1.1	Kostenabschätzung.....	123
5.1.2	Interne Verzinsung der Investitionen.....	127
5.1.3	Lokale, projektspezifische und aktuelle Spezifika	127
5.1.4	CO ₂ -Preisentwicklung	128
5.1.5	Zukunftserwartung	129
5.2	Investitionsmaßnahmen in 5-Jahres-Scheiben	131
5.2.1	HN I - Investitionsgrobplanung.....	131
5.2.2	HN III - Investitionsgrobplanung.....	131
5.3	Zu erwartende Preisentwicklung	131
6	Die Thüringer Wärmewende	133
6.1	Transformation der Thüringer Fernwärmeversorgung.....	133
6.2	Erforderliche politische Rahmenbedingungen	139

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nettowärmeerzeugung leitungsgebundener Wärmeversorgung in Deutschland (2020)	3
Abbildung 2: Nettowärmeerzeugung der Thüringer Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (2020)	4
Abbildung 3: Funktionsschema - Anlagen mit Erdwärmesonden	9
Abbildung 4: Funktionsschema - Anlagen mit Erdwärmekollektoren	10
Abbildung 5: Funktionsschema - Anlagen mit Grundwasserpumpen.....	11
Abbildung 6: Mittlere spezifische Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m*K)] in Thüringen; Stand März 2017	13
Abbildung 7: Übersichtskarte zur Geothermie in Thüringen	15
Abbildung 8: Geothermisches Potential in Deutschland	18
Abbildung 9: Schematische Darstellung von Nutzungssystemen für Geothermie (linke Seite) und des Eavor-Loops (rechte Seite).....	19
Abbildung 10: Tiefliegende Aquifere im Leine-Karbonat.....	27
Abbildung 11: Gebiete in Thüringen nach Nutzungseignung für petrothermale Anwendung	29
Abbildung 12: Jahreswerte der langjährigen Globalstrahlung in Sondershausen seit 1991	34
Abbildung 13: Jahreswerte der Sonnenscheindauer in Sondershausen seit 1958	35
Abbildung 14: Solarthermie-Anlagen in Erfurt und Mühlhausen	41
Abbildung 15: Die Farbenlehre der Produktionsverfahren von Wasserstoff im Überblick	46
Abbildung 16: Regionale Verortung der Ausgangssituation für den Markthochlauf.....	50
Abbildung 17: Zu Grunde gelegter Preispfad für Wasserstoff und SNG	54
Abbildung 18: Darstellung von Biogasanlagen und der Erdgasinfrastruktur der TEN Thüringer Energienetze GmbH.....	57
Abbildung 19: Grundlagen der Sorption	60
Abbildung 20: Wirkprinzip einer elektrischen Kompressionswärmepumpe	79
Abbildung 21: Zweistufiger Wärmepumpenkreislauf	80
Abbildung 22: parallele (links) und serielle (rechts) Kaskadenschaltung von Wärmepumpen	81
Abbildung 23: Windenergie in Thüringen 2022	84
Abbildung 24: Photovoltaik in Thüringen 2022.....	85
Abbildung 25: Übersicht Netzgebiete und Erzeugungsanlagen	88
Abbildung 26: Fernwärmenetz Greiz HN I.....	89
Abbildung 27: Fernwärmenetz Greiz HN III.....	90
Abbildung 28: Kundenverteilung (links) und kundenspezifische Absatzverteilung (rechts).....	91

Abbildung 29: allgemeiner THG-Minderungspfad	93
Abbildung 30: Deckungsanteil Wärmepumpe (Luft).....	96
Abbildung 31: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ HN I.....	97
Abbildung 32: Fläche zur Potenzialuntersuchung „Solarthermie“ HN I (Flächen 2 + 3)	101
Abbildung 33: Screenshot Solarthermieanlage mit ca. 11.000 m ² Bruttokollektorfläche	102
Abbildung 34: Deckungsanteil Wärmepumpe (Luft).....	106
Abbildung 35: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ HN III.....	107
Abbildung 36: Bedarfsszenario HN I.....	112
Abbildung 37: Bedarfsszenario HN III.....	113
Abbildung 38:Wärmelastdeckung HN I Variante 1 EE.....	115
Abbildung 39: Gesamtmaßnahmenplan HN I.....	117
Abbildung 40: THG-Emissionspfad HN I	117
Abbildung 41:Wärmelastdeckung HN III Variante 1 EE.....	118
Abbildung 42:Wärmelastdeckung HN III Variante 2 iKWK	119
Abbildung 43: Gesamtmaßnahmenplan HN III	121
Abbildung 44: THG-Emissionspfad HN III	121
Abbildung 45: Zu Grunde gelegte Preisentwicklungen der jeweiligen Medien	125
Abbildung 46: Anzunehmende, relative Preisentwicklung der Fernwärmeversorgung in Thüringen (n=29)	132
Abbildung 47: Thüringenweite Zusammensetzung der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2040 nach Wärmemenge gemäß den Planungen der Fernwärmeversorgungsunternehmen (n=31)	133
Abbildung 48: Entwicklung der Relevanz gasbasierter Anlagen, nach Wärmemenge (n=31)	134
Abbildung 49: Hochlauf grüner Gase gemäß ihrem Anteil an der Wärmemenge von gasbasierten Anlagen (n=31)	135
Abbildung 50: Angestrebter Hochlauf strombasierter Wärmeerzeugung (n=31)	135
Abbildung 51: Angestrebte Entwicklung der Solarthermie (n=31)	137
Abbildung 52: Geplante Transformation der Thüringer Fernwärmeversorgung bis 2040 gemäß den Anteilen an der Wärmemenge (n=31)	138

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die Mitglieder der thüringenweiten Kooperation	I
Tabelle 2: ausgewählte Referenzprojekte oberflächennaher Geothermie in Thüringen	11
Tabelle 3: Überblick über das Geothermieprojekt Jena.....	23
Tabelle 4: Überblick über das Geothermie-Projekt München-Freiham.....	24
Tabelle 5: Überblick über das Geothermie-Projekt Unterhaching.....	24
Tabelle 6: Überblick über das Tiefengeothermieprojekt Erfurt im Auftrag der ThEGA.....	26
Tabelle 7: Übersicht über Solarthermie-Anlagen in Thüringen	42
Tabelle 8: Weitere empfohlene Prüfschritte.....	43
Tabelle 9: Beispielkalkulation zur Solarthermie	44
Tabelle 10: Zusammensetzung des durch Fermentation erzeugten Biogases.....	58
Tabelle 11: Exemplarische Biogasanlagen in Thüringen	61
Tabelle 12: Formen biogener Festbrennstoffe.....	63
Tabelle 13: Grunddaten der Erzeuger HKW Greiz.....	88
Tabelle 14: Parameter Heiznetz I	89
Tabelle 15: Energiebilanz 2021 HN I.....	90
Tabelle 16: Parameter Heiznetz III	91
Tabelle 17: Energiebilanz 2021 HNIII.....	91
Tabelle 18: Summe Wärmeabsatz 2021 Heiznetze I + III	91
Tabelle 19: Umweltkennzahlen 2021 Heiznetz I	92
Tabelle 20: Treibhausgasbilanz 2021 Heiznetz III.....	92
Tabelle 21: HNI - Potenzialanalyse 1: Vorprüfung	94
Tabelle 22: Geothermisches Potenzial HN I	98
Tabelle 23: Potenzial oberflächennahe Geothermie	99
Tabelle 24: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie.....	99
Tabelle 25: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Forstamt Weida.....	100
Tabelle 26: Potenzial Solarthermieanlage HN I.....	102
Tabelle 27: HN I -Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung (Zielpfad 2040).....	103
Tabelle 28: HNIII - Potenzialanalyse 1: Vorprüfung	104
Tabelle 29: Geothermisches Potenzial HN III	108
Tabelle 30: Potenzial oberflächennahe Geothermie	109
Tabelle 31: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie.....	109
Tabelle 32: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Forstamt Weida.....	110

Tabelle 33: HN III -Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung (Zielpfad 2040).....	111
Tabelle 34: Transformation der Fernwärmeversorgung HN I in 5-Jahresschritten	116
Tabelle 35: Transformation der Fernwärmeversorgung HN III in 5-Jahresschritten	120
Tabelle 36: Benchmark-Werte für Investitionsausgaben.....	123
Tabelle 37: Überblick über die zu Grunde gelegte CO ₂ -Preisentwicklung	128
Tabelle 38: Vorläufige Abschätzung der Investitionen 2025-2040	131
Tabelle 39: Vorläufige Abschätzung der Investitionen 2025-2040	131

Abkürzungsverzeichnis

AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BBergG	Bundesberggesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BMHKW	Biomasseheizkraftwerk
BMHW	Biomasseheizwerk
BMKWK	Biomassekraftwerk
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CAPEX	Investitionsausgaben (<i>Capital Expenditures</i>)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CPC	<i>Compound Parabolic Concentrator</i>
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
DWA	Druckwechseladsorption
EBKW	Ersatzbrennstoffkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EFRE	Europäischer Fond für Regionalentwicklung

EHB	European Hydrogen Backbone
EMF	Emissionsfaktoren
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
GuD	Gas-und-Dampfturbinen
H ₂	Wasserstoff
HAST	Hausstation
HDR	<i>Hot-Dry-Rock</i>
HKW	Heizkraftwerk
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
iHAST	innovative Hausstation
iKWK	innovative KWK
iLUC	<i>indirect land use change</i>
K	Kelvin
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Flüssiggas (<i>Liquefied Natural Gas</i>)
MAP	Marktanreizprogramm
MVA	Müllverbrennungsanlage
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
ORC	<i>Organic-Rankine-Cycle-Anlagen</i>
OPEX	Betriebskosten (<i>Operational Expenditures</i>)
PEF	Primärenergiefaktor

PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
SNG	<i>Synthetic Natural Gas</i>
TEWS	Tiefe Erdwärmesonden
ThEGA	Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur
ThürBVOT	Thüringer Tiefbohrverordnung
ThürKlimaG	Thüringer Klimagesetz
ThürWG	Thüringer Wassergesetzes
TLBV	Thüringer Landesamt für Bau und Verkehr
TLUBN	Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz
TMUEN	Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
WHG	Wasserhaushaltsgesetzes
WP	Wärmepumpe

1 Einführung

1.1 Die Relevanz der Fernwärme für die Erreichung der Klimaziele

Die weltweite Staatengemeinschaft hat sich im Pariser Abkommen das Ziel der Klimaneutralität gesetzt, um die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2°C, bestenfalls auf 1,5°C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Die Europäische Union und die Bundesrepublik Deutschland haben das Klimaschutzabkommen gleichermaßen ratifiziert. Die Umsetzung der Klimaschutzziele erfolgt sowohl auf europäischer (v. a. durch den *European Green Deal*) als auch auf nationaler Ebene (u. a. durch das Bundes-Klimaschutzgesetz) sowie durch die einzelnen Bundesländer. In Thüringen gilt beispielsweise seit dem 29.12.2018 das Thüringer Klimagesetz (ThürKlimaG).

Die Erreichung der Klimaziele erfordert ein verstärktes Augenmerk auf die Dekarbonisierung des Wärmesektors, der energie- und klimapolitisch lange vernachlässigt wurde, aber einen erheblichen Beitrag zur Energiewende leisten kann.

Fernwärmenetze, deren Wärme an wenigen (zentralen) Orten erzeugt und anschließend über Wärmenetze an die angeschlossenen Kunden verteilt wird, sind für die Dekarbonisierung des Wärmesektors individuellen Heizlösungen an vielen Stellen überlegen: Fernwärme ermöglicht u. a. die Nutzung verschiedener Brennstoffe und Wärmequellen, eine sukzessive Erhöhung der Anteile grüner Wärme und einen vollständigen Wechsel des Brennstoffes bzw. der Wärmequelle durch die Erzeugung an einem zentralen bzw. wenigen Erzeugungsstandorten.¹ Dadurch kann die Fernwärme deutlich flexibler auf „[...] gesellschaftliche Prioritäten und politische Ziele, wie z. B. die Unabhängigkeit von Brennstoffimporten und das Erreichen von CO₂-Zielen [...]“² reagieren, als dies bei Einzelheizungen in Häusern der Fall ist.

Für die Erreichung der Klimaziele im Wärmesektor ist die Verfügbarkeit von grüner Fernwärme sowie die Notwendigkeit eines weitreichenden Ausbaus der Wärmenetze in der Fachliteratur allgemein unstrittig. In einer Auswertung verschiedener Studien zeigen Deutsch et al. (2019) auf, dass Szenarien zur Erreichung einer Minderung der Treibhausgasemissionen von mindestens 85 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 bis zum Jahr 2050 einen deutlichen Bedeutungszuwachs der Fernwärme vorsehen – in Größenordnungen von teils über 400 Prozent.³ Dies deckt sich mit einer Kurzstudie von Maaß et al. (2021), die ebenfalls zum Ergebnis kommt, dass in den betrachteten Szenarien mehrheitlich ein deutlich steigender Anteil der Fernwärme an der Wärmebereitstellung bis 2050 unterstellt wird – teilweise auf annähernd 40 Prozent des gesamten

¹ Strømvig, J. (2018). Kernpunkte der Fernwärme und -kälte: Brennstoffflexibilität und Versorgungssicherheit. In: State of Green. Fernwärme und -kälte: Energieeffizienz für städtische Gegenden. Version 2.0, März 2018, <https://stateofgreen.com/de/publications/fernwaerme-und-kaelte/> (Zugriff: 31.08.2022), S. 7.

² Strømvig, J. (2018). Kernpunkte der Fernwärme und -kälte: Brennstoffflexibilität und Versorgungssicherheit. In: State of Green. Fernwärme und -kälte: Energieeffizienz für städtische Gegenden. Version 2.0, März 2018, <https://stateofgreen.com/de/publications/fernwaerme-und-kaelte/> (Zugriff: 31.08.2022), S. 7.

³ Deutsch, M., Thomaßen, G., Langenheld, A. (2019). Dekarbonisierte Wärmenetze – Herausforderungen und Perspektiven. In: Agora Energiewende. Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019 auf den Berliner Energietagen 2019, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 5-9.

Wärmebedarfs. In keinem der Szenarien kommt es zu einem Absinken des Anteils der Fernwärme am Wärmebedarf.⁴

Auch das Hamburg Institut und Prognos kommen in ihrem Gutachten zur „Perspektive der Fernwärme“ zum Ergebnis, dass Fernwärme „[...] in nahezu allen aktuellen Langfristszenarien als einer der zentralen Schlüssel für die urbane Wärmewende identifiziert“⁵ wurde. Dies deckt sich mit den Aussagen einer Studie von Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP, in der es heißt: „Bis 2030 muss sich der Anteil von Wärmenetzen am Endenergiebedarf der Gebäude insbesondere dann deutlich steigern, wenn für 2050 eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 95 Prozent gegenüber 1990 angestrebt wird.“⁶

Auch die Ampel-Koalition hat sich in ihrem Koalitionsvertrag darauf geeinigt, sich für den Ausbau von Wärmenetzen einzusetzen.⁷ Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sieht in städtischen Fernwärmenetzen gar den **„Königsweg zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung“**.⁸

Gleichzeitig weist Fernwärme in der Bevölkerung eine hohe Akzeptanz auf. In einer Befragung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zeigten sich die Befragten, die mit Fernwärme heizen, am zufriedensten mit dem Energieträger, den sie verwenden, gefolgt von Kunden, die mit Erdgas und der Elektro-Wärmepumpe heizen.⁹ So spricht auch die hohe Zufriedenheit der Kunden für eine Wärmewende, die der Fernwärmeversorgung eine wichtige Rolle zuteilwerden lässt.

In anderen Worten: **Grüne Fernwärme ist eine elementare Säule der bestenfalls sozial verträglichen Wärmewende und ihr Ausbau ist unverzichtbar, um die Dekarbonisierungsziele auf EU-, Bundes- und Landesebene sowie in den Kommunen entsprechend den völkerrechtlichen Verpflichtungen im Rahmen des Pariser Klimaabkommens zu erreichen.**

⁴ Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernwaerme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

⁵ Hamburg Institut & Prognos (2020). Perspektive der Fernwärme. Gutachten im Auftrag des AGFW. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 4.

⁶ Fraunhofer IWES & Fraunhofer IBP (2017). Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Februar 2017, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 41.

⁷ SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021). Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, <https://cms.gruene.de/uploads/documents/Koalitionsvertrag-SPD-GRUENE-FDP-2021-2025.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

⁸ zit. n. Kersting, S. (2022). Heiz-Alternative Fernwärme: So attraktiv ist sie für Hauseigentümer. Handelsblatt, 21.05.2022, <https://www.handelsblatt.com/finanzen/immobilien/erneuerbare-energie-heiz-alternative-fernwaerme-so-attraktiv-ist-sie-fuer-hauseigentuermer/28345628.html> (Zugriff: 31.08.2022), eigene Hervorhebung.

⁹ BDEW (2019). Wie heizt Deutschland 2019? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, Oktober 2019, https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20191031_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

1.2 Status quo der Fernwärmeerzeugung in Deutschland und Thüringen

Die Fernwärmeversorgung, wie die Wärmeversorgung insgesamt, basiert in Deutschland derzeit noch vor allem auf fossilen Energieträgern, insbesondere Erdgas sowie Stein- und Braunkohle. Diese kommen häufig in effizienten Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zum Einsatz, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Nettowärmeerzeugung leitungsgebundener Wärmeversorgung ist in Deutschland in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen, von 7,6 Prozent im Jahr 2010 auf 17,8 Prozent im Jahr 2020.¹⁰

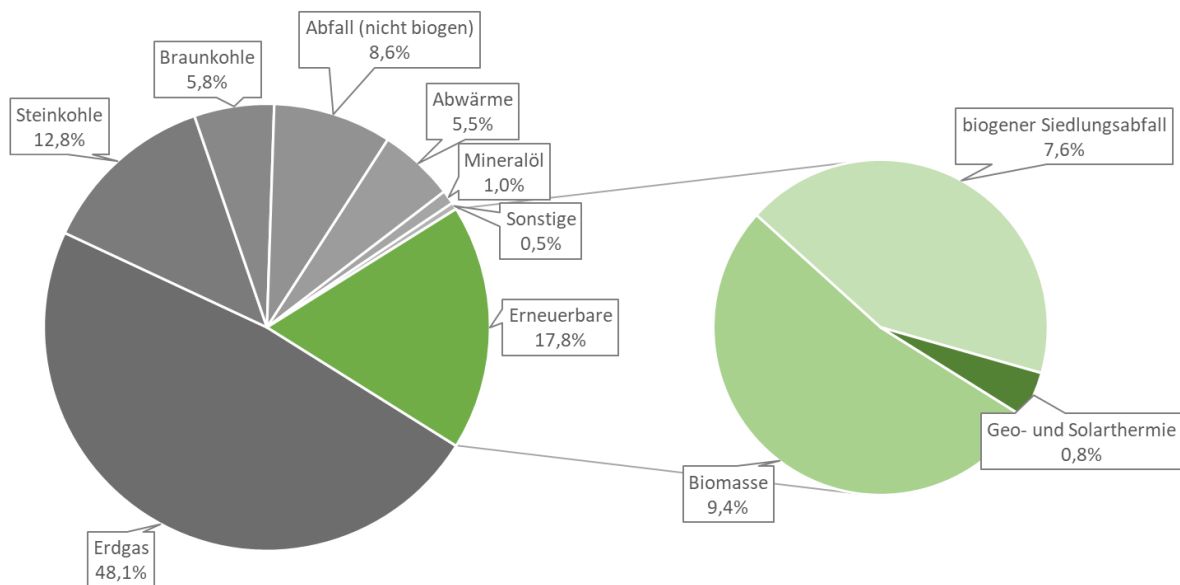


Abbildung 1: Nettowärmeerzeugung leitungsgebundener Wärmeversorgung in Deutschland (2020)¹¹

Biomasse und biogene Siedlungsabfälle stellen bislang den Großteil der Erneuerbaren Energien für die Fernwärmeerzeugung. Der Anteil von Geo- und Solarthermie ist hingegen bislang noch relativ gering (Abbildung 1). Künftig werden Wärmenetze jedoch über eine Vielzahl von verschiedenen, erneuerbaren Wärmequellen versorgt werden.¹²

¹⁰ BDEW (2021). Fernwärme: 126 Milliarden Kilowattstunden... Zahl der Woche, 22.01.2021, [https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zdw-fernwaerme-126-milliarden-kilowattstunden/#:~:text=W%C3%A4rme%20f%C3%BCr%20die%20leitungsgebundene%20W%C3%A4rmeversorgung,kWh\)%20aus%20Erneuerbaren%20Energien.](https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zdw-fernwaerme-126-milliarden-kilowattstunden/#:~:text=W%C3%A4rme%20f%C3%BCr%20die%20leitungsgebundene%20W%C3%A4rmeversorgung,kWh)%20aus%20Erneuerbaren%20Energien.) (Zugriff: 31.08.2022).

¹¹ Eigene Darstellung auf Basis von BDEW (2021). Nettowärmeerzeugung* nach Energieträgern in Deutschland. 21.01.2021, https://www.bdew.de/media/documents/20210122_BDEW-Zahl_der_Woche_Grafik_Fernwaerme.pdf (Zugriff: 31.08.2022), mit Daten von Destatis und BDEW, Stand: 12/2020.

¹² AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

In Thüringen ist nach Daten des statistischen Landesamtes mit 77,7 Prozent im Jahr 2020 ein sehr viel größerer Erdgasanteil und ein etwas geringerer Anteil der Erneuerbaren Quellen von 15,2 Prozent in der öffentlichen Wärmeerzeugung zu erkennen (Abbildung 2).

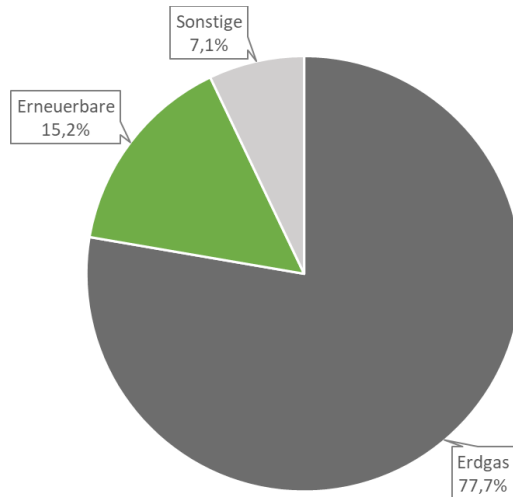


Abbildung 2: Nettowärmeerzeugung der Thüringer Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (2020)¹³

Braun- und Steinkohle werden in Thüringen bereits nicht mehr zur Wärmeerzeugung genutzt. Die sonstigen Quellen der Wärmeversorgung haben in Summe einen vergleichsweise geringen Anteil, hier ist vor allem die Reststoffverwertung bedeutsam.

1.3 Fernwärme im Thüringer Klimagesetz

In Thüringen legt das Thüringer Klimagesetz (ThürKlimaG) vom 18. Dezember 2018 die Ziele des Landes Thüringen mit Blick auf die erforderliche Treibhausgasminderung und die Anpassung an die Folgen des Klimawandels fest (§ 1 Abs. 1 ThürKlimaG). Das Thüringer Klimagesetz umfasst Klimaschutzziele und -maßnahmen u. a. im Bereich der Energiesysteme, der Mobilität und im Gebäudebestand. Ein besonderer Fokus liegt darüber hinaus auf der öffentlichen Fernwärmeversorgung.

Fernwärmeversorgungsunternehmen werden im Thüringer Klimagesetz verpflichtet,

„[...] ein Konzept für ihr Wärmenetz zu entwickeln, das an dem Ziel der nahezu klimaneutralen Wärmeversorgung bis zum Jahr 2040 ausgerichtet ist und in dem auch die gegebenenfalls erforderlichen Durchführungsschritte für den Zeitraum bis zum Jahr 2040 dargelegt werden.“¹⁴

¹³ Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Thüringer Landesamtes für Statistik, <https://statistik.thueringen.de/datenbank> (Zugriff: 26.10.2022).

¹⁴ § 8 Abs. 5 Satz 2 ThürKlimaG.

Gemäß § 8 Abs. 5 Satz 3 ThürKlimaG sind die Konzepte spätestens vier Jahre nach Inkrafttreten des Thüringer Klimagesetzes vorzulegen und zu veröffentlichen.

Die Energieversorgung Greiz GmbH (EVG), unterstützt ausdrücklich die Ziele des Thüringer Klimagesetzes, wird aktiv die Transformation der öffentlichen Fernwärmeversorgung umsetzen und strebt eine (nahezu) klimaneutrale Fernwärmeversorgung bis 2040 an. Sie ist davon überzeugt, dass der Fernwärme eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors zukommen kann. Eine zuverlässige, nachhaltige und wirtschaftliche Fernwärmeversorgung für ihre Kunden ist und bleibt auch in Zukunft Prämisse des Unternehmens.

Das vorliegende Konzept zeigt die Grundzüge des Transformationspfades gemäß § 8 Abs. 5 Satz 2 ThürKlimaG für die Fernwärmeversorgung der Energieversorgung Greiz GmbH bis 2040 auf. Im Rahmen des vorliegenden Konzepts wird ein Transformationspfad dargelegt, der von der Annahme des Aufbaus einer eigenen Wärmeerzeugung ausgeht. Es basiert auf dem aktuellen Erkenntnisstand und der auf Grund von sich ändernden regulatorischen, technologischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen gegebenenfalls in Zukunft entsprechend angepasst werden kann und der darüber hinaus gemäß den Erfordernissen von § 8 Abs. 5 Satz 4 ThürKlimaG mindestens alle zehn Jahre zu überarbeiten ist. Damit ist das vorliegende Konzept als Ausgangspunkt für die detaillierte Planung der davon abzuleitenden Einzelmaßnahmen zu sehen.

Das Konzept ist im Weiteren folgendermaßen strukturiert:

- **2 Erzeugungstechnologien für grüne Fernwärme:** Überblick über die Erzeugungstechnologien, die für die Transformation hin zu klimaneutraler Fernwärme grundsätzlich zur Verfügung stehen
- **3 Status quo des Fernwärmenetzes:** Netzspezifische Darlegung des Status quo der Fernwärmeversorgung der BHE Bioheizkraftwerk Eisenberg GmbH, insbesondere Erzeugungspark und Netzstruktur
- **4 Transformationspfad: Erzeugungs- und Netzstruktur:** Ableitung der Transformation der Erzeugungsstruktur im Fernwärmenetz Eisenberg bis zum Jahr 2040 zur Erreichung einer nahezu klimaneutralen Fernwärmeversorgung, einschließlich mehrstufiger Potenzialanalyse, Entwicklung eines möglichen Erzeugungsparks und Beschreibung netzspezifischer Maßnahmen
- **5 Transformationspfad: Investitions- und Kostenbetrachtung:** Darstellung notwendiger Investitionsmaßnahmen und umfassende Wirtschaftlichkeitsanalyse der dargelegten Transformation im Fernwärmenetz EVG.
- **6 Die Thüringer Wärmewende:** Ausgehend von einem thüringenweiten Vergleich der Transformation der Fernwärmeversorgung und den damit einher gehenden Herausforderungen werden dringend erforderliche (politische) Rahmenmaßnahmen vorgeschlagen, welche den Transformationsprozess deutlich beschleunigen können.

2 Erzeugungstechnologien für grüne Fernwärme

2.1 Überblick über klimaneutrale und erneuerbare Wärmequellen

Für die Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung in Thüringen stehen eine Vielzahl erneuerbarer Wärmequellen zur Verfügung. Im Weiteren erfolgt eine detaillierte Auseinandersetzung mit den technischen Lösungsoptionen zur Sicherstellung einer nahezu klimaneutralen Fernwärmeversorgung durch Energieversorgung Greiz GmbH bis spätestens zum Jahr 2040.

Folgende Technologien und Quellen erneuerbarer Energie werden betrachtet:

Quellen erneuerbarer Energie:

- Geothermie (oberflächennahe/tiefe)
- Solare Strahlungsenergie
- Windenergie
- Biogas
- Biomasse
- Abwärme

Technologien:

- Solarthermie
- PV
- Nutzung von Wasserstoff und SNG
- Sektorenkopplungstechnologien generell
- Power-to-Heat
 - Wärmepumpe
 - Elektrodenkessel

Die beschriebenen Technologien kommen oftmals kombiniert zum Einsatz, so kann beispielsweise oberflächennahe Geothermie eine Wärmequelle für Wärmepumpen darstellen. Aus diesem Grund werden im Folgenden die entsprechenden Wärmequellen und Technologien entsprechend ihrer typischen Konfiguration und Kombination beschrieben.

Dabei werden nur bereits verfügbare Technologien für das vorliegende Konzept in Betracht gezogen, um eine effektive und technologisch abgesicherte Transformation der Fernwärmeversorgung sicherzustellen. Die dargestellten Technologien befinden sich in unterschiedlichen Stadien der Anwendung. So steht beispielsweise die Produktion von grünem Wasserstoff derzeit erst am Beginn eines Zyklus, in dessen Verlauf deutliche Kostenrückgänge u. a. durch Skaleneffekte und Lerneffekte zu erwarten sind. Dies wurde über entsprechende Szenarien bei der Konzepterstellung berücksichtigt. Andere Technologien sind hingegen bereits langjährig am Markt etabliert, so dass technologische Sprünge eher unwahrscheinlich erscheinen. Heute noch in experimentellem Stadium befindliche Technologien werden hingegen nicht betrachtet, da deren Serien- und Marktreife sowie deren möglicher Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität nicht absehbar ist. Sofern sich in den kommenden Jahren neue Technologien herausbilden sollten, die einen relevanten Beitrag zur Wärmewende leisten könnten, werden

diese im Rahmen einer Überarbeitung des vorliegenden Konzeptes, spätestens nach zehn Jahren gemäß § 8 Abs. 5 Satz 4 ThürKlimaG, Eingang in die Planungen finden.

2.2 Oberflächennahe Geothermie

2.2.1 Zusammenfassung

Die geothermische Nutzung wird allgemein unterschieden in tiefe und oberflächennahe Geothermie. Als Unterscheidungsmerkmal dient hierbei die Tiefe der Wärmenutzung mit folgenden Abgrenzungen:

- Oberflächennahe Geothermie: meist bis 150 m, max. ca. 400 m Tiefe
- Tiefe Geothermie: mind. 400 m Tiefe, in der Regel ab 1.000 m Tiefe

Im oberflächennahen Bereich wird die Wärme über erdgekoppelte Wärmepumpen gewonnen, in der mitteltiefen und tiefen Geothermie zwischen 400 m und 5.000 m hauptsächlich aus thermalwasserführenden Schichten mit Temperaturen zwischen 20 °C und 160 °C.

Auf die Technologie der Wärmepumpe wird in diesem Abschnitt nicht im Detail eingegangen, da sich hiermit eine gesonderte Grundsatzbeschreibung befasst (vgl. Abschnitt 2.10).

2.2.2 Kurzüberblick

Die oberflächennah verfügbare geothermische Energie ist eine langfristig verfügbare Ressource und gewinnt bei privaten und gewerblichen Bauvorhaben zunehmend an Bedeutung.

Die Erdwärme an der Oberfläche setzt sich zusammen aus der von außen eingestrahlt im Boden gespeicherten Sonnenenergie und der Wärmeenergie aus radioaktiven Zerfallsprozessen im Erdinneren. Die jahreszeitlichen Schwankungen der Lufttemperaturen werden innerhalb der oberen Schichten des Erdbodens gedämpft nachvollzogen. Je tiefer die Nutzung erfolgt umso geringer wird dieser Einfluss. Ab ca. 15 m ist ein konstantes Temperaturniveau von ca. 10 °C vorzufinden. Mit zunehmender Tiefe steigt die Temperatur um durchschnittlich 3 °C je 100 m Tiefe an. Somit ist ableitbar, dass die in Tiefen bis 400 m zur Verfügung stehende Erdwärme für die Wärmeversorgung nicht direkt, sondern nur unter zusätzlicher Elektroenergieaufwendung mittels einer Wärmepumpe genutzt werden kann.

Die Erdwärme kann dabei durch verschiedene technische Systeme erschlossen und der Wärmepumpe zugeführt werden. Die häufigsten Systeme sind:

- Erdwärmesonden,
- Bodenkollektoren und
- Grundwasserbrunnenanlagen.

2.2.3 Potenziale im Wärmesektor

Aufgrund der niedrigen Temperaturniveaus zur Wärmeversorgung moderner Neubauten ist hier das größte Potenzial zu sehen, bei Bestandsbauten dagegen infolge der hohen Temperaturanforderungen der verbreiteten konvektiven Heizkörper weniger. Für Einzelgebäude aber auch größere Quartiere lassen sich entsprechende Projekte entwickeln. Dies hat Grenzen, bedingt durch die mögliche Anzahl und Tiefe der Sonden, Fläche der Kollektoren, Leistung der Grundwasserpumpen etc. Entsprechende Anlagen lassen sich meist ohne größeren Aufwand im Sommer zur Kühlung nutzen mit dem positiven Effekt einer Regeneration des Untergrundes.

Eine der wichtigsten Kenngrößen im Zusammenhang mit der korrekten Dimensionierung ist die spezifische Wärmeleitfähigkeit λ in $[\text{W}/\text{m}\cdot\text{K}]$ im Erdreich. Sie ist ein Maß dafür, wie schnell die entnommene Wärme über die im Untergrund anstehenden Gesteine nachgeliefert werden kann und beschreibt damit das Regenerationsverhalten des Untergrundes. Die Wärmeleitfähigkeit ist eine gesteinspezifische Eigenschaft, die vom Mineralgehalt, der Porosität und der Porenfüllung abhängt. Luft ist ein schlechter Wärmeleiter, deshalb haben trockene Sedimente oberhalb des Grundwasserspiegels eine geringere Wärmeleitfähigkeit. Da Wasser hingegen eine höhere Wärmeleitfähigkeit als Luft besitzt und den Wärmetransport begünstigt, ist die Wärmeleitfähigkeit des wassergesättigten Gesteins deutlich besser. Deshalb sind die örtlichen Grundwasserverhältnisse zu berücksichtigen.

Die Werte der entnehmbaren potenziellen Entzugsleistung bzw. der geothermischen Ergiebigkeit sind im Gegensatz zur spezifischen Wärmeleitfähigkeit stark abhängig von den technischen Parametern der geplanten Erdwärmeanlage. Die VDI-Richtlinie 4640 enthält wichtige fachliche Grundlagen für die Planung, Beantragung und Errichtung von Erdwärmeanlagen.¹⁵

Für größere Heizungsanlagen (Heizbedarf $> 30 \text{ kW}$) bzw. Sondenfelder ist zur exakten Auslegung der Erdwärmeanlage ein standortbezogener Thermal Response Test erforderlich. Im Rahmen einer exakten Berechnung müssen z. B. die Anzahl, Tiefe und Anordnung der Sonden, die Bohrlochdurchmesser, die Wärmeleitfähigkeit des Verpressmaterials, die Leistung der Wärmepumpe, der Volumenstrom und die Anzahl der Betriebsstunden berücksichtigt werden.

Kollektoren und Grundwasserbrunnenanlagen erfordern ebenfalls eine genaue Erkundung der örtlichen Verhältnisse, für erste Schätzungen können zunächst folgende Orientierungsgrößen angenommen werden:¹⁶

- | | |
|-----------------------|--|
| ▪ Erdwärmekollektoren | 8-40 W pro m^2 Kollektorfläche |
| ▪ Brunnenanlagen | 0,25 m^3/h pro kW Verdampferleistung |

2.2.4 Anlagentechnik

- **Erdwärmesonde:**

¹⁵ Verein Deutscher Ingenieure (VDI). Thermische Nutzung des Untergrundes. –Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. VDI-Richtlinie 4640, Blatt 1; Verein Deutscher Ingenieure (VDI). Thermische Nutzung des Untergrundes. –Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen. VDI-Richtlinie 4640, Blatt 2.

¹⁶ Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2021). Kundenratgeber Erdwärme. 10/2021, https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/Ratgeber_Erdwaerme_2021_RZ_WEB.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

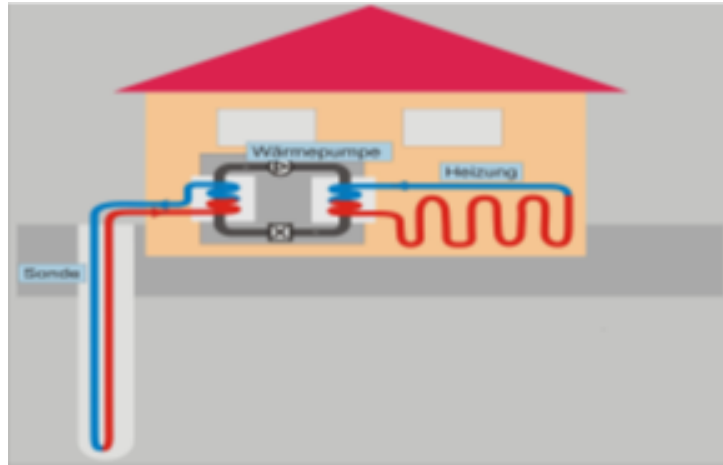


Abbildung 3: Funktionsschema - Anlagen mit Erdwärmesonden¹⁷

Erdwärmesonden bestehen zumeist aus U- oder Koaxial-Kunststoffrohren, die im Untergrund in vertikalen Bohrungen installiert werden. Zur Bohrlochabdichtung und Verbesserung der Wärmeleitfähigkeit zwischen den anstehenden Schichten und den Sonden wird die Bohrung nach deren Einbringen mit einer geeigneten Suspension verfüllt. Innerhalb der Sonden zirkuliert als Wärmeträgermedium in einem geschlossenen System Wasser oder zum Zweck des Frostschutzes ein Wasser-Glykol-Gemisch. Dies entzieht dem Untergrund Wärme und gibt diese am Verdampfer der Wärmepumpe an deren Arbeitsmittel ab. Das abgekühlte Wärmeträgermedium wird danach zur erneuten Wärmeaufnahme wieder zu den Sonden geschickt. Erdwärmesonden haben oftmals Teufenlängen zwischen 30 und 100 m. Bei tieferen Sonden nimmt der genehmigungsrechtliche Aufwand zu, da Bohrungen von mehr als 100 m Teufe, wie generell auch Anlagen zur nicht grundstücksbezogenen geothermischen Nutzung des Untergrundes, dem Thüringer Landesbergamt gegenüber anzeigepflichtig sind. Außerdem wird hier die Beteiligung der Thüringer Landesanstalt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) angeraten. Bei kürzeren Sondenlängen (bis 50 m) werden aufgrund günstiger Strömungseigenschaften und geringer Druckverluste häufiger Koaxialsonden eingesetzt.¹⁸

Eine besondere Variante zur Erhöhung der Entzugsleistungen sind sogenannte Direktverdampfersysteme mit Sonden aus Edelstahl. In diesen zirkuliert als Wärmeträgermedium auf ca. 40 bar verdichtetes Kohlendioxid. Da dieses bereits innerhalb der Sonden seine Phasenwechsel flüssig/gasförmig durchläuft, ist kein separater Pumpenantrieb erforderlich. Bei der Planung und Auslegung der Anlage sind die Wärmeleitfähigkeiten der im Untergrund anstehenden Schichten und die Wärmebedarfe der zu versorgenden Objekte zu berücksichtigen. Ziel der Dimensionierung der Gesamtanlage sollte sein, die geeignete Sondenanzahl und -länge zu ermitteln, um dem Untergrund nicht zu wenig, aber auch nicht zu viel Wärme zu entziehen. Erdwärmesonden

¹⁷ © TLUBN, Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

¹⁸ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

sind momentan die häufigsten verwendeten Systeme zur Nutzung oberflächennaher Geothermie.¹⁹

- **Erdwärmekollektoren (Bodenkollektoren):**

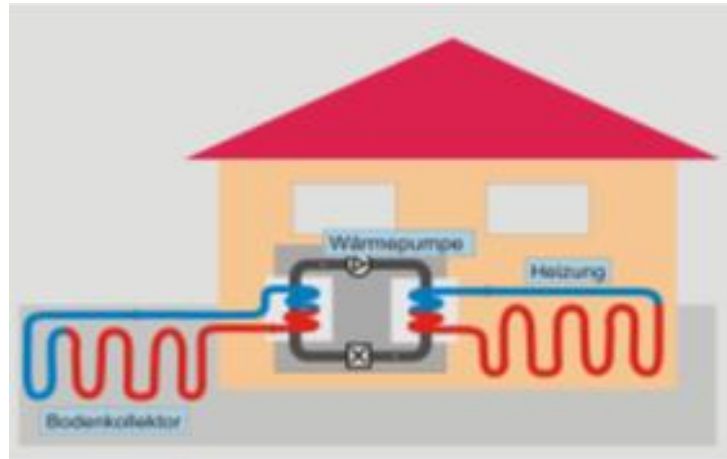


Abbildung 4: Funktionsschema - Anlagen mit Erdwärmekollektoren²⁰

Erdwärmekollektoren sind den Sonden vom Prinzip her ähnlich, allerdings werden die Kunststoffrohre hier nicht vertikal innerhalb von Bohrungen in die Tiefe geführt, sondern horizontal in Schleifen und ggf. mehrlagig in Tiefen zwischen 1,2 m bis 3 m verlegt. Verfügbarkeit und Regeneration der von diesem System genutzten Energie über das Jahr hinweg sind hierbei unter Berücksichtigung der Eisbildung um den Kollektor herum besonders zu betrachten. Dieses System zeichnet sich durch einen geringeren Installationsaufwand aus, hat aber einen vergleichsweise großen Bedarf an unversiegelter Fläche. Um diesen zu verringern, werden auch spezielle Bauformen von Kollektoren, wie zum Beispiel Erdwärmekörbe, angeboten.²¹

- **Grundwasserbrunnenanlagen:**

¹⁹ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

²⁰ © TLUBN, Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

²¹ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

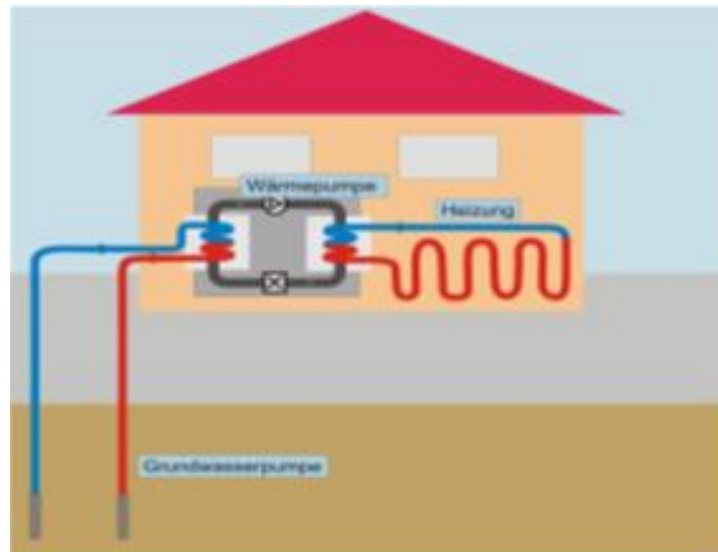


Abbildung 5: Funktionsschema - Anlagen mit Grundwasserpumpen²²

Bei Grundwasserbrunnenanlagen fungiert als Wärmeträgermedium das anstehende Grundwasser, was besonders an Standorten empfehlenswert ist, an denen dieses oberflächennah ansteht. Es wird im Förderbrunnen entnommen und im Schluckbrunnen wieder in den Untergrund, in der Regel an denselben Grundwasserleiter, eingeleitet. Um einen thermischen Kurzschluss zu vermeiden, muss sich der Schluckbrunnen grundwasserstromunterhalb und in ausreichendem Abstand zum Förderbrunnen befinden. Das genutzte Grundwasser muss in hinreichender Qualität und Menge verfügbar sein und im geschlossenen System ggf. unter Luftabschluss geführt werden.²³

2.2.5 Referenzprojekte

Bei der Nutzung der oberflächennahen Geothermie handelt es sich um eine bewährte Form der Wärmeengewinnung. Derzeit sind deutschlandweit rund 435.000 Erdwärmepumpen installiert, der jährliche Zubau beläuft sich auf rund 20.000 Anlagen.²⁴ Auch in Thüringen wurden zuletzt verschiedene Projekte zur Nutzung der oberflächennahen Geothermie realisiert (Tabelle 2).

Tabelle 2: ausgewählte Referenzprojekte oberflächennaher Geothermie in Thüringen²⁵

Neubau Bürgerservice Jena	Neubau Jenaer Antriebstechnik	Campus Inselplatz in Jena	Wohngebiet Stadtblick in Weimar
--	--	--	--

²² © TLUBN, Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

²³ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, Göschwitzer Straße 41, 07745 Jena. Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/formulare/arbeitshilfe_erdwaerme.pdf (Zugriff: 04.11.2022).

²⁴ Born, H., Bracke, R., Eicker, T., & Rath, M. (2022). Roadmap Oberflächennahe Geothermie. Fraunhofer IEG, <https://doi.org/10.24406/publica-70>, S. 14-15.

²⁵ Eigene Darstellung auf Basis der Daten von Kommunale Immobilien Jena (KIJ), Jenaer Antriebstechnik GmbH, Thüringer Landesamt für Bau und Verkehr, geoENERGIE Konzept GmbH.

Nutzung	Bibliothek	Gewerbe	Universität	Wohngebiet
Anzahl Häuser	1	1	4	12
Geschosse	4	5	3-15	3-4
Bruttogeschos- fläche (m ²)	9495	5974	44175	
Sonden-Baujahr	2020	2018/2019	2020/2021	2005-2008
max. Vorlauf- temperatur (°C)	45-30	45	45-30	
Kühltemperatur im Boden (°C)	13	10	13	10,3
Heizleistung max. (kW)	200	100	990	311
Kühlleistung max. (kW)	230	80	880	180
Anzahl der Bohrungen	18 (+4 Reserve)	88	143	102
Sondendurch- messer (mm)	32		32	32
Max. Tiefe (m)	120	27	120	91
Gesamtbohr- meter	2160	2376	10010	6885
Leistung Heizen/Kühlen (W/m)	50-100	30-50	50-100	
Fläche des Bohrfeldes (ca., m ²)	750	Nutzung Gründungs- pfähle	7.000	3.500
System	geschlossen (25 Vol.-% Glykol)	geschlossen	geschlossen (25 Vol.-% Glykol)	
Thermische Aktivierung	Decken	Betonkern- aktivierung und Deckensegel	Decken	

2.2.6 Situation in Thüringen

Die folgende Karte des Thüringer Landesamtes für Umwelt, Bergbau und Naturschutz gibt eine Übersicht über die in Thüringen vorherrschenden oberflächennahen spezifischen Leitfähigkeiten.

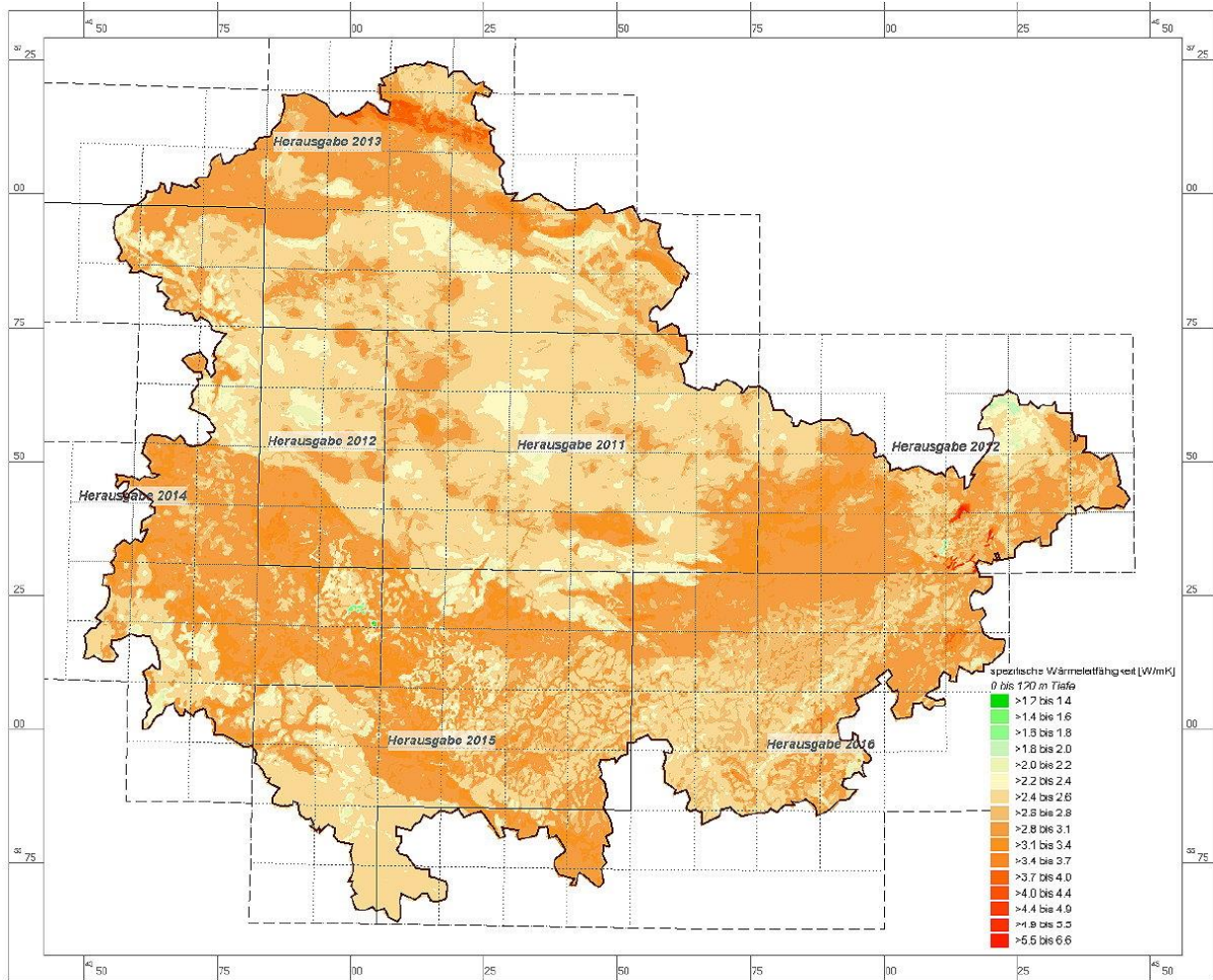


Abbildung 6: Mittlere spezifische Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m*K)] in Thüringen; Stand März 2017²⁶

Darüber hinaus besteht für Sondenanlagen in den obersten 120 Metern in Thüringen im Kartenportal des TLUBN die Möglichkeit der Ersteinschätzung mittels eines Online-Standort-Reports.²⁷

Maßgeblich für Bau und Betrieb von Anlagen zur Nutzung von Erdwärme ist das Wasserrecht in Form des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) und des Thüringer Wassergesetzes (ThürWG).

Bei Erdwärmesonden und -kollektoren, in denen wassergefährdende Stoffe verwendet werden, sind auch die wasserrechtlichen Anforderungen an den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen nach § 62 und § 63 WHG zu beachten. Abhängig von der Anlagendimensionierung und -ausführung sind bergrechtliche Vorschriften einzuhalten, verankert im Bundesberggesetz (BBergG) in Verbindung mit der Thüringer Tiefbohrverordnung (ThürBVOT).

Als wasserwirtschaftlich günstig gelten Gebiete, die

²⁶ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). geothermisches Potential. https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/geothermisches_potential.html (Zugriff: 31.08.2022).

²⁷ Dieses ist über das Auskunftssystem Geothermie zu erreichen: https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/recherche_hinweis.html

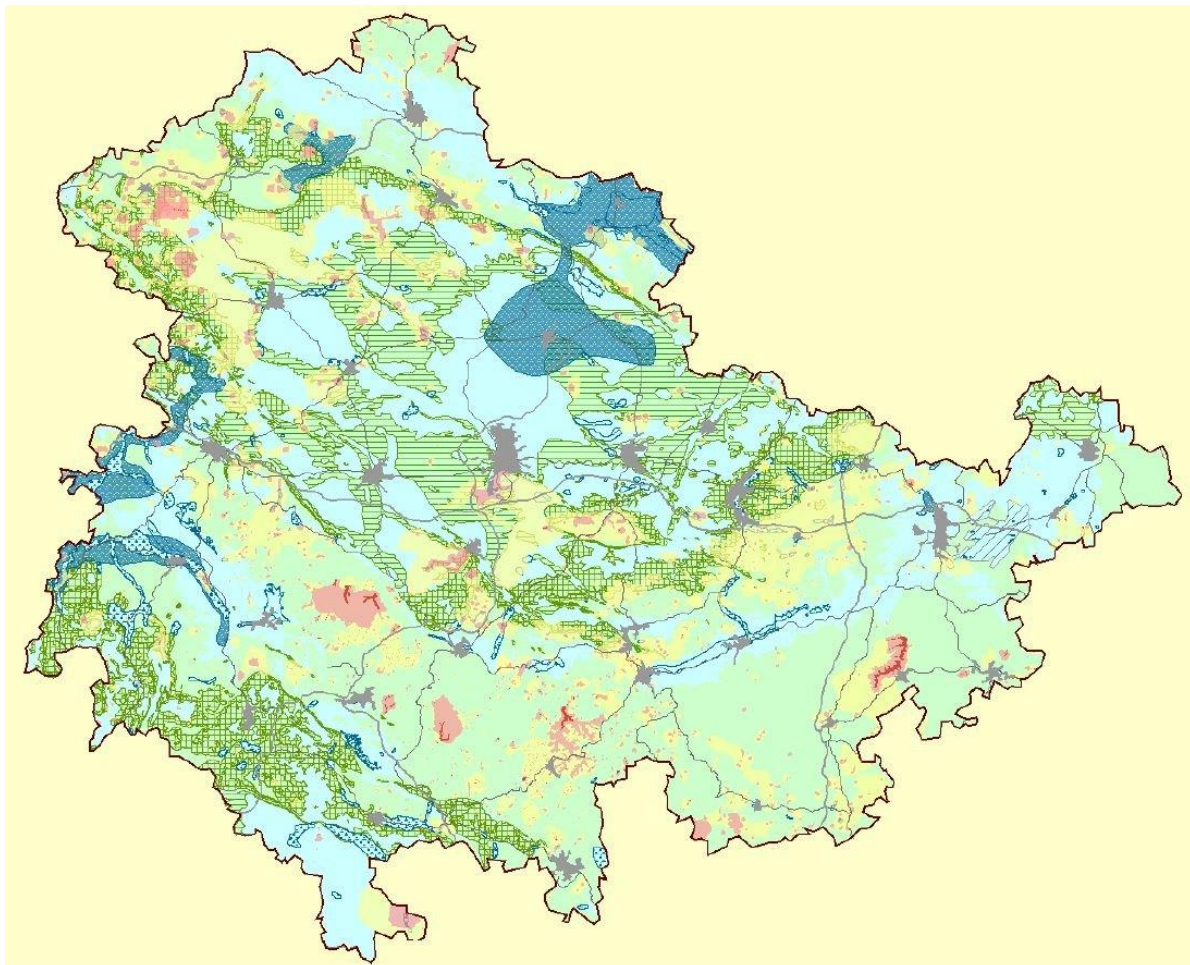
- außerhalb von Wasserschutz-, Wasservorbehalts-, Heilquellenschutz- und Überschwemmungsgebieten,
- außerhalb der Einzugsgebiete öffentlicher Trinkwassergewinnung oder staatlich anerkannter Heilquellen, ohne festgesetzte Schutzzonen und
- außerhalb von Altlasten, schädlichen Bodenveränderungen oder Grundwasserverunreinigungen liegen.

Als hydrogeologisch günstig gelten Standorte mit mehr oder weniger einheitlichen Gesteinsformationen von mittlerer bis geringer Durchlässigkeit, ohne wesentliche Stockwerksgliederung im Teufenbereich.

Als hydrogeologisch ungünstig werden regelmäßig angesehen:

- Gebiete mit unterirdischen Hohlräumen und hoher Grundwasserfließgeschwindigkeit (Festgesteinsgrundwasserleiter mit Karst oder karstähnlichen Eigenschaften, z. B. Mittlerer Keuper, Oberer Buntsandstein, Mittlerer und Unterer Muschelkalk, Plattendolomit, Werrakarbonat)
- Gebiete mit tektonischer oder atektonischer Zerrüttung (z. B. Störungszonen, Subrosionsgebiete)
- die Erschließung artesisch gespannten Grundwassers oder Salzwasseraufstiegsbereiche
- das Durchteufen voneinander getrennter Grundwasserstockwerke

Einen Überblick über mögliche Einschränkungen gibt die folgende Karte des Thüringer Landesamtes für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (Abbildung 7).



Wasserwirtschaftliche Bewertung

Anlage von Bohrungen zur Erdwärmegewinnung unzulässig

- Wasser- oder Heilquellenschutzgebiet Zone I
- Wasser- oder Heilquellenschutzgebiet Zone II bzw. HQa

Einzelfallprüfung erforderlich

- Wasser- oder Heilquellenschutzgebiet Zone III bzw. HQb

Hydrogeologische Bewertung

Einzelfallprüfung erforderlich auf Grund von

- hydrogeologisch ungünstigen Verhältnissen
 - Artesische Grundwasserverhältnisse
 - Salzwasseraufstieg
 - Subrosionsgebiet
 - Wismut-Bergbaufelder

Keine Einzelfallprüfung erforderlich

- Hydrogeologisch günstiges Gebiet: einheitlicher Gesteinsaufbau

Bei Beachtung der Hinweise keine Einzelfallprüfung erforderlich

- Gebiete mit Grundwasser-Stockwerksgliederung
- Gebiete mit Karst oder karstähnlichen Verhältnissen

Abbildung 7: Übersichtskarte zur Geothermie in Thüringen²⁸

2.2.7 Leitfaden

Vor der Errichtung einer Erzeugungsanlage zur Nutzung der oberflächennahen Geothermie empfehlen sich folgende Prüfschritte:

²⁸ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). <https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/photo/geothermiekarte.jpg> (Zugriff: 31.08.2022).

- Flächensuche in Standortnähe zur Einspeisung in ein geeignetes Wärmenetz
- Ermittlung der verfügbaren Fläche und der nutzbaren Technologie (Sonden, Kollektoren oder/und Brunnenanlagen)
- Berechnung der nutzbaren Wärme zwischen Einspeisung und Abnahme
- Festlegung der Anlagengröße und -spezifik
- Ermittlung Investitions- und Betriebskosten
- Berechnung der Wirtschaftlichkeit (Wärmegestehungskosten) unter Berücksichtigung eventueller Förderprogramme
- Anzeige des Vorhabens und Einholung der erforderlichen Genehmigungen und Erlaubnisse
- Weitere Umsetzung nach HOAI (Honorarordnung für Architekten und Ingenieure) - Ausführungsplanung

2.3 Tiefe Geothermie

2.3.1 Zusammenfassung

Für die Nutzung geothermischer Energie stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Diese können je nach geologischen Voraussetzungen und Projekterfordernissen eingesetzt werden und sind entsprechend der erschlossenen Tiefe unterschiedlich definiert. Tiefengeothermische Nutzungskonzepte umfassen sowohl offene Systeme (hydrothermale und petrothermale Systeme, die mittels hydraulischer Stimulation erschlossen werden) als auch geschlossene Systeme (tiefe Erdwärmesonden und petrothermale Systeme, bei denen die Wärme über tiefe Kollektoren gewonnen wird). Der entscheidende Vorteil offener gegenüber geschlossenen Systemen liegt in der deutlich höheren Wärmeausbeute. Nachteilig ist ein sehr viel höheres Risiko, die Energie tatsächlich in der notwendigen Menge zu gewinnen.

Thüringen bietet keine Heißwasser-Aquifere mit den erforderlichen hohen Temperaturen und Mengen zur geothermischen Stromerzeugung, kann aber mit den entsprechenden geothermischen Technologien die Erdwärme aus heißen tiefen Gesteinen mittels petrothermaler Verfahren gewinnen. Hierbei wird zwischen zwei Technologien unterschieden: Beide Technologien beinhalten die Injektion von Wässern über Bohrungen in Tiefen mit ausreichender Gesteinstemperatur (ca. 150 °C) und Förderung der erhitzten Wässer über eine zweite Bohrung in geeignetem Abstand von ca. 500 bis 1.000 m.

Speziell unter Thüringer Bedingungen wurde bislang ausschließlich die Erhitzung der Wässer weniger über bestehende Störungssysteme („Spalten“) als über zu erzeugende Multiriss-Systeme in kompetenten Gesteinen als erfolgversprechend betrachtet. Infolge der großen Fortschritte in der Bohrtechnologie in den letzten Jahren ist das Thüringer Potenzial für Tiefengeothermie um eine „fracking-freie“ Variante erweitert worden. Neu ist die Entwicklung eines tiefen Kollektors, des sogenannten Eavor-loops, bei dem zwei Bohrungen bis auf eine Ablenktiefe niedergebracht werden und von dort aus mehrere parallel verlaufende Schleifen über Förder- und Injektionsbohrung angebunden werden. Spalten und Klüfte des Umgebungsgesteins werden dauerhaft verschlossen, sodass ein geschlossenes System geschaffen wird.

Um bessere Informationen bezüglich der benötigten Parameter zu erhalten und das Fündigkeitsrisiko zu reduzieren, ist es notwendig, eine Bohrung abzuteufen, Bohrkerne zu entnehmen und daran die für die Geothermie relevanten Parameter zu bestimmen. Durch

geophysikalische Erkundungsverfahren, wie Seismik, Magnetik und Gravimetrie, kann der geologische Bau und, je nach Auflösungsvermögen der Erkundungsverfahren, auch der Verlauf von Störungszonen bereits im Vorfeld aufgeklärt werden.

Die Anwendung der tiefen Geothermie wird vorrangig für Standorte empfohlen, an denen die Wärmeversorgung unter Nutzung eines Fernwärmesystems, im besten Fall mit gekoppelter Stromerzeugung, möglich ist. Die Installation reiner petrothermaler Wärmeprojekte muss im Einzelfall standortbezogen und in Abhängigkeit der Interessen und Forderungen von potenziellen Investoren geprüft werden.

2.3.2 Kurzüberblick

Von den erneuerbaren Energieträgern verfügt die grundlastfähige Geothermie über ein hervorragendes Potenzial zum Ersatz fossiler Energieträger bei der Erzeugung von benötigten großen Wärmemengen. Der Flächenbedarf ist im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern sehr gering. Geeignete geologische Formationen für hydrothermale Tiefengeothermieprojekte sind besonders im Alpenvorland, im Oberrheingraben, im gesamten Norddeutschen Raum sowie in zahlreichen weiteren Beckenstrukturen Deutschlands bekannt. Weitaus größer als das hydrothermale Potenzial ist das Potenzial der Erschließung petrothermaler Systeme, denn dort ist die Endteufe der Bohrungen grundsätzlich dem übertägigen Bedarf insbesondere an Wärme anpassbar. Geothermie ist somit flächendeckend in Deutschland anwendbar (Abbildung 8).

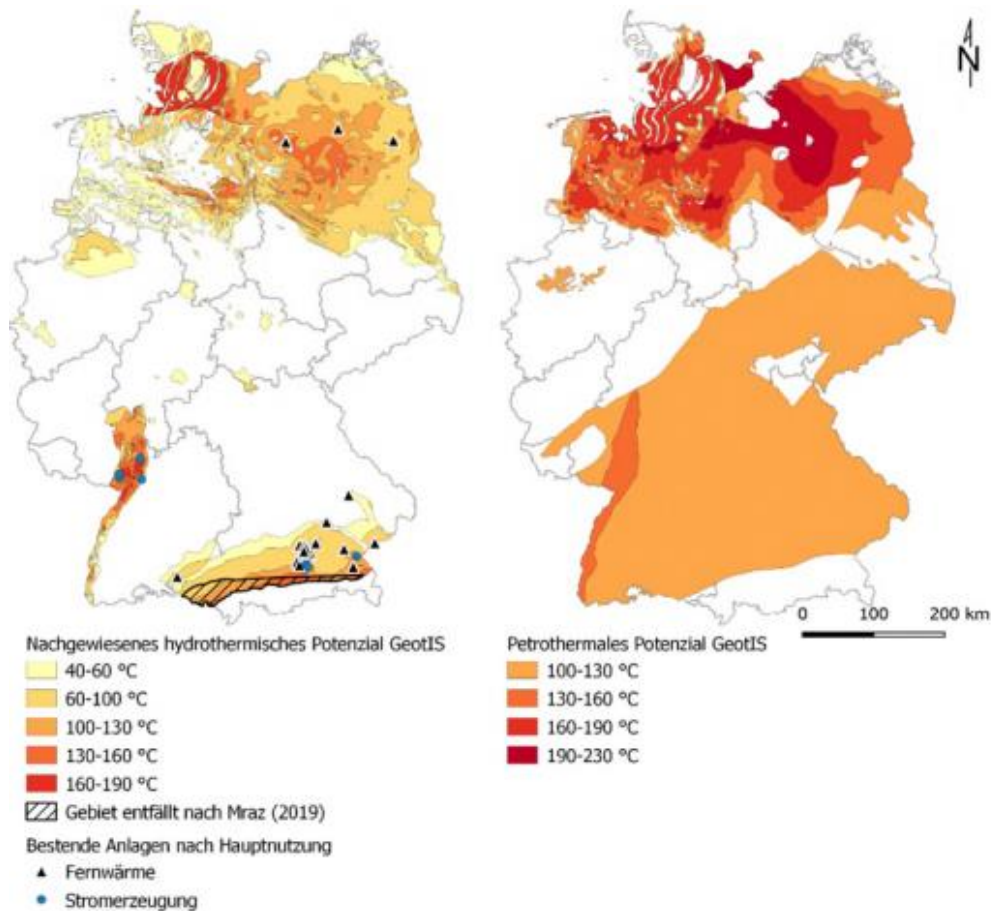


Abbildung 8: Geothermisches Potential in Deutschland²⁹

In Deutschland zählt man zur tiefen Geothermie vornehmlich zwei Nutzungssysteme:

- Hydrothermale Systeme

Hier findet überwiegend die Nutzung des im Untergrund vorhandenen warmen und heißen Wassers, i.d.R. aus tiefen Grundwasserleitern (Aquifere) statt. Die Nutzung erfolgt dabei direkt oder über Wärmeübertrager zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen.

- Petrothermale Systeme

Bei diesem Nutzungssystem wird überwiegend die im Gestein gespeicherte Energie genutzt, wobei die Durchlässigkeit und damit die natürliche Grundwasserführung des Gesteins im Gegensatz zu den hydrothermalen Systemen niedrig ist. Das angestrebte hohe Temperaturniveau wird erst in großen Tiefen ab ca. 3.000 m angetroffen.

²⁹ Ifeu (2020). Bewertung des Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor in der Bundesrepublik Deutschland, Berichtspflicht RED II, Dezember 2020.

- die Raumwiderstände
- die energetische Infrastruktur

2.3.3 Potenziale im Wärmesektor

Das Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) verweist auf das enorme technisch nutzbare energetische Potential, das durch die Geothermie in Deutschland gegeben ist. Unter Bezug auf den Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages wird das technisch nutzbare Potential an elektrischer Energie aus der Nutzung der Geothermie in Deutschland auf das etwa 600-fache der Jahresstromproduktion geschätzt.³³ Im Vergleich dazu übersteigt das energetische Potential einer zusätzlichen Wärmenutzung das der möglichen Anwendung zur Stromerzeugung um ein Vielfaches. Etwa 95% dieser potenziell nutzbaren Energiemenge sind demnach in kristallinen Gesteinen (z.B. Gneise und Granite) in mehreren Kilometern Tiefe lokalisiert.

Um die Potentiale der Geothermie verfügbar zu machen, muss außer einer geologischen Standortanalyse möglichst frühzeitig die lokale Energiesituation erhoben werden: Das ist unabdingbar, um die geplante geothermische Anlage optimal einbinden zu können. Es sind alle Wärmequellen und -senken sowie die vorhandene und geplante Wärmeversorgung zu erfassen und der jahreszeitliche Lastverlauf, das Lastvermögen und das Temperaturniveau zu bestimmen.

Wärmenetze bieten die Möglichkeit, alle Formen von Erneuerbaren Energien in großem Maßstab in die Wärmeversorgung zu integrieren. Diese Eigenschaft machen sie zu einem unverzichtbaren Bestandteil der Wärmewende. Geothermie eignet sich dabei im besonderen Maße als Grundlast-Lieferant und liefert im gleichen Zuge einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmenetze. Verschiedentlich wird das Potenzial der Geothermie so groß eingeschätzt, dass in etwa eine Verzehnfachung der heutigen Wärmeenergieerzeugung innerhalb der nächsten zehn Jahre möglich sein könnte. Durch den Verbund von vielen Wärmeabnehmern über ein Wärmenetz lässt sich die ganze Bandbreite der Gebäudeinfrastruktur für die Nutzung zu Heizzwecken erreichen, d.h. sowohl Wohngebäude im Bestand als auch neue Siedlungsquartiere, sowohl Wärmeabnehmer im gewerblichen wie auch öffentlichen Sektor. Daneben eignet sich die Geothermie bei Temperaturen über 100°C zur Strom- und Wärmeversorgung (KWK) oder zur Strom-, Wärme- und Kältebereitstellung (KWKK).

Ein weiteres Anwendungsfeld wird der Einspeicherung von Überschusswärme in tiefe Aquifere oder oberflächennahe Schichten mit einem Flurabstand von > 40m im Sommer mit der Wiedergewinnung zu Bedarfszeiten in den Wintermonaten zugesprochen.

2.3.4 Anlagentechnik

2.3.4.1 Beschreibung der Anlagentechnik

Nutzungskonzepte umfassen sowohl offene (hydrothermale und petrothermale) als auch geschlossene Systeme (Eavor-Loops und tiefe Erdwärmesonden). Eavor-Loops und Tiefe Erdwärmesonden bieten den Vorteil der Standortunabhängigkeit ohne Fündigkeitsrisiko. Der entscheidende Vorteil offener Systeme liegt in der deutlich höheren Wärmeausbeute

³³ Paschen, H., Oertel, D., & Grünwald, R. (2003). Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. TAB-Arbeitsbericht Nr. 84, Februar 2003, <https://www.doi.org/10.5445/IR/1000103222>.

(Anlagenleistungen von ca. 1-40 MW_{th}) im Vergleich zu geschlossenen Systemen. Auf die Nutzung der offenen Systeme wird nachfolgend zunächst näher eingegangen.

Hydrothermale Systeme

Bei einer hydrothermalen Energiegewinnung für Heizzwecke wird warmes oder heißes Wasser aus einem Aquifer über eine Tiefbohrung (Förderbohrung) zutage gefördert. An der Erdoberfläche wird die Wärme des Förderwassers in Wärmeübertragern auf eine andere Flüssigkeit (i.d.R. Wasser) in einem sekundären Kreislauf übertragen. Das abgekühlte Aquiferwasser wird in den Aquifer mittels einer anderen Bohrung, der so genannten Injektionsbohrung, wieder zurückgeführt. Beide Bohrungen müssen so weit voneinander entfernt sein, dass sie sich über die Dauer der geplanten Betriebszeit (meist etwa 30 Jahre) nicht negativ beeinflussen. Sie dürfen jedoch auch nicht so weit voneinander entfernt sein, dass die Regeneration des Thermalwassers durch die hydraulische Verbindung untertage nicht mehr gewährleistet ist. Die Abstände zwischen Förder- und Injektionsbohrung werden durch hydrothermische Modellierungen bestimmt. Reicht das Temperaturniveau für die Anwendung nicht aus, können zusätzlich Wärmepumpen zum Einsatz kommen, um ein Anheben auf das notwendige Niveau zu erreichen. Das im Wärmeübertrager (und gegebenenfalls mittels Wärmepumpe) erwärmte Wasser wird über Fernwärmeleitungen direkt dem Verbraucher zugeführt.

Eine gute Kenntnis zum geologischen Untergrund bestimmt die Lage und Tiefe der erforderlichen Bohrungen und gibt Aufschluss über die förderbare Wassermenge und -art, woraus dann die Anlagenkonfiguration resultiert. Die Raumwiderstände definieren Ausschlusskriterien für Bohrsatzpunkte, Bohrverfahren, den Standort der Anlagen sowie die notwendigerweise zu errichtende Infrastruktur. In die Analyse sind rechtskräftig festgesetzte Schutzgebiete mit einzubeziehen.

Die vorhandene energetische Infrastruktur begrenzt die Standortwahl einer möglichen geothermischen Anlage zur Einbindung geothermischer Wärme in ein Fernwärmenetz. Ein entscheidendes Kriterium dabei ist, dass der Abstand zwischen existierendem Wärmenetz und der Anlage, aus der die Wärme eingebunden werden soll, möglichst gering ist. Eine Entfernung von bis zu 500 m Luftlinie bis zum bestehenden Wärmenetz wird im ersten Ansatz als akzeptabel eingeschätzt.

Petrothermale Systeme

Das geothermische Potenzial kristalliner Gesteine (z. B. Granite, Gneise, Glimmerschiefer) ist wesentlich größer als das Potenzial tiefliegender Aquifere. Kristalline Gesteine sind zwar geklüftet, aber die Klüfte sind weitgehend geschlossen. Fluide können somit nur mit sehr niedrigen Fließraten zirkulieren. Die geothermische Energie kann dennoch in closed-loops, wie sie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** rechts dargestellt sind, aus dem Gebirge extrahiert werden, wobei es wünschenswert ist, dass möglichst geringe Fließraten entlang der *loops* zu finden sind.

Andererseits können die vorhandenen Klüfte durch Aufbringen hoher hydraulischer Drücke geweitet und somit zusätzlich künstliche Risse (*Fracs*) geschaffen werden. Das technologische Prinzip ist die entscheidende Methode des *Hot-Dry-Rock-Verfahrens* (HDR)³⁴ zur Nutzung geothermischer Energie: Durch das geweitete bzw. neue Kluftsystem wird in einem geschlossenen

³⁴ Anmerkung: Die Bezeichnung HDR ist inzwischen veraltet. Man findet sie aber sehr häufig in Veröffentlichungen, weshalb sie auch für diese Arbeit weiterverwendet wird.

Kreislauf mittels Injektions- und Förderbohrungen ein Kühlmittel (meist Wasser) geleitet und so dem Gestein die Wärme entzogen.

Bekannt ist, dass granitische Gesteine wesentlich spröder als metamorphe Gesteine auf eine tektonische Beanspruchung (geodynamische Bewegung) reagieren, so dass bei den bisherigen HDR-Projekten granitische Gesteinsverbände bevorzugt wurden. Dennoch gelten auch Gneise weiterhin als für HDR-Projekte geeignet. Dagegen ist die Eignung schwach metamorpher Sedimente wie Tonschiefer und Phyllite nicht vollständig klar. Hierbei sind zudem Wärmetransportprozesse in den diversen Gesteinen zu berücksichtigen. Durch eine detaillierte geologische Vorerkundung kann versucht werden, Gebiete mit entweder erhöhter Kluftdichte als Bohrziel zu erreichen, wie sie in der Nähe von Verwerfungen zu erwarten sind oder eben mit stark verminderter Kluftdichte in störungsfernen Bereichen.

Die Erfahrungen sowohl mit der "Frac-Technik" als viel mehr noch mit der *closed-loop* Technologie in kristallinen Gesteinen sind in Deutschland noch recht begrenzt. Dennoch stehen für die kommerzielle Nutzung der tiefengeothermischen Energie zwei grundlegend verschiedene Verfahren zur Auswahl, die einen rentablen Betrieb einer Tiefengeothermieanlage sehr viel weniger risikobehaftet erscheinen lassen als der bisherige alleinige Fokus auf Standorte mit Potenzial für die petrothermalen Systeme, bei denen hydraulisch stimuliert werden muss.

Durch das HDR-Verfahren, insbesondere die notwendigen Stimulationsverfahren, können mikroseismische Ereignisse (kleinste Erdbeben) ausgelöst werden. Dabei werden vor allem latente Spannungen im Gestein gelöst, die durch tektonische Gesteinsbewegungen entstanden sind. Es besteht die Möglichkeit, dass die entstehenden Erschütterungen auch an der Erdoberfläche wahrzunehmen sind. Im Falle der *closed-loop* Systeme ist dies sehr viel unwahrscheinlicher.

2.3.4.2 Technologische Entwicklungen

Um das Risiko einer ausbleibenden Fündigkeit zu verringern, wurde infolge der Fortschritte im Bereich der Bohrtechnologie die Eavor-Loop-Technologie entwickelt, ein geschlossenes Nutzungskonzept für die Anwendung in großen Tiefen. Bei dieser Bohrtechnologie werden zwei vertikale Bohrungen gleichzeitig abgeteuft. Aus den vertikalen Bohrungen werden dann mehrere Horizontalbohrungen aufeinander zubewegt und miteinander verbunden (unverrohrte Multilateralbohrungen, sog. Eavor Loops). Damit findet eine Vervielfältigung des unterirdischen Wärmetausches statt. An der Oberfläche werden die Vertikalbohrungen miteinander verbunden, so dass ein geschlossener Wärmekreislauf entsteht, der seine Wärme aus der Tiefe gewinnt und an der Oberfläche über Wärmeübertrager nutzt. Vorteilhaft ist, dass der Kreislauf zwischen Einspeisung des abgekühlten Wassers und Erhitzen in der Tiefe durch den Dichteunterschied des Wassers selbsttätig ohne zusätzlichen Pumpeneinsatz abläuft. Der Kreislauf muss nur einmalig mit Wasser befüllt werden. Von einer geplanten Anwendung in Geretsried wurde bereits berichtet.³⁵

Geothermieprojekt Geretsried³⁶

- Bohrung 2013: Vertikale Endteufe 4.825 m
Gesamte Bohrlänge 6.036 m
Temperatur/Schüttung >150°C / nur < 5 l/s

³⁵ ENEX Power Germany (2021). Geothermie Geretsried – vom Misserfolg zum Vorzeigeprojekt, 26. Dresdner Fernwärmekolloquium, September 2021.

³⁶ ENEX Power Germany (2021). Geothermie Geretsried – vom Misserfolg zum Vorzeigeprojekt, 26. Dresdner Fernwärmekolloquium, September 2021.

- Ablenkbohrung 2017: Vertikale Endteufe 4.735 m
Gesamte Bohrlänge 5.700 m
Temperatur/Schüttung >150°C / nur < 5 l/s
Ergebnis: nachweislich kein fündiges Bohrloch
- Neuer Anlauf 2022: Errichtung der Everloop-Technologie am bestehenden Bohrplatz
4 Eavor-Loops mit thermischer Leistung von je 17 MW (ges. 68 MW)
Geplante Fertigstellung im Endausbau Anfang 2025

Weitere Projekte zum Einsatz der Eavor-Loop-Technologie sind in Untersuchung, u.a. in Erfurt.

2.3.5 Referenzprojekte

2.3.5.1 Stand in Deutschland und Thüringen

Das in vielen Veröffentlichungen beschriebene theoretische Potential der Geothermie spiegelt sich noch nicht in einer großen Anzahl von bereits umgesetzten Projekten wider. Immerhin war der Zuwachs zwischen 2009 und 2019 stetig. Die gesamte Wärmeleistung der derzeit 42 Anlagen liegt bei rund 350 MW. Der geografische Schwerpunkt der Geothermie-Projekte liegt aktuell weit überwiegend in Bayern.

Tiefe Geothermieprojekte erfordern hohe Anfangsinvestitionen für die Bohrungen, das Heiz(kraft)werk und das Wärmenetz. Als erste Orientierung können spezifische Investitionskosten abhängig von der Technologie von circa 1.300 bis 3.000 €/kW_{th} dienen.³⁷ Die in der Kalkulation des Ifeu zugrundeliegende Geothermieanlage weist eine thermische Leistung von 25 MW auf.³⁸ Vorausgesetzt wird eine Bohrung (Dublette) mit einer Tiefe von 4.000 m und einer am Bohrkopf anliegenden Temperatur von 120°C; die ins Wärmenetz eingespeiste VL-Temperatur nach Wärmeübertrager beträgt 115°C. Die angenommene Fließrate im Betrieb (Schüttung) liegt bei 100 l/s. Im beschriebenen Fall betragen die Investitionskosten ca. 32.000 T€. Sie teilen sich wie folgt auf: 25.000 T€ für die Bohrkosten der Dublette, 2.000 T€ für die Tiefenförderpumpe inklusive eines Redundanzaggregats sowie 5.000 T€ für Leittechnik, Hydraulik und Wärmeübertrager. Daraus resultieren 1.280 € Investition je kW thermischer Leistung. Den vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten stehen niedrige spezifische Wärmegestehungskosten gegenüber. Sie werden mit 37 €/MWh angegeben.

2.3.5.2 Realanwendungen

In Thüringen gibt es bislang keine realisierte Anwendung der Tiefengeothermie. Eine Studie zur Nutzungsoption der mitteltiefen Geothermie für das Fernwärmenetz Jena zeigte die (begrenzten) Möglichkeiten am Standort auf. Die Analyse der untertägigen geologischen Bedingungen und die Aufwendungen für die übertägigen Anlagen ist nachfolgend zusammengefasst (Tabelle 3)

Tabelle 3: Überblick über das Geothermieprojekt Jena³⁹

Projektziel	Verbesserung des Primärenergiefaktors (PEF) der Fernwärme Jena
-------------	--

³⁷ Kostenschätzung

³⁸ Ifeu (2020). Bewertung des Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor in der Bundesrepublik Deutschland. Berichtspflicht RED II, Dezember 2020.

³⁹ Eigene Darstellung/Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH.

Status	Machbarkeitsstudie, keine nachfolgende Bohrung
Bohrung	Vertikale Endteufe 635 m, gesamte Bohrstrecke 860 m Temperatur/Schüttung ca. 27°C / 12,5 ± 2,5 l/s
Potential	3,0 MW thermisch / 1,0 MW elektrisch
Anlagentechnik	HT Wärmepumpen, Wärmeübertrager, Erdgas-BHKW
Investitionsvolumen	Untertageanteil 2.576 T€, Übertage 4.970 T€
Wärmegestehung	60 €/MWh (Referenzszenario), je nach Fündigkeit zwischen 53-78 €/MWh

Von den überwiegend in Bayern realisierten Geothermieranlagen werden nachfolgend für zwei Standorte einige wesentliche Parameter und Meilensteine der Projektentwicklung dargestellt – das Geothermie-Projekt in München-Freiham und das Geothermie-Projekt in Unterhaching (Tabelle 4 & 5).

Tabelle 4: Überblick über das Geothermie-Projekt München-Freiham⁴⁰

Projektziel	Erschließung des Münchener Stadtteils Freiham mit 80% Geothermienutzung
Status	in Betrieb seit Herbst 2016
2D-/3D-Seismik	2012
Förderbohrung	09/2015 – 11/2015 Vertikale Endteufe 2.518 m, gesamte Bohrstrecke 3.132 m Temperatur/Schüttung >90°C / 90 l/s
Injektionsbohrung	12/2015-02/2016 Vertikale Endteufe 2.457 m, gesamte Bohrlänge 2.600 m Förderrate > 100 l/s
Langzeitpumpversuch	Sommer 2016
Grundlast	Seit Herbst 2016
Investitionsvolumen	Keine Angaben

Tabelle 5: Überblick über das Geothermie-Projekt Unterhaching⁴¹

Projektziel	Fernwärmeversorgung Unterhaching (75% Geothermie) & Stromerzeugung
Status	in Betrieb seit 04/2009
Förderbohrung	2004 Vertikale Endteufe 3.350 m Temperatur/Schüttung 122°C / 150 l/s
Injektionsbohrung	2007 Vertikale Endteufe 3.580 m Temperatur/Schüttung 133°C / 150 l/s
Förderleistung	max. 38 MW thermisch

⁴⁰ Informationsportal Tiefe Geothermie (ITG) (n. a.). München Freiham. www.tiefengeothermie.de/projekte/muenchen-freiham (Zugriff: 04.11.2022).

⁴¹ Geothermie Unterhaching (2021). Datenblatt: Geothermie Unterhaching. Juni 2021, [https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/BB2AD706EAE49D4CC125871E0033DADD/\\$file/Datenblatt%20Geothermie%20Unterhaching_2021.pdf](https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/BB2AD706EAE49D4CC125871E0033DADD/$file/Datenblatt%20Geothermie%20Unterhaching_2021.pdf) (Zugriff: 04.11.2022).

	max. 3,4 MW elektrisch mit Kalina-System
Investitionsvolumen	105.000 T€, davon 16.000 T€ für Kraftwerk (Kalina-Anlage)
Finanzierung	Zuschüsse ca. 5.869 T€ (nicht alle sind mit Zahlen benannt) Darlehen zinsbegünstigt 45.000 T€

2.3.5.3 Forschungsprojekte

Die Nutzung tiefliegender geothermischer Ressourcen wird seit langem weltweit intensiv erforscht. Mittlerweile ist die geothermische Nutzung tiefliegender Grundwasserleiter (Aquifere) zur Gewinnung bzw. Speicherung von Wärme sowie zur Elektrizitätserzeugung Stand der Technik. Die Wärme- und Elektrizitätsgewinnung aus weitgehend fluidundurchlässigen, tiefliegenden Gesteinen (Grundwassergeringleiter) befindet sich in der Erprobungsphase und hat sich ebenfalls als technisch möglich erwiesen.

Forschungsbedarf besteht nach wie vor bei der Erkundung des geothermischen Potenzials in weiteren Gebieten Deutschlands. Genau dazu will das mit Mitteln der Bundesrepublik Deutschland und der Länder Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen geförderte Projekt *aquistore* (Kurzbezeichnung für: Adaption von Technologien saisonaler geogener Wärmespeicher auf die Aquifere der Innovationsregion) einen Beitrag leisten. Das Projekt widmet sich der Nutzung der Aquifere zur Wärme- und Kältespeicherung in der Innovationsregion Mitteldeutschland.⁴² Beteiligt sind u.a. die Friedrich-Schiller-Universität Jena und JENA-GEOS®. Das Forschungsvorhaben verfolgt das Ziel, Defizite zu beheben, die einer Wärme- und Kältespeicherung in Grundwasserleitern entgegenstehen. Neben Hemmnissen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit werden damit u.a. eine einfachere Umsetzbarkeit sowie die Beantwortung von Genehmigungsfragen verfolgt. Die Ergebnisse des Projektes sollen fundierte Erkenntnisse liefern, ob am jeweiligen Standort grundsätzlich Potenziale für eine Aquiferspeicherung bestehen und mit welcher Rentabilität dabei zu rechnen ist. Die Untersuchungen orientieren sich in einem Schwerpunkt auf die geologischen Strukturen des Weißelsterbeckens, da hier besonders hohe Potenziale vermutet werden. Die Potenziale sowie Raumwiderstände werden in einem Aquiferatlas erfasst. Dieser visualisiert die nutzbaren Aquifere in der Innovationsregion Mitteldeutschland.

Zur Erschließung der Kristallinen Gesteine bei Erfurt mittels der Eavor-Loop-Technologie befindet sich ein Projekt in Vorbereitung. Beteiligte sind u.a. die Friedrich-Schiller-Universität Jena, geotechnik heiligenstadt gmbh, Eavor GmbH und die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH.

In Thüringen wurde im Sommer 2013 im Rahmen des Projektes INFLUINS eine Forschungsbohrung im Zentrum der Thüringer Mulde bei Erfurt niedergebracht. Das gewonnene Gesteinsmaterial an Bohrkernen und Bohrklein lieferte einen wertvollen Einblick in die stratigraphische Abfolge und deren Besonderheiten im Untersuchungsgebiet. Die Bohrung wurde bis kurz vor die Bundsandstein-Zechstein Grenze in eine Tiefe von ca. 1.200 m abgeteuft. Als eines der Ergebnisse wurde von Kunkel et al. (2014) festgestellt, dass das Kernmaterial durchweg dicht mit nur geringen Porositäten ist. Die wenigen Klüfte sind geschlossen und bilden keine Wegsamkeiten für Fluide. Unterhalb des Mittleren Keupers (ca. 190 m) wurde in der Bohrung kein freies Grundwasser angetroffen. Zu angetroffenen Temperaturen wurden keine Aussagen getroffen. Für die

⁴² TheEN & JENA-GEOS (2021). Aquifere zur umweltfreundlichen Wärme- und Kältespeicherung. Pressemeldung, 21.04.2021, <https://www.theen-ev.de/de/pressemeldung/aquifere-zur-umweltfreundlichen-w%C3%A4rme-und-k%C3%A4ltespeicherung.html> (Zugriff: 12.08.2022).

hydrothermale geothermische Nutzung sind die beschriebenen Bedingungen eher nicht geeignet.⁴³

Parallel zu diesem Forschungsprojekt wurde im Auftrag der ThEGA eine Machbarkeitsstudie durchgeführt, die zu dem Zeitpunkt in Planung befindliche Bohrung zu überteufen.

Tabelle 6: Überblick über das Tiefengeothermieprojekt Erfurt im Auftrag der ThEGA

Projektziel	Machbarkeitsstudie zur Übertiefung der INFLUINS-Bohrung ⁴⁴ auf mind. 5.500 m, erschlossen über eine Triplette; zu Beginn des Betriebs 165°C; Förderrate 60 l/s
Status	keine nachfolgende Bohrung
Bohrung	---
Potential	20MW thermisch (Grundlast)
Anlagentechnik	ORC und Heizwerk

Ein Relaunch des Vorhabens findet seit 2021 durch die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH infolge der Möglichkeit zur Nutzung der fracking-freien closed-loop Technologie.

In der Tiefengeothermie haben zwar Fortschritte bei der Erkundung und Reservoir-Erschließung dazu beigetragen, das Fündigkeitsrisiko zu verringern und die Ausgangs- und Erfolgsbedingungen für Projekte zu verbessern. Aber auch der Bundesverband Geothermie mahnt die Entwicklung eines umfangreicheren Erkundungsprogramms an, um das geothermische Potenzial in weiteren Gebieten bestimmen und nutzbar machen zu können.

Eine weitere Möglichkeit ist die Rohstoffgewinnung aus Thermalwasser. Diesbezüglich gibt es weltweit bereits mehrere kommerzielle und wissenschaftliche Projekte zur Lithium-Extraktion.

2.3.6 Situation in Thüringen

Zur Einordnung der in Thüringen lokal potentiell nutzbaren Aquifere lässt sich eine Dokumentation des TLUBN nutzen.⁴⁵ Demnach erreichen die in tiefliegenden Aquifere maximal nutzbaren Temperaturen im Thüringer Becken bis zu 50°C und in Südthüringen bis zu 70°C. In der Dokumentation werden nur Gebiete dargestellt, in denen eine Nutzung möglich erscheint. Die verfügbaren Karten sind thematisch gegliedert entsprechend ihrer stratigraphischen Einheiten. Die Aquifere im Leine-Karbonat sind in Abbildung 10 exemplarisch wiedergegeben. Wesentliche Eigenschaften der Aquifere in den geologischen Horizonten sind nachfolgend zusammengefasst. Ergänzt werden die Übersichtskarten durch Detailkarten im Maßstab 1:200.000, in die alle relevanten Daten zum geologischen Aufbau und zur Temperatur des tieferen Untergrunds eingeflossen sind.

⁴³ Kunkel, C., Abratis, M., Müller, B., Hofmann, J., Tiepner, T., Aehnelt, M., ... & Totsche, K. U. (2014). Die INFLUINS-Forschungsbohrung EF-FB 1/12: Einführung und erste stratigraphische Ergebnisse zur neuen Tiefbohrung im Herzen der Thüringer Mulde, Beiträge zur Geologie von Thüringen, NF, 21, 67-83.

⁴⁴ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2011): Machbarkeitsstudie zur Übertiefung der INFLUINS-Bohrung. Zusammenfassung der Studie online verfügbar: <https://docplayer.org/4942354-Zusammenfassung-der-studie.html> (Zugriff: 01.11.2022).

⁴⁵ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). Geothermisches Potential tiefliegender Aquifere, www.tlubn.thueringen.de/geothermie (Zugriff: 31.08.2022).

- **Aquifere im Mittleren und Unteren Buntsandstein**
 - Lage: Überwiegend anzutreffen im Kyffhäuserkreis, Unstrut-Hainich-Kreis und LK Sömmerda
 - Potential: Temperaturen liegen meist zwischen 20 und 30°C, dabei geringe Tiefenlage. Geothermische Nutzung ist begrenzt, dafür sind relativ gute Speichereigenschaften gegeben, so dass lokale Nutzung als Wärmespeicher sinnvoll ist.
- **Aquifere im Leine-Karbonat**
 - Lage: Überwiegend anzutreffen in 10 km breiten Streifen vom Werra-Gebiet durch das südöstliche Thüringer Becken, Arnstadt, Weimar bis nach Bad Sulza
 - Potential: Temperaturen liegen bei maximal 35°C, in Südthüringen lokal bis 60°C. Geothermische Nutzung aber auch dort stark begrenzt, weil Zuflussmengen meist gering sind.

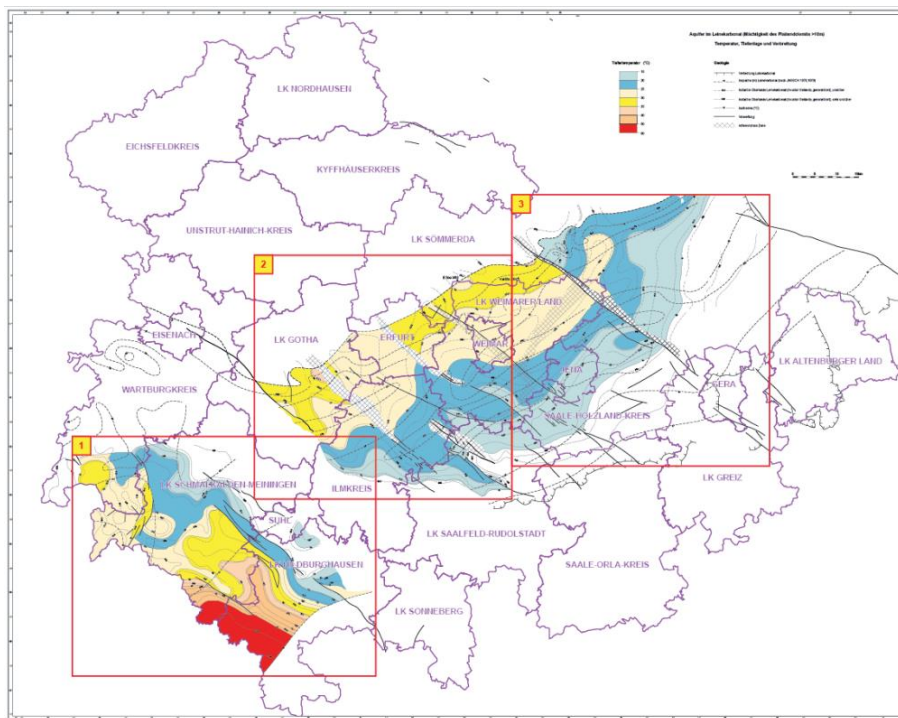


Abbildung 10: Tiefliegende Aquifere im Leine-Karbonat⁴⁶

- **Aquifere im Staßfurt-Karbonat**
 - Lage: Überwiegend anzutreffen in der Region Mühlhausen bis Gotha, lokal auch im Zentralgebiet des Thüringer Beckens (aber stark salinar mineralisiert)
 - Potential: Temperaturen erreichen bis zu 45°C
 - Geothermische Nutzung in der Region Gotha-Mühlhausen ist durch ausreichende Porosität und Permeabilität sinnvoll
- **Aquifere im Werra-Karbonat**

⁴⁶ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). Geothermisches Potential tiefliegender Aquifere. www.tlubn.thueringen.de/geothermie (Zugriff: 31.08.2022).

- Lage: Verbreitet anzutreffen am Rand des Thüringer Beckens, z.B. LK Eichsfeld, Hildburghausen, Ilmkreis, Saale-Holzland-Kreis inklusive Jena
- Potential: Temperaturen liegen bei maximal 40°C, in Südthüringen lokal bis 70°C. Geothermische Nutzung wegen oft zu geringer Mächtigkeiten nur begrenzt möglich, Porosität und Permeabilität mit Ausnahmen am Beckenrand ausreichend.
- **Aquifere im Oberkarbon und Rotliegend**
 - Lage: Nur verbreitet im zentralen Thüringer Becken (LK Sömmerda) und in der Region Mühlhausen (Unstrut-Hainich-Kreis)
 - Potential: Temperaturen erreichen maximal 50°C, Geothermische Nutzung stark begrenzt, weil Zuflussmengen meist gering sind.

Petrothermale Systeme

Eine Darstellung der geothermischen Verhältnisse im tieferen Untergrund Thüringens ist durch das TLUBN dokumentiert.⁴⁷ Grundlagen für das Kartenwerk waren die in Thüringen zahlreich vorliegenden Bohraufschlüsse. Sie stammen vor allem aus den Erkundungen aus DDR-Zeiten zu Erdöl/Erdgas-, Kalisalz-, Kupfer- und Uran-Vorkommen. Diese Tiefbohrungen geben vorzugsweise über die obersten ca. 1.500 m der Erdkruste detaillierte Informationen. Über den geologischen Aufbau und die geothermischen Gradienten des darüber hinaus gehenden tieferen Untergrundes ist in Thüringen relativ wenig bekannt, da kristalline Gesteine (z. B. Granite, Gneise, Glimmerschiefer) in großen Tiefen nur ausnahmsweise zu Forschungszwecken erbohrt wurden. Die bisher tiefste Bohrung in Thüringen erreichte 2.723 m. Die vorhandenen Bohrinformationen kombiniert mit weiteren geologischen Kenntnissen erlaubten dennoch eine gewisse Extrapolation zu größeren Tiefen und die Erstellung eines in sich schlüssigen Kartenwerkes. Nachteilig ist allerdings, dass Angaben bis in Tiefen von 4 bis 7 km, wie es zur Nutzung der tiefen Geothermie sinnvoll wäre, mit großen Unsicherheiten behaftet sind.

Thüringen wird von mehreren großen, über 10er km verfolgbaren Störungszonen durchzogen. Die meisten größeren Städte Thüringens liegen direkt auf solchen Störungszonen (z. B. Erfurt, Gotha, Arnstadt, Eisenach, Weimar). Nach dem gegenwärtigen Stand des Wissens könnte es sinnvoll sein das in der Nähe der Verwerfungen stärker geklüftete Grundgebirge in HDR-Projekten bevorzugt zu nutzen. Im Einzelfall ist es jedoch schwer vorherzusehen, welchen Verlauf die nur im Deckgebirge kartierten Verwerfungen im kristallinen Untergrund haben; zudem könnte es entlang von Verwerfungen auch zu unerwünschten hydraulischen Kurzschlüssen zwischen Injektions- und Förderbohrung kommen.

Basierend auf den dokumentierten Bohrinformationen und einer Einschätzung der Eignung des Untergrundes für tiefe petrothermale Anwendungen in Verbindung mit administrativen Nutzungseinschränkungen und -ausschlüssen wurden von JenaGeos (2011) Vorranggebiete definiert.⁴⁸ In Abbildung 11 sind Vorranggebiete für die Nutzung der Tiefen Geothermie dargestellt und entsprechend ihrer Eignung klassifiziert. Für petrothermal sehr gut oder gut geeigneten Potenzialflächen zählen insbesondere die Gebiete:

- Zentrales Thüringer Becken
- Mittlerer Thüringer Wald

⁴⁷ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) (n. a.). Geothermische Verhältnisse im tieferen Untergrund Thüringens. www.tlubn.thueringen.de/geothermie (Zugriff: 31.08.2022).

⁴⁸ JenaGeos (2011). Wirtschaftliche Nutzungsoptionen der Tiefen Geothermie in Thüringen, Jena.

- Südliches Werragebiet
- Raum Lobenstein

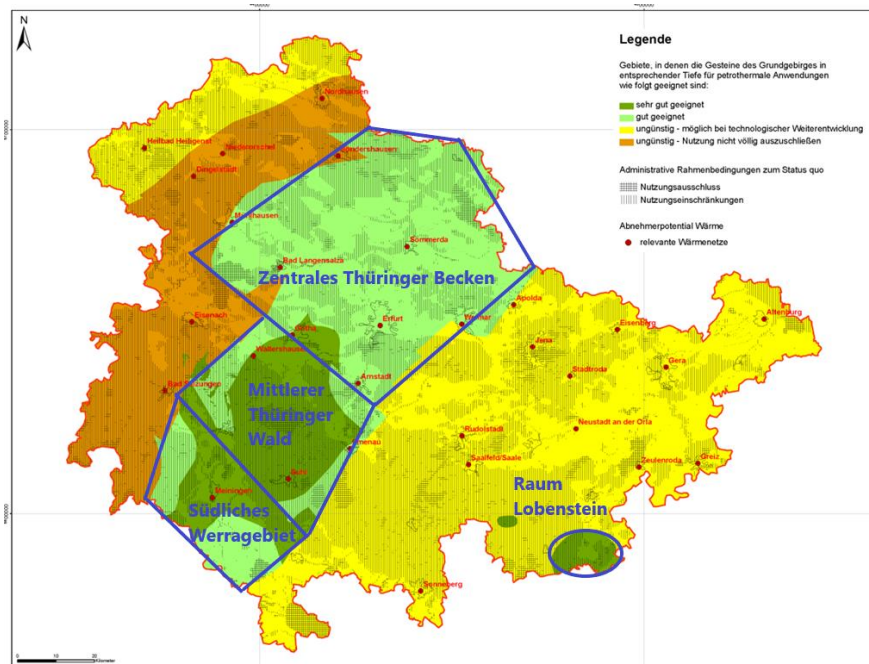


Abbildung 11: Gebiete in Thüringen nach Nutzungseignung für petrothermale Anwendung⁴⁹

Thüringen bietet zwar keine Heißwasser-Aquifere mit den erforderlichen hohen Temperaturen und Mengen zur geothermischen Stromerzeugung, kann aber mit den entsprechenden geothermischen Technologien die Erdwärme aus heißen tiefen Gesteinen mittels petrothermaler Verfahren gewinnen. Diese Technologie beinhaltet, wie beschrieben, die Injektion von Wässern über Bohrungen in Tiefen mit ausreichender Gesteinstemperatur (mindestens 150°C) und Förderung der erhitzten Wässer über eine zweite Bohrung in geeignetem Abstand von ca. 500 bis 1.000 m. Speziell unter Thüringer Bedingungen wird die Erhitzung der Wässer weniger über bestehende Störungssysteme („Spalten“), als über zu erzeugende Multiriss-Systeme in kompetenten Gesteinen als Erfolg versprechend betrachtet. Je undurchlässiger das Gestein ist, desto besser lassen sich mit Frac-Arbeiten solche Riss-Systeme ingenieurmäßig schaffen. Diese Riss-Systeme werden dann gezielt mit der zweiten Bohrung erbohrt, so dass die untertägige Verbindung des Zirkulationssystems geschaffen wird.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie für Erfurt⁵⁰ werden die bisherigen standortbezogenen Ergebnisse der EEA-Studie (2011) und die vorgenannten vorhandenen Daten des TLUBN bzw. die Ergebnisse der Studie von JenaGEOS (2011) einer Revision unterzogen. Ziel ist die Erschließung granitoider Gesteine mittels der Eavor Loop-Technologie.

Die geologischen Bedingungen für solche petrothermale Verfahren sind sehr gut oder gut geeignet in Gebieten mit Granit, Gneis und vergleichbaren lithologischen Einheiten. Für andere Gebiete deren lithologische Einheiten im Wesentlichen aus Grauwacken, Quarziten oder Karbonaten

⁴⁹ JenaGeos (2011). Wirtschaftliche Nutzungsoptionen der Tiefen Geothermie in Thüringen, Jena.

⁵⁰ geotechnik heiligenstadt gmbh (2022, in Bearbeitung). Tiefengeothermie für Erfurt.

teilweise auch im Verband mit Tonschiefern bestehen, erscheint aus ingenieurtechnischer Sicht eine petrothermale Nutzung zumindest möglich. Derzeit als ungünstig eingestuft wird die nördliche sogenannte Phyllitzzone, da die zu Grunde liegenden lithologischen Einheiten keine sinnvolle petrothermale Nutzung erwarten lassen. Diese Einschätzung muss nicht dauerhaft Bestand haben, wie man an der technologischen Weiterentwicklung im Fall der frackingfreien Methode, der geschlossenen Eavor-Loop- Technologie im Bereich petrothermaler Systeme sehen kann.

2.3.7 Leitfaden

Die Entwicklung eines Projekts der Tiefengeothermie erfolgt Schritt-für-Schritt in mehreren Phasen mit unterschiedlichen Themenschwerpunkten und Zielsetzungen. Am Ende eines jeden Schritts steht eine Entscheidung, ob das Projekt auf Grundlage der bisherigen Ergebnisse wie geplant fortgeführt werden kann. Der Projektablauf erfordert die folgenden einzelnen Arbeitsschritte lässt sich in Anlehnung an Sandrock et al. (2020) wie folgt beschreiben:⁵¹

- Zuerst empfiehlt sich die Durchführung einer **Infrastrukturanalyse**. Darin werden innerhalb des Erlaubnisfeldes Gebiete identifiziert, in denen die Umsetzung eines Geothermieprojekts untersagt -oder nur eingeschränkt möglich. Es werden ferner Bereiche ausgewiesen, die für eine Projektumsetzung besonders geeignet sind.
- Zweiter Schritt: Erarbeiten einer **Vorstudie** („Desktop Study“). Die Desktop Study klärt mit Hilfe frei verfügbarer Daten, ob an einem Standort grundsätzlich ein geothermisches Potenzial vorhanden ist. Erste Einschätzungen zum geologischen Aufbau des Untergrunds, insbesondere der Tiefenlage und Mächtigkeit möglicher Nutzhorizonte sowie zu den erwarteten Temperaturen werden erstellt.
- Anschließend ist die **Aufsuchungserlaubnis** für das Untersuchungsgebiet beim zuständigen Bergamt zu beantragen. Mit der Aufsuchungserlaubnis erhält man das ausschließliche Recht, im „Erlaubnisfeld“ Explorationsmaßnahmen durchzuführen, d. h. Maßnahmen zur näheren Charakterisierung des Untergrundes in Hinblick auf das geothermische Potenzial. Gleichzeitig wird auf diese Weise das Vorrecht für die spätere Nutzung reserviert. Die Aufsuchungserlaubnis wird für maximal 5 Jahre erteilt.
- Danach wird ein erstes Untergrundmodell erstellt und eine Standortvorauswahl getroffen. Die Ergebnisse werden in einer zweiten Vorstudie, der „**Pre-Feasibility Study**“ zusammengefasst. Dazu werden zunächst bereits vorhandene Untergrunddaten (z.B. 2D-Seismiklinien, Bohrungsdaten) angekauft und ausgewertet. Existieren für das Erlaubnisfeld keine Altdaten ist eine 2D-seismische Messkampagne zu planen und durchzuführen. Die Auswertung der 2D-Seismiklinien dient der näheren Charakterisierung des Untergrundes, darunter der Suche nach potenziell hydraulisch durchlässigen Zonen im Untergrund.
- Meist wird eine ergänzende 2D-seismische Messung oder die Durchführung einer **3D-Seismik** erforderlich. Der Vorteil einer 3D-Seismik besteht darin, dass sie – im Gegensatz zur 2D-Seismik – Aussagen zur räumlichen Lage und Ausdehnung von Formationen, Störungssystemen und Strukturen im Reservoir erlaubt.

⁵¹ Sandrock, M., Maaß, C., Weisleder, S., Baisch, C., Löschan, G., Kreuter, H., ... & Köhler, C. (2020). Ein neuer Weg zu effizienten Wärmenetzen mit Niedertemperaturwärmeströmen. Umweltbundesamt, November 2020, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/sandrock_et_al._2020_niedertemperaturwaerme-kommunenleitfaden_barrierefrei.pdf (Zugriff: 01.11.2022).

- Die **Machbarkeitsstudie** stellt den letzten großen Meilenstein vor der Niederbringung der Bohrungen dar. Sie umfasst eine umfassende Lagerstättenbeschreibung inklusive Abschätzung von Temperaturen und Förderraten, die Definition der Bohrziele im Untergrund, das Erschließungskonzept einschließlich einer vorläufigen Bohrplanung sowie ggf. die Ergebnisse einer seismischen Gefährdungsanalyse, falls die geplanten Bohrungen innerhalb einer Erdbebenzone liegen. Ferner wird das Konzept zur Integration der Wärme in das kommunale Wärmenetz entwickelt und bewertet, sowie das Finanzierungskonzept und die Wirtschaftlichkeit (bei Tiefen Geothermieprojekten kann das erforderliche Kapital in mehrstelliger Millionenhöhe liegen, was für das Abteufen der Tiefbohrungen eine besondere Herausforderung darstellt, da sich die tatsächlichen Untergrundverhältnisse erst mit der Bohrung zeigen). Das Fündigkeitsrisiko (bzgl. zu geringer Temperaturen und Fließraten) stellt daher auch das größte wirtschaftliche Risiko dar. Weiterhin sind Fragestellungen zu möglichen Bergschäden und der Haftpflicht zu erörtern. Es empfiehlt sich parallel eine Konzipierung von Alternativkonzepten, falls die Bohrungen nicht die erwartete Fündigkeit haben. Auf Basis der Machbarkeitsstudie wird die Umsetzung des Geothermieprojekts beschlossen.
- Vor Beginn der Bohrarbeiten müssen die notwendigen **Genehmigungsprozesse, Ausschreibungs- und Vergabeverfahren, technische Detailplanungen** sowie die Errichtung des Bohrplatzes durchschritten werden. Vor Niederbringung der ersten Bohrung sind die Betriebspläne für den Bohrplatzbau, die Bohrungen und die hydraulischen Testarbeiten zu erarbeiten. In den Betriebsplänen müssen die geplanten Arbeiten detailliert beschrieben werden. Das Genehmigungsverfahren ist komplex und zeitaufwändig. Spätestens im Zuge der Planungen von Bohrplatzbau und Bohrungen muss geprüft werden, ob eine Umweltverträglichkeits- (UVP)-Vorprüfung oder gar eine vollumfängliche UVP durchgeführt werden muss. Liegt die Betriebsplanzulassung vor, kann mit dem Bohrplatzbau begonnen werden. Parallel wird der Aufbau eines seismischen Monitoringsystems sowie eines Grundwasser-Monitorings im Umfeld des Bohrplatzes empfohlen.
- Der nachfolgend dargestellte Prozess hängt entscheidend von der Erschließungsmethodik ab:

1. Hydrothermale Systeme und petrothermale Systeme erschlossen über die Hydraulische Stimulation

- Die **Niederbringung der ersten Bohrung** erfolgt in mehreren Teilabschnitten, den sogenannten Sektionen, die teleskopartig aufeinander aufgebaut sind. Mit großen Bohrdurchmessern wird begonnen und dann mit zunehmend kleineren Durchmessern weitergebohrt. Nach Fertigstellung einer Sektion wird die Verrohrung eingebaut, die das Bohrloch stabilisiert und gegenüber dem Gebirge abdichtet. Der Ringraum zwischen dem Gestein und den eingesetzten Stahlrohren wird mit Zement verfüllt. Das vom Bohrmeißel gelöste Gesteinsmaterial wird während der Bohrarbeiten fortlaufend untersucht und dokumentiert. Auf Basis der Ergebnisse wird das geologische Untergrundmodell kontinuierlich verifiziert und gegebenenfalls angepasst.
- Nach dem Erreichen der Endteufe für die erste Bohrung werden **im Zielhorizont hydraulische Testarbeiten** zur Ermittlung der Reservoir-Eigenschaften

durchgeführt. Die Bohrung gilt als fündig, wenn eine Mindest-Förderrate bei einer maximal vertretbaren hydraulischen Druckabsenkung erreicht werden kann und eine Mindest-Reservoir-Temperatur vorliegt. Die Schwellenwerte dafür müssen vor Beginn der Bohrarbeiten auf Basis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen definiert werden. Wird zwar die Mindest-Temperatur, nicht jedoch die erforderliche Förderrate angetroffen, können Ertüchtigungsmaßnahmen helfen, die gewünschte Förderrate zu erzielen, z.B. durch chemische oder hydraulische Stimulation. Hydraulische Stimulationsmaßnahmen werden üblicherweise bei petrothermalen Systemen eingesetzt, sind aber auch bei hydrothermalen Projekten anwendbar. Verlaufen diese Maßnahmen erfolglos, wird meist vom geplanten Vorhaben Abstand genommen und eine alternative Nutzung der Bohrung geprüft, z.B. der Einbau einer Tiefen Erdwärmesonde. Entfällt auch das, ist die Bohrung ordnungsgemäß zu verfüllen.

- Die **Niederbringung der zweiten Bohrung** erfolgt analog zur ersten, sofern diese erfolgreich war. Auf Basis der gewonnenen Daten wird die Planung für die zweite Bohrung nochmals geprüft und entsprechend angepasst. Sie erfolgt meist vom gleichen Bohrplatz aus. Ist auch die zweite Bohrung fündig, wird das System thermohydraulisch modelliert auf Grundlage des geologischen Untergrundmodells und der hydraulischen Kennwerte. Es werden die Auswirkungen der Thermalwasserzirkulation im Untergrund simuliert, um darauf aufbauend das System optimal für eine nachhaltige Nutzung auslegen zu können.
- Anschließend wird der **Zirkulationstest** zwischen den beiden Bohrungen vorgenommen, bei denen Thermalwasser aus einer der Bohrungen gefördert und anschließend in einem geschlossenen Kreislauf über die andere Bohrung wieder in das Reservoir zurückgeführt wird. Der Zirkulationstest dient dazu, den späteren Dublettenbetrieb so genau wie möglich abzubilden, um auf Basis der Ergebnisse die Nutzungskonfiguration gegebenenfalls nochmals anpassen zu können. Damit enden die Aufsuchungstätigkeiten für das Geothermieprojekt.
- Alle Arbeiten im Zusammenhang mit der späteren, kommerziellen Förderung gelten als **Gewinnung**. Dafür ist ein **Bewilligungsantrag** bei der Bergbehörde zu stellen. Liegt die Bewilligung vor, ist ein Betriebsplan für die Gewinnung zu erstellen. Der Geltungsbereich des Bundesberggesetzes endet dabei am Übergang zum Thermalwasserkreislauf der Anlage.
- Die beiden letzten Schritte in der Projektentwicklung stellen die Planung und der Bau für den **obertägigen Anlagenbau** sowie die Einbindung in das lokale Wärmenetz dar. Für den Anlagenbau ist ein Baugenehmigungsverfahren erforderlich.

2. Petrothermals Systeme – erschlossen mittels der Eavor-Loop-Technologie (frackingfrei)

- Die Festlegung des genauen Ablaufs eines solchen Projektes in den Thüringer Granitoiden ist Bestandteil der Machbarkeitsstudie „Tiefengeothermie für Erfurt“⁵² und des Verbundforschungsvorhabens in Vorbereitung.

⁵² geotechnik heiligenstadt gmbh (2022, in Bearbeitung). Tiefengeothermie für Erfurt.

- Anschließend startet für einen definierten Zeitraum der **Probetrieb** für die Anlage.
- Verläuft der Probetrieb erfolgreich, nimmt die Anlage den eigentlichen **Dauerbetrieb** auf.

Wird die Geothermieanlage später (üblicherweise nach ca. 30-50 Jahren) nicht mehr benötigt oder soll sie ersetzt werden, muss sie stillgelegt und rückgebaut werden.

Ein wichtiges Thema für ein erfolgreiches Geothermieprojekt stellt die Öffentlichkeitsbeteiligung dar (Stichwort Akzeptanz in der Bevölkerung), auf die im Zuge der hier schwerpunktmäßigen technischen Betrachtung nicht eingegangen wird.

2.4 Solarthermie

2.4.1 Zusammenfassung

Solarthermie bezeichnet die Nutzung der solaren Strahlungsenergie mittels Kollektoren und deren Einbindung in ein Wärmenetz. Dabei beschränken sich die Betriebskosten v. a. auf Wartungs- und Instandhaltungskosten und es besteht mangels Brennstoffeinsatzes dahingehend kein Beschaffungs- und Preisrisiko. Allerdings weisen Solarthermieanlagen einen großen Flächenbedarf auf. Der Haupteintrag der Wärme erfolgt zudem in den Sommermonaten, während der größte Wärmebedarf in den Wintermonaten anliegt. Daher kann die Solarthermie zwar einen Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs insgesamt, aber keinen Beitrag zur Deckung der Spitzenlast leisten

2.4.2 Kurzüberblick

Solarkollektoren wandeln die einfallende solare Strahlungsenergie mittels eines Absorbers in thermische Energie, also Wärme, um. Dabei werden grundsätzlich zwei Kollektoren-Typen hinsichtlich ihres Aufbaus, Funktionsprinzips, zur Verfügung stellbarer Temperatur, möglicher Leistungsgrößen und möglicher Einsatzbereiche unterschieden: Flach- und Vakuumröhrenkollektoren.

Zusätzlich zu dem Kollektortyp sind für den Ertrag von Solarthermie-Kollektoren noch weitere Faktoren von Bedeutung, insbesondere Einstrahlungsintensität und -winkel der Sonne und die Vermeidung von Verschattung.

Für eine erste Projektabschätzung ist die Betrachtung der Globalstrahlungswerte eine wichtige Kenngröße.⁵³ In Deutschland lässt sich ein Süd-Nord-Gefälle bezüglich der jährlichen Sonnenscheindauer sowie der mittleren Tagessummen der Globalstrahlung feststellen. Während in Süddeutschland die jährliche Globalstrahlung bei über 1.100 J/cm³ liegt, beträgt sie im Norden Deutschlands unter 1.000 J/cm³.⁵⁴ In Thüringen kann mit einer Sonnenscheindauer von etwa 1.800 bis 2.000 h und mit Globalstrahlungswerten von 1.000-1.100 kWh/m²a gerechnet werden.⁵⁵ Das Zukunftswetter, welches für Mittel- und Nordthüringen mit der Software Meteonorm

⁵³ Zusätzlich zur Globalstrahlung sind auch die Beamstrahlung normal (Bn) und die Außentemperatur (Ta) relevante Größen.

⁵⁴ Deutscher Wetterdienst (2021). Klimakarten Deutschland. Stand: 2020, <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimakartendeutschland/klimakartendeutschland.html> (Zugriff: 17.11.2021).

⁵⁵ Deutscher Wetterdienst (2021). Klimakarten Deutschland. Stand: 2020, <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimakartendeutschland/klimakartendeutschland.html> (Zugriff: 17.11.2021).

bereitgestellt wird, weist eine Jahressumme der Globalstrahlungswerte von 1.024 kWh/m² aus.⁵⁶ Dieser Wert entspricht auch in etwa dem Mittelwert der Globalstrahlungswerte der Jahre 1991 bis 2020.⁵⁷ Abbildung 12 zeigt die jahresscharfe Entwicklung der langjährigen Globalstrahlung am Standort Sondershausen seit 1991.

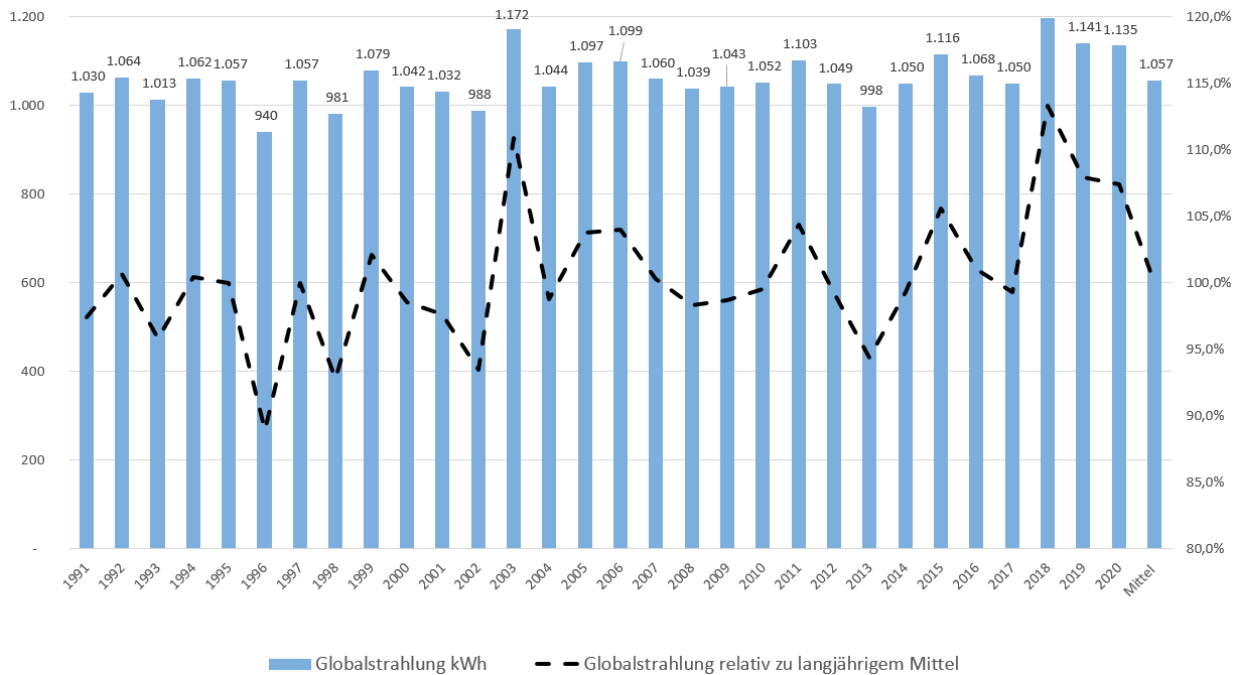


Abbildung 12: Jahreswerte der langjährigen Globalstrahlung in Sondershausen seit 1991⁵⁸

Für weiter zurückliegende Zeiträume liegen Werte der jährlichen Sonnenscheindauer für den Raum Sondershausen in Nordthüringen ab 1958 vor (Abbildung 13).

⁵⁶ Meteonorm ist eine Kombination aus zuverlässigen Datenquellen und hochwertigen Berechnungsmodellen und bietet Zugang zu Wetterdaten aus typischen Jahren und historischen Zeitreihen (<https://meteonorm.com/>).

⁵⁷ Globalstrahlungswerte ab 1991 sind beim Deutschen Wetterdienst kostenfrei beim Deutschen Wetterdienst unter <https://cdc.dwd.de/portal> erhältlich.

⁵⁸ Quelle: Stadtwerke Sondershausen GmbH.

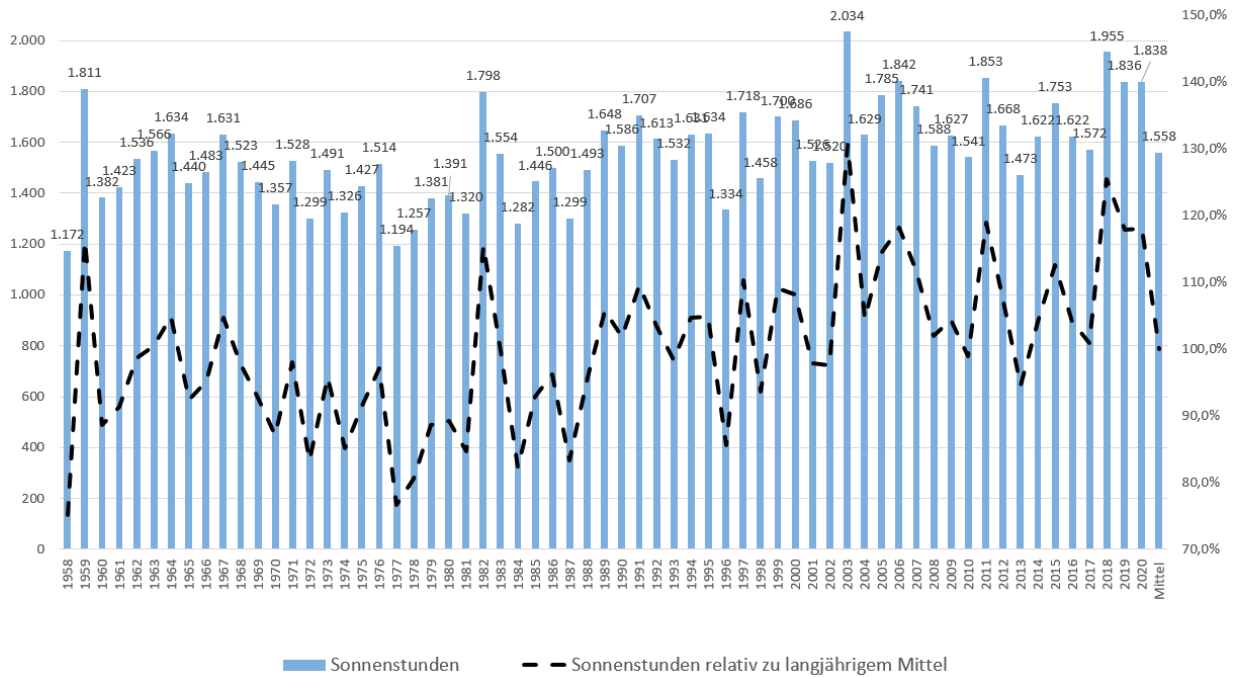


Abbildung 13: Jahreswerte der Sonnenscheindauer in Sondershausen seit 1958⁵⁹

Im Zeitraum zwischen 1991 und 2020 stechen die Jahre 2003 und 2018 als besonders strahlungsreich und die Jahre 1996, 1998, 2002 und 2013 als strahlungsarm hervor. Weiter zurückblickend waren die Jahre 1958, 1970, 1972, 1974, 1977, 1978, 1984 und 1987 extrem sonnenarm. Anhand dieser Betrachtung des historischen Verlaufs zeigen sich die teils enormen Schwankungen im Zeitverlauf sowie eine Tendenz zu einer steigenden Sonnenscheindauer und Globalstrahlung in der langen Sicht.

Diese Werte und Entwicklungen sind zu beachten, wenn jährliche Mindesterträge durch die Solarthermieanlage zu erbringen sind, weil z. B. die Fördermittelzusagen daran gekoppelt sind. Bei der Förderung nach iKWK (innovative KWK) ist dies beispielsweise der Fall.

Solarthermie-Freiflächenanlagen bestehen aus einzelnen, hydraulisch miteinander verbundenen Solarmodulen, so genannten Kollektoren. Diese werden häufig auch „Solarkollektorfeld“ bzw. „Kollektorfeld“ synonym für eine großflächige solarthermische Anlage verwendet. Ihr hoher Flächenbedarf setzt sich aus der Fläche für das Solarkollektorfeld und den Flächenanteilen für die Ankopplung an das Fernwärmesystem zusammen, was in der Summe etwa der zwei bis zweieinhalbfachen Bruttokollektorfläche entspricht.

Im Winter sind Solarthermieanlagen bei niedrigen Temperaturen vor Frost zu schützen, sofern Wasser als Wärmeträgermedium zum Einsatz kommt. Bei hohen Temperaturen und geringem Wärmebedarf im Sommer müssen Solarthermieanlagen wiederum vor Überhitzung geschützt werden. Entsprechende Schutzmaßnahmen sind in der Regel Bestandteil der Herstellerangebote.

Die Aufstellung von Solarthermie-Kollektoren kann sowohl auf Dachflächen, Freiflächen als auch aufgeständert über landwirtschaftlich genutzten Flächen erfolgen. Auf Grund der niedrigen

⁵⁹ Quelle: Stadtwerke Sondershausen GmbH.

Skaleneffekte wird die Aufstellung von Solarthermie-Kollektoren auf Dachflächen im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Die Solarthermie weist eine Reihe von Vorteilen im Vergleich zu anderen erneuerbaren und fossilen Energieträgern für die Wärmeerzeugung auf:⁶⁰

- Solarthermie ist preisstabil: Die Sonneneinstrahlung erfolgt kostenlos.
- Solarthermie unterliegt folglich keinen Preisschwankungen beim Brennstoffbezug, wie es beispielsweise bei Erdgas, Biomasse und Biogas der Fall sein kann.
- Die Betriebskosten sind dementsprechend gering und der Wartungsaufwand hält sich in engen Grenzen.
- Je nach Auslegung kann eine Solarthermie-Anlage gerade in den Sommermonaten den Wärmebedarf im Optimalfall gänzlich decken.

Allerdings ist der Platzbedarf von Solarthermieanlagen erheblich, was gerade im urbanen Raum eine Herausforderung darstellt. Zwar wird regelmäßig angeführt, dass Solarthermie im Vergleich zum Biomasseanbau eine um den Faktor 20 bis 50 und im Vergleich zu Photovoltaik eine um den Faktor 4 höhere Flächeneffizienz aufweist,⁶¹ dennoch stehen Freiflächen im städtischen Raum, sofern sie überhaupt vorhanden sind (z. B. auf Industriebrachen) in der Regel in Nutzungskonkurrenz mit einer Vielzahl weiterer Nutzungsmöglichkeiten, insbesondere dem Wohnungsbau und der Schaffung von Grünflächen und Erholungsräumen. Nicht zuletzt steht die Solarthermie auch in Flächenkonkurrenz zur Errichtung von Photovoltaik-Anlagen. Die Nähe zu Wärmesenken (Verbrauchsstellen) und zum bestehenden Fernwärmenetz ist ein entscheidender Faktor für die Effektivität von solarthermischen Anlagen. Deshalb sind verfügbare Flächen in der unmittelbaren Umgebung von Fernwärmenetzen ausschlaggebend für die Nutzung von Solarthermie.

In den vergangenen Jahren war der Solarthermie-Markt stark rückläufig.⁶² Im Jahr 2021 wurde nach Angaben von Solites nur eine einzige Solarthermieanlage an ein Fernwärmenetz angeschlossen.⁶³ Nicht zuletzt deshalb gilt das Potenzial der Solarthermie als bei weitem noch nicht ausgeschöpft und eine Verdreifachung der Nutzung der solaren Wärme von derzeit 10 TWh scheint möglich zu sein.⁶⁴

2.4.3 Potenziale im Wärmesektor

Die Sonneneinstrahlung schwankt naturgemäß über den Tagesverlauf, aber mehr noch kommt es zu einer schwankenden Sonneneinstrahlung während der Jahrzeiten. Die über die Kollektoren

⁶⁰ Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, <https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

⁶¹ Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, <https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

⁶² Solarsserver (2020). Solarthermie-Markt 2020: Heizungsindustrie hofft auf neue Förderung. 24.03.2020, <https://www.solarsserver.de/2020/03/24/solarthermie-markt-2020-heizungsindustrie-hofft-auf-neue-foerderung/>

⁶³ Solarsserver (2022). Flaute bei Solarthermie in der Fernwärme. 17.02.2022, <https://www.solarsserver.de/2022/02/17/flaute-bei-solarthermie-in-der-fernwaerme/> (Zugriff: 31.08.2022).

⁶⁴ Wirth, H., Kost, C., Kramer, K., Neuhaus, H., Peper, D., Rentsch, J., & Senkpiel, C. (2021). Solaroffensive für Deutschland: Wie wir mit Sonnenenergie einen Wirtschaftsboom entfesseln und das Klima schützen. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 28.07.2021, <https://www.greenpeace.de/publikationen/20210806-greenpeace-kurzstudie-solaroffensive.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

bereitgestellte thermische Energie folgt diesen zeitlichen Schwankungen, d. h. der Haupteintrag der Wärme erfolgt in den Sommermonaten.

Vergleicht man den Nutzwärmebedarf und die durch die Sonneneinstrahlung limitierte bereitstellbare solare Wärme, besteht demzufolge eine geringe Abdeckung zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Bis zu einem solaren Deckungsgrad von ca. 2% ist in Fernwärmenetzen ohne Prozesswärme die Einbindung ohne Tagesspeicher sinnvoll. Darüber hinaus, bis zu einem solaren Deckungsgrad von maximal 20%, sind Tagesspeicher erforderlich. Die ideale Speichergröße ist als wirtschaftlich-technisches Optimum aus Speicher- Investitions- und Betriebskosten, solarem Zusatzertrag und technisch beherrschbarer Anzahl an Stagnationstagen zu ermitteln.

Folgende Orientierungsgrößen können bei der Wahl des Speichers veranschlagt werden:

- bis 14% solarer Deckungsgrad 0,15 m³ Speichervolumen pro MWh solarem Ertrag
- bis 18% solarer Deckungsgrad 0,20 m³ Speichervolumen pro MWh solarem Ertrag
- bis 20% solarer Deckungsgrad 0,30 m³ Speichervolumen pro MWh solarem Ertrag

Bei noch höheren solaren Deckungsraten werden Saisonspeicher nötig, welche den sommerlichen solaren Ertrag für den Bedarf im Winterhalbjahr speichern können. In dänischen Wärmenetzen sind solche Speicher schon im Einsatz. Allerdings kommt Wärmenetzen in Dänemark bereits seit Jahrzehnten eine deutlich größere Rolle zu, als dies in Deutschland bislang der Fall ist. Seit den 1970er Jahren werden Wärmenetze in Dänemark kontinuierlich ausgebaut und weiterentwickelt. Dabei ist auch das Thema Temperaturabsenkung bereits seit längerem bedeutsam. Dänische Fernwärmenetze werden in der Regel mit niedrigeren Temperaturen betrieben, als dies in Deutschland der Fall ist und Speicher spielen eine tendenziell größere Rolle⁶⁵. Unabhängig von der Frage nach Wärmespeichern ist anzustreben, dass auch in den Übergangsmonaten mit niedrigeren Globalstrahlungswerten solare Erträge erzielt werden, um die dann bereits beträchtlichen Wärmesenken mit den Wärmeerträgen der Solarthermie zu großen Teilen zu decken. In diesem Teillastbereich weisen insbesondere Vakuumröhren-Kollektoren Stärken auf.

Flachkollektoren (ohne Vakuum) können bei Globalstrahlungswerten unter 500 W/m² kaum bis keine nutzbare solare Wärme für die Fernwärme zur Verfügung stellen. Vakuumröhrenkollektoren erzielen bereits bei einer Globalstrahlung ab 150 W/m² Erträge, ab 250 W/m² können fernwärmetaugliche Vorlauftemperaturen bereitgestellt werden.

2.4.4 Anlagentechnik

Solarthermieanlagen bestehen grundsätzlich aus drei Komponentengruppen, welche jede für sich in unterschiedlichsten Technologien und Ausprägungen vorzufinden und zu kombinieren sind.

Diese Gruppen sind:

- **Kollektorfeld**
- **Solarstation mit Pumpen, Wärmeübertragern, Armaturen, Behältern**

⁶⁵ State of Green (2018). Fernwärme und -kälte: Energieeffizienz für städtische Gegenden. Version 2.0, März 2018, <https://stateofgreen.com/de/publications/fernwaerme-und-kaelte/>, S. 10, 30.

- **Speicher (optional)**

Das **Kollektorfeld** besteht aus den Kollektoren, den Aufständern und den Transportleitungen. Bei den Kollektoren unterscheidet man grundsätzlich zwischen zwei Bauformen – Vakuumröhrenkollektoren und Flachkollektoren. Innerhalb dieser beiden Bautypen werden abermals verschiedene Technologien unterschieden:⁶⁶

- **Vakuumröhrenkollektoren**

- **Direkt durchströmende Röhrenkollektoren:** Bei direkt durchströmenden Röhrenkollektoren strömt das Medium, d. h. der Wärmeträger, direkt durch die Röhren des Kollektors.
- **Heatpipe-Kollektoren:** Bei den Heatpipe-Kollektoren erfolgt ein Verdampfen eines Mediums (z. B. Methanol) durch die Sonnenwärme. Der Dampf steigt in den oberen Kondensator auf, kondensiert und gibt dabei die aufgenommene Wärme in den Solarkreislauf ab. Das nun wieder verflüssigte Methanol sinkt anschließend wieder ab. Im Gegensatz zu den direkt durchströmenden Röhrenkollektoren benötigen Heatpipe-Kollektoren eine horizontale Neigung von mindestens 25°.
- **CPC-Kollektoren:** CPC-Kollektoren stellen eine weitere Ausführung von Vakuumröhrenkollektoren dar. *Compound Parabolic Concentrator (CPC)* bezeichnet Hohlspiegel, die sich im Inneren des Kollektors befinden und welche die Sonnenstrahlung auf einen Punkt bündeln und auf die Absorberrohre zurückwerfen. Bei den Absorberrohren handelt es sich um U-förmige Stahlrohre, über welche die Röhre des Kollektors gestülpt wird. Damit entspricht der Aufbau dem Grunde nach dem einer Thermoskanne. Auf Grund der *Compound Parabolic Concentrator* werden deutlich höhere Temperaturen als bei anderen Vakuumröhrenkollektoren erreicht und der Wirkungsgrad gesteigert.

- **Flachkollektoren**

- Der Aufbau von Flachkollektoren besteht aus Absorber, Kollektorgehäuse, Abdeckplatte und Wärmedämmung, wobei der Absorber das Herzstück des Kollektors ist. Das Absorberblech ist mit Rohren durchzogen und die Beschichtung des Absorbers sorgt dafür, dass möglichst viel solare Strahlung absorbiert und wenig Wärme abgestrahlt wird. Über eine Flüssigkeit wird die Wärme anschließend abtransportiert, wobei die Wärmedämmung die Wärmeverluste reduzieren soll. Flachkollektoren stellen eine kostengünstigere Alternative zu Vakuumröhrenkollektoren dar, da sie einen einfacheren Aufbau aufweisen. Im Vergleich zu Vakuumröhrenkollektoren ist der Wirkungsgrad von Flachkollektoren allerdings auch geringer.

Die verschiedenen Kollektorentypen können gemäß des Solar Keymark Prüfzertifikats verglichen werden, welches eine Prüfung der Kollektoren unter standardisierten Bedingungen sicherstellt.⁶⁷

Grundsätzlich ist erkennbar, dass bei Einsatz von Flachkollektoren größere Flächen zur Verfügung stehen müssen. Noch deutlicher wird das Problem durch die Unterschiede in den Erträgen zwischen strahlungsarmen und strahlungsreichen Jahren. Wenn Mindesterträge in strahlungsarmen Jahren erreicht werden müssen, dann ist das Problem mit zu vielen

⁶⁶ Infoportal Solarthermie (n. a.). Vakuum-Röhrenkollektor. <http://solarthermie-info.de/kollektoren/roehrenkollektor/>

⁶⁷ Die Zertifikate sind unter <http://www.solarkeymark.nl/DBF/> abrufbar.

Stagnationstagen in strahlungsreichen Jahren bei Flachkollektoren mit großen Flächenbedarf größer als bei Vakuumröhrenkollektoren. Abhilfe kann hier eine Kombination aus Vakuumröhrenkollektoren und Flachkollektoren sein. Eine sinnvolle Anlagenkonfiguration kann eine Schaltung in Reihe sein, so dass das Wärmeträgermedium erst den Flachkollektor und dann den Vakuumröhrenkollektor durchströmt.

CPC-Vakuumröhrenkollektoren weisen zwar die besten Ertragswerte unter den Vakuumröhrenkollektoren auf, sie haben jedoch konstruktionsbedingt auch das größte Problem mit Stagnation, denn die U-geformten Stahlrohre, über welche die Röhren gestülpt werden, können nicht entleert werden. Das Wärmeträgermedium geht in die Dampfphase über, vergrößert dabei sein Volumen und der Dampf schiebt den gesamten Kollektorinhalt und den Inhalt der Feldverrohrung aus der Anlage.

Heatpipe-Kollektoren weisen die geringsten Probleme bezüglich Stagnation auf, da sie so konstruiert sind, dass der Kreislauf aus Verdampfung und Kondensation des Mediums in der Röhre (Alkohol) bei definierten Temperaturen dahingehend zum Erliegen kommt, dass das Medium in der Dampfphase verbleibt. Dadurch ist ein Entleeren nicht erforderlich, was Anlagentechnik spart.

Als Wärmeträgermedium im Solarkreislauf stehen entweder Wasser oder Wasser-Propylenglykol-Gemische zur Verfügung. Im direkten Vergleich weist Wasser als Wärmeträgermedium eine Reihe von Vorteilen auf: Wasser ist kostengünstiger, verfügt über eine höhere spezifische Wärmekapazität, ist leichter zu handhaben und mit Blick auf Umweltauflagen unproblematisch. Allerdings müssen Anlagen mit Wasser als Trägermedium bei Minustemperaturen beheizt werden, was bei Wasser-Propylenglykol-Gemischen nicht der Fall ist. Bei Wasser-Propylenglykol-Gemischen liegt zudem der Siedepunkt höher als bei Wasser.

Die **Solarstation**, als zweite relevante Anlagengruppe, beinhaltet Pumpen, Wärmeübertrager, Armaturen und Behälter. Diese ist in einem Technikgebäude unterzubringen. Die Größe des Technikgebäudes hängt stark von den zum Einsatz kommenden und zuvor beschriebenen Technologien ab.

Ein Wärmeübertrager ist erforderlich, wenn die Solaranlage vom Fernwärmenetz hydraulisch entkoppelt werden soll. Für eine direkte Einbindung spricht hingegen, dass am Wärmeübertrager ca. 3% des Solarertrages eingebüßt werden und dass die Kosten für Wärmeübertrager und eine zusätzliche Pumpengruppe erheblich sind.

Wärmespeicher, die dritte relevante Anlagengruppe, sind nötig, um den innerhalb weniger Stunden anfallenden solaren Ertrag über 24 Stunden oder mehr an das Wärmenetz abzugeben. Die Wahl des Speicherkonzepts ist projektspezifisch zu entscheiden:

- Ausführung als Stahl- oder Stahlbetonspeicher
- Dimensionierung (konstruktive Grenzen etc.)
- Druckspeicher oder druckloser Speicher (Wandstärke, Innendurchmesser etc.)
- Anlieferung des Speichers oder Fertigung vor Ort (Durchmesser für den Transport als limitierender Faktor)

Bezüglich der Einbindung von Wärmespeichern bestehen folgende Möglichkeiten:

- Einbindung auf der Fernwärmeseite: Dadurch kann die Speicherkapazität in strahlungsarmen Zeiten auch für andere Erzeuger genutzt werden. Bei der Konzeption der

Speicher müssen in diesem Fall die Netzdrücke und der Einfluss auf die Druckhaltung des gesamten Fernwärmesystems berücksichtigt werden.

- Einbindung auf der Solarseite: In dieser Konstellation stehen die Wärmespeicher ausschließlich für die Solarthermieanlagen zur Verfügung, erfordern in der Regel aber geringere Investitionskosten.

2.4.5 Referenzprojekte

Obwohl sich die Zahl großer Solarthermie-Projekte in Deutschland noch sehr in Grenzen hält, sind eine Reihe von Solarthermie-Anlagen in Betrieb und in Planung. Zu nennen sind dabei insbesondere Projekte:

- Im **„Solarenergiedorf Liggeringen“** in der Bodensee-Region wird das Nahwärmenetz über eine Kombination aus Solarthermie-Anlage und Holzkessel mit Wärme versorgt. Zusätzlich wurden große Wärmespeicher errichtet, um auch mehrtägige Schlechtwetterperioden überbrücken zu können. Die Solarthermie-Anlage mit einer Kollektorfläche von 1.100 qm deckt etwa 20% des Wärmebedarfs der angeschlossenen Abnehmer.⁶⁸
- In **Berlin-Köpenick** wurde im Jahr 2018 eine Solarthermie-Anlage mit 1.058 qm Kollektorfläche, die auf einer brachliegenden Fläche des Betriebsgeländes des Heizkraftwerkes errichtet wurde, in Betrieb genommen. Der Jahresertrag soll bei 550 MWh liegen.⁶⁹
- In **Ludwigsburg/Kornwestheim** soll die bis dato größte Solarthermieanlage Deutschlands bei einer Bruttokollektorfläche von 14.800 qm einen prognostizierten Jahresertrag von 5050 MWh erzielen.⁷⁰
- In **Senftenberg** wurde im Jahr 2016 eine Solarthermie-Anlage mit 8.300 qm Vakuumröhren-Kollektoren auf der Fläche einer ehemaligen Deponie an das dortige Fernwärmenetz angeschlossen. Der Jahresertrag lag in den Jahren 2017 und 2018 im Schnitt bei rund 4.340 MWh.⁷¹
- In **Bernburg** erfolgte im Jahr 2019 der Start für den Bau einer der größten Solarthermie-Anlagen Deutschlands. Insgesamt soll mit einer Kollektorfläche von 8.603 qm grüne Fernwärme für 190 Haushalte erzeugt werden. Das gesamte Projektvolumen beträgt rund 3 Mio. Euro, wovon 1,35 Mio. Euro als Fördermittel bereitgestellt werden.⁷²
- Die **Stadtwerke Leipzig** planen im Westen der Stadt, am Rande von Lausen-Grünau, die nach eigenen Angaben derzeit größte Solarthermie-Anlage Deutschlands zu errichten. Diese soll einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung leisten.⁷³

⁶⁸ Solarthermie-Jahrbuch (2019). Große Solarthermieanlagen für Stadt und Land. 21.11.2019, <https://www.solarthermie-jahrbuch.de/grosse-solarthermieanlagen-fuer-stadt-und-land/> (Zugriff: 31.08.2022).

⁶⁹ Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, <https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

⁷⁰ Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, <https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

⁷¹ Steinbeis Forschungsinstitut Solites (2019). Infoblatt Solare Wärmenetze, Nr. 4, Oktober 2019, <https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/11/Infoblatt-Solnet-Nr4.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

⁷² Stadtwerke Bernburg (n. a.). Stadtwerke Bernburg investieren in ein grünes Fernwärmenetz. <https://www.stadtwerke-berenburg.de/unternehmen/engagement/solarthermie-oekologische-waermeerzeugung.html> (Zugriff: 31.08.2022).

⁷³ Leipziger Zeitung (2021). Leipziger Stadtwerke: Neues Blockheizkraftwerk in Möckern in Betrieb. 25.03.2021, <https://www.l-iz.de/wirtschaft/wirtschaft-leipzig/2021/03/leipziger-stadtwerke-neues-blockheizkraftwerk-in-moeckern-in-betrieb-381076> (Zugriff: 31.08.2022).

- In **Halle (Saale)** ist eine Solarthermie-Pilotanlage ebenfalls in Stadtrandlage auf einem ehemaligen Kohlelagerplatz installiert. Die 374 Kollektoren erzeugen seit Ende 2019 rund 1.400 MWh Wärme für die städtische Fernwärmeversorgung.⁷⁴
- In **Potsdam** speist die 5.157 qm große Solarthermieanlage seit 2019 rund 2,3 GWh Wärme jährlich in das dortige Fernwärmenetz ein. Der Förderanteil für den Bau der Anlage lag nach Angaben der Energie und Wasser Potsdam (EWP) bei 40 Prozent der Baukosten.⁷⁵

2.4.6 Situation in Thüringen

Trotz der im Deutschlandvergleich durchschnittlichen jährlichen Sonnenscheindauer und Strahlungsintensität in Thüringen ist das Potential der Nutzung von Solarthermie in der Fernwärmeerzeugung gegeben. Eine Deckung bis maximal 20% des Wärmebedarfs aus solarthermischen Anlagen ist sinnvoll. Die nutzbare Wärme fällt zum größten Teil in den Monaten April bis September an. Einen Beitrag zur Deckung der Spitzenlast im Fernwärmenetz an kalten Wintertagen kann die Solarthermie nicht leisten.

Gerade in nicht eng bebauten Gebieten Thüringens sollte es möglich sein, geeignete Flächen für diese Technologie zu finden.

In Thüringen sind derzeit an zwei Standorten solarthermische Anlagen größerer Dimensionierung in Fernwärmenetzen umgesetzt.

- In **Erfurt** sind seit dem Jahr 2019 zwei Solarthermie-Anlagen mit einer gesamten thermischen Leistung von 980 kWp in Betrieb.
- Die Solarthermie-Anlage in **Mühlhausen** soll künftig Wärme bereitstellen, um den Wärmebedarf von rund 400 Mühlhäuser Haushalte decken zu können.⁷⁶

Abbildung 14 zeigt die Anlagen in Erfurt und Mühlhausen.



Abbildung 14: Solarthermie-Anlagen in Erfurt und Mühlhausen⁷⁷

⁷⁴ Stadtwerke Halle (n. a.). Pilotanlage Solarthermie in Betrieb. <https://evh.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/solarthermie> (Zugriff: 31.08.2022).

⁷⁵ Zschieck, M. (2019). Neue Strategie für Klimaschutz in Potsdam. Potsdamer Neueste Nachrichten, 12.12.2019, <https://www.pnn.de/potsdam/solarthermie-neue-strategie-fuer-klimaschutz-in-potsdam/25325376.html> (Zugriff: 31.08.2022).

⁷⁶ Stadtwerke Mühlhausen (2021). Baustart in Mühlhausen: Größte Solarthermieanlage Thüringens. 16.03.2021, <https://www.stadtwerke-muehlhausen.de/Meldungen/Baustart-in-Muehlhausen-Groesste-Solarthermieanlage-Thuringens.html> (Zugriff: 31.08.2022).

⁷⁷ Bildquelle: Stadtwerke Erfurt Energie GmbH und Stadtwerke Mühlhausen GmbH.

Tabelle 7 gibt einen Überblick über die technischen Eckdaten der Solarthermieanlagen in Erfurt und Mühlhausen.

Tabelle 7: Übersicht über Solarthermie-Anlagen in Thüringen⁷⁸

	SWE: Blumenstraße I	SWE: Blumenstraße II	SWM: Schadeberg
Allgemein			
Standort	99092 Erfurt, Blumenstraße	99092 Erfurt, Blumenstraße	99974 Mühlhausen, Auf dem Schadeberg
Status	in Betrieb seit April 2019	in Betrieb seit Mai 2019	in Betrieb seit August 2021
Hersteller	Ritter XL Solar	SOLID Gesellschaft für Solar	Ritter XL Solar
Fläche			
Bruttokollektorfläche	1.156 m ²	534 m ²	5.690 m ²
Aperturfläche	1.053 m ²	499 m ²	5.183 m ²
Grundstücksfläche	ca. 2.230 m ²	ca. 1.070 m ²	ca. 20.500 m ²
Kollektor			
Kollektortyp	Vakuum- Röhrenkollektoren (234 Stk.)	Plattenkollektoren (43 Stk.)	Vakuum- Röhrenkollektoren (1.152 Stk.)
Thermische Peak- Leistung	680 kWp	300 kWp	3300 kWp
Ausrichtung	204,5 SW	211 SW	8° SW
Neigungswinkel	20°	30°	20°
Temperaturen			
Einspeisetemperatur Vorlauf	90°C	90°C	90°C
Einspeisetemperatur Rücklauf	ab 75°C	ab 75°C	60-65°C
FW-Netztemperatur Vorlauf Sommer	95°C	95°C	90°C
FW-Netztemperatur Vorlauf Winter	95°C-129°C	95°-129°C	95°C-105°C
FW-Netztemperatur Rücklauf	50°C	50°C	60-65°C
Wärmeertrag			
pro Jahr	578 MWh/a (2020)	216 MWh/a (2020)	2.700 MWh/a (zu erwarten)

Mit den aktuell nutzbaren Förderinstrumenten lassen sich Förderquoten von über 50% erzielen. Meist wird die Kumulierbarkeit von einem der Förderinstrumente ausgeschlossen. Insbesondere

⁷⁸ Eigene Darstellung auf Basis der Daten der Stadtwerke Erfurt Energie GmbH und Stadtwerke Mühlhausen GmbH.

das Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) enthält diesbezüglich nachteilige Regelungen. Dies sollte seitens der Fördermittelgeber geändert werden.

2.4.7 Leitfaden

Vor der Errichtung einer Solarthermieranlage empfehlen sich folgende Prüfschritte:

- Standortnähe zur Einspeisung in ein geeignetes Wärmenetz
- Ermittlung der verfügbaren Fläche
- Berechnung der nutzbaren Wärme zwischen Einspeisung und Abnahme
- Festlegung der Anlagengröße ggf. Speicherauslegung
- Ermittlung Investition- und Betriebskosten
- Berechnung der Wirtschaftlichkeit (Wärmegestehungskosten)
- Planungsrechtliche Prämissen nach BauGB (§34 und §35)
- Weitere Umsetzung nach HOAI – Ausführungsplanung

Diese Prüfungsschritte sollten weiterhin durch folgende Punkte untersetzt werden (Tabelle 8):

Tabelle 8: Weitere empfohlene Prüfschritte

Flächenbedarfs- ermittlung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Art der Kollektoren ▪ Globalstrahlung vor Ort ▪ Verschattung, Aufstellwinkel ▪ Leitungsführung, Zuwegungen, ...
Nutzwärmebedarf Anlagengröße	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognoselastgang Einspeisung vs. Ist-Lastgang Erzeugung ▪ Aufnahmefähigkeit Wärmenetz ▪ Ermittlung ggf. von Stagnationstagen ▪ optional: Speicherauslegung
Technisches Betriebskonzept	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzhydraulische Berechnung ▪ direkte oder indirekte Einspeisung ▪ Mengenregelung, Einbindung Leitsystem, ... ▪ IH-Regime
Wärmegestehungskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betriebskosten <ul style="list-style-type: none"> ○ Bewirtschaftung der Freifläche (Mahd, natürliche Beweidung...) ○ direkte oder indirekte Einspeisung ○ Arbeitsmedium Wasser, Glykol... ○ Automatische Befüllung der Anlage nach Entleerung (Stagnation) ○ Stromkosten (Pumpen) ○ Versicherungen ▪ Investitionskosten <ul style="list-style-type: none"> ○ Kollektoren (Vakuum- oder Flachkollektoren) ○ Anlagentechnik und hydraulische Einkopplung in das Fernwärmenetz ○ Elektrische Anbindung und MSR-Technik mit Installation ○ Baukosten (Baufeldfreimachung, Herrichtung der Flächen, Ständersystem) ○ Planungskosten ○ Optional: Speicher
Planungsrecht	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umweltrechtliche Bewertung (Gewässerschutz, Naturschutz, Artenschutz, Bodenschutz) ▪ Verkehrsrechtliche Bewertung (Blendschutz, Immissionsschutz) ▪ Geologie (Archäologische Bewertung)

- Flächennutzungsplan – vorbereitender Bauleitplan
- Bebauungsplan – verbindlicher Bauleitplan

Die Investitionskosten können lt. Abschnitt Anlagentechnik wie folgt abgeschätzt werden. Die Kosten für die komplette Solarthermieanlage ohne Speicher und ohne Gebäude können mit 900-1.200 €/MWh Jahresertrag unter Verwendung des Zukunftswetter nach Meteonorm angesetzt werden. Zur Ermittlung des solaren Ertrages eines Jahres kann überschlägig der Kollektorfeldertrag mit einem Anlagennutzungsgrad von 82% - 86% multipliziert werden.

Folgende Beispielkalkulation zeigt die anzusetzenden Investitionen für eine exemplarische Solarthermieanlage mit Speicher auf (Tabelle 9).

Tabelle 9: Beispielkalkulation zur Solarthermie

Kollektor mit 500 kWh/m²a Kollektorfeldertrag bei Zukunftswetter und 7.000 m² Bruttokollektorfläche, 2 x 200 m³ Druckspeicher PN10, Technikgebäude 800 m³ umbauter Raum

Jahresertrag	500 kWh/m ² a x 7.000 m ² x 0,83 = 2.905.000 kWh/a = 2.905 MWh/a
Investitionskosten (ohne Speicher und Gebäude)	2.905 MWh x 1.100 €/MWh = 3,2 Mio. €
Speicher	2 x 400.000 € = 800.000 €
Gebäude	800 m ³ x 500 €/m ³ = 400.000 €
Summe	4.400.000 €

Die jährlichen Betriebskosten können pauschal mit 0,5% der Investitionskosten angesetzt werden. Stromkosten, Kosten für die Bewirtschaftung der Freifläche und Versicherungskosten sind darin die größten Positionen. Aufwendungen für das Warmhalten der Anlage bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt sind bereits im Anlagennutzungsgrad (82-86%) abgebildet.

Das wirtschaftliche Ergebnis steht in Abhängigkeit der Größe der Anlage und der Einbindung und Nutzung der Anlage im bestehenden Wärmenetz.⁷⁹ Darüber hinaus hat eine eventuelle Förderung erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Solarthermie-Anlagen.

Aktuell können folgende bestehende Förderprogramme genutzt werden:

- Ausschreibung der innovativen Kraft-Wärme-Kopplung
- Bonus für innovative erneuerbare Wärme
- Marktanreizprogramm (MAP)
- Wärmenetzsysteme 4.0
- Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW)
- Fördermittel aus dem Europäischen Fond für Regionalentwicklung (EFRE) 2021-2027

⁷⁹ Weitere Hinweise können dem AGFW-Praxisleitfaden „Solarthermie“ entnommen werden.

2.5 Wasserstoff und SNG

2.5.1 Zusammenfassung

Auf allen politischen Ebenen wird derzeit die Rolle von Wasserstoff im Rahmen der Energiewende diskutiert. Insbesondere grüner Wasserstoff, der mittels Elektrolyse unter Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, ist nach unserer Einschätzung ein ganz wesentlicher Baustein der Dekarbonisierung. Wasserstoff stellt eine Möglichkeit zur saisonalen Speicherung erneuerbarer Energie dar, welche in Zeiten des hohen Leistungsbedarfs gerade in den Wintermonaten nicht in gleichem Maße erzeugt wird und kann unter Nutzung weitgehend bestehender Infrastruktur transportiert, gespeichert und verteilt werden. Auf absehbare Zeit zu erwartende Verfügbarkeitsprobleme und offene politische Fragen bezüglich der künftigen Anwendungsbereiche von Wasserstoff bergen allerdings erhebliche Unsicherheiten bezüglich der künftigen Nutzung von Wasserstoff in der Fernwärme. Aus diesem Grund werden zwei Szenarien bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff zur Erzeugung von grüner Fernwärme betrachtet – eines unter der Annahme eines langsamen Markthochlaufes und ein zweites unter der Annahme eines schnellen Markthochlaufes der Wasserstoffwirtschaft.

2.5.2 Kurzüberblick

Wasserstoff ist das im Universum häufigste Element (Elementsymbol H). Auf der Erde kommt es in gebundener Form vor und muss daher erst von anderen Elementen getrennt werden, beispielsweise durch Aufspaltung von Wasser (H_2O) oder Kohlenwasserstoffen wie Methan (CH_4). Zur Gewinnung von Wasserstoff kommen unterschiedliche Verfahren zum Einsatz, wobei das Produktionsverfahren definiert, ob es sich um sogenannten grauen, grünen, blauen oder türkisen Wasserstoff handelt (Abbildung 15).

Während grauer Wasserstoff, bei dessen Produktion große Mengen CO_2 entstehen, derzeit zu gut 99 % der globalen Bedarfsdeckung beiträgt, wird in einer dekarbonisierten Welt künftig voraussichtlich in erster Linie erneuerbarer, grüner Wasserstoff zur Bedarfsdeckung beitragen. Dieser wird mittels Elektrolyse von Wasser hergestellt, d. h. H_2O wird in seine Bestandteile Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O) aufgespalten, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Auf diese Weise entsteht kein CO_2 , weshalb dieser Wasserstoff als grün bezeichnet wird und langfristig einen essenziellen Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität leisten kann.

Darüber hinaus kann Wasserstoff mittels Dampfreformierung von Erdgas unter Einfluss von Wasserdampf erzeugt werden, wobei das dabei entstehende CO_2 abgeschieden und gespeichert wird (blauer Wasserstoff). Dieses Verfahren wird teilweise als Brückentechnologie bis zum Markthochlauf von grünem Wasserstoff diskutiert. Auch die Pyrolyse von Erdgas, bei der fester Kohlenstoff entsteht, der dauerhaft gespeichert werden kann, befindet sich im Forschungsstadium und könnte perspektivisch eine Produktionsmöglichkeit für Wasserstoff darstellen (türkiser Wasserstoff).⁸⁰

⁸⁰ Zur Wasserstoff-Farbenlehre vgl. Noussan, M., Raimondi, P. P., Scita, R., & Hafner, M. (2021). The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective. *Sustainability*, 13(1), 298. <https://doi.org/10.3390/su13010298>

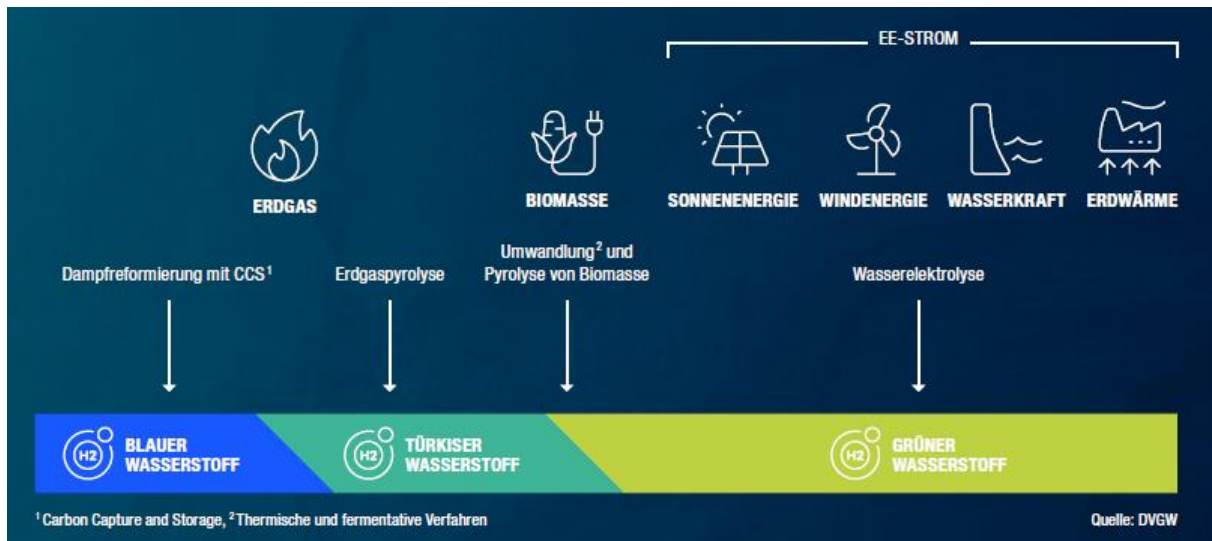


Abbildung 15: Die Farbenlehre der Produktionsverfahren von Wasserstoff im Überblick⁸¹

Bei der Verbrennung von Wasserstoff werden bis zu 90% der Energie, die ursprünglich für die Abspaltung von Wasserstoff aufgewendet werden, wieder als Energie freigesetzt. Dabei entsteht, abgesehen von Wasserdampf nur eine geringe Menge Stickoxid. CO₂-Moleküle, die eine wesentliche Ursache für den anthropogenen Klimawandel darstellen, werden hingegen nicht emittiert.⁸² Beim Einsatz von grünem Wasserstoff wird somit weder bei der Erzeugung noch bei der Nutzung CO₂ emittiert, weshalb der gesamte Lebenszyklus als klimaneutral gilt. Bei blauem Wasserstoff wird das entstehende CO₂ hingegen größtenteils abgespalten und gespeichert, weshalb blauer Wasserstoff klimafreundlicher als grauer Wasserstoff ist.

Zu den Vorteilen des Einsatzes von Wasserstoff im Wärmesektor zählen u. a. eine Reihe von Aspekten, die auch aus dem Einsatz von Erdgas bekannt sind:

- Möglichkeit zur Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur
- Speicherung in Unterspeichern und Druckbehältern
- Verbrennung in (Wasserstoff-)Turbinen /-BHKW /-Kesseln; Einsatz in Brennstoffzellen

Bei einer Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz ist ggf. auch die Abspaltung aus dem transportierten Mischgas mittels Membrantechnologie denkbar.

(Grüner) Wasserstoff ermöglicht eine (saisonale) Energiespeicherung und damit den Einsatz von erneuerbaren Energien während Zeiten der Dunkelflaute, insbesondere in den Wintermonaten. Darüber hinaus kann er perspektivisch z. B. in sonnenreichen Regionen der Welt produziert und global gehandelt werden.

⁸¹ Bildquelle: H2vorOrt (n. a.). Wasserstoff – eine Einführung in das Schlüsselement der Energiewende. Initiative H2vorOrt im DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2vorort-wasserstoff-eine-einfuehrung.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

⁸² H2vorOrt (n. a.). Wasserstoff – eine Einführung in das Schlüsselement der Energiewende. Initiative H2vorOrt im DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2vorort-wasserstoff-eine-einfuehrung.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

2.5.3 Potenziale im Wärmesektor

2.5.3.1 Generelle Potenziale

Generell ruhen große Hoffnungen auf (vornehmlich grünem) Wasserstoff bei der Transformation der Energieversorgung zur Erreichung der Klimaziele. Unstrittig ist, dass Wasserstoff in schwer zu elektrifizierenden Anwendungsbereichen (z. B. in der Stahl- und Chemieindustrie), insbesondere bei Hochtemperaturprozessen und in der Luftfahrt als Baustein für synthetisches Kerosin zum Einsatz kommen kann.

Bezüglich der dezentralen Wärmeerzeugung in Neubauten scheinen Wärmepumpen zumeist die favorisierte Lösung zu sein, in Bestandsbauten hingegen ist das Potenzial von Wasserstoff, der über die Gasverteilnetze bereitgestellt wird, hingegen sehr hoch. Die Voraussetzung dafür, dass Wasserstoff in der Breite der Anwendungen zum Einsatz kommen kann, ist, dass dieser in großen Mengen und zu relativ günstigen Preisen zur Verfügung steht. Dies erfordert einen deutlichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Thüringen und in Gesamt-Deutschland ebenso wie den Markthochlauf der Elektrolyse und Importe von grünem Wasserstoff aus Regionen mit besonders günstigen Standortbedingungen (z. B. hohe Globalstrahlung und damit günstige Kosten für die Erzeugung von Photovoltaik (PV)-Strom).

2.5.3.2 Potenziale in der Fernwärme

Eine Reihe von Studien gehen davon aus, dass Wasserstoff auch einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmesektors leisten kann, insbesondere wenn er in effizienten KWK-Anlagen zur Auskopplung von Fernwärme eingesetzt wird. Mit zunehmender H₂-readiness von Erdgas-KWK-Anlagen könnten diese schrittweise oder vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden und so grünen Strom sowie klimaneutrale Wärme auch zur Spitzenlastdeckung erzeugen. Entsprechend heißt es beispielsweise in einem Bericht von Prognos et al.: „In Zeiten, in denen eine Residualnachfrage besteht, wird Wasserstoff in Gaskraftwerken als Brennstoff genutzt. Zum Teil erfolgt dies in Kraft-Wärme-Kopplung, sodass auch ein Teil der Fernwärme auf Wasserstoff basiert.“⁸³ Allerdings ist die künftige Rolle von Wasserstoff für die (Fern-)Wärmeerzeugung derzeit noch nicht klar abzusehen und Gegenstand intensiver Diskussionen.⁸⁴

2.5.4 Anlagentechnik

2.5.4.1 Beschreibung der Anlagentechnik

Wasserstoff kann perspektivisch in Gaskraftwerken eingesetzt werden und insbesondere in Wasserstoff-KWK-Anlagen effizient Wärme und Strom produzieren.

Bisherige Gasturbinen und -motoren können heute schon teils mit bis zu 15% Wasserstoffbeimischung im Brennstoff arbeiten. Bei einer Beimischung zwischen 15% und 30%

⁸³ Prognos, Öko-Institut, & Wuppertal-Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 27.

⁸⁴ Vgl. u. a. Gerhardt, N., Zimmermann, B., Ganai, I., Pape, A., Girón, P., Ghosh, D., ... & Yu, Y. J. (2021). Transformationspfade der Fernwärme in Rückkopplung mit dem Energiesystem und notwendige Rahmenbedingungen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem, Fraunhofer IEE, Juni 2021, https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2021_Jun_Bericht_Fraunhofer_IEE_Transformation_Waerme_2030_2050.pdf.

sind zusätzliche Umbauten notwendig. Die Materialien in BHKWs, Großbrennern und Gasherden scheinen mit einer Wasserstoffbeimischung zum Erdgas in Höhe von bis zu 30% ebenfalls relativ problemlos zurecht zu kommen, wie Analysen zeigen. Das Regelwerk ist hierbei derzeit noch vorsichtiger ausgelegt, wird aber derzeit an vielen Stellen weiterentwickelt.

Darüber hinaus kann Wasserstoff auch in Brennstoffzellen zum Einsatz kommen, allerdings sind für die Fernwärmeerzeugung besonders leistungsstarke Brennstoffzellen erforderlich. Umfangreiche Recherchen haben hierzu keine belastbare Literatur zum Zeitpunkt der Konzeption ergeben, weshalb Brennstoffzellen in der Konzeption nicht berücksichtigt werden.

2.5.4.2 Technologische Entwicklungen

Angesichts der großen – auch politischen – Relevanz von Wasserstoff für die Energiewende ist von einem raschen Markthochlauf auszugehen. Damit einher gehend dürften die Kosten, beispielsweise für Elektrolyseure u. a. auf Grund von Skaleneffekten und des technologischen Fortschrittes weiter sinken. Bei neuen Gasverbrauchseinrichtungen ist zudem von einer zunehmenden H₂-Readiness auszugehen.

Bereits heute gibt es erste Ankündigungen in der Branche:

- Die Motoren des Unternehmens Wärtsilä vertragen nach Unternehmensangaben bereits heute H₂-Beimischungen von bis zu 25%. Ab 2025 plant das Unternehmen erste Konzepte, die z. B. 100% Wasserstoff-KWK ermöglichen.⁸⁵
- Der Motorenhersteller Deutz hat die Entwicklung eines Wasserstoffmotors angekündigt. Erste Erfahrungen damit sollen ab 2022 an einer stationären Anlage zur Stromerzeugung gesammelt werden. Die Serienproduktion ist für 2024 geplant.⁸⁶
- MAN Trucks & Bus entwickelt ebenfalls Prototypen für Brennstoffzellen und H₂-Verbrennungsmotoren, deren erste Praxistests für 2023 geplant sind.⁸⁷
- Volvo und Daimler Truck wollen gemeinsam einer der größten Brennstoffzellen-Hersteller werden und haben ein Joint-Venture gegründet, um wasserstoffbasierte Brennstoffzellensystem für Fernverkehrs-LKW, aber auch für den stationären Einsatz u. a. zur Stromerzeugung zu entwickeln. Die Serienproduktion ist für die zweite Hälfte dieses Jahrzehnts geplant.⁸⁸

Angesichts der dynamischen Entwicklung im Bereich Wasserstoff ist davon auszugehen, dass perspektivisch von den relevanten Anbietern 100% H₂-Readiness in der Anlagentechnik erreicht wird.

⁸⁵ Wärtsilä Corporation (2021). Wärtsilä launches major test programme towards carbon-free solutions with hydrogen and ammonia. Press release, 14.07.2021, <https://www.wartsila.com/media/news/14-07-2021-wartsila-launches-major-test-programme-towards-carbon-free-solutions-with-hydrogen-and-ammonia-2953362> (Zugriff: 31.08.2022).

⁸⁶ Deutz (2021). Der Wasserstoffmotor von DEUTZ ist reif für den Markt. Pressemitteilung, 12.08.2021, <https://www.deutz.com/media/pressemitteilungen/der-wasserstoffmotor-von-deutz-ist-reif-fuer-den-markt> (Zugriff: 31.08.2022).

⁸⁷ MAN (2021). Wasserstoff meets Lkw – MAN baut erste Prototypen. 26.05.2021, <https://www.mantruckandbus.com/de/innovation/wasserstoff-meets-lkw-man-baut-erste-prototypen.html> (Zugriff: 31.08.2022).

⁸⁸ Daimler (2020). Brennstoffzellen-Joint Venture. Volvo Group und Daimler Truck AG unterzeichnen verbindliche Vereinbarung. 02.11.2020, <https://www.daimler.com/konzern/news/brennstoffzellen-joint-venture-volvo.html> (Zugriff: 08.02.2022).

2.5.5 Referenzprojekte

Wasserstoff kommt im Wärmesektor bereits zum Einsatz. Die Thüringer Landesstrategie Wasserstoff verweist z. B. auf den Einsatz von 300.000 Brennstoffzellen zur Strom- und Wärmeversorgung von Haushalten in Japan.⁸⁹ Auch in Deutschland gibt es zahlreiche Projekte, unter deren Vielzahl hier nur die Folgenden exemplarisch erwähnt werden:

- In **Esslingen** entsteht derzeit ein 120.000 Quadratmeter großes klimaneutrales Quartier, in dem mittels PV produzierter Grünstrom in Elektrolyseuren (1 MW_{el}) zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt wird.⁹⁰ Ende Mai 2021 wurde hier zum ersten Mal Wasserstoff erzeugt, im Juni 2021 zum ersten Mal ins Gasnetz eingespeist sowie in einem Wasserstoff-Blockheizkraftwerk (BHKW) genutzt.
- Im „**Quartier der Zukunft Weitmar**“ in Bochum sollen 1.540 Wohnungen u. a. auf Basis eines Elektrolyseurs zur Wasserstoffproduktion mit zu 60% CO₂-freier Wärme versorgt werden. Der zum Einsatz kommende Technologiemix umfasst u. a. Wasserstoffspeicher, Brennstoffzelle und Wärmespeicher.⁹¹
- Im Quartiersprojekt „**QUARREE100**“ soll in einem Nahwärmenetz Wasserstoff, erzeugt aus erneuerbaren Quellen, als zentraler Energiespeicher für die Versorgung von derzeit rund 600 BewohnerInnen dienen.⁹²
- Im Reallabor „**Westküste 100**“ wird innerhalb der nächsten 5 Jahre mit Hilfe von Windkraft offshore erzeugte, regenerative Energie genutzt, um an der Raffinerie Heide durch Elektrolyse (zunächst 30 MW mit späterer Hochskalierung) grünen Wasserstoff zu erzeugen. Parallel dazu soll ein verzweigtes Wasserstoffnetz zwischen der Raffinerie, den Stadtwerken, einem Kavernensystem und dem bestehenden Erdgasnetz aufgebaut werden.⁹³
- Im **Projekt H2Direkt** (Thüga und Energie Südbayern) soll ein 100% H₂-Netz auf Basis bestehender Gasverteilnetze insbesondere zur Wärmeversorgung pilotiert werden und so versuchsweise ca. zehn Haushalts- und ein Gewerbekunde mit 100% Wasserstoff versorgt werden.⁹⁴
- Am Standort des 2020 in Betrieb genommenen Gas- und Dampf-Heizkraftwerks Berlin-Marzahn soll im Rahmen des Projekts „**H2@Marzahn – H2-Baustein Dekarbonisierung Fernwärme**“ im laufenden Betrieb die Kombination aus Produktion und Speicherung von Wasserstoff und der direkten Mitverbrennung in einer Gasturbine demonstriert werden.⁹⁵

⁸⁹ Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (2021). Thüringer Landesstrategie Wasserstoff. 22.06.2021, https://umwelt.thueringen.de/fileadmin/001_TMUEN/Aktuelles/2021/0906_Thueringer_Wasserstoffstrategie_mit_Deckblatt.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

⁹⁰ Meyer, R., Herkel, S., & Kost, C. (2021). Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung. Ariadne-Analyse, September 2021, <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebauedesektor/> (Zugriff: 31.08.2022).

⁹¹ Meyer, R., Herkel, S., & Kost, C. (2021). Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung. Ariadne-Analyse, September 2021, <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebauedesektor/> (Zugriff: 31.08.2022).

⁹² Entwicklungsagentur Region Heide. QUARREE100. <https://quarree100.de/>

⁹³ Westküste 100, <https://www.westkueste100.de/#ProjektHome>

⁹⁴ Thüga (2021). Zukunft der Gasverteilnetze: reiner Wasserstoff. Pressemitteilung, 23.09.2021, <https://www.thuega.de/pressemitteilungen/zukunft-der-gasverteilnetze-reiner-wasserstoff/> (Zugriff: 31.08.2022).

⁹⁵ Buntrock, T. (2021). Berlin will Wirtschaftsstandort nach der Krise stärken. Der Tagesspiegel, 11.05.2021, <https://www.tagesspiegel.de/berlin/120-millionen-fuer-innovative-projekte-berlin-will-wirtschaftsstandort-nach-der-krise-staerken/27180498.html> (Zugriff: 31.08.2022).

- Im Thüringer Projekt **TH2ECO** soll ein Wasserstoff-Ökosystem im Raum Erfurt etabliert werden. Dabei werden von verschiedenen Projektpartnern die H₂-Anwendungsbereiche Wärme, u. a. ein möglicher Einsatz in einer KWK-Anlage für die Fernwärmeversorgung, und Mobilität untersucht. Zu den Projektpartnern zählt u. a. auch die Stadtwerke Erfurt Energie GmbH.⁹⁶

Die Projekte zeigen, dass Wasserstoff grundsätzlich eine wichtige Rolle in der Wärmeversorgung einnehmen kann. Im Rahmen derartiger Projekte werden zudem Potenziale und Herausforderungen des Einsatzes von Wasserstoff in der (Fern-)Wärmeerzeugung sowie von leitungsgebundenem Transport/Verteilung untersucht, so dass hierzu in absehbarer Zeit mit weiteren Erkenntnissen zu rechnen ist.

2.5.6 Situation in Thüringen

In Thüringen hat die Landesregierung im Jahr 2021 die Thüringer Landesstrategie Wasserstoff präsentiert. Sie zeigt auf, dass in Thüringen bereits gute Startbedingungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft existieren. Im gesamten Land finden sich Unternehmen mit Bezug zur Wasserstoffwirtschaft (Abbildung 16).

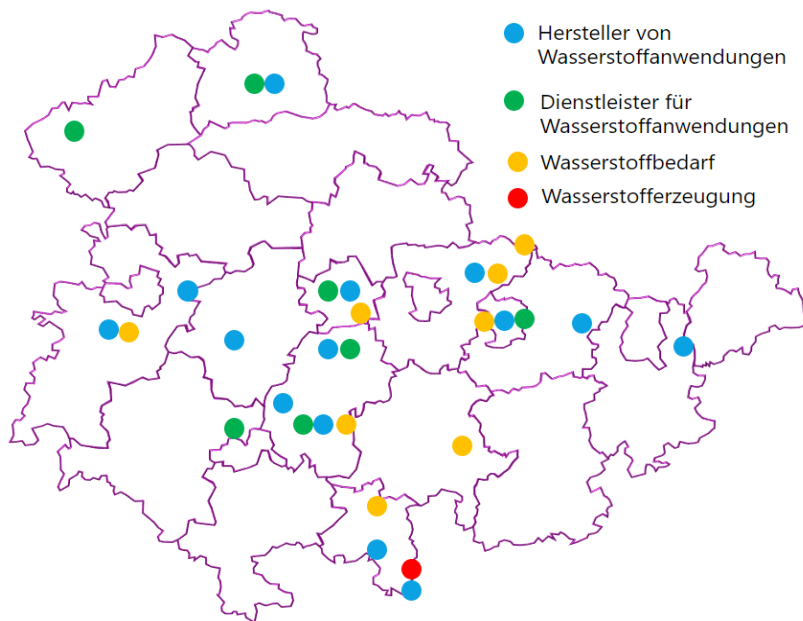


Abbildung 16: Regionale Verortung der Ausgangssituation für den Markthochlauf⁹⁷

Auch der Ergebnisbericht zum Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) 2022 weist für Thüringen einen erheblichen Wasserstoffbedarf und die Notwendigkeit des frühzeitigen Aufbaus einer entsprechenden Wasserstoffinfrastruktur auf. Laut GTP 2022 ist in Thüringen mit Wasserstoffeinspeisungen bis 2030 zu rechnen und erste 100%ige Wasserstoffnetze werden in Thüringen bis zum Jahr 2035 erwartet. Der Bezug von Wasserstoff durch die

⁹⁶ Ferngas (2021). Konsortium um Ferngas Netzgesellschaft will Initialregion für grünen Wasserstoff in Thüringen aufbauen. Presseinformation, 25.08.2021, https://www.ferngas.de/files/assets/abbildungen/H2/20210825_Presseinformation_TH2Eco_Ferngas_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

⁹⁷ Eigene Darstellung/TEAG Thüringer Energie AG.

Verteilernetzbetreiber wird dabei mehrheitlich über die Ferngasnetzbetreiber erwartet, allerdings zeigt der GTP auch die Relevanz von dezentraler Wasserstoffherzeugung und lokal erzeugtem Biomethan.⁹⁸

Innerhalb Thüringens gibt es erhebliches Potenzial für die Produktion von grünem Wasserstoff. Entscheidend wird sein, den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien noch deutlich schneller und stärker voranzutreiben. Weiterhin könnte eine Kombination von Post-EEG-Anlagen, die nach 20 Jahren aus der Förderung gefallen sind, mit Elektrolyseuren eine Möglichkeit zur Produktion von grünem Wasserstoff darstellen.

Unabhängig davon wird ein erheblicher Teil des deutschen Wasserstoffbedarfs aus dem Ausland importiert werden müssen, wie es auch die Nationale Wasserstoffstrategie vorsieht.

2.5.7 Leitfaden

Die Debatte um Wasserstoff aller Farben ist endgültig entbrannt. Alle wichtigen Player der Industrie, des Verkehrssektors, des Wärmesektors und der Energiewirtschaft setzen sich mittels Untersuchungen, Machbarkeitsstudien und Pilotanlagen mit der Verfügbarkeit, der Herstellung, dem Preis, der Beschaffung und dem Vertrieb von Wasserstoff auseinander. Der zum Ausdruck gebrachte politische Wille, die Höhe an Fördergeldern, die Platzierung der Wasserstoffwirtschaft als eines der Kernthemen der energiepolitischen Diskussion und die steigende Anzahl an aktiven Akteuren lassen vermuten, dass Wasserstoff künftig ein wesentlicher Bestandteil der grünen Wirtschaft sein könnte.

Wasserstoff kann auch in der zentralen Wärmeversorgung eine wichtige Rolle spielen. Die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung mit Hilfe erneuerbarer Gase erscheint besonders reizvoll, da so lediglich die Anlage zur Erzeugung der Fernwärme H₂-ready gemacht werden muss. Bestehende, eng bebaute und aufwendig zu sanierende Mehrfamilienhäuser, wie sie oft in Städten vorkommen, müssen bei diesem Ansatz nicht zwangsläufig und nicht sofort umfassend energetisch saniert werden.

Die Entwicklung des Markthochlaufs der Wasserstoffwirtschaft ist derzeit noch nicht klar absehbar. Viele Wirtschaftssektoren hoffen auf die Teilhabe am Wasserstoff-Markthochlauf und für einige Wirtschaftssektoren dürfte Wasserstoff die möglicherweise einzige Lösung auf dem Weg zur Klimaneutralität sein. Allerdings ist Wasserstoff aufgrund weniger Elektrolyseure und derzeit noch fehlender flächendeckender H₂-ready Infrastruktur zum aktuellen Zeitpunkt in nur geringen Mengen verfügbar. Absehbar ist, dass Wasserstoff künftig priorisiert dort zum Einsatz kommen wird, wo andere klimaneutrale Technologien als Ersatz für die fossile Ausgangslösung nicht oder nur mit Abstrichen zur Verfügung stehen. Dies betrifft nach vorherrschender Meinung u. a. die Stahlproduktion, die Chemieindustrie (inkl. Düngemittelproduktion), die Luftfahrt und die Schifffahrt.⁹⁹ Art und Umfang des Einsatzes von Wasserstoff für die Fernwärmeerzeugung sind daher derzeit noch nicht klar abzuschätzen.

⁹⁸ DVGW (2022). Der Gasnetzgebietstransformationsplan: Ergebnisbericht 2022. Initiative H₂vorOrt im DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., September 2022, https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht_2022_des_GTP_A4.pdf (Zugriff: 01.11.2022).

⁹⁹ Liebreich, M. (2021). Clean Hydrogen Ladder. Vers. 4.0, 15.08.2021, Liebreich Associates (concept credit: Adrian Hiel/Energy Cities).

Die Bewertung, inwiefern eine Verfügbarkeit von Wasserstoff vor Ort angenommen werden kann, kann sich in den verschiedenen Fernwärmegebieten Thüringens teils erheblich unterscheiden und ist daher netzspezifisch vorzunehmen. Grundsätzlich ergibt sich netzspezifisch für die Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen die Frage, welche der folgenden beiden Szenarien als realistisch eingeschätzt wird:

▪ **Erstes Szenario: langsamer Markthochlauf**

Das erste Szenario betrachtet die heutige und die perspektivisch zu erwartende Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff und unterstellt einen insgesamt langsamen Markthochlauf. Infolgedessen wird Wasserstoff auch weit in die 2030er Jahre knapp bleiben und nur in ausgewählten Anwendungen zum Einsatz kommen.

▪ **Zweites Szenario: schneller Markthochlauf**

Im zweiten Szenario wird davon ausgegangen, dass grüner Wasserstoff in ausreichender Menge verfügbar ist. Dieser Ansatz hat zum Ziel, die Fragen des Bedarfs und des Preises von grünem Wasserstoff zur Gewährleistung der Fernwärmeversorgung zu erörtern.

Sofern sich die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in den kommenden Jahren signifikant und abweichend zu den hier zu Grunde gelegten Szenarien entwickeln, ist ggf. eine Neubewertung vorzunehmen.¹⁰⁰

2.5.7.1 Erstes Szenario: langsamer Markthochlauf

Auch wenn ein schneller Markthochlauf von Wasserstoff im Sinne der Erreichung der Klimaziele wünschenswert wäre, ist die Geschwindigkeit eines eben solchen derzeit nur schwer absehbar. Eine über das Jahr 2030 hinausgehende Abschätzung kann anhand des European Hydrogen Backbone (EHB) erfolgen, der ein Konzept darstellt, das sich zum Ziel gesetzt hat, die perspektivische Vollversorgung der europäischen Wertegemeinschaft mit Wasserstoff zu skizzieren. Den Rahmenbedingungen des EHB folgend scheint es möglich, dass Mitteldeutschland ab Mitte der 2030er Jahre über ein großflächiges Wasserstoffverteilnetz mit grünem Wasserstoff versorgt wird.¹⁰¹

Allerdings bestehen noch Unsicherheiten, ob Wasserstoff bis Ende der 2030er Jahre nur zur Versorgung einzelner großer KWK-Anlagen oder bereits in der Fläche und damit durchweg auch zur Versorgung z. B. von kleineren BHKW zur Verfügung steht. Die Situation könnte sich regional in Thüringen unterschiedlich gestalten bzw. könnte angesichts der zu erwartenden Umwidmung bestehender Gasleitungen auch im Einzelfall unterschiedlich sein. Daher ist derzeit nicht sicher, ob Wasserstoff bis zeitnah in ausreichender Menge zur Verfügung steht, um für die Fernwärmeversorgung in Thüringen zum Einsatz zu kommen. Auf lange Sicht scheint hingegen eine Wasserstoffversorgung auf Basis großer Teile der bestehenden Gasnetze plausibel, technisch möglich und volkswirtschaftlich sinnvoll.

¹⁰⁰ Diese würde sich dann in der Überarbeitung der Fernwärmekonzepte auswirken, wie sie auch im ThürKlimaG vorgesehen ist.

¹⁰¹ DVGW (2020). H2 vor Ort: Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., November 2020, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

Auf Grund erheblicher Unsicherheiten, ob Wasserstoff rechtzeitig in ausreichenden Mengen in Thüringen zur Verfügung steht, scheint in Szenario 1 die Verfolgung anderer Technologieoptionen empfehlenswert zu sein.

2.5.7.2 Zweites Szenario: schneller Markthochlauf

In einem zweiten Szenario wird hingegen unterstellt, dass der Markthochlauf schnell Fahrt aufnimmt und Wasserstoff bis Ende der 2030er Jahre in ausreichenden Mengen für die Bandbreite der möglichen Anwendungen zur Verfügung steht. Bei dieser Betrachtungsweise wird davon ausgegangen, dass

- bis 2030 20% H₂-Anteil im Gasnetz
- bis spätestens 2040 100% Wasserstoff

zur Verfügung stehen wird.

Dabei zeigt sich ein zu erwartender Preisrückgang bei grünem Wasserstoff unabhängig von der Erzeugungstechnologie des Grünstroms. Das Preisniveau unterscheidet sich jedoch regional teils erheblich. Blauer Wasserstoff dürfte kurzfristig und für eine Übergangszeit noch günstiger sein als grüner Wasserstoff, langfristig dürfte grüner Wasserstoff auf Grund der günstigen Stromgestehungskosten (PV, Windkraft) kostengünstiger als blauer Wasserstoff sein. Angesichts dessen scheint die Preisentwicklung von grünem Wasserstoff künftig maßgeblich zu sein. Auch aus Sicht des Klimaschutzes liegt der Fokus der Nationalen Wasserstoffstrategie sowie der Thüringer Landesstrategie Wasserstoff auf grünem Wasserstoff. Sofern Wasserstoff in einem weiteren Schritt durch Hinzufügen von Kohlenstoffdioxid (CO₂) „methanisiert“ wird, entsteht SNG (Synthetic Natural Gas).

Abbildung 17 zeigt die unterstellte Preisentwicklung für (grünen) Wasserstoff und für SNG. Aufgrund des zusätzlichen Produktionsschrittes, der bei SNG auf Basis von Wasserstoff erforderlich ist, liegen die Preise für SNG deutlich über den zu erwartenden Preisen für Wasserstoff.

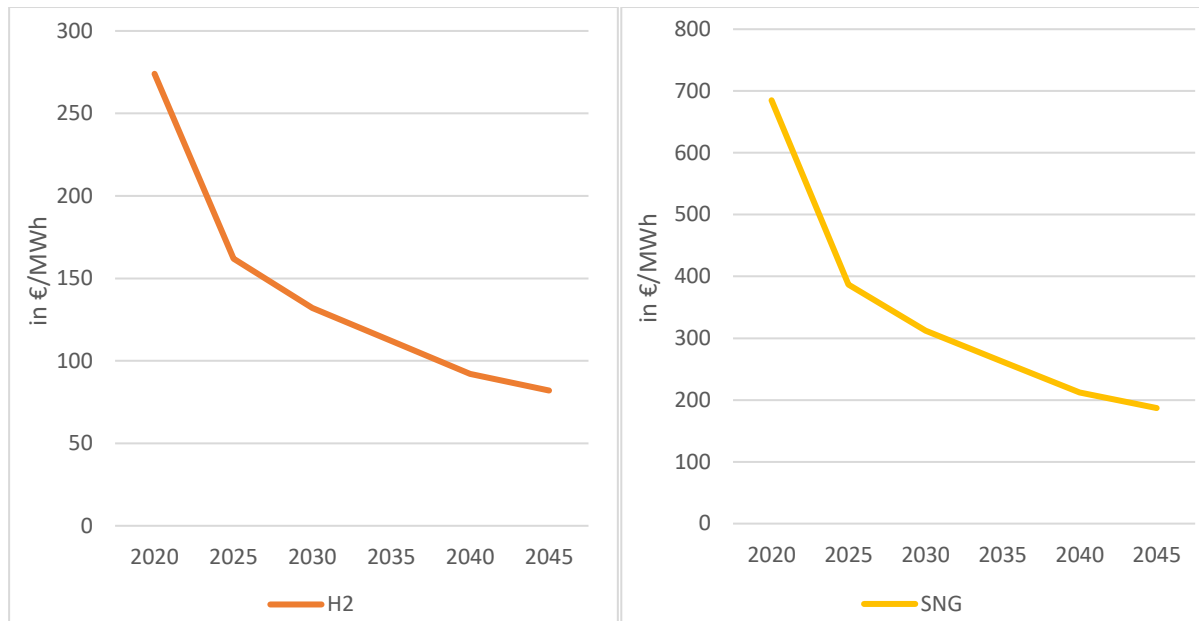


Abbildung 17: Zu Grunde gelegter Preisfad für Wasserstoff und SNG

Der hier zu Grunde gelegte Preisfad für Wasserstoff basiert auf internen Analysen der an der Konzepterstellung innerhalb der Wärmenetzstrategie in Thüringen beteiligten Fernwärmeversorgungsunternehmen.¹⁰² Diese orientiert sich an der aktuellen Studienlage, insbesondere an der Auswertung von Bukold (2020)¹⁰³ und einer Abschätzung einer plausiblen Entwicklung für das Jahr 2040, für das in der Literatur nur wenige Daten vorliegen.

Die tatsächlichen künftigen Preisentwicklungen von H₂ und SNG sind dabei stark von externen Faktoren abhängig, die über Fragen der (technologischen) Entwicklung beispielsweise bei den Elektrolyseuren hinaus gehen (Verfügbarkeit von Grünstrom, Höhe der Strompreise und Umlagebefreiung, finanzielle Förderungen etc.). Sofern sich diese Rahmenbedingungen sehr günstig gestalten, könnte Wasserstoff in den kommenden Jahrzehnten deutlich kostengünstiger als in den Entwicklungspfaden abgeschätzt für die (Fern-)Wärmeerzeugung zur Verfügung stehen.

2.6 Biogas

2.6.1 Zusammenfassung

Biogas und die direkte Anwendung in der Kraft-Wärme-Kopplung am Standort der Biogasanlagen oder die Aufbereitung des Biogases sowie folgende Einspeisung als Bioerdgas und die thermische als auch elektrotechnische Umwandlung sind Stand der Technik und wirtschaftlich seit vielen Jahren erfolgreich im Einsatz. Sowohl Biogas als auch Bioerdgas können somit langfristig einen wichtigen Beitrag für eine klimafreundliche bis hin zur CO₂-neutralen Fernwärmeversorgung in

¹⁰² Die beteiligten Unternehmen sind „Tabelle 1: Übersicht über die Mitglieder der thüringenweiten Kooperation“ zu entnehmen.

¹⁰³ Eigene Abschätzung in Anlehnung an Bukold, S. (2020). Blauer Wasserstoff: Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. Kurzstudie, Greenpeace Energy, Januar 2020, <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf> (Zugriff: 31.08.2022).

Gänze in abgegrenzten Netzen oder aber als Teilmenge in ausgedehnten Wärmenetzen leisten. Voraussetzung für die Verwendung von Biogas oder Bioerdgas ist eine wirtschaftlich attraktive Gestaltung von energiepolitischen Rahmenbedingungen, welche unter anderem den Weiterbetrieb der EEG-Anlagen, die aus der langjährigen Förderung laufen, dauerhaft absichern und eine klimaneutrale Wärmequelle für Wärmenetze darbieten.

2.6.2 Kurzüberblick

Biogas bzw. Bioerdgas ist ein erneuerbarer Energieträger, welcher auf Basis organischer Materialien hergestellt wird und somit einen wichtigen Beitrag für eine klimaneutrale und somit CO₂-freie Energieversorgung leisten kann. Ein wesentlicher Vorteil der Verwendung von Biogas liegt in den vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten, welche von der reinen Wärmegewinnung über Kraft-Wärme-Kopplung bis hin zur Mobilität reicht. Durch den leitungsgebundenen Transport als Bioerdgas steht Biogas ganzjährig und grundlastfähig zur Verfügung und kann bei Bedarf auch in der Erdgasinfrastruktur in Gasspeichern saisonal gespeichert und zeitlich versetzt wiederverwendet werden.

In Abhängigkeit der benötigten Energie und Leistung des Wärmenetzes kann Bioerdgas in der Konzeption einer CO₂-neutralen Fernwärmeversorgung als partielle Ablösung des temporär fossilen Erdgases bis zum Jahr 2040 angesetzt werden. Für den Fall einer vollständigen Substitution von fossilem Erdgas durch u.a. Wasserstoff kann über das Jahr 2040 hinaus Bioerdgas als technische Lösung (Beimischung) weiterverfolgt werden. Insofern die technischen Gegebenheiten als realistisch eingeschätzt und Bioerdgas lokal technisch oder überregional bilanziell ausreichend durch einzelne Fernwärmeversorger bereitgestellt werden kann, besteht die Option, Bioerdgas auch als alleinigen regenerativen Energieträger für einzelne Wärmenetze in Betracht zu ziehen. Eine vollständige Substitution von fossilem Erdgas durch Bioerdgas wird für alle Fernwärmeversorger technisch und bilanziell flächendeckend in Thüringen als nicht realistisch eingeschätzt. Vielmehr dürfte Bioerdgas in Summe in Thüringen lediglich einen Beitrag in Teilnetzen ab 2040 oder als Brückentechnologie bis zum Jahr 2040 leisten.

Im hier vorliegenden technischen Konzept und der Beschreibung der Anwendung von Bioerdgas wird alleinig auf die Wärmeanwendung fokussiert, in der wirtschaftlichen Bewertung kann aber die Vermarktung von Strom auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung Anwendung finden.

2.6.3 Potenziale im Wärmesektor

2.6.3.1 Generelle Potenziale

Biomasse ist eine begrenzt zur Verfügung stehende Ressource, welche neben der bekannten Anwendung als Nahrungsmittel für Mensch und Tier hinaus sowohl als Rohstoff für Industrie, Gewerbe als auch als Energielieferant für Wärme, Mobilität und Stromerzeugung verwendet werden kann. Fokussiert man sich auf die Anwendung in der Energieerzeugung und Bereitstellung, kann Biogas aus fermentativen Prozessen in der Verwendung von Biomasse einen wichtigen Beitrag für eine - unter idealen Voraussetzungen – CO₂-neutrale Fernwärmeversorgung leisten. Dies wird erreicht, wenn bei der Nutzung des Biogases nur so viel CO₂ freigesetzt wird, wie während des Wachstums der Pflanzen aus der Atmosphäre entnommen wurde.¹⁰⁴ Biogas in der Fernwärme vereinigt als etabliertes Substitut für Erdgas somit viele Aspekte einer nachhaltigen,

¹⁰⁴ Bajohr, S., Graf, F., & Müller-Lange, F. (2013). Einleitung. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, DIV Deutscher Industrieverlag, München, S. 1.

ökologischen und regionalen Energieversorgung. Biogas ist erneuerbar, kann über die bestehende Gasinfrastruktur transportiert und verteilt werden, ermöglicht die gleichzeitige Stromerzeugung, sofern es in KWK-Anlagen eingesetzt wird und kann so auch zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung beitragen.

Darüber hinaus kann Biogas unter bestimmten Voraussetzungen die Abhängigkeit von Importen reduzieren, regionale Wertschöpfung sicherstellen und neben zweckgebundenen Energiepflanzen auch Rest- und Abfallstoffe für die Energieerzeugung verwenden.

2.6.3.2 Potenziale in der Fernwärme

Leitungsgebundene Gasversorgung, im speziellen Biogas, kann auch in Thüringen einen gewissen Beitrag für eine CO₂-neutrale Fernwärmeversorgung leisten. Voraussetzung hierfür sind entsprechende Anlagenkapazitäten und die Einspeisemöglichkeit in die bestehende Infrastruktur. Das begrenzte, nutzbare Potenzial wird durch die Entfernung der Anlagen zur Biogasproduktion zum Ort des Bedarfes begründet. Im Jahr 2016 wurde bei der TEAG Thüringer Energie AG eine Untersuchung zur Einspeisung bestehender Biogasanlagen, welche zu Beginn der 2000er Jahre errichtet wurden und sukzessiv aus der EEG-Förderung laufen, durchgeführt. Hierbei wurde der Fokus auf örtliche Nähe mit einer maximalen Entfernung von 5 km Radius zur Erdgasinfrastruktur gelegt (Abbildung 18). Im Ergebnis der Untersuchung wurde festgestellt, dass ca. 10% des heutigen fossilen Erdgases durch optimierte Einspeisung und Bündelung von mehreren Standorten im Netz der TEN Thüringer Energienetze GmbH substituiert werden könnten. Die Ergebnisse der Studie können gegebenenfalls skaliert werden und lassen unter optimalen Voraussetzungen die Annahme zu, dass die Prämissen und Erkenntnisse dieser Studie für die Gasnetzinfrastuktur in Thüringen Anwendung finden könnten und somit das Potenzial für Bioerdgas in Thüringen auf bis zu 10 Prozent des in Thüringen zum Endkunden transportierten Gases abgeschätzt werden kann. Hierbei gilt es zu beachten, dass die 10 Prozent nicht die saisonale Schwankung des Leistungsbedarfes widerspiegeln und sich alleinig auf die Energiemengen beziehen.

Machbarkeitsstudie Biogas (bereinigte Tabelle)

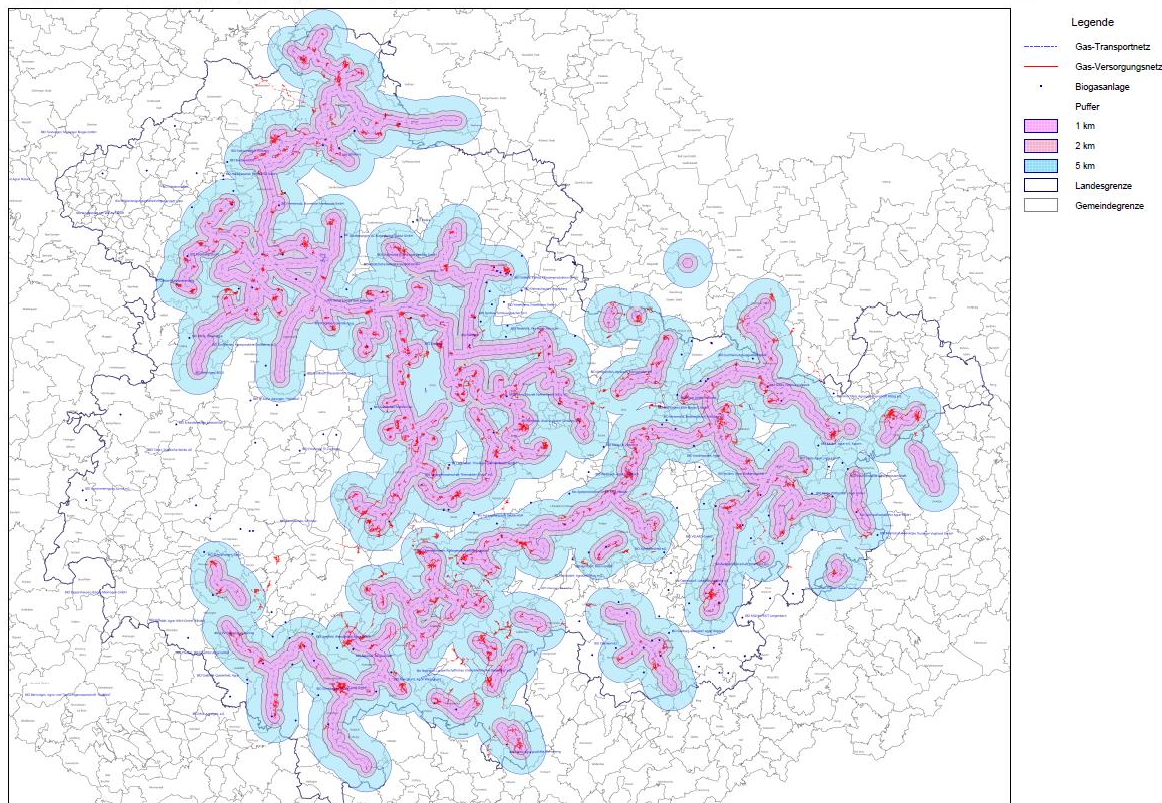


Abbildung 18: Darstellung von Biogasanlagen und der Erdgasinfrastruktur der TEN Thüringer Energienetze GmbH¹⁰⁵

Unter Beachtung der Potenziale und des tatsächlichen Gasbedarfes für die Fernwärme lässt sich subsumieren, dass in lokalen individuellen Konzeptionen Biogas als wesentlicher Bestandteil der klimaneutralen Fernwärmeversorgung partiell Anwendung finden kann, allerdings eine vollumfängliche Umstellung auf Biogas in der Fernwärme für alle Fernwärmeversorger in Thüringen bilanziell faktisch ausgeschlossen werden muss.

Insofern ein direkter Zusammenhang physikalisch sichergestellt werden kann und langfristige Vereinbarungen zwischen dem Produzenten des Biogases und der Anwendung in der Wärme vor Ort vorliegen, kann Biogas als alleiniger Energieträger in der lokalen Konzeption der klimaneutralen Fernwärme einen Lösungspfad für die Wärmeversorgung darstellen.

2.6.4 Anlagentechnik

2.6.4.1 Beschreibung der Anlagentechnik

Die Beschreibung der Anlagentechnik erfolgt entsprechend zweier grundsätzlicher Anwendungspfade von Biogas, welche sich in der Wärmenutzung am Standort der Biogasanlage oder aber über den Transport des Bioerdgases durch die paneuropäische Gasinfrastruktur zu einer

¹⁰⁵ Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG.

von der Produktion des Biogases entfernten dezentralen Anwendung unterscheiden. Aus diesem Grund werden folgende technische Unterscheidungen erörtert:

- Biogaserzeugung
- Transport von Biogas
- Biogasaufbereitung
- Bioerdgaseinspeisung
- Verwendung von Biogas in der Wärmeversorgung

2.6.4.2 Biogaserzeugung

Die Umwandlung von organischem Material in Methan, Kohlenstoffdioxid und weitere Gasbestandteile mit Hilfe von Mikroorganismen findet seit über 100 Jahren Anwendung. Wurde in der weiteren Vergangenheit der Fokus auf die Aufbereitung von Abwässern in der Klärtechnik gelegt, so hat sich dies in der jüngeren Vergangenheit der Anwendung unter Beachtung der energiewirtschaftlichen Potenziale zu einem Wirtschaftszweig nachhaltiger und ökologischer Energieerzeugung gewandelt. Insbesondere der Vorteil der Kombination aus Entzug der Kohlenstofffraktion aus der Biomasse unter Beibehalt mineralischer Mikro- und Makronährstoffe bilden die Basis für die vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten von Biogas.¹⁰⁶

Als wesentliche Einsatzstoffe für die Erzeugung von Biogas werden folgende Rohstoffe verwendet:

- Mais, Hirse & Grünroggen
- Gülle, Mist & landwirtschaftliche Reststoffe
- Gras- und Grünschnitt
- Speisereste (als Co-Substrat)

Die oben aufgeführten Substrate sind unter anderem gezielt angebaute Energiepflanzen oder bisher ungenutzte Pflanzen und Pflanzenteile. Gülle, Mist und landwirtschaftliche Reststoffe finden in der Regel Einsatz bei kleineren Anlagen zur Eigenbedarfsdeckung.

Das durch die Fermentation erzeugte Biogas weist durchschnittlich folgende Zusammensetzung auf (Tabelle 10):¹⁰⁷

Tabelle 10: Zusammensetzung des durch Fermentation erzeugten Biogases¹⁰⁸

Bestandteil	Konzentration
Methan (CH ₄)	50-75 Vol.%
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	25-45 Vol.%
Wasser (H ₂ O)	2-7 Vol.%
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	20-20.000 ppm
Stickstoff (N ₂)	< 2 Vol.%
Sauerstoff (O ₂)	< 2 Vol.%
Wasserstoff (H ₂)	< 1 Vol.%

¹⁰⁶ Lemmer, A., & Oechsner, H. (2013). Biogaserzeugung. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, DIV Deutscher Industrieverlag, München, S. 83.

¹⁰⁷ Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG.

¹⁰⁸ Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG.

Das erzeugte Biogas kann anschließend direkt vor Ort in modernen KWK-Anlagen verwendet, über separate Biogasnetze verteilt oder aber über das paneuropäische Erdgastransportsystem zum Standort der Bioerdgasverwendungsanlage transportiert werden. Damit dies erfolgen kann, muss das Biogas technisch so aufbereitet werden, dass es den Regeln und Normen der Gasverwendung entspricht. Dies kann durch Biogasaufbereitungsanlagen erfolgen, welche im nachfolgenden Abschnitt näher erläutert werden.

2.6.4.3 Transport von Biogas

Bei einer räumlichen Trennung von Biogaserzeugungsanlagen und Biogasverwendung ist das Biogas über ein Leitungssystem zu transportieren. Die Gründe können zum Beispiel sein:¹⁰⁹

- Die Errichtung einer Biogasaufbereitungsanlage und Biogaseinspeiseanlage am Standort der Biogasanlage ist nicht möglich.
- Die Verlagerung der Biogasaufbereitung an Standorte mit wirtschaftlich und/oder technisch günstigen Voraussetzungen (z.B. kostengünstige Hilfsmittel resp. Synergieeffekte).
- Mehrere Biogaserzeugungsanlagen sollen verbunden und die gebündelte Biogasmenge zentral aufbereitet und eingespeist werden.
- Die direkte Nutzung von Biogas an entfernt gelegenen Standorten ist wirtschaftlich vorzuziehen (z.B. Versorgung einer KWK-Anlage, die Wärme in ein Wärmenetz einspeist).

2.6.4.4 Biogasaufbereitung

Der Transport von Biogas über das paneuropäische Gastransportsystem unterliegt den technischen Regeln und Qualitätsanforderungen des DVGW-Regelwerkes. Wesentliche Kriterien sind hierbei die Entfernung von Kohlenstoffdioxid, Wasserdampf, Schwefelwasserstoff und ggf. weiterer Spuren- sowie Nebenkomponenten. Mit Abschluss entsprechend vorbereitender Aufbereitung kann das Biogas in die bestehende Infrastruktur eingespeist werden.

Die Aufbereitung des Rohbiogases basiert auf etablierten Hauptverfahren und lässt sich in vier Prinzipien unterscheiden:

- Adsorption
- Absorption
- Permeation
- Kryogenverfahren

Wesentlich verbreitete Verfahren der Biogasaufbereitung sind hierbei die Prinzipien der Sorption und zunehmend auch die Permeation (z.B. Membranverfahren). Exemplarisch wird auf einzelne Verfahren eingegangen und die grundlegenden Prinzipien werden kurz erläutert (Abbildung 19). Kryogenverfahren spielen in der Biogasaufbereitung für die Einspeisung in Erdgasnetze eine untergeordnete Rolle und werden an dieser Stelle nicht weiter beschrieben.¹¹⁰

¹⁰⁹ Erler, R., & Krause, H. (2013). Transport von Rohbiogas. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, DIV Deutscher Industrieverlag, München, S. 133-159.

¹¹⁰ Bajohr, S., Ortloff, F., Graf, F., & Perl, T. (2013). Biogasaufbereitung. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, DIV Deutscher Industrieverlag, München, S. 161-229.

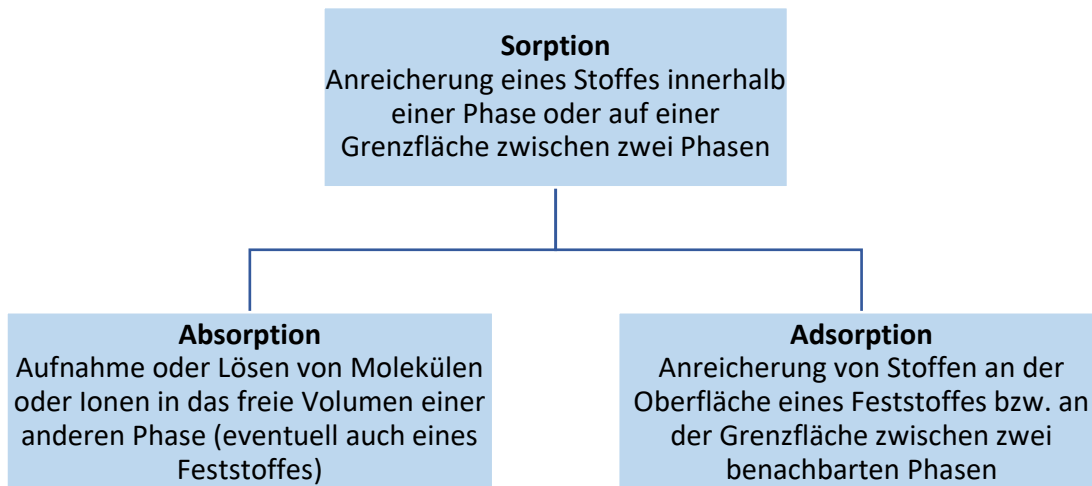


Abbildung 19: Grundlagen der Sorption¹¹¹

- **Druckwechseladsorption (DWA):** Das Verfahren der Adsorption wird bei der Aufbereitung von Biogas zur Vorbereitung der Einspeisung in die vorhandene Erdgasinfrastruktur im Wesentlichen durch die Druckwechseladsorption vertreten. Die Temperaturwechseladsorption gilt für diesen Anwendungsfall als minder verbreitet. Die zu entfernenden Gaskomponenten werden bei hohen Partialdrücken adsorbiert und bei niedrigen Partialdrücken wieder desorbiert. Dies geschieht auf einem nahezu konstanten Temperaturniveau.
- **Chemische Wäsche:** Chemische Wäschen sind bereits vor der Biogaseinspeisung in der chemischen Industrie etabliert und ein wesentlicher Bestandteil der Verfahrenstechnik. Hierbei reagiert das Sorptiv mit in der Waschflüssigkeit enthaltenen Teilen. Bereits mit relativ geringen Lösungsmitteln kann eine hohe Konzentration des Gases erreicht werden. Im Vergleich zu den physikalischen Wäschen muss allerdings das Lösungsmittel mit hohen Temperaturen regeneriert werden. Für die CO₂-Abtrennung wird am häufigsten die Amin-Wäsche vorgenommen.
- **Permeation (Membranverfahren):** Der Rohbiogasstrom wird über eine Membran geführt, welche die unterschiedlich konzentrierten Teilströme in Retentat und Permeat aufteilt. Somit gelingt es, Gasbestandteile, welche eingespeist werden können, gezielt zu trennen und für die Einspeisung zu gewinnen. Die Herausforderung liegt in der Auftrennung von CO₂ und CH₄, da aufgrund relativ geringer Unterschiede der Molekülgröße nur porenfreie Membranen Anwendung finden können.

Grundsätzlich sind alle Aufbereitungsverfahren geeignet, um Rohbiogas zu Biogas mit hohem CH₄-Gehalt aufzubereiten. Unterschiede ergeben sich in dem Aufwand der verwendeten Anlagentechnik und in der Erfahrung, die die Industrie mit diesen Verfahren gesammelt hat. Die Wahl eines Verfahrens sollte sich nach folgenden Kriterien richten:¹¹²

- geforderte Gasqualität am Standort der Einspeisung
- Zusammensetzung des Rohbiogases

¹¹¹ Eigene Darstellung.

¹¹² Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG.

- Einspeisedruck, der für das Transportnetz benötigt wird

2.6.5 Referenzprojekte

Tabelle 11 weist exemplarisch Anlagen in Thüringen auf, welche Bioerdgas in die vorhandene Erdgasinfrastruktur einspeisen. Es ist ersichtlich, dass eine heterogene Verteilung an Aufbereitungsverfahren vorherrscht. Die Auswahl ist je Anwendungsfall spezifisch zu treffen und wird vom Anlagenbetreiber resp. Anlageneigentümer getroffen. Der Netzbetreiber hat aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen keinen Einfluss auf die Entscheidung.

Tabelle 11: Exemplarische Biogasanlagen in Thüringen¹¹³

Standort der Biogaseinspeisung	Leistung in Nm ³ /h	Inbetriebnahme	Biogasaufbereitungsverfahren
Blankenhain	650	2011	PSA
Dannheim/Arnstadt /Ilmenau	300	2014	Membran
Grabsleben	700	2010	chemische Wäsche
Heygendorf	450	2014	chemisch/physikalische Wäsche
Kannawurf	700	2013	PSA
Lehma	600	2012	chemisch/physikalische Wäsche
Menteroda	700	2015	PSA
Nordhausen (Bielen)	350	2015	chemisch/physikalische Wäsche
Weißborn-Lüderode	600	2013	chemische Wäsche

2.6.6 Leitfaden

Vorab ist zu prüfen, ob Biogas grundsätzlich regional bzw. lokal in ausreichenden Mengen zur Verfügung steht. Eine solche Prüfung ist vor dem Hintergrund vorzunehmen, dass Biogas nicht ausreichend für eine flächendeckende Wärmeversorgung in ganz Thüringen zur Verfügung steht. Daraus ergeben sich v. a. folgende Prüfungsschritte:

- Potentialprüfung, insbesondere hinsichtlich lokaler Verfügbarkeit und Sicherstellung langfristiger Bezugsmöglichkeit
- Standort der Erzeugungsanlage, das heißt u. a. Nähe zum Fernwärmenetz und damit Abschätzung des notwendigen Leitungsbaus
- Relevante Investitionen sowie laufende Aufwendungen, insbes. Wartungsaufwand

¹¹³ Eigene Darstellung auf Basis von Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2021). Biogaspartner: Einspeiseatlas Deutschland. Stand Januar 2021, <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/> (Zugriff: 02.11.2022).

2.7 Feste Biomasse

2.7.1 Zusammenfassung

Biomasse umfasst Rückstände und Nebenprodukte ebenso wie Energiepflanzen. Bei der Auswahl der Rohstoffbezugsquellen ist die Nachhaltigkeit der genutzten Biomasse sicherzustellen, insbesondere durch lokalen Bezug. Angesichts knapper verfügbarer Flächen und der begrenzten Verfügbarkeit ökologisch zu favorisierender Biomasse wie Grünabfällen, Straßengrasschnitt etc., die möglichst lokal oder regional bezogen werden, ist das Potenzial des Einsatzes von Biomasse für die Wärmeversorgung relativ begrenzt. Nichtsdestotrotz weist Thüringen im bundesweiten Vergleich relativ gute Bedingungen für die Nutzung von lokal bzw. regional gewonnener Biomasse auf. Diese kann besonders effizient zum Einsatz kommen, sofern sie in einer Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genutzt wird, in der die ausgekoppelte Wärme - zusätzlich zur Stromerzeugung - für die Fernwärmeversorgung genutzt wird. Zu den gängigen Anlagentechniken zählen Biomasse-Dampfkraftwerke, ORC-Anlagen und thermische Biomassevergaseranlagen.

2.7.2 Kurzüberblick

Bioenergie ist ein Sammelbegriff und umfasst letztlich:¹¹⁴

- Gasförmige Bioenergie
- Flüssige Bioenergie
- Feste Bioenergie

Zu den gasförmigen Bioenergien zählt u. a. Biomethan, ein Beispiel für flüssige Bioenergie ist Biodiesel, der dem Dieselmotorkraftstoff an der Tankstelle beigemischt wird. An dieser Stelle erfolgt eine Auseinandersetzung mit Bioenergie aus fester Biomasse.¹¹⁵

Die Nutzung von Biomasse für die Fernwärmeerzeugung ist etabliert, gleichwohl steht sie in Konkurrenz zu anderen Nutzungsformen von Pflanzen und Flächen. Darüber entstehen bei der Verbrennung von Biomasse verschiedene Schadstoffe, die mit Blick auf den Immissionsschutz zu beachten sind. Sofern die Treibhausgasemissionen, die z. B. beim Transport von Biomasse anfallen, vernachlässigt werden, wird bei der Verbrennung von Biomasse nur so viel CO₂ emittiert, wie die Pflanzen im Laufe ihres Lebens aufgenommen haben. Im Rahmen dessen gilt die Nutzung von Biomasse als klimaneutral.

2.7.3 Potenziale im Wärmesektor

Biomasse kann in Rückstände und Nebenprodukte sowie Energiepflanzen unterteilt werden. Rückstände und Nebenprodukte umfassen u. a. Landschaftspflegeholz, Waldrestholz, Sägespäne, Altholz, Straßengrasschnitt, Grünabfälle und Getreideausputz. Diese können unterteilt werden in Holzartiges, Halmartiges und Sonstiges. Energiepflanzen hingegen umfassen Holz- und Halmartige (Tabelle 12).

Bei der Auswahl der Rohstoffbezugsquellen ist die Nachhaltigkeit der genutzten Biomasse sicherzustellen, insbesondere durch lokalen Bezug, welcher Transportwege minimiert, und Zertifizierungen. Das Umweltbundesamt unterscheidet zwischen problematischer

¹¹⁴ Umweltbundesamt (2022). Bioenergie. 07.04.2022, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld-> (Zugriff: 31.08.2022).

¹¹⁵ Vgl. Abschnitt 2.6 zur Nutzung von Biogas.

Anbaubiomasse und Biomasse, die keine gravierenden Risiken aufweist. Zu relativ unproblematischer Biomasse zählen u. a. Grünschnitt aus der Landschaftspflege und biogene Siedlungs- und Industrieabfälle.¹¹⁶

Tabelle 12: Formen biogener Festbrennstoffe¹¹⁷

Rückstände und Nebenprodukte	Holzartige	<i>Aus Bestandspflege:</i> Waldrestholz, Schwachholz, holzartige Grünabfälle, Landschaftspflegeholz <i>Aus Weiterverarbeitung:</i> Industrierestholz, Sägerestholz, Späne und Holzstaub, Holzkohle <i>Nach Endnutzung:</i> behandeltes und unbehandeltes Altholz
	Halmartige	Stroh, Landschaftspflegeheu, Straßengrasschnitt, Grünabfälle
	Sonstige	Getreideausputz, Mindergetreide, Pressrückstände und sonstige Rückstände
Energiepflanzen	Holzartige	Aus Kurzumtrieb
	Halmgutartige	Getreideganzpflanzen, Energiegräser

Die Sicherstellung der Nachhaltigkeit beim Rohstoffbezug betrifft u. a. auch die Gefahr von indirekten Landnutzungsänderungen (engl.: *indirect land use change (iLUC)*). Indirekte Landnutzungsänderungen beschreiben Verdrängungseffekte, welche durch den Anbau z. B. von Energiepflanzen ausgelöst werden und in der Folge dazu führen, dass z. B. Nahrungsmittel auf Flächen angebaut werden müssen, die durch Umwandlung natürlicher Ökosysteme erschlossen werden. Erhebliche Biodiversitätsverluste und Treibhausgasemissionen können die Folge dieses Prozesses sein.¹¹⁸

Angesichts knapper verfügbarer Flächen und der begrenzten Verfügbarkeit ökologisch zu favorisierender Biomasse wie Grünabfälle, Straßengrasschnitt etc., die möglichst lokal oder regional bezogen werden, ist das Potenzial des Einsatzes von Biomasse für die Wärmeversorgung relativ begrenzt. Eine breitere Nutzung von Biomasse dürfte folglich perspektivisch zum steigenden Bedarf an Importen führen, was Nachhaltigkeits- und Klimaschutzanstrengungen konterkarieren kann.

Trotz dieser vielschichtigen Anforderungen und Herausforderungen ist Biomasse von enormer Bedeutung für die Wärmeerzeugung. Derzeit stellt Biomasse den wichtigsten Beitrag der erneuerbaren Energien an der Nettowärmeerzeugung leitungsgebundener Wärmeversorgung in

¹¹⁶ Umweltbundesamt (2022). Bioenergie. 07.04.2022, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld-> (31.08.2022).

¹¹⁷ Darstellung auf Basis von Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2014). Leitfaden Feste Biobrennstoffe. 4., vollständig überarbeitete Auflage, Mai 2014, http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/leitfadenfestebioenergierohstoffe_web.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

¹¹⁸ Umweltbundesamt (2022). Bioenergie. 07.04.2022, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld-> (Zugriff: 31.08.2022).

Deutschland dar.¹¹⁹ Dies hat verschiedene Gründe. Biomasse kann lokal zur Verfügung stehen und gilt als relativ kostengünstiger erneuerbarer Energieträger. Biomassekraftwerke sind grundlastfähig und liefern Wärme damit im Wesentlichen unabhängig von externen Faktoren, wie dies z. B. bei Solarthermie in Abhängigkeit von der Sonnenstrahlung der Fall ist.

2.7.4 Anlagentechnik

Grundsätzlich zu unterscheiden sind:¹²⁰

- **Biomasseheizkraftwerke (BMHKWs)**, die auf dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beruhen
- **Biomassekraftwerke (BMKWKs)**, die einen Wirkungsgrad von nur 30-37 Prozent aufweisen
- **Biomasseheizwerke (BMHWs)**, die ausschließlich Wärme produzieren, ohne dass dabei Strom erzeugt wird

Durch das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), auf dem BMHKWs beruhen, wird die ausgekoppelte Wärme - zusätzlich zur Stromerzeugung - für die Fernwärmeversorgung genutzt. Der Einsatz der Biomasse erfolgt daher besonders effizient. Im Jahr 2019 beruhte bereits knapp ein Viertel der Nettowärmeerzeugung mittels KWK-Anlagen in Deutschland auf dem Einsatz von Biomasse.¹²¹

Zu den zentralen Kraftwerkstechniken zählen:

- **Biomasse-Dampfkraftwerke:** In einem Biomasse-Dampfkraftwerk wird mittels der Verbrennung der Biomasse Rauchgas erzeugt, welches Wasser in Rohrschlangen, die als Verdampferflächen dienen, erhitzt. Der dabei entstehende Dampf treibt eine Turbine an, mittels derer Strom erzeugt wird. Die entstehende Wärme kann in Fernwärmenetze eingespeist werden.¹²²
- **ORC-Anlagen:** Organic-Rankine-Cycle-Anlagen (ORC) basieren auf dem vergleichbaren Prinzip wie Biomasse-Dampfkraftwerke, allerdings kommt dabei ein organisches Arbeitsfluid statt Wasser zum Einsatz. Dieses wird mittels Wärmeübertrager erhitzt und der entstehende Dampf treibt eine Turbine an, welche Strom erzeugt. Die entstehende Wärme wird wiederum als Fernwärme genutzt. Durch den Einsatz des organischen Arbeitsfluids können niedrigere Temperaturniveaus als mit Wasserdampf erschlossen werden.¹²³
- **Thermische Biomassevergaseranlagen:** Bei thermischen Biomassevergaseranlagen wird die Biomasse mittels Pyrolyse-Verfahren unter Ausschluss von Sauerstoff vergast. Das

¹¹⁹ Abbildung 1; BDEW (2021). Nettowärmeerzeugung* nach Energieträgern in Deutschland. 21.01.2021, https://www.bdew.de/media/documents/20210122_BDEW-Zahl_der_Woche_Grafik_Fernwaerme.pdf (Zugriff: 31.08.2022), mit Daten von Destatis und BDEW, Stand: 12/2020.

¹²⁰ Vgl. auch Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? <https://www.vattenfall.de/glossar/biomasseheizkraftwerk-bmhkw> (Zugriff: 09.08.2022).

¹²¹ Umweltbundesamt (2021). Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). 02.06.2021, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk#kwk-anlagen> (Zugriff: 09.08.2022), auf Basis von Statistischem Bundesamt, Öko-Institut, Umweltbundesamt/AGEE-Stat.

¹²² Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? <https://www.vattenfall.de/glossar/biomasseheizkraftwerk-bmhkw> (Zugriff: 09.08.2022).

¹²³ Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? <https://www.vattenfall.de/glossar/biomasseheizkraftwerk-bmhkw> (Zugriff: 09.08.2022).

entstehende Gas wird aufbereitet (gekühlt, gereinigt, gefiltert, gewaschen) und anschließend in einem Gasmotor zur Stromerzeugung eingesetzt.¹²⁴

2.7.5 Referenzprojekte

Biomasse wird bundesweit in vielen Anlagen zur Erzeugung von Fernwärme genutzt. Exemplarisch zu nennen sind folgende Anlagen:

- Seit dem Jahr 2004 setzt die Fernwärme **Ulm** im Heizkraftwerk I auf Biomasse in Form von naturbelassenen Holzhackschnitzeln, Altholzhackschnitzeln, Sägespänen und Rinde.¹²⁵
- Die Energieversorgung **Oberhausen** erzeugen jährlich ca. 20.000 MWh Strom und ca. 60.000 MWh Fernwärme durch die Verbrennung von ca. 40.000 t Landschaftspflegeholz. Damit können etwa 3.500 Haushalte mit Fernwärme versorgt werden.¹²⁶
- In **Magdeburg** haben die Städtischen Werke Magdeburg im Jahr 2016 ein Biomasseheizkraftwerk mit einer Leistung von 10,5 MW in Magdeburg-Ostelbien in Betrieb genommen. Nach eigenen Aussagen wird als Brennstoff Holz eingesetzt, das bei Landschaftspflegearbeiten wie z. B. Beschnitt der Bäume regional anfällt.¹²⁷
- In **Neustrelitz** haben die dortigen Stadtwerke im Jahr 2006 ein Biomasse-Heizkraftwerk in Betrieb genommen. Die Anlage mit einer installierten Leistung von 17 MW_{th} wird nach Angaben der Stadtwerke Neustrelitz mit Hackschnitzeln aus Waldrestholz, Baum- und Strauchschnitt betrieben.¹²⁸
- Die Stadtwerke **Bielefeld** haben im Jahr 2009 für 8,5 Mio. € ein Holzkraftwerk mit einer Wärmeleistung von 5,5 MW errichtet, das rund 2.900 Haushalte jährlich mit Wärme versorgt. Zur Versorgung des Kraftwerks mit Waldrestholz und Holz aus der Landschaftspflege aus dem Umkreis von 100 km werden nach Angaben der Stadtwerke Bielefeld täglich fünf LKW mit Anhängern benötigt.¹²⁹

2.7.6 Situation in Thüringen

Thüringen weist mit seiner geringen Bevölkerungsdichte, der im Bundesvergleich relativ gut vorhandenen Fläche zur Nutzung für den Anbau nachwachsender Rohstoffe und einer der größten Holzvorräte pro Hektar Waldboden in Deutschland¹³⁰ eine vergleichsweise gute Ausgangsbasis für die nachhaltige Nutzung von Biomasse auf. Zudem ist der Holzvorrat je Hektar Wald in Thüringen

¹²⁴ Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? <https://www.vattenfall.de/glossar/biomasseheizkraftwerk-bmhkw> (Zugriff: 09.08.2022).

¹²⁵ Fernwärme Ulm (n. a.). BIOMASSE-HEIZKRAFTWERK I. <https://www.fernwaerme-ulm.de/energie/erzeugungsanlagen/biomasse-heizkraftwerk-1/> (Zugriff: 31.08.2022).

¹²⁶ Energieversorgung Oberhausen (n. a.). BIOMASSE KRAFTWERK OBERHAUSEN. <https://www.evo-energie.de/biomasse-kraftwerk-oberhausen> (Zugriff: 31.08.2022).

¹²⁷ Städtische Werke Magdeburg (n. a.). Biomasseheizkraftwerk: Wärmeversorgung für Magdeburg-Ostelbien. <https://www.sw-magdeburg.de/energie/waerme/biomasseheizkraftwerk> (Zugriff: 31.08.2022).

¹²⁸ Stadtwerke Neustrelitz (n. a.). Biomasse-Heizkraftwerk. <https://www.stadtwerke-neustrelitz.de/privatkunden/energiespektrum/biomasse-heizkraftwerk> (Zugriff: 31.08.2022).

¹²⁹ Stadtwerke Bielefeld (n. a.). Fernwärme und Strom aus Holz – unser Holzkraftwerk. <https://www.stadtwerke-bielefeld.de/das-unternehmen/fuer-die-umwelt/erneuerbare-energien/holzkraftwerk.html> (Zugriff: 09.08.2022).

¹³⁰ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. Juni 2022, https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsaehige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 03.11.2022), S. 4.

zwischen der Holzinventur 2002 und 2012 deutlich gestiegen. Der Holzzuwachs in den letzten Jahren wird bislang nur zu 70-80 Prozent genutzt.¹³¹

Dies verdeutlicht die Bedeutung von Biomasse als erneuerbare Energiequelle in Thüringen. Nach Angaben der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) beträgt die installierte Feuerungswärmeleistung der in Thüringen auf Basis fester Biomasse betriebenen Anlagen insgesamt 133 MW. Große Anlagen umfassen die Altholzverbrennungen (Ilm-Kreis, Saale-Holzland-Kreis, Saale-Orla-Kreis) mit einer Leistung von 16 MW sowie eine Anlage zur Verbrennung von Holzhackschnitzeln in Bischofferode bei Nordhausen mit 20 MW Leistung.¹³²

Allerdings zeigen sich auch in Thüringen bereits die Herausforderungen der Nutzung von Biomasse. So wurde die seit 2008 laufende Verbrennung von Holzhackschnitzeln in **Hermisdorf** durch eine iKWK-Anlage auf Basis von BHKWs ersetzt. Der Umstieg von Biomasse auf Erdgas wird mit den Preisentwicklungen für das benötigte Holz in den letzten Jahren begründet.¹³³

2.7.7 Leitfaden

Für die Prüfung einer möglichen Nutzung von Bioenergie schlägt die ThEGA vor, möglichst folgende Aspekte zu berücksichtigen:¹³⁴

- Standort
- Rohstoff- bzw. Reststoffverfügbarkeit
- Genehmigungssituation
- Förderung
- Verfügbarkeit Aufstellungsflächen
- Personelle Ressourcen
- Lasten des Energiebedarfs

Die Verfügbarkeit von entsprechenden Roh- und Reststoffen ist dabei besonders erfolgsentscheidend für etwaige Projekte.

2.8 Abwärme

2.8.1 Zusammenfassung

Abwärme entsteht in der Industrie, im Gewerbe- und Dienstleistungssektor im Rahmen von Produktionsprozessen oder bei der Energieumwandlung. Sofern sie nicht beispielsweise durch Einbindung in Wärmenetze genutzt wird, entweicht sie ungenutzt in die Umwelt. Die Potenziale

¹³¹ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. Juni 2022, https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsfaeohige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 03.11.2022), S. 5.

¹³² Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. Juni 2022, https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsfaeohige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 03.11.2022), S. 5.

¹³³ stadt+werk (2021). Erdgas im BHKW statt Biomasse. 31.03.2021, https://www.stadt-und-werk.de/meldung_35961_Erdgas+im+BHKW+statt+Biomasse+.html (Zugriff: 31.08.2022).

¹³⁴ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. Juni 2022, https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsfaeohige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 03.11.2022), S. 28.

der Abwärmenutzung als Wärmequelle für Fernwärmenetze werden allgemein als hoch eingeschätzt. Die Herausforderungen bestehen allerdings u. a. in den fehlenden Anreizen für Unternehmen, ihre Abwärme in Wärmenetze einzubinden, in der Notwendigkeit des Vorhandenseins ausreichender und langfristiger Abwärmepotenziale sowie in der Voraussetzung, dass Abwärme dauerhaft als klimaneutral anerkannt wird.

2.8.2 Kurzüberblick

Auf Grund bestehender Inkonsistenzen und Ungenauigkeiten bei den bestehenden Definitionen von Abwärme hat der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) unter Beteiligung relevanter Stakeholder folgende Definition erarbeitet:

„Abwärme: Wärme, die in einem Prozess entsteht, dessen Hauptziel die Erzeugung eines Produktes oder die Erbringung einer Dienstleistung (inkl. Abfallentsorgung) oder einer Energieumwandlung ist, und die dabei als ungenutztes Nebenprodukt an die Umwelt abgeführt werden müsste.“¹³⁵

Abwärme im Sinne dieser Definition entsteht in vielerlei Prozessen. Hierzu zählen:¹³⁶

- Produktion (z. B. Raffinerien, Stahlverarbeitung, chemische Industrie)
- Dienstleistung (z. B. Rechenzentren, Wäschereien, Kühlhäuser, Ab/Wasserwirtschaft)
- Abfallentsorgung (z. B. thermische Abfallbehandlung, innerbetriebliche Stoffkreisläufe)
- Energieumwandlung (z. B. Kondensationskraftwerke, Abgaswärme aus Verbrennungsprozessen, Wasserstoffelektrolyse)

Typische Abwärmequellen in Unternehmen sind v. a. Prozessabluft, Kälteanlagen und Kühlsysteme, Druckluftherzeugung sowie raumluftechnische Anlagen.¹³⁷

Gerade bei Abwärme aus der Abfallentsorgung gibt es derzeit jedoch noch erhebliche Unsicherheiten. Eine abschließende Klärung, ob und inwieweit Abwärme aus der Abfallentsorgung als unvermeidlich und damit klimaneutral einzustufen ist, steht derzeit noch aus. So wird Siedlungsabfall derzeit entsprechend des biogenen Anteils nur hälftig als erneuerbar angesehen. Eine solche Einstufung würde eine klimaneutrale Fernwärmeversorgung unter Einbindung von Abwärme aus der Abfallentsorgung verhindern, wie auch ein Gutachten im Auftrag des bdeu unterstreicht: „Eine Beibehaltung des Ansatzes einer nur hälftigen Einstufung des Abfallbrennstoffs als erneuerbarer Energieträger (biogener Anteil des Siedlungsabfalls) verbunden mit dem oben genannten CO₂-Emissionsfaktor führen dazu, dass ein Wärmenetz, das auch mit

¹³⁵ AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 18.

¹³⁶ AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

¹³⁷ dena (2015). Erfolgreiche Abwärmenutzung im Unternehmen. Energieeffizienzpotenziale erkennen und erschließen. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, Dezember 2015, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/1445_Broschuere_Abwaermenutzung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Wärme aus MVAs/EBKWs gespeist wird, eine langfristige Klimaneutralität nicht erreichen kann.“¹³⁸

Insbesondere auf EU-Ebene ist die Frage nach der Anerkennung von Abwärme aus der Abfallentsorgung als klimaneutral Gegenstand intensiver Diskussionen – nicht zuletzt angesichts der Zielsetzung der Etablierung einer Kreislaufwirtschaft und der angestrebten Reduzierung des Abfallaufkommens. Demnach gibt es derzeit keine verlässliche und einheitliche Anerkennung von Abwärme jeglicher Herkunft als 100% klimaneutral. Daraus resultiert ein gewisses Investitionsrisiko.

2.8.3 Potenziale im Wärmesektor

Die Potenziale der Nutzung von Abwärme für die Fernwärmeversorgung sind grundsätzlich beträchtlich. Die Schätzungen, wie groß das Potenzial tatsächlich zu beziffern ist, gehen allerdings erheblich auseinander. So zeigt der AGFW¹³⁹ anhand einer Meta-Analyse auf, dass die Bandbreite der Abschätzungen über das Potenzial der in Wärmenetzen nutzbaren Abwärme sehr breit ist und ein uneinheitliches Bild abgibt. Dies sei vor allem auf die komplexe Abgrenzung zwischen der tatsächlich anfallenden Abwärme und ihrer technischen Nutzbarkeit in Fernwärmenetzen zurückzuführen. In verschiedensten Szenarien wird von einem erreichbaren Anteil der Abwärmenutzung von 10%-20% an der Fernwärme bis zum Jahr 2050 über ganz Deutschland ausgegangen.

Zusätzlich zur Einspeisung in das Fernwärmenetz kann die Abwärme auch zur lokalen, gebäudebezogenen Nutzung in Form von Niedertemperatur-Abwärme genutzt werden.

Künftig dürfte das Potenzial der Nutzung von Abwärme, die in Rechenzentren anfällt, auf Grund der fortschreitenden Digitalisierung und des steigenden Bedarfs an Rechenkapazitäten erheblich steigen. Bislang bestehende Potenziale werden zudem oftmals noch unzureichend genutzt. So bezweifeln Rechenzentrumsbetreiber insbesondere, dass eine wirtschaftliche Nutzung der Abwärme aus Rechenzentren überhaupt möglich sei.¹⁴⁰

Obwohl die Abwärmenutzung in Wärmenetzen für alle Beteiligten erhebliche Vorteile aufweisen kann, zeigen Unternehmen häufig große Vorbehalte gegenüber der Abwärmenutzung.

2.8.4 Anlagentechnik

Am Ort des Entstehens, z. B. in Industrieanlagen, ist die Abwärme das Nebenprodukt eines Produktionsprozesses oder einer Energieumwandlung und damit von geringem oder keinem

¹³⁸ Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiburger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 47.

¹³⁹ AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁴⁰ Funke, T., Hintemann, R., Kaup, C., Maier, C., Müller, S., Paulußen, S., ...& Terrahe, U. (2019). Abwärmenutzung im Rechenzentrum. Ein Whitepaper vom NeRZ in Zusammenarbeit mit dem eco – Verband der Internetwirtschaft e. V., https://ne-rz.de/wp-content/uploads/2019/07/Whitepaper_Abwaermenutzung_2019.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

Wert. Erst durch die Einbindung in ein Wärmenetz gewinnt die Abwärme ihren Wert als Wärmequelle.¹⁴¹

Hierzu bedarf es entsprechender Investitionen. Die Höhe der erforderlichen Investitionen hängt dabei stark von der geografischen Nähe der Abwärmequelle zum Wärmenetz ab. Bei größeren Distanzen ist ein zusätzlicher Leitungsbau erforderlich, der geschätzte Kosten zwischen 500 und 2.000 €/m verursacht. Darüber hinaus treten über größere Distanzen nicht unerhebliche Netzverluste auf und die Druckhaltung erfordert größeres Augenmerk. Sofern zusätzliche Pumpstationen und Netzstationen mit einer hydraulischen Trennung erforderlich sind, um einen ausreichenden Betriebsdruck sicherzustellen, sind der erforderliche Platzbedarf, die erschwerte Einkopplung der Abwärme und die steigenden Kosten weitere Herausforderungen.¹⁴²

Häufig fällt Abwärme aus der Industrie bei einem relativ hohen Temperaturniveau an, was eine Einspeisung in Bestandsnetze mit hohem Temperaturniveau in der Regel erleichtert. Bei niedrigem Temperaturniveau der Abwärme ist der Einsatz von Wärmepumpen zur Temperaturerhöhung erforderlich. Allerdings stellt dies zusätzliche Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit derartiger Projekte, denn „[d]eren Nutzung erfordert neben den Investitionen in den Bau auch den Einsatz von mit Umlagen und Abgaben belastetem Strom und senkt dadurch den Wert der Wärme für den Wärmenetzbetreiber.“¹⁴³

2.8.5 Referenzprojekte

Die Nutzung von Abwärme hat eine lange Tradition, insbesondere im Ruhrgebiet, wo die Fernwärmeversorgung ganz wesentlich durch die Abwärme der hiesigen Stahlproduktion gespeist wurde. Mit der Krise der Stahlindustrie in den 1980er Jahre endeten viele Kooperationen von Fernwärmeversorgungsunternehmen und Stahlproduzenten.¹⁴⁴ Schließungen bzw. die Verlagerung von Produktionsstätten sind auch noch heute ein Risiko bei der Nutzung von Abwärme.

Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund ist die Nutzung von Abwärme in Fernwärmenetzen noch deutlich hinter ihrem Potenzial zurückgeblieben. Dennoch ist die Nutzung von Abwärme gängige Praxis und bestens etabliert. Zu den exemplarischen Realanwendungen zählen u. a.

¹⁴¹ AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁴² AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁴³ AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 43.

¹⁴⁴ AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main, November 2020, https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansicht_es.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

- In **Stralsund** wird derzeit die Nutzung der Abwärme eines Elektrolyseurs für die Wärmeversorgung mittels eines Wärmenetzes im Stadtteil Andershof geprüft.¹⁴⁵
- In **Karlsruhe**, einer Stadt mit einer der längsten Fernwärmenetze Deutschlands, decken die Stadtwerke einen beträchtlichen Teil des Wärmebedarfs für ihre Fernwärmeversorgung über industrielle Abwärme aus einer ansässigen Raffinerie.¹⁴⁶
- In einem vergleichbaren Projekt plant die Uniper Wärme GmbH zusammen mit einer Raffinerie die Nutzung der in der Raffinerie entstehenden Abwärme für die Versorgung von bis zu 30.000 Haushalten in **Gelsenkirchen, Gladbeck und Recklinghausen**.¹⁴⁷
- Im niedersächsischen **Hoya/Weser** wurde im Jahr 2020 ein Projekt gestartet, um die Abwärme einer örtlichen Papier- und Kartonfabrik (6,4 Mio. kWh) in einem zu errichtenden Fernwärmenetz zu nutzen.¹⁴⁸

Auch in Thüringen gibt es entsprechende Projekte zur Abwärmenutzung.

- Die Stadtwerke **Suhl/Zella-Mehlis** nutzen beispielsweise seit vielen Jahren die Abwärme einer Restabfallverbrennungsanlage, um über ihr Fernwärmenetz rund 6.000 Wohnungen und 200 Betriebe und öffentliche Gebäude mit Fernwärme zu versorgen.¹⁴⁹

2.8.6 Situation in Thüringen

Durch die ThEGA wurde für Thüringen ein Abwärmekataster erstellt, das dabei helfen soll, Abwärmequellen in Thüringen zu identifizieren, deren räumliche Verteilung aufzuzeigen und das Bewusstsein für die Nutzung der Abwärmepotenziale in Thüringen zu schaffen. Das Kataster weist eine ganze Reihe von Potenzialen, insbesondere im Osten und Südosten Thüringens auf.¹⁵⁰

- In der Kategorie Produktion wird das Abwärmepotenzial in Thüringen wegen fehlender Schwer- und Großindustrie vergleichsweise gering eingeschätzt.
- In der Kategorie Dienstleistung wird das Abwärmepotenzial in Thüringen als grundsätzlich vorhanden eingeschätzt. Je nach Vorhandensein geeigneter Quellen und günstiger Konstellationen kann durchaus eine Nutzung dieser Abwärmepotenziale möglich sein (z.B. Abwärme aus Kühlung, Klimatisierung). Die Temperaturquellen sind hier in der Regel im Niedertemperaturbereich angesiedelt. Das bedeutet, zur Einspeisung in bestehende Fernwärmenetze sind zweistufige Wärmepumpen erforderlich. Zu dieser Kategorie sind auch die Potenziale aus der Abwasserwärmenutzung sowie aus Flusswasser, Seewasser und der Umweltwärme (Luft) zu zählen.
- In der Kategorie Abfallentsorgung sind in Thüringen Nutzungspotenziale an den jeweiligen Standorten von Anlagen zur Müllverbrennung vorhanden. In Thüringen sind dies die

¹⁴⁵ Tix, M. (2021). Stralsund prüft Abwärmenutzung aus Elektrolyseur. Energate Messenger, 10.08.2021, <https://www.energate-messenger.de/news/214373/stralsund-prueft-abwaermenutzung-aus-elektrolyseur> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁴⁶ vfew (n. a.). Karlsruhe heizt mit Fernwärme aus Abwärme und KWK. <https://www.vfew-bw.de/magazin/waerme/karlsruhe-heizt-mit-fernwaerme-aus-abwaerme-und-kwk/> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁴⁷ Uniper (2020). Industrielle Abwärme für die Fernwärmeversorgung. 15.07.2020, <https://www.uniper.energy/news/de/industrielle-abwaerme-fuer-die-fernwaermeversorgung> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁴⁸ Wärmewende.de (2020). Hoya/Weser – Industrielle Abwärmenutzung mit Fernwärmenetz. 24.07.2020, <https://www.waermewende.de/kommunaler-blog/hoya-weser-industrielle-abwaermenutzung-mit-fernwaermenetz/> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁴⁹ Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (n. a.). Wärme aus der Mülltonne. <http://www.energiegewinner-thueringen.de/energiegewinner/details-zu/restabfallverbrennungsanlage-suhl.html> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁵⁰ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) (n. a.). Abwärmekataster. <https://www.thega.de/themen/energie-und-ressourceneffizienz/abwaermenutzung/> (Zugriff: 31.08.2022).

Anlagen für die thermische Abfallbehandlung in Zella-Mehlis und in Erfurt. Dazu kommt eine Anlage der TVS in Schwarza. Hierbei handelt es sich um Hochtemperatur-Abwärme, die direkt in die Fernwärmenetze eingekoppelt werden kann. Die Abwärme aus Müllverbrennung ist in Thüringen durch das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN) als CO₂-neutral eingestuft worden. An den genannten Standorten wird die Abwärme aus Müllverbrennung bereits vollständig genutzt. Eine Erweiterung der Nutzung von Abwärme aus Müllverbrennung ist nur bei Errichtung neuer Müllverbrennungsanlagen möglich. Das Geschäftsfeld Müllverbrennung ist in der Regel kein Kerngeschäftsfeld der Energieversorgungsunternehmen.

- Ein Sonderfall der Abwärmenutzung aus der Entsorgung stellt die Klärschlammverbrennung dar. Entsprechend Klärschlammverordnung wird ab 2026 ein höherer Anfall an Klärschlamm erwartet. Momentan wird in den bestehenden Restabfallbehandlungsanlagen bereits Klärschlamm mitverbrannt. Auf Grund des Feuchtegehaltes ist dies je nach Verbrennungstechnologie (Art des Rostes) in den bestehenden Anlagen nur etwa bis 10% möglich. Grundsätzlich ist auch eine vorgelagerte Klärschlamm-trocknung möglich. Diese verbraucht jedoch in etwa so viel Energie, wie später bei der Verbrennung (des dann trockenen Klärschlammes) wieder gewonnen werden kann. Die Nutzung des Klärschlammes als Abwärmequelle ist grundsätzlich möglich (wird beispielsweise in Kassel praktiziert), ist jedoch nur in enger Kooperation mit dem Abfallwirtschaftsbetrieb umzusetzen.
- Die Kategorie Energieumwandlung betrifft insbesondere auch den Erzeugungsprozess der Versorgungsunternehmen. In den Anlagen zur Energieerzeugung anfallende Abwärme (Rauchgaswärme, Kondensationswärme) kann genutzt werden, z.B. durch den Einsatz von Groß-Wärmepumpen. Dabei ist jedoch auch die Einhaltung von genehmigungsrechtlichen Belangen (Vorgaben und Grenzwerte der BImSchV) zu beachten. Zu dieser Kategorie kann auch die Rücklaufauskühlung der Fernwärme (beispielsweise ebenfalls über eine Großwärmepumpe) zugeordnet werden, die bei KWK-Anlagen zu einer Effizienzerhöhung der Anlagen führt.

Für alle Kategorien der Abwärmenutzung sind auf den Einzelfall zugeschnittene Wärmebezugsverträge erforderlich, die insbesondere die Langfristigkeit der Wärmequelle absichern. Es existiert eine Reihe von Einzelfördermöglichkeiten, die jedoch recht unübersichtlich sind.

Die praktische Erfahrung zeigt jedoch, dass die reale Nutzbarkeit dieser Potenziale – insbesondere zur Einspeisung in die Fernwärmenetze – unterschiedlichsten Randbedingungen und Restriktionen unterliegt, die das theoretisch ausgewiesene Potenzial relativieren. Limitierende Faktoren können beispielsweise sein:

- Eigennutzungsinteresse der „Abwärmeproduzenten“
- Technische Hemmnisse (z.B. Zusammensetzung der Industrie-Abwässer)
- Bauliche Hemmnisse (Platzverhältnisse, Leitungsführungen, ...)
- Fehlende Einspeisemöglichkeiten in Fernwärmesysteme
- zu niedriges Temperaturniveau (zu hohes Delta T)
- Wirtschaftlichkeit (insbesondere OPEX bei Wärmepumpe (WP), Trassenbau)
- Unterschiedliche Investitionszyklen (Wärmeversorger/Industrie)

Hinzu kommen weitere Herausforderungen, die u. a. darin liegen, dass die „Erzeugungsanlagen“ auf externen Grundstücken liegen, abhängig sind von externen Produktionsprozessen und die jeweiligen Lastgänge von Abwärme und Wärmenetz nicht notwendigerweise zusammenpassen.

2.8.7 Leitfaden

Grundsätzlich ist die Nutzung von Abwärmequellen sehr fallspezifisch. Die räumliche Distanz der Abwärmequelle zum Fernwärmenetz, die Temperatur der Abwärme sowie die Sicherstellung der dauerhaften Verfügbarkeit der Abwärme sind wichtige Kriterien, die bei Investitionsentscheidungen zu prüfen sind. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob eine Redundanz erforderlich bzw. sichergestellt ist, sofern die Abwärmequelle ausfallen sollte.

2.9 Elektrodenkessel

2.9.1 Zusammenfassung

Power-to-Heat (PtH) bezeichnet die Erzeugung von Wärme mittels des Einsatzes elektrischer Energie, wobei das Prinzip des Elektrodenkessels von der elektrischen Wärmepumpe (Abschnitt 2.10) zu unterscheiden ist.

Die Anzahl der installierten Elektrodenkessel in Deutschland ist derzeit noch relativ überschaubar. Allerdings verfügen Elektrodenkessel über eine Reihe von Eigenschaften, auf Grund derer sie erheblich zu einem grünen Fernwärmeversorgungssystem beitragen können. So beträgt der Wirkungsgrad von Elektrodenheizkesseln nahezu 100 Prozent,¹⁵¹ Elektrodenkessel erzielen hohe Temperaturen und können Grünstrom zu Zeiten nutzen, in denen dieser überschüssig zur Verfügung steht. Die produzierte Wärme kann in Wärmespeichern gepuffert werden.

2.9.2 Kurzüberblick

Power-to-Heat-Anlagen (PtH) erzeugen Wärme unter Einsatz von elektrischer Energie. Grundsätzlich wird zwischen zwei Formen von PtH-Anlagen unterschieden:¹⁵²

- Direkte Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme (Elektrodenkessel)
- Nutzbarmachung von Umweltwärme mittels elektrisch betriebener Wärmepumpen (siehe nachfolgender Abschnitt 2.10 zur Wärmepumpe)

In der Literatur werden PtH-Anlagen häufig mit Elektrodenkesseln gleichgesetzt und von elektrischen Wärmepumpen abgegrenzt, so dass eine begriffliche Unschärfe vorherrscht. Im Folgenden wird die Begrifflichkeit „Elektrodenkessel“ in Abgrenzung zu elektrischen Wärmepumpen verwendet.¹⁵³

Eine PtH-Anlage wird mit einer stufenlosen Leistungsregelung und einer definierten Anfahrzeit (0 bis 100 % in x Minuten) für den Wärmeerzeugerparallelbetrieb errichtet. Die An- und Abwahl der PtH-Anlage erfolgt über ein Leitsystem aufgrund von Anforderungen der

¹⁵¹ Stark, M. (2021). So funktioniert eine Power-to-Heat-Anlage. Enercity, 18.10.2021, <https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/funktionsweise-power-to-heat> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁵² Stark, M. (2021). So funktioniert eine Power-to-Heat-Anlage. Enercity, 18.10.2021, <https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/funktionsweise-power-to-heat> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁵³ Darüber hinaus sind Elektrodenkessel streng genommen auch von Elektrokesseln zu unterscheiden, allerdings werden die Begrifflichkeiten ebenfalls teils unscharf in der Literatur voneinander abgegrenzt.

Übertragungsnetzbetreiber. Bei einer Anforderung muss die PtH-Anlage innerhalb von 5 Minuten die angezeigte Leistung bereitstellen.

Elektrodenkessel können daher kurzfristig Wärme für die Einspeisung in ein Wärmenetz bereitstellen und erzielen auf Grund des Wirkungsprinzips eines Tauchsieders dabei Temperaturen von in der Regel bis zu 98 Grad Celsius.

Für einen klimaneutralen Betrieb muss der bezogene Strom auf Basis von erneuerbaren Energien erzeugt werden. Das Ziel der Bundesregierung gemäß EEG 2023 ist die Steigerung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch auf 80% bis zum Jahr 2030.¹⁵⁴ Im Rahmen des hierzu erforderlichen, deutlich beschleunigten Ausbaus von EE-Anlagen dürfte auch weiterhin überschüssiger EE-Strom zur Verfügung stehen, der in Elektrodenkesseln kurzfristig zur grünen Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann, wodurch die Abregelung von EE-Anlagen vermieden werden kann.¹⁵⁵

Allerdings können Elektrodenkessel genauso wie elektrische Wärmepumpen keine Leistung für das Stromnetz bereitstellen, anders als dies beispielsweise bei gasbefeuelten KWK-Anlagen der Fall ist. Ihr Beitrag zur Deckung des steigenden Flexibilitätsbedarfs im Energiesystem ist dahingehend folglich begrenzt.¹⁵⁶

2.9.3 Potenziale im Wärmesektor

Für die Erzeugung von grüner Fernwärme kann der Elektrodenkessel einen wesentlichen Beitrag leisten. Bei der Wärmeerzeugung im Elektrodenkessel geht auf Grund des hohen Wirkungsgrades von rund 99,9 Prozent nahezu keine Energie verloren.¹⁵⁷ Zudem können Elektrodenkessel den steigenden Anforderungen an die Stromnetze auf Grund fluktuierender Einspeisungen durch EE-Anlagen Rechnung tragen. Insbesondere die Nutzung von EE-Strom, der andernfalls ungenutzt bliebe bzw. abgeregelt würde, ist ein wichtiges Anwendungsgebiet für Elektrodenkessel.

Anfang 2019 waren deutschlandweit 36 PtH-Module mit einer Leistung zwischen 0,5 und 60 MW_{el} und einer Gesamtleistung von ca. 555 MW installiert.¹⁵⁸ Damit ist die Verbreitung von PtH-Anlagen noch relativ begrenzt. Entsprechend konstatieren Maaß et al. (2021, S. 56): „Aktuell werden die bestehenden PtH-Anlagen in Deutschland allerdings mit sehr geringen Betriebsstunden oder ausschließlich zu Forschungszwecken betrieben; ebenso wenig ist ein bemerkenswerter Zubau von PtH-Anlagen in den letzten Jahren zu verzeichnen.“¹⁵⁹ Das Potenzial von PtH-Anlagen für die

¹⁵⁴ § 1 Abs. 2 EEG-E 2023.

¹⁵⁵ Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 57.

¹⁵⁶ Bauknecht, D., Heinemann, C., Koch, M., Ritter, D., Harthan, R., Sachs, A., ... & Langanke, S. (2016). Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Öko-Institut, Energynautics, Freiburg, Darmstadt, 21.11.2016, https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 64.

¹⁵⁷ Stark, M. (2021). So funktioniert eine Power-to-Heat-Anlage. Enercity, 18.10.2021, <https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/funktionsweise-power-to-heat> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁵⁸ BDEW (2020). Power-to-Heat - ein Baustein der Sektorkopplung für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Positionspapier, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 27.04.2020, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200427_Power-to-Heat.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 4.

¹⁵⁹ Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021,

Fernwärmeerzeugung dürfte damit in Deutschland noch enorm groß sein, wie ein Blick nach Dänemark zeigt.

In Dänemark, wo Fernwärmenetze eine deutlich größere Bedeutung für die Wärmeversorgung haben, als dies derzeit in Deutschland der Fall ist, kommen Elektroheizer, oftmals in Kombination mit Wärmespeichern, bereits großflächig zum Einsatz. Sofern KWK-Anlagen ebenfalls in das jeweilige Fernwärmesystem eingebunden sind, können Betreiber von Fernwärmesystemen bei Bedarf an Regelenergie ihre KWK-Anlagen zum Einsatz bringen und bei Bedarf an negativer Regelleistung ihre Elektroheizer in Betrieb nehmen. In Kombination mit Wärmespeichern kann die Flexibilität so deutlich gesteigert werden.¹⁶⁰

In Deutschland stellt der im Gebäudeenergiegesetz (GEG) geregelte Primärenergiefaktor (PEF) von 1,8 (Netzbezug) mutmaßlich ein Hemmnis für die breitere Anwendung von Elektrodenkesseln dar, da dieser in der Regel zu einer Verschlechterung des auszuweisenden PEF von Fernwärmenetzen führen dürfte.¹⁶¹

2.9.4 Anlagentechnik

Bei Elektroerhitzern wird elektrische Energie in Wärme umgewandelt und anschließend ins Fernwärmenetz eingespeist. Dabei ist kein separater Kesselkreislauf mittels Wärmeübertrager notwendig, da keine aktiven stromführenden Bauelemente mit dem Fernwärmewasser in Berührung kommen. Die elektrischen Heizelemente bestehen aus Metallmantelrohren, die im Erhitzer montiert sind. Die thermische Energie wird durch Widerstandserwärmung der Heizelemente an das Wasser übertragen. Das Wasser als Wärmeträger wird ebenfalls mittels Pumpen zwangsweise durch den Mantelraum (liegender Zylinder) der Erhitzer gefördert. Die Heizelemente sind zu mehreren Leistungsgruppen zusammengefasst, die einzeln zu- oder abgeschaltet werden können.

Die Einbindung erfolgt zwischen Vor- und Rücklauf des Fernwärme-Heißwassersystems im Heizkraftwerk (HKW) parallel zu den vorhandenen Heißwassererzeugungsanlagen.

Um die Fernwärmeauskopplung vom Fernwärmenetz hydraulisch abzukoppeln und den schwankenden Wärmebedarf zu kompensieren, ist ein Wärmespeicher zwischen dem Elektrodenkessel und dem Fernwärme-Heißwassersystem vorzusehen.

https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁶⁰ Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergie recht, & Fraunhofer IFAM (2014). Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin, Juni 2014, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf, S. 30-35.

¹⁶¹ Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 57.

2.9.5 Referenzprojekte

Neben den bereits genannten deutschlandweit 36 PtH-Modulen zum Stand Anfang 2019¹⁶² sind zuletzt einige PtH-Anlagen in Deutschland hinzugekommen. Zu den laufenden Vorhaben und in den vergangenen Jahren in Betrieb genommenen Anlagen zählen u. a.:

- Die Power-to-Heat-Anlage in **Neubrandenburg** ist ein gemeinsames Projekt der Neubrandenburger Stadtwerke (neu.sw) zusammen mit dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz. Überschüssige Windenergie soll in den drei Elektrodenkesseln mit einer Leistung von insgesamt 30 MW genutzt werden, um Wärme für das Fernwärmenetz zu produzieren.¹⁶³
- Enercity betreibt seit dem Jahr 2020 einen Elektrodenkessel mit einer Leistung von 20 MW am Standort **Hannover-Herrenhausen**, der zusammen mit einem Wärmespeicher in das Fernwärmenetz des Unternehmens eingebunden ist.¹⁶⁴
- Im Jahr 2019 nahm Vattenfall die mit 120 MW_{th} eigenen Angaben zufolge größte Power-to-Heat-Anlage in **Berlin** am Kraftwerksstandort Reuter West in Betrieb.¹⁶⁵ Vattenfall errichtet zudem am Standort Reuter West den eigenen Angaben zufolge größten Wärmespeicher Europas. Überschüssiger Windstrom soll künftig mittels der drei Elektrodenkessel zur Wärmeerzeugung genutzt werden, die dann im Wärmespeicher gespeichert wird. Der Speicher soll im April 2023 in Betrieb gehen.¹⁶⁶
- Im Karolinentempelviertel in **Hamburg** wurde Ende 2018 die PtH-Anlage *Karoline* mit einem Elektrodenkessel mit einer Leistung von 45 MW in Betrieb genommen.¹⁶⁷ Weitere PtH-Anlagen in Hamburg wurden für die kommenden Jahre am Kraftwerksstandort Wedel mit einer geplanten Leistung des Elektrodenkessels von 80 MW und an der Dradenau mit einer Leistung von 30 MW angekündigt.¹⁶⁸
- In Schleswig-Holstein haben die Stadtwerke **Neumünster** im Jahr 2016 eine PtH-Anlage mit einer Leistung von 20 MW in Betrieb genommen, um Überschussstrom aus dem Netz mittels Elektrodenkessels für die Fernwärme zu nutzen.¹⁶⁹
- Die Stadtwerke **Rostock** errichten im Nordwesten Rostocks voraussichtlich bis zum Frühjahr 2023 eine PtH-Anlage (Elektrodenkessel) sowie einen Wärmespeicher mit 45 Mio.

¹⁶² BDEW (2020). Power-to-Heat - ein Baustein der Sektorkopplung für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Positionspapier, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 27.04.2020, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200427_Power-to-Heat.pdf (Zugriff: 31.08.2022), S. 4.

¹⁶³ neu.sw (2021). Blick ins Pumpenhaus zum Tag der Erneuerbaren Energien. 28.07.2021, <https://www.neubrandenburg.de/Quicknavigation/Startseite/Blick-ins-Pumpenhaus-zum-Tag-der-Erneuerbaren-Energien.php?object=tx,3330.5&ModID=7&FID=3330.4640.1#:~:text=Direkt%20neben%20dem%2036%20Meter,Leistung%20von%20insgesamt%2030%20Megawatt.> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁶⁴ Stark, M. (2021). So funktioniert eine Power-to-Heat-Anlage. Enercity, 18.10.2021, <https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/funktionsweise-power-to-heat> (Zugriff: 31.08.2022)

¹⁶⁵ Vattenfall (2019). Heike Tauber zur neuen Power-to-Heat-Anlage in Berlin. 19.09.2019, <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/news/2019/september/3-Fragen-an-Heike-Tauber-Power-to-Heat> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁶⁶ Bellini, E. (2022). Vattenfall baut in Berlin die größte Wärmespeicher Europas. PV Magazine, 07.07.2022, <https://www.pv-magazine.de/2022/07/07/vattenfall-baut-in-berlin-die-groesste-power-to-heat-anlage-europas/> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁶⁷ Hamburger Energiewerke (n. a.). Power-to-Heat-Anlage Karoline: Windstrom für das Hamburger Wärmenetz. <https://www.hamburger-energiewerke.de/wissen-themen/sectorenkopplung/power-to-heat-karoline> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁶⁸ Hamburger Energiewerke (n. a.). Mehr Power-to-Heat für Hamburg. <https://www.hamburger-energiewerke.de/wissen-themen/sectorenkopplung/power-to-heat-wedel-und-dradenau> (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁶⁹ Energate messenger (2016). Neumünster mit 20 MW Power-to-Heat. 29.06.2016, <https://www.energate-messenger.de/news/165861/neumuenster-mit-20-mw-power-to-heat> (Zugriff: 31.08.2022).

Litern Wasser, der über eine 250 m lange Trasse mit dem Fernwärmenetz hydraulisch verbunden ist.¹⁷⁰

2.9.6 Situation in Thüringen

Grundsätzlich unterliegt die Errichtung von Elektrodenkesseln keinen regionalen Restriktionen. Netzbedingte Abregelungen auf Grund von Netzengpässen, die künftig eine bedeutende Nutzungssituation von Elektrodenkesseln darstellen dürften, sind jedoch regional unterschiedlich und treten in Deutschland derzeit v. a. im geografischen Norden Deutschlands auf Grund der dortigen Windkraftanlagen auf.

Ungeachtet dessen dürfte das Potenzial von Elektrodenkesseln auch in Thüringen nicht unerheblich sein und es gibt auch hierzulande bereits Erfahrungswerte.

Die job Jenaer Objektmanagement- und Betriebsgesellschaft mbH in Jena betreibt beispielsweise eine PtH -Anlage mit 4 MW Leistung. Standort der Anlage ist das Werk 1 des HKW **Hermisdorf**. Der Elektroerhitzer hat seine eigene Leistungsschaltanlage. Die Schaltanlagen sind so aufgebaut, dass der Leistungsteil eine Einspeisung mit Schienensystem besitzt. Bei jeder Leistungsstufe wird eine Gruppe über die Thyristorsteuerung geregelt. Die verbleibenden Gruppen schalten mittels Leistungsschütz. Somit erfolgt die Leistungsregelung stufenlos, jedoch im Umschaltmoment (Thyristorstufe AUS – Leistungsschützstufe EIN) sind kurzzeitige Lastschwankungen zu verzeichnen. Der Wärmespeicher ist auf eine Speicherkapazität von 6 MWh ausgelegt. Unter Berücksichtigung einer Temperaturspreizung von 35 K (Vorlauf 105 °C und Rücklauf 70 °C) ergibt sich eine Speichergröße von 160 m³. Der Wärmespeicher wurde hinter dem bestehenden Heizöltank im Außenbereich installiert. Dabei wurde beachtet, dass die Höhe des Wärmespeichers nicht größer als die des bestehenden Öltanks ist (Höhe 16,6 m). Der Wärmespeicher wird von den angeforderten bzw. in Betrieb befindlichen Wärmeerzeugern bei überschüssiger Energie geladen und bei höherer Wärmenetzlast und entsprechend geringerer Wärmeerzeugerlast entladen.

2.9.7 Leitfaden

Wesentliche Planungsschritte stellen die Dimensionierung des Elektrodenkessels sowie die Standortfindung dar. Der Standort des Elektrodenkessels sollte sowohl unter Berücksichtigung des Anschlusses an das Stromnetz bezüglich des Leistungsbezugs als auch bezüglich der Einspeisung der erzeugten Wärme in das Fernwärmenetz gewählt werden. Da ein Elektrodenkessel in der Regel gemeinsam mit einem Speicher geplant wird, ist auch dieser entsprechende Platzbedarf am Standort einzuplanen.

2.10 Wärmepumpe

2.10.1 Zusammenfassung

Eine Wärmepumpe ist eine Maschine, die unter Einsatz von Arbeit thermische Energie aus einem Niedrigtemperaturreervoir aufnimmt und nach einer Erhöhung des Druckniveaus wieder als thermische Energie an ein Reservoir mit höherer Temperatur abgibt. Sie gilt als zentrale Technologie für die Energiewende. Im Vergleich zu anderen Formen der Wärmeerzeugung erfolgt

¹⁷⁰ Stadtwerke Rostock (n. a.). Unser Wärmespeicher. Grüne Wärme für Rostock. <https://www.swrag.de/speicher> (Zugriff: 31.08.2022).

die Nutzbarmachung von Umweltwärme durch Wärmepumpen besonders effizient.¹⁷¹ Zu den gängigen Wärmequellen für Wärmepumpen zählen Umgebungsluft, das Erdreich, das Grundwasser, Abwärme, Eisspeicher oder Erdwärmespeicher sowie Solarthermie-Kollektoren.¹⁷² Wärmepumpen können gerade für die Deckung der Grund- und Mittellast in Fernwärmenetzen einen Beitrag leisten.¹⁷³ Allerdings ergeben sich eine Reihe von Herausforderungen bei der Einbindung von Wärmepumpen in den Erzeugerpark eines Fernwärmenetzes. So ist das Temperaturniveau besonders in Bestandwärmenetzen für eine effektive Einbindung von Wärmepumpen oftmals zu hoch. Eine weitere Herausforderung stellt die zusätzliche Belastung der Strom(verteiler)netze dar.

2.10.2 Kurzüberblick

Mittels Wärmepumpe kann thermische Energie aus einer Wärmequelle mit niedrigem Temperaturniveau nach Erhöhung des Druckniveaus an ein Reservoir mit höherer Temperatur abgegeben werden. Hierbei macht sich die Wärmepumpe die physikalischen Gesetze der Aggregatzustandsänderung von Fluiden zu nutze.

Zu den gängigen Wärmequellen für Wärmepumpen zählen:¹⁷⁴

- Umgebungsluft
- Erdreich (Erdsonden, Erdkollektoren)
- Grundwasser (Grundwasserbrunnen)
- Abwärme (Abluft, Abwasser)
- Eisspeicher oder Erdwärmespeicher
- Solarthermie-Kollektoren (sofern diese Wärme nicht direkt eingebunden wird)

Eine Unterscheidung zwischen konventionellen Wärmepumpen, Großwärmepumpen und Hochtemperaturwärmepumpen wird über die Leistung und den Temperaturbereich getroffen. Großwärmepumpen zeichnen sich durch eine hohe Heizleistung aus > 100 kW, müssen aber nicht zwangsläufig eine große Temperaturdifferenz zwischen Quelle und Senke realisieren. Von Hochtemperaturwärmepumpen ist die Rede, wenn die Ausgangstemperatur T_4 am Verflüssiger über 100 °C beträgt.¹⁷⁵

2.10.3 Potenziale im Wärmesektor

Wärmepumpen gelten als zentrale Technologie für die Wärmewende und ihr Potenzial für die Dekarbonisierung des Wärmesektors gilt als enorm. Hintergrund ist die besonders hohe

¹⁷¹ Thomas, S., Schüwer, D., Vondung, F., Wagner, O. (2022). Heizen ohne Öl und Gas bis 2035 – ein Sofortprogramm für erneuerbare Wärme und effiziente Gebäude. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V., https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7954/file/7954_Heizen.pdf (Zugriff: 01.11.2022), S. 28.

¹⁷² Umweltbundesamt (2022). Umgebungswärme und Wärmepumpen. 13.01.2022, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/umgebungswaerme-waermepumpen#umgebungsw%C3%A4rme>

¹⁷³ Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁷⁴ Umweltbundesamt (2022). Umgebungswärme und Wärmepumpen. 13.01.2022, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/umgebungswaerme-waermepumpen#umgebungsw%C3%A4rme>

¹⁷⁵ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, <https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html>, S. 15-20.

Energieeffizienz von Wärmepumpen: Im Vergleich zu anderen Formen der Wärmeerzeugung erfolgt die Nutzbarmachung von Umweltwärme durch Wärmepumpen besonders effizient.¹⁷⁶ Dies betrifft sowohl elektrische Wärmepumpen in Einfamilienhäusern als auch Großwärmepumpen im Einsatz zur Wärmeerzeugung für Wärmenetze. Eine Studie des Fraunhofer IEE kommt gar zum Schluss: „Wärmepumpen werden zur zentralen Technologie für eine Versorgung einer stark auszubauenden Fernwärme“.¹⁷⁷

Wärmepumpen können gerade für die Deckung der Grund- und Mittellast in Fernwärmenetzen einen Beitrag leisten.¹⁷⁸ Allerdings ist das Temperaturniveau besonders in Bestandswärmenetzen für eine effektive Einbindung von Wärmepumpen oftmals zu hoch. Zudem kann der Flächenbedarf je nach Wärmequelle relativ groß sein und bei Luft-Wärmepumpen sind die entstehenden Schallemissionen zu berücksichtigen. Genehmigungsrechtliche Hürden bestehen vor allem bei der Oberflächengewässer-Wärmepumpe.¹⁷⁹ Eine weitere Herausforderung stellt die zusätzliche Belastung der Strom(verteiler)netze dar.

2.10.4 Anlagentechnik

Abbildung 20 zeigt das Wirkprinzip einer elektrisch betriebenen Kompressionswärmepumpe. Da es sich bei dieser Bauart um die am weitesten verbreitete Technologie handelt, wird in dieser Arbeit der Begriff Wärmepumpe synonym für elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpen verwendet.¹⁸⁰

¹⁷⁶ Thomas, S., Schüwer, D., Vondung, F., & Wagner, O. (2022). Heizen ohne Öl und Gas bis 2035 – ein Sofortprogramm für erneuerbare Wärme und effiziente Gebäude. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V., https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7954/file/7954_Heizen.pdf (Zugriff: 01.11.2022), S. 28.

¹⁷⁷ Gerhardt, N., Zimmermann, B., Ganal, I., Pape, A., Girón, P., Ghosh, D., ... & Yu, Y. J. (2021). Transformationspfade der Fernwärme in Rückkopplung mit dem Energiesystem und notwendige Rahmenbedingungen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem, Fraunhofer IEE, Juni 2021, https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2021_Jun_Bericht_Fraunhofer_IEE_Transformation_Waerme_2030_2050.pdf, S. 8.

¹⁷⁸ Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandroock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁷⁹ Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandroock, M., Freiberger, L., & Kleinertz, B. (2021). Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW, Hamburg, München, 08.03.2021, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

¹⁸⁰ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, <https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html>, S. 15-20.

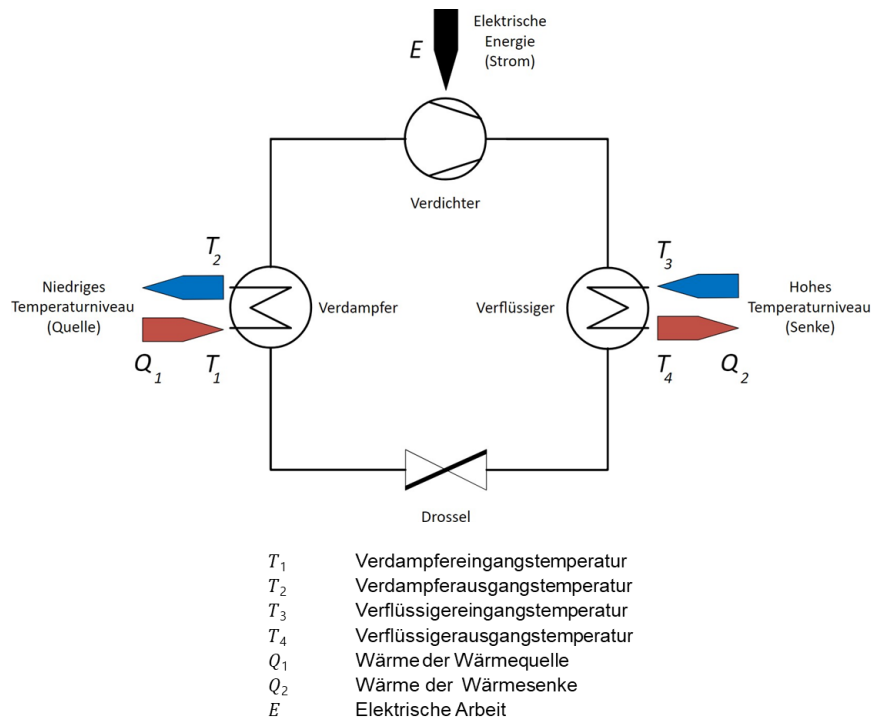


Abbildung 20: Wirkprinzip einer elektrischen Kompressionswärmepumpe¹⁸¹

Der Wärmepumpenprozess findet in einem geschlossenen Kreislauf statt, in dem verschiedenste Kältemittel als Arbeitsmedium verwendet werden können.¹⁸² Oft genutzte Kältemittel sind Ammoniak, Kohlenstoffdioxid oder künstlich hergestellte Hydroflouroelfine. „Die Wahl des Kältemittels hängt in erster Linie vom Temperaturniveau des Prozesses ab.“¹⁸³

Um Wärme aus der Umgebung aufnehmen und abgeben zu können, benötigen Wärmepumpen Wärmeübertrager. Während der Wärmeaufnahme auf einem niedrigen Temperaturniveau wird das Kältemittel im Wärmeübertrager verdampft, weshalb dieser Verdampfer genannt wird. Nach der Erhöhung des Druckniveaus durch einen Verdichter wird die Wärme durch einen weiteren Wärmeübertrager auf einem höheren Temperaturniveau abgegeben. Dabei verflüssigt sich das Kältemittel wieder, weshalb dieser Wärmeübertrager Verflüssiger genannt wird. Weit verbreitete Bauarten der Wärmeübertrager sind: Plattenwärmeübertrager, Rohr- und Rohr-bündelwärmeübertrager oder Lamellenwärmeübertrager.¹⁸⁴ Anschließend an die Verflüssigung wird das Kältemittel über eine meist elektrisch regelbare Drossel wieder entspannt. Das

¹⁸¹ Quelle: Eigene Darstellung/TEAG Thüringer Energie AG.

¹⁸² Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, <https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperaturwaermepumpen.html>, S. 15-20.

¹⁸³ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, <https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperaturwaermepumpen.html>, S. 17.

¹⁸⁴ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, <https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperaturwaermepumpen.html>, S. 15-20.

Kältemittel durchläuft die Zustandsänderungen verdampfen, verdichten, verflüssigen und expandieren im Kreisprozess der Wärmepumpe zyklisch und steht dabei unter hohem Druck.¹⁸⁵

Herkömmliche Wärmepumpen, die in Haushalten eingesetzt werden, verwenden meist Scrollverdichter, die besonders geräuscharm arbeiten, aber keine besonders hohe Leistung besitzen. Im Bereich größerer Heizleistungen werden hingegen leistungsstärkere Verdichtertechnologien verwendet. Zu den in diesem Bereich am häufigsten vorkommenden Verdichtertechnologien zählen insbesondere:¹⁸⁶

- Turboverdichter
- Schraubenverdichter
- Hubkolbenverdichter

Durch nicht ideale Kältemittel und hohe geforderte Drücke und Temperaturen in den Verdichtern ist der Leistungsbereich und der Temperaturhub von Wärmepumpen begrenzt. Um trotzdem große Wärmeleistungen und hohe Temperaturhübe zu realisieren, werden mehrere Wärmepumpen-Prozesse miteinander verschaltet. Dies kann auf verschiedenste Weise realisiert werden. Im Folgenden wird auf die am häufigsten verwendeten Verschaltungen eingegangen.

Mehrere Kältemittelkreise mit eigenen Verdichterstufen werden über Wärmeübertrager miteinander gekoppelt. So kann stufenweise die Temperatur erhöht werden (Abbildung 21). Die Anzahl der Stufen ist variabel.

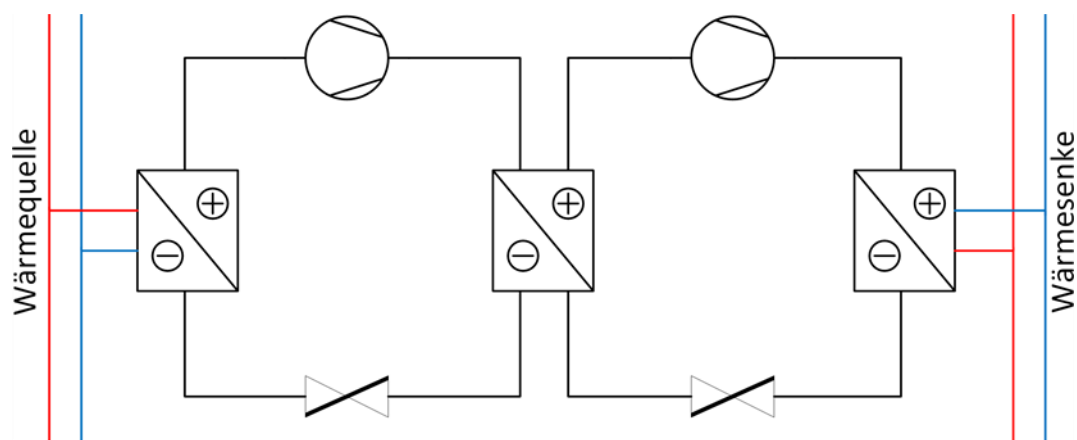


Abbildung 21: Zweistufiger Wärmepumpenkreislauf¹⁸⁷

Die Verschaltung mehrerer Wärmepumpen, auch Kaskadenschaltung genannt, gibt es in paralleler und serieller Anordnung. Abbildung 22 zeigt mögliche Kaskadenschaltungen von zwei Wärmepumpen. Eine parallele Verschaltung an der Senke dient vorwiegend zur Erhöhung der

¹⁸⁵ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, <https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html>, S. 15-20.

¹⁸⁶ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, <https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html>, S. 15-20.

¹⁸⁷ Quelle: Eigene Darstellung/TEAG Thüringer Energie AG.

Nutzwärmeleistung des Systems. Eine serielle Verschaltung dient ebenfalls zur Erhöhung der Nutzwärmeleistung des Systems, kann aber auch gleichzeitig eine höhere Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf der Wärmesenke realisieren.

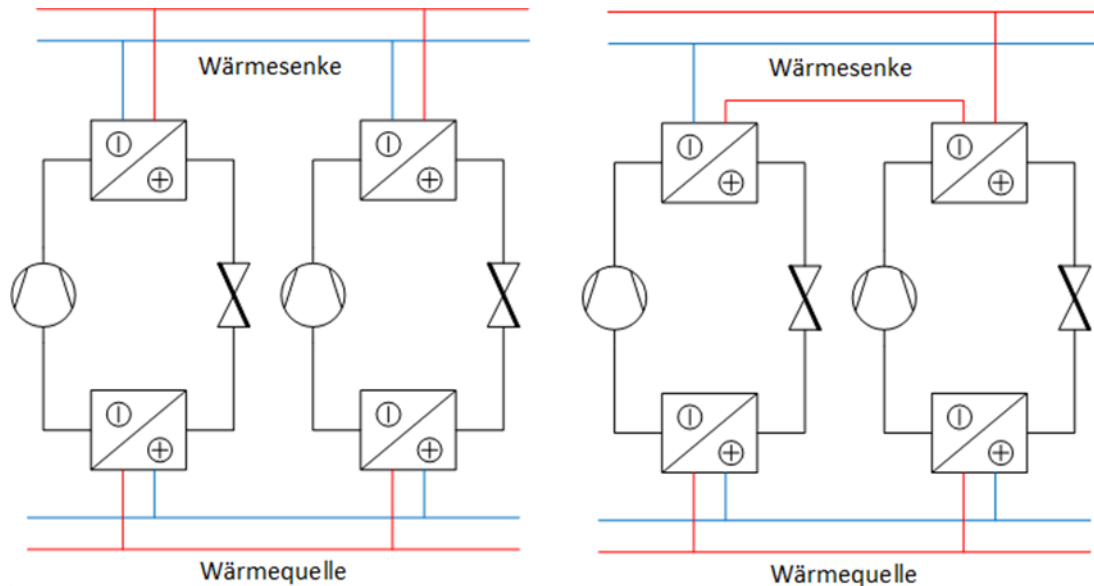


Abbildung 22: parallele (links) und serielle (rechts) Kaskadenschaltung von Wärmepumpen¹⁸⁸

Es gibt neben der Verschaltung der Wärmesenke auch die Möglichkeit, die Wärmequelle parallel oder seriell zu schalten.

2.10.5 Referenzprojekte

Während Wärmepumpen im Neubau von Einfamilienhäusern bereits die Regel sind, steht der Einsatz von Großwärmepumpen für die Erzeugung von Fernwärme noch in einem früheren Stadium.

Im Rahmen des Förderprogramms „Reallabore der Energiewende“ wird das Projekt „Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen – Installation, Betrieb, Monitoring und Systemeinbindung“ gefördert. Innerhalb dieses Projekts sollen in den kommenden Jahren (Projektlaufzeit 2021 bis 2026) Großwärmepumpen in Bestands-Fernwärmenetze integriert werden.¹⁸⁹ Bei den fünf Projektstandorten handelt es sich um die folgenden:¹⁹⁰

- **Kraftwerksstandort Berlin-Neukölln:** Geplante Großwärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 1,3 MW, für die als Wärmequelle neben einer BHKW-Ladeluftkühlung ggf. auch Flusswasserwärme und Geothermie potenziell zur Verfügung stehen.

¹⁸⁸ Quelle: Eigene Darstellung/TEAG Thüringer Energie AG.

¹⁸⁹ Energiewendebauen (2022). Neu: Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen. 11.04.2022, <https://www.energiwendebauen.de/projekt/neu-grosswaermepumpen-in-deutschen-fernwaermenetzen>

¹⁹⁰ Energiewendebauen (2022). Neu: Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen. 11.04.2022, <https://www.energiwendebauen.de/projekt/neu-grosswaermepumpen-in-deutschen-fernwaermenetzen>

- **Kraftwerksstandort Stuttgart:** Am Erzeugungsstandort des Restmüllheizkraftwerks Stuttgart-Münster soll eine Großwärmepumpe mit über 20 MW_{th} installiert werden. Die Wärmequelle ist das Kühlwasser.
- **Kraftwerksstandort Mannheim:** Eine Großwärmepumpe mit vergleichbarer thermischer Leistung wie am Standort Stuttgart soll auch am Kraftwerksstandort Mannheim installiert werden. Die Flusswärmepumpe soll den Rhein als Wärmequelle nutzen und Wärme für eines der größten Fernwärmenetze Deutschlands gewinnen.
- **Kraftwerksstandort Rosenheim:** Am Kraftwerksstandort Rosenheim ist der Betrieb mehrerer Großwärmepumpen mit der Wärmequelle Bachwasser vorgesehen.
- **Kraftwerksstandort Berlin-Köpenick:** Am Kraftwerksstandort Berlin-Köpenick soll eine Vielzahl von Wärmequellen (Solarthermie, Abwärme, Erdwärme, Luftwärme) genutzt werden, um nachzuweisen, dass die Einbindung vieler Wärmequellen möglich ist und sinnvoll sein kann. Die teils erforderliche Temperaturanpassung zur Sicherstellung der benötigten Vorlauftemperatur soll mittels einer Großwärmepumpe erzielt werden.

Auch andernorts gibt es Projekte unter Einbindung von Großwärmepumpen, beispielsweise:

- In **Lemgo** wurde im Rahmen des Projektes InSekt (Intelligente Sektorenkopplung zur Reduktion von CO₂-Emissionen in Energieversorgungssystemen) eine Großwärmepumpe installiert, welche die Wärme aus dem geklärten Wasser der Kläranlage gewinnt und in das örtliche Fernwärmenetz einspeist.¹⁹¹

2.10.6 Situation in Thüringen

Die Errichtung und der Betrieb von Großwärmepumpen unterliegen im Wesentlichen keinen spezifischen regionalen Besonderheiten. Allerdings steht der Einsatz von Großwärmepumpen für die Einbindung erneuerbarer Energien in Wärmenetze nach wie vor relativ am Anfang. Dennoch kommen Wärmepumpen auch in Wärmenetzen in Thüringen zum Einsatz. So hat die Thüringer Wärme Service GmbH (TWS) im Rahmen eines iKWK-Projekts in einem Wohngebiet im ostthüringischen Weida Wärmepumpen installiert, um die Erdwärme aus 180 Metern Tiefe nutzbar zu machen.¹⁹²

2.10.7 Leitfaden

Alle bisher beschriebenen Wärmequellen besitzen Vor- und Nachteile. Bei der Auslegung einer neuen iKWK-Anlage ist die Möglichkeit zu prüfen ob mehrere Wärmequellen kombiniert werden können, um so eine möglichst konstante Wärmebereitstellung für die Großwärmepumpe zu gewährleisten und die iKWK-Anlage höchsteffizient auslegen zu können.

Ein besonderes Augenmerk ist dabei auf den Einsatzzeitraum, die auftretenden Verdampfer-Vorlauftemperaturen und deren Schwankungen zu legen. Weiterhin sind eventuelle Schwankungen der Quellentemperaturen und die Investitionskosten zur Erschließung der jeweiligen Wärmequelle zu berücksichtigen.

¹⁹¹ Solarserver (2021). Lemgo: Großwärmepumpe nutzt Abwasser für Fernwärme. 22.12.2021, <https://www.solarserver.de/2021/12/22/lemgo-grosswaermepumpe-nutzt-abwasser-fuer-fernwaerme/>

¹⁹² MDR (2022). Wärmewende in Weida: Wie 1.000 Wohnungen CO₂-ärmer beheizt werden. 08.04.2022, <https://www.mdr.de/nachrichten/thueringen/energiewende-speicher-waerme-weida-100.html>

2.11 Weitere technische Maßnahmen

2.11.1 Maßnahmen in den Fernwärmenetzen

Im Rahmen der Transformation der Fernwärmeversorgung sind auch Maßnahmen und Anpassungen in den Fernwärmenetzen erforderlich. Diese und eine Vielzahl weiterer Maßnahmen sind in der Regel netzspezifisch und die jeweiligen Umsetzungsschritte sind individuell zu definieren und häufig inkrementell vorzunehmen. Eine detailliertere Auseinandersetzung soll daher an dieser Stelle nicht erfolgen.

Dies betrifft unter anderem

- die Absenkung der Netztemperaturen, die erforderlich ist, um eine Reihe erneuerbarer Wärmequellen einzubinden, insbesondere:¹⁹³
 - Wärmepumpe
 - Solarthermie
 - Tiefengeothermie
- die Integration von (Groß-)Wärmespeichern, die jeweils in Zusammenhang mit der jeweiligen Technologie (z. B. PtH-Anlagen) zu konzipieren sind
- die Messtechnik sowie die Digitalisierung der Fernwärmenetze, die begleitend umgesetzt wird und mit der AVBFernwärmeV mit Blick auf fernablesbare Messeinrichtungen bereits Einzug in die Fernwärmeversorgung gehalten hat
- die Installation von innovativen Hausstationen (iHAST) und die Optimierung der Anlagentechnik und -regelung

Darüber hinaus sind perspektivisch und der Studienlage folgend die Fernwärmenetze auszubauen – sowohl bezüglich der Erweiterung der bestehenden Netze als auch durch Errichtung neuer Wärmenetze.

Inwiefern bzw. inwieweit sich auf Grund von Neuanschlüssen der Fernwärmebedarf in Bestandsnetzen verändert, ist netzspezifisch zu betrachten und hängt stark vom Stand und der künftigen Entwicklung der energetischen Sanierung der an die Fernwärmeversorgung angeschlossenen Gebäude ab.

2.11.2 Windkraft- und PV-Ausbau

Gerade bei der Nutzung strombasierter Anlagen zur Wärmeerzeugung (Sektorenkopplungstechnologien), d.h. beim Einsatz von Wärmepumpen (z.B. mit den Wärmequellen Luft, Gewässer oder Erdreich) und Elektrodenkesseln, muss die Herkunft von grünem Strom mitbetrachtet werden. Dabei stellt neben dem Einkauf und dem Bezug des Stroms über das öffentliche Stromnetz auch die Errichtung eigener EE-Anlagen, beispielsweise Windkraft- und PV-Anlagen, eine Möglichkeit für die Versorgung der Wärmeerzeugungsanlagen dar. Dies bedarf jedoch einer entsprechenden Zugänglichkeit bei der Nutzung der Technologien (Flächenbedarf und Nutzungsgenehmigung).

¹⁹³ Deutsch, M., Thomaßen, G., & Langenheld, A. (2019). Dekarbonisierte Wärmenetze – Herausforderungen und Perspektiven. In: Agora Energiewende. Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019 auf den Berliner Energietagen 2019, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf (Zugriff: 31.08.2022), 5-9.

Windkraft

Windkraft wird, wie in Abbildung 23 dargestellt, bereits jetzt über ganz Thüringen hinweg zur Stromerzeugung eingesetzt. Bis zum Ende des Jahres 2021 waren fast 1700 MW Windenergieleistung installiert, aufgeteilt auf 844 Anlagen.

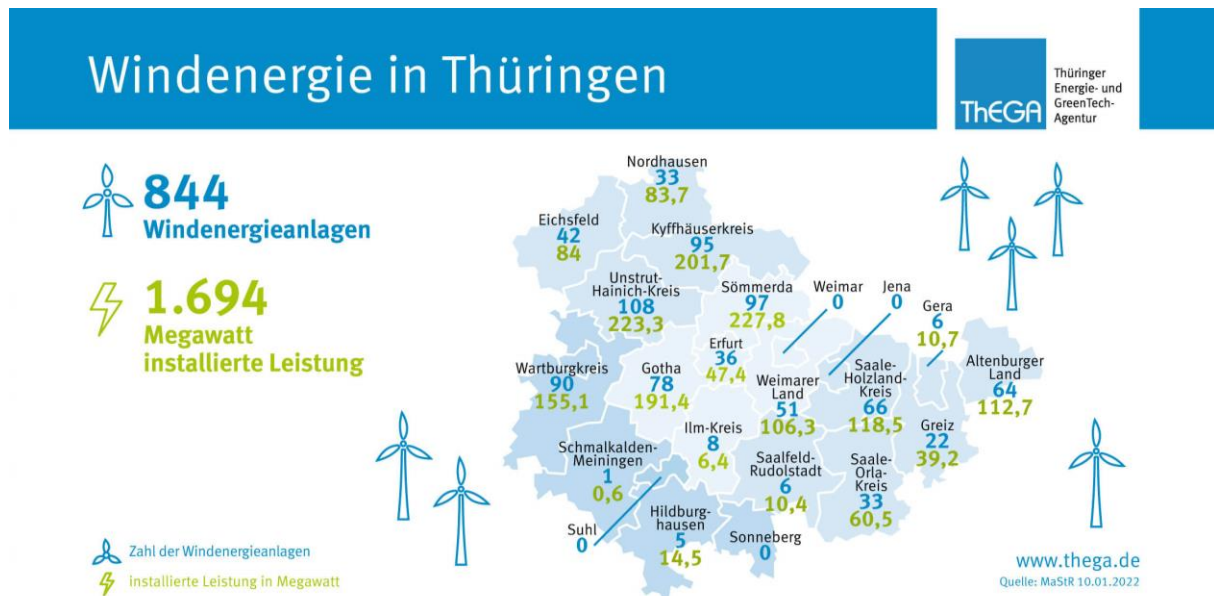


Abbildung 23: Windenergie in Thüringen 2022¹⁹⁴

Mit dem „Wind-an-Land-Gesetz“ soll die bundesweit ausgewiesene Landesfläche bis 2027 von bislang 0,8 Prozent auf 1,4 Prozent und bis 2032 auf 2 Prozent erweitert werden.¹⁹⁵

Die Technik der Windenergieanlagen hat sich in den letzten Jahrzehnten stark entwickelt und deren Größe beständig zugenommen. In den letzten Jahren errichtete Anlagen verfügen über einen durchschnittlichen Rotordurchmesser von 120 Metern und eine Nabenhöhe zwischen 100 und 160 Metern. Ihre Nennleistung beträgt im Schnitt 3 bis 3,5 MW. Große Anlagen kommen mit einem Rotordurchmesser von 160 Metern auf Leistungen von 5 MW.¹⁹⁶

Für die Nutzung dieses Potentials von Windkraftanlagen zur Wärmeerzeugung und -verteilung besteht eine unmittelbare Abhängigkeit zwischen der Wärmeinfrastruktur und der Lage der nutzbaren Windkraftanlagen, um die Vorteile einer netzunabhängigen Grünstromversorgung zu sichern.

¹⁹⁴ Bildquelle: Landesenergieagentur TheGA (Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur) (2022). Windenergie in Thüringen. <https://www.thega.de/themen/erneuerbare-energien/servicestelle-windenergie/> (Zugriff: 24.11.2022).

¹⁹⁵ Die Bundesregierung (2022). Mehr Windenergie für Deutschland. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wind-an-land-gesetz-2052764#:~:text=Zur%20Erreichung%20der%20EEG%20%2DAusbauziele,der%20FI%C3%A4chen%20f%C3%BCr%20Windenergie%20bereitstehen.>

¹⁹⁶ Bundesverband Windenergie (2022). Funktionsweise von Windenergieanlagen. <https://www.windenergie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/>

Photovoltaik

Wie auch die Windkraft haben die Photovoltaikanlagen in Thüringen einen starken Ausbau erlebt und sind wie in Abbildung 24 zu sehen über das gesamte Bundesland, auch in den Städten weit verbreitet.

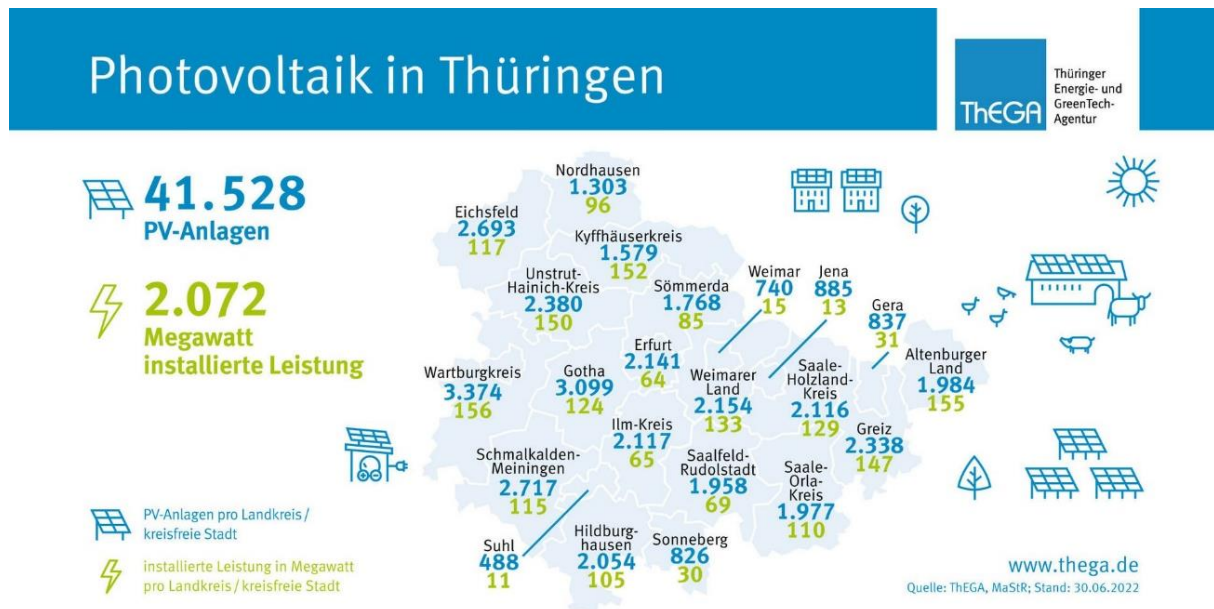


Abbildung 24: Photovoltaik in Thüringen 2022¹⁹⁷

Im Osterpaket der Bundesregierung wurde beschlossen, den jährlichen Ausbau der Photovoltaikanlagen bis auf 22 GW Zubau pro Jahr zu steigern, um im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 215 GW zu erreichen.¹⁹⁸

Grundsätzlich lassen sich Photovoltaikanlagen in drei Typen untergliedern: Dachanlagen, Fassadenanlagen und Freiflächenanlagen. Sonderfälle von Freiflächenanlagen stellen Agrar-PV und schwimmende PV-Anlagen dar.¹⁹⁹

Auch hier sind entsprechende Flächenverfügbarkeiten erforderlich, welche sich idealerweise in die vorhandene Wärmeinfrastruktur einbetten, um auch hier die Vorteile einer netzunabhängigen Nutzung von Grünstrom sicherzustellen.

¹⁹⁷ Bildquelle: Landesenergieagentur THEGA (Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur) (2022). Photovoltaik in Thüringen. <https://www.thega.de/themen/erneuerbare-energien/servicestelle-solarenergie/photovoltaik-in-thueringen-zahlen-fuer-landkreise-und-staedte/> (Zugriff: 24.11.2022).

¹⁹⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022). Überblickspapier Osterpaket. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12

¹⁹⁹ Solarenergie.de (2022) Photovoltaikanlagen – Welche Arten gibt es? <https://solarenergie.de/photovoltaikanlage/arten-von-pv-anlagen>

Die Flächennutzung für Photovoltaikanlagen steht hierbei in Nutzungskonkurrenz zu Solarthermieanlagen, landwirtschaftlichen Nutzflächen zur Produktion von Lebensmitteln sowie Biomasse zur Energieerzeugung oder auch Flächenbebauungsplänen.

Eigenstromnutzung zur Wärmeerzeugung mit Sektorenkopplungstechnologien

Die Nutzung eigenerzeugten Stroms zur Wärmeerzeugung anstelle von Netzbezug mittels Sektorenkopplungstechnologien (siehe Abschnitt 2.9 und 2.10) kann nach aktuellem Stand finanzielle Vorteile für den Wärmenetzbetreiber bieten. Ist ein Wärmeerzeuger nicht ans öffentliche Stromversorgungsnetz angebunden und bezieht den Strom z.B. über eine Direktleitung von einem EE-Stromerzeuger, so ist eine umlagebefreite Lieferung möglich. Voraussetzung ist natürlich die unmittelbare Nähe des Stromerzeugers zum Wärmenetz, um die Kosten für errichtende Leitungssysteme möglichst gering zu halten.

Um den Strombezug auch langfristig sicherstellen zu können, können sich die Erzeugungsanlagen entweder im Besitz des Wärmenetzbetreibers befinden oder es müssen nachhaltige Lieferverträge (*Power Purchase Agreements*) mit dem Eigentümer geschlossen werden. Maßgeblich ist es, dass die Energie dauerhaft zur Verfügung steht, auch im Falle eines Eigentümerwechsels. Aus diesem Grund müssen bei Vertragsabschluss Regelungen zu Vorkaufsrechten oder Übergangsregelungen bei Eigentümerwechseln getroffen werden.

Da es sich bei Wind- und Solarenergie um volatile, saisonal schwankende Energieformen handelt, empfiehlt sich die Integration von Speichern (entweder elektrisch oder thermisch) in die Versorgungsinfrastruktur, um den maximalen Ertrag der Stromerzeugung ausnutzen zu können.

Abgesehen von den Vorteilen für den Wärmenetzbetreiber bewirkt die Direktanbindung von Sektorenkopplungstechnologien auch keine zusätzliche Belastung des Stromnetzes.

3 Status quo des Fernwärmenetzes Greiz der Energieversorgung Greiz GmbH

Die folgenden Ausführungen orientieren sich an den Empfehlungen des AGFW zur Erstellung eines Transformationsplanes gemäß der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW).²⁰⁰

Die in diesem Kapitel dargestellte Beschreibung des Ist-Zustandes vom Fernwärmenetz Greiz bildet die Grundlage für alle folgenden Anforderungen des Transformationskonzeptes. Insbesondere dient sie als Ausgangsbasis für den Gesamtverlauf des Transformationspfades und zur Bewertung der Auswirkungen der einzelnen Maßnahmenpakete.

Die Beschreibung des Ist-Zustandes erfolgt hierbei weitestgehend auf unternehmensinterner Datenbasis. Für Bereiche, in denen keine Daten verfügbar waren, wurden Schätzungen und Prognosen herangezogen.

Im Einzelnen erfolgt die Beschreibung des IST-Zustandes untergliedert in die folgenden Aspekte:

- Definition des Wärmenetzes und des Versorgungsgebiets
- Fernwärmeverbrauch bzw. -bedarf
- Aktuelle Betriebsweise des Wärmenetzes
- Energie- und Treibhausgasbilanz

3.1 Charakterisierung der Fernwärmeerzeugung

Das Fernwärmesystem Greiz setzt sich aus den zwei hydraulisch voneinander getrennten Teilnetzen Heiznetz I (HN I) und Heiznetz III (HN III) zusammen. Beide Teilnetze werden zentral aus separaten Erzeugungsstationen gespeist.

Die Speisung des Fernwärmenetzes HN I erfolgt zentral aus dem Heizkraftwerk (GKA I), welches sich südöstlich im Netzgebiet befindet.

Das Fernwärmeteilnetz HN III kann von zwei Standorten aus (GKA II und GKA III) zentral gespeist werden. Die zwei Erzeugungsstandorte befinden sich im Westen des Netzgebietes. Die Gaskesselanlage GKA 2 dient gemäß Erzeugungskonzept als Störreserve und Redundanz.

Die folgende Abbildung bietet einen Überblick über die Netzgebiete sowie die Lage der Erzeugungsanlagen.

²⁰⁰ AGFW (2022). AGFW-Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplanes nach BEW. Arbeitsentwurf, März 2022.

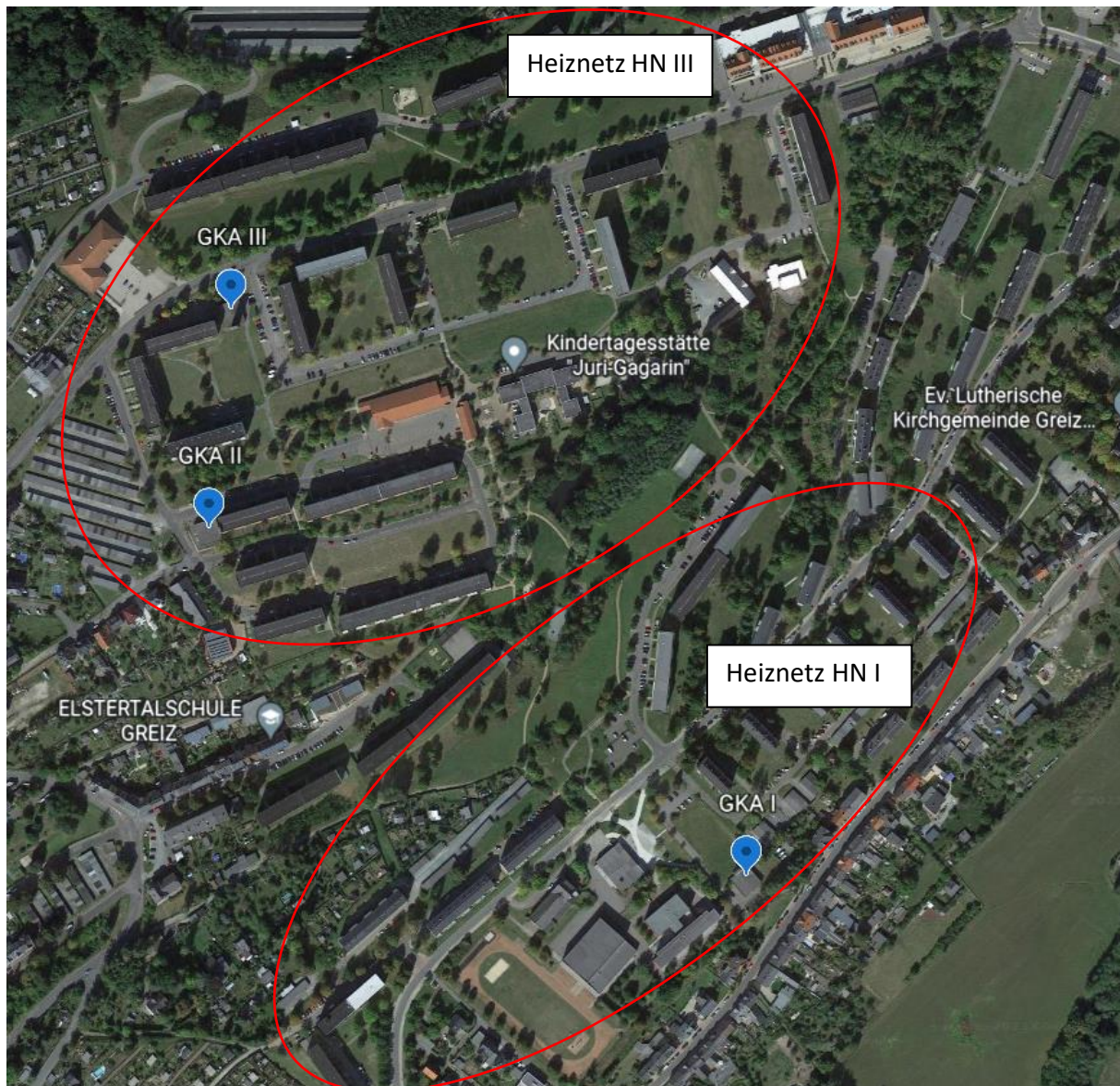


Abbildung 25: Übersicht Netzgebiete und Erzeugungsanlagen

Die Wärmeerzeugung basiert zu 100 % auf dem Brennstoff Erdgas. Für Wärmeverteilung und –transport wird zusätzliche Hilfsenergie in Form vom Endenergieträger Elektroenergie eingesetzt.

Tabelle 13: Grunddaten der Erzeuger HKW Greiz

HKW	Erzeugungsanlage	Brennstoff	Baujahr	Thermische Nennleistung	Elektrische Nennleistung
HN I	GKA I - BHKW	Erdgas	2020	0,1 MWth	0,1 MWeI
	GKA I - Kessel 1	Erdgas	1992	1,2 MWth	
	GKA I - Kessel 2	Erdgas	1992	1,2 MWth	
HN III	(GKA II -Kessel 1)	Erdgas	1992	2,0 MWth	
	(GKA II - Kessel 2)	Erdgas	1992	1,0 MWth	
	GKA III - BHKW	Erdgas	2021	0,4 MWth	0,3 MWeI
	GKA III - Kessel 1	Erdgas	2022	1,8 MWth	
	GKA III - Kessel 2	Erdgas	2023	1,8 MWth	
	Installierte Gesamtleistung			9,5 MWth	0,4 MWeI

3.2 Charakterisierung des Fernwärmenetzes

Die Fernwärmenetze in Greiz sind sternförmig aufgebaut und weisen in Summe eine Trassenlänge von ca. 3.320 m auf. Die Rohrleitungen sind alle unterirdisch in Gräben verlegt und weisen Dimensionen zwischen DN 50 bis DN 125 auf. Die Hausanschlussstationen befinden sich teilweise im Eigentum der Anschlussnehmer.

3.2.1 Fernwärmenetz HNI

Das in der folgenden Abbildung dargestellte Heiznetz HN I umfasst eine Trassenlänge von 775 m und dient aktuell zur Versorgung von 7 Fernwärmekunden zur Gebäudebeheizung und Trinkwarmwasserbereitung.

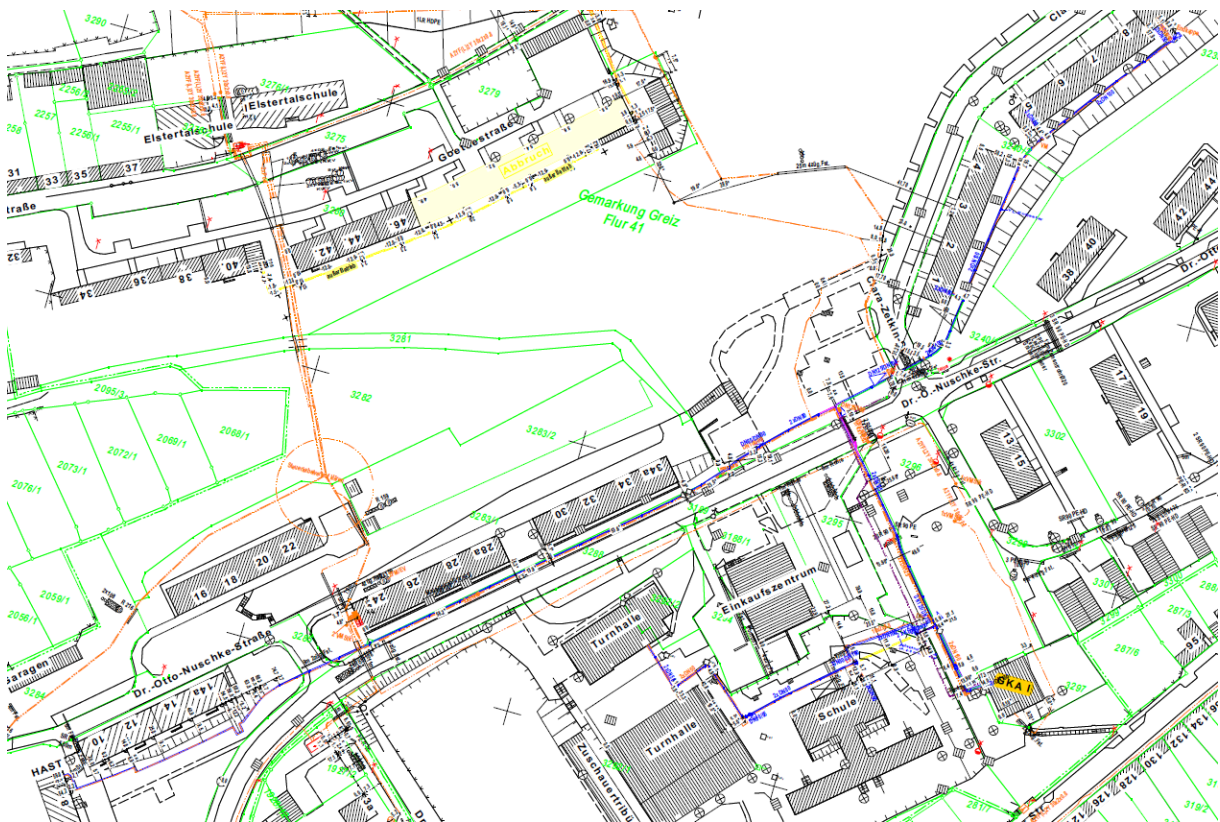


Abbildung 26: Fernwärmenetz Greiz HN I

Die Netztemperaturen im HN I betragen ganzjährig 85 °C/ 65 °C (Vorlauf/Rücklauf).

Weitere relevante Netzparameter können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 14: Parameter Heiznetz I

Versorgungsleitungen	Wert	Einheit
Trassenlänge	775	m
Rohrleitungslänge	1.550	m
Nennweiten	DN50 – DN125	-
Netzstruktur	Sternnetz	-
Material	100% KMR	-
Verlegungsart	unterirdisch, Erdreich	-

Basierend auf der in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Energiebilanz für das Jahr 2021 ergeben sich thermische Verluste in Höhe von ca. 393 MWh_{th}/a. Dies entspricht, auf Basis der im selben Zeitraum eingespeiste Wärmemenge, relativen Netzverlusten von ca. 17 % bzw. bezogen auf die Trassenlänge spezifischen Netzverlusten in Höhe 253 MWh_{th}/km/a.

Tabelle 15: Energiebilanz 2021 HN I

Parameter	Wert	Einheit
Netzeinspeisung	2.333	MWh _{th} /a
Fernwärmeabsatz	1.941	MWh _{th} /a
Netzverluste	393	MWh _{th} /a

3.2.2 Fernwärmenetz HNIII

Das in der folgenden Abbildung dargestellte Heiznetz HN III umfasst eine Trassenlänge von 2.543 m und dient aktuell zur Versorgung von 27 Fernwärmekunden zur Gebäudebeheizung und Trinkwarmwasserbereitung. Ein Bedarf an Prozesswärme existiert aktuell nicht.

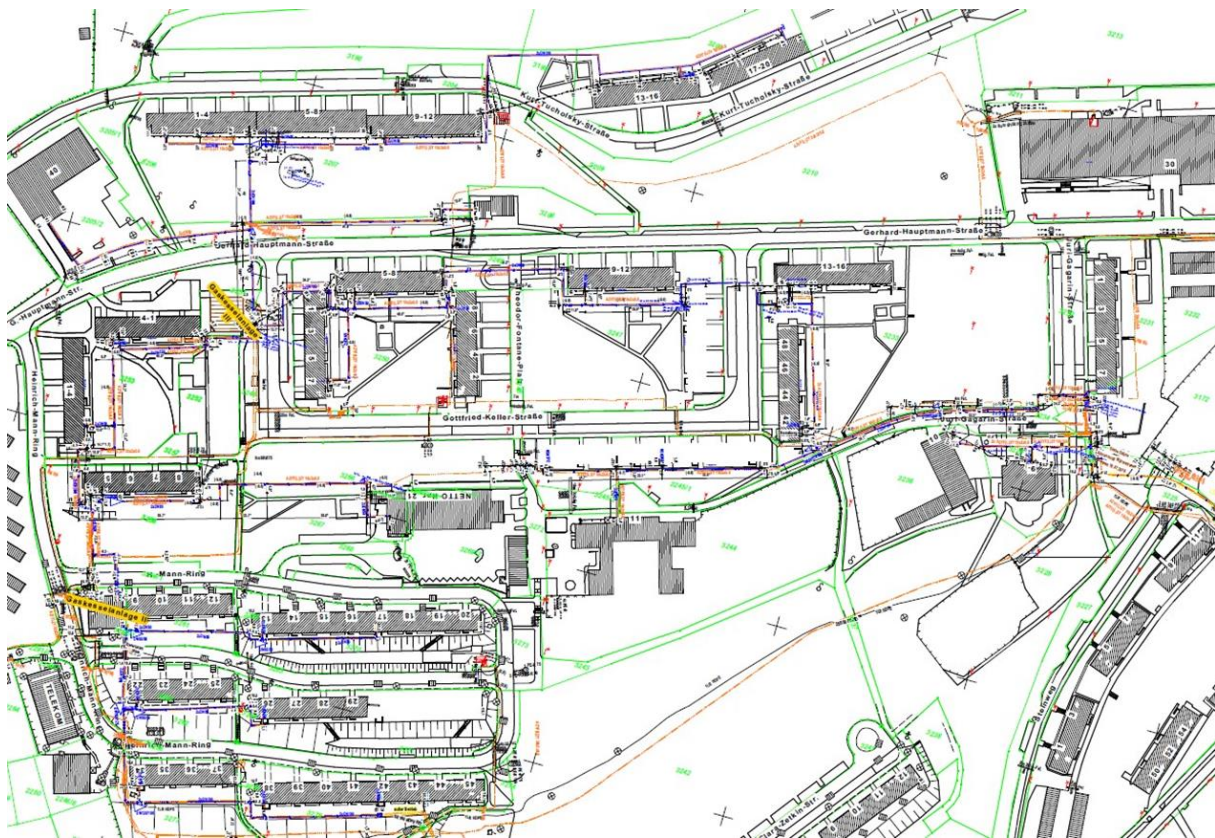


Abbildung 27: Fernwärmenetz Greiz HN III

Die Netztemperaturen im HN III betragen ganzjährig 75 °C/ 65 °C (Vorlauf/Rücklauf).

Weitere relevante Netzparameter können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 16: Parameter Heiznetz III

Versorgungsleitungen	Wert	Einheit
Trassenlänge	2.543	m
Rohrleitungslänge	5.086	m
Nennweiten	DN50 – DN125	-
Netzstruktur	Sternnetz	-
Material	100% KMR	-
Verlegungsart	unterirdisch, Erdreich	-

Basierend auf der in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Energiebilanz für das Jahr 2021 ergeben sich thermische Verluste in Höhe von ca. 1.038 MWh_{th}/a. Dies entspricht, auf Basis der im selben Zeitraum eingespeiste Wärmemenge, relativen Netzverlusten von ca. 13 % bzw. bezogen auf die Trassenlänge spezifischen Netzverlusten in Höhe 204 MWh_{th}/km/a.

Tabelle 17: Energiebilanz 2021 HNIII

Parameter	Wert	Einheit
Netzeinspeisung	7.762	MWh _{th} /a
Fernwärmeabsatz	6.724	MWh _{th} /a
Netzverluste	1.038	MWh _{th} /a

3.3 Wärmeabsatz

Der Wärmeabsatz in Greiz konzentriert sich im Wesentlichen auf die Kundengruppen „Wohnungswirtschaft/Wohnen“ und verteilt sich gemäß Tabelle 18 auf insgesamt 34 Anschlüsse.

Tabelle 18: Summe Wärmeabsatz 2021 Heiznetze I + III

Kundengruppe	Anzahl	Wärmemenge	Einheit
Industrie und Gewerbe	3	204	MWh _{th} /a
Kommunale/öffentl. Einrichtungen	3	813	MWh _{th} /a
Wohnungswirtschaft/Wohnen	28	7.648	
Anschlüsse Gesamt	34	8.665	MWh _{th} /a

Den nachfolgenden Abbildungen sind die relativen Absatzverteilungen zu entnehmen.

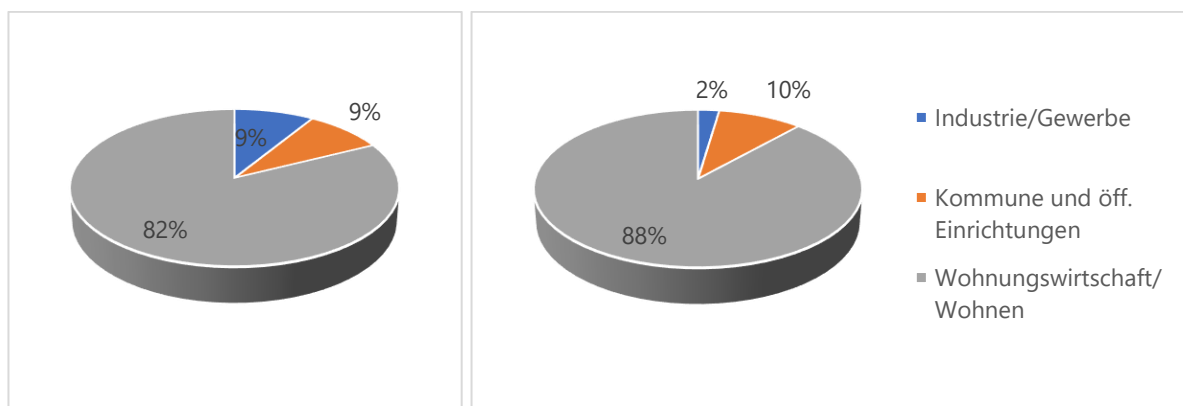


Abbildung 28: Kundenverteilung (links) und kundenspezifische Absatzverteilung (rechts)

3.4 Kennzahlen

Den im Nachfolgenden aufgeführten Tabellen können die netzspezifischen Primärenergiebilanzen als auch die THG-Bilanzen (Treibhausgas-Bilanz) für das Jahr 2021 entnommen werden²⁰¹.

Tabelle 19: Umweltkennzahlen 2021 Heiznetz I

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiefaktor nach Kappung	1,27	MWh _{PE} /MWh _{th}
THG-Emissionsfaktor	0,241	tCO _{2ä} /MWh _{th}
Wärmeabsatz	1.941	MWh _{th} /a
Primärenergieeinsatz	2.465	MWh _{PE} /a
THG-Emissionen	468	tCO _{2ä} /a

Tabelle 20: Treibhausgasbilanz 2021 Heiznetz III

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiefaktor nach Kappung	1,18	MWh _{PE} /MWh _{th}
THG-Emissionsfaktor	0,226	tCO _{2ä} /MWh _{th}
Wärmeabsatz	6.724	MWh _{th} /a
Primärenergieeinsatz	7.935	MWh _{PE} /a
THG-Emissionen	1.520	tCO _{2ä} /a

²⁰¹ Quelle: Gutachten Energetische Bewertung der Fernwärmenetze der Energieversorgung Greiz GmbH; Dipl.-Ing. (FH) Jens-Peter Treyße; FW 609-118; 28.04.2022; gültig bis 28.04.2025

4 Transformationspfad: Erzeugungs- und Netzstruktur

Die folgenden Ausführungen orientieren sich an den Empfehlungen des AGFW zur Erstellung eines Transformationsplanes gemäß der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW).²⁰²

4.1 Prämisse „nahezu klimaneutral“ und THG-Emissions-Zielpfad

Das Thüringer Klimagesetz formuliert die Vorgabe einer „nahezu klimaneutralen Wärmeversorgung bis zum Jahr 2040“ (§ 8 Abs. 5 Satz 2 ThürKlimaG). Im Thüringer Klimagesetz erfolgt keine Definition einer nahezu klimaneutralen Fernwärmeversorgung, allerdings beschreibt das Thüringer Klimagesetz (§ 7 Abs. 3 Satz 3 ThürKlimaG), dass Klimaneutralität durch „[...] die Einsparung von Energie, die effiziente Bereitstellung, Umwandlung, Nutzung und Speicherung von Energie sowie die Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energien erreicht werden“ soll. Nach allgemeinem Verständnis erfordert eine Transformation hin zu „nahezu klimaneutral“ eine signifikante Reduktion des Einsatzes von fossilen und einen weitestgehenden Umstieg auf erneuerbare Energien. Im Rahmen der Transformation der Fernwärmeversorgung wird demnach das Ziel eines Umstiegs auf 85 Prozent erneuerbare Energien bis 2040 zu Grunde gelegt (roter Datenpunkt, folgende Abbildung).

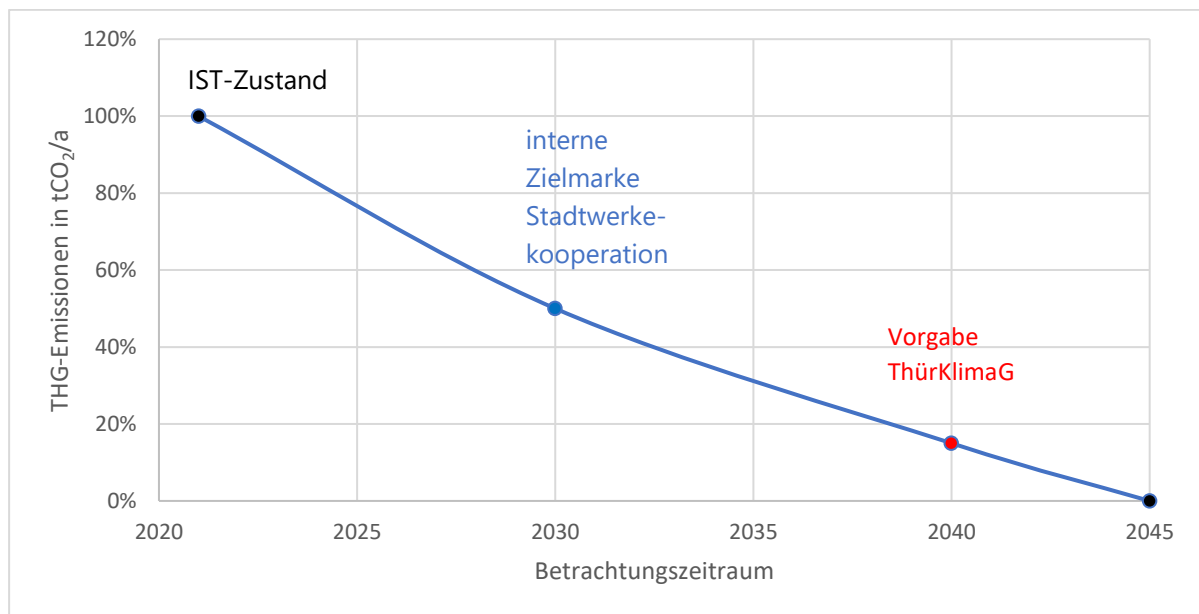


Abbildung 29: allgemeiner THG-Minderungspfad

²⁰² AGFW (2022). AGFW-Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplanes nach BEW. Arbeitsentwurf, März 2022.

4.2 HNI -Potenzialanalyse 1: Vorprüfung

Grundsätzlich stehen eine Vielzahl an Technologien zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung zur Verfügung. Diese in Abschnitt 2 beschriebenen Technologieoptionen sind allerdings als theoretisches Potenzial zu sehen. Für jede der zur Verfügung stehenden Technologieoptionen muss geprüft werden, ob dieses theoretische Potenzial vor Ort auch praktisch, das heißt insbesondere technisch und wirtschaftlich, erschlossen werden kann.

Aus diesen Anforderungen an die Technologien zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung ergibt sich ein zweistufiges Screening der lokal technisch und wirtschaftlich realisierbaren Potenziale.

Im ersten Stepp erfolgt die grundsätzliche Untersuchung der Potentiale aus rein energetischer Sicht.

Tabelle 21: HNI - Potenzialanalyse 1: Vorprüfung

Geprüfte Optionen	Einschätzung auf Grund der Vorprüfung	Anmerkungen
Gasbasierte Anlagen		
KWK	geringes Potential	Vorhanden, Biomethan möglich,
Gas-Kessel	Mittleres Potenzial	Vorhanden, Biomethan möglich
Strombasierte Anlagen		
Wärmepumpe (Luft)	Mittleres Potential	Effizienzkriterium, Betrieb bei Ta > 10°C
Wärmepumpe (Erdreich Kollektor)	Großes Potential	Fläche südlich HKW, Flächenverfügbarkeit unklar
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Großes Potential	Fläche südlich HKW, Flächenverfügbarkeit unklar
Wärmepumpe (Gewässer)	kein Potential	Kein Gewässer in räumlicher Nähe
Power-to-Heat	Mittleres Potential	Netzstrom und/oder EE, da hohes Potential zur EE-Eigenerzeugung
Biomassebasierte Anlagen		
Holzvergaser-BHKW	geringes Potential	Betriebsaufwand vs. Personalstruktur
Biomasse-Kessel	Hohes Potential	Waldrestholz
Umweltenergiebasierte Anlagen		
Solarthermie	Großes Potential	Fläche südlich HKW, Flächenverfügbarkeit unklar
Geothermie ohne WP	Kein Potenzial	Geologische Gegebenheiten
Sonstige Wärmequellen		
Unvermeidbare Abwärme	kein Potential	Keine Abwärmequelle identifiziert

4.3 HN I -Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung

Nach dem im Kapitel 2 ein allgemeiner Überblick über klimaneutrale und erneuerbare Wärmequellen gegeben und die in Kapitel 4 dargestellte Vorprüfung durchgeführt wurde, erfolgt in diesem Kapitel eine konkrete (Grundlagen-) Untersuchung der relevanten und identifizierten Potenziale für das jeweilige Netzgebiet.

Die lokalen Potenziale im Bereich Power to Heat, Wasserstoff und SNG werden im Einzelnen nicht weiter konkretisiert, da es sich hier um Energieträger handelt, welche extern beschafft und über entsprechende Infrastruktur leitungsgebunden zur Verfügung gestellt werden können. Der Fokus der Untersuchung liegt deshalb auf der Nutzung der begrenzten Fläche zur direkten Wärmeherzeugung.

4.3.1 Gasbasierte Anlagen

- **KWK:**

Der Einsatz einer KWK-Anlage ist analog zum IST-Zustand technisch und energetisch möglich. Die KWK-Anlage könnte sowohl mit Erdgas, mit Biomethan oder auch perspektivisch mit „grünem“ Wasserstoff betrieben werden. Die Wahl des Brennstoffeinsatz entscheidet jedoch maßgeblich über die zukünftigen Treibhausgasemissionen. Aufgrund der gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom und dessen Netzeinspeisung können jedoch die lokalen THG-Emissionen bilanziell durch die Verdrängung von Netzstrom reduziert werden. Das Verdrängungspotential im Bereich der Strombasierten THG-Emissionen wird jedoch perspektivisch mit Steigendem Anteil Erneuerbarer Energien im Netzstrommix sinken, so dass sich dieser „bilanzielle Effekt“ bis spätestens 2045 auf nahezu Null reduziert haben wird. Langfristig ist hier also der Einsatz von THG-Brennstoffen anzustreben. Aufgrund der technischen Nutzungsdauer (15 Jahre) von KWK-Anlagen stellt jedoch auch der Einsatz von nicht THG-Neutralen Brennstoffen „als Brücke“ in eine treibhausgasneutrale Zukunft eine Option dar. Ein sinnvoller Einsatzzeitraum für den die KWK-Anlage stellt die Grundlastabdeckung bzw. der stromnetzdienliche Betrieb innerhalb der Heizperiode dar.

Nach Möglichkeit sollte der Einsatz einer KWK-Anlage jedoch durch die Nutzung von Umweltenergien (Solarthermie, Wärmepumpe) ergänzt werden. Hierzu sieht das KWK-Gesetz die Variante einer innovativen KWK-Anlage (iKWK) vor. Die KWK-Anlage muss hier durch eine Umweltwärmequelle und eine Power to Heat-Anlage ergänzt werden. Für die Einzelanlagen ergeben sich aus dem KWKG sowie aus der zugehörigen Ausschreibungsverordnung folgende Anforderungen hinsichtlich Dimensionierung und Wärmemengenanteil:

- KWK-Anlage: Elektrische Leistung $\geq 1 \text{ MW}_{\text{el}}$
- Umweltwärmeanteil: 35% der Referenzwärmemenge
- PtH: 30% der thermischen Erzeugerleistung der KWK-Anlage

Aufgrund des vergleichsweise geringen Wärmeleistungs- und Wärmemengenbedarfs im HN I ist aus technologischer Sicht eine KWK-Anlage im Leistungsbereich von 200 bis 300 kW_{th} zu empfehlen, so dass eine iKWK-Anlage hier jedoch keine Option darstellt.

▪ **Gas-Kessel:**

Der Einsatz einer Gas-Kessel-Anlage ist analog zum IST-Zustand technisch und energetisch möglich. Die Kesselanlage könnte sowohl mit Erdgas, mit Biomethan oder auch perspektivisch mit „grünem“ Wasserstoff betrieben werden. Die Wahl des Brennstoffeinsatz entscheidet jedoch maßgeblich über die zukünftigen Treibhausgasemissionen.

Eine mögliche Gaskesselanlage sollte im Anlagenportfolio mit EE und Umweltwärme zur Deckung der Residualmengen bzw. der Spitzenlast eingesetzt werden und somit eine ergänzende bzw. absichernde Funktion einnehmen.

4.3.2 Strombasierte Anlagen

▪ **Wärmepumpe (Luft):**

Der Einsatz von Wärmepumpen mit der Wärmequelle Luft erscheint aus energieeffizienzgründen lediglich für den Zeitraum des Jahres sinnvoll, in denen die Außentemperatur größer gleich 10°C ist. Bezogen auf den Bedarfslastgang 2021 ergibt sich für eine Wärmepumpenleistung von 500 kW_{th} gemäß Lastganganalyse ein theoretischer Deckungsanteil von 13 % (ohne Speicher) und max. 20 % mit 60 m³-Speichervolumen.

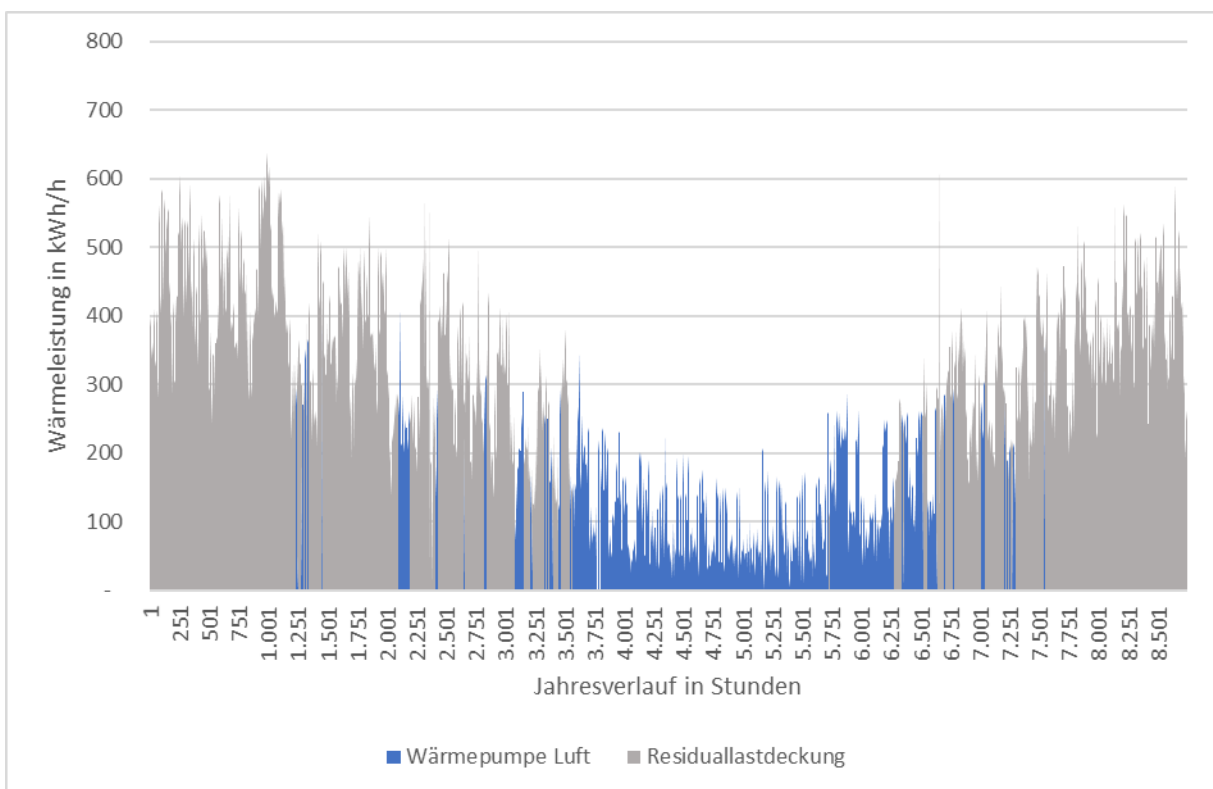


Abbildung 30: Deckungsanteil Wärmepumpe (Luft)

- **Wärmepumpe (Erdreich Kollektor):**

Aufgrund der Höhe des Wärmebedarfes wird bei der Untersuchung auf die flächenspezifisch effizientere Entzugsmethode der Erdsonden fokussiert.

- **Wärmepumpe (Erdreich Sonde):**

Aufgrund der zuvor in Kapitel 2 dargestellten Grundlagen und Erkenntnissen beschränkt sich die Untersuchung des Potenzials auf die oberflächennahe Geothermie. Hierzu wurde das im Südosten an die GKA I angrenzende Areal (vgl. Abbildung 31) mit Hilfe der online-Tools des Landesamts für Umwelt, Bergbau und Naturschutz des Freistaat Thüringen ²⁰³ hinsichtlich der Kriterien Hydrogeologie, Wasserschutzgebiete und geothermischen Potenzial untersucht.

Die betrachteten Flächen (2 und 3) haben in Summe eine Grundfläche von ca. 170.000 m² und liegt in einer Entfernung von ca. 200 m bzw. 400 m (Luftlinie) zum aktuellen Kraftwerksstandort.



Abbildung 31: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ HN I

²⁰³ [Geothermie | Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz \(thueringen.de\)](https://www.thueringen.de)

Für das ausgewählte Grundstück in Greiz (Landkreis Greiz) mit den UTM-Koordinaten 727163.0, 5617040.0 ergibt sich hinsichtlich der hydrogeologischen und wasserwirtschaftlichen Rahmenbedingungen folgende Ersteinschätzung:

Hydrogeologische Bewertung

Nach denen im Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) vorliegenden Unterlagen handelt es sich am o. g. Grundstück im Bereich der obersten 100 m um ein **hydrogeologisch günstiges Gebiet i. S. der Arbeitshilfe "Oberflächennahe Geothermie" des TLVwA. Am Standort existiert ein hydrogeologisch einheitlicher Aufbau von Gesteinsformationen mit Mächtigkeiten > 100 m. Seitens des Geologischen Landesdienstes bestehen keine Bedenken gegen den Einsatz von Erdwärmesonden. Es treten Gesteine des Prä-Zechsteins auf.** Wenn für die Planung genauere Informationen zur Gesteinsabfolge oder Grundwasserstand benötigt werden, bietet der Geologische Landesdienst des TLUBN eine kostenpflichtige standortbezogene Stellungnahme an.

Wasserschutzgebiete

Eine Erdwärmesonde ist nach § 49 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) i. V. m. § 41 Thüringer Wassergesetz (ThürWG) bei der zuständigen Unteren Wasserbehörde anzuzeigen, damit der Schutz des Grundwassers mit der Erdwärmennutzung in Einklang gebracht werden kann.

Nach den im TLUBN vorliegenden Unterlagen handelt es sich um ein **wasserwirtschaftlich günstiges Gebiet i. S. der o. g. Arbeitshilfe. Der Standort befindet sich außerhalb von Wasser- oder Heilquellenschutzgebieten.**

Die zuständige Genehmigungsbehörde für den Einbau und den Betrieb von Erdwärmesonden ist die Untere Wasserbehörde **des Landkreises Greiz**. Die Adresse der Unteren Wasserbehörde lautet: **Landratsamt Greiz, Untere Wasserbehörde, Dr.-Scheube-Str. 6, 07973 Greiz**. Bohrungen, die tiefer als 100 m werden sollen, sind zusätzlich dem **Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN)**; Abteilung Geologie, Bergbau, Referat 84, Puschkinplatz 7 in 07545 Gera anzuzeigen.

Geothermisches Potenzial

Die in der nachfolgenden Tabelle dargestellte potenzielle spezifische Entzugsleistung konnte ermittelt (abgeschätzt) werden:

Tabelle 22: Geothermisches Potenzial HN I

Größe	Wert	Einheit
Teufenbereich	0 bis 100	m
Potentielle Entzugsleistung	33,8	W/m
Geothermische Ergiebigkeit	60,8	kWh/m/a

Basierend auf einer Grundfläche von 14.000 m² (ca. 8 % der Gesamtfläche) und einer Sondenlänge von 100 m ergibt sich ein theoretisches Wärmequellenpotenzial in Höhe von rund 0,6 MW_{th} bzw. 1,1 GWh_{th}/a.

Tabelle 23: Potenzial oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
Fläche	14.000	m ²
Geothermische Ergiebigkeit	34	kWh/m/a
Vollbenutzungsstunden	2.400	Vbh/a
Erdsondenradius	5	m
Anzahl Erdsonden	178	Stk
Erdsondentiefe	100	m
Gesamtlänge Erdsonden	17.825	m
Leistung Wärmequelle	602	kW _{th}
Ertrag Wärmequelle	1.084	MWh _{th} /a

Potenzial Wärmepumpe

Basierend auf dem zuvor ermittelten geothermischen Potenzial sowie einer Leistungszahl/Jahresarbeitszahl von 2,5 ergibt sich das in der folgenden Tabelle dargestellte theoretische Wärmepotenzial in Höhe von rund 1,8 GWh/a.

Tabelle 24: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
JAZ	2,5	kWh _{th} /kWh _{el}
Wärmemenge WP	1.806	MWh _{th} /a
Elektroenergiemenge WP	723	MWh _{el} /a
Thermische Leistung WP	1.000	kW _{th}
Elektrische Leistung WP	400	kW _{el}

4.3.3 Biomassebasierte Kesselanlagen

Bei der Nutzung des Potenzials Biomasse wurde aufgrund der Vermeidung von langen Transportwegen lediglich das regional verfügbare Potenzial in Betracht gezogen. Weiterhin wurde zur Vermeidung von Nutzungskonkurrenzen nur der theoretisch anfallende Restholzanteil aus der regionalen Waldbewirtschaftung berücksichtigt, so dass die Verfügbarkeit sowie die Preisentwicklung aufgrund konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten möglichst nicht negativ beeinflusst werden können.

Die gesamte, vom Forstamt Weida, bewirtschaftete Waldfläche beträgt ca. 29.600 ha²⁰⁴.

Basierend auf einem „Erntefaktor“ für Waldrestholz in Höhe von 4,5 fm/ha/a ergibt sich ein jährliches Biomassepotenzial von 133.200 fm/a. Aus Basis eines Heizwertes von 2.625 kWh/fm sowie einem Jahresnutzungsgrad eines Hackschnitzelkessels von 85 Prozent ergibt sich das in der nachfolgenden Tabelle ausgewiesene technisch nutzbare Wärmemengenpotenzial von rund 397 GWh/a.

Tabelle 25: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Forstamt Weida

Bezeichnung	Wert	Einheit
relevante Waldfläche	29.600	ha
Erntefaktor Waldrestholz	4,5	fm/ha/a
Jährliche Holzernte	133.200	fm/a
Mittlerer Heizwert	2.625	kWh/fm
Theoretisches Potenzial	350.000	MWh/a
Jahresnutzungsgrad Kessel	85	%
Technisches Potenzial	297.200	MWh _{th} /a

²⁰⁴ <https://www.thueringenforst.de/ueber-uns/standorte/forstaemter/forstamt-weida#c3601>

4.3.4 Solarthermie

Der Flächenidentifikation für die Potenzialanalyse zur Nutzung einer Solarthermieanlage liegt die gleiche Logik zu Grunde wie bei der Flächenidentifikation für die oberflächennahe Geothermie, die räumliche Nähe zum Versorgungsgebiet. Das zu untersuchende Gebiet (siehe Abbildung 32) ist demzufolge identisch und umfasst in Summe ca. 170.000 m².



Abbildung 32: Fläche zur Potenzialuntersuchung „Solarthermie“ HN I (Flächen 2 + 3)

Ein weiteres Kriterium, welches aus energetischer Sicht Relevanz hat, ist die Solare Einstrahlung sowie die mögliche Bruttokollektorfläche, welche sich auf der Grundfläche errichten lässt.

Die Erhebung dieser Parameter erfolgt über das online-Tool „Solarrechner“ der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA)²⁰⁵. Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass sich auf der untersuchten Fläche 2 eine Solarthermieanlage mit einer Bruttokollektorfläche von ca. 11.000 m² errichten lässt.

²⁰⁵ [Solarrechner und Photovoltaik Rechner - jetzt kostenlos Ihren Ertrag berechnen \(solarrechner-thueringen.de\)](https://www.solarrechner-thueringen.de)



Abbildung 33: Screenshot Solarthermieanlage mit ca. 11.000 m² Bruttokollektorfläche

Wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt, ergibt sich gemäß dem Solarrechner ein Ertrag in Höhe von rund 4,7 GWh_{th}/a bzw. ein spez. Ertrag von rund 427 kWh_{th}/m²/a.

Tabelle 26: Potenzial Solarthermieanlage HN I

Größe	Wert	Einheit
Bruttokollektorfläche	11.000	m ²
Jahresertrag	4.700	MWh _{th} /a
Spez. Ertrag	427	kWh _{th} /m ² /a

4.3.5 Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung

Zusammenfassend ergeben sich für das Netz in Greiz die in der folgenden Tabelle aufgeführten Potenziale.

Tabelle 27: HN I -Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung (Zielpfad 2040)

Optionen gemäß Vorprüfung	Ergebnis der erweiterten Prüfung			
	Wärmequelle/ Brennstoff	Leistung	Ertrag	Standort
Gasbasierte Anlagen				
KWK	Divers	0,3 MW.	1,5 GWh	GKA 1
Gas-Kessel	Divers	1,0 MW.	2,3 GWh	GKA 1
Strombasierte Anlagen				
Wärmepumpe (Luft)	Elektroenergie	0,5 MW	0,6 GWh	GKA 1
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Elektroenergie	1,0 MW	1,8 GWh	GKA 1
Elektrodenkessel	Elektroenergie	1,0 MW.	2,3 GWh	GKA 1
Biomassebasierte Anlagen				
Biomasse-Kessel	Waldrestholz (Holzhackschnitzel)	1,0 MW.	2,3 GWh	GKA 1
Umweltenergiebasierte Anlagen				
Solarthermie	Solarstrahlung	6,6 MW	4,7 GWh	s.ö. GKA 1

4.4 HNIII -Potenzialanalyse 1: Vorprüfung

Grundsätzlich stehen eine Vielzahl an Technologien zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung zur Verfügung. Diese in Abschnitt 2 beschriebenen Technologieoptionen sind allerdings als theoretisches Potenzial zu sehen. Für jede der zur Verfügung stehenden Technologieoptionen muss geprüft werden, ob dieses theoretische Potenzial vor Ort auch praktisch, das heißt insbesondere technisch und wirtschaftlich, erschlossen werden kann.

Aus diesen Anforderungen an die Technologien zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung ergibt sich ein zweistufiges Screening der lokal technisch und wirtschaftlich realisierbaren Potenziale.

Im ersten Stepp erfolgt die grundsätzliche Untersuchung der Potentiale aus rein energetischer Sicht.

Tabelle 28: HNIII - Potenzialanalyse 1: Vorprüfung

Geprüfte Optionen	Einschätzung auf Grund der Vorprüfung	Anmerkungen
Gasbasierte Anlagen		
KWK	Mittleres Potential	Vorhanden, Biomethan möglich, iKWK-Variante möglich
Gas-Kessel	Mittleres Potenzial	Vorhanden, Biomethan möglich
Strombasierte Anlagen		
Wärmepumpe (Luft)	Mittleres Potential	Effizienzkriterium, Betrieb bei Ta > 10°C
Wärmepumpe (Erdreich Kollektor)	geringes Potential	unzureichende Flächenverfügbarkeit
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Großes Potential	Einzelflächen südöstlich GKA III, Flächenverfügbarkeit unklar
Wärmepumpe (Gewässer)	kein Potential	Kein Gewässer in räumlicher Nähe
Power-to-Heat	geringes Potential	Ausschließlich Netzstrom, da geringes Potential zur EE-Eigenerzeugung
Biomassebasierte Anlagen		
Holzvergaser-BHKW	geringes Potential	Betriebsaufwand vs. Personalstruktur
Biomasse-Kessel	Hohes Potential	Waldrestholz
Umweltenergiebasierte Anlagen		
Solarthermie	Kein/geringes Potential	unzureichende Flächenverfügbarkeit
Geothermie ohne WP	Kein Potenzial	Geologische Gegebenheiten
Sonstige Wärmequellen		
Unvermeidbare Abwärme	kein Potential	Keine Abwärmequelle identifiziert

4.5 HN III -Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung

Nach dem im Kapitel 2 ein allgemeiner Überblick über klimaneutrale und erneuerbare Wärmequellen gegeben und die in Kapitel 4 dargestellte Vorprüfung durchgeführt wurde, erfolgt in diesem Kapitel eine konkrete (Grundlagen-) Untersuchung der relevanten und identifizierten Potenziale für das jeweilige Netzgebiet.

Die lokalen Potenziale im Bereich Power to Heat, Wasserstoff und SNG werden im Einzelnen nicht weiter konkretisiert, da es sich hier um Energieträger handelt, welche extern beschafft und über entsprechende Infrastruktur leitungsgebunden zur Verfügung gestellt werden können. Der Fokus der Untersuchung liegt deshalb auf der Nutzung der begrenzten Fläche zur direkten Wärmeerzeugung.

4.5.1 Gasbasierte Anlagen

▪ KWK:

Der Einsatz einer KWK-Anlage ist analog zum IST-Zustand technisch und energetisch möglich. Die KWK-Anlage könnte sowohl mit Erdgas, mit Biomethan oder auch perspektivisch mit „grünem“ Wasserstoff betrieben werden. Die Wahl des Brennstoffeinsatz entscheidet jedoch maßgeblich über die zukünftigen Treibhausgasemissionen. Aufgrund der gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom und dessen Netzeinspeisung können jedoch die lokalen THG-Emissionen bilanziell durch die Verdrängung von Netzstrom reduziert werden. Das Verdrängungspotential im Bereich der Strombasierten THG-Emissionen wird jedoch perspektivisch mit Steigendem Anteil Erneuerbarer Energien im Netzstrommix sinken, so dass sich dieser „bilanzielle Effekt“ bis spätestens 2045 auf nahezu Null reduziert haben wird. Langfristig ist hier also der Einsatz von THG-Brennstoffen anzustreben. Aufgrund der technischen Nutzungsdauer (15 Jahre) von KWK-Anlagen stellt jedoch auch der Einsatz von nicht THG-Neutralen Brennstoffen „als Brücke“ in eine treibhausgasneutrale Zukunft eine Option dar. Ein sinnvoller Einsatzzeitraum für den die KWK-Anlage stellt die Grundlastabdeckung bzw. der Stromnetzdienliche Betrieb innerhalb der Heizperiode dar.

Nach Möglichkeit sollte der Einsatz einer KWK-Anlage jedoch durch die Nutzung von Umweltenergien (Solarthermie, Wärmepumpe) ergänzt werden. Hierzu sieht das KWK-Gesetz die Variante einer innovativen KWK-Anlage (iKWK) vor. Die KWK-Anlage wird muss hier durch eine Umweltwärmequelle und eine Power to Heat-Anlage ergänzt werden. Für die Einzelanlagen ergeben sich aus dem KWKG sowie aus der zugehörigen Ausschreibungsverordnung folgende Anforderungen hinsichtlich Dimensionierung und Wärmemengenanteil:

- KWK-Anlage: Elektrische Leistung $\geq 1 \text{ MW}_{\text{el}}$
- Umweltwärmeanteil: 35% der Referenzwärmemenge
- PtH: 30% der thermischen Erzeugerleistung der KWK-Anlage

Ein konkreter Dimensionierungsvorschlag ist dem Kapitel 4.7 zu entnehmen.

▪ **Gas-Kessel:**

Der Einsatz einer Gas-Kessel-Anlage ist analog zum IST-Zustand technisch und energetisch möglich. Die Kesselanlage könnte sowohl mit Erdgas, mit Biomethan oder auch perspektivisch mit „grünem“ Wasserstoff betrieben werden. Die Wahl des Brennstoffeinsatz entscheidet jedoch maßgeblich über die zukünftigen Treibhausgasemissionen.

Eine mögliche Gaskesselanlage sollte im Anlagenportfolio mit EE und Umweltwärme zur Deckung der Residualmengen bzw. der Spitzenlast eingesetzt werden und somit eine ergänzende bzw. absichernde Funktion einnehmen.

4.5.2 Strombasierte Anlagen

▪ **Wärmepumpe (Luft):**

Der Einsatz von Wärmepumpen mit der Wärmequelle Luft erscheint aus energieeffizienzgründen lediglich für den Zeitraum des Jahres sinnvoll, in denen die Außentemperatur größer gleich 10°C ist. Bezogen auf den Bedarfslastgang 2021 ergibt sich für eine Wärmepumpenleistung von 1.000 kW_{th} gemäß Lastganganalyse ein theoretischer Deckungsanteil von 16 % (ohne Speicher) und max. 18 % mit 120 m³-Speichervolumen.

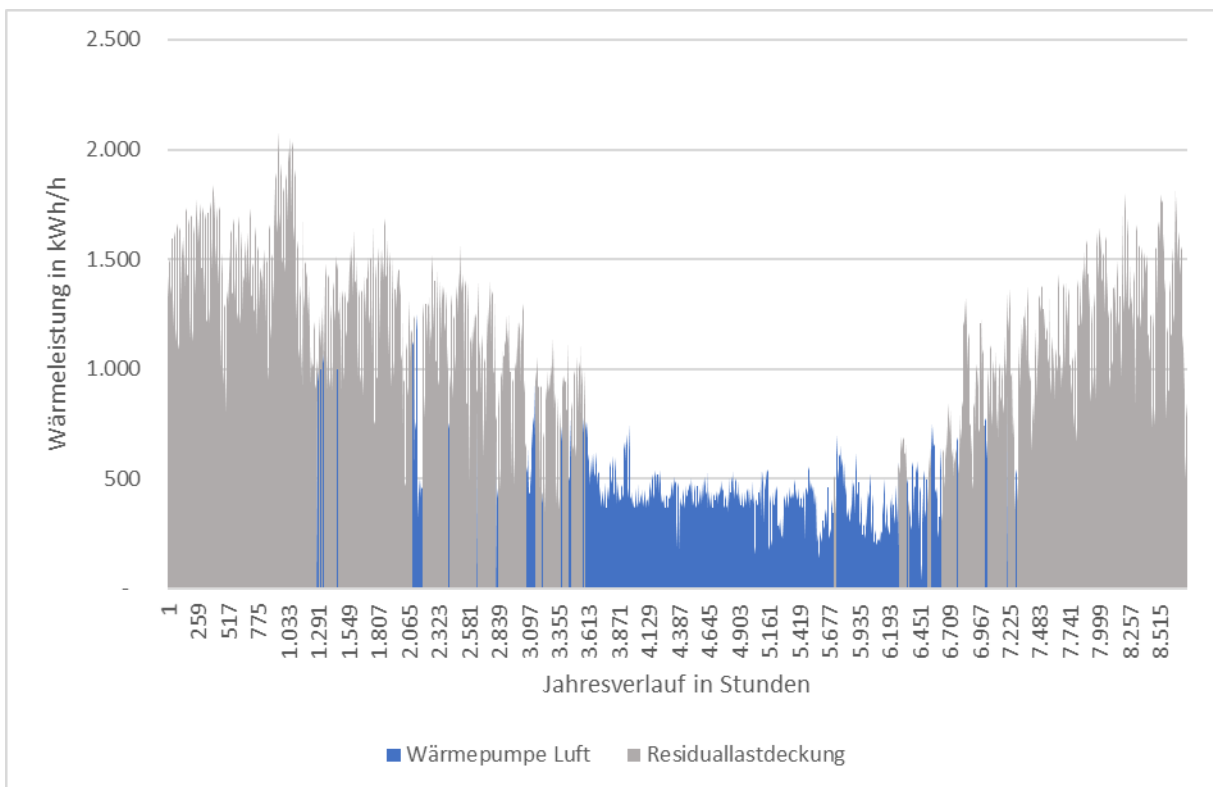


Abbildung 34: Deckungsanteil Wärmepumpe (Luft)

- **Wärmepumpe (Erdreich Kollektor):**

Aufgrund der Höhe des Wärmebedarfes wird bei der Untersuchung auf die flächenspezifisch effizientere Entzugsmethode der Erdsonden fokussiert.

- **Wärmepumpe (Erdreich Sonde):**

Aufgrund der zuvor in Kapitel 2 dargestellten Grundlagen und Erkenntnissen beschränkt sich die Untersuchung des Potenzials auf die oberflächennahe Geothermie. Hierzu wurde das im Südosten an die GKA III angrenzende Areal (vgl. Abbildung 35) mit Hilfe der online-Tools des Landesamts für Umwelt, Bergbau und Naturschutz des Freistaat Thüringen ²⁰⁶ hinsichtlich der Kriterien Hydrogeologie, Wasserschutzgebiete und geothermischen Potenzial untersucht.

Die betrachteten Flächen (1 bis 6) haben in Summe eine Grundfläche von ca. 28.000 m² und liegen in unmittelbarer Nähe zum aktuellen Kraftwerksstandort.



Abbildung 35: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ HN III

²⁰⁶ [GeoThermie | Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz \(thueringen.de\)](https://www.thueringen.de/GeoThermie)

Für das ausgewählte Grundstück in Greiz (Landkreis Greiz) mit den UTM-Koordinaten **726858.0, 5617413.0** ergibt sich hinsichtlich der hydrogeologischen und wasserwirtschaftlichen Rahmenbedingungen folgende Ersteinschätzung:

Hydrogeologische Bewertung

Nach denen im Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) vorliegenden Unterlagen handelt es sich am o. g. Grundstück im Bereich der obersten 100 m um ein **hydrogeologisch günstiges Gebiet i. S. der Arbeitshilfe "Oberflächennahe Geothermie" des TLVwA. Am Standort existiert ein hydrogeologisch einheitlicher Aufbau von Gesteinsformationen mit Mächtigkeiten > 100 m. Seitens des Geologischen Landesdienstes bestehen keine Bedenken gegen den Einsatz von Erdwärmesonden. Es treten Gesteine des Prä-Zechsteins auf.** Wenn für die Planung genauere Informationen zur Gesteinsabfolge oder Grundwasserstand benötigt werden, bietet der Geologische Landesdienst des TLUBN eine kostenpflichtige standortbezogene Stellungnahme an.

Wasserschutzgebiete

Eine Erdwärmesonde ist nach § 49 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) i. V. m. § 41 Thüringer Wassergesetz (ThürWG) bei der zuständigen Unteren Wasserbehörde anzuzeigen, damit der Schutz des Grundwassers mit der Erdwärmennutzung in Einklang gebracht werden kann.

Nach den im TLUBN vorliegenden Unterlagen handelt es sich um ein **wasserwirtschaftlich günstiges Gebiet i. S. der o. g. Arbeitshilfe. Der Standort befindet sich außerhalb von Wasser- oder Heilquellenschutzgebieten.**

Die zuständige Genehmigungsbehörde für den Einbau und den Betrieb von Erdwärmesonden ist die Untere Wasserbehörde **des Landkreises Greiz**. Die Adresse der Unteren Wasserbehörde lautet: **Landratsamt Greiz, Untere Wasserbehörde, Dr.-Scheube-Str. 6, 07973 Greiz**. Bohrungen, die tiefer als 100 m werden sollen, sind zusätzlich dem **Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN)**; Abteilung Geologie, Bergbau, Referat 84, Puschkinplatz 7 in 07545 Gera anzuzeigen.

Geothermisches Potenzial

Die in der nachfolgenden Tabelle dargestellte potenzielle spezifische Entzugsleistung konnte ermittelt (abgeschätzt) werden:

Tabelle 29: Geothermisches Potenzial HN III

Größe	Wert	Einheit
Teufenbereich	0 bis 100	m
Potentielle Entzugsleistung	33,8	W/m
Geothermische Ergiebigkeit	60,8	kWh/m/a

Basierend auf einer Grundfläche von 28.000 m² und einer Sondenlänge von 100 m ergibt sich ein theoretisches Wärmequellenpotenzial in Höhe von rund 1,1 MW_{th} bzw. 2,0 GWh_{th}/a.

Tabelle 30: Potenzial oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
Fläche	28.000	m ²
Geothermische Ergiebigkeit	34	kWh/m/a
Vollbenutzungsstunden	2.400	Vbh/a
Erdsondenradius	5	m
Anzahl Erdsonden	353	Stk
Erdsondentiefe	100	m
Gesamtlänge Erdsonden	35.332	m
Leistung Wärmequelle	1.100	kW _{th}
Ertrag Wärmequelle	1.981	MWh _{th} /a

Potenzial Wärmepumpe

Basierend auf dem zuvor ermittelten geothermischen Potenzial sowie einer Leistungszahl/Jahresarbeitszahl von 2,5 ergibt sich das in der folgenden Tabelle dargestellte theoretische Wärmepotenzial in Höhe von rund 3,3 GWh/a.

Tabelle 31: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
JAZ	2,5	kWh _{th} /kWh _{el}
Wärmemenge WP	3.302	MWh _{th} /a
Elektroenergiemenge WP	1.321	MWh _{el} /a
Thermische Leistung WP	1.834	kW _{th}
Elektrische Leistung WP	734	kW _{el}

4.5.3 Biomassebasierte Kesselanlagen

Bei der Nutzung des Potenzials Biomasse wurde aufgrund der Vermeidung von langen Transportwegen lediglich das regional verfügbare Potenzial in Betracht gezogen. Weiterhin wurde zur Vermeidung von Nutzungskonkurrenzen nur der theoretisch anfallende Restholzanteil aus der regionalen Waldbewirtschaftung berücksichtigt, so dass die Verfügbarkeit sowie die Preisentwicklung aufgrund konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten möglichst nicht negativ beeinflusst werden können.

Die gesamte, vom Forstamt Weida, bewirtschaftete Waldfläche beträgt ca. 29.600 ha²⁰⁷.

Basierend auf einem „Erntefaktor“ für Waldrestholz in Höhe von 4,5 fm/ha/a ergibt sich ein jährliches Biomassepotenzial von 133.200 fm/a. Aus Basis eines Heizwertes von 2.625 kWh/fm sowie einem Jahresnutzungsgrad eines Hackschnitzelkessels von 85 Prozent ergibt sich das in der nachfolgenden Tabelle ausgewiesene technisch nutzbare Wärmemengenpotenzial von rund 397 GWh/a.

Tabelle 32: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Forstamt Weida

Bezeichnung	Wert	Einheit
relevante Waldfläche	29.600	ha
Erntefaktor Waldrestholz	4,5	fm/ha/a
Jährliche Holzernte	133.200	fm/a
Mittlerer Heizwert	2.625	kWh/fm
Theoretisches Potenzial	350.000	MWh/a
Jahresnutzungsgrad Kessel	85	%
Technisches Potenzial	297.200	MWh _{th} /a

²⁰⁷ <https://www.thueringenforst.de/ueber-uns/standorte/forstaemter/forstamt-weida#c3601>

4.5.4 Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung

Zusammenfassend ergeben sich für das Netz in Greiz die in der folgenden Tabelle aufgeführten Potenziale.

Tabelle 33: HN III -Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung (Zielpfad 2040)

Optionen gemäß Vorprüfung	Ergebnis der erweiterten Prüfung			
	Wärmequelle/ Brennstoff	Leistung	Ertrag	Standort
Gasbasierte Anlagen				
KWK	Divers	1,5 MW.	4,5 GWh	GKA 3
Gas-Kessel	Divers	2,5 MW.	8,0 GWh	GKA 3
Strombasierte Anlagen				
Wärmepumpe (Luft)	Elektroenergie	1,0 MW	1,4 GWh	GKA 3
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Elektroenergie	1,8 MW	3,3 GWh	GKA 3
Elektrodenkessel	Elektroenergie	2,5 MW.	8,0 GWh	GKA 3
Biomassebasierte Anlagen				
Biomasse-Kessel	Waldrestholz (Holzhackschnitzel)	2,5 MW.	8,0 GWh	GKA 3

4.6 Netzentwicklung

4.6.1 Bedarfsszenarien HN I

Wie im Kapitel 3 dargestellt haben grundlegend folgende Faktoren maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung des zukünftigen Fernwärmeabsatzes

- Entwicklung Einwohnerzahl
- Energetischer Sanierungsrate der Gebäude
- Ausbau/ Netzverdichtung Fernwärme.

Im konkreten Fall für das HN I wird die Bevölkerungsentwicklung mit $-1,2\%/a$ ²⁰⁸ und die energetische Sanierungsrate mit $-0,81\%/a$ ²⁰⁹ berücksichtigt. Ein mögliches Fernwärmeauspotential wird aktuell nicht gesehen.

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass der Fernwärmeabsatz einen degressiven Entwicklungspfad aufweist. Für den Fernwärmeabsatz im HN I wird ein Rückgang des von 1,9 GWh/a in 2021 auf 1,5 GWh/a im Jahr 2040 prognostiziert.

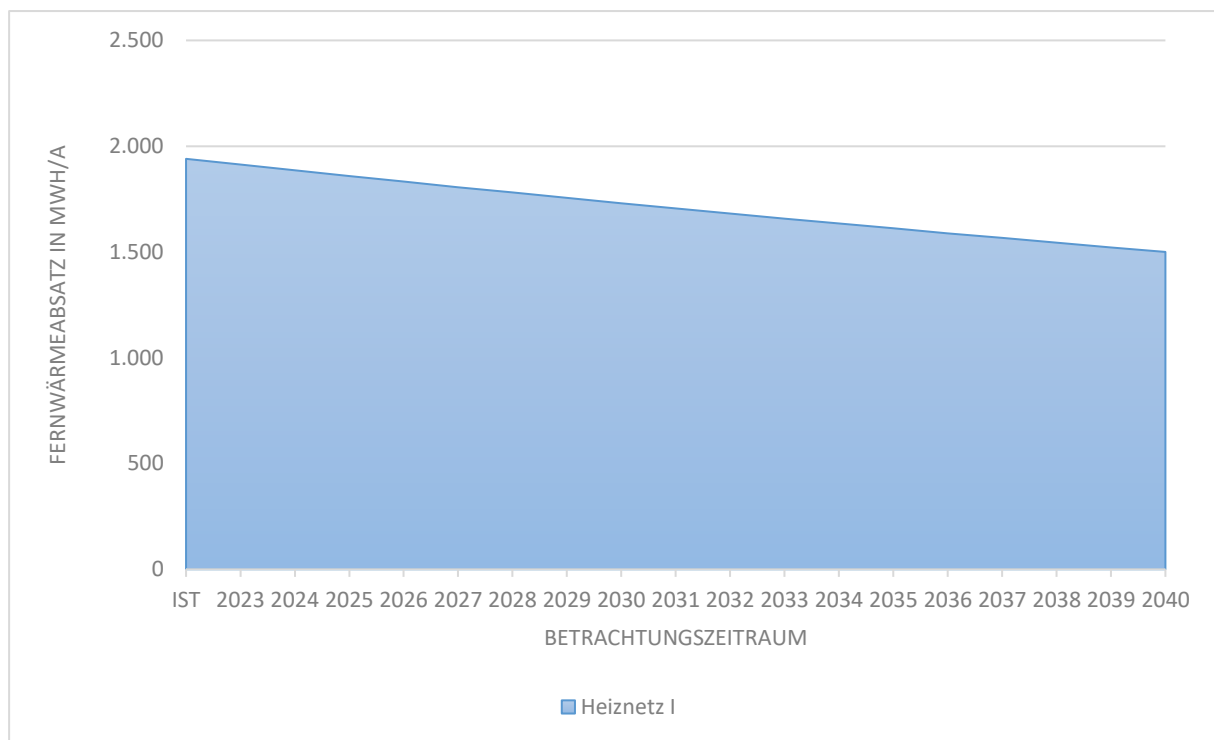


Abbildung 36: Bedarfsszenario HN I

²⁰⁸ Quelle: <https://statistik.thueringen.de/datenbank/>

²⁰⁹ Quelle: <https://www.uni-bremen.de/>

4.6.2 Bedarfsszenarien HN III

Wie im Kapitel 3 dargestellt haben grundlegend folgende Faktoren maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung des zukünftigen Fernwärmeabsatzes

- Entwicklung Einwohnerzahl
- Energetischer Sanierungsrate der Gebäude
- Ausbau/ Netzverdichtung Fernwärme.

Im konkreten Fall für das HN III wird die Bevölkerungsentwicklung mit $-1,2\%/a$ ²¹⁰ und die energetische Sanierungsrate mit $-0,81\%/a$ ²¹¹ berücksichtigt. Ein mögliches Fernwärmeauspotential wird aktuell nicht gesehen.

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass der Fernwärmeabsatz einen degressiven Entwicklungspfad aufweist. Für den Fernwärmeabsatz im HN III wird ein Rückgang des von 6,7 GWh/a in 2021 auf 5,1 GWh/a im Jahr 2040 prognostiziert.

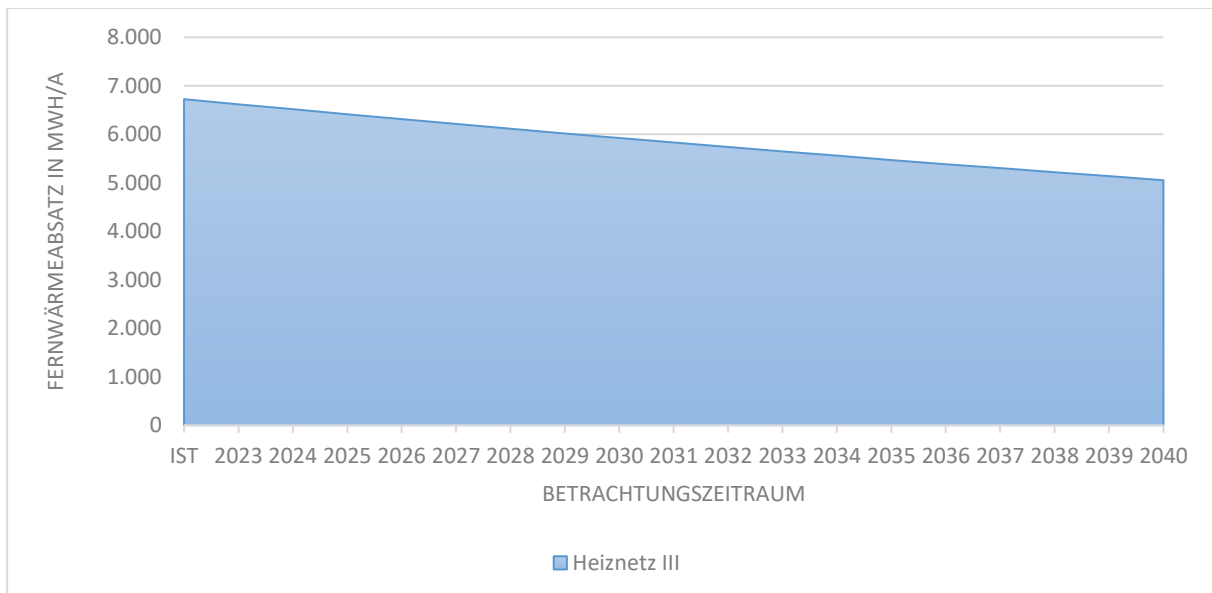


Abbildung 37: Bedarfsszenario HN III

²¹⁰ Quelle: <https://statistik.thueringen.de/datenbank/>

²¹¹ Quelle: <https://www.uni-bremen.de/>

4.6.3 Temperaturabsenkung

Zur Einbindung von Umweltwärme/erneuerbarer Energien in das Fernwärmesystem ist die Absenkung der Netztemperaturen auf das erforderliche Mindestmaß essentiell. Insbesondere in den Netzen, in denen der Einsatz von Wärmepumpen angedacht ist, sollte über eine nachgeschaltete Untersuchung das Potential zur Netztemperaturabsenkung ermittelt werden.

Die Analyse sollte folgende Punkte enthalten:

- Erfassung und Darstellung IST-Zustand
- Untersuchung und Darstellung, wie und bis auf welches Niveau die Temperatur abgesenkt werden kann
- Darstellung der Grenzen, ab deren Erreichen weitergehende Maßnahmen zur Temperaturabsenkung erforderlich werden
- sowie Nennung und Bewertung dieser Maßnahmen in Bezug auf das Dekarbonisierungsziel
- Identifikation weiterführender kundenseitiger Maßnahmen zur Temperaturabsenkung, welche nur in Kooperation mit den Wärmekunden möglich sind.

4.7 Maßnahmen

Basierend auf den vorangestellten Einschätzungen der Potenziale (Vor- und Nachteile sowie Realisierbarkeit im Netzgebiet) der verschiedenen Technologieoptionen ergeben sich im Wesentlichen für das Heiznetz I eine Variante und für das Heiznetz III zwei Varianten, welche sich durch eine unterschiedliche Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien voneinander unterscheiden.

Die untersuchten Varianten

- HN I Variante 1 EE
- HN III Variante 1 EE
- HN III Variante 2 iKWK

werden im Folgenden aufgezeigt und wurden separat unter energetischen, technischen, wirtschaftlichen und ökologisch Gesichtspunkten bewertet.

Die Varianten HN I Variante 1 EE und HN III Variante 1 EE wurden als Vorzugsvariante übernommen und deren Auswirkungen in die netzspezifischen Transformationspläne überführt.

4.7.1 HN I - Variante 1 – EE

Das Erzeugungssystem der Variante 1 - EE ist ein nahezu regeneratives System, bestehend aus einer Wärmepumpenlösungen (Wärmequelle Erdsonden), einer Solarthermieanlage sowie einer Gaskesselanlage zur Residualmengen- und Spitzenlastdeckung.

Der folgenden Grafik können sowohl die Leistungsparameter, als auch die Wärmemengenverteilung auf Basis des aktuellen Wärmeeerzeugungslastganges entnommen werden.

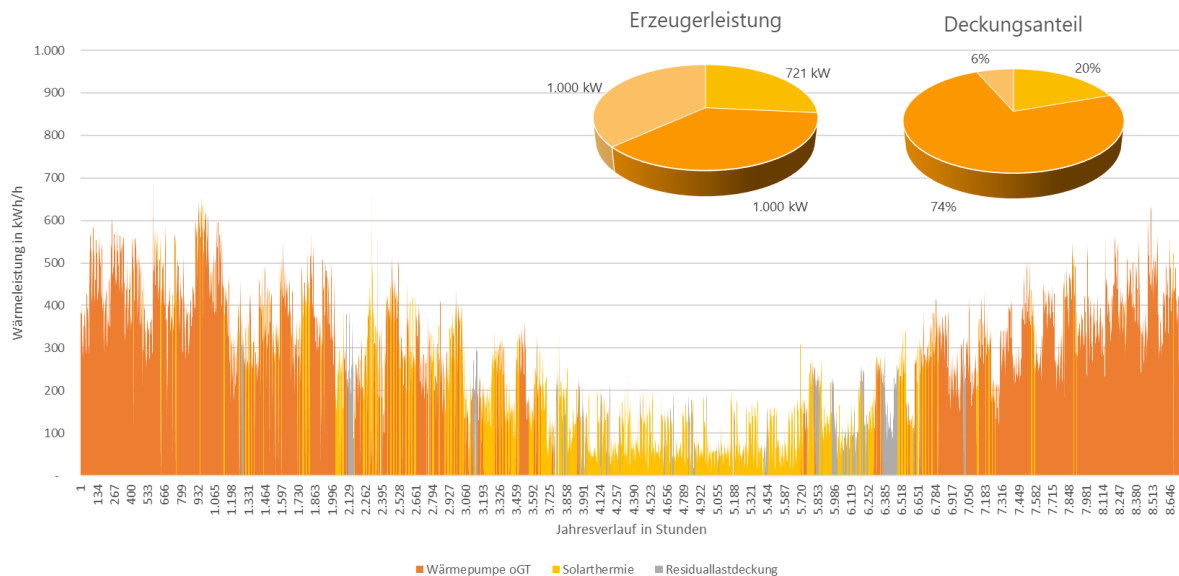


Abbildung 38:Wärmelastdeckung HN I Variante 1 EE

Das Wärmepumpensystem (oGT) wird innerhalb der Heizperiode sowie in der Übergangszeit betrieben und deckt in diesem Zeitraum nahezu den kompletten Wärmebedarf ab.

Außerhalb der Heizperiode erfolgt die Wärmebedarfsdeckung in der Übergangszeit anteilig und im Sommer nahezu vollständig durch die Solarthermieanlage in Verbindung mit einem 350 m³-Speicher, so dass das Erdreich/Sondenfeld regenerieren kann.

Die Residualmenge wird in diesem System und dieser Variante durch eine mit Erdgas befeuerte Kesselanlage gedeckt.

Alternativ könnte hier auch ein Kessel zur Residualmengendeckung auf Basis von Biomethan oder zukünftig auf Basis von Wasserstoff oder aber ein PtH-Kessel betrieben werden. Diese Optionen wurden in dieser Simulation jedoch nicht berücksichtigt.

4.7.2 HN I - Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040

In der folgenden Tabelle ist ein möglicher Transformationspfad in fünf Jahresritten aufgezeigt. Der Transformationspfad basiert auf der Umsetzung der aufgezeigten Variante „HN I Variante 1 – EE“ bis zum Jahr 2030.

Tabelle 34: Transformation der Fernwärmeversorgung HN I in 5-Jahresschritten

	2020	2025	2030	2035	2040
Gasbasierte Anlagen					
KWK	465 MWh _{th}	446 MWh _{th}	398 MWh _{th}	254 MWh _{th}	0 MWh _{th}
Gas-Kessel	1.868 MWh _{th}	1.790 MWh _{th}	10 MWh _{th}	0 MWh _{th}	119 MWh _{th}
Strombasierte Anlagen					
Wärmepumpe (oGT)	0 MWh _{th}	0 MWh _{th}	1.538 MWh _{th}	1.432 MWh _{th}	1.333 MWh _{th}
Wärmeerzeugung gesamt	2,3 GWh _{th}	2,2 GWh _{th}	2,1 GWh _{th}	1,9 GWh _{th}	1,8 GWh _{th}
Stromerzeugung gesamt	0,3 GWh _{th}	0,3 GWh _{th}	0,3 GWh _{th}	0,2 GWh _{th}	0,0 GWh _{th}
EE-Anteil Gesamtenergieerzeugung	0 %	0 %	71 %	80 %	93 %
EE-Anteil Wärme	0 %	0 %	80 %	87 %	93 %
EE-Anteil Strom	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
CO₂-Emissionen (gesamt)	581 t CO ₂ /a	557 t CO ₂ /a	238 t CO ₂ /a	148 t CO ₂ /a	67 t CO ₂ /a
CO₂-Emissionen (Wärme)	532 t CO ₂ /a	510 t CO ₂ /a	195 t CO ₂ /a	120 t CO ₂ /a	67 t CO ₂ /a
CO₂-Emissionen (spezifisch)	0,27 t CO ₂ /MWh _{th}	0,27 t CO ₂ /MWh _{th}	0,11 t CO ₂ /MWh _{th}	0,07 t CO ₂ /MWh _{th}	0,04 t CO ₂ /MWh _{th}

4.7.3 HN I - Gesamtplanung der Maßnahmen

Zur Erreichung des aufgezeigten prozentualen Anstiegs der erneuerbaren Energien in der Fernwärmeversorgung der EVG im HN I sowie zur Erreichung der angestrebten 85 Prozent erneuerbarer Energie im Jahr 2040 sind eine Reihe von Maßnahmen erforderlich. Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über die angestrebten Maßnahmen der EVG zur Transformation der Fernwärmeversorgung im HN I.

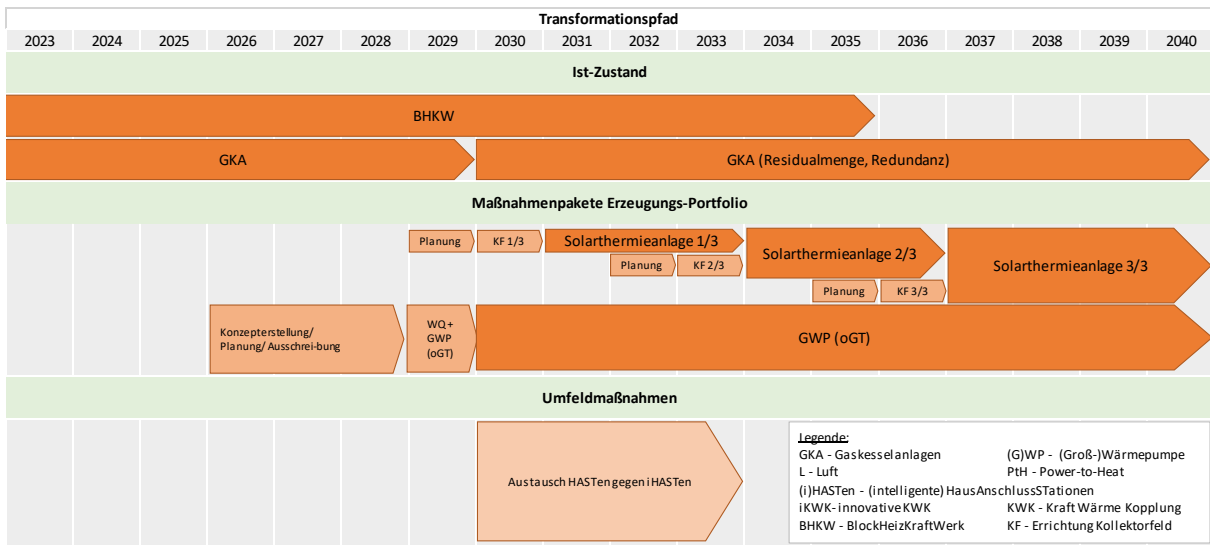


Abbildung 39: Gesamtmaßnahmenplan HN I

4.7.4 HN I - Auswirkungen

Durch die Umsetzung der Variante „HN I Variante 1 – EE“ können die Vorgaben zu den THG-Emissionen in 2040 eingehalten werden.

Durch den Technologiewechsel bis 2030 erfolgt eine signifikante Absenkung der THG-Emissionen auf 195 tCO_{2ä}/a in 2030.

Bedingt durch den steigenden Anteil an EE-Strom im Netzstrommix, bis hin zu 100 Prozent EE-Anteil in 2045, reduzieren sich die THG-Emissionen ohne weitere technische Maßnahmen in 2045 auf 27 tCO_{2ä}/a. Die Restemissionen sind dem Einsatz des Erdgaskessels zur Residualmengendeckung geschuldet.

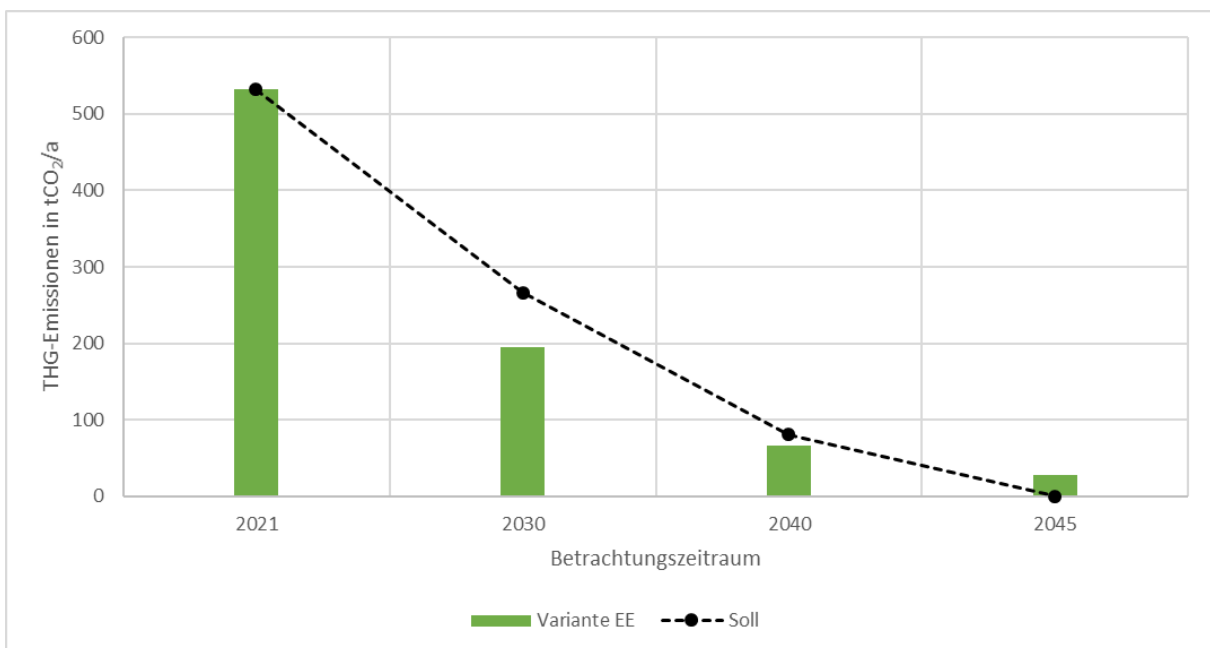


Abbildung 40: THG-Emissionspfad HN I

4.7.5 HN III Variante 1 – EE

Das Erzeugungssystem der Variante „HN III Variante 1 - EE“ ist ein vollständig regeneratives System, bestehend aus zwei Wärmepumpenlösungen (Wärmequelle Erdsonden und Luft) sowie einem Hackschnitzelkessel zur Residualmengen- und Spitzenlastdeckung.

Der folgenden Grafik können sowohl die Leistungsparameter, als auch die Wärmemengenverteilung auf Basis des aktuellen Wärmeeerzeugungslastganges entnommen werden.

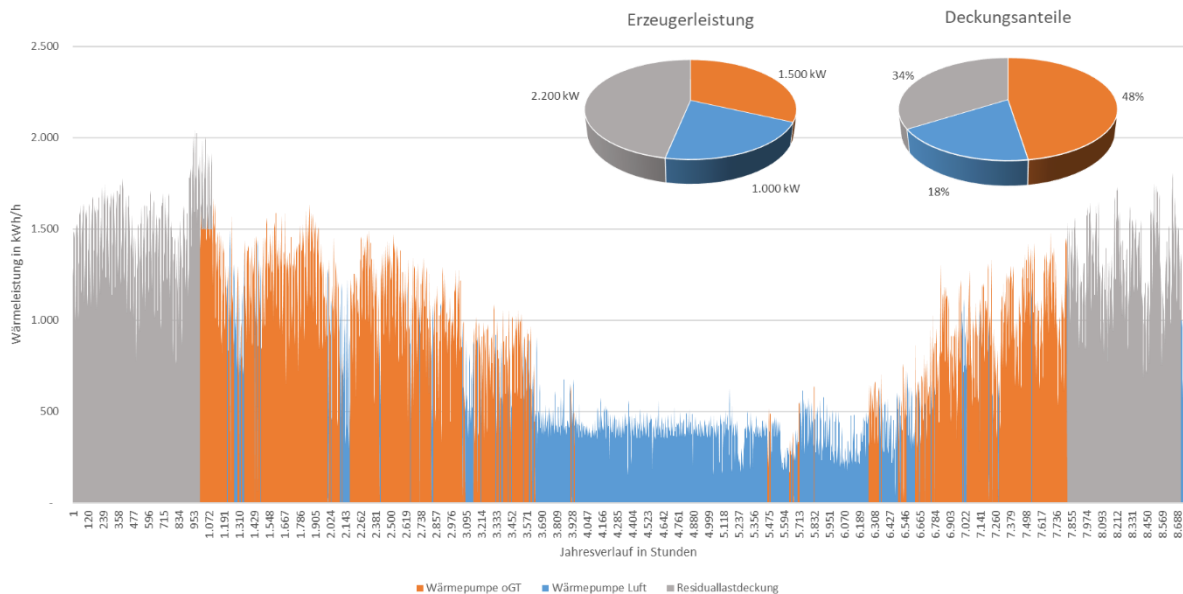


Abbildung 41: Wärmelastdeckung HN III Variante 1 EE

Das Wärmepumpensystem (Luft) wird ausschließlich innerhalb der Sommermonate betrieben und deckt in diesem Zeitraum nahezu den kompletten Wärmebedarf ab.

Innerhalb der Übergangszeiten von Heizperiode zur Nichtheizperiode erfolgt die Wärmebedarfsdeckung nahezu vollständig durch das Wärmepumpensystem (oGT), welches über die Sommer- und Wintermonate regenerieren kann.

In den Wintermonaten sowie zur Residualmengendeckung erfolgt der Einsatz eines Biomassekessels basierend auf dem Brennstoff Hackschnitzel.

Alternativ könnte hier auch ein Kessel zur Residualmengendeckung auf Basis von Erdgas, Biomethan oder zukünftig auf Basis von Wasserstoff oder aber ein PtH-Kessel betrieben werden. Diese Optionen wurden in dieser Simulation jedoch nicht berücksichtigt.

4.7.6 HN III Variante 2 – iKWK

Das Zielsystem der Variante „HN III Variante 2 – iKWK“ entspricht einem iKWK-System und besteht aus einer KWK-Anlage, einer Wärmepumpenlösung (Wärmequelle Luft und oGT) sowie einer Pth-Anlage zur Residualmengendeckung.

Der folgenden Grafik können sowohl die Leistungsparameter als auch die Wärmemengenverteilung auf Basis des aktuellen Wärmeerzeugungslastganges entnommen werden.

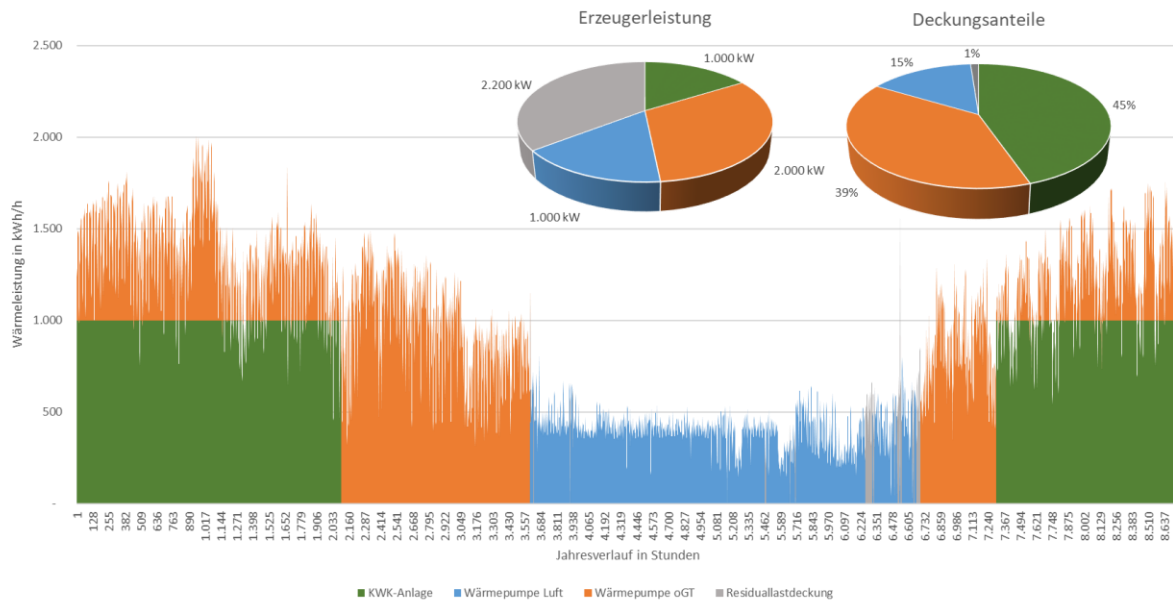


Abbildung 42: Wärmelastdeckung HN III Variante 2 iKWK

Die KWK-Anlage wird ausschließlich in der Heizperiode betrieben und deckt in diesem Zeitraum die Grundlast ab. Die Laufzeit wurde innerhalb der Simulation entsprechend hinsichtlich der potentiellen iKWK-Förderungen optimiert und auf 3.500 VBh/a begrenzt. Die Residuallastdeckung innerhalb des KWK-Betriebszeitraumes erfolgt über das Wärmepumpensystem (oGT).

Die Wärmelastdeckung innerhalb der Übergangszeiten erfolgt ebenfalls nahezu ausschließlich über das Wärmepumpensystem (oGT).

Innerhalb der Sommermonate wird die Wärmemenge vorwiegend durch das Wärmepumpensystem (Luft) bereitgestellt, da hier die Außenlufttemperaturen einen energieeffizienten Betrieb der Wärmepumpen zulassen. Dieser Zeitraum dient gleichermaßen zur Regeneration des Sondenfeldes.

Zusätzlich wurde die Installation einer Pth-Anlage für einen stromnetzdienlichen Betrieb berücksichtigt, welche in dieser Simulation jedoch lediglich 1 % der Arbeit beiträgt.

Die KWK-Anlage könnte alternativ auch auf Basis von Biomethan oder zukünftig mit Wasserstoff betrieben werden.

4.7.7 HN III - Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040

In der folgenden Tabelle ist ein möglicher Transformationspfad in fünf Jahresritten aufgezeigt. Der Transformationspfad basiert auf der Umsetzung der aufgezeigten Variante „HN III Variante 1 – EE“ bis zum Jahr 2030.

Tabelle 35: Transformation der Fernwärmeversorgung HN III in 5-Jahresschritten

	2020	2025	2030	2035	2040
Gasbasierte Anlagen					
KWK	1.599 MWh _{th}	1.525 MWh _{th}	800 MWh _{th}	0 MWh _{th}	0 MWh _{th}
Gas-Kessel	6.163 MWh _{th}	5.876 MWh _{th}	1.531 MWh _{th}	0 MWh _{th}	0 MWh _{th}
Strombasierte Anlagen					
Wärmepumpe (Luft)	0 MWh _{th}	0 MWh _{th}	1.259 MWh _{th}	1.162 MWh _{th}	1.074 MWh _{th}
Wärmepumpe (oGT)	0 MWh _{th}	0 MWh _{th}	3.246 MWh _{th}	2.999 MWh _{th}	2.770 MWh _{th}
Biomassebasierte Anlagen					
Holzackschnitzel	0 MWh _{th}	0 MWh _{th}	0 MWh _{th}	2.153 MWh _{th}	1.989 MWh _{th}
Wärmeerzeugung gesamt	7,8 GWh _{th}	7,4 GWh _{th}	6,8 GWh _{th}	6,3 GWh _{th}	5,8 GWh _{th}
Stromerzeugung gesamt	0,9 GWh _{th}	0,9 GWh _{th}	0,8 GWh _{th}	0,0 GWh _{th}	0,0 GWh _{th}
EE-Anteil Gesamtenergieerzeugung	0 %	0 %	52 %	95 %	97 %
EE-Anteil Wärme	0 %	0 %	58 %	95 %	97 %
EE-Anteil Strom	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
CO₂-Emissionen (gesamt)	1.936 t CO ₂ /a	1.846 t CO ₂ /a	973 t CO ₂ /a	305 t CO ₂ /a	173 t CO ₂ /a
CO₂-Emissionen (Wärme)	1.779 t CO ₂ /a	1.696 t CO ₂ /a	754 t CO ₂ /a	305 t CO ₂ /a	173 t CO ₂ /a
CO₂-Emissionen (spezifisch)	0,26 t CO ₂ /MWh _{th}	0,26 t CO ₂ /MWh _{th}	0,13 t CO ₂ /MWh _{th}	0,06 t CO ₂ /MWh _{th}	0,03 t CO ₂ /MWh _{th}

4.7.8 HN III -Gesamtplanung der Maßnahmen

Zur Erreichung des aufgezeigten prozentualen Anstiegs der erneuerbaren Energien in der Fernwärmeversorgung der EVG im HN III sowie zur Erreichung der angestrebten 85 Prozent erneuerbarer Energie im Jahr 2040 sind eine Reihe von Maßnahmen erforderlich. Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über die angestrebten Maßnahmen der EVG zur Transformation der Fernwärmeversorgung im HN III.

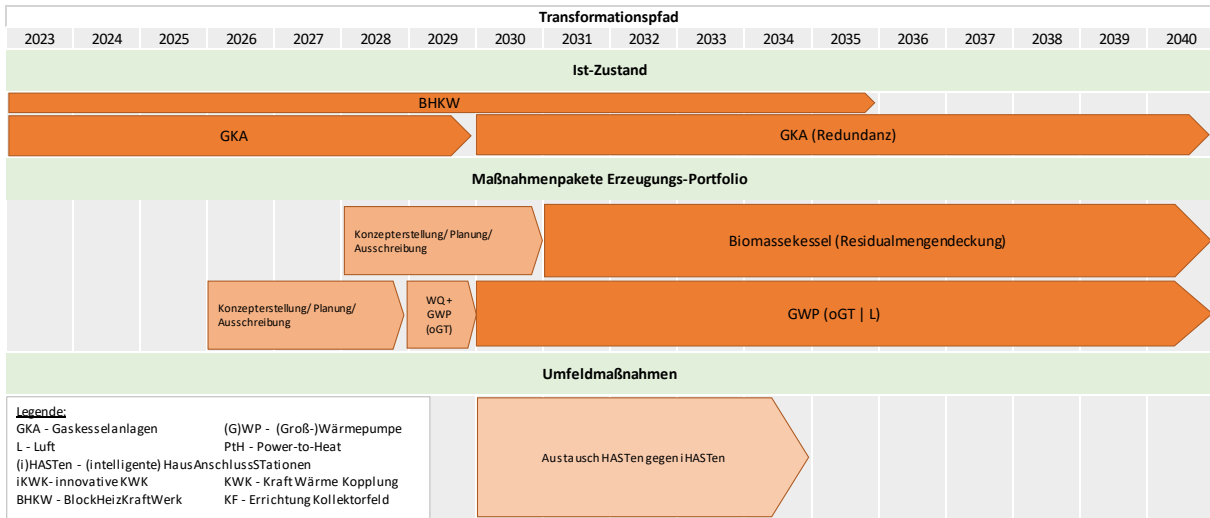


Abbildung 43: Gesamtmaßnahmenplan HN III

4.7.9 HN III - Auswirkungen

Durch die Umsetzung der Variante „HN III Variante 1 – EE“ können die Vorgaben zu den THG-Emissionen in 2040 eingehalten werden.

Durch den Technologiewechsel bis 2030 erfolgt eine signifikante Absenkung der THG-Emissionen auf 754 tCO_{2ä}/a in 2030.

Bedingt durch den steigenden Anteil an EE-Strom im Netzstrommix, bis hin zu 100 Prozent EE-Anteil in 2045 sowie den Einsatz von Hackschnitzeln zur Residualmengendeckung, reduzieren sich die THG-Emissionen bis auf 2045 auf 58 tCO_{2ä}/a. Die Restemissionen sind dem Einsatz der nicht ganz THG-neutralen Hackschnitzel geschuldet.

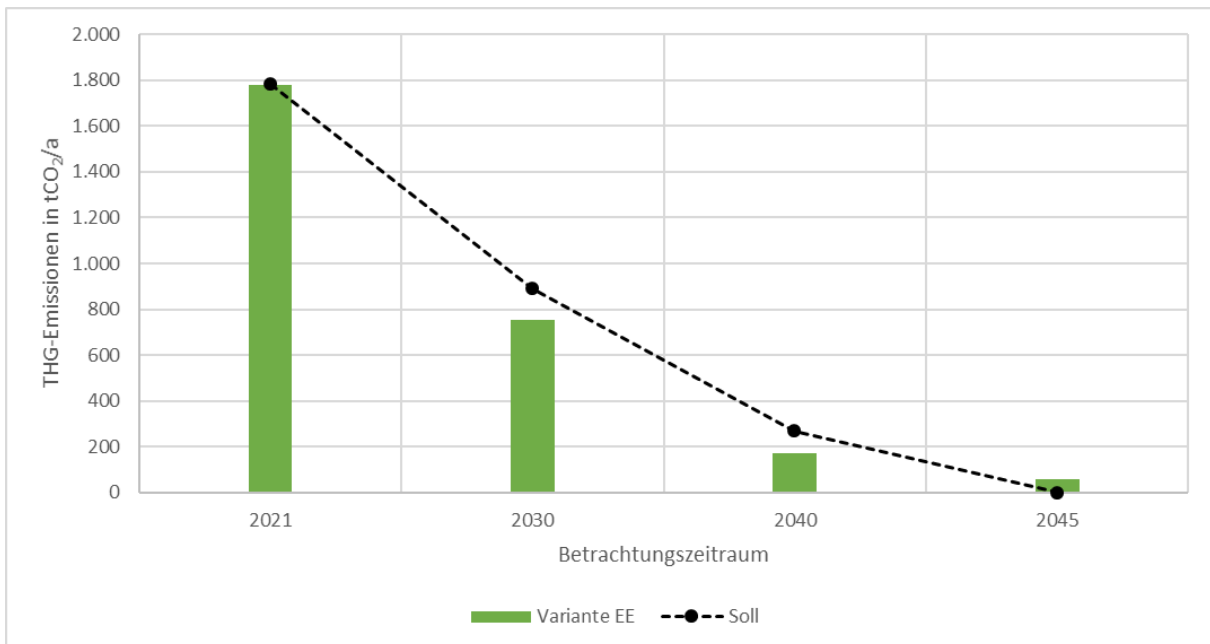


Abbildung 44: THG-Emissionspfad HN III

4.8 Umfeldmaßnahmen

Die technischen Umfeldmaßnahmen für die Netze HN I und HN III beinhalten die Maßnahmen zur Übernahme und zum Austausch der bestehenden Hausanschlussstationen gegen intelligente Hausanschlussstationen (iHASTen), welche neben einem aktiven Netzmonitoring auch Möglichkeiten zur Senkung der Netztemperaturen bieten. Es sei aber darauf hingewiesen, dass die HASTen teilweise im Eigentum der Objektbesitzer stehen.

Sofern nachgelagert eine kommunale Wärmeplanung durchgeführt wird, werden die Ergebnisse [aus Teil I des Transformationsplans] für den kommunalen Wärmeplan in geeignetem Detaillierungsgrad zur Verfügung zu stellen.

5 Transformationspfad: Investitions- und Kostenbetrachtung

5.1 Datenansätze

5.1.1 Kostenabschätzung

Die als Benchmark gewählten Kostenansätze zu den ausgeführten technischen Lösungsoptionen entsprechen den Ansätzen, wie sie auch das Hamburg Institut & Prognos (2020) in ihrem Gutachten „Perspektive der Fernwärme“ zu Grunde legen.²¹² Die dort gewählten Kostenansätze sind öffentlich zugänglich und wurden im Rahmen der Arbeit an vorliegendem Konzept plausibilisiert, d. h. die dort zu Grund gelegten Ansätze konnten anhand der Projekte und Erfahrungen der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen bestätigt werden.²¹³ Die Daten für Gaskessel, KWK und Geothermie stammen aus der Projektgruppe. Sofern bereits projektspezifische Werte vorliegen, können diese abweichend von den im Folgenden dargestellten Werte verwendet werden, so dass sichergestellt wird, dass die jeweils beste Datenlage zu Grunde liegt.

Tabelle 36 zeigt die zu Grunde gelegten Benchmark-Ansätze für die Investitionsausgaben (CAPEX).

Tabelle 36: Benchmark-Werte für Investitionsausgaben²¹⁴

Investitionskosten					
Gasbasierte Anlagen					
KWK	1.566 €/kW (0,1 MW _{th})	1.147 €/kW (0,2 MW _{th})	880 €/kW (0,5 MW _{th})	748 €/kW (1 MW _{th})	443 €/kW (2 MW _{th})
Gaskessel	230 €/kW (0,1 MW _{th})	200 €/kW (0,2 MW _{th})	190 €/kW (0,5 MW _{th})	130 €/kW (1 MW _{th})	50 €/kW (4 MW _{th})
Strombasierte Anlagen					
Wärmepumpe (Luft)	1.037 €/kW (1 MW _{th})	1.037 €/kW (10 MW _{th})			
Wärmepumpe (Erdreich Kollektor) (Erdreich Sonde)	1.600 €/kW (1 MW _{th})	1.242 €/kW (10 MW _{th})	1.040 €/kW (50 MW _{th})		
Wärmepumpe (Gewässer)	1.120 €/kW (1 MW _{th})	1.120 €/kW (10 MW _{th})	1.120 €/kW (50 MW _{th})		
Elektro-/Elektrodenkessel	150 €/kW (5 MW _{th})	88 €/kW (10 MW _{th})	50 €/kW (40 MW _{th})		
Biomassebasierte Anlagen					

²¹² Hamburg Institut & Prognos (2020). Perspektive der Fernwärme. Gutachten im Auftrag des AGFW. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

²¹³ Die beteiligten Unternehmen sind „Tabelle 1: Übersicht über die Mitglieder der thüringenweiten Kooperation“ zu entnehmen.

²¹⁴ Quelle: Hamburg Institut & Prognos (2020). Perspektive der Fernwärme. Gutachten im Auftrag des AGFW. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022), auf Basis versch. Quellen; Daten für Gaskessel, KWK und Geothermie aus der Projektgruppe.

Biomasse	680 €/kW	500 €/kW	300 €/kW
Holzhackschnittel-Kessel	(1 MW _{th})	(10 MW _{th})	(50 MW _{th})
Umweltenergie			
Solarthermie	960 €/kW (0,25 MW _{th})	720 €/kW (5 MW _{th})	620 €/kW (50 MW _{th})
Geothermie (ohne Wärmepumpe)	2.000 €/kW		
Sonstige Wärmequellen			
Industrielle Abwärme	550 €/kW (1 MW _{th})	400 €/kW (10 MW _{th})	425 €/kW (50 MW _{th})

Für die Preisentwicklungen der eingesetzten Energieträger als wichtige Eingangsgröße der Bestimmung der Betriebskosten (OPEX) werden folgende Werte und Entwicklungen angesetzt (Abbildung 31):

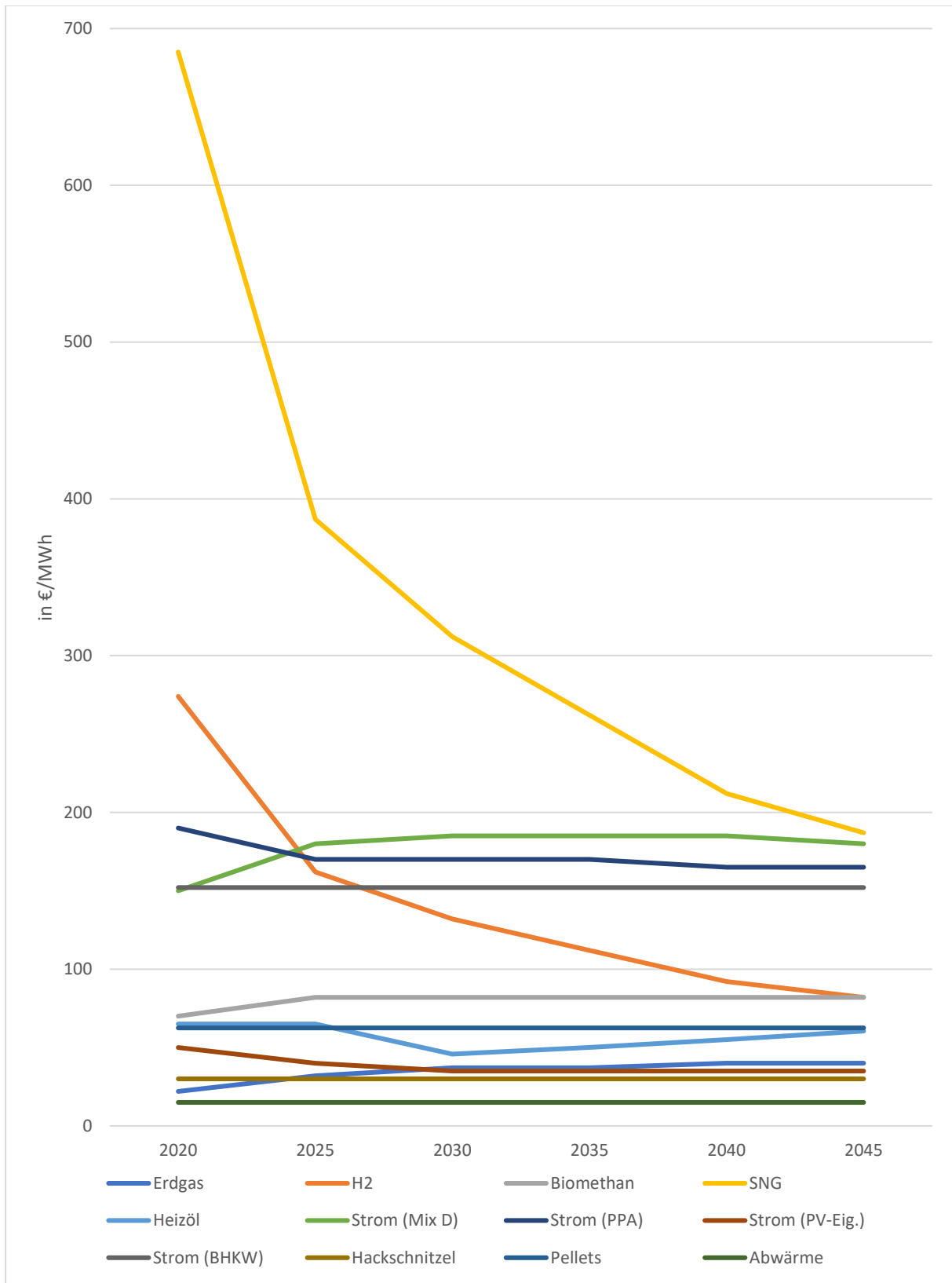


Abbildung 45: Zu Grunde gelegte Preisentwicklungen der jeweiligen Medien²¹⁵

²¹⁵ Datenbasis: TEAG Thüringer Energie AG, unter Berücksichtigung der Studienlage, Stand: Q1/2022.

Für die Preisprognosen werden die folgenden Annahmen zu Grunde gelegt:²¹⁶

- Es wird unterstellt, dass sich der Preis für Biomethan auf einem im Vergleich zur Vergangenheit höheren Niveau einpendeln wird. Zwar kann von einer partiellen Substituierbarkeit zwischen Erdgas und Biomethan ausgegangen werden, allerdings sind die (regionalen) Potenziale der Biomethan-Produktion begrenzt.
- Biomasse sollte, wie ausgeführt, idealerweise regional anfallen. Auch wenn das Potenzial im Einzelfall noch nicht ausgeschöpft sein dürfte, ist es dennoch begrenzt. Die Preise sowohl für Pellets als auch für Hackschnitzel waren in den vergangenen Jahren bemerkenswert stabil geblieben. Es wird auch künftig ein konstantes Preisniveau unterstellt, wobei das Preisniveau von Pellets deutlich über dem von Holzhackschnitzeln liegt.
- Deutliche Kostendegressionen sind demnach in erster Linie bei Wasserstoff und SNG durch technologische Fortschritte bei den Erzeugungstechnologien sowie die Herausbildung eines entsprechend großen Wasserstoffmarktes zu erwarten. Auf Grund der erheblichen, zusätzlichen Effizienzverluste wird das Preisniveau bei SNG absehbar sehr hoch bleiben.
- Der Erdgaspreis zeigt derzeit erhebliche Preisausschläge. Die bestehenden Versorgungs- und Preisrisiken schlagen sich in den an dieser Stelle zu Grunde gelegten Preisentwicklungen nicht derart nieder, wie es zu erwarten wäre, da die Preisentwicklungen in 5-Jahresscheiben betrachtet werden. Perspektivisch dürften sich die Erdgas- und LNG-Preise angleichen.
- Bezüglich der Entwicklung der Heizölpreise wird davon ausgegangen, dass der Nachfragerückgang durch das Installationsverbot für neue Ölheizungen ab 2026 zu einem temporären Preisrückgang führen wird und langfristig eine Rückkehr zum Ausgangsniveau erfolgt.
- Die Strompreisentwicklung ist differenzierter zu sehen: Durch die zunehmende, umfassende direkte Elektrifizierung u. a. im Bereich der Elektromobilität und durch den Markthochlauf von elektrischen Wärmepumpen wird der Bruttostromverbrauch in Deutschland voraussichtlich deutlich steigen. Während im Zuge dessen der Preis für den deutschen Strommix (Netzbezug) in den kommenden Jahren weiter steigen dürfte, wird davon ausgegangen, dass der langfristige Strombezug über *Power Purchase Agreements* (PPA) sowie Strom aus PV-Eigenerzeugung tendenziell preiswerter werden.
- Abwärme gilt als preiswerte Wärmequelle, deren Nutzung nur wenigen extern induzierten Schwankungen unterliegt. Es wird daher ein konstanter Ansatz gewählt.

Diese Preisprognosen sind unter folgenden Rahmenbedingungen zu sehen:

- Die Werte sind als am Standort der Erzeugungsanlage anstehender Energieträger/Brennstoff zu verstehen, d.h. eventuell anfallende Netzentgelte sind hierin bereits enthalten.
- Steigende Preise sind insbesondere für Erdgas zu erwarten, wobei auf die dargestellten fossilen Energieträger zusätzlich noch die steigende CO₂-Bepreisung hinzuzurechnen ist.
- Da die grundsätzliche Entwicklung in der langen Frist betrachtet werden soll, bleiben aktuelle und ggf. temporäre Ausschläge weitestgehend unberücksichtigt. Dies betrifft insbesondere die Hochpreisphase, die den Auswirkungen der Covid-19-Pandemie

²¹⁶ Vgl. hierzu auch die jeweiligen Ausführungen in Abschnitt 2.

zugeschrieben werden, sowie die Auswirkungen des russischen Angriffskrieges in der Ukraine auf die Energiepreise.

- Die politisch-regulatorischen Rahmenbedingungen bleiben im Wesentlichen unverändert.

Eine Betrachtung unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen zeigt, dass in den kommenden Jahren v. a. Abwärme, Holzhackschnitzel aber auch fossiles Erdgas zu den kostengünstigsten Wärmequellen bzw. Brennstoffen zählen dürften.²¹⁷ Auch Strom aus PV-Eigenerzeugung weist eine der günstigsten Erzeugungskosten auf, zumal Netzentgelte etc. vermieden werden können.

5.1.2 Interne Verzinsung der Investitionen

Um die Transparenz der Wärmegestehungskosten und die Vergleichbarkeit der Kostenentwicklungen unter den beteiligten Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen sicherzustellen, wird für die Kalkulation der zu erwartenden Fernwärmepreise ein **einheitlicher interner Zinsfuß** angesetzt. Dieser entspricht der Maßgabe des AGFW im Arbeitsblatt FW 703 zum Nachweis der unrentierlichen Kosten und beträgt **7 %**.²¹⁸ Dieser vom AGFW zu Grunde gelegte Wert ist allgemein anerkannt und stellt einen transparenten Ansatz dar, welcher die Vergleichbarkeit der zu erwartenden Preisentwicklungen bei den kommunalen Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen im Rahmen der Transformation hin zu einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2040 sicherstellt.

5.1.3 Lokale, projektspezifische und aktuelle Spezifika

Eine entsprechende Abschätzung der künftigen Wärmegestehungskosten auf Basis von pauschalen Ansätzen und Daten aus der Literatur ist dennoch mit einer Reihe von Unsicherheiten und möglichen projektspezifischen Abweichungen versehen.

Diese können eine Reihe von Ursachen haben, u. a.:

- **Regionale und lokale Spezifika:** Die Gegebenheiten vor Ort können beispielsweise auf Grund von geographischen Besonderheiten und Ausprägungen von Siedlungen von einem übergreifenden Kostenansatz erheblich abweichen. Die Gegebenheiten vor Ort entsprechen nicht notwendigerweise dem bundesdeutschen Durchschnitt bzw. global gewählten Kostenansätzen, was zu lokal höheren Kosten führen kann.
- **Kostenentwicklungen:** Darüber hinaus haben sich die Kosten (Planung, Bau, Anlagen etc.) zuletzt sehr dynamisch entwickelt und gerade die Preise für Baumaterialien haben allein im Jahr 2021 um bis zu 77 % im Vergleich zum Vorjahr zugelegt.²¹⁹ Dieses anhaltende Kostenrisiko stellt eine erhebliche Herausforderung bei der Kalkulation von Projekten dar.

²¹⁷ Dies deckt sich mit der aktuellen Studienlage, vgl. insbesondere die Ansätze bei Hamburg Institut & Prognos (2020). Perspektive der Fernwärme. Gutachten im Auftrag des AGFW. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

²¹⁸ AGFW (2020). Arbeitsblatt AGFW FW 703. Berechnungsverfahren zum Nachweis der unrentierlichen Kosten. Oktober 2020, https://www.fw703.de/index.php?eID=tx_securedownloads&p=557&u=0&g=0&t=1643899751&hash=1aa469372dba290f8fff4c810ada878bed45d097&file=/fileadmin/user_upload/fw703/FW_703_A_2020-10.pdf

²¹⁹ Destatis (2022). Baumaterialien im Jahr 2021 stark verteuert. Pressemitteilung Nr. N 006, 10.02.2022, Statistisches Bundesamt, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/02/PD22_N006_61.html;jsessionid=ADAF0EC59886C1241FD89D7806CF565F.live731 (Zugriff: 31.08.2022).

Verschärft werden diese Entwicklungen durch die **hohe Inflation**, die unter anderem auch Planungen und Projektkalkulationen zusätzlich erschwert.

- **Material- und Fachkräfteverfügbarkeit:** Andauernde Probleme bei der Verfügbarkeit von Materialien und Komponenten stellen eine weitere Unwägbarkeit dar. Bei der Umsetzung von Vorhaben im Rahmen der Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung sind die Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen auf die Verfügbarkeit von Fachkräften (In-House sowie bei Beauftragung von Dienstleistern auch bei Dritten) ebenso angewiesen wie auch die Verfügbarkeit von (Bau-)Materialien und Komponenten, um Maßnahmen entsprechend den zeitlichen Planungen durchführen zu können. Die Entwicklungen in den letzten Jahren zeigen, dass es hier zu erheblichen und anhaltenden Engpässen kommt, welche deutliche Preissteigerungen zur Folge haben.

Auf Grund dieser Unsicherheiten und lokalen Spezifika wird ein individuell von den jeweiligen Unternehmen zu bestimmender Sicherheitspuffer in Höhe von max. 50 % veranschlagt.

Abweichend von den hier dargelegten Benchmark-Ansätzen auf Basis des Gutachtens von Hamburg Institut & Prognos (2020) sowie der zu Grunde gelegten Preisentwicklungen gemäß Abbildung 31 werden zudem projektscharfe Kostenansätze von den jeweiligen Fernwärmeversorgungsunternehmen gewählt.

5.1.4 CO₂-Preisentwicklung

Darüber hinaus werden die zu erwartenden Kostenentwicklungen hinsichtlich der CO₂-Bepreisung berücksichtigt. Der CO₂-Preis stellt ein entscheidendes Instrument zur Anreizung der Transformation auch im Wärmesektor dar.

An dieser Stelle wird unterstellt, dass sich die CO₂-Kosten der derzeit bestehenden, relevanten Systeme – das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) und das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) – mittel- bis langfristig annähern und sich langfristig ein einheitlicher CO₂-Preis herausbildet. Dieses Vorgehen erfolgte einerseits aus Gründen der Vereinfachung und ist zudem auch inhaltlich begründet: Es erscheint ökonomisch und energiepolitisch plausibel, dass sich langfristig ein einheitlicher CO₂-Preis herausbildet, der sich an den realen CO₂-Schadenskosten orientiert, damit die gesteckten Klimaziele erreicht werden.

Für die diesem Konzept zugrundeliegende Wirtschaftlichkeitsrechnung wird folgender CO₂-Preisfad unterstellt (Tabelle 24).

Tabelle 37: Überblick über die zu Grunde gelegte CO₂-Preisentwicklung²²⁰

Jahr	€/t CO ₂
2020	55
2025	55
2030	125
2035	200
2040	275

²²⁰ Angepasst auf Basis: „CO₂-Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU ETS erfassten Emissionen der Industrie“ gemäß Repenning, J., Harthan, R. O., Blanck, R., Böttcher, H., Braungardt, S., Bürger, V., ... & Adam, S. (2021). Projektionsbericht 2021 für Deutschland. <https://www.bmuv.de/download/projektionsbericht-der-bundesregierung-2021> (Zugriff: 31.08.2022), S. 55, auf Basis von Vermittlungsausschuss & Öko-Institut.

Die Datenbasis für die in Tabelle 24 dargelegte Prognose bildet der im Projektionsbericht der Bundesregierung²²¹ aufgezeigte CO₂-Preisfad. Im vorliegenden Konzept wird allerdings für das Jahr 2020 ein Einstiegspreis von 55€/t CO₂ gewählt, da sich zu diesem Zeitpunkt über das EU-ETS bereits ein CO₂-Preis am Markt gebildet hat.

Im Projektionsbericht selbst wird davon ausgegangen, dass sich der CO₂-Preis ab dem Jahr 2027 am Markt bilden wird, sofern kein Preiskorridor festgelegt wird. Ab dem Jahr 2027 wird dabei ein jährlicher Anstieg von 15 €/t CO₂ nominal unterstellt – mit dem Hinweis auf eine unbekannte Regelung zum Inflationsausgleich.

5.1.5 Zukunftserwartung

Die im Rahmen dieses Konzeptes getroffenen Annahmen bezüglich von Zukunftserwartungen erfolgten nach bestem Wissen der beteiligten Unternehmen ebenfalls unter Berücksichtigung der aktuellen Studien- und Gutachtenlage.²²² Grundsätzlich folgen die vorgenommenen Kostenabschätzungen dabei folgenden Prämissen:

- Die gesamtwirtschaftliche Lage ist seit Beginn der Covid-Pandemie besonders herausfordernd und von erheblichen Unsicherheiten geprägt. Die Covid-Pandemie hat zu erheblichen **Verwerfungen der globalen Handelsströme und zu Unterbrechungen von Lieferketten** geführt. Daraus ergeben sich anhaltende und erhebliche negative Auswirkungen auch auf die Verfügbarkeit von Rohstoffen, Komponenten und Systemen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien. Auch bei der Verfügbarkeit von Baumaterialien für den Bau von Fernwärmeleitungen herrschen erhebliche Lieferengpässe. Ein Ende dieser Situation ist zum heutigen Zeitpunkt nicht abzusehen. Stattdessen zeichnen sich global derzeit ein zunehmender Protektionismus und eine De-Globalisierung mit weitreichenden Folgen für Liefer- und Wertschöpfungsketten sowie den Welthandel insgesamt ab.
- Diese Entwicklung hat umfassende Auswirkungen auf die an dieser Stelle zu Grunde gelegte Zukunftserwartung. Künftige Entwicklungen, insbesondere auf Grund von Technologiesprüngen und Skaleneffekten einerseits und Preissteigerungen u. a. durch Lieferengpässe und Nachfrageanstiege andererseits, lassen sich generell nur schwer absehen. Dennoch zeigt sich, dass im Bereich der Erzeugungsanlagen von Erneuerbaren Energien beispielsweise die Preise von PV-Modulen nach Jahrzehnten des Kostenrückgangs zuletzt u. a. in Folge der Auswirkungen der Covid-Pandemie und des Krieges in der Ukraine auf die globalen Lieferketten und die Energiepreise erheblich gestiegen sind.²²³
- Die mangelnde Materialverfügbarkeit sowie die daraus resultierenden Verzögerungen bei der Umsetzung von Projekten haben ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf die Kosten und die Wirtschaftlichkeit von Projekten. Ähnliche Herausforderungen zeichnen sich kurz-, aber auch mittel- bis langfristig bei der Verfügbarkeit von Fachkräften für die Errichtung von Erzeugungsanlagen und Fernwärmeleitungen ab.

²²¹ Repenning, J., Harthan, R. O., Blanck, R., Böttcher, H., Braungardt, S., Bürger, V., ...& Adam, S. (2021). Projektionsbericht 2021 für Deutschland. <https://www.bmu.de/download/projektionsbericht-der-bundesregierung-2021> (Zugriff: 31.08.2022).

²²² Vgl. hierzu insbesondere auch die Hinweise im Abschnitt „2.5 Wasserstoff und SNG“.

²²³ Solarserver (n. a.). Photovoltaik-Preis: PV-Spotmarkt Preisindex. <https://www.solarserver.de/photovoltaik-preis-pv-modul-preisindex/> (Zugriff: 04.05.2022).

- Der sich bereits jetzt abzeichnende **Nachfrageschub nach Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energien** dürfte sich in den kommenden Jahren v. a. durch politische Anreize weiter beschleunigen. Der zu erwartende Nachfrageanstieg dürfte zunächst zu einem Preisanstieg führen, sofern die Ausweitung der Produktionskapazitäten mit der steigenden Nachfrage nicht Schritt halten kann.
- Aus diesen Gründen wird im vorliegenden Konzept **keine weitere Kostendegression zu Grunde gelegt. Weiterhin wird kein Inflationsausgleich vorgenommen.** Die für die Kostenansätze zu Grunde gelegte Studie im Auftrag des AGFW²²⁴ geht zwar von leichten Veränderungen bei den Wärmegestehungskosten aus, allerdings ergibt sich hierbei ein relativ heterogenes Bild: Während nach Einschätzung von Hamburg Institut & Prognos (2020) die Wärmegestehungskosten 2030 im Vergleich zum Jahr 2020 etwa für Holzhackschnitzelkessel leicht steigen sollen, sollen sie bei Abwärme und Geothermie nahezu konstant bleiben und z. B. bei Großwärmepumpen tendenziell sinken.

Auch die Energiepreise haben sich insbesondere in den Jahren 2021 und 2022 extrem volatil auf einem insgesamt hohen Niveau gezeigt. Die Erdgaspreise für Haushaltskunden haben sich Anfang 2022 im Vergleich zum Durchschnitt der Jahre zuvor etwa verdoppelt.²²⁵ Die **anhaltend hohen Energiepreise, einzelnen Preisausschläge und andauernden Unsicherheiten an den Energiemärkten** wurden mit Beginn des Ukraine-Krieges um zusätzliche Versorgungsrisiken verstärkt und stellen insgesamt eine Sondersituation dar, wie sie seit Jahrzehnten nicht mehr bekannt war.

Bezüglich des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2040, dem Zielhorizont für die Sicherstellung einer (nahezu) klimaneutralen Fernwärmeversorgung gemäß ThürKlimaG, der **EE-Anteil am Bruttostromverbrauch 100%** beträgt und damit sämtliche strombasierte Wärmeerzeugung (insbes. PtH-Anlagen und elektrische Wärmepumpen) ausschließlich mit Grünstrom aus erneuerbaren Energien betrieben werden. Dieser Ansatz folgt der politischen Zielstellung der Bundesregierung gemäß EEG 2023, den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 80% bis 2030 anzuheben.²²⁶ Angesichts dieser Zielstellung und den Anforderungen im Sinne des Klimaschutzes scheint es plausibel, dass spätestens bis zum Jahr 2040 der gesamte Bruttostromverbrauch Deutschlands mittels erneuerbarer Energie gedeckt wird.

²²⁴ Hamburg Institut & Prognos (2020). Perspektive der Fernwärme. Gutachten im Auftrag des AGFW. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf (Zugriff: 31.08.2022).

²²⁵ Fishedick, M. (2022). Energieversorgungsrisiken, Energiepreiskrise und Klimaschutz erfordern gemeinsame Antworten. Wirtschaftsdienst, 102(4), 262-269. <https://doi.org/10.1007/s10273-022-3163-y>, auf Basis von Daten des BDEW.

²²⁶ § 1 Abs. 2 EEG 2023.

5.2 Investitionsmaßnahmen in 5-Jahres-Scheiben

Zur Umsetzung des aufgezeigten Maßnahmenplanes sind gemäß der durchgeführten Kostenschätzung folgende Investitionen durchzuführen. Die Einzelinvestitionen wurden hierzu thematisch geclustert und in 5-Jahresscheiben (bis 2025, 2026 bis 2030, ...) zusammengefasst.

5.2.1 HN I - Investitionsgrobplanung

Tabelle 38: Vorläufige Abschätzung der Investitionen 2025-2040

	2025	2030	2035	2040
Themencluster	in Mio. €	in Mio. €	in Mio. €	in Mio. €
Bestandsoptimierung	0,2			0
Erneuerbare Energien ...		3,9	0,6	0,5
Umfeldmaßnahmen		0,4	0,2	0
SUMME	0,2	4,3	0,8	0,5

5.2.2 HN III - Investitionsgrobplanung

Tabelle 39: Vorläufige Abschätzung der Investitionen 2025-2040

	2025	2030	2035	2040
Themencluster	in Mio. €	in Mio. €	in Mio. €	in Mio. €
Bestandsoptimierung		0	0,2	
Erneuerbare Energien ...		6,0	2,1	
Umfeldmaßnahmen		0,5	0,6	
SUMME	0	6,5	2,7	

5.3 Zu erwartende Preisentwicklung

Das einheitliche Vorgehen der kommunalen Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen bezüglich der Kosten- und Investitionsansätze sowie der Preisprojektionen ermöglicht einen Überblick über die Entwicklung der Wärmegestehungskosten bis zum Jahr 2040.

Hierzu erfolgt eine Auswertung der Wärmekonzepte, die im Rahmen der thüringenweiten Kooperation unter den beteiligten Unternehmen erarbeitet wurden.²²⁷ Sie basiert auf den innerhalb der Kooperation von den Partnerunternehmen zum Zeitpunkt der Auswertung finalisierten Planungsansätzen und für die Auswertung zur Verfügung gestellten Daten zur geplanten Transformation.²²⁸

Die thüringenweite Auswertung ermöglicht, Tendenzen hinsichtlich der zu erwartenden Transformationen, des geplanten Einsatzes von Technologien und der angestrebten Erschließung von Wärmequellen abzuleiten. Unter den getroffenen Annahmen und unter Berücksichtigung der beschriebenen Rahmenbedingungen ist von einem Preisanstieg von gut einer Verdoppelung im Durchschnitt der betrachteten Netze gegenüber dem Stand von 2020 auszugehen. Die Preisentwicklung ist dabei relativ heterogen, d. h. die zu erwartenden Preisentwicklungen und das Ausmaß der Preissteigerungen unterscheiden sich erheblich in den verschiedenen Netzen. Dies

²²⁷ Eine Übersicht über die Kooperationsunternehmen findet sich in Tabelle 1.

²²⁸ Die Zahl der ausgewerteten Netze weicht somit von der Anzahl der erstellten Wärmekonzepte ab. Die Zahl der ausgewerteten Netze wird jeweils angegeben.

dürfte durch die lokalen Begebenheiten zu begründen sein, welche die Transformationspfade und die zum Einsatz kommenden Technologien und Wärmequellen bedingen. Der Umstand, dass der Zugang zu Flächen, Wärmequellen und regenerativen Brennstoffen lokal große Unterschiede zeigt, schlägt sich auch in den zu erwartenden Preisentwicklungen nieder. Lediglich in einem der 29 betrachteten Netze ist mit einem Preisrückgang bis zum Jahr 2040 zu rechnen (Abbildung 32).

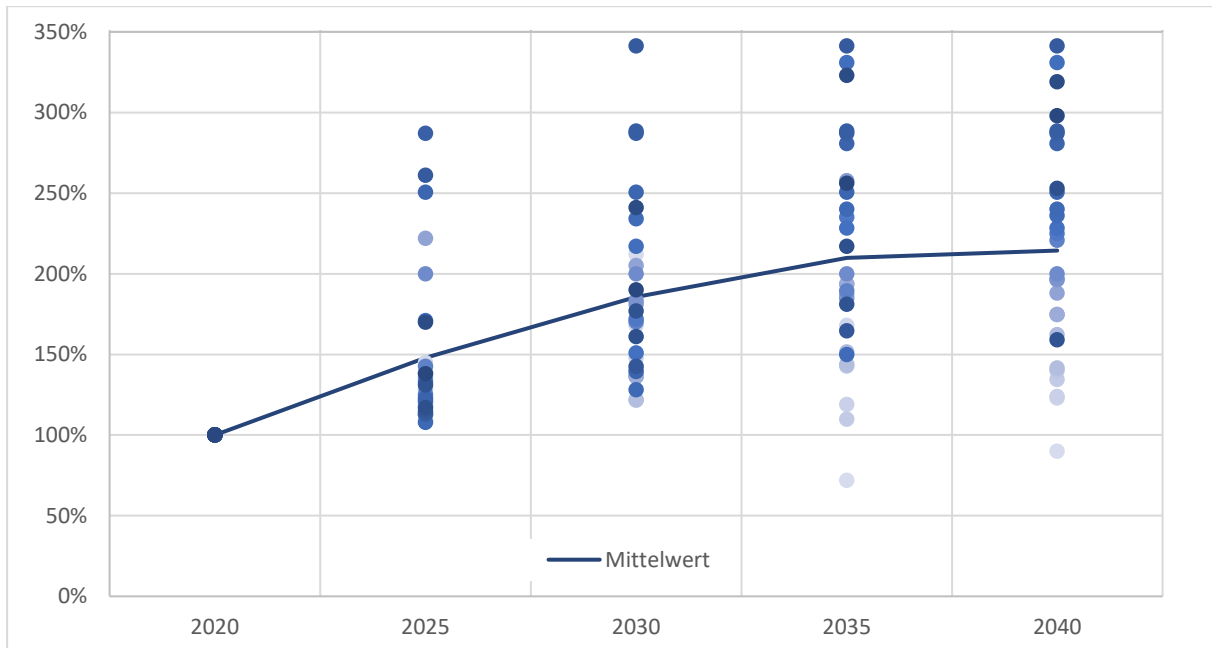


Abbildung 46: Anzunehmende, relative Preisentwicklung der Fernwärmeversorgung in Thüringen (n=29)

Zu berücksichtigen ist allerdings bei der vorliegenden Betrachtung, dass sich die dargelegten Entwicklungen in 5-Jahresscheiben auf das Referenzjahr 2020 beziehen. Die dramatische Situation an den Energiemärkten, die sich bereits im Jahr 2021 ankündigte und durch die globalen Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine weiter zugespitzt hat, spiegelt sich in den dargelegten Entwicklungspfaden daher nicht wider.

Im Vergleich zu den aktuellen Gas- und Fernwärmepreisen des Jahres 2022 ist der zu erwartende Kostenaufschlag auf die Wärmepreise im Rahmen der Transformation in einem anderen Licht zu sehen und die Wärmewende kann mit Blick auf die fossile Versorgungsabhängigkeit langfristig vielmehr entlastend wirken.

6 Die Thüringer Wärmewende

6.1 Transformation der Thüringer Fernwärmeversorgung

Eine über die Frage der Wärmegestehungskosten hinausgehende Betrachtung der thüringenweit konzeptionierten Transformation der Fernwärme zeigt die angestrebten Technologiepfade und geplante Erschließung von Wärmequellen in Thüringen bis zum Jahr 2040 (Abbildung 33).

Künftig sind die wichtigsten Erzeugungsarten/Wärmequellen in der Reihenfolge der geplanten Wärmemenge 2040 gemäß den Planungen der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen:²²⁹

- Strombasierte Anlagen
- Unvermeidbare Abwärme
- Gasbasierte Anlagen (weit überwiegend auf Basis von grünem Gas)

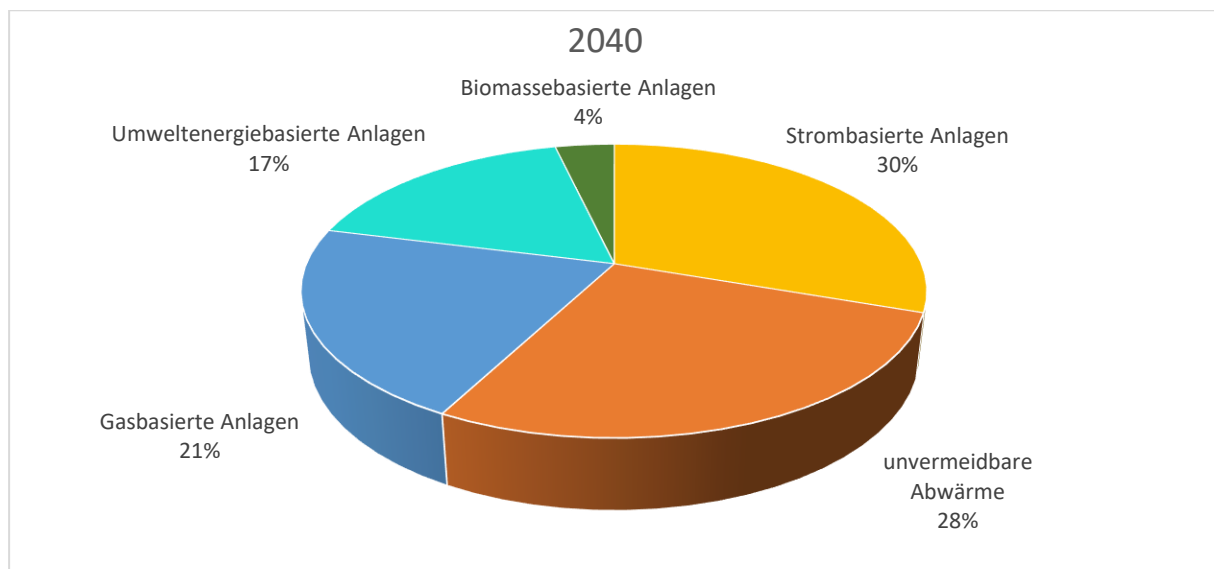


Abbildung 47: Thüringenweite Zusammensetzung der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2040 nach Wärmemenge gemäß den Planungen der Fernwärmeversorgungsunternehmen (n=31)²³⁰

Im Detail bedeutet dies für die einzelnen Anlagentypen:

Gasbasierte Anlagen

Aktuell ist die Fernwärmeversorgung in Thüringen weit überwiegend gasbasiert (Abbildung 2, Abbildung 38). Fossiles Erdgas, das in KWK-Anlagen oder in Gaskesseln zum Einsatz kommt, ist die wichtigste Säule der Wärmeerzeugung im Referenzjahr 2020. Eine thüringenweite Auswertung

²²⁹ Gemäß den Angaben der beteiligten Fernwärmeversorgungsunternehmen (vgl. Tabelle 1), welche die Konzeptdaten ihrer Wärmenetze für eine Auswertung zur Verfügung gestellt haben, Anzahl der Netze: n=31.

²³⁰ Jeweils Anteile an den Wärmemengen; strombasierte Anlagen umfassen Wärmepumpe Luft, Wärmepumpe Erdreich Kollektor, Wärmepumpe Erdreich Sonde, Wärmepumpe Gewässer, Elektrodenkessel; gasbasierte Anlagen umfassen Gaskessel und KWK, zum Einsatz kommen Erdgas, Wasserstoff, Biogas; umweltenergiebasierte Anlagen umfassen Solarthermie und Geothermie ohne Wärmepumpe.

der konzeptionierten Transformation der Fernwärme zeigt, dass diese Relevanz von gasbasierten Anlagen deutlich zurückgehen wird. Bis zum Jahr 2030 ist von einer Halbierung der mittels gasbasierter Anlagen erzeugten Wärmemenge auszugehen. Bis 2040 wird die durch KWK erzeugte Wärmemenge voraussichtlich auf etwa ein Viertel des Status quo zurückgehen (Abbildung 34).

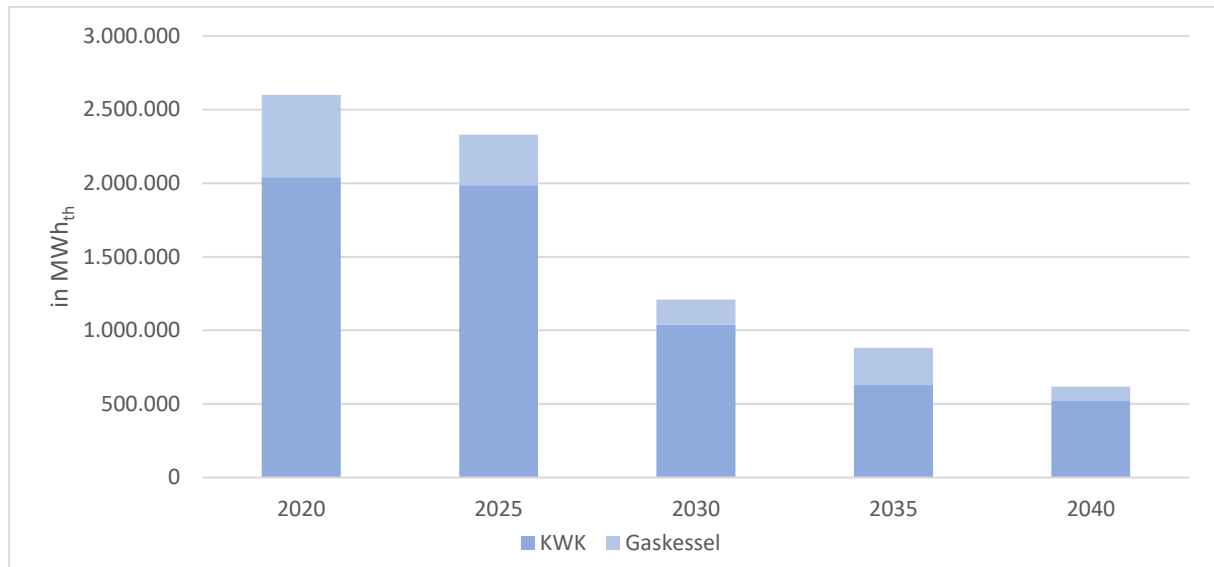


Abbildung 48: Entwicklung der Relevanz gasbasierter Anlagen, nach Wärmemenge (n=31)

Gleichzeitig werden grüne Gase, d. h. grüner Wasserstoff und Biogas, fossiles Erdgas weitreichend substituieren. Der Einsatz von Wasserstoff beginnt voraussichtlich bereits ab 2025, bei einer größeren Zahl an Fernwärmeversorgungsunternehmen kommt Wasserstoff bis Mitte der 2030er Jahre zum Einsatz. Biogas wird ebenfalls einen Beitrag zur Dekarbonisierung der gasbasierten Anlagen leisten und insbesondere 2040 dazu beitragen, etwaige Restemissionen gasbasierter Anlagen in einzelnen Netzen zu reduzieren (Abbildung 35).

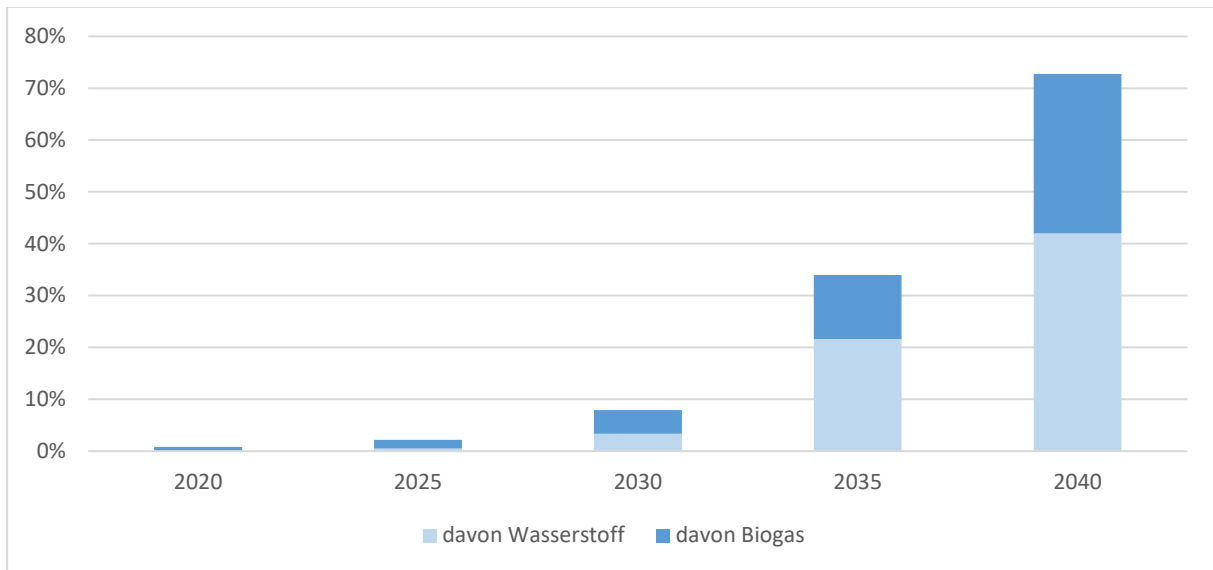


Abbildung 49: Hochlauf grüner Gase gemäß ihrem Anteil an der Wärmemenge von gasbasierten Anlagen (n=31)

Strombasierte Anlagen

Strombasierte Anlagen, d. h. Wärmepumpen mit unterschiedlichen Wärmequellen sowie Elektrodenkessel werden zur wichtigsten Technologie der Wärmewende der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen aufsteigen und bis 2040 einen großen Teil der Wärmeerzeugung leisten. Insbesondere Elektrodenkessel und Wärmepumpen, welche die Wärme aus Gewässern nutzbar machen, kommen eine große Bedeutung bei der Transformation zu und nehmen in den Planungen die Rolle als wichtigste strombasierte Technologien ein (Abbildung 36).

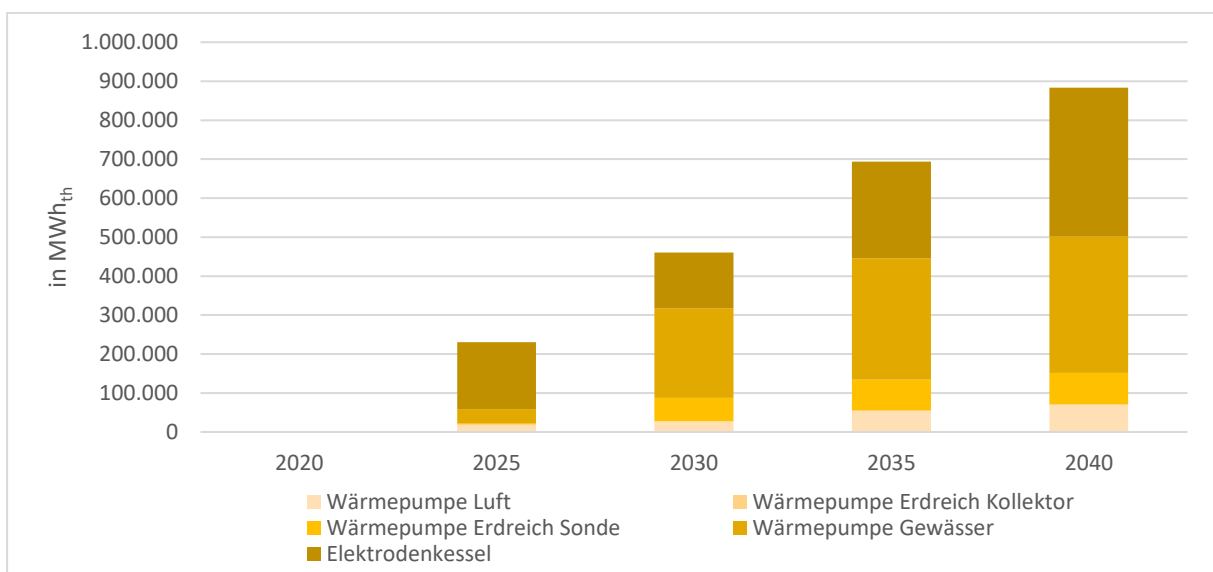


Abbildung 50: Angestrebter Hochlauf strombasierter Wärmeerzeugung (n=31)

Durch den massiven Ausbau an Wärmepumpen und Elektrodenkesseln wird der Strombedarf für die Fernwärmeerzeugung erheblich ansteigen. Da der Betrieb strombasierter Wärmeerzeuger für eine grüne Fernwärmeversorgung auch den Einsatz von Grünstrom erfordert, bedeutet dies einen entsprechend noch dringlicheren Ausbaubedarf von EE-Erzeugungskapazitäten und deren saisonaler Speicherung.

Biomassebasierte Anlagen

Feste Biomasse ist nur begrenzt verfügbar und bedarf einer nachhaltigen Nutzung (vgl. Abschnitt 2.7). Dieser Anforderung trägt auch die geplante Nutzung im Rahmen der Transformationspläne der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen erkennbar Rechnung. Zwar soll feste Biomasse bis zum Jahr 2040 in knapp einem Viertel der betrachteten Fernwärmenetze zur Wärmeerzeugung zum Einsatz kommen und damit partiell einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Allerdings beträgt die angestrebte Wärmemenge auf Basis der Nutzung von fester Biomasse bis zum Jahr 2040 nach Angaben der Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen nur etwa 4 % der gesamten Wärmemenge.

Biomassebasierte Anlagen werden damit voraussichtlich eine relativ geringe Bedeutung erhalten und die Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen sind bei den Planungen hinsichtlich des Einsatzes von fester Biomasse – im Gegensatz zum Einsatz von Biogas - eher zurückhaltend.

Umweltenergiebasierte Anlagen

Umweltenergiebasierte Anlagen umfassen die Solarthermie und die Tiefengeothermie.

Solarthermie-Anlagen sollen in Thüringen bereits ab 2025 deutlich zugebaut werden und bis zum Jahr 2040 in gut 61 % der betrachteten Netze zur Wärmeversorgung beitragen. Die Bedeutung von Solarthermie wird demnach für die Mehrheit der Netze als hoch eingeschätzt. Auch hinsichtlich der erzielten Wärmemengen kann Solarthermie in diesen Netzen einen relevanten Beitrag leisten, der aber im Vergleich zu den anderen grünen Wärmelösungen dennoch begrenzt ist (Abbildung 37).

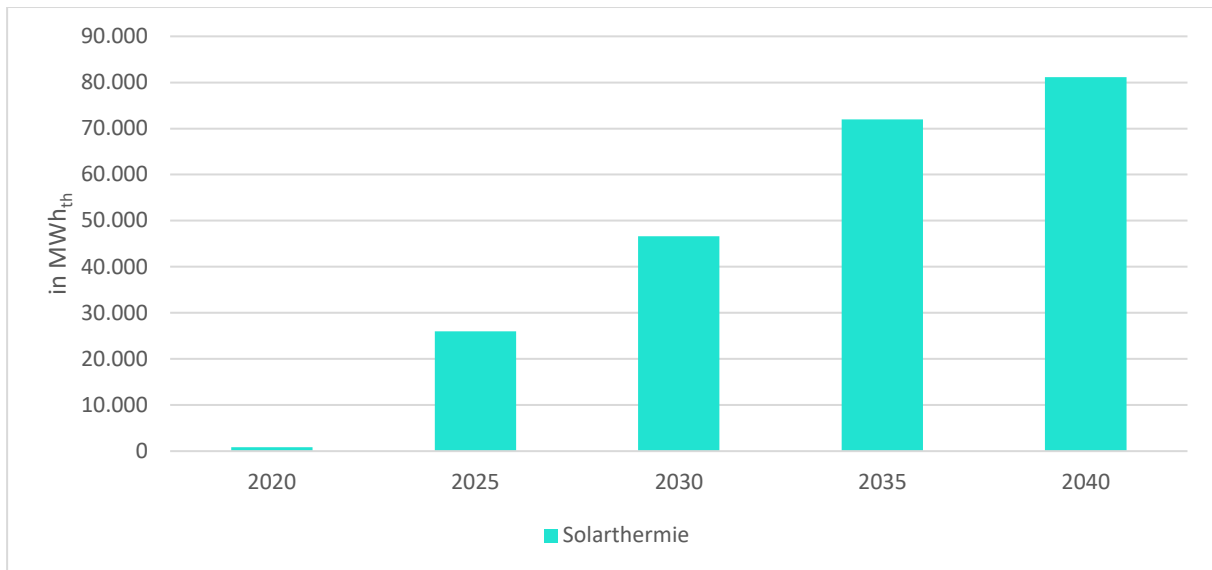


Abbildung 51: Angestrebte Entwicklung der Solarthermie (n=31)

In einem Netz soll Tiefengeothermie zur Wärmeversorgung einen ganz erheblichen Beitrag leisten; insgesamt sind die Fernwärmeversorgungsunternehmen in Thüringen bei ihren Planungen zur Nutzung von Tiefengeothermie derzeit jedoch zurückhaltend.

Unvermeidbare Abwärme

Unvermeidbare Abwärme soll in gut 19 % der Netze genutzt werden. Hinsichtlich der Wärmemenge ist die Bedeutung von unvermeidbarer Abwärme noch deutlich größer. Die Wärmemengen sind – sofern die Begebenheiten vor Ort günstig sind – erheblich und machen die Nutzung unvermeidbarer Abwärme bis 2040 zur zweitwichtigsten Wärmequelle hinter strombasierten Anlagen.

Fazit:

Eine thüringenweite Betrachtung der Transformation der Fernwärmeversorgung hin zu klimaneutraler Wärme zeigt umfassende Veränderungen im Rahmen der anstehenden Dekarbonisierung (Abbildung 38).

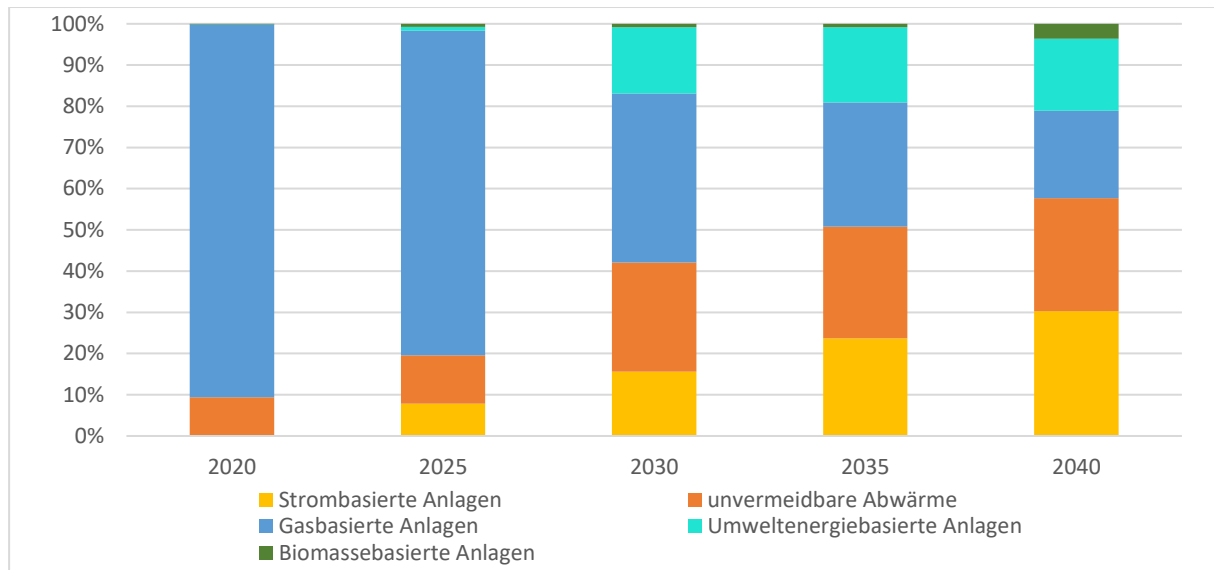


Abbildung 52: Geplante Transformation der Thüringer Fernwärmeversorgung bis 2040 gemäß den Anteilen an der Wärmemenge (n=31)²³¹

Deutlich wird dabei:

- **Die Wärmeerzeugung wird diversifizierter**
Aus der bislang stark auf fossilem Erdgas basierender Wärmeerzeugung wird eine Fernwärme, die sich aus einer Vielzahl an Technologien und erneuerbaren Wärmequellen speist. Unterschiedliche Quellen grüner Wärme werden erschlossen, um die Dekarbonisierung der Fernwärme in Thüringen zu erreichen.
- **Die Wärmeerzeugung wird vor allem strombasiert sein**
Wärmepumpen und Elektrodenkessel werden zur wichtigsten Technologie für die Erzeugung von grüner Fernwärme. Der Bedarf an EE-Strom wird folglich deutlich steigen.
- **Gas wird weniger genutzt – und damit sinkt auch die gasbasierte Stromerzeugung mittels KWK**
Die Bedeutung gasbasierter Anlagen wird deutlich zurückgehen, was auch bedeutet, dass die Stromerzeugung mittels KWK erheblich sinken wird. Dennoch werden gasbasierte Anlagen weiterhin einen wichtigen Beitrag zur Wärmeerzeugung leisten.
- **Wasserstoff und Biogas werden zu einer wichtigen Säule der Wärmewende**
Grüner Wasserstoff und Biogas werden Erdgas sukzessive substituieren, und das bereits zeitnah.
- **Es gibt keinen Goldstandard für die Wärmewende**
Die Dekarbonisierung der Fernwärme findet vor Ort statt und erfordert netzspezifische Lösungen, um lokale Begebenheiten hinsichtlich der Wärmeerzeugung und Anforderungen hinsichtlich des Wärmeabsatzes zu berücksichtigen. Dabei sind sämtliche

²³¹ Jeweils Anteile an den Wärmemengen; strombasierte Anlagen umfassen Wärmepumpe Luft, Wärmepumpe Erdreich Kollektor, Wärmepumpe Erdreich Sonde, Wärmepumpe Gewässer, Elektrodenkessel; gasbasierte Anlagen umfassen Gaskessel und KWK, zum Einsatz kommen Erdgas, Wasserstoff, Biogas; umweltenergiebasierte Anlagen umfassen Solarthermie und Geothermie ohne Wärmepumpe.

erneuerbaren Potenziale nachhaltig zu nutzen, um das Ziel einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung zu erreichen.

6.2 Erforderliche politische Rahmenbedingungen

Kommunale Stadtwerke und regionale Energieversorger sind heute Daseinsfürsorger und werden maßgeblich die Energiewende vor Ort gestalten

Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat einen Epochenbruch eingeleitet. Die Versorgung mit und Beschaffung von günstiger fossiler Energie ist für Deutschland nicht mehr selbstverständlich gewährleistet. In den kommenden Jahren und Jahrzehnten wird diese Energiebeschaffung voraussichtlich verstärkt auf dem Gebiet der EU und der Bundesrepublik selbst stattfinden müssen, statt wie vordem die Frage der günstigen Energiebeschaffung ins Ausland auszulagern. Die Thüringer kommunalen Stadtwerke und regionalen Energieversorger können und müssen diese frei gewordene Rolle des Energiebeschaffers unverzüglich annehmen und danach handeln. Ein wesentlicher Bestandteil wird die Stromerzeugung durch erneuerbare Energie-Anlagen im Freistaat sein und in der Wärme das Hebeln dieses Stroms über Wärmepumpen um den Faktor zwei bis vier.

Das Vorhandensein von EE-Anlagen und damit die Zugriffsmöglichkeit auf erneuerbare Energien wird sich für Unternehmen sowohl aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen als auch aufgrund von Preisvorteilen zu einem Standortvorteil für Thüringen entwickeln. Die damit verbundene lokale Wertschöpfung auch in Zusammenarbeit mit nicht-kommunalen Unternehmen vor Ort ist immens und sichert damit Energieverfügbarkeit, Versorgungsstabilität, Wirtschaftswachstum, und schafft Arbeitsplätze und Lebensqualität.

Verbleibendes Zeitfenster für die Wärmewende nutzen

Bei einer ganzheitlichen Betrachtung zur Entwicklung des Freistaates Thüringen ist ein Entgegenwirken von demographischen Entwicklungen, durch Förderungen von Städten und Gemeinden, sowie eine Nutzung des bestehenden Flächenpotenzials als energetischer Standortvorteil erforderlich. Die für eine nachhaltig erfolgreiche Transformation zur Verfügung stehende Zeitspanne wird maßgeblich durch das verbleibende CO₂-Budget sowie die verbleibende produktive Lebensarbeitszeit der Generation der *baby boomer* determiniert, wie durch den anhaltenden Fachkräftemangel deutlich wird. Wie die globalen ökologischen, ökonomischen und politische Dynamiken auf unser Land wirken, hängt wesentlich von unserem zeitnahen Tun oder Unterlassen ab. Zum heutigen Zeitpunkt hat Thüringen alle Voraussetzungen, innerhalb einer Dekade in der Strom- und Wärmeerzeugung weitgehende Unabhängigkeit zu erreichen, temporär Strom auch zu exportieren und ebenso Restbedarf aus der 50 Hz-Regelzone beziehen zu können. Die Risiken adressierend und die Chancen nutzend, wird es möglich, die Spielregeln und Freiheitsgrade der Thüringer Bevölkerung lebenswert und aussichtsreich zu prägen.

Grüne Fernwärme erfordert die Nutzung und Koppelung einer Vielzahl von grünen Technologien und Wärmequellen

Mehr als die Hälfte der Endenergie wird derzeit in Deutschland für die Erzeugung von Wärme verwendet. In Thüringen basiert die Wärmeerzeugung überwiegend auf der Verbrennung von Erdgas. Technisch kann vor allem die Nutzung von Strom aus Windenergie, Solarenergie und Biogas sowie die Nutzung von Tiefengeothermie und Biomasse den Einsatz von Erdgas in der Fernwärme ersetzen. Wirtschaftlich akzeptabel wird der Ersatz dann, wenn leistungsfähige Wärmepumpen Strom aus Erneuerbaren Energien nutzen und (saisonale) Großwärmespeicher die volatile Verfügbarkeit des EE-Stroms ausgleichen. Zusätzlich sollten Elektrodenkessel dann zum Einsatz kommen, wenn andernfalls EE-Anlagen zur Sicherung der Strom-Netzstabilität abgeregelt werden müssten, ihr Einsatz technologisch bedingt erforderlich wird (Prozesswärme) oder wenn sie über eigene EE-Stromerzeuger (Windkraft, PV) gespeist werden können.

Grüne Wärme benötigt grünen Wasserstoff – insbesondere für den Spitzenlastfall

Leistungsfähige Elektrolyseure, die in Thüringen erzeugten Strom aus Erneuerbaren Energien verwenden, sollten künftig grünen Wasserstoff (unter Nutzung der Abwärme zur Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades) erzeugen, um Erdgas zu ersetzen und insbesondere in Spitzenbedarfszeiten (z. B. morgens/abends) und -phasen (z. B. kalte Dunkelflaute) KWK-Strom zu erzeugen. Die regionalen Wasserstoffherzeugungspotenziale in Thüringen, zusätzlich zu etwaigen Importen, sind dringend zu fördern, um zügig erschlossen zu werden. Hierfür sind enorme, aber leistbare Anstrengungen hinsichtlich Produktion, Transport und Verteilung sowie Anwendung von grünem Wasserstoff notwendig. In der kommunalen Wärmeerzeugung wird Wasserstoff dennoch Erdgas voraussichtlich nicht vollständig ersetzen können. Ihm kommt jedoch die wichtige und herausfordernde Rolle der Spitzenlastdeckung zu. Wer also grüne Wärme fordert, muss den Aufbau regionaler H₂-Infrastrukturen fördern sowie eine Anbindung an eine überregionale Wasserstofftransportinfrastruktur mit entsprechenden Speichern und die Transformation der Gasverteilernetze hin zu Wasserstoffnetzen politisch sicherstellen.

Solar- und Geothermie können einen wichtigen Beitrag leisten – wenn die Rahmenbedingungen geschaffen werden

Solarthermie, mit und ohne Kombination mit saisonalen Wärmespeichern, wird eine wichtige Ergänzung unter günstigen Flächenvoraussetzungen in räumlicher Nähe zu den Wärmenetzen sein. Geeignete Freiflächen müssen priorisiert für Solarthermie- bzw. PV-Anlagen bereitgestellt werden.

Geothermie, und im Speziellen die Tiefengeothermie, kann gebietsabhängig eine ertragsreiche Option in Thüringen sein. Für die Erschließung der Potenziale der Tiefengeothermie bedarf es einer zügigen und umfassenden Sichtung von noch zu DDR-Zeiten zur Kohlenwasserstoffsuche geschossener Seismik-Daten sowie deren Digitalisierung und Reprozessierung mit den Möglichkeiten moderner Datenverarbeitung. Anschließend ist eine systematische geophysikalische Neubewertung zur Erkundung und ggf. Hebung geothermischer Potentiale in Thüringen durchzuführen. Dies sind notwendige Vorleistungen, um die Chancen zu erhöhen und Risiken zu minimieren für investitionsintensive Erkundungsbohren in großer Tiefe, die im Erfolgsfall für operative tiefengeothermische Bohrungen genutzt werden können. In diesem Fall

wird damit eine grundlastfähige, stabile, langfristige, unabhängige und zugleich preisstabile erneuerbare Wärmequelle erschlossen.

Grüne Fernwärme ohne Vervielfachung des EE-Ausbaus in Thüringen nicht erreichbar

Überwiegend wird der Ersatz von Primärenergie dennoch durch Strom aus erneuerbaren Energien für Wärmepumpen erfolgen müssen. Die Überwindung vorhandener Restriktionen und Widerstände ist also für eine signifikante Beschleunigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere durch PV- und Windkraftanlagen, erfolgsentscheidend, auch für eine erfolgreiche Wärmewende.

Massiver Windkraftausbau hat überragendes öffentliches Interesse

Der Ist-Zustand zeigt, dass in Thüringen der Versuch des Ausweisens von vier Windvorranggebieten zur Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie gescheitert ist. Strom aus Windkraftanlagen wird jedoch gebraucht, um den im Winter notwendigen Strom für die Wärmeerzeugung bereitzustellen, weil windreiche Tage und Gradtagszahlen eine hohe Korrelation aufweisen. Zudem liegt die Verfügbarkeit von Windkraftanlagen etwa beim Dreifachen im Vergleich zu PV-Anlagen. Daher können nur mit der Kombination von Windkraftanlagen und elektrischen Wärmepumpen Stromfehlmengen mittels Wärmespeicher und Wasserstoff-KWK ausgeglichen werden. Bezahlbare grüne Fern- und Nahwärme in Thüringen bleibt ohne Vervielfachung des Bestandes an Windkraftanlagen im Freistaat unmöglich. Wird dieser ambitionierte Windkraft-Ausbau nicht schleunigst erreicht, sind die eingereichten Wärmenetzstrategien gemäß § 8 Abs. 5 ThürKlimaG mehrheitlich nicht wirtschaftlich und sozialverträglich umsetzbar. Ohne umfassendes *Repowering* und eine Vervielfachung des Ausbaus der Windkraft in Thüringen wird zudem auch die Sektorenkopplung mit Transport und Verkehr nicht realisierbar sein.

Der Freistaat muss handeln für eine erfolgreiche Wärmewende

Aus dieser Kausalkette leitet die Thüringer Energiewirtschaft folgende Voraussetzungen für die Umsetzbarkeit des Thüringer Klimagesetzes ab:

- Genehmigungsverfahren sowohl für die Errichtung von Windkraftanlagen als auch für den Stromnetzausbau sind zu vereinfachen und zu beschleunigen.
- Mit § 2 EEG 2023 wird anerkannt, dass der EE-Ausbau im öffentlichen Interesse und im Interesse der öffentlichen Sicherheit ist. Damit sind Windvorranggebiete obsolet. Akzeptanzfördernde Maßnahmen sind zudem pauschalen Abstandsregelungen für Windkraftanlagen vorzuziehen.
- Betreiber von Windkraftanlagen sollten betroffene Anrainer mit preiswerter grüner Nahwärme versorgen und Sektorenkopplung hinsichtlich der Elektromobilität vorantreiben. Diese Kompensation ermöglicht es, eventuelle Abstandsregelungen eng zu fassen (determinierter „prohibitiver Abstand“) und zu flexibilisieren (individuell zu verhandelnder „betroffener Abstand“).

- Die Umsetzung kommunaler Wärmeplanung ist zu beschleunigen. Die Akzeptanz von Windkraftanlagen und Flächennutzung für EE-Erzeugungsanlagen vor Ort ist durch Partizipationsmöglichkeiten zu steigern. Die ThürBO ist im Sinne der Förderung von Wärmenetzen zu ertüchtigen. Mitwirkungspflichten für bestehende und zukünftige Anschlussnehmer in der Wärme sowie Betreiber von haustechnischen Anlagen sind entsprechend der Zielstellung einer Senkung von Netzverlusten, Pumpstrom und Temperaturniveaus auszugestalten. Die Unterstützung der Kommunen seitens der ThEGA und LEG kann diese Transformation begleiten.
- Pachtentgelte für Standorte von Windkraftanlagen sind zu begrenzen. Im Einzelfall müssen Zugänglichkeiten zu Standorten und Flächen im Sinne des überragenden öffentlichen Interesses am Ausbau der erneuerbaren Energien zum Wohle der Allgemeinheit auch durchgesetzt werden.
- Thüringer Energieversorgern ist, wenn möglich beschleunigt, ein *local content*-Anteil und Vorkaufsrecht bei allen Windkraftanlagen-Ausbauten einzuräumen, um eine nachhaltige Nutzung der EE-Potenziale im Interesse der Thüringer Bevölkerung und Wirtschaft sicherzustellen. Der individuelle Anteil wird abgeleitet aus der Versorgungsaufgabe. Die WKT Windkraft Thüringen GmbH Co KG, an der bereits 14 Thüringer Energieversorger beteiligt sind, kann ein geeigneter Nukleus für eine *local content*-Umsetzung sein.
- Die Thüringer Energieversorger haben in ihrer Doppelrolle als Infrastrukturdienstleister und Finanzierungsquelle kommunaler sonstiger Daseinsvorsorge durch Vollausschüttung nicht die notwendige Eigenkapitalausstattung für den zusätzlich notwendigen EE-Ausbau. Soll dieser nicht weiterhin fremdbestimmt erfolgen, sollte die Thüringer Aufbaubank nachrangige Darlehen vergeben dürfen. Ein Zuschuss wird nicht immer notwendig sein, da der Ausbau von erneuerbaren Energien in der Mehrheit rentabel ist. Für die Dauer der Bauphase aber ist dieses Darlehen zinslos zu stellen, um die eigenkapitalersetzende Wirkung zu entfalten. Alternative bzw. ergänzende Instrumente wie Bürgschaften sind im Zusammenspiel von Finanzministerium und Thüringer Aufbaubank ebenfalls zu prüfen.
- Im Lichte der Förderkulisse müssen die Förderprogramme weiter verbessert werden. Das BEW-Programm ist bereits ein großer, aber noch nicht ausreichender Schritt. Im Besonderen müssen De-Minimis-Regelungen fallen: Die Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung bedarf Anstrengungen von Energieversorgern aller Größen. Bisher konnten Energieversorgungsunternehmen, die größer als KMUs und kleiner als die großen Verteilnetzbetreiber sind, kaum von Förderprogrammen profitieren. Die anstehenden Großprojekte werden allerdings weder von KMUs (Ingenieurbüro) stemmbar sein, noch haben die großen Energieversorger den detaillierten Einblick in die Lage vor Ort.
- Um die flächendeckende Kopplung der Sektoren Wärme, Strom und Verkehr gleichzeitig voranzutreiben, sind standardisierte Genehmigungsverfahren und -kriterien von Elektrolyse-Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff zeitnah mit den zugelassenen Überwachungsstellen und dem TLUBN zu erarbeiten. Die Thüringer Energieversorger unterstützen hierbei und binden zugleich die Expertise der Branchenverbände DVGW, AGFW, BDEW mit ein.
- Die Thüringer Staatskanzlei stimmt sich mit TMUEN, TMW, TMIL und TMF ab, koordiniert TLUBN, LVA, ThEGA, TLBV, LEG und Thüringer Aufbaubank zu einer schlagkräftigen, ineinandergreifenden Administration mit klarer Aufgabenteilung um das überragende öffentliche Interesse zum Bau von Windkraftanlagen fokussiert, schnell und rechtssicher

durchzusetzen. Die Thüringer Energiewirtschaft steht bereit, diesen Prozess in einem entsprechenden Format aktiv mitzugestalten.

- Thüringen wird als Prosumer Wasserstoff sowohl im- als auch exportieren können und müssen. „Es werde Wasserstoff“ reicht nicht aus, grüner Wasserstoff muss in großen Teilen aus regionalem Strom erzeugt werden, da national andere Branchen (Petrochemie, Erzverhüttung, Zementindustrie, Schwerlastverkehr und *Synfuel* für Flug- und Schiffsverkehr) vorrangig berücksichtigt werden. Daher ist eine frühzeitige Anbindung an das nationale Wasserstoffnetz als Besicherung und Speicherung sinnvoll und notwendig.
- Rechtlicher Handlungsbedarf auf Bundesebene ist über den Bundesrat anzugehen. Auch die Parteien sind gefragt, als erfolgsförderlich erkannte Gesetzesinitiativen bundesweit zu vermitteln, ebenso wie dies die Thüringer Energiewirtschaft über ihre Verbände einbringt.