



Konzept „Klimaneutrales Wärmenetz 2040“

Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH

Eisenach, den 24.10.2022

Konzept:

„Klimaneutrales Wärmenetz 2040“

Auftraggeber:

Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH

An der Feuerwache 4

99817 Eisenach

Ansprechpartner Auftraggeber:

Frau Christiane Dörte Sperling

Geschäftsführerin evb

An der Feuerwache 4

99817 Eisenach

Tel.: 03691 682-0

Mail: christiane.sperling@evb-energy.de

Verfasser:

TWS Thüringer Wärme Service GmbH

Breitscheidstr. 160

07407 Rudolstadt

Ansprechpartner Verfasser:

Herr Tobias Raddau

Fachgebietsleiter Vertrieb Wärme/ dezentrale KWK

Schwerborner Straße 30

99097 Erfurt

Tel.: 0361 652-2961

Mail: tobias.raddau@twS-waerme.de

Mitwirkende/Unterstützer

Frau Silke Kreißler – Geschäftsführerin, ENG

Frau Monique Schlegel – Leiterin Markt, evb

Herr Jürgen Zimmer – Fachgebietsleiter Gas/Wärme, ENG

Herr Nico Damm, Projektingenieur, TWS

N.N. Mitarbeiter, Tilia GmbH

NN Mitglieder der thüringenweiten Kooperation

Vorbemerkung

Im Dezember 2018 hat der Landtag des Freistaates Thüringen das Thüringer Klimagesetz verabschiedet. Ziel des Gesetzes war es bereits im Jahr 2018, Klimaschutz und Klimaanpassung miteinander zu vereinen und die Treibhausgasemissionen schrittweise bis 2050 um bis zu 95 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu senken. Im Thüringer Klimagesetz ist der Sektor Wärme als ein wesentlicher Baustein, „Hidden Champion“, zur Erreichung der Thüringer Klimaschutzziele identifiziert worden. Damit es gelingt, die Treibhausgasemissionen auch in der Versorgung mit Wärme elementar zu senken, wurde im § 8 Abs. 5 des Thüringer Klimagesetzes festgelegt, dass alle Thüringer Fernwärmeversorgungsunternehmen bis zum 29.12.2022 ein Konzept zur Erreichung der Treibhausgasminderung bis zum Jahr 2040 zu erstellen und dem Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz einzureichen haben.

Im Jahr 2021 hat der Bundestag mit der Novellierung des Klimaschutzgesetzes für die Sektoren Energie, Industrie, Verkehr und Gebäude die Reduktion mit dem Ziel einer bundesweiten Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 wesentlich angepasst.

In dem vorliegenden Konzept handelt es sich um einen theoretisch möglichen Umsetzungspfad zur Erreichung einer nahezu klimaneutralen Fernwärmeversorgung bis 2040. Die Betrachtung erfolgt im ersten Schritt rein unter Beachtung der technischen Optionen und der wirtschaftlichen Auswirkungen der Umstellung auf regenerative Energieträger.

Das vorliegende Konzept basiert unter anderem 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

Kooperationsmitglieder

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
Wärmegesellschaft Bad Lobenstein mbH

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 wurden individuell durch evb, ENG, TWS und Tila erarbeitet. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Abschnitt 6) erfolgte ebenfalls individuell auf Basis der Projekterfahrungen der beteiligten Verfasser.

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

Executive Summary

Das vorliegende Konzept skizziert den Transformationspfad der Fernwärmeversorgung der Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH (evb) hin zu einer nahezu treibhausgasneutralen Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2040. Ausgehend von der Aufnahme des Status quo der Fernwärmeversorgung der evb 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. Dabei wird belegt, dass die Potenziale der Nutzung von Abwasserwärme aus dem Kanalnetz des Trink- und Abwasser-Verband Eisenach – Erbstromtal (TAVEE), von Biomasse aus dem kommunalen Stadtforst sowie von Solarthermie und oberflächennahe Erdwärme als Wärmequelle für Wärmepumpenlösungen im Versorgungsgebiet wesentlich sind. Diese erneuerbaren Energien können daher einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung im Stadtgebiet leisten.

Der konkrete Umsetzungspfad zur Erreichung einer nahezu klimaneutralen Fernwärmeversorgung bis 2040 sieht insbesondere für das Versorgungsgebiet Eisenach eine innovative Kraftwärme-Kopplungslösung (iKWK), basierend auf einer Wärmepumpenanlage gespeist mit Abwasserwärme vor. Die vollständige Deckung des Wärmebedarfes aus Umweltenergien erscheint betriebswirtschaftlich sowie aus Mangel an verfügbaren Flächenpotentialen nicht sinnvoll. Zur vollständigen Erreichung der Zielvorgabe im Bereich der Treibhausgasminderung erscheint deshalb ab dem Jahr 2040 der Einsatz von grünem Wasserstoff notwendig.

Die Transformationspfade für die zwei Satellitennetze Stedtfeld und Petersberg sehen als Basis und zur Grundlastabdeckung eine Wärmepumpenlösungen basierend auf Abwasserwärme (Stedtfeld) sowie einen Holzhackschnitzelkessel ergänzt um eine Solarthermieanlage (Petersberg) vor. In Summe sind für die dargestellte Transformation aller drei Wärmenetze Investitionskosten in Höhe von mindestens 23 Mio. Euro zu veranschlagen. Die Kostenschätzung beinhaltet alle Kosten rund um die Errichtung der Erzeugungsanlagen, exklusive Grundstücks- und Flächenkäufe.

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Zielsetzung sind v. a. die Klärung und die rechtliche Bewertung des Sachverhaltes zur Fernwärmeverdrängung durch eine neue iKWK-Anlage sowie die Sicherung von identifizierten Flächen essentiell.

Darüber hinaus sind ein ambitionierterer Ausbau der erneuerbaren Energien sowie anreizkompatiblere CO₂-Preise von elementarer Bedeutung. Hierfür sind entsprechende politische Rahmenbedingungen, die diesen Transformationsprozess ermöglichen, ein entscheidender Erfolgsfaktor.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund	18
2	Grundlagen der erneuerbaren Fernwärmetechniken	20
2.1	Überblick über klimaneutrale und erneuerbare Wärmequellen.....	20
2.2	Oberflächennahe Geothermie	22
2.2.1	Zusammenfassung	22
2.2.2	Kurzüberblick.....	22
2.2.3	Potenziale im Wärmesektor	23
2.2.4	Anlagentechnik	26
2.2.5	Referenzprojekte	28
2.2.6	Situation in Thüringen.....	31
2.3	Tiefe Geothermie	34
2.3.1	Zusammenfassung	34
2.3.2	Kurzüberblick.....	35
2.3.3	Potenziale im Wärmesektor	38
2.3.4	Anlagentechnik	39
2.3.5	Referenzprojekte	43
2.3.6	Situation in Thüringen.....	48
2.3.7	Leitfaden.....	53
2.4	Solarthermie	59
2.4.1	Zusammenfassung	59
2.4.2	Kurzüberblick.....	59
2.4.3	Potenziale im Wärmesektor	64
2.4.4	Anlagentechnik	68
2.4.5	Referenzprojekte	73
2.4.6	Situation in Thüringen.....	75
2.4.7	Leitfaden.....	78
2.5	Wasserstoff und SNG	82
2.5.1	Zusammenfassung	82
2.5.2	Kurzüberblick.....	82
2.5.3	Potenziale im Wärmesektor	84

2.5.4	Anlagentechnik	86
2.5.5	Referenzprojekte	88
2.5.6	Situation in Thüringen.....	90
2.5.7	Leitfaden.....	92
2.6	Biogas	98
2.6.1	Zusammenfassung	98
2.6.2	Kurzüberblick.....	98
2.6.3	Potenziale im Wärmesektor	99
2.6.4	Anlagentechnik	103
2.6.5	Referenzprojekte	108
2.7	Feste Biomasse	109
2.7.1	Zusammenfassung	109
2.7.2	Kurzüberblick.....	109
2.7.3	Potenziale im Wärmesektor	110
2.7.4	Anlagentechnik	112
2.7.5	Referenzprojekte	113
2.7.6	Situation in Thüringen.....	114
2.7.7	Leitfaden.....	116
2.8	Abwärme	117
2.8.1	Zusammenfassung	117
2.8.2	Kurzüberblick.....	117
2.8.3	Potenziale im Wärmesektor	119
2.8.4	Anlagentechnik	120
2.8.5	Referenzprojekte	121
2.8.6	Situation in Thüringen.....	122
2.8.7	Leitfaden.....	125
2.9	Power-to-Heat.....	126
2.9.1	Zusammenfassung	126
2.9.2	Kurzüberblick.....	126
2.9.3	Potenziale im Wärmesektor	127
2.9.4	Anlagentechnik	129
2.9.5	Referenzprojekte	129

2.9.6	Situation in Thüringen.....	131
2.9.7	Leitfaden.....	132
2.10	Wärmepumpe	133
2.10.1	Zusammenfassung	133
2.10.2	Kurzüberblick.....	133
2.10.3	Potenziale im Wärmesektor	134
2.10.4	Anlagentechnik	135
2.10.5	Referenzprojekte	139
2.10.6	Situation in Thüringen.....	141
2.10.7	Leitfaden.....	141
2.11	Maßnahmen in den Fernwärmenetzen.....	142
3	Status Quo der Fernwärmeversorgung in Eisenach	144
3.1	Zusammenfassung/Übersicht	144
3.1.1	Fernwärmesystem Stedtfeld.....	146
3.1.2	Fernwärmesystem Petersberg	151
3.1.3	Fernwärmesystem Eisenach	155
3.2	Prognose Absatzentwicklung.....	165
4	Potenzialanalyse 1: Vorprüfung	167
4.1	Vorprüfung Netz Stedtfeld	168
4.2	Vorprüfung Netz Petersberg	169
4.3	Vorprüfung Netz Eisenach	170
5	Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung	171
5.1	Potenzialanalyse Erneuerbare Energien Netz Stedtfeld	171
5.1.1	Wärmepumpe mit Wärmequelle: Oberflächennahe Geothermie.....	171
5.1.2	Wärmepumpe mit Wärmequelle: Abwasser	175
5.1.3	Solarthermie.....	178
5.1.4	Biomasse	180
5.1.5	Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung.....	181
5.2	Potenzialanalyse Erneuerbare Energien Netz Petersberg.....	182
5.2.1	Wärmepumpe mit Wärmequelle: Oberflächennahe Geothermie.....	182
5.2.2	Solarthermie.....	186

5.2.3	Biomasse	189
5.2.4	Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung.....	190
5.3	Potenzialanalyse Erneuerbare Energien Netz Eisenach	191
5.3.1	Wärmepumpe mit Wärmequelle: Oberflächennahe Geothermie.....	191
5.3.2	Wärmepumpe mit Wärmequelle: Abwasser	195
5.3.3	Solarthermie.....	198
5.3.4	Biomasse	200
5.3.5	Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung.....	201
6	Transformationspfade und Maßnahmenkataloge	202
6.1	Zielpfade und bilanzielle Zusammensetzung der zukünftigen Wärmeversorgung	202
6.1.1	Prämisse „nahezu klimaneutral“	202
6.1.2	Annahmen und Randbedingungen zur Wirtschaftlichkeit	203
6.2	Umfeldmaßnahmen.....	203
6.3	Temperaturabsenkungen	204
6.4	Netz Stedtfeld.....	205
6.4.1	Bedarfsszenario.....	205
6.4.2	Gesamtplanung der Maßnahmen.....	206
6.4.2.1	Variante 1.....	206
6.4.2.2	Variante 2.....	207
6.4.2.3	Variantenvergleich.....	207
6.4.3	Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040	209
6.4.3.1	Entwicklung der Anteile der Erzeugungsarten.....	209
6.4.3.2	Geplante Umsetzungsschritte	210
6.4.4	Auswirkungen.....	211
6.5	Netz Petersberg	212
6.5.1	Bedarfsszenario.....	212
6.5.2	Gesamtplanung der Maßnahmen.....	213
6.5.2.1	Variante 1.....	213
6.5.2.2	Variantenbewertung	214
6.5.3	Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040	215

6.5.3.1	Entwicklung der Anteile der Erzeugungsarten.....	215
6.5.3.2	G geplante Umsetzungsschritte	216
6.5.4	Auswirkungen.....	217
6.6	Netz Eisenach.....	218
6.6.1	Bedarfsszenario.....	218
6.6.2	Gesamtplanung der Maßnahmen	219
6.6.2.1	Variante 1.....	219
6.6.2.2	Variante 2.....	220
6.6.2.3	Variantenvergleich.....	221
6.6.3	Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040	223
6.6.3.1	Entwicklung der Anteile der Erzeugungsarten.....	223
6.6.3.2	G geplante Umsetzungsschritte	224
6.6.4	Auswirkungen.....	225
7	Anforderungen an die politischen Rahmenbedingungen.....	226
7.1	Ausbau Erneuerbarer Energien und Deckung des Flächenbedarfs.....	226
7.2	Verfügbarkeit „grüner“ Gase	226
7.3	CO ₂ -Bepreisung	227
7.4	Regulierung	227

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die Mitglieder der thüringenweiten Kooperation.....	4
Tabelle 2: Überblick über spezifische Entzugsleistungen nach Geologie	24
Tabelle 3: Referenzprojekte oberflächennaher Geothermie in Thüringen.....	30
Tabelle 4: Überblick über das Geothermieprojekt Jena.....	44
Tabelle 5: Überblick über das Geothermie-Projekt München-Freiham	45
Tabelle 6: Überblick über das Geothermie-Projekt Unterhaching.....	45
Tabelle 7: Weitere empfohlene Prüfschritte	78
Tabelle 8: Beispielkalkulation zur Solarthermie	80
Tabelle 9: Zusammensetzung des durch Fermentation erzeugten Biogases	104
Tabelle 10: Exemplarische Biogasanlagen in Thüringen.....	108
Tabelle 11: Formen biogener Festbrennstoffe	110
Tabelle 12: Übersicht Fernwärme Eisenach	145
Tabelle 13: Grunddaten der Erzeuger HW Stedtfeld	147
Tabelle 14: Parameter Netz Stedtfeld	148
Tabelle 15: Energiebilanz 2021 Netz Stedtfeld	148
Tabelle 16: Wärmeabsatz 2021 Netz Stedtfeld.....	149
Tabelle 17: Primärenergiebilanz 2021 Netz Stedtfeld	150
Tabelle 18: Treibhausgasbilanz 2021 Netz Stedtfeld.....	150
Tabelle 19: Grunddaten der Erzeuger HW Petersberg.....	152
Tabelle 20: Parameter Netz Petersberg	153
Tabelle 21: Energiebilanz 2021 Netz Petersberg.....	153
Tabelle 22: Wärmeabsatz 2021 Netz Petersberg	154
Tabelle 23: Primärenergiebilanz 2021 Netz Petersberg.....	154
Tabelle 24: Treibhausgasbilanz 2021 Netz Petersberg	155
Tabelle 25: Grunddaten der Erzeuger HW Stedtfeld	156
Tabelle 26: Grunddaten der redundanten Erzeuger im Bereich Eisenach Nord	158
Tabelle 27: Grunddaten der redundanten Erzeuger im Bereich Eisenach Innenstadt	160
Tabelle 28: Parameter Netz Eisenach	162
Tabelle 29: Energiebilanz 2021 Netz Eisenach	162
Tabelle 30: leitungsgebundener Wärmeabsatz 2021 Netz Eisenach	163
Tabelle 31: Treibhausgasbilanz 2021 Netz Eisenach.....	164
Tabelle 32: Ausbaupotenzial Netz Eisenach.....	165
Tabelle 33: Potenzialanalyse 1 - Netz Stedtfeld	168
Tabelle 34: Potenzialanalyse 1 - Netz Petersberg.....	169
Tabelle 35: Potenzialanalyse 1 - Netz Eisenach	170
Tabelle 36: Geothermisches Potenzial Stedtfeld.....	173
Tabelle 37: Potenzial oberflächennahe Geothermie	174
Tabelle 38: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie	174

Tabelle 39: Potenzial Abwasserwärmenutzung Stedtfeld	177
Tabelle 40: Potenzial Wärmepumpe mit Abwasserwärmenutzung Stedtfeld	177
Tabelle 41: Potenzial Solarthermieanlage Stedtfeld	179
Tabelle 42: Waldfläche Stadt Eisenach.....	180
Tabelle 43: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Stadt Eisenach.....	181
Tabelle 44: Potenzialanalyse 2 – erweiterte Prüfung Netz Stedtfeld	181
Tabelle 45: Geothermisches Potenzial Petersberg	184
Tabelle 46: Potenzial oberflächennahe Geothermie	184
Tabelle 47: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie.....	185
Tabelle 48: Potenzial Solarthermieanlage Petersberg.....	188
Tabelle 49: Waldfläche Stadt Eisenach.....	189
Tabelle 50: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Stadt Eisenach.....	190
Tabelle 51: Potenzialanalyse 2 – erweiterte Prüfung Netz Petersberg.....	190
Tabelle 52: Geothermisches Potenzial Eisenach.....	193
Tabelle 53: Potenzial oberflächennahe Geothermie	193
Tabelle 54: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie.....	194
Tabelle 55: Potenzial Abwasserwärmenutzung Eisenach.....	197
Tabelle 56: Potenzial Wärmepumpe mit Abwasserwärmenutzung Eisenach	197
Tabelle 57: Potenzial Solarthermieanlage Eisenach	199
Tabelle 58: Waldfläche Stadt Eisenach.....	200
Tabelle 59: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Stadt Eisenach.....	201
Tabelle 60: Potenzialanalyse 2 – erweiterte Prüfung Netz Eisenach.....	201
Tabelle 61:Variantenvergleich Stedtfeld.....	208
Tabelle 62: Transformation der Fernwärmeversorgung in 5-Jahresschritten des Fernwärmenetzes Stedtfeld	209
Tabelle 63:Variantenbewertung Petersberg.....	214
Tabelle 64: Transformation der Fernwärmeversorgung in 5-Jahresschritten des Fernwärmenetzes Petersberg.....	215
Tabelle 65: Ausbaupotenzial Netz Eisenach.....	218
Tabelle 66:Variantenvergleich Eisenach.....	222
Tabelle 67: Transformation der Fernwärmeversorgung in 5-Jahresschritten des Fernwärmenetzes Eisenach	223

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mittlere spezifische Wärmeleitfähigkeit in Thüringen.....	31
Abbildung 2: Übersichtskarte zur Geothermie in Thüringen.....	33
Abbildung 3: Geothermisches Potenzial in Deutschland.....	36
Abbildung 4: Schematische Darstellung von Nutzungssysteme für Geothermie.....	37
Abbildung 5: Tiefliegende Aquifere im Leine-Karbonat.....	49
Abbildung 6: Gebiete Thüringens nach Nutzungseignung für petrothermale Anwendung	52
Abbildung 7: Schematischer Ablaufplan eines Geothermie-Projekts.....	58
Abbildung 8: Jahreswerte der langjährigen Globalstrahlung in Sondershausen seit 1991	61
Abbildung 9: Jahreswerte der Sonnenscheindauer in Sondershausen seit 1958.....	62
Abbildung 10: Solare Erträge im Jahresverlauf (CPC-Vakuumröhrenkollektor Ritter XL)	65
Abbildung 11: Erzeugung und Verbrauch in einem Fernwärmenetz mit 18% solarer Deckung für ein typisches Jahr.....	66
Abbildung 12: Erzeugung und Verbrauch in einem Fernwärmenetz mit 18% solarer Deckung für strahlungsreichen Sommertag.....	66
Abbildung 13: Werte Solar Keymark Standort Würzburg 75°C verschiedener Kollektortypen	70
Abbildung 14: Vergleich der Werte nach Solar Keymark Standort Sondershausen 75°C verschiedener Kollektortypen in unterschiedlichen Jahren.....	71
Abbildung 15: Übersicht über Solarthermie-Anlagen in Thüringen.....	77
Abbildung 16: Die Farbenlehre der Produktionsverfahren von Wasserstoff im Überblick.....	83
Abbildung 17: Regionale Verortung der Ausgangssituation für den Markthochlauf... 91	
Abbildung 18: Zu Grunde gelegter Preispfad für Wasserstoff und SNG.....	96
Abbildung 19: Darstellung von Biogasanlagen und der Erdgasinfrastruktur der TEN Thüringer Energienetze GmbH.....	102
Abbildung 20: Grundlagen der Sorption	106
Abbildung 21: Wirkprinzip einer elektrischen Kompressionswärmepumpe	136
Abbildung 22: Zweistufiger Wärmepumpenkreislauf.....	138
Abbildung 23 parallel (links) und serielle (rechts) Kaskadenschaltung von Wärmepumpen	139
Abbildung 24: Satellitenbild Netzgebiet Stadtfeld inkl. Lage Heizwerk (Markierung)	146
Abbildung 25: Fernwärmenetz Stadtfeld	147
Abbildung 26: Kundenverteilung (links) und kundenspezifische Absatzverteilung (rechts).....	149

Abbildung 27: Satellitenbild Netzgebiet Petersberg inkl. Lage Heizwerk (Markierung)	151
Abbildung 28: Fernwärmenetz Petersberg	152
Abbildung 29: Satellitenbild Netzgebiet Stadtfeld inkl. Lage der Erzeugungsstandorte (Markierung)	155
Abbildung 30: Satellitenbild redundante Erzeugungsanlagen Bereich Eisenach „Nord“ inkl. Lage der Erzeugungsstandorte (gelbe Markierung)	157
Abbildung 31: Satellitenbild redundante Erzeugungsanlagen Bereich Eisenach „Innenstadt“ inkl. Lage der Erzeugungsstandorte (blaue Markierung)	159
Abbildung 32: Auszug Fernwärmenetz Eisenach Zentrum	161
Abbildung 33: Kundenverteilung (links) und kundenspezifische Absatzverteilung (rechts)	163
Abbildung 34: Prognose Entwicklung Fernwärmeabsatz bis 2040	166
Abbildung 35: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ Stadtfeld	172
Abbildung 36: Auszug Unterlage „Abwasserentsorgung des TAVEE“	175
Abbildung 37: Abflussmenge und Abwassertemperatur Kläranlage Stadtfeld 2021	176
Abbildung 38: Fläche zur Potenzialuntersuchung „Solarthermie“ Stadtfeld	178
Abbildung 39: Screenshot Solarthermieanlage mit ca. 7.000 ² Bruttokollektorfläche Stadtfeld	179
Abbildung 40: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ Petersberg	182
Abbildung 41: Fläche zur Potenzialuntersuchung „Solarthermie“ Petersberg	186
Abbildung 42: Screenshot Teilfläche Solarthermieanlage mit ca.1.873 ² Bruttokollektorfläche Petersberg	187
Abbildung 43: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ Eisenach	191
Abbildung 44: Auszug Unterlage „Abwasserentsorgung des TAVEE“ (Markierung Schwimmbad)	195
Abbildung 45: Abflussmenge und Abwassertemperatur Kläranlage Stadtfeld 2021	196
Abbildung 46: Fläche zur Potenzialuntersuchung „Solarthermie“ Eisenach	198
Abbildung 47: allgemeiner THG-Minderungspfad	202
Abbildung 48: Bedarfsszenario Stadtfeld	205
Abbildung 49: Wärmelastdeckung Variante 1 Stadtfeld	206
Abbildung 50: Wärmelastdeckung Variante 2 Stadtfeld	207
Abbildung 51: Transformationsplan Netz Stadtfeld	210
Abbildung 52: THG-Emissionspfad Stadtfeld	211
Abbildung 53: Bedarfsszenario Petersberg	212
Abbildung 54: Wärmelastdeckung Variante 1 Petersberg	213
Abbildung 55: Transformationsplan Netz Petersberg	216

Abbildung 56: THG-Emissionspfad Petersberg	217
Abbildung 57: Bedarfsszenario Eisenach	219
Abbildung 58: Wärmelastdeckung Variante 1 Eisenach.....	220
Abbildung 59: Wärmelastdeckung Variante 2 Eisenach.....	221
Abbildung 60: Transformationsplan Netz Eisenach	224
Abbildung 61: THG-Emissionspfad Eisenach.....	225

1 Hintergrund

Die weltweite Staatengemeinschaft hat sich im Pariser Abkommen das Ziel der Klimaneutralität gesetzt, um die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad 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 *Green Deal*) als auch auf nationaler Ebene (u. a. durch das Bundes-Klimaschutzgesetz) sowie durch die einzelnen Bundesländer.

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 (§ 8 Abs. 5 Satz 2 ThürKlimaG) 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.“

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

Die Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH (evb) unterstützt ausdrücklich die Ziele des Thüringer Klimagesetzes und sieht sich verpflichtet, aktiv die Transformation der öffentlichen Fernwärmeversorgung umzusetzen und strebt eine nahezu treibhausgasneutrale Fernwärmeversorgung bis 2040 an. evb ist davon überzeugt, dass der Fernwärme eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors zukommt. Die

zuverlässige, wirtschaftliche und nachhaltige Fernwärmeversorgung ihrer Kunden ist und bleibt auch in Zukunft oberste Prämisse der Unternehmen.

Das folgende Konzept zeigt die Grundzüge des Transformationspfades für die Fernwärmeversorgung der evb bis 2040 auf. Im Rahmen des vorliegenden Konzepts wird ein Transformationspfad dargelegt, der auf dem aktuellen Erkenntnisstand basiert und der auf Grund von sich ändernden regulatorischen, technologischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen gegebenenfalls in Zukunft entsprechend angepasst werden muss und der darüber hinaus gemäß den Erfordernissen des Thüringer Klimagesetzes mindestens alle zehn Jahre zu überarbeiten ist.

2 Grundlagen der erneuerbaren Fernwärmetechniken

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 evb bis spätestens zum Jahr 2040.

Folgende Technologien und Wärmequellen werden betrachtet:

- Geothermie (oberflächennahe/tiefe)
- Solarthermie
- Wasserstoff und SNG
- Biogas
- Biomasse
- Abwärme
- Power-to-Heat
- Wärmepumpe.

Die beschriebenen Technologien kommen oftmals kombiniert zum Einsatz. Zudem werden nur bereits verfügbare Technologien für das vorliegende Konzept in Betracht gezogen, um eine effektive und technologisch abgesicherte Transformation der Fernwärmeversorgung sicherzustellen. Diese 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 Skalen- und Lerneffekte zu erwarten sind. Dies wurde über entsprechende Szenarien bei der Konzepterstellung entsprechend 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

Geothermische Energie - auch als Erdwärme bezeichnet - ist die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde (VDI-Richtlinie 4640). Spricht man von der geothermischen Nutzung, wird allgemein unterschieden zwischen tiefer und oberflächennaher Geothermie. Als Unterscheidungsmerkmal dient hierbei die Tiefe der Wärmenutzung mit folgenden Abgrenzungen:¹

- Oberflächennahe Geothermie: meist bis 100 m, max. ca. 400 m Tiefe
- Mitteltiefe Geothermie: ca. 400 bis 800 m Tiefe
- Tiefe Geothermie: > 800 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. Dabei umfasst die tiefe Geothermie Systeme, bei denen die geothermische Energie über Tiefbohrungen erschlossen wird und im Idealfall direkt (d. h. ohne Temperaturerhöhung mittels Wärmepumpen) genutzt werden kann.

Auf die Technologie der Wärmepumpe wird in diesem Abschnitt nicht im Detail eingegangen, da sich hiermit eine gesonderte Grundsatzbeschreibung befasst (vgl. Abschnitt 2.12).

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

¹ Landesforschungszentrum Geothermie Baden-Württemberg (2017): Tiefe Geothermie – Ein Handlungsleitfaden, Oktober 2017; TLUBN: <http://www.tlug-jena.de/geothermie/geothermie.html>
22|227

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 Teufe an.

Somit ist ableitbar das 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 (Marktanteil ca. 80 %),
- Bodenkollektoren (Marktanteil ca. 10-15 %)
- Grundwasserbrunnenanlagen (Marktanteil ca. 5-10 %).

2.2.3 Potenziale im Wärmesektor

Eine der wichtigsten Kenngrößen im Zusammenhang mit der korrekten Dimensionierung ist die spezifische Wärmeleitfähigkeit λ [W/m*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 im Blatt 1 wichtige fachliche Grundlagen für die Planung, Beantragung und Errichtung von Erdwärmeanlagen.² Gemäß Blatt 2 kann die Auslegung einer Erdwärmesondenanlage bis 30 kW Heizleistung anhand von spezifischen Entzugsleistungen (in W/m) mit nachfolgender Tabelle 1 ermittelt werden:³

Tabelle 2: Überblick über spezifische Entzugsleistungen nach Geologie

Geologischer Untergrund	Spezifische Entzugsleistung	
	für 1.800 Stunden	für 2.400 Stunden
Allgemeine Richtwerte		
Schlechter Untergrund, trockenes Sediment ($\lambda < 1,5 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$)	25 W/m	20 W/m
Normaler Festgesteinsuntergrund und wassergesättigtes Sediment ($\lambda = 1,5 - 3,0 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$)	60 W/m	50 W/m
Festgestein mit hoher Wärmeleitfähigkeit ($\lambda > 3,0 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$)	84 W/m	70 W/m
Einzelne Gesteine		
Kies, Sand, trocken	< 25 W/m	< 20 W/m
Kies, Sand, wasserführend	65-80 W/m	55-65 W/m
bei starkem Grundwasserfluss in Kies und Sand, für Einzelanlagen	80-100 W/m	80-100 W/m
Ton, Lehm, feucht	35-50 W /m	30-40 W /m
Kalkstein, massiv	55-70 W/m	45-60 W/m
Sandstein	65-80 W/m	55-65 W/m
saure Magmatite (z.B. Granit)	65-85 W/m	55-70 W/m
basische Magmatite (z.B. Basalt)	40-65 W/m	35-55 W/m
Gneis	70-85 W/m	60-70 W/m

Die Tabelle 2 kann nur unter bestimmten Randbedingungen angewendet werden:

- nur Wärmeentzug (Heizung einschließlich Warmwasser),
- Länge einzelner Erdwärmesonden zwischen 40 und 100 m,

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

³ Verein Deutscher Ingenieure (VDI). Thermische Nutzung des Untergrundes. –Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen. VDI-Richtlinie 4640, Blatt 2.

- kleinster Abstand zwischen zwei Erdwärmesonden 5 m bei Sondenlängen 40 bis 50 m und 6 m bei Sondenlängen > 50 bis 100 m,
- Doppel-U-Sonden mit DN 20, DN 25, DN 32 oder Koaxialsonden mit mindestens 60 mm Durchmesser,
- nicht anwendbar bei einer größeren Anzahl kleiner Anlagen auf einem begrenzten Areal.

Für größere Heizungsanlagen (Heizbedarf > 30 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.

Für die anderen verwendeten Systeme können folgende Orientierungsgrößen angenommen werden:⁴

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

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, Länge 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.

⁴ Leitfaden Erdwärme des Bundesverbandes Wärmepumpe, https://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bcpagflip/Leitfaden_Erdwaerme_2018_Web.pdf
25|227

2.2.4 Anlagentechnik

- **Erdwärmesonde:** 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.⁵ 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 und Geologie (TLUG) angeraten. Bei kürzeren Sondenlängen (bis 50 m) werden aufgrund günstiger Strömungseigenschaften und geringer Druckverluste häufiger Koaxialsonden eingesetzt.⁶

Eine besondere Variante zur Erhöhung der Entzugsleistungen sind sogenannte Direktverdampfersysteme mit Sonden aus Edelstahl. In diesen zirkuliert als Wär-

⁵ Thüringer Landesverwaltungsamt (2013). Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://www.weimarerland.de/datei/anzeigen/id/1874,31/arbeitshilfe_wasserrechtlbeurteilung.pdf

⁶ Thüringer Landesverwaltungsamt (2013). Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://www.weimarerland.de/datei/anzeigen/id/1874,31/arbeitshilfe_wasserrechtlbeurteilung.pdf

meträgermedium auf ca. 40 bar verdichtetes Kohlendioxid. Da dieses bereits innerhalb der Sonden seine Phasenwechsel flüssig/gasförmig durchläuft, ist kein separater Pumpenantrieb erforderlich.⁷

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 als nötig zu entziehen. Erdwärmesonden sind momentan die häufigsten verwendeten Systeme zur Nutzung oberflächennaher Geothermie.

- **Erdwärmekollektoren (Bodenkollektoren):** Erdwärmekollektoren sind den Sonden prinzipiell ähnlich, jedoch 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 bis 3 m verlegt. Verfügbarkeit und Regeneration der von diesem System genutzten Energie über das Jahr hinweg sind hierbei besonders zu betrachten. Dieses System zeichnet sich durch einen geringeren Verlegeaufwand aus, hat aber einen vergleichsweise hohen Flächenbedarf. Um diesen zu verringern, werden auch spezielle Bauformen von Kollektoren, wie zum Beispiel Erdwärmekörbe, angeboten.⁸

⁷ Thüringer Landesverwaltungsamt (2013). Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://www.weimarerland.de/datei/anzeigen/id/1874,31/arbeitshilfe_wasserrechtlbeurteilung.pdf

⁸ Thüringer Landesverwaltungsamt (2013). Nutzung oberflächennaher Geothermie – Arbeitshilfe zur wasserrechtlichen Beurteilung. 28.05.2013, https://www.weimarerland.de/datei/anzeigen/id/1874,31/arbeitshilfe_wasserrechtlbeurteilung.pdf

- **Grundwasserbrunnenanlagen:** Bei Grundwasserbrunnenanlagen fungiert als Wärmeträgermedium das anstehende Grundwasser, was 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 im geschlossenen System ggf. unter Luftabschluss geführt werden.

2.2.5 Referenzprojekte

Bei der Nutzung der oberflächennahen Geothermie handelt es sich um eine bewährte Form der Wärmegewinnung. Derzeit sind deutschlandweit rund 435.000 Erdwärmepumpen installiert, der jährliche Zubau beläuft sich auf rund 20.000 Anlagen.⁹ Auch in Thüringen wurden zuletzt verschiedene Projekte zur Nutzung der oberflächennahen Geothermie realisiert (

⁹ Born, H., Bracke, R., Eicker, T., & Rath, M. (2022). Roadmap Oberflächennahe Geothermie. Fraunhofer IEG, <https://doi.org/10.24406/publica-70>, S. 14-15.

Tabelle 3).

Tabelle 3: Referenzprojekte oberflächennaher Geothermie in Thüringen

	Neubau Bürgerservice Jena¹⁰	Neubau Jenaer Antriebstechnik¹¹	Campus Inselplatz in Jena¹²	Wohngebiet Stadtblick in Weimar¹³
Nutzung	Bibliothek	Gewerbe	Universität	Wohngebiet
Anzahl Häuser	1	1	4	12
Geschosse	4	5	3-15	3-4
Bruttogeschossfläche (m ²)	9495	5974	44175	
Baujahr (Sonden)	2020	2018/2019	2020/2021	2005-2008
Vorlauftemperatur max. (°C)	45-30	45	45-30	
Kühltemperatur im Boden (°C)			13	
Heizleistung max. (kW)	200	100	990	311
Kühlleistung max. (kW)	230	80	880	180
Anzahl der Bohrungen	18 (+4 Reserve)	88	143	102
Sonden-durchmesser (mm)	32		32	32
Max. Tiefe (m)	120	27	120 (5 Stk.), 70 (restl.)	90
Gesamtbohrmeter	2160	2376	10010	6885
Leistung Heizen/Kühlen gekoppelt (W/m)	50-100	30-50	50-100	
Fläche des Bohrfeldes (ca., m ²)	750	Nutzung Gründungs-pfähle	7.000	
System	geschlossen (25 Vol.-% Glykol)	geschlossen	geschlossen (25 Vol.-% Glykol)	
Thermische Aktivierung	Decken	Betonkern-aktivierung und Deckensegel	Decken	

¹⁰ Kommunale Immobilien Jena

¹¹ Jenaer Antriebstechnik GmbH

¹² Thüringer Landesamt für Bau und Verkehr

¹³ geoENERGIE Konzept GmbH

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 1).

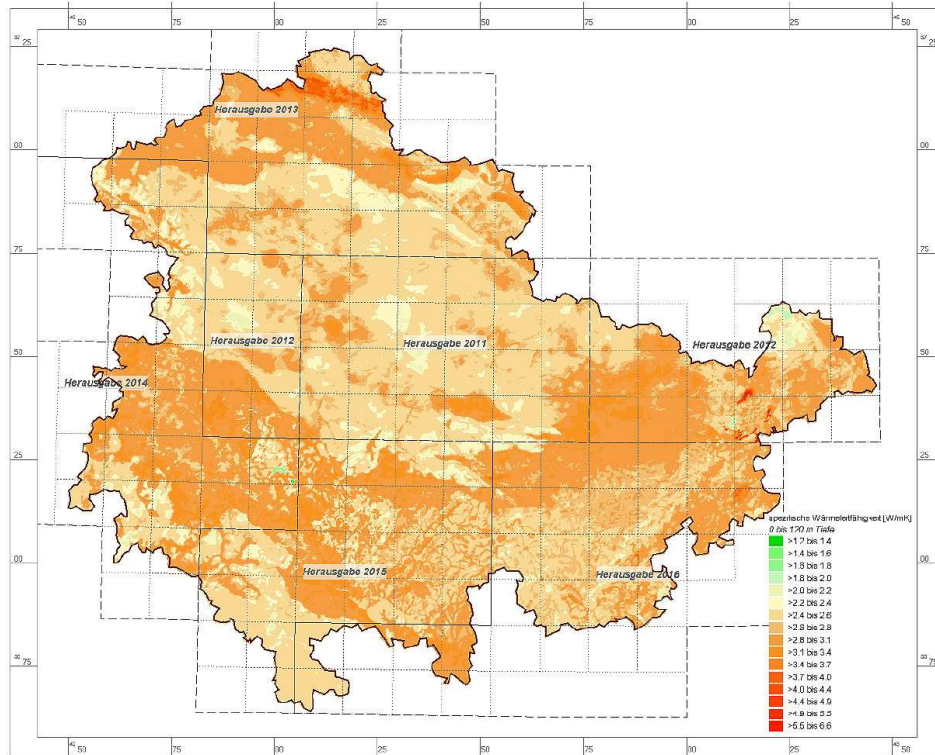


Abbildung 1: Mittlere spezifische Wärmeleitfähigkeit in Thüringen¹⁴

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.¹⁵

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

¹⁴ https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/graphics/wlf_jahresscheiben.jpg

¹⁵ https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/recherche_hinweis.html

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 auch bergrechtliche Vorschriften einzuhalten, verankert im Bundesberggesetz (BBergG) in Verbindung mit der Thüringer Tiefbohrverordnung (ThürBVOT).

Als wasserwirtschaftlich günstig gelten Gebiete, die

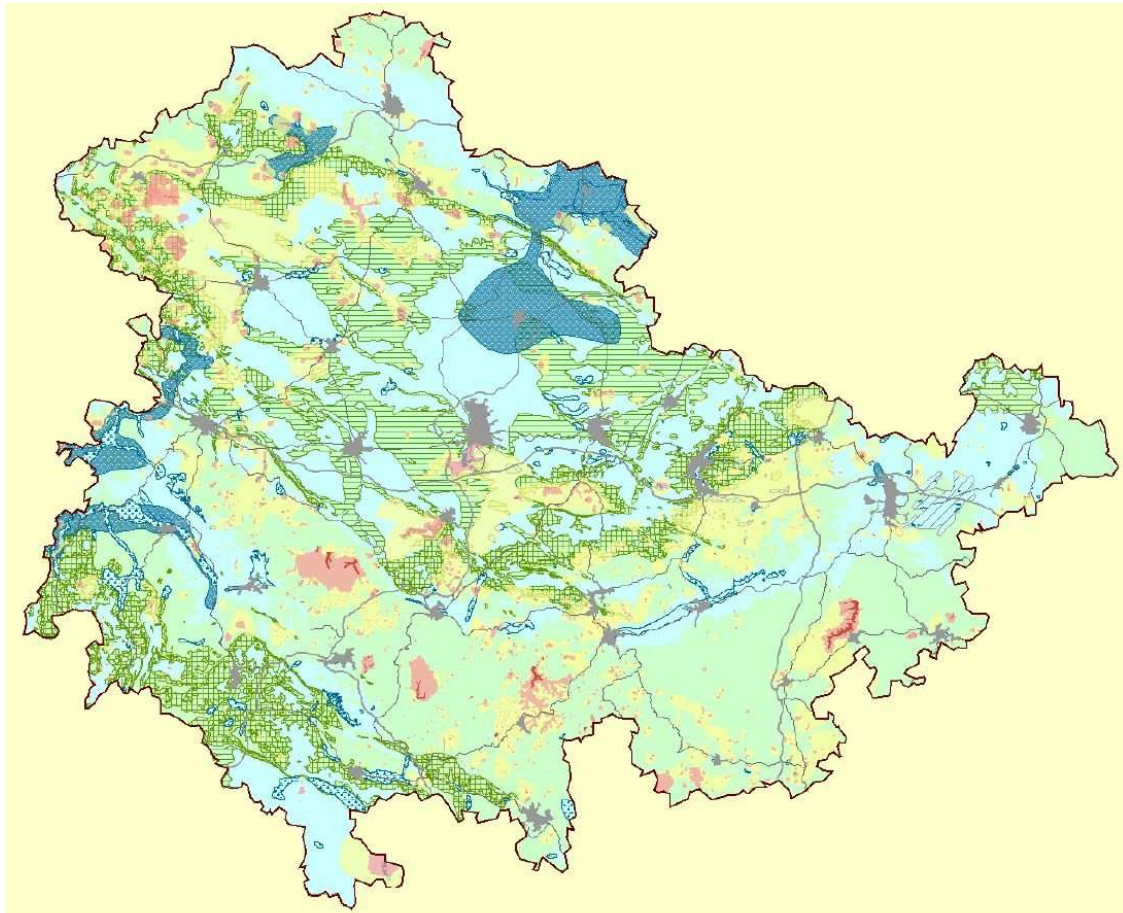
- außerhalb von Wasserschutz-, Wasservorbehalts-, Heilquellenschutz- und Überschwemmungsgebieten,
- außerhalb der Einzugsgebiete öffentlicher Trinkwassergewinnungen oder staatlich anerkannter Heilquellen, ohne festgesetzte Schutzzonen und
- außerhalb von Altlasten, schädlichen Bodenveränderungen oder Grundwasserunreinigungen 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 2).



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 2: Übersichtskarte zur Geothermie in Thüringen¹⁶

¹⁶ <https://umweltinfo.thueringen.de/geothermie/photo/geothermiekarte.jpg>
33|227

Eine pauschale Aussage über mögliche Einschränkungen für den Raum Eisenach kann auf dieser Basis nicht getroffen werden. Im Kapitel 5 sind die konkreten Ergebnisse der standortspezifischen Untersuchungen aufgeführt.

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) als auch geschlossene Systeme (tiefe Erdwärmesonden). Der entscheidende Vorteil offener gegenüber geschlossenen Systemen liegt in der deutlich höheren Wärmeausbeute.

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. Diese Technologie beinhaltet 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 wird die Erhitzung der Wässer weniger über bestehende Störungssysteme („Spalten“) als über zu erzeugende Multiriss-Systeme in kompetenten Gesteinen als Erfolg versprechend betrachtet. Um bessere Informationen bezüglich der benötigten Parameter zu erhalten, ist es notwendig, eine Bohrung abzutiefen und daran die Parameter zu bestimmen. Durch geophysikalische Erkundungsverfahren, insbesondere Seismik, kann der geologische Schichtenaufbau 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. Vornehmlich in Großstädten bietet sich die geothermische Nutzung an, denn der Flächenbedarf ist im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern sehr gering. Geeignete geologische Formationen sind besonders im Alpenvorland, im Oberrheingraben, im gesamten Norddeutschen Raum sowie in zahlreichen weiteren Beckenstrukturen Deutschlands bekannt. Geothermie ist somit flächendeckend in Deutschland anwendbar (Abbildung 3).

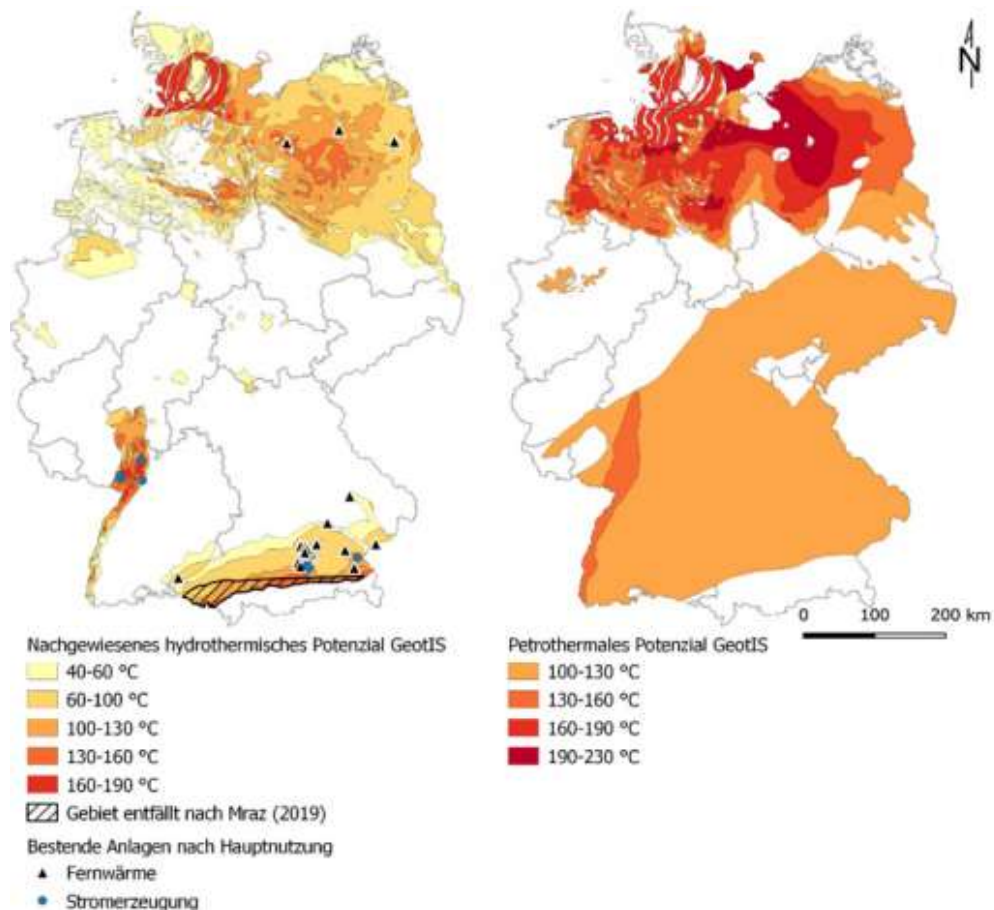


Abbildung 3: Geothermisches Potenzial in Deutschland¹⁷

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 Wärmetauscher zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen.

- Petrothermale Systeme

¹⁷ 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.

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.

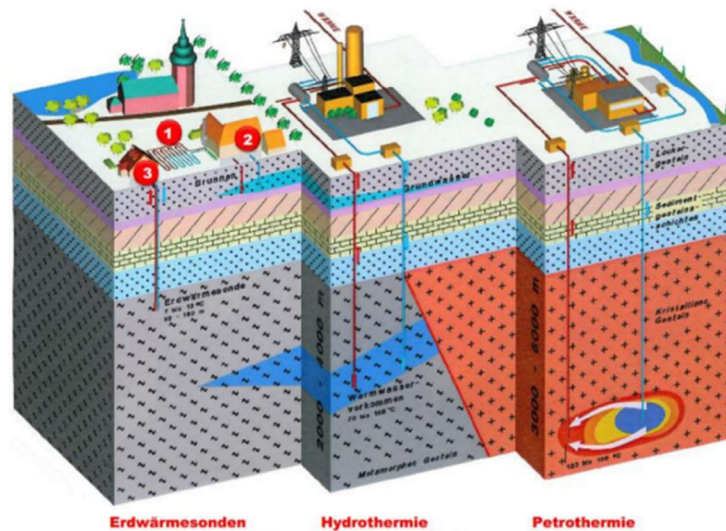


Abbildung 4: Schematische Darstellung von Nutzungssystemen für Geothermie¹⁸

Als dritte Möglichkeit der tiefengeothermischen Wärmenutzung werden Tiefe Erdwärmesonden (TEWS) angesehen. Darunter versteht man ein Koaxialrohr, das in eine verrohrte Bohrung von >400 m Tiefe eingebaut wird. Im Rohr zirkuliert ein Wärmeträgermedium (z.B. Wasser), das sich im Untergrund erwärmt, d.h. es handelt sich um ein geschlossenes System. Damit besteht keine Abhängigkeit von ausreichend Thermalwasser. Allerdings liegt die Entzugsleistung einer TEWS meist nur bei 80-250 W/m Bohrtiefe (stark abhängig von den Untergrundtemperaturen sowie den thermischen Gesteinseigenschaften Wärmeleitfähigkeit und -kapazität), so dass sich im Vergleich zu offenen Systemen eine deutlich geringere thermische Leistung der TEWS von maximal

¹⁸ JenaGeos (2011). Wirtschaftliche Nutzungsoptionen der Tiefen Geothermie in Thüringen, Studie, Jena, Februar 2011.

einigen hundert kW thermisch ergibt.¹⁹ Dieses System wird nachfolgend daher nicht eingehender beschrieben.

Allgemein formuliert liegt bei der Suche nach Vorzugsstandorten für die Nutzung von Geothermie der Fokus auf drei wesentlichen Faktoren, die es zu verknüpfen gilt:

- die geologische Situation im Untergrund,
- die Raumwiderstände und
- 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 Potenzial, 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 Potenzial an elektrischer Energie aus der Nutzung der Geothermie in Deutschland auf das etwa 600-fache der Jahresstromproduktion geschätzt.²⁰ Im Vergleich dazu übersteigt das energetische Potenzial einer zusätzlichen Wärmenutzung das der möglichen Anwendung zur Stromerzeugung um ein Vielfaches. Etwa 95 Prozent dieser potenziell nutzbaren Energiemenge sind demnach in kristallinen Gesteinen (z.B. Gneise und Granite) in mehreren Kilometern Tiefe lokalisiert.

Um die Potenziale 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, der jahreszeitliche Lastverlauf, das Lastvermögen und das Temperaturniveau zu bestimmen.

¹⁹ UBA (2020). Kommunalen Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefeingeothermischer Ressourcen, Abschlussbericht Oktober 2020.

²⁰ Paschen, H., Oertel, D., & Reinhard, G. (2003). Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. TAB-Arbeitsbericht Nr. 84, Februar 2003. www.doi.org/10.5445/IR/1000103222

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. Bis 2030 können 10.000 GWh aus Tiefengeothermie stammen, während ab 2045 mit 18.000 GWh jährlich der Endausbau prognostiziert wird.²¹ Für die Geothermie entspricht das in etwa einer Verzehnfachung der heutigen Wärmeerzeugung innerhalb der nächsten zehn Jahre.

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 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 als auch geschlossene Systeme. Tiefe Erdwärmesonden bieten den Vorteil der Standortunabhängigkeit ohne Fündigkeitsrisiko, sind jedoch meist nur im Fall bereits bestehender Bohrungen wirtschaftlich darstellbar. Der entscheidende Vorteil offener Systeme liegt in der deutlich höheren Wärmeausbeute (Anlagenleistungen von ca. 1-40 MW_{th}) im Vergleich zu geschlossenen Systemen (maximal einige hundert kW_{th}). Auf die Nutzung der offenen Systeme wird nachfolgend näher eingegangen.

²¹ E & M Powernews vom 21.01.2021 mit Bezug auf Agora.
39|227

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 Wärmetauschern 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 Wärmetauscher (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 Bohransatzpunkte, Bohrverfahren, den Standort der Anlagen sowie die notwendigerweise zu errichtenden Infrastrukturen. 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. Deshalb ist es nicht möglich, die geothermische Energie wie in Aquiferen mit einem Kühlmittel wie Wasser einfach aus dem Gestein zu extrahieren. Die vorhandenen Klüfte können durch Aufbringen hoher hydraulischer Drücke jedoch geweitet und somit zusätzlich künstliche Risse (Fracs) geschaffen werden. Sie ist die entscheidende Methode des Hot-Dry-Rock-Verfahrens (HDR)²² zur Nutzung geothermischer Energie: Durch das geweitete bzw. neue Klufsystem wird in einem geschlossenen 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. Durch eine detaillierte geologische Vorerkundung kann versucht werden, Gebiete mit erhöhter Kluftdichte als Bohrziel zu erreichen, wie sie in der Nähe von Verwerfungen zu erwarten sind.

2.3.4.2 Technologische Entwicklungen

Um das Risiko einer ausbleibenden Fündigkeit zu verringern gibt es eine interessante und erfolgversprechende Entwicklung in der Bohrtechnologie. Es handelt sich um die Eaverloop-Technologie, ein geschlossenes Nutzungskonzept für die Anwendung in großen Tiefen. Bei dieser Bohrtechnologie werden zwei vertikale Bohrungen gleichzei-

²² Anmerkung: Die Bezeichnung HDR ist inzwischen veraltet. Man findet sie aber sehr häufig in Veröffentlichungen, weshalb sie auch für diese Arbeit weiterverwendet wird.

tig abgeteuft. Aus den vertikalen Bohrungen werden dann mehrere Horizontalbohrungen aufeinander zubewegt und miteinander verbunden (unverrohrte Multilateralbohrungen, sog. Eavor Loop). 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 Wärmetauscher 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 von berichtet.²³

Geothermieprojekt Geretsried²⁴

- Bohrung 2013:

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

- 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 je 17 MW (ges. 68 MW)
Geplante Fertigstellung im Endausbau Anfang 2025	

²³ ENEX Power Germany (2021). Geothermie Geretsried – vom Misserfolg zum Vorzeigeprojekt, 26. Dresdner Fernwärmekolloquium, September 2021.

²⁴ ENEX Power Germany (2021). Geothermie Geretsried – vom Misserfolg zum Vorzeigeprojekt, 26. Dresdner Fernwärmekolloquium, September 2021.

2.3.5 Referenzprojekte

2.3.5.1 Stand in Deutschland und Thüringen

Das in vielen Veröffentlichungen beschriebene theoretische Potenzial der Geothermie spiegelt sich noch nicht in einer großen Anzahl von bereits umgesetzten Projekten wider. Immerhin war der Zuwachs zwischen 2009 und 2019 stetig. Im Jahr 2020 lag die Anzahl bundesweit betriebener Anlagen bei 38, vier sind im Bau. Die gesamte Wärmeleistung liegt derzeit bei rund 350 MW.²⁵

Die Statistik des Jahres 2020 zeigt auf Basis von Daten des Bundesverbandes Geothermie die installierte thermische Leistung der tiefen Geothermie Projekte in Deutschland nach Bundesländern. Der Schwerpunkt liegt demnach mit 94 Prozent umgesetzter Projekte in Bayern.²⁶ Weitaus geringer fällt die Anzahl von tiefen Geothermie-Projekten mit Stromerzeugung sowie deren installierte elektrische Leistung aus.²⁷

Tiefe Geothermieprojekte erfordern hohe Anfangsinvestitionen für die Bohrungen, das Heiz(kraft)werk und Wärmenetz.

Die in der Kalkulation des Institut für Energie- und Umweltforschung (Ifeu) zugrundeliegende Geothermieanlage weist eine thermische Leistung von 25 MW auf.²⁸ 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 €

²⁵ E & M Powernews (2020). Statistik des Tages. Mittwoch, 07.10.2020; E & M Powernews (2021). Statistik des Tages. Dienstag, 07.09.2021.

²⁶ E & M Powernews (2021). Statistik des Tages. Dienstag, 07.09.2021.

²⁷ Statista 2021, GtV, Bundesnetzagentur.

²⁸ 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.

Investition je kW thermischer Leistung. Zu 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.²⁹ 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 sind nachfolgend zusammengefasst (Tabelle 4).

Tabelle 4: Überblick über das Geothermieprojekt Jena

Projektziel	Verbesserung des Primärenergiefaktors (PEF) der Fernwärme Jena
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
Potenzial	3,0 MW thermisch / 1,0 MW elektrisch
Anlagentechnik	HT Wärmepumpen, Wärmetauscher, Erdgas-BHKW
Investitionsvolumen	Untertage 2.576 T€, Übertage 4.970 T€
Wärmegestehung	60 €/MWh (Referenzszenario), je nach Fündigkeit zwischen 53-78 €/MWh

Von den überwiegend in Bayern realisierten Geothermieanlagen 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 (

²⁹ Statista 2021, GtV, Bundesnetzagentur.
44|227

Tabelle 5 und 5).

Tabelle 5: Überblick über das Geothermie-Projekt München-Freiham

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 6: Überblick über das Geothermie-Projekt Unterhaching

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 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.³⁰ Beteiligt sind u.a. die Friedrich-Schiller-Universität Jena und JENA-GEOS®.

Das Forschungsvorhabens 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

³⁰ 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).

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.

In Thüringen wurde im Sommer 2013 eine Forschungsbohrung im Zentrum der Thüringer Mulde bei Erfurt niedergebracht. Das gewonnene Gesteinsmaterial an Bohrkerne 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, C. 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 gefunden. Zu angetroffenen Temperaturen wurden keine Aussagen gegeben. Für die hydrothermale geothermische Nutzung sind die beschriebenen Bedingungen eher nicht geeignet.³¹

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.

³¹ Kunkel, C. et al. (2014). Die INFLUINS-Forschungsbohrung EF-FB 1/12: Einführung und erste stratigraphische Ergebnisse zur neuen Tiefbohrung im Herzen der Thüringer Mulde, Beitrag Geologie Thüringen, Jena.

2.3.6 Situation in Thüringen

Zur Einordnung der in Thüringen lokal potenziell nutzbaren Aquifere lässt sich eine Dokumentation des TLUBN nutzen.³² Demnach erreichen die in tiefliegenden Aquiferen 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, entsprechend ihrer stratigraphischen Einheiten, gegliedert. Die Aquifere im Leine-Karbonat sind in Abb. 6 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.

▪ **Aquifere im Mittleren und Unteren Buntsandstein**

- Lage: Überwiegend anzutreffen im Kyffhäuserkreis, Unstrut-Hainich-Kreis und LK Sömmerda
- Potenzial: Temperaturen liegen meist zwischen 20 und 30°C, dabei geringe Tiefenlage. Geothermische Nutzung ist begrenzt, dafür sind relativ gute Speichereigenschaften gegeben, sodass Lokalnutzung als Wärmespeicher sinnvoll ist.

▪ **Aquifere im Leine-Karbonat (s. Abbildung 5)**

- Lage: Überwiegend anzutreffen in 10 km breiten Streifen vom Werra-Gebiet durch das südöstliche Thüringer Becken, Arnstadt, Weimar bis nach Bad Sulza
- Potenzial: Temperaturen liegen bei maximal 35°C, in Südthüringen lokal bis 60°C. Geothermische Nutzung aber auch dort stark begrenzt, weil Zuflussmengen meist gering sind.

³² TLUBN: Geothermisches Potenzial tiefliegender Aquifere, www.tlubn.thueringen.de/geothermie
48|227

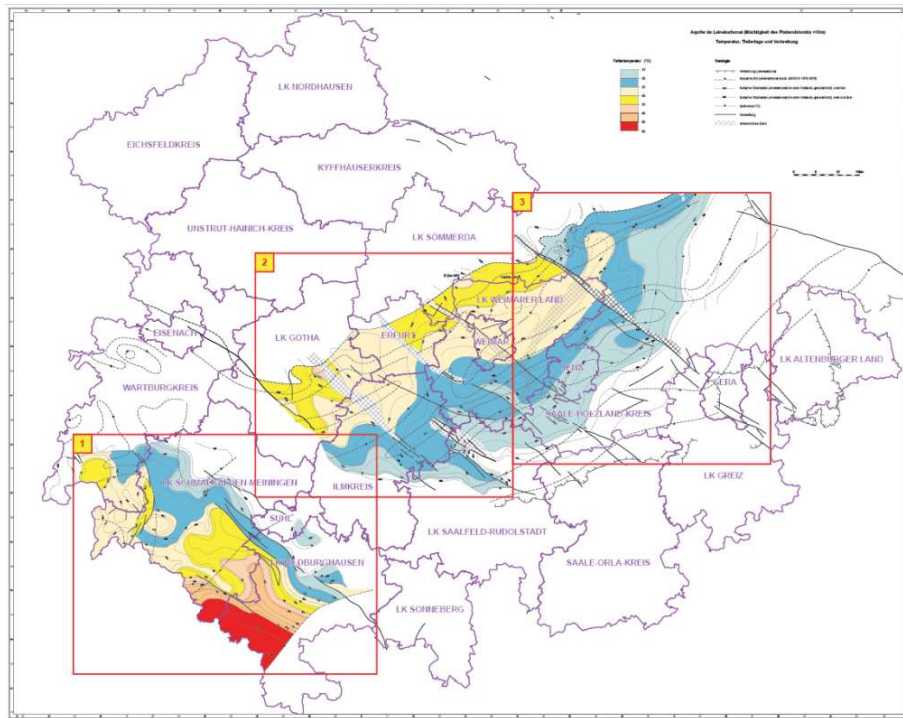


Abbildung 5: Tiefliegende Aquifere im Leine-Karbonat³³

- **Aquifere im Staßfurt-Karbonat**

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

- **Aquifere im Werra-Karbonat**

- Lage: Verbreitet anzutreffen am Rand des Thüringer Beckens, z.B. LK Eichsfeld, Hildburghausen, Ilmkreis, Saale-Holzland-Kreis inklusive im Gebiet um Jena

³³ TLUBN: Geothermisches Potenzial tiefliegender Aquifere, www.tlubn.thueringen.de/geothermie
49|227

- Potenzial: 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)
 - Potenzial: 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.³⁴ 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.

³⁴ Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz. Geothermische Verhältnisse im tieferen Untergrund Thüringens, www.tlubn.thueringen.de/geothermie
50|227

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, dass 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.³⁵ In Abbildung 7 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
- Südliches Werragebiet
- Raum Lobenstein.

³⁵ JenaGeos (2011). Wirtschaftliche Nutzungsoptionen der Tiefen Geothermie in Thüringen, Jena. 51|227

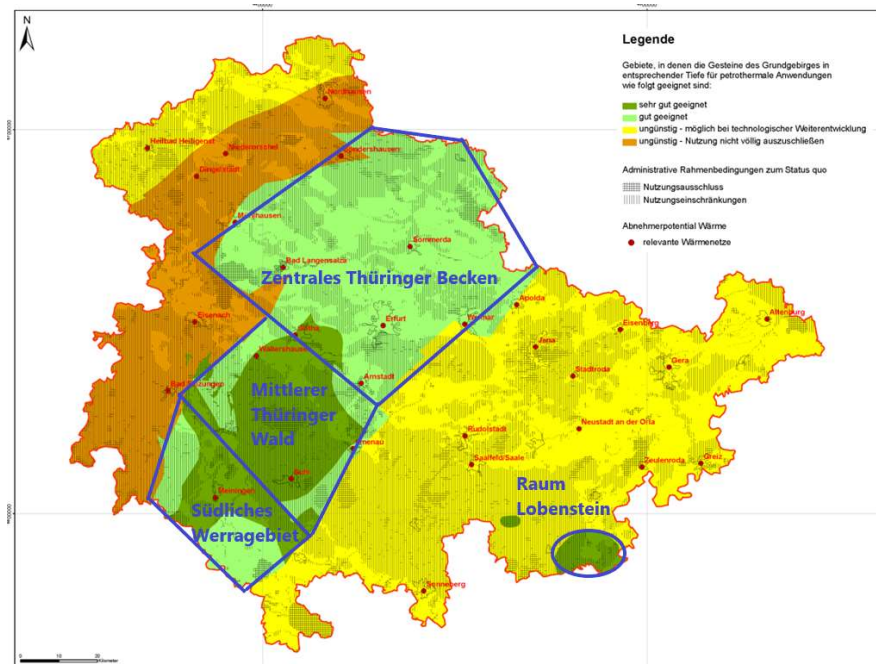


Abbildung 6: Gebiete Thüringens nach Nutzungseignung für petrothermale Anwendung³⁶

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.

³⁶ JenaGeos (2011). Wirtschaftliche Nutzungsoptionen der Tiefen Geothermie in Thüringen, Jena. 52|227

Die geologischen Bedingungen für solche petrothermalen 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 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 weniger geeigneten Gebiete können aber nach entsprechender Technologieentwicklung und Erlangung weiterer Erschließungserfahrungen zu einem späteren Zeitpunkt in die Nutzung durchaus einbezogen werden. Diese Gebietsklassifizierung nach Abbildung 7 stellt eine grundlegende Einteilung dar, die nach weiterem Kenntniszuwachs einen zunehmend höheren Detaillierungsgrad erwarten lässt.

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 Ablauf der einzelnen Schritte lässt sich in Anlehnung an das Umweltbundesamt³⁷ wie folgt beschreiben:³⁸

- Erster 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

³⁷ Umweltbundesamt (2020). Ein neuer Weg zu effizienten Wärmenetzen mit Niedertemperaturwärmeströmen. Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien, November 2020, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/sandrock_et_al._2020_niedertemperaturwaerme-kommunenleitfaden_barrierefrei.pdf (Zugriff: 17.08.2022).

³⁸ Vgl. auch Bundesverband Geothermie e.V. (2021). Klimaneutrale Wärme aus Geothermie 2030/2050. Mai 2021.

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.
- Nachfolgend empfiehlt sich die Durchführung einer **Infrastrukturanalyse**. Darin werden innerhalb des Erlaubnisfeldes Gebiete identifiziert, in denen die Umsetzung eines Geothermieprojekts untersagt -oder nur eingeschränkt möglich ist. Es werden ferner Bereiche ausgewiesen, die für eine Projektumsetzung besonders geeignet sind.
- 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 vorhandener 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 Messungen 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.

- 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 werden die Konzepte zur Integration der Wärme in das kommunale Wärmenetz, die Finanzierung und Wirtschaftlichkeit entwickelt und bewertet. (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.
- 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 Bohr-

platzbau begonnen werden. Parallel wird der Aufbau eines seismischen Monitoringsystems sowie eines Grundwasser-Monitorings im Umfeld des Bohrplatzes empfohlen.

- 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 Reservoireigenschaften durchgeführt. Die Bohrung gilt als fündig, wenn eine Mindest-Förderrate bei einer maximal vertretbaren hydraulischen Druckabsenkung erreicht werden kann und eine Mindest-Reservoirtemperatur 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 auf Grundlage des geologischen Untergrundmodells und der hydraulischen Kennwerte thermohydraulisch modelliert. 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.
- Anschließend startet für einen definierten Zeitraum der **Probetrieb** für die Anlage.

- Verläuft der Probebetrieb erfolgreich, nimmt die Anlage den eigentlichen **Dauerbetrieb** auf.

Den beispielhaften Ablauf eines Geothermie-Projektes mit Berücksichtigung der Zeitachse und Angabe der wesentlichen Meilensteine zeigt die nachfolgende Abbildung 7.

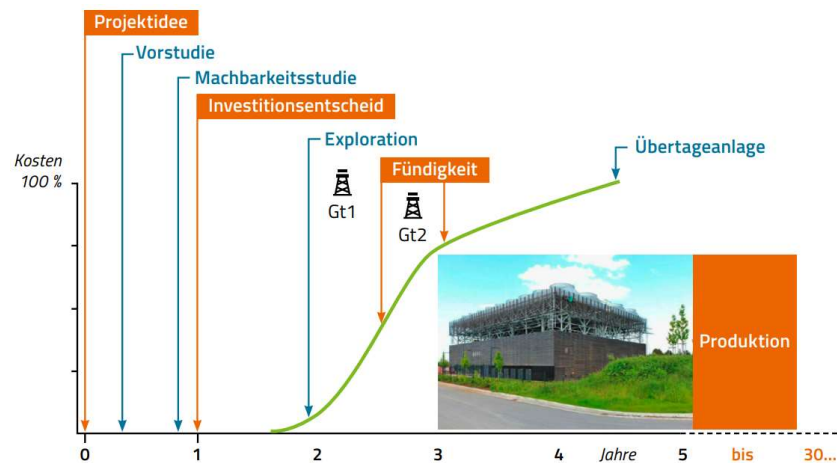


Abbildung 7: Schematischer Ablaufplan eines Geothermie-Projekts³⁹

Wird die Geothermieanlage später (üblicherweise nach ca. 30 bis 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.

³⁹ Bundesverband Geothermie e.V. (2021). Klimaneutrale Wärme aus Geothermie 2030/2050. Mai 2021. 58|227

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 solare Strahlungsenergie in Wärme um. Dabei werden grundsätzlich zwei Kollektoren-Typen hinsichtlich Aufbau, Funktionsprinzip, zur Verfügung stellbarer Temperatur, möglicher Leistungsgrößen und möglicher Einsatzbereiche unterschieden – Flach- und Vakuumröhrenkollektoren.

Die grundsätzliche Technologie ist folgende: „Geschützt unter einem besonders strahlungsdurchlässigen Spezialglas wandelt ein „Absorber“, gefertigt aus speziell beschichtetem Metall, die einfallende Strahlung in thermische Energie aus besonders hohem Temperaturniveau um (ohne Energieentnahme erreichen Flachkollektoren im Innern mehr als 200°C, Vakuumröhrenkollektoren sogar über 300°C).“⁴⁰

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.

⁴⁰ Schabbach, T., & Leibbrandt, P. (2014). Solarthermie: Wie Sonne zu Wärme wird. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, S. 2-3.

Für eine erste Projektabschätzung ist die Betrachtung der Globalstrahlungswerte eine wichtige Kenngröße.⁴¹ 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/cm^3 liegt, beträgt sie im Norden Deutschlands unter 1.000 J/cm^3 .⁴² In Thüringen kann mit einer Sonnenscheindauer von etwa 1.800 bis 2.000 h und mit Globalstrahlungswerten von $1.000\text{-}1.100 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ gerechnet werden.⁴³ Das Zukunftswetter, welches für Mittel- und Nordthüringen mit der Software Meteonorm bereitgestellt wird, weist eine Jahressumme der Globalstrahlungswerte von 1.024 kWh/m^2 aus.⁴⁴ Dieser Wert entspricht auch in etwa dem Mittelwert der Globalstrahlungswerte der Jahre 1991 bis 2020.⁴⁵ Abbildung 8 zeigt die jahresscharfe Entwicklung der langjährigen Globalstrahlung am Standort Sondershausen seit 1991.

⁴¹ Zusätzlich zur Globalstrahlung sind auch die Beamstrahlung normal (Bn) und die Außentemperatur (Ta) relevante Größen.

⁴² Deutscher Wetterdienst (2021). Klimakarten Deutschland. <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimakartendeutschland/klimakartendeutschland.html> (abgerufen am 17.11.2021), Stand: 2020.

⁴³ Deutscher Wetterdienst (2021). Klimakarten Deutschland. <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimakartendeutschland/klimakartendeutschland.html> (abgerufen am 17.11.2021), Stand: 2020.

⁴⁴ Meteonorm ist eine Kombination aus zuverlässigen Datenquellen und hochwertigen Berechnungsmodellen und bietet Zugang zu Wetterdaten aus typischen Jahren und historischen Zeitreihen (<https://meteonorm.com/>).

⁴⁵ Globalstrahlungswerte ab 1991 sind beim Deutschen Wetterdienst kostenfrei unter <https://cdc.dwd.de/portal> erhältlich.

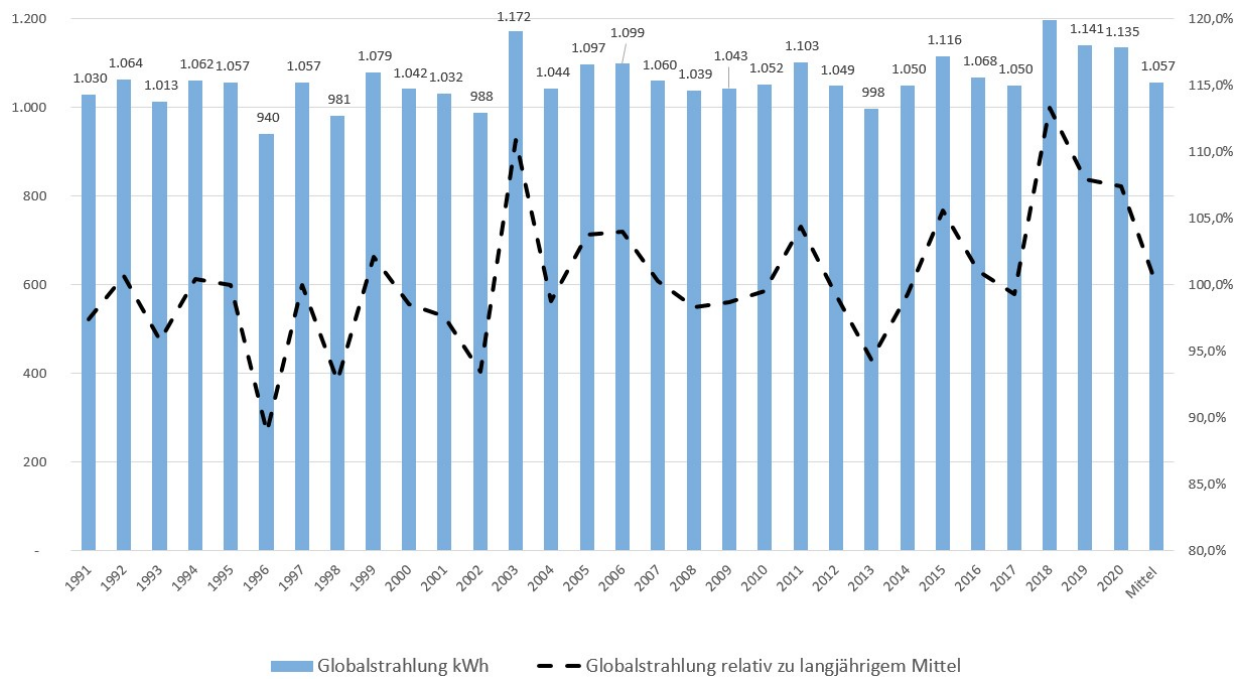


Abbildung 8: Jahreswerte der langjährigen Globalstrahlung in Sondershausen seit 1991⁴⁶

Für weiter zurückliegende Zeiträume liegen Werte der jährlichen Sonnenscheindauer für den Raum Sondershausen in Nordthüringen ab 1958 vor (Abbildung 9).

⁴⁶ Quelle: Stadtwerke Sondershausen GmbH.
61|227

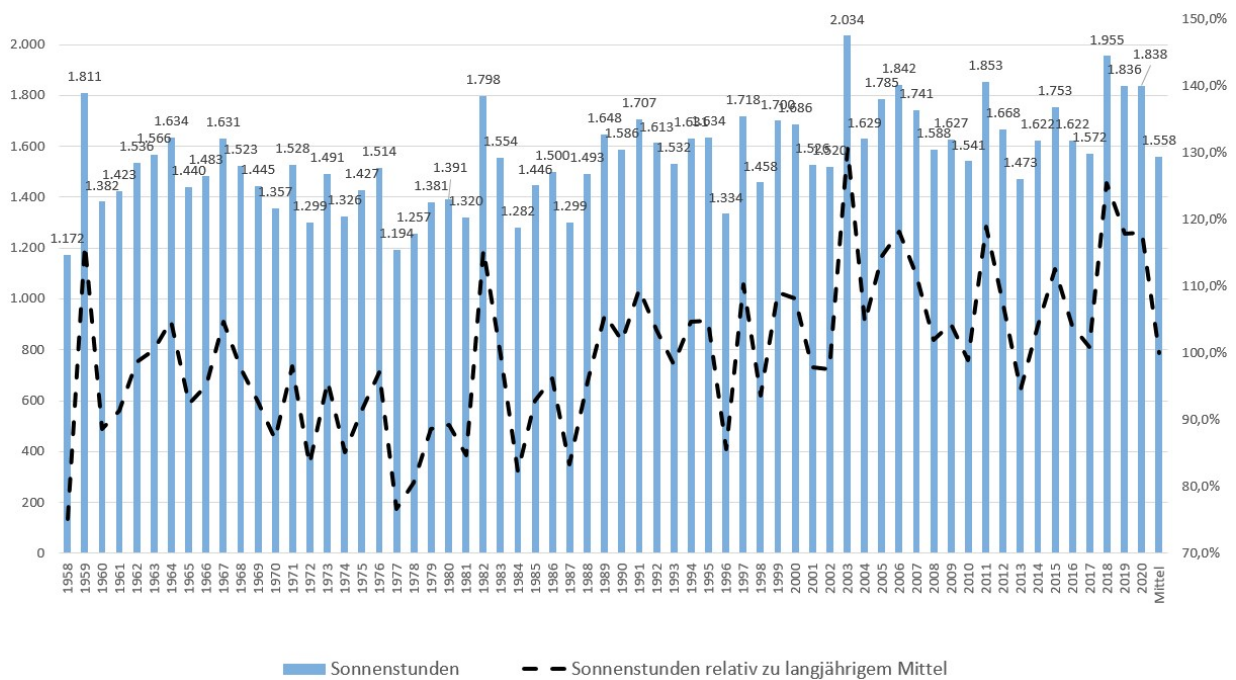


Abbildung 9: Jahreswerte der Sonnenscheindauer in Sondershausen seit 1958⁴⁷

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, den so genannten Kollektoren. Diese werden häufig auch „Solarkollektorfeld“ bzw. „Kollektorfeld“ synonym für eine großflächige solarthermi-

⁴⁷ Quelle: Stadtwerke Sondershausen GmbH.
62|227

sche 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 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:⁴⁸

- 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 So-

⁴⁸ 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>
63|227

larthermie im Vergleich zum Biomasseanbau eine um den Faktor 20 bis 50 und im Vergleich zu Photovoltaik eine um den Faktor 4 höhere Flächeneffizienz aufweist,⁴⁹ 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 Solarthermiemarkt stark rückläufig.⁵⁰ Im Jahr 2021 wurde nach Angaben von Solites (Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme) nur eine einzige Solarthermieanlage an ein Fernwärmenetz angeschlossen.⁵¹ 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.⁵²

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

⁴⁹ 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>

⁵⁰ Solarserver (2020). Solarthermie-Markt 2020: Heizungsindustrie hofft auf neue Förderung. 24.03.2020, <https://www.solarserver.de/2020/03/24/solarthermie-markt-2020-heizungsindustrie-hofft-auf-neue-foerderung/>

⁵¹ Solarserver (2022). Flaute bei Solarthermie in der Fernwärme. 17.02.2022, <https://www.solarserver.de/2022/02/17/flaute-bei-solarthermie-in-der-fernwaerme/>

⁵² Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021). Solaroffensive für Deutschland Wie wir mit Sonnenenergie einen Wirtschaftsboom entfesseln und das Klima schützen. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace, 28.07.2021, <https://www.greenpeace.de/publikationen/20210806-greenpeace-kurzstudie-solaroffensive.pdf>

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

Abbildung 10 zeigt diesen Umstand im Jahresverlauf exemplarisch anhand des Standorts Sondershausen.

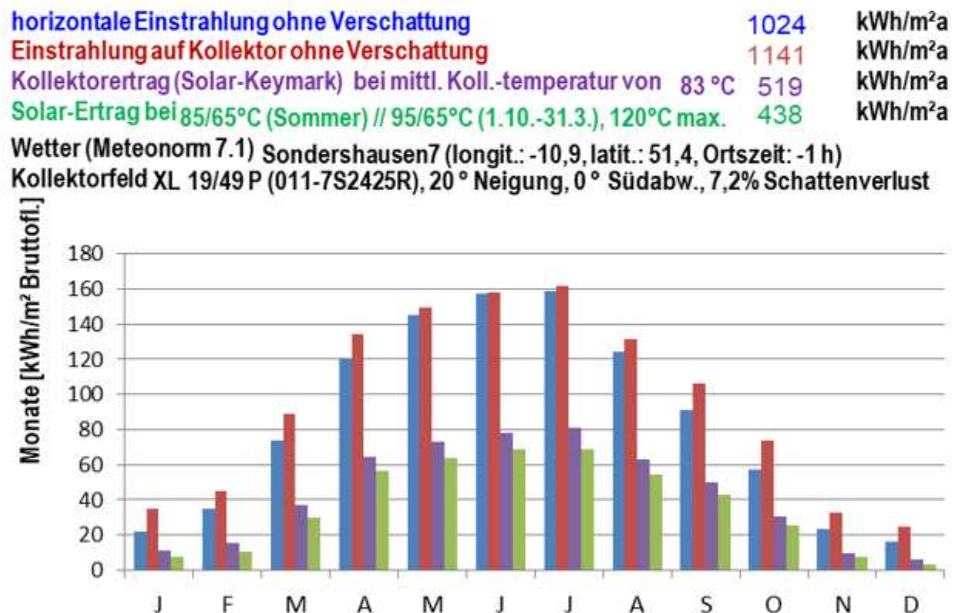


Abbildung 10: Solare Erträge im Jahresverlauf (CPC-Vakuumröhrenkollektor Ritter XL)⁵³

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

⁵³ Quelle: Projektstudie Ritter XL Solar für Stadtwerke Sondershausen GmbH.
65|227

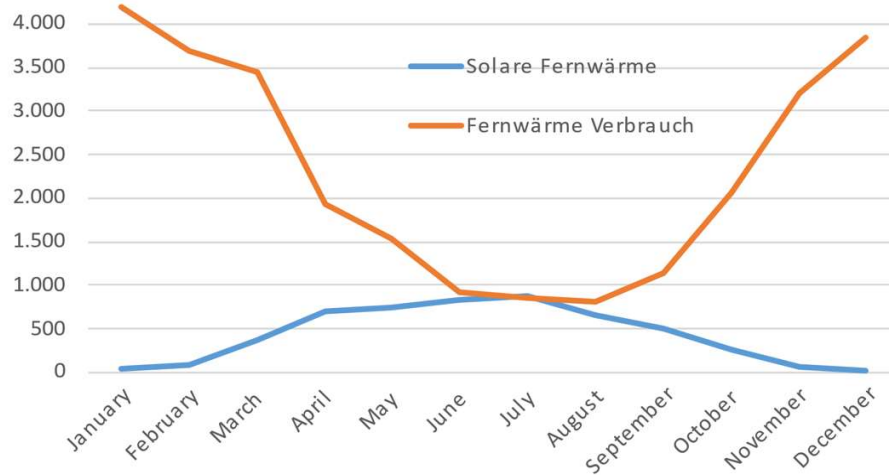


Abbildung 11: Erzeugung und Verbrauch in einem Fernwärmenetz mit 18% solarer Deckung für ein typisches Jahr⁵⁴

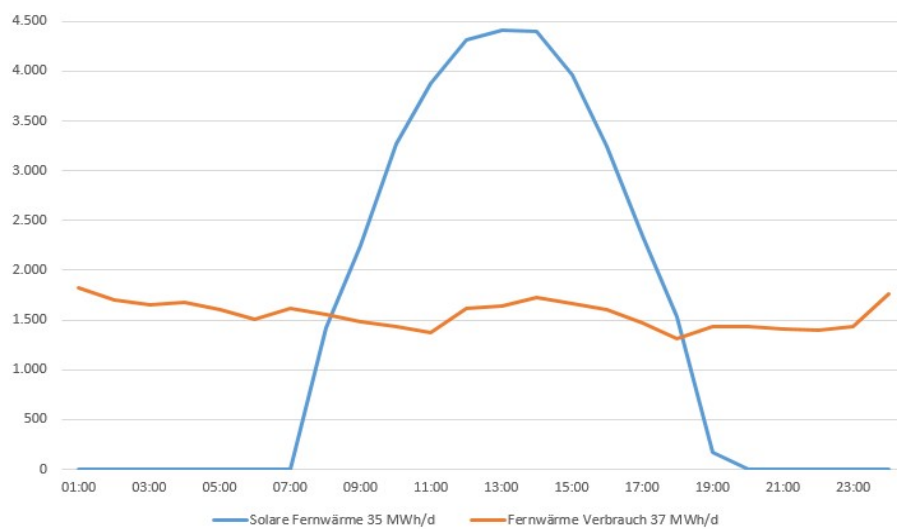


Abbildung 12: Erzeugung und Verbrauch in einem Fernwärmenetz mit 18% solarer Deckung für strahlungsreichen Sommertag⁵⁵

Mit Hilfe der Diagramme zu Erzeugung und Verbrauch ist erkennbar, dass dem Einsatz der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung Grenzen gesetzt sind.

⁵⁴ Quelle: Projektvorschlag Aalborg CSP für Stadtwerke Sondershausen GmbH, nach Meteonorm.

⁵⁵ Quelle: Projektstudie Ritter XL Solar für Stadtwerke Sondershausen GmbH.

Bis zu einem solaren Deckungsgrad von ca. 2 Prozent ist in Fernwärmenetzen ohne Prozesswärme die Einbindung ohne Tagesspeicher sinnvoll. Darüber hinaus, bis zu einem solaren Deckungsgrad von maximal 20 Prozent, 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 Saisonalspeicher nötig, welche den sommerlichen solaren Ertrag für den Bedarf im Winterhalbjahr speichern können. In dänischen Wärmenetzen sind solche Speicher schon im Einsatz.⁵⁶ 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.⁵⁷ Dänische Fernwärmenetze werden in der Regel mit niedrigeren Temperaturen betrieben, als dies in Deutschland der Fall ist und Speicher spielen eine tendenziell größere Rolle. Unabhängig von der

⁵⁶ Jørgensen, J. (2018). Symbiose aus der grössten Solarthermieanlage der Welt und einem Heizkraftwerk: Solarthermieanlage und Heizkraftwerk teilen sich einen großen Wärmespeicher und eine Wärmepumpe. In: State of Green. Fernwärme und -kälte: Energieeffizienz für städtische Gegenden. Version 2.0, März 2018, <https://stateofgreen.com/de/publications/fernwaerme-und-kaelte/>, S. 15.

⁵⁷ 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.

Frage nach Wärmespeichern ist anzustreben, dass auch in den Übergangsmontaten 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.⁵⁸

Flachkollektoren (ohne Vakuum) können bei Globalstrahlungswerten unter 500 W/m^2 kaum bis keine nutzbare solare Wärme für die Fernwärme zur Verfügung stellen. Vakuumröhrenkollektoren erzielen bereits bei einer Globalstrahlung ab 150 W/m^2 Erträge, ab 250 W/m^2 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**
- **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.⁵⁹

⁵⁸ Quelle: Projektvorschlag Aalborg CSP für Stadtwerke Sondershausen GmbH.

⁵⁹ Infoportal Solarthermie (n. a.). Vakuum-Röhrenkollektor. <http://solarthermie-info.de/kollektoren/roehrenkollektor/>

▪ **Vakuurröhrenkollektoren**

- **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 Vakuurröhrenkollektoren 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 Vakuurröhrenkollektoren 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. Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse für den Standort Würzburg bei 75°C mittlerer Kollektortemperatur.⁶⁰

System	Hersteller	Typ	Bruttokollektor fläche	Solar Keymark
Röhre CPC	Ritter XL	XL 19/49	4,94 m ²	580 W/m ²
		XL 19/49 P	4,94 m ²	611 W/m ²
Röhre Heatpipe	Viessmann	Vitosol 200 T SPX-S	5,05 m ²	507 W/m ²
Röhre Heatpipe	AcoTec	Megakollektor	12,99 m ²	546 W/m ²
Flachkollektor Vakuum	TVP	MT Power v4	1,96 m ²	683 W/m ²
Flachkollektor	Greenonotech	GK3133	13,17 m ²	410 W/m ²
Flachkollektor	Savo-Solar Oyj	SF500-15DG	15,96 m ²	462 W/m ²

Abbildung 13: Werte Solar Keymark Standort Würzburg 75°C verschiedener Kollektortypen⁶¹

Aus diesen Werten 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

⁶⁰ Die Zertifikate sind unter <http://www.solarkeymark.nl/DBF/> abrufbar.

⁶¹ Quelle: Stadtwerke Sondershausen GmbH.

Problem mit zu vielen Stagnationstagen in strahlungsreichen Jahren bei Flachkollektoren mit großen Flächenbedarf größer als bei Vakuumröhrenkollektoren.

System	Hersteller	Typ	Kollektor- neigung	Solar Keymark Würzburg 75°C	SCFW Solar Keymark 75°C mit Wetterdaten Sondershausen (Gh, Bn, Ta)							
					Zukunftswetter				KJ 2018			
					spezifischer Kollektorfeld- ertrag	spezifischer Kollektorfeld- ertrag	Stagnation ¹⁾	Delta zu Zukunfts- wetter	spezifischer Kollektorfeld- ertrag	Stagnation ¹⁾	Delta zu Zukunfts- wetter	
Röhre CPC	Ritter XL	XL 19/49	20 °	580 W/m ²	514 kWh/m ²	475 kWh/m ²	0 Tage	-7,5%	635 kWh/m ²	4 Tage	24%	
Röhre Heatpipe	AcoTec	Megakollektor	30 °	546 W/m ²	519 kWh/m ²	476 kWh/m ²	0 Tage	-8,2%	634 kWh/m ²	3 Tage	22%	
Röhre Heatpipe	Viessmann	Vitosol 200 T SPX-S	30 °	507 W/m ²	431 kWh/m ²	397 kWh/m ²	0 Tage	-7,8%	558 kWh/m ²	11 Tage	29%	
Flachk. Vakuum	TVP	MT Power v4	35 °	683 W/m ²	631 kWh/m ²	577 kWh/m ²	0 Tage	-8,5%	777 kWh/m ²	2 Tage	23%	
Flachkollektor	Savo-Solar Oyj	SF500-15DG	35 °	462 W/m ²	419 kWh/m ²	394 kWh/m ²	11 Tage	-6,0%	583 kWh/m ²	32 Tage	39%	
Flachkollektor	Greenonetec	GK3133	35 °	410 W/m ²	367 kWh/m ²	347 kWh/m ²	8 Tage	-5,6%	521 kWh/m ²	29 Tage	42%	

1) Die Anzahl der Stagnationstage gelten für eine Anlagengröße, die 10% solare Deckung in 2013 gewährleistet; die Speichergröße ist mit 0,15 m³/MWh Solarertrag 2013 gewählt

Abbildung 14: Vergleich der Werte nach Solar Keymark Standort Sondershausen 75°C verschiedener Kollektortypen in unterschiedlichen Jahren⁶²

Abbildung 14 zeigt, welchen unterschiedlich starken Schwankungen die solaren Erträge bei Vakuumröhrenkollektoren und Flachkollektoren in einem strahlungsarmen Jahr wie 2013 und einem strahlungsreichen Jahr wie 2018 im Vergleich zum Zukunftswetter nach Meteornorm ausgesetzt sind. Die Stagnationstage wurden für eine Kollektorflächenauslegung ermittelt, welche im Jahr 2013 bei allen Kollektortypen gleiche solare Erträge gewährleistet.⁶³ Die Anzahl der Tage, an welchen die Anlage in Stagnation geht, sollte in Grenzen gehalten werden, da diese dadurch hohen Belastungen ausgesetzt wird. 20 Tage wären als Obergrenze akzeptabel. Anhand des Umgangs mit Stagnation können Vor- und Nachteile der Kollektortechnologien sichtbar gemacht werden.

Flachkollektoren schneiden hinsichtlich der Stagnation tendenziell schlechter ab. Abhilfe kann hier eine Kombination aus Vakuumröhrenkollektoren und Flachkollektoren sein. Eine sinnvolle Anlagenkonfiguration kann eine in Reihe Schaltung sein, so dass

⁶² Quelle: Stadtwerke Sondershausen GmbH.

⁶³ Die Berechnungen wurden mit dem frei zugänglichen Simulationsprogramm SCFW (ScenoCalc Fernwärme) des Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme (solites) durchgeführt (Online verfügbar: <https://www.scfw.de/>).

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 Kollektordinhalt 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.⁶⁴

⁶⁴ Für eine Anlage mit ca. 9.000 m² Bruttokollektorfläche wird ein Gebäude mit den Außenmaßen 13,8 m x 13,8 m und 5,4 m Höhe seitens Ritter XL empfohlen. Die Kosten dafür werden mit ca. 500 €/m³ umbauter Raum geschätzt.

Ein Wärmeübertrager ist erforderlich, wenn die Solaranlage vom Fernwärmenetz hydraulisch entkoppelt werden soll. Für eine direkte Einbindung spricht hingegen, dass am Wärmeübertrager ca. 3 Prozent 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.⁶⁵ 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:

⁶⁵ Vgl. Abbildung 15.
73|227

- 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 Prozent des Wärmebedarfs der angeschlossenen Abnehmer.⁶⁶
- 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.⁶⁷
- In **Ludwigsburg/Kornwestheim** soll die bis dato größte Solarthermieanlage Deutschlands bei einer Bruttokollektorfläche von 14.800 qm einen prognostizierten Jahresertrag von 5.050 MWh erzielen.⁶⁸
- 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.⁶⁹
- 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.⁷⁰

⁶⁶ Solarthermie-Jahrbuch (2019). Große Solarthermieanlagen für Stadt und Land. 21.11.2019, <https://www.solarthermie-jahrbuch.de/grosse-solarthermieanlagen-fuer-stadt-und-land/>

⁶⁷ 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>

⁶⁸ 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>

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>

⁷⁰ Stadtwerke Bernburg (n. a.). Stadtwerke Bernburg investieren in ein grünes Fernwärmenetz. <https://www.stadtwerke-bernburg.de/unternehmen/engagement/solarthermie-oekologische-waermeerzeugung.html>

- Die **Stadtwerke Leipzig** errichten im Westen der Stadt, am Rande von Lausen-Grünau, die nach eigenen Angaben derzeit größte Solarthermie-Anlage Deutschlands. Diese soll einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung leisten.⁷¹
- 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.⁷²
- 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.⁷³

2.4.6 Situation in Thüringen

Trotz der im Deutschlandvergleich durchschnittlichen jährlichen Sonnenscheindauer und Strahlungsintensität in Thüringen ist das Potenzial der Nutzung von Solarthermie in der Fernwärmeerzeugung gegeben. Eine Deckung bis maximal 20 Prozent 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.

⁷¹ 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>

⁷² Stadtwerke Halle (n. a.). Pilotanlage Solarthermie in Betrieb. <https://evh.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/solarthermie>

⁷³ 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>

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 870 kWp in Betrieb.
- Die Solarthermie-Anlage in **Mühlhausen** deckt bilanziell den Wärmebedarf von rund 400 Mühlhäuser Haushalten.⁷⁴

Abbildung 15 gibt einen Überblick über die technischen Eckdaten der Solarthermieanlagen in Erfurt und Mühlhausen.

⁷⁴ Stadtwerke Mühlhausen (2022). Energieministerin Siegesmund: „Großer Schritt auf dem Weg zur klimaneutralen Wärmeversorgung in Mühlhausen“. 12.09.2022, <https://www.stadtwerke-muehlhausen.de/Meldungen/Solarthermiepark-der-Stadtwerke-Sonnige-Bilanz-nach-einem-Jahr-Betrieb-fuer-Thueringens-groesste-Anlage-in-Muehlhausen.html>

 	Übersicht Solarthermieanlagen		
	SWE - Blumenstraße I	SWE - Blumenstraße II	SWM - Schadeberg
Kenndaten			
Allgemein			
Standort	99092 Erfurt, Blumenstraße	99092 Erfurt, Blumenstraße	99974 Mühlhausen, Auf d. Schadeberg
Status	in Betrieb seit April 2019	in Betrieb seit Mai 2019	geplante Inbetriebnahme Sept. 2021
Hersteller	Ritter XL Solar	SOLID Gesellschaft für Solar	Ritter XL Solar
Fläche			
Bruttokollektorfläche	1.156 m ²	534m ²	5.690m ²
Aperturfläche	1.053 m ²	499m ²	5.183m ²
Grundstücksfläche	ca. 2.230 m ²	ca. 1.070 m ²	ca. 20.500m ²
Kollektor			
Kollektortyp	Vakuum-Röhrenkollektoren (234 Stk.)	Plattenkollektoren (43 Stk.)	Vakuum-Röhrenkollektoren (1152 Stk.)
Themische Peak-Leistung	550 kWp	320 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°C - 129°C	95°C - 105°C
FW-Netztemperatur Rücklauf	50°C	50°C	60-65°C
Wärmeertrag			
2020	578 MWh/a	216 MWh/a	
2021			
2022			2.700 MWh/a (zu erwarten)

Abbildung 15: Übersicht über Solarthermie-Anlagen in Thüringen⁷⁵

Mit den aktuell nutzbaren Förderinstrumenten lassen sich Förderquoten von über 50 Prozent erzielen. Meist wird die Kumulierbarkeit von einem der Förderinstrumente ausgeschlossen. Insbesondere das Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) enthält diesbezüglich nachteilige Regelungen. Dies sollte seitens der Fördermittelgeber geändert werden.

⁷⁵ Quelle: Stadtwerke Erfurt Energie GmbH und Stadtwerke Mühlhausen GmbH.
77|227

2.4.7 Leitfaden

Vor der Errichtung einer Solarthermieanlage 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 unteretzt werden (Tabelle 7):

Tabelle 7: Weitere empfohlene Prüfschritte

Flächenbedarfsermittlung	<ul style="list-style-type: none">▪ Art der Kollektoren▪ Globalstrahlung vor Ort▪ Verschattung, Aufstellwinkel▪ Leitungsführung, Zuwegungen, ...
Nutzwärmebedarf	<ul style="list-style-type: none">▪ Prognoselastgang Einspeisung vs. Ist-Lastgang Erzeugung
Anlagengröße	<ul style="list-style-type: none">▪ 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
 - 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

- 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 der zukünftigen Wetterdaten nach Meteonorm angesetzt werden. Zur Ermittlung des solaren Ertrages eines Jahres kann überschlägig der Kollektorfeldertrag mit einem Anlagennutzungsgrad von 82 bis 86 Prozent multipliziert werden.

Folgende Beispielkalkulation zeigt die anzusetzenden Investitionen für eine exemplarische Solarthermieanlage mit Speicher auf (Tabelle 8).

Tabelle 8: 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 Prozent 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.⁷⁶ Darüber hinaus hat eine eventuelle Förderung erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Solarthermie-Anlagen.

⁷⁶ Weitere Hinweise können dem AGFW-Praxisleitfaden „Solarthermie“ entnommen werden.
80|227

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

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 Einschätzung der Branche 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 für die 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 17).

Während grauer Wasserstoff, bei dessen Produktion große Mengen CO_2 entstehen, derzeit zu gut 99 Prozent 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).⁷⁷



Abbildung 16: Die Farbenlehre der Produktionsverfahren von Wasserstoff im Überblick⁷⁸

⁷⁷ 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>

⁷⁸ Bildquelle: DVGW/H₂vorOrt.

Bei der Verbrennung von Wasserstoff werden bis zu 90 Prozent 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-Emissionen, die eine wesentliche Ursache für den anthropogenen Klimawandel darstellen, werden hingegen nicht emittiert.⁷⁹ 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.

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

⁷⁹ H2vorOrt (n. a.). Wasserstoff – eine Einführung in das Schlüsselement der Energiewende. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2vorort-wasserstoff-eine-einfuehrung.pdf>

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 zu favorisierende 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.“⁸⁰

⁸⁰ 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, S. 27.

Allerdings ist die künftige Rolle von Wasserstoff für die (Fern-)Wärmeerzeugung derzeit noch nicht klar abzusehen und Gegenstand intensiver Diskussionen.⁸¹

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 Prozent Wasserstoffbeimischung im Brennstoff arbeiten. Bei einer Beimischung zwischen 15 und 30 Prozent sind zusätzliche Umbauten notwendig.

Die Materialien in BHKWs, Großbrennern und Gasherden scheinen mit einer Wasserstoffbeimischung zum Erdgas in Höhe von bis zu 30 Prozent ebenfalls relativ problemlos zurecht zu kommen, wie Analysen des DBI (Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg) zeigen. Das Regelwerk ist hierbei derzeit noch vorsichtiger ausgelegt, wird aber derzeit an vielen Stellen weiterentwickelt. Nach Aussagen des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.) sollen künftig deutlich höhere Wasserstoffanteile im Gas möglich sein.

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.

⁸¹ Fraunhofer IEE (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, 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

2.5.4.2 Technologische Entwicklungen

Angesichts der großen – auch politischen – Relevanz von Wasserstoff für die Energiewende ist von einem raschen Markthochlauf auszugehen. Damit einhergehend 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.⁸²
- 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.⁸³
- MAN Trucks & Bus entwickelt ebenfalls Prototypen für Brennstoffzellen und H₂-Verbrennungsmotoren, deren erste Praxistests für 2023 geplant sind.⁸⁴
- Volvo und Daimler Truck wollen gemeinsam einer der größten Brennstoffzellen-Hersteller werden und haben ein Joint-Venture gegründet, um wasserstoffba-

⁸² 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>

⁸³ 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>

⁸⁴ MAN (2021). Wasserstoff meets Lkw – MAN baut erste Prototypen. 26.05.2021, <https://www.man-truckandbus.com/de/innovation/wasserstoff-meets-lkw-man-baut-erste-prototypen.html>

sierte 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.⁸⁵

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

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.⁸⁶ 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_e) zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt wird.⁸⁷ 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

⁸⁵ 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>

⁸⁶ 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

⁸⁷ Meyer et al. (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/>

Wärme versorgt werden. Der zum Einsatz kommende Technologiemix umfasst u. a. Wasserstoffspeicher, Brennstoffzelle und Wärmespeicher.⁸⁸

- Im Quartiersprojekt „**QUARREE100**“ soll in einem Nahwärmenetz Wasserstoff, erzeugt aus erneuerbaren Quellen, als zentraler Energiespeicher für die Versorgung von derzeit rund 600 BewohnerInnen dienen.⁸⁹
- 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.⁹⁰
- 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.⁹¹
- 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.⁹²

⁸⁸ Meyer et al. (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/>

⁸⁹ Entwicklungsagentur Region Heide. QUARREE100. <https://quarree100.de/>

⁹⁰ Westküste 100, <https://www.westkueste100.de/#ProjektHome>

⁹¹ Thüga (2021). Zukunft der Gasverteilnetze: reiner Wasserstoff. Pressemitteilung, 23.09.2021, <https://www.thuega.de/pressemitteilungen/zukunft-der-gasverteilnetze-reiner-wasserstoff/>

⁹² 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>

- 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 zählen u. a. auch die Stadtwerke Erfurt Energie.⁹³

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 17).

⁹³ 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
90|227

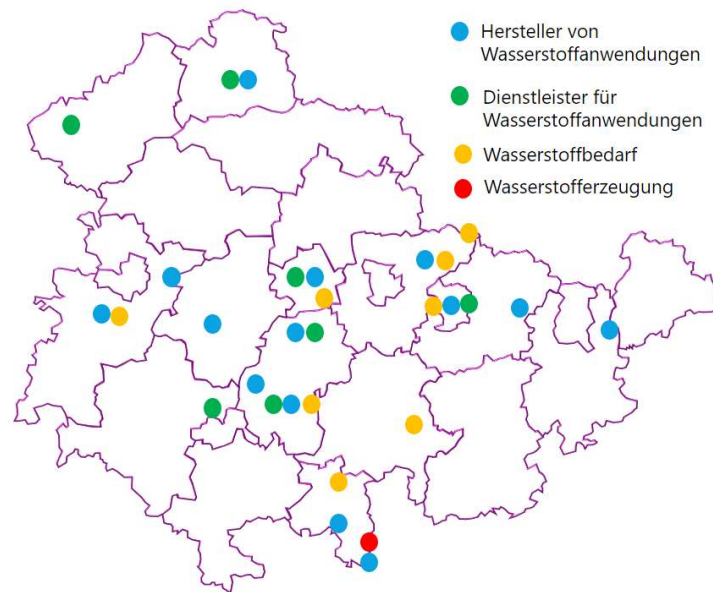


Abbildung 17: Regionale Verortung der Ausgangssituation für den Markthochlauf⁹⁴

Mit Blick auf den Gas-Netzentwicklungsplan (GasNEP) zeigen sich bereits erste Wasserstoffbedarfe und Elektrolyseure im Gasnetz für die kommenden Jahre. Die Marktabfrage „Wasserstoff Erzeugung und Bedarf (WEB)“ der FNB Gas weist auch für Thüringen bereits für das Jahr 2032 einen erheblichen Wasserstoffbedarf und die Notwendigkeit des frühzeitigen Aufbaus einer entsprechenden Wasserstoffinfrastruktur auf.⁹⁵

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.

⁹⁴ Eigene Darstellung/TEAG Thüringer Energie AG

⁹⁵ FNB Gas (2021). Ergebnisse der Bedarfsmeldungen für Wasserstoff im Rahmen der Marktabfrage Wasserstoff Erzeugung und Bedarf (WEB) für den Szenariorahmen NEP Gas 2022-2032. September 2021, https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/2021_09_21_FNB-Gas-Begleitdokument-Marktabfrage-WEB-Karten.pdf

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 allerdings 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.⁹⁶ Art und Umfang des Einsatzes von Wasserstoff für die Fernwärmeerzeugung sind daher derzeit noch nicht klar abzuschätzen.

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 sehr 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.⁹⁷

⁹⁶ Liebreich, M. (2021). Clean Hydrogen Ladder. Vers. 4.0, 15.08.2021, Liebreich Associates (concept credit: Adrian Hiel/Energy Cities).

⁹⁷ Diese würde sich dann in der Überarbeitung der Fernwärmekonzepte auswirken, wie sie auch im ThürKlimaG vorgesehen ist.

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. In einem Gutachten vom Juni 2021 wird der Blick nicht nur bis 2030, sondern bis 2050 gerichtet.⁹⁸ Den Rahmenbedingungen des EHB folgend scheint es möglich, dass Mitteldeutschland ab 2035 an ein großflächiges Wasserstoffnetz angeschlossen wird, das die Versorgung mit grünem Wasserstoff sichern könnte.⁹⁹

Allerdings bestehen erhebliche 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 Ende der 2030er Jahre 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 durchaus plausibel, technisch möglich und volkswirtschaftlich sinnvoll.

⁹⁸ Creos et al. (2021). European Hydrogen Backbone: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Gas for Climate, June 2021, https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf

⁹⁹ DVGW (2020). H2 vor Ort: Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. November 2020, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf>

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 Gasnetz¹⁰⁰
- bis spätestens 2040 100% Wasserstoff

zur Verfügung stehen wird.

Dabei zeigt sich ein zu erwartender Preisrückgang bei grünem Wasserstoff unabhängig von der Erzeugungsart des Grünstroms. Das Preisniveau unterscheidet sich jedoch regional teils erheblich. Blauer Wasserstoff dürfte kurzfristig und für eine Übergangszeit noch günstiger sein als grüner Wasserstoff, Analysten gehen allerdings davon aus, dass ab 2030 grüner Wasserstoff kostengünstiger sein dürfte.¹⁰¹ 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).

¹⁰⁰ Gemäß DVGW-Planungen, siehe: Schwigon, A. (2020). Das DVGW-Regelwerk wird „H₂-ready“: aktuelle Projekte der regelsetzenden DVGW-Gremien der Gasversorgung. DVGW energie | wasser-praxis, 12(2020), 90-95. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-regelwerk-h2-readiness-schwigon-2012.pdf>

¹⁰¹ BloombergNEF (2021). 'Green' Hydrogen to Outcompete 'Blue' Everywhere by 2030. 05.05.2021, <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-outcompete-blue-everywhere-by-2030/>
95|227

Abbildung 19 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.

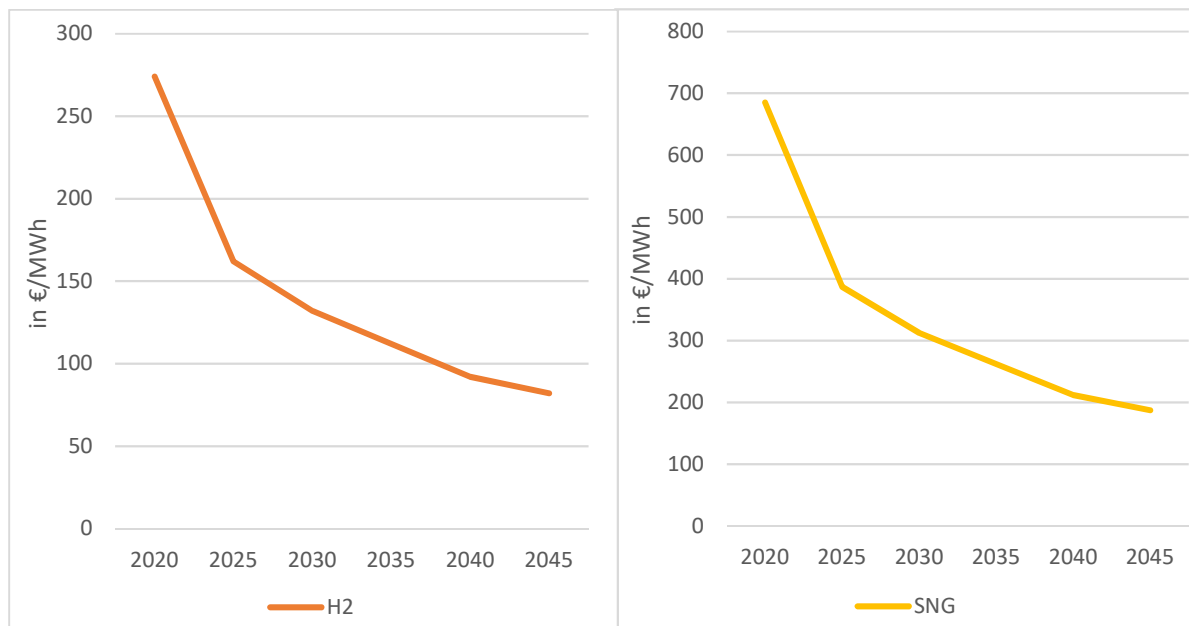


Abbildung 18: Zu Grunde gelegter Preisfad für Wasserstoff und SNG

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 unter Einbeziehung aktueller Studienergebnisse und einer Abschätzung einer plausiblen Entwicklung für das Jahr 2040, für das in der Literatur nur wenige Daten vorliegen.

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://greenplanet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf>

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 hinausgehen (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 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, welche 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 alleinig 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

¹⁰⁴ Graf, F., & Bajohr, S. (2013). Einleitung. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, Oldenbourg Verlag, S. 1.

Biogas in der Fernwärme vereinigt somit viele Aspekte einer nachhaltigen, ökologischen und regionalen Energieversorgung, welche nachfolgend kurz erläutert werden:¹⁰⁵

- **Erneuerbare Energie:** eine sehr gute Ökobilanz, nahezu CO₂-neutral
- **Speicherung:** Saisonale Speicherung mittels bestehender Gasinfrastruktur
- **Infrastruktur:** Gasnetze technisch vorbereitet, kein relevanter zusätzlicher Investitionsbedarf erforderlich
- **Flexibilität und Effizienz:** effiziente und flexible Stromerzeugung in KWK-Anlagen, 100% Nutzung in der Wärme darstellbar, Regelenergie einsetzbar
- **Wertschöpfung:** regionale Wertschöpfung, lokale Verwendung

Biogas als Substitutionsprodukt für Erdgas hat sich seit vielen Jahren in der Wärme (inkl. KWK), Mobilität und als Prozessgas etabliert und ist sicher sowie zuverlässig im etablierten paneuropäischen Gasnetz transportierbar. Durch die Anwendung in modernen, hocheffizienten Gas-und-Dampf (GuD)-Kraftwerken oder dezentralen KWK-Anlagen mit optimaler Wärmenutzung und -speicherung ist auch ein Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung bedarfsorientiert jederzeit realisierbar (Abbildung 20).¹⁰⁶

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

¹⁰⁵ K. Homann, T. Hübener, B. Klocke, U. Wernekinck, Handbuch der Gasversorgungstechnik, 1. Auflage 2017, Kapitel 14.1.3 in Anlehnung an die Grafik (Seite 661)

¹⁰⁶ K. Homann, T. Hübener, B. Klocke, U. Wernekinck, Handbuch der Gasversorgungstechnik, 1. Auflage 2017, Kapitel 14.1.3 Abs. 2 (Seite 661)

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 20). Im Ergebnis der Untersuchung wurde festgestellt, dass ca. 10 Prozent 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 lassen sich gegebenenfalls skalieren und lassen unter optimalen Voraussetzungen die Annahme zu, dass die Prämissen und Erkenntnisse dieser Studie für die Gasnetzinfrastruktur 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.

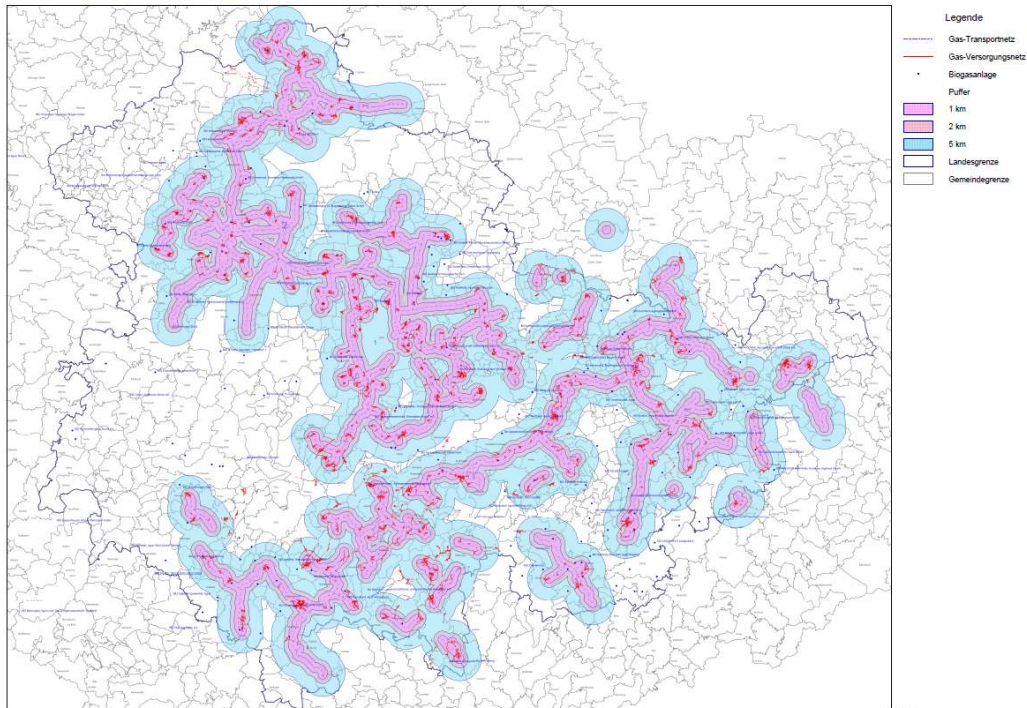


Abbildung 19: Darstellung von Biogasanlagen und der Erdgasinfrastruktur der TEN Thüringer Energienetze GmbH¹⁰⁷

Unter Beachtung der Potenziale und dem tatsächlichen Gasbedarf 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.

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

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

- Biogaserzeugung
- Transport von Biogas
- Biogasaufbereitung
- Bioerdgaseinspeisung.

2.6.4.2 Biogaserzeugung

Die Umwandlung von organischem Material in Methan, Kohlenstoffdioxid und weiterer 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 um die 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 Beibehaltung mineralischer Mikro- und Makronährstoffe bilden die Basis für die vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten von Biogas.¹⁰⁸

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

- Mais, Hirse & Grünroggen

¹⁰⁸ Frank Graf, Siegfried Bajohr, Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 2. Auflage, 2013, Kapitel 5, Biogaserzeugung, Kapitel 5.1, Einleitung, Seite 83

- 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 9):¹⁰⁹

Tabelle 9: Zusammensetzung des durch Fermentation erzeugten Biogases¹¹⁰

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.%

Das erzeugte Biogas kann anschließend direkt vor Ort in modernen KWK-Anlagen verwendet, über separate Biogasnetze verteilt oder aber über das paneuropäische Erdgas-transportssystem 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 Kapitel näher erläutert werden.

¹⁰⁹ Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG, Kapitel 2.1 Biogaszusammensetzung und -menge

¹¹⁰ Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG, Kapitel 2.1 Biogaszusammensetzung und -menge

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:¹¹¹

- 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.

Nachfolgend werden die grundlegenden Verfahren zur Abtrennung der im Rohbiogas enthaltenen Gasbestandteile erläutert.

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

¹¹¹ Erler, R., & Krause, H. (2013). Transport von Rohbiogas. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, Oldenbourg Verlag, S. 133-160.

- 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 21). Kryogenverfahren spielen in der Biogasaufbereitung für die Einspeisung in Erdgasnetze eine untergeordnete Rolle und werden in diesem Kapitel nicht weiter beschrieben.¹¹²

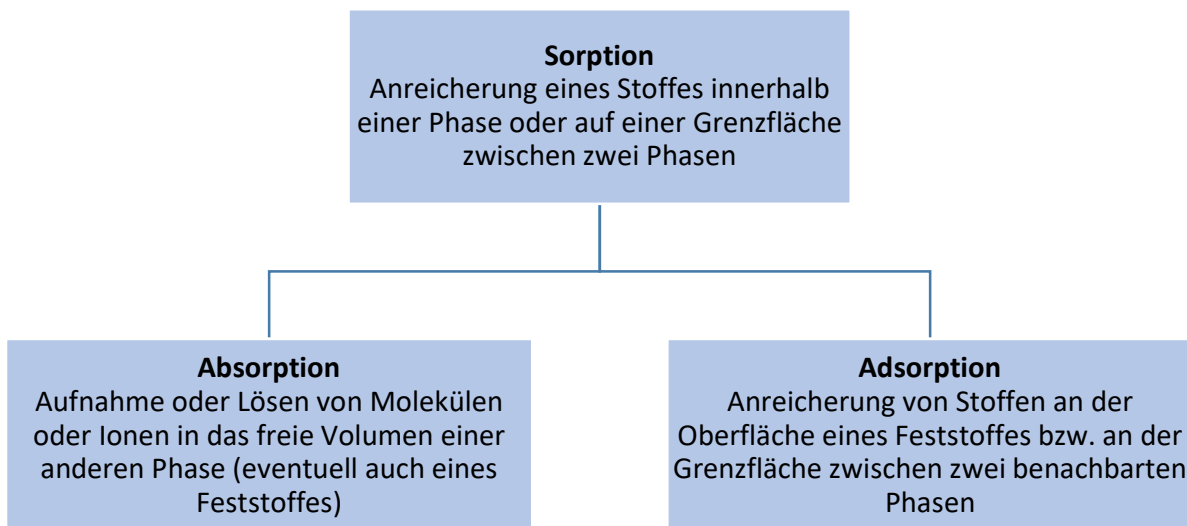


Abbildung 20: Grundlagen der Sorption¹¹³

- **Druckwechseladsorption (DWA):** Das Verfahren der Adsorption wird bei der Aufbereitung von Biogas zur Vorbereitung der Einspeisung in die vorhandene

¹¹² Rohr, S., Ortloff, F., Graf, F., Perl, T. (2013). Biogasaufbereitung. In: Graf, F., & Bajohr, S. (Hrsg.). Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 2. Auflage, Oldenbourg Verlag, S. 161-230.

¹¹³ Eigene Darstellung.

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. Herausforderung liegt bei der Auftrennung von CO₂ und CH₄, da aufgrund relativ geringer Unterschiede der Molekülgröße nur porenfreie Membrane 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 den folgenden Kriterien richten:

- geforderte Gasqualität am Standort der Einspeisung
- Zusammensetzung des Rohbiogases

- Einspeisedruck, der für das Transportnetz benötigt wird¹¹⁴

2.6.5 Referenzprojekte

Tabelle 10 weist exemplarisch Anlagen in Thüringen auf, welche Bioerdgas in die vorhandene Erdgasinfrastruktur einspeisen. Es ist ersichtlich, dass eine heterogene Verteilung an Aufbereitungsverfahren ist. 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 10: Exemplarische Biogasanlagen in Thüringen¹¹⁵

Standort der Biogaseinspeisung	Leistung in Nm³/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 (Bielken)	350	2015	chemisch/physikalische Wäsche
Weißborn-Lüderode	600	2013	chemische Wäsche

¹¹⁴ Herzog, F. (2016). Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie der Substitution von Erdgas durch Biogas. Unveröffentlichte Bachelorarbeit in Zusammenarbeit mit der TEAG Thüringer Energie AG.

¹¹⁵ Eigene Darstellung auf Basis von Biogaspartner, Einspeiseatlas Deutschland, Stand Januar 2021, XLSX-Datei

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:¹¹⁶

- Gasförmige Bioenergie
- Flüssige Bioenergie
- Feste Bioenergie

An dieser Stelle erfolgt eine Auseinandersetzung mit Bioenergie aus fester Biomasse.¹¹⁷

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

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

¹¹⁷ Vgl. Abschnitt 2.7 zur Nutzung von Biogas.

den Immissionsschutz zu beachten sind. Sofern die Treibhausgasemissionen, die z. B. beim Transport von Biomasse anfallen, außen vor, 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 11).

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 Anbaubiomasse und Biomasse, die keine gravierenden Risiken aufweist. Zu relativ unproblematischer Biomasse zählen u. a. Grünschnitt aus der Landschaftspflege und biogene Siedlungs- und Industrieabfälle.¹¹⁸

Tabelle 11: Formen biogener Festbrennstoffe¹¹⁹

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

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

¹¹⁹ 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/leitfadenfestebiobrennstoffe_web.pdf

Energiepflanzen

Holzartige Aus Kurzumtrieb

Halmgut- artige 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 Biodiversitätsverlust und Treibhausgasemissionen können die Folge dieses Prozesses sein.¹²⁰

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. Eine breitere Nutzung von Biomasse dürfte folglich perspektivisch zu bedarfsansteigenden Importen führen, was Nachhaltigkeits- und Klimaschutzanstrengungen konterkarieren kann. Bosch et al. (2015) wiesen bereits im Jahr 2015 darauf hin, dass Deutschland bereits Nettoimporteur von Biomasse sei und dass Europas Biomasse-Bedarf und -Nachfrage weiter steigen dürfte. Dies betreffe insbesondere die Nutzung von Holzpellets.¹²¹

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 leitungebundener

¹²⁰ Umweltbundesamt (2022). Bioenergie. 07.04.2022, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld>

¹²¹ Bosch, R., van de Pol, M. & Philp, J. (2015). Policy: Define biomass sustainability. *Nature* 523, 526-527. <https://doi.org/10.1038/523526a>

Wärmeversorgung in Deutschland (2020) dar.¹²² Dies hatte 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:¹²³

- **Biomasseheizkraftwerke (BMHKWe)**, die auf dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beruhen
- **Biomassekraftwerke (BMKWKe)**, die einen Wirkungsgrad von gerade einmal 30 bis 37 Prozent aufweisen

Durch das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), auf dem BMHKWe 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.¹²⁴

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

¹²² 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, mit Daten von Destatis und bdew, Stand: 12/2020.

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

¹²⁴ 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.

Dampf treibt eine Turbine an, mittels derer Strom erzeugt wird. Die entstehende Wärme kann in Fernwärmenetzen eingespeist werden.¹²⁵

- **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 Wärmeübertragers 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.¹²⁶
- **Thermische Biomassevergaseranlagen:** Bei thermischen Biomassevergaseranlagen wird die Biomasse mittels Pyrolyse-Verfahren unter Ausschluss von Sauerstoff vergast. Das entstehende Gas wird aufbereitet (gekühlt, gereinigt, gefiltert, gewaschen) und anschließend in einem Gasmotor zur Stromerzeugung eingesetzt.¹²⁷

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** am Heizkraftwerk I auf Biomasse in Form von naturbelassenen Holzhackschnitzeln, Altholzhackschnitzeln, Sägespäne und Rinde.¹²⁸

¹²⁵ Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? <https://www.vattenfall.de/glossar/biomasse-heizkraftwerk-bmhkw> (Zugriff: 09.08.2022).

¹²⁶ Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? <https://www.vattenfall.de/glossar/biomasse-heizkraftwerk-bmhkw> (Zugriff: 09.08.2022).

¹²⁷ Vattenfall (n. a.). Was sind Biomasseheizkraftwerke? <https://www.vattenfall.de/glossar/biomasse-heizkraftwerk-bmhkw> (Zugriff: 09.08.2022).

¹²⁸ Fernwärme Ulm (n. a.). BIOMASSE-HEIZKRAFTWERK I. <https://www.fernwaerme-ulm.de/energie/erzeugungsanlagen/biomasse-heizkraftwerk-1/>

- 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.¹²⁹
- In **Magdeburg** haben die Städtischen Werke Magdeburg im Jahr 2016 das 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.¹³⁰
- In **Neustrelitz** haben die dortigen Stadtwerke im Jahr 2006 das 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.¹³¹
- 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.¹³²

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

¹²⁹ Energieversorgung Oberhausen (n. a.). BIOMASSE KRAFTWERK OBERHAUSEN. <https://www.evo-energie.de/biomasse-kraftwerk-oberhausen>

¹³⁰ Städtische Werke Magdeburg (n. a.). Biomasseheizkraftwerk: Wärmeversorgung für Magdeburg-Ostelbien. <https://www.sw-magdeburg.de/energie/waerme/biomasseheizkraftwerk>

¹³¹ Stadtwerke Neustrelitz (n. a.). Biomasse-Heizkraftwerk. <https://www.stadtwerke-neustrelitz.de/privatkunden/energiespektrum/biomasse-heizkraftwerk>

¹³² 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).

einer der größten Holzvorräte pro Hektar Waldboden in Deutschland¹³³ eine vergleichsweise gute Ausgangsbasis für die nachhaltige Nutzung von Biomasse auf. Zudem ist der Holzvorrat je Hektar Wald in Thüringen zwischen der Holzinventur 2002 und 2012 deutlich gestiegen. Der Holzzuwachs in den letzten Jahren wird bislang nur zu 70-80 Prozent genutzt.¹³⁴

Entsprechend werden in Thüringen auch ca. 85 Prozent vom Anteil des Primärenergieverbrauchs der erneuerbaren Energien über Biomasse bereitgestellt. Laut Angaben des Thüringer Landesamt für Landwirtschaft und Ländlichen Raum ist Biomasse damit der erneuerbare Energieträger, der in Thüringen am häufigsten zum Einsatz kommt.¹³⁵

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.¹³⁶

Allerdings zeigen sich auch in Thüringen bereits die Herausforderungen der Nutzung von Biomasse. So wurde die seit 2008 laufende Verbrennung von Holzhackschnitzeln in **Hermsdorf** durch eine iKWK-Anlage auf Basis von BHKWen ersetzt. Der Umstieg von Biomasse auf Erdgas wird mit den Preisentwicklungen für das benötigte Holz in den letzten Jahren begründet.¹³⁷

¹³³ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsaehige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 09.08.2022), S. 4.

¹³⁴ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsaehige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 09.08.2022), S. 5.

¹³⁵ Thüringer Landesamt für Landwirtschaft und Ländlichen Raum (n. a.). Bioenergieträger. <https://tllr.thueringen.de/landwirtschaft/pflanzenproduktion/nawaro/bioenergie> (Zugriff: 09.08.2022).

¹³⁶ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsaehige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 09.08.2022), S. 5.

¹³⁷ 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

2.7.7 Leitfaden

Für die Prüfung einer möglichen Nutzung von Bioenergie schlägt die ThEGA vor, möglichst folgende Aspekte zu berücksichtigen:¹³⁸

- 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.

¹³⁸ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (2022). Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie. https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsaehige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf (Zugriff: 09.08.2022), S. 28. 116|227

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 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 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.“¹³⁹

Abwärme im Sinne dieser Definition entsteht in vielerlei Prozessen. Hierzu zählen:¹⁴⁰

- Produktion (z. B. Raffinerien, Stahlverarbeitung, chemische Industrie)

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

¹⁴⁰ 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

- 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.¹⁴¹

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 wurde Siedlungsabfall gemäß des Anwendungshinweises zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) 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 BDEW 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 Wärme aus MVAs/EBKWs gespeist wird, eine langfristige Klimaneutralität nicht erreichen kann.“¹⁴²

Insbesondere auf EU-Ebene ist die Frage nach der Anerkennung von Abwärme aus der Abfallentsorgung als klimaneutral Gegenstand intensiver Diskussionen – nicht zuletzt

¹⁴¹ 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

¹⁴² 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, S. 47.

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% CO₂-frei. Daraus resultiert ein gewisses Investitionsrisiko. Eine klare Definition der Abwärme als CO₂-frei durch die EU- und Bundespolitik ist daher erforderlich, um stabile Investitionsbedingungen zu schaffen.

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 AGFW¹⁴³ 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 bis 20 Prozent 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,

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

dass eine wirtschaftliche Nutzung der Abwärme aus Rechenzentren überhaupt möglich sei.¹⁴⁴

Obwohl die Abwärmenutzung für Wärmenetze für alle Beteiligten erhebliche Vorteile aufweisen kann, zeigen Unternehmen häufig erhebliche 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 Wert. Erst durch die Einbindung in ein Wärmenetz gewinnt die Abwärme ihren Wert als Wärmequelle.¹⁴⁵

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, stellen der erforderliche Platzbedarf, die erschwerte Einkopplung der Abwärme und die steigenden Kosten weitere Herausforderungen dar.¹⁴⁶

Häufig fällt Abwärme aus der Industrie bei einem relativ hohen Temperaturniveau an, was eine Einspeisung in Bestandsnetze mit hohem Temperaturniveau in der Regel er-

¹⁴⁴ NeRZ (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

¹⁴⁵ 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

¹⁴⁶ 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

leichtert. 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.“¹⁴⁷

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.¹⁴⁸ 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.

- In **Stralsund** wird derzeit die Nutzung der Abwärme eines Elektrolyseurs für die Wärmeversorgung mittels eines Wärmenetzes im Stadtteil Andershof geprüft.¹⁴⁹
- In **Karlsruhe**, einer Stadt mit einer der längsten Fernwärmenetze Deutschlands, decken die Stadtwerke einen beträchtlichen Teil des Wärmebedarfs für ihre

¹⁴⁷ 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, S. 43.

¹⁴⁸ 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

¹⁴⁹ 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>

Fernwärmeversorgung über industrielle Abwärme aus einer ansässigen Raffinerie.¹⁵⁰

- 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**.¹⁵¹
- 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.¹⁵²

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.¹⁵³

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.¹⁵⁴

¹⁵⁰ 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/>

¹⁵¹ Uniper (2020). Industrielle Abwärme für die Fernwärmeversorgung. 15.07.2020, <https://www.uniper.energy/news/de/industrielle-abwaerme-fuer-die-fernwaermeversorgung>

¹⁵² Wärmewende.de (2020). Hoya/Weser – Industrielle Abwärmenutzung mit Fernwärmenetz. 24.07.2020, <https://www.waermewende.de/kommunaler-blog/hoya-weser-industrielle-abwaerme-nutzung-mit-fernwaermenetz/>

¹⁵³ TMUEN (n. a.). Wärme aus der Mülltonne. <http://www.energiegewinner-thueringen.de/energiegewinner/details-zu/restabfallverbrennungsanlage-suhl.html>

¹⁵⁴ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA). Abwärmekataster, <https://www.thega.de/themen/energie-und-ressourceneffizienz/abwaermenutzung/>

- 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 Anlagen für die thermische Abfallbehandlung in Zella-Mehlis und in Erfurt. Dazu kommt eine Anlage der TVS in Schwarzburg. 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 mit verbrannt. 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 Klärschlamm) wiedergewonnen werden kann. Die Nutzung des Klärschlamm 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 absichert. 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 Power-to-Heat

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 2.11) zu unterscheiden ist.

Die Anzahl der installierten PtH-Anlagen in Deutschland ist derzeit noch relativ überschaubar. Allerdings verfügen PtH-Anlagen 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,¹⁵⁵ PtH-Anlagen 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:¹⁵⁶

- Direkte Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme (Elektrodenkessel)
- Nutzbarmachung von Umweltwärme mittels elektrisch betriebener Wärmepumpen (siehe nachfolgender Abschnitt 2.11 zur Wärmepumpe).

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

¹⁵⁵ 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>

¹⁵⁶ 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>

PtH-Anlagen 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.¹⁵⁷ Das Ziel der Bundesregierung gemäß EEG 2023 ist die Steigerung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch auf 80 Prozent bis zum Jahr 2030.¹⁵⁸ Im Rahmen des hierzu erforderlichen, deutlich beschleunigten Ausbaus von EE-Anlagen dürfte auch weiterhin überschüssiger EE-Strom zur Verfügung stehen, der in PtH-Anlagen kurzfristig zur grünen Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann, wodurch die Abregelung von EE-Anlagen vermieden werden kann.¹⁵⁹

Allerdings können PtH-Anlagen 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.¹⁶⁰

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.¹⁶¹ Zudem können PtH-Anlagen den steigenden Anforderungen an die Stromnetze auf Grund

¹⁵⁷ Bauknecht, D. et al. (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, S. 48.

¹⁵⁸ § 1 Abs. 2 EEG-E 2023.

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, https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf, S. 57.

¹⁶⁰ Bauknecht, D. et al. (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, S. 64.

¹⁶¹ Stark, M. (2021). So funktioniert eine Power-to-Heat-Anlage. Encity, 18.10.2021, <https://www.ency.de/magazin/unsere-welt/funktionsweise-power-to-heat>

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 Power-to-Heat.

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.¹⁶² 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.“¹⁶³ Das Potenzial von PtH-Anlagen für die 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, kommt Power-to-Heat, 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 PtH-Anlagen in Betrieb nehmen. In Kombination mit Wärmespeichern kann die Flexibilität so deutlich gesteigert werden.¹⁶⁴

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, S. 4.

¹⁶³ 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

¹⁶⁴ Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht, & 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.

In Deutschland stellt der im Gebäudeenergiegesetz (GEG) geregelte Primärenergiefaktor (PEF) von 1,8 (Netzbezug) mutmaßlich ein Hemmnis für die breitere Anwendung von PtH-Anlagen dar, da dieser in der Regel zu einer Verschlechterung des auszuweisenden PEF von Fernwärmenetzen führen dürfte.¹⁶⁵

2.9.4 Anlagentechnik

Bei Elektroerhitzern wird elektrische Energie in Wärme umgewandelt und anschließend ins Fernwärmenetz eingespeist. Dabei ist kein separater Kesselkreislauf mittels Wärmetauscher 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.

Power-to-Heat wird zwischen Vor- und Rücklauf des Fernwärme-Heißwassersystems im Heizkraftwerk (HKW) parallel zu den vorhandenen Heißwassererzeugungsanlagen eingebunden.

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

2.9.5 Referenzprojekte

Zu den bereits genannten deutschlandweit 36 PtH-Module zum Stand Anfang 2019¹⁶⁶ sind zuletzt einige PtH-Anlagen in Deutschland hinzugekommen. Zu den laufenden

¹⁶⁵ 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, S. 57.

¹⁶⁶ bdew (2020). Power-to-Heat - ein Baustein der Sektorkopplung für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Positionspapier, 129|227

Vorhaben und in den vergangenen Jahren in Betrieb genommenen Anlagen zählen u.

a.:

- Die Power-to-Heat-Anlage in **Neubrandenburg** (ursprünglich geplante Inbetriebnahme Ende 2020) ist ein gemeinsames Projekt der Neubrandenburger Stadtwerke (neu.sw) zusammen mit dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz. Überschüssige Windenergie soll in der 30 MW-PtH-Anlage genutzt werden, um Wärme für das Fernwärmenetz zu produzieren.¹⁶⁷
- Enercity betreibt seit dem Jahr 2020 eine Power-to-Heat-Anlage am Standort **Hannover-Herrenhausen**, die in das Fernwärmenetz des Unternehmens eingebunden ist.¹⁶⁸
- 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.¹⁶⁹ Vattenfall errichtet zudem am Standort Reuter West den eigenen Angaben zufolge größten Wärmespeicher Europas. Überschüssiger Windstrom soll künftig mittels der Power-to-Heat-Anlage zur Wärmeerzeugung genutzt werden, die dann im Wärmespeicher gespeichert wird. Der Speicher soll im April 2023 in Betrieb gehen.¹⁷⁰

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 27.04.2020,
https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200427_Power-to-Heat.pdf, S. 4.

¹⁶⁷ dpa-Newskanal (2020). Erste Power-to-Heat-Anlage wird in Neubrandenburg befüllt. 27.01.2020,
<https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energie-neubrandenburg-erste-power-to-heat-anlage-wird-in-neubrandenburg-befuellt-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-200127-99-646075>

¹⁶⁸ 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>

¹⁶⁹ 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>

¹⁷⁰ 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/>

- Im Karolinenviertel in **Hamburg** wurde Ende 2018 die PtH-Anlage *Karoline* mit einer Leistung von 45 MW in Betrieb genommen.¹⁷¹ Weitere PtH-Anlagen in Hamburg wurden für die kommenden Jahre am Kraftwerksstandort Wedel mit einer geplanten Leistung von 80 MW und an der Dradenau mit einer Leistung von 30 MW angekündigt.¹⁷²
- 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 für die Fernwärme zu nutzen.¹⁷³
- Die Stadtwerke **Rostock** errichten im Nordwesten Rostocks voraussichtlich bis zum Frühjahr 2023 eine PtH-Anlage sowie einen Wärmespeicher mit 45 Mio. Litern Wasser, der über eine 250 m lange Trasse mit dem Fernwärmenetz hydraulisch verbunden ist.¹⁷⁴

2.9.6 Situation in Thüringen

Grundsätzlich unterliegt die Errichtung von PtH-Anlagen keinen regionalen Restriktionen. Netzbedingte Abregelungen auf Grund von Netzengpässen, die künftig eine bedeutende Nutzungssituation von PtH-Anlagen darstellen dürften, sind jedoch regional unterschiedlich und treten in Deutschland derzeit v. a. im geografischen Norden Deutschlands, auf Grund der dortigen Windkraftanlagen, auf.¹⁷⁵

Ungeachtet dessen dürfte das Potenzial für Power-to-Heat auch in Thüringen nicht unerheblich sein und es gibt auch in Thüringen bereits Erfahrungen mit PtH.

¹⁷¹ 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>

¹⁷² Hamburger Energiewerke (n. a.). Mehr Power-to-Heat für Hamburg. <https://www.hamburger-energiewerke.de/wissen-themen/sectorenkopplung/power-to-heat-wedel-und-dradenau>

¹⁷³ 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>

¹⁷⁴ Stadtwerke Rostock (n. a.). Unser Wärmespeicher. Grüne Wärme für Rostock. <https://www.swrag.de/speicher>

¹⁷⁵ NDR (2022). Mehr Windkraft, weniger Abregelungen in Schleswig-Holstein. 21.07.2022, <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Mehr-Windkraft-weniger-Abregelungen-in-Schleswig-Holstein,windkraft1236.html>

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 werden. 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 der PtH-Anlage sowie die Standortfindung dar. Der Standort der PtH-Anlage 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 eine PtH-Anlage 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 niedrig Temperaturreservoir aufnimmt und nach einer Erhöhung des Druckniveaus wieder als thermische Energie an ein Reservoir mit höherer Temperatur abgibt. Sie gelten als zentrale Technologie für die Energiewende. Im Vergleich zu anderen Formen der Wärmeerzeugung erfolgt die Nutzbarmachung von Umweltwärme durch Wärmepumpen besonders effizient.¹⁷⁶ Zu den gängigen Wärmequellen für Wärmepumpen zählen Umgebungsluft, das Erdreich, das Grundwasser, Abwärme, Eisspeicher oder Erdwärmespeicher sowie Solarthermie-Kollektoren.¹⁷⁷ Wärmepumpen können gerade für die Deckung der Grund- und Mittellast in Fernwärmenetzen einen Beitrag leisten.¹⁷⁸ 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.

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, S. 28.

¹⁷⁷ Umweltbundesamt (2022). Umgebungswärme und Wärmepumpen. 13.01.2022, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/umgebungswaerme-waermepumpen#umgebungsw%C3%A4rme>

¹⁷⁸ 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

Zu den gängigen Wärmequellen für Wärmepumpen zählen:¹⁷⁹

- 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.¹⁸⁰

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 Energieeffizienz von Wärmepumpen: Im Vergleich zu anderen Formen der Wärmeerzeugung erfolgt die Nutzbarmachung von Umweltwärme durch Wärmepumpen besonders effizient.¹⁸¹ 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

¹⁷⁹ Umweltbundesamt (2022). Umgebungswärme und Wärmepumpen. 13.01.2022, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/umgebungswaerme-waermepumpen#umgebungsw%C3%A4rme>

¹⁸⁰ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, S. 15-20.

¹⁸¹ 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, S. 28.

zur zentralen Technologie für eine Versorgung einer stark auszubauenden Fernwärme".¹⁸²

Wärmepumpen können gerade für die Deckung der Grund- und Mittellast in Fernwärmenetzen einen Beitrag leisten.¹⁸³ 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.¹⁸⁴ Eine weitere Herausforderung stellt die zusätzliche Belastung der Strom(verteiler)netze dar.

2.10.4 Anlagentechnik

Abbildung 21 zeigt das Wirkprinzip einer elektrisch betriebenen Kompressionswärmepumpe. Da es sich bei dieser Bauart um die am weitest verbreitete Technologie handelt, wird in dieser Arbeit der Begriff Wärmepumpe synonym für elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpen verwendet.¹⁸⁵

¹⁸² Fraunhofer IEE (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, 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.

¹⁸³ 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

¹⁸⁴ 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

¹⁸⁵ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, S. 15-20.

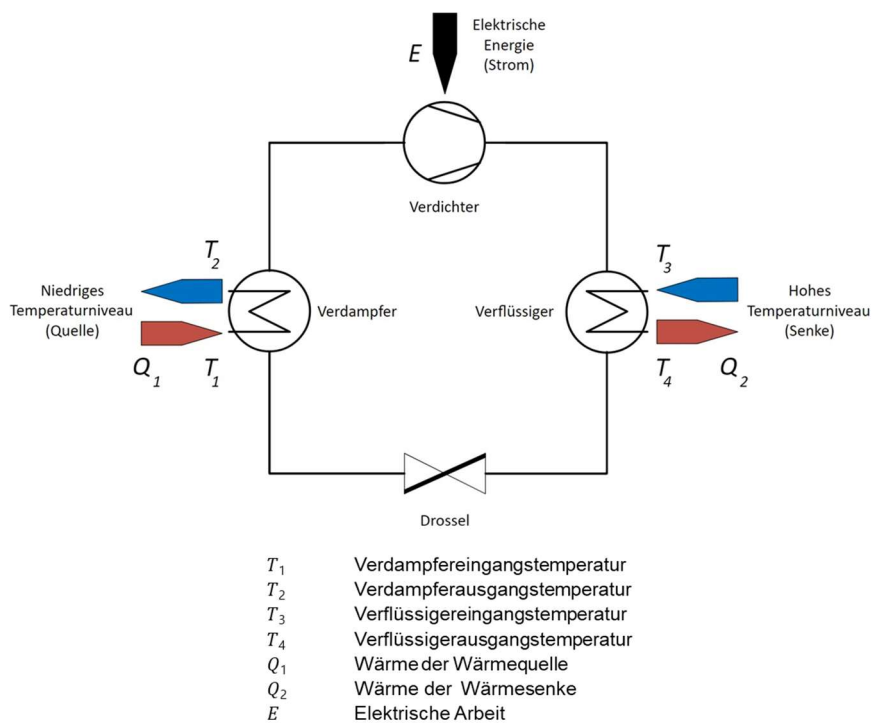


Abbildung 21: Wirkprinzip einer elektrischen Kompressionswärmepumpe¹⁸⁶

Der Wärmepumpenprozess findet in einem geschlossenen Kreislauf statt, in dem verschiedenste Kältemittel als Arbeitsmedium verwendet werden können.¹⁸⁷ Es besitzt für den Prozess geeignetere Eigenschaften als beispielsweise Luft oder Wasser. Oft genutzte Kältemittel sind Ammoniak, Kohlenstoffdioxid oder künstlich hergestellte Hydroflouroelfine. „Die Wahl des Kältemittels hängt in erster Linie vom Temperaturniveau des Prozesses ab.“¹⁸⁸

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 Verdich-

¹⁸⁶ Quelle: TEAG Thüringer Energie AG.

¹⁸⁷ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, S. 15-20.

¹⁸⁸ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, S. 17.

ter 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 Rohrbündelwärmeübertrager oder Lamellenwärmeübertrager.¹⁸⁹ Anschließend an die Verflüssigung wird das Kältemittel über eine meist elektrisch regelbare Drossel wieder entspannt. Das Kältemittel durchläuft die Zustandsänderungen verdampfen, verdichten, verflüssigen und expandieren im Kreisprozess der Wärmepumpe zyklisch und steht dabei unter hohem Druck.¹⁹⁰

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:¹⁹¹

- 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 häufigst verwendeten Verschaltungen eingegangen.

¹⁸⁹ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, S. 15-20.

¹⁹⁰ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, S. 15-20.

¹⁹¹ Arpagaus, C. (2018). Hochtemperaturwärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE Verlag, Berlin, S. 15-20.

Mehrere Kältemittelkreise mit eigenen Verdichterstufen werden über Wärmeübertrager miteinander gekoppelt. So kann stufenweise die Temperatur erhöht werden (Abbildung 22). Die Anzahl der Stufen ist variabel.

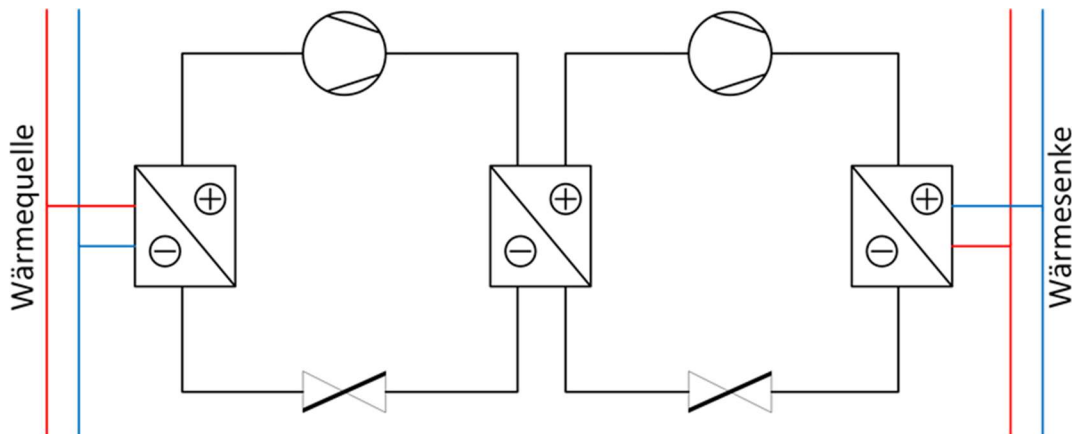


Abbildung 22: Zweistufiger Wärmepumpenkreislauf¹⁹²

Die Verschaltung mehrerer Wärmepumpen, auch Kaskadenschaltung genannt, gibt es in paralleler und serieller Anordnung. Abbildung 23 zeigt mögliche Kaskadenschaltungen von zwei Wärmepumpen. Eine parallele Verschaltung an der Senke dient vorwiegend zur Erhöhung der 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.

¹⁹² Quelle: TEAG Thüringer Energie AG.
138|227

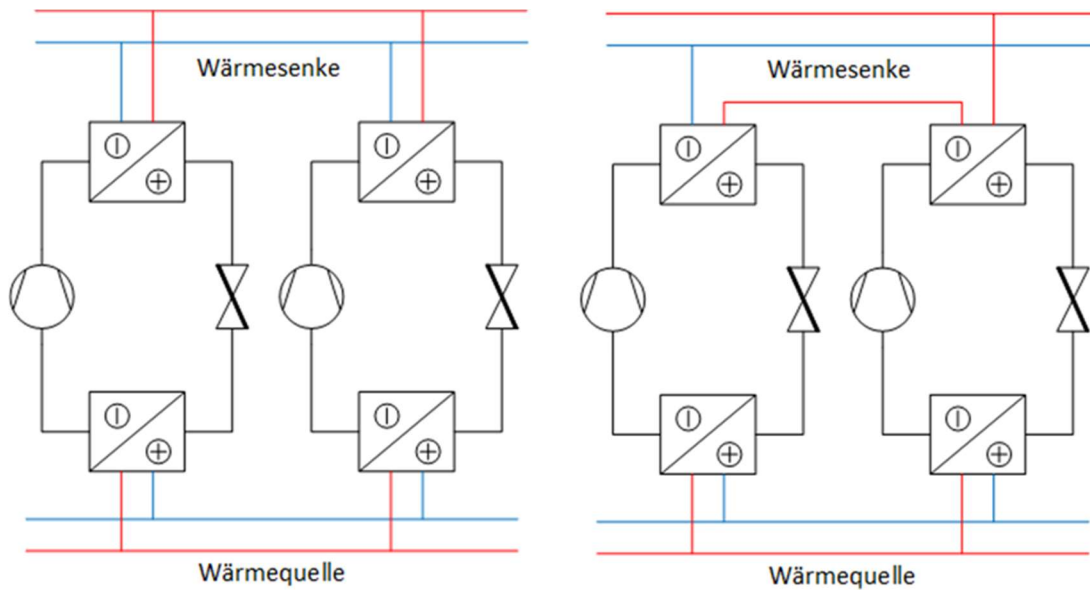


Abbildung 23 parallel (links) und serielle (rechts) Kaskadenschaltung von Wärmepumpen¹⁹³

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.¹⁹⁴ Bei den fünf Projektstandorten handelt es sich um die folgenden:¹⁹⁵

¹⁹³ Bildquelle: TEAG Thüringer Energie AG.

¹⁹⁴ Energiewendebauen (2022). Neu: Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen. 11.04.2022, <https://www.energiwendebauen.de/projekt/neu-grosswaermepumpen-in-deutschen-fernwaermenetzen>

¹⁹⁵ Energiewendebauen (2022). Neu: Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen. 11.04.2022, <https://www.energiwendebauen.de/projekt/neu-grosswaermepumpen-in-deutschen-fernwaermenetzen>

- **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.
- **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.¹⁹⁶

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.¹⁹⁷

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.

¹⁹⁶ Solarsserver (2021). Lemgo: Großwärmepumpe nutzt Abwasser für Fernwärme. 22.12.2021, <https://www.solarsserver.de/2021/12/22/lemgo-grosswaermepumpe-nutzt-abwasser-fuer-fernwaerme/>

¹⁹⁷ 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 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 meist individuell zu definieren und häufig inkrementell vorzunehmen. Eine detailliertere Auseinandersetzung soll daher an dieser Stelle nicht erfolgen.

Dies betrifft unter anderem

- die Absenkung der Netztemperatur, die erforderlich ist, um eine Reihe erneuerbarer Wärmequellen einzubinden, insbesondere:¹⁹⁸
 - Wärmepumpe (Abwasser)
 - 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 Hausanschlussstationen (HAST) und die Optimierung der Anlagentechnik und -regelung.

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

¹⁹⁸ 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, 5-9.

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.

3 Status Quo der Fernwärmeversorgung in Eisenach

Die in diesem Kapitel erfolgte Beschreibung des Ist-Zustandes der drei Wärmenetze 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 der von der evb zur Verfügung gestellten Datenbasis. Konnten keine Daten zur Verfügung gestellt werden, so 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 Zusammenfassung/Übersicht

Die Fernwärme der evb besteht aus drei voneinander isolierten Inselnetzen. Das Hauptnetz „Eisenach“ dient der Versorgung der innerstädtischen Bereiche im Zentrum und Eisenach Nord. Die Netze „Stedtfeld“ und „Petersberg“ stellen Satellitennetze dar und versorgen die gleichnamigen Gebiete in der Peripherie von Eisenach.

„Stedtfeld“ und „Petersberg“ werden jeweils aus evb-eigenen Erzeugungsanlagen auf Basis von Erdgas als Endenergieträger gespeist.

Das Netz „Eisenach“ wird aus dem HKW Wiesengrund des Opel Werks Eisenach gespeist. Die Wärme wird auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung und dem Endenergieträger Erdgas generiert.

Tabelle 12: Übersicht Fernwärme Eisenach

Netzgebiet	Stedtfeld	Petersberg	Eisenach	Einheit
Erzeugung				
Endenergiebedarf				GWh _{EE} /a
Jahresnutzungsgrad	95	86	-	%
Auslastung	558	628	-	VBh/a
Netz				
Fernwärme-einspeisung	4,0	2,8	61,7	GWh _{th} /a
Fernwärme-absatz	3,8	2,5	49,5	GWh _{th} /a
Trassenlänge	932	458	17.058	m
relative Netzverluste	5,0	10,0	19,6	%
spez. Netzverluste	54,3	173,3	273	MWh/km/a
Umwelt				
PEF	1,23	1,42	0,62	[1]
THG	0,22	0,26	0,32	tCO _{2ä} /MWh _{th}

3.1.1 Fernwärmesystem Stadtfeld

Das Netzgebiet (vgl. Abbildung 24) befindet sich am westlichen Rand von Eisenach im Gewerbegebiet des Stadtteils Stadtfeld.



Abbildung 24: Satellitenbild Netzgebiet Stadtfeld¹⁹⁹ inkl. Lage Heizwerk (Markierung)

Erzeugung

Das Heizwerk (HW) befindet sich im nordöstlichen Bereich des Netzgebietes im Erdgeschoss des Gründer- und Innovationszentrum - Stadtfeld. Das HW setzt sich aus drei Erzeugungsanlagen (vgl. Tabelle 13) zusammen und verfügt über eine installierte Gesamtnennleistung von 7,1 MW_{th}.

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

¹⁹⁹ Quelle: Am Goldberg 2 - Google Maps; Abruf 17.09.2022
146|227

Tabelle 13: Grunddaten der Erzeuger HW Stedtfeld

Netzgebiet	Brennstoff	Errichtung Kessel	Baujahr Brenner	Thermische Nennleistung
Kessel 1	Erdgas	1993	2020	0,8 MW _{th}
Kessel 2	Erdgas	1993	2001	3,2 MW _{th}
Kessel 3	Erdgas	1993	2020	2,4 MW _{th}
Installierte Gesamtleistung				6,4 MW _{th}

Netz

Das Fernwärmenetz in Stedtfeld (vgl. Abbildung 25) ist sternförmig aufgebaut und weist eine Trassenlänge von ca. 900 m auf. Die Rohrleitungen sind alle unterirdisch im Kanal/Graben verlegt und weisen Dimensionen zwischen DN 50 bis DN 250 auf.

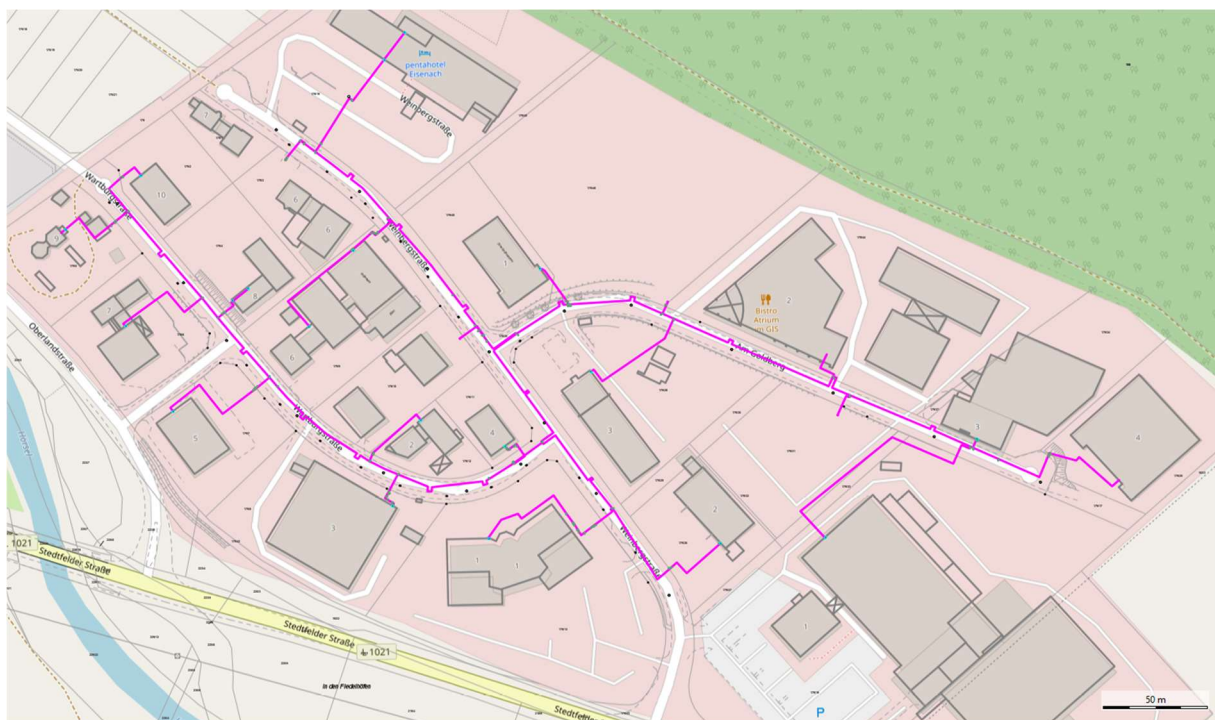


Abbildung 25: Fernwärmenetz Stedtfeld

Die Netztemperaturen betragen innerhalb der Heizperiode 92 °C/67 °C (Vorlauf/Rücklauf) und außerhalb der Heizperiode 85 °C/ 70 °C.

Weitere relevante Netzparameter können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 14: Parameter Netz Stedtfeld

Parameter	Wert		Einheit
	Versorgungsleitungen	Hausanschlüsse	
Trassenlänge	891	932	m
Rohrleitungslänge	1.782	1.864	m
Netzvolumen	24,6	5,5	m ³
Nennweiten	DN50 - DN250	DN25 - DN250	-
Netzstruktur	Sternnetz	-	-
Material	KMR	KMR	-
Verlegungsart	unterirdisch, im Graben	unterirdisch, im Graben	-

Basierend auf der in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Energiebilanz für das Jahr 2021 ergeben sich thermische Verluste in Höhe von ca. 200 MWh_{th}/a. Dies entspricht, auf Basis der im selben Zeitraum eingespeisten Wärmemenge, relativen Netzverlusten von ca. 5 % bzw. spezifischen Netzverlusten in Höhe 55 MWh_{th}/km/a.

Tabelle 15: Energiebilanz 2021 Netz Stedtfeld

Parameter	Wert	Einheit
Netzeinspeisung	3.974	MWh _{th} /a
Fernwärmeabsatz	3.776	MWh _{th} /a
Netzverluste	198	MWh _{th} /a

Wärmeabsatz

Der Wärmeabsatz in Stedtfeld verteilt sich gemäß Tabelle 16 auf die Kundengruppen „Industrie/Gewerbe“ und „Kommune/öffentliche Einrichtung“.

Tabelle 16: Wärmeabsatz 2021 Netz Stedtfeld

Kundengruppe	Anzahl	Wärme- menge	Einheit
Industrie/ Gewerbe	16	3.120	MWh _{th} /a
Kommune und öff. Einrichtungen	4	655	MWh _{th} /a
WG	0	0	MWh _{th} /a
Gesamt	20	3.776	MWh _{th} /a

Der nachfolgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass es keine relevanten Verschiebungen zwischen kundenspezifischer Anzahl und Absatzmenge gibt.

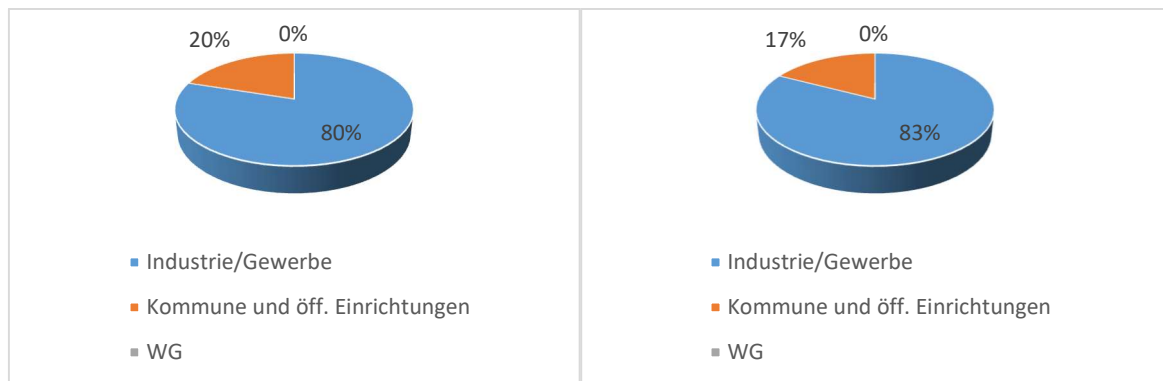


Abbildung 26: Kundenverteilung (links) und kundenspezifische Absatzverteilung (rechts)

Kennzahlen

Den nachfolgend aufgeführten Tabellen können die Primärenergiebilanz als auch die THG-Bilanz (Treibhausgas-Bilanz) für das Jahr 2021 entnommen werden.

Tabelle 17: Primärenergiebilanz 2021 Netz Stedtfeld

Größe	Wert	Einheit
Erdgas	4.164	MWh _{hi} /a
PEF Erdgas	1,1	MWh _{PE} /MWh _{hi}
Elektroenergie	27	MWh _{el} /a
PEF Elektroenergie	1,8	MWh _{PE} /MWh _{el}
Primärenergie (PE)	4.628	MWh _{PE} /a
Wärmeabsatz	3.776	MWh _{th} /a
PEF Wärme	1,23	MWh _{PE} /MWh _{th}

Tabelle 18: Treibhausgasbilanz 2021 Netz Stedtfeld

Größe	Wert	Einheit
Erdgas	4.164	MWh _{hi} /a
spez. Emissionsfaktor Erdgas	0,201	tCO _{2ä} /MWh _{hi}
Elektroenergie	27	MWh _{el} /a
spez. Emissionsfaktor Elektroenergie	0,366	tCO _{2ä} /MWh _{el}
Treibhausgasemissionen (THG)	846,7	tCO _{2ä} /a
Wärmeabsatz	3.776	MWh _{th} /a
Spez. THG-Emissionen Wärme	0,224	tCO _{2ä} /MWh _{th}

3.1.2 Fernwärmesystem Petersberg

Das Netzgebiet (vgl. Abbildung 27) befindet sich am östlichen Rand von Eisenach, südlich der Bundesstraße B19.

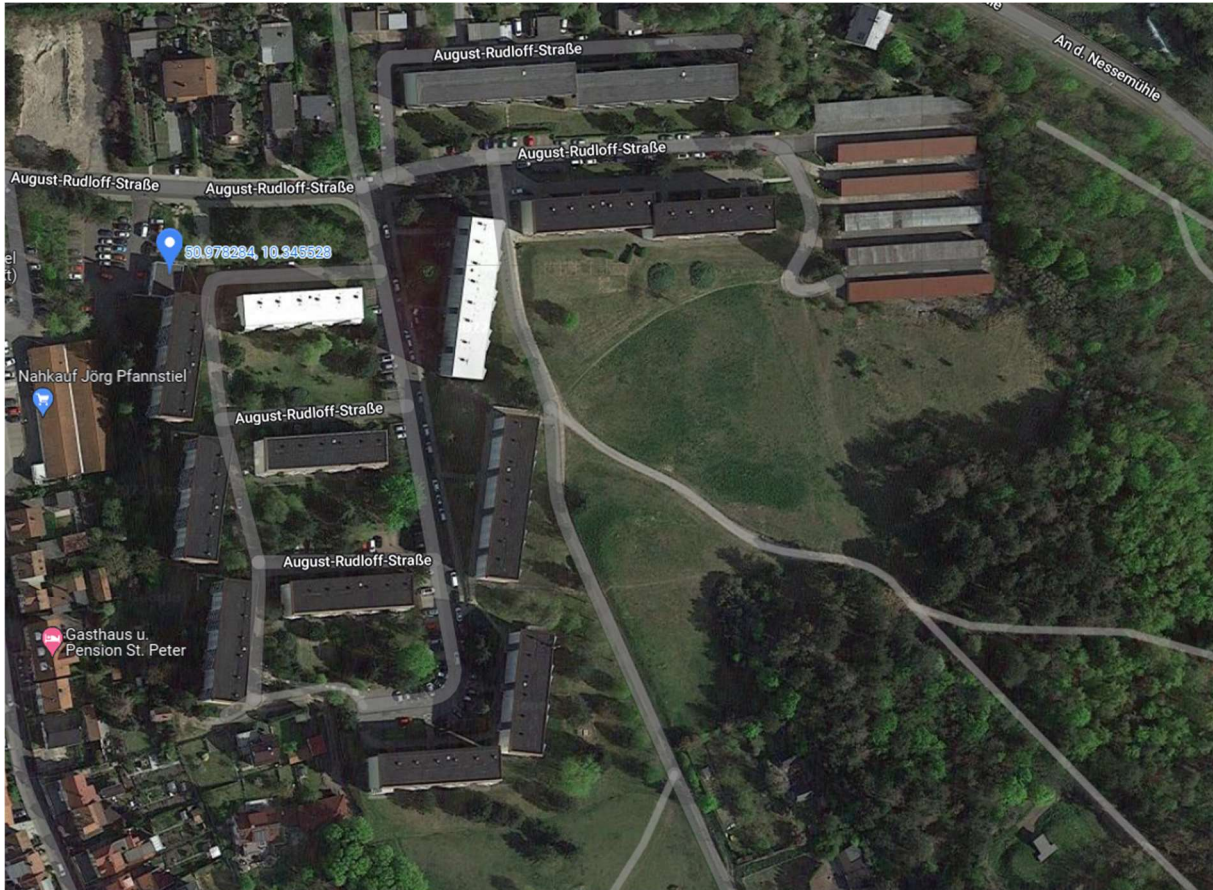


Abbildung 27: Satellitenbild Netzgebiet Petersberg²⁰⁰ inkl. Lage Heizwerk (Markierung)

Erzeugung

Das Heizwerk (HW) befindet sich im westlichen Bereich des Netzgebietes angrenzend an das Versorgungsobjekt August-Rudloff-Straße 37 und dem Parkplatz nördlich des Einkaufcenters. Das HW setzt sich aus drei Erzeugungsanlagen (vgl. Tabelle 13) zusammen und verfügt über eine installierte Gesamtnennleistung von 4,35 MW_{th}.

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

²⁰⁰ Quelle: Am Goldberg 2 - Google Maps; Abruf 04.10.2022
151|227

Tabelle 19: Grunddaten der Erzeuger HW Petersberg

Netzgebiet	Brennstoff	Errichtung Kessel	Baujahr Brenner	Thermische Nennleistung
Kessel 1	Erdgas	1992	1992	1,45 MW _{th}
Kessel 2	Erdgas	1992	1992	1,45 MW _{th}
Kessel 3	Erdgas	1992	1992	1,45 MW _{th}
Installierte Gesamtleistung				4,35 MW _{th}

Netz

Das Fernwärmenetz Petersberg (vgl. Abbildung 28) ist sternförmig aufgebaut und weist eine Trassenlänge von ca. 460 m auf. Die Rohrleitungen sind alle unterirdisch im Kanal/Graben/Kellerleitungen verlegt und weisen Dimensionen zwischen DN 50 bis DN 150 auf.

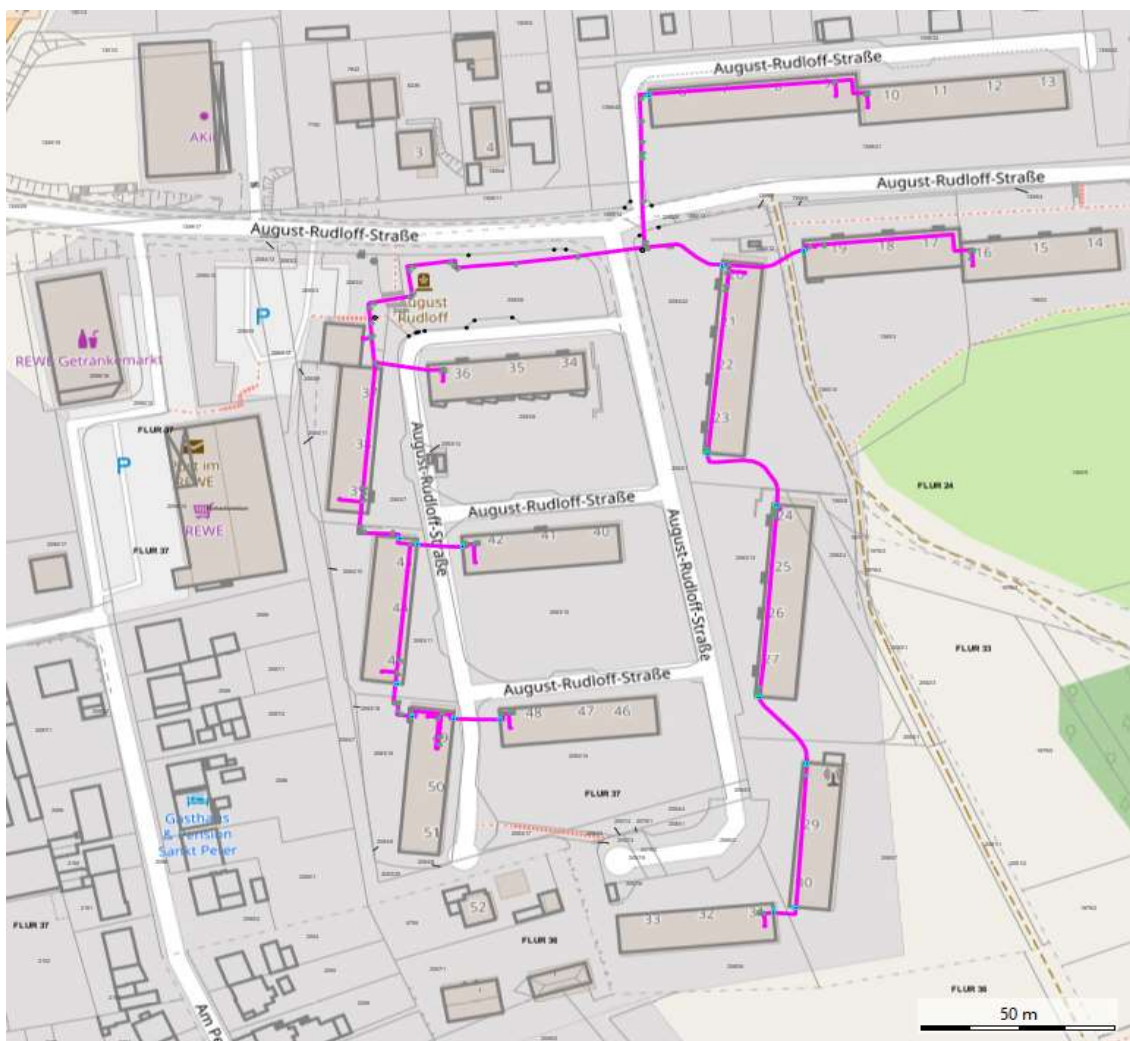


Abbildung 28: Fernwärmenetz Petersberg

Die Netztemperaturen betragen innerhalb der Heizperiode 95 °C/75 °C (Vorlauf/Rücklauf) und außerhalb der Heizperiode 80 °C/ 65 °C.

Weitere relevante Netzparameter können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 20: Parameter Netz Petersberg

Parameter	Wert		Einheit
	Versorgungsleitungen	Hausanschlussleitungen	
Trassenlänge	458	333	m
Rohrleitungslänge	916	665	m
Netzvolumen	4,9	1,8	m ³
Nennweiten	DN50 – DN150	DN25 – DN80	-
Netzstruktur	Sternnetz	-	-
Material	Stahl, KMR, CASAFLEX		-
Verlegungsart	unterirdisch, im Graben und Heizkanal		-

Basierend auf der in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Energiebilanz für das Jahr 2021 ergeben sich thermische Verluste in Höhe von ca. 275 MWh_{th}/a. Dies entspricht, auf Basis der im selben Zeitraum eingespeisten Wärmemenge, relativen Netzverlusten von ca. 10 % bzw. spezifischen Netzverlusten in Höhe 173 MWh_{th}/km/a.

Tabelle 21: Energiebilanz 2021 Netz Petersberg

Parameter	Wert	Einheit
Netzeinspeisung	2.751	MWh _{th} /a
Fernwärmeabsatz	2.477	MWh _{th} /a
Netzverluste	274	MWh _{th} /a

Wärmeabsatz

Der Wärmeabsatz im Netz Petersberg erfolgt gemäß Tabelle 22 zu 100 Prozent auf die Kundengruppen „Wohnungsgesell-/ Wohnungsgenossenschaften“ (WG).

Tabelle 22: Wärmeabsatz 2021 Netz Petersberg

Kundengruppe	Anzahl	Wärme- menge	Einheit
Industrie/ Gewerbe	0	0	MWh _{th} /a
Kommune und öff. Einrichtungen	0	0	MWh _{th} /a
WG	12	2.477	MWh _{th} /a
Gesamt	12	2.477	MWh _{th} /a

Kennzahlen

Den im Nachfolgenden aufgeführten Tabellen können die Primärenergiebilanz als auch die THG-Bilanz (Treibhausgas-Bilanz) für das Jahr 2021 entnommen werden.

Tabelle 23: Primärenergiebilanz 2021 Netz Petersberg

Größe	Wert	Einheit
Erdgas	3.169	MWh _{hi} /a
PEF Erdgas	1,1	MWh _{PE} /MWh _{hi}
Elektroenergie	19	MWh _{el} /a
PEF Elektroenergie	1,8	MWh _{PE} /MWh _{el}
Primärenergie (PE)	3.519	MWh _{PE} /a
Wärmeabsatz	2.477	MWh _{th} /a
PEF Wärme	1,42	MWh _{PE} /MWh _{th}

Tabelle 24: Treibhausgasbilanz 2021 Netz Petersberg

Größe	Wert	Einheit
Erdgas	3.169	MWh _{hi} /a
spez. Emissionsfaktor Erdgas	0,201	tCO _{2ä} /MWh _{hi}
Elektroenergie	19	MWh _{el} /a
spez. Emissionsfaktor Elektroenergie	0,366	tCO _{2ä} /MWh _{el}
Treibhausgasemissionen (THG)	643,7	tCO _{2ä} /a
Wärmeabsatz	2.477	MWh _{th} /a
Spez. THG-Emissionen Wärme	0,260	tCO _{2ä} /MWh _{th}

3.1.3 Fernwärmesystem Eisenach

Das Netzgebiet (vgl. Abbildung 24) Eisenach umfasst die Bereiche „Nord“, nördlich der Bahnlinie und „Innenstadt“, südlich der Bahnlinie.

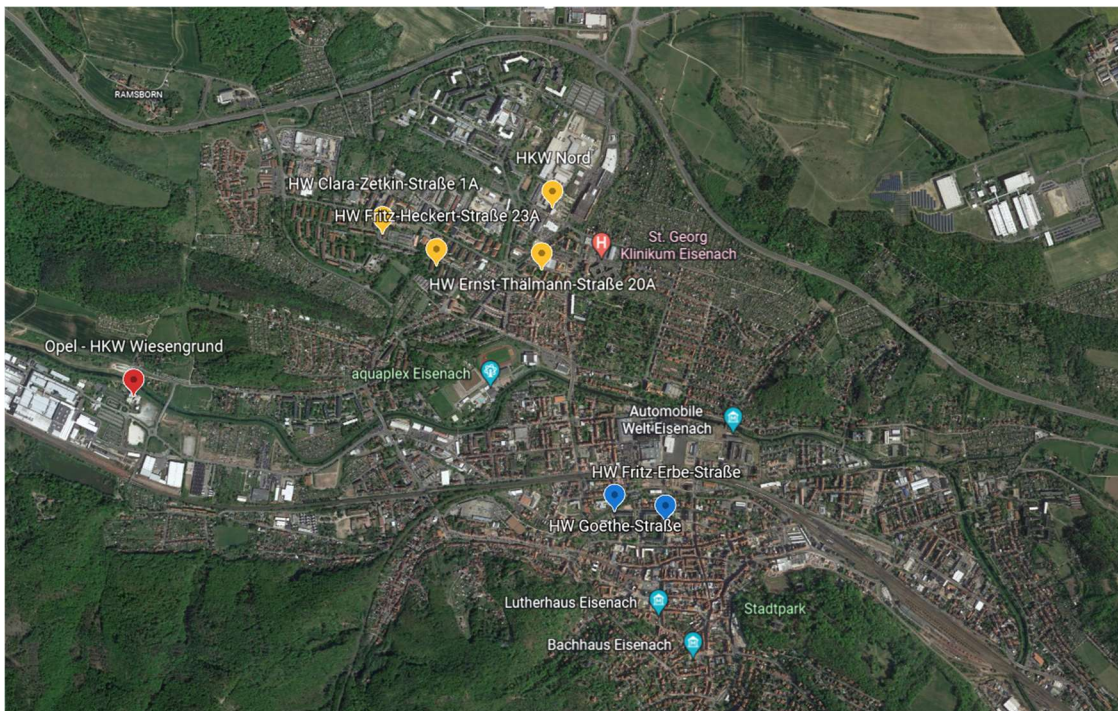


Abbildung 29: Satellitenbild Netzgebiet Stadtfeld²⁰¹ inkl. Lage der Erzeugungsstandorte (Markierung)

²⁰¹ Quelle: Am Goldberg 2 - Google Maps; Abruf 17.09.2022
155|227

Erzeugung und Wärmeeinspeisung

Die Wärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz erfolgt zentral aus dem Heizkraftwerk „HKW Wiesengrund“.

Das HKW Wiesengrund befindet auf dem Produktionsstandort Opel Eisenach, welcher im Westen an Eisenach grenzt. Beim HKW Wiesengrund handelt es sich um eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlage), welche sowohl den Produktionsstandort als auch das Fernwärmenetz mit Wärme speist. Die parallel zur Wärmeerzeugung anfallende Elektroenergie wird im Bilanzkreis der Adam Opel AG bilanziert.

Die Wärmeeinkopplung ins Fernwärmenetz erfolgt in der Wärmeübergabestation Opel, kurz WÜST Opel. Die WÜST Opel besteht im Wesentlichen aus zwei Wärmeübertragern (vgl. Tabelle 25) und verfügt über eine installierte Gesamtnennleistung von 40 MW_{th}.

Das Wärmeträgermedium auf der Primär- und auf der Sekundärseite ist Heißwasser. Für Wärmeverteilung und –transport wird zusätzliche Hilfsenergie in Form vom Endenergieträger Elektroenergie eingesetzt.

Tabelle 25: Grunddaten der Erzeuger HW Stedtfeld

Netzgebiet	Wärmeträger	Thermische Nennleistung
WÜT 1	Heißwasser	20,0 MW _{th}
WÜT 1	Heißwasser	20,0 MW _{th}
Gesamtleistung		40,0 MW _{th}

Redundante Erzeugung

Zur Absicherung der Erzeugerleistung innerhalb eines Wärmesicherungskonzeptes hält die evb im Bereich „Eisenach Nord“ drei HW und ein HKW sowie im Bereich „Eisenach Innenstadt“ zwei HW vor.

Bereich Eisenach Nord

Die Lage der redundanten Erzeugungsanlagen im Bereich „Nord“ ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

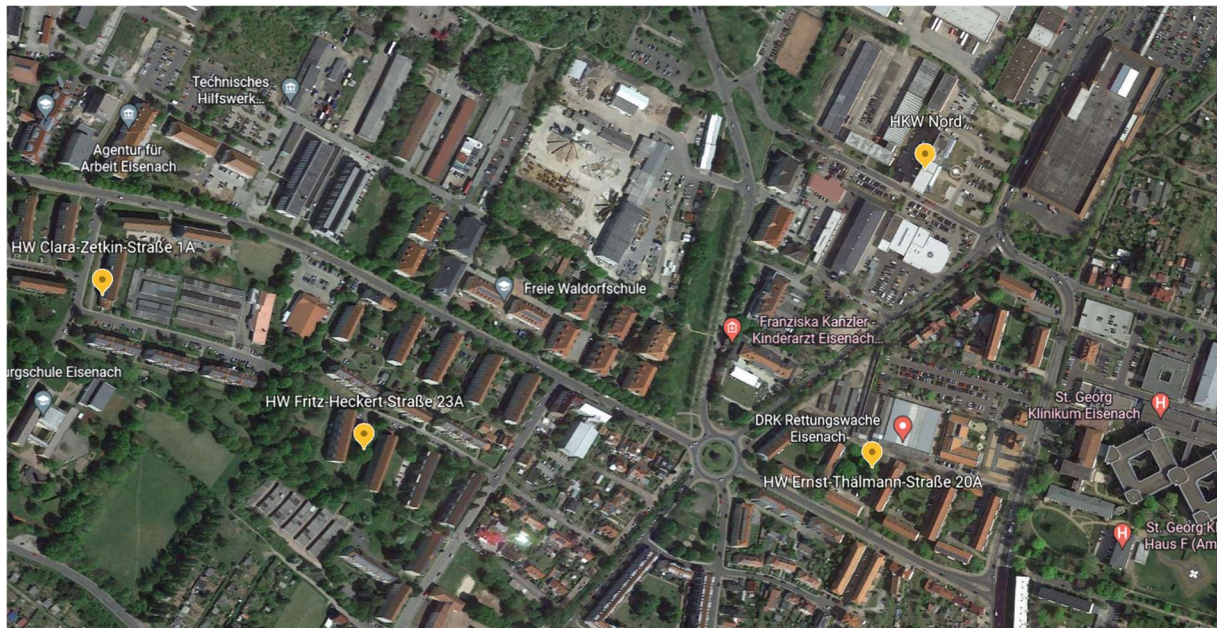


Abbildung 30: Satellitenbild redundante Erzeugungsanlagen Bereich Eisenach „Nord“²⁰² inkl. Lage der Erzeugungsstandorte (gelbe Markierung)

Die drei Heizwerke (HW) befinden sich zentral in den dicht besiedelten Bereichen mit Geschosswohnungsbau. Das HKW Nord befindet sich an der Feuerwache 4, dem Standort der evb-Geschäftsstelle.

Die Erzeugungsanlagen unterliegen einer regelmäßigen Wartung und im Rahmen der Aufrechterhaltung von Genehmigungen auch einem Probetrieb, so dass der technische Einsatz jederzeit kurzfristig gewährleistet sein sollte. Die installierte Leistung aller redundanten Erzeugungsanlagen im Bereich „Nord“ beträgt 13 MW_{th}. Die Zusammensetzung der Anlagen ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

²⁰² Quelle: Am Goldberg 2 - Google Maps; Abruf 17.09.2022
157|227

Tabelle 26: Grunddaten der redundanten Erzeuger im Bereich Eisenach Nord

Heizhaus	Erzeuger	Brennstoff	Errichtung Kessel	thermische Nennleistung	elektrische Nennleistung
HKW Nord	Gasturbine + AHK	Erdgas		8,9 MW _{th}	4,8 MW _{el}
Clara-Zetkin-Straße	Kessel 1	Erdgas	1993	0,6 MW _{th}	-
	Kessel 2	Erdgas	1993	0,4 MW _{th}	-
	Kessel 3	Erdgas	1993	0,4 MW _{th}	-
Fritz-Heckert-Straße	Kessel 1	Erdgas	1994	0,6 MW _{th}	-
	Kessel 2	Erdgas	1994	0,6 MW _{th}	-
	Kessel 3	Erdgas	2019	0,5 MW _{th}	-
Ernst-Thälmann-Straße	Kessel 1	Erdgas	1992	0,4 MW _{th}	
	Kessel 2	Erdgas	1993	0,7 MW _{th}	
Installierte Gesamtleistung				13,0 MW _{th}	4,8 MW _{el}

Bereich Eisenach „Innenstadt“

Die Lage der redundanten Erzeugungsanlagen im Bereich „Innenstadt“ ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

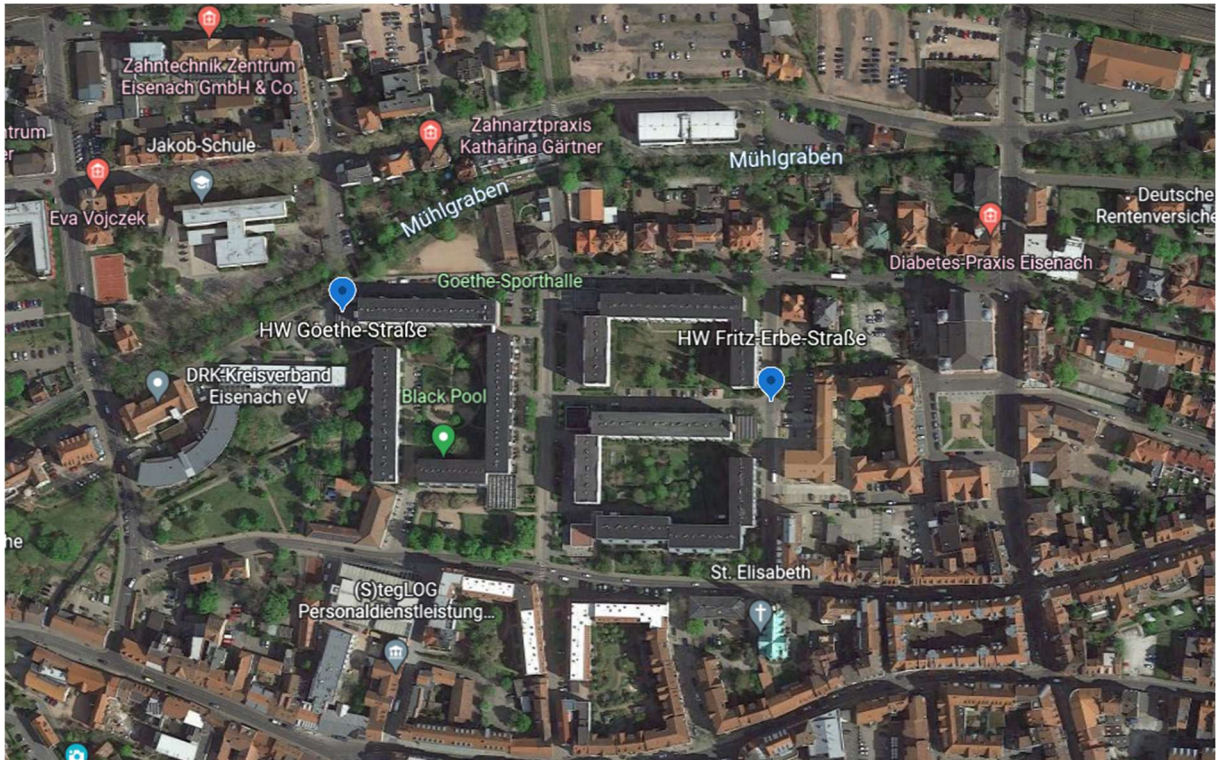


Abbildung 31: Satellitenbild redundante Erzeugungsanlagen Bereich Eisenach „Innenstadt“ ²⁰³ inkl. Lage der Erzeugungsstandorte (blaue Markierung)

Die zwei Heizwerke (HW) befinden sich zentral in den dicht besiedelten Bereichen mit Geschosswohnungsbau und nördlich der eigentlichen Innenstadt von Eisenach.

Die redundanten Erzeugungsanlagen unterliegen regelmäßiger Wartung und Probebetrieb, so dass der technische Einsatz jederzeit kurzfristig gewährleistet sein sollte. Die installierte Leistung aller redundanten Erzeugungsanlagen im Bereich „Innenstadt“ beträgt 14,8 MW_{th}. Die Zusammensetzung der Anlagen ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

²⁰³ Quelle: Am Goldberg 2 - Google Maps; Abruf 17.09.2022
159|227

Tabelle 27: Grunddaten der redundanten Erzeuger im Bereich Eisenach Innenstadt

Heizhaus	Erzeuger	Brennstoff	Errichtung Kessel	thermische Nennleistung
Fritz-Erbe-Straße	Kessel 1	Erdgas	1991	1,9 MW _{th}
	Kessel 2	Erdgas	1991	1,9 MW _{th}
	Kessel 3	Erdgas	1991	1,9 MW _{th}
	Kessel 4	Erdgas	1991	1,9 MW _{th}
Goethe-Straße	Kessel 1	Erdgas	1991	1,9 MW _{th}
	Kessel 2	Erdgas	1991	1,9 MW _{th}
	Kessel 3	Erdgas	1991	1,9 MW _{th}
	Kessel 4	Erdgas	1991	1,9 MW _{th}
Installierte Gesamtleistung				14,8 MW _{th}

Netz

Das Fernwärmenetz in Eisenach (Auszug vgl. Abbildung 25) ist sternförmig aufgebaut und weist eine Trassenlänge von ca. 22 km sowie ein Netzvolumen von 1.139 m³ auf. Die Rohrleitungen sind alle unterirdisch im Kanal/Graben verlegt und weisen Dimensionen zwischen DN 25 bis DN 300 auf.

Bedingt durch die räumliche Lage der WÜST Opel am HKW Wiesengrund existiert eine relative lange Zuleitungstrasse zum eigentlichen Versorgungsgebiet. Die Länge der Zuleitungstrasse beträgt ca. 3,5 km und ist entsprechend verlustbehaftet. Hinzu kommt die Anbindung der Innenstadt mit weiteren 1,8 km Trassenlänge.

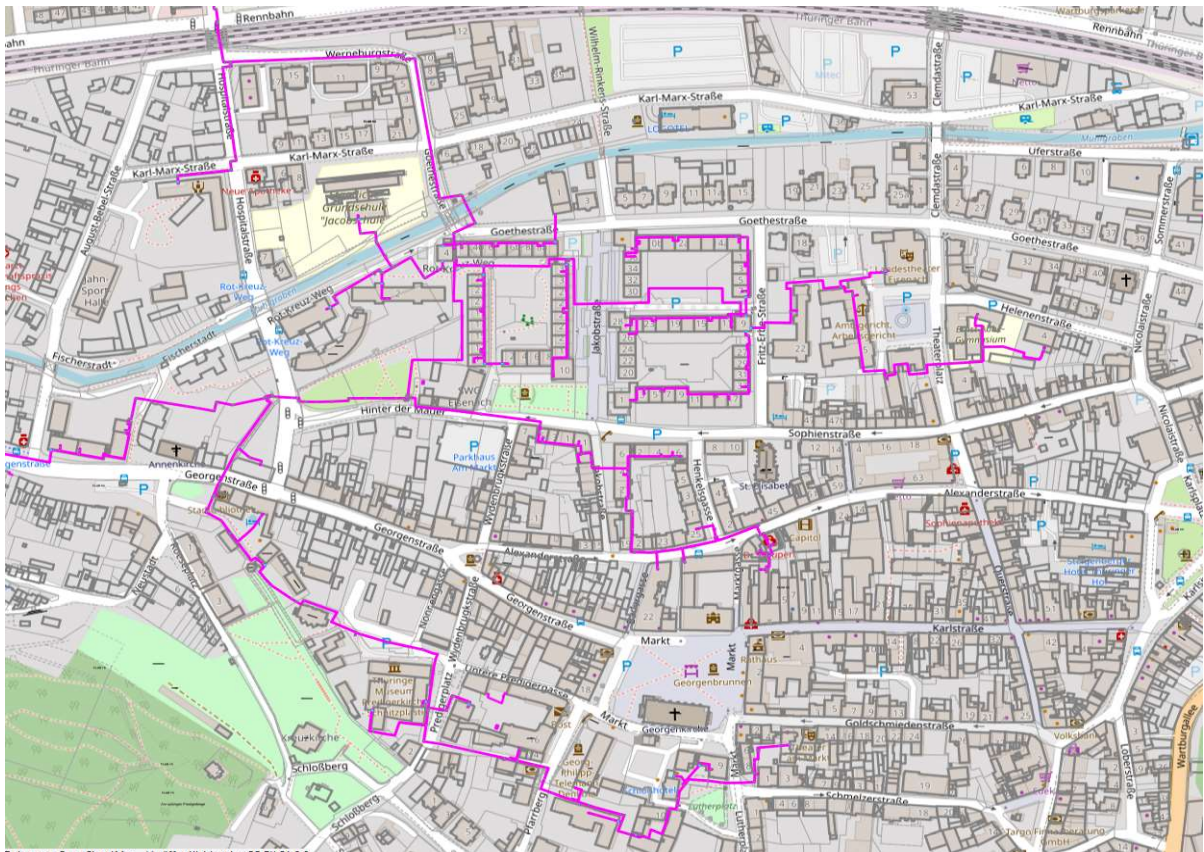


Abbildung 32: Auszug Fernwärmenetz Eisenach Zentrum

Die Netztemperaturen betragen innerhalb der Heizperiode 105 °C/70 °C (Vorlauf/Rücklauf) und außerhalb der Heizperiode 90 °C/ 70 °C.

Weitere relevante Netzparameter können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 28: Parameter Netz Eisenach

Parameter	Wert		Einheit
	Versorgungsleitungen	Hausanschlüsse	
Trassenlänge	17.058	5.122	m
Rohrleitungslänge	34.115	10.244	m
Netzvolumen	1.102	37	m ³
Nennweiten	DN32 – DN300	DN25 - DN200	-
Netzstruktur	Sternnetz	-	-
Material	gemischt, überwiegend KMR		-
Verlegungsart	unterirdisch, im Graben, Kanal		-

Basierend auf der in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Energiebilanz für das Jahr 2021 ergeben sich thermische Verluste in Höhe von ca. 12 GWh_{th}/a. Dies entspricht, auf Basis der im selben Zeitraum eingespeisten Wärmemenge, relativen Netzverlusten von ca. 20 Prozent bzw. spezifischen Netzverlusten in Höhe 273 MWh_{th}/km/a.

Tabelle 29: Energiebilanz 2021 Netz Eisenach

Parameter	Wert	Einheit
Netzeinspeisung	61.665	MWh _{th} /a
Fernwärmeabsatz	49.549	MWh _{th} /a
Netzverluste	12.116	MWh _{th} /a

Wärmeabsatz

Der Wärmeabsatz in Eisenach verteilt sich gemäß Tabelle 16 auf die Kundengruppen „Industrie/Gewerbe“, „Kommune/öffentliche Einrichtung“, „WG - Wohnungswirtschaft inkl. Privatkunden“ sowie „Eigenverbrauch“.

Tabelle 30: leitungsgebundener Wärmeabsatz 2021 Netz Eisenach

Kundengruppe	Anzahl	Wärmemenge	Einheit
Industrie/Gewerbe	16	4.995	MWh _{th} /a
Kommune und öff. Einrichtungen	43	14.954	MWh _{th} /a
WG	140	27.867	MWh _{th} /a
Gesamtanzahl Kunden	199	48.268	MWh _{th} /a
Eigenverbrauch	2	452	MWh _{th} /a

Der nachfolgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass der Wärmeabsatz sowohl in Bezug auf die Anschlussnehmer als auch auf die Absatzmenge im Wesentlichen von der Wohnungswirtschaft geprägt ist.

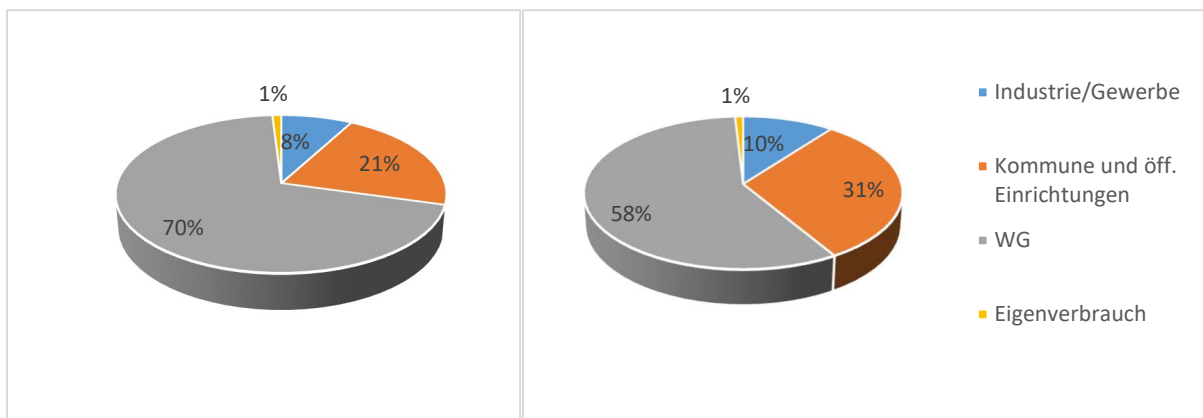


Abbildung 33: Kundenverteilung (links) und kundenspezifische Absatzverteilung (rechts)

Kennzahlen

Der nachfolgend aufgeführten Tabelle kann die THG-Bilanz (Treibhausgas-Bilanz) für das Jahr 2021 entnommen werden.

Tabelle 31: Treibhausgasbilanz 2021 Netz Eisenach

Größe	Wert	Einheit
Wärmelieferung Opel	60.897	MWh _{th} /a
spez. Emissionsfaktor Wärme	0,251 ²⁰⁴	tCO _{2ä} /MWh _{th}
Erdgas	917	MWh _{hi} /a
spez. Emissionsfaktor Erdgas	0,201	tCO _{2ä} /MWh _{hi}
Elektroenergie	540	MWh _{el} /a
spez. Emissionsfaktor Elektroenergie	0,366	tCO _{2ä} /MWh _{el}
Treibhausgasemissionen (THG)	15.650	tCO _{2ä} /a
Wärmeabsatz	49.549	MWh _{th} /a
Spez. THG-Emissionen Wärme	0,316	tCO _{2ä} /MWh _{th}

Der aktuell ausgewiesene Primärenergiefaktor für das Fernwärmenetzgebiet der Stadt Eisenach beträgt gemäß vorliegender und veröffentlichter Bescheinigung vom 30.11.2018 $f_{p,FW} = 0,62$ und ist gültig bis zum 30.11.2025.

²⁰⁴ Berechneter Wert auf Basis der vorliegenden Energiebilanz des HKW Wiesengrund.
164|227

3.2 Prognose Absatzentwicklung

Die Entwicklung des zukünftigen Fernwärmeabsatzes ist maßgeblich von folgenden Faktoren abhängig:

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

Gemäß der Prognose zur Entwicklung der Einwohnerzahlen des Thüringer Landesamtes für Statistik²⁰⁵ ergibt sich für Eisenach im Mittel von 2020 bis 2040 eine Bevölkerungsabnahme von 174 Einwohnern pro Jahr bzw. -0,4 %/a.

Die Auswirkungen der energetischen Gebäudesanierung auf den zukünftigen Fernwärmeabsatz werden, basierend auf den Ergebnissen aus dem Bericht zur „Erstellung eines Wärmeatlas für Bremen und Bremerhaven – Fortschreibung Wärmebedarf bis 2050“ von Dr. Bernd Eikmeier et al.²⁰⁶, mit einem Absatzrückgang von in Höhe -0,81 %/a berücksichtigt.

Dem gegenüber steht der Effekt eines möglichen Fernwärmeausbaus, welcher für das Fernwärmenetz Eisenach (mit Stand Konzept) wie folgt abgeschätzt wird:

Tabelle 32: Ausbaupotenzial Netz Eisenach

Netzgebiet	Versorgungsbeginn	Ausbaupotenzial in MWh/a
Stedtfelder Straße	2025	2.990
Rudolf-Breitscheid-Str.	2030	5.870
Innenstadt	2035	2.910
Sonstiges	2040	3.923
Gesamt		15.693

²⁰⁵ <https://statistik.thueringen.de/datenbank/TabAnzeige.asp?tabelle=KZ200121%7C%7C>

²⁰⁶ [Standard \(uni-bremen.de\)](http://Standard.uni-bremen.de)

Unter Berücksichtigung der aufgezeigten Faktoren ergibt sich die in der folgenden Abbildung grafisch dargestellte Fernwärmeabsatzentwicklung.

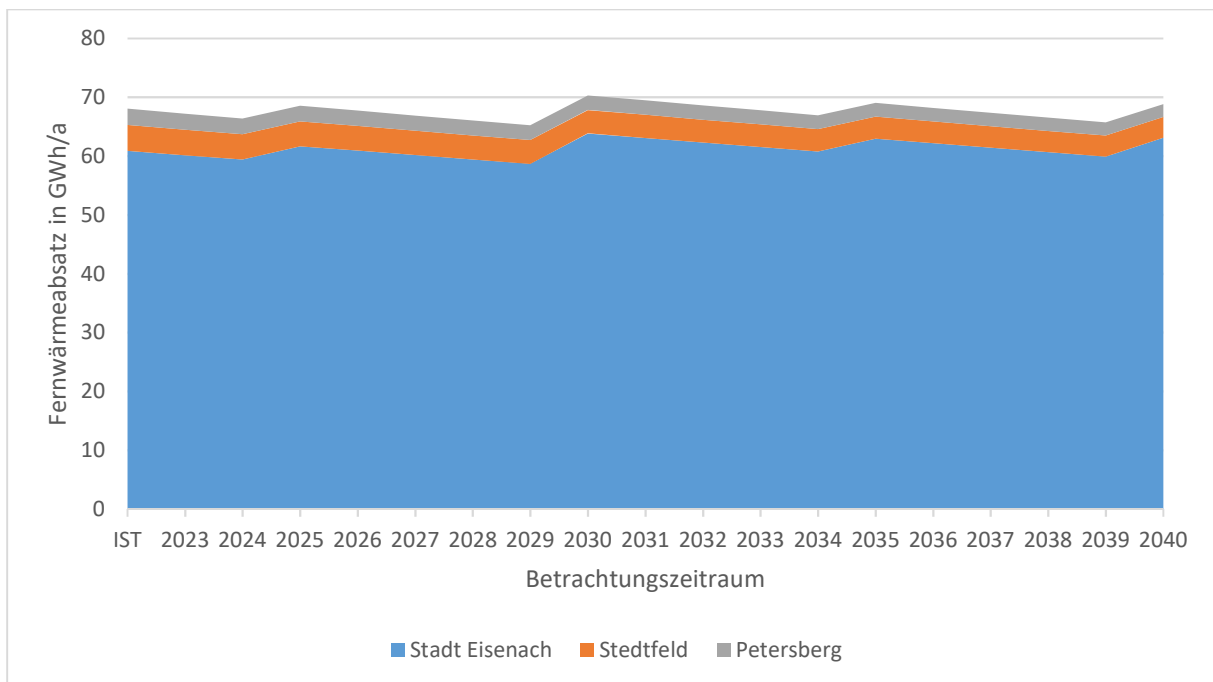


Abbildung 34: Prognose Entwicklung Fernwärmeabsatz bis 2040

Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass eine Netzverdichtung im Netz Eisenach in Größenordnung gemäß Tabelle 32 notwendig sein wird, um die Absatzminderungen in Folge von Bevölkerungsentwicklung und energetischer Sanierung zu kompensieren.

4 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 Schritt erfolgt eine Vorprüfung der allgemeinen Potenziale mit Fokus auf den Kriterien Technologische Umsetzbarkeit, Senkung THG-Emissionen und Effizienz (Energie, Flächen- und Ressourceneffizienz) unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten.

4.1 Vorprüfung Netz Stedtfeld

Die Ergebnisse der Vorprüfung für das Netz in Stedtfeld sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 33: Potenzialanalyse 1 - Netz Stedtfeld

Geprüfte Optionen	Einschätzung auf Grund der Vorprüfung	Anmerkungen
Gasbasierte Anlagen		
KWK	Mittleres Potenzial	geringer Beitrag zur THG-Minderung
Gaskessel	Großes Potenzial	Weiterverwendung als SLK/Redundanz
Strombasierte Anlagen		
Wärmepumpe (Luft)	Mittleres Potenzial	Geringe Effizienzerwartung, hohe VL-Temp.-
Wärmepumpe (Erdreich Kollektor)	Mittleres Potenzial	Hoher Flächenbedarf, mittlere Wärmeleitfähigkeit
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Großes Potenzial	Räumliche Nähe, mittlere Wärmeleitfähigkeit
Wärmepumpe (Gewässer/Abwasser)	Großes Potenzial	Abwassernutzung
Power-to-Heat	Mittleres Potenzial	Keine Teilnahmemöglichkeit am RLM/RAM
Biomassebasierte Anlagen		
Holzvergaser-BHKW	Mittleres Potenzial	Platzbedarf, hoher Betriebsaufwand
Biomasse-Kessel	Großes Potenzial	Waldrestholz aus kommunalem Forst
Umweltenergiebasierte Anlagen		
Solarthermie	Hohes Potenzial	Räumliche Nähe
Geothermie ohne WP	Geringes Potenzial	Lokale Gegebenheiten
Sonstige Wärmequellen		
Unvermeidbare Abwärme	Kein Potenzial	Kein Potenzial bekannt

4.2 Vorprüfung Netz Petersberg

Die Ergebnisse der Vorprüfung für das Netz in Petersberg sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 34: Potenzialanalyse 1 - Netz Petersberg

Geprüfte Optionen	Einschätzung auf Grund der Vorprüfung	Anmerkungen
Gasbasierte Anlagen		
KWK	Mittleres Potenzial	geringer Beitrag zur THG-Minderung
Gaskessel	Großes Potenzial	Weiterverwendung als SLK/Redundanz
Strombasierte Anlagen		
Wärmepumpe (Luft)	Mittleres Potenzial	Geringe Effizienzerwartung, hohe VL-Temp.-
Wärmepumpe (Erdreich Kollektor)	Mittleres Potenzial	Hoher Flächenbedarf, mittlere Wärmeleitfähigkeit
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Großes Potenzial	Räumliche Nähe, mittlere Wärmeleitfähigkeit
Wärmepumpe (Gewässer/Abwasser)	Kein Potenzial	-
Power-to-Heat	Mittleres Potenzial	Keine Teilnahmemöglichkeit am RLM/RAM
Biomassebasierte Anlagen		
Holzvergaser-BHKW	Mittleres Potenzial	Platzbedarf, hoher Betriebsaufwand
Biomasse-Kessel	Großes Potenzial	Waldrestholz aus kommunalem Forst
Umweltenergiebasierte Anlagen		
Solarthermie	Hohes Potenzial	Räumliche Nähe
Geothermie ohne WP	Geringes Potenzial	Lokale Gegebenheiten
Sonstige Wärmequellen		
Unvermeidbare Abwärme	Kein Potenzial	Kein Potenzial bekannt

4.3 Vorprüfung Netz Eisenach

Die Ergebnisse der Vorprüfung für das Netz in Eisenach sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 35: Potenzialanalyse 1 - Netz Eisenach

Geprüfte Optionen	Einschätzung auf Grund der Vorprüfung	Anmerkungen
Gasbasierte Anlagen		
KWK	Großes Potenzial	iKWK-Variante
Gaskessel	Mittleres Potenzial	Weiterverwendung als SLK/Redundanz
Strombasierte Anlagen		
Wärmepumpe (Luft)	Mittleres Potenzial	Geringe Effizienzerwartung, hohe VL-Temp.-
Wärmepumpe (Erdreich Kollektor)	Mittleres Potenzial	Hoher Flächenbedarf, mittlere Wärmeleitfähigkeit
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Großes Potenzial	Räumliche Nähe, mittlere Wärmeleitfähigkeit
Wärmepumpe (Gewässer/Abwasser)	Großes Potenzial	Abwassernutzung
Power-to-Heat	Großes Potenzial	$P \geq 5 \text{ MW}_{el}$ Teilnahmemöglichkeit am RLM/RAM
Biomassebasierte Anlagen		
Holzvergaser-BHKW	geringes Potenzial	Platzbedarf, hoher Betriebsaufwand
Biomasse-Kessel	kein Potenzial	Nicht ausreichend Waldrestholz aus kommunalem Forst
Umweltenergiebasierte Anlagen		
Solarthermie	Hohes Potenzial	Räumliche Nähe
Geothermie ohne WP	Geringes Potenzial	Lokale Gegebenheiten
Sonstige Wärmequellen		
Unvermeidbare Abwärme	Kein Potenzial	Kein Potenzial bekannt

5 Potenzialanalyse 2: erweiterte Prüfung

Nachdem im Kapitel 2 ein allgemeiner Überblick über klimaneutrale und erneuerbare Wärmequellen gegeben wurde 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.

5.1 Potenzialanalyse Erneuerbare Energien Netz Stedtfeld

5.1.1 Wärmepumpe mit Wärmequelle: Oberflächennahe Geothermie

Aufgrund der zuvor in Kapitel 2 dargestellten Grundlagen und Erkenntnissen beschränkt sich die Untersuchung des Potenzials auf die oberflächennahe Geothermie. Hierzu wurde das im Westen an das Versorgungsgebiet angrenzende Areal (vgl. Abbildung 35) mit Hilfe der online-Tools des Landesamts für Umwelt, Bergbau und Naturschutz des Freistaat Thüringen²⁰⁷ hinsichtlich der Kriterien Hydrogeologie, Wasserschutzgebiete und geothermischen Potenzial untersucht.

²⁰⁷ [Geothermie | Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz \(thueringen.de\)](https://www.thueringen.de)
171|227



Abbildung 35: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ Stedtfeld

Für das ausgewählte Grundstück Am Goldberg 2 in Eisenach, Eisenach mit den UTM-Koordinaten 589242.0, 5649321.0 ergibt sich hinsichtlich der hydrogeologischen und wasserwirtschaftlichen Rahmenbedingungen folgende Ersteinschätzung:

Hydrogeologische Bewertung

Nach den 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 ungünstiges Gebiet i. S. der Arbeitshilfe "Oberflächennahe Geothermie" des TLVwA. Seitens des Geologischen Landesdienstes bestehen unter Beachtung spezieller Hinweise oder Auflagen keine Bedenken gegen den Einsatz von Erdwärmesonden. Der Standort befindet sich im Ausstrichbereich des unteren Muschelkalks. Aufgrund von Karst bzw. karstähnlichen Verhältnissen ist ein erhöhter Aufwand bezüglich der erforderlichen Bohrlochabdichtung zu erwarten. Eine geologische Betreuung wird empfohlen.** Wenn für die Planung genauere Informationen zur Gesteinsabfolge oder Grundwasserstand benötigt werden, bietet der Geologische Landesdienst des TLUBN eine kostenpflichtige standortbezogene Stellungnahme an.

Wasserschutzgebiete

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 **beim Umweltamt des Wartburgkreises**. Die Adresse der Unteren Wasserbehörde lautet: **Umweltamt Wartburgkreis, Untere Wasserbehörde, Andreasstraße 11, 36433 Bad Salzungen**.

Bohrungen mit mehr als 100 m Tiefe 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 36: Geothermisches Potenzial Stadtfeld

Größe	Wert	Einheit
Teufenbereich	0 bis 100	m
Potentielle Entzugsleistung	32,4	W/m
Geothermische Ergiebigkeit	58,3	kWh/m/a

Basierend auf einer Grundfläche von 22.700 m², einer Sondenlänge von 100 m theoretische Wärmequellenpotenzial in Höhe von rund 1,7 GWh/a.

Tabelle 37: Potenzial oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
Fläche	22.700	m ²
Geothermische Ergiebigkeit	58,3	kWh/m/a
Vollbenutzungstunden	2.400	Vbh/a
Erdsondenradius	5	m
Anzahl Erdsonden	289	Stk
Erdsondentiefe	100	m
Gesamtlänge Erdsonden	28.903	m
Leistung Wärmequelle	936	kW _{th}
Ertrag Wärmequelle	1.685	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 2,8 GWh/a.

Tabelle 38: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
JAZ	2,5	kWh _{th} /kWh _{el}
Wärmemenge WP	2.808	MWh _{th} /a
Elektroenergiemenge WP	1.123	MWh _{el} /a
Thermische Leistung WP	1.561	kW _{th}
Elektrische Leistung WP	624	kW _{el}

5.1.2 Wärmepumpe mit Wärmequelle: Abwasser

Eine weiteres Wärmequellenpotenzial für den Einsatz von Wärmepumpen bietet die Nutzung von Abwasserwärme. Wie der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen ist, verläuft südlich des Gewerbegebietes Stedtfeld, parallel zur L1021, der Hauptsammler und Zubringer des Abwassers aus dem Einzugsgebiet Eisenach in Richtung Kläranlage.

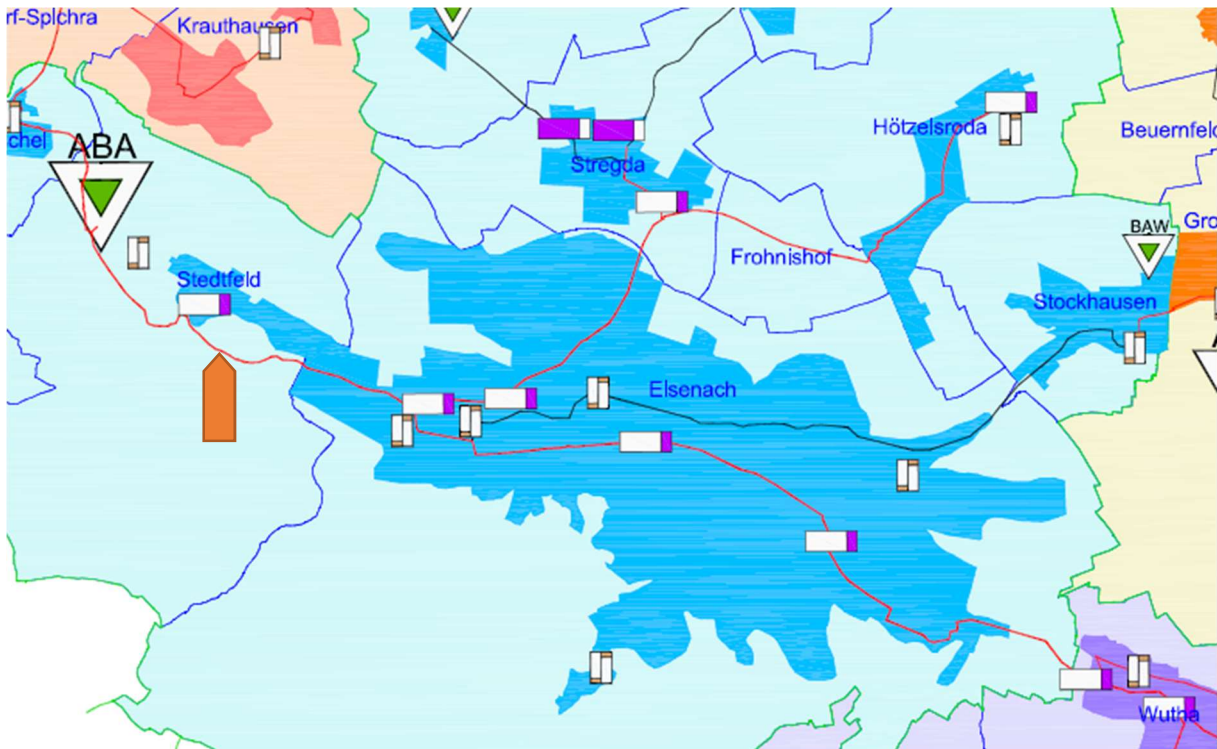


Abbildung 36: Auszug Unterlage „Abwasserentsorgung des TAVEE“

Im Ergebnis des Austausches mit dem TAVEE sowie der Auswertung der bereitgestellten Daten konnte folgendes Abwärmepotenzial sowie das daraus resultierende Gesamtwärmepotenzial ermittelt werden.

Abwasserwärmepotenzial

Die vom TAVEE zur Verfügung gestellten Daten umfassen Zeitreihen mit einer Auflösung von 24 h und beinhalten folgende relevante Parameter:

- Mittlere Abwassertemperatur in °C
- Abwasserablauf in m³/d

Basierend auf der Mengenbilanz einer Abwasserkläranlage kann für die Betrachtung vereinfachend angenommen werden, dass die Abflussmenge aus der Kläranlage der Zuflussmenge über den Hauptsammler entspricht. Der nachfolgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass im Jahr 2021 die Werte für minimale Abflussmenge ca. 110 l/s und die minimale Abwassertemperatur 6,6 °C betragen.

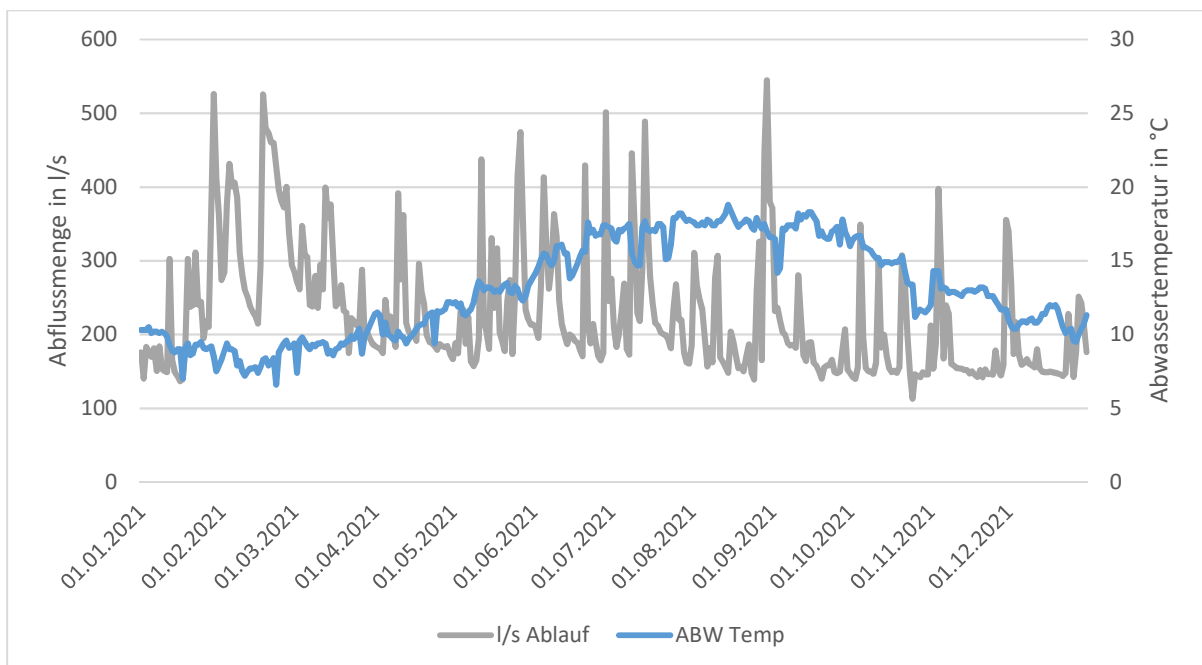


Abbildung 37: Abflussmenge und Abwassertemperatur Kläranlage Stedtfeld 2021

Die Ermittlung des Abwärmepotenzials basiert auf dem 10 %-Quantils des Wertes für den Abwasserstrom, welcher in 90 Prozent der Zeit erreicht wird sowie auf einer Temperaturabsenkung des Abwasserstromes infolge der Wärmeauskopplung von 3 K.

Wie der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen ist, beträgt das berechnete Abwasserwärmepotenzial 1.8 MW_{th} bzw. 16,3 GWh_{th}/a.

Tabelle 39: Potenzial Abwasserwärmenutzung Stedtfeld

Größe	Wert	Einheit
Mittlere Abwassermenge	148	l/s
Temperaturabsenkung	3	K
Mittlere Entzugsleistung	1.864	kW _{th}
Abwärmepotenzial	16.331	MWh _{th} /a

Potenzial Wärmepumpe

Basierend auf dem zuvor ermittelten Abwasserwärmepotenzial ergibt sich durch die Nutzung einer Wärmepumpe auf Basis der Jahresarbeitszahl in Höhe von 2,6, die in der folgenden Tabelle dargestellte thermische Leistung von ca. 3 MW_{th} und ein Gesamtwärmepotenzial von 26,5 GWh_{th}/a.

Tabelle 40: Potenzial Wärmepumpe mit Abwasserwärmenutzung Stedtfeld

Größe	Wert	Einheit
JAZ	2,6	kWh _{th} /kWh _{el}
Wärmemenge WP	26.538	MWh _{th} /a
Elektroenergiemenge WP	10.207	MWh _{el} /a
Thermische Leistung WP	3.029	kW _{th}
Elektrische Leistung WP	1.165	kW _{el}

5.1.3 Solarthermie

Der bei 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 38) ist demzufolge identisch und umfasst ca. 23.000 m².



Abbildung 38: Fläche zur Potenzialuntersuchung „Solarthermie“ Stadtfeld

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)²⁰⁸. Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass sich auf der untersuchten Fläche eine Solarthermieanlage mit einer Bruttokollektorfläche von ca. 6.700 m² errichten lässt.

²⁰⁸ [Solarrechner und Photovoltaik Rechner - jetzt kostenlos Ihren Ertrag berechnen \(solarrechner-thueringen.de\)](http://solarrechner-thueringen.de)



Abbildung 39: Screenshot Solarthermieanlage mit ca. 7.000 ² Bruttokollektorfläche Stadtfeld

Wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt, ergibt sich gemäß dem Solarrechner ein Ertrag in Höhe von rund 2,7 GWh_{th}/a bzw. ein spez. Ertrag von rund 400 kWh_{th}/m/a.

Tabelle 41: Potenzial Solarthermieanlage Stadtfeld

Größe	Wert	Einheit
Bruttokollektorfläche	6.867	m ²
Jahresertrag	2.713	MWh _{th} /a
Spez. Ertrag	394	kWh _{th} /m/a

5.1.4 Biomasse

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

Die Gesamtwaldfläche der Stadt Eisenach beträgt ca. 500 ha und setzt sich gemäß der nachfolgenden Tabelle²⁰⁹ zusammen.

Tabelle 42: Waldfläche Stadt Eisenach

Bezeichnung	Wert	Einheit
Werra-Bergland	253,1	ha
Nordwestlicher Thüringer Wald	143,9	ha
Waltershäuser Vorberge	54,0	ha
Westlicher Beckenrand	2,6	ha
Neukirchener Platte	35,2	ha
Gesamtwaldfläche Eisenach	489	ha

Basierend auf einem „Erntefaktor“ für Waldrestholz in Höhe von 4,5 fm/ha/a ergibt sich ein jährliches Biomassepotenzial von 2.200 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 nutzbares Wärmemengenpotenzial von rund 4,9 GWh/a.

²⁰⁹ <https://www.eisenach.de/rathaus/rathaus-verwaltung/fachbereiche/infrastruktur/kommunalwald/180|227>

Tabelle 43: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Stadt Eisenach

Bezeichnung	Wert	Einheit
Kommunale Waldfläche	489	ha
Erntefaktor Waldrestholz	4,5	fm/ha/a
Jährliche Holzernte	2.200	fm/a
Mittlerer Heizwert	2.625	kWh/fm
Theoretisches Potenzial	5.774	MWh/a
Jahresnutzungsgrad Kessel	85	%
Technisches Potenzial	4.908	MWh _{th} /a

5.1.5 Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung

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

Tabelle 44: Potenzialanalyse 2 – erweiterte Prüfung Netz Stedtfeld

Geprüfte Optionen	Wärmequelle/ Brennstoff	Leistung in kW	Ertrag in MWh/a
Gasbasierte Anlagen			
Gaskessel	Erdgas/H ₂	4.000	4.402
Strombasierte Anlagen			
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Erdreich	1.561	2.808
Wärmepumpe (Gewässer/Abwasser)	Abwasser	3.029	26.538
Biomassebasierte Anlagen			
Biomasse-Kessel	Waldrestholz	500-4.000	4.908
Umweltenergiebasierte Anlagen			
Solarthermie	Solarstrahlung	4.120	2.713

5.2 Potenzialanalyse Erneuerbare Energien Netz Petersberg

5.2.1 Wärmepumpe mit Wärmequelle: Oberflächennahe Geothermie

Aufgrund der zuvor in Kapitel 2 dargestellten Grundlagen und Erkenntnissen beschränkt sich die Untersuchung des Potenzials auf die oberflächennahe Geothermie. Hierzu wurde das im Süd-Westen an das Versorgungsgebiet angrenzende Areal (vgl. Abbildung 40) mit Hilfe der online-Tools des Landesamts für Umwelt, Bergbau und Naturschutz des Freistaat Thüringen²¹⁰ hinsichtlich der Kriterien Hydrogeologie, Wasserschutzgebiete und geothermischen Potenzial untersucht.

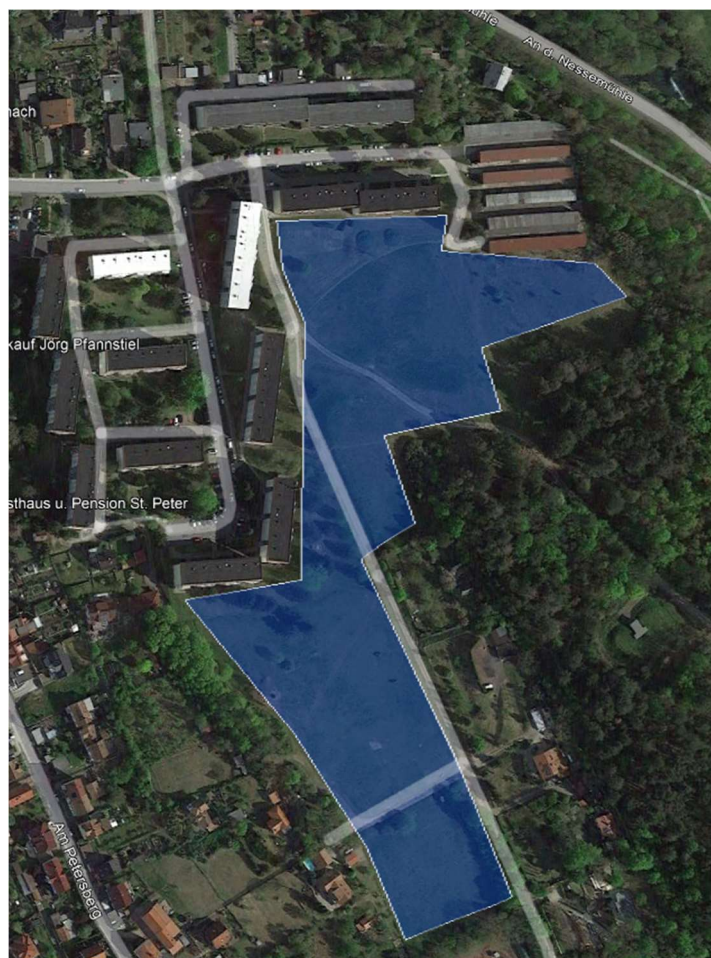


Abbildung 40: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ Petersberg

Für das ausgewählte Grundstück August-Rudloff-Straße 22 in Eisenach mit den UTM-Koordinaten 594552.0, 5648261.0 ergibt sich hinsichtlich der hydrogeologischen und wasserwirtschaftlichen Rahmenbedingungen folgende Ersteinschätzung:

²¹⁰ [Geothermie | Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz \(thueringen.de\)](http://www.thueringen.de)
182|227

Hydrogeologische Bewertung

Nach den 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 ungünstiges Gebiet i. S. der Arbeitshilfe "Oberflächen-nahe Geothermie" des TLVwA. Seitens des Geologischen Landesdienstes bestehen unter Beachtung spezieller Hinweise oder Auflagen keine Bedenken gegen den Einsatz von Erdwärmesonden. Der Standort befindet sich im Ausstrichbereich des unteren Muschelkalks. Aufgrund von Karst bzw. karstähnlichen Verhältnissen ist ein erhöhter Aufwand bezüglich der erforderlichen Bohrlochabdichtung zu erwarten. Eine geologische Betreuung wird empfohlen.** Wenn für die Planung genauere Informationen zur Gesteinsabfolge oder Grundwasserstand benötigt werden, bietet der Geologische Landesdienst des TLUBN eine kostenpflichtige standortbezogene Stellungnahme an.

Wasserschutzgebiete

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 **beim Umweltamt des Wartburgkreises**. Die Adresse der Unteren Wasserbehörde lautet: **Umweltamt Wartburgkreis, Untere Wasserbehörde, Andreasstraße 11, 36433 Bad Salzungen.**

Bohrungen mit mehr als 100 m Tiefe 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 45: Geothermisches Potenzial Petersberg

Größe	Wert	Einheit
Teufenbereich	0 bis 100	m
Potentielle Entzugsleistung	34	W/m
Geothermische Ergiebigkeit	61,2	kWh/m/a

Basierend auf einer Grundfläche von 27.000 m², einer Sondenlänge von 100 m theoretische Wärmequellenpotenzial in Höhe von rund 3,5 GWh/a.

Tabelle 46: Potenzial oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
Fläche	27.000	m ²
Geothermische Ergiebigkeit	61,2	kWh/m/a
Vollbenutzungstunden	2.400	Vbh/a
Erdsondenradius	5	m
Anzahl Erdsonden	344	Stk
Erdsondentiefe	100	m
Gesamtlänge Erdsonden	34.377	m
Leistung Wärmequelle	1.449	kW _{th}
Ertrag Wärmequelle	3.479	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 5,8 GWh/a.

Tabelle 47: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
JAZ	2,5	kWh _{th} /kWh _{el}
Wärmemenge WP	5.798	MWh _{th} /a
Elektroenergiemenge WP	2.319	MWh _{el} /a
Thermische Leistung WP	2.416	kW _{th}
Elektrische Leistung WP	966	kW _{el}

5.2.2 Solarthermie

Der bei 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 41) ist partiell identisch und umfasst konkret 12.000 m².

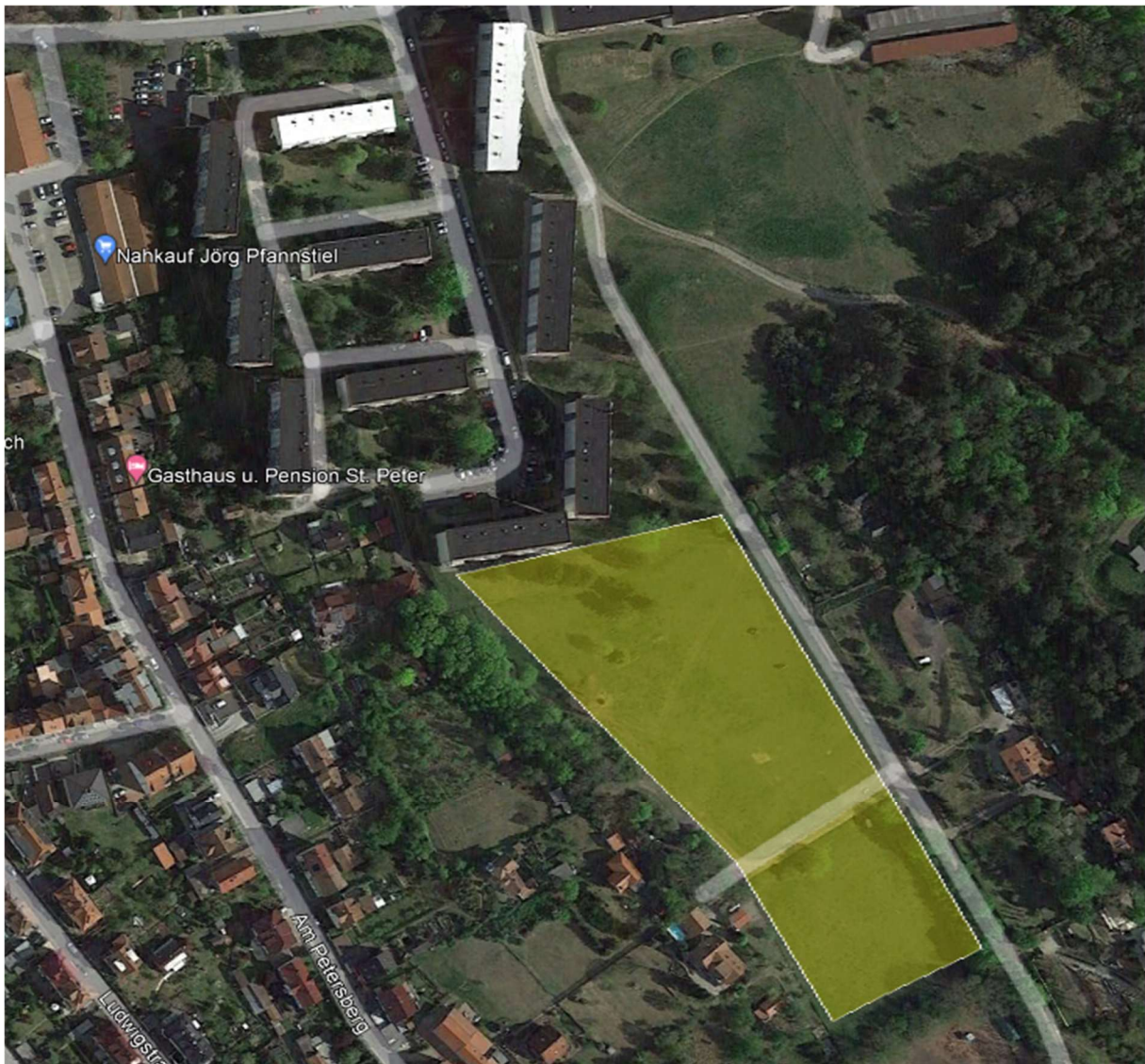


Abbildung 41: Fläche zur Potenzialuntersuchung „Solarthermie“ Petersberg

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)²¹¹.

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass sich auf einer Teilfläche der untersuchten Fläche beispielhaft eine Solarthermieanlage mit einer Bruttokollektorfläche von ca. 1.900 m² errichten lässt.

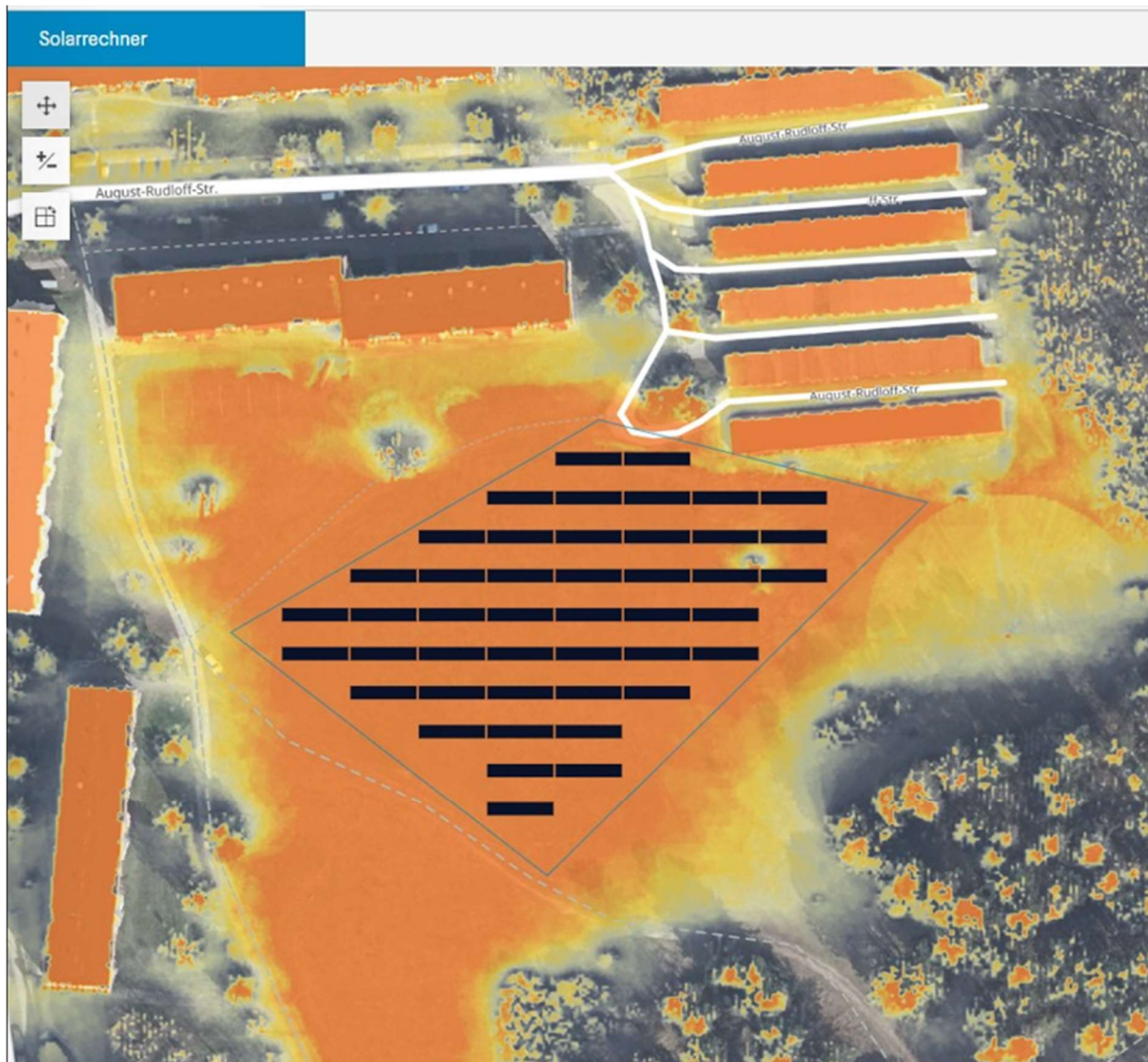


Abbildung 42: Screenshot Teilfläche Solarthermieanlage mit ca.1.873 ² Bruttokollektorfläche Petersberg

²¹¹ [Solarrechner und Photovoltaik Rechner - jetzt kostenlos Ihren Ertrag berechnen \(solarrechner-thueringen.de\)](http://solarrechner-thueringen.de)

Wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt, ergibt sich gemäß dem Solarrechner ein Gesamtertrag in Höhe von rund 2,1 GWh_{th}/a bzw. ein spez. Ertrag von rund 400 kWh_{th}/m/a.

Tabelle 48: Potenzial Solarthermieanlage Petersberg

Größe	Wert	Einheit
Bruttokollektorfläche	5.260	m ²
Jahresertrag	2.078	MWh _{th} /a
Spez. Ertrag	394	kWh _{th} /m/a

5.2.3 Biomasse

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

Die Gesamtwaldfläche der Stadt Eisenach beträgt ca. 500 ha und setzt sich gemäß der nachfolgenden Tabelle²¹² zusammen.

Tabelle 49: Waldfläche Stadt Eisenach

Bezeichnung	Wert	Einheit
Werra-Bergland	253,1	ha
Nordwestlicher Thüringer Wald	143,9	ha
Waltershäuser Vorberge	54,0	ha
Westlicher Beckenrand	2,6	ha
Neukirchener Platte	35,2	ha
Gesamtwaldfläche Eisenach	489	ha

Basierend auf einem „Erntefaktor“ für Waldrestholz in Höhe von 4,5 fm/ha/a ergibt sich ein jährliches Biomassepotenzial von 2.200 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 nutzbares Wärmemengenpotenzial von rund 4,9 GWh/a.

²¹² <https://www.eisenach.de/rathaus/rathaus-verwaltung/fachbereiche/infrastruktur/kommunalwald/189|227>

Tabelle 50: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Stadt Eisenach

Bezeichnung	Wert	Einheit
Kommunale Waldfläche	489	ha
Erntefaktor Waldrestholz	4,5	fm/ha/a
Jährliche Holzernte	2.200	fm/a
Mittlerer Heizwert	2.625	kWh/fm
Theoretisches Potenzial	5.774	MWh/a
Jahresnutzungsgrad Kessel	85	%
Technisches Potenzial	4.908	MWh _{th} /a

5.2.4 Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung

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

Tabelle 51: Potenzialanalyse 2 – erweiterte Prüfung Netz Petersberg

Geprüfte Optionen	Wärmequelle/ Brennstoff	Leistung in kW	Ertrag in MWh/a
Gasbasierte Anlagen			
Gaskessel	Erdgas/H ₂	4.000	2.751
Strombasierte Anlagen			
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Erdreich	2.416	5.798
Biomassebasierte Anlagen			
Biomasse-Kessel	Waldrestholz	500-4.000	4.908
Umweltenergiebasierte Anlagen			
Solarthermie	Solarstrahlung	3.156	2.078

5.3 Potenzialanalyse Erneuerbare Energien Netz Eisenach

5.3.1 Wärmepumpe mit Wärmequelle: Oberflächennahe Geothermie

Aufgrund der zuvor in Kapitel 2 dargestellten Grundlagen und Erkenntnissen beschränkt sich die Untersuchung des Potenzials auf die oberflächennahe Geothermie. Hierzu wurde Areal zwischen der Ernst-Thälmann-Straße und der Ziegeleistraße (vgl. Abbildung 35) mit Hilfe der online-Tools des Landesamts für Umwelt, Bergbau und Naturschutz des Freistaat Thüringen²¹³ hinsichtlich der Kriterien Hydrogeologie, Wasserschutzgebiete und geothermischen Potenzial untersucht. Das Areal ist nicht bebaut, jedoch relativ stark mit kleinen Bäumen und Sträuchern bewachsen. Diesbezüglich muss ein Interessenskonflikt gelöst und zusätzliche Kompensationsaufwendungen (Ersatzpflanzungen) eingeplant werden.



Abbildung 43: Fläche zur Potenzialuntersuchung „oberflächennahe Geothermie“ Eisenach

Für das ausgewählte Grundstück Ernst-Thälmann-Straße 54 in Eisenach, Eisenach mit den UTM-Koordinaten 591801.0, 5649458.0 ergibt sich hinsichtlich der hydrogeologischen und wasserwirtschaftlichen Rahmenbedingungen folgende Ersteinschätzung:

²¹³ [Geothermie | Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz \(thueringen.de\)](http://www.thueringen.de)
191|227

Hydrogeologische Bewertung

Nach den 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 ungünstiges Gebiet i. S. der Arbeitshilfe "Oberflächen-nahe Geothermie" des TLVwA. Eine Einzelfallprüfung durch die geologische Fachbehörde ist empfehlenswert.** Wenn für die Planung genauere Informationen zur Gesteinsabfolge oder Grundwasserstand benötigt werden, bietet der Geologische Landesdienst des TLUBN eine kostenpflichtige standortbezogene Stellungnahme an.

Wasserschutzgebiete

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 **beim Umweltamt des Wartburgkreises.** Die Adresse der Unteren Wasserbehörde lautet: **Umweltamt Wartburgkreis, Untere Wasserbehörde, Andreasstraße 11, 36433 Bad Salzungen.**

Bohrungen mit mehr als 100 m Tiefe, 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 52: Geothermisches Potenzial Eisenach

Größe	Wert	Einheit
Teufenbereich	0 bis 100	m
Potentielle Entzugsleistung	28,5	W/m
Geothermische Ergiebigkeit	68,4	kWh/m/a

Basierend auf einer Grundfläche von 107.400 m², einer Sondenlänge von 100 m theoretische Wärmequellenpotenzial in Höhe von rund 13,2 GWh_{th}/a.

Tabelle 53: Potenzial oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
Fläche	107.400	m ²
Geothermische Ergiebigkeit	68,4	kWh/m/a
Vollbenutzungsstunden	2.400	Vbh/a
Erdsondenradius	5	m
Anzahl Erdsonden	1.376	Stk
Erdsondentiefe	100	m
Gesamtlänge Erdsonden	136.746	m
Leistung Wärmequelle	5.503	kW _{th}
Ertrag Wärmequelle	13.193	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 22 GWh/a.

Tabelle 54: Potenzial WP und oberflächennahe Geothermie

Größe	Wert	Einheit
JAZ	2,5	kWh _{th} /kWh _{el}
Wärmemenge WP	21.989	MWh _{th} /a
Elektroenergiemenge WP	8.795	MWh _{el} /a
Thermische Leistung WP	9.171	kW _{th}
Elektrische Leistung WP	3.668	kW _{el}

5.3.2 Wärmepumpe mit Wärmequelle: Abwasser

Eine weiteres Wärmequellenpotenzial für den Einsatz von Wärmepumpen bietet die Nutzung von Abwasserwärme. Wie der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen ist, verlaufen in unmittelbarer Nähe zum Schwimmbad ein Teilsammler und Zubringer des Abwassers aus dem Einzugsgebiet Eisenach und Stockhausen in Richtung Kläranlage.

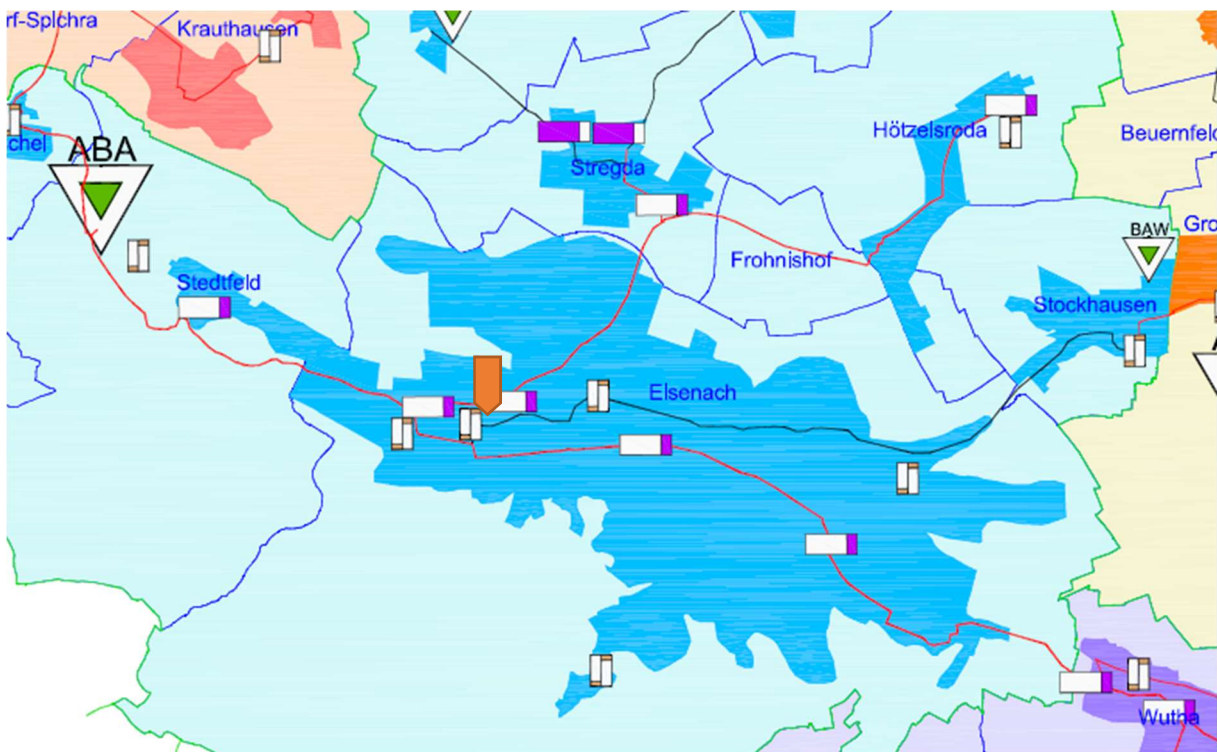


Abbildung 44: Auszug Unterlage „Abwasserentsorgung des TAVEE“ (Markierung Schwimmbad)

Konkret wird hier die Wärmeauskopplung aus dem angesprochenen Teilsammler betrachtet, da dieser im Rahmen von Hochwasserschutzmaßnahmen in der näheren Zukunft im Bereich Schwimmbad baulich verlegt werden muss. Hierdurch ergibt sich die Möglichkeit, den neuen Kanal so auszuführen, dass die Wärmeübertrager in der Mantelfläche integriert sind. Weiterhin besteht in räumlicher Nähe die Möglichkeit zur Einspeisung ins Fernwärmenetz.

Im Ergebnis des Austausches mit dem TAVEE sowie der Auswertung der bereitgestellten Daten konnte folgendes Abwärmepotenzial, sowie das daraus resultierende Gesamtwärmepotenzial ermittelt werden.

Abwasserwärmepotenzial

Die vom TAVEE zur Verfügung gestellten Daten umfassen Zeitreihen mit einer Auflösung von 24 h und beinhalten folgende relevante Parameter:

- Mittlere Abwassertemperatur in °C
- Abwasserablauf in m³/d

Basierend auf der Mengenbilanz einer Abwasserkläranlage kann für die Betrachtung vereinfachend angenommen werden, dass die Abflussmenge aus der Kläranlage der Zuflussmenge über den Hauptsammler entspricht. Der nachfolgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass im Jahr 2021 die Werte für minimale Abflussmenge ca. 110 l/s und die minimale Abwassertemperatur 6,6 °C betragen.

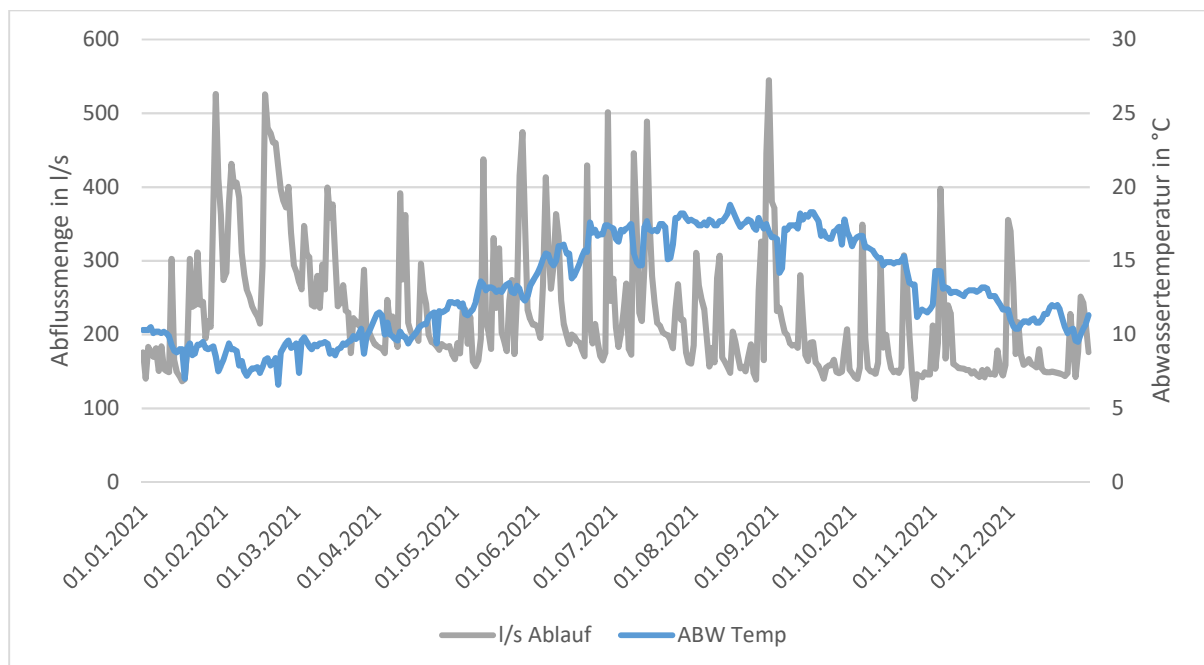


Abbildung 45: Abflussmenge und Abwassertemperatur Kläranlage Stedtfeld 2021

Die Ermittlung des Abwärmepotenzials basiert auf dem 10 %-Quantil des Wertes für den betreffenden Teilabwasserstrom (50 % des Gesamtabwasserstromes), welcher in 90 Prozent der Zeit erreicht wird sowie auf einer Temperaturabsenkung des Abwasserstromes infolge der Wärmeauskopplung von 3 K.

Wie der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen ist beträgt das berechnete Abwasserwärmepotenzial 0,9 MW_{th} bzw. 3,9 GWh_{th}/a.

Tabelle 55: Potenzial Abwasserwärmenutzung Eisenach

Größe	Wert	Einheit
Mittlere Abwassermenge	74	l/s
Temperaturabsenkung	3	K
Mittlere Entzugsleistung	932	kW _{th}
Abwärmepotenzial	3.938	MWh _{th} /a

Potenzial Wärmepumpe

Basierend auf dem zuvor ermittelten Abwasserwärmepotenzial ergibt sich durch die Nutzung einer Wärmepumpe, auf Basis der Jahresarbeitszahl in Höhe von 2,6, die in der folgenden Tabelle dargestellte thermische Leistung von ca. 1,5 MW_{th} und ein Gesamtwärmepotenzial von 6,4 GWh_{th}/a.

Tabelle 56: Potenzial Wärmepumpe mit Abwasserwärmenutzung Eisenach

Größe	Wert	Einheit
JAZ	2,6	kWh _{th} /kWh _{el}
Wärmemenge WP	6.399	MWh _{th} /a
Elektroenergiemenge WP	2.461	MWh _{el} /a
Thermische Leistung WP	1.515	kW _{th}
Elektrische Leistung WP	583	kW _{el}

5.3.3 Solarthermie

Der bei 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 46) ist demzufolge identisch und umfasst ca. 107.000 m².



Abbildung 46: Fläche zur Potenzialuntersuchung „Solarthermie“ Eisenach

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

Aufgrund des aktuellen Bodenbewuchses (Bäume und Sträucher) kann das theoretische Potenzial nicht über das online-Tool „Solarrechner“ der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA) ermittelt werden. Die Ertragsermittlung erfolgt somit basierend auf den in der folgenden Tabelle dargestellten Kennwerten.

Tabelle 57: Potenzial Solarthermieanlage Eisenach

Größe	Wert	Einheit
Grundfläche (GF)	107.400	m ²
Flächennutzungsfaktor	0,49	BKF/GF
Bruttokollektorfläche (BKF)	52.600	m ²
Spez. Ertrag	394	kWh _{th} /m/a
Jahresertrag	20.725	MWh _{th} /a

Wie in der Tabelle 57 dargestellt, ergibt sich gemäß der kennzahlbasierten Hochrechnung ein theoretischer Ertrag in Höhe von rund 20,7 GWh_{th}/a.

5.3.4 Biomasse

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

Die Gesamtwaldfläche der Stadt Eisenach beträgt ca. 500 ha und setzt sich gemäß der nachfolgenden Tabelle²¹⁴ zusammen.

Tabelle 58: Waldfläche Stadt Eisenach

Bezeichnung	Wert	Einheit
Werra-Bergland	253,1	ha
Nordwestlicher Thüringer Wald	143,9	ha
Waltershäuser Vorberge	54,0	ha
Westlicher Beckenrand	2,6	ha
Neukirchener Platte	35,2	ha
Gesamtwaldfläche Eisenach	489	ha

Basierend auf einem „Erntefaktor“ für Waldrestholz in Höhe von 4,5 fm/ha/a ergibt sich ein jährliches Biomassepotenzial von 2.200 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 nutzbares Wärmemengenpotenzial von rund 4,9 GWh/a.

²¹⁴ <https://www.eisenach.de/rathaus/rathaus-verwaltung/fachbereiche/infrastruktur/kommunalwald/200|227>

Tabelle 59: technisches Wärmemengenpotenzial Biomasse Stadt Eisenach

Bezeichnung	Wert	Einheit
Kommunale Waldfläche	489	ha
Erntefaktor Waldrestholz	4,5	fm/ha/a
Jährliche Holzernte	2.200	fm/a
Mittlerer Heizwert	2.625	kWh/fm
Theoretisches Potenzial	5.774	MWh/a
Jahresnutzungsgrad Kessel	85	%
Technisches Potenzial	4.908	MWh _{th} /a

5.3.5 Übersicht über die Ergebnisse der erweiterten Potenzialermittlung

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

Tabelle 60: Potenzialanalyse 2 – erweiterte Prüfung Netz Eisenach

Geprüfte Optionen	Wärmequelle/ Brennstoff	Leistung in kW	Ertrag in MWh/a
Gasbasierte Anlagen			
Gaskessel	Erdgas/H ₂	30.000	60.892
KWK	Erdgas/H ₂	9.000	40.000
Strombasierte Anlagen			
Wärmepumpe (Erdreich Sonde)	Erdreich	9.171	21.989
Wärmepumpe (Gewässer/Abwasser)	Abwasser	1.515	6.399
Biomassebasierte Anlagen			
Biomasse-Kessel	Waldrestholz	500-4.000	4.908
Umweltenergiebasierte Anlagen			
Solarthermie	Solarstrahlung	31.560	20.725

6 Transformationspfade und Maßnahmenkataloge

6.1 Zielpfade und bilanzielle Zusammensetzung der zukünftigen Wärmeversorgung

6.1.1 Prämisse „nahezu klimaneutral“

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 erfordert. Im Rahmen der Transformation der Fernwärmeversorgung der evb wird demnach das Ziel eines Umstiegs auf 85 Prozent erneuerbare Energien bis 2040 zu Grunde gelegt (roter Datenpunkt, folgende Abbildung).

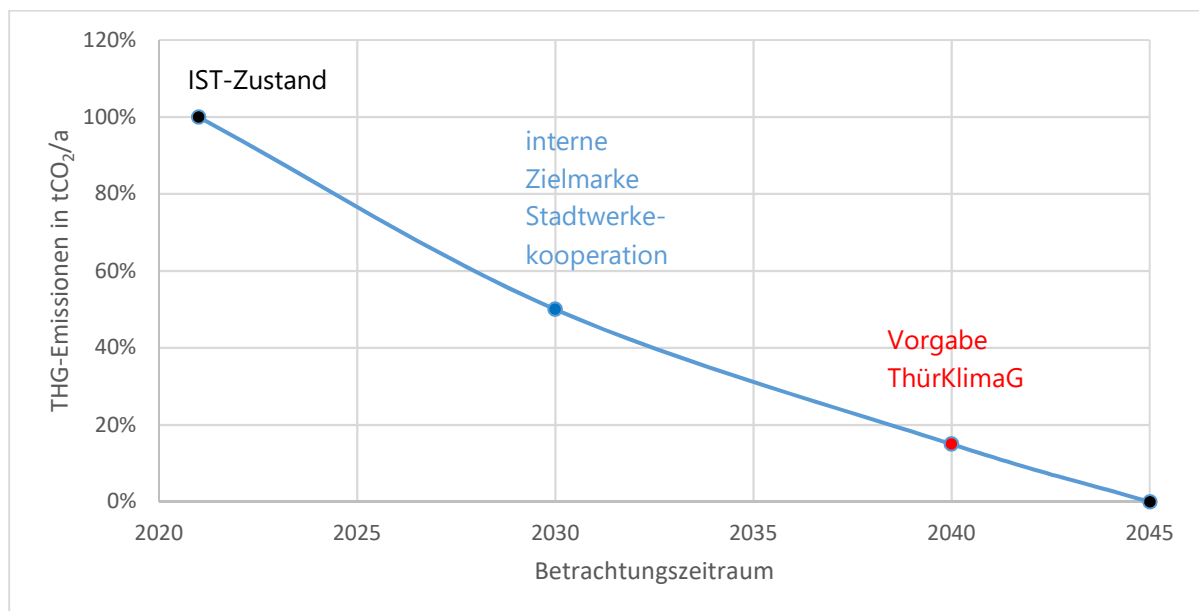


Abbildung 47: allgemeiner THG-Minderungspfad

Wie in der vorangestellten Abbildung zu erkennen ist, wird darüber hinaus abgeleitet, dass aus den im Klimaschutzgesetz 2021 formulierten Zielen der Bundesregierung, die Treibhausgasneutralität bis spätestens 2045 angestrebt²¹⁵ wird.

6.1.2 Annahmen und Randbedingungen zur Wirtschaftlichkeit

Die gewählte Kostenansätze (CAPEX und OPEX) entsprechen nicht dem pauschalisierten Ansatz der Stadtwerkegruppe, sondern basieren auf aktuellen projektspezifischen Erfahrungswerten der TWS Thüringer Wärme Service GmbH und Tilia GmbH!

Die Kostenansätze sowie die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind den Anlagen

- Kostenabschätzungen
- Wirtschaftlichkeitsberechnungen zur entnehmen.

6.2 Umfeldmaßnahmen

Für die betrachteten Wärmenetzgebiete wurde bis dato noch keine kommunale Wärmeplanung durchgeführt.

Es ist jedoch seitens der Stadt Eisenach geplant, Mitte des Jahres 2023 mit einer kommunalen Wärmeplanung zu beginnen. Hierzu ist angedacht, die Ergebnisse dieser Untersuchung für den kommunalen Wärmeplan in einem geeigneten Detaillierungsgrad zur Verfügung zu stellen.

Darüber hinaus erfolgen parallel zur Erstellung des Transformationskonzeptes regelmäßige Abstimmungen mit kommunalen Entscheidungsträgern vor Ort.

²¹⁵ Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045 | Bundesregierung
203|227

6.3 Temperaturabsenkungen

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 (Stedtfeld und Eisenach), 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.

Für das Netz in Stedtfeld liegt eine Erfassung und Darstellung des IST-Zustandes aus dem Jahr 2019 vor, auf deren Basis eine weitere Analyse aufsetzen kann.

6.4 Netz Stedtfeld

6.4.1 Bedarfsszenario

Wie im Kapitel 3.2 dargestellt, haben grundlegend folgende Faktoren maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung des zukünftigen Fernwärmeabsatzes:

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

Im konkreten Fall können jedoch die Einflussfaktoren Entwicklung Bevölkerungszahl sowie Ausbau/ Netzverdichtung vernachlässigt werden.

Zum einen wird das Ausbaupotenzial zum aktuellen Zeitpunkt mit Null bewertet und zum anderen erfolgt der aktuelle Wärmeabsatz nur an Einrichtungen aus den Bereichen Kommunen sowie Industrie und Gewerbe. Somit hat lediglich die Energetische Sanierungsrate einen negativen Einfluss von -0,81 %/a auf den zukünftigen Wärmeabsatz.

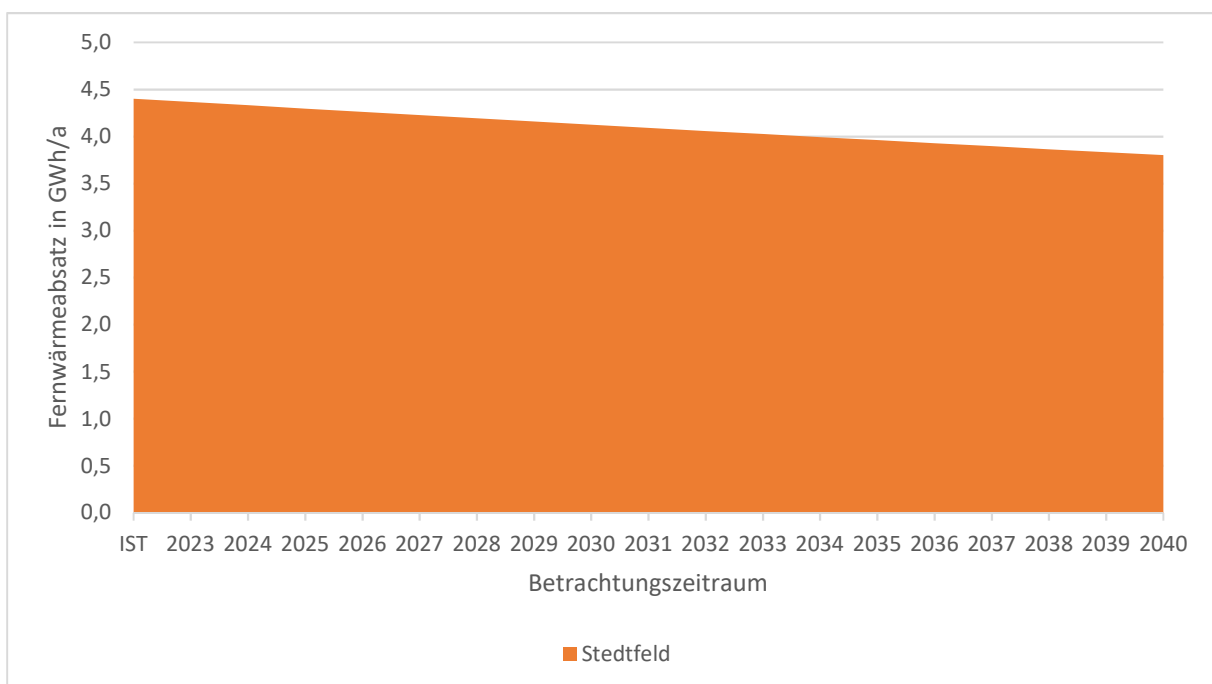


Abbildung 48: Bedarfsszenario Stedtfeld

Der Wärmeabsatz sinkt demzufolge von 4,4 GWh/a in 2021 auf 3,8 GWh/a im Jahr 2040.

6.4.2 Gesamtplanung der Maßnahmen

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

Beide Varianten werden im Folgenden aufgezeigt sowie unter energetischen, technischen, wirtschaftlichen und ökologisch Gesichtspunkten bewertet.

Die Vorzugsvariante sowie deren Auswirkungen werden dann in den Transformationsplan überführt.

6.4.2.1 Variante 1

Die Variante 1 beinhaltet die Erzeugungsarten Solarthermie, Wärmepumpe (Wärmequelle Erdsonden), Biomasse-Kessel (Hackschnitzel) sowie die partielle Weiterverwendung der bestehenden konventionellen Gaskesselinfrastruktur zur Abdeckung von Spitzenlasten sowie als Redundanz.

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

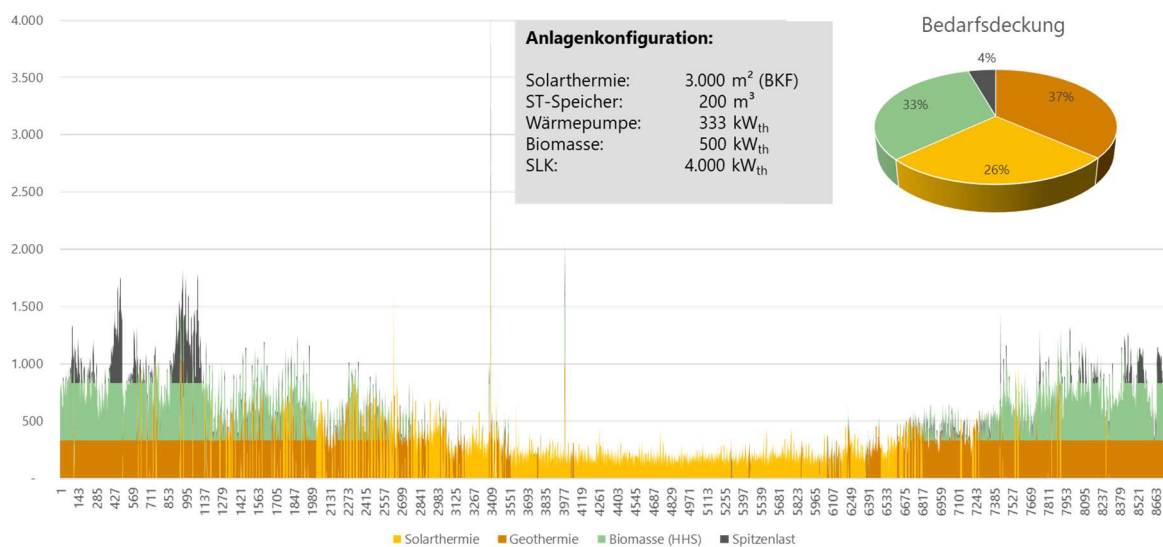


Abbildung 49: Wärmelastdeckung Variante 1 Stadtfeld

6.4.2.2 Variante 2

Die Variante 2 beinhaltet die Erzeugungsarten Wärmepumpe (Wärmequelle Abwasser) sowie die partielle Weiterverwendung der bestehenden konventionellen Gaskesselinfrastruktur zur Abdeckung von Spitzenlasten sowie als Redundanz.

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

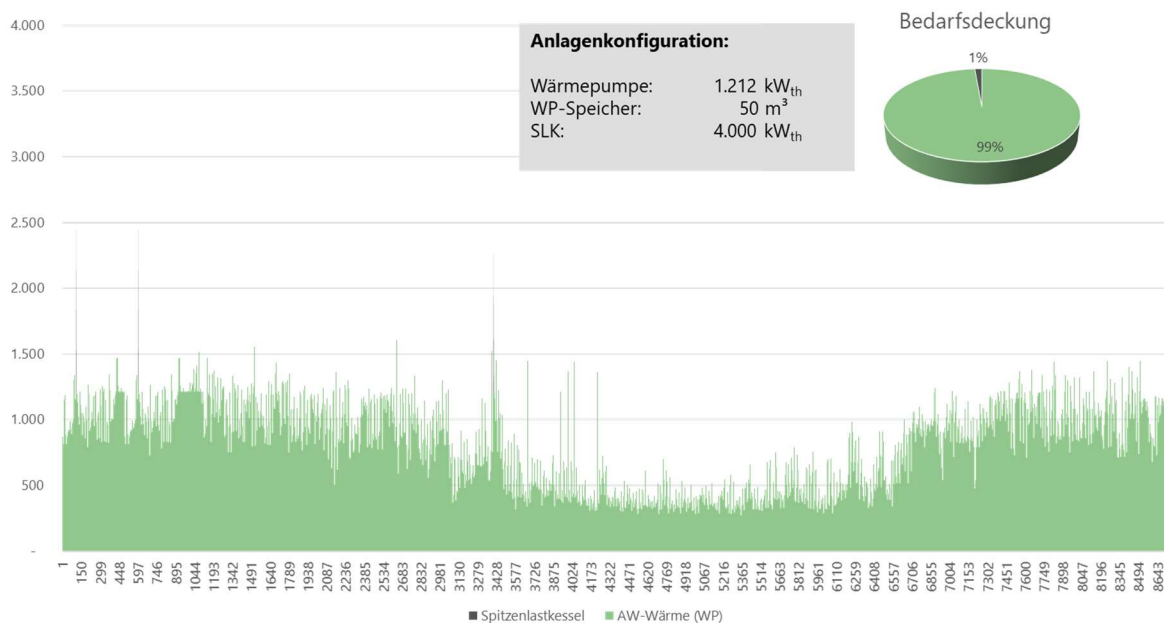


Abbildung 50: Wärmelastdeckung Variante 2 Stadtfeld

6.4.2.3 Variantenvergleich

Die Variante 2 hat sich sowohl aus ökologischer Sicht (THG-Emissionen) als auch aus ökonomischer Sicht als Vorzugsvariante herauskristallisiert.

Bei beiden Varianten ist zu berücksichtigen, dass die Werte für die ausgewiesenen Investitionskosten (CAPEX) exklusive möglicher Fördermittel zu verstehen sind.

Die der Berechnung der Wärmegestehungskosten zugrundeliegende kapitalgebundenen Kosten basieren auf einer pauschalen Investitionskostenförderung in Höhe von

40 Prozent. Dies entspricht dem max. Fördersatz aus der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Im Bereich der OPEX-Förderungen wurde ebenfalls eine Betriebskostenförderung aus dem BEW zugrunde gelegt. Weitere Details sind den Anlagen „Kostenabschätzungen“ und „Wirtschaftlichkeitsberechnungen“ zu entnehmen.

Tabelle 61:Variantenvergleich Stedtfeld

Variante Ausführung Technik	Stedtfeld Variante 1 STA+GEOT+BM	Stedtfeld Variante 2 AWW
Primärenergie	Strom, Holz, Geothermie, Solarthermie	Strom, Abwasserwärme
Deckungsanteil EE	96%	99%
Deckungsanteil iKWK	0%	0%
PEF Wärme [-]	0,22	0,26
CO ₂ -Emissionen Wärme (Strommix: Status Quo) g/kWh	39	52
CO ₂ -Emissionen Wärme (Strommix: Szenario 2040) g/kWh	20	3
Netztemperaturen	Sommer: 85/70°C; Winter: 92/67°C	Sommer: 85/70°C; Winter: 92/67°C
Wärmeerzeugung MWh/a	4.402	4.402
Installierte therm. Leistung kW	6.333	5.212
Investitionskosten netto €	8.860.958	6.326.935
Kapitalgebundene Kosten netto €/a	447.130	325.120
Betriebskosten netto €/a	187.720	77.945
Energiekosten netto €/a	196.840	307.009
Jahresgesamtkosten netto €/a	831.690	710.074
Wärmegestehungskosten (netto) €/MWh	188,9	161,3

6.4.3 Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040

Ausgehend von der vorangestellten Einschätzung der Potenziale (Vor- und Nachteile sowie Realisierbarkeit im Netzgebiet) der verschiedenen Technologieoptionen sowie der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt im Weiteren die konkrete Ausgestaltung der Transformation der Fernwärmeversorgung der evb sowie der hierfür erforderlichen Maßnahmen im Zeitverlauf.

6.4.3.1 Entwicklung der Anteile der Erzeugungsarten

In der folgenden Tabelle ist ein möglicher Transformationspfad in fünf Jahresritten aufgezeigt. Der Transformationspfad basiert auf der Umsetzung der aufgezeigten Variante 2 bis zum Jahr 2030 sowie auf der Verfügbarkeit von Wasserstoff ab dem Jahr 2040.

Tabelle 62: Transformation der Fernwärmeversorgung in 5-Jahresschritten des Fernwärmenetzes Stadtfeld

Erzeugungspark Stadtfeld	2020	2025	2030	2035	2040
Gasbasierte Anlagen					
Gas-Kessel	4.402 MWh _{th}	4.300 MWh _{th}	57 MWh _{th}	55 MWh _{th}	53 MWh _{th}
Davon Wasserstoff	0	0	0	0	0 MWh _{th}
Strombasierte Anlagen					
Wärmepumpe (Gewässer)	0	0	4.043 MWh _{th}	3.945 MWh _{th}	3.747 MWh _{th}
EE-Anteil Gesamtenergie-erzeugung					
EE-Anteil Wärme	0	0	94,03 %	94,03 %	100,00 %
EE-Anteil Strom	0	0	67,00 %	67,00 %	100,00 %
CO₂-Emissionen (spezifisch)	0,22	0,22	0,05	0,05	0
	tCO ₂ /MWh _{th}	tCO ₂ /MWh _{th}	tCO ₂ /MWh _{th}	tCO ₂ /MWh _{th}	tCO ₂ /MWh _{th}

6.4.3.2 Geplante Umsetzungsschritte

Zur Erreichung des aufgezeigten prozentualen Anstiegs der erneuerbaren Energien in der Fernwärmeversorgung der evb zur Erreichung der angestrebten 85 Prozent erneuerbarer Energie im Jahr 2040 sind eine Reihe von Maßnahmen erforderlich. Abbildung 51 gibt einen Überblick über die angestrebten Maßnahmen der evb zur Transformation der Fernwärmeversorgung Stedtfeld.

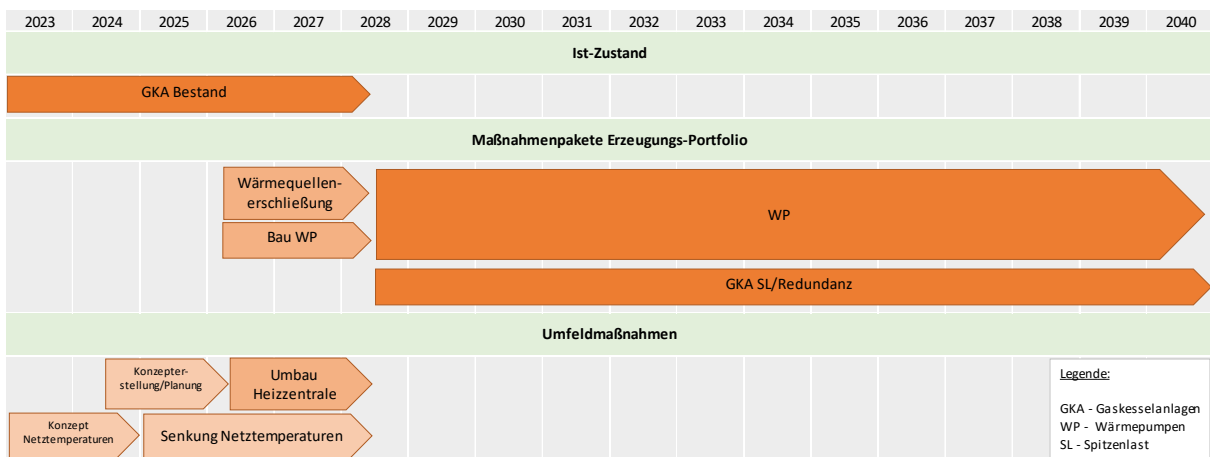


Abbildung 51: Transformationsplan Netz Stedtfeld

6.4.4 Auswirkungen

Durch die Umsetzung der Variante 2 bis zum Jahr 2030 werden die Vorgaben zu den THG-Emissionen eingehalten. Die THG-Emissionen können von aktuell 847 tCO_{2ä}/a auf 229 tCO_{2ä}/a gesenkt werden. Durch den steigenden Anteil an EE-Strom im Netzstrommix, bis hin zu 100 Prozent EE-Anteil in 2040, reduzieren sich die THG-Emissionen ohne weitere technische Maßnahmen in 2040 auf 13 tCO_{2ä}/a. Durch den Einsatz von Wasserstoff lassen sich die Restemissionen, bedingt durch die Spitzenlastkessel, im Jahr 2045 auf 0 tCO_{2ä}/a reduzieren.

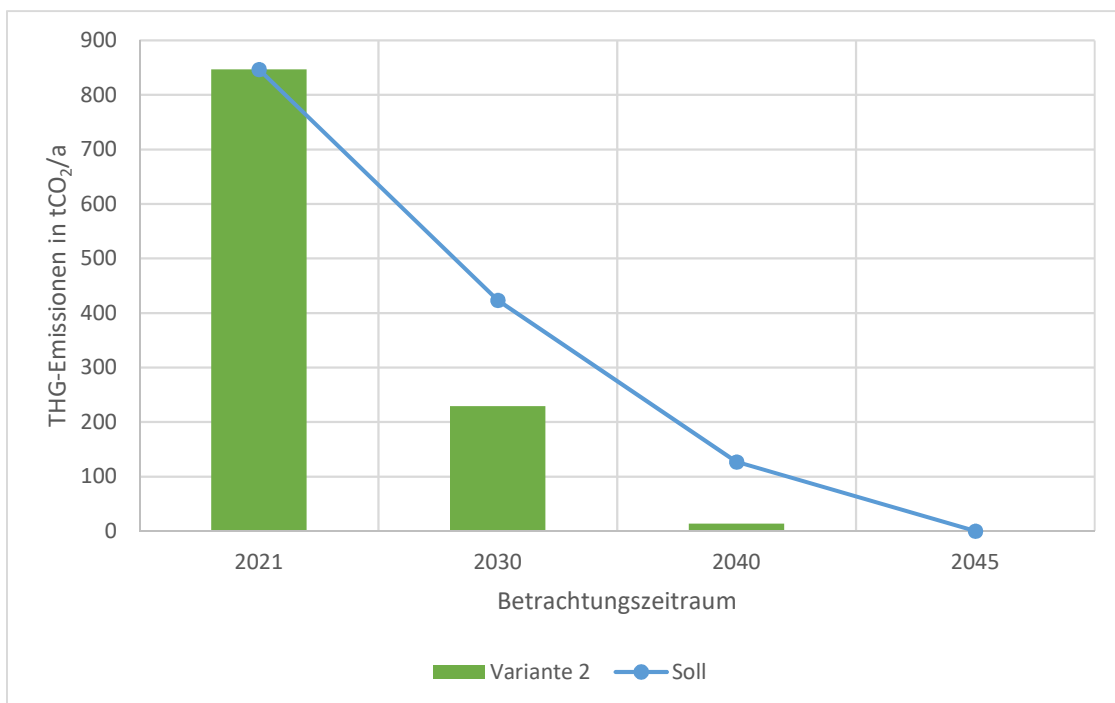


Abbildung 52: THG-Emissionspfad Stedtfeld

6.5 Netz Petersberg

6.5.1 Bedarfsszenario

Wie im Kapitel 3.2 dargestellt haben grundlegend folgende Faktoren einen maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung des zukünftigen Fernwärmeabsatzes:

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

Im konkreten Fall können jedoch der Einflussfaktoren Ausbau/ Netzverdichtung vernachlässigt werden, da das Ausbaupotenzial zum Zeitpunkt der Berichtserstellung mit Null bewertet wird.

Somit haben lediglich die energetische Sanierungsrate mit $-0,81\%/a$ sowie die Bevölkerungsentwicklung mit $-0,4\%$ Prozent einen negativen Einfluss auf den zukünftigen Wärmeabsatz.

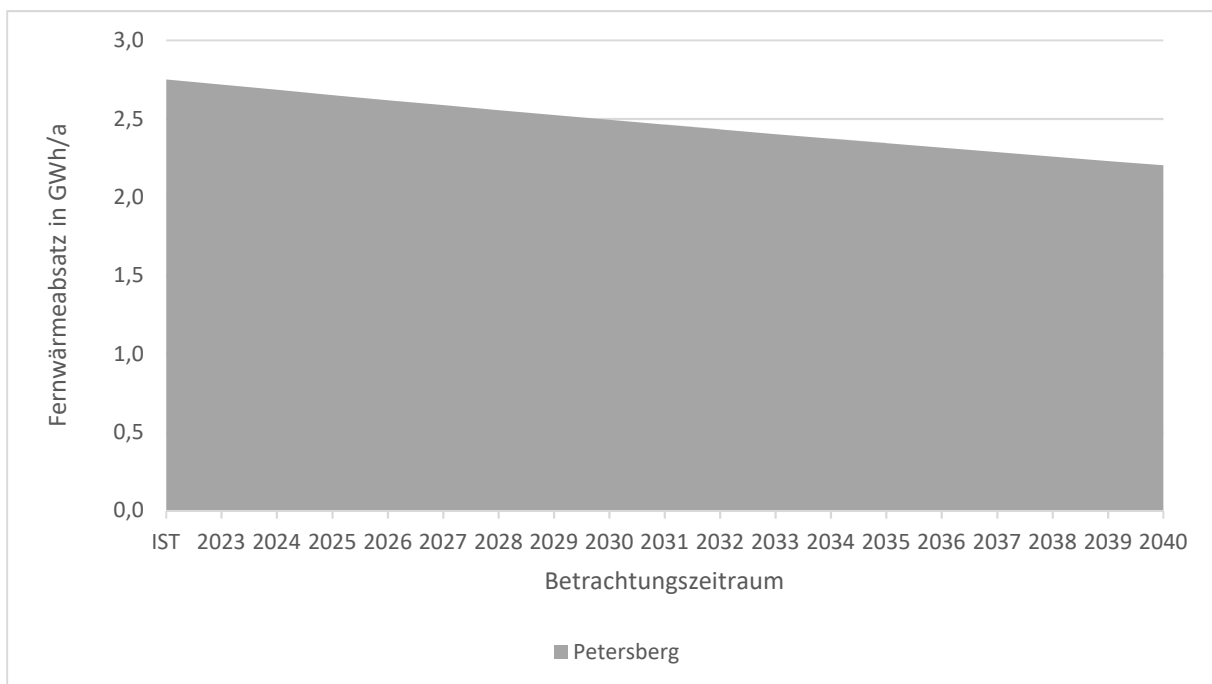


Abbildung 53: Bedarfsszenario Petersberg

Der Wärmeabsatz sinkt demzufolge von 2,75 GWh/a in 2021 auf 2,2 GWh/a im Jahr 2040.

6.5.2 Gesamtplanung der Maßnahmen

Basierend auf den vorangestellten Einschätzungen der Potenziale (Vor- und Nachteile sowie Realisierbarkeit im Netzgebiet) der verschiedenen Technologieoptionen ergibt sich eine Vorzugsvariante. Diese wird im Folgenden aufgezeigt sowie unter energetischen, technischen, wirtschaftlichen und ökologisch Gesichtspunkten bewertet.

Die Vorzugsvariante sowie deren Auswirkungen werden dann in den Transformationsplan überführt.

6.5.2.1 Variante 1

Die Variante 1 beinhaltet die Erzeugungsarten Solarthermie, Biomasse-Kessel (Hack-schnitzel) sowie die partielle Weiterverwendung der bestehenden konventionellen Gaskesselinfrastruktur zur Abdeckung von Spitzenlasten sowie als Redundanz.

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

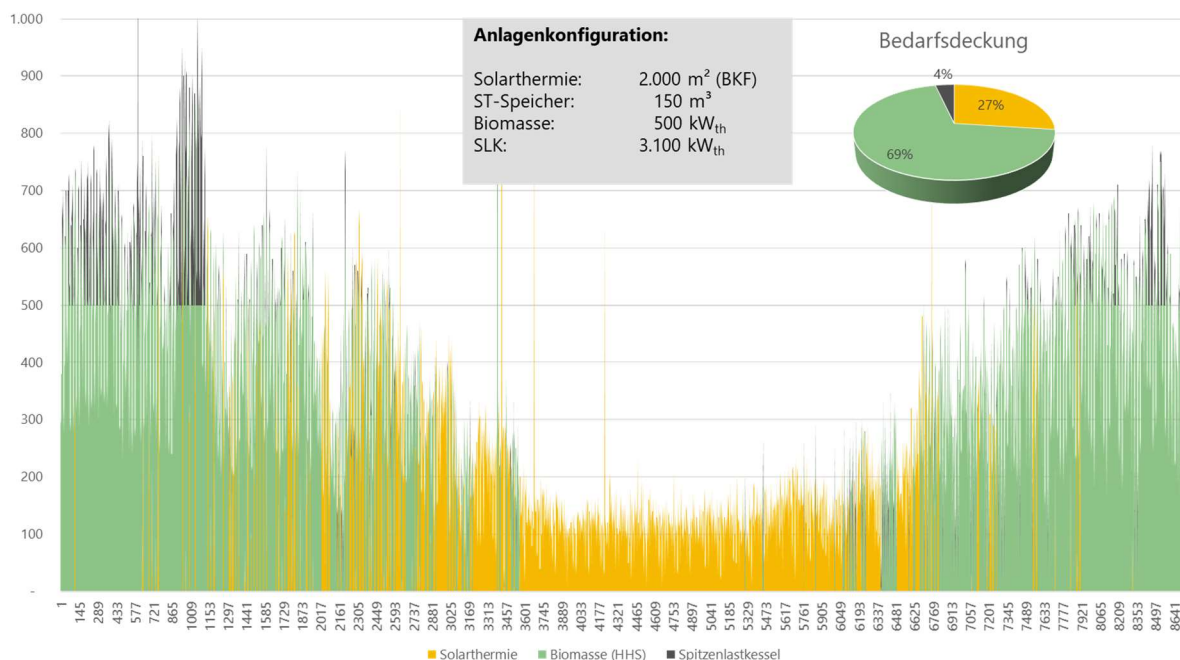


Abbildung 54: Wärmelastdeckung Variante 1 Petersberg

6.5.2.2 Variantenbewertung

Bedingt durch den Energieträger Biomasse (Holzhackschnitzel) lassen sich die THG-Emissionen nicht auf null reduzieren. Aus ökonomischer Sicht ist dieser Ansatz jedoch aufgrund der vergleichsweise geringen Investitionskosten zu präferieren.

Es ist zu berücksichtigen, dass die Werte für die ausgewiesenen Investitionskosten (CAPEX) exklusive möglicher Fördermittel zu verstehen sind. Die der Berechnung der Wärmegestehungskosten zugrundeliegende kapitalgebundenen Kosten basieren auf einer pauschalen Investitionskostenförderung in Höhe von 40 Prozent. Dies entspricht dem max. Fördersatz aus der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Im Bereich der OPEX-Förderungen wurde ebenfalls eine Betriebskostenförderung aus dem BEW zugrunde gelegt. Weitere Details sind den Anlagen „Kostenabschätzungen“ und „Wirtschaftlichkeitsberechnungen“ zu entnehmen.

Tabelle 63:Variantenbewertung Petersberg

Variante		Petersberg
Ausführung		STA+BM
Technik		
Primärenergie		Solarthermie, Holz
Deckungsanteil EE		96%
Deckungsanteil iKWK		0%
PEF Wärme	[-]	0,21
CO ₂ -Emissionen Wärme (Strommix: Status Quo)	g/kWh	32
CO ₂ -Emissionen Wärme (Stromix: Szenario 2040)	g/kWh	30
Netztemperaturen		Sommer: 80/65°C; Winter: 95/75°C
Wärmeerzeugung	MWh/a	2.751
Installierte therm. Leistung	kW	4.600
Investitionskosten netto	€	4.688.685
Kapitalgebundene Kosten netto	€/a	236.960
Betriebskosten netto	€/a	185.619
Energiekosten netto	€/a	91.884
Jahresgesamtkosten netto	€/a	514.463
Wärmegestehungskosten (netto)	€/MWh	187,0

6.5.3 Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040

Ausgehend von der vorangestellten Einschätzung der Potenziale (Vor- und Nachteile sowie Realisierbarkeit im Netzgebiet) der verschiedenen Technologieoptionen sowie der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt im Weiteren die konkrete Ausgestaltung der Transformation der Fernwärmeversorgung der evb sowie der hierfür erforderlichen Maßnahmen im Zeitverlauf.

6.5.3.1 Entwicklung der Anteile der Erzeugungsarten

In der folgenden Tabelle wird ein möglicher Transformationspfad in fünf Jahreschritten aufgezeigt. Der Transformationspfad basiert auf der Umsetzung der aufgezeigten Variante 1 bis zum Jahr 2030 sowie auf der Verfügbarkeit von Wasserstoff ab dem Jahr 2040.

Tabelle 64: Transformation der Fernwärmeversorgung in 5-Jahresschritten des Fernwärmenetzes Petersberg

Erzeugungspark Petersberg	2020	2025	2030	2035	2040
Gasbasierte Anlagen					
Gas-Kessel	2.751 MWh _{th}	2.751 MWh _{th}	90 MWh _{th}	84 MWh _{th}	79 MWh _{th}
Davon Wasserstoff	0	0	0	0	0 MWh _{th}
Biomassebasierte Anlagen					
Biomasse-Kessel	0	0	1.727 MWh _{th}	1.623 MWh _{th}	1.526 MWh _{th}
Umweltenergiebasierte Anlagen					
Solarthermie	0	0	673 MWh _{th}	633 MWh _{th}	595 MWh _{th}
EE-Anteil Gesamte- nergie-erzeugung	0	0	87,26 %	87,26 %	100,00 %
EE-Anteil Wärme	0	0	87,26 %	87,26 %	87,26 %
EE-Anteil Strom	0	0	67,00 %	67,00 %	100,00 %
CO₂-Emissionen (spezifisch)	0,26 tCO ₂ /MWh _{th}	0,26 tCO ₂ /MWh _{th}	0,03 tCO ₂ /MWh _{th}	0,03 tCO ₂ /MWh _{th}	0,03 tCO ₂ /MWh _{th}

6.5.3.2 Geplante Umsetzungsschritte

Zur Erreichung des aufgezeigten prozentualen Anstiegs der erneuerbaren Energien in der Fernwärmeversorgung der evb zur Erreichung der angestrebten 85 Prozent erneuerbarer Energie im Jahr 2040 sind eine Reihe von Maßnahmen erforderlich.

Die Abbildung 55 gibt einen Überblick über die angestrebten Maßnahmen der evb zur Transformation der Fernwärmeversorgung.

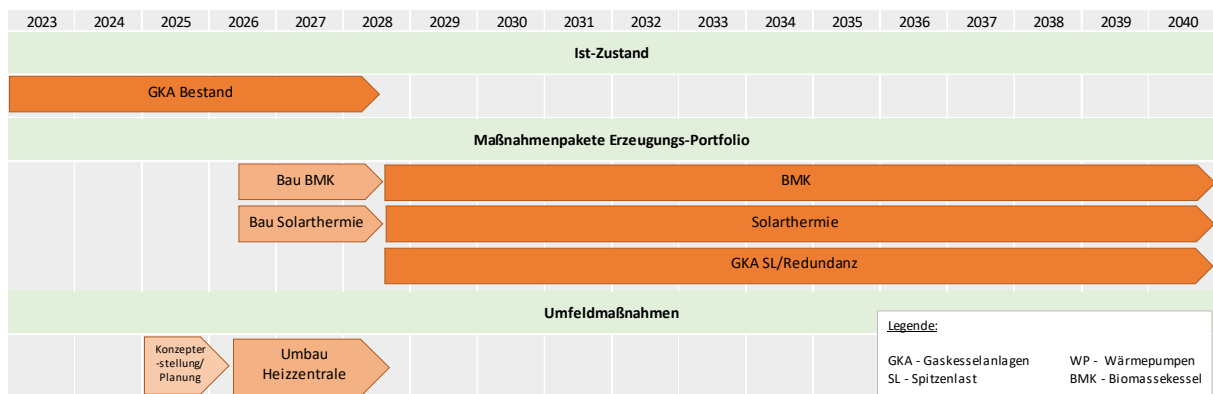


Abbildung 55: Transformationsplan Netz Petersberg

6.5.4 Auswirkungen

Durch die Umsetzung der Variante 1 bis zum Jahr 2030 werden die Vorgaben zu den THG-Emissionen eingehalten. Die THG-Emissionen können von aktuell 644 tCO_{2ä}/a auf 88 tCO_{2ä}/a gesenkt werden. Durch den steigenden Anteil an EE-Strom im Netzstrommix, bis hin zu 100 Prozent EE-Anteil in 2040, reduzieren sich die THG-Emissionen ohne weitere technische Maßnahmen in 2040 auf 83 tCO_{2ä}/a. Ein darüber hinaus gehendes Potenzial zur THG-Emissionssenkung kann über den gewählten Technologieansatz nicht realisiert werden.

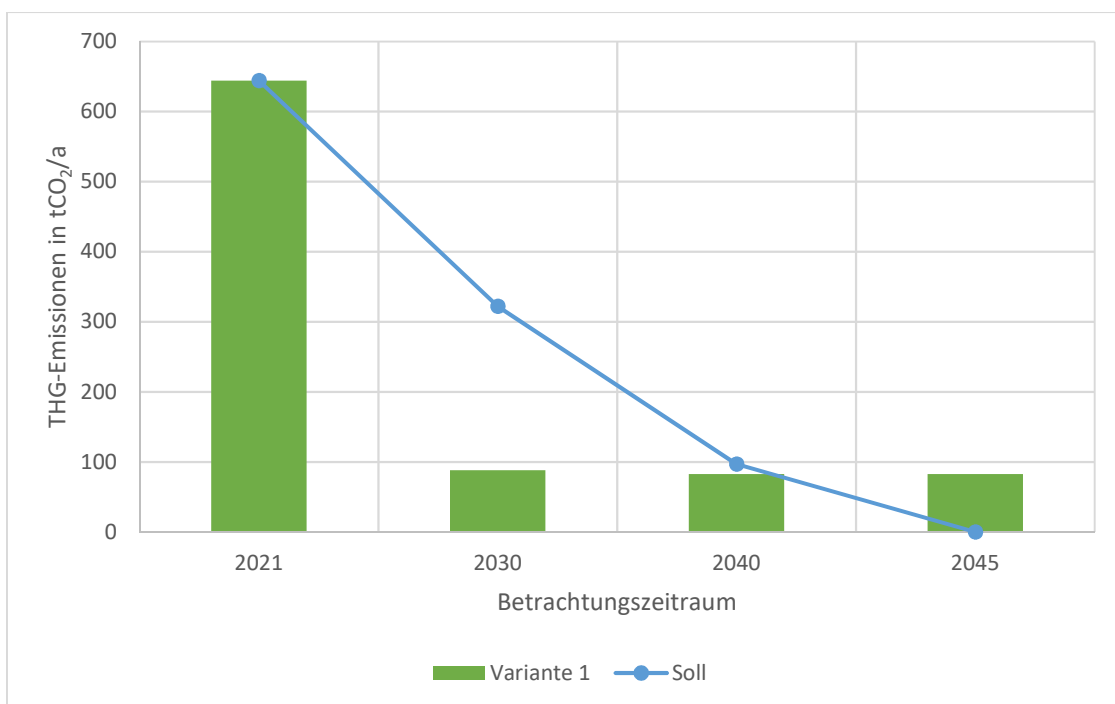


Abbildung 56: THG-Emissionspfad Petersberg

6.6 Netz Eisenach

6.6.1 Bedarfsszenario

Wie im Kapitel 3.2 dargestellt haben grundlegend folgende Faktoren maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung des zukünftigen Fernwärmeabsatzes:

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

Im konkreten Fall wird die Bevölkerungsentwicklung mit $-0,4\%/a$, die energetische Sanierungsrate mit $-0,81\%/a$ berücksichtigt.

Dem gegenüber steht der Effekt eines möglichen Fernwärmeausbaus, welcher für das Fernwärmenetz Eisenach wie folgt abgeschätzt wird:

Tabelle 65: Ausbaupotenzial Netz Eisenach

Netzgebiet	Versorgungsbeginn	Ausbaupotenzial in MWh/a
Stedtfelder Straße	2025	2.990
Rudolf-Breitscheid-Straße	2030	5.870
Innenstadt	2035	2.910
Sonstiges	2040	3.923
Gesamt		15.693

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass bei konsequenter Verfolgung der aufgezeigten Fernwärmeausbauplanung sich die negativen Effekte überkompensieren lassen.

Basierend auf dem aufgezeigten Entwicklungspfad lässt sich der Wärmeabsatz von $60,9\text{ GWh/a}$ in 2021 auf $63,1\text{ GWh/a}$ im Jahr 2040 steigern.

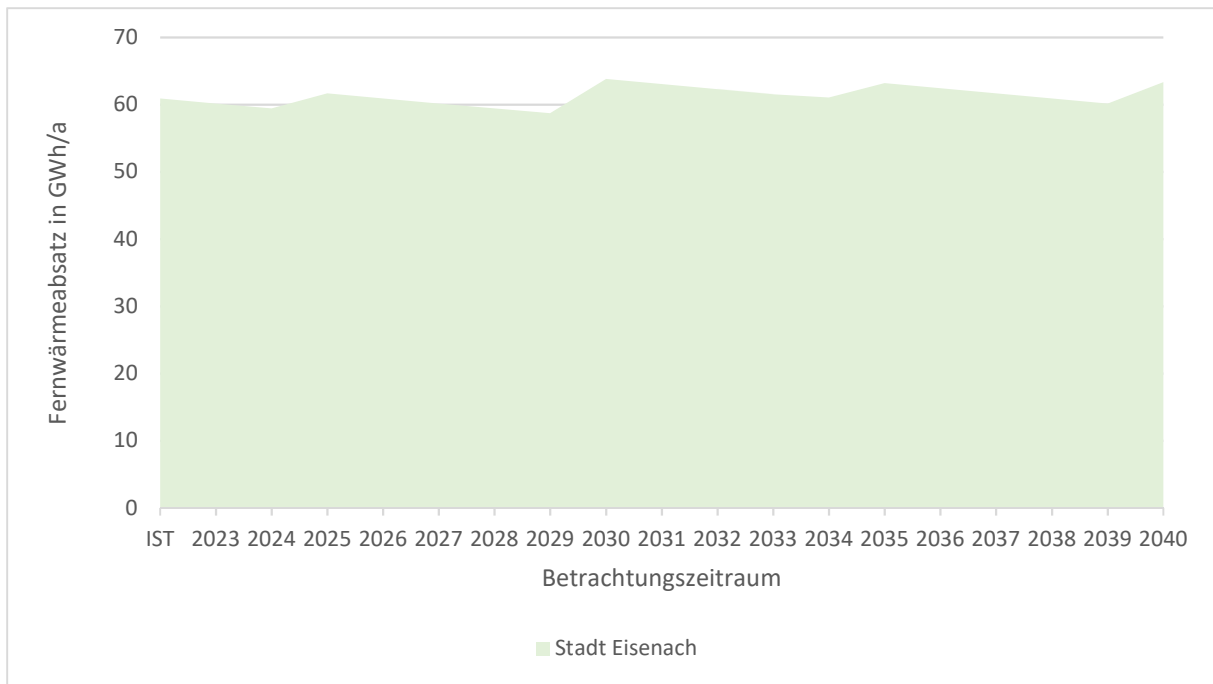


Abbildung 57: Bedarfsszenario Eisenach

6.6.2 Gesamtplanung der Maßnahmen

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

Beide Varianten werden im Folgenden aufgezeigt sowie unter energetischen, technischen, wirtschaftlichen und ökologisch Gesichtspunkten bewertet.

Die Vorzugsvariante sowie deren Auswirkungen werden dann in den Transformationsplan überführt.

6.6.2.1 Variante 1

Die Variante 1 beinhaltet die Erzeugungsarten Solarthermie, iKWK-Anlage (BHKW, Wärmepumpe mit Wärmequelle Erdkollektoren, Power-to-Heat) sowie die partielle Weiterverwendung der bestehenden konventionellen Gaskesselinfrastruktur zur Abdeckung von Spitzenlasten als auch zur Redundanzbereitstellung.

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

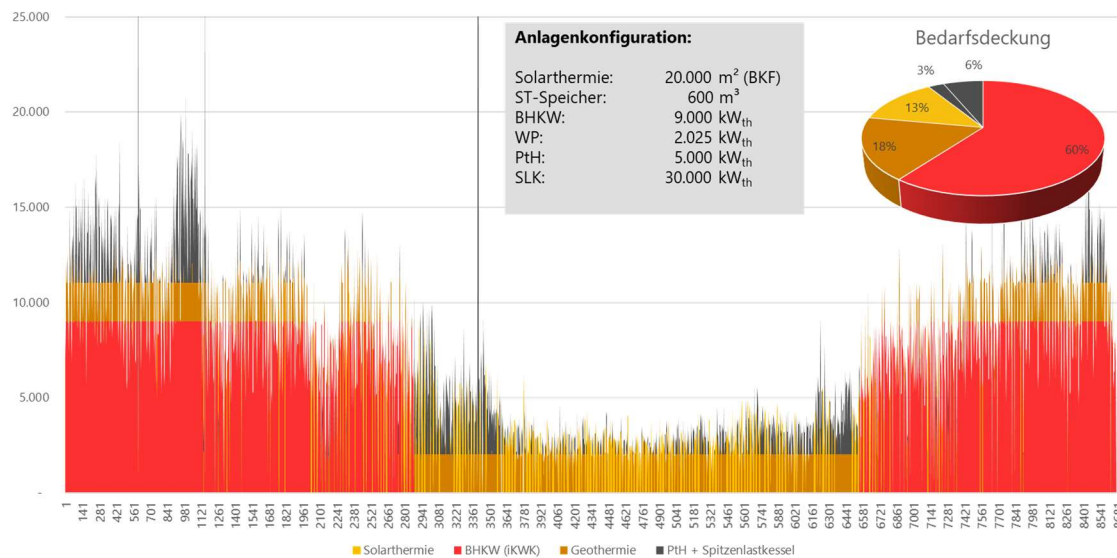


Abbildung 58: Wärmelastdeckung Variante 1 Eisenach

6.6.2.2 Variante 2

Die Variante 2 beinhaltet die Erzeugungsarten iKWK-Anlage (BHKW, Wärmepumpe mit Wärmequelle Abwasser, Power-to-Heat) sowie die partielle Weiterverwendung der bestehenden konventionellen Gaskesselinfrastruktur zur Abdeckung von Spitzenlasten sowie als Redundanzverfügbarkeit.

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

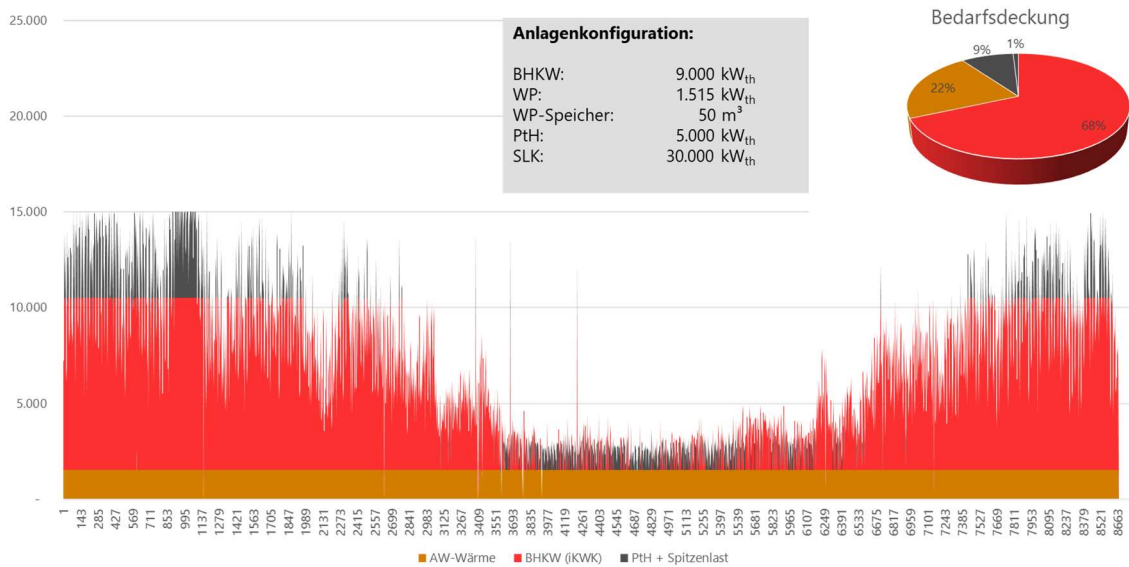


Abbildung 59: Wärmelastdeckung Variante 2 Eisenach

6.6.2.3 Variantenvergleich

Die Variante 2 hat sich sowohl aus ökologischer Sicht (THG-Emissionen) als auch aus ökonomischer Sicht als Vorzugsvariante herauskristallisiert.

Es ist zu berücksichtigen, dass die Werte für die ausgewiesenen Investitionskosten (CAPEX) exklusive möglicher Fördermittel zu verstehen sind.

Die der Berechnung der Wärmegestehungskosten zugrundeliegende Förderung ergibt sich unter der Annahme der erfolgreichen Teilnahme an der Ausschreibung für innovative KWK-Systeme (gem. KWKAusV).

Eine wesentliche Teilnahmevoraussetzung ist u.a. die Hinterlegung einer Sicherheit in Höhe von 70 €/kW_{el} (hier: 630.000 €) bei Gebotsabgabe. Da die Sicherheit nach erfolgreicher Umsetzung zurückerstattet wird, ist diese nicht Bestandteil der Kalkulation.

Weitere Details sind den Anlagen „Kostenabschätzungen“ und „Wirtschaftlichkeitsberechnungen“ zu entnehmen.

Tabelle 66:Variantenvergleich Eisenach

Variante Ausführung Technik	Eisenach Stadt Variante 1 iKWK+STA+GEOT	Eisenach Stadt Variante 2 iKWK+AWW
Primärenergie	Strom, Erdgas, Geothermie, Solarthermie	Strom, Erdgas, Abwasserwärme
Deckungsanteil EE	33%	31%
Deckungsanteil iKWK	60%	68%
PEF Wärme	[-]	[-]
CO ₂ -Emissionen Wärme (Strommix: Status Quo)	77 g/kWh	82 g/kWh
CO ₂ -Emissionen Wärme (Strommix: Szenario 2040)	63 g/kWh	58 g/kWh
Netztemperaturen	Sommer: 90/70°C; Winter: 105/70°C	Sommer: 90/70°C; Winter: 105/70°C
Wärmeerzeugung	MWh/a 60.892	60.892
Installierte therm. Leistung	kW 55.525	45.015
Investitionskosten netto	€ 32.661.272	12.190.615
Kapitalgebundene Kosten netto	€/a 2.620.820	978.210
Betriebskosten netto	€/a 371.278	230.496
Energiekosten netto	€/a 12.273,426	14.131.830
Jahresgesamtkosten netto	€/a 10.806.122	10.193.259
Wärmegestehungskosten (netto)	€/MWh 177,5	167,4

6.6.3 Transformation der Erzeugungsstruktur bis 2040

Ausgehend von der vorangestellten Einschätzung der Potenziale (Vor- und Nachteile sowie Realisierbarkeit im Netzgebiet) der verschiedenen Technologieoptionen sowie der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt im Weiteren die konkrete Ausgestaltung der Transformation der Fernwärmeversorgung der evb sowie der hierfür erforderlichen Maßnahmen im Zeitverlauf.

6.6.3.1 Entwicklung der Anteile der Erzeugungsarten

In der folgenden Tabelle ist ein möglicher Transformationspfad in fünf Jahreschritten aufgezeigt. Der Transformationspfad basiert auf der Umsetzung der aufgezeigten Variante 1 bis zum Jahr 2030 sowie auf der Verfügbarkeit von Wasserstoff ab dem Jahr 2040.

Tabelle 67: Transformation der Fernwärmeversorgung in 5-Jahresschritten des Fernwärmenetzes Eisenach

Erzeugungspark Eisenach	2020	2025	2030	2035	2040
Gasbasierte Anlagen					
KWK	60.124 MWh _{th}	42.177 MWh _{th}	43.668 MWh _{th}	43.217 MWh _{th}	43.319 MWh _{th}
Gas-Kessel	768 MWh _{th}	563 MWh _{th}	583 MWh _{th}	577 MWh _{th}	578 MWh _{th}
Davon Wasserstoff	0	0	0	0	43.898 MWh _{th}
Strombasierte Anlagen					
Wärmepumpe (Gewässer)	0	13.346 MWh _{th}	13.818 MWh _{th}	13.675 MWh _{th}	13.708 MWh _{th}
Elektrodenkessel	0	5.583 MWh _{th}	5.781 MWh _{th}	5.721 MWh _{th}	5.735 MWh _{th}
EE-Anteil Gesamtenergie-erzeugung					
EE-Anteil Wärme	0	31,48 %	31,48 %	31,48 %	100,00 %
EE-Anteil Strom	0	67,00 %	67,00 %	67,00 %	100,00 %
CO₂-Emissionen (spezifisch)	0,31 tCO ₂ /MWh _{th}	0,08 tCO ₂ /MWh _{th}	0,08 tCO ₂ /MWh _{th}	0,08 tCO ₂ /MWh _{th}	0 tCO ₂ /MWh _{th}

6.6.3.2 Geplante Umsetzungsschritte

Zur Erreichung des aufgezeigten prozentualen Anstiegs der erneuerbaren Energien in der Fernwärmeversorgung der evb zur Erreichung der angestrebten 85 Prozent erneuerbarer Energie im Jahr 2040 sind eine Reihe von Maßnahmen erforderlich. Abbildung 60 gibt einen Überblick über die angestrebten Maßnahmen der evb zur Transformation der Fernwärmeversorgung.

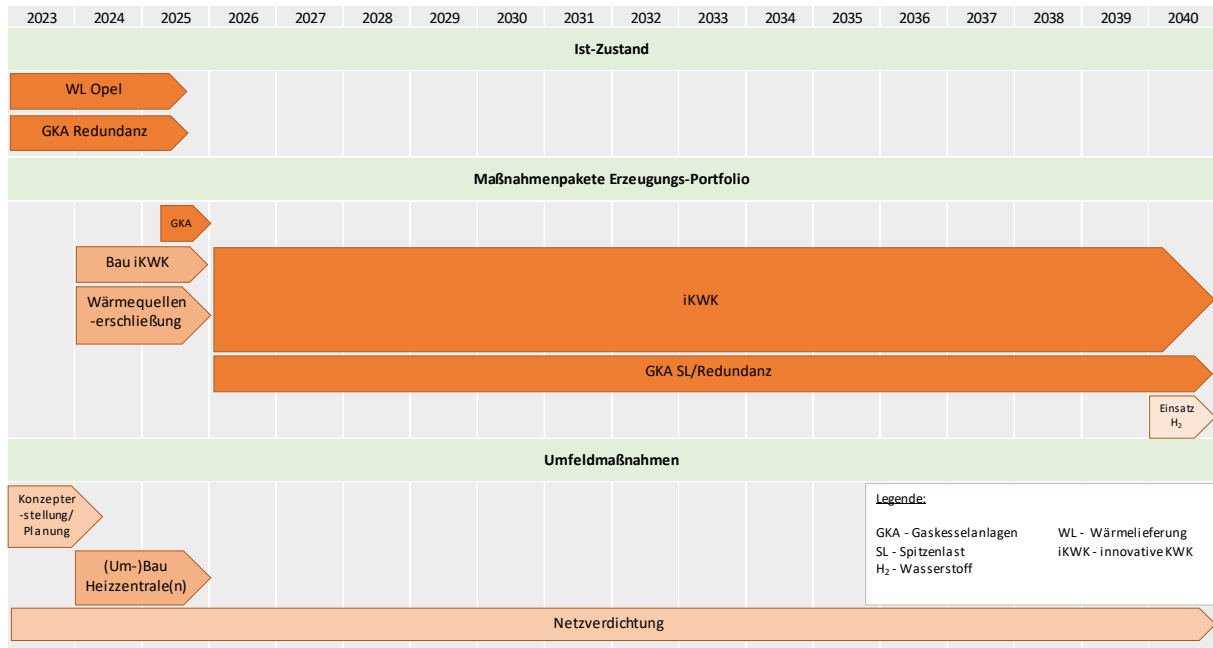


Abbildung 60: Transformationsplan Netz Eisenach

6.6.4 Auswirkungen

Durch die Umsetzung der Variante 2 bis zum Jahr 2030 werden die Vorgaben zu den THG-Emissionen eingehalten. Die THG-Emissionen können von aktuell 15.423 tCO_{2ä}/a auf 4.689 tCO_{2ä}/a gesenkt werden. Durch den steigenden Anteil an EE-Strom im Netzstrommix, bis hin zu 100 Prozent EE-Anteil in 2040, reduzieren sich die THG-Emissionen ohne weitere technische Maßnahmen in 2040 auf 3.836 tCO_{2ä}/a. Dies ist jedoch zur Zielerreichung in 2040 nicht hinreichend, so dass in diesem System bereits im Jahr 2040 Wasserstoff als Brennstoff zum Einsatz kommen müsste.

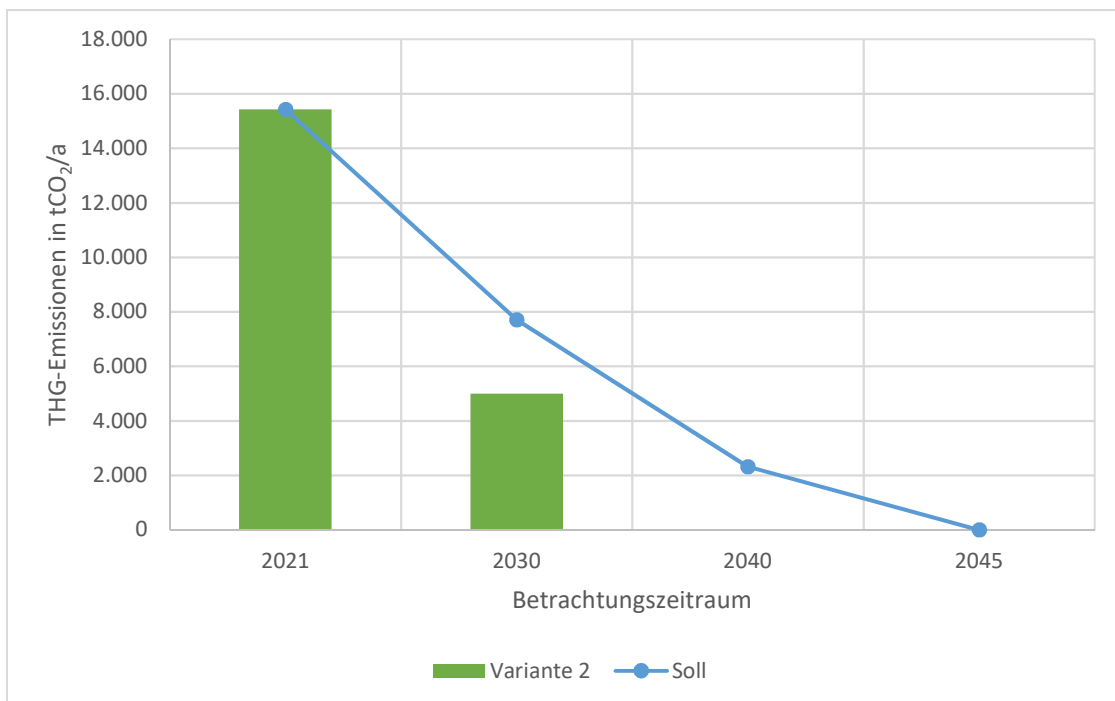


Abbildung 61: THG-Emissionspfad Eisenach inklusive Einsatz von Wasserstoff ab 2040

7 Anforderungen an die politischen Rahmenbedingungen

Der Erfolg der Umsetzung des konzipierten Transformationspfads hin zu einer nahezu klimaneutralen Fernwärmeversorgung hängt maßgeblich von den politisch zu schaffenden Rahmenbedingungen ab. Zu den zentralen Steuergrößen, die bereits bekannt und daher im Folgenden nur kurz umrissen werden, zählen das Erfordernis des Ausbaus der erneuerbaren Energien und die Bereitstellung des hierfür erforderlichen Flächenbedarfs, die Verfügbarkeit grüner Gase, insbesondere von grünem Wasserstoff, sowie die Höhe des CO₂-Preises.

7.1 Ausbau Erneuerbarer Energien und Deckung des Flächenbedarfs

Ein Rückgang bei der Nutzung fossiler Energieträger wird zu einem deutlichen Anstieg des Energiebedarfs aus erneuerbarer Energie führen – unabhängig davon, ob diese direkt zur Wärmeerzeugung verwendet oder in chemische z. B. Wasserstoff, oder elektrische Energie, umgewandelt und anschließend zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Die Nutzung der erneuerbaren Energien ist daher deutlich zu beschleunigen. Dies erfordert entsprechend deutlich ambitioniertere Ausbaupfade im EEG, erleichterte Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie entsprechende Flächenbereitstellung auf kommunaler Ebene.

7.2 Verfügbarkeit „grüner“ Gase

Der dargelegte Transformationspfad erfordert die zuverlässige Verfügbarkeit erheblicher Mengen grüner Gase, insbesondere von grünem Wasserstoff zur Deckung von Spitzenlasten und für die Zeit von so genannten Dunkelflauten, v. a. in den Wintermonaten. Hierzu sind entsprechende internationale Wasserstoffpartnerschaften erforderlich, um den Import sicherzustellen, der einen großen Anteil der künftigen Wasserstoffversorgung ausmacht. Weiterhin ist der Aufbau relevanter Elektrolysekapazitäten

in Deutschland, auch in Thüringen, erforderlich. Neben dem hierfür erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energien scheint eine Umlagebefreiung für erneuerbare Energie zur Produktion grünen Wasserstoffs mittels Elektrolyse dringend erforderlich.

7.3 CO₂-Bepreisung

Trotz der Einführung einer CO₂-Abgabe im Rahmen des nationalen Emissionshandelsystems (nEHS) sowie des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) werden absehbar Förderprogramme, welche die Transformation zu grüner Fernwärmeversorgung ermöglichen, erforderlich bleiben.

7.4 Regulierung

Tatsächlich unterliegen die FW-Preise der Kartellaufsicht (GWB). Da die Preise je Netzgebiet aufgrund der zu erwartenden diversifizierten Erzeugungsstruktur je Netzgebiet u.U. stark differieren, kann es hier durch Preisobergrenzen zu Problemen führen, die FW wirtschaftlich bereitzustellen.

Anlagen

- Kostenabschätzungen
- Wirtschaftlichkeitsberechnungen



Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH

An der Feuerwache
99817 Eisenach
Telefon 03691 682 - 0

www.evb.energy.de