

Transformationsstrategien Fernwärme

TRAFO - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW

Herausgeber:
AGFW | Der Energieeffizienzverband für
Wärme, Kälte und KWK e. V
Stresemannallee 30
D-60596 Frankfurt am Main

Hauptbearbeiter der Forschungsarbeit waren:



Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) - Kennzeichen 032 5184 D - gefördert.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Verlag:
AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung,
Information und Standardisierung mbH
Stresemannallee 30
D-60596 Frankfurt am Main
Telefon: +49 69 6304-416
Telefax: +49 69 6304-391
E-Mail: info@agfw.de
Internet: www.agfw.de

Schutzgebühr:
EUR 10,00 zzgl. MwSt.

ISBN 3-89999-038-2

Hinweis:

Jede Art der Vervielfältigung, auch auszugsweise, ist nur mit Genehmigung der Herausgeber gestattet. Alle Angaben in dieser Broschüre sind nach bestem Wissen unter Anwendung aller gebotenen Sorgfalt erstellt worden. Trotzdem kann von den Autoren, den Herausgebern und dem Verlag keine Haftung für etwaige Fehler übernommen werden.

April 2013

© AGFW, Frankfurt am Main

Vorwort

Ein bedeutender Anteil des deutschen Primärenergieeinsatzes wird zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme sowie zur Warmwasserbereitung verwendet. Bei der weiterhin angestrebten deutlichen Reduktion der Treibhausgasemissionen hat die Wärmeversorgung und die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energieträger insgesamt eine tragende Rolle. Erneuerbare Energieträger müssen zukünftig besonders effizient genutzt werden, deshalb ist ein Ausbau von KWK-Anlagen und Wärmenetzen notwendig. Verschiedene Studien gehen von einer deutlichen Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in der Fernwärmeerzeugung aus. Die vorliegende Forschungsarbeit der Projektpartner ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, GEF Ingenieur AG und AGFW beschäftigt sich mit der Frage, wie der Anteil Erneuerbarer Energien in bestehenden Fernwärmesystemen erhöht werden kann. Das unter dem Titel „Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Systemen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien“ vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderte Projekt nimmt eine Bestandsanalyse vor und analysiert systematisch die Einsatzpotentiale Erneuerbarer Energien in der Fernwärme. Neben holzartiger Biomasse, Biomassemitverbrennung, Biogas, Geothermie, Solarthermie wird auch die Eignung von Großwärmepumpen, direktelektrische Heißwassererzeugung aus Windstrom und Abwärmenutzung bewertet. Anhand verschiedener Modellnetze werden aktuelle Transformationsstrategien für die Modellregionen Jena und Ulm beschrieben. Der Forschungsbericht schließt mit einer Darstellung und Diskussion vorhandener und möglicher Politikinstrumente zum verstärkten Einsatz Erneuerbarer Energien in Wärmenetzen und zum weiteren Ausbau der Fernwärme.

Ich wünsche Ihnen eine angenehme Lektüre des Hefts 24 unserer Reihe Forschung & Entwicklung und Denkanstöße für Ihre tägliche Arbeit.

Ihr

Werner Lutsch

Geschäftsführer



Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien

Endbericht

Angelika Paar (Projektleitung), Florian Herbert, Dr. Martin Peht
ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
GmbH, Wilckensstr. 3, 69120 Heidelberg
E-Mail: angelika.paar@ifeu.de, www.ifeu.de

Susanne Ochse, Dr. Stephan Richter, Stefanie Maier,
Magalie Kley
GEF Ingenieur AG
Ferdinand-Porsche-Str. 4a, 69181 Leimen, www.gef.de

Dr. Heiko Huther, Dr. Jens Kühne, Dr. Ingo Weidlich
AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und
KWK e.V.
Stresemannallee 30, 60596 Frankfurt a. M., www.agfw.de

Heidelberg, Leimen, Frankfurt am Main, April 2013

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	1
2	Einleitung: Fernwärme in Deutschland	18
2.1	Ausgangspunkt: Fernwärme im kommunalen Klimaschutz	18
2.2	Bestandsaufnahme Fernwärme.....	22
2.3	Beispielhafte Wärmenetze in Deutschland	23
2.3.1	Brennstoffmix und Anschlussleistung	24
2.3.2	Temperaturniveau Fernwärmenetz.....	28
2.4	Rolle der Fernwärme in Energieszenarien und -konzepten	30
2.4.1	Auswahl der Szenarien	30
2.4.2	Szenarienvergleich	31
2.4.3	Fazit aus der Szenarienauswertung	37
3	Technische Grundlagen der EE-Einbindung in Fernwärmesysteme.....	40
3.1	Erzeugertechnik und Einspeisepunkte.....	40
3.2	Temperatur und Druck	42
3.3	Räumliche Verteilung der Einspeisung	44
3.4	Netztransformation zu mehr EE	49
4	Analyse der Einsatzpotenziale EE für Fernwärmnetze.....	51
4.1	Struktur der Analyse.....	51
4.2	Holzartige Biomasse.....	51
4.2.1	Erzeugertechnik	51
4.2.2	Einbindung in das Fernwärmenetz	53
4.2.3	Best-Practice-Beispiel – Fernwärme Ulm	54
4.2.4	Gesamtbewertung.....	57
4.3	Biomassemitverbrennung.....	60
4.3.1	Erzeugertechnik	60
4.3.2	Einbindung in das Fernwärmenetz	61
4.3.3	Best-Practice-Beispiel – Stadtwerke Flensburg.....	61
4.3.4	Gesamtbewertung.....	64
4.4	Biogas / Biomethan	67
4.4.1	Erzeugertechnik	67
4.4.2	Einbindung in das Fernwärmenetz	68
4.4.3	Best-Practice-Beispiel – Fernwärme Ulm	70
4.4.4	Gesamtbewertung.....	70
4.5	Geothermie	74
4.5.1	Erzeugertechnik	74
4.5.2	Einbindung in das Fernwärmenetz	75
4.5.3	Stromerzeugung in Geothermieranlagen.....	77
4.5.4	Best-Practice-Beispiel – Geothermie in Poing, E.ON Bayern-Wärme GmbH	79
4.5.5	Gesamtbewertung.....	81
4.6	Solarthermie	85
4.6.1	Erzeugertechnik	85
4.6.2	Einbindung in das Fernwärmenetz	87
4.6.3	Best-Practice-Beispiele	91

4.6.4	Gesamtbewertung.....	97
4.7	Abwärme mit Großwärmepumpen	100
4.7.1	Erzeugertechnik	100
4.7.2	Einbindung in das Fernwärmenetz	102
4.7.3	Best-Practice-Beispiel – Viken Fjernvarme AS, Oslo	103
4.7.4	Gesamtbewertung.....	105
4.8	Direktelektrische Heißwassererzeugung aus „Überschuss“-Windstrom	108
4.8.1	Entstehung von „Überschuss“-Windstrom	108
4.8.2	Regionale Verteilung.....	109
4.8.3	Potenzialanalyse	110
4.8.4	Erzeugertechnik	113
4.8.5	Best-Practice-Beispiel E-Kessel – Stadtwerke Lemgo	113
4.8.6	Gesamtbewertung.....	117
4.9	Industrielle Abwärme.....	121
4.9.1	Einführung.....	121
4.9.2	Best-Practice-Beispiele	122
4.9.3	Gesamtbewertung.....	126
4.10	Übersicht Gesamtbewertungen	129
5	Ökonomische und ökologische Analyse – Modellnetz.....	133
5.1	Ermittlung der Wärmegestehungskosten für konventionelle Systeme	133
5.2	Ermittlung der Wärmegestehungskosten der Varianten	136
5.2.1	Variante 1: Biomasse-KWK-Anlage	136
5.2.2	Variante 2: Mitverbrennung von Pellets oder Hackschnitzeln	138
5.2.3	Variante 3: Biomethan-BHKWs.....	140
5.2.4	Variante 4: Abdeckung der Spitzenlast mit Biomethan.....	142
5.2.5	Variante 5: Solarthermie	143
5.2.6	Variante 6: Geothermie.....	147
5.3	Vergleich der Ergebnisse	149
5.4	Zusammenfassung	154
6	Transformationsstrategien für die Modellregion Jena	156
6.1	Netz.....	156
6.1.1	Historische Entwicklung	156
6.1.2	Netzaufbau	157
6.1.3	Verlauf der Netztemperaturen im Sommer und Winter.....	159
6.1.4	Druckstufen, Differenzdrücke.....	159
6.1.5	Geplante Netzentwicklung	159
6.2	Nachfrage.....	159
6.2.1	Verbraucherstruktur	159
6.2.2	Erwartete Entwicklung	161
6.3	Erzeugeranlagen	161
6.3.1	Brennstoffeinsatz	163
6.4	Ausgangssituation und Entwicklung der Varianten.....	163
6.4.1	Entwicklung der Varianten	163
6.5	Varianten für den Einsatz erneuerbarer Energie in Jena.....	167
6.5.1	Variante 0 - Basisvariante Erdgas-GuD und Biogas-BHKW ZKA	168
6.5.2	Variante 1 – Biogas-BHKW Südnetz	170
6.5.3	Variante 2 – Biomethan-BHKW	172

6.5.4	Variante 3 – Solarthermie	174
6.6	Bewertung und Vergleich der Varianten	175
6.6.1	Bewertungskriterien und Vergleich	175
6.7	Entwurf einer Transformationsstrategie für Jena	178
6.8	Zusammenfassung	183
7	Transformationsstrategien für die Modellregion Ulm.....	186
7.1	Netz.....	186
7.1.1	Historische Entwicklung	186
7.1.2	Netzaufbau	187
7.1.3	Verlauf der Netztemperaturen im Sommer und Winter.....	188
7.1.4	Druckstufen, Differenzdrücke	189
7.1.5	Geplante Netzentwicklung	189
7.2	Nachfrage.....	189
7.2.1	Verbraucherstruktur	189
7.2.2	Wärmeabsatz	190
7.2.3	Erwartete Entwicklung	190
7.2.4	Erzeugung	192
7.2.5	Erzeugeranlagen	192
7.2.6	Brennstoffeinsatz	196
7.3	Ausgangssituation und Entwicklung der Varianten.....	196
7.3.1	Entwicklung der Varianten	199
7.3.2	Vorprüfung Biomasse	199
7.3.3	Vorprüfung Geothermie	206
7.3.4	Vorprüfung Solarthermie	208
7.4	Varianten für den Einsatz erneuerbarer Energien	210
7.4.1	Variante 0 - Ausgangssituation	212
7.4.2	Variante 1 - Mitverbrennung und Optimierung anhand des EEG	214
7.4.3	Variante 2 - Einbindung einer Geothermieanlage.....	218
7.4.4	Variante 3 - maximaler Anteil an erneuerbaren Energien	219
7.5	Vergleich der Varianten	223
7.6	Strategie	226
7.7	Zusammenfassung	228
8	Energiepolitische Rahmenbedingungen	231
8.1	Ausgangslage.....	231
8.2	Weiterentwicklung des Instrumentenmixes	233
8.2.1	Zur Umsetzung empfohlene Politikinstrumente	234
8.2.2	Mögliche Politikinstrumente mit weiterem Analyse- und Diskussionsbedarf	239
8.2.3	Diskutierte Politikinstrumente ohne Handlungsbedarf	246
8.3	Weitere flankierende Maßnahmen.....	250
9	Literaturverzeichnis	251
10	Anhang.....	263
10.1	Kurzportraits der Szenarien.....	263
10.2	Methodik der Best-Practice-Analyse	266
10.2.1	Jahreshöchstlast, Anschlusswert und Summe aller Wärmeleistungen	268

10.2.2	Netzparameter	268
10.2.3	Brennstoffeinsatz	270
10.2.4	Fragebogen	272
10.3	Modellnetz	278
10.3.1	Ermittlung der Wärmegestehungskosten nach der Annuitätenmethode	278
10.4	Methodik der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Modellregion Ulm	283
10.4.1	Parameter der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	283
10.4.2	Reinvestitionen bei den bestehenden Anlagen	286
10.4.3	Summe variabler Kosten	286
10.4.4	Preisgleitformeln	287
10.4.5	Preisentwicklung der Wärme aus dem MHKW	289
10.4.6	Preisentwicklung für Wärmebezug von externen Einspeisern	289
10.4.7	Ermittlung der EEG-Vergütung für Bio I	290
10.4.8	Ermittlung der EEG-Vergütung für Bio II	290
10.4.9	Angenommene Nutzungsgrade für das Sammelschienenkraftwerk und die HW	291

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Trassenlängen und Temperaturbereiche in den betrachteten Fernwärmesystemen der Bestandsaufnahme	2
Abbildung 1-2: Übersicht der Energieträger inkl. erneuerbarer Energien in den Best-Practice-Beispielen.....	5
Abbildung 1-3: Spezifische Netto-Wärmegestehungskosten im Modellnetz bezogen auf die Menge an EE-Wärme (Vergütungen für KWK-Strom sind einbezogen und anteilig auf die drei Kostenblöcke aufgeteilt).....	8
Abbildung 1-4: Vergleich Treibhausgasemissionen für die Wärmeversorgungsvarianten im Modellnetz (berechnet mit Stromgutschrift des in KWK erzeugten Stroms)	10
Abbildung 1-5: Transformationsschritte für die Fernwärme Jena	11
Abbildung 1-6: Mögliche zukünftige Fernwärmeezeugung in Jena 2030 mit 50 % EE-Anteil	12
Abbildung 1-7: Vergleich der Wärmegestehungskosten für das gesamte Fernwärmenetz der FUG (im Jahr 2025)	13
Abbildung 1-8: Transformationsschritte für die Fernwärme Ulm.....	14
Abbildung 1-9: Entscheidungsbaum zur Entwicklung einer Transformationsstrategie	15
Abbildung 1-10: Säulen der Transformation von Fernwärmesystemen zur höheren EE-Anteilen	16
Abbildung 2-1: Leistungsverteilung auf Erzeugeranlagen.....	25
Abbildung 2-2: Arbeitsverteilung auf Erzeugeranlagen	26
Abbildung 2-3: Brennstoffmixe, kategorisierte Darstellung	27
Abbildung 2-4: Temperaturniveaus der Fernwärme.....	29
Abbildung 2-5: Vergleich der Trassenlängen in verschiedenen Temperaturniveaus (für das Netz m liegt keine Info vor).....	29
Abbildung 2-6: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme)	33
Abbildung 2-7: Beitrag erneuerbarer Energieträger zur Wärme-Endenergieversorgung in verschiedenen Szenarien	34
Abbildung 2-8: Verteilung der Energieträger zur Nah- und Fernwärmeezeugung im Energiekonzept-Referenzszenario sowie in den Zielszenarien (Fernwärmebilanz umfasst auch Umwandlungs- und Verteilverluste, Werte der Zielszenarien liegen eng beisammen und wurden zusammengefasst)	35
Abbildung 2-9: Entwicklungsvergleich Endenergieverbrauch Wärme, Anteil erneuerbare Energien, Endenergieverbrauch Fernwärme und Anteil EE in der Nah- und Fernwärme	36
Abbildung 3-1: Monozentrale, zentrale, mehrzentrische und verteilte Einspeisung	41
Abbildung 3-2: Vor- und Rücklauftemperaturen in einem gleitend gefahrenen Netz.....	42
Abbildung 3-3: Druck-Weg-Diagramm für ein vereinfachtes Liniennetz mit einer Netzpumpe.....	43
Abbildung 3-4: Druck-Weg-Diagramm für vereinfachtes Liniennetz mit zwei Netzpumpen	44

Abbildung 3-5: Räumliche Verteilung der Einspeisung im Höchstlastfall.....	46
Abbildung 3-6: Räumliche Verteilung der Einspeisung im Teillastfall	48
Abbildung 4-1: Einbindung holzartiger Biomasseanlagen in ein Fernwärmenetz.....	54
Abbildung 4-2: Bilanz der Nettowärmeerzeugung der Fernwärme Ulm.....	56
Abbildung 4-3: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung in Flensburg.....	63
Abbildung 4-4: Einbindung Biogas an der zentralen Erzeugungsanlage	69
Abbildung 4-5: Einbindung Biogas als zusätzlicher Erzeugungsstandort	69
Abbildung 4-6: Mögliche Einbindungen eines HW / einer KWK-Anlage als Reserve oder zur Absicherung der Spitzenlast	76
Abbildung 4-7: Kaskadenförmige Auskühlung des Thermalwassers mit einer Wärmepumpe	77
Abbildung 4-8: Reihenschaltung von Stromerzeugung und Wärmenutzung	78
Abbildung 4-9: Parallelschaltung von Stromerzeugung und Wärmenutzung.....	78
Abbildung 4-10: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung in Poing.....	80
Abbildung 4-11: Linke Karte: Fernwärmenetze in Gebieten zur Nutzung hydrothermaler Geothermie (IFEU (Kartengrundlage aus Wuppertal Institut, DLR, IE (2007) und Kayser und Kaltschmitt (1998)). Rechte Karte: Temperaturkarte von Deutschland in 3.500 m Tiefe (LIAG 2011b).....	81
Abbildung 4-12: Spezifischer Solarertrag für verschiedene Temperatur-Regime.....	86
Abbildung 4-13: Einbindung Solarthermie an der zentralen Erzeugungsanlage	88
Abbildung 4-14: Einbindung Solarthermie in ein Sekundärnetz.....	88
Abbildung 4-15: Einbindung Solarthermie als zusätzlicher Erzeugungsstandort.....	89
Abbildung 4-16: Solarthermieanlage Wels (Foto: IFEU).....	92
Abbildung 4-17: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung Wels.....	93
Abbildung 4-18: Hydraulische Weiche (Foto: IFEU)	94
Abbildung 4-19: Solarthermieanlage Munkegårde (Foto: Stadt Kungälv 2001).....	96
Abbildung 4-20: Bilanz der Nettowärmeerzeugung für die Fernwärmeversorgung Kungälv.	96
Abbildung 4-21: Einbindung einer Niedertemperaturquelle mittels Wärmepumpe in ein Fernwärmenetz	103
Abbildung 4-22: Kreiselumpen in Skoyen (Foto: Friotherm 2006).	104
Abbildung 4-23: Großwärmepumpen in Skoyen (Foto: Friotherm 2006).	105
Abbildung 4-24: Gebiete in Nord- und Ostdeutschland mit Einspeisemanagement in 110 kV Verteilungsnetzen nach § 11 EEG (Bömer 2011).....	109

Abbildung 4-25: Gebiete in Nord- und Ostdeutschland mit Einspeisemanagement in 380 kV und 220 kV Übertragungsnetzen nach § 13.2 EnWG (Bömer 2011).	110
Abbildung 4-26: Gegenüberstellung der eingespeisten Windleistung und der abgeregelten Windleistung in MW _{el} im Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH für eine Woche im Dezember 2011 (03.12.2011 bis 09.12.2011) mit drei Varianten zur Nutzung des Windleistungsüberschusses mit maximal 200 MW _{el} , 150 MW _{el} und 75 MW _{el}	111
Abbildung 4-27: Potenzial für die Nettowärmeerzeugung aus „Überschuss“-Windstrom in den ostdeutschen Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Vergleich der Wärmeerzeugung mit konventionellen Heizwerken und Heizkraftwerken auf Basis fossiler Energieträger (Daten nach AGFW 2010) mit dem Potenzial für die Wärmeerzeugung aus „Überschuss“-Windstrom für die Jahre 2020 und 2030.	112
Abbildung 4-28: Elektrokessel beim Einbau im Kesselhauses (Foto: Weber 2012).	115
Abbildung 4-29: Bilanz der Nettowärmeerzeugung für die Fernwärme der Stadtwerke Lemgo.	116
Abbildung 4-30: Mittelfristig erzielbare Treibhausgas-Minderungen mit einer kWh regenerativ erzeugten Stroms bei Nutzung des Stroms in unterschiedlichen Anwendungsfällen im Vergleich zum jeweiligen konventionellen Nutzungspfad (IFEU 2011).	120
Abbildung 4-31: Fernwärmenetz der Stadt Karlsruhe (Schnepf 2009)	122
Abbildung 4-32: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung in Karlsruhe.	124
Abbildung 4-33: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung für die Fernwärmeversorgung Niederrhein.	126
Abbildung 5-1: Lastgang des Modellnetzes	134
Abbildung 5-2: Jahresdauerlinie des Modellnetzes	134
Abbildung 5-3: Idealisierter Erzeugereinsatz anhand der Jahresdauerlinie	135
Abbildung 5-4: Leistungsdaten der kohlebefeueren KWK-Anlage	135
Abbildung 5-5: Leistungsdaten der erdgasbefeueren KWK-Anlage	136
Abbildung 5-6: Leistungsdaten des biomassebefeueren Dampf-Heizkraftwerks	136
Abbildung 5-7: Jahresdauerlinie der Basisvariante mit Biomasse-KWK-Anlage	137
Abbildung 5-8: Leistungsdaten BHKW GE (ASUE 2011)	140
Abbildung 5-9: Jahresdauerlinie mit sechs GE-BHKWs	140
Abbildung 5-10: Leistungsdaten BHKW Wärtsilä (ASUE 2011)	141
Abbildung 5-11: Jahresdauerlinie mit drei Wärtsilä-BHKWs	141
Abbildung 5-12: Jahresdauerlinie Variante 5a (Netzverluste)	144
Abbildung 5-13: Jahresdauerlinie Varianten 5b und 5c (90 % der Sommerlast – Solarthermie verdrängt MHKW-Abwärme)	144
Abbildung 5-14: Jahresdauerlinie Variante 5d (90% der Sommerlast – Solarthermie verdrängt Erdgas-KWK)	145

Abbildung 5-15: Jahresdauerlinie des Modellnetzes mit Geothermieanlage	148
Abbildung 5-16: Spezifische Netto-Wärmegestehungskosten für den jeweiligen erneuerbaren Energieträger im Modellnetz	150
Abbildung 5-17: Investitionen der erneuerbaren Erzeugung im Modellnetz	152
Abbildung 5-18: Vergleich der Wärmegestehungskosten für das gesamte Modellnetz	153
Abbildung 5-19: Vergleich Treibhausgasemissionen für die Varianten im Modellnetz	154
Abbildung 6-1: Fernwärmeleitungen in Jena (SWEJ 2012a)	157
Abbildung 6-2: Übersichtsplan des Fernwärmenetzes der Stadtwerke Jena Energie (SWEJ 2012b)	158
Abbildung 6-3: Struktur des Fernwärmeabsatzes in Jena (SWEJ 2012a)	160
Abbildung 6-4: Summe Netzeinspeisung Fernwärme Jena 2011	160
Abbildung 6-5: Wärmebedarfsszenarien Jena (SWEJ 2012c)	161
Abbildung 6-6: Heizkraftwerk Jena-Süd mit Wärmespeicher (GEF)	162
Abbildung 6-7: Jahresdauerlinien Heißwassernetze Nord und Süd Jena	164
Abbildung 6-8: Temperaturfahrkurve Jena	166
Abbildung 6-9: Hydrothermale Ressourcen in Deutschland (Huenges 2007)	167
Abbildung 6-10: Erzeugereinsatz Basisvariante Jena (Erdgas-GuD und Biogas-BHKW)	168
Abbildung 6-11: Leistungsdaten E.ON Erdgas-GuD-Anlage	169
Abbildung 6-12: Leistungsdaten Biogas-BHKW ZKA	169
Abbildung 6-13: Leistungsdaten Biogas-BHKW Südnetz	170
Abbildung 6-14: Jahresdauerlinie Jena (Gesamtnetz) mit zusätzlichem Biogas-BHKW im Südnetz	171
Abbildung 6-15: Jahresdauerlinie Jena (Gesamtnetz) mit Biomethan-BHKWs im Nordnetz	172
Abbildung 6-16: Leistungsdaten Biomethan-BHKW Nordnetz	173
Abbildung 6-17: Jahresdauerlinie Jena (Gesamtnetz) mit Solarthermie	174
Abbildung 6-18: Spezifische Netto-Wärmegestehungskosten für die Modellregion Jena bezogen auf die eingespeiste Menge an EE-Wärme (Vergütungen für KWK-Strom sind einbezogen und anteilig auf die drei Kostenblöcke aufgeteilt)	176
Abbildung 6-19: Vergleich Investitionen der erneuerbaren Varianten für Jena	176
Abbildung 6-20: Vergleich Wärmegestehungskosten für das gesamte Fernwärmenetz Jena	177
Abbildung 6-21: Vergleich Treibhausgasemissionen der Varianten für Jena	177
Abbildung 6-22: Jahresdauerlinie Fernwärmenetz Jena 2030	179
Abbildung 6-23: Fernwärmeerzeugung in 2030 für Jena	179

Abbildung 6-24: Vergleich Treibhausgasemissionen Basisvariante 2012 und Ausbauvariante 2030 für Jena (in der Variante 2030 werden in der Berechnung des Grenzkraftwerksparks negative Emissionen ermittelt, die auf 0 gesetzt wurden)	181
Abbildung 6-25: Fernwärmeerzeugung in 2050 für Jena	182
Abbildung 6-26: Zusammenfassung der einzelnen Schritte der Transformationsstrategie in Jena.....	184
Abbildung 7-1: Übersichtsplan des Netzes der Fernwärme Ulm GmbH (FW Ulm 2012)	187
Abbildung 7-2: Fernwärme-Temperaturfahrkurve	188
Abbildung 7-3: Druckschaubild.....	189
Abbildung 7-4: Ganglinie der Erzeugersumme 2008	190
Abbildung 7-5: Wachstumsgebiete im Fernwärmenetz der FUG (FW Ulm 2012)	191
Abbildung 7-6: Schema der Sammelschiene des HKW	193
Abbildung 7-7: Anteil der Energieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz	196
Abbildung 7-8: Schematische Darstellung der Nachbildung der Jahresdauerlinie von 2020	198
Abbildung 7-9: Entwicklung Fernwärmebedarf FUG 2011- 2040.....	198
Abbildung 7-10: Jahresdauerlinie FUG „business as usual“ 2020 mit Bio III (20 MW).....	200
Abbildung 7-11: Temperaturkarte Baden-Württembergs für 2.500 m Tiefe.....	206
Abbildung 7-12: Mögliche Fläche für eine Solarthermieanlage auf dem Dach des Blautalcenters (Google Earth).....	208
Abbildung 7-13: JDL „business as usual“ 2020 mit eingegliedert Solarthermieanlage	209
Abbildung 7-14: Jahresdauerlinie der Variante 0 im Jahr 2020	214
Abbildung 7-15: Jahresdauerlinie der Variante 1 ab 2025.....	215
Abbildung 7-16: Jahresdauerlinie der Variante 1 bis 2024	216
Abbildung 7-17: Jahresdauerlinie der Variante 2.1 unter Annahme der hohen Schüttung.....	218
Abbildung 7-18: Jahresdauerlinie der Variante 2.2 unter Annahme der niedrigen Schüttung.....	219
Abbildung 7-19: Jahresdauerlinie der Variante 3.1 ohne Neuanlage	220
Abbildung 7-20: Jahresdauerlinie der Variante 3.2 mit Neuanlage.....	221
Abbildung 7-21: Jahresdauerlinie der Variante 4	223
Abbildung 7-22: Vergleich Treibhausgas-Emissionen der Varianten für Ulm	224
Abbildung 7-23: Vergleich Investitionen erneuerbarer Varianten für Ulm	225
Abbildung 7-24: Vergleich der Wärmegestehungskosten für das gesamte Fernwärmenetz der FUG.....	225
Abbildung 7-25: Zusammenfassung der Transformationschritte in Ulm	229
Abbildung 8-1: Screening neuer und angepasster energiepolitischer Rahmenbedingungen im Rahmen des Experten-Workshops am 7. Mai 2012	233

Abbildung 10-1: Vergleich der Fernwärmenetze - Kennwerte Jahreshöchstlast, Anschlusswert und Summe aller Wärmeleistungen.....	268
Abbildung 10-2: Vergleich der Fernwärmenetze - Parameter Netzlänge je Temperaturbereich.....	269
Abbildung 10-3: Vergleich der Fernwärmenetze - Parameter Pumpstrombedarf, Liniendichte und Netzverluste.....	270
Abbildung 10-4: Vergleich der Fernwärmenetze - Prozentualer Brennstoffeinsatz nach Energieträgern bezogen auf die Nettowärmeerzeugung.....	271
Abbildung 10-5: Brutto-Stromerzeugung 2011 nach Energieträgern.....	288
Abbildung 10-6: Schema der Sammelschiene des HKW inkl. Bio I.....	291

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Übersicht der Möglichkeiten zur Einbindung erneuerbarer Energien	6
Tabelle 2-1: Primärenergiefaktoren der ausgewählten Fernwärmenetze	28
Tabelle 3-1: Simulationsergebnisse Höchstlastfall und Bewertung	45
Tabelle 3-2: Simulationsergebnisse Teillastfall und Bewertung.....	47
Tabelle 3-3: Bewertungsversuch der Einzelschritte zur Netztransformation hin zu niedrigeren Temperaturniveaus (Bewertung 1 = gering, 5 = hoch, Potenzial: liefert unmittelbaren Beitrag zur Temperaturveränderung,	50
Tabelle 4-1: Zusammenfassung der Gesamtbewertung holzartiger Biomasse	60
Tabelle 4-2: Zusammenfassung der Gesamtbewertung Biomassemitverbrennung	67
Tabelle 4-3: Zusammenfassung der Gesamtbewertung Biogas/Biomethan.....	74
Tabelle 4-4: Zusammenfassung der Gesamtbewertung von Geothermie	84
Tabelle 4-5: Spezifische Kollektorerträge von solarer Fernwärme	87
Tabelle 4-6: Zusammenfassung der Gesamtbewertung Solarthermie	100
Tabelle 4-7: Zusammenfassung der Gesamtbewertung Abwärme mit Großwärmepumpen.....	108
Tabelle 4-8: Zusammenfassung der Gesamtbewertung direktelektrischer Heißwassererzeugung aus „Überschuss“-Windstrom	121
Tabelle 4-9: Zusammenfassung der Gesamtbewertung industrielle Abwärme	129
Tabelle 4-10: Zusammenfassung Gesamtbewertung technische Analyse	129
Tabelle 4-11: Übersicht der Möglichkeiten zur Einbindung erneuerbarer Energien	131
Tabelle 5-1: Eckdaten des Modellnetzes	133
Tabelle 5-2: Parameter für die Biomasse-KWK-Anlage.....	137
Tabelle 5-3: Ökologische Bewertung Variante 1 Biomasse-KWK.....	138
Tabelle 5-4: Spezifische Kostenansätze für die Mitverbrennung von Pellets und Holzhackschnitzeln	139
Tabelle 5-5: Ökologische Bewertung Variante 2 Biomasse-Mitverbrennung.....	139
Tabelle 5-6: Spezielle Parameter BHKW	142
Tabelle 5-7: Ökologische Bewertung Variante 3 - Biomethan-BHKWs	142
Tabelle 5-8: Ökologische Bewertung Variante 4 Biomethan-in der Spitzenlast.....	143
Tabelle 5-9: Leistungen der Solarthermieranlagen	143
Tabelle 5-10: Aufteilung der Gesamtfläche bei Variante 5a.....	145
Tabelle 5-11: Aufteilung der Gesamtfläche bei Varianten 5b und 5d	146
Tabelle 5-12: Parameter für Solarthermie	146
Tabelle 5-13: Ökologische Bewertung Variante 5 - Solarthermie	147

Tabelle 5-14: Daten für die Leistungsberechnung	148
Tabelle 5-15: Parameter für Geothermie.....	148
Tabelle 5-16: Ökologische Bewertung Variante 6 - Geothermie.....	149
Tabelle 6-1: Übersicht der Varianten Fernwärmenetz Jena.....	167
Tabelle 6-2: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	169
Tabelle 6-3: Ökologische Bewertung Basisvariante Jena.....	170
Tabelle 6-4: Ökologische Bewertung Variante 1 Biogas-BHKW Südnetz	172
Tabelle 6-5: Spezielle Parameter Biomethan-BHKW Nordnetz.....	173
Tabelle 6-6: Ökologische Bewertung Variante 2 Biomethan-BHKWs Nordnetz.....	173
Tabelle 6-7: Variante 3 Kenndaten Solarthermie Fernwärmenetz Jena	174
Tabelle 6-8: Kostenparameter für Solarthermie Jena	175
Tabelle 6-9: Ökologische Bewertung Variante 3 Solarthermie	175
Tabelle 6-10: Annahmen Erzeugung Jena 2030.....	180
Tabelle 6-11: Eckdaten der Transformationsstrategie für Jena	182
Tabelle 7-1: Übersicht der Kenndaten Biomassekessel 20 MWth.....	200
Tabelle 7-2: Vergleich der Netto-Wärmegestehungskosten von Holzpellets und Hackschnitzeln in Bio III inkl. Kapitaldienst.....	201
Tabelle 7-3: Vergleich der Netto-Wärmegestehungskosten von Holzpellets und Hackschnitzeln in Bio III ohne Kapitaldienst	201
Tabelle 7-4: Vergleich der Netto-Wärmegestehungskosten für die erneuerbare Wärme aus Kessel 5	202
Tabelle 7-5: Spezifische Richtpreise der BHKW für das Jahr 2020.....	203
Tabelle 7-6: Vergütung für Strom aus den BHKW nach dem EEG 2012.....	205
Tabelle 7-7: Wärmegestehungskosten der Biomethan-BHKWs pro erzeugter MWh	205
Tabelle 7-8: Kostenansätze und Abschreibungsdauern für eine Geothermieanlage im Jahr 2020.....	207
Tabelle 7-9: Wärmegestehungskosten pro verbrauchter MWh der Geothermieanlagen	207
Tabelle 7-10: Übersicht Varianten Modellregion Ulm.....	211
Tabelle 7-11: Vergleich der Wärmegestehungskosten bei der Einbindung in die Sammelschiene und dem Neubau der Biomasse-KWK-Anlage Bio III neu	221
Tabelle 7-12: Summe variabler Kosten sowie deren Preissteigerung unter Berücksichtigung des Einsatzes von Bioerdgas	222
Tabelle 7-13: Übersicht der eingebundenen BHKW	222
Tabelle 10-1: Zielsetzungen (grau) und Referenzentwicklungen der verschiedenen Szenarien im Vergleich	264
Tabelle 10-2: Auszug wichtiger Rahmendaten der Szenarienberechnungen.....	265

Tabelle 10-3: In den Szenarien festgelegte Grenzen zwischen Fern- und Nahwärme	266
Tabelle 10-4: Übersicht der Best-Practice-Beispiele mit den Nutzungsarten der EE	267
Tabelle 10-5: Berechnung der Netzinvestition	278
Tabelle 10-6: Spezifische Kostenansätze für die Erzeugeranlagen	279
Tabelle 10-7: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen.....	279
Tabelle 10-8: Emissionsfaktoren für die Treihausgasberechnung	281
Tabelle 10-9: Ermittlung der Wärmegestehungskosten am Beispiel der KWK-Anlage mit Erdgas	281
Tabelle 10-10: Zugrundeliegende Daten der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen - Teil 1	284
Tabelle 10-11: Zugrundeliegende Daten der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen - Teil 2	285
Tabelle 10-12: Summe variabler Kosten (verschlüsselt, Preise bezogen auf 2011)	286
Tabelle 10-13: Ermittlung der Preissteigerungsraten bei den Summen variabler Kosten	286
Tabelle 10-14: Mittlere Preissteigerungsraten der Summe variabler Kosten.....	287
Tabelle 10-15: Preissteigerungsraten der Preisgleitformel für Fernwärme.....	287
Tabelle 10-16: Gewichtung der Preisgleitformel	289
Tabelle 10-17: Vergütung für Strom aus Bio I nach dem EEG 2004	290
Tabelle 10-18 Vergütung für Strom aus Bio II nach dem EEG 2012	291
Tabelle 10-19: Übersicht über die Nutzungsgrade der Heiz(kraft)werke	292

Abkürzungsverzeichnis

AGFW	Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EER	Erzeugereinsatzreihenfolge
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
Einsman	Einspeisemanagement
FSC	Forest Stewardship Council
FUG	Fernwärme Ulm GmbH
FW	Fernwärme
GEF	GEF Ingenieur AG
GHD	Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GuD	Gas- und Dampfturbine
HKW	Heizkraftwerk
HW	Heizwerk
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
KC	Kalina Cycle
KUP	Kurzumtriebsplantagen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MAP	Marktanreizprogramm
MGT	Mikrogasturbine
MHKW	Müllheizkraftwerk
NawaRo	nachwachsende Rohstoffe
ORC	Organic Rankine Cycle

RL	Rücklauf
RWI	Rheinisch-westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
SWEJ	Stadtwerke Energie Jena-Pößneck
THG	Treibhausgase
VKR	Vakuumröhrenkollektor
VL	Vorlauf

1 Kurzfassung

Die Bereitstellung von Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser beansprucht rund 56 % des deutschen Endenergieverbrauchs. Bei einer angestrebten Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 2050 spielen somit Wärmever sorgung und Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger (EE) eine wichtige Rolle. Vor allem begrenzt vorhandene erneuerbare Energieträger wie Biomasse sollten zukünftig besonders effizient genutzt werden, weshalb der Ausbau von KWK-Anlagen forciert wird und weiter forciert werden sollte. Zugleich existieren in Deutschland große Wärmenetze, die von einem oder mehreren größeren Heizkraftwerken mit Grundlastwärme gespeist werden. Der hinter diesen Fernwärmenetzen stehende Erzeugerpark unterliegt einem sukzessiven Erneuerungsprozess.

Im Jahr 2010 beträgt der Anteil des fernwärmebeheizten Wohnungsbestands ca. 13 %, seit 1996 ist hier ein leichter Anstieg von 0,5 % zu verzeichnen. Bei Fernwärme handelt es sich in der Regel bereits um primärenergiesparende Wärmeenergie, die vor allem durch einen hohen Anteil an effizienter KWK und durch die Nutzung von Abwärme (z.B. aus Industrieanlagen) gekennzeichnet ist. Vor allem durch den voraussichtlich stark sinkenden Endenergiebedarf für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme wird der Fernwärmeabsatz absolut sinken. Gleichzeitig wird jedoch davon ausgegangen, dass die Größe der fernwärmeversorgten Wohnfläche durch die notwendige Verdichtung deutlich ansteigt. Zudem kann eine Verschiebung der Fernwärmenachfrage in den Industriesektor mit Prozesswärme (höhere Temperaturanforderungen) dazu führen, dass insgesamt eine größere Bandbreite an Anforderungen auf Fernwärmesysteme zukommt.

Der EE-Anteil in Fernwärmenetzen liegt bislang bei rund 9 %¹. Analysen in verschiedenen Energieszenarien gehen von einer – teilweise äußerst dynamischen – Steigerung dieses Anteils aus. Das Zielszenario des Energiekonzepts der Bundesregierung legt eine Steigerung auf 47 % zu Grunde. Welche EE-Fractionen in der Fernwärme primär eingesetzt werden, wird in den Szenarien z.T. unterschiedlich gelöst. Klar ist, dass Biomasse und Geothermie einen entscheidenden Beitrag dazu werden leisten müssen. Bei Solarthermie gehen die Annahmen deutlich auseinander: Im Leitszenario des BMU liegt der Beitrag der Solarwärme 2050 bei 160 PJ, während im Energiekonzept der Bundesregierung diese erneuerbare Energie keine Rolle spielt.

Von den in einer Bestandsaufnahme ausführlich analysierten 19 Beispielwärmesystemen haben sechs Systeme bereits EE integriert, in sehr unterschiedlicher Intensität (von 2 % bis 100 % des Brennstoffeinsatzes). Die Primärenergiefaktoren dieser Beispielnetze liegen aufgrund des hohen KWK-, Abfall- und Abwärme-Anteils unter 1, die meisten auch unter 0,5. Die untersuchten Bestandsnetze werden überwiegend mit hohen Temperaturen gefahren (> 110 °C), was eine Einbindung von EE zum Teil erschwert (vgl. Abbildung 1-1).

¹ Ein erheblicher Teil dieser EE-Wärme stammt aus Müllverbrennungsanlagen.

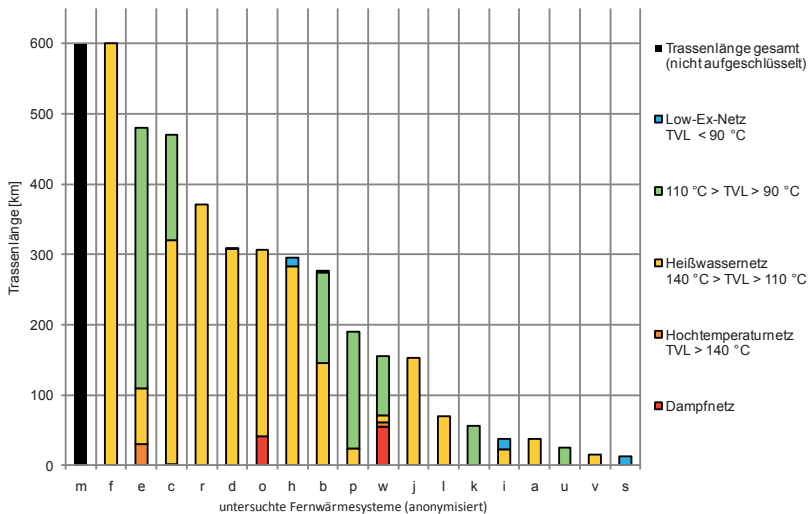


Abbildung 1-1: Trassenlängen und Temperaturbereiche in den betrachteten Fernwärmesystemen der Bestandsaufnahme

Die Fernwärme-Grundlast wird in Deutschland im Großteil durch Wärme aus KWK-Anlagen, aus der Müllverbrennung oder industrielle Abwärme gewonnen. Die Einbindung erneuerbarer Anlagen wie Biomasse, Solarthermie, Abwärme aus Abwasser, Biogas-BHKW oder Geothermie konkurriert ökologisch und ökonomisch mit dieser konventionellen, sehr effizienten und i.d.R. günstigen Wärme. Anhand der von außen festgelegten Rahmenbedingungen des Fernwärmesystems (z.B. verfügbare Flächen, mögliche neue Einspeisepunkte, zu ersetzende Erzeugertechnologie etc.) muss deshalb sorgfältig und individuell geprüft werden, welche erneuerbaren Energien im Netz sinnvoll integriert werden können und wie der restliche Erzeugerpark darauf eingestellt werden kann. Für die Fernwärmeversorger gilt es also in der Zukunft, eine große Herausforderung zu lösen: in ein energiewirtschaftlich und technisch komplexes System mehr EE-Wärme zu integrieren. Welche technischen, ökonomischen und instrumentellen Rahmenbedingungen existieren bzw. geschaffen werden müssten, um den EE-Anteil in der Fernwärme zu erhöhen, wurde im Rahmen dieses Projekts umfassend diskutiert.

EE-Energieträger für Fernwärmenetze

Von besonderer Bedeutung für große Bestandsnetze sind holzartige **Biomasse** (inkl. Biomasse-Mitverbrennung in Kohleheizkraftwerken), **Biogas bzw. Biomethan**, die grundsätzlich technisch auch mit hohen Erzeugerleistungen von bis zu mehreren 100 MW_{th} realisierbar sind. Von Vorteil ist auch, dass sich aus diesen EE Fernwärme mit hohen Temperaturen bereitstellen lässt. Biomasse und Biogas/-methan können in KWK-Anlagen eingesetzt werden, je nach Anlagenkonfiguration ist eine Vergütung des Stroms über das EEG möglich. Ein Schwachpunkt in der vermehrten Integration der festen oder gasförmigen Biomasse liegt im begrenzten Potenzial der Biomasse und in den bereits jetzt bestehenden Nutzungskonkurrenzen zwischen stofflicher und energetischer Nutzung. Das verfügbare Holzaufkommen im Jahr 2007 für Deutschland liegt laut Deutschem BiomasseForschungszentrum (DBFZ

2011b) bei 1.120 PJ/a. Diesem Holzaufkommen steht eine Holznutzung in den verschiedenen Nutzungspfaden von insgesamt 1.050 PJ/a² gegenüber. Die Nutzung von Holz in Biomasse-KWK-Anlagen entspricht rd. 10 % der gesamten Holznutzung in Deutschland. Bis zum Jahr 2020 wird jedoch mit einem erheblichen Anstieg der Holznutzung gerechnet, wobei dieser Entwicklung mit einer Steigerung des Holzaufkommens entgegen gewirkt wird. Allerdings wird dadurch eine „Holzlücke“ von rd. 300 PJ/a im Jahr 2020 entstehen (DBFZ 2011b). Diese Lücke kann durch Energieträger wie Stroh oder die intensivere Nutzung von Landschaftspflegeholz bzw. den Anbau von Biomasse in Kurzumtriebsplantagen (KUP) jedoch weitgehend geschlossen werden. Der Anbau von KUP, insbesondere auf Ackerflächen, weist gegenüber der bisherigen Nutzung überwiegend positive Umweltwirkungen auf. Bei einer angenehmen Integration von Biomasse im Umfang von 10 % der Fernwärme aus KWK-Anlagen würden insgesamt rd. 50 PJ Biomassebedarf entstehen, die durch die Nutzung in hocheffizienten KWK-Anlagen eine der effizientesten energetischen Biomassenutzungen zugeführt werden würden.

Eine technische Variante der Biomassenutzung ist die **Mitverbrennung**. In Deutschland haben 2010 vier Braunkohle- und fünf Steinkohlekraftwerke holzartige Biomasse als eigenständige Brennstofffraktion eingesetzt, die meisten davon mit einem Anteil von deutlich unter 1% der eingesetzten Brennstoffenergie. Inwieweit biogene Brennstoffe für die Mitverbrennung aufbereitet werden müssen, hängt von der Feuerungsanlagentechnik und der Biomasseart ab. Für eine deutliche Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien werden jedoch große Mengen Biomasse benötigt, die bei steigender Nachfrage nicht mehr mit dem regionalen Potenzial gedeckt werden können. International einheitliche Nachhaltigkeitskriterien für die Biomasse-Ernte existierten zurzeit nicht.

Die Einspeisung von größeren Wärmemengen aus **Solaranlagen** mit geringeren Temperaturen in große Bestandsnetze ist dagegen nicht ohne weiteres möglich, da selbst die im Sommerbetrieb erforderlichen niedrigeren Netztemperaturen häufig nicht unter effizienten Bedingungen erreicht werden können. Wird in räumlicher Nähe zu einem bestehenden Fernwärmenetz ein Neubaulkomplex oder größeres Neubaugebiet geplant, kann es sich anbieten, dort ein solar unterstütztes Wärmenetz mit niedrigerem Temperaturniveau als Sekundärnetz zu realisieren. Statt die solare Wärme mit einem Spitzenlastkessel zu ergänzen, wird das Solarnetz über eine Wärmetauscherstation mit dem Fernwärmenetz verbunden. In große Bestandsnetze, die im Sommer mit niedrigen Temperaturen (70 – 80 °C) gefahren werden, lassen sich Solaranlagen direkt integrieren. Wichtig ist in jedem Fall eine detaillierte Abstimmung mit dem Systembetreiber, u.a. über die am Standort zu erwartenden Vor- und Rücklauftemperaturen über die Differenzdrücke (für die Pumpenauslegung) und die Regelstrategie bei flutuierender Einspeisung.

Bei der Solarthermie besteht das Problem der saisonalen Gegenläufigkeit zwischen Wärmeangebot und Nachfrage. Da solarthermische Anlagen den größten Teil ihrer Energie in den Sommermonaten einspeisen, kann es zu Konkurrenzen mit anderen Wärmeeinspeisern kommen, die im Grundlastbereich und damit ebenfalls im Sommer eingesetzt werden. Ein logistisches Hemmnis wird der Flächenbedarf sein. Freiflächen für die Anordnung von Solarthermieanlagen mit mehreren tausend m² Kollektorfläche sind meist nicht verfügbar, insbesondere in Ballungszentren. Das gilt ebenso für große Dachflächen, die zum Teil bereits durch Photovoltaikanlagen belegt sind.

² 640 PJ/a für die stoffliche Nutzung, 219 PJ/a für Scheitholzfeuerungen, 18 PJ/a für Pellets, 74 PJ/a für Hackschnitzelfeuerungen und 108 PJ/a in Biomasse-KWK-Anlagen

Vergleicht man jedoch den spezifischen Wärmeertrag pro m² Kollektorfläche (von rd. 250 kWh/m²·a) mit jenem der Biomasse (mit rd. 5 kWh/m²·a) chemisch gebundene Energie, weist die Solarthermie einen deutlich höheren Ertragswert auf. Zur Abdeckung von 5 % der Fernwärme mit Solarthermie in Deutschland (entspricht 4,9 TWh/a) wäre rechnerisch eine Fläche von rd. 5.890 ha erforderlich. Im Vergleich dazu wäre rd. das 13fache an Fläche notwendig, um diese 5 % aus Biomasse aus KUP zu gewinnen (vgl. Kapitel 4.2.4.1). Der Flächenverbrauch der Solarthermie ist demnach erheblich geringer als beispielsweise beim Anbau von Biomasse.

Das Potenzial der **Geothermie** wird in Deutschland mit rd. 550 TWh/a abgeschätzt. Das technische Potenzial der Geothermie könnte demnach theoretisch ein Vielfaches des Fernwärmebedarfs in Deutschland decken. Allerdings ist das technisch nutzbare Potenzial für die Fernwärme geringer, da viele Fernwärmenetze außerhalb der geothermisch günstigen Gebiete liegen und die hydrogeologischen Voraussetzungen, wie eine ausreichende Schüttung, nicht überall gegeben sind. Geothermie kann auf unterschiedliche Weise in ein bereits bestehendes Fernwärmenetz integriert werden, beispielsweise durch Nachheizung des Vorlaufs oder Entnahme und Erwärmung eines Teilstroms des Rücklaufes. Die geförderten Temperaturen erreichen nicht an allen Standorten die für das lokale Fernwärmesystem erforderlichen Temperaturen, so dass u.U. mit einer Kesselanlage nachgeheizt werden muss.

Das technische Potenzial in Deutschland für die Wärmeerzeugung mit **Großwärmepumpen**, die als Wärmequelle die **Abwärme** von Industrie und Gewerbe nutzen (bspw. Ernährungsindustrie, chemische Industrie, kunststoffverarbeitende Industrie sowie Papierindustrie), ist mit rd. 60 TWh/a durchaus beträchtlich. Großwärmepumpen nach dem Stand der Technik erreichen derzeit Vorlauftemperaturen von rd. 80 °C. Für die Einbindung in Fernwärmenetze ist diese maximale Vorlauftemperatur in vielen Fällen zu niedrig. In den Wintermonaten liegen die Vorlauftemperaturen häufig über 100 °C, so dass der Betrieb einer Großwärmepumpe nicht geeignet erscheint. In den Sommermonaten mit niedrigeren Vorlauftemperaturen ist der Einsatz von Großwärmepumpen grundsätzlich denkbar. Großwärmepumpen können beispielsweise in Sekundärnetzen mit geringeren Netztemperaturen eingesetzt werden (ähnlich wie bei der Solarthermie). Reicht die Vorlauftemperatur der Großwärmepumpe nicht aus, besteht die Möglichkeit der Nachheizung mit einer fossilen Kesselanlage.

Abwärme auf hohem Temperaturniveau fällt i.d.R. saison- und wetterunabhängig an und wird in Fernwärmenetze prinzipiell als Grundlastwärme integriert und dann in das Fernwärmenetz eingespeist, wenn die Wärme aus der industriellen Produktion anfällt. Dabei können recht unterschiedliche Ausnutzungsgrade und Vollbenutzungsstunden entstehen, wie am Beispiel der Fernwärmeschiene Niederrhein in Dinslaken zu sehen ist (vgl. Abbildung 1-2). Viele Abwärmenutzungslösungen sind wirtschaftlich, wenn die gesamten Lebenszykluskosten betrachtet werden. Unternehmen treffen ihre Investitionsentscheidungen jedoch nicht immer auf Basis einer solchen umfänglichen Lebenszykluskostenanalyse.

Am Beispiel Lemgo wurde aufgezeigt, dass der Einsatz von **direktelektrischen Zusatzheizungen** in Fernwärmenetzen durchaus interessante Optionen für ein spartenübergreifendes Stadtwerk bieten kann, das sowohl im Strommarkt als auch in der Fernwärmeversorgung aktiv ist. Die Bundesnetzagentur gibt die aufgrund von Einspeisemanagement abgeregelte Wind-Strommenge für das Jahr 2010 mit 127 GWh an, im Jahr 2011 kam es zu einer Verdreifachung (Abregelung von 421 GWh Strom aus EE, überwiegend Windstrom). Für Deutschland werden für das Jahr 2020 1,1 TWh/a und für das Jahr 2030 4,0 TWh/a „Überschuss“-Windstrom prognostiziert. Durch eine konsequente Kopplung der Elektrokessel an Überschussstrom-Signale könnte eine weitere EE-Quelle für die Fernwärme erschlossen

werden, welche hinsichtlich Betrieb und Integration in das bestehende System relativ unkompliziert ist. Dann besteht jedoch keine Einflussmöglichkeit des Fernwärmenetzbetreibers, wenn ausschließlich EE-Strommengen in Elektrokesseln genutzt werden, die in Folge des Redispatch durch den Netzbetreiber angesteuert werden. Die Bundesnetzagentur gibt die aufgrund von Einspeisemanagement abgeregelte Strommenge für das Jahr 2010 mit 127 GWh an, im Jahr 2011 kam es zu einer Verdreifachung (Abregelung von 421 GWh Strom aus EE, überwiegend Windstrom). Für Deutschland werden für das Jahr 2020 1,1 TWh/a und für das Jahr 2030 4,0 TWh/a „Überschuss“-Windstrom prognostiziert.

Exkurs - Best-Practice-Analyse

Im Rahmen der Best-Practice-Analyse werden vorhandene Fernwärmenetze untersucht, an die Wärmeerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien angeschlossen sind. Dabei sind insbesondere die Wärmenetze interessant, die früher ausschließlich oder überwiegend fossile Brennstoffe eingesetzt haben, so dass die Netzstruktur in der Regel auf die Einbindung von wenigen zentralen Wärmeerzeugungsanlagen ausgerichtet ist. Mit der Einbindung von Erzeugungsanlagen auf Basis EE ändern sich die Randbedingungen für den Betrieb des Fernwärmenetzes.

Insgesamt werden neun Fernwärmenetze in Deutschland und im europäischen Ausland untersucht. Einige Fernwärmenetze weisen schon heute eine Wärmeerzeugung auf, die zu großen Teilen auf Basis erneuerbarer Energieträger bereitgestellt wird. Große Anteile EE erreichen Netze, die beispielsweise holzartige Biomasse oder Geothermie einsetzen. Energieträger, wie z.B. Solarthermie, Biogas oder Abwasserwärme, tragen eher zu einem geringen Anteil zur Wärmeerzeugung bei. Die Best-Practice-Beispiele werden ausführlich in den Kapitel 4.2 bis 4.9 vorgestellt.

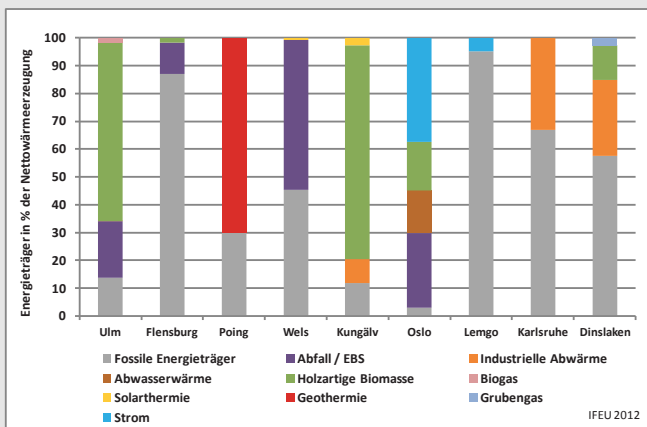


Abbildung 1-2: Übersicht der Energieträger inkl. erneuerbarer Energien in den Best-Practice-Beispielen

Auf Basis der Ergebnisse der ausführlichen technischen Analyse der erneuerbaren Energieträger wurde eine Matrix erstellt, in der die verschiedenen Optionen der erneuerbaren Wärmeerzeugung eingeordnet werden. Die Klassifizierung erfolgt für jeden untersuchten erneuerbaren Energieträger nach Kriterien, die bei der Entscheidung über eine neue Erzeugungsanlage eine zentrale Rolle spielen. Die grünen Felder geben an, welche Anforderungen von den erneuerbaren Erzeugungsanlagen jeweils erfüllt werden können. Aus der Matrix lässt sich ableiten, welches Spektrum erneuerbarer Energieträger aus technischer Sicht zum aktuellen Zeitpunkt für welche Arten von Bestandsfernwärmenetzen geeignet ist.

Tabelle 1-1: Übersicht der Möglichkeiten zur Einbindung erneuerbarer Energien

Einbindung erneuerbarer Energien in die Fernwärme

✓ verfügbar
 nicht verfügbar/nicht sinnvoll
 nicht zureifend

Parameter/kategorie Ausprägung	holzartige Biomasse		Biomasse- Mitverbrennung		Biogas		Biomethan		hydrothermale Tiefengeothermie		Solartermie		Wärmepumpe (Abwasser)		Direktelektrische Heißwassererzeugung		Industrielle Abwärme	
	Kessel	Dampf- kraft- Prozess	Kessel	KWK ORC/KC in Kohle- kesseln	KWK Kessel	BHKW Gas- turbine	KWK Kessel	KWK alle Erdgas-KWK- Anlagen möglich	reine Wärme- nutzung	KWK ORC/KC	Flach- Kollektor röhren- Kollektor	Vakuum- Kollektor	gerader Kreislaufschmitt mit >1 m Durchmesser, Fließrate 15 l/s, bei trock. Wetter (Tagesmittelwert)	reine Wärmenutzung (Elektrolyse)	Überschussstrom aus EE fluktuierend verfügbar	reine Wärme- nutzung	KWK	
therm. Leistungsklasse																		
bis 1 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
1 bis 5 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5 bis 10 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10 bis 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
> 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
elektr. Leistungsklasse																		
bis 1 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ³⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
1 bis 5 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ³⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5 bis 10 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10 bis 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
> 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Lasttyp																		
Spitzenlast	✓ ¹⁾	3)	3)	✓ ¹⁾	3)	✓ ¹⁾	3)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	4)	fluktuierend	✓	✓	3)
Grundlast																		
Sommerlast																		
Temperaturniveau																		
Dampfnetz	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Hohtemperaturnetz ($T_{sp} > 140^\circ\text{C}$)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Heißwassermetze ($140^\circ\text{C} > T_{sp} > 110^\circ\text{C}$)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
$110^\circ\text{C} > T_{sp} > 90^\circ\text{C}$	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	standortspezifisch	✓ ⁶⁾	✓ ⁶⁾	✓ ⁶⁾	✓ ⁶⁾	✓ ⁷⁾	✓	✓	✓	✓
LOW-Ex-Netz	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	standortspezifisch	✓ ⁶⁾	✓ ⁶⁾	✓ ⁶⁾	✓ ⁷⁾	✓	✓	✓	✓	✓

1) Biogas in Kesseln zu verbrennen ist technisch möglich, aber in der Praxis nicht verbreitet, da die Nutzung in KWK-Anlagen durch das EEG ökonomisch attraktiver ist

2) Heißgeühite BHKW oder Mikrogasturbinen

3) Technisch ist der Einsatz von KWK-Anlagen auch in der Spitzenlast möglich, in der Praxis werden KWK-Anlagen in der Regel in der Grundlast betrieben, besonders Anlagen, die nach EEG Stromvergütung erhalten.

4) Technisch sind Geothermie und Wärmepumpen auch zur Spitzenlastdeckung einsetzbar, in der Praxis herrscht aber Grundlaststrom vor.

5) In hydrothermalen Geothermieprojekten in Deutschland sind bisher elektr. Leistungen < 5 MW realisiert.

6) Für solarthermische Anlagen sind die Temperaturen im Sommerbetrieb ausschlaggebend (VL 70-80 °C, RL 50-60 °C, je niedriger, desto besser)

7) Die Netzenseitige Leistung ist abhängig von Temperaturniveau und Fließrate des Abwassers, Größe des Wärmetauschers sowie der Netzverlauf- und Rücklaufverhältnisse. Realisierte Projekte in der Schweiz liegen im Kleinen Leistungsbereich

8) Biomasse-Kessel können - anstatt zu Kohleleistwerten - Teile der Spitzenlast während der Heizperiode bedienen, aber keine kurzfristigen Lastspitzen aufziehen.

Netztransformation

Die Netzintegration steht bei einigen erneuerbaren Energieträgern unter derzeitigen Bedingungen vor technischen Grenzen. Um einen möglichst hohen EE-Anteil zu erreichen, muss ein Fernwärmesystem so gestaltet werden, dass **Druck- und insbesondere Temperaturniveaus so gering wie möglich** sind. Von den 19 Fernwärmesystemen aus der Bestandsaufnahme haben nur fünf ein Low-Ex-Netz (<90 °C) im Gesamtsystem integriert, allerdings mit sehr geringen absoluten Leitungslängen. Die Fahrweisen in einem Temperaturbereich zwischen 90 °C und 140 °C sind am weitesten verbreitet, sowohl in den Netzen der Bestandsaufnahme als auch deutschlandweit. Zur Absenkung des Temperaturniveaus sind verschiedene Schritte denkbar:

- Absenkung der Rücklauftemperatur bei einzelnen, reinen Heizkunden durch kundenseitige Maßnahmen wie hydraulischem Abgleich oder ähnliche geringinvestive Maßnahmen;
- Umstellung der Trinkwarmwasserbereitung auf Fernwärme-Durchflusssysteme,
- Absenkung des Vorlauftemperaturbedarfs bei einzelnen Kundengruppen und Einzelobjekten z.B. durch Anpassung der kundenseitigen Heizsysteme etc.

In Bestandswärmenetzen erfolgt die Integration neuer Erzeugungsanlagen aus wirtschaftlicher Sicht jeweils dann, wenn entweder eine bestehende Erzeugungsanlage ersetzt werden muss oder das Netz erheblich erweitert wird und neue Erzeugerleistungen erforderlich sind. Die neue Anlage muss sich in den bestehenden Erzeugerpark und das Netz integrieren lassen, um die Fernwärmeversorgung weiterhin zu gewährleisten. Werden zusätzliche Erzeugungsanlagen an neuen Standorten errichtet, ist eine detaillierte Prüfung der Machbarkeit erforderlich. Wichtige Kriterien sind hierbei

- eine zur Vorlauftemperatur im Bestandsnetz passende Temperatur der neuen Erzeugungsanlagen,
- die räumliche Nähe zum bestehenden Fernwärmenetz,
- eine ausreichende Nennweite für die einzuspeisende Leistung aus der neuen Erzeugung,
- der am neuen Standort aufzubringende Differenzdruck für die Einbindung,
- eine hydraulische Prüfung der Versorgungssituation(en) bei Einbindung aus den verschiedenen Standorten,
- eine neue Regelstrategie,

sowie eine Vielzahl weiterer Voraussetzungen wie z.B. Flächenbedarf, evtl. Anbindung ans Verkehrs-, Strom- oder Gasnetz, Immissionssituation, etc.

Eine stärkere räumliche Verteilung von Erzeugungsanlagen ist in Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien wahrscheinlicher. Die räumlich verteilten Einspeisepumpen müssen in allen Lastsituationen jeweils so geregelt werden, dass sie nicht gegeneinander arbeiten und alle Kunden zuverlässig mit ausreichend Wärme versorgen. Je nach Netztopologie und Lage der Einspeiser ist dies eine Herausforderung, da es keine umfänglich erprobten Regelkonzepte gibt, die allgemein übertragbar sind.

Sollen fluktuierende erneuerbare Wärmeerzeuger wie z.B. Solarthermie in ein Wärmenetz eingebunden werden, kann ihr Ertrag durch Nutzung von **Speichern** weiter erhöht werden. Auch bei wärmegeführtem Betrieb von KWK-Anlagen ist es in der Regel sinnvoll, Pufferspeicher einzubinden, um dadurch eine teilweise zeitliche Entkopplung von Wärmenachfrage

und -erzeugung zu erreichen, die auch aus Strommarktgründen zukünftig vermehrt erforderlich wird.

Modellnetz

Das hohe Maß an Individualität in der Fernwärmeversorgung („Es gibt keine Systemzwillinge“) erschwert allgemeine Aussagen und Empfehlungen zum technischen Einsatz, zum ökologischen Nutzen oder zur Wirtschaftlichkeit. Um einen ökonomischen und ökologischen Vergleich anstellen zu können, wurde ein fiktives Modellnetz aufgebaut (vgl. Kapitel 5), in das verschiedene EE in unterschiedlicher Intensität und Lastgruppe (Grund- oder Spitzenlast) integriert wurden. Das Modell-Fernwärmenetz ist ein Bestandsnetz, das mit Heißwasser betrieben wird (Vorlauftemperaturen von 70 °C–130 °C gleitend, Rücklauftemperatur 60 °C). Die Höchstlast liegt bei 210 MW, die Trassenlänge beträgt rund 100 km. Einen Teil der Grundlast bezieht das Netz aus einem externen Müll-Heizkraftwerk, so dass der Anteil erneuerbarer Wärme bereits in den Basisvarianten bei 21 % liegt. Die übrige Grundlast wird mit einer Erdgas-KWK-Anlage erzeugt, die Spitzenlast mit Erdgaskesseln.

Mit dieser Modellrechnung kann ein Variantenvergleich anhand **spezifischer Netto-Wärmegestehungskosten**³ für die abgesetzte EE-Wärmemenge, des Anteils EE, der Höhe der Investitionen und der Entwicklung der Treibhausgasemissionen durchgeführt werden. Nachfolgende Abbildung zeigt die spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten der verschiedenen EE pro Megawattstunde erneuerbarer Wärme in den verschiedenen Varianten. Dabei werden die Anteile der Kapital-, Betriebs- und Energiekosten separat ausgewiesen.

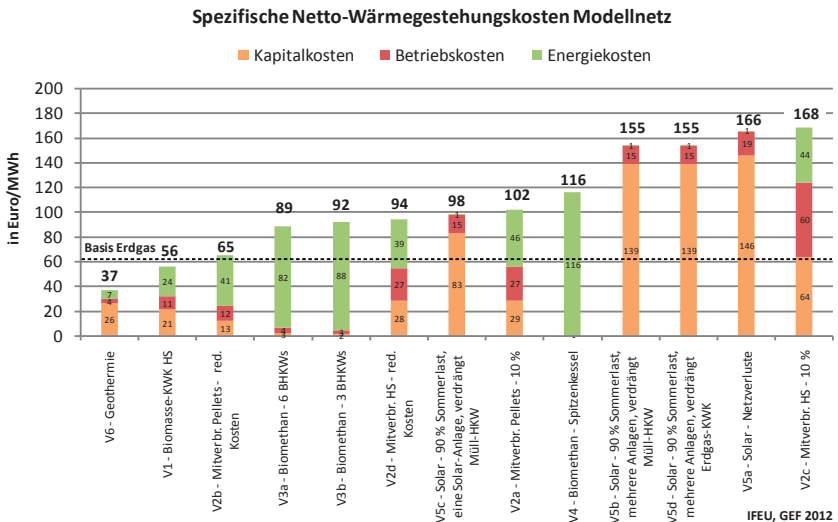


Abbildung 1-3: Spezifische Netto-Wärmegestehungskosten im Modellnetz bezogen auf die Menge an EE-Wärme (Vergütungen für KWK-Strom sind einbezogen und anteilig auf die drei Kostenblöcke aufgeteilt, bei Geothermie wird ein ausreichend hohes Temperaturniveau unterstellt)

³ Netto-Wärme bezieht sich auf abgesetzte Fernwärme.

Aus der Analyse wird deutlich, dass manche EE ökonomisch besonders interessant für die Fernwärme sein können, beispielsweise die Geothermie (ausreichend hohe Temperaturen vorausgesetzt) und die Biomasse-KWK mit Wärmegestehungskosten unter der Basisversorgungslösung⁴. Andere Varianten (Biomethan-BHKWs in der Grundlast) liegen rd. 30 % über den Vergleichswerten der Wärmegestehungskosten der Basisvariante bei rd. 90 €/MWh. Die Mitverbrennungsvarianten wurden zusätzlich im Rahmen einer vereinfachten Sensitivitätsberechnung mit einem um 50 % reduzierten Kostenansatz (bezogen auf die spezifischen Investitions- und Betriebskosten aus dena 2011) berechnet, da die verwendeten Kostenansätze von Variante 2c nicht ausführlich durch Praxiserfahrungen verifiziert werden konnten. Anhand von qualitativen Rückmeldungen aus der Praxis lag eine Halbierung des Kostenansatzes nahe.

Ein Vergleich der absoluten Wärmegestehungskosten der Varianten zeigt, dass die vier Varianten der Biomasse-Mitverbrennung, die sich auf die Basisvariante mit Steinkohle-KWK beziehen, zu einer Erhöhung der Wärmegestehungskosten um 4-10 % gegenüber der Basisvariante führen, der Anteil der EE wird dabei um rund 3 Prozentpunkte gesteigert. Bei der Geothermievariante steigen die Wärmegestehungskosten um ca. 5 % gegenüber der Erdgas-Basisvariante, bei gleichzeitig deutlicher Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien von 21 % (in der Basisvariante durch den biogenen Anteil im Abfall) auf 44 %. Bei der Integration der Biomasse-KWK bleiben die Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz in etwa konstant, während der Anteil erneuerbarer Wärme auf 40 % steigt.

Die vier Solarthermievarianten führen nur zu einer geringen Erhöhung der Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz, doch kann der Anteil EE lediglich von 21 % auf 22 % gesteigert werden. Die Wärmegestehungskosten der Biomethan-Varianten erhöhen sich sukzessive im Vergleich zur Basisvariante. Bei der Verfeuerung von Biomethan in den Spitzenkesseln liegen die Wärmegestehungskosten mit 79 €/MWh nahe am Wärmeendkundenpreis. Diese Variante erreicht jedoch den höchsten Anteil erneuerbarer Wärme (49 %).

⁴ Es handelt sich hier um ein fiktives Bestandsnetz mit bestehenden Erzeugungsanlagen (KWK- Anlage mit Erdgas bzw. Kohle bei der Mitverbrennungsvariante (35 MW), Spitzenlastkessel mit Erdgas (85 & 65 MW), Bezug von Abwärme aus einem Müll-HKW (30 MW))

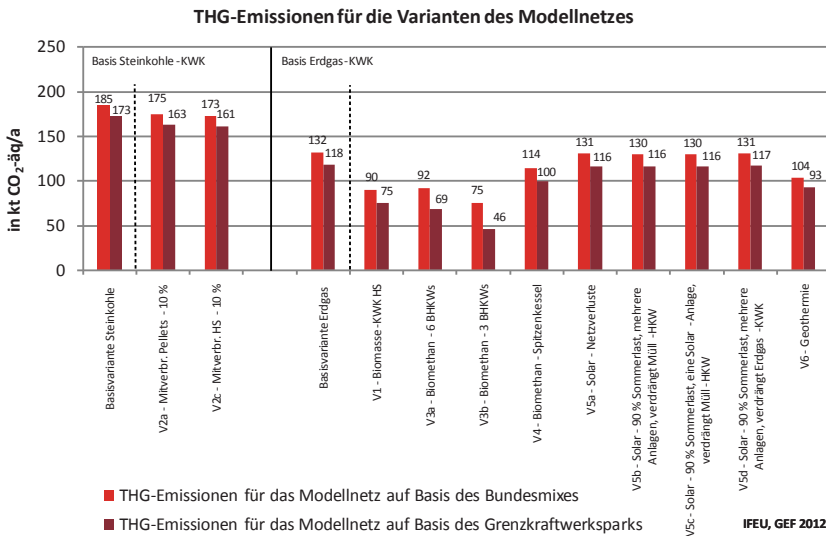


Abbildung 1-4: Vergleich Treibhausgasemissionen für die Wärmeversorgungsvarianten im Modellnetz (berechnet mit Stromgutschrift des in KWK erzeugten Stroms)

Liegt die Stromgutschriftmethode zu Grunde, schneiden jene Varianten in der THG-Bilanz am besten ab, die auch größere Mengen erneuerbaren Strom in KWK-Anlagen erzeugen (Variante 1, Variante 3a und 3b). Die Varianten ohne erneuerbare Stromerzeugung – Biomethan in Spitzenlastkessel, Solarthermie, Geothermie – erreichen geringere Treibhausgasreduktionen gegenüber der Basisvariante Erdgas. Auch durch die Mitverbrennung von 10 % Biomasse in der Steinkohle-KWK können die Treibhausgasemissionen nur wenig gesenkt werden, weil der Anteil erneuerbarer Wärme insgesamt nur wenig gesteigert wird.

Werden die Ergebnisse des Modellnetzes auf bereits bestehende Wärmenetze übertragen, kann abgeleitet werden, dass eine Einbindung erneuerbarer Energien in der Grundlast sinnvoll ist. Ob langfristig in den großen Wärmenetzen auf fossile Energieträger ganz verzichtet werden kann und zu 100 % erneuerbare Energien genutzt werden können, ist fraglich. Ausgehend von den Ergebnissen des Modellnetzes zeigt sich, dass ein hoher Anteil erneuerbarer Energien in der Regel mit einer prohibitiven Wirtschaftlichkeit einhergeht. Entsprechend gibt es ein Optimum zwischen regenerativen und fossilen Brennstoffen, Treibhausgasreduktion und Wirtschaftlichkeit, die für jedes Wärmenetz individuell definiert werden muss.

Transformationsstrategien am Beispiel Jena und Ulm

Die praxisnahe Analyse verschiedener Transformationsstrategien in der Fernwärme zu höheren Anteilen EE erfolgte im Rahmen des Projekts anhand der gesammelten Best-Practice-Beispiele sowie der beiden analysierten Modellregionen Ulm und Jena.

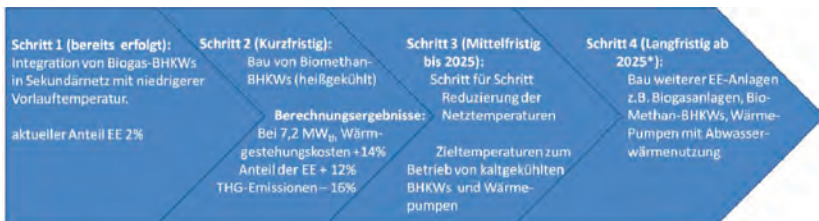
Das **Fernwärmenetz der Stadtwerke Energie Jena-Pößneck (SWEJ)** in Jena wird heute im Wesentlichen aus einer großen Erdgas-GuD-Anlage der E.ON Thüringer Energie gespeist (225 MW Fernwärmeauskoppelleistung). Die Netztemperaturen liegen hoch (Dampf bzw. Heißwasser 95-130 °C gleitend), so dass die Möglichkeiten zur Eingliederung EE aus techni-

schen Gründen beschränkt sind. Holzartige Biomasse steht nach Einschätzung der SWEJ regional nicht mehr zur Verfügung und ist aus Immissionschutzgründen im Saaletal keine Option. Angekoppelt an das Hauptfernwärmenetz betreiben SWEJ ein Sekundärnetz mit niedrigeren Temperaturen (70-110 °C). Dort wird die Grundlast bereits heute aus einer eigenen Biogasanlage mit Biogas-BHKWs gedeckt.

Die entworfene Transformationsstrategie setzt beim Aufbau erneuerbarer Erzeugung auf kleine Schritte. Als Varianten für die aktuelle Situation werden Biogas-BHKWs, Biomethan-BHKWs und Solarthermie untersucht. Die BHKWs müssen aufgrund der hohen Netztemperaturen als Heißläufer ausgeführt werden. Der damit verbundene niedrigere Stromwirkungsgrad beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit der BHKW-Varianten erheblich.

Als erster Schritt der Transformation wird der Zubau von Biomethan-BHKWs vorgeschlagen. Um die technischen Optionen zur Eingliederung erneuerbarer Energien zu erhöhen, sollten im nächsten Schritt Maßnahmen zur Temperaturabsenkung umgesetzt werden (Ablösung Dampfnetz, Temperaturabsenkung in allen oder in einigen Teilen der Heißwassernetze). Wenn nach der Temperaturabsenkung Netztemperaturen erreicht sind, die von kaltgekühlten BHKWs oder sogar Wärmepumpen erreicht werden können, sollte der Bau weiterer erneuerbarer Erzeugungsanlagen angegangen werden (z.B. zweite Biogasanlage, weitere Biomethan-BHKWs, u.U. Eingliederung von Abwärme aus Abwasser).

Dass die zentrale Fernwärme-Erzeugungsanlage in Jena nicht im Besitz des Netzbetreibers SWEJ ist, bietet auch Vorteile. So muss der Aufbau regenerativer Erzeugung nicht direkt um Vollbenutzungstunden und Grundlast mit eigenen fossilen Erzeugungsanlagen konkurrieren, deren Wirtschaftlichkeit sich dadurch verschlechtert. Die generelle Konkurrenz zwischen erneuerbaren Energien und fossiler KWK (nicht nur auf der Strom-, sondern zunehmend auch auf der Wärmeseite) besteht jedoch auch in Jena.



* 2024 endet der Wärmeliefervertrag der SWEJ mit der E.ON, GuD-Anlage ist 30 Jahre alt, BHKWs stehen kurz vor dem Auslaufen der EEG-Förderung

Abbildung 1-5: Transformationsschritte für die Fernwärme Jena

Werden nach 2025 erneuerbare Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von insgesamt 22,6 MW_{th} aufgebaut, könnte der Anteil der Erneuerbaren an den Wärmequellen bis zum Jahr 2030 auf ca. 50 % gesteigert werden. Diese Steigerung geht zu einem erheblichen Teil auf den angenommenen Rückgang des Wärmebedarfs bis 2030 um etwa 25 % zurück.

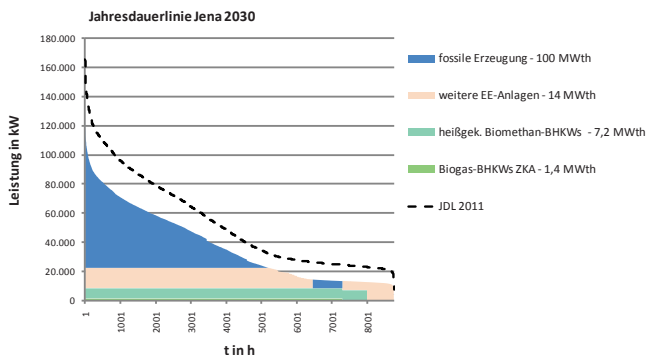


Abbildung 1-6: Mögliche zukünftige Fernwärmeerzeugung in Jena 2030 mit 50 % EE-Anteil

Schreibt man den Rückgang des Fernwärmebedarfs bis 2050 fort (Rückgang auf 54 % des heutigen Bedarfs, angelehnt an Ansätze aus dem für Jena erstellten Wärmeatlas), dann können mit einer erneuerbaren Erzeugungskapazität von 22,6 MW_{th} bereits 62 % der Fernwärmenetzeinspeisung gedeckt werden.

Das Beispiel Jena zeigt die hohe Bedeutung des Themas Temperaturabsenkung. Deutlich wird aber auch, dass lokale Rahmenbedingungen die Art und Intensität der EE-Nutzung stark beeinflussen, z.B. die Verfügbarkeit nachwachsender Rohstoffe. Auch hier können begrenzende Faktoren wirken. Trotzdem können auch unter wenig optimalen Rahmenbedingungen bei einem schrittweisen Vorgehen langfristig erneuerbare Anteile in der Größenordnung von 50 % der Netzeinspeisung erreicht werden, allerdings unter einem hohen Investitionsaufwand, insbesondere für die Netztransformation, aber auch für die Investitionen in neue Erzeugeranlagen.

Das **Fernwärmenetz der Fernwärme Ulm GmbH (FUG)** weist schon heute einen Anteil von mehr als 50% erneuerbar erzeugter Wärme auf, die zum größten Teil aus Biomasse-KWK und einem Müllheizkraftwerk bereitgestellt wird. Darüber hinaus liefern vier BHKWs externer Einspeiser Wärme in das Netz (drei Biogas-, ein Pflanzenöl-BHKW). Ein Zeitfenster für einen Umbau der Erzeugerstruktur der FUG bietet sich nach 2020, wenn die Dampfnetzumstellung abgeschlossen ist und die ältere Biomasse-KWK-Anlage sich dem Ende der EEG-Vergütung nähert. Durch die Inbetriebnahme einer zweiten Biomasse-KWK-Anlage im Jahr 2012 wurde der Anteil erneuerbarer Energien (EE) in Ulm weiter gesteigert und wird im Basisjahr 2020 bereits bei 77 % liegen. Aufgrund des im EEG-verankerten Ausschließlichkeitsprinzips können die beiden zurzeit betriebenen Biomasseanlagen nicht auf die in Ulm existierende Sammelschiene (mehrere Kessel mit verschiedenen Brennstoffen nutzen eine Turbine) integriert werden, sondern wurden am gleichen Standort als separate Anlagen realisiert. Synergien durch gemeinsame Nutzung technischer Infrastruktur blieben so ungenutzt.

Ziel der Untersuchung war zu prüfen, welche Strategien es in Ulm für den Zeitraum nach 2020 gibt, um den Anteil erneuerbarer Wärme im Netz der FUG noch weiter zu erhöhen. Dazu wurden vier Varianten geprüft. Der maximal mögliche Anteil erneuerbarer Energieträger für das Fernwärmenetz Ulm liegt bei rd. 92 %, begrenzt durch die Bewertungsmethode der Abwärme aus dem MHKW.

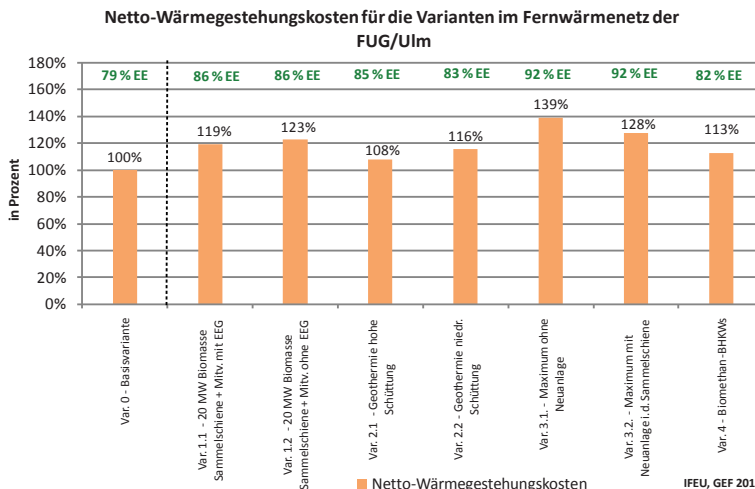


Abbildung 1-7: Vergleich der Wärmegestehungskosten für das gesamte Fernwärmenetz der FUG (im Jahr 2025)

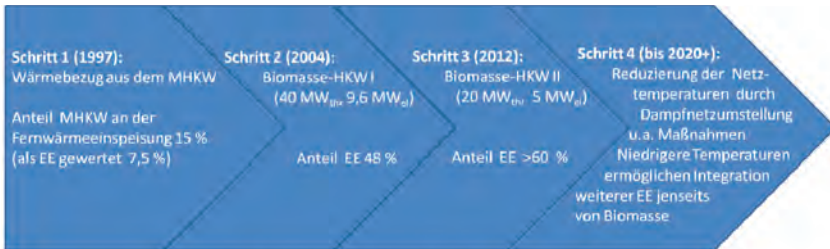
Alle vier untersuchten Varianten würden unter den getroffenen Annahmen für 2020 die Wärmegestehungskosten gegenüber der Basisvariante erhöhen, je nach Variante zwischen 8 % und 39 %. Die geringste Erhöhung der Wärmegestehungskosten erfolgt in der Geothermievariante, bei der eine hohe Schüttung und eine ausreichende Einspeisetemperatur von 90 °C unterstellt werden. Hier verdrängt die brennstofffreie Geothermie in der Grundlast teilweise die Biomasse. Die erheblichen Investitionen und die mit geothermischen Projekten verbundenen Unsicherheiten (erzielbares Temperaturniveau, Schüttung, geologische Risiken) stellen hier zentrale Hemmnisse dar. Zudem reduziert die reine Wärmenutzung der Geothermievariante die Einsatzzeiten der Biomasse-KWK, wodurch sich die erneuerbare Stromerzeugung, die Einnahmen durch das EEG, die Stromgutschrift und das Treibhausgaseinsparpotenzial verringern.

Sollte die FUG anstreben, künftig den Biomasseanteil aus Gründen der Ressourcenschonung zu senken und verstärkt brennstofffreie erneuerbare Energieträger einzusetzen, könnte Geothermie eine Option sein. Um netzseitig die Voraussetzungen für eine Einbindung geothermischer Potenziale oder anderer Niedertemperatur-Wärmequellen zu verbessern, sollten Möglichkeiten zur Absenkung der Vorlauftemperatur im Rahmen und in Ergänzung zur Dampfnetzumstellung genutzt werden.

Für eine Steigerung des EE-Anteils auf mehr als 77 % unter Inkaufnahme höherer Wärmegestehungskosten erscheint Variante 3.1. am interessantesten (vgl. Abbildung 1-7). Die vollständige oder partielle Bereitstellung der Spitzenlast in biomethan-gefeuerten Kesseln erfordert keine Investitionen. Die Menge des eingesetzten Biomethans kann gemäß Verfügbarkeit und Preisniveau flexibel gewählt werden. Dadurch kann der Anstieg der Wärmegestehungskosten auf ein für vertretbar gehaltenes Maß eingegrenzt werden.

Am Beispiel Ulm kann somit die Wirkung von regional verfügbaren Holzpotenzialen abgelesen werden, da diese auch bei hohen Netztemperaturen unproblematisch in der Integration in große Fernwärmenetze sind. Wird Biomasse-KWK bereits als Grundlastanlage eingesetzt,

wird die Einbindung von brennstofffreien Energieträgern wie z.B. Solarthermie und Geothermie erschwert. Als reine Wärmetechniken sind sie wirtschaftlich unattraktiver, weil ihre hohen Investitionskosten nicht durch zusätzliche Vergütung für EEG-Strom ausgeglichen werden bzw. da sie umgekehrt sogar dazu führen, dass weniger Stromerlöse durch die Biomasse-KWK-Anlage eingenommen werden. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten hat das Fernwärmenetz der FUG nach den Analysen nahezu das Optimum des Anteils erneuerbarer Energien erreicht.



* Voraussichtlich bis 2022 wird die Dampfnetzumstellung in Ulm abgeschlossen sein. In 2024 endet die EEG-Förderung des Bio-HKW I, so dass sich für die Integration neuer EE-Anlagen ein Zeitfenster öffnet.

Abbildung 1-8: Transformationsschritte für die Fernwärme Ulm

Entscheidungsbaum zur Entwicklung von individuellen Transformationsstrategien

„Jedes Netz ist individuell, es gibt keine Systemzwillinge!“. Trotz dieser viel entscheidenden Aussage wurde auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse ein Entscheidungsbaum zur Entwicklung einer individuellen Transformationsstrategie aufgebaut. Er soll Fernwärmesystembetreibern ermöglichen zu prüfen, mit welchen Schritten sie sich einem Transformationsprozess nähern können bzw. welche ersten Analysen notwendig sind.

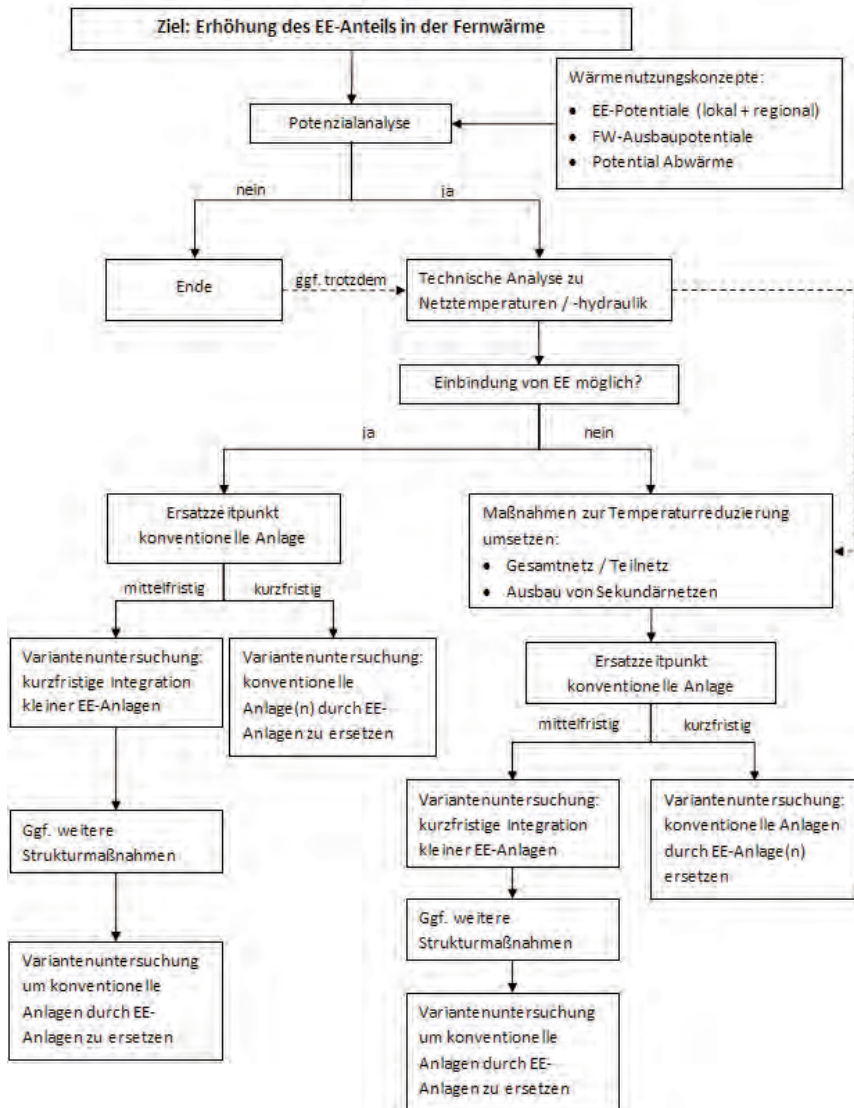


Abbildung 1-9: Entscheidungsbaum zur Entwicklung einer Transformationsstrategie

Erforderliche Rahmenbedingungen

Anhand der gewonnenen Erkenntnisse aus den technischen und ökonomischen Analysen sowie aus den beispielhaft erarbeiteten Transformationsstrategien lassen sich vier Säulen

der Transformationsstrategie definieren, die eine Erhöhung des EE-Anteils in der Fernwärme ermöglichen und befördern (vgl. Abbildung 1-10).

Steigerung der EE-Anteile in Fernwärmesystemen			
Integration von EE-Anlagen	Netzoptimierung	Verbrauchs-entwicklung	Beitrag zur EE-Strom Systemintegration
Geothermie	Absenkung Temperaturniveau	Höhere EE-Anteile durch geringere Absatzmenge	Kopplung E-Kessel an EE- Überschussstrom
Biomasse-KWK / - Spitzenlast	Aufbau von Sekundärnetzen	Vergleichmäßigung der Jahresdauerlinie	Wärmespeicher zur Steigerung der zeitlichen Volatilität von KWK
Biogas- und Biomethan-KWK	Integration von Wärmespeichern	Bessere Auslastung für EE-Anlagen in der Grundlast	
Biomasse - Mitverbrennung	Rücklauf-Versorgung		
Solarthermie			
Wärmepumpen (NT-Wärme)			
Ind. Abwärme			

Abbildung 1-10: Säulen der Transformation von Fernwärmesystemen zur höheren EE-Anteilen

Inwieweit auf politischer Ebene noch weitere Förderprogramme oder ggf. gesetzliche Anforderungen ausgestaltet werden sollten, wird in Kapitel 8 umfassend diskutiert. Aus dem Modellnetz und den Beispielregionen wird deutlich, dass bereits zum heutigen Zeitpunkt verschiedene Möglichkeiten existieren, EE in die Fernwärme zu integrieren, auch unter wirtschaftlich akzeptablen Rahmenbedingungen. Anpassungen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Integration von EE wurden auch schon durchgeführt, z.B. im Emissionshandel durch die Freistellung der biogenen Festbrennstoffe oder durch die Aufhebung der absoluten 20 MW-Grenze im EEG 2012, wodurch auch größere Biomasse-KWK-Anlagen eine Vergütung für den EE-Strom bis zu 20 MW erhalten können.

Zentrale Hemmnisse der EE-Wärmeeinbindung wie Temperaturanforderungen, Wirtschaftlichkeit, Investitionssummen und die diesbezügliche Risikoabsicherung sowie Konkurrenzen in den primärenergieschonenden Grundlasterzeugern müssen von Netz zu Netz individuell gelöst werden. Die entwickelten Politikinstrumente zielen deshalb darauf ab, individuelle Optimierungslösungen für Fernwärmegesamtsysteme zu unterstützen. Diese neuen Politikinstrumente zielen vor allem auf die **Förderung der Netztransformation** (Förderung von Konzepten und von Umsetzungsmaßnahmen zur Temperaturreduzierung, Effizienzsteigerung, Flexibilisierung des Netzes etc.) und zur **Förderung der Solarthermie**, um explizit in Deutschland noch mehr Erfahrungen mit dieser Technik im Zusammenhang mit der Fernwärme zu gewinnen.

Außerdem wird der Vorschlag unterbreitet, die bestehende **Ausschließlichkeitsregelung im EEG** speziell für Biomasse zu relativieren, um Biomassemitverbrennung und Sammelschienen-Heizkraftwerke mit Brennstoffdiversität realisieren zu können. Um den Bedenken bezüglich Potenzialgrenzen, Nachhaltigkeit und Bedarfskonkurrenzen adäquat zu begegnen, wird Strom aus der Mitverbrennung nur bis zu einem Leistungsanteil bis max. 20 MW_{el} vergütet, sofern die KWK-Anlage hocheffizient ist, die dazu genutzte Biomasse die Nachhaltigkeitskriterien erfüllt und einer stofflichen Nutzung nicht entzogen wird.

Prinzipiell wird aus den Ergebnissen des Gesamtprojekts eine problematische Seite des EEG deutlich. Durch die **Konzentration der EEG-Vergütung auf Stromprodukte** wird die Wärme lediglich als Abfallprodukt gesehen. Besonders am Beispiel der Geothermie wird dadurch deutlich, dass eine Stromproduktion unter relativ schlechten Wirkungsgraden häufig attraktiver ist als eine reine Wärmenutzung der Geothermie. Trotz der Förderungen im MAP für die Investitionskosten und die Unterstützungen zur Risikoabsicherung werden Projekte zur reinen Wärmenutzung in Deutschland nur wenige realisiert. Große vorhandene Dach- oder Freiflächen werden durch den finanziellen Anreiz im EEG für PV-Anlagen verwendet, selten für betriebswirtschaftlich weniger aussichtsreiche große Solarthermieanlagen.

Außerdem stehen wärmegeführte große fossile KWK-Anlagen bereits heute auf der Stromseite unter wirtschaftlichem Druck durch EEG-geförderten erneuerbaren Strom aus Wind und Sonne. Durch den zusätzlichen Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen auch auf der Wärme-seite wird dieser Druck verschärft, wenn die erneuerbaren Anlagen fossile KWK ganz oder teilweise aus der Grundlast verdrängen.

Politikinstrumente, die nur im Ansatz und aufgrund ihrer Ziele und Wirkungen auch kontrovers diskutiert wurden, sind die Förderung der **Durchleitung von erneuerbarer Wärme** in Fernwärmesysteme sowie die Ausdehnung und Verschärfung des **EEWärmeG** mit Anforderungen an die Fernwärme, gewisse EE-Anteile nachzuweisen. Das erweiterte EEWärmeG muss jedoch im Kontext der bereits bestehenden Rahmenbedingungen gesehen und weiterentwickelt werden, insbesondere im Zusammenhang mit der aktuellen Ausgestaltung des Emissionshandels. Durch diesen kommt es bereits heute zu einer Ungleichbehandlung zwischen fossilen Energieträgern. Lediglich die fernwärmerlevanten Anlagen größer 20 MW (auch KWK-Anlagen) sind in den Emissionshandel integriert. Auch hier besteht Überarbeitungsbedarf hin zu einer gleichartigeren Belastung der fossilen Energieträger insgesamt, beispielsweise über eine **CO₂-Abgabe**. Eine solche Regelung wäre eine einfache und sektorübergreifende Regelung, die durchgreifende Wirkung auf die Steigerung des EE-Anteils in der Fernwärme und in der Wärmeversorgung im Allgemeinen haben dürfte.

Zudem bedarf es noch **flankierender Elemente**, die eine Transformation unterstützen, wie z.B. der kontinuierliche Know-how-Aufbau in den Bereichen Netztransformation und Netzoptimierung. Aber auch die Weiterentwicklung bestehender Regelwerke, Rahmenbedingungen und Berechnungsgrundlagen mit Blick auf klimaschutzpolitische Zielsetzungen ist in diesem Zusammenhang wichtig. Beispielsweise werden Maßnahmen zur Temperaturreduzierung in Fernwärmesystemen in derzeitigen Berechnungsmethoden (z.B. Primärenergiefaktor) nicht umfänglich abgebildet. Durch die aufgezeigten Veränderungen auf verschiedenen Ebenen können somit spezifische Anreize für Fernwärmesystembetreiber entwickelt werden, um den EE-Anteil in der Fernwärme Schritt für Schritt weiter zu erhöhen.

2 Einleitung: Fernwärme in Deutschland

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 einen Anteil von erneuerbaren Energien von 14 % im Wärmemarkt (Wärme und Kälte lt. novelliertem EEWärmeG 2011) zu erreichen. Die Zielerreichung kann über den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgen, jedoch auch über die Effizienzseite forciert werden. Betrachtet man den Bedarf an Raum-, Prozesswärme und Warmwasser, nimmt der Wärmesektor im Jahr 2008 einen Anteil von 56 % am Endenergieverbrauch ein (AG Energiebilanzen 2011a). Bei einer angestrebten Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 2050 spielt somit die Wärmeversorgung eine wichtige Rolle. Die Zielsetzung im Energiekonzept der Bundesregierung, die Sanierungsrate zu verdoppeln, spielt für den Wärmesektor eine zentrale Rolle.

Es stellt sich daher die Frage, wie eine langfristige Transformationsstrategie von **großen Fernwärmenetzen** aussehen könnte, die die Anforderungen bezüglich Klimaschutz und Nutzung regenerativer Energien kombiniert.

Durch die gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird eine deutliche Steigerung des Nutzungsgrads gegenüber der getrennten Erzeugung und dadurch eine Einsparung von Primärenergie erzielt. Der Ausbau von KWK als wirksames und kosteneffizientes Instrument zum Klimaschutz wird daher angestrebt und mit Maßnahmen wie dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gefördert. Strom aus KWK-Anlagen wird vorrangig abgenommen und vergütet und somit gleichrangig wie Einspeisungen aus EE behandelt. Die vorhandene Förderpolitik führt auch dazu, dass Wärme aus KWK-Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen auch Vorrang vor reinen Wärmeanlagen (u.a. auch EE-Anlagen) hat (Meißner/Leeb 2011).

Auf der Stromseite schafft die Erhöhung des KWK-Stromanteils aus Heizkraftwerken und ein immer höherer Anteil fluktuierender Einspeisungen aus EE größere Flexibilitätsanforderungen in der KWK-Erzeugung (wie z. B. durch Wärmespeicher) (DLR, IWES, IFNE 2010, Erdmann/Dietmar 2010). All diese Aspekte müssen zukünftig in den Planungen zur Weiterentwicklung von bestehenden Wärmenetzen berücksichtigt werden und somit auch in der strategischen Überlegung, welche Erzeugeranlagen in den Netzen betrieben werden müssen.

2.1 Ausgangspunkt: Fernwärme im kommunalen Klimaschutz

Ausgangspunkt der Beantragung des vorliegenden Projektes war die umfangreiche Forschungs- und Beratungstätigkeit des IFEU im kommunalen Klimaschutz. Dort sind Fernwärmesysteme bereits heute ein wichtiger Faktor, da sie in der Regel geringe Primärenergie- und Emissionsfaktoren aufweisen. Obwohl Fernwärme im kommunalen Kontext zumeist positiv gesehen wird, gibt es einige Spannungsfelder zwischen allgemeinen Klimaschutzstrategien und dem Fernwärmeausbau.

Energieversorgung bei anspruchsvoller Gebäudesanierung. Für die Fernwärme muss eine Infrastruktur aufgebaut werden, die langfristig gut ausgelastet sein muss, um ökonomisch sinnvoll betrieben werden zu können. Allerdings ist aus Gründen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung die deutliche Reduktion des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser notwendig. Auf kommunaler Ebene bestehen verschiedene Möglichkeiten, die Reduzierung des Endenergiebedarfs für Wärme zu forcieren, nicht zuletzt die Vorbildwirkung bei den öffentlichen Gebäuden und Einflussmöglichkeiten in städtischen Wohnungsbaugesellschaften und anderen kommunalen Unternehmen.

Mit Bezug auf die Fernwärme hat das häufig zur Folge, dass Anschlussleistungen reduziert oder mehrere Übergabestationen in einer Liegenschaft zu einer zentralen Station zusammengefasst werden. Für den Fernwärmelieferanten kommt es zu einer Verringerung der Erlöse durch geringere Wärmeabsatzmengen und durch geringere Anschlussleistungen. Andererseits verfügt die Fernwärme meist über sehr gute Primärenergiefaktoren, wodurch EnEV-Anforderungen hinsichtlich Primärenergiebedarf unterschritten werden. Deshalb ist es notwendig, organisatorisch und technisch attraktive Fernwärmeversorgungslösungen anzubieten, um Großkunden wie z.B. den Wohnungsbaugesellschaften langfristige Sicherheit zu geben.

Der Energieverbrauch in den anderen Sektoren (Private Haushalte, Gewerbe und Industrie) kann von der Kommune nur indirekt beeinflusst werden, beispielsweise durch Angebote zur Energieberatung, Motivationsmaßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung oder durch kommunale Förderprogramme zur Unterstützung von Sanierungsmaßnahmen. Hier kann es zu Zielkonflikten zwischen kommunaler Klimaschutzstrategie und Fernwärmeversorger kommen, wenn beispielsweise qualitativ hochwertige Energieberatungen, Förderprogramme für Passivhauskomponenten oder für Solarthermieanlagen angeboten werden.

Vor dem Hintergrund des mittelfristig zurückgehenden Fernwärmeverbrauchs sind die Energieversorger auch auf der Suche nach Möglichkeiten, wegfallende Absätze durch Neuan schlüsse zu kompensieren. Hier sind klassische Konkurrenzen zwischen verschiedenen Energieversorgungsstrukturen vorhanden, sowohl zur dezentralen Einzelversorgung (z.B. Einzelkessel) als auch zur Fernwärme. Um hier nachhaltige Entscheidungen treffen zu können, sind von Kommunen erarbeitete sog. Wärmenutzungspläne⁵ hilfreich und sinnvoll. Darin wird neutral ermittelt, welche Wärmequellen wo vorhanden sind (z.B. auch auf Basis alternativer Energieträger oder industrieller Abwärme) und welcher Energieverbrauch in welcher Bedarfsdichte vorhanden ist. Angebot und Nachfrage können so besser aufeinander abgestimmt werden. Kommunen sind derzeit aufgrund fehlender Kapazitäten jedoch selten in der Lage, eine strategische Wärmenutzungsplanung durchzuführen. Das heißt, es gibt häufig keine langfristigen Überlegungen dazu, welche Versorgungsinfrastruktur in welchen Quartieren aufgebaut werden soll. Außerdem gibt es kaum Informationen darüber, welche Potenziale zur Abwärmenutzung oder zur Nutzung erneuerbarer Energien vorhanden sind.

Fernwärme in Neubaugebieten. In Neubaugebieten hat die Kommune je nach Ausgangsbedingung verschiedene Möglichkeiten, den Baustandard der Gebäude zu beeinflussen. Wenn die Kommune die Eigentümerin des Grundstücks ist, kann sie beispielsweise eine Realisierung im Passivhausstandard verlangen. Ist die Kommune nicht Grundstückseigentümerin, gibt es häufig keine direkten Möglichkeiten, Baustandards zu fixieren. Dann kann lediglich durch Verhandlungen mit dem Investor im Rahmen privatrechtlicher Verträge ein über die EnEV hinaus gehender Baustandard vereinbart werden. Hier kann der Zielkonflikt entstehen, dass Neubaugebiete nicht an die Fernwärme angeschlossen werden, da der konventionelle Anschluss von Passivhäusern an die Fernwärme nicht wirtschaftlich realisiert werden kann. Nach Analysen in IFEU (2009) sind leitungsgebundene Energieträger nicht per se unwirtschaftlicher als eine Einzelversorgung. Es müssen allerdings geeignete technische und organisatorische Voraussetzungen geschaffen werden, die eine günstigere Verlegung der Versorgungsinfrastruktur ermöglichen. Hier bietet der Neubau und somit die Neuerschließung interessante Möglichkeiten. So können auch hocheffiziente Baustandards und lei-

⁵ Im Rahmen der kommunalen Förderrichtlinie der nationalen Klimaschutzinitiative gibt es die Möglichkeit, die Erstellung sog. Wärmenutzungskonzepte gefördert zu bekommen.

tungsgebundene hocheffiziente Fernwärme (z.B. auch über die Festlegung von Satzungsgebieten) mit innovativen Technologien zusammengebracht werden (Beispiel Heidelberg Bahnhofsstadt, Passivhaussiedlung mit Fernwärmeversorgung).

Prinzipiell haben Kommunen in allen Bundesländern nach Gemeindeordnung die Möglichkeit, einen Anschluss- und Benutzungszwang zu erlassen. Lediglich in Bayern wird der Anschluss- und Benutzungszwang auf Neubau- und Sanierungsgebiete beschränkt, wobei bei Sanierungsgebieten die Rechtsgrundlage vorsieht, dass ein entsprechender Eingriff in eigenumsrechtliche Belange (Bestandsschutz) nur dann möglich ist, wenn ohnehin Handlungsbedarf besteht (also bei Kesseltausch) und wenn entsprechend eine zentrale Heizungsanlage im Gebäude installiert ist. Allerdings wird nach Informationen der AGFW⁶ dieser Zwang in der Praxis immer seltener angewandt.

Erneuerungen bzw. Erweiterungen in der Erzeugerstruktur. In Kommunen mit älteren Heiz(kraft)werksstrukturen wird intensiv darüber diskutiert, welchen Anforderungen eine Fernwärmeerzeugungsstruktur gerecht werden muss, um langfristig ökonomisch und ökologisch sinnvoll zu sein. Speziell beim Ersatz größerer Heiz(kraft)werke stellt sich die Frage, ob ein Ersatz in gleicher Größe mit gleichen Standorten den zukünftigen Anforderungen entspricht.

Investitionsentscheidungen in Großkraftwerke mit KWK sind meistens nicht vom lokalen Fernwärmebedarf der Kommune abhängig, sondern primär von überregionalen Gegebenheiten (z.B. erzielte Stromerlöse). Ein erheblicher Teil des Kraftwerksparks steht vor einem Erneuerungsprozess. Zusätzlich haben sich zukünftige Rahmenbedingungen durch den im Juni 2011 beschlossenen Atomausstieg und der damit verbundenen Strategie zum Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich verändert.

Je nachdem, in welcher Art und Größe die Erzeugeranlage geplant ist, treten verschiedene planungs- und genehmigungsrechtliche Vorgaben in Kraft, die von Kommunen unterschiedlich beeinflusst werden können. Prinzipielle Festlegungen für Standorte zur Ver- und Entsorgungsinfrastruktur werden in der Regionalplanung getroffen. In den Bebauungsplänen können lt. Baugesetzbuch-Novelle 2011 § 9 Festlegungen für die Errichtung von dezentralen und zentralen Erzeugerstrukturen von Strom, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung getroffen werden. Dezentrale Strukturen sind demnach vom Raumplanungsaspekt her eher im kommunalen Einflussbereich als zentrale Großkraftwerke.

Lokale Energieversorger als finanzielle Unterstützer der Kommunal- und Klimaschutzpolitik. In den meisten Kommunen wird über das Klimaschutzbudget jährlich neu verhandelt. Das führt dazu, dass die Höhe der zur Verfügung gestellten Mittel von der allgemeinen Haushaltslage und somit von vielen anderen Bereichen der Kommunalpolitik abhängig gemacht wird. Deshalb versuchen viele Kommunen, lokale Akteure in die Finanzierung der kommunalen Klimaschutzmaßnahmen einzubinden, u.a. auch die lokalen Stadtwerke und Energieversorger.

Wie und in welchem Ausmaß die Energieversorger in die Finanzierung lokaler Klimaschutzaktivitäten eingebunden werden, hängt von vielen lokalen Faktoren ab. In Hannover trägt beispielsweise der Energieversorger einen Großteil des proKlima-Effizienzfonds, indem ein sog. „Klimacent“ auf den Erdgaspreis erhoben wird. Für jede verkaufte Kilowattstunde Erdgas wird somit ein Cent in den Klimaschutzfonds investiert. Die Energieverbraucher (Private

⁶ <http://www.agfw.de/recht/anschluss-und-benutzungszwang/>

Haushalte wie Gewerbekunden) tragen somit einen relativ geringen Anteil und können gleichzeitig durch die Inanspruchnahme der Energieberatung oder der Förderprogramme wieder davon profitieren. Gleichzeitig führen die Stadtwerke einen Gewinnanteil in den Fonds ab.

Auch in anderen Städten sind in der Zwischenzeit lokale Klimaschutzfonds entstanden, unter anderem auch angeregt durch die Diskussion zum Neubau von Kohlekraftwerken. So wurde beispielsweise in Mannheim ein von der MVV mitfinanzierter Klimaschutzfonds eingerichtet, wodurch mit einem Budget von jährlich rd. 400.000 Euro⁷ verschiedene Breitenförderprogramme in Mannheim zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Nutzung erneuerbarer Energien finanziert werden können.

Eine solche Konstellation bringt die Chance, dass kontinuierlich Gelder für die kommunale Klimaschutzarbeit zur Verfügung stehen. Andererseits muss bei diesen Strukturen beachtet werden, dass durch das Mitspracherecht der Geldgeber Neutralitätsverhältnisse ggf. verschoben werden. So könnte es beispielsweise zu Interessenskonflikten kommen, wenn Förderprogramme aus den größtenteils von Stadtwerken finanzierten Fonds inhaltlich definiert werden müssen (z.B. Förderung von Solarthermieanlagen oder Passivhauskomponenten in fernwärmeversorgten Gebieten).

Deshalb ist es bei diesen Strukturen wichtig, dass ein Teil des notwendigen Budgets von der Stadt finanziert wird, um einerseits der Zielsetzung gerecht zu werden und eine Vorbildwirkung zu erreichen, andererseits grundsätzlich die Zielrichtung der Klimaschutzmaßnahmen entscheidend prägen zu können. Die operationale Verwaltung des Fonds könnte einem breit aufgestellten Klimaschutzbeirat übertragen werden, um diese Neutralität zu gewähren.

Fernwärme in der kommunalen CO₂-Bilanz. Der Struktur der Wärme-Energieversorgung kommt wegen des kurzfristig möglichen Effekts eine große Bedeutung für kommunale CO₂-Bilanzen zu. Investitionen in die Wärmeinfrastruktur (z.B. Heizkraftwerke) sind jedoch langfristige Investitionen, die in der Zukunft die Entwicklung der CO₂-Bilanz einer Kommune ggf. auch negativ beeinflussen können. Die Emissionsminderung durch Senkung des Endenergieverbrauchs für Wärme wirkt sich dagegen kontinuierlich, allerdings auf geringerem Niveau, auf die CO₂-Minderung aus. Beide Maßnahmen sind jedoch für die Kommunalbilanz essentiell, sowohl die Entwicklung des Endenergiebedarfs wie auch die Verbesserung der Wärmeversorgungsinfrastruktur.

Die Maßnahme mit dem größeren Effekt birgt zudem größere Unsicherheiten in der Interpretation, da es für die Berechnung der CO₂-Emissionsfaktoren der Fernwärme keine einheitlichen Vorschriften gibt und somit unterschiedliche Vorgehen hinsichtlich Bilanzgrenzen bei den Emissionsfaktoren (mit / ohne Vorketten), Berücksichtigung der Treibhausgase und der Allokation von Kuppelprodukten Strom und Wärme in KWK-Prozessen existieren. Weitere Unsicherheiten bestehen beispielsweise in der Bilanzierung von Wärme aus Müllheizkraftwerken.

Zukünftig wird sich zudem die Frage stellen, ob und wie die exergetische Qualität in die Bewertung der Fernwärme mit einbezogen werden kann, um die Qualität der Wärme (z.B. abhängig von der Temperatur) bewerten zu können und um Fernwärmenetze zu belohnen, die entsprechende Maßnahmen treffen, um Temperaturangebot und –nachfrage besser aufei-

⁷ http://www.mvv.de/cms/konzernportal/de/mvv_energie_gruppe/mvv_energie/wir_in_der_region/klimaschutzfonds/einzelfrderprogramm/von_hier_fuer_hier_5.jsp

inander abzustimmen. So muss ein Verfahren entwickelt werden, welches z.B. die Ermittlung von Emissionsfaktoren von Wärme aus Rücklaufftemperaturnutzung ermöglicht. Zusätzlich wird sich zunehmend die Frage nach den eingesetzten Energieträgern und bestehenden Nutzungskonkurrenzen auch bei erneuerbaren Energien stellen, weshalb eine Bewertung des verwendeten Energieträgers (z.B. Biomasseverbrennung vs. Abwärmenutzung aus einem Biogas-BHKW mit Gülleverwertung) notwendig sein wird.

2.2 Bestandsaufnahme Fernwärme

Nahezu alle deutschen Großstädte über 100.000 Einwohner haben Fernwärmenetze. Die größten Wärmenetze sind u. a. in Berlin, Mannheim und Hamburg zu finden. Grundsätzlich ist eine Fernwärmeversorgung meist auf Gebiete beschränkt, die eine hohe Wärmedichte vorweisen, da die Verteilungskosten mit abnehmender Wärmedichte ansteigen. Die erzeugte Wärme wird über 1.400 Netze mit einer Gesamtlänge von ca. 19.000 Kilometern verteilt. Etwa 550 der rund 1.000 deutschen Energieversorgungsunternehmen betreiben Nah- und Fernwärmenetze (UBA 2011). Im Jahr 2010 beträgt der Anteil des fernwärmebeheizten Wohnungsbestands ca. 13 %, seit 1996 ist hier nur ein leichter Anstieg von 0,5 % zu verzeichnen (AG Energiebilanzen 2011b). Trotz teilweisem Rückbau steigt der Anschlusswert durch Netzverdichtungen leicht an. Dabei liegt der Anteil in den östlichen Bundesländern mit 32 % wesentlich höher als in den westlichen mit 9 %. Seit den neunziger Jahren wurde daher ein umfassendes Fernwärme-Sanierungsprogramm Ost zur Erhaltung der Fernwärmesysteme in Ostdeutschland aufgelegt (AGFW 2008b, FFI 2011).

Der AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW) führt jedes Jahr Erhebungen zur Struktur der Fernwärmeversorgung durch. Die Meldung der Versorgungsunternehmen ist freiwillig und variiert daher von Jahr zu Jahr, erfasst aber nach Abschätzungen ca. 90 % der bereitgestellten Fernwärme. Es werden Daten und Fakten zur Fernwärme allgemein, zur Erzeugung, zu eingesetzten Brennstoffen und zu CO₂-Emissionen bereitgestellt.

Die Wärmeabgabe an Kunden beträgt 2010 nach (AGFW 2011a) rd. 311 PJ, was bei einem Endenergiebedarf für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme von etwa 5100 PJ (im Jahr 2008) einem Anteil von 6 % entspricht. In der AGFW-Erhebung zum Jahr 2010 haben sich 211 Unternehmen beteiligt. Ein Großteil dieser Fernwärme (83 %) wird in KWK-Anlagen erzeugt, 1 % der Einbindung stammt aus industrieller Abwärme. Der gesamte Anschlusswert der bei der Umfrage beteiligten Unternehmen liegt bei rund 52.400 MW. In der Erzeugung wird zwischen eigener Erzeugung und Fremdbezug, welcher nicht in der AGFW Statistik erfasst wird, unterschieden. Die CO₂-Emissionen in KWK einschließlich Fremdbezug betragen nach AGFW-Bewertungssystematik 32,2 Mio. Tonnen, zu 46 % durch Steinkohle verursacht, zu 35 % durch Erdgas und 17 % durch Braunkohle.

In Heizwerken (insgesamt 1780 Anlagen, produzierte Wärmemenge rd. 45.000 TJ) ist Erdgas mit einem Anteil von 67 % der am meisten eingesetzte Brennstoff, gefolgt von Müll und Sonstiges⁸ mit 18 %, Heizöl 7 %, Steinkohle 5 % und Biomasse 2 %. Die CO₂-Emissionen aus Heizwerken betragen rd. 3 Mio t, davon fallen 77 % auf Erdgas, 10 % auf Steinkohle und 10 % auf Heizöl.

Bisher beträgt der Anteil an Erneuerbaren Energien an der Fernwärme insgesamt rd. 9 %, davon Abwärme aus Müllverbrennung 7 %, feste Biomasse 2 %. Fernwärmespitzenlast wird

⁸ „Sonstiges“ ist nicht weiter definiert und wird somit nicht zu den EE-Anteilen gezählt

in Deutschland meist mit Gaskesseln, zum Teil auch mit Kohle- oder Ölkesseln oder mit abgeschriebenen KWK-Anlagen erzeugt. In der Grundlast findet sich typischerweise Wärme aus KWK-Anlagen, aus der Müllverbrennung oder Abwärme aus der Industrie.

2.3 Beispielhafte Wärmenetze in Deutschland

Ein wesentliches Entscheidungskriterium in der Frage der Einbindung erneuerbarer Energien in Fernwärmenetze ist die bestehende Erzeugerstruktur und die Verteilung der Leistung bzw. der Arbeit auf diese Erzeuger. Wenn man davon ausgeht, dass das Maximum an Wärmeabnahme bereits erreicht wurde, bzw. die Wärmeabsätze ggf. sogar sinken (z.B. wenn durch die Verdichtung die sinkenden Wärmemengen nicht kompensiert werden können), wird durch die Einbindung von erneuerbaren Energien bestehende Wärme verdrängt. Welche Wärme verdrängt wird, hat großen Einfluss auf die ökonomische und ökologische Bewertung des EE-Einsatzes selbst, jedoch auch auf jene des Fernwärmenetzes insgesamt. Deshalb wird in einer Bestandsaufnahme von 23 Fernwärmenetzen ausgewertet, welche Energieträger und Systeme die Fernwärme in welcher Einsatzreihenfolge (Grund- und Spitzenlast) erzeugen.

Für diese 23 nach vorab definierten Kriterien ausgewählte Fernwärmesystemen⁹ wurde eine Abfrage folgender Parameter durchgeführt, um eine Kategorisierung der Netze durchzuführen und beispielhafte Transformationsstrategien zu entwickeln. Die Daten stammten aus verfügbaren Literaturquellen und aus dem Internet und wurden in Absprache mit den FW-Betreibern verifiziert, ergänzt und korrigiert. Insgesamt konnten somit 19 Datensätze vollständig ausgewertet werden.

- *Allgemeine Daten:* Primärenergiefaktor, Anschlusswert, Jahreshöchstlast, Wärmenetzeinspeisung gesamt, Netzverluste bezogen auf die Einspeisung, KWK-Anteil_{th./el.}, Engpassleistung_{th./el.}, KWK-Nettostromerzeugung
- *Brennstoffmix:* Eingesetzte Brennstoffe für die Fernwärmeerzeugung bez. auf den Brennstoffeinsatz
- *Erzeugeranlagen:* Abfrage von Informationen über die Art der Anlage, die Engpassleistung_{th.} sowie die Nettowärmeerzeugung
- *Kunden:* Anzahl der Hausanschlussstationen (HAST), ein Fernwärme-Anschluss eignet sich ab einer Leistung von ..., welche Anschlussmöglichkeiten bestehen bzw. sind im Netz vorhanden, Nutzer im Versorgungsgebiet
- Trassenlängen der einzelnen Netzteile
- Netztopologie
- Temperaturfahrweise der einzelnen Netzteile
- *Druck:* Anzahl der Druckerhöhungsstationen, größtmögliche Höhendifferenz
- *Fragen zu den Speichern im Fernwärmenetz bzw. dem Fernkältenetz:* Anzahl der Speicher, Einsatzzweck, Speichermedium, Schaltung der Speicher, Art der Speicher, Speichervolumen, Speicherleistung, eingespeiste Energie pro Jahr, entnommene Energie pro Jahr
- *Fragen zu dem Kältenetz orientiert an den Fragen zum Fernwärmenetz.*

⁹ Die Auswahl erfolgte nach folgenden Kriterien: Größe des Systems, Osten / Westen, Homogenität des Netzes (bzgl. Temperatur, Druck) sowie Berücksichtigung einer Fernwärmeschiene.

2.3.1 Brennstoffmix und Anschlussleistung

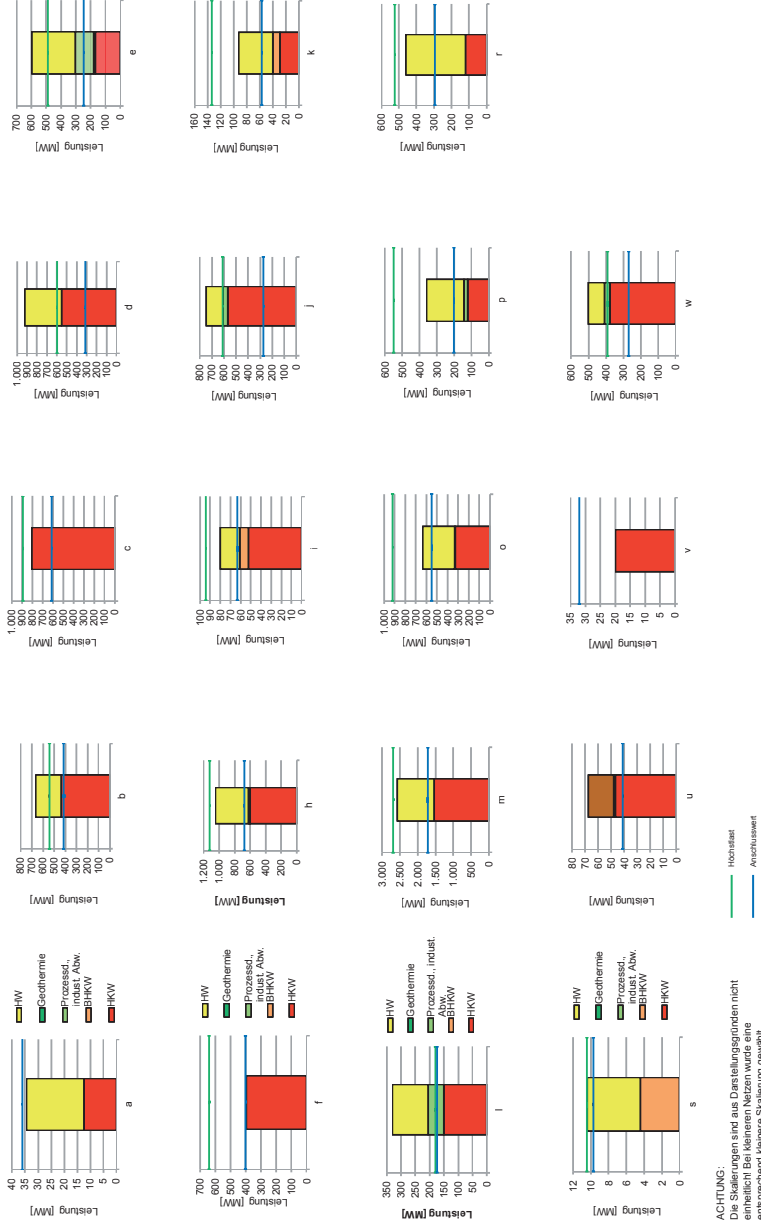
Abbildung 2-1 zeigt die **Aufteilung der Erzeugungsleistung** auf Heizkraftwerke, Blockheizkraftwerke, Heizwerke und Abwärme. Ebenfalls dargestellt sind der Anschlusswert und die Höchstlast des Netzes. Da diese Daten nicht von allen Fernwärmesystemen vollständig vorliegen, kommt es vor, dass einzelne Werte in der Darstellung fehlen.

Interessant ist die Aufteilung der verfügbaren Leistung auf KWK-Anlagen (rot oder orange) und Heizwerke (gelb). Während bei fünf der Fernwärmesysteme die KWK-Anlagen auf 60 % bis 70 % der Jahreshöchstlast und bei sieben auf nahezu Jahreshöchstlast ausgelegt sind, gibt es auch einige Systeme, bei denen die KWK-Leistung deutlich über der Höchstlast liegt (>150 % bis 200 %). Mögliche Ursachen für diese sehr hohen KWK-Leistungen können entweder überdimensionierte Erzeugungsanlagen sein oder ein großer Kraftwerkspark mit z.T. schon ersetzten, abgeschriebenen Altanlagen, die aber als Reserve noch vorgehalten werden. Im Fernwärmesystem „v“ reichen die angegebenen Erzeugungsanlagen zurzeit nicht aus, um die Höchstlast zu decken. Dieses Netz befindet sich noch im Aufbau, die Höchstlast wurde allerdings für den vollständig ausgebauten Zustand angegeben.

Um konkrete Aussagen zur verdrängten Wärme treffen zu können, muss die **Erzeugung der Wärmemengen** analysiert werden. Abbildung 2-2 macht deutlich, wie hoch der Anteil von bereits klimaschutzrelevanter Wärme – also KWK-Wärme, Abwärme aus Industrieprozessen oder aus der Müllverbrennung – in der Fernwärme bereits ist. Für 15 der 23 Fernwärmesysteme liegen aufgeschlüsselte Angaben vor. 13 dieser Systeme gewinnen über 50 % der Wärme aus KWK-Anlagen. 14 Systeme nutzen zu über 80 % primärenergieschonende Wärme (z.B. Abwärme oder EE) und nur in einem System werden in einem relevanten Umfang Heizwerke eingesetzt. Vier Fernwärmesysteme haben einen KWK-Anteil von über 90 %. Bei einem so hohen Anteil von KWK ist anzunehmen, dass nicht alle KWK-Anlagen in der Wärmegrundlast betrieben werden können. Die Fernwärmeerzeuger verfügen entweder über ältere, abgeschriebene KWK-Anlagen, die Wärme auch mit geringerer Vollbenutzungszahl wirtschaftlich produzieren können, oder sie planen den Anlageneinsatz stromgeführt und nutzen in Perioden niedriger Wärmelast Kühlsysteme.

In der nachfolgenden Abbildung 2-1 ist der **Brennstoffmix** der Fernwärmeerzeugung kategorisiert worden. In der ersten Zeile der Abbildung befinden sich die Fernwärmesysteme, die fast ausschließlich einen einzigen Brennstoff für die Erzeugung von Fernwärme einsetzen. In der zweiten Zeile sind die Systeme abgebildet, bei denen ein Brennstoff zu mindestens 75 % eingesetzt wird. Die dritte Zeile stellt die Netze dar, bei denen zwei Brennstoffe dominieren. In der letzten Zeile befinden sich all jene Wärmenetze, die drei - oder mehr Brennstoffe einsetzen. Innerhalb der einzelnen Zeilen nimmt der Primärenergiefaktor der Fernwärmesysteme von rechts nach links zu. Aus den Darstellungen geht hervor, dass Erdgas als Brennstoff am häufigsten eingesetzt wird, gefolgt von Kohle und Müll.

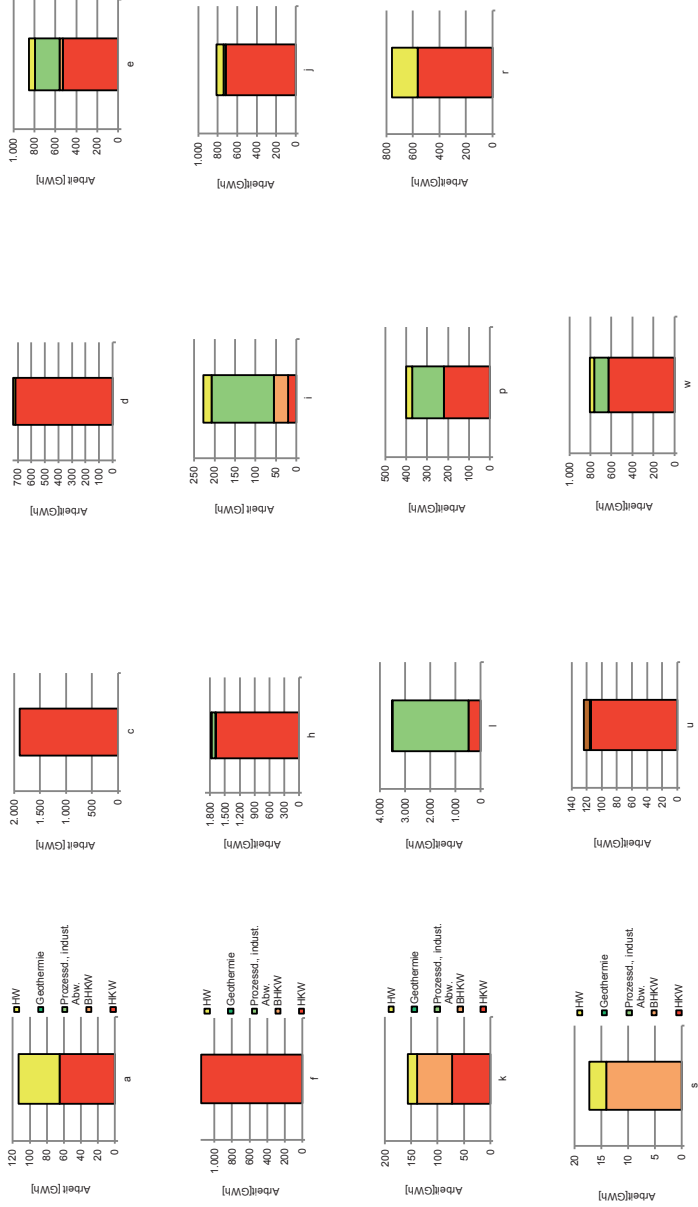
LEISTUNGSVERTEILUNG



ACHTUNG: Die Leistung ist aus Darstellungsgründen nicht einheitlich bei kleineren Netzeinsparungen entsprechend kleinere Skalierung gewählt.

Abbildung 2-1: Leistungsverteilung auf Erzeugeranlagen

Arbeitsverteilung



ACHTUNG:
Die Skalierungen sind aus Darstellungsgründen nicht einheitlich. Bei kleineren Werten wurde eine entsprechend kleinere Skalierung gewählt.

Abbildung 2-2: Arbeitsverteilung auf Erzeugeranlagen

Brennstoffmix

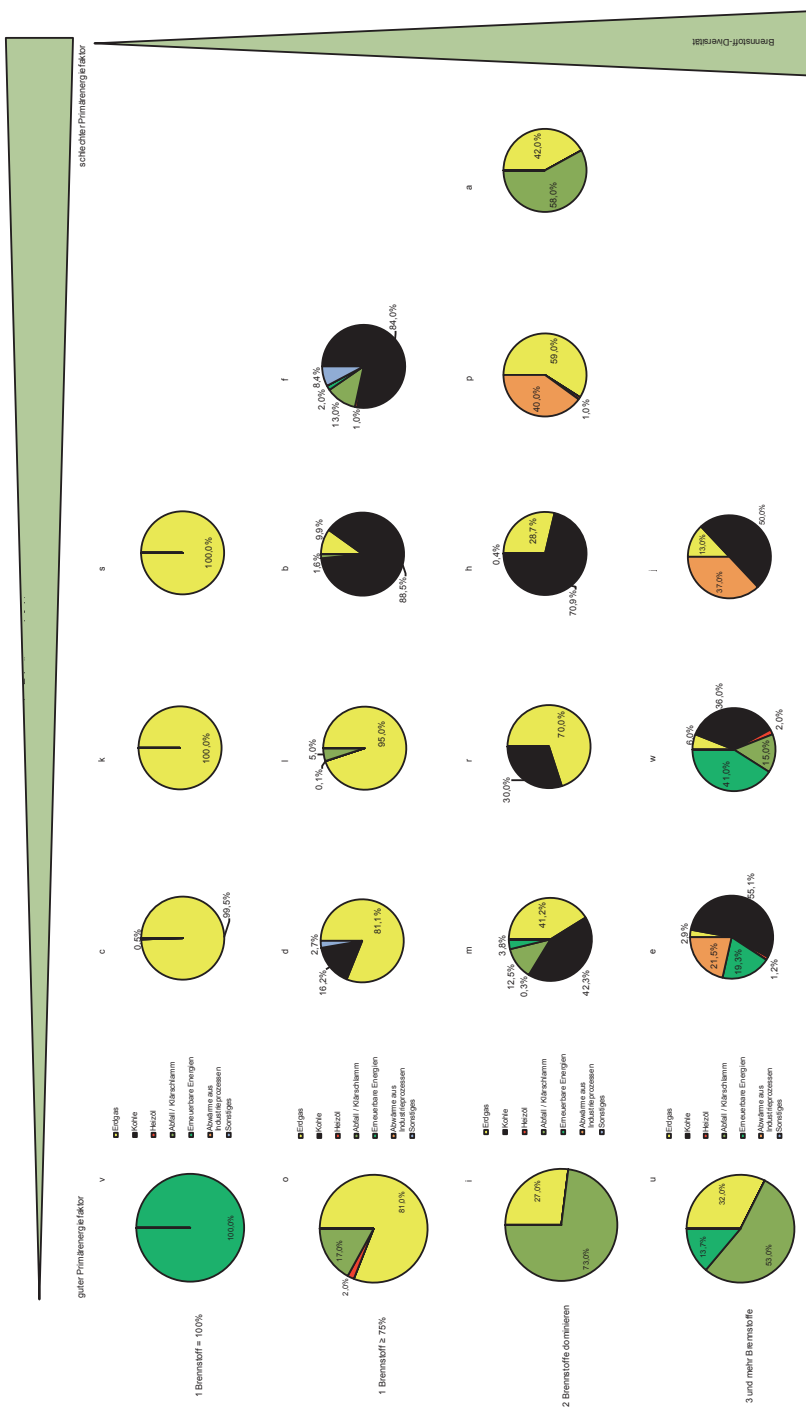


Abbildung 2-3: Brennstoffmixe, kategorisierte Darstellung

Der **Primärenergiefaktor** (Tabelle 2-1) der untersuchten Fernwärmenetze variiert zwischen 0,00 und 0,907. Netze mit einem sehr kleinen Primärenergiefaktor erzeugen ihre Fernwärme überwiegend aus KWK, Abfall oder (in 5 Fällen) erneuerbaren Energien. Netze mit einem höheren Primärenergiefaktor setzen zum Großteil fossile Brennstoffe ein und haben teilweise geringere KWK-Nutzung (s. auch Abbildung 2-3).

Tabelle 2-1: Primärenergiefaktoren der ausgewählten Fernwärmenetze

Fernwärmesystem	Primärenergiefaktor	Fernwärmesystem	Primärenergiefaktor
a	0,907	l	0,390
b	0,625	m	0,122
c	0,120	o	0,000
e	0,510	p	0,409
f	0,700	r	0,184
i	0,000	u	0,000
k	0,290	w	0,310

In der Gesamtheit der vorangestellten Auswertungen lässt sich darstellen, dass die Sinnhaftigkeit der Einbindung EE in Fernwärmenetze vom konkreten Netz abhängt. In fast allen der berücksichtigten Beispielsysteme würde durch die Einbindung EE in der Grundlast auch primärenergieschonend erzeugte Wärme aus KWK-Anlagen oder Abwärme (z.B. aus Müllverbrennung oder Industrieprozessen) verdrängt werden. Die ökologischen Effekte der EE-Einbindung sind somit im Vergleich zu anderen Ersatzmöglichkeiten (z.B. Einzelkesselanlagen) eher gering. Dies trifft bei einer Betrachtung bezogen auf die Primärenergiebilanz stärker zu als bei einer Betrachtung auf THG-Emissionen, da die THG-Emissionsqualität des Energieträgers selbst im Primärenergiefaktor nicht berücksichtigt wird.

Auch überwiegend fossil betriebene Fernwärmenetze mit KWK-Anlagen können derzeit Primärenergiefaktoren deutlich unter 1 erreichen¹⁰. Angenommen, dass die KWK-Anlagen dem Hocheffizienzkriterium der EU-Richtlinie 2004/8/EG entsprechen (für diese Bewertung liegen nicht alle Informationen vor), können alle Netze die Anforderungen des EEWärmeG erreichen. Anreize zum EE-Einsatz sind somit nur begrenzt vorhanden.

Alein durch eine Betrachtung der Primärenergie lässt sich nur schwer darstellen, welche Lösung für ein Fernwärmenetz ökologisch die sinnvollste ist. Eine zusätzliche Betrachtung der CO₂- oder Treibhausgasemissionen lässt ggf. genauere Schlüsse über den ökologischen Nutzen zu. Dadurch wird zumindest auch eine klarere Abstufung innerhalb der fossilen (Braun- oder Steinkohle, Heizöl oder Erdgas) und erneuerbaren Energieträger (Biomasse, Biogas, Biomethan oder Solar- und Geothermie) erreicht (siehe z.B. Hertle et al. 2011).

2.3.2 Temperaturniveau Fernwärmenetz

Eine weitere wichtige Kenngröße zur Bewertung der Einspeisemöglichkeit von erneuerbaren Energien ist das Temperaturniveau. Für diese Untersuchung werden fünf Klassen gewählt, vom Dampfnetz bis zum Niedrigexergie-Netz mit Vorlauftemperaturen von 90 °C oder niedri-

¹⁰ In Zukunft werden sich die Primärenergiefaktoren für KWK-Wärme tendenziell eher verschlechtern, da durch die Berechnungsmethodik die Höhe der Gutschrift für die Stromerzeugung durch einen steigenden Anteil EE im Bundesmix insgesamt sinken wird.

ger (Low-Ex-Netz). Für die Brauchwarmwasserbereitung ist aufgrund der Legionellenproblematik für Großanlagen/Mehrfamilienhäuser im Normalfall eine Mindesttemperatur von 60 °C einzuhalten. Soll das Wasser für Heizung und Trinkwarmwasser mit einem einheitlichen System erhitzt werden, sind die Möglichkeiten zur Temperaturabsenkung in Fernwärmesystemen in Deutschland dadurch auf etwa 65 °C begrenzt.

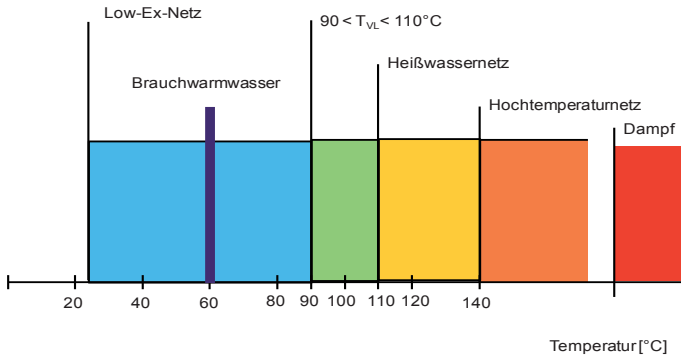


Abbildung 2-4: Temperaturniveaus der Fernwärme

In Abbildung 2-5 werden die Trassenlängen der untersuchten Systeme auf die fünf Temperaturniveaus aufgeschlüsselt.

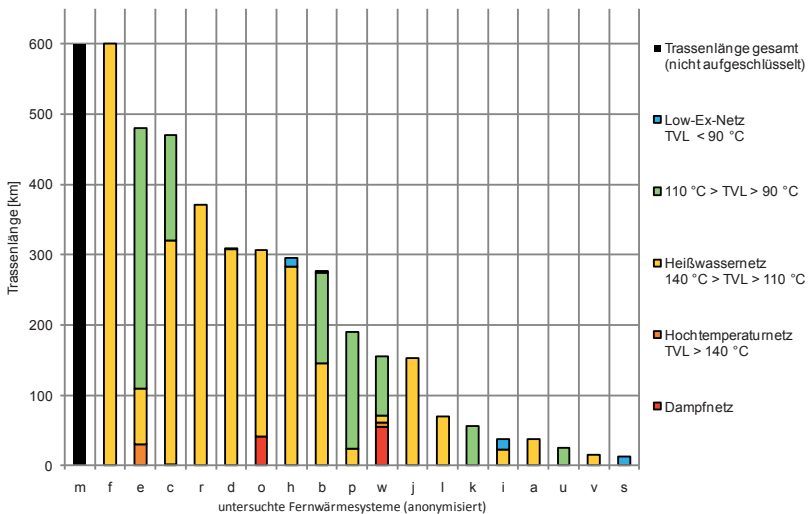


Abbildung 2-5: Vergleich der Trassenlängen in verschiedenen Temperaturniveaus (für das Netz m liegt keine Info vor)

Den höchsten Anteil an der Trassenlänge bei den untersuchten Systemen haben Heißwasser- und Hochtemperaturnetze. Dampfnetze kommen vereinzelt vor. Sie befinden sich z.T. in der Umstellung auf Heißwasser. Dies hängt unter anderem zusammen mit

- der Erreichung des Lebensdauer-Endes von Leitungen und Schächten,
- hohen Betriebskosten,
- hohen Wärmeverlusten.

Nur fünf Fernwärmesysteme verfügen über ein Low-Ex-Netz. In den großen Beispielnetzen macht der Low-Ex-Anteil lediglich wenige Prozent des gesamten Leitungssystems aus (bis zu 2 %), in den kleinen Beispielnetzen wird entweder das gesamte oder das halbe Netz mit Low-Ex-Temperatur betrieben. Die Fahrweisen in einem Temperaturbereich zwischen 90 °C und 140 °C sind am weitesten verbreitet, diese treten in allen Beispielnetzen auf.

Dies kann die technische Integration der Erneuerbaren in der nächsten Zukunft vor Schwierigkeiten stellen (siehe Kapitel 3). Übergangslösungen mit höheren technischen und kostenrelevanten Aufwendungen sind somit gefragt.

Durch die Bestandsaufnahme liegt eine große Anzahl Kenndaten vor, mit denen Fernwärmesysteme charakterisiert werden können. Die Kenndaten ermöglichen es, für einzelne Kriterien schnell in diesem Punkt ähnliche Fernwärmesysteme zu identifizieren. Die Ableitung von Fernwärmesystem-Kategorien aus den Kennwerten erwies sich allerdings als schwer umsetzbar. Im Rahmen von Arbeitspaket 3 (techn. und ökon. Analyse) wird die Kompatibilität von erneuerbaren Energien in konventionelle Netze genauer untersucht. Hierbei wird auf den Kenndaten aus der Bestandsaufnahme aufgebaut.

2.4 Rolle der Fernwärme in Energieszenarien und -konzepten

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Fernwärme hängt insgesamt davon ab, wie sehr sich die Fernwärme in Zukunft verändern wird. Die Veränderungen betreffen sowohl den Umfang der Fernwärme (also die Relevanz im Wärmemarkt) als auch die Strukturen der Systeme (technische Einbindung, Temperaturniveau, Erzeugermix etc.). Zwar werden diese Veränderungen in jedem Fernwärmesystem von lokalen Gegebenheiten geprägt sein, allerdings ist es für die Entwicklung von politischen Strategien wichtig, allgemein gültigere Rahmenbedingungen und zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten zu kennen. Nur dann können auch politische Förder- oder Anforderungsinstrumente entwickelt werden, um konkrete Ziele zu erreichen.

Aus diesem Grund wurde untersucht, wie in den aktuellen Szenarien das Thema Fernwärme behandelt wird. Welchen Stellenwert die Fernwärme zukünftig haben wird, wie sie aufgebaut sein wird und insbesondere welche Rolle die erneuerbaren Energien für die Fernwärme in den verschiedenen Politiksznarien haben werden, ist Inhalt der folgenden Auswertungen.

2.4.1 Auswahl der Szenarien

In den letzten Jahren wurden von verschiedenen Institutionen Szenarien in Auftrag gegeben. Diese Szenarien sind, je nach ihren Auftraggebern, Zielsetzungen und Themen, inhaltlich unterschiedlich ausgerichtet bzw. fokussiert. Um einen Überblick über die Relevanz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), der Fernwärme und der erneuerbaren Energien (wenn möglich auch im direkten Zusammenhang mit der Fernwärme dargestellt) zu bekommen, wurden von der Vielzahl der Szenarien einige ausgewählt und deren Entwicklungen verglichen.

Ausgangspunkt war die 2010 erschienene bdew-Veröffentlichung „Studiensynopse Energieprognosen – Prognosen zur Entwicklung der Stromversorgung und Einordnung der Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“. Darin wurden verschiedene Energieszenarien der letzten vier Jahre miteinander verglichen. Die meisten der darin genannten Szenarien stammen aus dem Jahr 2010. Der Fokus in der bdew-Studie lag auf dem Thema Stromversorgung.

Die hier vorgenommene Auswertung verschiedener Szenarien rückt die Wärmeentwicklung in den Mittelpunkt, speziell das Thema erneuerbare Energien und Fernwärmeentwicklung. Um aus der Vielzahl bestehender Studien einen breiten Ausschnitt an relevanten Studien zu erhalten, wurden die Szenarien nach folgenden Kriterien bewertet und anschließend eine Auswahl für die Auswertung getroffen:

- Grundvoraussetzung: der Sektor Wärmeversorgung wird berücksichtigt
- Verschiedene Auftraggeber (BMU, BMWi, NGO, etc.)
- Szenario eher pro / eher contra KWK
- Szenario mit / ohne Fokus erneuerbare Energien
- Zielszenarien und Referenzprognosen

Aufgrund dieser Kriterien fiel die Auswahl auf folgende Studien:

- Energiereport V (bis 2030) im Auftrag des BMWi vgl. IER, RWI, ZEW (2010)
- Leitszenario 2009 (bis 2050) im Auftrag des BMU vgl. DLR, IfnE (2009)
- Leitszenario 2010 (bis 2050) im Auftrag des BMU vgl. DLR, IWES, IFNE (2010)
- Szenarien zum Energiekonzept (bis 2050) im Auftrag des BMWi und BMU vgl. Prognos, EWI, GWS (2010)
- Modell Deutschland (bis 2050) im Auftrag des WWF vgl. Prognos, Öko-Institut (2009)

Prinzipiell ist zu erwähnen, dass aufgrund der politischen Entwicklungen im Frühjahr 2011, ausgelöst durch die Natur- und Atomkatastrophe in Japan und Fukushima, viele Szenarien mittlerweile wieder veraltet sind, da sie verschiedene Annahmen zur Laufzeitverlängerung beinhalten. Da sich die Szenarienauswertung jedoch sehr auf das Thema Wärme und Fernwärme konzentriert, spielt diese Diskussion eine eher untergeordnete Rolle. Das zeigen beispielsweise die Energiekonzeptsszenarien, bei denen verschiedene Laufzeitverlängerungsoptionen bewertet wurden, deren Veränderungen im Wärmebereich jedoch marginal sind.

Kurzportraits der ausgewählten Szenarien sind im Anhang zu finden.

2.4.2 Szenarienvergleich

Alle Szenarien gehen von einer deutlichen **Reduzierung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme** aus (Referenzszenario zwischen minus 30 % bzw. minus 40 %, in den Zielszenarien zwischen minus 40 % bis minus 70 %). Besonders deutlich reduziert sich in den Energiekonzeptsszenarien wie beim Modell Deutschland der Endenergiebedarf für Raumwärme im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) (Rückgang um bis zu 95 %). Aber auch im Sektor Private Haushalte kommt es in den Szenarien zu deutlichen Energiebedarfsreduzierungen, beispielsweise beim Energiekonzept um 60 %. Der Wärmeverbrauch geht somit jährlich um rd. 0,7 % bis 1,8 % pro Jahr zurück. Der Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme liegt im Jahr 2050 den Szenarien zufolge zwischen 1600 und 3600 PJ.

Der **Endenergiebedarf zur Raumwärme** wird auch dadurch gekennzeichnet sein, dass sich der spezifische Bedarf deutlich reduziert (von derzeit rd. 150 bis 160 kWh/m²a auf 20 bis 70 kWh/m²a im Jahr 2050), trotz absolut steigendem Wohnflächenbedarfs. Durch die energetische Gebäudesanierung und durch die Heizungsoptimierung sollen diese Einsparungen großflächig erreicht werden. Das bedeutet gleichzeitig, dass Anschlusswerte in Leistung und Energieverbrauch pro Hausanschluss ebenfalls deutlich rückgängig sein werden. Das zeigen auch die Szenarien im Zusammenhang mit der Entwicklung der **Fernwärme**. In den meisten Szenarien geht der Fernwärmeabsatz zurück, lediglich im Leitszenario 2009 und 2010 nimmt der Anteil der leitungsgebundenen Wärme deutlich zu. Das liegt vor allem daran, dass hier der Ausbau kleiner, räumlich begrenzter Fernwärmesysteme auf Basis erneuerbarer Energien sehr stark berücksichtigt wird (von derzeit rd. 127 PJ auf 721 PJ im Jahr 2050). Mit welchen Energieträgern diese Mengen erreicht werden, wird weiter unten beschrieben. Im Leitszenario 2010 (S. 30) ist als Folge der Annahme des massiven Ausbaus von Wärmesystemen auch in ländlichen Gebieten folgende Aussage enthalten: *„Für die Wärmeversorgung über Nah- und Fernwärmenetzen muss mit zusätzlichen Leitungsverlusten von Wärme gerechnet werden.“*

Im Leitszenario wird also eine deutliche Unterscheidung zwischen Nahwärme aus erneuerbaren Energien und fossiler Fern- und Nahwärme (unterteilt in Fernwärme KWK, Nahwärme- und Objekt-KWK und Heizwerke) gemacht. Auch in der aktualisierten Fassung der Leitstudie 2011 wird dargestellt, dass Fern- und Nahwärme aus fossil befeuerten Heizkraftwerken bis 2050 von heute rd. 330 PJ auf 243 PJ absinkt. Beim 100 % EE-Szenario des Leitszenarios 2010 sinkt dieser Anteil fossiler Fern- und Nahwärme sogar auf 51 PJ im Jahr 2050.

Im Referenzszenario des „Modell Deutschland“ geht der Fernwärmeanteil um rd. 40 % zurück, beim Innovationsszenario um fast 80 %. Auch in den Energiekonzeptszszenarien sinkt der Endenergieabsatz in PJ der Fernwärme deutlich ab (von 1,1 % bis 1,9 % pro Jahr). Allerdings wird in beiden Szenarien gleichzeitig darauf verwiesen, **dass die fernwärmebeheizte Wohnfläche insgesamt zunimmt**. Der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch im Sektor PHH bleibt bis 2050 somit nahezu konstant.

Das heißt, sowohl im Modell Deutschland als auch in den Energiekonzeptszszenarien wird davon ausgegangen, dass durch den Rückgang des spezifischen Heizenergiebedarfs zwar insgesamt weniger Fernwärme in PJ verbraucht wird, allerdings die Anzahl der Hausanschlüsse zunimmt, um mehr Fläche mit Fernwärme versorgen zu können. Im Bericht zu den Energiekonzeptszszenarien (S. 34 f) wird zudem festgehalten: *Durch die unterschiedlichen Energieeinsparraten in den Sektoren verschiebt sich die Struktur der Fernwärmennachfrage. Entfielen 2008 noch rund 36 % des Verbrauchs auf die Industrie, steigt dieser Anteil bis 2050 auf 47 % bis 57 %. Die Bedeutung des Sektors GHD als Fernwärmennachfrager geht im selben Zeitraum von knapp 30 % auf 13 % zurück.*

Die **erneuerbaren Energien sollen in der Wärmeversorgung** einen bedeutenderen Stellenwert erhalten. So steigt der absolute Anteil der erneuerbaren Energien in allen Szenarien deutlich an, je nach Szenario wird der Anteil verdoppelt oder verdreifacht. In der relativen Betrachtung des Endenergieverbrauchs Wärme steigt der Anteil erneuerbarer Energien von derzeit rund 9 % auf bis zu 20 % bzw. über 50 % je nach Szenario im Jahr 2050 an. Im Leitszenario, bei dem der Ausbau der erneuerbaren Energien im Mittelpunkt steht, werden sowohl absolut als auch relativ die höchsten Anteile erneuerbarer Energien erreicht (Abbildung 2-6).

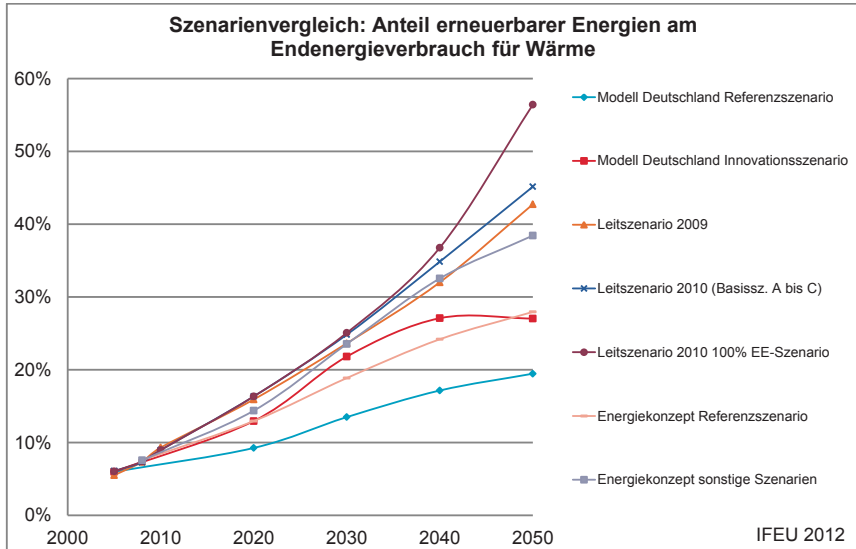


Abbildung 2-6: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme)

Interessant ist, dass in den Energiekonzeptsszenarien ein größeres Wachstum angenommen wird als im Modell Deutschland Innovationsszenario. Das Innovationsszenario vereint das ambitionierteste Szenario bzgl. Wärmebedarfsentwicklung mit dem restriktivsten Ausbau der erneuerbaren Wärme. Der absolute Anteil erneuerbarer Wärme geht nach 2030 sogar zurück.

Das liegt vor allem an den unterschiedlichen Annahmen zum Zubau verschiedener **erneuerbarer Energiefraktionen**. Während beim Modell Deutschland Innovationsszenario die **Biomasse** an Relevanz abnimmt (Biomassekapazitäten gehen in den Sektor Verkehr), gewinnt sie im Leitszenario 2010 und in den Energiekonzeptsszenarien deutlich an Gewicht. In den Energiekonzeptsszenarien ist die Biomasse mit mehr als 50 % der wichtigste erneuerbare Energieträger, gefolgt von Solarthermie und Umweltwärme. Beim Leitszenario gewinnen vor allem in den letzten zwei Dekaden bis 2050 die Umweltwärme und Solarthermie einen gleich wichtigen Stellenwert wie die Biomasse. Der hohe Anteil der Umweltwärme im Spektrum der Erneuerbaren im Modell Deutschland lässt vermuten, dass der Fernwärmeanteil im Innovationsszenario deutlich an Relevanz verliert, gleichzeitig die Anzahl der Wärmepumpen in der Energieversorgung von Ein- und Zweifamilienhäusern deutlich zunimmt.

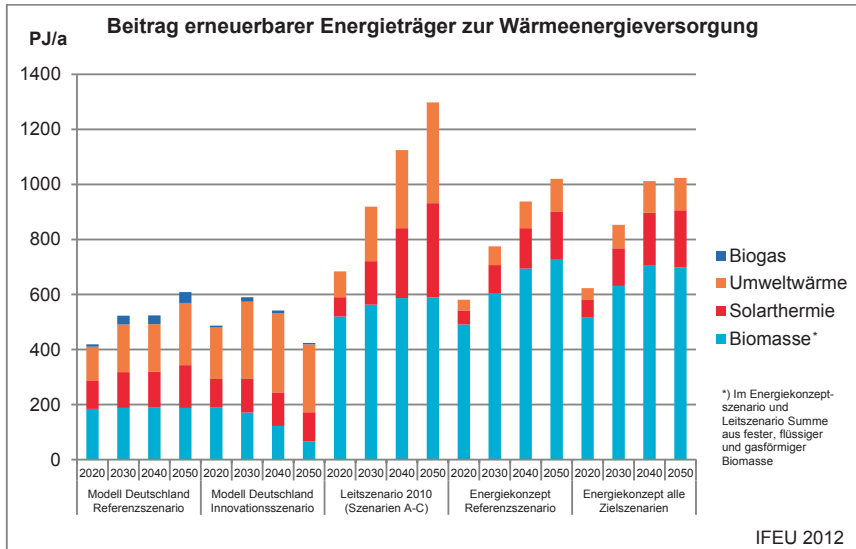


Abbildung 2-7: Beitrag erneuerbarer Energieträger zur Wärme-Endenergieversorgung in verschiedenen Szenarien

In den Leitszenarien 2010 werden Umweltwärme und Solarthermie durch die technische Weiterentwicklung einen wesentlichen Beitrag zur Wärmeversorgung beitragen. In der Leitstudie 2011 werden rd. 670 PJ im Jahr 2050 durch Biomasse, Geothermie und Solarthermie in Nahwärmenetzen für Raum- und Prozesswärme sowie Warmwasser zur Verfügung gestellt.

Im Leitszenario heißt es: „Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Wärmesektor kann nicht nur auf Biomasse in KWK-Anlagen setzen. Wichtig werden zukünftig Solarthermie und Erdwärme. Deren Beitrag muss bis 2050 um das 20fache steigen, wenn im Jahr 2050 der EE-Anteil von 50% erreicht werden soll. Für dieses Ziel ist der Beitrag der Nahwärme wichtig. Hier muss es deutlich zu Steigerungen kommen.“

Im Rahmen der Szenarienauswertung wurde versucht, den **Anteil der erneuerbaren Energien in der Fernwärme** genauer zu beleuchten. Allerdings sind nicht in allen Szenarien Informationen zur Zusammensetzung der Fernwärme vorhanden. Die verfügbaren Informationen können wie folgt zusammengefasst werden:

Modell Deutschland Referenzszenario: Zukünftig wird Fernwärme zunehmend aus Abwärme, Biomasse und Solarthermie erzeugt. Der Gaseinsatz steigt bis 2030 noch um 16%, 2050 liegt er um 8% unter dem Niveau von 2005.

Modell Deutschland Innovationszenario: Der Energieträgermix verschiebt sich zu erneuerbaren Energien. Abwärme (2050 mit 38 PJ) ist der Energieträger mit dem höchsten Anteil (50%), gefolgt von Solarwärme mit 24 PJ (31%). Biomasse spielt nur übergangsweise eine Rolle und wird ab 2030 strategisch in den Verkehrssektor verschoben.

Leitszenario 2010: Der Anteil der Erneuerbaren an der Fernwärme nimmt deutlich zu. Von 31 % im Jahr 2005 steigt der Anteil auf 75 % im Jahr 2050 an. Der Ausbau wird bei allen

Energieträgern (Biomasse, Solarthermie und Geothermie) forciert, erfolgt jedoch eher im Bereich der Neuinstallation von Nahwärmenetzen.

- Verdoppelung der Biomasse in der Nah- und Fernwärme bis 2050 (auf rd. 350 PJ).
- Geothermie steigt von derzeit 2 PJ auf über 200 PJ an.
- Solarthermie in der Nah- und Fernwärme steigt von derzeit 1 PJ auf rd. 160 PJ an.
- Sonstige Energieträger (inkl. fossile) nehmen an Relevanz ab und erreichen im Jahr 2050 einen Anteil von rd. 25 % vom Endenergieabsatz der gesamten leitungsgebundenen Wärme.
- Die Nah- und Fernwärmeauskopplung aus KWK-Anlagen steigt bis 2030 an und sinkt danach bis 2050 wieder ab.

Energierreport: Der Anteil der Erneuerbaren an der Fernwärme liegt lt. Energierreport 2007 bei 17 %, bis 2030 steigt dieser auf 39 % an.

Energiekonzeptsszenarien: Hier steigt der Anteil der erneuerbaren Energien in der Fernwärme bis 2050 stark an (von 9 % im Jahr 2008 auf 37 % im Referenzszenario bzw. 47 % in den Zielszenarien im Jahr 2050), u.a. da der Endenergieverbrauch gedeckt durch Fernwärme insgesamt um über 20 % sinkt. In den Energiekonzeptsszenarien wird eine detaillierte Nah- und Fernwärmebilanz für alle Szenarien entwickelt (siehe folgende Abbildung).

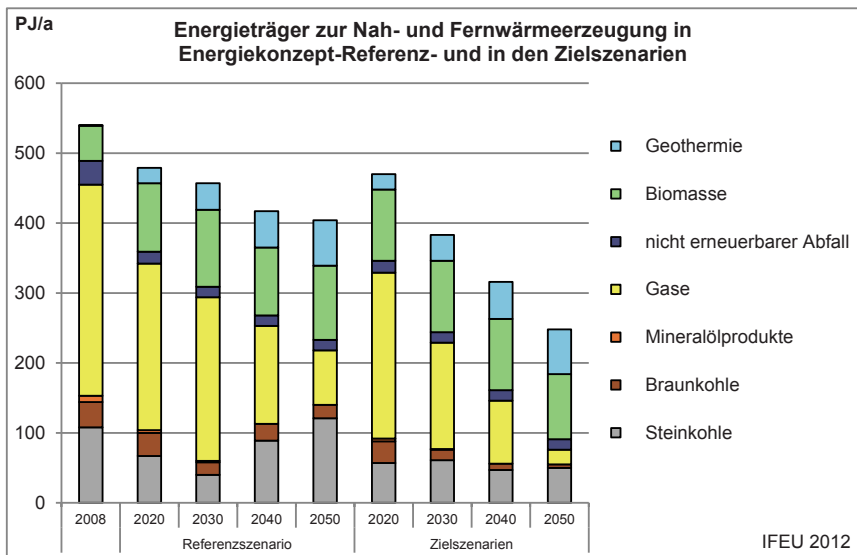


Abbildung 2-8: Verteilung der Energieträger zur Nah- und Fernwärmeerzeugung im Energiekonzept-Referenzszenario sowie in den Zielszenarien (Fernwärmebilanz umfasst auch Umwandlungs- und Verteilverluste, Werte der Zielszenarien liegen eng beisammen und wurden zusammengefasst)

- Der Biomasseanteil wird bis 2020 weitgehend ausgebaut (rd. 100 PJ) und hält sich danach relativ konstant.
- Geothermie wird sukzessive bis 2050 ausgebaut (von 0,7 auf 65 PJ bis 2050).
- Solarthermie in der Fernwärme hat keine Relevanz.

- Fernwärme aus Steinkohleheiz(kraft)werken geht bis 2030 deutlich zurück. Ab 2030 wird ein Wachstum angenommen, wodurch die Relevanz der Steinkohle in 2050 auf das heutige Niveau wieder ansteigt. Hier liegt die Annahme zugrunde, dass ab 2030 die CCS-Technologie eingesetzt werden kann. In den Zielszenarien hat Steinkohle lediglich den halben Anteil.
- Gas verliert im Referenzszenario als Fernwärmeenergieträger deutlich an Gewicht.
- Nicht erneuerbarer Abfall geht bis 2020 zurück auf 17 PJ (die Hälfte des Anteils im Jahr 2008) und hält sich bis 2050 nahezu konstant auf diesem Niveau.

In einer gemeinsamen Darstellung der Wärme aus erneuerbaren Energien, der Fernwärme und der erneuerbaren Energien in der Fernwärme (vgl. Abbildung 2-9) werden die deutlichen Unterschiede zwischen Energiekonzeptsszenarien und dem Leitszenario sichtbar. Der Anteil der erneuerbaren Energien in der Fernwärme nimmt zwar in allen Szenarien deutlich zu (42 % im Energiekonzept Referenzszenario im Jahr 2050 und bis 75 % im Leitszenario). Der massive Ausbau der leitungsgebundenen Wärme mit den angesetzten EE-Anteilen im Leitszenario kann nur durch den Bau von neuen Wärmenetzen mit entsprechenden Rahmenbedingungen (Temperatur etc.) erreicht werden. Über 50 % des Wachstums der leitungsgebundenen Wärme wird durch erneuerbare Wärme erreicht. Der Anteil der erneuerbaren Energien in der Fernwärme wird nicht separat quantifiziert. Der relative Anteil der KWK-Wärme an der leitungsgebundenen Wärme insgesamt nimmt aufgrund des großen Wachstums der Nahwärme ohne KWK deutlich ab.

Im Energiekonzeptsszenario wird die Erhöhung des EE-Anteils in der Fernwärme nur zu einem kleinen Teil durch den Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht. Der wesentliche Schub zur Verbesserung der Quote wird durch die Reduzierung des Fernwärmeabsatzes insgesamt erreicht.

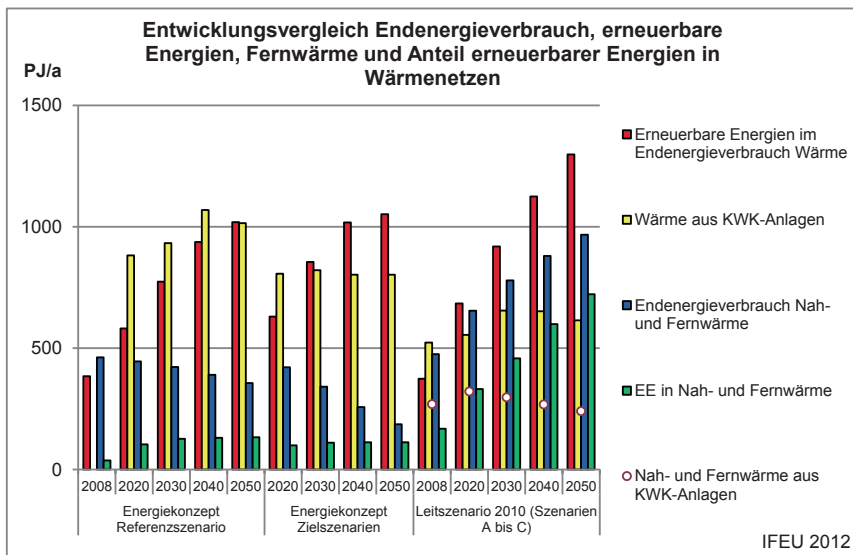


Abbildung 2-9: Entwicklungvergleich Endenergieverbrauch Wärme, Anteil erneuerbare Energien, Endenergieverbrauch Fernwärme und Anteil EE in der Nah- und Fernwärme

Wie sich die **Fernwärme aus KWK-Anlagen** entwickeln wird, wird in den Szenarien in sehr unterschiedlichen Tiefen behandelt. In den Aussagen muss deutlich unterschieden werden zwischen Wärme aus KWK-Anlagen insgesamt (inkl. Industrie etc.) und dem KWK-Anteil in der Fernwärme.

Das Leitszenario sieht sinkende Wärmemengen bei stark steigender Stromauskopplung aus KWK-Anlagen vor. Wärme aus KWK-Anlagen umfasst im Leitszenario die Fernwärme, Nahwärme, Objekt-KWK sowie die industrielle KWK für Prozesswärme.

Im Energiekonzept gibt es hinsichtlich der Erzeugerart der KWK-Wärme keine genaueren Aussagen, jedoch werden die Energieträger detailliert dargestellt.

- Wärme aus Steinkohle-KWK nimmt bis 2050 in allen Szenarien (in den Zielszenarien stärker als im Referenzszenario) deutlich zu, ab 2030 erfolgt die Erzeugung in CCS-Kraftwerken, Wärme aus Braunkohle-KWK sinkt.
- Erdgas als KWK-Energieträger gewinnt im Referenzszenario bis 2040 deutlich an Relevanz, sinkt in der letzten Dekade deutlich ab. In den Zielszenarien steigt der Erdgasanteil ebenfalls bis 2030 an, danach sinkt er bis 2050 sukzessive auf 0. Begründet wird dieser Rückgang aufgrund der geringeren Wirtschaftlichkeit von Erdgas gegenüber Steinkohle.
- Für erneuerbare Energien werden in allen Szenarien (Referenz und Ziel) gleiche Ausbauraten angenommen. Die Biomasse trägt den Großteil des KWK-Potenzials, während der Geothermie das stärkste KWK-Wachstum unterstellt wird.

Wie viel Wärme aus KWK-Anlagen letztendlich auch für die Fernwärme zur Verfügung steht, wird im Leitszenario 2010 und im Energiereport auch zahlenmäßig angegeben. Im Energiereport wird Wärme aus öffentlichen KWK-Anlagen für Fernwärme quantifiziert. Demnach steigt die Fernwärmeproduktion aus KWK-Anlagen (Sekundärenergie) von 274 PJ im Jahr 2007 auf 321 PJ im Jahr 2030 an. Die Bereitstellung der Fernwärme im Jahr 2007 erfolgte lt. Energiereport zu rd. 85 % aus KWK-Anlagen, dieser Anteil wird auch 2030 erreicht. Der Zuwachs an KWK-Wärme ist vor allem auf die verstärkte Nutzung von Erdgas-, Biomasse- und Müll-HKW zurückzuführen. Kohlebefeuerte HKW werden sukzessive durch Erdgas-KWK-Anlagen ersetzt (Anteil an der Wärme 2030 liegt bei 24 %).

Im Leitszenario 2010 steigt der Anteil der KWK-Wärme in der Fern- und Nahwärme bis 2020 deutlich an (320 PJ) und sinkt danach wieder ab, bis 2050 das Niveau von 240 PJ erreicht wird. Aufgrund des starken Wachstums der Fernwärme im Leitszenario (Basiszenarien A bis C) wird der heutige KWK-Anteil in der Fernwärme von rd. 57 % bis 2050 auf rd. 25 % reduziert. Laut Leitstudie 2010 wird es notwendig sein, die KWK insgesamt zu flexibilisieren (z.B. durch Wärmespeicher), um auf die fluktuierenden Stromeinspeisemengen aus den erneuerbaren Energien reagieren zu können. Entsprechende technische und ökonomische Anreize müssen entwickelt werden, um mittel- und langfristig die KWK flexibler gestalten zu können.

2.4.3 Fazit aus der Szenarienauswertung

Verdichtung und Erweiterung

Aufgrund des stark sinkenden Endenergiebedarfs für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme wird lt. den Szenarien auch der Fernwärmeabsatz absolut sinken. Gleichzeitig wird in den Szenarien aber auch davon ausgegangen, dass die Zahl der Fernwärmerversorgten Wohnfläche deutlich ansteigt. So sollen wegfallende Kapazitäten aus der Gebäudesanierung zum Teil durch Neuanschlüsse kompensiert werden.

Systemanpassung in der Fernwärme

Um die Verdichtung und Erweiterung der Fernwärme ökonomisch und ökologisch sinnvoll auch bei geringerer Wärmedichte nach durchgeführter Sanierung gestalten zu können, ist ein Strukturwandel in der Fernwärme notwendig. Hausanschlüsse mit geringeren Wärmeabsatzkapazitäten, geringeren Temperaturen und geringeren Verlusten insgesamt müssen langfristig für Fernwärmebetreiber und für Kunden wirtschaftlich möglich sein. Mit dieser Thematik beschäftigt sich u.a. das Forschungsvorhaben „Entwicklung eines wirtschaftlichen Fernwärmehausanschlusses für kleine Wärmeleistungen“ des AGFW.

Bei einer so drastischen Reduzierung des Endenergiebedarfs für Raumwärme bietet sich die Möglichkeit, die Temperaturniveaus umfassend zu reduzieren, da zunehmend Niedertemperaturheizsysteme (z.B. Flächenheizungen) eingesetzt werden. Inwiefern für die Trinkwarmwasserbereitung noch bestimmte Temperaturen notwendig sein werden, um hygienische Voraussetzungen einhalten zu können, wird durch weitere technische Innovationen bestimmt. Lediglich in Modell Deutschland wird ausgeführt, welche Energieträger in Zukunft für welche Systeme (zentral oder dezentrale Trinkwarmwasserbereitung) eingesetzt werden. Direkt elektrische Warmwasserbereiter verlieren demnach stark an Bedeutung, Solarthermie und Wärmepumpen werden wichtiger und die Anzahl der zentralen Trinkwarmwassersysteme nimmt deutlich zu.

Da jedoch die Nachfrage nach Fernwärme deutlich in den Industriesektor mit Prozesswärme (höhere Temperaturanforderungen) verschoben wird, kommt es ggf. zu einer großen Bandbreite der Anforderungen an die Fernwärme.

Steigende Verteilverluste der Fernwärme trotz ambitionierter Effizienzmaßnahmen

Aufgrund der geringeren Wärmedichten, der größeren Anzahl der Anschlüsse und der steigenden Leitungslänge bei sinkendem Wärmeabsatz werden die relativen Verteilverluste steigen. Gleichzeitig ist es aber notwendig, Maßnahmen zur Reduzierung dieser Verteilverluste umzusetzen. Diese Maßnahmen sind Teil der Systemanpassung der Fernwärme und umfassen beispielsweise

- Wärmespeicherung,
- Reduzierung von Vor- und Rücklauftemperaturen,
- Betriebsoptimierung der Netze.

Erneuerbare Energien in der Fernwärme mit breitem Energieträgermix werden zunehmen

Zwar wird aus den verschiedenen Szenarien nicht eindeutig sichtbar, welche erneuerbaren Energien wie stark zur Fernwärmeproduktion eingesetzt werden. Sehr wahrscheinlich ist, dass die Biomasse eine zunehmend tragende Rolle spielen wird. Es ist aber auch die Tendenz erkennbar, dass ein breiter Energieträgermix (Biomasse, Solarthermie, Geothermie) benötigt wird.

Weiterhin ist erkennbar, dass sowohl der EE-Anteil in der Fernwärme zunimmt, als auch der EE-Anteil insgesamt im Wärmemarkt durch den Aus- und Zubau von kleinen Nahwärmenetzen, die ausschließlich oder überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden.

Technische und ökonomische Voraussetzungen für flexible KWK-Anlagen müssen geschaffen werden

Aufgrund der steigenden fluktuierenden Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien werden Stromkapazitäten aus KWK-Anlagen zunehmend flexibel benötigt. In den meisten Sze-

narien wird deshalb davon ausgegangen, dass die KWK flexibler wird, beispielsweise durch den Einsatz von Wärmespeichern aber auch durch entsprechende ökonomische Anreize. Lediglich im Modell Deutschland wird weiterhin davon ausgegangen, dass KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben werden.

Exkurs: Endenergiebedarf für Kälte und Kühlung

In allen Szenarien wird darauf hingewiesen, dass zukünftig der Energiebedarf für Kühlung und Klimatisierung von Gebäuden deutlich ansteigen wird. Vor allem in Dienstleistungssektor wird die Ausstattung dahingehend ansteigen, obwohl in den Szenarien häufig auch angenommen wird, dass der zusätzliche Kühlbedarf durch bauliche Optimierungen begrenzt wird. In den Szenarien werden folgende Annahmen bzgl. der Entwicklung des Endenergiebedarfs für Kühlung und Klimatisierung getroffen:

Energiekonzept-Szenarien: Trotz angenommener Effizienzsteigerungsmaßnahmen der Neuanlagen verdreifacht sich der Energieverbrauch für Klimatisierung. Zunahme des Energieverbrauchs für Kühlen und Lüften: Referenzszenario: 190%, Zielszenarien: 170%

Modell Deutschland: Aufgrund der steigenden Kühlgradtage kommt es zu einer verstärkten Nachfrage nach Gebäudekühlung und Raumklimatisierung. Der Rückgang des Stromverbrauchs von Elektrogeräten wird deshalb teilweise durch die Ausweitung der Raumklimatisierung kompensiert. Im Jahr 2050 werden rund 15 % des von den privaten Haushalten bezogenen Stroms für Kühlung eingesetzt (15,9 TWh/a, 2005 nur rd. 0,2 TWh/a). Kühlen und Lüften nimmt auch im GHD-Sektor stark zu: von 65 PJ auf 215 PJ im Jahr 2050.

Leitszenario 2010: Der wachsende Stromverbrauch für Klimatisierung ist insgesamt von Bedeutung.

Energierport: Insgesamt wird die steigende Stromnachfrage mit der steigenden Anzahl der Haushalte, zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen, verstärkter Anwendung von Informations- und Kommunikationstechnologien sowie zunehmenden Kälte- und Klimatisierungsbedarf sowie der Elektromobilität begründet.

3 Technische Grundlagen der EE-Einbindung in Fernwärmesysteme

Die Integration von EE in ein Fernwärmesystem ist komplex und bezüglich der rein technischen Rahmenbedingungen wie

- **Erhaltung und Verbesserung der Gesamteffizienz des Versorgungssystems** (Erzeugerstruktur, KWK-Stromerzeugung, Aufteilung in Grund- und Spitzenlastabdeckung, Pumpstromaufwand, Temperaturanforderungen) und
- **Gewährung der Versorgungssicherheit** (Temperatur- und Druckanforderungen, Speicherkapazitäten)

eine Herausforderung für die Fernwärmeversorger. Anlagen auf Basis EE müssen sinnvoll in den bestehenden Erzeugerpark integrierbar sein, was ihr Produkt (Wärme/Strom; Grundlast/Spitzenlast), ihr verfügbares Temperaturniveau, ihre Leistungsklasse, ihre Logistik, ihren Standort im Fernwärmesystem und somit auch ihre Integrationsfähigkeit in das System betrifft. In diesem Kapitel werden daher technische Möglichkeiten zur Einbindung erneuerbarer Energien in bestehende Fernwärmesysteme aufgezeigt sowie die verschiedenen EE-Energieträger hinsichtlich ihrer Integrationspotenziale bewertet (Kapitel 4).

3.1 Erzeugertechnik und Einspeisepunkte

Zur Wärmeerzeugung für Fernwärmenetze kommen in der Regel mindestens zwei unterschiedliche Typen von Erzeugungsanlagen zum Einsatz: Grund- und Spitzenlastanlagen. Die Grundlastanlagen werden im Idealfall so betrieben, dass ca. 25 % - 30 % der Höchstlast abgedeckt und rd. 60 % - 70 % der Jahresarbeit erzeugt werden können. In großen, gewachsenen Fernwärmenetzen kommen meist mehr als zwei Erzeugungsanlagen zum Einsatz. Fernwärmespitzenlast wird in Deutschland i.d.R. mit Gaskesseln, zum Teil auch mit Kohle- oder Ölkesseln oder mit KWK-Anlagen erzeugt. In der Grundlast finden sich Anlagen mit niedrigen spezifischen Wärmegestehungskosten wie z.B. Abwärmeeinspeisung aus der Müllverbrennung oder aus der Industrie bzw. KWK-Anlagen mit denen zusätzlich Stromerlöse erwirtschaftet werden.

Bei der EE-Einspeisung, insbesondere Energien mit hoher Volatilität (z.B. solarthermisch erzeugte Wärme oder Überschusswindstrom), werden die übrigen im Fernwärmenetz eingebundenen Erzeugungsanlagen beeinflusst. Dies stellt gewisse Anforderungen an die **Flexibilität** dieser Anlagen.

Neben der Art und Anzahl der Erzeugungsanlagen ist auch die **räumliche Verteilung** der Erzeugerstandorte ein wichtiges Charakteristikum für ein Fernwärmenetz. An jedem Standort können mehrere Erzeugungsanlagen vorhanden sein. Große Fernwärmenetze besitzen oft ein bis zwei zentrale Haupterzeugerstandorte und weitere Standorte für Spitzenlastheizwerke in bestimmten Netzgebieten. Die Aufgabe von Heizwerken in bestimmten Netzteilen (mehrzentrische Erzeugung) ist einerseits die Abdeckung der Netzspitzenlast in MW, andererseits aber die Stützung der Hydraulik, wenn Engpässe in Hauptzuleitungen zu bestimmten Netzgebieten existieren. Im Rahmen dieser Untersuchung werden für verschiedene Konstellationen von Erzeugerstandorten die in Abbildung 3-1 schematisch erläuterten Bezeichnungen verwendet.

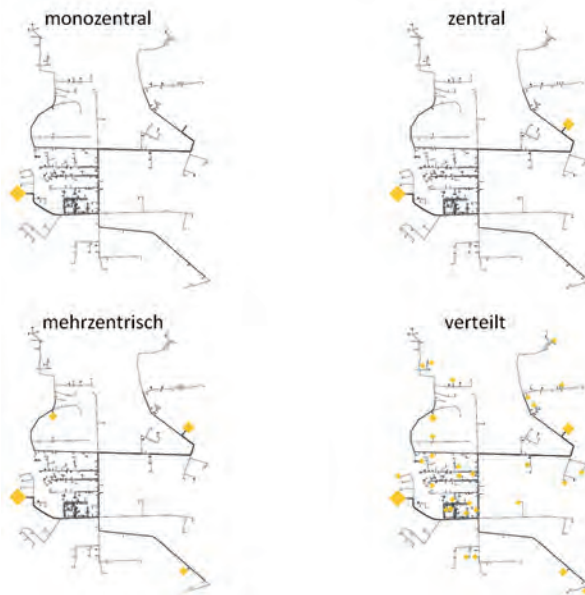


Abbildung 3-1: Monozentrale, zentrale, mehrzentrische und verteilte Einspeisung

Werden **neue Erzeugungsanlagen** in ein bestehendes Fernwärmenetz integriert, ist es in der Regel am unproblematischsten, die neue Anlage an einem **bestehenden Standort** in ähnlicher Größe einzubinden. Das Nennweitengerüst des Netzes und die Regelstrategie der Pumpen können in solchen Fällen beibehalten werden. Bestehende Infrastrukturen können weiter genutzt werden (z.B. Anbindung ans Stromnetz für KWK-Anlagen, zentrale Einspeisepumpen, etc.).

Werden **zusätzliche Erzeugungsanlagen an neuen Standorten** errichtet, ist eine detaillierte Prüfung der Machbarkeit erforderlich. Wichtige Kriterien sind hierbei

- eine zur Vorlauftemperatur im Bestandsnetz passende Temperatur der neuen Erzeugungsanlagen
- die räumliche Nähe zum bestehenden Fernwärmenetz
- eine ausreichende Nennweite für die einzuspeisende Leistung aus der neuen Erzeugung
- der am neuen Standort aufzubringende Differenzdruck für die Einbindung
- eine hydraulische Prüfung der Versorgungssituation bei Einbindung aus den verschiedenen Standorten
- eine neue Regelstrategie

sowie eine Vielzahl weiterer Voraussetzungen wie z.B. Flächenbedarf, evtl. Anbindung ans Verkehrs-, Strom- oder Gasnetz, Immissionsituation, etc.

3.2 Temperatur und Druck

Wesentliche Betriebsparameter eines Wärmenetzes sind die Temperatur- und Druckniveaus. Beide Parameter sind von der zu lösenden Versorgungsaufgabe, also der Kundenlast und der Netztopologie bestimmt. Dies wird durch den Zusammenhang

$$\Delta Q/\Delta t = \Delta m/\Delta t \times c_p \times (T_{VL} - T_{RL})$$

wiedergegeben, worin die zu erwärmende und zu verteilende Wassermenge $\Delta m/\Delta t$ die Druckverhältnisse mit abbildet, da sich (bei gleichbleibender Netzlänge) der Druckverlust proportional zum Quadrat der Strömungsgeschwindigkeit verhält.

Die **Vorlauftemperatur** (T_{VL}) wird nach Kriterien wie Kundenbedürfnisse, Netzkapazität, Erzeugungsmöglichkeiten und Temperaturbeständigkeit der Rohrleitungen gewählt. In der Regel wird die Vorlauftemperatur gleitend gefahren und im Sommer abgesenkt¹¹. Eine Absenkung der Netztemperaturen verringert die Wärmeverluste, zumal die Wassermwälzung entsprechend hoch bleibt. Die Untergrenze für eine mögliche Temperaturabsenkung im Vorlauf liegt bei rund 65-70 °C, wenn beim Kunden die zur Legionellen-Prophylaxe geforderten 60 °C für die Trinkwarmwassererwärmung sichergestellt werden sollen.

Die **Rücklauftemperatur** (T_{RL}) wird nicht vom Netzbetreiber, sondern durch Typ, Qualität und Betriebsweise der Wärmeverteilsysteme auf Kundenseite (inklusive Übergangsstation) bestimmt. Abbildung 3-2 zeigt für ein Beispielnetz Messwerte des über der Außentemperatur aufgetragenen Verlaufs von Vor- und Rücklauftemperatur (Stundenwerte). Während die Rücklauftemperatur ganzjährig bei etwa 65-70 °C liegt, wird die Vorlauftemperatur von maximal 110 °C im Höchstlastfall bis auf 70-75 °C im Sommer geregelt.

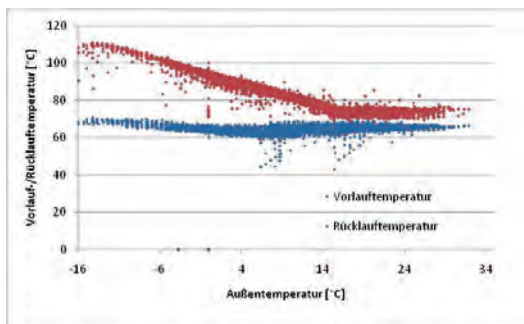


Abbildung 3-2: Vor- und Rücklauftemperaturen in einem gleitend gefahrenen Netz

Um das Wärmeträgermedium von der Erzeugungsanlage zu den Kunden zu bewegen, müssen die Netzpumpen den Druckverlust des Fernwärmesystems aufbringen. Der **Differenzdruck** muss ausreichen, um auch den kritischen Kunden (die i.d.R. längste Wegstrecke zu diesem Kunden verursacht die größten Druckverluste) sicher zu versorgen. Um dies zu ge-

¹¹ Je nach Ausgestaltung der Erzeugungsanlage kann eine Fernwärmeauskopplung auf niedrigem Temperaturniveau die Möglichkeit eröffnen, die Stromerzeugung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu erhöhen. Dies ist neben der Reduzierung der Netzverluste und der ganzjährig guten Durchströmung ein weiterer Grund, die Vorlauftemperatur gleitend zu fahren.

währleisten, muss der Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf beim kritischen Kunden etwa 0,5 - 1 bar betragen.

Der maximal zulässige Betriebsdruck eines Netzes ist im Wesentlichen bestimmt durch die Druckfestigkeit des schwächsten Gliedes (z.B. bei direkten Kundenanschlüssen Wärmeübertrager im zu beheizenden Kundenraum, Regelelemente an der Kundenstation, Netzeinbauten wie Armaturen). Der maximale Druck tritt in der Regel beim Einspeiser oder an einem Tiefpunkt in der Nähe des Einspeisers auf.

Um ein Ausdampfen des Fernwärmenetzes auch bei Ausfall der Netzpumpen zu vermeiden, wird mit Hilfe eines Druckhaltungssystems ein Ruhedruck erzeugt. Er wird bei einer dynamischen Druckhaltung von Druckhaltungspumpen und Überströmventilen geregelt, zusätzlich dienen Ausdehnungsbehälter zur Volumen Anpassung. Die Netzpumpen bauen zur Erzeugung des Betriebsdrucks (bei Rücklaufdruckhaltung) auf dem Ruhedruck auf. Abbildung 3-3 zeigt den Druckverlauf zwischen Erzeugung und kritischem Kunden für ein vereinfachtes Liniennetz mit einem Ruhedruck von 2 bar.

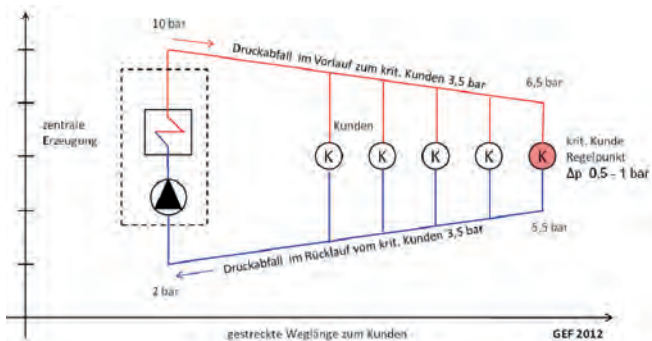


Abbildung 3-3: Druck-Weg-Diagramm für ein vereinfachtes Liniennetz mit einer Netzpumpe

Am Erzeugerstandort bringt die Netzpumpe die Förderhöhe von 8 bar zwischen Ruhedruck und maximalem Betriebsdruck auf. Zur Netzpumpenregelung wird der Differenzdruck beim kritischen Kunden ständig gemessen und die Pumpenleistung entsprechend angepasst. Bei komplexen Netzen mit mehreren zentralen Einspeisern und somit mehreren Netzeinspeispumpen verschiebt sich der kritische Kunde u.U. je nach Last-, Lastverteilungs- und Einspeise-Situation.

Speisen mehrere Pumpen in das Fernwärmenetz ein, ist ein Einspeiser mit seiner Pumpe für die Aufbringung des Differenzdrucks am kritischen Kunden verantwortlich (differenzdruckge-regelte Pumpe). Der für die Aufrechterhaltung des Differenzdrucks verantwortliche Einspeiser variiert entsprechend der Lastanforderungen im Netz die eingespeiste Wärmemenge. Alle weiteren Pumpen und Einspeiser werden mengengeregt. Bei lastsensiblen Erzeugern (z.B. BHKW-Motoren mit schlechtem Teillastverhalten) kann ein Speicher als hydraulische Weiche vor der Einspeisung zwischengeschaltet werden.

Bei mehreren Pumpen kann es in Teilen des Netzes zur Umkehr der Strömungsrichtung im Vorlauf kommen, so dass die Pumpen jeweils einen bestimmten Teil des Netzes versorgen und nach einem gemeinsamen Regelkonzept geregelt werden müssen (s. Abbildung 3-4).

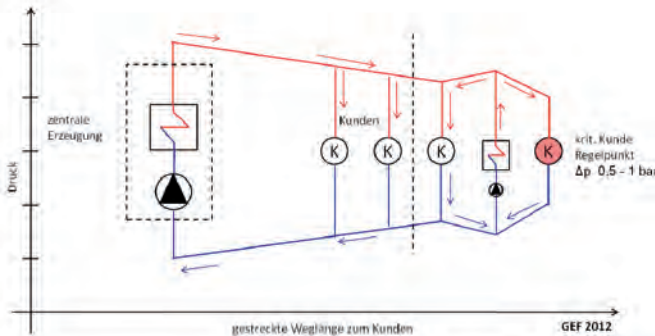


Abbildung 3-4: Druck-Weg-Diagramm für vereinfachtes Liniennetz mit zwei Netzpumpen

Die Pumpenregelung in komplexen Netzen erfordert vom Netzbetreiber gute hydraulische Kenntnisse seines Netzes für die verschiedenen Einspeisesituationen. Bei Fehlern in der Regelung kann es beispielsweise in Maschennetzen zum Auftreten von Zirkulationsschleifen und „kalten Pfropfen“, kurz: zu Versorgungsproblemen, kommen. Um die Pumpenregelung beherrschbar zu halten, sind die Betreiber von Fernwärmenetzen bestrebt, die Anzahl der Einspeisepumpen begrenzt zu halten.

3.3 Räumliche Verteilung der Einspeisung

Werden zusätzliche (konventionelle oder EE)-Erzeugungsanlagen an neuen Standorten in ein bestehendes Fernwärmenetz integriert, hat dies Auswirkungen auf eine Vielzahl von Betriebsparametern. Diese werden sehr stark von den Gegebenheiten des jeweiligen Netzes geprägt, so dass allgemeine Aussagen schwierig sind.

Um das mögliche Spektrum von Auswirkungen grob zu skizzieren, werden für ein fiktives Bestandsfernwärmenetz mit dem hydraulischen Simulationswerkzeug sisHYD Modellrechnungen für verschiedene Fälle der räumlichen Verteilung der Einspeisung durchgeführt. In der Praxis sind für Änderungen der Betriebsweise eines Fernwärmenetzes i.d.R. umfangreichere hydraulische Simulationen empfehlenswert, um sicherzustellen, dass die Fernwärmeversorgung funktionsfähig bleibt.

Rahmenbedingungen der Simulation: Das Nennweitengerüst des fiktive Fernwärmenetzes ist auf eine mehrzentrische Einspeisung angepasst. Die mehrzentrische Einspeisung wird als Basisfall gewählt, weil diese Einspeisesituation in großen Bestandsnetzen häufig vorkommt. Diese Netze sind oft über Jahrzehnte gewachsen. Für größere Ausbauprojekte werden i.d.R. zusätzliche Standorte erforderlich, wenn die bestehenden Trassen ihre Transportkapazität vollständig ausgeschöpft haben. Für das mehrzentrische Beispielnetz werden neben der mehrzentrischen Einspeisung (4 Einspeiser) auch monozentrale (1 Einspeiser), zentrale (2 Einspeiser) und verteilte Einspeisung (33 Einspeiser à 100 kW) simuliert – je einmal für eine Höchstlastsituation und einmal für eine Teillastsituation (Lastfaktor 15 %). Es wird angenommen, dass die Netztemperaturen gleitend gefahren werden mit T_{VL} 110 °C / T_{RL} 60 °C in Höchstlastfall (Winter) und T_{VL} 90 °C / T_{RL} 60 °C im Teillastfall (Sommer).

Die Simulationen liefern Ergebnisse zu den folgenden Fragen:

- Wie verändern sich die Netzverluste? Welche Betriebsweise ist bezogen auf die Wärmeverluste im Netz effizienter?

- Wie verhält sich der Temperaturabfall im Netz? Welcher Kunden wird jeweils mit der niedrigsten Vorlauftemperatur versorgt?
- Wie verändert sich die Durchströmung des Netzes (Massenstrom)?
- Wie verändert sich die Pumpstromleistung? Welche Betriebsweise verbraucht mehr, welche weniger Pumpstrom?
- Wie ändert sich die Lage des kritischen Verbrauchers? Eine Änderung des kritischen Verbrauchers erfordert eine Anpassung des Regelungskonzeptes und der dazugehörigen Messtechnik. Die Lage des kritischen Kunden muss für jede Last- und Einspeisesituation zumindest annähernd bekannt und ausreichend messtechnisch erfasst sein.

Die Simulationsergebnisse gelten für den berechneten Beispielfall. Sie sind **nicht generell** auf andere Netze und andere Einspeisesituationen **übertragbar**. Die Ergebnisse werden neben der Netztopologie stark davon bestimmt, welche Einspeiser wo welche Leistung einspeisen und welche Kunden wo wie viel Wärme verbrauchen. Die Beispielrechnungen erlauben es jedoch, einige grundsätzliche Aspekte qualitativ zu verdeutlichen.

Tabelle 3-1 zeigt die Ergebnisse für den Simulationen im Höchstlastfall. Die Basisparameter der Simulation (Trassenlänge, Nennweitengerüst, Leitungsdämmung, Temperaturniveau, Gesamt-Einspeiseleistung) sind in allen Höchstlastfällen identisch. Am Ende der Tabelle werden die vier Fälle zur räumlichen Verteilung qualitativ an Hand der Kriterien Wärmeverluste, Pumpstrombedarf, Versorgungssicherheit und Regelung verglichen.

Tabelle 3-1: Simulationsergebnisse Höchstlastfall und Bewertung

Höchstlastfall		monozentrale Einspeisung	zentrale Einspeisung	mehrzentrische Einspeisung	verteilte Einspeisung
Trassendimensionierung		Trassendimensionierung für mehrzentrische Einspeisung			
Einspeiser großer Leistung		72 MW	47 MW	47 MW	47 MW
Einspeiser mittlerer Leistung			25 MW	15 MW + 5 MW + 5 MW	14 MW + 4 MW + 4 MW
Einspeiser kleiner Leistung					je 29 x 100 kW
Simulation Höchstlastfall					
Basisparameter					
Trassenlänge	km	29,6	29,6	29,6	29,6
Einspeiseleistung gesamt	MW _{th}	72	72	72	72
Netztemperaturen T _v /T _{ri}	°C	110/60	110/60	110/60	110/60
Ergebnisse					
Netzverluste	MW	1,32	1,33	1,34	1,34
Anteil Netzverluste	% bzgl. auf Einspeisung	2%	2%	2%	2%
T _v am kältesten Kunden	°C	104	103	103	102
Σ Massenströme	t/h	1.260 t/h	1.256 t/h	1.256 t/h	1.234 t/h
gewicht. mittl. Förderhöhe	bar	6,8	6,1	4,6	4,5
mitt. Wirkungsgrad Pumpe+Motor	-	78%	76%	74%	72%
Pumpstromleistung	kW	293	271	207	211
Bewertung					
prozent. Wärmeverluste		++	++	++	++
Pumpstrombedarf		o	+	++	++
Regelung		++	++	+	netzspezifisch o / - / --
Versorgungssicherheit		o	+	++	++

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / schlecht, -- / sehr schlecht

Qualitative Ergebnisse für den Höchstlastfall:

Die **Netzverlustleistung** ist weitgehend unabhängig von der räumlichen Verteilung der Einspeisung. Sie hängt vor allem von der Trassenlänge, der Leitungsdämmung und dem Temperaturniveau in Vor- und Rücklauf ab. Vergleicht man die absolute Höhe der Verlustleistung zwischen Höchstlastfall (s.o.) und Teillastfall (s.u.), wird der Einfluss der abgesenkten Vorlauftemperatur im Teillastfall erkennbar. Vergleicht man den relativen Anteil der Netzverlustleistung an der Einspeiseleistung zwischen Höchst- und Teillastfall, wird deutlich, warum im Sommer die Netzverluste einen großen Anteil an der Fernwärmelast darstellen.

Der **Temperaturabfall** bis zum kältesten Kunden ist im Höchstlastfall ebenfalls weitgehend unabhängig von der räumlichen Verteilung der Einspeisung. Wenn der Massenstrom hoch ist und das Netz gut durchströmt wird, ist der Temperaturabfall in Fernwärmenetzen auf dem Weg zum Kunden gering. In der Beispielrechnung verändert der kälteste Kunde seine räumliche Lage in den verschiedenen Einspeisesituationen.

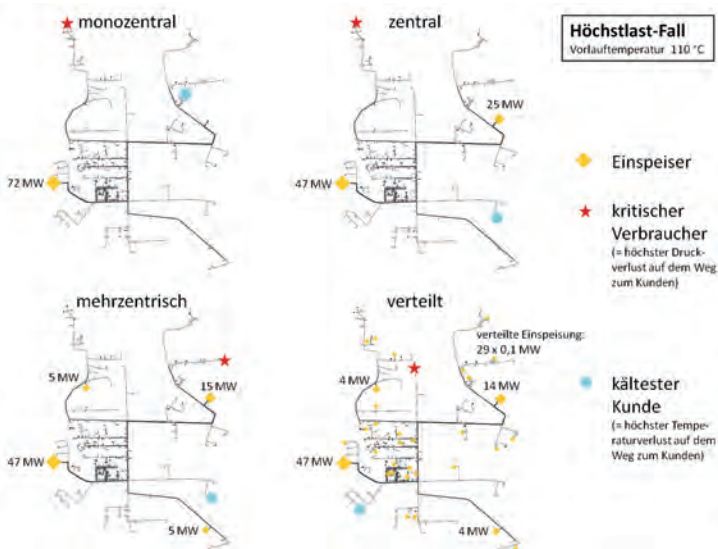


Abbildung 3-5: Räumliche Verteilung der Einspeisung im Höchstlastfall

Die **Pumpstromleistung** ist abhängig vom Massenstrom, von der Förderhöhe und vom Wirkungsgrad einer Pumpe. Die Pumpstromleistung für das gesamte Fernwärmenetz ist bei der räumlichen Einspeise-Verteilung am niedrigsten, die am besten zur Nennweitenverteilung und zur Verteilung der Kundenlast passt. Das Netz ist im gewählten Beispiel für die mehrzentrische Einspeisung bei Höchstlast dimensioniert, deshalb ist hier der Pumpstrombedarf niedrig. Für die verteilte Einspeisung ist er im Beispiel ebenfalls niedrig, für die monozentrale Erzeugung ist er am höchsten.

Der **kritische Verbraucher** (Kunde mit dem hydraulisch ungünstigsten Weg) ist bei der monozentralen und der zentralen Einspeisung identisch. Bei der mehrzentrischen und verteilten Einspeisung ändert er seine Lage jeweils.

Die **Regelung** eines Fernwärmenetz ist umso einfacher zu handhaben, je seltener der kritische Verbraucher seine Lage bei verschiedenen Lastsituationen räumlich im Netz verändert und je weniger Pumpen koordiniert geregelt werden müssen. Bei monozentraler und zentraler Einspeisung ist – unabhängig von der Netz- und Lastsituation – die Anzahl der einspeisenden Pumpen niedrig, was die Regelung erleichtert. Ob die Einspeisung von über dreißig Pumpen wie im Fall der verteilten Einspeisung regelungstechnisch beherrschbar ist, hängt stark vom Einzelfall ab. Die Regelungsfähigkeit wird daher für die verteilte Einspeisung als befriedigend bis sehr schlecht bewertet.

Die räumliche Verteilung der Einspeisung erhöht die **Versorgungssicherheit** im Fall von Trassenschäden. Kommt es bei monozentraler Einspeisung zu einem Trassenschaden direkt aus Ausgang des Kraftwerks, kann kein einziger Kunde mehr mit Wärme versorgt werden. Je stärker die Einspeisung räumlich verteilt ist, desto höher die Versorgungssicherheit.

Tabelle 3-2 zeigt die Ergebnisse für den Simulationen im Teillastfall (Sommer). Die Vorlauftemperatur ist gegenüber der Höchstlastsituation auf 90 °C abgesenkt, die Gesamtleistung der Einspeisung liegt nur noch bei 11,8 MW (gegenüber 72 MW bei Höchstlast).

Tabelle 3-2: Simulationsergebnisse Teillastfall und Bewertung

Teillastfall		monozentrale Einspeisung	zentrale Einspeisung	mehrzentrische Einspeisung	verteilte Einspeisung
Trassendimensionierung				Trassendimensionierung für mehrzentrische Einspeisung	
Einspeiser großer Leistung		11,8 MW	6,8 MW	3,8 MW	0,9 MW
Einspeiser mittlerer Leistung			5 MW	3 MW + 2 MW + 2 MW	3 MW + 2 MW + 2 MW
Einspeiser kleiner Leistung					je 29 x 100 kW
Simulation Teillastfall (15 % der Höchstlast)					
Basisparameter					
Trassenlänge	km	29,6	29,6	29,6	29,6
Einspeiseleistung gesamt	MW	11,8	11,8	11,8	11,8
Netztemperaturen T_{VL}/T_{RL}	°C	90/60	90/60	90/60	90/60
Ergebnisse					
Netzverluste	MW	1,11	1,12	1,14	1,14
Anteil Netzverluste	% bzg. auf Einspeisung	9%	9%	10%	10%
T_{VL} am kältesten Kunden	°C	76	76	76	72
Σ Massenströme	t/h	325	325	325	325
gewicht. mittl. Förderhöhe	bar	1,6	1,6	2,0	2,2
mitt. Wirkungsgrad Pumpe+Motor	-	67%	65%	60%	50%
Pumpstromleistung	kW	22	22	29	39
Bewertung					
prozent. Wärmeverluste		o	o	o	o
Pumpstrombedarf		++	++	+	o
Regelung		++	++	+	netzspezifisch o / - / --
Versorgungssicherheit		o	+	++	++

Qualitative Ergebnisse für den Teillastfall:

Die **Netzverlustleistung** ist weitgehend unabhängig von der räumlichen Verteilung der Einspeisung. Sie liegt aufgrund der abgesenkten Vorlauftemperatur mit 1,1 MW etwas niedriger als bei Höchstlast (1,3 MW). Relativ zur eingespeisten Last sind die Netzverlust mit rund 10 % jedoch bei Teillast deutlich höher als bei Höchstlast (2 %).

Der **Temperaturabfall** bis zum kältesten Kunde ist im Teillastfall größer als bei Höchstlast. Ursache ist die schlechtere Durchströmung des Netzes. Die Reduzierung der Last wird neben der Absenkung der Vorlauftemperatur durch zusätzliche Absenkung des Massenstroms erreicht. Bei geringerem Massenstrom wird das Netz langsamer durchströmt, auf dem Weg zum Kunden ist der Temperaturabfall höher. Bei monozentraler, zentraler und mehrzentrischer Einspeisung ist der Temperaturabfall ähnlich hoch. Bei der verteilten Einspeisung tritt in diesem Beispiel eine Sondersituation auf. Im nordöstlichen Strang des Netzes halten sich Kundenlast und verteilte Einspeisung genau die Waage, so dass die Haupttrasse auf einem Teilstück kaum noch durchströmt wird und das Wasser sich dort stärker abkühlt. An einem Kunden mischt sich das kältere und das wärmere Wasser aus der Haupttrasse, so dass er in dieser Einspeisesituation eine etwas niedriger Temperatur erhält als in den anderen drei Fällen.

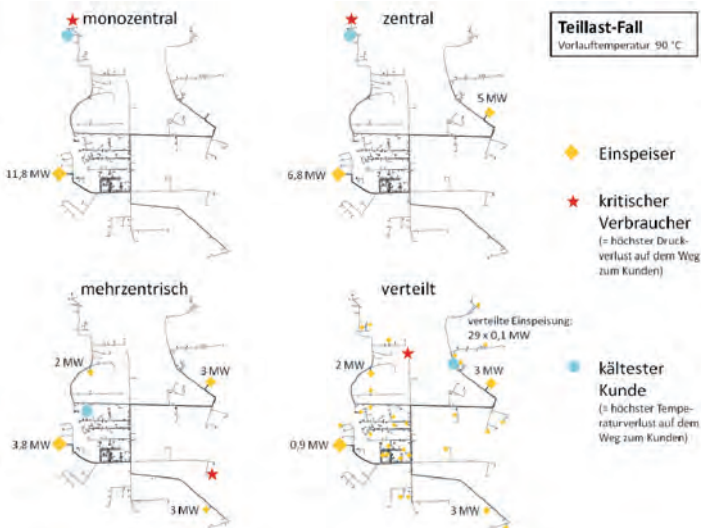


Abbildung 3-6: Räumliche Verteilung der Einspeisung im Teillastfall

Die **Pumpstromleistung** beträgt im Teillastfall aufgrund des niedrigeren Massenstroms nur einen Bruchteil der Leistung bei Höchstlast. Bei mehrzentrischer und verteilter Einspeisung liegt die Leistung etwas höher, weil für die kleineren Pumpen ein etwas schlechterer Wirkungsgrad angenommen wird (KSB 2013) und weil die über alle Pumpen gewichtete mittlere Förderhöhe ansteigt. Grund für den Anstieg ist die im konkreten Beispiel angenommene Änderung der Einspeiseverteilung. Der große Einspeiser im Westen des Netzes verringert seine Leistung, je mehr verteilte Einspeiser hinzukommen (von 11,8 MW auf 0,9 MW). In den beiden Fällen mehrzentrische und verteilte Einspeisung müssen bei der angenommenen Streuung der Einspeiser beide mittelgroßen Einspeiser im Norden des Netzes (2 MW und 3 MW) verstärkt Wassermengen Richtung Süden in Netzteile liefern, die vorher vom großen Einspeiser im Westen versorgt wurden. Dadurch steigen Druckverlust und Förderhöhe an.

Der **kritische Verbraucher** ist bei der monozentralen und zentralen Einspeisung identisch, bei der mehrzentrischen und verteilten Einspeisung ändert er seine Lage jeweils. Im Ver-

gleich zum Höchstlastfall verändert sich der kritische Verbraucher nur bei der mehrzentrischen Einspeisung.

Die Bewertung der **Regelung** ist Teillastfall dieselbe wie im Höchstlastfall: je mehr Pumpen koordiniert geregelt werden müssen, desto schwieriger ist die Sicherstellung eines ausreichenden Differenzdrucks am kritischen Verbraucher.

Auch die Bewertung der **Versorgungssicherheit** ist im Teillastfall identisch mit dem Höchstlastfall.

Bei der Entscheidung über zusätzliche Einspeisestandorte sollten in jedem Einzelfall Hydraulik- und Regelungsaspekte vorab geprüft und netzspezifische Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen werden.

3.4 Netztransformation zu mehr EE

Um einen möglichst hohen EE-Anteil zu erreichen, ist ein Netz so zu gestalten, dass möglichst niedrige „Hemmschwellen“ zur Einbindung von Wärme aus EE-Anlagen bestehen, **Druck- und insbesondere Temperaturniveaus sollten so gering wie möglich sein.**

So könnten in einem Umstellungsprozess schrittweise einzelne Netzteile temperaturabgesenkt und schließlich auch das Gesamtnetz transformiert werden¹². Die Reihenfolge einzelner Schritte und Maßnahmen muss so erfolgen, dass zunächst die Rücklauftemperaturen von einzelnen Kunden über Netzteile bis hin zum gesamten Netz stattfinden müssen. Erst wenn in einem Netzteil auch niedrige Rücklauftemperaturen erreicht werden, können die Vorlauftemperaturen in gewachsenen Netzen schrittweise zurückgeführt werden. Entscheidend ist für die Umsetzbarkeit solcher Maßnahmen, dass die Kundenseite, die die Rücklauftemperaturen liefern und die Anforderungen an die Netzvorlauftemperatur definieren, mitgedacht wird. Ferner muss in jedem Transformationsschritt die Versorgungssicherheit gewährleistet sein, so dass jeder Temperaturschritt mit thermohydraulischen Simulationswerkzeugen in Netzberechnungen zuvor überprüft und anschließend gemonitort wird.¹³

Zur **Absenkung des Temperaturniveaus** sind folgende Schritte denkbar (s.a. Knierim 2007, Zepf et. al. 2009):

- Absenkung der Rücklauftemperatur bei Kunden, die die Netzzücklauftemperatur maßgeblich bestimmen (stufenweises Vorgehen). Bei Kunden mit großen Wasser-

¹² Neben den technischen Herausforderungen einer Temperaturabsenkung sind die juristischen Implikationen mit den Kunden zu berücksichtigen. So ist ein Netzbetreiber durch die eigenen technischen Anschlussbedingungen (TAB) zur Lieferung einer zugesagten Vorlauftemperatur verpflichtet. Diese Verpflichtung kann der Betreiber nicht ohne weiteres ändern. Welcher Weg der juristisch solide und zuverlässige ist, hängt von der individuellen Ausgestaltung der TAB und des Vertragswesens ab. Letztlich sind diese vertraglichen Aspekte lösbar, wie verschiedene Praxisprojekte gezeigt haben. Inwiefern hierzu Regelungen in die AVBFernwärmeV aufzunehmen sind, sollte von Experten überprüft werden.

¹³ Maßnahmen wie temperaturabhängige Tarifgestaltungen können flankierend zu den technischen Maßnahmen wirken und die Akzeptanz von kundenseitigen technischen wie investiven Aufwendungen erhöhen. Auch kann das Investor-Nutzer-Dilemma auf diese Weise durch monetäre Verteilungen (Kunde muss investieren, Netzbetreiber kann ggf. Kostenstrukturen verbessern und dem Kunden über veränderte Tarife anteilig zurückgeben) zumindest abgemildert werden.

mengenbezügen und hohen Rücklauftemperaturen sind grundlegende Maßnahmen zu prüfen und i.d.R. wirtschaftlich umsetzbar.

- Absenkung der Rücklauftemperatur bei einzelnen, reinen Heizkunden durch kundenseitige Maßnahmen wie hydraulischem Abgleich oder ähnliche geringinvestive Maßnahmen.
- Umstellung der Trinkwarmwasserbereitung auf Fernwärme-Durchflusssysteme und Rückbau von Speicherladesystemen.
- Gebietsweise Absenkung der Rücklauftemperatur in zusammenhängenden Netzteilen z.B. durch Versorgung eines Sekundärnetzes aus dem Rücklauf des Primärnetzes (Gebietsbeimischstation mit Dreifach-Anschluss – zu Dreifachanschluss siehe Exkurs in Kapitel 7.3.2).
- Absenkung des Vorlauftemperaturbedarfs bei einzelnen Kundengruppen und Einzelobjekten z.B. durch Prozessanpassung, durch Anpassung der kundenseitigen Heizsysteme auf größere Heizflächen (wie z.B. Fußbodenheizungen). Diese Kunden können an geeigneten Netzabschnitten zunächst aus dem Rücklauf z.B. mit Rücklaufanschluss mit Dreifachanschluss versorgt werden (siehe auch Exkurs in Kapitel 7.3.2 und Zepf 2009).
- Absenkung der Vorlauftemperatur in zusammenhängenden Netzteilen, die wenig oder keine Durchleitungsfunktion für nachgelagerte Netzteile haben. Dort kann ohne hydraulische Entkopplung eine Gebietsstation mit Dreifachanschluss hergestellt werden.

Tabelle 3-3: Bewertungsversuch der Einzelschritte zur Netztransformation hin zu niedrigeren Temperaturniveaus (Bewertung 1 = gering, 5 = hoch, Potenzial: liefert unmittelbaren Beitrag zur Temperaturveränderung,

Maßnahme	Aufwand	Schwierigkeiten	Potential	Priorität	Reihenfolge
T_{RL} -Absenkung bei Großkunden	3	3	3	5	1
T_{RL} -Absenkung bei einzelnen Kunden durch TWW-Veränderung	3	4	3	3	2
T_{RL} -Absenkung bei einzelnen Kunden Heizsystem-Veränderung	4	4	3	4	3
T_{RL} -Absenkung in Netzteilen (z.B. mit Dreileitersystemen)	3	2	2	3	4
T_{VL} -Absenkung bei Einzelkunden	5	5	4	5	5
T_{VL} -Absenkung in Netzteilen	4	2	5	5	6

Eine **Veränderung des Druckniveaus** ist ungleich schwieriger als die schon nicht trivialen Temperaturabsenkungen – zumal dann, wenn die Temperatur- und zugleich die Druckniveaus abgesenkt werden sollen. In der Praxis ist es weitgehend üblich, Temperaturabsenkungsschritte z.T. durch Erhöhungen des Druckniveaus zu ermöglichen, um die benötigten Leistungen bei verminderter Temperaturdifferenz bereitstellen zu können.

4 Analyse der Einsatzpotenziale EE für Fernwärmenetze

4.1 Struktur der Analyse

Die Möglichkeiten zur Einbindung EE in Fernwärmenetze werden nachfolgend detailliert untersucht. In den Kap. 4.2 bis 4.9 werden folgende Energieträger bzw. Einsatzformen von EE analysiert:

- Holzartige Biomasse
- Biomassemitverbrennung
- Biogas/Biomethan
- Geothermie
- Solarthermie
- Abwärme mit Großwärmepumpen
- Direktelektrische Heißwassererzeugung aus „Überschuss“-Windstrom
- Industrielle Abwärme

Für jeden Energieträger werden zunächst technische Randbedingungen bezüglich der Erzeugertechnik und der Einbindung in das Fernwärmenetz untersucht. In einem Best-Practice-Beispiel wird ein konkretes Anwendungsbeispiel für die Integration des Energieträgers in Fernwärmenetze gegeben. Die Analyse wird mit einer umfangreichen Gesamtbewertung des Energieträgers abgeschlossen, bei der eine Bewertung der nachfolgenden Kriterien erfolgt:

- Potenziale
- Einbindung in Fernwärme / Erzeugereinsatzreihenfolge
- Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung
- Wechselwirkung mit Netztransformation
- Wirtschaftlichkeit
- Treibhausgasemissionen und sonstige Umweltwirkungen
- Flächenbedarf
- Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem

4.2 Holzartige Biomasse

4.2.1 Erzeugertechnik

Unter holzartiger Biomasse werden alle holzartigen Festbrennstoffe verstanden. Dabei kann zwischen angebauter Biomasse und Nebenprodukten, Rückständen oder Abfällen unterschieden werden. In die zweite Gruppe fallen beispielsweise Durchforstungs- und Waldholzreste, Landschaftspflegeholz, Industrierestholz oder Altholzabfälle (Kaltschmitt et al. 2009).

Holzartige Biomasse weist eine inhomogenere Brennstoffqualität auf als fossile Brennstoffe. Der Heizwert von Holz hängt stark von dessen Wassergehalt ab, deshalb ist eine möglichst geringe Feuchte vorteilhaft. Für mitteleuropäische Baumarten variieren die Heizwerte bei 0 % Wassergehalt zwischen 13,9 MJ/kg für Pappel und 18 MJ/kg für Eiche (HERO 2007) und liegen damit ähnlich wie bei Braunkohle, jedoch niedriger als bei Steinkohle mit 29,7 MJ/kg.

Um das Qualitätsrisiko für die Nutzer zu minimieren, werden Holzpellets mit genormten Anforderungen an Heizwert, Wassergehalt, Partikelgröße, Aschegehalt, etc. auf dem Markt an-

geboten. Es gibt unterschiedliche Pelletqualitäten. Die im September 2011 veröffentlichte EU-Norm EN-14961-x definiert Anforderungen an feste Biobrennstoffe für die nicht-industrielle Nutzung. Für Industriepellets werden Spezifikationen z.B. von der internationalen Handelsplattform APX-Endex definiert. Der höhere Verarbeitungsgrad von Pellets gegenüber Hackschnitzeln schlägt sich in einem höheren Preis nieder. Größere Biomasseverbrennungsanlagen (> 1 MW) werden automatisch beschickt. Als Feuerungstechniken kommen Festbett-, Wirbelschicht- und Staubfeuerungen zum Einsatz. Bei der Verbrennung von naturbelassenem Holz enthalten die Staub- bzw. Partikelemissionen im wesentlichen Asche, bei der Verbrennung von belasteten Rest- und Althölzern können auch Schwermetalle oder andere Feststoffe enthalten sein. Für Biomasseanlagen > 1 MW sind aufgrund der strengerer Immissionsgrenzwerte in der Regel aufwändigere Abgasreinigungsverfahren notwendig (Kaltschmitt et al. 2009). Besonders die Verbrennung von belasteten Althölzern stößt häufig auf Bedenken bei den Anliegern.

In Deutschland wurden 2010 mehr als 1.200 Biomasseheizwerke mit einer Leistung > 500 kW_{th} und mehr als 250 Biomasse-Heizkraftwerke betrieben (BBE 2011). Die realisierten Anlagengrößen orientieren sich an der Wärmenachfrage, am verfügbaren Biomassepotenzial und bei KWK-Anlagen an den nach Leistungsklassen gestaffelten EEG-Vergütungssätzen. Für Biomasse-KWK-Anlagen sind Leistungen zwischen 5 und 20 MW_{el} üblich. Die Summe der installierten elektrischen Leistung aller Anlagen, die für eine EEG-Vergütung in Frage kommen, betrug Ende 2010 rund 1.200 MW_{el}. Rund die Hälfte dieser Leistung wurde von 39 Anlagen bereitgestellt, deren Leistung > 10 MW_{el} ist (DBFZ 2011a). Beim Anlagenzubau dominierten 2010 jedoch eher kleinere und mittlere Anlagen (durchschnittliche Leistung 1,8 MW_{el}).

Die größte stromerzeugende Biomasseanlage in Deutschland ist das Kraftwerk der Zellstoff Stendal mit einer elektrischen Leistung von 100 MW und 600 MW Fernwärmeauskopplung in Form von Prozessdampf. Als Brennstoff werden hier Holzreststoffe genutzt, die sich nicht zur Zellstoffproduktion eignen (ZS 2012). Eine der größten Biomasseanlagen der Welt ist das Heizkraftwerk Pietarsaari in Finnland, das Strom (240 MW_{el}), Prozessdampf (100 MW_{th}) und Fernwärme (60 MW_{th}) produziert. Es kann als Brennstoff Torf, Sägemehl, Rinde, Abfallholz, aber auch Schweröl und Kohle nutzen. Möglich sind sowohl 100 % Holz als auch 100 % Kohle (Pöyri 2011).

Biomasse-Anlagen benötigen - ähnlich wie Steinkohle-Kraftwerke - Lagerflächen oder -silos für den Brennstoff am Kraftwerk. Wird der Brennstoff aus der Region bezogen, erfolgt ein Antransport in der Regel per LKW. Für das Biomasse-Heizkraftwerk der Fernwärme Ulm (58 MW_{EL}, 10 MW_{el}) wird mit einem Verkehrsaufkommen von max. 40 LKW pro Tag gerechnet (FUG 2011). Bei überregionaler Beschaffung kommen wie bei Kohle auch Bahn und Schiff zum Einsatz.

Laut DBFZ 2011a haben sich zwei Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse auf dem Markt etabliert, der Dampfkraft- und der Organic-Rankine-Cycle-Prozess (ORC). Da der Dampfturbinenprozess erst bei Leistungen von 2-5 MW_{el} kostendeckend realisiert werden kann, hängt die Entscheidung über die stromerzeugende Technik mit der Anlagengröße zusammen. Dampfturbinen ermöglichen bei höheren Leistungen einen besseren elektrischen Wirkungsgrad als ORC-Anlagen, die lediglich 13-16 % erreichen (Gaderer 2008) und deshalb i.d.R. wärmegeführt eingesetzt werden.

INFO-Box:**Kennwerte holzartige Biomasse:****KWK - Dampfkraftprozess**

Thermische Leistung:	bis > 100 MW _{th} möglich
Elektrische Leistung:	2 MW _{el} bis >100 MW _{el} möglich
Temperaturbereich:	ausreichend für Dampferzeugung und Hochtemperatur-Fernwärme (> 140 °C)

KWK - Organic-Rankine-Cycle (ORC)

Thermische Leistung:	bis 13 MW _{th}
Elektrische Leistung:	0,25 MW _{el} - 3 MW _{el}
Temperaturbereich:	80-90 °C

Heizwerke

Thermische Leistung:	ab 0,5 MW _{th} möglich
Temperaturbereich:	ausreichend für Dampferzeugung und Hochtemperatur-Fernwärme (> 140 °C)

Fernwärmelastbereich: i.d.R. Grundlast, vor allem KWK-Anlagen

Verfügbarkeit: z.T. regional vorhanden, zunehmend überregionale und internationale Beschaffung, bei der Nachhaltigkeit nicht immer gewährleistet ist.

4.2.2 Einbindung in das Fernwärmenetz

Biomasseheizwerke und -heizkraftwerke auf Basis des Dampfkraftprozesses können mit ähnlichen Dampfparametern, Drücken und Temperaturen wie bei fossilen Erzeugern üblich betrieben werden. Anlagen, die auf dem Organic Rankine Cycle aufbauen (ORC), koppeln Wärme auf niedrigerem Temperaturniveau von ca. 80-90 °C aus.

Biomasseanlagen speisen in der Regel von zentralen Erzeugungsstandorten aus in Fernwärmenetze ein, so dass keine gravierende Änderung in der Regelstrategie des Netzes notwendig ist. Abbildung 4-1 zeigt die Einbindung an einem zentralen Standort für ein vereinfachtes Liniennetz.

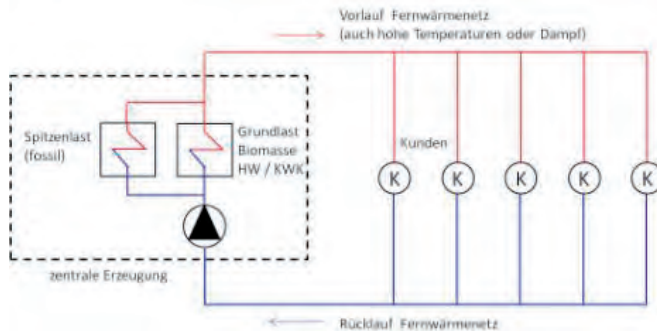


Abbildung 4-1: Einbindung holzartiger Biomasseanlagen in ein Fernwärmenetz

KWK-Anlagen werden üblicherweise für den Grundlastbereich dimensioniert, um die Investitionskosten der Anlage mit einer hohen Vollbenutzungszahl über EEG-Stromerlöse (zusätzlich zu den Wärmeerlösen) zu amortisieren. Auch Biomasse-Heizwerke kommen in der Regel in der Grundlast zum Einsatz. Grundsätzlich können sie jedoch – analog zu Steinkohle-Heizwerken – auch Teile der Spitzenlast während der Heizperiode übernehmen. Zum Abfahren kurzzeitiger Lastspitzen sind sie jedoch nicht geeignet.

4.2.3 Best-Practice-Beispiel – Fernwärme Ulm

Fernwärmenetz

Die Fernwärme Ulm GmbH (FUG) versorgt 15.000 Wohneinheiten mit rd. 2.650 Hausanschlussstationen mit Fernwärme. Die Anschlussleistungen der Hausanschlüsse variieren zwischen 12 kW_{th} und 35 MW_{th}. Bei einem Anschlusswert des Fernwärmenetzes von 390 MW_{th} werden rd. 600 GWh_{th}/a in das Wärmenetz eingespeist. Davon entfallen 75 % auf das Winterhalbjahr und 25 % auf das Sommerhalbjahr. Trotz des steigenden Dämmstandards der angeschlossenen Gebäude konnte der Anschlusswert in den letzten Jahren leicht gesteigert werden. Dieser Trend wird auch für die kommenden Jahre erwartet. Für die Jahreshöchstlast von 270 MW_{th} wird hingegen mit einem leichten Rückgang gerechnet. Zu den angeschlossenen Verbrauchern zählen 28 % private Haushalte, 7 % öffentliche Gebäude, 40 % Gewerbe und 25 % Industrie.

Das Wärmenetz hat eine Gesamtlänge von rd. 160 km und teilt sich in vier Temperaturbereiche auf. Das Heißwassernetz mit einer Vorlauftemperatur im Bereich von 90 °C bis 110 °C weist mit 84 km die größte Netzlänge vor dem 3 bar Dampfnetz mit einer Netzlänge von 55 km auf. Die Rücklauftemperaturen liegen zwischen 50 °C und 60 °C. Die FUG plant, das vorhandene Dampfnetz mit entsprechend hohen Netztemperaturen auf einer Länge von 55 km auf ein Heißwassernetz umzustellen. Damit wird die Transformation des historisch gewachsenen Fernwärmenetzes vorangetrieben.

Konventionelle Wärmeerzeuger

Die Fernwärme wird von mehreren zentralen Erzeugungsstandorten auf Basis fossiler Energieträger bereitgestellt. Am Standort des zentralen Heizkraftwerks (HKW) werden 3 Kesselanlagen mit Steinkohle und 2 Kesselanlagen mit Erdgas/Heizöl betrieben. Des Weiteren sind 4 Heizwerke (HW) mit Erdgas/Heizöl vorhanden. Im Jahr 1997 wurde das mit Restmüll be-

feuerte MHKW Donautal an das Fernwärmenetz angeschlossen, das der Grundlastabdeckung dient.

INFO-BOX:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Primärenergiefaktor f_p :	0,31
Anschlusswert:	390 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	270 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	505 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	600 GWh _{th}
Liniendichte:	2,5 kW _{th} /m
Netzverluste:	15,0 %
Anteil KWK:	80,0 %

Feste Biomasse:

Biomasse-HKW I Magirusstraße (IB 2004):	
Max. Wärmeleistung:	40 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	300 GWh _{th}

Biomasse-HKW II Magirusstraße (IB 2012):	
Max. Wärmeleistung:	20 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	85 GWh _{th}

Biogas / Pflanzenöl:

BHKW Siemensstraße (IB 2006):	
Max. Wärmeleistung:	0,5 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	3 GWh _{th}

BHKW Gögglinger Straße (IB 2008):	
Max. Wärmeleistung:	1,1 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	7 GWh _{th}

Holzartige Biomasse

Das Biomasse-HKW I am Standort des zentralen HKW in der Ulmer Weststadt wurde 2004 in Betrieb genommen. Als Brennstoff werden Hackschnitzel aus Frisch- und Altholz eingesetzt. Das Biomasse-HKW I dient als Grundlast-HKW mit 7.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Durch die Wärmebereitstellung des MHKW und des HKW I werden die fossilen Wärmeerzeugungsanlagen seltener benötigt. Der Einsatz der fossilen Wärmeerzeuger verschiebt sich in Richtung Mittel- bzw. Spitzenlast, dabei werden insbesondere die fossilen HW substituiert. Durch die geringeren Laufzeiten der fossilen HKW verringert sich auch deren Nettostromerzeugung, die jedoch teilweise durch den Betrieb des Bio-HKW I wieder ausgeglichen wird.

Aufgrund der positiven Erfahrungen mit dem Biomasse-HKW I wurde am gleichen Standort das Biomasse-HKW II gebaut, das im Jahr 2012 in Betrieb genommen wird. Das HKW II weist eine Wärmeleistung von 20 MW_{th} auf. Dabei ist eine Nettowärmeerzeugung von 85 GWh_{th} geplant. Mit rd. 4.250 Vollbenutzungsstunden pro Jahr dient das HKW II als Mittellast-HKW. Großanlagen wie die Biomasse-HKW werden in gleicher Weise wie fossile Anlagen an den Vorlauf des Wärmenetzes angeschlossen werden. Technische Anpassungen sind hierbei nicht erforderlich.

Abbildung 4-2 zeigt die Nettowärmeerzeugung in GWh_{th} der fossilen und erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen für die Jahre 2011 und 2012. Die beiden Biomasse-HKW können eine Wärmeleistung von 60 MW_{th} bereitstellen. Die maximale Jahreshöchstlast im Wärmenetz liegt jedoch mit 270 MW_{th} deutlich darüber. In Zeiten mit hoher Wärmelast ist daher der Betrieb von fossilen HKW bzw. HW unabdingbar. Welche fossile Anlage die restliche Wärme bereitstellt, hängt vor allem von den Rohstoffpreisen der Energieträger Steinkohle bzw. Erdgas ab. Der Vergleich der Nettowärmeerzeugung von 2011 und 2012 zeigt, wie die Wärmeeinspeisung auf Basis fossiler Brennstoffe durch das Biomasse-HKW II reduziert wird. Im Jahr 2012 verbleibt eine Wärmearbeit aus fossilen Quellen von rd. 84 GWh/a, dies entspricht einem Anteil von 14 % an der gesamten Wärmearbeit. Rund 2/3 der Wärmearbeit wird aus erneuerbaren Energien (ohne Abfall) bereitgestellt.

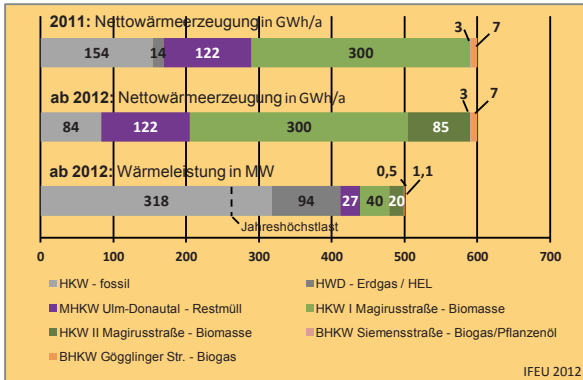


Abbildung 4-2: Bilanz der Nettowärmeerzeugung der Fernwärme Ulm

Biogas

Neben der festen Biomasse wird seit dem Jahr 2006 auch Biogas als erneuerbarer Energieträger genutzt. Derzeit sind zwei Biogasanlagen, die von privaten Investoren betrieben werden in Betrieb. Die Biogasanlage in der Siemensstraße gewinnt aus dem Vergärungsprozess von Mais und Gräsern Biogas, das in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer Wärmeleistung von $500 \text{ kW}_{\text{th}}$ zur Strom- und Wärmeerzeugung verwertet wird. Im Jahr 2008 wurde eine weitere Biogasanlage mit BHKW mit einer thermischen Leistung von $1,05 \text{ MW}_{\text{th}}$ installiert. Die Biogas-BHKW werden in der Grundlast nahezu das ganze Jahr betrieben. Aufgrund der geringen Abwärmtemperatur der BHKW von rd. 90 °C wurde ein Anschluss an den Fernwärmerücklauf gewählt. Mit der Anhebung der Rücklaufftemperatur um rd. 15 °C ist ein effizienter Absatz der Motorwärme der Biogas-BHKW möglich.

Die Anhebung der Rücklaufftemperatur, die üblicherweise aufgrund der höheren Netzverluste sowie der geringeren Effizienz fossiler HKW nicht gewünscht ist, wird durch die RL-Versorgung von Wohngebieten wieder gesenkt und damit effizient genutzt (siehe auch Exkurs in Kapitel 7.3.2). Mit den Betreibern wurde die Option für eine Abschaltung der BHKW in den Sommermonaten vertraglich vereinbart, um eine Verdrängung der Wärme aus dem Biomasse-HKW und dem MHKW vermeiden zu können.

Abwärme

Die FUG nutzt seit 1996 auch die Abwärme eines Holzverarbeitungsbetriebes. Dabei wird die Abwärme mit einer Wärmeleistung von maximal $0,25 \text{ MW}_{\text{th}}$ aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus der Abwärme in den Fernwärmerücklauf eingespeist. Pro Jahr ergibt sich so eine Nettowärmeerzeugung von rd. $400 \text{ MWh}_{\text{th}}$.

Investition und Vergütung

Die spezifischen Investitionskosten für die Biomasse HKW I und HKW II lagen bei $925 \text{ Euro/kW}_{\text{th}}$ bzw. $1.240 \text{ Euro/kW}_{\text{th}}$. Der Strom aus den Biomasse-HKW und den Biogas-BHKW wird nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) vergütet. Diese Anlagen werden daher im Vorrang zu den fossilen Heizkraftwerken betrieben. Ein wirtschaftlicher Betrieb der Biomasse-HKW und der Biogas-BHKW wird wesentlich durch die Vergütung des erneuerbaren Stroms nach dem EEG erreicht.

4.2.4 Gesamtbewertung

4.2.4.1 Potenziale

Der Ausbau der Biomassenutzung sollte nachhaltig erfolgen. Negative Umweltwirkungen durch den Import von nicht nachhaltig angebauter Biomasse oder durch indirekte Landnutzungsänderungen müssen vermieden werden. Weltweite Potenziale an Resthölzern aus der Forstwirtschaft, der Holzverarbeitung sowie von Abfallholz bestehen. Seitens der EU-Kommission sind Vorgaben für Nachhaltigkeitskriterien in Vorbereitung. Dennoch bleibt die Zertifizierungsproblematik (Selbstkontrolle) bestehen, wenn mit der Richtlinie keine Verschärfung durchgesetzt werden kann. Wesentliche Voraussetzung wäre eine 3rd Party-Kontrolle, beispielsweise angelehnt an eine FSC-Zertifizierung.

Das Potenzial zur energetischen Nutzung von holzartiger Biomasse hängt entscheidend vom verfügbaren Holzaufkommen ab. Für das Jahr 2007 wurde vom Deutschen BiomasseForschungszentrum (DBFZ 2011b) ein Holzaufkommen für Deutschland von 1.120 PJ/a (311 TWh/a) berechnet. Diesem Holzaufkommen steht eine Holznutzung in den verschiedenen Nutzungspfaden von insgesamt 1.050 PJ/a (292 TWh/a) gegenüber. Davon entfallen 640 PJ/a auf die stoffliche Nutzung, 219 PJ/a auf Scheitholzfeuerungen, 18 PJ/a auf Pellets, 74 PJ/a auf Hackschnitzelfeuerungen und 108 PJ/a (30 TWh/a) werden in Biomasse-KWK-Anlagen energetisch verwertet. Die Nutzung von Holz in Biomasse-KWK-Anlagen entspricht demnach rd. 10 % der gesamten Holznutzung in Deutschland. Ein vergleichsweise geringer Anteil von 33 PJ/a (9 TWh/a) wurde importiert (DBFZ 2011b).

Es lässt sich somit feststellen, dass im Jahr 2007 die Holznutzung insgesamt geringer als das Holzaufkommen war. Zukünftig wird jedoch mit einem erheblichen Anstieg der Holznutzung gerechnet, wobei dieser Entwicklung mit einer Steigerung des Holzaufkommens auf insgesamt 1.280 PJ/a (356 TWh/a) bis zum Jahr 2020 entgegen gewirkt wird (Basisszenario 2020, DBFZ 2011b). Davon entfallen 790 PJ/a auf Waldholz, 400 PJ/a auf Restholz und 90 PJ/a auf Landschafts-Pflege-Holz.

Die Analyse in DBFZ (2011b) geht bezüglich der zukünftigen Holznutzung in 2020 von einer Steigerung auf rd. 1.564 PJ/a (rd. 434 TWh) aus. Davon entfallen ca. 442 PJ/a auf den Wärmemarkt und 300 PJ/a auf den Strommarkt. Für das Jahr 2020 entsteht eine „Holzlücke“ von rd. 290 PJ/a. Ein Anteil von 20 PJ/a wird durch die zunehmende Nutzung von Stroh substituiert. Die restlichen 270 PJ/a werden auf rd. 1,2 Mio. ha Fläche mit Kurzumtriebsplantagen (KUP) bereitgestellt. Diese Fläche steht nach derzeitigem Kenntnisstand auch zur Verfügung (siehe Kapitel 4.2.4.7).

Zum Vergleich, zur Abdeckung von 10 % der Fernwärme aus Biomasse-KWK wären rd. 59 PJ/a erforderlich, wenn man annimmt, dass das Holz mit einem Nutzungsgrad von 20 % elektrisch und 60 % thermisch genutzt wird. Diese Brennstoffenergie würde 13 % des Holzpotenzials für das Jahr 2020 entsprechen.

Ohne die zusätzliche Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen zum Anbau von KUP lässt sich die Holzlücke nicht schließen. Die energetische Nutzung von holzartiger Biomasse in Biomasseheizkraftwerken stößt demnach zukünftig an ihre Grenzen. Die zunehmende Nachfrage nach Biomasse führt inzwischen zu Logistikketten, die nicht länger nur auf regionale Potenziale zurückgreifen, sondern Biomasse im nationalen und internationalen Rahmen beschaffen. Im europäischen Ausland sowie weltweit ist von einem starken Wachstum der energetischen Biomassenutzung auszugehen (ecoprog 2012), so dass auch das Potenzial für den Import von Holz nach Deutschland limitiert ist.

Es ist daher zu erwarten, dass die Konkurrenzsituation für die Beschaffung von Holz zukünftig weiter zunehmen wird und sich in einem Anstieg der Brennstoffkosten auswirkt.

4.2.4.2 Einbindung in Fernwärme / Erzeugereinsatzreihenfolge

Die Einbindung von holzartiger Biomasse in Fernwärmenetze ist grundsätzlich in Kessel- und KWK-Anlagen unterschiedlicher thermischer Leistungsklassen möglich. Aufgrund der Charakteristik des Verbrennungsprozesses mit dem resultierenden hohen Temperaturniveau ist eine sehr gute Einbindung in bestehende Hochtemperatur-Fernwärmenetze und auch in Dampfnetze möglich. KWK-Anlagen, die nach dem ORC-Prozess mit deutlich niedrigerem Temperaturniveau betrieben werden, eignen sich nur für Low-Ex-Netze und weniger für bestehende konventionelle Fernwärmenetze.

Die Erzeugungsanlagen speisen die Wärme in der Regel an zentralen Erzeugungsstandorten in das Fernwärmenetz ein. Die Einbindung an dezentralen Standorten ist in Abhängigkeit der Kapazität des Fernwärmenetzes grundsätzlich möglich. Holzartige Biomasse eignet sich zur Bereitstellung von Grund- und eingeschränkt auch von Spitzenlast in der Fernwärme. KWK-Anlagen werden aufgrund der Vergütungsregelungen für den elektrischen Strom nach dem EEG überwiegend in der Grundlast betrieben.

4.2.4.3 Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung

Die Fernwärmeerzeugung in Biomasse-HKW und Biomasse-HW kann je nach Bedarf der Wärmelast angepasst werden. Aufgrund des Verbrennungsprozesses und der Vergütungsregelungen des EEG wird ein möglichst kontinuierlicher Betrieb der KWK-Anlage angestrebt. Holzartige Biomasse wird in einem Brennstofflager an der Erzeugungsanlage vorgehalten, so dass die Fernwärme unabhängig von der Tages- oder Jahreszeit bzw. unabhängig von der Witterung bereitgestellt werden kann. Der Brennstoff wird entweder per LKW oder Zug angeliefert. Aufgrund des geringeren Heizwertes von Holz im Vergleich zu Steinkohle ist für die gleiche Wärmemenge mit einem steigenden Verkehrsaufkommen zu rechnen, weshalb in der Vergangenheit oft Standorte für Biomasse-HKW mit guter logistischer Anbindung, beispielsweise zu Sägewerken, gesucht wurden.

4.2.4.4 Wechselwirkung mit Netztransformation

Holzartige Biomasse lässt sich mit der verfügbaren Anlagentechnik sehr gut in bestehende Fernwärmenetze integrieren. Eine Absenkung der Netztemperaturen ist daher keine Voraussetzung für den Anschluss dieser Anlagen. Niedrigere Netztemperaturen begünstigen jedoch den Einsatz von ORC-Anlagen.

4.2.4.5 Wirtschaftlichkeit

Die Gesteungskosten für Wärme aus einer KWK-Anlage mit Dampfkraftprozess auf Basis von holzartiger Biomasse sind mit konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen vergleichbar und stellen daher für Fernwärmebetreiber eine interessante Alternative zu fossilen Brennstoffen dar. Die Wärmegestehungskosten aus holzartiger Biomasse setzen sich im Wesentlichen aus den Energie- und Kapitalkosten sowie nachrangig aus den Betriebskosten zusammen. Nachteilig für die Wirtschaftlichkeit sind die vergleichsweise hohen Investitionskosten für die Anlagentechnik.

Die Untersuchungen im Rahmen des Modellnetzes (siehe Kapitel 5.2.1) zeigten, dass rd. 42 % der Wärmegestehungskosten für holzartige Biomasse auf Energiekosten, 38 % auf Kapitalkosten und 20 % auf Betriebskosten zurückzuführen sind. Insgesamt ergeben sich

spezifische Wärmegestehungskosten von 56 €/MWh. Die Kosten liegen damit sogar unter der Basisvariante Erdgas eines konventionellen Fernwärmenetzes mit 63 €/MWh. Mit fortschreitender Verknappung der Ressource Holz wird mit einem Anstieg der Brennstoffkosten gerechnet. Dies hängt jedoch von der regionalen Verfügbarkeit des Holzes ab und kann nicht pauschal bewertet werden.

4.2.4.6 Treibhausgasemissionen und sonstige Umweltwirkungen

Der CO₂-Emissionsfaktor für Hackschnitzel aus Deutschland beträgt rd. 18 g/kWh Brennstoff. Für Holzpellets aus Deutschland liegt der CO₂-Emissionsfaktor mit 86 g/kWh darüber, aber immer noch deutlich unter den Faktoren für Erdgas (260 g/kWh) und Steinkohle (395 g/kWh). Die Analyse der CO₂-Emissionen für die Variante mit der Biomasse-KWK-Anlage auf Basis von Hackschnitzeln im Modellnetz (siehe Kapitel 5.2.1) zeigt, dass bei einer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien von 21 % auf 40 % die CO₂-Emissionen für das Gesamtsystem um 33 % sinken. Dies hängt insbesondere mit der höheren Stromerzeugung durch die Biomasse-KWK-Anlage und der Gesamteffizienz des Strom- und Wärmesystems zusammen.

Bei der Verbrennung von holzartiger Biomasse entstehen weniger Schwefeldioxidemissionen (SO₂) als bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern. Nachteilig sind jedoch die höheren Stickoxidemissionen NO_x (NO und NO₂) und die Entstehung von Feinstaub infolge einer unvollständigen Verbrennung sowie durch Flugaschepartikel aus den mineralischen Bestandteilen des Holzes (Nussbaumer 2000). Biomasse-HKW mit moderner Verbrennungs- und Rauchgastechnik weisen gegenüber kleinen Kesselanlagen deutliche Vorteile hinsichtlich der spezifischen Schadstoffemissionen auf.

4.2.4.7 Flächenbedarf

Die energetische Nutzung von holzartiger Biomasse steht in Konkurrenz zur stofflichen Nutzung von Holz. Eine Verschärfung der Konkurrenzsituation kann eintreten, wenn bei mehreren Biomasse-HKW eine Überschneidung der Einzugsgebiete zur Beschaffung des Brennstoffes Holz vorliegt. Die gestiegene Nachfrage führt in der Regel zu einem Anstieg der Brennstoffkosten. Um einen wirtschaftlichen Betrieb des HKW sicherstellen zu können, wird daher auf überregional verfügbares Holz oder auf Importholz zurückgegriffen.

Das Deutsche BiomasseForschungsZentrum (DBFZ 2011b) hat in einer Studie den Flächenbedarf für die derzeitige (2007) und zukünftige Biomassenutzung (2020) in Deutschland untersucht. Die Waldfläche lag im Jahr 2007 bei 11,1 Mio. ha und hat in den Jahren davor infolge der nachhaltigen Waldbewirtschaftung geringfügig zugenommen.

Im Basis-Szenario 2020 (DBFZ 2011b) wird die Entwicklung der Ackerflächen untersucht, wobei erwartet wird, dass von den insgesamt 3,7 Mio. ha rd. 2,5 Mio. ha für den Anbau von NawaRo's genutzt werden. Die verbleibenden 1,2 Mio. ha könnten durch den Anbau von holzartiger Biomasse in Kurzumtriebsplantagen (KUP) bewirtschaftet werden. Damit könnte die sogenannte „Holzlücke“ geschlossen werden (siehe Kapitel 4.2.4.1).

4.2.4.8 Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem

Im Rahmen der ökonomischen Analyse anhand des Modellnetzes (siehe Kapitel 5.2.1) wurde eine Variante zur Integration eines Biomasse-HKW auf Basis von Holzhackschnitzeln untersucht. Das Biomasse-HKW wird in der Grundlast mit rd. 5.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr in den Erzeugerpark der Fernwärme integriert. Die konventionelle Erdgas-KWK-Anlage

im Modellnetz wird dabei in die Mittellast verdrängt. Die Wärmeerzeugung mit gasbetriebenen Kesselanlagen wird deutlich reduziert.

Durch die Verdrängung der Erdgas-KWK-Anlage in die Mittellast verringert sich die Stromerzeugung der Anlage von rd. 116 GWh/a auf rd. 90 GWh/a. Die Biomasse-KWK-Anlage erzeugt in der Grundlast rd. 34 GWh/a Strom. Die verringerte Stromerzeugung der Erdgas-KWK-Anlage wird durch das Biomasse-HKW ausgeglichen, trotz des geringeren elektrischen Nutzungsgrades von 20 % im Vergleich zu 35 % für die Erdgas-KWK-Anlage. Für das Gesamtsystem ergibt sich eine Zunahme der Stromerzeugung von rd. 8 GWh/a.

Durch die Möglichkeit Biomasse-Anlagen in KWK zu betreiben, kann die Gesamteffizienz verbessert werden. Ein höherer Anteil Fernwärme wird in KWK mit einer deutlich höheren Effizienz erzeugt. Infolge dessen sinken die Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems erheblich.

4.2.4.9 Übersicht

Tabelle 4-1: Zusammenfassung der Gesamtbewertung holzartiger Biomasse

Eigenschaft / Merkmal	Bewertung
Potenziale	o
Einbindung in Fernwärme	++
Erzeugereinsatzreihenfolge	++
Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung	+
Wirtschaftlichkeit (Investitionskosten)	o
Wirtschaftlichkeit (spezifische Wärmegestehungskosten)	+
Treibhausgasemissionen	++
Sonstige Umweltwirkungen	o
Flächenbedarf	-
Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem	+

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / schlecht, -- / sehr schlecht

4.3 Biomassemitverbrennung

4.3.1 Erzeugertechnik

In vorhandenen Stein- und Braunkohleheizkraftwerken kann feste Biomasse als zweiter Brennstoff eingesetzt werden. Neben holzartiger Biomasse kommen auch weitere biogene Brennstoffe wie z.B. Stroh, Torf, Klärschlamm, Pflanzenabfälle, etc. in Frage. Inwieweit biogene Brennstoffe für die Mitverbrennung aufbereitet werden müssen, hängt von der Feuerungsanlagentechnik und der Biomasseart ab. Sollen größere Anteile Biomasse mitverbrannt werden, ist eine sorgfältige Planung erforderlich, um negative Auswirkungen auf den Betrieb zu vermeiden. Biomasse weist im Vergleich zu Kohle andere Verbrennungseigenschaften auf (Brennstoffvolumenstrom, Abgasvolumenstrom, Rauchgaszusammensetzung, höherer Aschegehalt, etc.).

Untersuchungen der dena (2011) kommen zu dem Ergebnis, dass die Biomassemitverbrennung in Kohle(heiz)kraftwerken zwar eine Option bietet, erneuerbare Energien schnell ins

Energiesystem einzubinden. Für eine deutliche Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien werden jedoch große Mengen Biomasse benötigt, die bei steigender Nachfrage nicht mehr mit dem regionalen Potenzial gedeckt werden kann. Die internationale Beschaffung erhöht die Gefahr einer nicht nachhaltigen Biomassenutzung, weil international einheitliche Nachhaltigkeitskriterien für die Biomasse-Ernte zurzeit noch nicht existieren. Wie schnell diese Kriterien eingeführt werden könnten und wie schnell nennenswerte Mengen an zertifizierter Biomasse verfügbar werden, ist nicht absehbar.

In Deutschland haben 2010 vier Braunkohle- und fünf Steinkohlekraftwerke holzartige Biomasse als eigenständige Brennstofffraktion eingesetzt (BuReg 2011), die meisten davon mit einem Anteil von deutlich unter 1% der eingesetzten Brennstoffenergie. Das Kraftwerk mit dem höchsten Anteil Biomassemitverbrennung war mit einem Anteil von 12 % das Vattenfall-Heizkraftwerk Moabit, das in das dortige Fernwärmenetz einspeist (Focht 2011).

4.3.2 Einbindung in das Fernwärmenetz

Wenn die Biomasse in bestehenden Anlagen eingesetzt wird, entsteht kein Anpassungsbedarf bei der Einbindung ins Fernwärmenetz und bei der Technik zur Stromerzeugung.

4.3.3 Best-Practice-Beispiel – Stadtwerke Flensburg

Fernwärmenetz

An das Fernwärmenetz der Stadtwerke Flensburg sind rd. 16.000 Hausanschlussstationen angeschlossen. Seit dem Jahr 1969 wird das Fernwärmenetz kontinuierlich ausgebaut, so dass heute rd. 98 % des Wärmebedarfs der Stadt mit Fernwärme gedeckt wird. Mit einem Anschlusswert von 640 MW_{th} und einer jährlichen Nettowärmeerzeugung von rd. 1,17 TWh_{th} zählt das Fernwärmenetz zu den größten Netzen in Deutschland.

Bezogen auf den Wärmeverbrauch beim Endkunden entfallen 55 % auf private Haushalte, 26 % auf Gewerbe und 19 % auf Industriebetriebe. In Flensburg ist der Anschlusswert in den letzten Jahren weitgehend konstant geblieben. Eine Erhöhung des Anschlusswertes wird nur noch in geringem Umfang erwartet, da bereits heute der Wärmebedarf der Stadt fast vollständig durch Fernwärme gedeckt wird. Aufgrund der Maßnahmen zur Sanierung des Gebäudebestands ist jedoch eine Abnahme des Wärmeverbrauchs von 1 % pro Jahr zu beobachten. Es wird damit gerechnet, dass sich diese Entwicklung in den nächsten Jahren fortsetzen wird.

Das Strahlennetz weist eine Gesamtlänge von über 600 km auf. Die Fernwärme wird mit einer saisonal gleitenden Vorlauftemperatur zwischen 80 °C und 130 °C gefahren. Die Rücklauftemperaturen betragen rd. 60 °C. Die Wärmebereitstellung erfolgt aufgrund der verkehrstechnisch günstigen Lage an der Flensburger Förde zum größten Teil auf Basis von Steinkohle, die per Frachtschiff zum zentralen HKW transportiert wird. In das Fernwärmenetz ist ein großer Pufferspeicher mit einem Heißwasservolumen von 28.000 m³ und einer thermischen Engpassleistung von 100 MW_{th} integriert. Der drucklose Stahlspeicher wurde 1982 in Betrieb genommen und dient dem Ausgleich von Lastspitzen und der Erhöhung der Versorgungssicherheit beim Ausfall einer Erzeugungsanlage. Pro Jahr wird eine Wärmemenge von 190 GWh aus dem Wärmespeicher in das Fernwärmenetz eingespeist. Der Pufferspeicher wird mit einer Einspeisetemperatur in das Wärmenetz von 98 °C und einer Ausspeisetemperatur von 60 °C gefahren.

INFO-BOX:**Kennwerte:****Fernwärmenetz:**

Primärenergiefaktor f_p :	0,7
Anschlusswert:	640 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	400 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	395 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	1.165 GWh _{th}
Linienichte:	1,1 kW _{th} /m
Netzverluste:	15,0 %
Pumpstrombedarf:	1,3 %
Anteil KWK:	95,0 %

Biomassemitverbrennung:

HKW Kessel 9 + 10 + 11 (IB 1985 bis 1991)	
Wärmeleistung konv.:	179 MW _{th}
Wärmeleistung Holz-HS:	4,20 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung konv.:	850 GWh _{th}
Nettowärmeerzeugung Holz-HS:	20 GWh _{th}

Konventionelle Wärmeerzeuger

Die Wärmeerzeugung erfolgt mit sechs Kesselanlagen im zentralen HKW der Stadtwerke. Hinzu kommen vier räumlich verteilte Reserveheizwerke. Die Reserveheizwerke werden im Normalbetrieb nur selten hochgefahren. Sie dienen praktisch ausschließlich der Bereitstellung von Wärmeleistung bei Ausfall oder Wartung von Kesselanlagen im HKW. Die Reserveheizwerke werden daher in der Wärmebilanz nicht näher betrachtet. In den Kesselanlagen des HKW wird überwiegend Steinkohle als Energieträger eingesetzt. Dabei werden drei Wirbelschichtkessel in der Grundlast betrieben (Kessel 9, 10 und 11). Die Kessel 7 und 8 dienen als Spitzenlastkessel und werden ebenfalls mit Steinkohle betrieben. Im Reservekessel 5 wird Schweröl als Brennstoff eingesetzt.

Biomassemitverbrennung

Seit 2007 wird der Energieträger Steinkohle in geringem Umfang durch holzartige Biomasse in den Wirbelschichtkesseln 9, 10 und 11 des HKW ergänzt. Ein Grund für die Mitverbrennung von Biomasse ist das Bestreben, den Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung zu erhöhen und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren. Mit der schrittweisen Erhöhung des Biomasse-Anteils im HKW wird die technische und logistische Machbarkeit geprüft.

In der Region Flensburg fallen jedes Jahr größere Mengen an holzartiger Biomasse bei der Pflege der sogenannten „Knicks“, wallartigen Baum- und Strauchhecken, an, die kostengünstig als Holzhackschnitzel im HKW eingesetzt werden können. Zusätzlich wird Waldrestholz aus dem Baltikum importiert. Das Waldrestholz wird mit dem Schiff angeliefert und in Deutschland zu Hackschnitzeln verarbeitet. Alternativ werden die Hackschnitzel direkt im Ausland hergestellt und dann nach Flensburg verschifft. Aufgrund der vermehrten Nachfrage nach dem Rohstoff Holz, das in Biomasseheizkraftwerken in der weiteren Umgebung eingesetzt wird, und auch aufgrund der gestiegenen Nachfrage aus Dänemark ist ein regionaler Anstieg der Holzpreise in den letzten Jahren feststellbar.

Mit den Wirbelschichtkesseln kann der gewünschte Biomasseanteil optimal eingestellt werden. Bei einer derzeitigen Nettowärmeerzeugung aus Biomasse von 20 GWh pro Jahr (siehe Abbildung 4-3), dies entspricht einem Anteil von rd. 2 %, kann die Menge der holzartigen Biomasse mit rd. 4.500 Tonnen pro Jahr abgeschätzt werden. Zukünftig ist eine Erhöhung des Biomasseanteils an der Nettowärmeerzeugung auf bis zu 30 % vorgesehen. Höhere Biomasseanteile sind mit der derzeit verfügbaren Technik nicht realisierbar. Bei der Verbrennung der Holzhackschnitzel, die einen höheren Wassergehalt als Steinkohle aufweisen, entsteht ein größerer Rauchgasvolumenstrom, wodurch der aus technischer Sicht mögliche Bi-

omasseanteil begrenzt wird. Die Verbrennung der Biomasse wirkt sich ansonsten positiv auf die Zusammensetzung des Rauchgases aus, da weniger Schwefeldioxide (SO_2) entstehen.

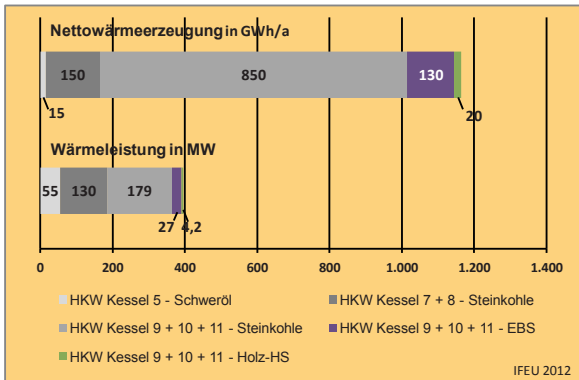


Abbildung 4-3: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung in Flensburg.

Die Steinkohle bleibt jedoch mittelfristig der mit Abstand wichtigste Energieträger. 87 % der Nettowärmeerzeugung in Flensburg werden heute mit Steinkohle bereitgestellt. Für die Biomasse-Mitverbrennung waren einige Anpassungen an der vorhandenen Infrastruktur erforderlich. Für die Bereitstellung der Biomasse wurde eine Holzaufgabestation errichtet. Für den Transport der Hackschnitzel zu den Wirbelschichtkesseln wurden Druckluftförderleitungen realisiert. Des Weiteren war eine Anpassung der Leit- und Automatisierungstechnik erforderlich. Die genannten Anlagenteile wurden ohne Fördergelder realisiert.

Die Stadtwerke Flensburg haben sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 CO_2 -neutral zu werden. Das größte Hemmnis für eine vermehrte Nutzung von Biomasse in großen Heizkraftwerken wird darin gesehen, dass ein kostendeckender Betrieb aufgrund der teilweise hohen Beschaffungskosten für das Holz nicht gesichert ist. So liegen die Brennstoffkosten für die Biomasse häufig über den Brennstoffkosten für Steinkohle. Dies ist auch dann noch der Fall, wenn die Kosten für CO_2 -Zertifikate berücksichtigt werden. Bei zukünftig steigenden Brennstoffpreisen für Steinkohle und steigendem Börsenwert der CO_2 -Zertifikate wird erwartet, dass die Mitverbrennung von Biomasse deutlicher wirtschaftlicher wird.

Ersatzbrennstoff

Neben der holzartigen Biomasse wird Ersatzbrennstoff (EBS) im HKW mitverbrannt. Als EBS kommt aufbereiteter Gewerbemüll zum Einsatz. Bei der Aufbereitung des Gewerbemülls werden unter anderem PVC, Steine und Glas aussortiert, so dass im Wesentlichen Papier und Altholz als EBS verbrannt werden. Die Nettowärmeerzeugung aus EBS beträgt rd. $130 \text{ GWh}_{\text{th}}$, dies entspricht einem Anteil von 11 %. Damit ist der Anteil des EBS deutlich größer als bei der holzartigen Biomasse.

Weitere Entwicklung

In den kommenden Jahren sind Anpassungen der Nettowärmeerzeugung geplant. Um die Abhängigkeit vom Brennstoff Steinkohle zu reduzieren und den Brennstoffmix zu erhöhen, wird bis zum Jahr 2016 ein weiteres HKW als Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) auf Basis von Erdgas errichtet. Das neue GuD-Kraftwerk wird dann die mit Steinkohle betriebenen Kessel

7 und 8 ersetzen, die anschließend rückgebaut werden. Des Weiteren wird die Umstellung des Kessels 5 von Schweröl auf Erdgas bzw. leichtem Heizöl vorbereitet. Durch diese Maßnahmen soll eine höhere Flexibilität hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes sowie wirtschaftliche und ökologische Vorteile generiert werden. Durch die effiziente GuD-Anlage erhöhen sich der Gesamtnutzungsgrad des HKW und die Stromerzeugung aus KWK. Mit dem GuD-Kraftwerk kann dann Regelleistung am Strommarkt angeboten werden. Das HKW Flensburg bietet derzeit nur in den Wintermonaten negative Regelleistung bis 10 MW elektrischer Leistung als Minutenreserve an. In den Sommermonaten ist dies jedoch aufgrund des geringen Wärmeverbrauchs nicht wirtschaftlich. Aufgrund der effizienteren Stromerzeugung durch das GuD-Kraftwerk wird zusätzlich eine Reduzierung des Primärenergiefaktors erzielt.

4.3.4 Gesamtbewertung

4.3.4.1 Potenziale

Während in den Niederlanden die Biomassemitverbrennung in Kraftwerken und Heizkraftwerken mit Biomasseanteilen über 10 % seit vielen Jahren gängige Praxis ist, hat sie in Deutschland noch keine flächendeckende Verbreitung gefunden und befindet sich noch im Versuchsstadium. Das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärme mit der vorhandenen Anlagentechnik kurzfristig erhöhen zu können, scheint mit der Biomassemitverbrennung erreichbar. Sie kann zudem mit vergleichsweise geringen Anfangsinvestitionen realisiert werden.

Die zentrale Nachfrage nach großen Mengen Biomasse wirft jedoch die Frage nach einer nachhaltigen Rohstoffherkunft auf. Es sind deutliche Rückwirkungen auf Nutzungskonkurrenzen (stoffliche Nutzung der festen Biomasse) und damit Preisentwicklungen sowie Umweltschutzgüter (Waldbiodiversität) zu erwarten. Mit dem Anbau von Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) in Deutschland ließe sich der Entstehung der sogenannten Holzlücke entgegen wirken. Bzgl. der Holzpotenziale in Deutschland und der Diskrepanz zwischen Holzaufkommen und Holznutzung wird auf das Kapitel 4.2.4.1 der holzartigen Biomasse verwiesen.

4.3.4.2 Einbindung in Fernwärme / Erzeugereinsatzreihenfolge

Die Mitverbrennung von Biomasse in bestehenden HKW lässt sich aus technischer Sicht gut realisieren. Der Vorteil der Biomassemitverbrennung liegt darin, dass bestehende Erzeugungsstrukturen genutzt werden können. Die konventionellen Erzeugungsstandorte bleiben erhalten. Bis zu einem Biomasseanteil von 10 % am Brennstoffeinsatz sind keine größeren Anpassungen an den Erzeugungsanlagen erforderlich. Für die Biomassemitverbrennung sind technische Einrichtungen zur Holzaufgabe, Holzförderung und Beschickung der Brennkammer nachzurüsten. Größere Biomasseanteile als 10 % sind technisch möglich, wobei die erforderlichen Anpassungen am HKW deutlich zunehmen. Begrenzt wird die Mitverbrennungskapazität auch durch den beim Biomasseeinsatz entstehenden größeren Rauchgasvolumenstrom, der durch die Rauchgasreinigung zu behandeln ist.

Der Einsatz von Biomasse bietet hohe Flexibilität hinsichtlich der einsetzbaren Rohstoffquellen. Hackschnitzel und Pellets können aus Waldrestholz, Landschaftspflegeholz und Kurzumtriebsplantagen hergestellt werden. Weitere Rohstoffe wie beispielsweise Stroh können alternativ eingesetzt werden. Die Biomasse wird in Zwischenlagern gelagert und kann nach Bedarf in die Brennkammer dosiert werden. Holzpellets bieten aufgrund des geringeren Wassergehaltes und der höheren Schütt- und Energiedichte Vorteile gegenüber Holzhackschnitzeln. Im HKW Reuter West in Berlin wurden Biomasseanteile bis zu 50 % realisiert

(Simon 2012). Dabei wurden torrefizierte Holzpellets eingesetzt, deren Brennstoffeigenschaften in einem pyrolytischen Prozess entscheidend verbessert wurden. Die torrefizierten Pellets weisen sogar bessere Brennstoffeigenschaften als Braunkohle auf.

Stroh weist einen etwas geringeren Heizwert von 15 bis 17 MJ/kg im Vergleich zu Holz von 19 MJ/kg auf. Bei der Verbrennung von Stroh in Staub- bzw. Wirbelschichtfeuerungen besteht die Gefahr der Chlorkorrosion (Marzi 2008). Erfahrungen aus den Niederlanden, wo seit vielen Jahren Biomasse in Kraftwerken mitverbrannt wird, zeigen eine verkürzte Lebenszeit des SCR-Katalysators (KEMA 2009). Des Weiteren sind Probleme mit Korrosion sowie der stärkeren Belagsbildung und Verschmutzung der Brennkammer aufgetreten. Nach anfänglichen Schwierigkeiten gelten diese Probleme aus technischer Sicht jedoch als weitgehend gelöst.

Die für die Biomassemitverbrennung geeigneten HKW werden in der Regel in der Grund- bzw. Mittellast betrieben. Die Mitverbrennung von Biomasse in Spitzenlastkesseln auf Basis von Steinkohle ist aufgrund der geringen Betriebsstunden und den Investitionen in die technischen Anlagen zum Einsatz der Biomasse nicht zu erwarten und wird auf Einzelfälle begrenzt bleiben.

4.3.4.3 Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung

Die Fernwärmeerzeugung durch die Mitverbrennung von Biomasse kann unter Berücksichtigung des vorhandenen Kraftwerkstyps dem Wärmebedarf angepasst werden. In der Regel werden die HKW in der Grund- bzw. Mittellast betrieben, so dass von einem kontinuierlichen Betrieb auszugehen ist. Im Übrigen wird auf die Ausführungen in Kapitel 4.2.4.3 für holzartige Biomasse verwiesen.

4.3.4.4 Wechselwirkung mit Netztransformation

Für die Ausweitung der Biomassemitverbrennung spielt die Netztransformation zur Integration erneuerbarer Energien in Fernwärmesysteme eine untergeordnete Rolle. Die Biomassemitverbrennung stellt eine der wenigen Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer Energien dar, die kurzfristig und ohne Anforderungen an die Netztransformation realisiert werden kann.

4.3.4.5 Wirtschaftlichkeit

Die spezifischen Wärmegestehungskosten für die Mitverbrennung von Hackschnitzeln liegen deutlich über den Kosten für die Mitverbrennung von Pellets. Dies ist insbesondere auf die höheren Kosten für die Anlagentechnik und den Betrieb zurückzuführen. Im Gegensatz dazu liegen die Brennstoffkosten für Pellets deutlich über denen von Hackschnitzeln. Gemäß der dena-Studie zur Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken (2011) werden für Holzpellets 134 €/t und für Holzhackschnitzel 71 €/t angegeben.

Im Rahmen des Modellnetzes (Kapitel 5) wurden zwei Varianten auf Basis der Brennstoffpreise und Investitionskostenansätze der dena-Studie (2011) mit einem Steinkohle-HKW und einem Anteil der Biomassemitverbrennung von 10 % auf Basis von Holzpellets bzw. Holzhackschnitzeln untersucht. Bei der Variante Holzpellets resultieren spezifische Wärmegestehungskosten von 102 €/MWh, die rd. doppelt so hoch liegen wie die spezifischen Gestehungskosten der Basisvariante Steinkohle (51 €/MWh). Ein großer Kostenanteil von mehr als 50 % entfällt auf die Kapital- und Betriebskosten infolge der hohen Kostenansätze in der de-

na-Studie. Bei der Variante mit Holzhackschnitzeln mit doppelt so hohen spezifischen Investitionskosten fallen die Gesteungskosten mit 168 €/MWh nochmal deutlich höher aus.

Die verwendeten Kostenansätze konnten nicht ausführlich durch Praxiserfahrungen verifiziert werden. Anhand von qualitativen Rückmeldungen aus der Praxis wurden im Rahmen einer vereinfachten Sensitivitätsanalyse die Kostenansätze für die Investitions- und Betriebskosten für die Mitverbrennung von Hackschnitzeln und Pellets halbiert (siehe Kapitel 5.2.2). Dabei resultieren für die Mitverbrennung von Pellets Wärmegestehungskosten von 65 €/MWh und für die Mitverbrennung von Hackschnitzeln Wärmegestehungskosten von 94 €/MWh. Auch bei diesem Ansatz liegen die Kosten für die Mitverbrennung von Pellets deutlich über der Basisvariante Steinkohle mit Gesteungskosten von 51 €/MWh.

Die Ergebnisse aus dem Modellnetz zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit bei der Mitverbrennung von Biomasse unter den derzeitigen Randbedingungen in besonderer Weise von den Brennstoffkosten abhängig ist. Ist die Biomasse demnach regional günstig verfügbar, kann die Biomasse mitverbrennung wirtschaftlich konkurrenzfähig sein. Mit der zunehmenden Verknappung der Ressource Holz ist jedoch zukünftig grundsätzlich mit einem Anstieg der Brennstoffkosten zu rechnen.

4.3.4.6 Treibhausgasemissionen und sonstige Umweltwirkungen

Hinsichtlich der Rauchgasemissionen und der CO₂-Emissionsfaktoren bei der Biomasse mitverbrennung wird auf das Kapitel 4.2.4.6 für holzartige Biomasse verwiesen. Eine Intensivierung der Biomasse mitverbrennung geht einher mit dem Problem der nachhaltigen Beschaffung der Biomasse. Werden die Pellets oder Hackschnitzel aus Waldholz bzw. Waldrestholz aus Deutschland gewonnen, kann von einer nachhaltigen Biomassenutzung ausgegangen werden. Wird jedoch Biomasse aus dem Ausland importiert, ist die Beurteilung der Nachhaltigkeit deutlich schwieriger. In diesem Rahmen ist die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien zur Nutzung fester Biomasse erforderlich, um negative Umweltwirkungen zu vermeiden. Ein Zertifizierungssystem für die nachhaltige Gewinnung von Holz für den Einsatz in der Energiewirtschaft gibt es jedoch nicht.

Eine Alternative zur Nutzung von Waldholz bietet der Anbau von Holz in Kurzumtriebsplantagen (IFEU 2012). Der Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP), insbesondere auf Ackerflächen, weist gegenüber der bisherigen Nutzung überwiegend positive Umweltwirkungen auf. Die Erosionsgefahr ist geringer als im Ackerland, der Bedarf an Dünger- und Pflanzenschutzmitteln ist geringer, die CO₂-Speicherung ist höher, und es bestehen positive Auswirkungen auf die Luftreinheit. Auch die Artenvielfalt ist höher als im Ackerbau, wobei zu beachten ist, dass Arten extensiver Acker- und Grünlandstandorte verdrängt werden. Holz aus KUP von hiesigen Standorten führt zu einem erhöhten Holzangebot in Deutschland und kann vermehrten Holzimporten aus ökologisch sensiblen Gebieten entgegenwirken.

Nachteilig ist jedoch die Flächenkonkurrenz der KUP mit der Nahrungs- und Futtermittelherzeugung. Wenn KUP dort angebaut werden, wo vorher Nahrungs- und Futtermittel erzeugt wurden, kann dies zu indirekten Landnutzungsänderungen und zu erheblichen Umweltschäden führen. Die Anpflanzung großflächiger KUP stellt zudem eine deutliche Veränderung des Landschaftsbildes dar. KUP wird derzeit in Deutschland wenig angebaut, da sich Landwirte aufgrund des langjährigen Wachstums langfristig binden müssen.

4.3.4.7 Flächenbedarf

Bzgl. des Flächenbedarfs der Biomassemitverbrennung wird auf die Ausführungen für die holzartige Biomasse in Kapitel 4.2.4.7 verwiesen.

4.3.4.8 Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem

Konventionelle HKW auf Basis von Steinkohle, die für die Biomassemitverbrennung infrage kommen, haben einen hohen elektrischen und thermischen Nutzungsgrad. Die Gesamteffizienz eines modernen HKW ist mit über 80 % als sehr gut zu bewerten. Konventionelle HKW haben gegenüber einem reinen Biomasse-HKW deutlich bessere elektrische Nutzungsgrade und eine höhere Gesamteffizienz, so dass die Biomasse in einem konventionellen HKW effektiver eingesetzt werden kann.

Durch die Biomassemitverbrennung resultiert keine Änderung der Strom- oder Wärmeerzeugung des Gesamtsystems. Vielmehr wird der Brennstoff Steinkohle durch Holz substituiert, wobei eine Beeinflussung der übrigen Wärmeerzeuger im Fernwärmesystem ausbleibt.

4.3.4.9 Übersicht

Tabelle 4-2: Zusammenfassung der Gesamtbewertung Biomassemitverbrennung

Eigenschaft / Merkmal	Bewertung
Potenziale	o
Einbindung in Fernwärme	++
Erzeugereinsatzreihenfolge	+
Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung	+
Wirtschaftlichkeit (Investitionskosten)	o
Wirtschaftlichkeit (spezifische Wärmegestehungskosten)	--
Treibhausgasemissionen	++
Sonstige Umweltwirkungen	+
Flächenbedarf	-
Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem	++

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / schlecht, -- / sehr schlecht

4.4 Biogas / Biomethan

4.4.1 Erzeugertechnik

Biogas wird durch die Vergärung biologischer Rohstoffe wie Pflanzen, Exkremente oder Futter- und Lebensmittelreste gewonnen. In einem anaeroben mikrobiellen Verfahren entsteht ein Gas mit einem Methangehalt von 45-75 % (Heizwert 14 - 27 MJ/kg, zum Vergleich: Methan 35,9 MJ/kg). Die weiteren Bestandteile von Biogas sind Kohlendioxid sowie geringe Mengen Schwefelwasserstoff, Ammoniak und anderen Gasen in Spuren (Quaschnig 2009). Die Vergärung erfolgt im Fermenter bei Temperaturen um die 40 °C. Zur Beheizung werden meist entweder Biogas oder die Wärme aus der KWK verwendet. Der Wärmeeigenbedarf von Biogasanlagen liegt bei 20-40 % der produzierten Wärme (FNR 2012).

Die Anlagengrößen und der Substrateinsatz werden sowohl von der landwirtschaftlichen Struktur in den verschiedenen Regionen Deutschlands als auch von den Vergütungsvorschriften des EEG beeinflusst. Die durchschnittliche Anlagengröße lag 2003 bei rund 220 kW_{el} und stieg bis 2010 auf 390 kW_{el} (FvB 2011). Eine Betreiberbefragung ergab, dass im Jahr 2010 80 % der Energie aus Biogasanlagen unter Einsatz von Energiepflanzen (überwiegend Maissilage) produziert wurde, 11 % aus tierischen Exkrementen und 9 % aus Bioabfall und industriellen und landwirtschaftlichen Reststoffen (Daniel-Gromke 2011).

Biogas kann grundsätzlich sowohl zur Wärme- als auch zur Stromerzeugung verwendet werden. Biogas ist speicherbar und ist deshalb für den Einsatz in der Grund- und in der Spitzenlast grundsätzlich geeignet. Motiviert durch die EEG-Vergütung wird Biogas üblicherweise in Grundlast-BHKWs verstromt. Die Leistungsklassen der Biogas-BHKW liegen laut

INFO-Box:

Kennwerte Biogas-BHKWs:

Thermische Leistung:	4 kW – 7,2 MW _{th}
Elektrische Leistung:	1,3 kW – 8,9 MW _{el}
Temperaturbereiche:	
Standard-BHKW	90 °C VL / 60 °C RL
heißgekühlte BHKW	130 °C VL / 90 °C RL
Fernwärmelastbereich:	i.d.R. Grundlast

Kennwerte Biogas-Mikrogasturbinen:

Thermische Leistung:	99 kW – 1 MW _{th}
Elektrische Leistung:	65 kW – 1 MW _{el}
Temperaturbereiche:	
Warmwasser, z.B.	90 °C VL / 70 °C RL
Heißwasser, z.B.	140 °C VL / 115 °C RL
	bis zu 180 °C möglich
Fernwärmelastbereich:	i.d.R. Grundlast

Kennwerte Biomethan:

Anlagenleistungen, Temperaturbereiche und Lastbereiche identisch wie Erdgas

Marktübersicht der ASUE aktuell zwischen 1,3 kW_{el} und 8,9 MW_{el} (ASUE 2011). Auf dem Markt sind auch biogasfähige Mikrogasturbinen mit einer elektrischen Leistung bis zu 1 MW_{el} erhältlich. Biogas ist auch ohne größere Anpassungen in Kesseln oder Industriefeuerungen einsetzbar.

Aufgrund der Substratlogistik werden Biogasanlagen in der Regel in ländlichen Gebieten errichtet, wo keine Bestandwärmenetze existieren und die Wärmenutzung, besonders bei größeren Anlagen, problematisch ist. Um das Biogas auch für größere Wärmenetzen nutzen zu können, wird Biogas seit mehreren Jahren verstärkt auf Erdgasqualität aufbereitet (Biomethan) und über das bestehende Gasnetz verteilt. Zwischen 2008 und 2010 hat sich die Anzahl der Biogasaufbereitungsanlagen von 15 auf 52 mehr als verdreifacht

(BMU 2011c). Für 2012 wird ein weiterer Anstieg auf 80 Anlagen erwartet (FvB 2011). Die Summe des ins Netz eingespeisten Biomethans lag nach BNetzA 2011 im Jahr 2010 bei 270 Mio. m³ – das entspricht etwa 2.700 GWh Wärme. Zum Vergleich: der Fernwärmeabsatz der enercity in Hannover lag im Jahr 2010 bei 1.400 GWh, der Fernwärmeabsatz der Stadtwerke München bei rund 4.350 GWh. Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Biomethaneinspeisung stark zu erhöhen, bis auf 6 Mrd. m³ im Jahr 2020 und 10 Mrd. m³ in 2030, so dass für die nächsten Jahre ein Zuwachs bei der Verfügbarkeit für Biomethan zu erwarten ist.

4.4.2 Einbindung in das Fernwärmenetz

Biogasanlagen werden üblicherweise in räumlicher Nähe zu den Substratquellen errichtet. Für die Einbindung in große Fernwärmenetze sind daher Standorte am Stadtrand oder in

Gewerbegebieten an der Peripherie wahrscheinlich. Biogas-BHKW oder Biogas-Mikrogasturbinen können hydraulisch und regelungstechnisch analog zu fossil befeuerten Anlagen in Fernwärmenetze eingebunden werden.

Befindet sich auch die zentrale Erzeugungsanlage am Stadtrand, können die Biogas-KWK-Anlagen in diesen Standort integriert werden (Abbildung 4-4).

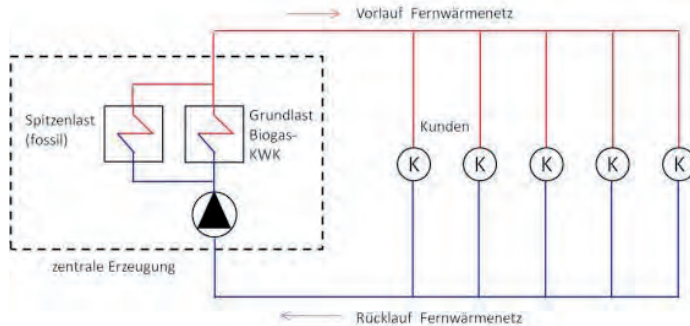


Abbildung 4-4: Einbindung Biogas an der zentralen Erzeugungsanlage

Alternativ kommt auch eine Einbindung am Ende eines Fernwärmestrangs in Frage (Abbildung 4-5). Die hydraulische und regelungstechnische Integration kann analog zu Spitzenlastheizwerken erfolgen, die ebenfalls häufig in der Nähe der Strangenden platziert sind. Die Fernwärmetrasse am Strangende muss ausreichend dimensioniert sein, um die Wärme aus der Biogasanlage abtransportieren zu können.

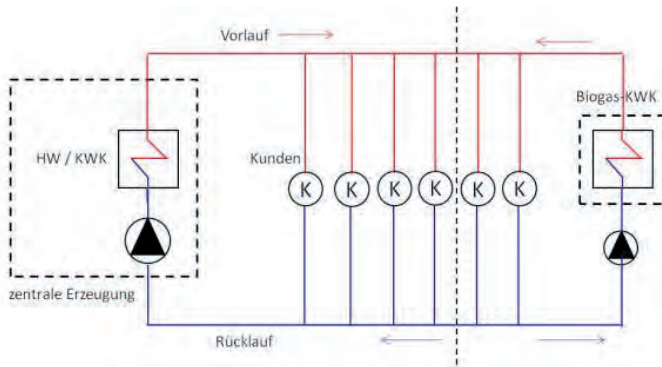


Abbildung 4-5: Einbindung Biogas als zusätzlicher Erzeugungsstandort

Standard-Biogas-BHKW arbeiten mit Vorlauftemperaturen von ca. 90 °C bei Rücklauftemperaturen von ca. 70 C. Bei niedrigeren Rücklauftemperaturen können auch höhere Vorlauftemperaturen erreicht werden, z.B. 100 °C T_{VL} bei 60 °C T_{RL} , 110 °C T_{VL} bei 50 °C T_{RL} . Werden höhere Temperaturen benötigt, kommen Mikrogasturbinen (bis zu 180 °C) in Frage, die bislang jedoch selten in Fernwärmenetzen zum Einsatz kommen.

4.4.3 Best-Practice-Beispiel – Fernwärme Ulm

In diesem Zusammenhang wird auf das Best-Practice-Beispiel der Fernwärme Ulm (FUG) verwiesen (siehe Kapitel 4.2.3). Die FUG nutzt nicht nur Wärme aus Biomasseheizkraftwerken, sondern auch aus Biogas-Blockheizkraftwerken.

4.4.4 Gesamtbewertung

4.4.4.1 Potenziale

Gemäß einer Studie des Instituts für Energetik und Umwelt (IE 2007) wird für Deutschland für das Jahr 2000 das maximal technische Potenzial für die Biogasproduktion aus dem Energiepflanzenanbau mit 309 PJ/a berechnet. Dabei wird eine landwirtschaftliche Fläche für den Energiepflanzenanbau von 2,4 Mio. ha zugrunde gelegt. Zusätzlich ergibt sich ein Potenzial aus tierischen Exkrementen und Einstreu von 123 PJ/a. In Summe ergibt dies ein Gesamtpotenzial von 432 PJ/a.

Zukünftig wird mit einer Steigerung der Biogasproduktion gerechnet. Aufgrund abnehmender Bevölkerungszahlen und der damit verbundenen sinkenden Nahrungsmittelproduktion steigt die verfügbare Fläche zum Energiepflanzenanbau bis zum Jahr 2020 auf 2,8 Mio. ha (IE 2007). Insgesamt wird mit einer Steigerung des technischen Potenzials auf 454 PJ/a für das Jahr 2020 gerechnet. Das Potenzial aus tierischen Exkrementen und Einstreu bleibt nahezu konstant, so dass sich ein Gesamtpotenzial von 578 PJ/a ergibt.

In Deutschland wurde im Jahr 2010 eine Wärmemenge von rd. 98,2 TWh in die Fernwärmenetze eingespeist (AGFW 2011a). Würde man das Ziel verfolgen, 10 % dieser Wärmeeinspeisung aus Biogas in BHKW zu erzeugen, müsste bei einem thermischen Nutzungsgrad der BHKW von 50 % eine Brennstoffenergie aus Biogas von 70,7 PJ/a bereitgestellt werden. Diese Brennstoffenergie würde 16 % des Biogaspotenzials aus NawaRo für das Jahr 2020 entsprechen.

Diese Betrachtung zeigt, dass auf der Potenzialebene eine Substitution fossiler Energieträger durch Biogas in der Fernwärme in größerem Umfang denkbar ist. Allerdings sind regionale Nutzungskonkurrenzen zwischen dem Energiepflanzenanbau und der Nahrungsmittelproduktion bei den verfügbaren Flächen wahrscheinlich. Biogas ist keine unbegrenzt verfügbare erneuerbare Ressource. Die Ausweitung der Biogasnutzung in der Fernwärme sollte daher im Einklang mit den übrigen Nutzungspfaden erfolgen.

4.4.4.2 Einbindung in Fernwärme / Erzeugereinsatzreihenfolge

Die Wärme aus Biogas bzw. Biomethan, die in Blockheizkraftwerken (BHKW) bzw. Mikrogesturbinen (MGT) erzeugt wird, kann hydraulisch und regelungstechnisch wie Wärme aus konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen in Fernwärmenetze eingespeist werden. Standard-BHKW können mit einer VL-Temperatur bis 90 °C in den Heizkreislauf integriert werden. Mit heißgekühlten BHKW bis zu einer VL-Temperatur von 130 °C ist die Wärmeeinspeisung auch in konventionelle Heißwassernetze mit hohen VL-Temperaturen möglich. MGT erreichen sogar noch höhere VL-Temperaturen bis 180 °C.

Die heute verfügbaren Leistungsklassen von BHKW lassen einen individuellen Einsatz unter Berücksichtigung der örtlichen Randbedingungen eines Fernwärmenetzes zu. Für BHKW sind thermische Leistungen bis 7,2 MW_{th} je Blockaggregat verfügbar. Für MGT sind thermische Leistungen bis 1 MW_{th} verfügbar. Beide Anlagentypen können in der Grund- und Spitzenlast eingesetzt werden, wobei in der Regel ein Einsatz in der Grundlast üblich ist. In

Kombination mit einem Gasspeicher oder einem Wärmespeicher kann ein Abgleich zwischen Wärmeerzeugung und Wärmelast erfolgen.

Ein deutlicher Vorteil hinsichtlich der Einsatzflexibilität entsteht durch die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan. Das Biogas kann in Biogasanlagen dezentral erzeugt werden und als Biomethan über das Gasnetz zu zentralen Erzeugungsanlagen eines Fernwärmenetzes transportiert werden. So können beispielsweise vorhandene Erdgas-BHKW oder Erdgas-GUD-HKW mit hoher Gesamteffizienz mit Biomethan betrieben werden.

Sollen Biogas-BHKW am Standort der Biogasanlage Wärme in Fernwärmenetze einspeisen, so ist beispielsweise auch die Integration von Standard-BHKW mit einer VL-Temperatur von 90 °C in Sekundärnetze mit geringerer VL-Temperatur denkbar. Dieser Anlagentyp spricht für die dezentrale Erzeugung in Stadtrandgebieten.

4.4.4.3 Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung

Die Erzeugung von Biogas im Fermenter einer Biogasanlage ist ein kontinuierlicher Prozess, der bei entsprechender Auslegung des BHKW einen Betrieb in der Grundlast ermöglicht. Die Wärmeerzeugung kann mittels Gasspeicher bzw. Wärmespeicher an die Lastsituation im Wärmenetz angepasst werden. Biogas-BHKW und Biogas-MGT weisen eine hohe Flexibilität auf und können bei entsprechender Auslegung auch zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt werden.

4.4.4.4 Wechselwirkung mit Netztransformation

Der Einsatz von Standard-BHKW mit VL-Temperaturen bis 90 °C wird durch die Absenkung der Netztemperaturen in Fernwärmenetzen begünstigt. Standard-BHKW eignen sich besonders zum Einsatz in Sekundär- bzw. Inselnetzen mit niedrigem Temperaturniveau. Die Netztransformation großer Fernwärmenetze hin zu kleineren Inselnetzen kann daher zu einer Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten des Energieträgers Biogas führen.

4.4.4.5 Wirtschaftlichkeit

Für das Modellnetz in Kapitel 5.2.3 wurden zwei Biomethan-Varianten mit großen Gasmotoren untersucht. In Variante 3a werden sechs BHKW mit einer thermischen Leistung von je 2,9 MW zur Grundlastabdeckung in das Fernwärmenetz integriert. In Variante 3b speisen drei BHKW mit einer thermischen Leistung von je 7,2 MW Grundlast in das Wärmenetz ein. Dabei entstehen Investitionskosten von 6,0 bzw. 5,4 Mio. Euro für die Anlagentechnik. Dies entspricht niedrigen spezifischen Investitionskosten von rd. 347 €/kW_{th} für Variante 3a und 249 €/kW_{th} für Variante 3b.

Der Anteil der Kapital- und Betriebskosten an den spezifischen Wärmegestehungskosten aus Biomethan beträgt im Modellnetz weniger als 10 €/MWh bzw. 1 Cent/kWh und spielt daher eine untergeordnete Rolle. Die spezifischen Wärmegestehungskosten für die Wärme aus Biomethan in BHKW werden fast ausschließlich von den Brennstoffkosten bestimmt. Es ergeben sich Energiekosten von 82 €/MWh (93 % der Wärmegestehungskosten) für Variante 3a und 88 €/MWh (95 % der Wärmegestehungskosten) für Variante 3b. Den Varianten liegt ein Brennstoffpreis für Biomethan von 80 €/MWh zugrunde. Dagegen liegt der Erdgaspreis bei 40 €/MWh und damit bei rd. 50 % des Biomethanpreises.

Die spezifischen Wärmegestehungskosten für Wärme aus Biomethan liegen insgesamt bei 89 €/MWh bzw. 92 €/MWh über der Basisvariante Erdgas mit 63 €/MWh. Ab einem Biomethanpreis von 71 €/MWh (anstatt 80 €/MWh) würden sich für die Varianten 3a und 3b im Mo-

dellnetz spezifische Wärmegestehungskosten von rd. 63 €/MWh ergeben, so dass „Netzparität“ zur Basisvariante Erdgas bestehen würde. Die „Netzparität“ ließe sich also bereits über eine Senkung der Brennstoffkosten für Biomethan um rd. 11 % erreichen. Diese Sensitivitätsbetrachtung bezieht sich auf das konkrete Anlagenbeispiel im Modellnetz. Die Zusammensetzung der Wärmegestehungskosten ist von zahlreichen Faktoren abhängig, daher lässt sich diese Aussage nicht pauschal auf alle Biomethan-BHKW übertragen.

Auch für die Modellregion Jena wurden zwei Biogas-/Biomethan-Varianten mit BHKW untersucht (siehe Kapitel 6.5). Aufgrund des hohen Temperaturniveaus im Fernwärmenetz Jena werden heißgekühlte BHKW gewählt. Dadurch reduzieren sich die Stromerzeugung und die Stromerlöse der BHKWs, was zu einer geringeren Wirtschaftlichkeit der Varianten führt. Die Varianten zeigen spezifische Wärmegestehungskosten von 128 €/MWh (Variante 1 – Biogas-BHKWs) bzw. 108 €/MWh (Variante 2 – Biomethan-BHKWs) und liegen damit deutlich über den Wärmegestehungskosten für das Modellnetz.

Im Rahmen des Modellnetzes wird in Variante 4 zusätzlich der Einsatz von Biomethan in Spitzenlastkesseln analysiert. Dabei wird davon ausgegangen, dass das Biomethan in vorhandenen Erdgaskesseln eingesetzt wird. Insofern fallen keine Kapital- und Betriebskosten für die Anlagentechnik an. Die Wärmegestehungskosten werden ausschließlich von den Energiekosten gebildet und betragen bei Ansatz des gleichen Brennstoffpreises für Biomethan 116 €/MWh. Damit liegen die Wärmekosten 84 % über der Basisvariante Erdgas. „Netzparität“ würde sich für den Biomethan-Kessel in Variante 4 erst ab einem Biomethanpreis von 43 €/MWh einstellen.

Die Varianten im Modellnetz zeigen, dass die Wärmeerzeugung aus Biomethan bei Einsatz in großen Gasmotoren dem Fernwärmepreis für konventionelle Erzeugungsanlagen bereits nahe kommt. Der Einsatz von Biomethan in Spitzenlastkesseln ist hingegen nicht wirtschaftlich.

4.4.4.6 Treibhausgasemissionen und sonstige Umweltwirkungen

Der THG-Emissionsfaktor für Biomethan auf Basis von Mais beträgt 160 g/kWh und berücksichtigt die gesamte Produktionskette vom Anbau der Biomasse, über die Erzeugung des Biogases in der Biogasanlage und die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität. Die THG-Emissionen für die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität einschließlich der Druckerhöhung für die Einspeisung in das Erdgasnetz betragen rd. ein Drittel der Gesamtemissionen. Für Biogas aus Mais ergibt sich ein Emissionsfaktor von 112 g/kWh. Die meisten THG-Emissionen entstehen durch das Aufbringen des Stickstoff-Düngers, der Lachgasemissionen, den Strombedarf für den Betrieb der Biogasanlage und den Fermenter (IFEU und BBH 2011). Biogas aus Gülle weist einen deutlich besseren THG-Emissionsfaktor infolge der Methan-Gutschrift für die vermiedenen Methan-Emissionen auf.

Durch die Nutzung von Biomethan in BHKW und die damit verbundene Substitution von Erdgas können die Treibhausgasemissionen in einem Fernwärmesystem gesenkt werden. Dies hängt nicht zuletzt mit der hohen Gesamteffizienz der BHKW mit einem hohen elektrischen Nutzungsgrad in der Grundlast zusammen. Bei den Biomethan-Varianten im Modellnetz (siehe Kapitel 5.2.3) wird der Anteil erneuerbarer Energien von 21 % bei der Basisvariante auf 41 % erhöht. Dabei sinken die Treibhausgasemissionen für das Gesamtsystem erheblich um 30 % (Variante 3a) bzw. 43 % (Variante 3b).

Bei der Ausweitung der Biogasproduktion durch den Energiepflanzenanbau entstehen Zielkonflikte mit den Interessen des Umwelt- und Naturschutzes. Negative Umweltwirkungen

können jedoch durch eine gute landwirtschaftliche Praxis reduziert werden. Monokulturen durch den Anbau von Mais als besonders ertragsreiche Pflanze führen zu einem Verlust der Biodiversität und zu einer steigenden Anfälligkeit für Schädlingsbefall. Der flächendeckende Maisanbau hat eine erhöhte Bodenerosion und den Verlust von Humus zur Folge. Durch das Ausbringen von Stickstoffdüngern auf die landwirtschaftlichen Flächen entstehen Lachgasemissionen, die die Treibhausgasbilanz verschlechtern (Wuppertal Institut 2010).

Wie beim Anbau der Kurzumtriebsplantagen (KUP) bestehen auch beim Energiepflanzenanbau Nutzungskonkurrenzen zur Nahrungs- und Futtermittelerzeugung, die zu indirekten Landnutzungsänderungen und erheblichen Umweltschäden führen können.

4.4.4.7 Flächenbedarf

Im Jahr 2007 wurden insgesamt 11,9 Mio. ha als Ackerfläche bewirtschaftet. Auf die energetische Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) entfielen dabei 1,8 Mio. ha (rd. 15 % der Ackerfläche). Weitere 0,2 Mio. ha mit NawaRo wurden der stofflichen Nutzung zugeführt (DBFZ 2011b). Im Basis-Szenario 2020 wird die Entwicklung der Ackerflächen untersucht. Demnach werden die Flächen zum Anbau von NawaRo's von 2,0 Mio. ha auf 3,7 Mio. ha ansteigen. Die Flächen zur energetischen Nutzung von NawaRo's werden auf 2,2 Mio. ha erhöht, die der stofflichen Nutzung auf 0,3 Mio. ha. Die verbleibenden 1,2 Mio. ha werden durch den Anbau von holzartiger Biomasse in Kurzumtriebsplantagen (KUP) bewirtschaftet.

Die Zunahme der NawaRo-Flächen wird durch eine geringere Fläche für die Lebens- und Futtermittelproduktion, die auf Ertragssteigerungen und den Rückgang des Nahrungsmittelbedarfs infolge der abnehmenden Bevölkerung in Deutschland zurückzuführen ist, ausgeglichen. Für den Zeitraum 2007 bis 2020 ergibt sich trotz der Steigerung der NawaRo-Flächen eine Abnahme der Ackerfläche von 0,2 Mio. ha auf 11,7 Mio. ha. Ein derzeit nicht abschätzbarer Faktor für den weiteren Ausbau der NawaRo-Flächen ist die Markteinführung der Biokraftstoffe der 2. Generation (BTL, Bio-SNG). Dieser Flächenbedarf für Biokraftstoffe ist in den 3,7 Mio. ha nicht enthalten (DBFZ 2011b).

Die Analyse des Flächenbedarfs zeigt, dass die Steigerung des Energiepflanzenanbaus unter Berücksichtigung der anderen Nutzungspfade möglich ist. Zwischen dem Anbau von KUP und dem Anbau von NawaRo ist jedoch, zumindest auf regionaler Ebene, mit steigenden Nutzungskonkurrenzen zu rechnen.

In DLR, IWES und IFNE (2012) werden die flächenspezifischen Energieerträge von erneuerbaren Energien verglichen. Dabei wird deutlich, dass der flächenspezifische Energieertrag von Biomasse im Vergleich zu anderen Energieträgern, wie beispielsweise der Solarthermie, sehr gering ausfällt. Für Biomasse wird eine Bandbreite von 2 bis 6 kWh/m²·a chemische Energie im Vergleich zu 250 kWh/m²·a Wärmeenergie für die Solarthermie angegeben. Dies zeigt, dass der Flächenverbrauch für die Erzeugung von Biogas aus Biomasse sehr hoch ist.

4.4.4.8 Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem

Die energetische Verwertung von Biogas in BHKW und MGT weist eine hohe Gesamteffizienz mit einer Brennstoffausnutzung von über 80 % auf. Insbesondere bei den Gas-Motoren resultieren hohe elektrische Nutzungsgrade von über 40 %.

In den Varianten 3a und 3b des Modellnetzes (siehe Kapitel 5.2.3) verdrängen die Biomechan-BHKW die Erdgas-KWK-Anlage in die Spitzenlast. Die Stromerzeugung der Erdgas-KWK-Anlage geht dadurch zurück. Dies wird jedoch durch die Biogas-BHKW ausgeglichen, da die Gas-Motoren einen besseren elektrischen Nutzungsgrad als die Erdgas-KWK-Anlage

aufweisen. Die Stromerzeugung des Gesamtsystems steigt bei Variante 3a um 62 % und bei Variante 3b um 94 % an. Die Fernwärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung nimmt durch die Einbindung der Biomethan-BHKW erheblich zu, die Wärmeerzeugung der Spitzenlastkessel nimmt dagegen ab. Insgesamt ergibt sich eine deutlich bessere Gesamteffizienz des Strom- und Wärmesystems im Modellnetz.

4.4.4.9 Übersicht

Tabelle 4-3: Zusammenfassung der Gesamtbewertung Biogas/Biomethan

Eigenschaft / Merkmal	Bewertung
Potenziale	o
Einbindung in Fernwärme	o
Erzeugereinsatzreihenfolge	++
Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung	++
Wirtschaftlichkeit (Investitionskosten)	++
Wirtschaftlichkeit (spezifische Wärmegestehungskosten)	-
Treibhausgasemissionen	+
Sonstige Umweltwirkungen	o
Flächenbedarf	--
Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem	++

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / schlecht, -- / sehr schlecht

4.5 Geothermie

4.5.1 Erzeugertechnik

Geothermie ist die im Erdinneren gespeicherte Wärme, die hauptsächlich aus Wärme aus der Erdentstehung sowie aus dem radioaktiven Zerfall im Inneren der Erde stammt. Die Geothermie kann grundsätzlich in tiefe Geothermie und oberflächennahe Geothermie unterschieden werden. Für die Einbindung in Fernwärmenetze eignet sich vor allem die Tiefengeothermie. Diese kann entweder zur

- direkten Wärmenutzung (z.B. Heizung),
- energetischen Umwandlung zu elektrischer Energie
- oder zur Kraft-Wärme-Kopplung

genutzt werden.

Um die tiefe Geothermie nutzbar zu machen, gibt es verschiedene Verfahren wie

- hydrothermale Geothermie,
- petrothermale Systeme (Enhanced Geothermal System; Hot-Dry-Rock),
- tiefe Erdwärmesonden.

In Deutschland ist bereits eine Vielzahl von hydrothermalen Projekten realisiert. Einen Überblick gibt der Bundesverband Geothermie (GtV 2012). Die im Folgenden genannten Kennzahlen beziehen sich auf die in GtV (2012) beschriebenen Projekte. Für petrothermale Ge-

oothermie sowie tiefe Erdwärmesonden liegen bisher wenige Projektdaten vor, deswegen wird hier auf eine Darstellung verzichtet.

Thermalwasser enthält eine Vielzahl von Mineralien, so dass bei der Ausführung der Anlage korrosionsfeste Materialien zum Einsatz kommen müssen.

INFO-BOX:

Kenwerte hydrothermale Geothermie:

Thermische Leistung:	bis zu 35 MW _{th}
Elektrische Leistung:	bis zu 3 MW _{el}
Tiefe der Bohrung:	800 m bis 3.400 m
Förderrate:	10 l/s bis 150 l/s
Temperaturbereich:	40 °C bis 150 °C
Fernwärmelastbereich:	i.d.R. Grundlast bzw. Grund- und Mittellast
Verfügbarkeit:	hohe Temperatur nur in wenigen Regionen

Um ein Geothermie-HKW sinnvoll zu betreiben, sollte es in der Grundlast der Wärmeversorgung und somit mit einer hohen Anzahl an Vollbenutzungsstunden eingesetzt werden. Kaltschmitt (2006) sieht eine thermische Nennanschlussleistung von 5 MW als eine untere Grenze an. Zur Abdeckung der restlichen Last sind eine KWK-Anlage und/oder ein Heizwerk notwendig. Diese Anlagen werden meistens mit fossilen Brennstoffen betrieben. Mit einer KWK-Anlage

kann der benötigte Eigenstrombedarf für die Pumpen der geothermalen Förderung gedeckt werden. Soll die Geothermie vorwiegend in ein Fernwärmenetz eingespeist werden, ist es von der Fördertemperatur abhängig, ob sich eine zusätzliche Stromerzeugung lohnt. Ist dies nicht der Fall, kann geprüft werden, ob es wirtschaftlich sinnvoll ist, bei entsprechend hoher Fördertemperatur nur in den Sommermonaten Strom aus Geothermie zu erzeugen, wenn der Wärmebedarf gering ist. Um möglichst viel Nutzenergie aus der Geothermie zu gewinnen, kann zusätzlich eine Wärmepumpe eingesetzt werden. Wie bei den meisten erneuerbaren Energien, die in ein Fernwärmenetz einspeisen, sollte das Netz mit möglichst geringen Temperaturen betrieben werden. Wichtig ist auch eine geringe Rücklauftemperatur.

4.5.2 Einbindung in das Fernwärmenetz

Die Geothermie kann auf unterschiedliche Weise in ein bereits bestehendes Fernwärmenetz integriert werden. In Abbildung 4-6 werden zwei Möglichkeiten dargestellt, um den Vorlauf auf die im Fernwärmenetz benötigte Temperatur zu bringen, wenn die geothermalen Temperaturen nicht ausreichen. Bei der Möglichkeit a) wird der Vorlauf nachgeheizt, während bei b) nur ein Teilstrom des Rücklaufes entnommen und erwärmt wird. Wahlweise kann, wie bei allen nachfolgenden Schaltungen auch, entweder ein Heizwerk (HW) oder eine Kraftwärmekopplungsanlage (KWK) zur Deckung der Spitzenlast und als Reserve eingesetzt werden.

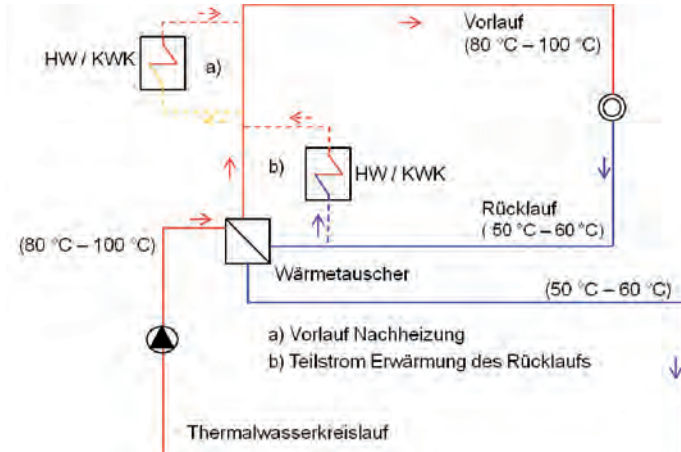


Abbildung 4-6: Mögliche Einbindungen eines HW / einer KWK-Anlage als Reserve oder zur Absicherung der Spitzenlast

Die Abbildung 4-7 zeigt am Beispiel Erding, wie eine Wärmepumpe zur zusätzlichen Thermalwasserausnutzung eingebunden werden kann. In Erding wird die Thermalwassernutzung folgendermaßen realisiert¹⁴: Zunächst wird mittels mehrerer Wärmetauscher die Energie des Thermalwassers auf den Fernwärmekreislauf übertragen. Das Wasser des Fernwärmekreislaufs beträgt vor den Wärmetauschern ca. 45 °C. Die Restwärme des Thermalwassers wird durch eine Wärmepumpe entzogen und ebenfalls dem Fernwärmekreislauf zugeführt. Nach der Wärmepumpe beträgt die Temperatur des Thermalwassers noch 20 °C, während die Temperatur des Fernwärmewassers bereits auf 80 °C gestiegen ist. Um die benötigte Vorlauftemperatur zu erreichen, werden Heißwasserkesselanlagen nachgeschaltet.

¹⁴ www.geowaerme-erding.de/start_fr.html

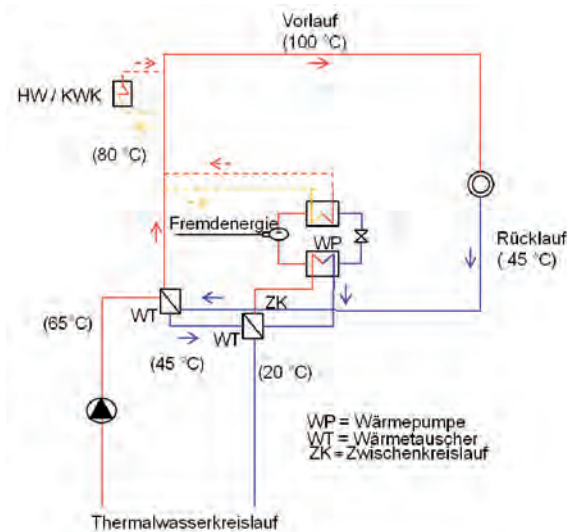


Abbildung 4-7: Kaskadenförmige Auskühlung des Thermalwassers mit einer Wärmepumpe

4.5.3 Stromerzeugung in Geothermieanlagen

Geothermie kann grundsätzlich nicht nur zur Wärmenutzung in Fernwärmenetzen eingesetzt, sondern auch für die Umwandlung in Strom verwendet werden. Für die Umwandlung zu Strom haben sich Organic-Rankine-Cycle-(ORC)- oder Kalina-Cycle-(KC)-Anlagen etabliert. Für ORC-Anlagen werden Fördertemperaturen von ca. 100 °C benötigt, während eine KC-Anlage bereits bei rund 90 °C eingesetzt werden kann (VDI 2004, GMK 2012). Geothermie-Systeme können sowohl strom- als auch wärmegeführt betrieben werden. Aus dieser Entscheidung ergibt sich das Anlagenkonzept. Grundsätzlich kann zwischen folgenden Varianten unterschieden werden:

- Reihenschaltung von Strom- und Wärmeerzeugung,
- Parallelschaltung von Strom- und Wärmeerzeugung,
- Mischungen der Schaltungsformen.

Laut BMU (2011c) ist die Reihenschaltung bei vorrangiger Stromerzeugung zu bevorzugen, während sie bei einem wärmebetriebenen System eher Probleme verursacht. Bei der Stromerzeugung steht so die gesamte Energie des Thermalwassers zur Verfügung. Eventuell reicht die Energie des abgekühlten Thermalwassers im Anschluss noch für eine Wärmenutzung. Um eine Versorgungssicherheit mit Wärme zu gewährleisten, wird ein zusätzliches Heizwerk benötigt. Abbildung 4-8 stellt diese Art der Schaltung dar.

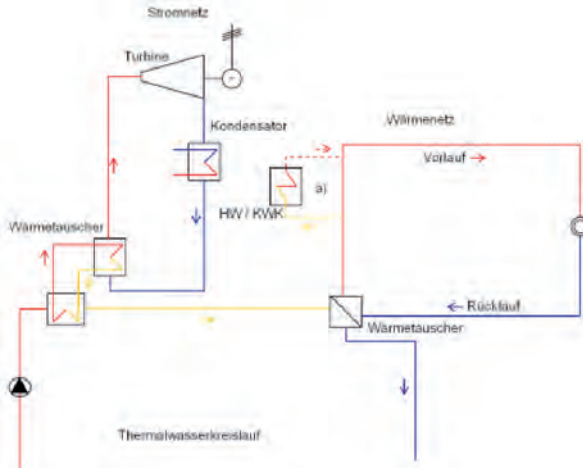


Abbildung 4-8: Reihenschaltung von Stromerzeugung und Wärmenutzung

Bei der parallelen Schaltung bestimmt im Wesentlichen die Aufteilung des Massenstroms des Thermalwassers, ob die Anlage wärme- oder stromgeführt betrieben wird. Für einen wärmegeführten Betrieb bietet diese Schaltung vor allem den Vorteil, dass beiden Bereichen heißes Thermalwasser zur Verfügung steht (BMU 2011c). Wird die Anlage wärmegeführt betrieben, kann im Winter der Zufluss zur Stromerzeugung vollständig stillgelegt werden und nur in den Sommermonaten bei geringerem Wärmebedarf betrieben werden. Die Abbildung 4-9 verdeutlicht dies.

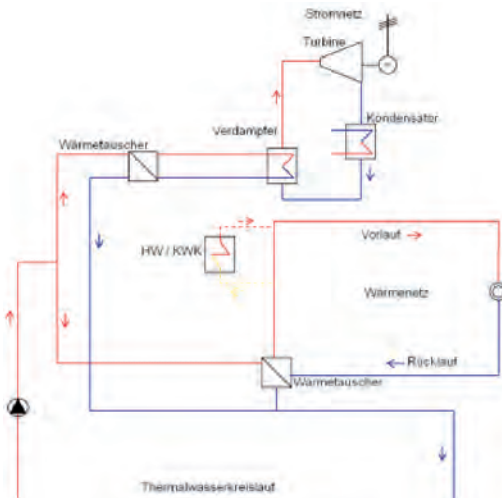


Abbildung 4-9: Parallelschaltung von Stromerzeugung und Wärmenutzung

Um Mischformen der oben beschriebenen Schaltungen handelt es sich dann, wenn beispielsweise bei der Reihenschaltung ein Bypass zur Wärmeversorgung eingebaut wird.

4.5.4 Best-Practice-Beispiel – Geothermie in Poing, E.ON Bayern-Wärme GmbH

Fernwärmenetz

Die E.ON Bayern-Wärme GmbH betreiben in der Gemeinde Poing in Oberbayern ein rd. 20 Jahre altes Fernwärmenetz mit einem Anschlusswert von 28 MW_{th}. Über das Wärmenetz mit einer Gesamtlänge von 18 km werden rund 440 Hausanschlussstationen von Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie von Gewerbe- und Industriebetrieben versorgt. Die Anschlussleistungen der Hausanschlussstationen weisen eine Bandbreite von 7 kW_{th} bis 4.600 kW_{th} auf.

Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes beträgt im Winter rd. 105 °C bei einer Rücklauftemperatur von 55 °C bis 60 °C. Zukünftig sind im Winter deutlich niedrigere Vorlauftemperaturen < 100 °C geplant. Die Optimierung der Netztemperaturen erfolgt über Netzschlechtpunktmessungen und neue Netzpumpen.

Das Fernwärmenetz in Poing wird kontinuierlich ausgebaut. Dabei werden insbesondere neue Baugebiete entwickelt und an die Fernwärme angeschlossen. Es ist daher kurz- bis mittelfristig davon auszugehen, dass der Anschlusswert und die Jahreshöchstlast weiter steigen werden. Seitens des Betreibers bestehen Überlegungen, Teilnetze mit geringeren Netztemperaturen bzw. Niedertemperaturauskopplungen auszustatten. Dabei ergeben sich Synergien hinsichtlich des verfügbaren Temperaturniveaus der Geothermie, da bei geringen Netztemperaturen auch weniger mit Erdgaskesseln nachgeheizt werden müsste.

INFO-Box:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Anschlusswert:	28 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	14 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	37 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	45 GWh _{th} /a
Liniendichte:	1,6 kW _{th} /m
Netzverluste:	11 %

Geothermieheizwerk:

Geologie: Süddeutsches Molassebecken	
Typ: Hydrothermale Dublette	
Förderbohrung:	3.000 m
Reinjektionsbohrung:	3.000 m
Schüttung:	100 l/s
Fördertemperatur:	76 °C
Reinjektionstemperatur:	50 °C
Max. Wärmeleistung:	7 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	31,5 GWh _{th} /a
Pumpstrombedarf:	3.500 MWh/a

In Poing zeigt sich deutlich die Konkurrenz der Fernwärme zum ebenfalls vorhandenen Erdgasnetz. Die energetische Versorgung der neuen Baugebiete wird öffentlich ausgeschrieben. Daher kann es vorkommen, dass ein neues Wohngebiet trotz vorhandenem Fernwärmenetz einen Gasanschluss erhält. Mit der Grundlastwärme der Geothermie könnten aber problemlos weitere Wohngebiete versorgt werden.

Hydrothermale Geothermie

Die Wärmebereitstellung entfällt zu einem Drittel auf das Sommerhalbjahr und zu zwei Drittel auf das Winterhalbjahr. Die Wärme für das mehr als 20 Jahre alte Fernwärmenetz wurde bislang mit BHKWs und Spitzenlastkesseln (Erdgas und Biogas) bereitgestellt. In den Jahren 2008 bis 2012 wurde der vorhandene Erzeugerpark grundlegend verändert. Neben dem Neubau des Geothermieheizwerks wurde ein weiterer Spitzenlastkessel (Reservekessel)

gebaut. Die drei bestehenden BHKW-Module mit einer Wärmeleistung von je rd. 1 MW_{th} werden rückgebaut, da die Grundlastversorgung im Sommer wie im Winter durch das Geothermieheizwerk übernommen wird. Die BHKW, die für einen wirtschaftlichen Betrieb auf hohe Vollbenutzungsstunden angewiesen sind, werden daher an anderer Stelle mit einer höheren Auslastung betrieben.

Die Fernwärme wird in der Geothermieheizzentrale Poing erzeugt. An diesem zentralen Standort sind alle Wärmeerzeugungsanlagen aufgestellt. Zum Ausgleich von Lastspitzen ist ein kleiner Pufferspeicher mit einem Nutzvolumen von 20 m³ vorhanden. Die Spitzenlastabdeckung erfolgt über drei Erdgaskessel. Die thermischen Engpassleistungen der drei Erdgaskessel betragen 7 MW_{th}, 6 MW_{th} und 17 MW_{th}. Bei einer Nettowärmeerzeugung von 13,5 GWh/a beträgt der Anteil der Spitzenlastkessel an der gesamten Wärmeerzeugung rd. 30 %, dies entspricht rd. 450 Vollbenutzungsstunden. Das Geothermieheizwerk besteht aus einer hydrothermalen Dublette mit einer Förderbohrung und einer Reinjektionsbohrung (beide rd. 3.000 m tief).

Das Thermalwasser aus der Förderbohrung wird zu drei Wärmeübertragern in der Geothermieheizzentrale gepumpt. Der Betriebsdruck der Thermalwasserleitung liegt bei rd. 6 bis 7 bar. Damit wird ein Ausgasen von korrosiven Gasen verhindert. Das Thermalwasser wird mit einer Temperatur von 76 °C gefördert und je nach Wärmenachfrage auf die gewünschte Vorlauftemperatur mit den Spitzenlastkesseln aufgeheizt. Bei einer Schüttrate von rd. 100 l/s ergibt sich eine geothermische Wärmeleistung von bis zu 7 MW_{th}. Damit können bis zu 50 % der Jahreshöchstlast über die Geothermie gedeckt werden. Die Nettowärmeerzeugung der Geothermie liegt bei rd. 31,5 GWh/a, dies entspricht rd. 4.500 Vbh, und damit bei 70 % der gesamten Wärmeerzeugung (siehe Wärmebilanz in Abbildung 4-10). Der Pumpstrombedarf für die Pumpe in der Förderbohrung beträgt rd. 3.500 MWh/a, dies entspricht rd. 11 % der Nettowärmeerzeugung des Geothermieheizwerks. Aufgrund dessen, dass die BHKW-Module rückgebaut werden, muss der Strom für die Untertagepumpe in der Förderbohrung zugekauft werden.

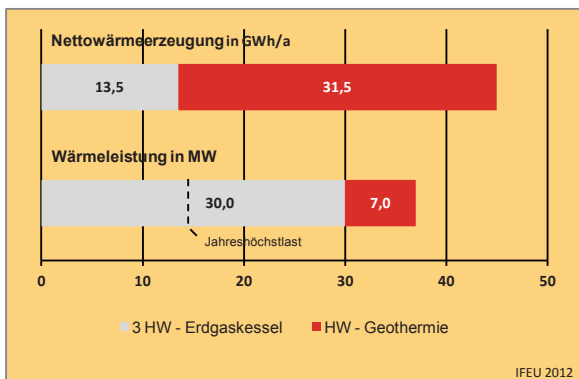


Abbildung 4-10: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung in Poing.

Investition und Förderung

Die Investitionskosten für das Geothermieheizwerk belaufen sich auf rd. 27 Mio. Euro. Davon entfallen 16,7 Mio. Euro auf die Förder- und die Reinjektionsbohrung (entspricht 62 %). Für das Heizwerk ergeben sich spezifische Investitionskosten von rd. 3.850 Euro/kW_{th}.

Das Geothermieprojekt wurde mit Mitteln aus dem Marktanreizprogramm (MAP) gefördert. Die Förderung wird über einen KfW-Tilgungszuschuss für die Bohrungen und den Ausbau des Wärmenetzes gewährt.

4.5.5 Gesamtbewertung

4.5.5.1 Potenziale

Das Potenzial der Geothermie in Deutschland ist erheblich. Begrenzt wird die Nutzung der hydrothermalen Geothermie nur in Gebieten, die aufgrund der geologischen und insbesondere der hydrogeologischen Gegebenheiten eine Nutzung der Erdwärme nicht ermöglichen. Gemäß Kayser und Kaltschmitt (1998) zählen zu den Gebieten, in denen eine Nutzung der hydrothermalen Geothermie grundsätzlich möglich ist, das Süddeutsche Molassebecken, der Oberrheingraben sowie das Norddeutsche Becken (siehe Abbildung 4-11).

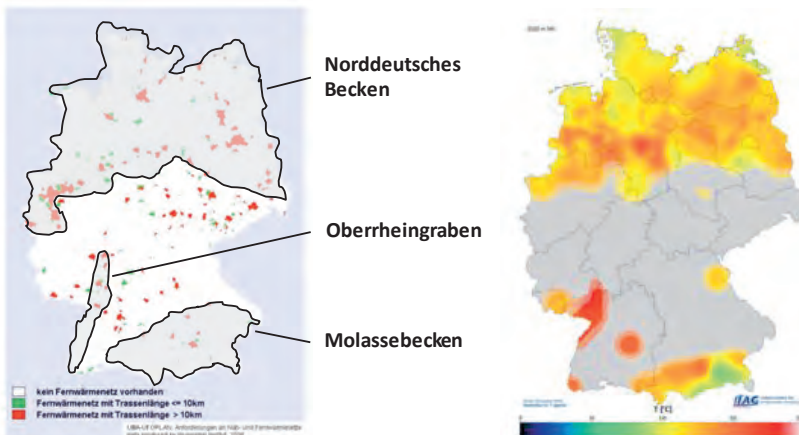


Abbildung 4-11: Linke Karte: Fernwärmenetze in Gebieten zur Nutzung hydrothermalen Geothermie (IFEU (Kartengrundlage aus Wuppertal Institut, DLR, IE (2007) und Kayser und Kaltschmitt (1998)). Rechte Karte: Temperaturkarte von Deutschland in 3.500 m Tiefe (LIAG 2011b)

In Deutschland steigt die Temperatur im Mittel im Untergrund pro 100 m Tiefe um 3 Kelvin an (BMU 2011a). Es treten jedoch auch Temperaturanomalien auf, bei denen die Temperatur schneller ansteigt. Mit solchen Anomalien kann im Oberrheingraben, dem süddeutschen Molassebecken sowie dem norddeutschen Becken gerechnet werden (siehe Abbildung 4-11).

Abbildung 4-11 zeigt, dass ein Großteil der Ballungsräume und Städte mit großen Fernwärmenetzen in geothermisch günstigen Gebieten liegt. Beispielsweise liegt der Großraum München im Süddeutschen Molassebecken. Die Metropolregionen Rhein-Neckar und Rhein-Main liegen am Oberrheingraben. Im Norddeutschen Becken liegen beispielsweise die Städ-

te Berlin, Hamburg, Bremen, Hannover, Köln und Aachen sowie nahezu das gesamte Ruhrgebiet mit bedeutenden Fernwärmenetzen in Deutschland.

Kayser und Kaltschmitt (1998) haben in ihrer Studie zu Potenzialen der hydrothermalen Geothermie in Deutschland das technische Potenzial für die Geothermieregionen in Deutschland ermittelt. Dabei ergab sich für das Süddeutsche Molassebecken ein Potenzial von 244 TWh/a, für den Oberrheingraben von 167 TWh/a und für das Norddeutsche Becken von 139 TWh/a. In Summe ergibt dies rd. 550 TWh/a. Zum Vergleich lag die Gesamtwärmemenge, die im Jahr 2010 in die von der AGFW statistisch erfassten Fernwärmenetze eingespeist wurde, bei rd. 98 TWh/a (AGFW 2011a). Das technische Potenzial der Geothermie könnte demnach theoretisch ein Vielfaches des Fernwärmebedarfs in Deutschland decken. Allerdings ist das nutzbare technische Potenzial für die Fernwärme geringer, da viele Fernwärmenetze außerhalb der geothermisch günstigen Gebiete liegen und die hydrogeologischen Voraussetzungen, wie eine ausreichende Schüttung, nicht überall gegeben sind.

Die Nutzung der Geothermie sollte nur auf Grundlage von fundierten hydrogeologischen Gutachten erfolgen. Damit werden das Fündigkeitsrisiko sowie technische Risiken bei der Bohrausführung minimiert. Ein weiteres Risiko besteht bezüglich der Wasserqualität des Thermalwassers, das chemisch angreifend sein kann und beispielsweise zu Verschleißproblemen bei der Pumpentechnik führt.

4.5.5.2 Einbindung in Fernwärme / Erzeugereinsatzreihenfolge

Die Nutzung der Geothermie in Fernwärmenetzen beschränkt sich heute im Wesentlichen auf hydrothermale Geothermieanlagen mit einer Förderbohrung und einer Reinjektionsbohrung (Dublette). Geothermieheizwerke können je nach Temperaturniveau des Thermalwassers und der Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes auf unterschiedliche Weise in ein Fernwärmenetz integriert werden (siehe Kapitel 4.5.2). Liegt die Temperatur des Thermalwassers unter dem für Vorlauftemperaturen üblichen Niveau von 90- 160 °C, ist eine Nachheizung beispielsweise mittels erdgasbetriebenen Heizkessel erforderlich. Der Einsatz von Wärmepumpen zur Nachheizung wird erst mit der Netztransformation hin zu niedrigeren Netztemperaturen interessant.

Geothermieanlagen lassen sich aus technischer Sicht gut in bestehende Fernwärmenetze integrieren. Bei einer wärmegeführten Geothermieanlage mit Stromerzeugung ist die wärmebedarfsabhängige Stromerzeugung zu prüfen. Im Winterbetrieb wird die Geothermie dabei ausschließlich zur Abdeckung der Wärmelast eingesetzt. In den Übergangszeiträumen bzw. im Sommerbetrieb bietet sich dann die Stromerzeugung mit der überschüssigen Wärmeenergie an.

4.5.5.3 Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung

Erdwärme steht das ganze Jahr kontinuierlich zur Verfügung. Sie kann unabhängig von Jahreszeiten oder klimatischen Verhältnissen genutzt werden. Entscheidend für die Nutzung ist eine ausreichende Schüttung mit einer geeigneten Temperatur des Thermalwassers. Bei geeigneten hydrogeologischen Verhältnissen kann davon ausgegangen werden, dass die Schüttung und die Temperatur ohne Einschränkungen zur Verfügung steht.

Die Geothermie ermöglicht eine ganzjährige Abdeckung der Grundlast der Wärmeversorgung und kann durch Spitzenlastkessel ergänzt werden. Im Sommerhalbjahr deckt die Geothermie meist die gesamte Wärmenachfrage ab. Ein Einsatz der Geothermie in der Spitzenlast ist in der Regel nicht sinnvoll. Aufgrund der hohen Kapitalkosten sind hohe Vollbenut-

zugsstunden erforderlich, die sich in der Spitzenlast nicht erreichen lassen. Die Anlagenteile, wie beispielsweise die Förderpumpe oder die Wärmetauscher, wären zudem überdimensioniert.

4.5.5.4 Wechselwirkung mit Netztransformation

Für den verstärkten Einsatz der Geothermie auch bei niedrigeren Thermalwassertemperaturen ist die Absenkung der Netztemperaturen eine wichtige Voraussetzung. Mit dem Absenken der Netztemperaturen hin zu Low-Ex-Netzen wird der Einsatz von Kesseln erheblich reduziert. Das Thermalwasser muss nicht mehr zentral auf die gewünschte Netztemperatur angehoben werden. Je nach Temperaturangebot ist dann auch eine geringfügige Nachheizung auf der Sekundärseite z.B. durch Wärmepumpen oder für Brauchwarmwasser-Hygenisierung durch direktelektrische Heizpatronen darstellbar.

4.5.5.5 Wirtschaftlichkeit

Der Bau eines Geothermieheizwerks mit den zugehörigen Bohrungen setzt erhebliche Investitionen voraus, die sich in hohen Kapitalkosten niederschlagen. Dies zeigt sich in der Variante sechs des Modellnetzes in Kapitel 5.2.6. Die Investitionen für das Geothermieheizwerk mit einer Wärmeleistung von 25 MW liegen bei rd. 33,7 Mio. Euro, dies entspricht spezifischen Investitionskosten von 1.348 €/kW_{th}. Der Anteil der Kapitalkosten an den spezifischen Wärmegeheimungskosten für die Geothermie beträgt rd. 71 %. 18 % entfallen auf die Energiekosten (Pumpstrom) und 11 % auf die Betriebskosten. Die hohen Investitionskosten sind auch ein wesentliches Hemmnis, warum die Nutzung der Geothermie trotz intensiver Förderung nicht weiter verbreitet ist.

Den vergleichsweise hohen Jahreskosten stehen an Standorten mit hohen Förderraten und passenden Temperaturen hohe geothermische Wärmemengen gegenüber, die in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Damit ergeben sich insgesamt niedrige spezifische Wärmegeheimungskosten für die Geothermie. Im Modellnetz in Kapitel 5.2.6 liegen die Wärmegeheimungskosten für die Basisvariante Erdgas um rd. 70 % über den spezifischen Wärmegeheimungskosten von 37 €/kWh für die Geothermie. Durch die Einbindung der Geothermie sinken die Wärmekosten für das Gesamtnetz. Im Modellnetz ist die Geothermie im Vergleich mit allen anderen Varianten die wirtschaftliche Vorzugslösung.

4.5.5.6 Treibhausgasemissionen und sonstige Umweltwirkungen

Der Betrieb von Geothermieranlagen ist frei von THG-Emissionen vor Ort. Indirekte THG-Emissionen entstehen durch den Stromverbrauch der Förderpumpen. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien am Strommix werden diese Emissionen reduziert. Durch den Betrieb einer Geothermieranlage mit der Erzeugung großer Wärmemengen werden erhebliche Mengen an THG eingespart. Dies zeigt sich auch im Modellnetz (siehe Kapitel 5.2.6). Entscheidend ist dabei auch der intelligente Erzeugereinsatz zwischen der Geothermie und der fossilen KWK. Verdrängt die Geothermie die KWK-Anlage, kann dies auch zu einem Anstieg der THG-Emissionen führen, wenn Strom aus ineffizienteren Erzeugungsanlagen bezogen werden muss.

Durch die Nutzung der Erdwärme entstehen keine weiteren Abgase bzw. Feinstaub. Die Heizzentrale sowie die Einrichtungen der Förder- und Injektionsbohrung arbeiten geräuscharm und können ohne Probleme in Wohngebieten errichtet werden. Durch den Betrieb als Doublette wird auch das geförderte Thermalwasser mit all seinen Inhaltsstoffen, wie z.B. hohe Schwefelanteile, wieder in den Entnahmehorizont verpresst.

4.5.5.7 Flächenbedarf

Für das Abteufen der Bohrungen werden Bohrplätze erforderlich, auf denen auch die Baustelleneinrichtung untergebracht ist. Für die Förderbohrung und die Reinjektionsbohrung sind Bohrplätze in der Größenordnung von jeweils 10.000 m² erforderlich. Nach den Bauarbeiten verbleiben in der Regel die oberirdischen Gebäude der Brunnenköpfe sowie versiegelte Flächen in geringem Umfang. Des Weiteren wird ein Heizhaus mit den Wärmeüberträgern und weiteren Armaturen benötigt. Der Flächenbedarf für ein Geothermieheizwerk ist insgesamt als gering einzuschätzen.

4.5.5.8 Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem

Am Beispiel des Modellnetzes (siehe Kapitel 5.2.6) wurde das Geothermieheizwerk ohne Nachheizung als Grundlastanlage in den bestehenden Erzeugerpark integriert. Die Geothermie wird nur zur Wärmeerzeugung genutzt und verdrängt die fossile Erdgas-KWK in die Spitzenlast. Die Wärmearbeit der fossilen Spitzenlastkessel wird dadurch reduziert. Gleichzeitig reduzieren sich die Vollbenutzungsstunden der Erdgas-KWK und damit die Stromerzeugung des Gesamtsystems. Diese Strommenge muss wiederum von außerhalb der Systemgrenze bezogen werden.

Die Konkurrenzsituation der Erdgas-KWK zur Geothermie besteht auch dann, wenn die Temperatur des Thermalwassers zur Stromerzeugung in einem Geothermieheizkraftwerk ausreicht. Die ORC-Anlagen, die bei Geothermie zum Einsatz kommen, verfügen über einen geringen elektrischen Wirkungsgrad und können die Stromerzeugung in einer konventionellen KWK-Anlage nicht ersetzen. Die Gesamteffizienz innerhalb der Systemgrenze hängt davon ab, welche bestehende Erzeugungsanlage von der Geothermie verdrängt wird. Wird die Stromerzeugung durch die Geothermie reduziert, kann dies durch die verminderte Stromgutschrift auch zu einem erhöhten Primärenergiebedarf oder zu erhöhten Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems führen. Langfristig wird dieser Effekt aber abnehmen, da bei steigendem Anteil EE am Strommarkt die Bedeutung der Stromgutschrift sinken wird.

4.5.5.9 Übersicht

Tabelle 4-4: Zusammenfassung der Gesamtbewertung von Geothermie

Eigenschaft / Merkmal	Bewertung
Potenziale	++
Einbindung in Fernwärme	o
Erzeugereinsatzreihenfolge	+
Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung	++
Wirtschaftlichkeit (Investitionskosten)	-
Wirtschaftlichkeit (spezifische Wärmegestehungskosten)	++
Treibhausgasemissionen	+
Sonstige Umweltwirkungen	++
Flächenbedarf	++
Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem	o

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / ausreichend, -- / unzureichend bzw. nachteilig

4.6 Solarthermie

4.6.1 Erzeugertechnik

Um solare Strahlung zur Wärmeversorgung für Trinkwarmwasser und Heizungsunterstützung zu nutzen, kommen in der Regel verglaste Flachkollektoren (FK) oder Vakuumröhrenkollektoren (VRK) zum Einsatz. Handelsübliche Flachkollektoren für die Anwendung in Ein- oder Mehrfamilienhäusern arbeiten im Temperaturbereich von 20–80 °C; Vakuumröhrenkollektoren können höhere Temperaturen bis 120 °C erzeugen (Kaltschmitt 2006). Flachkollektoren benötigen im Primärkreislauf ein Frostschutzmittel. Durch den Wärmetauscher zwischen solarem Primär- und Sekundärkreis gehen etwa 5 Kelvin bis zur Einspeisung ins Fernwärmenetz verloren.

INFO-BOX:

Kennwerte Solarthermie:

Thermische Leistung Großanlagen:	250 kW– 10 MW
Kollektorflächen für Großanlagen:	500 – 20.000 m ²
Flächenbedarf:	2,5 - 4 m ² pro m ² Flachkollektor-Fläche bei Flachdach oder Freifläche
Temperaturbereich:	Flachkollektor bis 80 °C VR-Kollektor bis 120 °C
Fernwärmelastbereich:	weder grund-, noch spitzenlast-, noch KWK-fähig
Verfügbarkeit:	- tagsüber, Schwerpunkt im Juni, Juli, August - fluktuierend, nicht regelbar
Voraussetzung:	Netz-Vorlauftemperatur im Sommer nicht höher als 70-80 °C (für VR-Kollektoren etwas höher möglich), Netz-Rücklauftemperatur so niedrig wie möglich

Folgende Faktoren haben maßgeblichen Einfluss auf den spezifischen Solarertrag von Sonnenkollektoren:

- die Kollektorverluste (optische und thermische Verluste);
- eine niedrige Zieltemperatur für die solare Erwärmung (optimal 45 – 55 °C Vorlauftemperatur für die Erwärmung von Trinkwarmwasser in Einfamilienhäusern);
- niedrige Rücklauftemperaturen (40- 50 °C oder kleiner) in den Kollektorkreislauf, so dass der Kollektor eine hohe Aufheizspanne und somit einen hohen Ertrag erreichen kann;
- die Wärmenachfrage sollte zeitlich möglichst synchron mit dem Solarwärmeangebot sein, um Speicherverluste vermeiden zu können.

In den Wintermonaten sind die Voraussetzungen für die Einbindung von Solarthermie in Fernwärmenetze aus mehreren Gründen ungünstig. Das Angebot an Solarstrahlung ist niedrig, gleichzeitig werden die Fernwärmenetze mit ihren höchsten Temperaturen gefahren (90 – 140 °C im Vorlauf), die von Kollektoren nicht oder nur für sehr kurze Zeiträume erreicht werden. Dazu kommt, dass der Kollektorwirkungsgrad bei großer Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung sinkt. Gerade an sonnigen Tagen im Winter ist die Umgebungstemperatur oft besonders niedrig, die Temperaturdifferenz zur Umgebung daher hoch,

die Wärmeverluste an die Umgebung hoch und der Kollektorwirkungsgrad niedrig. Für den Winter stehen deshalb bei der Anlagenauslegung daher weniger der Solarertrag, sondern Sicherheitsaspekte im Vordergrund (Frostschutz, Stagnationssicherheit).

Für Überlegungen, solarthermische Anlagen in ein Fernwärmenetz einzubinden, sind die Bedingungen im Sommer ausschlaggebend. Grundsätzlich ermöglichen niedrige Vorlauftemperaturen im Fernwärmenetz während des Sommerbetriebes längere Einspeiseperioden der Solaranlage und niedrigere thermische Verluste – beides verbessert den Solarertrag. Eine niedrige Rücklauftemperatur vergrößert die Aufheizspanne und erhöht den Solarertrag damit ebenfalls.

Für Flachkollektoren sollte der Fernwärmeverlauf im Sommer nicht mehr als 70-80 °C benötigen und der Fernwärmerücklauf nicht höher als 60 °C liegen. Vakuumröhrenkollektoren arbeiten auch bei Temperaturen bis 100 °C Vorlauf/80 °C Rücklauf noch verhältnismäßig effizient. Das verdeutlicht Abbildung 4-12, in der die Ergebnisse einer Simulation für verschiedene Kollektortypen dargestellt sind (Ritter XL 2012).

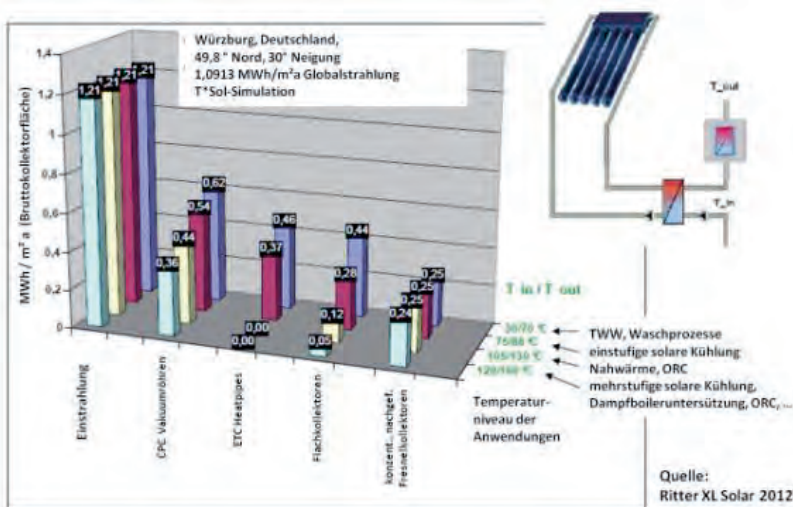


Abbildung 4-12: Spezifischer Solarertrag für verschiedene Temperatur-Regime

In einem Niedertemperaturnetz mit 70 °C VL-Temperatur und 30 °C RL-Temperatur (lila Balken) erzielen Flach- und Vakuumröhren-Kollektoren ihren höchsten Jahresertrag. Bei Flachkollektoren sinkt der Ertrag um fast 40 %, wenn eine hohe VL-Temperatur von 88 °C bei einer gleichzeitig niedrigen Spreizung zur Rücklauftemperatur (75 °C) benötigt wird (rote Balken). Vakuumröhrenkollektoren haben aufgrund ihrer besseren Dämmung niedrigere thermische Verluste und können daher diese höheren Temperaturen noch mit akzeptablerer Effizienz bereitstellen.

Sonnenkollektoren, die in einem Fernwärmenetz mit akzeptablen Vor- und Rücklauftemperaturen ihren gesamten Solarertrag ohne längere Zwischenspeicherung einer Nutzung zuführen können, arbeiten effizient und können akzeptable spezifische Solarerträge erzielen, wie die Beispiele in Tabelle 4-5 zeigen.

Tabelle 4-5: Spezifische Kollektorerträge von solarer Fernwärme

	Kollektor- typ	Vor-/Rück- lauftemp*. (°C)	Kollektor- Fläche (m ² BKF)	spez. Solarer- trag (kWh/m ² a)	Quelle
Graz – Liebenau	Flachkoll.	70-105/60	1.407	342	Bucar et al. 2006, SOLID 2012
Graz – Wasserwerk	Flachkoll.	70-105/60	3.855	376	Bucar et al. 2006, SOLID 2012
Kungälv	Flachkoll.	75-100/45	10.750	370	Fragebogen Best Practice Analyse
Wels Messe	VKR-Koll.	85-115/55-65	3.388	384** (Prognose)	Meißner 2011

* Für die Vorlauftemperatur ist die Spanne der gleitenden Fahrweise angegeben. Für die Einbindung der Solarwärme ist i.d.R. die niedrigere Sommertemperatur relevant. Rücklauftemperaturen liegen im Sommer oft etwas höher, weil die Warmwasserbereitung den Vorlauf weniger auskühlt als die Heizung im Winter.

** niedriger weil Verschattung durch Dachkonstruktion, verzweigtes Kollektorfeld, 45 % Abweichung nach Westen

Von den 50 größten Solarthermieanlagen in Europa befinden sich acht in Deutschland, die größte davon in Crailsheim mit einer Kollektorfläche von 7.300 m² (SDH EU 2011). Die meisten der Großanlagen in Deutschland versorgen über solare Nahwärmenetze Neubauten bzw. sanierte Altbauten und sind Pilotanlagen zur Erprobung saisonaler Wärmespeicher. Alle acht Projekte setzen Flachkollektoren mit einer Gesamtkollektorfläche von über 25.000 m² ein.

4.6.2 Einbindung in das Fernwärmenetz

In diesem Abschnitt wird ausschließlich die Einbindung großer solarthermischer Anlagen betrachtet (> 500 m² Kollektorfläche). Die Wärmeübergabestation ins Netz und der Pumpstrom für die Netzeinbindung verursachen Kosten, die durch den eingespeisten Solarertrag gedeckt werden müssen. Dieser finanzielle und organisatorische Aufwand steht bei Kleinanlagen in Regel in keinem akzeptablen Verhältnis zum Ertrag.

Für einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb solarthermischer Anlagen gilt auch bei bestehenden Fernwärmenetzen der Grundsatz, dass ein niedriger solarer Deckungsgrad einen hohen Systemnutzungsgrad ermöglicht (VDI 2001). Als Obergrenze für die Auslegung der Solarthermieleistung kann man sich beispielsweise an der durchschnittlichen Verlustleistung des Fernwärmenetzes im Sommer oder der Mittagslast des Netzes im Sommer orientieren.

Im Folgenden werden drei Möglichkeiten beschrieben, wie Solarthermieanlagen in bestehenden Fernwärmenetzen eingebunden werden können.

Einbindung an der zentralen Erzeugungsanlage

Bei einer Einbindung an der zentralen Erzeugungsanlage kann die Solarthermieanlage parallel zur konventionellen Erzeugung einen Teilstrom aus dem Netz erwärmen (s. Abbildung 4-13). Der Teilstrom wird in Abhängigkeit von der solaren Strahlung so gewählt, dass die gewünschte Vorlauftemperatur erreicht wird. Möglich ist auch eine Anordnung in Reihe mit der konventionellen Erzeugung, die dann zur Nachheizung eingesetzt werden kann. An der Erzeugungsanlage muss die zum Netzbetrieb notwendige Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf ohnehin durch die Netzpumpen aufgebracht werden. Regelungstechnische und hydraulische Probleme durch gegeneinander arbeitende Pumpen an verteilten Stellen im

Netz entstehen nicht. Dieser Einbindungstyp ist hydraulisch und regelungstechnisch unproblematisch, erfordert aber ausreichend Fläche am Erzeugungsstandort. Diese Art der Einbindung findet sich beispielsweise in Nordby (Dänemark) und Kungälv (Schweden). Aber auch in der Großstadt Graz ist eine solarthermische Großanlage in der Nähe eines Erzeugerstandorts realisiert.

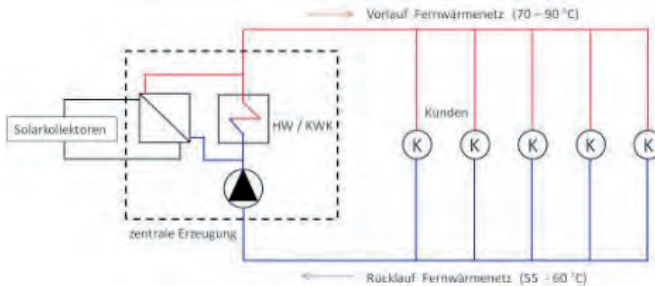


Abbildung 4-13: Einbindung Solarthermie an der zentralen Erzeugungsanlage

Wenn die Solaranlage (oder die konventionelle Erzeugung) so groß gewählt ist, dass in Schwachlastzeiten im Sommer zeitweise mehr Wärme produziert wird als im Netz abgenommen wird, kann es sinnvoll sein, am zentralen Erzeugungsstandort zusätzlich einen Speicher vorzusehen. Dieser kann von anderen Erzeugungsanlagen (z.B. KWK) mitgenutzt werden.

Einbindung in ein solares Sekundärnetz

Wird in räumlicher Nähe zu einem bestehenden Fernwärmenetz ein Neubaukomplex oder größeres Neubaugebiet geplant, kann es sich anbieten, dort ein solares Nahwärmenetz als Sekundärnetz zu realisieren. Statt die solare Wärme mit einem Spitzenlastkessel zu ergänzen, wird das Solarnetz über eine Wärmetauscherstation mit dem Fernwärmenetz verbunden. Dieses Konzept ist in Hannover (Expo-Siedlung am Kronsberg) oder in München (Ackermannbogen) umgesetzt.

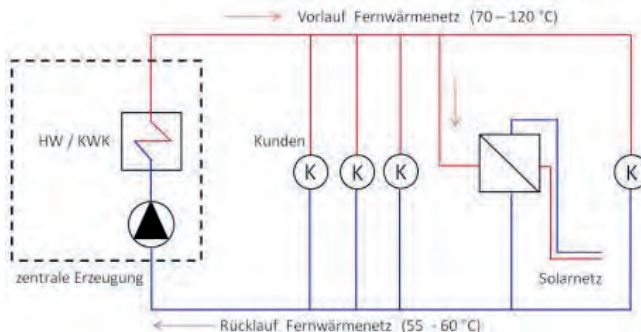


Abbildung 4-14: Einbindung Solarthermie in ein Sekundärnetz

Die Gebäudetechnik der an das solare Sekundärnetz angeschlossenen Neubauten kann an die von Solarthermie benötigten niedrigen Temperaturen angepasst realisiert werden (z.B. Vorlauf 65 °C, Rücklauf 50 °C). Der Wärmetauscher zur Spitzenlastabdeckung des sekundär-

ren Solarnetzes kann in das Primär-Fernwärmenetz hydraulisch und regelungstechnisch wie ein normaler Kunde eingebunden werden. Die Wärme fließt vom Fernwärmenetz ins Solarnetz. Eine solare Einspeisung ins übergeordnete Fernwärmenetz erfolgt hierbei nicht. Dieser Einbindungstyp lässt sich auch in Fernwärmenetzen realisieren, deren Temperaturen Vor- und/oder Rücklaufemperatur zu hoch für eine direkte Einbindung der Sonnenkollektoren sind.

Einbindung als zusätzlicher Erzeugungsstandort

Große Solarthermie-Anlagen können auch räumlich getrennt vom zentralen Erzeugungsstandort in bestehende Fernwärmenetze eingebunden werden, ähnlich wie im Netz verteilte Spitzenlastheizwerke. Diese Einbindungsart ist beispielsweise in Wels und Graz (Österreich) realisiert. Dabei wird Wasser aus dem Rücklauf des Fernwärmenetzes entnommen, über einen Wärmetauscher auf die vom Netz benötigte Vorlaufemperatur aufgeheizt und in den Vorlauf gespeist.

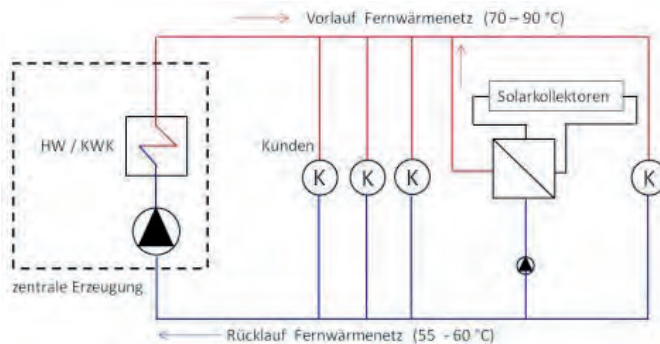


Abbildung 4-15: Einbindung Solarthermie als zusätzlicher Erzeugungsstandort

Bei groß ausgelegten Solarthermieanlagen kann die zusätzliche Einbindung eines Speichers sinnvoll sein, um die solare Einspeisung zu verstetigen. Die Art der Einbindung erfordert – wie bei neuen konventionellen Erzeugungsanlagen auch – Änderungen in der Regelungsstrategie, wobei berücksichtigt werden muss, dass die Einbindung der Solarthermie fluktuierend erfolgt. Die Erfahrungen in Graz mit drei großen Solaranlagen an unterschiedlichen Standorten (max. solare Gesamtleistung von 20-30 % der Netz-Sommerlast) besagen, dass die Regelung nach wie vor automatisiert umgesetzt werden kann. In Graz sind durch die Einbindung keine nennenswerten hydraulischen Probleme aufgetreten (Schlemmer 2012).

Auch in Deutschland gibt es Ansätze für die Einbindung von Solarthermie in große Bestandsnetze. E.ON Hanse Wärme hat 2011 angekündigt, das Wärmenetz „Verbund Ost“ in Hamburg für die Einspeisung von Solarwärme aus Anlagen externer Betreiber mit mindestens 100 m² Kollektorfläche zu öffnen. Die Einspeiser bleiben dabei im Besitz der Wärme und können sie dem Netz wieder entnehmen, wenn sie gebraucht wird. Der Einspeiser kann dadurch die Anschaffung eines eigenen Speichers sparen. Die Möglichkeit der Einbindung wird von E.ON Hanse jeweils individuell geprüft. Als wichtige Kriterien nennt E.ON hierbei passende Temperaturniveaus auf Einspeise- und Netzseite sowie die hydraulische und regelungstechnische Einbindung, die vom konkreten Einspeisepunkt abhängt und für jeden Einzelfall geprüft werden muss (Marake 2012). Das Verbundnetz Ost wird mit niedrigen Tempe-

aturen betrieben (Vorlauf 70-90 °C gleitend, Rücklauf 50-55 °C), die sich für solare Einspeisung grundsätzlich eignen.

Die Vorlauftemperaturen in Fernwärmenetzen werden in der Regel in Abhängigkeit von der Außentemperatur nach einer Heizkurve gleitend gefahren. Diese Temperaturvorgaben müssen von der Solaranlage mindestens eingehalten werden, damit die Solarthermie den Vorlauf nicht auskühlt.

Kriterien für eine Standortwahl

Für eine Ortsuche für Solarthermieanlagen bei verteilter Einbindung spielen folgende Kriterien eine Rolle (Dalenbäck 2012, Schubert 2012):

- ausreichende verschattungsfreie Fläche für Kollektoren in Südausrichtung und Fläche für Systemtechnik, je nach Konzept auch Aufstellungsort für Speicher. Möglich sind Freiflächen, Dachflächen, Dachintegration, Fassadenintegration, etc.,
- räumliche Nähe zum Fernwärmenetz,
- Nennweite des für die Einbindung vorgesehenen Fernwärmestranges passend zur vorgesehenen Leistung der Solarthermieanlage, damit die Wärmeleistung abtransportiert werden kann,
- Fernwärmeleitungsstrang mit Verbrauchern, die speziell im Sommer eine niedrige Temperaturanforderung haben, um eine Einspeise-Heizkurve mit niedrigen Temperaturen für die Kollektoreinbindung zu ermöglichen,
- Fernwärmeleitungsstrang mit niedriger Rücklauftemperatur an der Einspeisestelle, speziell im Sommer, für einen höheren Kollektorsertrag,
- niedriger Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf an der Einspeisestelle, um den Pumpstromaufwand für die Einbindung zu begrenzen,
- Akzeptanz für die Technik bei allen Beteiligten.

Die Verfügbarkeit von Flächen für solarthermische Großanlagen in Großstädten wird durch Konkurrenz der Photovoltaik, die in der Regel verlässlichere und höhere Renditen erwirtschaftet, eingeschränkt. Freiflächen sind im städtischen Raum nur begrenzt verfügbar. Auch hier bestehen oft Nutzungskonkurrenzen mit der Naherholung.

Kombination mit anderen Fernwärmeerzeugungstechniken

Da solarthermische Anlagen den größten Teil ihrer Energie in den Sommermonaten einspeisen, kann es zu Konkurrenzen mit anderen Wärmeinspeisern kommen, die im Grundlastbereich und damit ebenfalls im Sommer eingesetzt werden. Einen Überblick gibt (Sörensen 2011). Verdrängt die Solarwärme beispielsweise Abwärme aus Müllverbrennung oder Industrie, wird der ökologische Vorteil der Solarthermie zunichte gemacht, wenn die verdrängte Abwärme ungenutzt bleibt.

Eine Konkurrenz besteht ebenfalls mit anderen erneuerbaren Grundlast-Technologien wie Biomasse-Heizkraftwerken, Biogas-KWK und Geothermie-Anlagen. Diese Techniken sind investitionsintensiv und zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit in der Regel auf eine hohe Anzahl an Vollbenutzungsstunden angewiesen. Auch fossil gefeuerte KWK-Anlagen werden möglichst in Grundlast betrieben und können durch ihre zusätzlichen Stromerlöse Wärme häufig günstiger bereitstellen als Solarthermie. Sind die Solarthermieanlagen im Vergleich zur Sommerlast klein dimensioniert, wird das Problem der Konkurrenz jedoch abgeschwächt und kann tolerierbar sein.

Unproblematischer ist die Situation, wenn Solarthermie fossile Kesselwärme ersetzt. In Dänemark, einem der europäischen Vorreiter beim Einsatz von Solarthermie in Wärmenetzen, werden BHKW-Anlagen in Zeiten hoher Windstromeinspeisung zur Stromnetzstabilisierung heruntergefahren. Die Wärmeversorgung erfolgt dann durch Gaskessel. Solarwärme kann unter derartigen Randbedingungen im Sommer oft günstiger produziert werden als Kesselwärme und findet deshalb in Dänemark zunehmend ein Einsatzfeld (Sörensen 2011).

4.6.3 Best-Practice-Beispiele

4.6.3.1 Elektrizitätswerk Wels AG

Fernwärmenetz

Das Fernwärmenetz der Stadt Wels wird durch die Elektrizitätswerk Wels AG betrieben. An das Heißwassernetz mit einer Länge von 49 km sind 943 Hausanschlussstationen angeschlossen. Die Bandbreite der thermischen Anschlussleistung pro Hausanschluss variiert zwischen 7 kW_{th} und 1.800 kW_{th}. Die angeschlossenen Verbraucher bestehen zu 52 % aus privaten Haushalten, 26 % aus öffentlichen Gebäuden, 10 % aus Gewerbe und 12 % aus Industrie. Der Anschlusswert des Fernwärmenetzes in Wels beträgt rd. 113 MW_{th}. In den letzten Jahren konnte der Anschlusswert aufgrund der Fernwärme-Offensive des Betreibers gesteigert werden. Heutige Anschlussleistungen von Gebäuden fallen jedoch durch die höheren Dämmstandards bis zu 60 % geringer aus als früher.

Konventionelle Wärmeerzeuger

Die wesentlichen Wärmeerzeugungsanlagen sind das zentrale Fernheizkraftwerk (FHKW) Wels, die Müllverbrennungsanlage WAV (Linien 1 und 2) sowie die Solarthermieanlage auf dem Messedach Wels. Historisch gesehen wurden in den 60er Jahren des 20. Jahrhunderts Braunkohle und schweres Heizöl im Heizkraftwerk verbrannt, bis man in den 70er Jahren auf Erdgas umgestiegen ist. Das FHKW Wels verfügt heute als GuD-Heizkraftwerk über zwei Gasturbinen mit einer elektrischen Leistung von 13 MW und nachgeschalteten Abhitzekegeln mit Entnahme-Kondensationsturbine mit einer elektrischen Leistung von 17 MW. Das FHKW wurde im Jahr 2000 in Betrieb genommen. Der Gesamtwirkungsgrad im KWK-Betrieb kann bis zu 80 % betragen. Das FHKW hat eine thermische Engpassleistung von 104 MW_{th} und trägt mit 45,5 % zur Nettowärmeerzeugung bei.

Das wärmegeführte FHKW wird im Winterhalbjahr von Oktober bis März betrieben. Im Sommerhalbjahr ist das FHKW außer Betrieb. Unmittelbar neben dem FHKW ist ein Wärmespeicher mit einem Nutzvolumen von 5.000 m³ und einer Leistung von rd. 30 MW_{th} vorhanden. Der drucklose Speicher in Stahlbauweise dient dem Ausgleich zwischen Wärmeangebot des FHKW und Wärmenachfrage im Fernwärmenetz. Die überschüssige Wärme aus dem FHKW, die überwiegend in der Nacht anfällt, wird im Wärmespeicher gespeichert und zu Spitzenlastzeiten tagsüber in das Fernwärmenetz eingespeist. Der Wärmespeicher erfüllt damit die Funktion der Spitzenlastabdeckung.

Müllverbrennung

Die Müllverbrennungsanlage WAV wird im KWK-Betrieb gefahren und besteht aus zwei Anlagenlinien. Die thermische Engpassleistung der WAV beträgt rd. 30 MW_{th}. Die WAV speist das gesamte Jahr Grundlastwärme in das Fernwärmenetz ein. Die WAV trägt mit rd. 54 % zur Nettowärmeerzeugung bei.

Solarthermie

Im Jahr 2011 ist die weltweit größte solarthermische Aufdachanlage in Betrieb genommen worden, die mittels Vakuumröhrenkollektoren Wärme in ein Fernwärmenetz einspeist. Der

INFO-Box:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Anschlusswert:	113 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	75 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	134 MW _{th}
<i>(ohne Solarthermie)</i>	
Nettowärmeerzeugung:	187 GWh _{th} /a
Liniendichte:	2,3 kW _{th} /m
Netzverluste:	9,1 %

Solarthermie:

Aufdachanlage Messe Wels (IB 2011):	
Kollektortyp: Vakuumröhrenkollektoren	
Kollektorfläche:	3.400 m ²
Max. Wärmeleistung:	2,0 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	1,3 GWh _{th} /a
Pumpstrombedarf:	< 2 %

Probetrieb der Solaranlage wurde im Mai 2011 aufgenommen. Nach einer Einfahrphase von einigen Monaten wurde im September 2011 der Regelbetrieb aufgenommen. Die Solaranlage mit einer Kollektorfläche von rd. 3.400 m² ist auf dem Dach einer Messehalle der Messe Wels mit einer Dachfläche von rd. 10.000 m² aufgestellt. Flächenmäßig wäre eine ca. 20 % größere Kollektorfläche realisierbar gewesen, allerdings ließ die statische Überprüfung der Dachkonstruktion aufgrund der einzuhaltenden Schneeräumgassen und Dachkantenabstände nur die realisierte Kollektorfläche zu. Die Solaranlage weist im Sommer eine maximale Wärmeleistung von rd. 2 MW_{th} auf. Pro Jahr wird mit einer eingespeisten Wärmemenge von rd. 1.300 MWh/a gerechnet (siehe Abbildung 4-17). Dies würde bezogen auf die Kollektorfläche einem spezifischen Wärmeertrag von 382 kWh/m²·a entsprechen.



Abbildung 4-16: Solarthermieanlage Wels (Foto: IFEU)

Eine Bedingung für den Bau der Solarthermieanlage war, dass der Betrieb der Anlage ohne nachteilige Auswirkungen auf das bestehende Fernwärmenetz erfolgt. Die Solaranlage speist daher in die Vorlaufleitung des Fernwärmenetzes ein. Mit den CPC (Compound Parabolic Concentrator) Vakuumröhrenkollektoren werden ausreichend hohe Vorlauftemperaturen erreicht, um auch bei höheren Vorlauftemperaturen > 90 °C im Wärmenetz Solarwärme einspeisen zu können. Bei Einsatz von Flachkollektoren hätte dies zu deutlich geringeren Vollbenutzungsstunden der Solaranlage geführt.

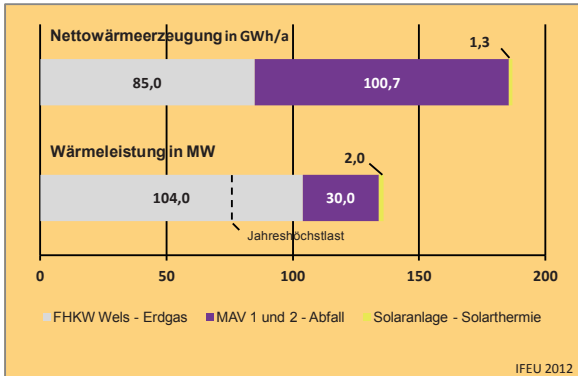


Abbildung 4-17: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung Wels

Betrieb der Solaranlage

Die Solaranlage ist für den Sommerbetrieb ausgelegt, da in dieser Zeit die höchsten Solarerträge zu erzielen sind und zudem das FHKW Wels außer Betrieb ist. Die Vakuumröhrenkollektoren sind daher mit einer für solarthermische Anlagen relativ flachen Neigung von rd. 30° aufgestellt. Dabei wird im Sommer ein Solaranteil an der Wärmelast von bis zu 50 % erreicht. Neben der Solaranlage speist die Müllverbrennungsanlage (WAV) in das Fernwärmenetz ein. Bei der WAV wird die bei der Müllverbrennung anfallende Abwärme genutzt. Wird von der Solaranlage eine große Wärmeleistung eingespeist, wird die Abwärmenutzung an der WAV substituiert. Die überschüssige Abwärme der WAV wird über Notkühler an die Umgebung abgegeben. An dieser Stelle zeigt sich, dass die Solaranlage Pilotcharakter hat, da die Verdrängung der überschüssigen Abwärme aus der WAV aus ökonomischer und ökologischer Sicht nicht sinnvoll ist.

Im Winterbetrieb ist der Solaranteil dagegen sehr gering. Aufgrund der höheren Vorlaufemperaturen im Wärmenetz von > 100 °C speist die Solaranlage nur selten Solarwärme ein. Der Solarkreis ist mit dem Wasser aus dem Fernwärmenetz gefüllt. Es enthält daher kein Frostschutzmittel, wodurch die Leitungsquerschnitte sowie die Wärmeübertrager deutlich kleiner dimensioniert werden konnten. Im Winter bei Außentemperaturen unter 0° wird das warme Wasser aus der Heizzentrale und bei Bedarf auch aus dem Fernwärmenetz zum Frostschutz im Solarkreis umgewälzt. Dafür werden maximal 3 % des jährlichen Solarertrages aufgewendet.

Der gesamte Solarkreis kommt ohne Be- und Entlüftungsventile aus. Lediglich an der hydraulischen Weiche ist ein Entlüftungsventil vorhanden. Bei einer Störung im Fernwärmenetz kann es zur Stagnation in den Kollektoren kommen. Bei Stagnation wird das Wasser aus den Kollektoren und dem Solarkreis in drei Ausdehnungsgefäße mit einem Volumen von 1.500 l gedrückt. Die Vakuumröhrenanlage verfügt über einige weitere technische Besonderheiten. Aufgrund eines Höhenversatzes auf dem Messdach von ca. 10 m werden zwei separate Solarkreise betrieben. Um im Solarkreis eine ausreichend große Siedetemperatur zu gewährleisten, wird der Solarkreis mit mehreren bar Überdruck gefahren. Die Wärme aus den beiden Solarkreisen wird daher mittels Wärmeübertrager in der Heizzentrale an den Heizkreislauf übertragen. Die Wärme wird in eine hydraulische Weiche gepumpt, bevor sie mit zwei in Reihe geschalteten Netzpumpen in das Fernwärmenetz eingespeist wird. Je nach

Druckniveau im Fernwärmeverlauf werden nur eine Pumpe oder beide Pumpen in Reihe betrieben.

Die Wärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz erfolgt temperaturabhängig aus der hydraulischen Weiche (siehe Abbildung 4-18). Erst, wenn in der hydraulischen Weiche die Solltemperatur erreicht ist, wird die Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist. Sollte nicht genügend Wärme aus dem Solarkreis verfügbar sein, um die Solltemperatur in der hydraulischen Weiche zu erreichen, werden die Solarkreisumpen ausgeschaltet und es wird keine Wärme aus der hydraulischen Weiche in das Wärmenetz eingespeist. Durch die diskontinuierliche Beschickung aus der hydraulischen Weiche, auch „Eimer-Prinzip“ genannt, ändern sich die Druckverhältnisse im Fernwärmenetz. Dies betrifft insbesondere die Sommermonate, in denen der Netzdruck ohne die Solaranlage bisher ausschließlich durch die Netzpumpen bei der Müllverbrennungsanlage bereitgestellt wurde. In den Sommermonaten mit Betrieb der Solaranlage wird daher eine zusätzliche Netzpumpe am FHKW betrieben, um ausreichende Druckverhältnisse bei jedem Kunden gewährleisten zu können. Der Strombedarf für den Betrieb der Solaranlage und die Einspeisung aus der hydraulischen Weiche in das Fernwärmenetz beträgt rd. 22 MWh/a. Bezogen auf die Wärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz ergibt dies einen Anteil < 2 %.



Abbildung 4-18: Hydraulische Weiche (Foto: IFEU)

Investition und Förderung

Die Investitionskosten der Solaranlage belaufen sich auf rd. 1,85 Mio. Euro, wobei 0,74 Mio. Euro über Fördergelder bereitgestellt wurden. Die Investitionskosten für die 3.400 m² Vakuumröhrenkollektoren inklusive Aufständering und der Mess-, Steuer- und Regeltechnik belaufen sich auf rd. 0,9 Mio. Euro. Dies entspricht spezifischen Investitionskosten von 265 Euro/m² Kollektorfläche. Weitere 0,95 Mio. Euro entfallen auf die Unterkonstruktion der Kollektoren, die Rohrleitungen und Kompensatoren sowie die übrigen Anlagenkomponenten im Heizraum. Damit ergeben sich insgesamt spezifische Investitionskosten von 544 Euro/m².

4.6.3.2 Kungälv Energi AB

Fernwärmenetz

Der regionale Energieversorger, Kungälv Energi AB, versorgt rund 200 Einfamilienhäuser, 200 Mehrfamilienhäuser, öffentliche Gebäude und Industriebetriebe mit Fernwärme. Durch die Fernwärme werden rd. 50 % des Wärmeverbrauchs der 15.000 Einwohner zählenden

Stadt Kungälv gedeckt. Die lokale Industrie besteht hauptsächlich aus der Tabakverarbeitung, der Autoteileherstellung und der chemischen Industrie. Das Fernwärmenetz in Kungälv wurde in den Jahren 1996/1997 gebaut und verfügt heute über einen Anschlusswert von 61 MW_{th}. In den vergangenen Jahren konnte der Anschlusswert des Fernwärmenetzes durch den Anschluss weiterer Wärmesenken erhöht werden. Das Fernwärmenetz hat eine Länge von rd. 50 km und wird mit einer Vorlauftemperatur von rd. 90 °C betrieben. Die Rücklauftemperatur beträgt ca. 45 °C. In den ersten Jahren wurde das Fernwärmenetz auf Basis von fester Biomasse und leichtem Heizöl betrieben, wobei die Nutzung von solarer Wärmeenergie bereits zu diesem Zeitpunkt vorangetrieben wurde.

Energiekonzept

Für die Stadt Kungälv wurde im Jahr 1998 ein umfangreiches Energiekonzept entwickelt, indem ehrgeizige Ziele für das Jahr 2005 definiert wurden. Im Mittelpunkt stand die Bestrebung, den Verbrauch von Heizöl um 50 % zu senken. Neben den Energieeinsparzielen war auch die Senkung der Schadstoffemissionen von zentraler Bedeutung. So sollten die CO₂-Emissionen um 20 %, die NO_x-Emissionen um 30 % sowie die SO₂-Emissionen um 50 % gesenkt werden. Das Energiekonzept zog wesentliche Impulse für die Entwicklung des Fernwärmenetzes auf Basis erneuerbarer Energieträger nach sich.

INFO-BOX:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Anschlusswert:	61 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	51,2 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen: (ohne Solarthermie und Abwärme)	50 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	146,6 GWh _{th} /a
Liniendichte:	1,2 kW _{th} /m
Netzverluste:	10,0 %
Pumpstrombedarf:	1,7 %

Solarthermie:

Freiflächenanlage Munkegärde (IB 2000):	
Kollektorfläche:	10.000 m ²
Nettowärmeerzeugung:	4 GWh _{th} /a
Pumpstrombedarf:	< 1 %

Feste Biomasse:

Biomasse-HKW Munkegärde (IB 1997):	
Energieträger:	Holz-HS
Max. Wärmeleistung:	26 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	112,5 GWh _{th}

Industrielle Abwärme:

Industrieanlagen der Stadt Göteborg:	
Nettowärmeerzeugung:	12,9 GWh _{th}

Holzartige Biomasse

Die mit Abstand größte Wärmeerzeugungsanlage ist das Biomasse-Heizkraftwerk (HKW) am Standort Munkegärde (technische Kennwerte siehe Info-Box). Das HKW wird mit Holz-Hackschnitzeln aus lokalem Waldrestholz betrieben, das im Umkreis von bis zu 60 km gewonnen wird. Für die Bereitstellung der Holz-Hackschnitzel werden Ein-Jahres-Verträge mit Lieferanten geschlossen, die jedes Jahr wieder neu ausgeschrieben werden. Die Ascherückstände werden wieder in die umliegenden Waldgebiete als Dünger ausgebracht. Das Biomasse-HKW trägt mit 77 % zur Nettowärmeerzeugung bei und weist darüber hinaus hohe Vollbenutzungsstunden von rd. 4.300 h/a auf. Mit der Abwärme aus der Biomasseverbrennung wird auch ein Dampfkraftprozess mit einer elektrischen Leistung von 2,7 MW betrieben. Am Standort Munkegärde sind zudem Spitzenlastkessel installiert, die mit Heizöl betrieben werden und einen Anteil an der Nettowärmeerzeugung von rd. 12 % aufweisen. Die Spitzenlastkessel werden mit Vollbenutzungsstunden von rd. 700 h/a betrieben. Darüber hinaus wird industrielle Abwärme aus Industriebetrieben der Stadt Göteborg mit einem Anteil an der Nettowärmeerzeugung von rd. 9 % in das Fernwärmenetz eingespeist.

Solarthermie

Die Planungen für die Solarthermieanlage am Standort Munkegårde (siehe Abbildung 4-19) wurden bereits im Jahr 1993 aufgenommen. Nach sieben Jahren Konzepterstellung, Planung und Realisierung wurde die Anlage im Jahr 2000 in Betrieb genommen. Die Freiflächenanlage mit einer Kollektorfläche von 10.000 m² besteht aus 800 Flachkollektormodulen mit einer Fläche von 12,5 m² je Modul. Die Kollektoren sind in Reihen aufgestellt und mit Betonfundamenten gesichert.



Abbildung 4-19: Solarthermieanlage Munkegårde (Foto: Stadt Kungälv 2001)

Die Solarthermieanlage ist über Wärmeübertrager an das Fernwärmenetz angeschlossen. Die Solarwärme wird dabei in den Vorlauf des Fernwärmenetzes eingespeist. Die Anlage trägt mit 4 GWh/a zu rd. 3 % der Nettowärmeerzeugung bei (siehe Abbildung 4-20). Dies entspricht einem spezifischen Wärmeertrag von rd. 400 kWh/m² Kollektorfläche. Angesichts der geographischen Lage von Kungälv und der Verwendung von Flachkollektoren stellt dies einen sehr guten Wärmeertrag dar. Für den Lastausgleich zwischen Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch wird ein Pufferspeicher mit Heißwasser mit einem Volumen von 1.000 m³ betrieben. Der drucklose Stahlspeicher weist eine Einspeisetemperatur in das Fernwärmenetz von rd. 90 °C auf. Pro Jahr wird eine Wärmemenge von 40 MWh in das Fernwärmenetz eingespeist.

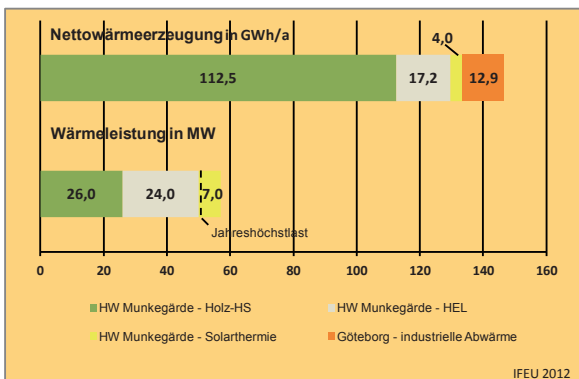


Abbildung 4-20: Bilanz der Nettowärmeerzeugung für die Fernwärmeversorgung Kungälv.

Investition und Kosten

Die Investitionskosten für die Solarthermieanlage belaufen sich auf rd. 2,3 Mio. Euro (Bezugsjahr 2000). Dies entspricht spezifischen Investitionskosten für die Gesamtanlage von rd. 230 Euro/m². Damit liegen die spezifischen Investitionen deutlich unter dem Kostenniveau

vergleichbarer Freiflächenanlagen in Mitteleuropa. Gemäß Aussage des Betreibers sind für die vergangenen Jahre sehr geringe Betriebskosten zu verzeichnen gewesen.

4.6.4 Gesamtbewertung

4.6.4.1 Potenziale

In Europa waren 2010 mehr als 130 große Solarthermieanlagen mit einer Kollektorfläche > 500 m² in Betrieb. Nur 40 dieser Anlagen haben eine thermische Leistung > 1 MW (> 1.400 m²). In Deutschland gibt es rd. 20 große Solarthermieanlagen, die jedoch fast ausschließlich als Dachanlagen realisiert sind (SDH EU 2010).

Die Experten des EU-Vorhabens SDH – Solar District Heating - gehen von einem Ausbauziel der großen Solarthermieanlagen in Europa auf eine Wärmeleistung von 9 GW für das Jahr 2020 aus und erwarten langfristig eine Steigerung bis auf 47 GW Wärmeleistung. Dabei würde eine Wärmemenge von 100 PJ bzw. 27,8 TWh in Wärmenetze eingespeist. Diese würde einem Anteil der Solarthermie an der netzgebundenen Wärme von 5 % in Europa entsprechen (SDH EU 2012).

4.6.4.2 Einbindung in Fernwärme / Erzeugereinsatzreihenfolge

Der Verlauf des Wärmebedarfs und des Solardargebots über das Jahr hat einen entgegengesetzten Verlauf. In Zeiten des größten Wärmebedarfs im Winter ist das Solardargebot am geringsten. Häufig reichen die Temperaturen in der Solaranlage nicht aus, um die Wärme in den Vorlauf des Fernwärmenetzes einzuspeisen. Gerade im Winter sind die Vorlauftemperaturen im Fernwärmenetz mit über 100 °C am höchsten. Daher wird die Einspeisung der Solarwärme im Winterhalbjahr immer auf wenige Einzelfälle begrenzt bleiben.

Die Solaranlage muss gut auf die spezifischen Randbedingungen des Fernwärmenetzes abgestimmt sein. Dazu zählen u.a. die Klärung der zu erwartenden Netztemperaturen für das Gesamtjahr und die Art der hydraulischen Einbindung. Mit dem Ziel des optimalen Solarertrags sollte die Solaranlage so ausgelegt werden, dass im Sommer die komplette Solarwärme durch das Fernwärmenetz aufgenommen werden kann. Die minimale Wärmelast im Sommer sollte daher größer sein als die maximale Wärmeleistung der Solaranlage.

Ist im Sommer die Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz < 80 °C, eignet sich auch der Einsatz von Flachkollektoren. Höhere Temperaturen bis 120 °C können durch Vakuumröhrenkollektoren erreicht werden. Niedrige Rücklauftemperaturen wirken sich positiv auf den Solarertrag aus, da mehr Wärme für die Aufheizung auf die Vorlauftemperatur benötigt wird, die im Sommer ausreichend verfügbar ist. Aufgrund der Temperaturcharakteristik der Solaranlage ist neben der direkten Einbindung in das Fernwärmenetz auch die Einbindung in ein Sekundärnetz mit niedrigeren Netztemperaturen zu prüfen. Sollte die Solarwärme zur Abdeckung der Wärmelast im Sekundärnetz nicht ausreichen, kann beispielsweise mit Fernwärme aus dem Primärnetz nachgeheizt werden.

Ungeeignet ist der Einsatz von Solaranlagen, wenn dadurch andere Wärmeerzeugungsanlagen, bei denen die Wärme sowie anfällt, verdrängt werden. Als Beispiel sei hier die Abwärme eines Industrieprozesses oder die Abwärme eines MHKW genannt. Ist die Wärmeleistung der Abwärmequelle größer als die Wärmelast im Sommer, ist der Einsatz einer Solaranlage nicht sinnvoll, da dann die Abwärme über den Notkühler an die Umgebung abgegeben wird, damit die Solaranlage ihre Wärme einspeisen kann.

Der Einsatz großer KWK-Anlagen im Zusammenspiel mit Solaranlagen kann hingegen durchaus sinnvoll sein. Große KWK-Anlagen wie beispielsweise Erdgas-GUD-Anlagen werden häufig wärmegeführt im Winter betrieben. Im Sommer bei niedriger Wärmelast ist der Einsatz der Erdgas-GUD nicht mehr wirtschaftlich. Die GUD-Anlage wird dann abgeschaltet und die Fernwärme beispielsweise mit Heizkesseln erzeugt. Die Solarwärme verdrängt dann den weniger effizienten Kessel und nicht die effiziente KWK-Anlage.

Solare Einspeisung in Fernwärmenetze, die auch im Sommer mit hohen Vorlauftemperaturen gefahren werden, scheitert weniger daran, dass die Kollektoren die benötigte Vorlauftemperatur grundsätzlich nicht erreichen könnten, sondern daran, dass ihre Effizienz so stark absinkt, dass eine Einbindung nicht sinnvoll ist.

4.6.4.3 Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung

Die Solarthermie ist weder spitzenlast- noch grundlastfähig. Die Wärmeerzeugung ist sehr volatil und erfolgt nur bei entsprechend günstigen Wetterbedingungen. Der Einsatz der Solarthermie kann daher nur sehr eingeschränkt geplant werden. Allerdings kann in Kombination mit einem Wärmespeicher die überschüssige Wärmeenergie zwischengespeichert und bei Bedarf abgerufen werden.

4.6.4.4 Wechselwirkung mit Netztransformation

Durch die Absenkung der Netztemperaturen können die Einsatzmöglichkeiten der Solarthermie erheblich verbessert werden. Die Schaffung von Sekundärnetzen in Verbindung mit einer Absenkung der Netztemperaturen kann zu einer Verbesserung der Einsatzbedingungen der Solarthermie führen. Mit der Bildung von kleineren Teilnetzen können Solaranlagen einen relevanten Anteil an der Wärmeerzeugung erreichen.

4.6.4.5 Wirtschaftlichkeit

Für einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb der Solarthermieanlage ist ein hoher Systemnutzungsgrad anzustreben. Dies kann durch die Auslegung der Solarthermieanlage auf beispielsweise 90 % der Sommerlast im Fernwärmenetz erfolgen. Die Solarthermie verursacht keine Brennstoffkosten. Die Wärmegestehungskosten sind daher von zukünftigen Steigerungen der fossilen Brennstoffkosten abgekoppelt. Energiekosten entstehen lediglich durch den Stromverbrauch für den Solarkreislauf sowie die Einspeisepumpen in das Fernwärmenetz. Die Wirtschaftlichkeit ist daher in besonderem Maße von den Kapitalkosten abhängig. Bei den heutigen Energiepreisen ist grundsätzlich mit sehr langen Amortisationszeiten von rd. 20 Jahren zu rechnen (mea solar 2010).

Im Modellnetz wurden vier Varianten zur Integration von Solarthermie untersucht (siehe Kapitel 5.2.5). In den Varianten 5b bis 5d werden die Solarthermieanlagen auf 90 % der Sommerlast des Fernwärmenetzes dimensioniert. Die Solarthermieanlagen haben eine Wärmeleistung von 9,0 MW bei Investitionskosten zwischen 6,1 und 10,4 Mio. Euro. Bei Variante 5a werden die Solarthermieanlagen auf die Netzverluste im Fernwärmenetz dimensioniert, so dass eine geringere Wärmeleistung von 5,6 MW bei Investitionskosten von 6,7 Mio. Euro resultiert. Damit ergeben sich je nach Variante sehr hohe spezifische Investitionskosten zwischen $677 \text{ €/kW}_{\text{th}}$ und $1.196 \text{ €/kW}_{\text{th}}$.

Die hohen Investitionskosten führen zu sehr hohen Kapitalkosten. Die Kapitalkosten machen bis zu 89 % der Wärmegestehungskosten für die Solarthermie aus. Lediglich 1 % entfallen auf die Energiekosten für den Pumpstrom. Die spezifischen Wärmegestehungskosten liegen

zwischen 83 €/MWh und 146 €/MWh und damit deutlich über der Basisvariante Erdgas des Modellnetzes von 63 €/MWh. Es bedarf erheblicher Anstrengungen, um die Investitionskosten für die Anlagentechnik zu senken. Die Betriebs- und Energiekosten sind dabei von untergeordneter Bedeutung.

4.6.4.6 Treibhausgasemissionen und sonstige Umweltwirkungen

Durch die Solarthermieanlage entstehen keine direkten Treibhausgasemissionen vor Ort. Der CO₂-Emissionsfaktor für Solarenergie ist gleich Null. Indirekte Emissionen entstehen durch den Pumpstrom sowie die Emissionen für die Anlagenherstellung. Diese sind jedoch von untergeordneter Bedeutung.

Ersetzt die Solarthermieanlage eine fossile Kesselanlage werden die THG-Emissionen für den fossilen Brennstoff eingespart. Keinen positiven Umwelteffekt hat hingegen die Verdrängung von Abwärme beispielsweise aus einem MHKW. Die Emissionen für die Abwärme entstehen in jedem Fall, so dass es hier zu keiner Einsparung an THG kommt.

Weitere negative Umweltwirkungen im Betrieb sind bei der Solarthermie nicht festzustellen. Im Vergleich zur Biomasse entstehen bei der Solarthermie keine weiteren Schadgase oder Staubemissionen.

4.6.4.7 Flächenbedarf

In Stadtzentren mit großem Wärmebedarf und einer Fernwärmeinfrastruktur sind große Freiflächen für die Anordnung von Solarthermieanlagen mit mehreren tausend m² Kollektorfläche in der Regel nicht verfügbar. Das gleiche gilt für große Dachflächen, die zum Teil auch schon durch Photovoltaikanlagen belegt sind. In Stadtrandgebieten lassen sich je nach Bebauungsstruktur geeignete Flächen finden.

Der spezifische Wärmeertrag pro m² Kollektorfläche beträgt rd. 250 kWh/m²·a und ist damit deutlich besser als für die Biomasse mit rd. 5 kWh/m²·a chemisch gebundene Energie (DLR, IWES, IFNE 2012). Zur Abdeckung von 5 % der Fernwärme mit Solarthermie in Deutschland (entspricht 4,9 TWh/a) wäre rechnerisch eine Fläche von rd. 5.890 ha erforderlich. Dabei wird ein spezifischer Wärmeertrag von 250 kWh pro m² Kollektorfläche und ein Flächenbedarf von 3 m² Grundfläche pro m² Kollektorfläche berücksichtigt.

Diese Fläche entspricht rd. 0,5 % der Anbaufläche für Kurzumtriebsplantagen, mit denen die drohende Holzlücke geschlossen werden soll (siehe Kapitel 4.2.4.7). Der Flächenverbrauch der Solarthermie ist demnach erheblich geringer als beispielsweise beim Anbau von Biomasse.

4.6.4.8 Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem

Verdrängt die Solarwärme fossile Kesselanlagen, werden Brennstoffe eingespart. Wird durch die Einspeisung der Solarthermie Abwärme aus einer KWK-Anlage verdrängt, reduziert sich deren Gesamteffizienz, wenn die Abwärme über einen Notkühler an die Umwelt abgegeben wird. Werden die Grenzkosten für einen wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlage erreicht, wird diese abgeschaltet. Der durch die KWK-Anlage erzeugte Strom muss dann anderweitig bereitgestellt werden. Dies kann zu einer geringeren Gesamteffizienz des Strom- und Wärmesystems führen.

Das Beispiel Dänemark zeigt, dass eine Kombination aus KWK-Anlagen und Solaranlagen sinnvoll sein kann. Dort werden KWK-Anlagen abgeschaltet, wenn die Windkraft den Strom-

bedarf decken kann. Die Solarthermie ersetzt dann die KWK-Abwärme und speist die Wärme in das Fernwärmenetz ein. In Kombination mit einem großen Wärmespeicher kann der Zeitraum für die Abschaltung der KWK-Anlage überbrückt werden. Allerdings muss ein Reserveheizwerk vorgehalten werden, um bei gleichzeitiger Abschaltung der KWK-Anlage und einem Zeitraum geringer Sonneneinstrahlung die Fernwärme bereitstellen zu können.

4.6.4.9 Übersicht

Tabelle 4-6: Zusammenfassung der Gesamtbewertung Solarthermie

Eigenschaft / Merkmal	Bewertung
Potenziale	+
Einbindung in Fernwärme	-
Erzeugereinsatzreihenfolge	-
Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung	--
Wirtschaftlichkeit (Investitionskosten)	--
Wirtschaftlichkeit (spezifische Wärmegestehungskosten)	--
Treibhausgasemissionen	++
Sonstige Umweltwirkungen	++
Flächenbedarf	o
Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem	o

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / schlecht, -- / sehr schlecht

4.7 Abwärme mit Großwärmepumpen

4.7.1 Erzeugertechnik

Die Wärmepumpe ist keine erneuerbare Energie im eigentlichen Sinne, da sie durch Fremdenergie angetrieben wird. Um die Wärmepumpe umweltfreundlicher zu betreiben, kann die Fremdenergie aus regenerativen Energiesystemen bezogen werden. Wärmepumpen werden eingesetzt, um die in Niedertemperaturquellen gespeicherte Energie (Wärme) nutzbar zu machen, zum Beispiel zum Heizen, Erwärmen von Brauchwarmwasser oder der Raumklimatisierung. So können entweder einzelne Häuser oder Wärmenetze versorgt werden. Vor allem in kleinen, neuen Wärmenetzen oder Inselnetzen können Wärmepumpen eingesetzt werden.

Eine Wärmepumpe kann umso wirtschaftlicher betrieben werden, je kleiner die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenken ist und je größer die Temperatur der Wärmequelle ist (Lambauer 2008). Reicht die Quelltemperatur aus, um die benötigte Wärmemenge zur Verfügung zu stellen, spricht man von einem monovalenten Betrieb. Wird eine zusätzliche Wärmequelle benötigt, z.B. ein Kessel, spricht man von einem bivalenten Betrieb.

Während für den Einsatz in Wohngebäuden standardisierte Wärmepumpen auf dem Markt angeboten werden, ist gerade für große Wärmepumpen der planerische Aufwand groß (BFE 2006). Da es keine klaren Abgrenzungswerte für die Unterscheidung von kleinen und großen

Wärmepumpen gibt, kann ein Kriterium die Komplexität der Anlage sein (BFE 2010). Diese nimmt mit der Zahl der angeschlossenen Objekte deutlich zu.

INFO-Box:

Kennwerte Wärmepumpen:

Thermische Leistung:	100 kW _{th} – ca. 20.000 kW _{th}
Leistungszahl:	2,4 – 5,3
Quelltemperatur:	Abwasser: 10 °C – 20 °C Industrielle Abwärme: max. 35 °C
Nutztemperaturen:	einstufig: 65 °C – 75 °C zweistufig: ca. 80 °C
Fernwärmelastbereich:	i.d.R. Grundlast
Einsatz:	Heizwärme, Brauchwarmwasser- erwärmung, Klimatisierung

In der Info-Box sind Kennwerte zusammengestellt, die den Stand der Technik darstellen (Lambauer 2008). Bei individuell geplanten und gefertigten Anlagen sind jedoch größere Leistungen und Nutztemperaturen möglich (Lambauer 2008).

Für die Wärmenutzung innerhalb eines Netzes

können die Wärmepumpen bei jedem Kunden direkt eingebaut werden oder alternativ am Standort der Einspeisung. Der Einbau bei jedem Kunden hat den Vorteil geringerer Wärmeverluste, da die Temperatur vor Ort erhöht wird. Umzusetzen ist diese Variante jedoch nur, wenn das Netz neu gebaut und entsprechend ausgelegt wird.

Für die Nutzung von Grund- und Abwasserwärme kommen Wasser-Wasser-Wärmepumpen zum Einsatz. Im Folgenden wird die Nutzung von Abwasser betrachtet. Die Nutzung von Grundwasser ist der hydrothermalen Nutzung von tiefer Geothermie sehr ähnlich, weswegen hier auf den Abschnitt 4.5 verwiesen wird. Luft-Wasser-Wärmepumpen eignen sich nicht zum Einspeisen in ein Fernwärmenetz. Dies hängt damit zusammen, dass die Luft dann am kältesten ist, wenn der größte Wärmebedarf vorliegt. Ein Sonderfall der Luft-Wasser-Wärmepumpe ist jedoch die Nutzung von industrieller Abwärme. Dieser Sonderfall wird unten näher betrachtet.

Nutzung von Abwasser

Um die Abwasserwärme zu nutzen, sollte der Kanalquerschnitt über 1.000 mm groß sein, auf einer Länge von 20-100 Metern gerade verlaufen und eine Fließrate von 15 l/s als Tagesmittelwert bei trockenem Wetter vorliegen. Hinsichtlich des Trockenwetterabflusses von mindestens 15 l/s können Abwassersammler mit mehr als 10.000 angeschlossenen Einwohnern als geeignet angesehen werden. Die Temperatur des Abwassers sollte ganzjährig mindestens zwischen 10 °C und 20 °C liegen (BMU 2009). Bei der Nutzung von Wärme aus dem Abwasser gibt es verschiedene Möglichkeiten, die Wärme zu entnehmen.

Zum einen kann der Wärmetauscher zur Nutzung der Abwasserwärme direkt im Abwasserkanal eingebaut werden. Um zu vermeiden, dass es zu Leistungseinschränkungen auf Grund von Verschmutzung des Wärmetauschers kommt, muss der Wärmetauscher entweder regelmäßig gereinigt werden oder schon zu Beginn größer ausgelegt werden, um den verschlechterten Wärmeübergang durch die Verschmutzung auszugleichen. Von Vorteil bei dieser Methode ist, dass hier immer eine große Wassermenge zur Verfügung steht.

Zum anderen kann die Wärme auch aus dem in der Kläranlage gereinigten Abwasser entnommen werden. Voraussetzung für diese Art der Nutzung ist jedoch, dass sich der Abwasserkanal bzw. die Kläranlage in der Nähe zum Wärmenetz befindet. Wird das gereinigte Ab-

wasser aus der Kläranlage verwendet, hat dies den Vorteil, dass sich die Absenkung der Abwassertemperatur nicht nachteilig auf die biologischen Prozesse der Abwasserreinigung auswirken.

Nutzung von industrieller Abwärme

Die Nutzung von industrieller Abwärme stellt in Kombination mit einer Wärmepumpe eine Sonderform der industriellen Abwärmenutzung dar. Liegt Abwärme konstant, in ausreichender Menge und einem ausreichenden energetischen Potenzial von max. 35 °C vor, kann sie mittels Wärmepumpe zur Verfügung gestellt werden (Lambauer 2008). Große Potenziale zur Abwärmenutzung stellen nach Lambauer (2008) vor allem die Ernährungsindustrie, die chemische Industrie, die Kunststoffverarbeitung oder auch die Papierindustrie dar. Um die industrielle Abwärme optimal nutzen zu können, sollten keine langen Transportwege zum Fernwärmenetz vorhanden sein.

4.7.2 Einbindung in das Fernwärmenetz

Um die Energie einer Niedertemperaturquelle mittels Wärmepumpe in einem Fernwärmenetz nutzen zu können, ist es, wie auch bei anderen erneuerbaren Energieträgern von Vorteil, wenn die Vor- und Rücklauftemperaturen eher gering sind. Die in Bestandsfernwärmenetzen häufig anzutreffenden Vorlauftemperaturen über 90 °C sind für Wärmepumpen zu hoch.

Energiegewinnung aus Abwasser unter Einsatz von Wärmepumpen wurde schon in einer Vielzahl von Projekten in Deutschland und der Schweiz realisiert. In denen im DBU 2005 beschriebenen Beispielen speisen die Wärmepumpen allerdings in kleine Wärmenetze mit Nachheizung ein, nicht in große Bestandsfernwärmenetze. Weitere Beispiele zur Nutzung von Abwärme mittels Wärmepumpen finden sich in Lambauer (2008) (drei Beispiele zur Erzeugung von Raumwärme, vier Beispiele Klimatisierung, ein Beispiel Entfeuchtung) und in Brandstätter (2008) (Nahwärme).

Eine mögliche Art der Einbindung einer Abwärmequelle mit Wärmepumpe wird in Abbildung 4-21 exemplarisch dargestellt. Ob zusätzlich zu der Wärmepumpe ein Heizwerk, eine KWK-Anlage oder beides benötigt wird, hängt in entscheidendem Maße von der benötigten Wärmeleistung und den Temperaturen ab. In der Abbildung 4-21 befindet sich die Wärmepumpe und Nachheizung am gleichen Standort.

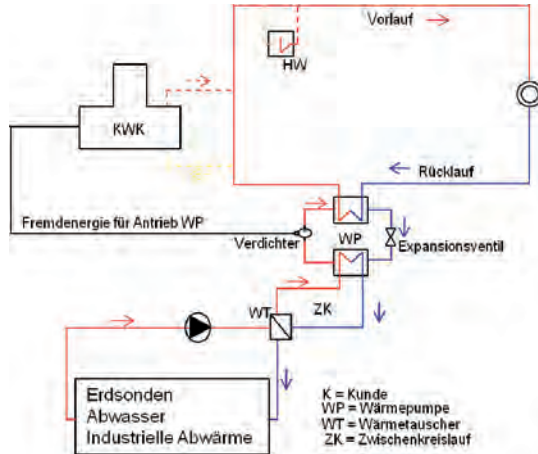


Abbildung 4-21: Einbindung einer Niedertemperaturquelle mittels Wärmepumpe in ein Fernwärmenetz

In DBU (2005) wird vorgeschlagen, wenn Wärmequelle und Verbraucher weit auseinander liegen, die Wärme auf ihrem ursprünglichem Temperaturniveau über eine Strecke von ca. 1 km durch ungedämmte Leitungen zur nächsten Heizzentrale mit Wärmepumpe zu leiten (kalte Fernwärme).

4.7.3 Best-Practice-Beispiel – Viken Fjernvarme AS, Oslo

Fernwärmenetz

Die Viken Fjernvarme AS betreibt das Fernwärmenetz der Stadt Oslo in Norwegen. Das Fernwärmenetz hat eine Gesamtlänge von rd. 193 km und versorgt rd. 830 kommerzielle und rd. 2.350 private Kunden (Friothersm 2006). Die Nettowärmeerzeugung beträgt rd. 857 GWh/a (Intelligent Energy Europe).

Konventionelle Wärmeerzeuger

Die Fernwärme wird über insgesamt 8 größere Heizkraftwerke und Heizwerke und 36 kleine Wärmeerzeugungseinheiten bereitgestellt. Die größte Wärmemenge wird über elektrische Kesselanlagen erzeugt (rd. 37 %). Einen weiteren wesentlichen Beitrag liefert die Abwärme aus der Müllverbrennung (rd. 27 %). Ölbetriebene Heizwerke werden nur zu Spitzenlastzeiten eingesetzt und tragen lediglich mit rd. 3 % zur Nettowärmeerzeugung bei. In Oslo werden zudem Biomasseheizwerke zur Bereitstellung der Grundlast ganzjährig betrieben. Die Biomasseheizwerke stellen rd. 17 % der Wärmeerzeugung (Intelligent Energy Europe).

Potenzial Abwasserwärme

Das häusliche und industrielle Abwasser in Oslo wird über ein Kanalsystem gefasst und über einen Hauptsammler zur außerhalb von Oslo liegenden Abwasserreinigungsanlage VEAS abgeleitet. Der Hauptsammler hat eine Gesamtlänge von rd. 42,3 km mit einer durchschnittlichen Abwassermenge von 2,4 m³/s (Friothersm 2006). Dies entspricht einer täglichen Abwassermenge von 207.360 m³/d. Geht man von einem Abwasseranfall von 200 l pro Einwohner und Tag aus, entspricht dies rd. 1.037.000 Einwohnerwerten. Die durchschnittliche Abwassertemperatur liegt bei 9,6 °C.

Näherungsweise kann aus einem Kubikmeter Abwasser bei Abkühlung um nur ein Grad Celsius und bei Einsatz einer elektrischen Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 4,0 eine Wärmemenge von 1,56 kWh gewonnen werden. Bei Ansatz der Abwassermenge im Hauptsammler würde dies einer Wärmemenge von rd. 324 MWh/d bzw. rd. 118 GWh/a entsprechen. Bezogen auf die Gesamtwärmemenge von 857 GWh/a wäre das ein Anteil von 14 %. Der Hauptsammler, der idealerweise durch Gebiete mit großem Wärmebedarf führt, bietet daher ein großes Potenzial zur Nutzung der Abwasserabwärme.

INFO-Box:**Kennwerte:****Großwärmepumpen Oslo:**

Wärmeleistung:	1 x 18,4 MW _{th} 1 x 9,2 MW _{th}
Elektr. Leistungsaufnahme:	1 x 6,6 MW _{el} 1 x 3,2 MW _{el}
COP:	2,8 bis 2,9
Kältemittel:	R134a
Wärmequelle:	Rohabwasser Ein 9,6 °C Aus 5,5 °C
Heizkreislauf WP:	VL 80 °C RL 60 °C

Großwärmepumpen

Um dieses Abwärmepotenzial zu nutzen, wurde im Jahr 2005 vom Fernwärmebetreiber eine Großwärmepumpe installiert. Das Abwasser fließt über einen Bypass aus dem Hauptsammler über eine mechanische Filtrationsstufe in einen Vorlagebehälter. Aus der Pumpenvorlage wird das Abwasser in einem separaten Kreislauf mit trocken aufgestellten Kreiselpumpen zum Verdampfer gepumpt. Dort wird die Wärmeenergie an das Kältemittel im Wärmepumpenkreislauf abgegeben.

Das ausgekühlte Abwasser fließt zurück in den Hauptsammler. Dabei wird das Abwasser (0,667 m³/s) von 9,6 °C auf 5,5 °C abgekühlt (Friothersm 2006). Die entnommene Abwassermenge entspricht rd. einem Viertel der durchschnittlichen Abwassermenge im Hauptsammler.

Das gasförmige Kältemittel aus dem Verdampfer wird über einen 2-stufigen Kompressor verdichtet und gibt im Kondensator die Wärmeenergie an den Heizkreislauf ab. Das Kältemittel wird über ein Ventil entspannt und erneut dem Verdampfer zugeführt. Im Kondensator wird der Rücklauf des Heizkreislaufes von 60 °C auf bis zu 80 °C Vorlauftemperatur erwärmt. Bei einer Leistungsaufnahme von rd. 6,6 MW_{el} ergibt sich eine Wärmeleistung von maximal 18,4 MW_{th}. Damit ergibt sich ein COP von 2,8.



Abbildung 4-22: Kreiselumpen in Skoyen (Foto: Friothersm 2006).

Die positiven Betriebserfahrungen führten 2006 zur Installation einer zweiten Großwärmepumpe mit einer Wärmeleistung von 9,2 MW_{th}. Insgesamt steht nun eine installierte Wärmeleistung von 27,6 MW_{th} zur Verfügung. Für die beiden Großwärmepumpen wird mit 4.800

Vollbenutzungsstunden pro Jahr gerechnet. Dies entspricht einer Nettowärmeerzeugung von 132 GWh/a. Der Anteil der Abwasserwärme an der Fernwärme in Oslo beträgt damit rd. 15 %.



Abbildung 4-23: Großwärmepumpen in Skoyen (Foto: Friotherm 2006).

Betriebserfahrungen

Bei der Verwendung von ungereinigtem Rohabwasser sind entsprechende mechanische Reinigungsstufen (Siebe, Filter) einzusetzen, um den Eintrag von groben Schmutzstoffen in das System zu verhindern. Andernfalls kann es zu Störungen der Kreislumpumpen infolge von Ablagerungen von Schmutzstoffen in der Pumpenvorlage bzw. durch Verstopfungen kommen. Probleme können auch durch die Bildung von Biofilmen am Verdampfer entstehen. Im Abwasser sind Nährstoffe enthalten, die das Wachstum von Biofilmen begünstigen. Dadurch sinkt der Wärmeübergang auf den Wärmepumpenkreislauf und die Effizienz der Wärmepumpe insgesamt. Eine Reinigung des Verdampfers von Biofilmen ist zudem personal- und kostenintensiv.

4.7.4 Gesamtbewertung

4.7.4.1 Potenziale

Das technische Potenzial in Deutschland für die Wärmeerzeugung mit Großwärmepumpen, die als Wärmequelle die Abwärme von Industrie und Gewerbe nutzen, wird von Lambauer (2008) mit 231 PJ/a (64 TWh/a) angegeben. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Wärmepumpen ein Temperaturniveau von 70 °C bereitstellen. Das Potenzial für die Fernwärmenetze in Deutschland lässt sich daraus jedoch nicht ableiten, da nicht bekannt ist, wie viel dieses Wärmepotenzials tatsächlich in Fernwärmenetzen sinnvoll genutzt werden.

Als geeignete Abwärmequellen werden von Lambauer (2008) beispielsweise die Ernährungsindustrie, die chemische Industrie, die kunststoffverarbeitende Industrie sowie die Papierindustrie genannt. Neben der industriellen Abwärme bieten Großwärmepumpen zur Nutzung von Abwasserwärme ein großes Potenzial in Deutschland. Es sind jedoch bislang keine Angaben zum Potenzial aus Abwasserwärme für die deutschen Fernwärmenetze verfügbar.

4.7.4.2 Einbindung in Fernwärme / Erzeugereinsatzreihenfolge

Großwärmepumpen nach dem Stand der Technik erreichen derzeit Vorlauftemperaturen von rd. 80 °C. Für die Einbindung in Fernwärmenetze ist diese maximale Vorlauftemperatur in vielen Fällen zu niedrig. In den Wintermonaten liegen die Vorlauftemperaturen häufig über 100 °C, so dass der Betrieb einer Großwärmepumpe als nicht geeignet erscheint. In den Sommermonaten mit niedrigeren Vorlauftemperaturen ist der Einsatz von Großwärmepumpen grundsätzlich denkbar.

Großwärmepumpen können beispielsweise in Sekundärnetzen mit geringeren Netztemperaturen als im Primärnetz eingesetzt werden. Reicht die Vorlauftemperatur der Großwärmepumpe nicht aus, besteht die Möglichkeit der Nachheizung mit einer fossilen Kesselanlage. Wird als Wärmequelle für die Großwärmepumpe der Rücklauf des Fernwärmenetzes genutzt, kann sich die Auskühlung des Rücklaufs positiv auf den Brennstoffausnutzungsgrad beim Betrieb einer KWK-Anlage auswirken (Robbi 2008). Ein weiteres potenzielles Einsatzfeld besteht in der besseren Ausnutzung vorhandener Wärmespeicher. Mit Großwärmepumpen können die Temperaturen im Wärmespeicher weiter gesenkt werden, dadurch wird die gespeicherte Wärme effektiver genutzt. Zudem ist für den Betrieb von Großwärmepumpen ein günstiges Temperaturniveau vorhanden.

Großwärmepumpen werden in der Regel in der Grundlast eingesetzt, um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb mit hohen Vollbenutzungsstunden zu erreichen. Sie werden häufig in Kombination mit KWK-Anlagen und Heizkesseln zur Spitzenlastabdeckung betrieben. Der Einsatz von Großwärmepumpen in der Spitzenlast schließt sich aus wirtschaftlichen Gründen aus.

4.7.4.3 Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung

Die kontinuierliche Verfügbarkeit von Abwärme aus der Industrie hängt von den Eigenschaften des Industrieprozesses ab. Ist ein kontinuierlicher Produktionsprozess mit entsprechendem Abwärmepotenzial vorhanden, ist eine wichtige Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Großwärmepumpe erfüllt. Ist eine geeignete Abwärmequelle gefunden, ist die Wärmeerzeugung zu jeder Tageszeit abrufbar.

Abwasser fällt das ganze Jahr über in nahezu gleicher Menge an und weist im Vergleich von Winter und Sommer nur geringe Unterschiede hinsichtlich der Quelltemperatur auf. Die Abwassertemperaturen in der Kanalisation fallen in der Regel nur im Frühjahr aufgrund der Schneeschmelze unter 10 °C. Viele Abwärmequellen lassen sich jedoch nicht für Fernwärmenetze nutzen, da Wärmequelle und Wärmesenke zu weit auseinander liegen. Bei zu großen Leistungslängen ist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht gewährleistet.

4.7.4.4 Wechselwirkung mit Netztransformation

Durch Temperaturabsenkung in vorhandenen Fernwärmenetzen verbessern sich die Einsatzbedingungen für Großwärmepumpen erheblich. Änderungen der Netzstruktur, beispielsweise die Entwicklung von Inselnetzen, können sich ebenfalls positiv auf die Einsatzbedingungen von Großwärmepumpen auswirken.

4.7.4.5 Wirtschaftlichkeit

Großwärmepumpen einschließlich der Wärmeübertrager weisen hohe Investitionskosten auf. Trotz der hohen Abschreibungszeiträume für die Wärmepumpen von 15 bis 25 Jahren und für die Wärmeübertrager von 30 bis 50 Jahren ergeben sich hohe jährliche Kapitalkosten

(DBU 2005). Um die spezifischen Wärmegestehungskosten möglichst gering zu halten, werden Großwärmepumpen daher mit hohen Vollbenutzungsstunden pro Jahr betrieben.

Die Anlagentechnik ist wartungsarm, so dass niedrige Betriebskosten resultieren. Infolge der Hilfsenergie zum Betrieb der Großwärmepumpe, beispielsweise Strom oder Erdgas, nehmen die Energiekosten einen großen Anteil der Wärmegestehungskosten ein.

4.7.4.6 Treibhausgasemissionen und sonstige Umweltwirkungen

Die spezifischen THG-Emissionen in CO₂-Äquivalenten von Großwärmepumpen pro kWh Wärme fallen geringer aus als bei fossilen Heizkesseln. So sind die THG-Emissionen für eine elektrisch betriebene Abwasserwärmepumpe (bivalenter Betrieb, 70 % Wärmepumpe, 30 % Erdgas-Spitzenlastkessel) rd. 45 % geringer als für einen Heizöl-Kessel. Für die elektrische Antriebsenergie der Wärmepumpe wird dabei der CO₂-Emissionsfaktor für den Bundesmix in Deutschland angesetzt.

Die THG-Emissionen sind zudem geringer als bei einem Erdgas-Brennwertkessel. Wird die elektrische Antriebsenergie für die Wärmepumpe mit einem BHKW erzeugt, fallen die THG-Emissionen rd. 60 % geringer aus als bei einem Heizöl-Kessel (BWP, DBU et al. 2005).

Wird als Antriebsenergie für Großwärmepumpen Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt, ergeben sich eindeutige ökologische Vorteile. Je nach Referenzsystem ließen sich zwischen 730 g CO₂-äq (Erdgas-Kessel) und 920 g CO₂-äq (Heizöl-Kessel) pro kWh eingesetzten EE-Stroms einsparen (IFEU 2011). Sonstige Umweltwirkungen beim Betrieb von Großwärmepumpen sind nicht bekannt.

4.7.4.7 Flächenbedarf

Großwärmepumpen werden in Heizzentralen oder Kesselhäusern aufgestellt. Ein relevanter Flächenverbrauch durch den Einsatz von Großwärmepumpen ist daher nicht gegeben.

4.7.4.8 Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem

Mit einer Großwärmepumpe wird für einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb die Grundlast im Fernwärmenetz abgedeckt. Bei Integration der Wärmepumpe in die Fernwärme werden die vorhandenen konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen in die Mittel- bzw. Spitzenlast verdrängt. Handelt es sich dabei um ein fossiles HKW, das zur Grundlastabdeckung betrieben wird, verringert sich die Stromerzeugung des Gesamtsystems. Die geringere Stromerzeugung muss durch andere Anlagen ausgeglichen werden, z.B. durch den Strombezug von außerhalb der Systemgrenze. Außerdem steigt durch die Antriebsenergie der Großwärmepumpe der Stromverbrauch innerhalb der Systemgrenze an.

Die Großwärmepumpe mit einer hohen Jahresarbeitszahl (JAZ) stellt eine hocheffiziente Wärmeerzeugung dar, die in hohem Maße Brennstoffenergie einspart. Bei einer JAZ von 4,0 werden aus einer kWh Strom vier kWh Wärme. Drei kWh stammen aus Abwärme oder Abwasserwärme, die andernfalls ungenutzt bleiben würde. Im Vergleich zur direktelektrischen Wärmeerzeugung ist diese Erzeugungsform daher vier Mal so effizient. Besonders effizient ist die Wärmeerzeugung mit Großwärmepumpen, wenn die Antriebsenergie für die Wärmepumpe in KWK erzeugt wird.

4.7.4.9 Übersicht

Tabelle 4-7: Zusammenfassung der Gesamtbewertung Abwärme mit Großwärmepumpen

Eigenschaft / Merkmal	Bewertung
Potenziale	+
Einbindung in Fernwärme	o
Erzeugereinsatzreihenfolge	+
Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung	+
Wirtschaftlichkeit (Investitionskosten)	-
Wirtschaftlichkeit (spezifische Wärmegestehungskosten)	o
Treibhausgasemissionen	+
Sonstige Umweltwirkungen	++
Flächenbedarf	++
Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem	+

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / schlecht, -- / sehr schlecht

4.8 Direktelektrische Heißwassererzeugung aus „Überschuss“-Windstrom

4.8.1 Entstehung von „Überschuss“-Windstrom

„Überschuss“-Windstrom entsteht, wenn eine hohe Windleistung auf eine geringe Stromlast im Netz trifft oder die Übertragungskapazität des Stromnetzes nicht ausreichend ist. Um eine Überlastung des Stromnetzes bzw. der Netzknotenpunkte zu verhindern, sind die Netzbetreiber gezwungen, die Windkraftanlagen mittels Einspeisemanagement (Einsman) abzuregeln. Beim Einsman wird die Windleistung bei ausgewählten Windkraftanlagen bzw. Windparks stufenweise auf 60 %, 30 % oder 0 % der installierten Leistung reduziert.

Mit dem verstärkten Zubau von Windkraftanlagen in lastschwachen Küstenregionen an der Nord- und Ostsee übersteigt die Windleistung die mögliche Netzlast in zunehmendem Maße. In den letzten Jahren hat daher das Einsman der Netzbetreiber erheblich zugenommen. Eine Studie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie e.V. hat ergeben, dass im Jahr 2010 in Nord- und Ostdeutschland zwischen 72 GWh/a und 150 GWh/a Windenergie abgeregelt wurden (Bömer 2011). Das entspricht 0,2 % bis 0,4 % der insgesamt eingespeisten Windenergie. Die Bundesnetzagentur gibt die aufgrund von Einsman abgeregelt Strommenge für das Jahr 2010 mit 127 GWh an. Für das Jahr 2011 kam es zu einer Verdreifachung, so dass in der Summe 421 GWh Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen von Einsman abgeregelt wurden (BNetzA Monitoringbericht 2012). Laut Bundesnetzagentur waren vor allem Windenergieanlagen (97,4 Prozent) sowie in geringem Umfang Biomasse-, Fotovoltaik- und KWK-Anlagen von Einsman betroffen. Geografischer Schwerpunkt ist dabei Norddeutschland mit einer hohen installierten Windleistung und vergleichsweise schwach ausgebauten Netzen.

Im Rahmen einer Studie im Auftrag der Wasserstoffgesellschaft Hamburg, der Freien und Hansestadt Hamburg sowie des Landes Schleswig-Holstein wurden die Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie untersucht (Stiller et. al. 2010). In der Studie werden Bandbreiten

der Ausfallarbeit für die nächsten Jahrzehnte angegeben. Dabei wird davon ausgegangen, dass keine Netzengpässe zur Übertragung der Strommengen vorhanden sind, die sogenannte „Kupferplatte“. Das heißt, dass die bilanzierte Ausfallarbeit nur aufgrund von Überschussleistungen in Bezug auf die Lastsituation im Netz und nicht aufgrund von Netzengpässen entsteht. Für Deutschland werden für das Jahr 2020 1,1 TWh/a und für das Jahr 2030 4,0 TWh/a „Überschuss“-Windstrom prognostiziert.

4.8.2 Regionale Verteilung

Einsman findet sowohl im Verteilungsnetz auf der 110 kV Spannungsebene, als auch in den 380 kV und 220 kV Übertragungsnetzen statt. Die Netzbetreiber der unterschiedlichen Spannungsebenen führen das Einsman auf Grundlage gesetzlicher Rahmenbedingungen durch. Auf der Hochspannungsebene erfolgt Einsman nach § 11 EEG und auf der Höchstspannungsebene nach § 13.2 EnWG.

In Abbildung 4-24 sind die Gebiete mit Einsman auf der 110 kV Hochspannungsebene für das Jahr 2010 dargestellt. Die von Einsman betroffenen Gebiete – grau dargestellt - liegen in den Küstenregionen von Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie regional begrenzt im Binnenland in Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Infolge des Ausbaus der Offshore-Windkraft ist zu erwarten, dass diese Engpässe noch weiter zunehmen werden.

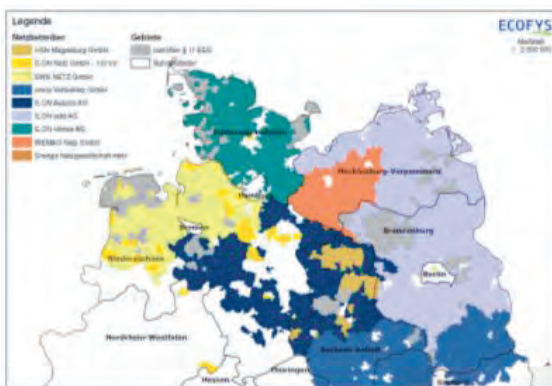


Abbildung 4-24: Gebiete in Nord- und Ostdeutschland mit Einspeisemanagement in 110 kV Verteilungsnetzen nach § 11 EEG (Bömer 2011).

In Abbildung 4-25 sind die durch Einsman betroffenen Gebiete auf der Höchstspannungsebene dargestellt. Im Wesentlichen sind hier die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern sowie Brandenburg betroffen.

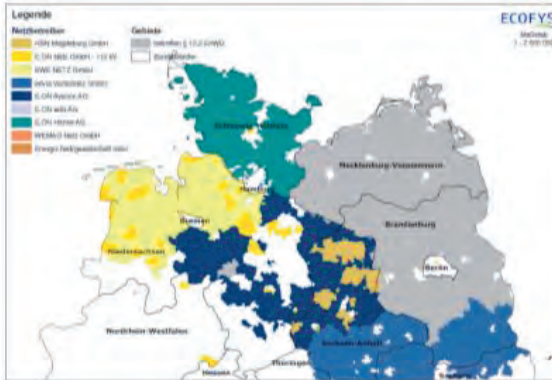


Abbildung 4-25: Gebiete in Nord- und Ostdeutschland mit Einspeisemanagement in 380 kV und 220 kV Übertragungsnetzen nach § 13.2 EnWG (Bömer 2011).

4.8.3 Potenzialanalyse

Um auf die Potenziale für die Nutzung von „Überschuss“-Windstrom schließen zu können, wird zunächst das Einsparman am Beispiel des Übertragungsnetzes der 50Hertz Transmission GmbH für Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg analysiert. Dabei werden die Jahres-Vollbenutzungsstunden für einen Elektrokessel errechnet. Auf Grundlage der im Internet abrufbaren Daten zum Einsparman werden die Überschussstrommengen für das Jahr 2011 ausgewertet (50Hertz 2012). In das Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH wurden im Jahr 2011 rd. 17,4 TWh Windstrom eingespeist. Dies entspricht rd. 37 % der gesamten Bruttostromerzeugung aus Windkraft in 2011 von 46,5 TWh in Deutschland. In diesem Zeitraum wurden im 50Hertz-Netz rd. 44,8 GWh Windstrom abgeregelt, um eine Überlastung des Stromnetzes zu verhindern (dies entspricht rd. 11 % des abgeregelten Windstroms in Deutschland). Die Abregelung erfolgte nach § 13.2 EnWG. Der abgeregelte Windstrom im 50Hertz-Netz entspricht rd. 0,3 % des eingespeisten Windstroms. Dabei wurde bei Einzelergebnissen bis zu einer maximalen Windleistung von 1.000 MW abgeregelt. Diese entspricht beispielsweise einer Anlagenleistung von 400 Windkraftanlagen á 2,5 MW.

Die Nutzung dieser maximalen Windleistungsüberschüsse ist aus technischer Sicht nicht sinnvoll, da dies zu einer Überdimensionierung der Elektrokessel mit geringen Vollbenutzungsstunden führen würde. Abbildung 4-26 zeigt beispielhaft eine Gegenüberstellung der in das Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH eingespeisten Windleistung und der abgeregelten Windleistung für eine Woche von Samstag, den 03.12.2011 bis Freitag, den 09.12.2011. Die eingespeiste Windleistung ist auf der primären Y-Achse und die abgeregelte Windleistung auf der sekundären Y-Achse abgetragen. In dieser Woche wurden bis zu 1.000 MW_{el} der Windleistung abgeregelt. Es handelt sich hierbei um eine überdurchschnittlich hohe Windleistung, die abgeregelte Windleistung liegt in der Regel deutlich niedriger.

In Abbildung 4-26 sind drei Varianten zur Nutzung des Windleistungsüberschusses in Elektrokesseln dargestellt. Dabei wird von einem Elektrokesselverbund bestehend aus mehreren Elektrokesseln in unterschiedlichen Fernwärmenetzen ausgegangen. Der maximal nutzbare Windleistungsüberschuss von 200 MW_{el} setzt sich also beispielsweise aus 20 Einzelanlagen á 10 MW_{el} zusammen. Durch die eingetragene Obergrenze (gestrichelte Linie) wird die nutzbare Windenergie „gedeckt“. Die Ausfallarbeit wird für jede Variante über das Gesamtjahr

2011 bis zur eingetragenen Grenze kumuliert. Die darüber liegende Überschusswindleistung wird abgeregelt und bleibt ungenutzt.

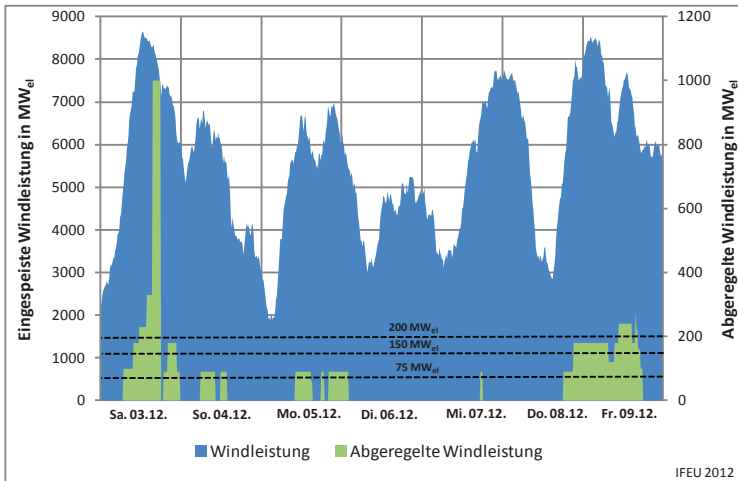


Abbildung 4-26: Gegenüberstellung der eingespeisten Windleistung und der abgeregelt Windleistung in MW_{ei} im Übertragungsnetz der 50 Hertz Transmission GmbH für eine Woche im Dezember 2011 (03.12.2011 bis 09.12.2011) mit drei Varianten zur Nutzung des Windleistungsüberschusses mit maximal $200 \text{ MW}_{\text{ei}}$, $150 \text{ MW}_{\text{ei}}$ und $75 \text{ MW}_{\text{ei}}$.

Die Vollbenutzungsstunden ergeben sich aus der Ausfallarbeit dividiert durch die Leistungsaufnahme des Elektrokesselverbundes. Bei einer maximal nutzbaren Windleistung von $200 \text{ MW}_{\text{ei}}$ ergeben sich rd. 200 Vbh pro Jahr. Bei $150 \text{ MW}_{\text{ei}}$ resultieren rd. 250 Vbh pro Jahr und bei $75 \text{ MW}_{\text{ei}}$ rd. 330 Vbh pro Jahr. Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden der konventionellen Heizwerke in Deutschland liegen im Vergleich bei rd. 620 Vbh/a (AGFW 2011b).

Für die Potenzialanalyse am Beispiel der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg wird nachfolgend davon ausgegangen, dass der Überschussstrom bis zu einer elektrischen Leistung von $150 \text{ MW}_{\text{ei}}$, beispielsweise in einem Elektrokesselverbund, technisch nutzbar ist. Höhere Überschusswindleistungen werden abgeregelt. Für das Jahr 2011 ergibt sich damit ein nutzbarer „Überschuss“-Windstrom von $36,6 \text{ GWh}_{\text{ei}}$. Dies entspricht rd. 82 % des potenziellen „Überschuss“-Windstroms und rd. 0,2 % der Windenergieeinspeisung im 50 Hertz-Netz. Würde diese Strommenge über einen Elektrokesselverbund mit einem thermischen Nutzungsgrad von 95 % in Wärme umgewandelt, ergibt sich ein Wärmepotenzial von rd. $35 \text{ GWh}_{\text{th}}$ (Bezugsjahr 2011).

Auf der Grundlage der Einsman-Analyse für Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg für das Jahr 2011 wird nachfolgend untersucht, welches theoretische Wärmepotenzial aus „Überschuss“-Windstrom für die Jahre 2020 und 2030 besteht. Um eine Prognose für das Potenzial aus „Überschuss“-Windstrom für die kommenden Jahrzehnte ableiten zu können, wird zunächst die zukünftige Entwicklung der Windenergieeinspeisung in Deutschland betrachtet. In der Leitstudie 2009 (DLR, IfnE 2009) wird im Leitszenario für das Jahr 2020 eine Windenergieeinspeisung von $96,3 \text{ TWh/a}$ und für das Jahr 2030 von $163,4 \text{ TWh/a}$ berechnet. Stiller et al. (2010) gibt auf Basis des Leitszenarios von 2009 in seiner Studie „Überschuss“-

Windstrommengen für das Jahr 2020 von 1,1 TWh/a und für das Jahr 2030 von 4,0 TWh/a an. Dies würde einem Anteil des „Überschuss“-Windstroms an der gesamten Windenergieeinspeisung von 1,1 % in 2020 und 2,4 % in 2030 entsprechen.

Um das Wärmepotenzial aus „Überschuss“-Windstrom am Beispiel der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg abschätzen zu können, ist der Anteil des Überschuss-Windstroms beider Bundesländer am gesamten Überschuss-Windstrom in Deutschland anzusetzen. Dieser lag im Jahr 2011 bei rd. 11 % und wird vereinfachend auch für die Jahre 2020 und 2030 angenommen. Der Anteil des nutzbaren „Überschuss“-Windstroms wird analog zum Jahr 2011 mit 82 % und der Wirkungsgrad des Elektrokessels mit 95 % angenommen. Damit ergibt sich ein Wärmepotenzial aus „Überschuss“-Windstrom für beide Bundesländer für das Jahr 2020 von 94 GWh_{th}/a und für das Jahr 2030 von 340 GWh_{th}/a (siehe Abbildung 4-27)

In Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg gibt es 142 Wärmenetze mit einer Jahreshöchstlast von 2.405 MW_{th} bei einer Nettowärmeerzeugung von 7.139 GWh_{th}/a (AGFW 2010). Bei einer angenommenen Nettowärmeerzeugung von rd. 94 GWh_{th}/a für das Jahr 2020 liegt der Anteil an der gesamten Nettowärmeerzeugung bei rd. 1,3 % (4,8 % in 2030). Damit könnte „Überschuss“-Windstrom kurz- und mittelfristig im Winterhalbjahr insbesondere zur Substitution von fossil betriebenen Heizwerken beitragen.

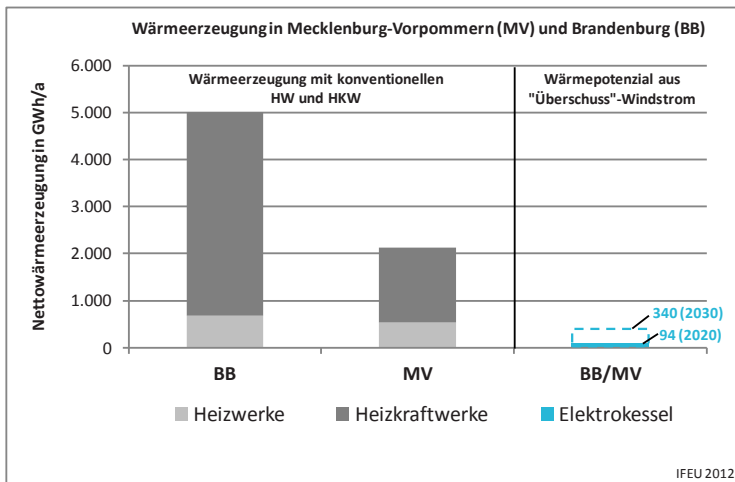


Abbildung 4-27: Potenzial für die Nettowärmeerzeugung aus „Überschuss“-Windstrom in den ostdeutschen Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Vergleich der Wärmeerzeugung mit konventionellen Heizwerken und Heizkraftwerken auf Basis fossiler Energieträger (Daten nach AGFW 2010) mit dem Potenzial für die Wärmeerzeugung aus „Überschuss“-Windstrom für die Jahre 2020 und 2030.

4.8.4 Erzeugertechnik

Elektrokessel

Eine Einsatzmöglichkeit für „Überschuss“-Windstrom besteht in der direktelektrischen Umwandlung in Wärmeenergie. Die direktelektrische Umwandlung kann in Elektrokesseln - Kesselanlagen mit übergroßen Tauchsiedern - oder Elektrodenkesseln erfolgen.

Ein Elektrokessel besteht in der Regel aus Heizstabbündeln, die beispielsweise eine thermische Leistung von 500 kW je Bündel bereitstellen und innerhalb eines Stahlrohres mit einer Nennweite DN 1.000 montiert sind. Über eine Thyristorregelstufe von ebenfalls 500 kW kann die Wärmeleistung so bedarfsweise stufenlos eingestellt werden. Elektrokessel weisen eine Wärmeleistung von beispielsweise 5 MW, 10 MW oder 20 MW auf. Aufgrund der erforderlichen Netzkapazität ist ein Anschluss des Kessels über einen Transformator an die Mittelspannungsebene erforderlich. Der thermische Wirkungsgrad des Kessels beträgt 98 %. Der Elektrokessel wird in einem Kesselhaus aufgestellt.

Bei einem Elektrodenkessel wird die Wärmeenergie durch das Einfahren von Elektroden in einen Elektrolyt (salzhaltiges Wasser) erzeugt. Je nach Stellung der Elektroden im Elektrolyt lässt sich die gewünschte Wärmeleistung bereitstellen.

Die direktelektrisch erzeugte Wärme wird in den Vorlauf des Fernwärmenetzes oder in einen Wärmespeicher eingespeist. Das Fernwärmenetz mit vielen Kilometern Trassenlänge und die Heißwasserwärmespeicher bieten ein großes Wärmespeicherpotenzial.

Großwärmepumpen

Eine Alternative zum Einsatz von Elektrokesseln stellen Großwärmepumpen dar. Die Effizienz bzw. die Jahresarbeitszahl der Großwärmepumpe kann optimiert werden, wenn die Nutzttemperatur der Wärmepumpe nicht zu hoch gewählt wird. Großwärmepumpen sind in der Regel Sonderanfertigungen und weisen eine maximale Einspeisetemperatur von rd. 80 °C auf. Im Winter werden vorhandene Fernwärmenetze jedoch mit deutlich höheren VL-Temperaturen von über 100 °C betrieben. Aus diesem Grund ist der Einsatz von Großwärmepumpen bei den heutigen Netztemperaturen auf wenige Einzelfälle begrenzt.

Bezogen auf die eingesetzte elektrische Leistung erzeugen Großwärmepumpen deutlich höhere Wärmeleistungen, die vom Fernwärmenetz aufgenommen werden müssen. Die Anlagendimensionierung von Großwärmepumpen wird daher durch die Leitungsquerschnitte und die hydraulischen Randbedingungen begrenzt. Großwärmepumpen werden aufgrund der hohen Investitionskosten für eine ausreichende Wirtschaftlichkeit derzeit im Grundlastbereich eingesetzt und müssen mit hohen Vollbenutzungsstunden betrieben werden. Der Einsatz einer Großwärmepumpe mit wenigen hundert Vollbenutzungsstunden pro Jahr, wie dies bei der Nutzung von „Überschuss“-Windstrom der Fall wäre, ist daher nicht zu erwarten.

4.8.5 Best-Practice-Beispiel E-Kessel – Stadtwerke Lemgo

Anhand dieses Beispiels wird dargestellt, welche technischen und organisatorischen Möglichkeiten derzeit bestehen, direktelektrische Fernwärme bereitzustellen. Es soll damit auch aufgezeigt werden, wie komplex das Erzeugungsmanagement und der kostenoptimierte Betrieb des Heiz(kraft)werksparks ist, wenn Versorger in beiden Sparten (Strom- und Wärmeversorgung) tätig sind. **Im folgenden Beispiel ist noch keine direkte Kopplung des Kesselbetriebes an Überschusswindstrom vorhanden.** Es handelt sich um einen Praxisfall eines E-Kessels bei dem auch nicht erneuerbarer Strom zum Einsatz kommt.

Fernwärmenetz

Die Stadtwerke Lemgo betreiben ein Fernwärmenetz mit einer Gesamtlänge von 58 km. Über das Fernwärmenetz werden 1.545 Hausanschlussstationen mit Wärme versorgt (weitere Kennwerte siehe unten stehende Info-Box). Neben Großkunden mit einer Anschlussleistung von bis zu 5 MW_{th} sind auch Einfamilienhäuser mit einer Anschlussleistung von 20 kW_{th} angeschlossen. Über das Wärmenetz werden sowohl Haushalte und öffentliche Gebäude als auch Gewerbe- und Industriebetriebe versorgt.

Hinsichtlich des Wärmeabsatzes wird zukünftig mit einem spürbaren Rückgang gerechnet. Seit dem Jahr 2005 ist der Ausbau des Fernwärmenetzes abgeschlossen, so dass zukünftig lediglich eine Netzverdichtung angestrebt wird. Im Zeitraum von 2005 bis 2012 war ein Rückgang der Jahreshöchstlast um rd. 10 % zu beobachten. Für die Jahresarbeit wird zukünftig von einem Rückgang von rd. 2 % pro Jahr ausgegangen. Die Bereitstellung der Wärmearbeit erfolgt zu rd. zwei Drittel im Winterhalbjahr und zu rd. einem Drittel im Sommerhalbjahr. Ein Großteil des Fernwärmenetzes wird mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 105 °C betrieben. Lediglich ein Teilnetz von rd. 2 km Länge wird mit einer Vorlauftemperatur < 90 °C gefahren.

Konventionelle Wärmeerzeuger

INFO-BOX:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Anschlusswert:	134 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	57 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	100 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	156 GWh _{th} /a
Liniendichte:	2,3 kW _{th} /m
Netzverluste:	15 %

Elektrokessel:

Wärmequelle: Strom	
Max. Wärmeleistung:	5 MW _{th}
stufenlos regelbar 0 bis 5 MW	
Nettowärmeerzeugung:	7,5 GWh _{th} /a

Ein Großteil der Fernwärme wird mit einem Erzeugerpark bereitgestellt, der aus zwei Heizkraftwerken (Erdgas-GuD) und im Fernwärmenetz verteilten Erdgas-BHKW besteht. Die Heizkraftwerke (HKW) weisen eine Engpassleistung von rd. 29 MW_{th} auf und werden nur im Winter betrieben. Die sechs Erdgas-BHKW haben eine Engpassleistung von 13,5 MW_{th} und dienen der Grundlastabdeckung. An besonders kalten Tagen oder bei Ausfall einer KWK-Anlage stehen bis zu drei Heizwerke (HW) zur Verfügung, die mit Erdgas betrieben werden. Die Engpassleistung der HW beträgt rd. 52 MW_{th}. Zum Ausgleich von Lastspitzen und zur Speicherung von überschüssiger Wärme sind zwei Pufferspeicher vorhanden. Ein Pufferspeicher mit einem Nutzvolumen von 700 m³ ist direkt am zentralen HKW angeordnet und ist als Druckspeicher bis sechs

bar ausgeführt. Der zweite Pufferspeicher ist drucklos und hat ein Nutzvolumen von 2.000 m³. Der KWK-Anteil an der Wärmeerzeugung ist mit rd. 89 % sehr hoch und spiegelt sich im Primärenergiefaktor $f_{P,FW}$ von 0,29 wider.

Erzeugungsmanagement

Die Stadtwerke Lemgo haben in den letzten Jahren ein hochkomplexes Erzeugungsmanagement mit Querverbundoptimierung implementiert, über das individuelle Erzeugungsfahrpläne für jede KWK-Anlage erstellt werden. Die Stadtwerke treten nicht nur als Fernwärmeversorger, sondern auch als Bilanzkreisverantwortlicher für die Stromversorgung in Lemgo auf. Die Stadtwerke decken ihren Strombedarf sowohl durch den Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen als auch über den Einkauf von Strom an der Strombörse ab.

In den letzten Jahren war vermehrt zu beobachten, dass bei hoher Einspeisung von erneuerbarem Strom wie Wind- oder Solarstrom, die Preise an der Strombörse stark sinken. Dies ist insbesondere in den Nachtstunden und an Wochenenden der Fall, wenn eine geringe Stromnachfrage auf hohe Stromerzeugung trifft. Netzbetreiber sind dann zur Stabilisierung ihres Netzes gezwungen, mit Einspeisemanagement (Einsman) zu reagieren und beispielsweise Windkraftanlagen in ihrer Leistung zu reduzieren. Alternativ ist es jedoch auch möglich anstatt Einsparmaßnahmen des Lastmanagements zu ergreifen und die Stromnachfrage kurzfristig zu erhöhen.

Elektrokessel

Vor diesem Hintergrund entstand die Idee, diesen Überschussstrom im Fernwärmenetz der Stadt zu nutzen. Hierzu wurde die Installation eines Elektrokessels geprüft, der den Strom über große Heizstäbe in Wärme umwandelt (direktelektrische Wärmeerzeugung). Die Prüfung ergab, dass der Elektrokessel aus erzeugungstechnischer und wirtschaftlicher Sicht eine sinnvolle Investition darstellt. Der Bau und die Inbetriebnahme des Elektrokessels erfolgten im Jahr 2012. Der Elektrokessel (siehe Abbildung 4-28) besteht aus 10 Heizstabbündeln mit einer thermischen Leistung von je 500 kW. Über eine Thyristorregelstufe von ebenfalls 500 kW kann die Wärmeleistung so bedarfsweise stufenlos von 0 bis 5.000 kW eingestellt werden. Die Spannungsversorgung erfolgt über einen 690 V Anschluss. Da in Lemgo an dem gewählten Standort nicht gewährleistet ist, dass die erforderliche Leistung von ca. 5 MVA jederzeit aus dem 10 kV Netz entnommen werden kann, wird der Kessel über einen Transformator an die 30 kV Mittelspannungsebene angeschlossen.



Abbildung 4-28: Elektrokessel beim Einbau im Kesselhaus (Foto: Weber 2012).

Der Elektrokessel besteht aus einem Rohr mit einem Durchmesser von ca. 1 m. Der thermische Wirkungsgrad des Kessels beträgt 98 %. Der Elektrokessel wird in einem neu errichteten Kesselhaus aufgestellt und ist über eine hydraulische Weiche in das Fernwärmenetz eingebunden. Die hydraulische Weiche regelt je nach Wärmenachfrage die Einspeisung des bis zu 130 °C heißen Wassers ins Netz bzw. in den Pufferspeicher. Die Wärmebilanz für Lemgo (siehe Abbildung 4-29) zeigt, dass der Elektrokessel mit rd. 7,5 GWh/a (dies entspricht 1.500 Vollbenutzungsstunden) schon einen nennenswerten Anteil an der Jahreswärmeleistung hat. Die erdgasbetriebenen HKW und BHKW stellen den größten Anteil an der Wärmeerzeugung bereit. Dabei leisten die BHKW trotz ihrer geringen Wärmeleistung von 13,5 MW_{th} einen Anteil von rd. 43 % an der Wärmeleistung.

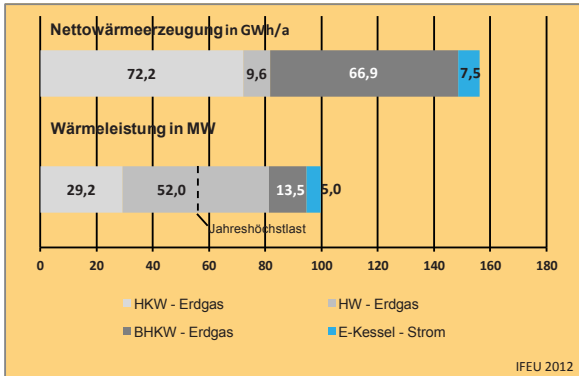


Abbildung 4-29: Bilanz der Nettowärmeerzeugung für die Fernwärme der Stadtwerke Lemgo.

Betriebsweisen des Elektrokessels

Der Elektrokessel wird auf zwei unterschiedliche Betriebsweisen eingesetzt.

Betriebsweise 1:

Für den Betrieb des Elektrokessels werden im Wesentlichen zwei Führungsgrößen definiert. Die erste Führungsgröße ist der Börsenstrompreis (Off-Peak). Kann die Wärme mit dem Elektrokessel günstiger erzeugt werden als mit dem HW auf Erdgasbasis wird der Elektrokessel eingeschaltet und das HW ausgeschaltet. Der Wärmepreis des Elektrokessels setzt sich zusätzlich zu den kapital- und betriebsgebundenen Kosten aus dem Börsenstrompreis und der abzuführenden Stromsteuer sowie weiterer Abgaben zusammen. Eine EEG-Umlage muss für den E-Kessel-Strom nicht abgeführt werden. Die Netznutzungsentgelte (Leistungspreis) allerdings nur bedingt, denn bleibt es bei einer Fahrweise in der Niedertarif-Zeit (NT), also nachts und an den Wochenenden, dann führt der Kesselbetrieb nicht zu einer höheren Netznutzung und es fallen keine Netznutzungsentgelte für den Leistungspreis an. Netznutzungsentgelte (Arbeitspreis) fallen immer an, sind aber äußerst gering.

Die Wärmeleistung von bis zu 5 MW_{th} wird entweder direkt in das Fernwärmenetz oder in den Pufferspeicher abgegeben. Die zweite Führungsgröße orientiert sich an den Grenzkosten für die Wärme aus den HKW bzw. BHKW. Aufgrund des KWK-Bonus und der Stromerlöse bei den BHKW-Anlagen sind die Grenzkosten sehr niedrig. Es wird daher nicht damit gerechnet, dass der Elektrokessel im Winter die BHKW ersetzen wird. Die Grenzkosten für die HKW sind jedoch deutlich höher, so dass bei entsprechenden Strompreisen die Wärme mit dem Elektrokessel günstiger erzeugt werden kann als mit den HKW. Planungsrechnungen zeigen, dass in dieser Betriebsweise auf Basis der Strompreise 2010/2011 etwa 500 Vollbetriebsstunden pro Jahr erreicht werden.

Betriebsweise 2:

Der Elektrokessel dient zudem der Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (SRL) am Regelenergiemarkt. Die Vergütung teilt sich auf in einen Bereitstellungs- und einen Arbeitspreis. Wird die Sekundärregelleistung abgefragt, muss der Elektrokessel eingeschaltet werden. Dies erfolgt unabhängig von der Nachfragesituation im Wärmenetz. Ist die Wärmefachfrage gering, ist ausreichend Speicherreserve im Pufferspeicher vorzuhalten. Ohne den

bereits vorhandenen Wärmespeicher und ohne einen ausreichenden Wärmebedarf im Fernwärmenetz hätten die Stadtwerke Lemgo diese Betriebsweise nicht gewählt.

In den Sommermonaten mit geringer Wärmenachfrage wird die Grundlast durch die Erdgas-BHKW bereitgestellt. Bei Anforderung der Regelenergie verdrängt die Wärmeleistung des Elektrokessels die BHKW-Wärme, so dass eine Verdrängung der KWK-Anlagen eintreffen würde. Deshalb ist im Sommer der Angebots-Arbeitspreis für die SRL-Auktionierung hoch anzusetzen, so dass in den Sommermonaten möglichst nur der Bereitstellungspreis zum Zuge kommt.

In den Wintermonaten jedoch kann durch einen niedrigen Arbeitspreis ein häufiger Einsatz erreicht werden, weil dann die Wärmeerzeugung durch die Spitzenlastkessel teilweise substituiert werden kann. Die Wirtschaftlichkeit ist hier besonders hoch, da die Wärmegestehungskosten durch die SRL-Vergütung extrem günstig liegen und darüber hinaus auch die Brennstoffmengen für die Spitzenlastkessel entfallen. Bei dieser Betriebsweise des Elektrokessels werden ca. 1.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht.

Für beide Betriebsweisen ergeben sich damit insgesamt rd. 1.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Investition und Kosten

Die Wirtschaftlichkeit des Elektrokessels ist von zahlreichen Randbedingungen abhängig. Die Einnahmen durch die Bereitstellung der Sekundärregelenergie haben einen hohen Anteil an der Wirtschaftlichkeit des E-Kessels, dadurch wird der Amortisationszeitraum deutlich verkürzt. Die Investitionskosten für den Elektrokessel einschließlich Kesselhaus belaufen sich voraussichtlich auf rd. 900.000 Euro, dies entspricht spezifischen Kosten von 180 Euro/kW_{th}. Darin sind die in diesem Projektbeispiel ungünstige 30 kV-Anbindung und der Abriss eines nicht mehr nutzbaren Kesselhauses enthalten.

In der nahen Zukunft ist in Lemgo kein Zubau von Wärmeversorgungsanlagen auf Basis anderer erneuerbarer Energien geplant. Da die Stadtwerke auch Stromversorger sind, beeinflussen Kesselanlagen ohne KWK das Stromportfolio, das Netznutzungsmanagement sowie das Regelenergiemanagement nachteilig. Darin und in der Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien wird ein zentrales Hemmnis für den Ausbau gesehen. Um die Gesamtwirtschaftlichkeit der Fernwärme zu verbessern und weitere Neuanschlüsse zu erhalten, wird eine Kostensenkung bei Hausanschlüssen und Fernwärmeübergabestationen angestrebt.

4.8.6 Gesamtbewertung

4.8.6.1 Potenziale

Die Potenzialanalyse in Kapitel 4.8.3 am Beispiel der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg hat gezeigt, dass der Anteil der direktelektrischen Heißwassererzeugung aus „Überschuss“-Windstrom für das Jahr 2020 bei 1,3 % und für das Jahr 2030 bei 4,8 % liegen könnte. „Überschuss“-Windstrom könnte kurz- und mittelfristig im Winterhalbjahr zur Substitution von fossilen Brennstoffen beitragen, die in konventionellen Heizwerken eingesetzt werden.

In der von der AGFW in Auftrag gegebenen Studie zur Analyse der Beiträge von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien (Prognos 2011a) wurde auch der Fall untersucht, dass KWK-Anlagen in Zeiten hoher EE-Stromüberschüsse abgeregelt werden und gleichzeitig eine elektrische Zusatzheizung in Betrieb genommen wird, um die Wärme an ei-

nen Speicher bzw. ans Fernwärmenetz abzugeben. Die Lastmanagementpotenziale werden für die Jahre 2010, 2020 und 2030 berechnet. Die Studie kommt zum Ergebnis, dass durch die flächendeckende Installation von elektrischen Zusatzheizern mit der gleichen Leistung wie die Wärmespeicher die Integration von weiteren 7.000 bis 11.700 MW elektrischer Leistung aus EE-Anlagen ermöglicht. Zusammen mit der Abschaltung der KWK-Anlagen ergibt sich ein max. Lastmanagementpotenzial von 11.000 bis 18.370 MW.

4.8.6.2 Einbindung in Fernwärme / Erzeugereinsatzreihenfolge

Für die Einbindung eines Elektrokessels in ein Fernwärmenetz ist der Anschluss an eine hydraulische Weiche sinnvoll und der Betrieb eines großen Wärmespeichers zum Ausgleich von Erzeugung und Last erforderlich. Die hydraulische Weiche ermöglicht je nach Bedarf die Einspeisung in den Wärmespeicher oder das Wärmenetz. Die großen Wärmeleistungen des Elektrokessels müssen am Standort über die vorhandenen Fernwärmeleitungen abgeleitet werden können.

Elektrokessel für den Einsatz von „Überschuss“-Windstrom können keiner normalen Erzeugereinsatzreihenfolge zugeordnet werden. Ist „Überschuss“-Windstrom vorhanden, werden die Elektrokessel zugeschaltet. Gleichzeitig müssen in Betrieb befindliche Heizkessel und ggf. auch Heizkraftwerke in ihrer Leistung reduziert oder ganz abgeschaltet werden. „Überschuss“-Windstrom tritt fast ausschließlich im Winterhalbjahr auf und passt grundsätzlich gut zur Lastsituation in einem Fernwärmenetz.

4.8.6.3 Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung

Der Einsatz des Elektrokessels mit „Überschuss“-Windstrom ist nur eingeschränkt planbar. Lediglich einen Tag im Voraus kann der Einsatzfahrplan für den Elektrokessel unter Berücksichtigung der Lastprognose, der Fahrpläne der übrigen Wärmeerzeugungsanlagen und der Windprognose gesichert erstellt werden. Eine mittelfristige Einsatzplanung ist nicht möglich. Grundsätzlich kann der Elektrokessel auch in Zeiten ohne „Überschuss“-Windstrom wirtschaftlich Wärme erzeugen. Dies führt allerdings zu hohen Treibhausgasemissionen, da Strom mit hohem spezifischem Emissionsfaktor (Bundesmix) in Wärme umgewandelt wird.

4.8.6.4 Wirtschaftlichkeit

Die direktelektrische Wärmeerzeugung mit Elektrokesseln erfolgt grundsätzlich auf der Grundlage von Betriebsweisen, die von verschiedenen Randbedingungen abhängig sind. Die Betriebsweisen werden in Abhängigkeit des Börsenstrompreises (im Verhältnis zu den Grenzkosten des sonstigen Erzeugerparcs) und der Teilnahme am Regelenergiemarkt gefahren. In den letzten Jahren haben die Ereignisse mit besonders niedrigem Strompreis bei hoher Windleistung stark zugenommen. Daraus resultierten im Jahr 2011 sogar zeitweise negative Strompreise an der Börse. Das heißt, es gibt einen (wenn auch nicht 100%igen) Zusammenhang zwischen „Windstrom“-Überschüssen und niedrigen Börsenstrompreisen, der den Einsatz des Elektrokessels aus rein ökonomischen Gesichtspunkten begünstigt.

In den zeitlichen Randbereichen der Ereignisse mit „Überschuss“-Windstroms fallen die Börsenstrompreise ebenfalls gering aus, es wird jedoch nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien, sondern ein Mix aus konventionellem und erneuerbarem Strom in Wärme umgewandelt. Die ökologischen Vorteile der „Überschuss“-Windstromnutzung sind daher nicht mehr gegeben. Daher wird der ökonomisch motivierte Einsatz von Elektrokesseln in den Randbereichen von „Überschuss“-Windstromereignissen kritisch gesehen.

Wie kann aber sicher gestellt werden, dass nur „Überschuss“-Windstrom in Elektrokesseln eingesetzt wird? Zu diesem Zweck könnte das Signal statt für die Abregelung der Windkraftanlagen auch zum Einschalten eines Elektrokesselverbundes verwendet werden. Damit würde die Netzlast erhöht und ein Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes geleistet (negative Regelleistung). Aus technischer Sicht entspricht dies dem Lastmanagement, beispielsweise beim Betrieb von Kühlhäusern oder stromintensiven Industriebetrieben. Für den wirtschaftlichen Betrieb des Elektrokessels sind die Stromkosten frei Anlage entscheidend. Der vom Betreiber zu zahlende Strompreis hängt vom Börsenstrompreis, von den Netznutzungsentgelten, von sonstigen Steuern und von der EEG-Umlage ab. Geht man davon aus, dass der Börsenstrompreis für „Überschuss“-Windstrom nahe Null ist und die Netznutzungsentgelte sowie die sonstigen Steuern eine untergeordnete Rolle spielen, bleibt als entscheidender Faktor die EEG-Umlage übrig. Es ist zu vermuten, dass ein wirtschaftlicher Betrieb mit der EEG-Umlage für das Jahr 2013 in Höhe von 5,277 Cent/kWh nicht gegeben ist.

Um einen wirtschaftlichen Betrieb des Elektrokessels im Rahmen der ausschließlichen Nutzung von „Überschuss“-Windstrom zu ermöglichen, müsste der Betreiber von der EEG-Umlage befreit werden und somit lediglich den Börsenpreis bezahlen. Für den Betrieb des Elektrokessels in den Überschussstrom-Randzeiten und sonstigen Einsatzstunden müsste der Betreiber die EEG-Umlage entrichten. Damit würde sich der Kesselbetrieb in den Randzeiten nicht mehr rechnen und darüber hinaus auf einen aus exergetischer und ökologischer Sicht sinnvollen Betrieb begrenzt. Ob sich der anschließliche Betrieb eines Elektrokessels mit „Überschuss“-Windstrom insgesamt wirtschaftlich darstellen lässt, hängt von vielen weiteren Randbedingungen (z.B. Vollbenutzungsstunden, Anschlusskosten Stromnetz etc.) ab und kann an dieser Stelle nicht allgemeingültig dargestellt werden.

Die Teilnahme am Regelenenergiemarkt (negative Sekundärregelenergie) führt zu einer höheren Wirtschaftlichkeit des Kesselbetriebes, aber auch dazu, dass nicht nur „Überschuss“-Windstrom im E-Kessel eingesetzt wird.

4.8.6.5 Treibhausgasemissionen und sonstige Umweltwirkungen

Im Rahmen der ökologischen Bewertung ist zu unterscheiden, ob für die Wärmeerzeugung in einem Elektrokessel Windstrom oder der Bundesmix eingesetzt wird. Entsprechend der Stromherkunft ergeben sich erhebliche Unterschiede in den Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Geht man davon aus, dass der Elektrokessel nur bei Windstrom-Überschüssen eingesetzt wird, ist der Betrieb des Elektrokessels hinsichtlich der THG-Emissionen als sinnvoll anzusehen. Die möglichen THG-Einsparungen bei Nutzung von erneuerbarem Strom in verschiedenen Nutzungspfaden wurden vom IFEU-Institut im Rahmen des FuE-Programms „Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität“ (IFEU 2011) im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) untersucht. Verglichen werden die möglichen THG-Einsparungen, die mit 1 kWh einzuspeicherndem Strom erzielt werden können.

Geht man davon aus, dass in einem Wärmenetz durch den Elektrokessel unter Einsatz von erneuerbarem Strom ein Gas- oder Ökessel (konventionelles Referenzsystem) substituiert wird, ergeben sich THG-Minderungen zwischen 200 g/kWh und 250 g/kWh (siehe Abbildung 4-30). Damit liegen die THG-Minderungen für den Elektrokessel in der Größenordnung der Rückverstromung von EE-Methan (z.B. Windgas) in konventionellen Kraftwerken ohne KWK.

Eindeutige ökologische Vorteile sind beim Betrieb einer Großwärmepumpe festzustellen. Dabei ließen sich Treibhausgasemissionen zwischen 730 g/kWh und 920 g/kWh im Vergleich zur Erzeugung der äquivalenten Wärme in einem Gas- bzw. Ökessel einsparen.

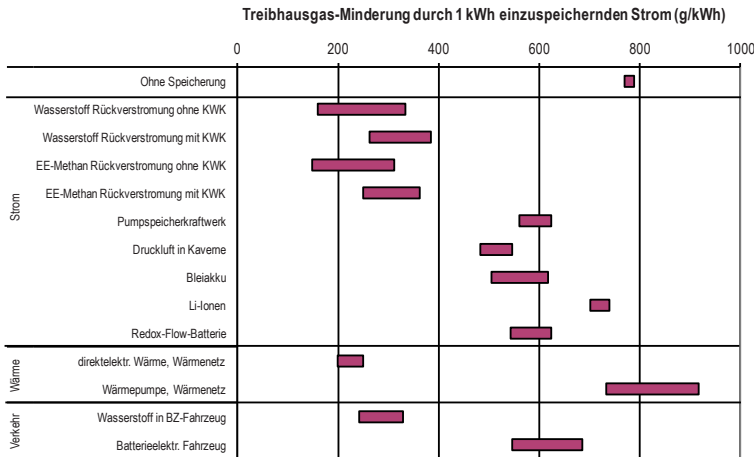


Abbildung 4-30: Mittelfristig erzielbare Treibhausgas-Minderungen mit einer kWh regenerativ erzeugten Stroms bei Nutzung des Stroms in unterschiedlichen Anwendungsfällen im Vergleich zum jeweiligen konventionellen Nutzungspfad (IFEU 2011).

4.8.6.6 Flächenbedarf

Elektrokessel werden in Heizzentralen oder Kesselhäusern aufgestellt. Ein Flächenverbrauch durch die Nutzung von „Überschuss“-Windstrom ist nicht relevant.

4.8.6.7 Gesamteffizienz Strom- und Wärmesystem

Wird der Elektrokessel nur mit „Überschuss“-Windstrom betrieben, wird erneuerbarer Strom zu Wärme umgewandelt, der andernfalls abgeregelt werden würde. Aus exergetischer Sicht ist die Umwandlung von Strom mit hohem Energiequalitätsgrad in niederwertige Wärme grundsätzlich nicht sinnvoll, allerdings stellt der Einsatz von Elektrokesseln mit „Überschuss“-Windstrom eine Ausnahme dar. Die Gesamteffizienz des Strom-zu-Wärme-Systems (power-to-heat) würde durch den Einsatz von Großwärmepumpen im Vergleich zum Elektrokessel deutlich verbessert, allerdings sprechen technische (Verhältnis zw. maximaler Erzeugertemperatur und Netztemperatur) und ökonomische Gründe (hohe Investitionskosten für Großwärmepumpen) zurzeit noch gegen den Einsatz dieser Technik in Fernwärmenetzen.

Verdrängt der Elektrokessel fossile Heizkessel auf Basis von Erdgas oder Heizöl, wird Brennstoffenergie eingespart. Ist zu viel Windstrom im Netz, werden vor der Abregelung von Windkraftanlagen systembedingt auch große KWK-Anlagen in ihrer Leistung reduziert oder ganz abgeschaltet. Daher ist die Verdrängung von großen KWK-Anlagen durch den Elektrokessel eher unwahrscheinlich. Vielmehr ergibt sich für das Zusammenspiel von KWK-Anlagen und Elektrokessel ein positiver Effekt, da der Elektrokessel die Wärmeenergie bereitstellt, die in der KWK-Anlage nach ihrem Abschalten nicht mehr erzeugt werden kann. Elektrokessel und KWK-Anlagen können sich demnach sinnvoll ergänzen.

4.8.6.8 Übersicht

Tabelle 4-8: Zusammenfassung der Gesamtbewertung direktelektrischer Heißwassererzeugung aus „Überschuss“-Windstrom

Eigenschaft / Merkmal	Bewertung
Potenziale	o
Einbindung in Fernwärme	++
Erzeugereinsatzreihenfolge	-
Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung	--
Wirtschaftlichkeit (Investitionskosten)	+
Wirtschaftlichkeit (spezifische Wärmegestehungskosten)	+
Treibhausgasemissionen	+
Sonstige Umweltwirkungen	+
Flächenbedarf	++
Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem	o

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / schlecht, -- / sehr schlecht

4.9 Industrielle Abwärme

4.9.1 Einführung

Abwärme ist neben den erneuerbaren Energien eine wichtige Wärmequelle der Zukunft, die insbesondere zur Primärenergie- und THG-Einsparung einen Beitrag leisten kann. Abwärme wurde bereits in verschiedenen politischen Instrumenten den erneuerbaren Energien gleichgestellt, z.B. ist im Rahmen des EEWärmeG die Pflicht nach § 3 Abs. 1 erfüllt, wenn der Wärmeenergiebedarf zu mind. 50 % aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme gedeckt wird, im Marktanzreizprogramm wird die Wärmenetzförderung für Wärmenetze mit Abwärme gewährt. Deshalb wird industrielle Abwärme auch in diesem Kontext betrachtet.

Industrielle Abwärme kann aus Produktionsmaschinen oder Anlagen (z.B. Öfen, Kühlprozesse, Abgaswärme, Produktionsprozesse etc.) gewonnen werden. Bisher wird diese Wärmequelle nicht effizient weitergenutzt. Neben passiven Wärmenutzungen gibt es weitere Nutzungsstrategien: z.B. Stromerzeugung über ORC-Turbinen, Wärmenutzung für exergetisch niedere Anwendungen (z.B. Heizung) oder Nutzung in Absorptionskälteanlagen zur Kälteerzeugung.

In einer ausführlichen Arbeit über die Potenziale und möglichen Hilfsmittel zur Nutzung der industriellen Abwärme in IFEU et al. 2010 werden zudem Aussagen über die Hemmnisse zur Nutzung der industriellen Abwärme gemacht. Diese liegen vor allem in den Bereichen mangelnde personelle Kapazitäten, Know-how-Lücken zur technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit, Wärmelogistik (beispielsweise die räumliche und zeitliche Übereinstimmung von Wärmeangebot und -nachfrage) und Investitionsbereitschaft.

Trotzdem gibt es einige sehr gute Beispiele der Abwärmenutzung, wie in den folgenden Seiten an den Beispielen Fernwärme Karlsruhe und Niederrheinschiene aufgezeigt wird. Vor allem die „Einspeisung“ der Abwärme in Wärmenetze ermöglicht eine umfangreiche Nutzung der Wärme unter den genannten Bedingungen der Angebotsfluktuation, da hier oft ausrei-

chend Kapazitäten zur Pufferung und Steuerung (z.B. auch über spezielle Speicher aber primär durch den bestehenden Heizkraftwerkspark) vorhanden sind.

4.9.2 Best-Practice-Beispiele

4.9.2.1 Stadtwerke Karlsruhe

Fernwärmenetz

Das Fernwärmenetz der Stadtwerke Karlsruhe versorgt rd. 23.000 Wohnungen und über 1.200 Handels- und Gewerbebetriebe mit Fernwärme. Bezogen auf den Wärmeverbrauch entfallen 37 % auf Haushalte, 29 % auf öffentliche Gebäude, 23 % auf Gewerbebetriebe und 11 % auf die Industrie. Das Wärmenetz hat eine Gesamtlänge von rd. 159,5 km und wird ausschließlich als Heißwassernetz mit Vorlauftemperaturen zwischen 85 °C und 130 °C betrieben. Die Rücklauftemperaturen liegen zwischen 55 °C und 69 °C.



Abbildung 4-31: Fernwärmenetz der Stadt Karlsruhe (Schnepf 2009)

Durch den Ausbau des Wärmenetzes ist es in den letzten Jahren in Karlsruhe gelungen, trotz der fortschreitenden energetischen Sanierung des Gebäudebestandes und einer damit verbundenen Reduzierung der Anschlussleistungen den Anschlusswert des Fernwärmenetzes insgesamt zu steigern. Dies wird auch durch den Anschluss bislang nicht genutzter Wärmesenken erreicht. Als zusätzliche Wärmesenken eignen sich beispielsweise Absorptionskälteanlagen, die die Wärmelast in den Sommermonaten erhöhen. Es wird damit gerechnet, dass mittelfristig dieser Trend fortgeführt werden kann. Langfristig wird jedoch mit einer Reduzierung des Anschlusswertes und der eingespeisten Wärmearbeit gerechnet, da dem Ausbau des Wärmenetzes aufgrund des Einzugsgebietes Grenzen gesetzt sind.

Zukünftig sind weitere Systemanpassungen der Fernwärmeversorgung geplant, wie die Absenkung der Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes. Dies führt zu einer Effizienzsteigerung beim Betrieb der Wärmeerzeugungsanlagen und zu einer Reduzierung der Netzverluste.

INFO-BOX:**Kennwerte:****Fernwärmenetz:**

Primärenergiefaktor f_p :	0,49
Anschlusswert:	611 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	272 MW _{th}
Summe aller	
Wärmeleistungen:	750 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	800 GWh _{th}
Linienichte:	3,8 kW _{th} /m
Netzverluste:	13,4 %
Pumpstrombedarf:	1,4 %
Anteil KWK:	88,0 %

Industrielle Abwärmenutzung:

Wärmequelle:	Raffinerie
Wärmeentnahme:	12 Platten-WT
Max. Wärmeleistung:	40 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	265 GWh _{th}
Investitionskosten:	725 €/kW _{th}

Konventionelle Wärmeerzeuger

Die Fernwärme in Karlsruhe wird an mehreren zentralen Erzeugerstandorten bereitgestellt. Dabei spielen insbesondere die Energieträger Steinkohle und Erdgas eine wichtige Rolle. Neben dem mit Steinkohle betriebenen Rheinshafendampfkraftwerk (RDK) und dem mit Erdgas bzw. leichtem Heizöl betriebenen Heizkraftwerk (HKW) West werden auch zwei Heizwerke (HW Waldstadt und HW Ahaweg) auf Basis von Erdgas bzw. leichtem Heizöl betrieben (extraleichtes Heizöl dient als Reservebrennstoff bei Gasknappheit). Weitere Kennwerte des Fernwärmenetzes sind der unten stehenden Info-Box zu entnehmen.

Industrielle Abwärme

Im Jahr 2010 wurde die Wärmeerzeugungsanlage zur Nutzung industrieller Abwärme der Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG (MiRO) in Betrieb genommen. Die Hauptmotivationen zur Realisierung der Abwärmenutzung waren die kostengünstig verfügbare Abwärme bei der MiRO sowie die Senkung der CO₂-Emissionen und des

Primärenergiefaktors der Fernwärmeversorgung. Die Abwärmenutzung wurde mit dem Umweltinnovationsprogramm (UIP) durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert. Die bei der Raffinerie anfallende Prozessabwärme wird über 12 Plattenwärmetauscher mit einem Nutzungsgrad von 98 % in eine 5 km lange Transportleitung zum HKW West eingespeist, wo sie über weitere Wärmetauscher an die Vorlaufleitung des Fernwärmenetzes der Stadtwerke Karlsruhe übertragen wird. Bisher wurde die Abwärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben.

Die Transportleitung weist eine Vorlauftemperatur von 120 °C bei einer Rücklauftemperatur von 70 °C auf. Die erste Ausbaustufe der Abwärmenutzung hat eine thermische Leistung von ca. 40 MW. Bereits im Betriebsjahr 2011 konnte die Abwärme als Grundlastwärme in das Fernwärmenetz kontinuierlich eingespeist werden. Dabei war die Abwärmenutzung ganzjährig in Betrieb, wobei die Wärmeleistung von rund 40 MW im Winter vollständig und im Sommer teilweise genutzt wurde. Im Sommer kann durch Abschalten einzelner Abwärmequellen die Wärmeleistung bedarfsorientiert zwischen 20 MW und 40 MW geregelt werden.

Abbildung 4-32 zeigt die Bilanz der Nettowärmeerzeugung in GWh/a für den Ausgangszustand im Jahr 2010 nach Inbetriebnahme der Abwärmenutzung und den Ist-Zustand mit dem Regelbetrieb der Abwärmenutzung. Zusätzlich ist die maximale Wärmeleistung der einzelnen Wärmeerzeugungsanlagen angegeben. Im Ist-Zustand ergibt sich eine Wärmeeinspeisung der Abwärme von rd. 265 GWh/a (33 % bezogen auf die gesamte Nettowärmeerzeugung).

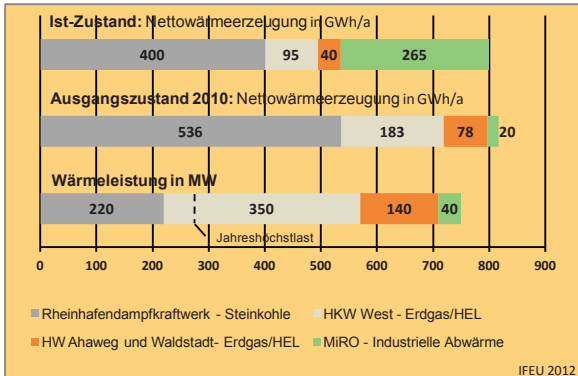


Abbildung 4-32: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung in Karlsruhe

Je nach Fahrweise der konventionellen Wärmeerzeuger kann dieser Wert variieren. Durch den Betrieb der Abwärmenutzung werden insbesondere die mit Erdgas bzw. leichtem Heizöl betriebenen Heizwerke und das HKW West ersetzt. Dies hängt mit den vergleichsweise höheren Wärmeerzeugungskosten dieser Anlagen im Vergleich zum Rheinhafendampfkraftwerk (RDK) zusammen. Auch der Bezug von FW beim RDK, insbesondere in den Sommermonaten, nimmt ab. Über das HKW West wird keine Regelleistung am Strommarkt angeboten, so dass der Betrieb des HKW West aus diesem Grund nicht im Widerspruch zum Betrieb der Abwärmenutzung steht. Infolge der geänderten Einsatzplanung für die HKW und HW reduzieren sich der Verbrauch an fossilen Energieträgern und der Ausstoß von CO₂-Emissionen und Schadstoffen. Außerdem verringert sich die Nettostromproduktion im KWK-Prozess des HKW West. Dies wird jedoch in Kauf genommen, da die wirtschaftlichen Vorteile durch die Abwärmenutzung überwiegen.

Aus betrieblicher Sicht waren für die Einbindung der Abwärmenutzung in das Fernwärmenetz Anpassungen der Betriebsstruktur und der Mess-, Steuer- und Regeltechnik im HKW West erforderlich. Die Plattenwärmetauscher auf der Raffinerie werden durch die MiRO betrieben. Der Betrieb der Wärmeübertrager im HKW West sowie das Einspeisemanagement erfolgen durch die Stadtwerke Karlsruhe. Für die eingespeiste Abwärme zahlen die Stadtwerke einen festgelegten Vergütungssatz in einen „Topf“, aus dem sämtliche Kosten für Kapitaldienst, Betrieb und Unterhalt bedient werden; Überschüsse am Ende eines Jahres werden mit MiRO geteilt.

Weitere Entwicklung

Aus technischer Sicht erweist sich die Abwärmenutzung als zuverlässig. Die Erfahrungen mit der ersten Ausbaustufe sind gut, so dass bereits über die Erweiterung der Abwärmenutzung um eine zweite Ausbaustufe auf dann 80 MW Wärmeleistung nachgedacht wird. Die Realisierung der zweiten Ausbaustufe ist abhängig vom Anlagenbetrieb der Mineralölraffinerie. Da der Einbau der Plattenwärmetauscher nur bei Produktionsstillstand der Mineralölraffinerie erfolgen kann, wird mit der Realisierung der 2. Ausbaustufe erst im Rahmen der nächsten Revision im Jahr 2015 gerechnet. Nach Inbetriebnahme der 2. Ausbaustufe der Abwärmenutzung ist in den Sommermonaten die Abschaltung aller konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen geplant.

4.9.2.2 Stadtwerke Dinslaken

Fernwärmenetz

Die Stadtwerke Dinslaken versorgen Wohngebäude, öffentliche Gebäude, Gewerbe- und Industriebetriebe mit über 11.000 Hausanschlussstationen über die Fernwärmeschiene Niederrhein. Das Fernwärmenetz wird seit mehr als 45 Jahren betrieben und weist eine Gesamtlänge von 480 km auf. Das Strahlennetz wird in drei Temperaturbereichen betrieben. 30 km Wärmeleitungen werden mit einer VL-Temperatur > 140 °C, 80 km mit VL-Temperaturen zwischen 110 °C und 140 °C und 370 km in einem Temperaturbereich zwischen 90 °C und 110 °C betrieben. Dampfnetze sind nicht vorhanden. Die Rücklauftemperaturen liegen zwischen 50 °C und 55 °C. Weitere Kennwerte des Fernwärmenetzes sind der nachfolgenden Info-Box zu entnehmen.

INFO-Box:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Primärenergiefaktor f_P :	0,3
Anschlusswert:	487 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	247 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	595 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	854 GWh _{th}
Liniendichte:	1 - 2 kW _{th} /m
Pumpstrombedarf:	1,0 %
Anteil KWK:	75,0 %

Industrielle Abwärmenutzung:

TKS Walzwerk (IB 1981):	
Max. Wärmeleistung:	95 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	119 GWh _{th}

TKS Hochhofen (IB 1981):	
Max. Wärmeleistung:	20 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	88 GWh _{th}

Sachtleben Chemie (IB 1979):	
Max. Wärmeleistung:	10 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	27 GWh _{th}

Benteler (IB 1989):	
Max. Wärmeleistung:	< 1 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	0,5 GWh _{th}

Feste Biomasse:

Biomasse-HKW Moers/Dinslaken:	
Max. Wärmeleistung:	17 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	105 GWh _{th}

Konventionelle Wärmeerzeuger

In das Fernwärmenetz speisen eine Vielzahl von konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen ein. Neben Heizkraftwerken (HKW) und Heizwerken (HW) großer Leistung auf Basis fossiler Energieträger sind auch Erdgas-BHKW kleinerer Leistung angeschlossen (siehe Abbildung 4-33). Das mit Steinkohle betriebene HKW Duisburg Walsum trägt mit rd. 50 % zur Nettowärmeerzeugung bei. Des Weiteren werden insgesamt ca. zehn HW mit Heizöl bzw. Erdgas betrieben, die lediglich geringe Anteile der Nettowärmeerzeugung bereitstellen. Die HW dienen der Spitzenlastdeckung an besonders kalten Tagen und als Absicherung bei Ausfall von anderen Wärmeerzeugern und weisen nur geringe Vollbenutzungsstunden pro Jahr auf. Die BHKW spielen bezogen auf die Nettowärmeerzeugung eine untergeordnete Rolle.

Industrielle Abwärme

An die Fernwärmeschiene sind zudem große Industrieanlagen zur Nutzung industrieller Abwärme angeschlossen. Technische Kennwerte zur industriellen Abwärmenutzung sind der Info-Box zu entnehmen. Bereits Ende der 70er Jahre und insbesondere Anfang der 80er Jahre wurde das Potenzial der industriellen Abwärme erkannt und die Fernwärmeschiene für die Einspeisung der Abwärme ausgebaut.

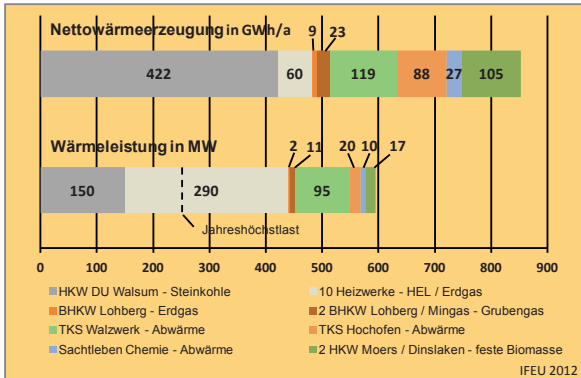


Abbildung 4-33: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung für die Fernwärmeversorgung Niederrhein.

Die größten Abwärmequellen stellen das Walzwerk und der Hochofen der Thyssen Krupp Steel Europe AG (TKS). Der TKS Hochofen liefert Grundlastwärme für das Fernwärmenetz. Weitere Abwärmequellen sind die Sachtleben Chemie und die Benteler Gruppe. Der Anteil der industriellen Abwärme an der Nettowärmeerzeugung liegt bei fast 30 %. Zur Pufferung der Abwärme aus den Stahlwerken werden insgesamt zehn Pufferspeicher mit einem Speichervolumen von 2.000 m³ und einem Betriebsdruck von bis zu 40 bar betrieben. Die Einspeisetemperatur ins Wärmenetz beträgt bis zu 140 °C. In den Jahren 2008/2009 wurden zusätzlich zwei Biomasse-HKW in Moers und Dinslaken, in denen Holz-Hackschnitzel als Brennstoff eingesetzt werden, in Betrieb genommen.

Die Vielfalt der Wärmeerzeugungsanlagen, die an die Fernwärmeschiene angeschlossen sind, bietet eine große Flexibilität. Sollte sich zukünftig herausstellen, dass der Weiterbetrieb einer Wärmeerzeugungsanlage nicht sinnvoll ist, wird lediglich der Ersatz dieser Wärmequelle erforderlich. Die Struktur der Fernwärmeschiene muss hierfür nicht angepasst werden.

4.9.3 Gesamtbewertung

4.9.3.1 Potenziale

Abwärmepotenziale müssen sowohl in der Menge (PJ oder TWh) als auch in der Qualität (Grädigkeit) bewertet werden. In Deutschland gibt es keine belastbaren Bottom-up-Potenzialanalysen mit genauen Daten zu Abwärmennutzungspotenzialen. Deshalb wurden in IFEU et al. 2010 Ergebnisse einer norwegischen Studie auf die Deutsche Industriestruktur übertragen, um je nach Branche und Energieverbrauch Aussagen zum nutzbaren Potenzial treffen zu können. Dieser Methode folgend bestehen in Deutschland im Sektor des produzierenden Gewerbes 316 PJ Abwärme im Temperaturbereich über 140 °C, im Temperaturbereich zwischen 60 °C und 140 °C nochmals 160 PJ pro Jahr.

Jedoch ist dieses allgemeine Potenzial auf dieser Aggregationsebene wenig aussagekräftig. Durch die sehr spezifische Charakteristik der Abwärmepotenziale sind fallbezogene Analysen notwendig, sowohl auf der Seite des Industrieunternehmens als Anbieter als auch auf der Seite des Fernwärmebetreibers, welcher die Wärme nutzen kann.

4.9.3.2 Einbindung in Fernwärme / Erzeugereinsatzreihenfolge

Abwärme fällt i.d.R. saison- und wetterunabhängig an und wird in Fernwärmenetze prinzipiell als Grundlastwärme integriert und dann in das Fernwärmenetz eingespeist, wenn die Wärme aus der industriellen Produktion anfällt. Dabei können recht unterschiedliche Ausnutzungsgrade und Vollbenutzungsstunden entstehen, wie am Beispiel der Fernwärmeschiene Niederrhein zu sehen ist. Diese Unterschiede entstehen jedoch primär durch die jeweiligen Wärmeangebotszeiten.

Der bestehende Heiz(kraft)werkspark wird entsprechend der verfügbaren Abwärmeangebote und der gesamten Wärmenachfrage nachgesteuert. Die Verdrängung von grundlastfähiger Wärme aus KWK-Anlagen liefert am meisten Konfliktpotenzial. Ökologisch daher, da weniger KWK-Strom produziert wird, ökonomisch aufgrund der entgangenen Erlöse durch die Stromverkaufsmengen.

Je nach verfügbarem Temperaturniveau der Abwärme und des Fernwärmenetzes kann die Abwärme direkt über einen Wärmetauscher in das Wärmenetz eingespeist werden oder es wird z.B. eine Wärmepumpe genutzt, um ein niedergrädiges Abwärmepotenzial auf eine höhere Temperatur zu heben. Allerdings bestehen hier auch die Grenzen der Wärmepumpentechnologie (siehe Kapitel 4.7).

4.9.3.3 Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung

Die kontinuierliche Verfügbarkeit von Abwärme aus der Industrie hängt von den Eigenschaften des Industrieprozesses ab. Ist ein kontinuierlicher Produktionsprozess mit entsprechendem Abwärmepotenzial vorhanden, ist eine wichtige Voraussetzung für eine wirtschaftliche Abwärmenutzung in der Fernwärme erfüllt.

Eine weitere wichtige Voraussetzung ist der räumliche Zusammenhang zwischen Abwärmequelle und Fernwärmenetz. Ein zu großer Abstand zwischen Wärmequellen und Wärmesenken kann zu hohen Transportleitungslängen führen, wodurch ein wirtschaftlicher Betrieb gefährdet wird.

Bei diskontinuierlichen und prozesstechnisch unsicheren Abwärmequellen kann es technisch und ökonomisch sinnvoll sein, direkt flexible Sicherheits- und Ausfallkapazitäten zur Verfügung zu stellen.

4.9.3.4 Wechselwirkung mit Netztransformation

Mit der Netztransformation vorhandener Fernwärmenetze verbessern sich die Einsatzbedingungen für niedergrädige Abwärme erheblich, das nutzbare Potenzial wird dadurch weiter erhöht. Die Temperaturabsenkung von Rücklauf- und Vorlaufemperatur im Gesamtnetz oder in Netzteilen wirkt sich positiv auf die Einsatzbedingungen von industrieller Abwärme aus. Aber auch die Entwicklung überregionaler Fernwärmeschienen in industriell geprägten Regionen kann der Nutzung von industrieller Abwärme dienen.

4.9.3.5 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit der industriellen Abwärmenutzung ist von folgenden Rahmenbedingungen maßgeblich beeinflusst:

- Notwendige Investition zur Nutzung der verfügbaren Abwärme (Wärmetauscher vor Ort, Transportleitungen, MSR-Technik, Einspeisepunkte ins Fernwärmenetz etc.)

- Notwendige Investitionen für etwaige Redundanzkessel / Spitzenlastkessel oder Ausfallsicherungen
- Investitionen in etwaige Wärmespeicher
- Erlöse des Industriebetriebs für die verkaufte Wärme
- Entgangene Stromerlöse durch verdrängten KWK-Strom beim Versorger

Zudem entstehen Kosten für die Planung einer Abwärmenutzungslösung, die i.d.R. wegen der Individualität der Projekte relativ arbeitsaufwändig und damit kostenintensiv ist.

Viele Abwärmenutzungslösungen sind wirtschaftlich unter einer umfänglichen Lebenszykluskostenanalyse. Aber die Unternehmen in Deutschland basieren ihre Investitionsentscheidungen zumeist nicht auf Basis einer Lebenszykluskosten-Entscheidung. In den meisten Unternehmen werden sehr kurze Amortisationszeiten von zwei bis drei Jahren vorgegeben, so dass die erheblichen Energiekosteneinsparungen oder –erlöse durch Abwärmetechnologien, die über die vorgegebene Amortisationszeit über viele Jahre hinausgehen, bei Investitionsentscheidungen nicht im ausreichenden Maße Berücksichtigung finden. Somit wird die zu erzielende Rendite einer verbesserten Abwärmenutzung von mehr als 25 bis 30 % oftmals vernachlässigt (IFEU et al. 2010).

4.9.3.6 Treibhausgasemissionen und sonstige Umweltwirkungen

Industrielle Abwärme hat nur geringe Treibhausgasemissionen und Primärenergieaufwendungen, da diese dem industriellen Produktionsprozess zugerechnet werden. Die Verwendung von Abwärme führt somit zu einer umfänglichen THG-Einsparung entsprechend jenes Energieträgers und jener Technologie, die verdrängt wird. Lediglich die notwendigen Aufwendungen für Pumpstrom und für eventuell zusätzlich eingesetzte Redundanz- und Spitzenlastkessel ist im Zusammenhang mit der Abwärmenutzung in die THG-Emissionsberechnung mit einzubeziehen.

4.9.3.7 Flächenbedarf

Ein Flächenverbrauch durch die Nutzung von Abwärme ist nicht relevant.

4.9.3.8 Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem

Industrielle Abwärme wird für einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb immer dann ins Fernwärmenetz eingespeist, wenn sie anfällt. Bei Integration der Abwärme in die Fernwärme werden die vorhandenen konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen in die Mittel- bzw. Spitzenlast verdrängt. Handelt es sich dabei um ein fossiles HKW, das zur Grundlastabdeckung betrieben wird, verringert sich die Stromerzeugung des Gesamtsystems. Die geringere Stromerzeugung muss durch andere Anlagen ausgeglichen werden, z.B. durch den Strombezug von außerhalb der Systemgrenze.

Die Nutzung der (sowieso) prozessbedingt anfallenden Abwärme stellt jedoch einen wichtigen Beitrag zur Primärenergieeinsparung, Ressourcenschonung und THG-Einsparung dar. Deshalb ist diese Energiequelle in der Priorität hoch anzusetzen, vor allem im Verhältnis zu reinen Kesselanlagen.

4.9.3.9 Übersicht

Tabelle 4-9: Zusammenfassung der Gesamtbewertung industrielle Abwärme

Eigenschaft / Merkmal	Bewertung
Potenziale	+
Einbindung in Fernwärme	+
Erzeugereinsatzreihenfolge	+
Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung	o
Wirtschaftlichkeit (Investitionskosten)	+
Wirtschaftlichkeit (spezifische Wärmegestehungskosten)	+
Treibhausgasemissionen	++
Sonstige Umweltwirkungen	++
Flächenbedarf	++
Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem	+

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / schlecht, -- / sehr schlecht

4.10 Übersicht Gesamtbewertungen

In der Tabelle 4-10 sind die Ergebnisse der Gesamtbewertungen für die untersuchten erneuerbaren Energieträger, die direktelektrische Heißwassererzeugung und die industrielle Abwärme zusammengefasst.

Tabelle 4-10: Zusammenfassung Gesamtbewertung technische Analyse

Eigenschaft / Merkmal	Holzartige Biomasse	Biomasse mit Verbrennung	Biogas / -methan	Geothermie	Solarthermie	Großwärmepumpe	E-Kessel (Windstrom)	Industr. Abwärme
Potenziale	o	o	o	++	+	+	o	+
Einbindung in Fernwärme	++	++	o	o	-	o	++	+
Erzeugereinsatzreihenfolge	++	+	++	+	-	+	-	+
Verfügbarkeit bei der Wärmeerzeugung	+	+	++	++	--	+	--	o
Wirtschaftlichkeit (Investitionskosten)	o	o	++	-	--	-	+	+
Wirtschaftlichkeit (spez. Wärmegestehungskosten)	+	--	-	++	--	o	+	+
Treibhausgasemissionen	++	++	+	+	++	+	+	++
Sonstige Umweltwirkungen	o	+	o	++	++	++	+	++
Flächenbedarf	-	-	--	++	o	++	++	++
Gesamteffizienz Strom- / Wärmesystem	+	++	++	o	o	+	o	+

Bewertung: ++ / sehr gut, + / gut, o / befriedigend, - / schlecht, -- / sehr schlecht

Auf Basis der Ergebnisse der technischen Analyse wurde eine Matrix erstellt, in der die verschiedenen Optionen der erneuerbaren Wärmeerzeugung eingeordnet werden. Die Klassifizierung erfolgt für jeden untersuchten erneuerbaren Energieträger, sowie für direktelektri-

sche Heißwassererzeugung und industrielle Abwärme nach Kriterien, die bei der Entscheidung über eine neue Erzeugungsanlage eine zentrale Rolle spielen:

- Soll die neue Erzeugungsanlage auf Basis erneuerbarer Energien nur Wärme oder auch Strom erzeugen?
- In welchen thermischen Leistungsklassen sind Anlagen verfügbar?
- In welchen elektrischen Leistungsklassen sind Anlagen verfügbar?
- In welchem Lastbereich werden die Anlagen sinnvollerweise eingesetzt (Grundlast, Spitzenlast, Sommerlast)?
- Welches Temperaturniveau im Netz können die Anlagen bedienen?
- Sonstige Randbedingungen des erneuerbaren Energieträgers (z.B. Verfügbarkeit).

Tabelle 4-11 zeigt die Ergebnis-Matrix der technischen Analyse. Die grünen Felder geben an, welche Anforderungen von den erneuerbaren Erzeugungsanlagen jeweils erfüllt werden können. Aus der Matrix lässt sich ableiten, welches Spektrum erneuerbarer Energieträger aus technischer Sicht zum aktuellen Zeitpunkt für welche Arten von Bestandsfernwärmenetzen geeignet ist.

Netze mit niedrigen Temperaturen und kleinen Anlagenleistungen

Für Fernwärme-Netze, die mindestens in Teilen mit niedrigen Temperaturen (Vorlauf ≤ 90 °C) betrieben werden, steht ein breites Spektrum an regenerativen Wärmequellen zur Verfügung. Hier können Biogas- und Biomethan-BHKW, solarthermische Großanlagen, Abwasserwärmepumpen und, falls regional verfügbar, auch Geothermie zum Einsatz kommen. Holzartige Biomasse und Biomethan können höhere Temperaturen bereitstellen, sind aber in Netzen mit niedrigen Temperaturanforderungen ebenfalls nutzbar.


Solarthermie, Biogas, Geothermie und Abwasserwärme sind regenerative Energieträger, deren Nutzung durch die lokal verfügbaren Potenziale bestimmt wird, was die realisierbaren Anlagenleistungen oft einschränkt (Flächenangebot für Solarthermie, Substratangebot für Biogas, lokal vorhandenes Geothermiepotenzial, Abwärmeangebot im Abwasser).

Netze mit großen Anlagenleistungen

Sollen große konventionelle Erzeugungsanlagen mit mehreren 10 MW_{th} oder mehreren 100 MW_{th} bei der Erneuerung durch regenerative Anlagen ersetzt werden, kommen prinzipiell holzartige Biomasse oder Biomethan in Frage. Diese Energieträger können über längere Distanzen transportiert werden, so dass eine Beschaffung größerer Brennstoffmengen auch über die lokal verfügbaren Potenziale hinaus möglich ist. Mit der komplexeren Logistik gehen höhere Energieverbräuche und Treibhausgasemissionen in der Vorkette einher, die den ökologischen Vorteil mindern. Je nach den regionalen geothermischen Potenzialen eignet sich als Ersatz für große konventionelle Erzeugungsanlagen auch die Einbindung von Geothermieheizwerken.

Tabelle 4-11: Übersicht der Möglichkeiten zur Einbindung erneuerbarer Energien

Einbindung erneuerbarer Energien in die Fernwärme



 verfügbar
 nicht verfügbar/nicht sinnvoll
 nicht zutreffend

Parameter/kategorie Ausprägung	holzartige Biomasse		Biomasse- Mitverbrennung		Biogas		Biomethan		hydrothermale Tiefengeothermie		Solarthermie	Wärmepumpe (Abwasser)	Direktelektrische Heißwassererzeugung	Industrielle Abwärme	
	Kessel	Dampf- kraft- Prozess	Kessel	KWKC in Kohle- kesseln	Kessel	BHKW	Mikro- Gas- turbine	Kessel	RWK	alle Erdgas-KWK- Anlagen möglich	reine Wärme- nutzung	RWK	ORC/KC		reine Wärme- nutzung
Ausreichende Verfügbarkeit des EE															
Erzeugertyp															
therm. Leistungsklasse															
bis 1 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ²⁾	✓	✓	✓
1 bis 5 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ²⁾	✓	✓	✓
5 bis 10 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ²⁾	✓	✓	✓
10 bis 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ²⁾	✓	✓	✓
> 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ²⁾	✓	✓	✓
elektr. Leistungsklasse															
bis 1 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ³⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓
1 bis 5 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ³⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5 bis 10 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ³⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10 bis 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ³⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓
> 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ³⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Lasttyp															
Spitzenlast	✓ ³⁾	3)	3)	3)	✓ ¹⁾	3)	3)	3)	4)	3)	✓	4)	fluktuierend	✓ ¹⁾	3)
Grundlast	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sommerlast															
Temperaturniveau															
Dampfnetz	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Hochtemperaturnetz ($T_{fl} > 140°C$)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Heißwassernetz ($140°C > T_{fl} > 110°C$)	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓ ²⁾	✓	✓	✓ ⁴⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓
$110°C > T_{fl} > 90°C$	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓ ²⁾	✓	✓	✓ ⁴⁾	✓	✓ ⁴⁾	✓ ¹⁾	✓	✓	✓
LOW-EX-NETZ	✓	✓	✓	✓	✓ ¹⁾	✓	✓	✓	✓ ⁴⁾	✓	✓ ⁴⁾	✓ ¹⁾	✓	✓	✓

1) Biogas in Kessel zu verbrennen ist technisch möglich, aber in der Praxis nicht verbreitet, da die Nutzung in KWK-Anlagen durch das EEG ökonomisch attraktiver ist

2) Heißgebäude BHKW oder Mikrogasturbinen

3) Technisch ist der Einsatz von KWK-Anlagen auch in der Spitzenlast möglich, in der Praxis werden KWK-Anlagen in der Regel in der Grundlast betrieben, besonders Anlagen, die nach EEG Stromvergütung erhalten.

4) Technisch sind Geothermie und Wärmepumpen auch zur Spitzenlastdeckung einsetzbar, in der Praxis herrscht aber Grundlastbedarf vor.

5) In hydrothermalen Geothermieprojekten in Deutschland sind bisher elektr. Leistungen < 5 MW realisiert.

6) Für solarthermische Anlagen sind die Temperaturen im Sommerbetrieb ausschlaggebend (VL 70-80 °C, RL 50-60 °C, je niedriger, desto besser)

7) Die Netzengleichlastung ist abhängig von Temperaturniveau und Fließrate des Abwassers, Größe des Wärmetauschers sowie der Netzlauf- und Rücklauf-Temperatur. Realisierte Projekte in der Schweiz liegen im kleinen Leistungsbereich

8) Biomasse-Kessel können - anstatt zu Kohleleistungsverl. - Teile der Spitzenlast während der Heizperiode bedienen, aber keine kurzfristigen Lastspitzen abfangen.

Einbindung von Niedertemperaturwärme und Legionellen-Prophylaxe

Im Sommer, wenn die Temperaturen in vielen Netzen durch die Trinkwarmwasser-Anforderungen bestimmt werden, sind Vorlauftemperaturen von 65-70 °C üblich, um beim Kunden die für die Legionellen-Prophylaxe vorgegebene Temperatur von 60 °C sicher zu stellen. Auch die Rücklauftemperaturen lassen sich im Sommer durch die hohen Temperaturen aus der Nachheizung von Trinkwasserzirkulationsschaltungen in Deutschland nur mit Aufwand auf 50 °C und tiefer senken. In der Regel liegen sie bei 60 °C oder höher. Diese Vorgaben erschweren die Einbindung von erneuerbaren Energien wie Solarthermie und Abwärme aus Abwasser, für die niedrigere Vor- und Rücklauftemperaturen günstiger sind.

Temperaturniveau (Dampf, Vorlauf 110 °C – 140 °C)

Viele große Bestandsnetze besitzen keine Netzgebiete mit niedrigen Betriebstemperaturen. Für sie ist die Auswahl an regenerativen Wärmeerzeugungsoptionen reduzierter. Die zentralen Techniken für diese Netze sind holzartige Biomasse (inkl. Biomasse-Mitverbrennung in Kohleheizkraftwerken) und Biomethannutzung. Werden kleine Anlagenleistungen benötigt, können Mikrogasturbinen für Biogas eine Option sein. In bestimmten Regionen Deutschlands steht auch Geothermie auf höherem Temperaturniveau (110–150 °C) zur Verfügung.

Wärmespeicher erleichtern die Einbindung fluktuierender erneuerbarer Energien

Sollen fluktuierende erneuerbare Wärmeerzeuger wie z.B. Solarthermie in ein Wärmenetz eingebunden werden, kann ihr Ertrag durch Nutzung von Speichern weiter erhöht werden. Auch bei wärmegeführtem Betrieb von KWK-Anlagen ist es in der Regel sinnvoll, Pufferspeicher einzubinden, um durch eine teilweise zeitliche Entkopplung von Wärmenachfrage und -erzeugung die Erzeugungsanlagen mit höheren Vollbenutzungsstunden zu fahren. Wenn sich die Einsatzzeiten der KWK-Anlagen stärker am Strommarkt orientieren, sind Speicher ebenfalls sinnvoll, um die Einsatzzeiten entsprechend flexibilisieren zu können. Speicher sind in Fernwärmebestandsnetzen zurzeit noch nicht flächendeckend vorhanden. Um den Bau von Wärmespeichern zu forcieren, ist im novellierten Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) eine Förderung vorgesehen.

5 Ökonomische und ökologische Analyse – Modellnetz

Die Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen muss für das Gesamtsystem aus Netz und Erzeugungspark gegeben sein. Für die ökonomische Analyse wird deshalb anhand eines Modell-Fernwärmenetzes ermittelt, wie sich die Wärmegestehungskosten verändern, wenn Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) in den Erzeugerpark integriert werden. Auch der erzielbare Anteil erneuerbarer Wärmebereitstellung und die Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems werden ermittelt.

Im Folgenden werden für ein fiktives Bestandswärmenetz ohne erneuerbare Energieträger Lösungen mit erneuerbaren Energien ökonomisch und ökologisch bewertet und miteinander verglichen. Folgende EE-Varianten werden für das Modell-Bestandsnetz betrachtet:

- Mitverbrennung von Biomasse in einer Steinkohle-KWK-Anlage
- Biomasse-KWK-Anlage
- Biomethan-BHKW
- Solarthermie
- Geothermie-Heizwerk

5.1 Ermittlung der Wärmegestehungskosten für konventionelle Systeme

Zu Beginn des Forschungsprojekts stand die Bestandsaufnahme, um ein abgerundetes Bild über die bestehenden Wärmenetze in Deutschland zu erhalten (siehe Kapitel 2.2). Auf Basis der darin ermittelten Rahmendaten für Fernwärmenetze wurde für die ökonomische Analyse ein Modellnetz definiert. Trotzdem besteht auch für das Modellnetz nur beschränkte Übertragbarkeit auf andere Netze. Die Eckdaten des Modellnetzes sind in Tabelle 5-1 aufgeführt.

Tabelle 5-1: Eckdaten des Modellnetzes

Parameter	Ausprägung/Wert
Netztyp	Heizwasser
Netzalter	30 Jahre
Temperaturfahweise	130 °C / 70 °C gleitend im Vorlauf, 60 °C im Rücklauf
Trassenlänge	100 km
Jahreshöchstlast	211 MW
Anschlusswert	100 kW pro Hausanschlussstation
Gleichzeitigkeit	0,667
Erzeugeranlagen	KWK-Anlage mit Erdgas bzw. Kohle (35 MW), Spitzenlastkessel mit Erdgas (85 & 65 MW), Bezug von Abwärme aus einem Müll-HKW (30 MW)
Netzverluste	10 %
Verlegesystem	Kunststoffmantelrohr mit Stahlmedienrohr und Standarddämmung
Alter Erzeugeranlagen	15 Jahre

Um die Wärmegestehungskosten für die Mitverbrennung von Biomasse berechnen zu können, gibt es auch eine Basisvariante mit einer kohlebefeueten KWK-Anlage. Die Jahresarbeit von rund 550 GWh wurde zu 45 % auf Ein- und Mehrfamilienhäuser, zu 10 % auf öffentliche Einrichtungen, zu 5 % auf Einzel- und Großhandel und zu 30 % auf Gewerbe-, Handel-

und Dienstleistung aufgeteilt. Für die verschiedenen Abnehmer sind entsprechende Lastprofile hinterlegt. Die nachfolgenden Grafiken zeigen den Lastgang und die geordnete Jahresdauerlinie des Modellnetzes.

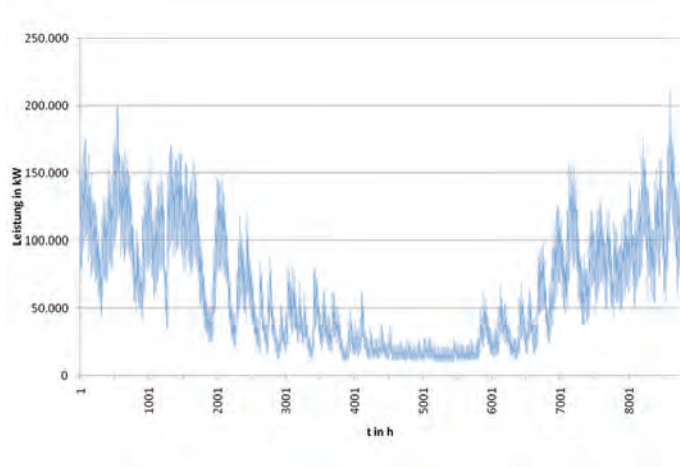


Abbildung 5-1: Lastgang des Modellnetzes

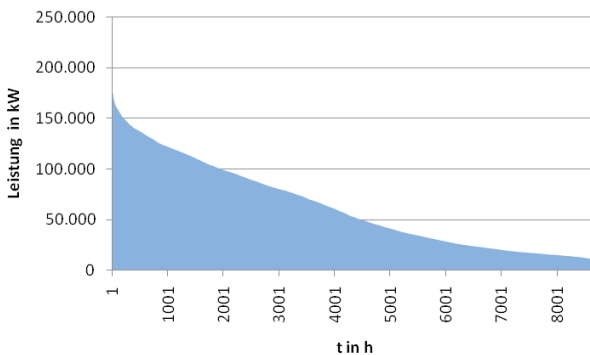


Abbildung 5-2: Jahresdauerlinie des Modellnetzes

In der geordneten Jahresdauerlinie werden die jeweilige Anlagenleistung und die Erzeugereinsatzreihenfolge festgelegt. Die thermischen Leistungen teilen sich wie folgt auf: 30 MW Abwärme des Müll-HKWs, 35 MW der KWK-Anlage, je 85 MW und 65 MW der Spitzenlastkessel und 85 MW des Redundanzkessels. Für jede Stunde des Jahres wurden der entsprechenden Einspeiseleistung die Leistungen der Erzeugeranlagen in der zuvor genannten Reihenfolge zugeordnet (siehe Abbildung 5-3).

Der bereits vorhandene Anteil erneuerbarer Grundlast aus der Müllverbrennung (Bewertung von Müll als 50 % erneuerbarer Energieträger) verschlechtert durch die grundlastinterne Konkurrenz die Rahmenbedingungen zur Eingliederung weiterer EE-Techniken in gewissem

Maße gegenüber Netzen, die in der Grundlast ausschließlich fossile Energieträger einsetzen. Diese Annahme wird für das Modellnetz dennoch gewählt, weil einerseits bereits heute viele Netze Müllwärme nutzen und andererseits der Anteil der Abwärmenutzung in Zukunft aus Gründen der Ressourcenschonung weiter gesteigert werden soll.

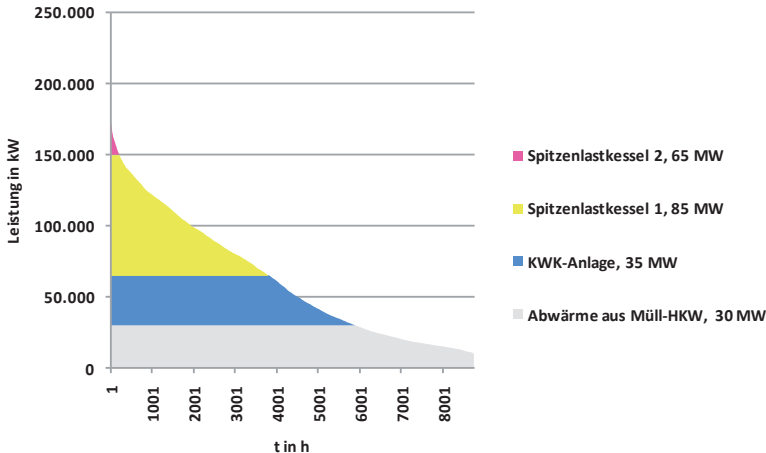


Abbildung 5-3: Idealisierter Erzeugereinsatz anhand der Jahresdauerlinie

Es handelt sich hierbei um einen idealisierten Erzeugereinsatz, da Ausfälle der Anlagen, Revisionen und das Teillastverhalten der Spitzenlastkessel nicht berücksichtigt wurden. Die Jahresarbeit von 550 GWh teilt sich zu rund 42 % auf die Abwärme, zu 30 % auf die KWK-Anlage und zu rund 28 % auf die Spitzenlastkessel auf. Die KWK-Anlage wird im Modellnetz als „Black Box“ betrachtet, die die Kesselanlage, die Maschinentechnik, die Verrohrung, die zugehörige Elektrotechnik sowie die Mess-, Steuer- und Regeltechnik enthält. Für die erdgasbefeuerte und steinkohlebefeuerte Anlage wurden folgende Leistungsdaten und Wirkungsgrade basierend auf Erfahrungswerten der GEF Ingenieur AG festgelegt.

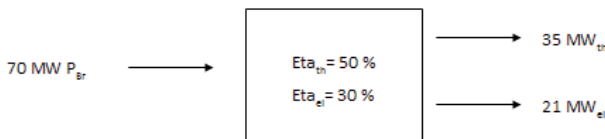


Abbildung 5-4: Leistungsdaten der kohlebefeierten KWK-Anlage

Bei der erdgasbefeierten Anlage (siehe Abbildung 5-5) bezieht sich die angegebene Brennstoffleistung auf den oberen Heizwert (Ho). Es wurde aufgrund ihres Alters davon ausgegangen, dass diese über keine Brennwertechnik verfügt (Kottnik 2011). Der Wirkungsgrad der Spitzenlast- und Reservekessel wurde mit 85 % angenommen, da auch diese schon 15 Jahre in Betrieb sind.

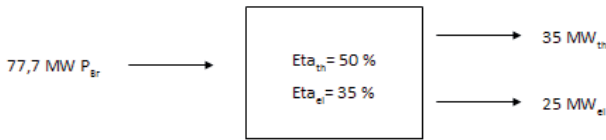


Abbildung 5-5: Leistungsdaten der erdgasbefeuerten KWK-Anlage

Die Berechnungen der Wärmegestehungskosten sowie des anlegbaren Wärmeendkundenpreises für das Modellnetz sind im Anhang in Kapitel 10.3.1 zu finden.

5.2 Ermittlung der Wärmegestehungskosten der Varianten

5.2.1 Variante 1: Biomasse-KWK-Anlage

Für die Eingliederung eines mit Holz befeuerten Dampf-Heizkraftwerks wurde die Basisvariante mit Erdgas verwendet. Das nachfolgende Schaubild gibt einen Überblick über die Leistungsdaten der mit Hackschnitzel befeuerten KWK-Anlage. Die Wirkungsgrade wurden in Anlehnung an (Grundmann 2009) und (FNR 2007) definiert und die thermische Leistung wurde mit 20 MW festgelegt, um Volllastbetriebsstunden pro Jahr von rund 5.000 h zu erhalten. Es kann somit ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage erwartet werden (FNR 2007).

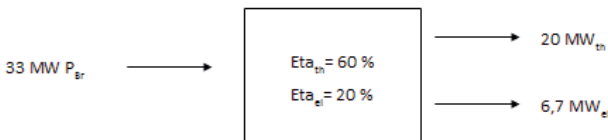


Abbildung 5-6: Leistungsdaten des biomassebefeuerten Dampf-Heizkraftwerks

In der Erzeugerreihenfolge wird die Anlage nach der Abwärme des Müllheizkraftwerks eingegliedert, da es ökologisch sinnvoll ist, die Abwärme zu nutzen. Die Erdgas-KWK wird stärker in die Spitzenlast verlagert. Ihre Vollbenutzungsstunden reduzieren sich von 4.700 h in der Basisvariante Erdgas auf ca. 3.700 h in der Variante 1 mit Biomasse-KWK.

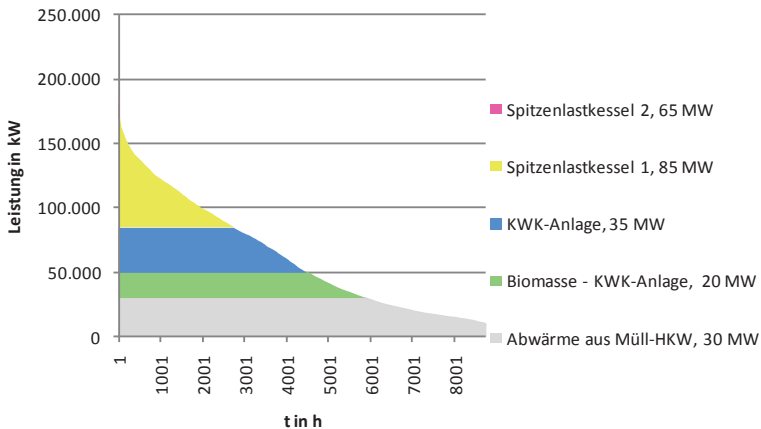


Abbildung 5-7: Jahresdauerlinie der Basisvariante mit Biomasse-KWK-Anlage

Die spezifischen Investitionskosten für das neue Dampf-Heizkraftwerk wurden mit 6 Mio. €/MWel und die rechnerische Nutzungsdauer mit 20 Jahren festgelegt. Für die Einbindung der Biomasse-KWK-Anlage wurde angenommen, dass zusätzlich drei Netzpumpen sowie Wärmetauscher notwendig sind. Die Wärmetauscher wurden unter Berücksichtigung einer Redundanz für die Leistung der Biomasse-KWK-Anlage ausgelegt (Bohn 2012). Für alle anderen Varianten mit erneuerbaren Energieträgern (außer für die Mitverbrennung von Biomasse und die Verbrennung von Bioerdgas in der Spitzenlast) wurden die Kosten für die Einbindung gemäß oben genannter Vorgehensweise berechnet.

In der nachfolgenden Tabelle werden Parameter aufgeführt, die der Berechnung der Wärmegestehungskosten zugrunde liegen.

Tabelle 5-2: Parameter für die Biomasse-KWK-Anlage

Bezeichnung	Menge	Einheit	Quelle/Kommentar
Betriebskosten			
Wartungs- und Instandhaltungskosten Biomasse-KWK-Anlage	3,5	%	der Investition
Zusätzliches Personal	4	MA	
Stromeigenverbrauch			
Biomasse-KWK-Anlage	10	%	der Stromerzeugung
Vergütung für Strom aus Biomasse			
EEG-Vergütung	143	€/MWh	Eigene Berechnung (EEG 2012)
Kosten für Einbindung			
Netzpumpe	150.000	€	
Wärmetauscher	35	€/kW	

Bezeichnung	Menge	Einheit	Quelle/Kommentar
Wartung und Instandhaltung Netzpumpe	2,0	%	VDI 2067
Wartung und Instandhaltung Wärmetauscher	2,0	%	VDI 2067
Rechn. Nutzungsdauer Pumpe und EMSR	10	a	VDI 2067
Rechn. Nutzungsdauer Wärmetauscher	10	a	VDI 2067
Treibhausgas-Emissionsfaktor			
Emissionsfaktor Hackschnitzel (Inland)	0,018	kg CO ₂ -Äq/kWh	

Für die Wartungs- und Instandhaltungskosten wird der gleiche Satz wie für die KWK-Anlage mit Erdgas festgelegt. Die Anzahl der Mitarbeiter wird auf vier erhöht, um die neue Anlage betreiben zu können. Der Stromeigenverbrauch des Biomasse-Heizkraftwerks wird auf 10 % der Stromerzeugung angesetzt (Kötting 2012). Für die Berechnung der Vergütung wurde angenommen, dass Waldhackschnitzel der Einsatzstoffvergütungskategorie I eingesetzt werden. Der Vergütungssatz für Strom wurde analog zu den Berechnungsbeispielen des Bundesumweltministeriums berechnet (BMU 2012a). Der Emissionsfaktor für Hackschnitzel ist für Holz aus dem Inland.

Unter Anwendung der Annuitätenmethode belaufen sich die spezifischen Wärmegestehungskosten für eine MWh verkaufte Wärme aus Biomasse-KWK (spez. Nettowärmegestehungskosten¹⁵) auf 56 €/MWh. Die Wärmegestehungskosten des Gesamtnetzes bleiben jedoch bei 63 €/MWh fast konstant (leichte Reduzierung in der Nachkommastelle).

Tabelle 5-3: Ökologische Bewertung Variante 1 Biomasse-KWK

Variante 1	Biomasse-KWK	
90.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
75.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
40 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung	

5.2.2 Variante 2: Mitverbrennung von Pellets oder Hackschnitzeln

Für die Ermittlung der Wärmegestehungskosten mit Pellets oder Holzhackschnitzeln wird die Basisvariante mit Steinkohle verwendet und angenommen, dass 10 % der Brennstoffarbeit mit Biomasse abgedeckt werden. Die Recherche zu spezifischen Investitions- bzw. Betriebskosten für die Mitverbrennung gestalteten sich schwierig, da es wenig öffentlich zugängliche und nachvollziehbare Informationen gibt.

Für die Abschätzung werden die Ansätze der (dena 2011, S. 27) für spezifische Kosten zugrunde gelegt, die sich auf die elektrische Leistung beziehen. Da die elektrischen Wirkungsgrade von KWK-Anlagen im Verhältnis zur Feuerungswärmeleistung stark variieren, wird als Sensitivität berechnet, welche Wärmegestehungskosten aus einer Halbierung der dena-

¹⁵ Netto-Wärme bezieht sich auf verkaufte Fernwärme, d.h. ohne die anteiligen Netzverluste.

Ansätze für Investitions- und Betriebskosten resultieren würden. Bei den spezifischen Investitionskosten wird von einer rechnerischen Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgegangen.

Tabelle 5-4: Spezifische Kostenansätze für die Mitverbrennung von Pellets und Holz hackschnitzeln

	spez. Investitionen. €/kW _{el}	spez. Betriebskosten €/kW _{el}
Variante 2a: 10% Pellets (dena 2011)	310	5,4
Variante 2b: 10% Pellets (dena x 0,5)	155	2,7
Variante 2c: 10% Hackschnitzel (dena 2011)	620	10,8
Variante 2d: 10% Hackschnitzel (dena x 0,5)	310	5,4

Es wird unterstellt, dass aufgrund der Mitverbrennung der Biomasse keine weiteren Mitarbeiter erforderlich sind. Die Jahresdauerlinie der Basisvariante mit Steinkohle bleibt unverändert. Als Emissionsfaktor für Pellets werden 0,086 kg CO₂-Äq/kWh verwendet (s. Tabelle 10-8).

Die spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten liegen mit den dena-Ansätzen für die Mitverbrennung von 10 % Pellets in der Steinkohle-KWK-Anlage (Var. 2a) bei 102 €/MWh und für die Mitverbrennung von 10 % Holz hackschnitzeln bei 168 €/MWh (Var. 2c). Sie liegen damit deutlich über den Wärmegestehungskosten für das Gesamtnetz in der Basisvariante mit Steinkohle (51 €/MWh). Mit den reduzierten dena-Ansätzen liegen die spezifische Wärmegestehungskosten für Pellets bei 65 €/MWh (Var. 2b) und für Hackschnitzel bei 94 €/MWh (Var. 2d).

Die Wärmegestehungskosten im gesamten Fernwärmenetz betragen für die Mitverbrennung von Pellets 54 €/MWh, wenn die dena-Ansätze zugrunde gelegt werden (Var. 2a) und 53 €/MWh, wenn die um 50 % reduzierten Ansätze verwendet werden (Var. 2b). Für Holz hackschnitzel liegen sie bei 56 €/MWh (Var. 2c) bzw. 54 €/MWh (Var. 2d). Durch den geringen Anteil der Biomasse-Mitverbrennung am gesamten Energieeinsatz bleiben die Auswirkungen auf die Gesamtkosten ebenfalls gering. Der regenerative Anteil im Wärmenetz erhöht sich im Vergleich zur Basisvariante nur um 3 Prozentpunkte, von 21 % auf 24 %. Auch der Treibhausgas-Ausstoß geht beim Einsatz von Pellets nur um 5 % gegenüber der Basisvariante zurück (Bezug auf Bundesmix). Da die Holz hackschnitzel einen etwas niedrigeren Emissionsfaktor haben, sinkt hier der THG-Ausstoß um 6%.

Tabelle 5-5: Ökologische Bewertung Variante 2 Biomasse-Mitverbrennung

Variante 2a und 2b Mitverbrennung von Pellets		
175.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
163.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
Variante 2c und 2d Mitverbrennung von Holz hackschnitzeln		
173.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
161.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
24 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung	

5.2.3 Variante 3: Biomethan-BHKWs

Die Untersuchung der Einbindung von Biomethan-BHKWs erfolgt für zwei Untervarianten. Für beide Varianten wird angenommen, dass Biomethan aus dem Erdgasnetz bezogen wird, um keine Annahmen zum lokal vorhandenen Biogaspotenzial treffen zu müssen. In der Anlagentechnik wird jedoch der Einsatz biogasfähiger BHKWs unterstellt, damit formal die Möglichkeit besteht, Biogas statt Biomethan einzusetzen.

Bei der Variante 3a wurden sechs BHKWs der Firma GE Jenbacher und bei der Variante 3b drei BHKWs der Firma Wärtsilä in das Modellnetz integriert, um in etwa den gleichen Anteil an der gesamten Erzeugerleistung zu erreichen wie bei der Biomasse-KWK-Anlage. Die Eingliederung erfolgt in die Basisvariante Erdgas. Die in den folgenden Abbildungen angegebene Brennstoffleistung P_{Br} bezieht sich auf MW_{Ho} .

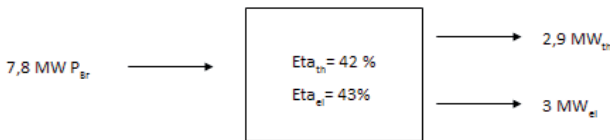


Abbildung 5-8: Leistungsdaten BHKW GE (ASUE 2011)

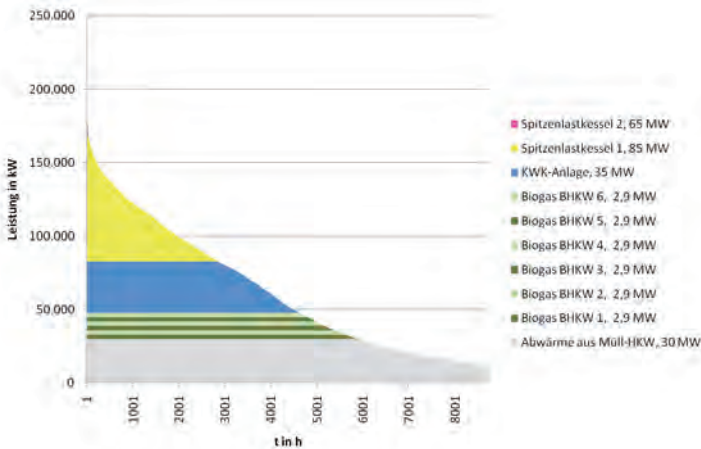


Abbildung 5-9: Jahresdauerlinie mit sechs GE-BHKWs

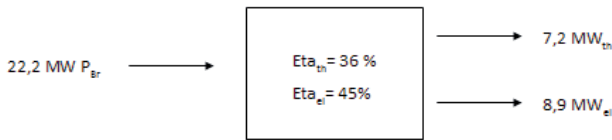


Abbildung 5-10: Leistungsdaten BHKW Wärtsilä (ASUE 2011)

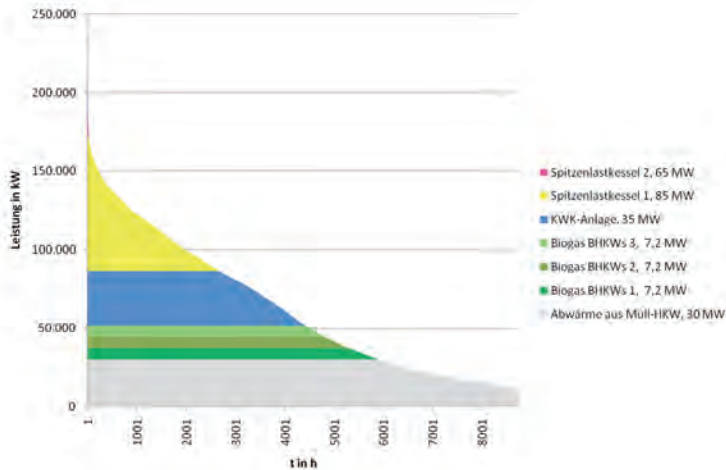


Abbildung 5-11: Jahresdauerlinie mit drei Wärtsilä-BHKWs

Die spezifischen Investitionskosten, Kosten für eine Generalüberholung sowie für Instandhaltung wurden für beide Varianten mit Ausgleichsfunktionen (ASUE 2011) berechnet. Nach VDI 2067 wurde für die BHKWs eine rechnerische Nutzungsdauer von 15 Jahren unterstellt. Generalüberholungen werden nach 35.000 – 60.000 Betriebsstunden gemäß Schaumann, G., Schmitz, K. (2010) durchgeführt, somit wurde für die Berechnungen ein mittlerer Wert von 45.000 Betriebsstunden angenommen. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass der Betrieb der BHKWs mit dem vorhandenen Personal erfolgen kann.

Gemäß § 19 EEG Absatz 1 Satz 2 werden mehrere BHKW, die Strom aus Biomethan erzeugen, nicht zu einer Anlage zusammengefasst (Deutscher Bundestag 2012, S. 24–25), so dass für jedes einzelne BHKW ein Vergütungssatz berechnet wurde. Den Berechnungen wurden die Vergütungssätze aus dem Vergütungsrechner EEG „Biomethan“ des DBFZ zugrunde gelegt (DBFZ 2011c) und zudem angenommen, dass Bioerdgas der Einsatzstoffvergütungskategorie I genutzt wird. Ferner wurde unterstellt, dass die Anspruchsvoraussetzungen für den Erhalt des Gasaufbereitungsbonus nicht erfüllt werden.

Tabelle 5-6: Spezielle Parameter BHKW

Bezeichnung	Menge	Einheit	Quelle/Kommentar
Investitionskosten			
BHKW GE	212	€/kW _{el}	
BHKW Wärtsilä	119	€/kW _{el}	
Betriebskosten			
Generalüberholung GE	97	€/kW _{el}	
Generalüberholung Wärtsilä	73	€/kW _{el}	
Instandhaltung GE	0,4	Ct/kWh _{el}	
Instandhaltung Wärtsilä	0,2	Ct/kWh _{el}	
Stromeigenverbrauch BHKW	6	%	der Stromerzeugung (Schaumann 2010, S. 86)
Biomethan	80	€/MWh (Ho)	
EEG-Vergütung GE	161 - 163	€/MWh	
EEG-Vergütung Wärtsilä	148 - 154	€/MWh	
Emissionsfaktor Biomethan	0,160	kg CO ₂ -Äq/kWh	

Nach der Annuitätenmethode ergeben sich für die Variante 3a mit GE-BHKWs spezifische Netto-Wärmegestehungskosten von 89 €/MWh und für Variante 3b mit Wärtsila-BHKWs 92 €/MWh. Entsprechend erhöhen sich auch die Wärmegestehungskosten für das Gesamtnetz auf 68 €/MWh bzw. 70 €/MWh (Var. 3b).

Tabelle 5-7: Ökologische Bewertung Variante 3 - Biomethan-BHKWs

Variante 3a sechs Biomethan-BHKWs GE			
92.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes	
69.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks	
Variante 3b drei Biomethan-BHKWs Wärtsilä			
75.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes	
46.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks	
41 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung		

Mit den BHKWs von Wärtsilä wird eine größere Treibhausgasreduktion erreicht, weil sie über einen höheren elektrischen Wirkungsgrad verfügen als die GE-Motoren. Daher fällt die CO₂-Gutschrift für den in KWK erzeugten Strom entsprechend höher aus. Gegenüber der Basisvariante geht der THG-Ausstoß in Variante 3a um 30 % zurück, in Variante 3b um 43 %.

5.2.4 Variante 4: Abdeckung der Spitzenlast mit Biomethan

Bei allen bisher vorgestellten Lösungen zur Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energieträger wurden in der Grundlast Anlagen eingebunden. In der Regel werden zur Deckung von Bedarfsspitzen fossile Energieträger genutzt, da Biomasse-Feuerungen für einen wirtschaftli-

chen Betrieb jährliche Vollbenutzungsstunden im Bereich von 3.500 bis 5.000 h erreichen sollten. Darüber hinaus können Biomassekessel meist nur bis höchstens 30 % der Volllast betrieben werden, so dass sehr niedrige Lastbereiche nicht abgedeckt werden können (FNR 2007).

Eine Möglichkeit, einen regenerativen Energieträger in die Spitzenlast des Modellnetzes zu integrieren, wäre die Befeuerung der Spitzenlastkessel mit Biomethan anstatt mit Erdgas. Der Anteil der regenerativen Energieträger könnte im Modellnetz so auf rund 49 % erhöht werden. Allerdings fallen für diese Lösung auch spezifische Netto-Wärmegestehungskosten von 116 €/MWh an, wodurch sich die Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz auf 79 €/MWh erhöhen.

Die Treibhausgas-Emissionen gehen um 14 % gegenüber der Basisvariante Erdgas zurück. Da in dieser Variante keine erneuerbare KWK-Technik eingesetzt wird, erfolgt auch keine Stromgutschrift und die Treibhausgas-Emissionen liegen deutlich höher als z.B. in der Biomasse-KWK- oder der BHKW-Variante.

Tabelle 5-8: Ökologische Bewertung Variante 4 Biomethan-in der Spitzenlast

Variante 4 Biomethan-Einsatz in Spitzenkesseln		
114.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
100.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
49 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung	

5.2.5 Variante 5: Solarthermie

Wie in Kapitel 4.6 beschrieben, gibt es verschiedene Möglichkeiten, Solarthermieanlagen für ein Wärmenetz auszulegen. Für das Modellnetz wurden vier Varianten betrachtet. Die Solarthermieanlagen haben die in Tabelle 5-9 aufgeführten Leistungen.

Tabelle 5-9: Leistungen der Solarthermieanlagen

Variante	Leistung in MW
Var. 5a: Dimensionierung auf Netzverlustleistung im Sommer Verteilung der Kollektorfläche auf mehrere Anlagen	5,6
Var. 5b: Dimensionierung auf 90 % der Sommerlast Verteilung der Kollektorfläche auf mehrere Anlagen	9,0
Var. 5c: Dimensionierung auf 90 % der Sommerlast wie Variante 5b, aber Verteilung der Kollektorfläche auf eine Anlage	9,0
Var. 5d: Dimensionierung auf 90 % der Sommerlast wie Variante 5a, aber Solarthermie verdrängt Erdgas-KWK	9,0

Die realen Jahresdauerlinien von Wärmenetzen mit solarer Wärmeeinspeisung weichen von den nachfolgenden Jahresdauerlinien des Modellnetzes ab, da die Fluktuation der solaren Wärmeeinspeisung im Modellnetz ohne aufwendige meteorologische Modelle nicht abgebildet werden kann. Um die Übersicht der grafischen Darstellung zu gewährleisten, wird der zu erwartende Solarertrag gleichmäßig auf 1.000 Vollbenutzungsstunden verteilt und so eine theoretische gleichmäßige Leistung ermittelt. Die Wärmeeinspeisung der Solarkollektoren wird den niedrigsten Leistungswerten des Wärmenetzes zugeordnet. Die solare Wärme ver-

drängt bedingt durch die Fluktuation der Sonnenenergie und die Auslegung der Anlage die Abwärme des Müll-HKW im Grundlastbereich während des Sommerhalbjahres.

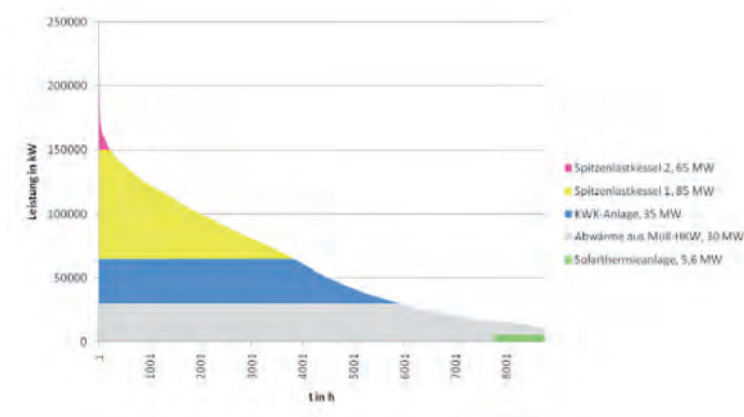


Abbildung 5-12: Jahresdauerlinie Variante 5a (Netzverluste)

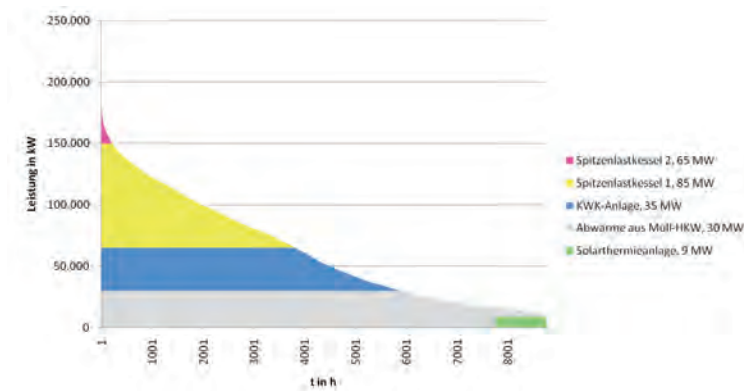


Abbildung 5-13: Jahresdauerlinie Varianten 5b und 5c (90 % der Sommerlast – Solarthermie verdrängt MHKW-Abwärme)

Im Modellnetz verdrängen die Solarthermieanlagen im Sommer Wärme aus der Müllverbrennung. Die Nutzung von Wärme aus der Müllverbrennung ist unter ökologischen Gesichtspunkten wünschenswert. Um zu untersuchen, welche ökologischen Auswirkungen auf das Gesamtsystem des Modellnetzes entstehen, wenn die Solarthermie Wärme aus der fossil befeuerten KWK-Anlage verdrängt, wird eine weitere Variante untersucht (s. Abbildung 5-14). In der Variante 5d mindert die von der Solarthermie gelieferte Wärme die Erzeugung der Erdgas-KWK-Anlage.

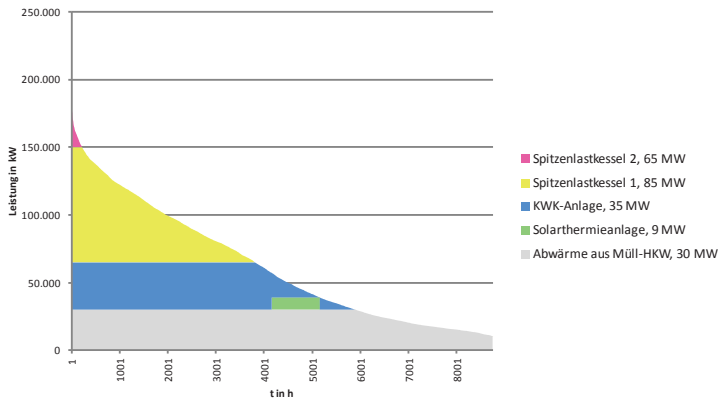


Abbildung 5-14: Jahresdauerlinie Variante 5d (90% der Sommerlast – Solarthermie verdrängt Erdgas-KWK)

Für alle Varianten werden Vakuumröhrenkollektoren des Typs CPC 45 der Firma Ritter XL Solar GmbH gewählt, da diese einen höheren Energieertrag als Flachkollektoren erzielen. Es wird angenommen, dass die Kollektoren mit einer Neigung von 45° nach Süden ausgerichtet sind und der spezifische Kollektorertrag ca. $520 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKF}}$ a beträgt.

Wegen der insgesamt sehr großen Flächen wird unterstellt, dass Satteldächer in Südausrichtung nicht in ausreichendem Umfang verfügbar sind und die Anlagen auf Flachdächern oder Freiflächen errichtet werden. Um Abschattungsverluste zu vermeiden, muss die Aufstellfläche bei Anlagen auf Flachdächern und Freiflächen deutlich größer sein als die Kollektorbruttofläche (Faktor 3 laut Ritter XL 2012).

Für die Variante 5a wird insgesamt eine Kollektorbruttofläche von rund 9.400 m^2 bzw. eine Freifläche von rund 28.000 m^2 benötigt. Die erforderliche Freifläche entspricht fast vier Fußballfeldern, wenn die benötigte Freifläche nicht aufgeteilt werden würde. Bei den Varianten 5b, 5c und 5d beträgt die Kollektorbruttofläche insgesamt rund 15.000 m^2 bzw. die benötigte Freifläche fast 45.000 m^2 , d.h. die Solarthermieanlage würde ca. sechs Fußballfelder umfassen. Da es unwahrscheinlich ist, solche großen zusammenhängenden Freiflächenanlagen in dicht besiedelten Gebieten Deutschlands zu bauen, wurden für die Varianten 5a, 5b und 5d nachfolgende Aufteilung der Flächen für die Berechnung der Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungskosten vorgenommen.

Tabelle 5-10: Aufteilung der Gesamtfläche bei Variante 5a

Variante 5a			
Bruttokollektorfläche	Fläche Aufstellung	Anzahl Anlagen	Art der Anlage
1.000 m^2	3.000 m^2	2	Dachanlage
2.500 m^2	7.500 m^2	3	Freiflächenanlage

Tabelle 5-11: Aufteilung der Gesamtfläche bei Varianten 5b und 5d

Variante 5b und 5d			
Bruttokollektorfläche	Fläche Aufstellung	Anzahl Anlagen	Art der Anlage
1.000 m ²	3.000 m ²	5	Dachanlage
2.500 m ²	7.500 m ²	4	Freiflächenanlage

Nach Recherchen zu bereits bestehenden Solarthermieanlagen auf Dächern wie z.B. die Anlage des Stadions Liebenau in Graz wird die Kollektorfläche für Dachanlagen mit 1.000 m² gewählt. Bei den Anlagen mit 2.500 m² wird angenommen, dass einzelne Freiflächen im Modell mit dieser Größe verfügbar sind. An Standorten für 1.000 m²-Anlagen sollten in der Nähe Fernwärmetrassen der Nennweite DN 125 verlaufen, damit die Leistung eingespeist werden kann (Annahme $T_{VL} = 70 \text{ °C}$, $T_{RL} = 60 \text{ °C}$ im Sommer). Für die Anlagen mit 2.500 m² wären Nennweiten von DN 200 günstig.

Um zu untersuchen, welchen Kostenvorteil es bringen würden, eine einzige Großanlage zu realisieren, wird für die Variante 5c angenommen, dass eine ausreichende Freifläche von rund 45.000 m² (entspricht etwa 6 Fußballfeldern) an einem Standort zur Verfügung steht. Dadurch sinken die spezifischen Investitionskosten deutlich (s. Tabelle 5-12).

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen der Solarthermie-Varianten basieren auf den Daten der Tabelle 5-12. Die spezifischen Kosten pro m² umfassen den Kollektor mit Zubehör, die Unterkonstruktion, Verrohrung sowie die Armaturen, die bei Ritter XL für verschiedene Anlagengrößen angefragt wurden.

Tabelle 5-12: Parameter für Solarthermie

Position	Wert	Einheit	Quelle/Kommentar
Anlagengröße 1.000 m²			
Spezifische Investition	686	€/m ²	(Ritter XL 2012)
Reparaturen & Wartung	4050	€/a	(Ritter XL 2012)
Anlagengröße 2.500 m²			
Spezifische Investition	597	€/m ²	(Ritter XL 2012)
Reparaturen & Wartung	8.600	€/a	(Ritter XL 2012)
Anlagengröße 10.000 m² (Preise für den Bau von 20.000 m ² insgesamt angenommen)			
Spezifische Investition	340	€/m ²	(Ritter XL 2012)
Reparaturen & Wartung	31.100	€/a	(Ritter XL 2012)
Rechn. Nutzungsdauer Vakuumpipelinekollektor	18	a	VDI 2067
Stromeigenverbrauch	0,5	%	des jährl. Solarertrags (Ritter XL 2012)

Wird die Solarthermieanlage mit 5,6 MW ins Modellnetz eingebunden (Var. 5a), betragen die spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten 166 €/MWh und der Anteil der regenerativen Energieträger im Modellnetz erhöht sich um rund 0,4 Prozentpunkte. Bei Integration der Anlagen mit 9 MW (Var. 5b, c und d) vergrößert sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger um 0,8 Prozentpunkte. Die spez. Netto-Wärmegestehungskosten liegen für die Großanlage

in Variante 5c bei 98 €/MWh, in den Varianten 5b und 5d bei 155 €/MWh. Obwohl die Solarthermie sehr hohe spezifische Wärmegestehungskosten hat, steigen die Gestehungskosten für das Gesamtnetz nur wenig an, weil die Solarthermieanlagen gemessen an der Gesamtwärmeeinspeisung nur einen geringen Anteil bereitstellen. Für alle Solarthermie-Varianten liegen die Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz bei rund 65 €/MWh. Der Treibhausgas-Ausstoß sinkt gegenüber der Basisvariante Erdgas um 1-2 %.

Die Unterschiede zwischen den Varianten bei der THG-Reduktion liegen ohne Rundung bei maximal etwa 6.000 t CO₂-Äq/a (Bezug auf Stromgutschrift mit Bundesmix). In der Variante 5d, in der die Solarthermie Erdgas-KWK-Wärme statt Abwärme aus dem Müll-HWK verdrängt, liegt der erneuerbare Anteil etwas höher als bei den anderen Varianten.

Tabelle 5-13: Ökologische Bewertung Variante 5 - Solarthermie

Variante 5a	5,6 MW aufgeteilt auf mehrere Solaranlagen, verdrängt Müll-HKW	
131.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
116.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
Variante 5b	9 MW aufgeteilt auf mehrere Solaranlagen, verdrängt Müll-HKW	
130.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
116.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
Variante 5c	9 MW an einem Standort realisiert, verdrängt Müll-HKW	
130.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
116.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
Variante 5d	9 MW aufgeteilt auf mehrere Solaranlagen, verdrängt Erdgas-KWK	
131.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
117.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
22-23 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung je nach Variante	

5.2.6 Variante 6: Geothermie

Die Erdwärme wird im Modellnetz nicht zur Stromerzeugung, sondern ausschließlich für das Wärmenetz genutzt, da die Netztemperaturen für eine ORC-Prozess zu hoch liegen. Für die Berechnung der installierten Leistung des Geothermie-Heizwerks wurden die Daten der Tabelle 5-14 zugrunde gelegt. Als Temperatur am Bohrkopf wurden 120 °C angenommen, da diese Temperatur in allen potenziellen Geothermie-Gebieten Deutschlands vorkommen könnte (BMU 2007). T₀ entspricht der Rücklauftemperatur des Modellnetzes.

Tabelle 5-14: Daten für die Leistungsberechnung

Position	Wert	Einheit	Quelle/Bemerkung
Dichte des Fluids ρ_F	998	kg/m ³	(LIAG 2011, S. 5)
Spez. Wärmekapazität Wasser c_F	4187	J/kg K	(Quaschnig 2009, S. 85)
Fließrate im Betrieb Q	0,1	m ³ /s	Annahme
Temperatur T_i am Bohrkopf	120	°C	(ebd.)
Rücklauftemperatur T_o	60	°C	

Mit der Formel $P = \rho_F \times c_F \times Q \times (T_i - T_o)$ (LIAG 2011a) ergibt sich eine installierte Leistung der Anlage von 25 MW, die in das Modellnetz integriert wurde. Bei einer Bohrkopftemperatur von 120 °C und Verlusten am Wärmetauscher von ca. 5 K (Heiler 2012), kann dann mit einer Vorlauftemperatur von ca. 115 °C ins Wärmenetz eingespeist werden.

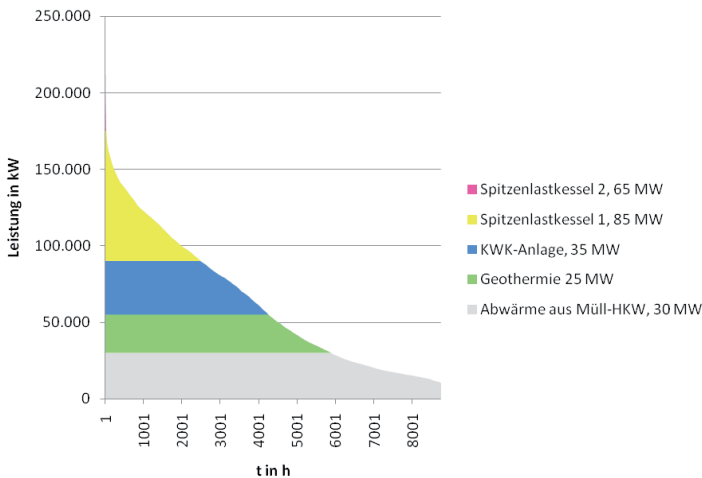


Abbildung 5-15: Jahresdauerlinie des Modellnetzes mit Geothermieanlage

Die Geothermie-Wärme verdrängt die Erdgas-KWK-Anlage in die Spitzenlast und reduziert so ihre Vollbenutzungsstunden auf 3.400 h/a gegenüber 4.700 h/a in der Basisvariante Erdgas. Die Berechnungen der Wirtschaftlichkeit basieren auf den nachfolgenden Daten.

Tabelle 5-15: Parameter für Geothermie

Bezeichnung	Menge	Einheit	Quelle/Kommentar
Investitionskosten			
Kosten für Bohrung, Dublette	25.000.000	€	(Heiler 2012)
Elektrische Pumpe	1.000.000	€	(ebd.)
Redundanzpumpe	1.000.000	€	(ebd.)

Kosten für Leittechnik, Hydraulik, Wärmetauscher	5.000.000	€	(ebd.)
Betriebskosten			
Wartung & Instandhaltung Leittechnik etc.	1,5	%	des Invests (Baumeister 2012)
Wartung & Instandhaltung Pumpe	2	%	des Invests (ebd.)
Thermalwasserreinigung	80.000	€/a	(Heiler 2012)
Zusätzliche Mitarbeiter	1	MA	(Baumeister 2012)

Die Bohrkosten sind für eine Bohrtiefe von 4.000 m angesetzt. Es wurden keine weiteren Kosten für weitere Spitzenlastkessel und ein zusätzliches BHKW berücksichtigt in der Annahme, dass die vorhandenen Spitzenlastkessel eingesetzt werden können und der notwendige Strom aus dem Netz bezogen wird. Als rechnerische Nutzungsdauer wurde für die Bohrung 50 Jahre, für die Pumpe drei Jahre und für die Leittechnik etc. 20 Jahre angenommen (Heiler 2012). Des Weiteren wurde angenommen, dass ein zusätzlicher Mitarbeiter für die Geothermieanlage ausreichend ist.

Unter diesen günstigen Annahmen (hohe Temperatur, gute Schüttung) liegen die spezifische Netto-Wärmegestehungskosten der Geothermie bei 37 €/MWh. Sie senken somit die Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz auf 60 €/MWh. Der Anteil der erneuerbaren Energien im Modellnetz kann in der Geothermie-Variante auf fast 44 % gesteigert werden. Der Treibhausgas-Ausstoß pro Jahr sinkt um rund 21 % auf 104.000 t/a.

Tabelle 5-16: Ökologische Bewertung Variante 6 - Geothermie

Variante 6 Geothermie		
104.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
93.000	t CO ₂ -Äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
44 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung	

5.3 Vergleich der Ergebnisse

Als Bewertungskriterien für den Vergleich der Varianten werden für das Modellnetz die spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten, die Wärmegestehungskosten für das Gesamtsystem, der Anteil erneuerbarer Energien, die Höhe der Investitionen und die Entwicklung der Treibhausgasemissionen herangezogen. Abbildung 5-16 zeigt die spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten¹⁶ pro Megawattstunde erneuerbar bereitgestellter Wärme in den verschiedenen Varianten. Dabei werden die Anteile der Kapital-, Betriebs- und Energiekosten separat ausgewiesen.

¹⁶ Netto-Wärme bezieht sich auf verkaufte Fernwärme, d.h. ohne die anteiligen Netzverluste.

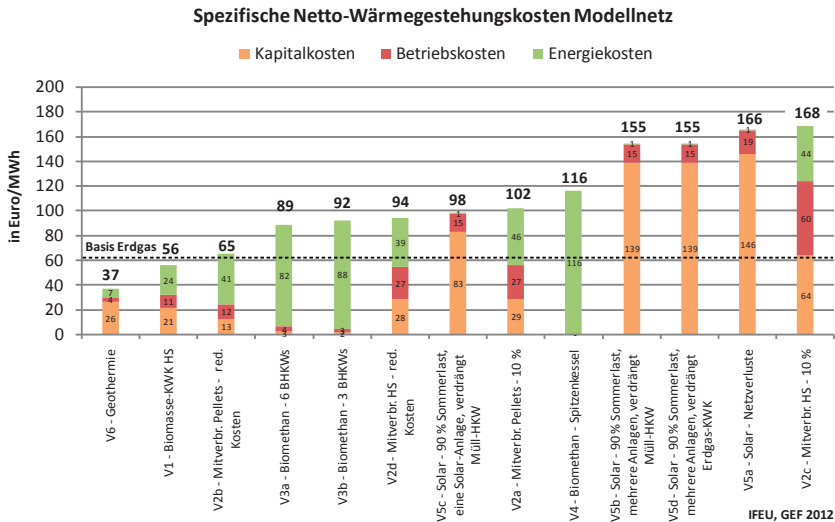


Abbildung 5-16: Spezifische Netto-Wärmegestehungskosten für den jeweiligen erneuerbaren Energieträger im Modellnetz

Für KWK-Techniken fallen außerdem Stromvergütungen an. Diese sind für die Darstellung der spezifischen Kosten in Abbildung 5-16 anteilmäßig auf die drei dargestellten Kostenarten aufgeteilt worden.

Es wird deutlich, dass vor allem die Varianten, in denen Biomethan zum Einsatz kommt, von den Brennstoffkosten dominiert werden (Varianten 3a, 3b und 4). Bei den Varianten der Solarthermie und der Geothermie stehen dagegen die Kapitalkosten im Vordergrund. Die holz-basierten Varianten haben eine gleichmäßigere Aufteilung zwischen Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten.

Die **spezifischen Netto¹⁷-Wärmegestehungskosten** einer erneuerbaren Technik werden sowohl von der Technik selbst, aber auch von der Größe der eingegliederten Anlage und ihrer Position in der Erzeugereinsatzreihenfolge des Fernwärmesystems bestimmt. Bei den spezifischen Wärmegestehungskosten weisen die Biomasse-KWK- und die Geothermie-Variante Werte auf, die niedriger liegen als die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten in der Basisvariante. Durch die Einbindung dieser Techniken ins Modellnetz sinken die Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz. Im Mittelfeld der spezifischen Wärmegestehungskosten liegen die drei Biomethan-Varianten, drei Mitverbrennungsvarianten sowie eine sehr große Solarthermieanlage. Die Gruppe mit den höchsten spezifischen Kosten wird durch Varianten mit kleineren Solarthermieanlagen sowie eine Mitverbrennungsvariante gebildet (Kostensätze nach dena 2011 für Hackschnitzel-Mitverbrennung).

Bei den spezifischen Wärmegestehungskosten können drei Gruppen von Varianten unterschieden werden:

¹⁷ Netto-Wärme bezieht sich auf verkaufte Fernwärme, d.h. ohne die anteiligen Netzverluste.

- Erneuerbare Varianten mit spezifischen Kosten **unter den Wärmegestehungskosten** ihrer Basisvariante (Geothermie, Biomasse-KWK gemessen an Basis Erdgas mit 63 €/MWh).
Diese Varianten können für Fernwärmebetreiber eine wirtschaftlich interessante Möglichkeit zur Eingliederung erneuerbarer Energien bieten, wenn die sonstigen Rahmenbedingungen vor Ort gegeben sind (lokale verfügbare erneuerbare Potenziale, passende Netztemperaturen, etc.)
- Erneuerbare Varianten **mit deutlichem Abstand** zu den Wärmegestehungskosten der Basisvariante (Mitverbrennungsvarianten 2a, 2b, 2d gemessen an Basis Kohle mit 51 €/MWh; Biomethan-Varianten 3a, 3b und 4 und große Solarthermie 5c gemessen an Basis Erdgas mit 63 €/MWh).
Diese Varianten verschlechtern die Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems und sind daher wirtschaftlich nicht attraktiv. Der Einsatz dieser Techniken kann jedoch eine Option sein, wenn der Anteil Erneuerbarer nicht so stark gesteigert wird, dass die Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems deutlich ansteigen.
- Erneuerbare Energien mit mehr **als doppelt so hohen** spezifischen Wärmegestehungskosten mit Vergleich zu den Wärmegestehungskosten der Basisvariante (Mitverbrennungsvariante 2c, Solarthermievarianten 5a, 5b und 5d).
Diese Varianten sind unter den angenommenen Rahmenbedingungen ökonomisch uninteressant.

Neben den spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten spielt auch die Höhe der zu tätigen Investitionen eine Rolle bei der wirtschaftlichen Entscheidung, welche neuen Erzeugungsanlagen für ein Bestandsfernwärmenetz realisiert werden können. Abbildung 5-17 vergleicht die Höhe der Investitionen in den verschiedenen Varianten miteinander.

Die höchsten Investitionen sind für die Biomasse-KWK und die Geothermie erforderlich. Dies sind die beiden Varianten, die relativ niedrige spezifische Wärmegestehungskosten aufweisen. Mit diesen beiden Varianten lässt sich zudem durch die Investition eine erhebliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien erzielen (Variante 1 Biomasse-KWK 40 %, Variante 6 Geothermie 44 % im Vergleich zur Basisvariante 21 %). Die notwendigen hohen Investitionen können sich für Fernwärmenetzbetreiber u.U. als Hemmnis erweisen, obwohl diese beiden Varianten von den spezifischen Wärmegestehungskosten her attraktiv sind.

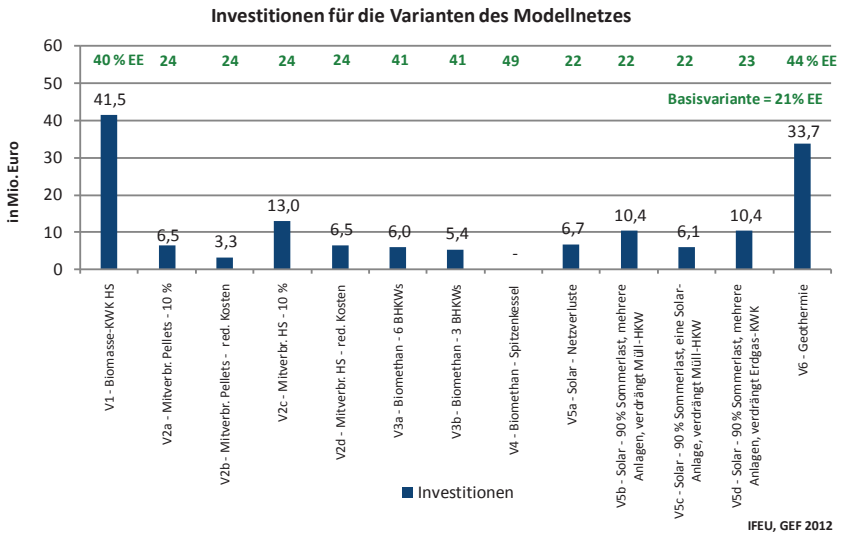


Abbildung 5-17: Investitionen der erneuerbaren Erzeugung im Modellnetz

Betrachtet man die Entwicklung der Wärmegestehungskosten für das gesamte Modellnetz, so muss man sowohl die Entwicklung der Kosten als auch die damit erzielbare Steigerung des Anteils erneuerbarer Wärme gemeinsam bewerten.

Die vier Varianten der Biomasse-Mitverbrennung, die sich auf die Basisvariante mit Steinkohle-KWK beziehen (in Abbildung 5-18 grau dargestellt), führen zu einer Erhöhung der Wärmegestehungskosten um 4-10 % gegenüber der Basisvariante. Der Anteil der Erneuerbaren wird dabei lediglich um rund 3 Prozentpunkte gesteigert. Allerdings bleibt der Abstand zum angenommenen Wärmeendkundenpreis relativ groß. Aus der Differenz zwischen Endkundenpreis und Wärmegestehungskosten sind vom Netzbetreiber Vertriebs- und Verwaltungskosten zu bestreiten sowie eine Marge für die Gesellschafter zu erwirtschaften.

Bei den erneuerbaren Varianten, die sich auf die Basisvariante Erdgas beziehen (in Abbildung 5-18 orange dargestellt), lassen sich die Wärmegestehungskosten für das Gesamtnetz durch die Einbindung von Geothermie (Variante 6) um ca. 5 % senken, bei gleichzeitig deutlicher Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien von 21 % auf 44 %. Bei der Integration einer Biomasse-KWK-Anlage (Variante 1) bleiben die Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz in etwa konstant, während der Anteil erneuerbarer Wärme auf 40 % steigt.

Die vier Solarthermievarianten (Varianten 5a, 5b, 5c und 5d) führen nur zu einer geringen Erhöhung der Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz, doch muss hier berücksichtigt werden, dass auch der Anteil erneuerbarer Energien kaum gesteigert werden kann (von 21 % auf 22 %).

Die Wärmegestehungskosten der Biomethan-Varianten (Varianten 3a, 3b und 4) erhöhen sich sukzessive im Vergleich zur Basisvariante. Bei der Verfeuerung von Biomethan in den Spitzkesseln liegen die Wärmegestehungskosten mit 79 €/MWh nahe am Wärmeendkundenpreis. So ist es zumindest fraglich, ob sich mit dem Differenzbetrag weitere Kosten de-

cken und Gewinnmargen erfüllen lassen würden. Diese Variante erreicht jedoch den höchsten Anteil erneuerbarer Wärme (49 %).

Die Veränderung der **Wärmegestehungskosten des Modellnetzes insgesamt** wird neben den spezifischen Wärmegestehungskosten einer EE-Technik ebenfalls stark von der Anlagengröße und -auslastung bestimmt. Die Biomasse-KWK und die Geothermie senken die Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz leicht (um bis zu 5 %). Zur stärksten Erhöhung führt der Einsatz von Biomethan in den Spitzenlastkesseln. In dieser Variante steigen die Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz so stark an, dass kaum noch Abstand zum Wärmeendkundenpreis bleibt und fraglich ist, ob sich mit dem Differenzbetrag Kosten für Vertrieb und Verwaltung decken sowie Gewinnmargen erfüllen lassen würden.

Steigerungen des **Anteils erneuerbarer Wärme** um etwa 20 % Prozentpunkte oder mehr erreichen die Varianten Biomasse-KWK, Geothermie, die Biomethan-BHKWs sowie der Biomethan-Einsatz in der Spitzenlast. In den Mitverbrennungs- und Solarthermievarianten steigt der Anteil an erneuerbarer Wärme nur um 1-3 Prozentpunkte.

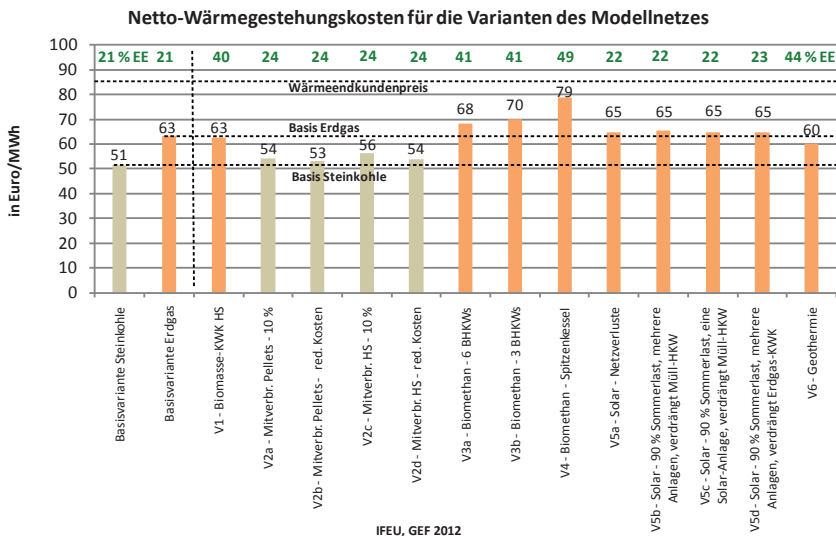


Abbildung 5-18: Vergleich der Wärmegestehungskosten für das gesamte Modellnetz

Alle Biomethan-Varianten haben den Vorteil, dass sie sich auch in Teilschritten umsetzen lassen. Statt mehrere Biomethan-BHKWs gleichzeitig zu realisieren wie in den Varianten 3a und 3b angenommen, kann auch zunächst nur eines realisiert werden, um Investition und Anstieg der Wärmegestehungskosten zu begrenzen. Auch der Anteil von Biomethan in den Spitzenlastkesseln kann flexibel gewählt werden. Wenn die finanziellen Mittel für hohe Investitionen zur Verfügung stehen, sind die Geothermie- und die Biomasse-KWK-Variante aus ökonomischer Sicht zu favorisieren. Reicht die Liquidität nicht aus, lassen sich durch die Biomethan-Varianten flexibel steigende Anteile erneuerbarer Wärme realisieren.

Alle Varianten, bei denen neben erneuerbarer Wärme auch größere Mengen erneuerbarer Strom in KWK erzeugt wird, weisen die größten Reduktionspotenziale bei den Treibhaus-

gasemissionen auf (Variante 1, Variante 3a und 3b in Abbildung 5-19). Dies liegt in der für den erneuerbaren Strom erfolgten THG-Gutschrift begründet. Alle drei Varianten können in etwa die gleiche Menge erneuerbare Wärme bereitstellen (rund 20 MW), haben aber unterschiedliche Verhältnisse von thermischen zum elektrischen Wirkungsgrad. Den höchsten elektrischen Wirkungsgrad haben mit 45 % die BHKWs in Variante 3b, in der aufgrund der Stromgutschrift die höchste Treibhausgasreduktion gegenüber der Basisvariante erzielt wird.

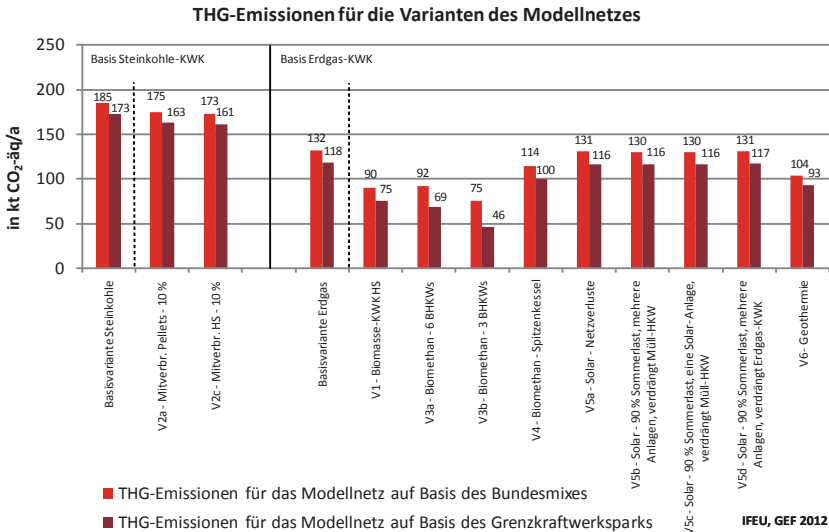


Abbildung 5-19: Vergleich Treibhausgasemissionen für die Varianten im Modellnetz

Dabei fällt die Treibhausgasreduktion größer aus, wenn im Gutschriftverfahren unterstellt wird, dass der erneuerbare Strom nicht den Bundesmix, sondern das in der Merit Order an letzter Stelle stehende Grenzkraftwerk verdrängt (dunkle Balken in Abbildung 5-19).

Die Varianten ohne erneuerbare Stromerzeugung - Biomethan in Spitzenlastkessel, Solarthermie, Geothermie – erreichen geringere Treibhausgasreduktionen gegenüber der Basisvariante Erdgas. Auch durch die Mitverbrennung von 10 % Biomasse in der Steinkohle-KWK (Varianten 2a und 2c) können die Treibhausgasemissionen nur wenig gesenkt werden, weil der Anteil erneuerbarer Wärme insgesamt nur wenig gesteigert wird.

Die höchste **Reduktion der Treibhausgasemissionen** wird in den Varianten erzielt, in denen neben erneuerbarer Wärme auch größere Mengen erneuerbarer Strom erzeugt wird (Biomasse-KWK, Biomethan-BHKWs). Durch die THG-Gutschrift für den Strom sinken die Emissionen hier stärker als z.B. in der Variante mit Biomethan in der Spitzenlast, obwohl diese den höchsten Anteil an erneuerbarer Wärme aufweist.

5.4 Zusammenfassung

Insgesamt betrachtet liegt keine der für das Modellnetz untersuchten erneuerbaren Varianten bei allen fünf Kriterien in der Spitzengruppe. Unter Einbeziehung der verschiedenen Aspekte bieten sich zur Erhöhung des erneuerbaren Anteils in Bestandsfernwärmenetzen drei Optio-

nen an: die Biomasse-KWK, die Geothermie und die Biomethan-BHKWs. Die **Biomasse-KWK** schneidet bei vier der fünf untersuchten Aspekte gut ab (spez. Kosten und Gesamtkosten, erneuerbarer Anteil und THG-Reduktion), allein die erforderlichen hohen Investitionen sind ein Nachteil.

Die **Geothermie-Variante** ist von der Kostenseite her ebenfalls attraktiv, wenn die geologische Situation ausreichend hohe Temperaturen und Schüttungen ermöglicht. Auch hier können die hohen Investitionen ein Problem darstellen. Die **Biomethan-BHKWs** erlauben aufgrund der hohen möglichen Stromwirkungsgrade eine deutliche Reduktion der Treibhausgasemissionen. Zwar liegen ihre spezifischen Wärmegestehungskosten höher als in der Basisvariante, deshalb erhöht ihr Einsatz die Wärmegestehungskosten des Fernwärmesystems insgesamt. Die Biomethan-Varianten haben jedoch den Vorteil, dass sie sich auch in Teilschritten umsetzen lassen. Statt mehrere BHKWs gleichzeitig zu realisieren, kann auch zunächst nur eines realisiert werden, um Investition und den Anstieg der Wärmegestehungskosten zu begrenzen.

Werden die Ergebnisse des Modellnetzes auf bereits bestehende Wärmenetze übertragen, kann abgeleitet werden, dass eine Einbindung erneuerbarer Energien in der Grundlast sinnvoll ist. Ob in den Wärmenetzen auf fossile Energieträger ganz verzichtet werden kann und zu 100 % erneuerbare Energien genutzt werden können, ist fraglich. Ausgehend von den Ergebnissen des Modellnetzes zeigt sich, dass ein sehr hoher Anteil erneuerbarer Energien in der Regel mit einer prohibitiven Wirtschaftlichkeit einhergeht. Entsprechend gibt es ein Optimum zwischen regenerativen und fossilen Brennstoffen, Treibhausgas-Reduktion und Wirtschaftlichkeit, die für jedes Wärmenetz speziell definiert werden muss.

6 Transformationsstrategien für die Modellregion Jena

Das Fernwärmesystem in Jena weist mehrere Merkmale auf, die für große Bestandsfernwärmenetze nicht untypisch sind:

- Die Fernwärmeeinspeisung erfolgt fast ausschließlich von einem großen Erzeugerstandort aus (monozentrisch).
- Die Fernwärme wird von einer Erdgas-GuD-Anlage mit einer großen Leistungsklasse (197 MW_{el}, 225 MW_{th}) bereitgestellt. Das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeauskopplung ist etwa 1:1.
- Fast 100 % der Fernwärme wird in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt.
- Der größte Teil des Fernwärmenetzes wird als Heißwassernetz mit gleitender Vorlauftemperatur (95-130 °C) betrieben.
- Nicht alle Netzteile werden mit den gleichen Temperaturen betrieben. Neben dem zentralen Heißwassernetz gibt es ein kleineres Dampfnetz und ein Heißwasser-Sekundärnetz mit niedrigerem Temperaturregime.

Betreiber des Fernwärmenetzes sind die Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH (SWEJ). SWEJ ist eine Tochter der Stadtwerke Jena-Gruppe, einem zu 100 % in kommunalem Besitz befindlichen Unternehmen, das mit weiteren Töchtern auch in den Bereichen Nahverkehr, Bäderbetrieb, Wohnen und Dienstleistungen tätig ist. Die SWEJ hat neben der Stadtwerke-Mutter noch weitere Gesellschafter: die Bürgerenergie Jena eG, die Stadtmarketing Pößneck GmbH, die Thüga AG und die Erdgasversorgung Thüringen-Sachsen. Die Stadtwerke Energie sind Teil eines kommunalen Querverbands und zuständig für die Versorgung mit Wasser, Strom, Gas und Fernwärme. Allerdings sind die SWEJ weder im Bereich Strom noch in der Fernwärme in nennenswertem Ausmaß in der Erzeugung engagiert, sondern sind hier im wesentlichen Netzbetreiber und Zwischenhändler. Das zentrale große Heizkraftwerk in Jena liegt seit dem Ende der DDR nicht in den Händen der Stadtwerke, sondern wird von der E.ON Thüringer Energie betrieben. Rund 2 % der Fernwärme erzeugen die SWEJ selbst mit einer Biogasanlage an der zentralen Kläranlage, der Strom wird über das EEG vermarktet. Ein erster Schritt in Richtung Integration erneuerbarer Fernwärme ist mit den Biogas-BHKWs erfolgt. Das Jenaer Fernwärmenetz hat einen Anschlusswert von rund 280 MW bei einem Wärmeabsatz von etwa 410.000 MWh (SWEJ 2012a).

Zur Entwicklung einer Transformationsstrategie werden zunächst die Rahmenbedingung in den Bereichen Netz, Erzeugung und Nachfragestruktur untersucht. Gemeinsam mit den Stadtwerken Energie wurde diskutiert, welche Möglichkeiten der Einbindung erneuerbarer Energien in Jena möglich und sinnvoll sind. Aufbauend auf dieser Analyse wurden mehrere Varianten entwickelt und unter ökonomischen und ökologischen Kriterien verglichen.

6.1 Netz

6.1.1 Historische Entwicklung

Der Fernwärmeausbau in Jena begann im Jahr 1961, zunächst im Norden der Stadt. Die Wärme für den Netzteil Jena-Nord wurde anfangs in einem Heizwerk mit Braunkohlenbriketts und Schweröl erzeugt. 1975 erfolgte eine Umstellung auf Teeröl, ab Anfang der achtziger Jahre wurden Heizöl und Stadtgas eingesetzt. Ab 1968 entstand ein zweites Netz im Süden, in den Stadtteilen Lobeda und Winzerla, das von einem Heizkraftwerk versorgt wurde (SWEJ 2012b). Auch das Stadtzentrum wurde an die Fernwärme angeschlossen, dazu wurde eine etwa 4 km lange Freileitungstrasse gebaut, die das Stadtbild im Saaletal noch heute prägt.



Abbildung 6-1: Fernwärmeleitungen in Jena (SWEJ 2012a)

Nach dem Ende der DDR gründete die Stadt Jena die Stadtwerke, die das Fernwärmenetz betreiben. Das Heizkraftwerk in Winzerla, das aktuell über 95 % der Fernwärme für Jena liefert, wurde von der E.ON Thüringer Energie AG übernommen. Nach der Gründung der Stadtwerke wurden Anfang der neunziger Jahre Fernwärmesetzungsgebiete in Jena ausgewiesen. 1993 begann der Bau einer Verbindungsleitung zwischen dem zentralen Heißwassernetz und dem Inselnetz Jena-Nord. Das Heizwerk Nord wurde 1994 stillgelegt, im Heizkraftwerk Süd wurde die braunkohlegefeuerte Dampfturbinenanlage von E.ON durch eine GuD-KWK-Anlage auf Erdgasbasis ersetzt und im Jahr 1996 in Betrieb genommen. Seit 2008 speist eine Biogasanlage in Jena-Zwätzen Wärme vom nördlichen Ende aus ins Netz ein. Desweiteren betreiben die Stadtwerke in Jena zwei Blockheizkraftwerke für Nahwärmeinseln an den Standorten Ostschule und Lichtenhain.

6.1.2 Netzaufbau

Das Fernwärmenetz in Jena hat heute eine Trassenlänge von 118 km. Davon werden 9 km mit Dampf als Medium betrieben und 109 km als Heißwassernetz. Der Anschlusswert der Kunden im Dampfnetz beträgt rund 40 MW, das Heißwassernetz bedient ca. 240 MW. Vom Heizkraftwerk Winzerla aus gliedert sich das Heißwassernetz in eine Nord- und eine Südtrasse. Die beiden Trassen sind hydraulisch ein System. Abbildung 6-2 zeigt den Übersichtsplan des Jenaer Fernwärmenetzes. Eine Wärmeübergangstation (WÜST) zwischen Dampfnetz und Heißwassernetz am Standort Burgauer Weg ermöglicht einen Wärmetransfer zwischen Dampf- und Heißwassernetz am nördlichen Ende der freiverlegten Haupttrasse. Der nördlichste Teil des Heißwassernetzes ist durch zwei Wärmeübergabestationen vom Rest des Netzes hydraulisch getrennt und wird mit niedrigeren Temperaturen gefahren. Dieses Sekundärnetz war früher ein getrenntes Dampfnetz, das in den 90er Jahren auf Heißwasser umgestellt und mit dem Heißwassernetz Nord verbunden wurde. Das Dampfnetz führt vom Heizkraftwerk nach Norden ins Industriegebiet an der Tatzendpromenade, wo das Unternehmen Zeiss als größter Kunde den Dampf u.a. zur Kälteerzeugung nutzt. Auf dem Gelände der Jenapharm wird Dampf z.T. als Prozessdampf benötigt. In der Nähe des Heizkraftwerks zweigt eine Dampfstichleitung zur Industriewäscherei der MEWA AG ab, die ebenfalls Dampf nutzt.

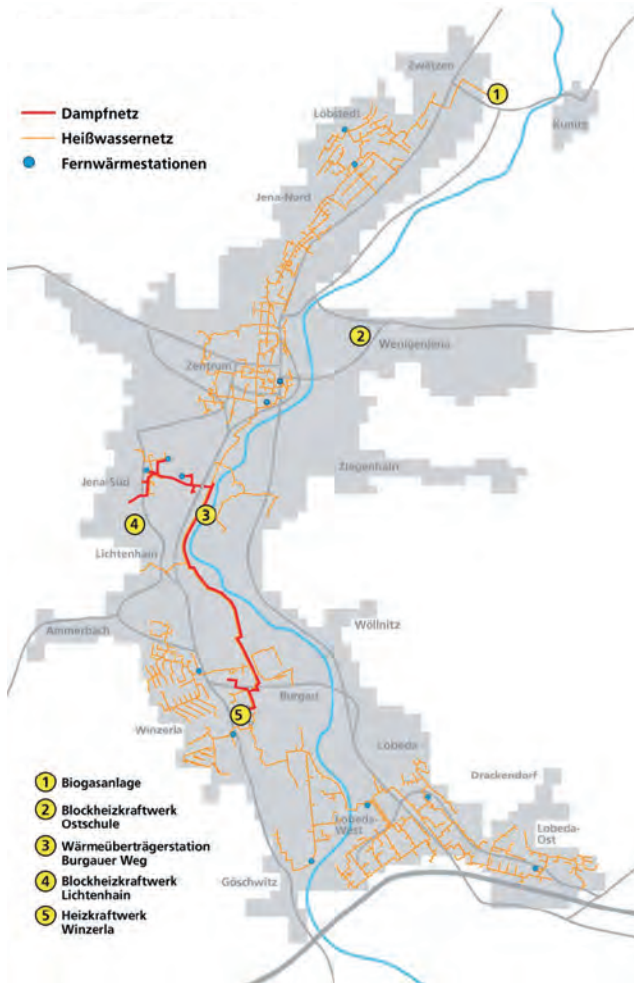


Abbildung 6-2: Übersichtsplan des Fernwärmenetzes der Stadtwerke Jena Energie (SWEJ 2012b)

In Jena gibt es zwei Wärmeinseln, die durch Blockheizkraftwerke versorgt werden.

Die Hauptachse des Netzes erstreckt sich längs des Saaleflusses. Einige Teilnetzstrukturen sind Maschennetze, andere Strahlen- oder Ringnetze.

Die Trasse vom Heizkraftwerk Jena-Süd Richtung Innenstadt ist weitgehend als Freileitung ausgeführt und besteht aus fünf parallelen Leitungen (Vor- und Rücklauf Heißwassernetz, Sommervorlauf Dampfnetz, Wintervorlauf Dampfnetz, Kondensatleitung Dampfnetz).

6.1.3 Verlauf der Netztemperaturen im Sommer und Winter

Das Heißwassernetz wird auf der Nord- und der Südtrasse in Abhängigkeit der Außentemperatur mit gleitender Vorlauftemperatur gefahren (90-130 °C). Die Rücklauftemperatur ist vertraglich auf 55 °C festgelegt. In der Praxis liegt die Rücklauftemperatur jedoch häufig höher. Bei niedrigen Außentemperaturen liegt der Rücklauf bei 55-60 °C. Im Netz Nord steigt er ab einer Außentemperatur von rund 25 °C, z.T. bis auf 70 °C, weil viele – auch z.T. große Kunden, nicht in der Lage sind, die vertragsgemäße Rücklauftemperatur einzuhalten. Die SWEJ hat damit begonnen, erste Kunden, für die ein niedrigeres Temperaturniveau ausreicht (Fußbodenheizung), vorrangig aus dem Rücklauf (3-Leiter-Anschluss) zu versorgen. Die hohen Vorlauftemperaturen werden von drei Kunden zum Betrieb von Absorptionskältemaschinen genutzt, was den Wärmeabsatz im Sommer erhöht.

Das Sekundärnetz in Jena-Nord wird mit einer gleitenden Vorlauftemperatur von 70-110 °C gefahren. Das Dampfnetz kann Temperaturen von 240-300 °C bereitstellen. Die Dampf-Stichleitung zur Industriewäscherei MEWA kann 250-320 °C liefern. Die Netzverluste betragen im Durchschnitt rund 15 %, wobei das Dampfnetz (relativ) höhere Verluste aufweist als das Heißwassernetz.

6.1.4 Druckstufen, Differenzdrücke

Das Heißwassernetz in Jena ist in der Druckstufe PN 16, das Dampfnetz in PN 40 ausgelegt. An der Südtrasse des Heißwassernetzes darf der Vorlaufdruck vor der Fernwärmestation Lobeda-Ost I maximal 10 bar betragen, an dieser Stelle muss ein Differenzdruck von mindestens 3 bar anliegen, um eine sichere Versorgung der Kunden zu gewährleisten.

Die Netzpumpen im Heizkraftwerk werden von der E.ON betrieben, bei der auch ein großer Teil des Pumpstrombedarfs anfällt. Die SWEJ betreiben weitere Pumpen in mehreren der elf Fernwärmestationen, die für das Nachregeln des Drucks genutzt werden.

6.1.5 Geplante Netzentwicklung

Bei den Stadtwerken Energie Jena gibt es erste Überlegungen, das vor rund 20 Jahren zusammengeschlossene Fernwärmenetz wieder in Teilnetze zu zerlegen und durch im Netz verteilte kleinere Erzeugungsanlagen versorgen zu lassen (ZfK 2012). Dadurch könnte die Eigenerzeugung von Strom und Wärme der Stadtwerke gestärkt werden, die Trassenlänge des Netzes reduziert und damit auch die Netzverluste gesenkt werden. Der Bau neuer Wärmeerzeugungsanlagen würde jedoch auch bedeuten, dass die Abwärme der E.ON-GuD-Anlage nicht länger genutzt wird. Auch die Zukunft des Dampfnetzes wird diskutiert, da in absehbarer Zeit Reinvestitionen in das Netz anstehen.

6.2 Nachfrage

6.2.1 Verbraucherstruktur

Die Stadt Jena hat rund 100.000 Einwohner. Bedingt durch den Industriestandort mit Unternehmen wie Zeiss, Schott und Jenapharm als auch durch die Universität und die Fachhochschule hatte Jena keinen so starken Bevölkerungsrückgang zu verzeichnen wie andere Städte in Ostdeutschland. Zurzeit gibt es kaum Wohnungsleerstand. Große Teile des Geschosswohnungsbaus wurden bereits energetisch saniert. Die Fernwärmenetzeinspeisung in Jena liegt aktuell bei ca. 410 GWh. Rund 55 % der Haushalte werden mit Fernwärme ver-

sorgt (ZfK 2012). Abbildung 6-3 zeigt die Aufteilung des Fernwärmeabsatzes auf verschiedene Nutzergruppen.

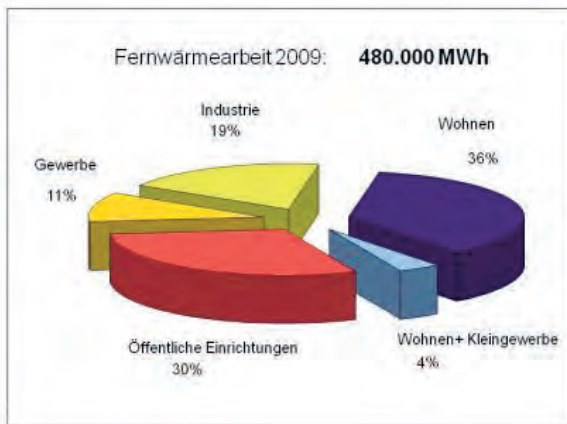


Abbildung 6-3: Struktur des Fernwärmeabsatzes in Jena (SWEJ 2012a)

An das Fernwärmenetz sind rund 1.200 Kundenstationen angeschlossen, der Anschlusswert liegt bei rund 280 MW. Die übliche Bandbreite der Anschlusswerte für einzelne Hausanschlüsse liegt zwischen 20 kW und 10 MW, vereinzelt werden auch Kunden mit 10-12 kW versorgt. Indirekte Hausanschlussstationen (HAST) herrschen vor, in Einzelfällen existieren jedoch auch direkte Stationen (z.B. bei Einrohrheizungen). Etwa die Hälfte der HAST befindet sich im Besitz der Kunden, die andere Hälfte im Besitz der Stadtwerke, die als Dienstleistung auch eine Vollservice-Betreuung anbieten.

Abbildung 6-4 zeigt den Lastgang der Fernwärmeeinspeisung in die Jenaer Netze für das Jahr 2011.

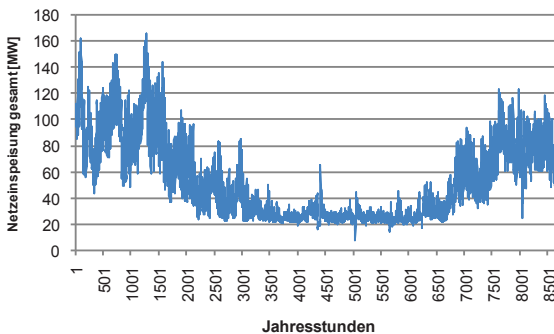


Abbildung 6-4: Summe Netzeinspeisung Fernwärme Jena 2011

6.2.2 Erwartete Entwicklung

Für Jena existiert ein Wärmeatlas (SWEJ 2012c), der auch eine Abschätzung der Wärmebedarfsentwicklung für fernwärmeversorgte Gebäude enthält. Im Effizienz-Szenario wird ein Wärmerückgang bis 2030 um ca. 25 % und bis 2050 um etwa 50 % prognostiziert (Annahmen: komplette Sanierung aller vor 1990 errichteten Bestandsgebäude bis 2050, durchgängig 3-fach-Verglasung, Dämmstärken bis 24 cm, Rückgang Warmwasserverbrauch um 10 % bis 2050, etc.). Im Trend-Szenario wird ein Rückgang um rund 25 % erst im Jahr 2050 erreicht (Abbildung 6-1).

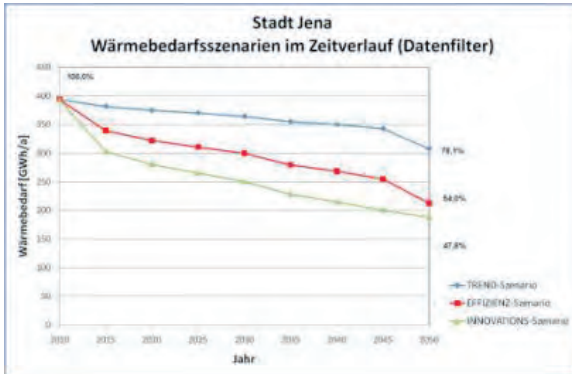


Abbildung 6-5: Wärmebedarfsszenarien Jena (SWEJ 2012c)

Die Möglichkeiten zur Fernwärme-Nachverdichtung sind in Jena in den Großwohnsiedlungen begrenzt, da hier bereits ein hoher Erschließungsgrad gegeben ist. In der Innenstadt ist aber Potenzial für Nachverdichtung vorhanden. Ein wichtiges Projekt der Stadtentwicklung ist die Umstrukturierung der Uniklinik, die aus der Innenstadt nach Lobeda-Ost verlagert werden soll. Dadurch werden Gebäude und Flächen für neue Nutzungen frei. Angedacht ist ebenfalls die Bebauung zweier größerer Plätze in der Innenstadt, die bisher als Parkplatz genutzt werden.

Da nur fünf Prozent der Haushalte in Jena nicht mit leitungsgebundener Wärme heizen (ZfK 2012), kann man davon ausgehen, dass neu gewonnene Fernwärmekunden in der Regel ehemalige Erdgaskunden sind.

6.3 Erzeugeranlagen

Das Fernwärmenetz in Jena wird aktuell von zwei Erzeugungsstandorten aus versorgt,

- vom E.ON-Heizkraftwerk in Winzerla im Süden der Stadt mit einer auskoppelbaren Fernwärmeleistung von 225 MW,
- und von zwei Biogas-BHKWs an der zentralen Kläranlage im Norden mit einer thermischen Gesamtleistung von 1,4 MW.

E.ON Heizkraftwerk Winzerla

Winzerla ist seit 1972 Standort für ein Heizkraftwerk zur Versorgung des Jenaer Fernwärmenetzes. Die E.ON Thüringer Energie hat die Anlagen am Standort Anfang der neunziger Jahre übernommen. Seit 1996 betreibt sie ein Erdgas-GuD-Kraftwerk mit einer elektrischen Leis-

tung von 197 MW und einer Fernwärmeauskopplung von 225 MW (E.ON 2012). Die Anlage kann einen Wirkungsgrad von 70 Prozent erreichen. Als Reserve und zur Spitzenlastabdeckung stehen bivalente Gas/Heizölkessel zur Verfügung (SWEJ 2012a). Die Anlage stellt den Dampf für das Dampfnetz bereit und speist in die Nord- und in die Südtrasse des Heißwassernetzes ein. Sie erzeugt rund 98 % der ins Netz eingespeisten Wärme, die zu fast 100 % im KWK-Betrieb erzeugt wird.

2011 wurde eine der zwei vorhandenen Dampfturbinen in eine Entnahme-Gegendruck-Turbine umgerüstet. Um Strom- und Wärmeerzeugung zukünftig in gewissem Maße entkoppeln zu können, wurde außerdem ein 42 m hoher Wärmespeicher mit 13.000 m³ Inhalt neben dem Kraftwerk errichtet. Er kann Wasser mit Temperaturen von bis zu 98 °C speichern.



Abbildung 6-6: Heizkraftwerk Jena-Süd mit Wärmespeicher (GEF)

Im Rahmen der Baumaßnahme wurde auch Platz für einen Sommerkessel geschaffen, der zukünftig in Wärme-Schwachlastzeiten Dampf für die speziellen Industriekunden erzeugen soll (VAM 2012, E.ON 2012). Das Investitionsvolumen der Ertüchtigungsmaßnahmen lag bei rund 12 Millionen Euro.

Biogas-BHKW an der Zentral-Kläranlage

Seit Ende 2007 betreibt die Biogas Jena GmbH & Co. KG auf dem Gelände der Zentralen Kläranlage Jena (ZKA) eine Biogasanlage. Die Anlage ist zu je 50 Prozent im Besitz der SWEJ und der Gleistal Agrargenossenschaft, die für die Substratlieferung zuständig ist. In der Biogasanlage kommen als Substrate ausschließlich Rohstoffe aus der Landwirtschaft zum Einsatz (44 % Mais, 6 % Getreide, 31 % Mist, 19 % Ganzpflanzen-/ Anwelkpflanzen-silage).

Am Standort werden zwei identische Biogas-BHKWs mit einer thermischen Leistung von je 700 kW betrieben. Die BHKWs speisen ins Sekundärnetz Nord ein, das mit einer gleitenden Vorlauftemperatur von 70 – 110 °C gefahren wird. Die BHKWs erreichen eine hohe Vollbenutzungsstundenzahl von über 7.000 Stunden pro Jahr. Ihre Leistung ist ausreichend, um die Sommerlast im Sekundärnetz Nord zu decken. Die Investitionskosten für die Anlage lagen bei rund fünf Millionen Euro (Waschina 2009).

Für die Anbindung an das nördliche Ende des Netzes mussten rund 1,5 km Trasse gebaut werden. Der Differenzdruck an der Einspeisepumpe beträgt rund 2,6 bar, der Stromverbrauch der Netzpumpen 1,5 % der Wärmeinspeisung.

6.3.1 Brennstoffeinsatz

Die Erdgas-GuD-Anlage Winzerla dominiert die Fernwärmeerzeugung für das Netz in Jena. Die Biogasanlage trägt durch ihre hohe Vollbenutzungsstundenzahl rund 2 % zur Netzeinspeisung bei, obwohl ihre thermische Leistung mit 1,4 MW weniger als 1 % der Erzeugungsleistung ausmacht.

6.4 Ausgangssituation und Entwicklung der Varianten

Im Jahr 2016 läuft der bestehende Wärmeliefervertrag zwischen der E.ON Thüringer Energie und der SWEJ aus. Zu diesem Zeitpunkt ist das Heizkraftwerk 20 Jahre alt. Die Verhandlungen zwischen E.ON und den SWEJ über die Verlängerung des aktuellen Wärmeliefervertrags über das Jahr 2016 hinaus gestalteten sich als langwierig (ZfK 2012) und zu Beginn des Forschungsprojektes war eine Einigung der Vertragspartner nicht zustande gekommen. E.ON argumentierte, das Heizkraftwerk Winzerla sei unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich. Die SWEJ hatten deshalb Untersuchungen begonnen, ob und wie die Fernwärmeversorgung in Jena zukünftig mit eigenen Erzeugungsanlagen sichergestellt werden könnte (SWEJ 2012a).

Anfang Juni 2012 hat die E.ON-Muttergesellschaft angeboten, die Tochter E.ON Thüringer Energie an die Kommunen und Stadtwerke in Thüringen zu verkaufen, deren Anteil an der Regionalgesellschaft bisher bei 47 Prozent liegt (Kaczmarek 2012). Hier eröffnet sich für die SWEJ eventuell eine Möglichkeit, Eigentum an der Haupterzeugungsanlage zu erwerben.

Inzwischen wurde jedoch eine Einigung mit E.ON erzielt. Im Juli 2012 gaben die Verhandlungspartner bekannt, dass der Wärmelieferungsvertrag bis 2024 verlängert wird. Dadurch verringert sich der zeitliche Druck auf die SWJE, eigene Erzeugungsanlagen schnell aufzubauen.

6.4.1 Entwicklung der Varianten

Mit Hilfe der in der technischen Analyse entwickelten Tabelle werden für Jena die Optionen untersucht und eingegrenzt:

Hohes Temperaturniveau: Das Jenaer Fernwärmenetz wird größtenteils mit hohen Temperaturen betrieben (Dampf, Heißwasservorlauf 95-130 °C gleitend, Heißwasserrücklauf 55-70 °C). Diese Temperaturen verringern die Optionen, die zur Einbindung erneuerbarer Energien bestehen. Niedertemperaturtechnologien wie z.B. NT-Geothermie, Flachkollektoren oder NT-Abwärme z. B. aus dem Abwasser können unter heutigen Bedingungen nicht direkt ins Netz einspeisen. Lediglich das Sekundärnetz im Norden wird mit niedrigeren Temperaturen betrieben (T_{VL} 70-110 °C) und ist besser zur Einbindung erneuerbarer Energien geeignet. Die Stadtwerke Jena haben eine Transformation des Dampfnetzes in ein Heißwassernetz und eine Temperaturabsenkung im bestehenden Heißwassernetz als Zukunftsprojekt ins Auge gefasst.

Große Leistungsklasse: Die zentrale Erzeugungsanlage liegt mit 225 MW Fernwärmeauskopplung in einer Leistungsklasse, in der erneuerbare Wärmeezeugung in Deutschland bisher nicht realisiert wurde. Grundsätzlich wäre es technisch möglich, eine solche GuD-Anlage mit Biomethan zu befeuern. Auch Biomasse-Heizkraftwerke können in solchen Leistungsklassen technisch realisiert werden. Sinnvoller erscheint jedoch, die Erzeugungsanlage nicht in der gleichen Leistungsklasse zu ersetzen, sondern schrittweise kleinere erneuerbare Anlagen im ein- bis zweistelligen Megawattbereich aufzubauen. Dieses Vorgehen wird auch

durch den Rahmen des EEG vorgegeben, das die Förderung für erneuerbar erzeugten Strom aus Biomasse(-KWK)-Anlagen auf Leistungsklassen mit einer Bemessungsleistung von bis zu 20 MW_{el} beschränkt. Ohne EEG-Förderung ist eine Erzeugung von erneuerbarer Wärme in der Regel nicht wirtschaftlich möglich.

Platz für erneuerbare Wärmeerzeugung in der Grundlast: Im Sekundärnetz Nord wird die Grundlast durch das bestehende Biogas-BHKW bereits vollständig abgedeckt. Bis zum Auslaufen der EEG-Förderung für die Anlage (nach 2025) besteht hier kein Spielraum für die Einbindung weiterer erneuerbarer Erzeugungsanlagen, die die Vollbenutzungsstunden des Biogas-BHKWs reduzieren würden.

Im Heißwassernetz und im Dampfnetz wird die Grundlast bisher ausschließlich durch das E.ON-Heizkraftwerk Jena Süd bzw. durch auf dem Gelände befindliche Kessel (Reserve, Sommerlast) gedeckt. Eine erneuerbare Einspeisung in diese Netze ginge zu Lasten der E.ON-Anlage, deren Vollbenutzungsstundenzahl reduziert würde. Möglicherweise würde E.ON seine GuD-KWK-Anlage in einem solchen Fall nicht drosseln, sondern Strom im Kondensationsbetrieb erzeugen und die Wärme über Kühltürme ungenutzt an die Umwelt abgeben. Abbildung 6-7 zeigt den Verlauf der Jahresdauerlinien der beiden Heißwassernetzteile. Im Nordnetz liegt der durchgängige Grundlastsockel bei ca. 10 MW, im Südnetz bei etwa 7 MW.

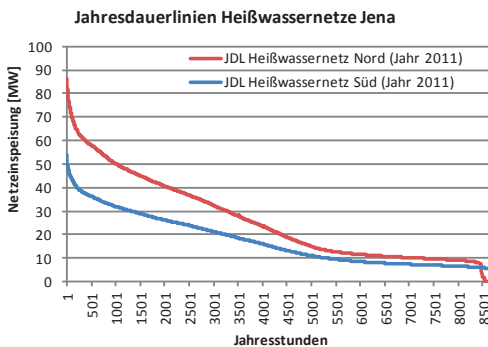


Abbildung 6-7: Jahresdauerlinien Heißwassernetze Nord und Süd Jena

Holzartige Biomasse: Der Einsatz von holzartiger Biomasse zu Wärmeerzeugung wird von den SWEJ aus zwei Gründen kritisch gesehen.

- **Luftreinhaltung:** Die Stadt Jena befindet sich in einer Tallage mit hohem Risiko von Inversionswetterlagen. Die Fernwärmesatzung ist ein wichtiger Teil des Luftreinhalte-Programms der Stadt. Ein teilweiser Ersatz der Erdgas-Fernwärme-Erzeugung durch holzartige Biomasse würde zu zusätzlichen Feinstaubemissionen bei der Verbrennung und zu zusätzlichem LKW-Aufkommen durch die Anlieferung führen und die Immissions-situation in Jena verschlechtern.
- **Regionale Brennstoffverfügbarkeit:** Die Stadtwerke Energie Jena- Pößneck betreiben am Standort Hermsdorf (ca. 30 km von Jena entfernt) seit 2008 ein Biomasseheizkraftwerk, das das dortige Fernwärmenetz versorgt. Die KWK-Anlage kann 2,4 MW Strom und bis zu 6 MW Wärme erzeugen. Die Hackschnitzel werden regional aus Thüringen und Sachsen-Anhalt beschafft (Jena kompakt 2008). Gemäß SWEJ machen die Erfahrungen mit

diesem Projekt bereits die Grenzen der regionalen Verfügbarkeit deutlich, so dass der Bau einer weiteren Biomasse-KWK-Anlage als nicht realistisch bewertet wird.

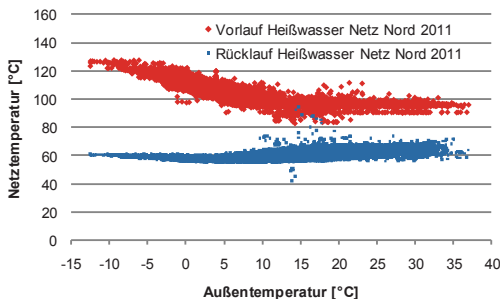
Holzartige Biomasse wird aus diesen Gründen als Variante nicht näher untersucht.

Biogas: Die Erfahrungen der SWEJ mit der bestehenden Biogasanlage an der Zentralkläranlage (ZKA) sind positiv. Von der Substratverfügbarkeit erscheint es nicht ausgeschlossen, eine weitere Anlage der gleichen Größenordnung in Jena zu realisieren. Da die Grundlast im Sekundärnetz Nord bereits durch das bestehende Biogas-BHKW abgedeckt ist, muss die Neuanlage ins Heißwasser-Primärnetz mit seinen höheren Vorlauftemperaturen einspeisen.

Mit einem heißgeköhlten BHKW lassen sich diese Temperaturen erreichen. Für Biogasanlagen sind in der Regel Standorte an Strangenden des Fernwärmenetzes zu bevorzugen, um die Belästigungen durch Geruch und durch das Verkehrsaufkommen der Substratanlieferung zu verringern. Allerdings muss die Nennweite der Fernwärmeleitung am Strangende ausreichend groß bemessen sein, um die Leistung des Biogas-BHKWs aufnehmen zu können. Für eine Anlage mit $1,4 \text{ MW}_{\text{th}}$ ist eine Nennweite von mindestens DN 80 erforderlich (bei einer Temperaturspreizung von 35 K bei $T_{\text{VL}} 95 \text{ °C}$ und $T_{\text{RL}} 60 \text{ °C}$ im Südnetz im Sommer). Eine konkrete Standortsuche wird im Rahmen dieser Untersuchung nicht vorgenommen.

Biomethan: Die Nutzung von Biomethan ist technisch unproblematisch an allen Standorten möglich, die auch für die Nutzung von Erdgas möglich sind. Die SWEJ haben in den vergangenen Jahren im Rahmen ihrer Untersuchung über den Aufbau eigener Erzeugungsanlagen mehrere Standorte untersucht (Verfügbarkeit einer ausreichenden Fläche, ausreichende Netzdimensionen für die Versorgung mit Gas sowie die Einspeisung von Fernwärme und Strom). Grundsätzlich sind in Jena mehrere Standorte vorhanden. Für diese Untersuchung wird von einem Standort im Nordnetz ausgegangen. Auch hier muss aufgrund des hohen Temperaturniveaus ein heißgeköhltes BHKW zum Einsatz kommen.

Solarthermie: Das Temperaturniveau im Jenaer Fernwärmenetz ist nicht optimal für die Einbindung von Solarthermie. Relevant sind hier ausschließlich die Temperaturen im Sommer, da im Winterhalbjahr ohnehin kaum solares Dargebot besteht. Im Sommer liegen die Vorlauftemperaturen in Jena in den Heißwassernetzen bei etwa 95 °C , die Rücklauftemperatur liegt im Nordnetz bei bis zu 70 °C , im Südnetz bei knapp unter 60 °C . Abbildung 6-8 zeigt die Stundenwerte der Vor- und Rücklauftemperatur aufgetragen über die Außentemperatur.



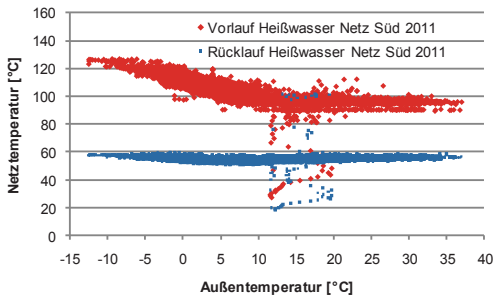


Abbildung 6-8: Temperaturfahrkurve Jena

Hohe Vorlauftemperaturen setzen den Wirkungsgrad von solarthermischen Anlagen durch die hohe Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Kollektortemperatur und der Umgebungstemperatur herab (siehe Kapitel 4.6.1) und reduzieren ihre Effizienz. Eine hohe Rücklauftemperatur reduziert die Effizienz der solaren Wärmeerzeugung weiter, weil die Aufheizspanne gering ist. Besonders bei Flachkollektoren sinkt der Wirkungsgrad mit der Vorlauftemperatur stark. Für den Einsatz in Jena sind Vakuumröhrenkollektoren die technisch geeignetere Option.

Um in großen Bestandsfernwärmenetzen zu einer deutlichen Erhöhung des erneuerbaren Anteils an der Wärmeerzeugung zu kommen, sind für die Option Solarthermie sehr große Flächen notwendig (im Bereich mehrerer Fußballfelder. Wenn die Solaranlage als Freiflächenanlage und an einem zentralen Standort errichtet werden kann, ergeben sich wirtschaftliche und regelungstechnische Vorteile gegenüber vielen dezentralen Dachanlagen. Laut einer groben Einschätzung der SWEJ gibt es in Jena keine geeigneten großen Freiflächen in der Nähe des Fernwärmenetzes. Die Fernwärme-Freileitungen im Saaletal verlaufen durch ein wichtiges Naherholungsgebiet, wo eine Errichtung von Freiflächen-Solaranlagen nicht auf Akzeptanz stoßen würde. Große Dachflächen sind an verschiedenen Standorten im Stadtgebiet vorhanden, allerdings besteht hier deutliche Flächenkonkurrenz durch die Fotovoltaik. Die Realisierung von Fotovoltaik sowohl auf Dachflächen als auch auf Freiflächen ist zum heutigen Zeitpunkt finanziell attraktiver und auch technisch unproblematischer als die Realisierung von solarthermischen Anlagen zur Einbindung in die Fernwärme. Auch die Professionalisierung im Projektmanagement bei der Umsetzung von Großprojekten ist bei Fotovoltaik deutlich weiter fortgeschritten.

Für diese Untersuchung wird angenommen, dass zwei größere Dachanlagen mit Vakuumröhrenkollektoren (Aufstellungsflächen von 1.000 m² und 5.000 m²) im Stadtgebiet realisiert werden können. Die gesamte Aufstellungsfläche von 6.000 m² entspricht ca. 85 % eines Fußballfeldes.

Hydrothermale Geothermie: Jena liegt im Osten des Thüringischen Beckens und gehört zu den Gebieten, in denen hydrothermale Potenziale zwar vermutet werden, aber noch nicht detailliert untersucht sind.

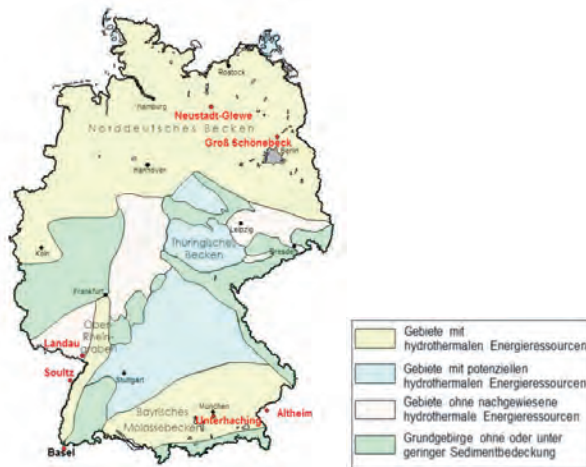


Abbildung 6-9: Hydrothermale Ressourcen in Deutschland (Huenges 2007)

Im Jahr 2012 soll in der Nähe von Erfurt eine Forschungsbohrung zur Charakterisierung der geologischen und hydrogeologischen Strukturen durchgeführt werden (Influins 2012). Für die Region Jena existieren nach Aussagen der SWEJ keine neueren Untersuchungen der Geologie. Die Option hydrothermale Geothermie wird im Rahmen dieser Untersuchung deshalb nicht weiter verfolgt.

Regional verfügbares Potenzial: Insgesamt bleibt damit das regional verfügbare Potenzial an erneuerbaren Energien (aktuelle Einschätzung SWEJ) auf das doppelte der heutigen Biogasanlage beschränkt und liegt bei insgesamt ca. 2,8 MW_{th} bzw. 20 GWh Netzeinspeisung. Das sind ca. 2 % der heutigen Höchstlast und 4 % der eingespeisten Energie. Hinzu kommt ein schwer bezifferbares Potenzial an Solarthermie, das aber im Wesentlichen im Sommer und nicht während der Heizperiode zur Verfügung steht.

6.5 Varianten für den Einsatz erneuerbarer Energie in Jena

Aus der Analyse der Ausgangssituation in Jena werden die folgenden Varianten als technisch umsetzbare Möglichkeiten zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Fernwärmenetz Jena abgeleitet. Für ihre Eingliederung ins Netz werden nach der Annuitätenmethode die Wärmegestehungskosten für das Gesamtnetz und die spezifischen Wärmegestehungskosten für die kWh erneuerbare Wärme ermittelt.

Tabelle 6-1: Übersicht der Varianten Fernwärmenetz Jena

Variante	Kurzbeschreibung
0	Basisvariante (Erdgas-GuD und Biogas-BHKW ZKA)
1	Biogas-BHKW Südnetz
2	Biomethan-BHKWs
3	Solarthermie (Vakuurröhrenkollektoren)

Methodisch werden analog zum Vorgehen für das Modellnetz (siehe Kapitel 5) zunächst für die Basisvariante mit Hilfe der Jahresdauerlinie (Basisjahr 2011) Erzeugereinsätze ermittelt. Diese dienen als Grundlage für die Berechnung der Wärmegestehungskosten. Außerdem werden die CO₂-Emissionen und der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung bestimmt.

Da Teile des Netzes bereits in der DDR gebaut wurden, liegen für Jena keine belastbaren Daten vor, aus denen die historischen Netzbaukosten ermittelt werden können. Im Vergleich zum Modellnetz würden die für Jena ermittelten Gestehungskosten deshalb etwas niedriger liegen und stärker von den Brennstoffkosten beeinflusst werden. Um eine solche Verzerrung zumindest zu reduzieren, wird angenommen, dass das Jenaer Netz (118 km, Dampf- und Heißwasser, verschiedene Rohrmaterialien und Verlegearten) die gleichen Netzbaukosten hatte wie das Modellnetz (100 km – nur erdverlegtes KMR).

In die Berechnung der Wärmegestehungskosten für die Variante gehen Informationen ein, die für die Stadtwerke Energie Jena sensibel sind. Deswegen werden die Berechnungsergebnisse der Wärmegestehungskosten der Varianten nicht als absoluter Betrag, sondern als Verhältnis untereinander angegeben.

6.5.1 Variante 0 - Basisvariante Erdgas-GuD und Biogas-BHKW ZKA

Das Fernwärmenetz in Jena wird zum größten Teil aus den Erzeugungsanlagen der E.ON Thüringer Energie in Jena-Süd gespeist. In die Ermittlung der Wärmegestehungskosten geht der Wärmebezugspreis ein, den die SWEJ an E.ON entrichten und der bereits die Kosten für den Pumpstrom der Netzeinspeisung enthält.

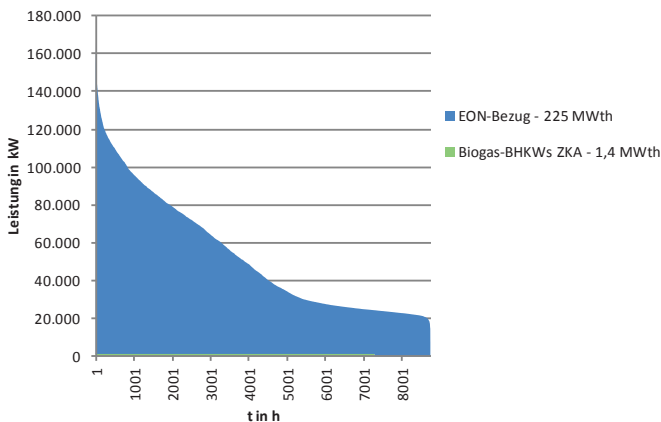


Abbildung 6-10: Erzeugereinsatz Basisvariante Jena (Erdgas-GuD und Biogas-BHKW)

Da für die E.ON-Anlage keine Betriebsdaten vorliegen, werden folgende Annahmen getroffen, auf deren Basis die CO₂-Emissionen ermittelt werden: Die gesamte ins Fernwärmenetz eingespeiste Wärme stammt aus der KWK, Kessel kommen nicht zum Einsatz. Die GuD-Anlage wird wärmegeführt betrieben, Kondensationsstrom wird nicht erzeugt. Die Anlagenparameter werden auf Basis von E.ON (2012) wie folgt angesetzt:

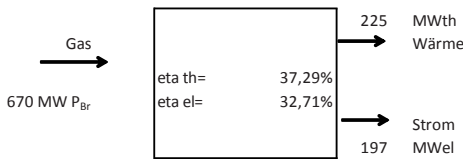


Abbildung 6-11: Leistungsdaten E.ON Erdgas-GuD-Anlage

Für die Biogasanlage und die beiden BHKWs an der Zentralkläranlage haben die SWEJ Daten zu den Leistungen, Wirkungsgraden, Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungs- sowie Substratkosten zur Verfügung gestellt.

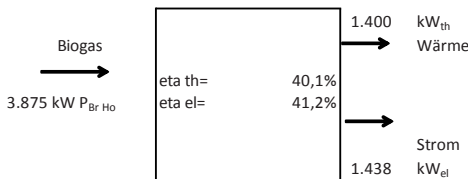


Abbildung 6-12: Leistungsdaten Biogas-BHKW ZKA

Für die Berechnung der Wärmegestehungskosten werden die Daten aus der folgenden Tabelle verwendet. Ein Teil der Angaben betrifft Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung (n.z.V.) bestimmt. Wenn keine Anpassungen für die Situation in Jena notwendig sind, werden die gleichen Daten wie für das Modellnetz verwendet (siehe Kapitel 5).

Tabelle 6-2: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Bezeichnung	Menge	Einheit	Quelle/Kommentar
Zinssatz	6	%	
rechnerische Nutzungsdauer Netz	40	a	
rechnerische Nutzungsdauer Biogas-BHKW	15	a	
Betriebskosten			
Wartungs- und Instandhaltungskosten Netz	n.z.V.	€/km a	
Wartungs- und Instandhaltung Biogas-BHKW	n.z.V.	€/km a	
Sonstiges (z.B. Versicherung)	0,5	%	
Personalkostensatz	n.z.V.	€/MA	
Stromeigenverbrauch			
Erdgas-KWK-Anlage	4	% des Brennstoffeinsatzes	
Biogas-Anlage + BHKWs	8,5	% der Stromeigenerzeugung (Röhling/Strobl 2009)	
Biomethan-BHKWs	6	% der Stromeigenerzeugung	

Bezeichnung	Menge	Einheit	Quelle/Kommentar
Netzpumpen	2,5	%	der Wärmenetzeinspeisung
Brennstoffkosten			
Wärmebezug von E.ON	n.z.V.	€/MWh	inkl. Pumpstrom für Netzeinspeisung
Substratpreis für Biogasanlage	n.z.V.		
Strompreis	150	€/MWh	
Preis pro CO ₂ -Zertifikat	12	€/t SKE	(DEH 2011, S. 8)
EEG-Vergütung Biogas-BHKW ZKA	23,61	ct/kWh _{el}	

Die mit der Annuitätenmethode ermittelten Wärmegestehungskosten werden für die folgenden Vergleiche als 100 % gesetzt. Der CO₂-Ausstoß wird ebenfalls analog zum Modellnetz mit den Emissionsfaktoren inkl. Vorkette nach der Stromgutschriftmethode ermittelt. Für die Stromgutschrift wird einmal der Emissionsfaktor des durchschnittlichen bundesdeutschen Strommixes zugrunde gelegt (610 g CO₂-äq/kWh) und einmal der Emissionsfaktor des Grenzkraftwerksparks (750 g CO₂-äq/kWh).

Tabelle 6-3: Ökologische Bewertung Basisvariante Jena

Basisvariante Jena (Erdgas-GuD und Biogas-BHKWs ZKA)		
112.000	t CO ₂ -äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
62.000	t CO ₂ -äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
2 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung	

6.5.2 Variante 1 – Biogas-BHKW Südnetz

Die Last im Südnetz ist auch im Sommer ausreichend hoch, um dort eine Biogasanlage mit BHKWs in der gleichen Größenordnung wie an der Zentralkläranlage einbinden zu können (1,4 MW_{th}). Damit die im Winter im Südnetz gefahrenen hohen Vorlauftemperaturen von 130 °C erreicht werden können, müssen heißgekühlte BHKWs eingesetzt werden, die einen deutlich niedrigeren Stromwirkungsgrad haben (ASUE 2008):

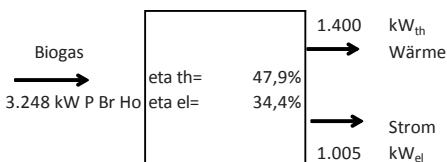


Abbildung 6-13: Leistungsdaten Biogas-BHKW Südnetz

Da die Wirtschaftlichkeit von BHKWs stark von ihrer Stromerzeugung und der dafür erzielbaren Vergütung beeinflusst wird, ist ein niedrigerer elektrischer Wirkungsgrad ein gravierender Nachteil. Heißgekühlte BHKWs werden in Deutschland kaum angeboten und selten nachgefragt.

Für die Biogas-BHKWs im Südnetz werden die Vollbenutzungsstunden analog zur Anlage an der ZKA mit 7.300 Vbh angesetzt.

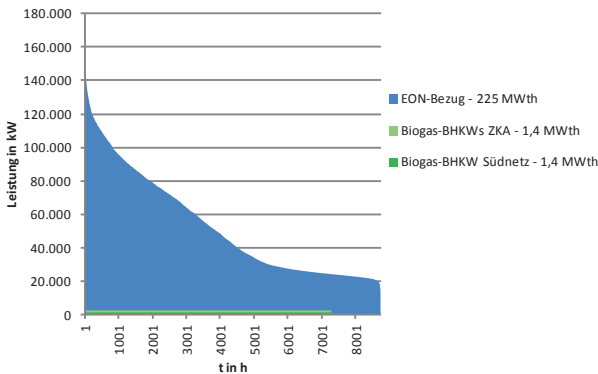


Abbildung 6-14: Jahresdauerlinie Jena (Gesamtnetz) mit zusätzlichem Biogas-BHKW im Südnetz

Für die Investitionskosten wird der Invest der Anlage an der Zentralkläranlage als Grundlage genommen und mit der Inflationsrate auf heutige Preise hochgerechnet. Die Investitionskosten beinhalten auch die Einbindung ins Fernwärmenetz, für die ein neuer Trassenabschnitt gebaut werden musste. Es ist plausibel anzunehmen, dass auch für eine neue Biogas-Anlage kein Standort in unmittelbarer Nähe der Trasse gefunden werden kann. Für Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Substratkosten wird ebenfalls unterstellt, dass sie mit denen der Biogasanlage ZKA übereinstimmen. Die EEG-Vergütung wird auf Basis des EEG 2012 neu ermittelt. Dabei wird angenommen, dass nur Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungskategorie EK I verwendet werden und dass der Maisdeckel eingehalten werden kann. Für eine Anlageninbetriebnahme in 2012 wird eine Vergütung in Höhe von 17,6 ct/kWh_{el} ermittelt.

Die Netto-Wärmegestehungskosten¹⁸ für das Gesamtsystem der Fernwärme steigen durch die Einbindung der Biogas-BHKWs ins Südnetz auf 104 % des Basiswertes.

Die spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten für Wärme aus den Biogas-BHKWs Südnetz liegen bei 128 €/MWh und damit deutlich über denen der Biogas-BHKWs an der ZKA, die die Wärme zu attraktiven Konditionen bereitstellen können. Die Verschlechterung der spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten geht sowohl auf die gesunkene EEG-Vergütung als auch auf den niedrigeren Stromwirkungsgrad durch die Heißkühlung zurück.

Die Treibhausgas-Emissionen liegen in Variante 1 um 4 % niedriger als in der Basisvariante (Bezug auf Bundesmix).

¹⁸ Netto-Wärme bezieht sich auf verkaufte Fernwärme, d.h. ohne die anteiligen Netzverluste.

Tabelle 6-4: Ökologische Bewertung Variante 1 Biogas-BHKW Südnetz

Variante 1	Biogas-BHKW Südnetz	
107.000	t CO ₂ -äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
58.000	t CO ₂ -äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
4 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung	

6.5.3 Variante 2 – Biomethan-BHKW

Für Variante 2 werden mehrere Biomethan-BHKWs ins Nordnetz eingegliedert. Auch hier sind heißgekühlte Module notwendig, um im Winter die hohen Vorlauftemperaturen von 130 °C bereitstellen zu können.

Variante 2 ist die einzige Variante, die für Jena unter den heutigen Gegebenheiten eine deutliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien ermöglicht. Die Jahresdauerlinie im Nordnetz würde BHKWs mit einer thermischen Gesamtleistung von bis zu 14 MW_{th} und einer Vollbenutzungstundenzahl von etwa 7.000 Vbh ermöglichen. Da der Einsatz von Biomethan jedoch die Wärmegestehungskosten erhöht, wird in dieser Variante nicht die volle Kapazität ausgeschöpft. Stattdessen wird die thermische Gesamtleistung der BHKWs mit 7,2 MW_{th} so gewählt, dass für das Fernwärmenetz Jena ein Anteil erneuerbarer Energien von rund 14 % bereitgestellt wird. Damit würden die SWEJ die für 2020 formulierte Zielvorgabe der Bundesregierung für den Anteil erneuerbarer Energien am Wärmemarkt bereits heute erfüllen. Ein Standort im Nordnetz ist für BHKWs mit dieser thermischen Leistung zwingend, da im Südnetz nicht genug Grundlast benötigt wird, um einen Betrieb der Module über 8.000 Vbh zu gewährleisten.

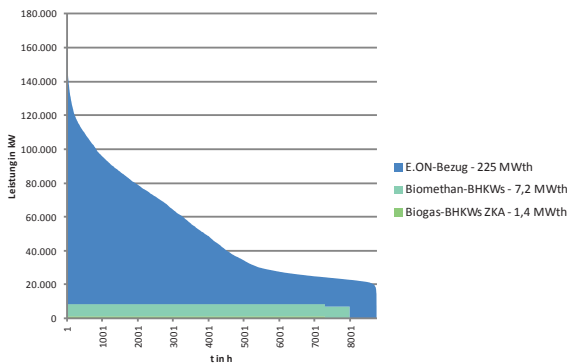


Abbildung 6-15: Jahresdauerlinie Jena (Gesamtnetz) mit Biomethan-BHKWs im Nordnetz

Für die heißgekühlten BHKWs werden folgende Leistungsdaten angenommen (ASUE 2008).

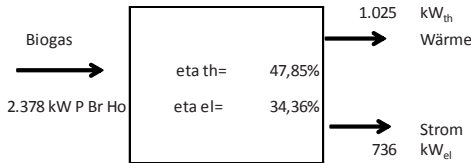


Abbildung 6-16: Leistungsdaten Biomethan-BHKW Nordnetz

Insgesamt werden sieben Module realisiert. Die Kostenparameter für Investition, Generalüberholung und Instandhaltung werden wie beim Modellnetz mit Ausgleichsfunktionen berechnet (ASUE 2011). Für die BHKWs wird nach VDI 2067 eine technische Nutzungsdauer von 15 Jahren unterstellt. Es wird davon ausgegangen, dass für den Betrieb der Biomethan-BHKWs kein zusätzliches Personal benötigt wird. Die EEG-Vergütung wird mit dem Vergütungsrechner des DBFZ (DBFZ 2011c) ermittelt. Es wird angenommen, dass nur Substrate der Einsatzstoffklasse EK I verwendet werden und dass die Gasaufbereitung in einer Anlage mit einer Kapazität bis 1.400 Nm³/h erfolgt.

Tabelle 6-5: Spezielle Parameter Biomethan-BHKW Nordnetz

Bezeichnung	Menge	Einheit	Quelle/Kommentar
Investitionskosten BHKW	445	€/kW _{el}	
Betriebskosten Generalüberholung	130	€/kW _{el}	
Instandhaltung	0,9	ct/kWh _{el}	
Stromeigenverbrauch BHKW	6	%	der Stromerzeugung (Schaumann 2010)
Brennstoffpreis Biomethan	80	€/MWh (Ho)	
EEG-Vergütung (Strom aus Biomethan)	164,70	€/MWh	

Die Ermittlung der Netto-Wärmegestehungskosten für das Gesamtnetz hat zum Ergebnis, dass die Kosten in Variante 2 bei 114 % im Vergleich zur Basisvariante liegen. Die spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten für die Biomethan-BHKWs liegen bei 108 €/MWh. Auch nach der Verrechnung mit der EEG-Vergütung sind die Brennstoffkosten noch für mehr als 80 % der spez. Wärmegestehungskosten verantwortlich. Die hohen Biomethanbezugs-kosten werden beim niedrigen elektrischen Wirkungsgrad eines heißgekühlten BHKWs über die EEG-Vergütung beim ermittelten Vergütungssatz nicht ausreichend ausgeglichen.

Die Treibhausgas-Emissionen sinken in Variante 2 um rund 16 % gegenüber der Basisvariante (Bezug auf Bundesmix).

Tabelle 6-6: Ökologische Bewertung Variante 2 Biomethan-BHKWs Nordnetz

Variante 2	Biomethan-BHKWs Nordnetz
94.000	t CO ₂ -äq/a mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
44.000	t CO ₂ -äq/a mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
14 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung

6.5.4 Variante 3 – Solarthermie

In Variante 3 wird angenommen, dass zwei größere Solarthermieanlagen als Dachanlagen auf Flachdächern errichtet werden und ihre Wärme ins Heißwassernetz einspeisen. Am besten geeignet wäre das Sekundärnetz Nord, weil dort die niedrigsten Temperaturen notwendig sind. Hier würden Solarthermieanlagen im Sommer jedoch Wärme aus dem Biogas-BHKW verdrängen und dessen Wirtschaftlichkeit verschlechtern. Deshalb wird angenommen, dass in die Netzteile eingespeist wird, die im Sommer mit einer Vorlauftemperatur von 95 °C gefahren werden. Um auch bei diesen hohen Temperaturen noch einen akzeptablen Kollektorwirkungsgrad zu erreichen, wird der Einsatz von Vakuumröhrenkollektoren unterstellt. Das Südnetz mit seiner konstanten Rücklauftemperatur von 60 °C ist für solare Einspeisung etwas besser geeignet als das Nordnetz, wo im Sommer Rücklauftemperaturen von bis zu 70 °C üblich sind (optimal wären Rücklauftemperaturen < 40 °C und Vorlauftemperaturen nicht höher als 70 °C). Bei der Suche nach geeigneten Dachflächen ist zudem zu berücksichtigen, dass in der Nähe eine Fernwärmeleitung mit ausreichender Transportkapazität vorhanden sein muss, um die Solarwärme auch bei Einspeisespitzen abtransportieren zu können. Tabelle 6-7 gibt einen Überblick über die Kenndaten der beiden Anlagen.

Tabelle 6-7: Variante 3 Kenndaten Solarthermie Fernwärmenetz Jena

Anlage 1	5.000 m ² Aufstellungsfläche 1.630 m ² Bruttokollektorfläche 0,8 MW Leistung (über 1.000 Vollbenutzungsstunden) DN 100 empfohlene Nennweite der Fernwärmeleitung für den Anschluss
Anlage 2	1.000 m ² Aufstellungsfläche 345 m ² Bruttokollektorfläche 0,17 MW Leistung (über 1.000 Vollbenutzungsstunden) DN 50 empfohlene Nennweite der Fernwärmeleitung für den Anschluss

Wie im Modellnetz wird der zu erwartende eingespeiste Kollektorertrag vereinfacht über 1.000 Stunden gleichmäßig verteilt und ganz am Ende der Jahresdauerlinie angeordnet (s. Abbildung 6-17). In der Realität verteilt sich die solare Einspeisung je nach Witterung über einen längeren Zeitraum und fluktuiert.

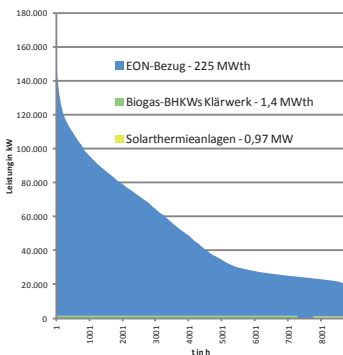


Abbildung 6-17: Jahresdauerlinie Jena (Gesamtnetz) mit Solarthermie

Für beide Anlagen werden Vakuumröhrenkollektoren des Typs CPC 45 von Ritter XL Solar unterstellt. Es wird angenommen, dass die Dachflächen nicht verschattet sind und die Kollektoren mit 45° nach Süden ausgerichtet werden. Der spezifische Kollektorsertrag wird mit 490 kWh/m²_{BKF} angesetzt. Bei Ritter XL sind Kostenparameter für verschiedene Anlagengrößen abgefragt worden. Für die beiden Anlagen in Jena werden die Angaben für Anlagen mit 1000 m² verwendet.

Tabelle 6-8: Kostenparameter für Solarthermie Jena

Position	Wert	Einheit	Quelle/Kommentar
Anlagengröße 1.000 m ² _{BKF}			
Spezifische Investition	686	€/m ²	Ritter XL (2012)
Reparaturen & Wartung	4.050	€/a	Ritter XL (2012)
Rechn. Nutzungsdauer Vakuumröhrenkollektor	18	a	VDI 2067
Stromeigenverbrauch	0,5	%	des jährlichen Solar- Ertrags Ritter XL (2012)

Die Netto-Wärmegestehungskosten für das Gesamtsystem erhöhen sich durch die beiden kleinen Solaranlagen in der Solarthermievariante kaum und liegen 101 % verglichen mit der Basisvariante. Durch die Einbindung der beiden Solarthermieanlagen erhöht sich jedoch auch der Anteil der erneuerbaren Energien ebenfalls kaum. Er steigt von 2,2 % auf 2,4 %. Da die Solarthermie abgesehen vom Pumpstrom jedoch keine Treibhausgasemissionen verursacht, ist die Verbesserung mit einer Reduktion von -3 % gegenüber der Basisvariante etwas deutlicher.

Tabelle 6-9: Ökologische Bewertung Variante 3 Solarthermie

Variante 3 Solarthermie		
111.000	t CO ₂ -äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes
62.000	t CO ₂ -äq/a	mit Stromgutschrift auf Basis des Grenzkraftwerksparks
2,4 %	Anteil der erneuerbaren Wärme an der Netzeinspeisung	

Die spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten für die Solarthermie liegen bei 184 €/MWh und werden von den Investitionskosten dominiert.

6.6 Bewertung und Vergleich der Varianten

6.6.1 Bewertungskriterien und Vergleich

Als Bewertungskriterien für den Vergleich der Varianten werden wie beim Modellnetz die spezifischen Netto-Wärmegestehungskosten des erneuerbaren Energieträgers, die Netto-Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems, der Anteil erneuerbarer Energien, die Investitionskosten sowie die THG-Emissionen herangezogen.

Der Preis für die Megawattstunde erneuerbare Netto-Wärme¹⁹ liegt bei den Biomethan-BHKWs am niedrigsten und bei Solarthermie am höchsten. Verglichen mit den Kosten, die

¹⁹ Netto-Wärme bezieht sich auf verkaufte Fernwärme, d.h. ohne die anteiligen Netzverluste.

die SWEJ für den Wärmebezug von E.ON zahlt, sind alle drei Varianten wirtschaftlich unattraktiv (der absolute Betrag der Wärmebezugskosten der Basisvariante unterliegt der Geheimhaltung).

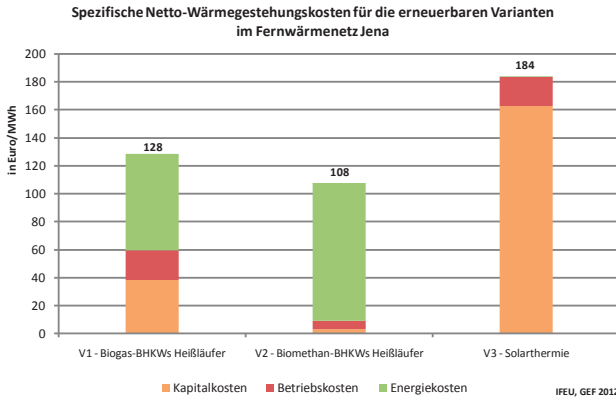


Abbildung 6-18: Spezifische Netto-Wärmegestehungskosten für die Modellregion Jena bezogen auf die eingespeiste Menge an EE-Wärme (Vergütungen für KWK-Strom sind einbezogen und anteilig auf die drei Kostenblöcke aufgeteilt)

Die Solarthermie-Variante hat die höchsten spezifischen Investitionskosten. Beim Biomethan ist der Anteil der Brennstoffkosten am höchsten, weil die EEG-Vergütung für die Biomethan-BHKWs niedriger liegt als beim Biogas²⁰. Die absoluten Investitionen werden in Abbildung 6-19 verglichen und dem erzielten Anteil erneuerbarer Energien (EE) gegenübergestellt.

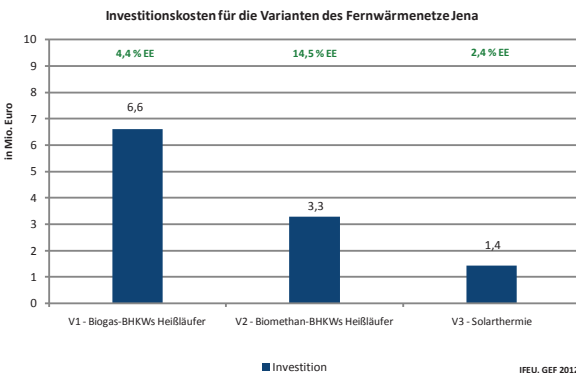


Abbildung 6-19: Vergleich Investitionen der erneuerbaren Varianten für Jena

Nimmt man die Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems in den Fokus, so ändern sich diese in den erneuerbaren Varianten gegenüber der Basisvariante zwischen + 1 % und

²⁰ Die EEG-Vergütung (negative Kosten) wird für diese graphische Darstellung anteilig mit den anderen Kostenarten verrechnet, so dass deren Verhältnis gleich bleibt.

+ 14 %. Die stärkste Erhöhung erfolgt in der Biomethan-Variante. Zwar liegen die spezifischen Kosten der Biomethan-Wärme nicht so hoch wie bei den anderen Varianten, doch werden hier deutlich größere Mengen an erneuerbarer Wärme erzeugt, so dass die Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems um 14 % steigen würden. Der Anteil der Erneuerbaren steigt in dieser Variante jedoch ebenfalls stark von 2,2 % auf 14,5 %.

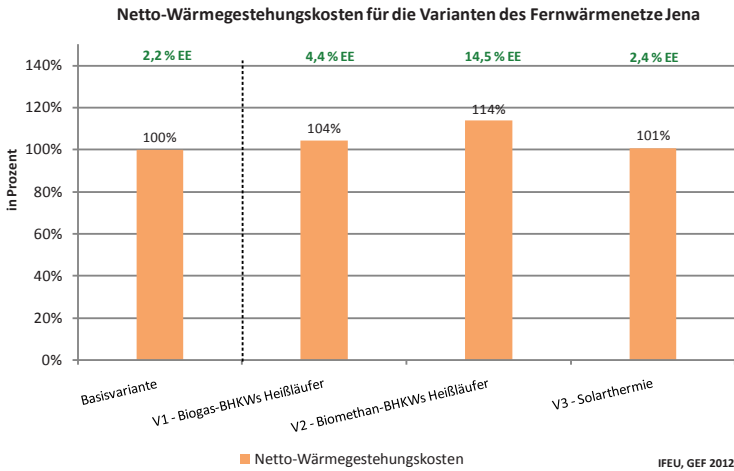


Abbildung 6-20: Vergleich Wärmegestehungskosten für das gesamte Fernwärmenetz Jena

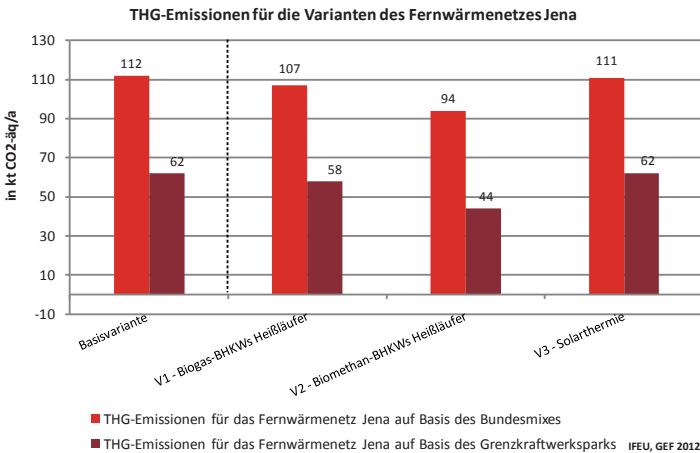


Abbildung 6-21: Vergleich Treibhausgasemissionen der Varianten für Jena

Die Treibhausgasemissionen werden durch die Biogas- und die Solarthermie-Variante gegenüber der Basisvariante nur geringfügig gesenkt. Allein mit der Biomethan-Variante wird eine Reduktion um 16 % erreicht (bezogen auf den Bundesmix).

6.7 Entwurf einer Transformationsstrategie für Jena

Mit dem erneuerbaren Zubau heute beginnen: Mit Blick auf die Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems erscheint es vertretbar, bereits heute einen weiteren Schritt zur Erhöhung des erneuerbaren Anteils zu gehen. Der Einsatz von Biomethan-BHKWs ist von den untersuchten Varianten die relativ kostengünstigste. Bei der Entscheidung über die BHKW-Leistung muss abgewogen werden, welche Erhöhung der Wärmegestehungskosten für das Gesamtnetz am Markt (Preiserhöhung) bzw. bei den Gesellschaftern (Reduzierung der Ausschüttung) durchsetzbar ist.

Absenkung der Netztemperaturen: Das Beispiel Jena zeigt, wie stark die Einbindung erneuerbarer Energien durch ein hohes Temperaturniveau erschwert wird. BHKW-Lösungen werden wirtschaftlich unattraktiver, wenn durch den Einsatz von Heißläufern kein hoher elektrischer Wirkungsgrad möglich ist und sich dadurch die EEG-Erlöse reduzieren.

Als längerfristige Maßnahme sollten Anstrengungen zur Senkung der Netztemperaturen erfolgen (Umstellung Dampfnetz auf Heißwasser, Temperaturreduktion in den Heißwassernetzen). Ein möglicher Zeithorizont für die Umsetzung eines solchen Projektes wäre bis Mitte des nächsten Jahrzehntes, wenn der neue Wärmebezugsvertrag mit E.ON ausläuft (2024). Da in Jena bereits heute unterschiedliche Netzteile bestehen (Dampfnetz, Südnetz, Nordnetz, Sekundärnetz Nord), bietet sich ein schrittweises Vorgehen an. Die Ablösung des Dampfnetzes hat voraussichtlich aufgrund des Netzalters und –zustands Priorität. Bei der Temperaturabsenkung sollten mindestens Temperaturen erreicht werden, die von BHKWs mit hohen Stromwirkungsgraden erzeugt werden können. Die Absenkung der Netztemperaturen verursacht für die Stadtwerke Jena zusätzliche Kosten (z.B. für den (teilweisen) Leitungsneubau bei Dampfnetzumstellung, z.B. für Austausch von Kundenstationen (ganz oder in Teilen), etc.). Erzeugungsseitig entstehende Vorteile, die diese Kosten (z.T.) kompensieren könnten, kann SWEJ nicht generieren, da diese bei der E.ON Thüringer Energie anfallen. Eine Senkung der Temperaturen verringert jedoch die Netzverluste, so dass für SWEJ gewisse Einsparungen beim Energiebezug von E.ON entstehen würden.

Ausblick auf 2030: Abbildung 6-22 zeigt eine Jahresdauerlinie für das Jahr 2030. Hierfür wird ein Wärmeverbrauch von 300 GWh gemäß Effizienz-Szenario aus dem Wärmeatlas für Jena (SWEJ 2012c) zugrunde gelegt, der einen Rückgang um etwa 25 % vom heutigen Niveau prognostiziert. Zusätzlich wird für die Jahresdauerlinie angenommen, dass die Netzverluste durch erfolgte Temperaturabsenkungsmaßnahmen von 15 % auf 10 % gesenkt werden können.

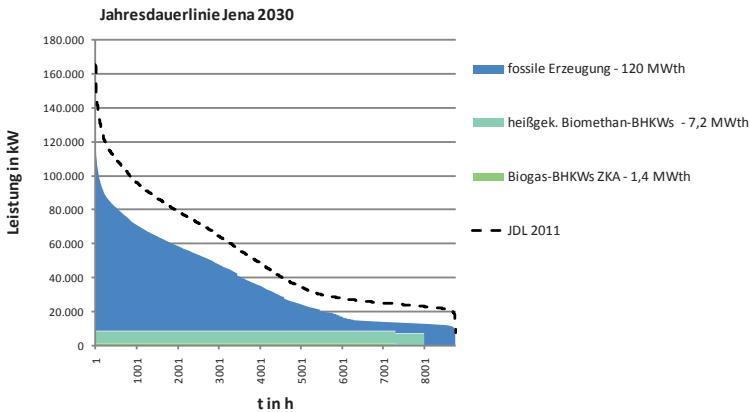


Abbildung 6-22: Jahresdauerlinie Fernwärmenetz Jena 2030

Unterstellt man für das Jahr 2030, dass die Biogasanlage an der Zentralkläranlage weiter in Betrieb ist und Biomethan-BHKWs mit 7,2 MW_{th} realisiert wurden, so würde der Anteil erneuerbarer Wärme bis zu diesem Zeitpunkt allein durch den Verbrauchsrückgang auf 21 % steigen.

Auch die Jahresdauerlinie von 2030 bietet in der Grundlast weiteren Raum für den Betrieb von erneuerbaren Erzeugungsanlagen mit hohen Vollbenutzungsstunden. Um einen Anteil von rund 50 % erneuerbare Wärme in 2030 zu erreichen, wären zu diesem Zeitpunkt etwa weitere 14 MW_{th} an Erzeugungsleistung notwendig, die insgesamt ca. 165 GWh erneuerbare Wärme ins Netz einspeisen würden. Die Anlage würde 7.000 Vbh erreichen. Eine solche Erzeugungsleistung könnten z.B. durch mehrere BHKWs (Biogas oder Biomethan) bereitgestellt werden. Durch die abgesenkten Temperaturen können Motoren mit besserem Stromwirkungsgrad als zum heutigen Zeitpunkt zum Einsatz kommen. Alternativ könnte auch feste Biomasse eingesetzt werden, z.B. aus überregionaler Beschaffung, aus dem Import oder aus Kurzumtriebsplantagen.

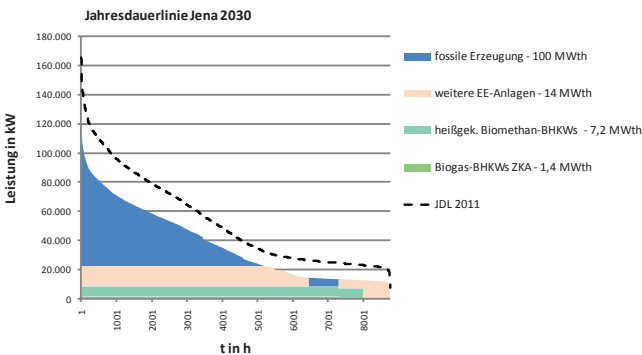


Abbildung 6-23: Fernwärmeerzeugung in 2030 für Jena

Weiterer erneuerbarer Zubau nach 2025: Für den Zeitraum nach 2024 ist ein Umbruch in der Wärmeerzeugung für das Jenaer Fernwärmenetz zu erwarten. Die GuD-Anlage der E.ON ist dann fast 30 Jahre alt, die bestehende Biogas-Anlage 16 Jahre. Die zugebauten Biomethan-BHKWs wären ebenfalls etwa zehn Jahre alt (je nach Realisierungszeitpunkt). Der Umbruch kann von SWEJ genutzt werden, um den Anteil erneuerbarer Energien weiter zu erhöhen.

Gelingt in einigen Netzteilen eine Temperaturabsenkung auf Low-Ex-Niveau (Vorlauf 90 °C oder kleiner) erhöht sich die Anzahl der Möglichkeiten zur Einbindung erneuerbarer Energien. Über Wärmepumpen gewonnene Umweltwärme z.B. aus Abwasser oder oberflächennaher Geothermie ist dann ebenfalls eine Option. Möglicherweise werden die zurzeit in Erfurt laufenden Untersuchungen zu tiefer hydrothermalen Geothermie mit positivem Ergebnis abgeschlossen und eröffnen eine Geothermie-Perspektive auch für Jena. Niedrigere Vor- und Rücklauftemperaturen verbessern auch die Randbedingungen zur Einbindung von Solarwärme im Sommer. Der 2011 errichtete Wärmespeicher der E.ON am Standort Winzerla kann unter Umständen ebenfalls in ein Konzept für eine erneuerbare Fernwärmebereitstellung einbezogen werden (Solarthermie, direktelektrische Heißwasserbereitung, Optimierung der Fahrweise von erneuerbarer KWK).

Abschätzung Treibhausgas-Emissionen im Jahr 2030: Für das Jahr 2030 werden die Treibhausgasemissionen ermittelt. Dazu müssen Annahmen über die Art der Erzeugung in 2030 getroffen werden (s. Tabelle 6-10). Es wird unterstellt, dass insgesamt weitere 14 MW_{th} erneuerbare Erzeugung (s.o.) ins Fernwärmenetz eingegliedert wird. Damit würde rund 50 % der Wärme aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. In diesem Szenario wird die erneuerbare Wärme vollständig in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt (Biogas und Biomethan). Die verbleibende fossile Erzeugung (rund 50 % der Netzeinspeisung) wird 2030 aufgrund der niedrigen Vollbenutzungsstundenzahl (ca. 1.600 Vbh) nicht von einer neuen fossilen KWK-Anlage, sondern aus Erdgaskesseln geliefert.

Tabelle 6-10: Annahmen Erzeugung Jena 2030

Anlage	therm. Leistung	eta _{th}	eta _{el}
kaltgekühlte Biogas-BHKWs ZKA	1,4 MW _{th}	40,1 %	41,2 %
heißgekühlte Biomethan-BHKWs	7,2 MW _{th}	47,8 %	34,4 %
neue kaltgekühlte Biogas-BHKWs	1,4 MW _{th}	40,1 %	41,2 %
neue kaltgekühlte Biomethan-BHKWs	12,6 MW _{th}	42,0 %	43,0 %
neuer Erdgaskessel	100,0 MW _{th}	93,0 %	-

Die CO₂-Emissionen werden wie bei den Varianten nach der Stromgutschriftmethode ermittelt. Dabei werden für Biogas, Biomethan und Erdgas die Emissionsfaktoren unverändert belassen. In Anlehnung an Prognos (2011b) wird im Jahr 2030 für den durchschnittlichen Bundesstrommix ein Emissionsfaktor von 290 g CO₂/kWh und für den Grenzkraftwerkspark 610 g CO₂/kWh unterstellt.

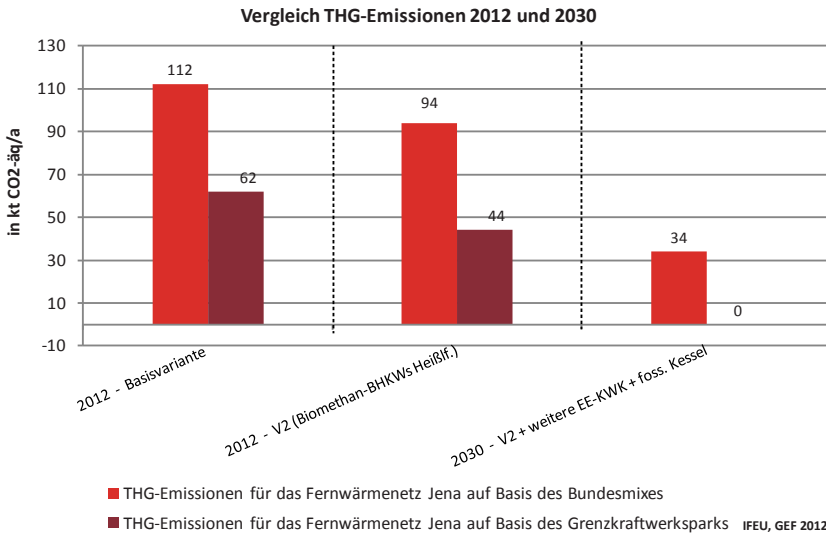


Abbildung 6-24: Vergleich Treibhausgasemissionen Basisvariante 2012 und Ausbauvariante 2030 für Jena (in der Variante 2030 werden in der Berechnung des Grenzkraftwerksparkes negative Emissionen ermittelt, die auf 0 gesetzt wurden)

In der Basisvariante werden fast 100 % der Fernwärme in KWK erzeugt (2 % erneuerbare KWK, rund 98 % Erdgas-KWK). Im Szenario für 2030 dagegen werden 50 % der Wärme in fossilen Kesseln erzeugt, der Rest in erneuerbarer KWK. Trotz des hohen Anteils an Kesselwärme liegen die Treibhausgasemissionen verglichen mit dem Basisszenario um etwa die Hälfte niedriger (Stromgutschrift auf Basis des Bundesmixes). Hier überlagern sich viele Effekte: Der Wärmeverbrauch insgesamt sinkt bis 2030 gegenüber der Basisvariante deutlich, die erneuerbaren KWK-Anlagen weisen bessere elektrische Wirkungsgrade und Brennstoffnutzungsgrade auf als die alte fossile GuD-Anlage, der Strommix ändert sich und enthält einen höheren Anteil erneuerbaren Stroms.

Da die Treibhausgas-Emissionen beim Stromgutschriftverfahren stark von der Stromerzeugung und den angenommenen elektrischen Wirkungsgraden abhängen, ist dieses Ergebnis nicht ohne weiteres auf andere Fernwärmenetze übertragbar, bei denen das Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung anders ist.

Ausblick auf 2050: In Abbildung 6-25 wird der Rückgang des Fernwärmeverbrauchs bis ins Jahr 2050 gemäß Effizienzscenario des Wärmeatlas fortgeschrieben (Rückgang auf rund 210 GWh). Sie unterstellt, dass unverändert erneuerbare Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von insgesamt 22,6 MW_{th} in das Fernwärmenetz einspeisen. Die Biogas- und Biomethan-BHKWs erreichen auch im Jahr 2050 noch mehr als 7.000 Vbh, die weiteren EE-Anlagen im Durchschnitt noch 5.500 Vbh. Insgesamt werden 145 GWh erneuerbare Wärme eingespeist.

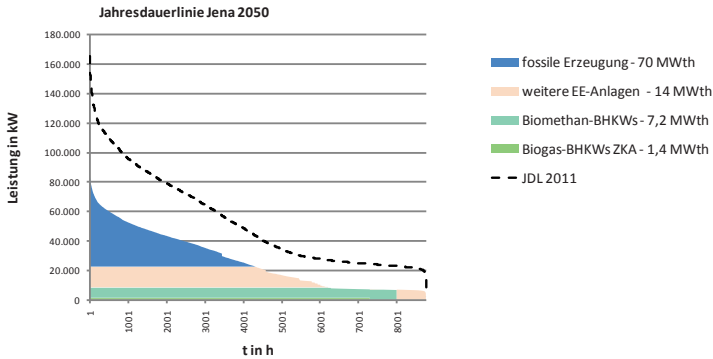


Abbildung 6-25: Fernwärmeerzeugung in 2050 für Jena

Der Anteil erneuerbarer Energie liegt unter diesen Annahmen im Jahr 2050 bei 62 % der ins Netz eingespeisten Wärme. Damit wird nur noch die Spitzenlast fossil erzeugt. Auch die Leistung der Spitzenlastanlage sinkt von 2011 bis 2050 stark ab, von heute etwa 170 auf 70 MW_{th}. Die Höchstlast im Netz wird für 2050 auf ca. 90 MW_{th} geschätzt.

Zentrale Eckdaten der entworfenen Transformationsstrategie sind Tabelle 6-11 zusammengestellt.

Tabelle 6-11: Eckdaten der Transformationsstrategie für Jena

Jahr	Wärmeverbrauch (bezog. auf 2010)	Anteil EE an der Netzeinspeisung	Erneuerbare Erzeugungsanlagen (MW _{th})
2010 Basisvariante	100%	2,2%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA
2010 plus sofortiger Zubau EE	100%	14,5%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA 7,2 MW Biomethan-BHKWs
2030 ohne weiteren Zubau EE	75%	21%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA 7,2 MW Biomethan BHKWs
2030 mit weiterem Zubau EE nach 2010	75%	51%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA 7,2 MW Biomethan BHKWs 14,0 MW weitere EE-Anlgen
2050	54%	62%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA 7,2 MW Biomethan BHKWs 14,0 MW weitere EE-Anlagen

Regionale verfügbare erneuerbare Ressourcen: Bleibt die regionale Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie gegenüber der heutigen Einschätzung unverändert (keine holzartige Biomasse, keine Tiefengeothermie, nur Biogas), dann können aus dem regionalen Biogas-Potenzial mit 2,8 MW_{th} rund 3 % der Höchstlast und 8,5 % der eingespeisten Energie gedeckt werden. Möglicherweise lassen sich jedoch in Zukunft (auf niedrigerem Temperaturniveau) mit Wärmepumpen Potenziale z.B. aus Abwasser oder oberflächennaher Geothermie erschließen. Auch Solarthermie kann für den Sommer eine Option werden, wenn die Wirt-

schaftlichkeit gegeben ist und Flächen an netzverträglichen Punkten erschlossen werden können.

Auswirkungen auf die fossile KWK-Anlage: Die Zunahme an erneuerbarer Einspeisung verdrängt in Jena Wärme aus der Erdgas-GuD-Anlage der E.ON und verschlechtert damit deren Wirtschaftlichkeit. Eine Konkurrenz zwischen fossiler KWK und erneuerbaren Energien besteht sowohl auf der Strom- als auch auf der Wärmeseite. Große wärmegeführte fossile KWK-Anlagen leiden heute zunehmend unter dem Problem der „Zwangsstromerzeugung“. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ist nur gegeben, wenn für beide Produkte – Strom und Wärme – in der Summe ausreichende Erlöse erzielt werden können. In der Vergangenheit konnten für Strom am Markt hohe Preise erzielt werden, so dass die Wärme billig in der Fernwärme genutzt werden konnte. Durch den zunehmenden Anteil erneuerbaren Stroms und volatile Börsen-Strompreise nehmen die Zeiträume zu, in denen die wärmegeführten KWK-Anlagen zur Deckung der Wärmenachfrage (z.B. im Winter) laufen müssen, aber die Erlöse für Wärme und Strom (z.B. bei hohem Windstromaufkommen im Winter) in der Summe nicht ausreichen, um die Kosten zu decken. Der erzeugte, aber nicht wirtschaftlich vermarktete Zwangsstrom vergrößert das Stromüberangebot in solchen Perioden. Für wärmegeführte große KWK-Anlagen kann der Punkt kommen, an dem der Betrieb nicht mehr wirtschaftlich ist, weil die Summe aus Strom- und Wärmerlösen nicht mehr ausreicht. Die intensiven Vertragsverhandlungen zwischen E.ON und SWEJ über den neuen Wärmeliefervertrag (ZfK 2012) können als ein Anzeichen dafür gewertet werden, dass E.ON reduzierte Stromerlöse durch höhere Wärmeerlöse kompensieren möchte. Die E.ON-GuD-Anlage wirkt heute überdimensioniert ($197 \text{ MW}_{el} / 225 \text{ MW}_{th}$ verglichen mit einer Spitzenlast von rund 165 MW_{th} in 2011). Sie erreicht bei simuliertem wärmegeführten Betrieb bereits in der Basisvariante nur ca. 2.000 Vollbenutzungsstunden. Während der oben beschriebenen Transformation sinken sie auf 400 Vbh im Jahr 2050. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die GuD-Anlage zu irgendeinem Zeitpunkt nach Auslaufen des neuen Wärmeliefervertrages 2024 außer Betrieb geht und voraussichtlich durch einen Kessel ersetzt wird.

6.8 Zusammenfassung

Die entworfene **Transformationsstrategie** setzt beim Aufbau erneuerbarer Erzeugung auf kleine Schritte. Als Varianten für die aktuelle Situation werden Biogas-BHKWs, Biomethan-BHKWs und Solarthermie untersucht. Die BHKWs müssen aufgrund der hohen Netztemperaturen als Heißläufer ausgeführt werden. Der damit verbundene niedrigere Stromwirkungsgrad beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit der BHKW-Varianten. Mit 108 €/MWh weisen die Biomethan-BHKWs die relativ niedrigsten spezifischen Wärmegestehungskosten auf, aber auch diese Kosten sind sehr hoch und verschlechtern die Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems. Bei einem Zubau von $7,2 \text{ MW}_{th}$ an heißgekühlten Biomethan-BHKWs steigen die Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems um 14 %. Der Anteil der erneuerbaren Erzeugung kann in dieser Variante auf 14,5 % gesteigert werden. Damit würde die von der Bundesregierung für 2020 definierte Zielvorgabe für erneuerbare Wärme erreicht. Die Treibhausgas-Emissionen sinken deutlich (-16 % mit Stromgutschrift bezogen auf den Bundesmix).

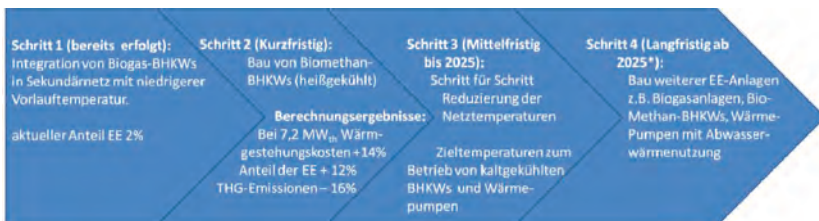
Als erster Schritt der Transformation wird deshalb der Zubau von **Biomethan-BHKWs** vorgeschlagen. In welcher Größenordnung dies geschieht, muss in Abwägung zwischen den ökologischen und ökonomischen Zielen erfolgen, so dass der Anstieg der Wärmegestehungskosten für das Gesamtsystem verkraftbar bleibt.

Um die technischen Optionen zur Eingliederung erneuerbarer Energien zu erhöhen, sollten im nächsten Schritt Maßnahmen zur Temperaturabsenkung umgesetzt werden (Ablösung Dampfnetz, Temperaturabsenkung in allen oder in Teilen der Heißwassernetze). Die Wirtschaftlichkeit solcher Maßnahmen wird im Rahmen dieser Untersuchung nicht geprüft. Allerdings fallen mögliche wirtschaftliche Vorteile auf der Erzeugungsseite (z.B. bessere Stromkennziffer der KWK) in Jena nicht bei den Stadtwerken, sondern bei der E.ON Thüringer Energie an. Die Kosten der notwendigen Investitionen ins Netz und in die Kundenstationen hätten dagegen die SWEJ zu tragen. Da bei geringeren Netztemperaturen die Netzverluste sinken, würden für SWEJ die Kosten des Wärmebezugs leicht sinken.

Die Temperaturabsenkung sollte bis etwa 2025 abgeschlossen sein. Zu diesem Zeitpunkt endet der aktuelle Wärmeliefervertrag der SWEJ mit der E.ON. Die zentrale GuD-Anlage ist dann 30 Jahre alt, die 2007 in Betrieb gegangenen Biogas-BHKWs stehen kurz vor dem Auslaufen der EEG-Förderung. Wenn nach der Temperaturabsenkung Netztemperaturen erreicht sind, die von kaltgekühlten BHKWs oder sogar Wärmepumpen erreicht werden können, sollte der Bau weiterer erneuerbarer Erzeugungsanlagen angegangen werden (z.B. zweite Biogasanlage, weitere Biomethan-BHKWs, u.U. Eingliederung von Abwärme aus Abwasser).

Dass die zentrale Fernwärme-Erzeugungsanlage in Jena nicht im Besitz des Netzbetreibers SWEJ ist, bietet auch Vorteile. So muss der Aufbau regenerativer Erzeugung nicht direkt um Vollbenutzungsstunden und Grundlast mit eigenen fossilen Erzeugungsanlagen konkurrieren, deren Wirtschaftlichkeit sich dadurch verschlechtert. Die generelle Konkurrenz zwischen erneuerbaren Energien und fossiler KWK (nicht nur auf der Strom-, sondern zunehmend auch auf der Wärmeseite) besteht jedoch auch in Jena.

Werden nach 2025 erneuerbare Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von insgesamt 22,6 MW_{th} aufgebaut, könnte der Anteil der Erneuerbaren an der Netzeinspeisung bis zum Jahr 2030 auf 50 % gesteigert werden. Diese Steigerung geht zu einem erheblichen Teil auf den angenommenen Rückgang des Wärmebedarfs bis 2030 um etwa 25 % zurück. Schreibt man den Rückgang des Fernwärmebedarfs bis 2050 fort (Rückgang auf 54 % des heutigen Bedarfs, angelehnt an Ansätze aus dem für Jena erstellten Wärmeatlas), dann können mit einer erneuerbaren Erzeugungskapazität von 22,6 MW_{th} bereits 62 % der Fernwärmenetzeinspeisung gedeckt werden.



* 2024 endet der Wärmeliefervertrag der SWEJ mit der E.ON, GuD-Anlage ist 30 Jahre alt, BHKWs stehen kurz vor dem Auslaufen der EEG-Förderung

Abbildung 6-26: Zusammenfassung der einzelnen Schritte der Transformationsstrategie in Jena

Die für das Beispiel Jena entwickelte Transformationsstrategie zeigt zentrale Punkte auf, die auch auf andere Netze übertragbar sind:

- Das Thema Temperaturabsenkung ist für die verstärkte Einbindung erneuerbarer Energien von hoher Bedeutung.
- Können erneuerbare Energieträger nicht überregional beschafft werden, begrenzen die regional verfügbaren Potenziale den Ausbau erneuerbarer Fernwärme u.U. stark – jenseits technischer und wirtschaftlicher Gesichtspunkte.
- Auch unter wenig optimalen Rahmenbedingungen zu Beginn der Transformation erscheinen bei einem schrittweisen Vorgehen langfristig erneuerbare Anteile in der Größenordnung von 50 % der Netzeinspeisung erreichbar.
- Es ist nicht notwendig, zentrale fossile KWK-Anlagen mit hoher Leistungsklasse durch erneuerbare Anlagen zu ersetzen, wenn wirtschaftlich der Spielraum besteht, dass diese Anlagen auf einen Teil der Grundlast verzichten.
- Wärmegeführte große KWK-Anlagen stehen heute auf der Stromseite bereits unter wirtschaftlichem Druck durch EEG-geförderten erneuerbaren Strom. Durch den Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen auch auf der Wärmeseite wird dieser Druck verschärft, wenn die erneuerbaren Anlagen fossile KWK aus der Grundlast verdrängen.

7 Transformationsstrategien für die Modellregion Ulm

Die Fernwärme Ulm GmbH (FUG) ist einer der Vorreiter auf dem Weg zur Integration erneuerbarer Energien in große Bestandsfernwärmesysteme. Bereits heute liegt der Anteil erneuerbarer Wärme im rund 160 km langen Netz der FUG bei über 40 % und deckt damit den Grundlastbedarf im Wesentlichen ab. Damit ist Ulm bereits heute an einem Punkt, den Jena gemäß der entwickelten Transformationsstrategie etwa 2030 erreichen würde.

Die FUG ist Eigentümer und Betreiber des Fernwärmenetzes in Ulm. An der FUG sind zu je 50 % die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH (SWU) sowie die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) beteiligt. Die FUG ist eines der wenigen Unternehmen der Branche, das kein Mehrsparten-Unternehmen ist, sondern ausschließlich Fernwärme als Kerngeschäft betreibt. Zwar erzeugt die FUG in ihren KWK-Anlagen auch Strom, der regionale Stromversorger in Ulm ist jedoch die SWU. Durch die Fokussierung auf Fernwärme hat die FUG ein hohes Interesse, die Fernwärmeverteilung und -erzeugung in Ulm als Gesamtsystem zu optimieren. Die Erzielung einer hohen (Eigen)-Stromerzeugung steht für die FUG nicht so stark im Vordergrund wie für andere Fernwärmeversorger.

Mit einem Anschlusswert von 390 MW_{th} und einem Wärmeabsatz von rund 600 GWh/a versorgt die FUG knapp 50 % des gesamten Ulmer Wärmemarkts (FW Ulm 2012). Das Wärmenetz der FUG ist ein mittelgroßes Bestandsnetz mit rund 160 km Trassenlänge (s. Kapitel 7.1.2). Transformationsstrategien zur Steigerung des Anteiles erneuerbarer Fernwärme, die in Ulm möglich sind, bieten das Potenzial, sowohl auf noch größere Fernwärmenetze als auch auf kleinere Bestandsnetze übertragbar zu sein.

Am Beispiel der FUG wird im Folgenden untersucht, welche Optionen es gibt, den Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärme noch weiter zu erhöhen. Dazu werden zunächst die Ausgangsbedingungen in Ulm (Netz, Erzeugung, Nachfragestruktur) analysiert. Anschließend werden Varianten zur weiteren Integration erneuerbarer Energien untersucht und bewertet.

7.1 Netz

7.1.1 Historische Entwicklung

Der Beginn der Fernwärmeversorgung von Ulm geht in das Jahr 1950 zurück. Damals wurden nach dem Ausbau des im Krieg beschädigten Steinkohlekraftwerks in der Magirusstraße zum Heizkraftwerk erste Industriekunden mit Dampf versorgt. Ab 1953 wurde die Innenstadt an das Dampfnetz angeschlossen. Darauf folgte der Ausbau im Stadtteil Böfingen im Norden, der mit einem Heißwassernetz erschlossen wurde. Im Süden der Stadt entstand ab 1964 ein separates Heißwassernetz und ein Heizwerk in der Daimlerstraße, mit dem das Wohngebiet Wiblingen und das Industriegebiet Donautal versorgt wurden. Ein drittes Fernwärmenetz (Dampf) existierte in der Universität auf dem Eselsberg. 1995 wurde eine Verbindungsleitung zwischen der Innenstadt und der Universität geschaffen (180 °C konstant). Das Universitätsnetz wurde in diesem Zug von Dampf auf Heißwasser umgestellt und verfügt heute über eine Fernwärme- und Fernkälteversorgung. Ende der neunziger Jahre errichtete der Zweckverband Thermische Abfallverwertung Donautal (TAD) in Donautal ein Müllheizkraftwerk (MHKW). Die Anlage beliefert die FUG mit Wärme für das Netz Donautal/Wiblingen. Von 2006 bis 2008 wurden die Netze Innenstadt und Donautal/Wiblingen verbunden, so dass nun eine Optimierung des Erzeugereinsatzes zwischen den beiden Standorten Magirusstraße und Daimlerstraße möglich ist (Schmidt 2010).

7.1.2 Netzaufbau

Das Netz in seiner heutigen Form hat eine Trassenlänge von circa 160 km und ist in die Teilnetze Universität (F1), Weststadt/Stadtnetz (F2), Dampfnetz Innenstadt (F3), Böfingen/Eichberg (F4), Eselsberg (F5), Wiblingen (F6), Donautal (F7), Kuhberg/Verbindungsleitung Heizkraftwerk Magirusstraße - MHKW/Heizwerk Daimlerstraße (F8) und das Kältenetz Science Park II (C1) unterteilt (FW Ulm 2012). Die Lage der jeweiligen Teilnetze kann der Abbildung 7-1 entnommen werden.

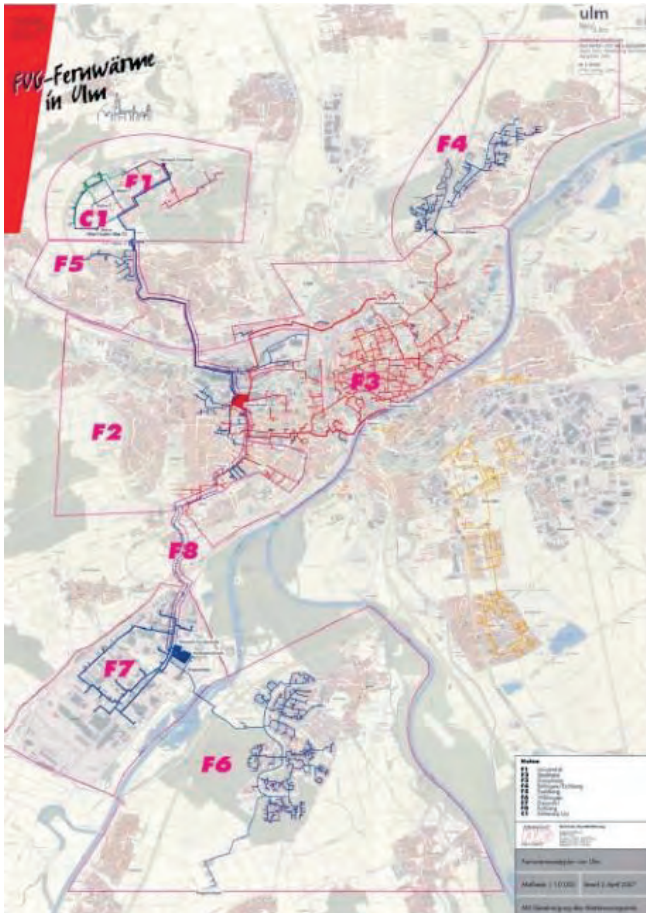


Abbildung 7-1: Übersichtsplan des Netzes der Fernwärme Ulm GmbH (FW Ulm 2012)

Bei der Betrachtung des Ulmer Fernwärmenetzes ist zu erkennen, dass Maschen-, Ring-, Stern- und Strahlennetze vorzufinden sind.

Verbindung der Netze Innenstadt und Donautal/Wiblingen

Die im Jahr 2008 fertiggestellte Verbindungsleitung zwischen den zwei großen Erzeugungstandorten der FUG (Heizkraftwerk Magirusstraße und MHKW/Heizwerk Daimlerstraße) ist 5,5 km lang, hat eine maximale Transportleistung von 35 MW und kann mit einer Betriebstemperatur von maximal 120 °C gefahren werden (FW Ulm 2012). Sie verbessert die Versorgungssicherheit, da die großen Erzeugerstandorte sich nun zum Teil gegenseitig bedienen können und erlaubt einen optimierten Erzeugereinsatz. Im Falle der FUG ist es betriebswirtschaftlich vorteilhaft, wenn das HKW Magirusstraße mehr KWK-Wärme erzeugt (aus Holz, Steinkohle oder Erdgas), diese in das Netz Donautal liefert und dort Erdgas-Kesselwärme und gegebenenfalls auch Wärme von Fremdanbietern (Müllverbrennung, Biogasanlagen) verdrängt (Richter 2006).

7.1.3 Verlauf der Netztemperaturen im Sommer und Winter

Die Netze Weststadt/Stadtnetz, Böfingen, Eselsberg, Wiblingen und Kuhberg/Verbindungsleitung zählen mit gleitend gefahrenen Vorlauftemperaturen von T_{VL} 70-110 °C, $T_{RL} = 50$ °C bzw. $T_{VL} = 70-120$ °C, $T_{RL} = 50$ °C im Netz Kuhberg/Verbindungsleitung zu den Warmwassernetzen. In Abbildung 7-2 ist anhand der Temperaturfahrkurve für die Vorlauftemperaturen 80-130 °C der Zusammenhang zwischen der Umgebungstemperatur und der Vorlauftemperatur abgebildet.

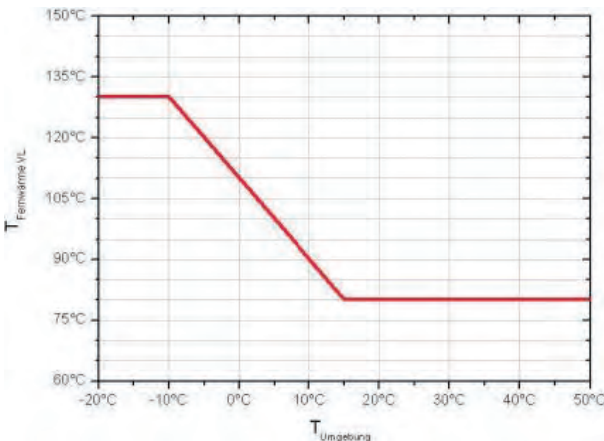


Abbildung 7-2: Fernwärme-Temperaturfahrkurve

Die Teilnetze Universität, Donautal, Kältenetz Science Park II sowie das Dampfnetz werden konstant betrieben, hier bleiben die Vorlauftemperaturen im Laufe eines Jahres unverändert.

Die mittleren Wärmeverluste im Netz der FUG betragen 15 % der eingespeisten Jahresarbeit (FW Ulm 2012).

7.1.4 Druckstufen, Differenzdrücke

In Ulm liegt die Druckstufe der Warmwassernetze (F2, F4, F5, F6, F8) bei PN 16, dies entspricht 16 bar_a bei einer Temperatur von 20 °C (Spirax 2012). Das Dampfnetz (F3) sowie das Teilnetz Donautal (F7) verfügen über die Druckstufen PN 16 und PN 25; dem höchsten Druck im Fernwärmenetz der FUG hält das Teilnetz der Universität mit 40 bar bzw. 25 bar stand. Im Fernwärmenetz der FUG ist der minimale Differenzdruck in den Teilnetzen Böfingen, Eselsberg und Wiblingen mit 0,8 bar am geringsten. In den anderen Teilnetzen beträgt dieser 1 bar, beim Kaltwassernetz Science Park II 0,6 bar.

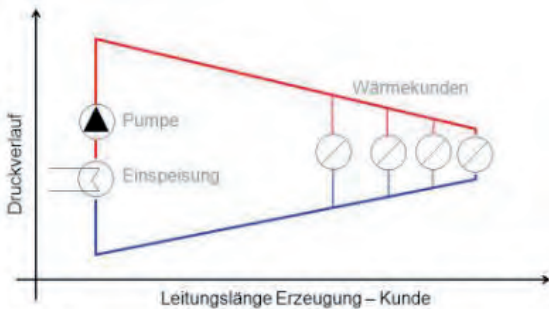


Abbildung 7-3: Druckschaubild

7.1.5 Geplante Netzentwicklung

Zurzeit läuft in Ulm in der Innenstadt die Umstellung des Dampfnetzes auf Heißwasser. Von der Dampfnetzumstellung erhofft sich die FUG niedrigere Betriebskosten und geringere Wärmeverluste sowie eine bessere Ausnutzung der KWK-Anlagen. Zudem soll das Fernwärmenetz durch den Austausch alter Leitungen zukunftsfähig gemacht werden (GEF 2012). Die Dampfnetzumstellung (DNU) erfolgt in mehreren Umstellungsschritten: Jahr für Jahr wird ein Teilgebiet des Dampfnetzes umgestellt. Dies erfordert umfangreiche Änderungen: Neben der Leitungsertüchtigung und der Anpassung von Armaturen etc., müssen die Hausanschlussstationen (HAST) der Kunden angepasst werden (Friedrich 2007). Die Umstellung muss jeweils bis zu Beginn der Heizperiode abgeschlossen sein, um die Wärmeversorgung der Kunden zum Heizen sicherstellen zu können. Während der Umstellungswochen von Einzelgebieten kann die Brauchwassererwärmung nach Erfordernis über mobile Heizzentralen erfolgen. Bis voraussichtlich zum Jahr 2022 soll das gesamte Dampfnetz inklusive der Nordleitung nach Böfingen auf Heißwasser umgestellt werden.

7.2 Nachfrage

7.2.1 Verbraucherstruktur

Zu den Fernwärmekunden der FUG zählen Verbraucher aus den Bereichen Gewerbe, Industrie, öffentliche Gebäude und Haushalte. Hiervon bildet das Gewerbe mit 40 % den größten Teil, gefolgt von den Haushalten mit einem Anteil von 28 %. Kunden aus der Industrie bilden einen Anteil von 25 %, während öffentliche Gebäude nur 7 % der Verbraucher darstellen. Insgesamt gibt es im Netz der FUG 2.650 Hausanschlussstationen (HAST). Die thermi-

schen Anschlussleistungen reichen von den kleinsten Leistungen mit 12 kW bis hin zu den großen Kunden mit bis zu 35.000 kW (FW Ulm 2012).

7.2.2 Wärmeabsatz

Der Wärmeabsatz weist ein großes Gefälle zwischen Winter- und Sommerhalbjahr auf: 75 % der Wärmearbeit werden im Winterhalbjahr von Oktober bis März verkauft, die übrigen 25 % werden von April bis September abgenommen. Analog zum Wärmeabsatz verändert sich auch die Wärmeeinspeisung. Diese muss so gewählt sein, dass abzüglich der anfallenden Netzverluste ausreichend Wärme zur Versorgung des Wärmebedarfs der Kunden verfügbar ist. Abbildung 7-4 veranschaulicht die Schwankung der Wärmeerzeugung im Jahr 2008.

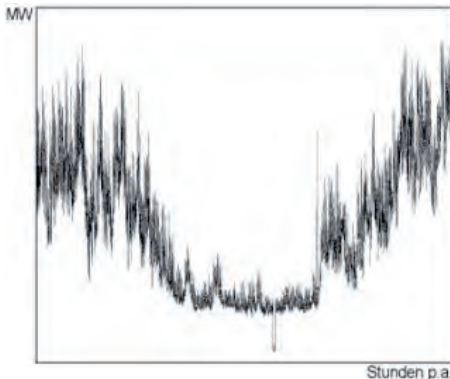


Abbildung 7-4: Ganglinie der Erzeugersumme 2008

7.2.3 Erwartete Entwicklung

Aufgrund von Gebäudesanierungen ist im Allgemeinen zukünftig mit einem Rückgang des Wärmemarktes und somit auch der Anschlusswerte zu rechnen. Dennoch sieht die FUG Wachstumspotenzial für das Fernwärmenetz. Für das Gebiet der Dampfnetzumstellung (F3) geht die FUG davon aus, dass jährlich rund 3,75 % der Gebäude saniert werden, wodurch ihr Wärmeverbrauch um 30 % sinken wird. Dies macht einen Verbrauchsrückgang in Höhe von 1,09 MW jährlich aus.

Durch die Dampfnetzumstellung ergibt sich für die FUG die Chance, die Fernwärme im Bereich des derzeitigen Dampfnetzes weiter auszubauen. Ein zusätzliches Anschlusspotenzial besteht vor allem bei Wohngebäuden, da die Bereiche Industrie, Verwaltung und Gewerbe bereits größtenteils fernwärmeversorgt sind. Die FUG rechnet im Zeitraum von 2013 bis 2022 mit einem Zuwachs von jährlich 1,45 MW.

Insgesamt ergibt sich demnach entgegen dem Trend in vielen anderen Städten nach Einschätzung der FUG ein jährlicher Anstieg des Anschlusswertes im Bereich der Dampfnetzumstellung (DNU) um 0,36 MW. Ausgehend von einem Anschlusswert von 162 MW im Jahr 2013 wird dieser laut den Berechnungen der FUG auf 165 MW im Jahr 2022 leicht steigen.

Neben der Verdichtung des aktuellen Netzgebietes (siehe 12 in Abbildung 7-5) besteht die Möglichkeit, durch den Ausbau der Fernwärme in angrenzenden Vierteln Neukunden zu gewinnen. Die komplette Neuerschließung von Gebieten stellt eine dritte Möglichkeit zum Aus-

bau des Fernwärmenetzes und zur Steigerung des Wärmeabsatzes dar. Hierfür mögliche Gebiete sind in Abbildung 7-5 in den Feldern 8 und 13 gekennzeichnet.

Genaue Zahlen über einen geplanten Ausbau des Fernwärmenetzes liegen nicht vor.

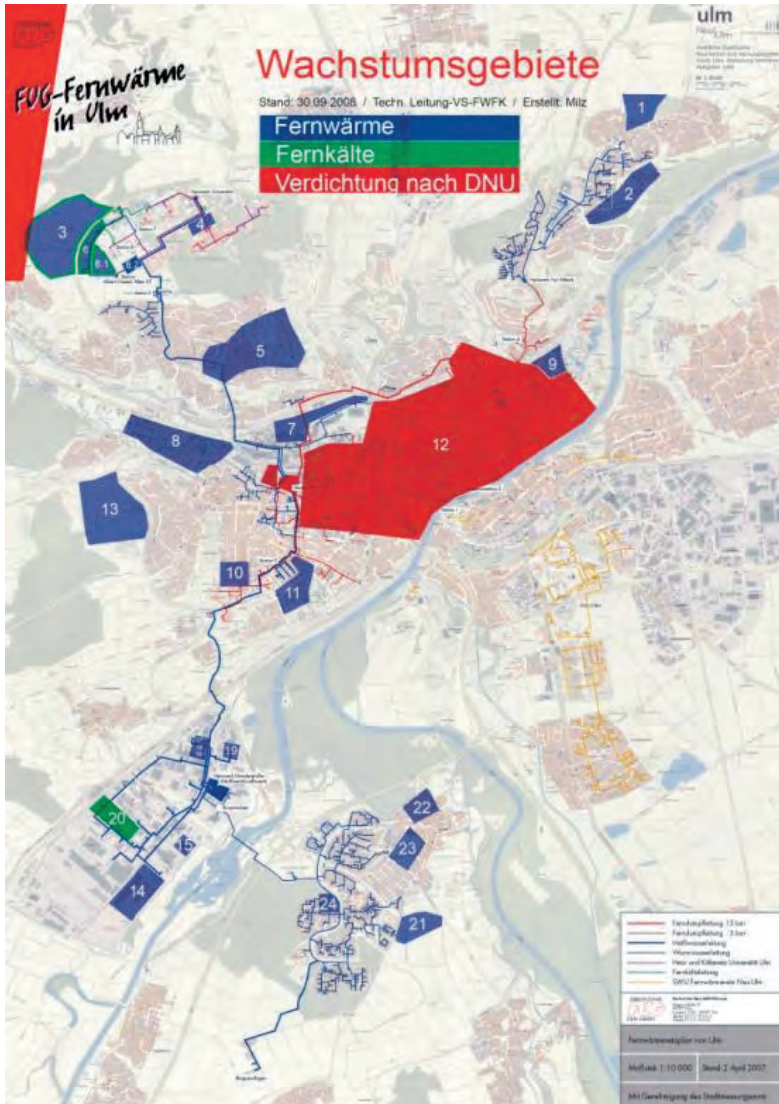


Abbildung 7-5: Wachstumsgebiete im Fernwärmenetz der FUG (FW Ulm 2012)

7.2.4 Erzeugung

Die Wärme für das Ulmer Fernwärmenetz wird von einer Reihe verschiedener Erzeugungsanlagen bereitgestellt. Zwei Erzeugerstandorte dominieren (Magirusstraße und Daimlerstraße) und können im Bedarfsfall von zwei Heizwerken unterstützt werden (mehrzentrische Erzeugung). Nachfolgend soll ein Überblick über die Erzeugungsanlagen und die eingesetzten Brennstoffe gegeben werden.

7.2.5 Erzeugeranlagen

Im Ulmer Fernwärmenetz stehen vier Heizkraftwerke, drei Heizwerke zur Wärmeerzeugung sowie mehrere Einspeiser von Abwärme zur Verfügung:

Standort Magirusstraße:

- Heizkraftwerk Magirusstraße: Kessel für Steinkohle sowie bivalente Kessel für Erdgas/leichtes Heizöl, Stromerzeugung über eine Dampfsammelschiene, insg. 284 MW_{th}
- Biomasse-Heizkraftwerk I: 40 MW_{th}
- Biomasse-Heizkraftwerk II: die Inbetriebnahme erfolgt im Jahr 2012, Leistung 20 MW_{th}

Standort Daimlerstraße

- Müllheizkraftwerk Ulm-Donautal: 28 MW_{th}
- Heizwerk Daimlerstraße: bivalente Kessel Erdgas/leichtes Heizöl, max. 110 MW_{th}
- geplant: Wärmespeicher für 95 MWh

Sonstige Standorte

- Heizwerk Fort Albeck: mit leichtem Heizöl befeuert, 18 MW_{th}
- Heizwerk Universität: 40 MW_{th}
- Externe Wärmeeinspeiser: Blockheizkraftwerke und industrielle Abwärme

Heizkraftwerk Magirusstraße (HKW)

Das in der Magirusstraße gelegene Heizkraftwerk (HKW) der FUG ist der zentrale Wärmeinspeiser für das Dampfnetz, das nachgeschaltete Gebiet Böfingen sowie die Netzgebiete Weststadt und Universität. Es verfügt über fünf Kessel, von denen zwei mit leichtem Heizöl/Gas und drei mit Steinkohle befeuert werden. Die Steinkohle-Kessel besitzen thermische Leistungen von 2 x 52 und 65 MW, die jeweils mit Öl und Gas befeuerten Kessel 1 und 6 weisen Leistungen von 58 und 91 MW auf. Das Heizkraftwerk verfügt über eine Sammelschiene. Das bedeutet, dass der in den Kesseln erzeugte Dampf über eine gemeinsame Sammelschiene zu einer oder mehreren Dampfturbinen geleitet wird. Es gibt vier Dampfschienen mit Dampfdrücken von 64, 15, 3 und 1 bar. Der Frischdampf hat eine Temperatur von 460 °C bei einem Dampfdruck von 64 bar. Die Turbinen verfügen insgesamt über eine elektrische Leistung von 27 MW (bei einer genehmigten Feuerungswärmeleistung der Kessel von 294 MW). Ein Teil des Dampfes der 15-bar-Schiene dient zur Fernwärmeversorgung der Dampfleitungen und der Hochtemperatur-Uni-Leitung. Der Großteil des Dampfes wird in die Turbinen geleitet und dort bei 15 bar ausgekoppelt oder bis auf einen Gegendruck von 3 bar entspannt. Abhängig von seinem Druck wird der austretende (teil-) entspannte Dampf in die 3 bar- oder 15 bar-Schiene geleitet. Der Dampf aus der 15 bar-Schiene wird in einer weiteren Turbine entspannt oder dient der Einspeisung ins Fernwärmenetz. Der Energiegehalt der 3-

bar-Schiene wird hingegen komplett mittels Wärmetauscher an die Fernwärmenetze Uni, Stadt und Kuhberg übertragen. Aus der 1 bar-Schiene werden keine Kunden mit Fernwärme versorgt.

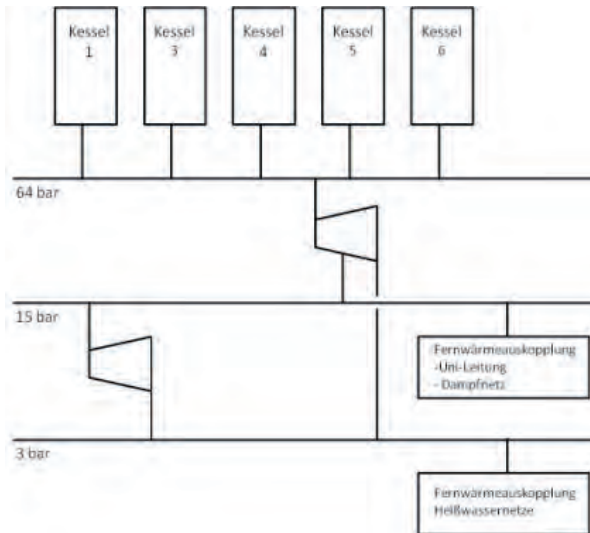


Abbildung 7-6: Schema der Sammelschiene des HKW

Die aus dem Jahr 1949 stammenden Steinkohlekessel 3 und 4 werden Ende 2012 stillgelegt, da sie die Anforderungen der 13. Bundesimmissionsschutzverordnung (13. BImSchV) nicht erfüllen und keine Nachrüstung geplant ist. Der dann verbleibende Steinkohlekessel 5 aus dem Jahr 1954 wird für 7,5 Mio. € ertüchtigt, ebenso wie die Kessel 1 und 6, deren Ertüchtigung im Jahr 2011 jeweils rund 1 Mio. € gekostet hat. Laut Betriebsbericht für das Jahr 2011 betrug die Nettostromerzeugung (Eigenbedarf der Anlage noch nicht einberechnet) 27 GWh und es wurden rund 243 GWh Wärmearbeit in das Fernwärmenetz eingespeist. Bei einem Wärmeabsatz von rund 600 GWh wird deutlich, dass das HKW einen bedeutenden Wärmeeinspeiser für das Fernwärmenetz der FUG darstellt.

Biomasse-Heizkraftwerk I (Bio I)

Das Biomasseheizkraftwerk I (Bio I) steht am Standort Magirusstraße und wird auch als Kessel 7 des HKW bezeichnet. Das Investitionsvolumen des seit 2004 betriebenen Biomasse-HKW belief sich auf 37 Mio. €. Um für den erzeugten Strom EEG-Vergütung zu bekommen, muss Bio I als separater Komplex mit eigener Turbine und Generator errichtet werden (Ausschließlichkeitsprinzip EEG). Eine Integration in die Sammelschiene und damit eine gemeinsame Nutzung der vorhandenen Infrastruktur ist nicht zulässig, was die Investitionskosten für Bio I erhöht hat. Der in Bio I eingesetzte Brennstoff besteht zu 50 % aus naturbelasstem Frischholz und zu 45 % aus Altholz der Kategorien A1 bis A3, Altholz der Kategorie A4 macht einen Anteil von 5 % aus. Sowohl das Frisch- als auch das Altholz werden als Hackschnitzel per LKW angeliefert (maximal 40 LKW pro Tag). Ein wichtiger Holzlieferant hat seinen Standort im ca. 70 km entfernten Bad Wurzach. Vor der Verbrennung werden das Frisch- und das Altholz gemischt. Die Feuerung des Kessels verfügt über einen Vorschubrost, die Feuerungswärmeleistung beträgt 58 MW. Der Kesselwirkungsgrad beträgt 86,6 %.

Die Anlage läuft mindestens 8.000 Stunden jährlich und leitet den erzeugten Dampf mit 452 °C und 60 bar in einen Entnahme-Gegendruck-Turbinensatz mit $P_{el} = 9,6$ MW (Schmidt 2010), (FW Ulm 2012), (Humboldt 2008). Der aus der Turbine austretende (teil-) entspannte Dampf wird - analog zum Dampf des Heizkraftwerkes Magirusstraße - in die 3-bar-bzw. 15-bar-Schiene des HKW geleitet. Der erzeugte Strom wird in das Stromnetz eingespeist und erzielt nach eigener Ermittlung eine Stromvergütung gemäß des EEG 2004 in Höhe von 110,09 €/MWh.

Biomasse-Heizkraftwerk II (Bio II)

Das Biomasseheizkraftwerk II (Bio II) befindet sich momentan im Bau und wird voraussichtlich im Herbst 2012 in Betrieb genommen. Es wird - wie das Biomasseheizkraftwerk I - am Standort Magirusstraße errichtet. Genehmigungsrrechtlich darf Altholz der Kategorie A1 – A2 und Frischholz eingesetzt werden. Aus heutiger Sicht wird die Kesselanlage lediglich mit Altholz befeuert werden. Das Investitionsvolumen beläuft sich auf rd. 32 Mio. €, die thermische Leistung wird 20 MW betragen, die elektrische Leistung 5 MW.

Müllheizkraftwerk Ulm-Donautal (MHKW)

Das im Industriegebiet Donautal gelegene Müllheizkraftwerk (MHKW) hat bis zum Bau der Verbindungsleitung ausschließlich die Fernwärmenetze Donautal und Wiblingen mit Wärme versorgt. Der Eigentümer und Betreiber des Müllheizkraftwerkes ist der Zweckverband Thermische Abfallverwertung Donautal (TAD), die Betriebsführung obliegt der FUG. Im 2007 fertiggestellten Kraftwerk wird Restmüll von rund 1 Mio. Einwohnern aus zwei Stadt- und sechs Landkreisen über eine Rostfeuerung bei Temperaturen von 900-1.100 °C verbrannt. Der entstehende Frischdampf hat 360 °C bei einem Druck von 39 bar. Jährlich werden rund 150.000 t Müll eingesetzt. Im Jahr 2011 wurden im MHKW 121,5 GWh Wärme und 47,6 GWh Strom abgegeben (ZV-TAD 2012a, ZV-TAD 2012b) (ITAD). Der erzeugte Strom wird von der TAD an der Börse und die entstehende Wärme an die FUG verkauft.

Die FUG ist die Verpflichtung eingegangen, das Wärmeangebot des MHKWs stets abzunehmen, wenn eine entsprechende Wärmenachfrage im Netz Donautal/ Wiblingen besteht. Jedoch ist seitens des TAD die Höchstmenge der Wärmeabnahme auf 120 GWh jährlich begrenzt, da sonst die Wärmeauskopplung durch eine hohe Stromeinbuße wirtschaftlich nicht mehr attraktiv ist. Diese Menge entspricht bei einer maximalen thermischen Leistung von 28 MW 4.400 Vollastbenutzungsstunden. Die Mindestlast des MHKW liegt bei 6 MW_{th}. Bisher konnten durch ein ausreichendes Müllaufkommen die thermische Leistung von 28 MW als gesichert angesehen werden.

Heizwerk Daimlerstraße (HWD)

Das Heizwerk Daimlerstraße (HWD) befindet sich neben dem MHKW im Industriegebiet Donautal. Vor dem Bau der Verbindungsleitung und des MHKW war es der zentrale Wärmeerzeuger für das Fernwärmenetz Donautal und Wiblingen. Heute dient es als Spitzenheizwerk, da seine Wärmegestehungskosten höher sind als die anderer Erzeuger. Es verfügt über 5 Kessel, die seit 1979 mit bivalenten Brennern ausgestattet sind und sowohl mit Erdgas als auch leichtem Heizöl (HEL) befeuert werden können. Als Normalbetrieb gilt die Verfeuerung von Erdgas, das Heizöl EL darf im Ausnahmefall zu maximal 5.000 t pro Jahr eingesetzt werden.

Die Kessel 1 und 2 stammen aus dem Jahr 1967, die Kessel 4 und 5 aus 1977. Alle Kessel wurden bis 1979 ausschließlich mit schwerem Heizöl und ab 1992 mit leichtem Heizöl betrieben. Aufgrund von bei der Umstellung gemachten Erfahrungen und auftretenden Problemen

(Undichtigkeiten) werden die Kessel seit 1997 nur noch unter Teillast gefahren. Bei den Kesseln 1 und 2 ist die Fernwärmeleistung hierdurch auf 15 MW und bei den Kesseln 4 und 5 auf 30 MW je Kessel beschränkt. Da der ursprüngliche Kessel 3 durch häufige Undichtigkeiten einen hohen Instandhaltungsaufwand verursachte, wurde der Eckrohr-Strahlungskessel im Jahr 2004 durch einen Großraumwasserkessel mit einer maximalen Feuerungswärmeleistung von 20 MW ersetzt (FW Ulm 2012). Ebenso wie die Steinkohlekessel 3 und 4 des HKW entsprechen die Kessel 1 und 2 nicht den Anforderungen der 13. BImSchV und werden daher Ende 2012 stillgelegt. Die Kessel 4 und 5 wurden im Jahr 2011 für je 0,3 Mio. € ertüchtigt, um einen weiteren Betrieb zu ermöglichen.

Geplanter Wärmespeicher Daimlerstraße

Die FUG plant am Standort des MHKW einen Wärmespeicher zu errichten. Um Lastspitzen im Bereich des Industriegebietes abzudecken, müssen täglich für wenige Stunden die bivalenten Kessel eingesetzt werden. Der Speicher soll es ermöglichen, diese Spitzen durch KWK-Wärme aus dem MHKW zu decken. Geplant ist ein (oder mehrere) Druck-Wasser-Speicher aus Stahl mit einer Größe von 95 MWh (bei einer Spreizung von 90 °C bis 145°C).

Externe Wärmeeinspeisung: Blockheizkraftwerke und industrielle Abwärme

In das Fernwärmenetz wird an verschiedenen Stellen Wärme von externen Anbietern eingespeist: Im Industriegebiet Donautal und in Wiblingen geben jeweils zwei Blockheizkraftwerke die entstandene Wärme an das Fernwärmenetz ab. Ein BHKW im Netzgebiet Donautal wird mit Pflanzenöl betrieben, die übrigen Blockheizkraftwerke verbrennen Biogas. Im Jahr 2011 lag die Wärmearbeit dieser BHKWs bei insgesamt 7.560 MWh. Die Wärme der BHKWs wird in den Rücklauf des Fernwärmenetzes Wiblingen eingespeist, wobei die Temperatur des Rücklaufs durch die Einspeisung des BHKW in der Gögglinger Straße von 67 °C auf 83 °C angehoben wird. Hierdurch ist es möglich, Kunden an den Rücklauf anzuschließen und somit die Auslastung/übertragene Wärmeleistung des Netzes zu erhöhen.

Zwei weitere externe Wärmeeinspeiser (u.a. Abwärme aus einem Holzverarbeitungsbetrieb) speisen ebenfalls in den Rücklauf ein, die eingespeiste Wärmearbeit dieser Abwärmequellen ist jedoch vergleichsweise gering.

Heizwerk Fort Albeck (HWFA)

Das im Netzteil Böfingen/Eichberg liegende Heizwerk Fort Albeck ist seit 1965 für die FUG im Einsatz. In den Jahren 2001 und 2002 fand eine Generalsanierung statt, bei der alle wesentlichen Anlagenkomponenten erneuert wurden. Seitdem wird das HWFA im „Betrieb ohne Beaufsichtigung“ (BoB) von der Leitwarte des HKW aus als Spitzen- und Reservekessel gesteuert. Als Brennstoff dient leichtes Heizöl, die Leistung beläuft sich auf 18 MW.

Heizwerk Universität

Die Universität betreibt ein eigenes Heizwerk mit einer maximalen Leistung von 40 MW. Damit kann sie ihren Wärmebedarf im Höchstlastfall oder im Störfall abdecken. Die dort erzeugte Wärme kann nicht in das Fernwärmenetz der FUG eingespeist werden, jedoch kann das Heizwerk die Leistung von FUG-Anlagen verdrängen.

Die Heizwerke im Kraftwerkspark der FUG haben nicht nur eine bilanzielle Aufgabe - die Deckung der Wärmebedarfsspitzen - sondern sind auch hydraulisch ein wichtiger Bestandteil des Fernwärmenetzes: Im Fall einer hohen Wärmenachfrage und einer dementsprechend großen Wassermenge, die es zu fördern gilt, kann es unter Umständen dazu kommen, dass die Netzpumpen die nötige Fördermenge zur Versorgung des kritischen Kunden nicht aufbringen können. Dies kann zu Leitungsgespässen führen. Durch die verteilte Lage können Heizwerke in solchen Situationen zur Wahrung der nötigen Differenzdrücke an kritischen Netzknoten eine wichtige Funktion in der Wärmeversorgung einnehmen und die Wärmeversorgung (der vom Haupterzeuger weiter entfernten Netzgebiete) sicherstellen.

Für einen Betreiber wie die FUG ist es von besonderem Interesse, wenn Erzeugungsanlagen über ihre rechnerische Nutzungsdauer hinaus betrieben werden. Nach Ablauf der rechnerischen Nutzungsdauer ist die Anlage abgeschrieben und es fallen nur noch Kosten für Betrieb und Instandhaltung an. Dies lässt die erzielbaren Erlöse aus der Strom- und Wärmeerzeugung ansteigen, was zu einem besseren Ergebnis des Kraftwerksbetreibers führt. Im Kraftwerkspark der FUG befinden sich bis auf die beiden Biomasseheizkraftwerke Bio I und Bio II alle Kessel im sogenannten „goldenen Ende“, ihr Betriebszustand wird lediglich durch Reinvestitionen aufrechterhalten.

7.2.6 Brennstoffeinsatz

Von den in den Heiz(kraft)werken der FUG eingesetzten Brennstoffen hat Steinkohle den größten Anteil. Die zweitgrößte Wärmemenge wird vom MHKW eingespeist, der Anteil des Abfalls am Brennstoffmix liegt bei 15 %. Erdgas und Heizöl schlagen nur mit sechs bzw. zwei Prozent zu Buche. Es ist festzuhalten, dass die erneuerbaren Energien auch heute schon mit 41 % den größten Anteil am Brennstoffeinsatz ausmachen. Dies liegt daran, dass das Biomasseheizkraftwerk I mit einer Wärmeeinspeisung von 300 GWh im Jahr nur knapp hinter der Wärmearbeit des übrigen HKW liegt.

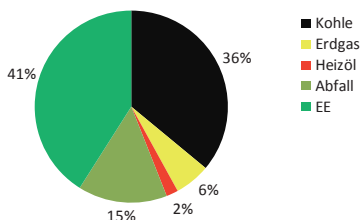


Abbildung 7-7: Anteil der Energieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz

7.3 Ausgangssituation und Entwicklung der Varianten

In den kommenden Jahren stehen dem Fernwärmenetz und Erzeugerpark der FUG zahlreiche Änderungen bevor: Bis Ende des Jahres 2012 werden zwei Steinkohlekessel des HKW

mit einer thermischen Gesamtleistung von 104 MW_{th} sowie zwei Kessel des HWD mit je 15 MW_{th} aufgrund der Vorgaben der 13. BImSchV stillgelegt. Als neue Erzeugungsanlage wird das Biomasseheizkraftwerk II mit einer thermischen Leistung von 20 MW_{th} am Standort Magirusstraße den bestehenden Kraftwerkspark ergänzen. Auch netzseitig finden in Ulm erhebliche Veränderungen statt. Seit dem Jahr 2010 wird an der Umstellung des Dampfnetzes auf Heizwasser gearbeitet: Nach und nach werden die weiteren Umstellungsschritte folgen, bis die Dampfnetzumstellung (DNU) im Jahr 2022 planmäßig abgeschlossen wird.

Aufgrund der erfolgten und weitreichenden Umstrukturierungen in der Erzeugung und im Netz gibt es in Ulm aktuell kein „window of opportunity“ für die schnelle weitere Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung. Deshalb wird für die folgende Untersuchung **das Jahr 2020 als Basis** für die Entwicklung von Varianten zur weiteren Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien verwendet.

Für das Jahr 2020 wird angenommen, dass die DNU erfolgreich abgeschlossen ist, dass das Biomasseheizkraftwerk II 2012 in Betrieb genommen ist und die stillzuliegenden Kessel im Jahr 2012 vom Netz genommen werden.

Für die Entwicklung von Varianten wird der Erzeugerpark ab 2020 betrachtet und verschiedene erneuerbare Wärmeerzeugungsanlagen in die Erzeugereinsatzreihenfolge (EER) eingegliedert. So lässt sich die Auslastung der einzelnen Erzeuger abschätzen und die Größe möglicher Neuanlagen sinnvoll dimensionieren. Die Einsatzplanung über eine Erzeugereinsatzreihenfolge betrachtet die bilanzielle Deckung des Wärmebedarfs. Die Netzhydraulik wird aus Gründen der Vereinfachung nicht berücksichtigt.

Um den Erzeugereinsatz für das Jahr 2020 ermitteln zu können, ist eine Abschätzung des Wärmebedarfs notwendig. Hierfür werden Daten zu Erzeugung und Netz aus den Jahren 2007 und 2008 herangezogen, die über in das Leitungssystem eingebundene Messblenden unabhängig voneinander erfasst und jeweils zu einer Erzeugungs- und Bedarfssumme aufaddiert wurden. Die Höchstlast des Jahres 2008 bei einer minimalen Außentemperatur von -12,2 °C (217,84 MW_{th}) wird hochskaliert auf eine theoretische Höchstlast bei -16 °C (280,29 MW_{th}), also den Auslegungsfall.

Bis zum Jahr 2020 wird in Absprache mit der FUG von einem Zuwachs des Anschlusswertes um 25 MW_{th} ausgegangen. Bei einer Gleichzeitigkeit von 70 % entspricht dies einem Zuwachs der Höchstlast um 17,5 MW_{th}. Gleichzeitig wird durch eine zunehmende Wärmedämmung der Gebäude etc. mit einem jährlichen Rückgang der Höchstlast um 0,5 % gerechnet. Die erwartete Höchstlast für 2020 bei -12 °C liegt demnach bei 222,6 MW_{th}. In diesen Werten sind die Wärmeverluste in den Fernwärmeleitungen in Höhe von 15 % bereits berücksichtigt. Die Höchstlast ist also die von den Kraftwerken zu liefernde Leistung an das Netz. Um Verluste innerhalb der Kraftwerke zu berücksichtigen, wird die erwartete Höchstlast um 10 % beaufschlagt. Die benötigte Erzeugerleistung im Höchstlastfall bei Berücksichtigung dieses Sicherheitsaufschlags beläuft sich auf 244,8 MW_{th}.

Um den Lastgang für das Jahr 2020 abzubilden, wird die Form der stündlichen Jahresdauerlinie von 2008 beibehalten. Anhand dieser werden der neue Höchstlastwert für 2020 skaliert und die Leistungswerte entsprechend nachgebildet (siehe Abbildung 7-8).

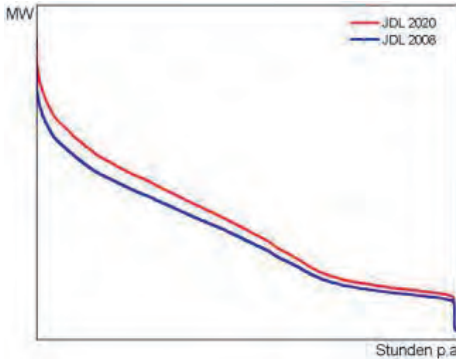


Abbildung 7-8: Schematische Darstellung der Nachbildung der Jahresdauerlinie von 2020

In Absprache mit der FUG wird für den Zeitraum nach 2020 angenommen, dass der Wärmebedarf jährlich um 1,5 % zurückgeht, es aber gleichzeitig gelingt, durch Akquise von Neukunden den Wärmebedarf um 0,8 % pro Jahr zu erhöhen, so dass im Saldo ein Wärmerückgang von 0,7 % p.a. angesetzt wird. Der höchste Wärmebedarf besteht nach diesen Annahmen im Jahr 2020, im Jahr 2040 läge der Bedarf etwa wieder auf dem heutigen Niveau. Dieser Ansatz ist – was den Fernwärmeabsatz angeht – deutlich optimistischer als der Ansatz in Jena.

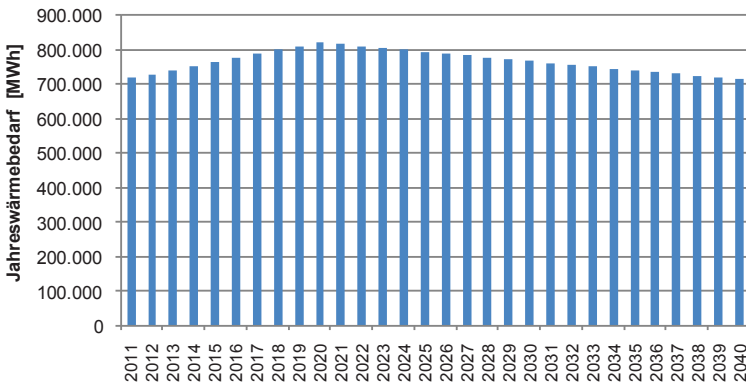


Abbildung 7-9: Entwicklung Fernwärmebedarf FUG 2011- 2040

Unter diesen Annahmen liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmeerzeugung in Ulm im Basisjahr 2020 bereits bei 77 %. In dieser Modellregion steht also die Eingliederung erneuerbarer Energien bis in die Spitzenlast im Fokus.

7.3.1 Entwicklung der Varianten

Da die FUG aktuell eine Umstrukturierung des Erzeugerparcs vorgenommen hat (Neubau Biomasse-HKW 2, Ertüchtigung und Stilllegung von Kesseln), liegt das nächste realistische Zeitfenster für einen erneuten Austausch von Erzeugungsanlagen erst nach dem Jahr 2020.

Nachfolgend werden die Möglichkeiten eines Einsatzes von erneuerbaren Energien im Fernwärmenetz der FUG zunächst einer Vorprüfung unterzogen. Hierbei werden u.a. Anforderungen an geeignete Standorte, Leistungen der Anlagen sowie die Möglichkeiten zur Einbindung in das Fernwärmenetz Ulm berücksichtigt. Um für die Entwicklung der Varianten eine Ausgangsbasis zu schaffen, werden in der Vorprüfung auch die **spezifischen Wärmege-
stehungskosten im Jahr 2020** abgeschätzt. Dazu dienen die Preise von 2011 als Basis. Diese werden entsprechend einer jährlich zu erwartenden Steigerung bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben. Wenn keine Anpassungen für die Situation in Ulm notwendig sind, werden die gleichen Daten verwendet wie für das Modellnetz und für die Modellregion Jena. Die Parameter, die der Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde gelegt werden, sind im Anhang in Kapitel 10.3 ausführlich dokumentiert. Für zukünftige EEG-Vergütungen wird angenommen, dass das EEG 2012 fortbesteht und die Höhe der Vergütungssätze gemäß der heute festgelegten jährlichen Degression immer weiter absinkt.

7.3.2 Vorprüfung Biomasse

Biomasse hat aktuell nicht nur den höchsten Anteil an der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, sondern bietet aufgrund ihrer technischen Vielfalt auch die größte Auswahl an Einsatzmöglichkeiten. Es werden zunächst vier Umsetzungsoptionen für Biomasse einer Vorprüfung unterzogen, drei KWK-Optionen und eine Kessel-Option:

- Option 1: Biomasse-KWK-Anlage auf Holzhackschnitzel- oder Pelletbasis
- Option 2: Mitverbrennung von holzartiger Biomasse im Steinkohlekessel
- Option 3: Biogas-BHKW
- Option 4: Biomasseeinsatz im Heizwerk

Option 1: Biomasse-KWK mit separatem Biomasse-Kessel

Der Bau einer weiteren Biomasse-KWK-Anlage (Bio III) ist für die FUG frühestens im Jahr 2025 sinnvoll, wenn die EEG-Förderung ihrer ersten Biomasse-KWK-Anlage (Bio I) ausgelaufen ist. Es wird davon ausgegangen, dass Bio I sich nach Auslaufen der EEG-Förderung am „goldenen Ende“ der Anlagenlebensdauer befindet und es wirtschaftlich vertretbar ist, sie in der Erzeugereinsatzreihenfolge an eine Position mit weniger Vollbenutzungsstunden zu verlagern. Erst zu diesem Zeitpunkt ist es für die FUG möglich, eine neue Erzeugungsanlage in der Grundlast in Betrieb zu nehmen.

Im Rahmen dieser Betrachtung werden für den Einsatz in KWK-Anlagen Dampfturbinen gewählt, da die elektrischen Leistungen der betrachteten KWK-Anlagen in einer Leistungsklasse über 2 MW_{el} liegen und Dampfturbinen höhere Wirkungsgrade aufweisen als z.B. ORC-Anlagen, deren Einsatzfeld eher im kleineren Leistungsbereich und bei niedrigeren Temperaturen liegt. Hier soll die Realisierbarkeit eines mit Holzpellets oder Holzhackschnitzeln befeuerten Biomassekessels untersucht werden.

Leistung: Die Anlagengröße, beziehungsweise deren Leistung, ist durch den Beschaffungsaufwand der festen Biomasse begrenzt. Für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage sind möglichst hohe Einsatzzeiten, das heißt 3.500-5.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr notwendig. Um die Wirtschaftlichkeit eines Biomasseheizkraftwerks zu beleuchten, werden die

Wärmegestehungskosten für den Einsatz von Holzpellets und Hackschnitzeln für ein biomassebefeuertes HKW mit 20 MW_{th} ermittelt und verglichen. Abbildung 7-10 zeigt die veränderte Erzeugereinsatzreihenfolge (EER) für das Jahr 2020. Es wird angenommen, dass das Müllheizkraftwerk und die Bio II-Anlage die ersten beiden Positionen in der Erzeugereinsatzreihenfolge behalten und die neue Bio-III-Anlage darüber eingegliedert wird. Auf dieser Position würde die Bio III rund 7.500 Vollbenutzungsstunden erreichen.

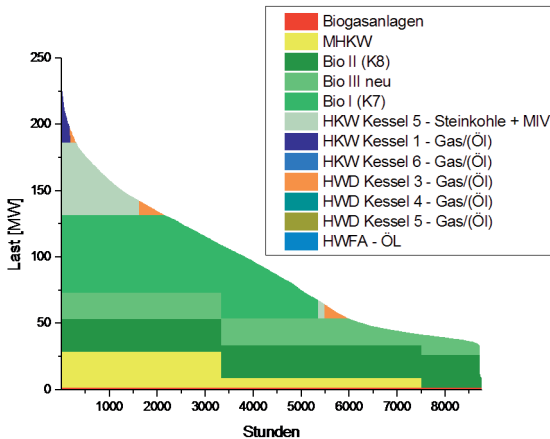


Abbildung 7-10: Jahresdauerlinie FUG „business as usual“ 2020 mit Bio III (20 MW)

Wirtschaftlichkeit: Die Nutzungsgrade werden in Anlehnung an (Grundmann 2009) auf $\eta_{\text{thermisch}} = 0,6$ und $\eta_{\text{elektrisch}} = 0,18$ festgelegt, wobei angenommen wird, dass die Anlage über eine Entnahme-Kondensationsturbine verfügt. Hier wird $\eta_{\text{elektrisch}}$ auf 0,18 reduziert, um die verminderte Stromerzeugung durch die Wärmeauskopplung zu berücksichtigen.

Tabelle 7-1: Übersicht der Kenndaten Biomassekessel 20 MW_{th}

$P_{\text{thermisch}}$	20 MW
$P_{\text{elektrisch}}$	6 MW
$\eta_{\text{thermisch}}$	0,6
$\eta_{\text{elektrisch}}$	0,18
P_{Feuerung}	33,3 MW

Der neue Kessel Bio III kann am Standort eines der beiden Ende 2012 stillgelegten Kessel errichtet und an die vorhandene Sammelschiene angebunden werden. Somit fallen lediglich Investitionskosten für den neuen Kessel sowie die Brennstoffförderanlagen an, da die vorhandene Infrastruktur in Form der Sammelschiene, Turbinen, etc. mitverwendet werden kann. Ebenso steht am Standort Magirusstraße ausreichend qualifiziertes Betriebspersonal zur Verfügung, so dass für den Betrieb des neuen Kessels kein zusätzlicher Personalaufwand entsteht. Es wird eine Wanderrostfeuerung gewählt, da diese für Holzhackschnitzel und Pellets in einem Leistungsbereich bis 60 MW Nennwärmeleistung geeignet ist (Kaltschmitt 2006, S. 496). Die spezifischen Investitionen von 230 €/kW_{th} für die Dampfkesselanlage

sowie $50 \text{ €/kW}_{\text{Feuerungswärmeleistung}}$ für die Brennstoffversorgungsanlage (Schaumann 2010, S. 193) sind bis zum Jahr 2025 aufgrund der Inflation (jährlich 1,8 %) auf $295 \text{ €/kW}_{\text{th}}$ bzw. $64 \text{ €/kW}_{\text{FWL}}$ gestiegen. Kosten für Wartung sowie Instandhaltung werden jährlich mit 3,5 % der Investitionen und Kosten für Versicherung mit jährlich 0,1 % der Investitionen berücksichtigt. Für die Ascheentsorgung werden jährlich 0,5 % der Investitionskosten veranschlagt, dieser Ansatz ist laut (FNR 2005, S. 205) konservativ geschätzt. Der Brennstoffpreis wird in (dena 2011) für Pellets mit 134 €/t und für Holzhackschnitzel mit 71 €/t angegeben. Diese Preise werden mit einer Preissteigerungsrate von jährlich 3,6 % für das Jahr 2025 hochgerechnet.

Das aktuell gültige KWKG aus dem Jahr 2009 sieht einen Vergütungsanspruch für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis Ende 2016 vor. Da die Biomasse-KWK-Anlage im Jahr 2025 in Betrieb genommen wird, wird als Vergütung für die Einspeisung des KWK-Stroms der „übliche Preis“ für das Jahr 2025 in Höhe von $64,07 \text{ €/MWh}$ angesetzt.

In der annuitätischen Betrachtung für das Jahr 2025 zeigt sich in Abhängigkeit des gewählten Brennstoffs ein deutlicher Unterschied in den Netto-Wärmegestehungskosten²¹.

Tabelle 7-2: Vergleich der Netto-Wärmegestehungskosten von Holzpellets und Hackschnitzeln in Bio III inkl. Kapitaldienst

	Holzpellets	Hackschnitzel	Einheit
Wärmegestehungskosten pro verkaufte MWh	78,2	63,0	€/MWh

Beide Brennstoffe liegen unter den erzielbaren Wärmeerlösen des Jahres 2025 ($86,22 \text{ €/MWh}$).

Nach dem Ende der rechnerischen Nutzungsdauer von 20 Jahren vergrößert sich der Kostenabstand zwischen Hackschnitzeln und Pellets zugunsten der Hackschnitzel (siehe Tabelle 7-3), weil der Vorteil der niedrigeren Brennstoffkosten stärker zu Buche schlägt.

Tabelle 7-3: Vergleich der Netto-Wärmegestehungskosten von Holzpellets und Hackschnitzeln in Bio III ohne Kapitaldienst

	Holzpellets	Hackschnitzel	Einheit
Wärmegestehungskosten pro verkaufte MWh	72,7	57,5	€/MWh

Fazit: In der Vorprüfung erweist sich eine $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ -KWK-Anlage mit Dampfturbine und Holzhackschnitzel als Brennstoff als eine denkbare Option für eine Biomasse-Variante.

Option 2: Mitverbrennung von Biomasse in einem Kohlekessel

Als zweite Biomasse-Option bietet sich in Ulm eine Mitverbrennung im mit Steinkohle befeuerten Kessel 5 des HKW Magirusstraße an. Dieser Kessel ist mit einer Rostfeuerung ausgestattet. Für eine erstmalige Verbrennung von Biomasse im HKW wird konservativ ein Anteil von 10 % angesetzt, welcher auf die dem Kessel zuzuführende Brennstoffarbeit bezogen

²¹ Netto-Wärme bezieht sich auf verkaufte Fernwärme, d.h. ohne anteilige Netzverluste.

wird. Dies entspricht dem momentan maximal möglichen Wert ohne umfangreiche Umbaumaßnahmen der bisher belegten Quellen.

Wirtschaftlichkeit: Die Wirtschaftlichkeit der Biomassenutzung in Kohlekraftwerken wird durch die Höhe der Preise für CO₂-Zertifikate und durch die Mehrkosten beeinflusst, welche durch die Substitution von Kohle durch Holz entstehen. Für die Mitverfeuerung von 10 % Biomasse setzt die Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena) spezifische Investitionen von 620 €/kW_{el} für Hackschnitzel und 310 €/kW_{el} für Holzpellets an. Diese sollen zusätzliche Investitionen für Neuanschaffungen bzw. bauliche Veränderungen an der bestehenden Anlage abdecken. Des Weiteren werden spezifische Betriebskosten auf 10,80 €/MWh_{el} für Hackschnitzel und 5,40 €/MWh_{el} für Holzpellets angesetzt (Vogel 2011). Diese Richtwerte beziehen sich hauptsächlich auf die Brennstofflogistik. Für Holzpellets wird die Hälfte der Kosten angesetzt, da sie aufgrund des geringeren Volumens weniger Lagerfläche und Platz auf den Förderbändern etc. benötigen. Da sich die Kostenangaben auf die elektrische Leistung beziehen, sind sie in Ulm für das Sammelschienenkraftwerk, dessen elektrische Leistung im Vergleich zur Feuerungswärmeleistung aller Kessel klein ist, evtl. zu niedrig. Allerdings existiert in Ulm für die Biomasse- HKW I und II bereits Brennstofflogistik für Holzhackschnitzel. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass hier kostensparende Synergieeffekte auftreten, die einen niedrigeren Kostenansatz plausibel erscheinen lassen. Der Brennstoffpreis wird in (dena 2011) für Pellets mit 134 €/t und für Holzhackschnitzel mit 71 €/t angegeben. Diese Preise werden mit einer Preissteigerungsrate von jährlich 3,6 % für das Jahr 2020 hochgerechnet auf 184,2 €/t bzw. 97,6 €/t .

In einer annuitätischen Wirtschaftlichkeitsrechnung für das Jahr 2020 werden die Kostendifferenzen für die Mitverbrennung von Hackschnitzeln und Holzpellets aufgezeigt.

Hierfür wird eine 10 %-ige Mitverbrennung im Steinkohlekessel (Kessel 5) des HKW Magirusstraße angenommen. Da die Kosten für Wartung, Instandhaltung, Personal etc. für das HKW zu einer Summe variabler Kosten zusammengefasst wurden (siehe Kapitel 10.3 im Anhang) und diese mit der Verringerung der Wärmeenergieerzeugung aus Steinkohle auf 90 % ebenfalls reduziert werden, muss die Differenz dieser variablen Kosten bei den Wärmebereitstellungskosten von Hackschnitzeln bzw. Pellets berücksichtigt werden. Unter der Annahme, dass 60 % dieser Position Brennstoffkosten beziffern und 40 % für Betriebskosten anfallen, werden 13,18 €/MWh als variable Kosten für den Einsatz der Biomasse angesetzt.

Für die Ermittlung der spezifischen Investitionskosten wird die zum Kessel zugehörige elektrische Leistung mittels der Feuerungswärmeleistung und des elektrischen Nutzungsgrades von 0,096 auf 6,7 MW festgelegt.

Tabelle 7-4: Vergleich der Netto-Wärmegestehungskosten für die erneuerbare Wärme aus Kessel 5

	Hackschnitzel	Holzpellets	Einheit
Wärmegestehungskosten pro verkaufte MWh	122,9	99,4	€/MWh

In Tabelle 7-4 ist ersichtlich, dass sich für Pellets günstigere spezifische Wärmegestehungskosten bei der Mitverbrennung ergeben als bei Hackschnitzeln. Den für den Einsatz von Pellets wesentlich geringeren Kapital- sowie Betriebskosten stehen nur wenig höhere Brennstoffkosten gegenüber. Allerdings liegen für beide Optionen die Wärmegestehungskosten über dem im Jahr 2020 erzielbaren Wärmeerlös von 77,07 €/MWh. Die Mitverbrennung ist wirtschaftlich unattraktiver als der Betrieb einer separaten Biomasse-KWK, weil für Mitverbrennung keine Kompensation der Mehrkosten über eine EEG-Vergütung erfolgt.

Fazit: In der Vorprüfung weist die Mitverbrennung spezifische Wärmegestehungskosten auf, die über den prognostizierten Wärmeerlösen liegen. Durch den absolut kleinen Anteil (10 % des Brennstoffs) steigen die Wärmegestehungskosten für Kessel 5 um 20 % bzw. 14 %.

Option 3: Blockheizkraftwerke mit Biogas- oder Biomethan

Einbindung in das Fernwärmenetz: Die allgemeinen Möglichkeiten zur Einbindung von Biogas-BHKWs in Fernwärmenetze sind in Abschnitt 4.4.2 beschrieben.

Wirtschaftlichkeit: Für die Vorprüfung werden drei BHKWs in der Jahresdauerlinie für 2020 oberhalb von Bio I und Bio II angeordnet. An dieser Stelle verdrängen die BHKWs Kesselwärme. Allerdings können an dieser Position in der Erzeugereinsatzreihenfolge keine hohen Vollbenutzungsstunden mehr erreicht werden. Die Leistung der BHKWs wird jeweils so gewählt, dass 3.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht werden.

Um die für jedes BHKW spezifischen Richtpreise für Investition, Generalüberholung sowie Instandhaltungsverträge zu ermitteln, werden die angegebenen Ausgleichsfunktionen aus (ASUE 2011) angesetzt. Diese Kosten werden unter Berücksichtigung einer jährlichen Inflation von 1,8 % für das Inbetriebnahmefahr 2020 angepasst. Hierbei ergeben sich für die drei BHKWs folgende Netto-Kostenansätze:

Tabelle 7-5: Spezifische Richtpreise der BHKW für das Jahr 2020

	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	Einheit
Spez. Richtpreis Investition	231,58	441,06	478,95	€/kW _{el}
Spez. Richtpreis Generalüberholung	86,01	133,20	140,87	€/kW _{el}
Spez. Richtpreis Instandhaltungsvertrag	7,68	9,79	10,10	€/MWh _{el}

Die Positionen „Versicherung“ und „Sonstiges“ werden - wie bei anderen Anlagen auch - mit den üblichen Sätzen von 0,1 % sowie 0,5 % der Investitionskosten p.a. berücksichtigt.

Exkurs: Nutzung des Rücklaufs als „Vorlauf mit niedrigerem Temperaturniveau“

Dreifach-Anschluss zur Versorgung von Kunden aus dem Rücklauf

Eine außergewöhnliche und innovative Variante der Einbindung von BHKW ist in Ulm-Wiblingen umgesetzt worden: Während der Sommermonate ist durch die saisonal abgesenkten Vorlauftemperaturen des Fernwärmenetzteils eine Einspeisung der BHKWs in den Vorlauf möglich. In der übrigen Zeit speisen die BHKWs in den Rücklauf ein. Um diese Wärme nutzen zu können, sind in Ulm-Wiblingen Kunden durch einen so genannten Dreifachanschluss an den Rücklauf angeschlossen.

Im Normalfall reicht in Ulm-Wiblingen das Temperaturniveau des Rücklaufs für die Wärmeversorgung der Kunden aus. Ist dies nicht der Fall, wird ein Teilstrom des Vorlaufs verwendet, um die benötigte Temperatur zur Wärmeversorgung zu erreichen. So wird die Deckung des Kundenbedarfs gesichert und die eingespeiste Wärme der BHKWs genutzt.

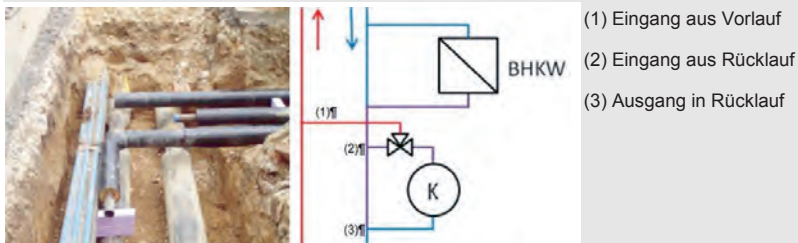


Abbildung: Dreifachanschluss zur Kundenversorgung aus dem Rücklauf

Auch wenn Wärme in den Rücklauf eingespeist wird, ist eine Pumpe zur Überwindung des Druckverlustes zwischen der Entnahme- und der Einspeisestelle erforderlich. Bei der Einstellung dieser ist darauf zu achten, den Druck zur Einspeisung nicht zu hoch einzustellen, damit das Wasser nicht entgegen der Hauptflussrichtung fließt.

Um Dreifach-Anschlüsse mit ausreichender Flexibilität z.B. für eine später evtl. erfolgende Absenkung der Netztemperaturen zu gestalten, sollte die Anschlussleitung an den Vorlauf (1) so groß dimensioniert werden, dass der Kunden auch vollständig aus dem Vorlauf versorgt werden kann.

Durch die Inanspruchnahme eines Instandhaltungsvertrages pro BHKW sind alle Wartungs- und Reparaturarbeiten inklusive der Ersatzteile und Betriebsstoffe (bis auf den Brennstoff) enthalten (ASUE 2011). Die Generalüberholung jedes BHKW wird in Anlehnung an (Schaumann/Schmitz 2010) nach jeweils 47.500 Betriebsstunden durchgeführt. Bedingt durch die unterschiedlichen Vollbenutzungsstunden ergibt dies für BHKW 1, 2 und 3 ein Intervall von 11, 12 und 13 Jahren.

Das EEG 2012 legt fest, dass verschiedene BHKWs, die mit Biomethan befeuert werden, unabhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt und Standort für die Ermittlung der EEG-Vergütung stets als getrennte Anlagen angesehen werden (BMU 2012b, § 19 Abs. 1). Für die Vergütung aus dem EEG 2012 wird im Fall der BHKWs neben der Grundvergütung die Zusatzvergütung der Einsatzstoffvergütungskategorie 1 angesetzt. Die ermittelten Vergütungssätze für die einzelnen BHKWs sind in Tabelle 7-6 aufgeführt.

Tabelle 7-6: Vergütung für Strom aus den BHKW nach dem EEG 2012

	Grundvergütung	Zusatzvergütung	Gesamtvergütung	Einheit
BHKW 1	97,84	39,62	137,46	€/MWh _{el}
BHKW 2	110,63	51,02	161,65	€/MWh _{el}
BHKW 3	112,28	51,09	163,36	€/MWh _{el}

Durch die Nutzung von Bioerdgas bei einem Nutzungsgrad größer als 70 % qualifizieren sich die BHKWs für eine Rückerstattung der Energiesteuer.

Unter Berücksichtigung der genannten Positionen sowie der Brennstoffkosten für Biomethan ergibt eine annuitätische Wirtschaftlichkeitsrechnung während des Abschreibungszeitraums von 15 Jahren (siehe VDI-Richtlinie 2067) die folgenden Wärmegestehungskosten:

Tabelle 7-7: Wärmegestehungskosten der Biomethan-BHKWs pro erzeugter MWh

	Wärmegestehungskosten inkl. Kapitaldienst	Wärmegestehungskosten ohne Kapitaldienst	Einheit
BHKW 1	167,1	159,0	€/MWh _{el}
BHKW 2	154,9	140,2	€/MWh _{el}
BHKW 3	159,9	140,6	€/MWh _{el}

Nach dem Ende der rechnerischen Nutzungsdauer sinken die Wärmegestehungskosten nur wenig, da die Brennstoffkosten den dominierenden Kostenblock darstellen.

Fazit: Bei einer Vollbenutzungsstundenzahl von nur 3.500 h können die Biomethan-BHKWs Wärme nicht zu attraktiven Kosten bereitstellen. An dieser Position in der Erzeugereinsatzreihenfolge bietet sie jedoch die Möglichkeit, fossile Kesselwärme in kleinen Scheiben durch erneuerbare KWK-Wärme zu ersetzen.

Option 4: Biomasse-Heizwerk

Neben der Eingliederung mittels einer KWK-Anlage kann Biomasse erneuerbare Energieträger auch durch den Einsatz in einem Heizwerk in das Fernwärmenetz integriert werden. Hierfür bietet sich die Umrüstung der bestehenden Kessel in den Heizwerken Daimlerstraße (HWD) oder Fort Albeck (HWFA) auf eine Befeuerung mit gasförmigem oder flüssigem Biokraftstoff an. Da die Kessel über bivalente Feuerungen verfügen, sind beide Brennstoffarten einsetzbar. Um den Beschaffungsaufwand durch Brennstofflieferungen so gering wie möglich zu halten, stellt der Bezug von Biomethan über das Erdgasnetz eine unkomplizierte Möglichkeit der Brennstoffbeschaffung dar.

Ferner ist die Eingliederung eines neuen Heizwerks denkbar. Bei dessen Planung könnte auch die Befeuerung mit fester Biomasse (Holzpellets, etc.) in Betracht gezogen werden, je nachdem, welcher Brennstoff auf lange Sicht günstiger zu sein scheint. Im Vergleich zur Umrüstung eines bestehenden Heizwerks ist die Errichtung einer neuen Heizanlage mit hohen Investitionen verbunden.

Fazit: Da die FUG mit dem HWD und dem HWFA über vier Heizkessel verfügt und diese im Rahmen dieser Bearbeitung zum Teil nur als Reserve dienen, wird der mögliche Neubau ei-

nes Heizwerkes nicht detailliert vorgeprüft, sondern die Nutzung von Biomethan in einem bestehenden Kessel ohne weitere wirtschaftliche Untersuchung als beste Heizwerksoption gewählt.

7.3.3 Vorprüfung Geothermie

Für Baden-Württemberg existieren Untersuchungen zu den Potenzialen für Geothermie. Abbildung 7-11 verzeichnet für Ulm in 2.500 m Tiefe Temperaturen im Bereich von etwa 90-95 °C. Eine Stromerzeugung ist bei diesen niedrigen Temperaturen nicht wirtschaftlich interessant, aber eine Wärmenutzung wäre in einigen Netzteilen der FUG möglich. Zwar wird der größte Teil des Ulmer Heißwassernetzes im Winter mit Temperaturen von 110 °C betrieben, jedoch kommen das Heißwassernetz im Sciencepark und einige kleine Netzteile im Winter mit 90 °C Vorlauftemperatur aus.

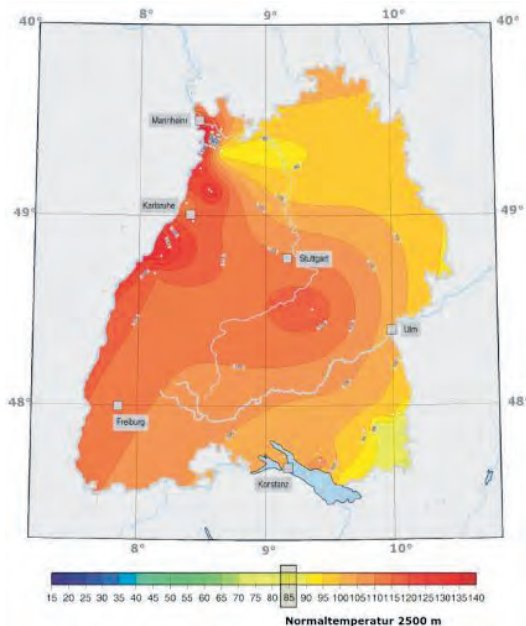


Abbildung 7-11: Temperaturkarte Baden-Württembergs für 2.500 m Tiefe

Um das Potenzial einer Geothermieanlage in Ulm abzuschätzen, wird unter Berücksichtigung der Wärmeverluste am Wärmetauscher in Ulm und dem Geothermiekreislauf und dem Fernwärmenetz von rund 5 K mit einer Einspeisetemperatur in das Fernwärmenetz in Höhe von 90 °C gerechnet.

Anhand der Formel $P = \rho_F \times c_F \times Q \times (T_i - T_o)$ kann die installierte Leistung einer Geothermieanlage ermittelt werden. Dabei stehen ρ_F und c_F für die spezifische Dichte bzw. Wärmekapazität des Wassers, Q bezeichnet die Fließrate (Schüttung) im Betrieb und T_i , T_o stehen für die Temperatur am Bohrlochkopf bzw. die Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes (Pester et al. 2007). Da für Ulm keine Informationen bezüglich der zu erwartenden Schüttung vorliegen, wird zur Verdeutlichung des großen Einflusses dieses Faktors, eine Schüttung von

100 l/s und 50 l/s angenommen. Anhand der oben genannten Formel ergibt sich für die hohe Schüttung eine Leistung von 18,8 MW und für die niedrige Schüttung eine Leistung von 9,4 MW.

Wirtschaftlichkeit: Um die Wärmegestehungskosten einer Geothermieanlage zu prüfen, wird diese in der Erzeugereinsatzreihenfolge hinter den Biogasanlagen und dem MHKW an dritter Stelle angesiedelt. Die Geothermie steht damit noch vor den Biomasseanlagen und trägt somit dazu bei, begrenzte erneuerbare Biomasse einzusparen. Anhand der ermittelten Leistungen ergeben sich für die hohe Schüttung etwa 8.730 Vbh bei einer Wärmearbeit von 164.542 MWh. Unter der Annahme der niedrigen Schüttung von 50 l/s werden während etwa 8.750 Vbh 82.460 MWh Wärme gewonnen.

Die Kosten für die Bohrung inkl. Planung und Versicherung (6.250 €/m), Pumpen (je 1.000.000 €/Pumpe), Leittechnik und Wärmetauscher (5.000.000 €) sowie die Thermalwasserreinigung (80.000 €/a) (Baumeister und Heiler 2012) werden unter Berücksichtigung der Inflation auf das Jahr 2020 skaliert. Hierbei ergeben sich folgende Kosten:

Tabelle 7-8: Kostenansätze und Abschreibungsdauern für eine Geothermieanlage im Jahr 2020

Position	Kostenansatz 2020	Abschreibungsdauer
spez. Kosten für Bohrung (Dublette, inkl. Planung und Versicherung)	7.339 €/m	50 a
Elektrische Pumpe, 1 MW	1.174.167 €	3 a
Redundanzpumpe, 1 MW	1.174.167 €	3 a
Leittechnik, Wärmetauscher	5.870.837 €	20 a
Thermalwasserreinigung	93.933 €/a	-

Unter Berücksichtigung einer rechnerischen Nutzungsdauer von 20 Jahren bei der Ermittlung des Kapitaldienstes, 2 Mitarbeitern zu je 71.706 €/a (2020), Kosten für Wartung und Instandhaltung (1,5 % der Investition/a für Leittechnik und Wärmetauscher, 2 % der Investition/a für die Pumpen), Versicherung sowie Sonstiges bei den Betriebskosten zuzüglich der Kosten für den Pumpstrombezug bei den Energiekosten ergeben sich folgende Wärmegestehungskosten:

Tabelle 7-9: Wärmegestehungskosten pro verbrauchter MWh der Geothermieanlagen

Ausprägung	Wärmegestehungskosten inkl. Kapitaldienst	Wärmegestehungskosten ohne Kapitaldienst	Einheit
hohe Schüttung	39,5	21,2	€/MWh
niedrige Schüttung	76,7	34,2	€/MWh

Die Wärmegestehungskosten ohne Berücksichtigung des Kapitaldienstes beruhen auf den Annahmen für die Kosten und Wärmearbeit für 2020.

Fazit: Die Wärme aus Geothermie weist in der Vorprüfung bei der hohen Schüttung niedrige Wärmegestehungskosten auf und bietet sich für die Variantenentwicklung an.

7.3.4 Vorprüfung Solarthermie

Die Auslegung einer Solarthermieanlage für eine Einspeisung in das Fernwärmenetz Ulms erfolgt auf die Sommerlast, um die Monate mit der stärksten Sonneneinstrahlung optimal zur Wärmegewinnung nutzen zu können.

Standortwahl: Solarthermieanlagen können auf Freiflächen und auf Dächern montiert werden. Durch die Nutzungskonkurrenz und die hohen Kauf- bzw. Pachtpreise von Freiflächen in Siedlungsnähe scheiden Freiflächen für die Errichtung einer Solarthermieanlage in Ulm aus. Es werden nur Dächer als mögliche Flächen in Betracht gezogen.

Temperaturniveau des Fernwärmenetzes: Ein Kriterium für die Auswahl eines möglichen Standorts der Solarthermieanlage ist das Temperaturniveau des nächstgelegenen Fernwärmenetzteils. In Ulm zeichnen sich die Netzteile Stadtnetz (F2), Böfingen/Eichberg (F4), Eselsberg (F5), Wiblingen (F6) und die Verbindungsleitung (F8) durch eine Vorlauftemperatur von mindestens 70 °C (im Sommer, gleitende Fahrweise) und eine über das ganze Jahr konstante Rücklauftemperatur von mindestens 50 °C aus. Da dies die niedrigsten Temperaturen im Fernwärmenetz der FUG sind, eignen sich diese Netzteile besser als die Anderen für die Einbindung einer Solarthermieanlage.

Leistung: Die Leistung einer Solarthermieanlage hängt neben der solaren Strahlungsstärke erheblich von der Kollektorfläche ab. Eine Auslegung der Solarthermieanlage auf 90 % der Sommerlast, wie sie von Bucar vorgeschlagen wird (Bucar 2005), erscheint für Ulm nicht realistisch. Für eine Sommerlast von rund 32 MW haben Berechnungen eine benötigte Kollektorfläche (brutto) von 49.536 m² ergeben, was einer Vergleichsfläche von ca. sieben Fußballfeldern entspricht.

Aus diesem Grund wird der Ansatz gewählt, die Solarthermieanlage anhand einer Beispiel-Dachfläche auszulegen (Parkdeck des Blautal-Centers, Einkaufszentrum in der Weststadt, siehe Abbildung 7-12). Es ist fast exakt nach Süden ausgerichtet und befindet sich nah an einer Fernwärmeleitung.



Abbildung 7-12: Mögliche Fläche für eine Solarthermieanlage auf dem Dach des Blautalcenters (Google Earth)

Für die Solarthermieanlage auf dem Blautal-Center werden Vakuumröhrenkollektoren ausgewählt, da sie im Gegensatz zu Flachkollektoren höhere Einspeisetemperaturen ermöglichen.

chen und in diesem Bereich zudem einen höheren Wirkungsgrad aufweisen (Wesslak/Schabbach 2009). Es wird angenommen, dass vom Blautal-Center aus im Sommer mit einer Vorlauftemperatur von rund 70 °C in den Vorlauf des Fernwärmenetzes eingespeist werden kann (Annahme analog zum Modellnetz).

Wirtschaftlichkeit In einer annuitätischen Wirtschaftlichkeitsrechnung für das Jahr 2020 werden die Wärmegestehungskosten pro MWh aus der Solarthermieanlage ermittelt. Für die Berechnung wird in Anlehnung an (Ritter XL 2012) von folgenden Parametern ausgegangen:

- verfügbare Fläche: 10.130 m²
- verfügbare Kollektorfläche (Faktor 1/3 um gegenseitige Verschattung der Module zu vermeiden): 3.377 m²
- Vakuumröhrenkollektoren (VRK) aufgrund der höheren erzielbaren Temperaturen
- Bruttokollektorfläche: 4,93 m² pro Kollektor
- Aperturfläche (wirksame Fläche): 4,5 m² pro Kollektor, insgesamt: 3.082,5 m²
- erwarteter Ertrag bei T_{VL}= ca. 70 °C (Sommerbetrieb): 570 kWh/(m²_{BKF}*a)
- erwartete Vollbenutzungstunden: 1000 Vbh/a

Hieraus ergeben sich eine Leistung von 1,76 MW und eine jährliche Wärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz von rund 1.760 MWh. Diese Wärmearbeit muss immer dann abgenommen werden, wenn sie anfällt, da aufgrund der volatilen Solarstrahlung der Zeitpunkt der Wärmezeugung nicht beeinflusst werden kann. Die Solarthermieanlage hat in der Erzeugereinsatzreihenfolge demnach eine hohe Priorität.

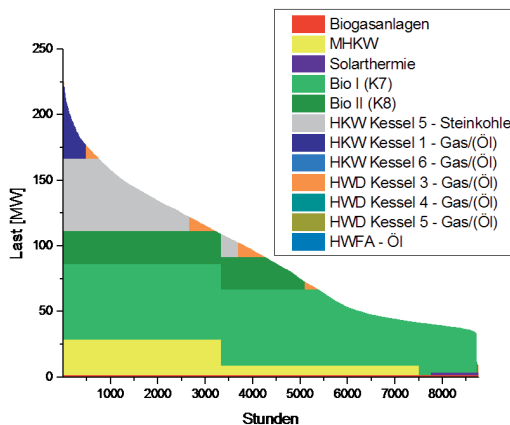


Abbildung 7-13: JDL „business as usual“ 2020 mit eingegliedert Solarthermieanlage

Abbildung 7-13 veranschaulicht die Eingliederung der obigen Solarthermieanlage in den Kraftwerkspark der FUG (unten rechts). Die Einspeisung erfolgt nur in den Sommermonaten, also den Tagen mit dem geringsten Wärmebedarf. Es ist ersichtlich, dass die Solarwärme mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärme aus dem Biomasse-Heizkraftwerk verdrängt. Dies reduziert nicht nur die Einsatzzeit des Biomasse-Kraftwerks, sondern geht auch mit einer geminderten Stromerzeugung und geringeren Stromerlösen (EEG-Vergütung) einher. Durch die Verdrängung der erneuerbar befeuerten KWK-Anlage wird mit der Einbindung der

Solarthermieanlage in Ulm keine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energieträger im Brennstoffmix erreicht, allerdings wird begrenzt verfügbare erneuerbare Biomasse eingespart.

Bei den angesetzten Kosten für die Solarkollektoren und deren Zubehör wird davon ausgegangen, dass die Montage enthalten ist. Kosten für den Anschluss der Anlage an das Fernwärmenetz (Wärmetauscher, Pumpen, ggf. Speicher) sind bei der Vorprüfung nicht berücksichtigt.

Für die Ermittlung der Netto-Wärmegestehungskosten wird eine annuitätische Wirtschaftlichkeitsrechnung erstellt. Der Abschreibungszeitraum wird gemäß der VDI-Richtlinie 2067 auf 18 Jahre für Vakuumröhrenkollektoren angesetzt.

	Wärmegestehungskosten inkl. Kapitaldienst	Wärmegestehungskosten ohne Kapitaldienst	Einheit
Solarthermie	144,6	7,9	€/MWh

Während dieses Zeitraums, in denen ein Kapitaldienst für die Abschreibung der Solarthermieanlage anfällt, belaufen sich die für das Jahr 2020 ermittelten Wärmegestehungskosten pro erzeugter MWh auf 144,6 €. Laut Herstellerangaben ist mit einer Lebensdauer der Solarkollektoren von rund 25 Jahren zu rechnen. Ist die Anlage nach 18 Jahren abgeschrieben, liegen die Wärmegestehungskosten pro erzeugter MWh bei 7,9 €, da kaum Brennstoffkosten anfallen (nur Pumpstrom).

Fazit: Für das Netz der FUG erscheint eine Einbindung einer Solarthermieanlage ungünstig, da Solarthermie in Ulm in Konkurrenz zu Biomasse-KWK-Anlagen steht, die spezifischen Wärmegestehungskosten hoch sind und eine Einbindung nur in ein Netzteil mit niedrigen Sommertemperaturen erfolgen kann. Bei der Planung neuer Teil- oder Inselnetze mit geringen Netztemperaturen sollte die Möglichkeit einer Solarthermieanlage jedoch geprüft werden. Bei der Variantenentwicklung wird Solarthermie als Option nicht weiterverfolgt.

7.4 Varianten für den Einsatz erneuerbarer Energien

Auf Basis der Erkenntnisse aus der Vorprüfung werden unter Zuhilfenahme der Erzeugereinsatzreihenfolge (EER) Varianten für die Weiterentwicklung des Ulmer Erzeugerparks entwickelt.

Da Biomasse und Geothermie günstige Wärmegestehungskosten aufweisen, wird ihre Eingliederung in den Erzeugerpark der FUG in je einer Variante untersucht (Varianten 1 und 2). Dabei wird in Variante 1 eine Kombination aus der Eingliederung einer neuen Biomasseanlage in die Sammelschiene plus Mitverbrennung von Biomasse im existierenden Steinkohlereaktor der Sammelschiene untersucht.

In Variante 2 wird ein Geothermie-Heizwerk (keine Stromerzeugung) als zusätzliche Wärmeerzeugung erschlossen. Dabei wird einmal eine hohe und einmal eine niedrige Schüttung angenommen. In Variante 3 wird ein Erzeugerpark entwickelt, der den Anteil erneuerbarer Wärme auf das bei der FUG erreichbare Maximum steigert. In Variante 4 wird untersucht, welchen Einfluss die Eingliederung weiterer regenerativ befeuerter BHKWs auf die Wärmegestehungskosten hätte.

Für die Varianten 1, 2 und 3 werden jeweils verschiedenen Fälle betrachtet. Tabelle 7-10 gibt einen Überblick über die untersuchten Varianten zur Eingliederung erneuerbarer Energien (EE).

Tabelle 7-10: Übersicht Varianten Modellregion Ulm

Variante	Kurzbeschreibung	Jahr der Eingliederung EE
Variante 0	Ausgangssituation	
Variante 1	zusätzliche Biomasse-KWK u. Mitverbr. 1.1. mit EEG-Vergütung 1.2. ohne EEG-Vergütung	2020 Mitverbrennung 2025 neue Biomasse
Variante 2	Geothermie-Heizwerk 2.1. hohe Schüttung 2.1. niedr. Schüttung	2020
Variante 3	maximaler Anteil erneuerbarer Energien 3.1. Umstellung aller Kessel auf Biome- than 3.2. Biomethan + weitere Biomasse	2020
Variante 4	Biomethan-BHKW	2020

Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Varianten

Um abschätzen zu können, ob eine Umstellung des Anlagenparks wirtschaftlich vorteilhaft und welche der untersuchten Varianten am aussichtsreichsten ist, wird jede Variante auf ihre Wirtschaftlichkeit hin geprüft. Dazu werden die Wärmegestehungskosten der Varianten mit Hilfe der Annuitätenmethode berechnet.

Als **Ausgangspunkt für die Entwicklung der Varianten wird der Zeitraum ab 2020** gewählt. Aktuell befindet sich die Fernwärme in Ulm durch die Dampfnetzumstellung und die Inbetriebnahme des Biomasse-KWK II (im Jahr 2012) in einem Veränderungsprozess, der in etwa 2020 zum Abschluss kommt. Der Bau neuer (erneuerbarer) Erzeugungsanlagen durch die FUG ist deshalb frühestens ab 2020 realistisch.

Die Variante 1 (Biomasse-Anlage) lässt sich jedoch im Jahr 2020 noch nicht vollständig verwirklichen. Das bestehende Biomasse-Heizkraftwerk I (Bio I) ist 2004 in Betrieb gegangen und bekommt bis 2024 EEG-Vergütung für den regenerativ erzeugten Strom. Die KWK-Anlage hat in der Erzeugereinsatzreihenfolge eine hohe Priorität, die auch bis 2024 beibehalten werden soll. Um den Anteil erneuerbarer Energien schon parallel zu den anderen Varianten ab 2020 zu erhöhen, wird für Variante 1 angenommen, dass im Steinkohlekessel (HKW Kessel 5) holzartige Biomasse ab 2020 mitverbrannt wird. Nachdem die EEG-Vergütung der Bio I 2024 ausläuft, wird 2025 die Erzeugereinsatzreihenfolge modifiziert und eine weitere neue Biomasse-KWK-Anlage integriert.

Aufgrund des Sonderfalls in Variante 1 wird als **Stichjahr für den Kostenvergleich** der annuitätischen Wirtschaftlichkeitsrechnung das **Jahr 2025** gewählt. Der Wärmebedarf sowie die Preise und Kosten werden für den Kostenvergleich alle Varianten auf das Jahr 2025 hochgerechnet. Für die Investitionen wird jedoch angenommen, dass sie in allen Varianten im Jahr 2020 erfolgen – mit Ausnahme der Investitionskosten für die neue Biomasse-Anlage in Variante 1, in der die Investition erst 2025 erfolgt.

Auf der Ausgabenseite werden neben Investitionen und Reinvestitionen für die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft, Stilllegungskosten für den Abbau von Kesseln, Aufwendungen für den Betrieb (Wartung, Instandhaltung, Versicherung, Personal, Sonstiges) sowie Kosten für die Beschaffung von Brennstoffen und den Bezug von Abwärme berücksichtigt. Für das Fernwärmenetz wird ein Pumpstrombedarf in Höhe von 2,5 % der Fernwärmeeinspeisung sowie Kosten für Wartung und Instandhaltung des Fernwärmenetzes von 5.000 €/ (Trassenkilometer * Jahr) (Preis bezogen auf 2011) angesetzt.

Die Einzahlungen enthalten neben den Stromerlösen aus dem EEG und dem „üblichen Preis“ für eingespeisten KWK-Strom, die Erlöse aus dem Fernwärmeverkauf. Da die KWK-Anlagen der FUG rein wärmegeführt betrieben werden und somit die Anforderung des Energiesteuergesetzes erfüllen, wird für die Kessel 1 und 6 des HKW die Energiesteuer für Heizöl- und Heizgas in Höhe von 5,50 €/MWh_{ho} erstattet.

7.4.1 Variante 0 - Ausgangssituation

Die Ausgangssituation der Wärmeerzeugung in Ulm wird in Variante 0 erfasst. Diese Erzeugerkonstellation dient als Basis für die im Folgenden entwickelten Varianten und der Vergleichbarkeit hinsichtlich Kriterien wie dem Anteil erneuerbarer Energien, dem CO₂-Ausstoß sowie der Wirtschaftlichkeit. Die Einsatzreihenfolge der einzelnen Wärmeerzeuger wurde folgendermaßen gewählt:

- Biogasanlagen (externe Wärmeeinspeiser)
- MHKW (Wärmeeinspeisung begrenzt auf 120.000 GWh/Jahr)
- Biomasse-KWK I
- Biomasse-KWK II
- HKW Kessel 5 (da geringere Wärmegestehungskosten pro MWh als Kessel 1 und Kessel 6, siehe Summe var. Kosten)
- HKW Kessel 1 und Kessel 6
- HW Daimlerstraße Kessel 3, 4, 5
- HW Fort Albeck

Die Wärme externer Einspeiser wird stets abgenommen, da anfallende Reinvestitionen außerhalb des Bilanzkreises der FUG liegen und die Betreiber die Bereitstellung der Wärme garantieren. Somit stellen die Abwärmeeerzeuger eine preisgünstige und zuverlässige Quelle erneuerbar gewonnener Wärme dar.

Die Wärmeeinspeisung des MHKW wird mit 120 GWh/a angesetzt. Hier wird in Absprache mit der FUG davon ausgegangen, dass das MHKW jährlich über einen Zeitraum von 7.500 Stunden Wärme einspeist. Hiervon wird über 3.300 Stunden mit voller Last (28 MW) eingespeist, die restliche Zeit läuft das MHKW nur mit einer Schiene und einer Last von rund 7,3 MW.

Die Biomasseheizkraftwerke haben von den Kraftwerken der FUG die ersten Positionen in der Erzeugereinsatzreihenfolge inne. Verglichen mit gas- oder heizölbefeuerten Anlagen verfügen biomassebefeuerte KWK-Anlagen über hohe Investitionskosten, dafür fallen die Brennstoffkosten im Allgemeinen geringer aus (FNR 2005). Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind daher lange Einsatzzeiten wünschenswert, was einen der ersten Plätze innerhalb der Erzeugereinsatzreihenfolge (EER) begründet. Ein weiterer Grund für den bevorzugten Einsatz der Biomasseanlagen liegt in der EEG-Vergütung für den eingespeisten Strom. Diese fällt mit 110 bzw. 115 €/MWh höher aus als der Erlös für den eingespeisten KWK-Strom des HKW. Das 2004 errichtete Biomasseheizkraftwerk I liegt in der EER vor dem neu errich-

teten Biomasseheizkraftwerk II, da die Wärmegestehungskosten geringer sind (1 GE/MWh im Vergleich zu 9,3 GE/MWh im Jahr 2020). Im Jahr 2020 ist Bio I abgeschrieben, es fällt kein Kapitaldienst mehr an, aber auch nach dem Ende der Abschreibung von Bio II liegen die Wärmegestehungskosten dieser Anlage über denen von Bio I. Dies liegt an den höheren variablen Kosten.

Die Stromerzeugung aus dem HKW wird aufgrund des überschrittenen Förderzeitraums nicht mehr durch das KWKG gefördert. Der in das Stromnetz eingespeiste Strom erhält lediglich einen Erlös in Höhe des „üblichen Preises“, dieser wird für 2011 mit 49,91 €/MWh angesetzt. Da die variablen Kosten des Steinkohlekessels (Kessel 5) geringer sind als die der Kessel 1 und 6, wird dieser in der Erzeugereinsatzreihenfolge früher berücksichtigt.

Die in den Heizwerken erzeugte Wärme hat die verhältnismäßig höchsten Wärmegestehungskosten. Somit werden die Heizwerke Daimlerstraße und Fort Albeck zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt und befinden sich am Ende der Erzeugereinsatzreihenfolge, wobei sie untereinander nach absteigenden Nutzungsgraden und steigenden variablen Kosten sortiert sind.

Das Biomasse-Heizkraftwerk II (Kessel 8) könnte durch seine Entnahme-Kondensations-turbine außerhalb der Anforderungszeit, in der keine Wärme benötigt wird, zur reinen Stromerzeugung genutzt werden. In diesem Fall würde die Wärme als „Abfallprodukt“ über die Luft (mittels eines Rückkühlers) abgeführt werden. Die Fremdeinspeiser dienen - ebenso wie die Biomasseheizkraftwerke - zur Abdeckung der Grundlast. Steinkohlebefeuerte Erzeugeranlagen werden aufgrund ihrer relativ geringen variablen Kosten in der Grundlast eingesetzt. Für den Einsatz in der Spitzenlast eignen sie sich aufgrund ihrer hohen Kapitalkosten und der relativ langen An- und Abfahrzeiten nicht. Besser geeignet sind gas- und ölbetriebene Kraftwerke, welche zwar zum Teil wesentlich höhere variable Kosten (BMW 2010), jedoch geringere Kapitalkosten aufweisen und ein schnelles An- und Abfahren der Kessel ermöglichen.

Im Rahmen der Erzeugereinsatzreihenfolge wird vereinfacht die bilanzielle Deckung des Wärmebedarfs betrachtet. In Realität kann es aus hydraulischen Gründen zu einem verstärkten Einsatz der Heizwerke kommen, dies kann hier jedoch nicht weiter berücksichtigt werden. Des Weiteren wird angenommen, dass die Anlagen (mit Ausnahme des MHKW) das ganze Jahr über zur Verfügung stehen. Ausfallzeiten für Revisionen etc. werden nicht berücksichtigt. Entsprechend ergibt sich in dieser Variante ein Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung von 77,4 % im Jahr 2020. Dies stellt einen vergleichsweise hohen Ausgangswert dar. Bis zum Jahr 2025 steigt der Anteil der Erneuerbaren aufgrund des Wärmerückgangs leicht auf 79 %.

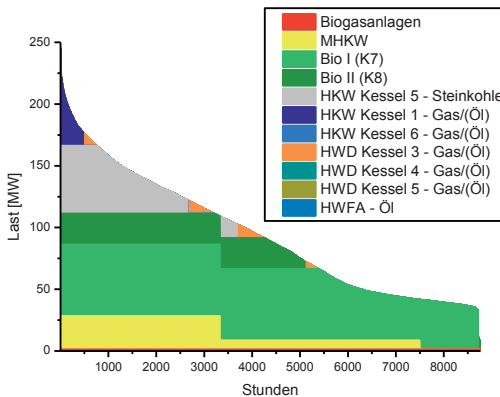


Abbildung 7-14: Jahresdauerlinie der Variante 0 im Jahr 2020

7.4.1.1 Bedarf eines Redundanzkessels

Um eine Deckung des Wärmebedarfs zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen, haben Wärmeversorger meist den Anspruch, über eine ausreichende Reserveleistung zu verfügen. Im Allgemeinen wird ein Ausfall der größten Erzeugeranlage am kältesten Tag des Jahres, also dem Tag mit der höchsten Last/Wärmenachfrage als „worst case“ betrachtet (n-1-Sicherheit). In dieser Variante ist der größte tatsächlich eingesetzte Wärmeerzeuger der Biomassekessel I mit einer thermischen Leistung von 58 MW. Bei einem Ausfall dieses Kessels stünden rund 60 MW des Kessels 6 sowie die gesamte Leistung der Kessel 4 und 5 des HWD und des HWFA mit insgesamt 78 MW zur Verfügung. Ein weiterer Kessel als Redundanzanlage ist demnach nicht notwendig.

7.4.1.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wärmegestehungskosten für Variante 0 werden mit der Annuitätenmethode ermittelt. Aus Gründen der Geheimhaltung dieser für die FUG empfindlichen Informationen wird nicht der absolute Betrag der Wärmegestehungskosten abgebildet, sondern die Kosten der Variante 0 als 100 % angesetzt und die folgenden Varianten werden mit dieser verglichen.

7.4.2 Variante 1 - Mitverbrennung und Optimierung anhand des EEG

Diese Variante soll die Einbindung einer weiteren regenerativ befeuerten Anlage in den Kraftwerkspark beleuchten.

Bis einschließlich 2024 erhält Bio I für den in das Stromnetz eingespeisten Strom die EEG-Vergütung in Höhe von 110,09 €/MWh. Wenn der Anlage im Jahr 2025 lediglich der „übliche Preis“ für die Einspeisung von KWK-Strom zusteht, werden die Wärmegestehungskosten dieser Anlage durch die geringeren Stromerlöse steigen.

Das Ende der Einspeisevergütung aus dem EEG 2004 für Bio I dient als Anlass, um die Erzeugereinsatzreihenfolge zu überdenken: Wird im Jahr 2025 für Biomasse-KWK-Anlagen eine Einspeisevergütung ähnlich dem heute gültigen EEG gewährt und liegt diese Vergütung über dem „üblichen Preis“ für die Einspeisung von Strom aus KWK-Anlagen, ist eine Ände-

rung der Erzeugereinsatzreihenfolge und die Eingliederung eines neuen Biomasse-Kessels anstelle von Bio I interessant.

Die Auslegung des neuen mit Biomasse befeuerten Kessels erfolgt anhand der Erzeugereinsatzreihenfolge. In dieser nimmt die Neuanlage den Platz zwischen Bio II und Bio I ein, da Bio II eine höhere Einspeisevergütung für Strom erhält. Die thermische Leistung des neuen Kessels (Bio III) liegt wie in der Vorprüfung bei 20 MW, im Jahr 2025 werden während 7.500 Vbh etwa 150.000 MWh Wärme erzeugt. Durch die Stilllegung und den Rückbau der Kessel 3 und 4 des HKW kann Bio III an einem dieser beiden Stellplätze errichtet und an die bestehende Sammelschiene angeschlossen werden. Auf diesem Weg fallen die Investitionskosten der Neuanlage durch die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur (Turbine, Generator) deutlich geringer aus.

Die Erzeugereinsatzreihenfolge ab dem Jahr 2025 ist an der Jahresdauerlinie ersichtlich (Abbildung 7-15).

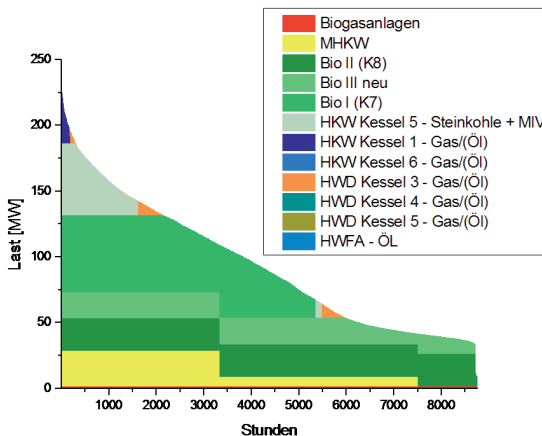


Abbildung 7-15: Jahresdauerlinie der Variante 1 ab 2025

Die Vorprüfung in Abschnitt 7.3.2 hat ergeben, dass der Einsatz von Holzhackschnitzeln für ein 20-MW-Heizkraftwerk kostengünstiger ist als der Einsatz von Pellets. Allerdings geht die FUG davon aus, dass das regional verfügbare Potenzial an Hackschnitzeln durch Bio I und Bio II bereits ausgeschöpft ist. Durch die Änderung der Erzeugereinsatzreihenfolge reduziert sich der Brennstoffverbrauch von Bio I. Diese Menge (266.455 MWh im Jahr 2025) würde ausreichen, um den Bedarf für Bio III zu decken. Allerdings wird in Bio I zu 50 % mit Altholz der Klassen I-IV beheizt, für das nach EEG 2012 keine erhöhte Stromvergütung mehr gezahlt wird.

Unter der Annahme, dass für die Befuerung von Bio III neben dem ungenutzten Frischholz von Bio I (133.227 MWh) ein weiteres Potenzial von 117.000 MWh (Wert für 2025) erschlossen werden kann, wird für Bio III eine Befuerung mit Hackschnitzeln unterstellt.

Für die Mitverbrennung von Biomasse im HKW-Kessel 5 zeigt die Vorprüfung in Abschnitt 7.3.2 auf, dass sich die Wärmegestehungskosten des Kessels um maximal 20 % erhöhen. HKW-Kessel 5 trägt 2020 ca. 12 % zur gesamten Wärmeerzeugung bei. Um den Anteil der

erneuerbaren Wärme bereits vor 2025 erhöhen zu können, wird trotz der Mehrkosten angenommen, dass dem Steinkohlekessel im HKW ab dem Jahr 2020 feste Biomasse zu einem Anteil von 10 % der eingesetzten Brennstoffmenge beigefügt wird. Die damit verbundene Erhöhung der Wärmegestehungskosten wird in Kauf genommen. Die Wahl des Brennstoffes für die Mitverfeuerung von Biomasse fällt unter Berücksichtigung niedrigeren Wärmegestehungskosten und der begrenzten regionalen Verfügbarkeit von Hackschnitzeln auf Holzpellets.

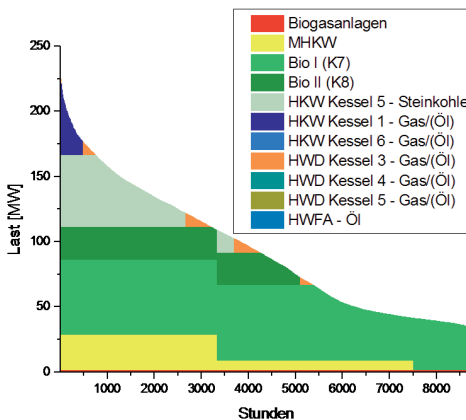


Abbildung 7-16: Jahresdauerlinie der Variante 1 bis 2024

Durch die Mitverbrennung wird der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Wärmeerzeugung ab dem Jahr 2020 von 77,4 % (Variante 0) auf 78,6 % erhöht. Durch die Eingliederung von Bio III ergibt sich ab dem Jahr 2025 ein Anteil erneuerbarer Energien von 86 %.

Die aktuelle Gesetzgebung sieht aufgrund des Ausschließlichkeitsprinzips (§ 16 Abs. 1 EEG 2012) nur eine Vergütung für Strom aus Anlagen vor, die ausnahmslos erneuerbare Energien einsetzen. Sowohl bei der Mitverbrennung im Steinkohlekessel als auch bei der Nutzung der bei der FUG vorhandenen Sammelschiene durch Bio III wird diese Anforderung nicht erfüllt. Die Regelung im EEG erweckt den Eindruck, dass der Gesetzgeber die komplette Neuerrichtung einer Anlage der Nutzung vorhandener Infrastrukturen, wie in diesem Fall der Sammelschiene inklusive aller angeschlossenen Turbinen, Generatoren und Wärmetauscher, vorzieht.

7.4.2.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Nachfolgend soll die Wirtschaftlichkeit der Eingliederung von Bio III sowie der Mitverbrennung von Biomasse anhand der Wärmegestehungskosten im Jahr 2025 ermittelt werden.

Durch die Nutzung der Sammelschiene werden als Investitionen lediglich Kosten für den Biomassekessel sowie die Brennstoffförderungsanlagen angesetzt, weil die vorhandenen Turbinen und Generatoren mitgenutzt werden können. Unter Umständen ist eine Anpassung

des Silos für die Brennstofflagerung nötig. An dieser Stelle wird jedoch davon ausgegangen, dass diese Kosten in den angesetzten Positionen bereits enthalten sind.

Um die Auswirkungen des Ausschließlichkeitsprinzips im EEG hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit aufzuzeigen, wird die Berechnung sowohl mit als auch ohne eine Vergütung für den eingespeisten Strom aus erneuerbaren Energien durchgeführt.

Im ersten Fall wird angenommen, dass die Bundesregierung den § 16 EEG 2012 bis zum Jahr 2020 anpasst und die Mitverbrennung sowie die Anbindung einer regenerativ befeuerten Anlage an die Sammelschiene mit einer Vergütung honoriert. Im zweiten Fall wird die heutige Gesetzgebung zugrunde gelegt.

In beiden Fällen wird unterstellt, dass die Rahmenbedingungen des Gesetzes in seiner heutigen Form (EEG 2012 - Vergütungszeitraum 20 Jahre, Höhe des Vergütungssatzes abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme mit Degression) bestehen.

Variante 1.1 - mit Vergütung nach dem EEG 2012

Die Höhe des Vergütungssatzes für Strom aus der Mitverbrennung von Biomasse wird anhand des EEG 2012 ermittelt. Da die eingesetzte Biomasse 10 % der zugeführten Brennstoffarbeit ausmacht, sind 10 % des erzeugten Stroms der Biomasse zuzuordnen. Hieraus ergibt sich für eine Bemessungsleistung von 137 kW im Jahr 2020 eine EEG-Vergütung von 121,70 €/MWh.

Die Vergütung für Strom aus dem an die Sammelschiene angeschlossenen Biomasseheizkraftwerk Bio III wird ebenfalls auf Grundlage des EEG 2012 berechnet. Da die Vergütungssätze nur bis zum Jahr 2021 festgelegt sind, werden die voraussichtlichen Vergütungssätze für das Jahr 2025 durch Anwendung der jährlichen Degression von 2 % fortgeschrieben. Die Vorgehensweise der Ermittlung des Vergütungssatzes erfolgt analog wie für Bio I und Bio II. Auch für Bio III wird nur von einer Grundvergütung ausgegangen, Zusatzvergütungen werden nicht berücksichtigt. Unter der Annahme, dass im Jahr 2025 eine Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien wie durch das EEG in seiner heutigen Form existiert, wird für Strom aus Bio III eine Vergütung in Höhe von 86,10 €/MWh ermittelt.

Die Wärmegestehungskosten der Variante 1.1. betragen 119 % im Verhältnis zur Variante 0.

Variante 1.2 - ohne Vergütung nach dem EEG 2012

Durch die Anbindung an die Sammelschiene besteht gemäß EEG 2012 für Bio III kein Anspruch auf eine Stromvergütung nach dem EEG. Da in dieser Anlage Strom und Wärme mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden, qualifiziert sie sich für eine Vergütung nach dem heute gültigen KWKG 2012. Darin wird eine Vergütung für KWK-Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis Ende 2020 vorgesehen (BMWi 2012). An dieser Stelle wird keine Gesetzesänderung unterstellt, die den KWK-Zuschlag über 2020 hinaus verlängert, sodass Strom aus Bio III lediglich mit dem „üblichen Preis“ vergütet wird, welcher für das Jahr 2025 unter den beschriebenen Annahmen 64,07 €/MWh betragen wird. Die Wärmegestehungskosten liegen im Verhältnis zu Variante 0 bei 123 %, also um 23 % höher.

Aus betriebswirtschaftlicher sowie technischer Sicht stellt die Einbindung des Biomassekessels in eine bestehende Sammelschiene für die FUG einen geringeren Aufwand dar als eine komplette Neuerrichtung. Zudem ist es im Interesse jedes Anlagenbetreibers, eine ansprechende Vergütung für eine Neuanlage zu erhalten.

Das Ausschließlichkeitsprinzip des EEG stellt einen Neubau über die Nutzung der bestehenden Infrastruktur. Dies kommt einer „Abwrackprämie“ gleich und ist betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll. Um die den Anteil erneuerbarer Energien betreffenden Ziele zu erreichen, sollte eine Überarbeitung des Ausschließlichkeitsprinzips in Betracht gezogen werden, weil dies einen Anreiz zum Bau einer Neuanlage darstellen kann.

7.4.3 Variante 2 - Einbindung einer Geothermieanlage

In dieser Variante wird eine Geothermieanlage in den Kraftwerkspark der FUG integriert. Die Leistung der Geothermieanlage wird in Abhängigkeit der Temperatur vom geförderten Wasser, der Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes und der Fließrate ermittelt (siehe Kapitel 7.3.3).

Wie an dieser Stelle bereits aufgezeigt wurde, hängt die Leistung einer Geothermieanlage wesentlich von der örtlich verfügbaren Schüttung ab. Da keine Angaben zu einer möglichen Schüttung vorliegen, wird in zwei Fällen eine hohe Schüttung von 100 l/s sowie eine niedrige Schüttung von 50 l/s angenommen. Diese Schüttungen resultieren in Leistungen der Geothermieanlage in Höhe von 18,84 MW (hohe Schüttung) und 9,42 MW (niedrige Schüttung). Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird angenommen, dass die geförderte Geothermiewärme auf einem Temperaturniveau von 90 °C vollständig zur Versorgung von Kunden (Vorlauf- oder Rücklaufkunden) eingesetzt werden kann. Ob dies ab dem Jahr 2020 tatsächlich realistisch ist, wird nicht im Detail geprüft. Es erscheint aber grundsätzlich möglich, da im Netz FUG Teilnetze in verschiedenen Temperaturniveaus gefahren werden. Zudem ist die aktuell laufende Dampfnetzumstellung ein günstiger Zeitpunkt, beim ohnehin stattfindenden Austausch von Kundenstationen und Armaturen diese so auszulagern, dass eine Absenkung der Netztemperaturen zu einem späteren Zeitpunkt möglich wird. Weiterhin sind im BMWi-geförderten Forschungsprojekt „Fernwärmemodellstadt Ulm“ Möglichkeiten aufgezeigt, wie und wo Absenkungen der Vorlauftemperatur möglich sind (Zepf et al. 2012).

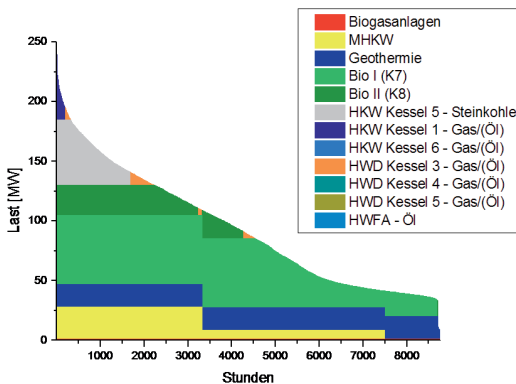


Abbildung 7-17: Jahresdauerlinie der Variante 2.1 unter Annahme der hohen Schüttung

Wie auch in den anderen Varianten werden Ausfallzeiten für Revisionen etc. bei der Einbindung der Anlagen in die EER nicht berücksichtigt. Durch die Eingliederung in die EER ergeben sich ein Anteil an der Wärmearbeit von 20 % (hohe Schüttung) sowie 10 % bei der

Geothermieanlage mit der niedrigen Schüttung. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamterzeugung liegt mit der integrierten Geothermieanlage bei 85 % bzw. 83 %.

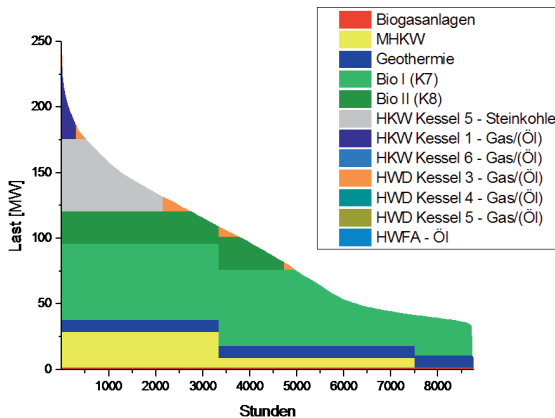


Abbildung 7-18: Jahresdauerlinie der Variante 2.2 unter Annahme der niedrigen Schüttung

7.4.3.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Geothermieanlagen zeichnen sich durch hohe Investitionskosten aus – für die Variante 2 würden sie bei rund 26,7 Mio. € liegen. Dafür benötigen Geothermieanlagen, im Gegensatz zu den anderen betrachteten Anlagen, keine Brennstoffe, sondern lediglich Strom für den Betrieb der Pumpen. Die Kostenansätze für die Investitionen wurden bei der Vorprüfung in Kapitel 7.3.3 bereits vorgestellt. In der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird davon ausgegangen, dass die Pumpe der Geothermieanlage alle drei Jahre aufgrund von Verschleißerscheinungen ausgetauscht werden muss (Baumeister und Heiler 2012).

Unter den bereits erwähnten Annahmen für die Betriebskosten der Geothermieanlage und den Kosten für den restlichen Kraftwerkspark ergeben sich für den Fall der hohen Schüttung Wärmegegostehungskosten von 108 % bezogen auf Variante 0. Die Wärmegegostehungskosten für den Fall der niedrigen Schüttung fallen mit 116 % wie erwartet höher aus, weil den gleichen Investitionskosten für die Geothermieanlage ein geringerer Wärmeertrag gegenübersteht.

7.4.4 Variante 3 - maximaler Anteil an erneuerbaren Energien

In Variante 3 soll ein maximal möglicher Anteil an erneuerbaren Energien erzielt werden. Hierfür werden die bestehenden Kessel des Kraftwerksparks auf eine Befuerung mit erneuerbaren Energieträgern umgestellt. Anstelle von Erdgas werden die Kessel 1 und 6 des HKW sowie die Kessel des Heizwerks Daimlerstraße mit Biomethan befeuert, das aus dem Erdgasnetz bezogen wird. Die Umstellung auf Bioerdgas ist bei all diesen Kesseln aufgrund der bivalenten Brenner ohne Umbaumaßnahmen möglich. Der bisher mit Steinkohle befeuerte Kessel 5 des HKW wird stillgelegt, da hier eine Umrüstung für den Betrieb mit Biomasse notwendig wäre und der Kessel zur Bedienung der Wärmenachfrage nicht zwingend benötigt wird. Hier fallen einmalig Stilllegungskosten an, im Gegensatz dazu werden Kosten zur regelmäßigen Instandhaltung eingespart. Das mit leichtem Heizöl (HEL) betriebene

Heizwerk Fort Albeck wird aus hydraulischen Gründen erhalten, jedoch ist ein Einsatz im Rahmen dieser Betrachtung nicht nötig.

Durch den Wegfall des Kessels 5 des HKW werden die Kessel 1 und 6 länger eingesetzt. Um die Auslastung der Kessel 1 und 6 des HKW zu steigern, werden deren Plätze in der Erzeugereinsatzreihenfolge getauscht: Durch die geringere Mindestlast des Kessel 1 erzeugen sie insgesamt mehr Wärme und tragen zu 14,38 % zur Wärmeerzeugung bei. In der bisherigen Reihenfolge (Kessel 1, Kessel 6) liegt der Anteil an der Wärmeerzeugung bei 14,03 %.

7.4.4.1 Variante 3.1 - maximaler Anteil an EE ohne Neuanlage

Da eine Bedienung der Wärmenachfrage nach der Stilllegung des Kessels 5 des HKW ohne die Errichtung einer Neuanlage möglich ist, wird dies in einer ersten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Variante 3.1) untersucht.

Der hohe Anteil von Biomethan im Brennstoffmix kann bei einem deutlichen Preisanstieg jedoch starke Auswirkungen auf die Brennstoffbezugskosten und somit den Fernwärme-Endkundenpreis haben, was die Attraktivität von Fernwärme negativ beeinflussen kann.

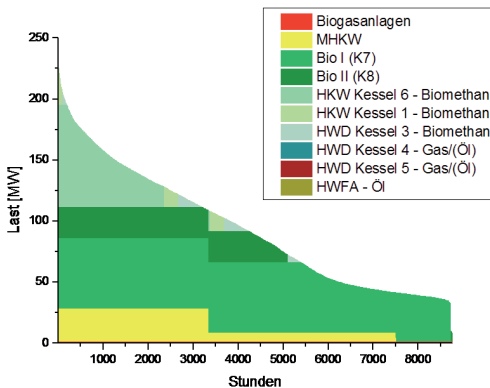


Abbildung 7-19: Jahresdauerlinie der Variante 3.1 ohne Neuanlage

7.4.4.2 Variante 3.2 - maximaler Anteil an EE mit einer Neuanlage

Um dem entgegenzuwirken und die eingesetzten Brennstoffe gleichmäßiger aufzuteilen, wird in Variante 3.2 die Eingliederung einer weiteren Biomasse-KWK-Anlage (Bio III neu) untersucht. Diese wird in der Erzeugereinsatzreihenfolge hinter den beiden bestehenden Biomasse-KWK-Anlagen integriert und auf eine thermische Leistung von 10 MW dimensioniert. Wie in der Vorprüfung in Kapitel 7.3.2 bereits aufgezeigt, weisen Hackschnitzel in Bezug auf Holzpellets geringere Wärmegestehungskosten auf, weshalb die Entscheidung des in Bio III neu eingesetzten Brennstoffs auf diese fällt.

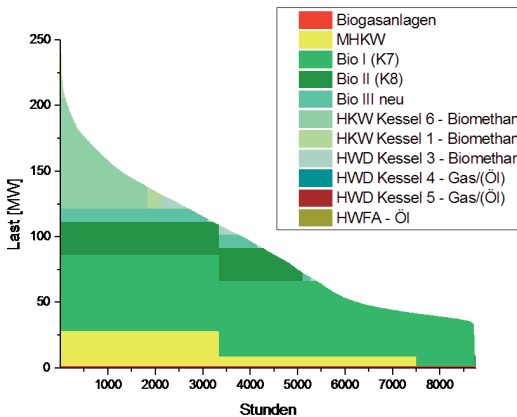


Abbildung 7-20: Jahresdauerlinie der Variante 3.2 mit Neuanlage

Für die neue Biomasse-KWK-Anlage stellt sich die Frage, ob diese in die bestehende Sammelschiene eingebunden werden soll oder eine nach dem EEG förderfähige, eigenständige Anlage wirtschaftlich interessanter ist. Um dies herauszufinden, werden die Wärmegestehungskosten für beide Möglichkeiten für das Stichjahr 2020 ermittelt (siehe Tabelle 7-11).

Tabelle 7-11: Vergleich der Wärmegestehungskosten bei der Einbindung in die Sammelschiene und dem Neubau der Biomasse-KWK-Anlage Bio III neu

Position		Einbindung in die Sammelschiene	kompletter Neubau
Kapitaldienst	[€]	320.774	1.535.539
Betriebskosten	[€]	150.849	722.113
Energiekosten (Hackschnitzel)	[€]	1.997.608	1.997.608
Stromerlöse	[€]	507.237	880.786
Wärmegestehungskosten insgesamt	[€]	1.961.995	3.374.470
Wärmegestehungskosten pro verkaufter MWh	[€/MWh]	62,7	107,8

Es zeigt sich, dass die Einbindung in die Sammelschiene und somit der Verzicht auf die EEG-Vergütung für eingespeisten Strom zu geringeren Wärmegestehungskosten führt als der komplette Neubau einer eigenständigen Anlage.

7.4.4.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Durch den Wechsel des zugeführten Brennstoffs ist die Berücksichtigung der bisherigen variablen Kosten für das HKW und das HWD nicht mehr möglich. Um den Einsatz von Biomethan in der Summe variabler Kosten abzubilden, wird die Preisdifferenz von 40 € zu der bisherigen Summe addiert. Ebenso wird die mittlere Preissteigerungsrate der Summe variabler Kosten unter Berücksichtigung der erwarteten Preissteigerung für Biomethan angepasst.

Tabelle 7-12 Summe variabler Kosten sowie deren Preissteigerung unter Berücksichtigung des Einsatzes von Bioerdgas

Anlage	Betrag	Einheit	Mittlere Preissteigerung p.a.
HKW Kessel 1 und 6	6,66	GE/MWh	2,56 %
HWD	6,93	GE/MWh	2,56 %

Für die integrierte Biomasse-KWK-Anlage (Bio III neu) in Variante 3.2 wird als Vergütung für den eingespeisten Strom wie in Variante 1.2 der „übliche Preis“ angesetzt.

Die Wärmegestehungskosten liegen für Variante 3.1. bei 139 % der Kosten von Variante 0. Für Variante 3.2. liegen sie bei 128 %. Hier wirken sich die geringeren Brennstoffkosten (Biomasse ist günstiger als Biomethan) aus.

Bei beiden Alternativen liegt der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der gesamten Wärmeerzeugung bei 92,4 %. Da die Abwärme aus der Müllverbrennungsanlage nur zu 50 % als regenerativ angesehen wird (BDEW 2011a), entspricht dies dem maximal möglichen Anteil für das Fernwärmesystem der FUG im Stichjahr 2025.

7.4.4.4 Variante 4 - Niedertemperaturwärme mittels BHKW

Als weitere Option zur Erhöhung der Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energieträger wird der Kraftwerkspark der FUG um Blockheizkraftwerke ergänzt. Diese werden in der Erzeugereinsatzreihenfolge hinter den bestehenden Biomasse-Kesseln der FUG eingegliedert und mit Biomethan betrieben. Um für jedes BHKW mindestens 3.500 Vollbenutzungsstunden zu erreichen, fällt die Wahl auf folgende drei BHKW mit unterschiedlichen Leistungen:

Tabelle 7-13: Übersicht der eingebundenen BHKW

Kategorie	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3
Hersteller	MWM GmbH	GE Jenbacher	GE Jenbacher
Modell	TCG 2032 V16	JMS 320 GS-N.LC C105	JMS 412 GS-N.LC B305
Pelektrisch [kW]	4.300	1.063	889
Pthermisch [kW]	4.322	1.247	901
η elektrisch	0,435	0,400	0,428
η thermisch	0,437	0,470	0,434
Vbh im Jahr 2020	4.118	3.699	3.542

Mit dieser Variante wird im Jahr 2025 ein Anteil erneuerbarer Energien von 82 % erreicht.

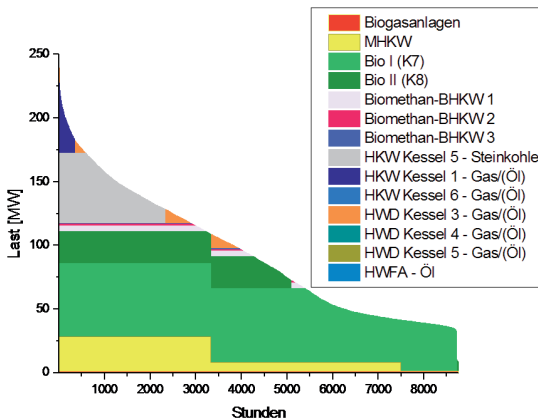


Abbildung 7-21: Jahresdauerlinie der Variante 4

Für die FUG gibt es verschiedene Möglichkeiten zur Einbindung der BHKWs in das Fernwärmenetz. Vor der Einbindung ist zu prüfen, ob in dem gewählten Netzteil ganzjährig ein Bedarf für die Mengen des rund 100 °C warmen Wassers besteht, so dass die Abwärme der BHKWs das Fernwärmenetz nicht abkühlt. Würde ein heißgekühltes BHKW verwendet, könnten die bei der FUG üblichen Vorlauftemperaturen ganzjährig erreicht werden. Dies würde jedoch die Stromerzeugung aus den BHKW deutlich reduzieren (s. Modellregion Jena).

7.4.4.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die in Kapitel 7.3.2 vorgestellten Richtpreise für Investition, Generalüberholung sowie Instandhaltungsverträge unter Berücksichtigung der Mehrwertsteuer von 19 % verwendet.

Unter Berücksichtigung der Kosten für Versicherung, Sonstiges auf der Ausgabenseite sowie der Einnahmen durch die unterschiedlichen EEG-Vergütungssätze für den eingespeisten Strom der drei BHKW und der Energiesteuer-Rückerstattung liegen die Wärmegestehungskosten bezogen auf Variante 0 bei 113 %.

7.5 Vergleich der Varianten

Um die Varianten bewerten zu können, werden als Kriterien der Anteil EE, die Treibhausgas-Emissionen, das Investitionsvolumen für die erneuerbaren Erzeugungsanlagen und die Wärmegestehungskosten jeder Variante zu Grunde gelegt.

Während für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Wärmebezug von extern die Systemgrenze darstellt, sind für die Treibhausgas-Bilanz sowohl das MHKW als auch die anderen externen Wärmeinspeiser relevant und werden daher ganzheitlich berücksichtigt. Für die Ermittlung des CO₂-Ausstoßes wird die Methodik der Stromgutschrift angewendet. Dabei kommen analog wie im Modellnetz und in der Modellregion Jena als CO₂-Faktoren für die Gutschrift im Jahr 2025 einmal der Bundesmix (0,365 kg CO₂/kWh) und einmal der Mix des Grenzkraftwerks (0,710 kg CO₂/kWh) zur Anwendung.

Für das MHKW sind aus (ITAD 2012) die eingesetzte Brennstoffmenge inklusive des Heizwertes sowie die Strom- und Fernwärmeerzeugung aus dem Jahr 2011 bekannt. Aus diesen Angaben wird unter Ermittlung des thermischen und elektrischen Nutzungsgrades vom ifeu-Institut ein mittlerer spezifischer CO₂-Faktor von 0,212 kg CO₂-Äq/kWh_e ermittelt.

Da drei der vier externen BHKWs, die Wärme einspeisen, mit Biogas befeuert werden und diese den Hauptteil der Abwärmeeinspeisung ausmachen, wird für die Ermittlung des mittleren spezifischen CO₂-Faktors für die Abwärmeeinspeiser von dem Brennstoff Biogas mit 0,112 kg CO₂-Äq/kWh ausgegangen (das vierte BHKW wird mit Pflanzenöl betrieben). Anhand der mittleren thermischen und elektrischen Nutzungsgrade von BHKW aus (ASUE 2011) kann über die eingespeiste Wärmemenge ein Rückschluss auf die elektrische Arbeit der BHKW gezogen werden, welche bei der Ermittlung der CO₂-Bilanz gutgeschrieben wird. Das Stichjahr der Bilanzierung des CO₂-Ausstoßes bildet 2025. Die Wärme- sowie Stromerzeugung der Anlagen für 2025 im Kraftwerkspark der FUG sind bekannt, weshalb die Ermittlung des gesamten CO₂-Ausstoßes abzüglich der Stromgutschrift für KWK-Anlagen möglich ist. Der aus dem Stromnetz bezogene Pumpstrom für das Fernwärmenetz sowie die Geothermieanlage in Variante 2 wird bilanziell mit den CO₂-Werten für das Jahr 2025 bewertet.

Im Vergleich zur Basisvariante 0 erzielen die Varianten mit einer deutlichen Erhöhung des KWK-Anteils (Var. 1 und Var. 3.2) die größeren Treibhausgas-Reduktionen. Die Geothermie-Varianten (Var. 2.1, Var. 2.2) mit reiner Wärmenutzung erzielen eine geringere Senkung der Treibhausgas-Emissionen. Die Geothermievarianten haben zudem einen höheren Bedarf an Fremdstrombezug (für die Geothermiepumpen), was ihren Treibhausgasausstoß weiter verschlechtert.

Bei Varianten mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung (Var. 1.1, Var. 1.2 und Var. 3.2) ist der Unterschied in den Treibhausgas-Emissionen durch die Stromgutschrift nach Bundesmix bzw. nach Grenzkraftwerkspark besonders ausgeprägt (dunkler Balken im Vergleich zu hellem Balken in Abbildung 7-22).

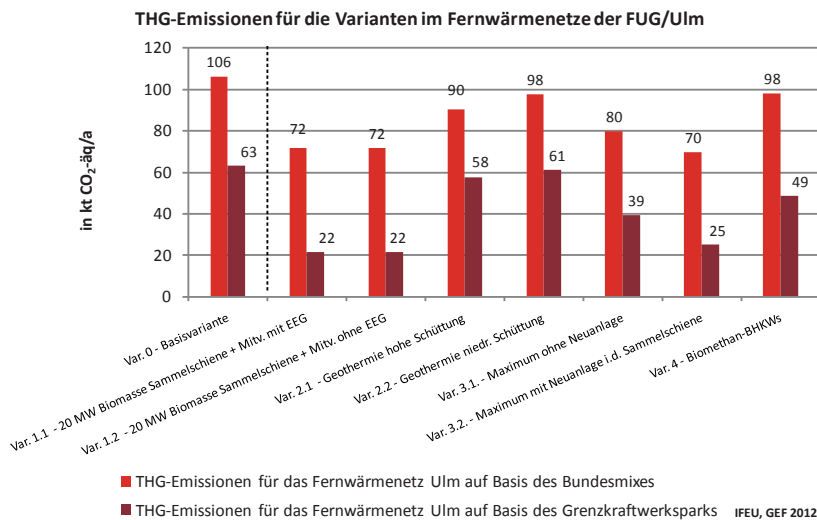


Abbildung 7-22: Vergleich Treibhausgas-Emissionen der Varianten für Ulm

Neben den Wärmegestehungskosten sind für ein aussagekräftiges Bild auch die Investitionskosten von hoher Bedeutung und werden in den Vergleich einbezogen.

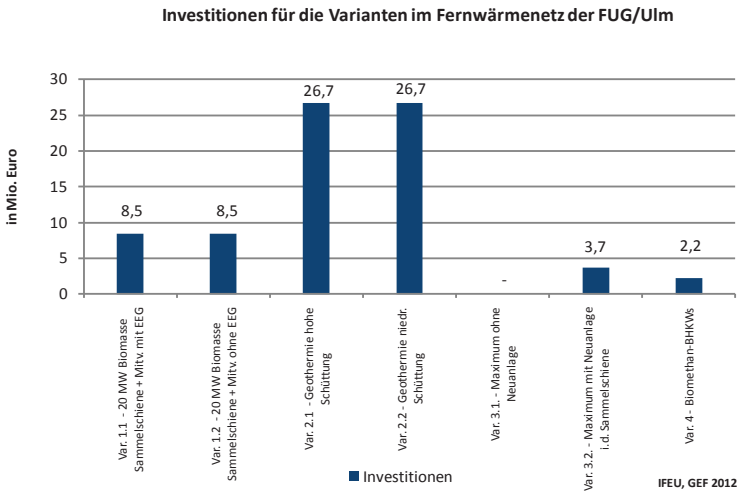


Abbildung 7-23: Vergleich Investitionen erneuerbarer Varianten für Ulm

Es ist ersichtlich, dass die Investitionssummen der Variante 2 wesentlich höher sind als bei jeder anderen untersuchten Variante. Dem hohen Kapitalbedarf stehen jedoch nur geringe Einsparungen an CO₂-Emissionen (Abbildung 7-22) sowie eine geringe Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien (EE) um 6 bzw. 4 Prozentpunkte (Abbildung 7-24) gegenüber.

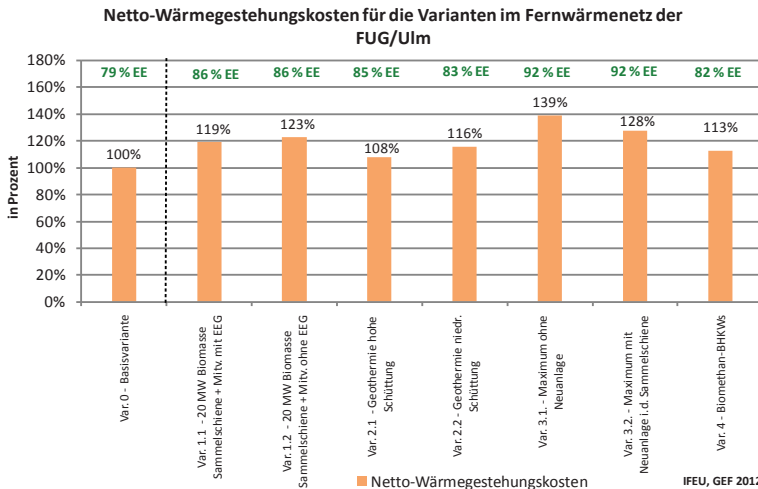


Abbildung 7-24: Vergleich der Wärmegestehungskosten für das gesamte Fernwärmenetz der FUG

Variante 2.1 würde für die FUG eine Erhöhung des EE-Anteils mit dem niedrigsten Anstieg der Wärmegestehungskosten bedeuten. Der Anstieg Erneuerbarer liegt in dieser Variante nur im mittleren Bereich (4-6 %), da Geothermie partiell Biomasse aus der Grundlast in die Mittellast verdrängt. Nachteilig sind bei beiden Geothermievarianten die hohen Investitionen und die gegenüber KWK-Techniken niedrigeren Treibhausgasreduktionen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit und der ökologische Mehrwert der Geothermie stark vom regionalen geothermischen Potenzial abhängen (Schüttung und passende Temperatur). Im Modellnetz (siehe Kapitel 5) ist der positive Einfluss der Geothermieanlage auf den Anteil der erneuerbaren Energien deutlich stärker, da höhere Temperaturen erzielbar sind, der Anteil erneuerbarer Energien in der Ausgangssituation viel geringer ist als bei der FUG und die Geothermieanlage bisher fossil befeuerte KWK-Anlagen ersetzt.

Variante 4 (Biomethan-BHKWs) weist mit 13 % relativ kleine Abweichungen von den Wärmegestehungskosten der Basisvariante auf. Dies geht jedoch mit einer geringen Erhöhung der erneuerbaren Energieträger um 3 Prozentpunkte einher und dürfte daher für die FUG weniger relevant sein.

Variante 1 zeichnet sich durch eine große relative Treibhausgas-Einsparung aus (-33 % gegenüber der Basisvariante bezogen auf den Bundesmix), was sich auf den hohen Anteil Biomasse-KWK am Brennstoffmix zurückführen lässt. Die Errichtung eines weiteren Biomassekessels mit 20 MW_{th} Leistung erfordert mit rund 8 Mio. € nach der Geothermie die zweit-höchste Investition.

Hinsichtlich der betrachteten Kriterien ist Variante 3 am interessantesten: Durch den Einsatz von Biomethan in der Spitzenlast wird der höchste Anteil an erneuerbaren Energieträgern erreicht, der im Netz der FUG möglich ist. In den beiden betrachteten Fällen ergeben sich unterschiedliche Treibhausgas-Einsparungen sowie Investitionen. In Variante 3.2 werden die Treibhausgasemissionen durch die höhere Stromerzeugung gesenkt, dafür schlägt die Errichtung der Anlage finanziell zu Buche. In Variante 3.1 fallen keine Investitionen für zusätzliche erneuerbare Erzeugungsanlagen an. Die Treibhausgas-Emissionen lassen sich gegenüber der Ausgangsvariante nochmals um 25 % senken (bzg. auf den Bundesmix). Jedoch steigert der Einsatz des verhältnismäßig teuren Biomethans die Wärmegestehungskosten dieser ansonsten auffällig positiven Variante stark.

7.6 Strategie

Die FUG kann mit knapp 50 % im Jahr 2011 und 77,3 % im Ausgangsjahr 2020 bereits einen sehr hohen Anteil erneuerbarer Energieträger an der Wärmeerzeugung aufweisen. Damit werden die Anforderungen des EEWärmeG auf Bundesebene und des Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden-Württemberg (EWärmeG) auf Landesebene weit übertroffen. Da für die FUG - bis auf einen weiteren Ausbau des „grünen“ Images aus Kundensicht - momentan keine Anreize für eine weitere Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien existieren, sind nur Strategien interessant, bei denen die Wirtschaftlichkeit kaum negativ beeinflusst wird. Wie in Abschnitt 7.5 aufgezeigt, ist eine weitere Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien ohne eine Erhöhung von Wärmegestehungskosten und Investitionsvolumen kaum möglich.

Wenn eine gewisse Erhöhung der Wärmegestehungskosten akzeptiert wird, kann als Option eine teilweise Umsetzung der Variante 3.1 in Frage kommen, also die Umstellung der mit Erdgas befeuerten Kessel auf Biomethan. Da die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in dieser Variante ohne Umbauten möglich ist, steht den über den Betrachtungszeitraum hohen Wärmegestehungskosten der Vorteil gegenüber, dass keine Investitionen anfal-

len und der Kapitaldienst gegenüber Variante 0 sinkt (keine Reinvestition in den stillgelegten Steinkohle-Kessel). Somit ist eine Erhöhung der erneuerbaren Energien einhergehend mit einer Senkung der CO₂-Emissionen möglich. Variante 3.1. kann von der FUG graduell eingesetzt werden, in dem ein gewisser Anteil Biomethan mit dem Erdgas mit verfeuert wird.

Die niedrigste Erhöhung der Wärmegestehungskosten bietet Variante 2.1, die Realisierung einer Geothermieanlage mit ausreichendem Temperaturniveau und hoher Schüttung. Eine Realisierung dieser Variante ist jedoch – wie alle Geothermieprojekte – mit erheblichen Unsicherheiten behaftet und erfordert hohe Investitionen. Falls die FUG anstrebt, den Biomasseanteil künftig z.B. aus Gründen der Ressourcenschonung zu senken und verstärkt brennstofffreie erneuerbare Energieträger einzusetzen, kann Geothermie eine Option sein. Um netzseitig die Voraussetzungen für eine Einbindung geothermischer Potenziale zu verbessern, sollten Möglichkeiten zur weitergehenden Absenkung der Vorlauftemperatur schon im Rahmen der Dampfnetzumstellung genutzt werden. Weitere Möglichkeiten zeigt das BMWi-geförderte Forschungsprojekt „Fernwärme-Modellstadt Ulm“ auf.

Da ansonsten keine Variante mit einem höheren Anteil erneuerbarer Energien für die FUG wirtschaftlich interessant erscheint, ist das Fernwärmenetz der FUG hinsichtlich erneuerbarer Energien offenkundig saturiert.

Die negativen Auswirkungen des Einsatzes erneuerbarer Energieträger in der Spitzenlast auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugung sind in Variante 3 am Beispiel von Biomethan deutlich geworden. Da Spitzenlastanlagen schnell regelbar sein müssen, sind verhältnismäßig günstige erneuerbare Energieträger wie bspw. holzartige Biomasse nicht geeignet. Zu den bereits hohen Wärmegestehungskosten der Heizwerke kommt der relativ hohe Preis für Biomasse hinzu. Auch wenn durch die Umstellung der Spitzenlast auf erneuerbare Energieträger ein maximal möglicher Anteil an erneuerbaren Energien in der Wärmeerzeugung möglich ist - bei der FUG liegt dieser aufgrund der bezogenen Abwärme des MHKW bei 92,4 % - stellt sich dieses Streben nach dem maximal Möglichen als wirtschaftlich nicht sinnvoll dar, weil diese geringe anteilige Änderung mit enormen Kosten behaftet ist.

Hier unterscheidet sich die Situation der FUG von Fernwärmenetzen mit einem niedrigen Anteil regenerativer Energien wie z.B. in der Modellregion Jena. In rein fossil versorgten Netzen besteht ein größerer Handlungsbedarf: Hier kann durch den Austausch fossiler durch erneuerbare KWK-Grundlast mit verhältnismäßig kleinen Erzeugungsanlagen eine deutlich erhöhten Anteil erneuerbarer Energien erzielt werden.

Für die FUG hat die Sammelschiene des HKW positiv zu der Ergänzung des Kraftwerksparks um die beiden Biomasse-Heizkraftwerke Bio I und II beigetragen: Durch die Sammelschiene benötigt die FUG für ihre fossilen Kohle-, Gas- und Ölkessel eine geringere Anzahl an Turbinen, Generatoren, Wärmetauschern etc., weil diese von allen Kesseln „mitgenutzt“ werden und ständig ausgelastet sind. Dies führt neben geringeren Investitionskosten zu geringeren Betriebsaufwendungen und macht einen Austausch der Kessel unabhängig von der restlichen Lebensdauer der an die Sammelschiene angeschlossenen Anlagen möglich. Diese finanzielle Erleichterung im fossilen Bereich macht Investitionen für Neubauten wie die von Bio I im Jahr 2004 und Bio II im Jahr 2012 leichter. Auch wenn aufgrund der momentanen Gesetzgebung (Ausschließlichkeitsprinzip EEG) für beide Biomasse-KWK-Anlagen eine eigene Turbine für den Erhalt der EEG-Vergütung erforderlich ist, könnte aus rein technischer Perspektive der aus der Turbine strömende Dampf ebenfalls in die Sammelschiene geleitet werden, womit die Investitionen um die Kosten für weitere Turbinen, Generatoren sowie Wärmetauscher für die Übertragung der Wärme an das Fernwärmenetz reduziert werden. Von diesen positiven Effekten der Sammelschiene für die FUG können sich andere

Fernwärmenetzbetreiber inspirieren lassen, um - neben einer Steigerung der Auslastung der Anlagen - durch eine finanzielle Entlastung eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien leichter realisieren zu können.

Die Auswertung der verschiedenen Varianten zeigt, dass die größte Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien sowie die bedeutendste Reduktion der CO₂-Emissionen über den Einsatz von mit holzartiger Biomasse befeuerten KWK-Anlagen sowie dem Einsatz von Biomethan möglich sind. Eine Strategie seitens der Bundesregierung zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger kann - neben der Förderung aus dem EEG - in der Schaffung zusätzlicher Anreize zur Umstellung des Kraftwerksparkes auf erneuerbar befeuerte Anlagen bestehen. Hierzu eignet sich eine Änderung des Ausschließlichkeitsprinzips (§ 16 EEG 2012), mit der Betreibern von Anlagen mit Sammelschienen die Errichtung einer Neuanlage so einfach und kostengünstig wie möglich gewährt und der Einsatz erneuerbarer Energien honoriert wird.

Die untersuchten Varianten zeigen, dass das Maximum an erneuerbaren Energien bei einem gleichzeitigen Bezug von Abwärme aus einem MHKW für das der FUG bei 92,4 % liegt. Es ist jedoch zu prüfen, ob das Erreichen der Ziele mit Biomethan und holzartiger Biomasse auf lange Sicht realistisch ist: Wenn viele Kraftwerksbetreiber ihre Energieerzeugung um diese Brennstoffe ergänzen, ist das Potenzial von wirtschaftlich erwerbbar Mengen an Brennstoff zu prüfen. Deshalb erscheint es sinnvoll, wenn die FUG Möglichkeiten zur Temperaturabsenkung nutzt, die z.B. durch den Austausch von Kundenstationen etc. im Rahmen der Dampfnetzumstellung entstehen. Je niedriger das Temperaturniveau von Fernwärmenetzen, desto größer ist das Spektrum erneuerbarer Energieträger jenseits von Biomethan und Biomasse, die sich integrieren lassen. Dies gilt besonders für brennstofffreie erneuerbare Energiequellen wie z.B. Geothermie, aber auch für Abwärme.

7.7 Zusammenfassung

Das Fernwärmenetz der Fernwärme Ulm GmbH (FUG) weist schon heute einen Anteil von **mehr als 50 % erneuerbar erzeugter Wärme** auf, die zum größten Teil aus Biomasse-KWK und einem Müllheizkraftwerk bereitgestellt wird. Darüber hinaus liefern vier BHKWs externer Einspeiser Wärme in das Netz (drei Biogas-, ein Pflanzenöl-BHKW). Ein Zeitfenster für einen Umbau der Erzeugerstruktur der FUG bietet sich nach 2020, wenn die zurzeit laufende Dampfnetzumstellung abgeschlossen ist und die ältere Biomasse-KWK-Anlage sich dem Ende der EEG-Vergütung nähert. Durch die Inbetriebnahme einer zweiten Biomasse-KWK-Anlage in 2012 wird der Anteil erneuerbarer Energien (EE) in Ulm weiter steigen und voraussichtlich im Jahr 2020 bereits bei 77 % liegen.

Ziel der Untersuchung ist zu prüfen, welche Strategien es für den Zeitraum nach 2020 gibt, den Anteil erneuerbarer Wärme im Netz der FUG noch weiter zu erhöhen. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern nach einer Prüfung der technischen Realisierbarkeit sowie der Ermittlung der Wirtschaftlichkeit in vier Varianten (Biomasse-KWK + Biomasse-Mitverbrennung, Geothermie, EE-Maximum, Biomethan-BHKWs) in den Anlagenpark der FUG integriert.

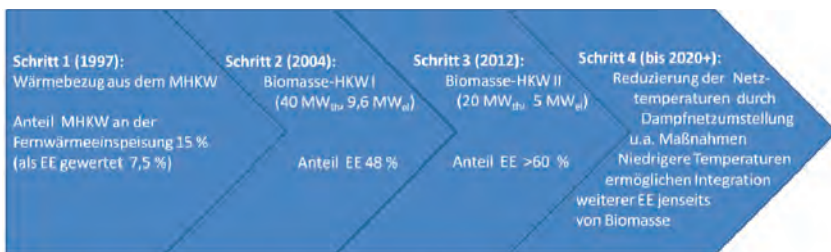
Dabei ergibt sich, dass der höchste Anteil erneuerbarer Energien im Netz der FUG durch den Einsatz einer weiteren biomassebefeuerten KWK-Anlage in Verbindung mit dem Einsatz von Biomethan in der Spitzenlast erzielbar ist. Der maximal mögliche Anteil erneuerbarer Energieträger für das Fernwärmenetz Ulms liegt bei 92,4 %. Dieser ist begrenzt, da die bezogene Abwärme aus dem MHKW zu 50 % als fossil bewertet wird.

Alle vier untersuchten Varianten würden unter den getroffenen Annahmen für 2020 die Wärmegestehungskosten gegenüber der Basisvariante erhöhen, je nach Variante zwischen 8 % und 39 %. Es bietet sich damit kein wirtschaftlicher Anreiz zur weiteren Steigerung des EE-Anteils. Auch das von der Bundesregierung für 2020 formulierte Ziel von mindestens 14 % erneuerbaren Energien im Wärmebereich wäre von der FUG weit übertroffen. **Deshalb scheint der erneuerbare Anteil im Netz der FUG mit 77 % nahe am Optimum zu liegen.**

Die geringste Erhöhung der Wärmegestehungskosten verzeichnet die Geothermievariante 2.1, bei der eine hohe Schüttung und eine Einspeisetemperatur von 90 °C unterstellt wird. Hier verdrängt die brennstofffreie Geothermie in der Grundlast teilweise den begrenzten erneuerbaren Energieträger Biomasse. Nachteilig bei dieser Variante sind jedoch neben den erhöhten Wärmegestehungskosten die erheblichen Investitionen und die mit geothermischen Projekten verbundenen Unsicherheiten (erzielbares Temperaturniveau, Schüttung, geologische Risiken). Als reine Wärmetechnik reduziert Geothermie die Einsatzzeiten der Biomasse-KWK, wodurch sich die erneuerbare Stromerzeugung, die Einnahmen durch das EEG und die Stromgutschrift ebenfalls verringern.

Sollte die FUG anstreben, künftig den Biomasseanteil aus Gründen der Ressourcenschonung zu senken und verstärkt brennstofffreie erneuerbare Energieträger einzusetzen, könnte Geothermie eine Option sein. Um netzseitig die Voraussetzungen für eine Einbindung geothermischer Potenziale zu verbessern, sollten Möglichkeiten zur Absenkung der Vorlauftemperatur im Rahmen der Dampfnetzumstellung genutzt werden.

Für eine Steigerung des EE-Anteils auf mehr als 77 % unter Inkaufnahme höherer Wärmegestehungskosten erscheint Variante 3.1. am interessantesten. Die vollständige oder partielle Bereitstellung der Spitzenlast in Biomethan-gefeuerten Kesseln erfordert keine Investitionen. Die Menge des eingesetzten Biomethans kann gemäß Verfügbarkeit und Preisniveau flexibel gewählt werden. Dadurch kann der Anstieg der Wärmegestehungskosten auf ein vertretbares Maß begrenzt werden.



* Voraussichtlich bis 2022 wird die Dampfnetzumstellung in Ulm abgeschlossen sein. In 2024 endet die EEG-Förderung des Bio-HKW I, so dass sich für die Integration neuer EE-Anlagen ein Zeitfenster öffnet.

Abbildung 7-25: Zusammenfassung der Transformationsschritte in Ulm

Die für das Beispiel Ulm untersuchten Strategien zeigen Aspekte auf, die auch für andere Fernwärmenetze relevant sind:

- Wenn holzartige Biomasse zu vertretbaren Preisen regional beschafft werden kann, bietet sich eine unproblematische Möglichkeit der Integration erneuerbarer Energien in Netze mit hohen Temperaturen (inkl. Dampfnetze).

- Der Betrieb erneuerbarer KWK-Anlagen in der Grundlast erschwert die Einbindung von Solarthermie und Geothermie. Diese beiden erneuerbaren Energieträger sind zwar unerschöpflich und können deshalb einen Beitrag zur Schonung begrenzter erneuerbarer Ressourcen (Holz, Biomethan) leisten. Als reine Wärmetechniken sind sie derzeit wirtschaftlich unattraktiver, weil ihre hohen Investitionskosten nicht durch zusätzliche Vergütung für regenerativen Strom ausgeglichen werden. Auch hinsichtlich der Treibhausgasreduktion schneiden sie schlechter ab als regenerative KWK (keine Stromgutschrift).
- Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ergab die Untersuchung, dass das Fernwärmenetz der FUG nahe dem Optimum des Anteils erneuerbarer Energien liegt, da jede weitere Einbindung einer regenerativen Neuanlage die Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugung mindert.

8 Energiepolitische Rahmenbedingungen

8.1 Ausgangslage

Bei Fernwärme handelt es sich bereits um primärenergiesparende Wärmeenergie, die vor allem durch einen hohen Anteil an effizienter KWK und durch die Nutzung von Abwärme (z.B. aus Industrieanlagen) gekennzeichnet ist. Im Gegensatz zu fossilen Einzelanlagen besteht also schon eine Klimaschutzwirkung durch die Fernwärme, ohne höhere Anteile erneuerbarer Energien. Neben der Transformation der Fernwärme zu höheren EE-Anteilen ist vor allem die Erweiterung und Verdichtung bestehender Fernwärmenetze schon ein wichtiger Schritt zum Erreichen der politischen Klimaschutz- und Energieeffizienzziele.

Die Fernwärme in Deutschland hat derzeit einen Anteil von rd. 6 % am gesamten Wärmeemarkt (bezogen auf Wärmeendenergie), den es – wie auch in den Szenarien in Kapitel 2.4 dargestellt – gilt, weiter auszubauen. Ein großer Vorteil der Fernwärme besteht darin, dass sie hauptsächlich Bestandsgebäude in innerstädtischen Lagen versorgt und somit bestens dazu geeignet ist, EE und Energieeffizienz in diese Lagen zu bringen, in dem es generell schwierig ist, den EE-Anteil zu steigern.

Allerdings werden durch die geplanten Entwicklungen in der Zukunft sowie darauf aufbauende Initiativen in EU-Verordnungen und nationalen Gesetzgebungen die Anforderungen an die Fernwärme wahrscheinlich steigen. Vor allem mit Blick auf die ambitionierten Ziele in der Gebäudesanierung muss die Fernwärme technisch und ökonomisch konkurrenzfähig zu anderen Versorgungstechnologien und Energieträgern bleiben.

Der Ausbau des Einsatzes erneuerbarer Energieträger in bestehenden²² Fernwärmenetzen erfordert aufgrund derzeit noch bestehender Hemmnisse und konkreter Ziele, analog zum EE-Ausbau im Stromnetz, die Flankierung durch energiepolitische Instrumente. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die **derzeitigen** politischen Instrumente bereits Akzente setzen und während der Projektlaufzeit zudem verschiedene Veränderungen erfolgt sind. Zu nennen sind hier

I. die Instrumente, die bereits heute KWK, Abwärmenutzung und Wärmenetze unterstützen, insbesondere

- das KWKG, das mit den Bonuszahlungen und der Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen mit Mindest-KWK-Anteilen Fernwärme auf der Basis von KWK oder Abwärme fördert, insbesondere mit der Novelle des KWKG 2012, durch das auch die Investition in Wärmespeicher förderfähig ist;
- das Marktanreizprogramm, das Wärmenetze fördert, die nicht vom KWKG erfasst sind und in denen Mindest-Anteile erneuerbarer Energieträger zum Einsatz kommen;
- das KfW-Energieeffizienzprogramm 242-244 („Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen gewerblicher Unternehmen“), das Anlagen zur Nutzung industrieller Abwärme fördert;
- das EEWärmeG, das in seiner Fassung von 2009 Fernwärme unter bestimmten Qualitätsanforderungen als Ersatzmaßnahme zur Nutzungspflicht erneuerbarer Energieträger zur Beheizung von Neubauten und öffentlichen Gebäuden zulässt,

²² In dieser Untersuchung wurde ausschließlich analysiert, wie der EE-Anteil in bestehenden Fernwärmesystemen erhöht werden kann.

- sowie weitere Programme auf Landesebene, z.B. das EWärmeG des Landes Baden-Württemberg oder das Programm Progress NRW,

sowie

II. die Instrumente, die bereits heute die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien sowie von Abwärme in Wärmenetzen unterstützen, beispielsweise

- die Regelungen des Emissionshandels, gemäß derer biogene Festbrennstoffe nicht mit Zertifikaten abgedeckt werden müssen. Dies führt zu einer wirtschaftlichen Verbesserung im Vergleich zu fossilen Brennstoffen, vor allem beim direkten Vergleich ab einer Leistung von 20 MW_{el} (siehe nächster Punkt)²³.
- die Aufhebung der Größenbegrenzung bei 20 MW_{el} im EEG 2012, wodurch Strom auch aus größeren Biomasse-KWK-Anlagen bis zur elektrischen Leistung von 20 MW vergütet wird.
- die Einbeziehung von Abwärme als mögliche Hauptwärmequelle in die Förderung von Wärmenetzen im Rahmen des Marktanreizprogramms.
- die Erhöhung der Förderquote für große Solaranlagen auf 40 % im Marktanreizprogramm.
- die EnEV, die mittels Primärenergiefaktor Anreize für den Wärmenetzbetreiber stellt, höhere Anteile KWK und erneuerbare Energien einzusetzen;

Neben diesen existierenden Instrumenten wurde allerdings aufgezeigt, dass in großen bestehenden Wärmenetzen technische Randbedingungen existieren, welche durch erneuerbare Energien nicht erfüllt werden können. Sowohl eine Anpassung der Netzstrategie als auch eine Flexibilisierung der Erneuerbaren im Hinblick auf Temperatur und Druckniveau sind für ein verbessertes Zusammenspiel notwendig. Die zu entwickelnden Politikinstrumente sollten eine Optimierung des von Fall zu Fall sehr individuellen Fernwärmegesamtsystems unter Berücksichtigung von Effizienzkriterien sicherstellen. Hierbei sollte vor allem die Interaktion zwischen Strom, Wärme und Energiespeicherung Berücksichtigung finden. Herausforderungen ergeben sich dabei insbesondere

- durch technische Schwierigkeiten bei der Einbindung von EE-Anlagen, hauptsächlich wegen Temperatur-, Hydraulik- und jahreszeitlichen Anforderungen,
- durch die derzeit schlechtere Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Anlagen,
- durch sehr hohe notwendige Investitionssummen bei der effektiven Einbringung eines entscheidenden Anteils von EE, begründet durch die Größe der Netze
- durch geringe Kenntnisse über Machbarkeit, Vor- und Nachteile sowie notwendige flankierende Maßnahmen,
- durch Konkurrenz zu anderen klimaschonenden Grundlasterzeugern wie industrielle Abwärme oder KWK-Wärme aus Müllheizkraftwerken sowie schlichtweg
- durch fehlende Verfügbarkeit der EE.

²³ In diesem Zusammenhang besteht **eine Zusatzbelastung für KWK-Anlagen in der Fernwärme im Vergleich zu Einzelheizungen, die mit Gas, Heizöl, oder anderen fossilen Brennstoffen betrieben werden.** Diese liegen unter der 20 MW-Grenze und sind daher vom Emissionszertifikatehandel befreit.

Insbesondere die technischen Hemmnisse aufgrund von Temperatur und Hydraulik sind zudem relevant für die Anpassung der Fernwärme an zukünftige Abnehmerbedingungen durch geringere Temperatur- und Leistungsanforderungen.

8.2 Weiterentwicklung des Instrumentenmixes

Auf dem im Rahmen dieses Projektes am 7. Mai 2012 durchgeführten Experten-Workshop wurden derartige Maßnahmen gesammelt und nach den Kategorien

- Förderung
- Ordnungsrecht Einspeisung
- Ordnungsrecht Nutzung
- Flankierende Instrumente

sortiert (siehe Abbildung 8-1).



Abbildung 8-1: Screening neuer und angepasster energiepolitischer Rahmenbedingungen im Rahmen des Experten-Workshops am 7. Mai 2012

Die abschließend von den Teilnehmern durchgeführte Bewertung²⁴ der gesammelten politischen Instrumente und Maßnahmen hinsichtlich ihrer Umsetzungspriorität zeigt, dass Maß-

²⁴ **4 Punkte:** Anreize zur Temperaturreduzierung in FW-Netzen schaffen / Gleichstellung von Abwärme und EE ist notwendig (z.B. Abwärme-EEG, Abwärmenutzungs-VO) **3 Punkte:** EE-Nutzungspflicht für FW-Netzbetreiber / Wärme-Einspeisevergütung mit Klärung der damit zusammenhängenden Problematiken der Abnahmepflicht bzw. des Abnahmevorrangs / Aufklärung und Weiterbildung der relevanten Akteure **2 Punkte:** Ausreichende Risikoabsicherung für Geothermie

nahmen zur Strukturanpassung des Fernwärmenetzes (z.B. Temperaturreduzierung, Rücklaufausnutzung etc.) einen besonders großen Stellenwert haben (insgesamt 6 Punkte).

Aufbauend auf diesen Workshopergebnissen sowie auf den Ergebnissen aus den Modelanalysen in den Kapiteln 5, 6 und 7 werden im Folgenden zu relevanten politischen Maßnahmen steckbriefartige Ausarbeitungen dargestellt. Im Kapitel 8.2.1 werden die Instrumente aufgezeigt, deren Umsetzung das Projektteam empfiehlt, in Kapitel 0 werden zusätzlich jene Politikinstrumente dargestellt, die im Rahmen des Projekts diskutiert wurden, deren Umsetzung jedoch aus verschiedenen Gründen nicht vorgeschlagen wird.

8.2.1 Zur Umsetzung empfohlene Politikinstrumente

Förderprogramm zum Anreiz einer Netztransformation

Ziele	Verbesserung der Netzinfrastruktur bezüglich technischer Performance und Kompatibilität mit EE-Einsatz, Verbreitung dieser Maßnahmen
Hintergrund	<p>Umsetzung von investiven / organisatorischen Maßnahmen, die eine Netztransformation in Richtung zukünftiges System mit folgenden Rahmenbedingungen ermöglichen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - geringere Temperaturen (Vor- und Rücklauf) - geringere Verluste - geringer werdende Anschlussleistungen / geringere Wärmeverkaufsmengen / höherer Anschlusszahl - exergetisch optimierter Betrieb sowie - hohe Anteile erneuerbarer Energien. <p>Fernwärmeversorger sollen durch diese Förderung dazu motiviert werden,</p> <ul style="list-style-type: none"> - konkrete erste Maßnahmen hinsichtlich Machbarkeit zu prüfen und - Maßnahmen mit ggf. anfallenden Mehrkosten zu realisieren.
Mechanismus	Finanzieller Anreiz
Ausgestaltung	<p>Gefördert werden Maßnahmen in zwei Bereichen:</p> <p>Baustein 1 Machbarkeitsstudien: Zuschussförderung für die Durchführung von Machbarkeitsstudien zur Analyse von technischen und organisatorischen Maßnahmen (inkl. Berücksichtigung der Kundenanlagen). In der Maßnahme muss die Zielsetzung Netztransformation deutlich werden. Als Voraussetzung für den Baustein 2 (Investitionsförderung) müssen für die favorisierte Maßnahme Mehrkosten ggü. der Standardvarianante sowie ökologische Effekte dargestellt werden.</p> <p><u>Beispiele:</u> Förderung der Entwicklung von z.B. juristisch-technischen Lö-</p>

(Informations- und Erfahrungsaustausch) / Anreize zur Rücklaufnutzung / Mobile Wärme / Demoprojekte zur Kostensenkung (z.B. bei Solarthermie)

	<p>sungsansätzen bei Kunden mit vertraglich festgelegten Temperaturanforderungen zur Reduzierung der Vorlauftemperatur, Machbarkeitsstudien zur Rücklaufversorgung konkreter Gebiete zur verbesserten Ausnutzung des Energiepotenzials, Entwicklung von Informations- und Dienstleistungsangeboten zur Reduzierung der Rücklaufstemperatur (z.B. hydraulischer Abgleich der Kundenanlagen), Machbarkeitsstudien zur Bewertung eines Sekundärnetzes oder eines 3-Leiter-Anschlusses für ein neues Versorgungsgebiet, etc.</p> <p>Baustein 2 Breitenförderung: Darauf aufbauend wird die Umsetzung der aus einer Analyse herausgearbeiteten Maßnahme zur Wärmenetzoptimierung inkl. Maßnahmen bei den Wärmekunden mit einem Investitionszuschuss oder einem zinsgünstigen Darlehen gefördert.</p>
Zielgruppe	FW-Versorger
Vorteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Lücke in der Förderlandschaft - Stadtwerke bzw. Fernwärmeversorger sind von den Förderprogrammen mit konzeptionellem Ansatz häufig ausgenommen - Gefördert werden zielgerichtete Maßnahmen (keine Übergangslösungen) - Positives Image des Förderprogramms (kein Zwang, sondern Anreiz)
Nachteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Weiteres Förderprogramm in ohnehin schon unübersichtlicher Förderlandschaft - Ggf. zu geringe Auswirkungen / zu Beginn nur vereinzelt Anträge, wenig Effekte
Ranking beim Expertenworkshop	Hoch
Ableitung aus...	<p>Technischer Analyse bzgl. Einbindung der EE, insbesondere der Energieträger ohne Brennstoffaufwand wie Solarthermie, Geothermie.</p> <p>Szenarioanalyse mit Hinweis auf stark sinkende Endenergiebedarfe in der Heizenergieversorgung sowie auf steigende FW-Anschlusszahlen durch Maßnahmen der Verdichtung.</p>
Umsetzungsmöglichkeit	<p>Eigenes Förderprogramm</p> <p>Begleitend zur Richtlinienentwicklung ist eine beihilferechtliche Beratung notwendig. Zu beachten sind die beschränkten Fördermöglichkeiten von gewerblichen Unternehmen. Die bestehenden Deminimis-Grenzen sind bei diesem Programm, insbesondere bei der Investitionsförderung, zu gering. Die Anwendung der AGVO bzw. die Notifizierung dieses Förderprogramms bei der EU könnten sinnvoll sein.</p> <p>Änderung der Anforderungen an die Förderung der Übergabestationen im MAP (Bonus für NT-Fernwärme, Bonus für weitere organisatorische, investive Maßnahmen zur Rücklauftemperaturbegrenzung wie z.B. rück-</p>

	lauftemperaturabhängige Tarife)
Empfehlung	Sofort umsetzen.

Biomassemitverbrennung im EEG

Ziele	<p>Erhöhung des Anteils EE in großen FW-Netzen, Reduzierung des Kohleinsatzes.</p> <p>Realisierung von Biomassemitverbrennung in KWK-Anlagen, möglichst effizienter Einsatz von endlicher Biomasse, Schaffung von effizienten und THG-reduzierenden Übergangslösungen</p>
Hintergrund	<p>Um in den bestehenden FW-Netzen relevante EE-Anteile erreichen zu können, ist die Biomasse-Mitverbrennung in KWK-Anlagen mit hohen Mindestnutzungsgraden eine Möglichkeit.</p> <p>Allerdings besteht bei Biomasse das prinzipielle Problem der Herkunft (Nachhaltigkeitsaspekte), der Konkurrenz zu weiteren Verwertungswegen sowie des Transports. Möchte man in Deutschland kurzfristig einen EE-Anteil in der Fernwärme von 10 % allein durch Biomassemitverbrennung erreichen, so sind, ausgehend von der Annahme, dass die Biomasse ausschließlich in bestehenden KWK-Anlagen (ohne industrielle KWK) eingesetzt wird und 11 % Verteilverluste angesetzt werden, Holzmengen im Umfang von rd. 50 PJ erforderlich. Im Jahr 2020 werden, wie in Kapitel 4.2.4.1 beschrieben, rd. 440 PJ der Biomasse insgesamt in den Wärmesektor gehen. Die dann bestehende Holzlücke von rd. 290 PJ (DBFZ 2011b) würde durch den 10 %-Anteil verschärft werden. Mittels Kurzumtriebsplantagen könnte diese Holzlücke allerdings geschlossen werden. In Frage kommen für die Mitverbrennung daher insbesondere Biomasse aus Kurzumtriebsplantagen und Biomassefraktionen, die (insbesondere aus technischen Gründen) sonst nicht stofflich oder energetisch genutzt werden (können), beispielsweise Stroh oder Grünpellets aus der verstärkten Nutzung von Landschaftspflegegut.</p>
Mechanismus	Finanzieller Anreiz
Ausgestaltung	<p>Integration einer EEG-Vergütung für Biomassemitverbrennung in Kohleheizkraftwerken durch die Anpassung des Ausschließlichkeitsgebots im EEG (§ 3 Begriffsbestimmungen, Nr. 1) unter folgenden Rahmenbedingungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Hocheffiziente KWK-Anlage (inkl. Sammelschienen) - Biomasse muss Nachhaltigkeitskriterien entsprechen, entsprechende Anforderungen müssen auch die Biomassen aus KUP einhalten (z.B. Grenzen bzgl. indirekter Landnutzungsänderung) - Bereits bestehende Nutzungskonkurrenzen bei gewissen Biomassefraktionen müssen adäquat berücksichtigt werden (Bio-

	<p>masse darf gewissen stofflichen Nutzungen nicht entzogen werden).</p> <ul style="list-style-type: none"> - EEG-Vergütung wird für die äquivalente Stromerzeugung bis 20 MW gewährt, was der derzeitigen Größenbegrenzung im aktuellen EEG entspricht. <p>Höhe der erforderlichen EEG-Vergütung in der dena-Studie liegt bei 3,6 ct/kWh_{el}. Das Modellnetz zeigt hohe Wärmegestehungskosten bei der Biomassemitverbrennung im Vergleich zu Biomasse-HKW. Insbesondere bei Hackschnitzeln ergeben sich hohe Wärmegestehungskosten, die auf die hohen Kapital- und Betriebskosten zurückzuführen sind. Ein Plausibilitätscheck dieser Kostenansätze konnte mangels transparenten Informationen nicht durchgeführt werden. Der Rechenansatz mit lediglich 50 % der Investitions- und Betriebskosten für einen Mitverbrennungsanteil von 10 % zeigt jedoch die Konkurrenzfähigkeit von Pelletsmitverbrennung ohne Förderung mit der Basisvariante (Steinkohle). Bei Hackschnitzelmitverbrennung liegen die durchschnittlichen Wärmekosten in etwa bei 90 €/MWh und liegen somit deutlich über der Basisvariante.</p>
Zielgruppe	Kraftwerksbetreiber
Vorteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Bestehende Strukturen werden genutzt - Hohe, kurzfristige Effekte möglich - Begrenzung auf KWK-Anlagen vorteilhaft im Vergleich zur reinen Strom- oder Wärmenutzung - Auch in großen Bestandsnetzen kann so schrittweise/sukzessive der EE-Anteil ausgeweitet werden
Nachteile des Instruments	<p>Die Gesamtbewertung des Energieträgers Biomasse (Kapitel 4.2.4.1) ergibt, dass Biomasse-Mitverbrennung durchaus ambivalent zu bewerten ist:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Hoher Biomassebedarf bei nennenswerten Mitfeuerungsanteilen - Dadurch Verschärfung des bereits bestehenden Preisdrucks durch die Steigerung der Nachfrage am begrenzten Biomassemarkt, mit ggf. nachteiligen Folgewirkungen für die Biomassefraktionen²⁵ (siehe auch IFEU 2012) - Nachhaltigkeit der Maßnahme umstritten (siehe ausführlich Kapitel 4.2.4.1), Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse derzeit noch nicht vorhanden, werden für das 1. Quartal 2013 erwartet, Zertifizierungssystematik noch mit vielen offenen Fragen. - Darauf aufbauend ggf. komplizierte Administration, um die Probleme der Intensivierung der energetischen Biomassennutzung abbilden zu können und um Fehlentwicklungen verhindern zu können. - Die Begrenzung auf 20 MWe_{el} führt ggf. zu höheren spezifischen

²⁵ Beispiel: Im Umkreis von Mitverbrennungs-HKW könnte z.B. auf Stroh ein hoher Preisdruck entstehen, so dass ggf. auch mehr Stroh entnommen wird als für den Boden erträglich ist.

	Investitionskosten für die Mitverbrennung.
Ranking beim Expertenworkshop	Gering
Ableitung aus...	<p>Modellnetz: Kostenanalyse für Biomassemitverbrennung;</p> <p>Aus der Szenarioanalyse, um die EE-Anteile in der leitungsgeb. Wärme überhaupt erreichen zu können.</p> <p>Aus der Gesamtbewertung.</p>
Empfehlung	<p>Umsetzung im EEG, sobald die Nachhaltigkeitskriterien für die Biomasse bestehen (frühestens 2014).</p> <p>Gleichzeitig Einführung der Vergütung von Strom aus KWK-Sammelschienenanlagen mit Biomasseanteilen. Die Berechnung des Biomassestromanteils erfolgt über den Brennstoffinput nach vorgegebenen Rechenvorschriften.</p>

Forschungsförderung von Pilotprojekten im Bereich solarer Fernwärme

Ziele	Realisierung von großen zentralen Solarthermieanlagen mit Einbindung in das Fernwärmesystem. Durch die Förderung sollen Erfahrungen mit der Technologiekombination (technisch, organisatorisch, wirtschaftlich) gesammelt werden.
Hintergrund	<p>Während in Skandinavien und Österreich bereits einige Projekte zur Einbindung von Solarthermie in FW-Systeme bestehen, gibt es in Deutschland dazu noch keine Erfahrungen. Da langfristig die Solarthermie in leitungsgebundener Wärme eine wichtigere Rolle spielen wird als heute, ist es notwendig, dass entsprechende Erfahrungen gemacht werden.</p> <p>Die Bewertung der Rolle der Solarthermie als Backup in Sommermonaten, wo ggf. KWK-Anlagen abgeregelt werden müssen, muss dahingehend konkretisiert werden.</p>
Mechanismus	Anreize schaffen
Ausgestaltung	<p>Innovationsbonus für den Bau von pilothaften Solarthermieanlagen, deren Wärme in ein Fernwärmenetz eingespeist wird. Gefördert wird die Investition in die EE-Anlage, der Anschluss ans FW-Netz sowie das Monitoring für die ersten drei Jahre des Betriebs.</p> <p>Begrenzung auf max. 20 Anlagen in Deutschland. Bei der Auswahl der Anlagen sind Einspeiserahmenbedingungen (z.B. vorherrschende Netztemperaturen), Gesamtsystemeffizienz und Effizienz der Kollektortechnik zu berücksichtigen.</p>

Zielgruppe	FW-Versorger, Anlagenbetreiber in Koop. mit FW-Versorger
Vorteile des Instruments	- Füllt eine Lücke in der Praxiserfahrung mit großen Solaranlagen in Fernwärmenetzen
Nachteile des Instruments	- Ergebnisse bezüglich Sinnhaftigkeit großer Solarthermie in der Fernwärme ambivalent
Ranking beim Expertenworkshop	Mittel
Ableitung aus...	Modellnetz: Kostenanalyse für Solarthermie; Gesamtbewertung Solarthermie langfristig und Vorteile ggü. verteilten Hausanlagen; Szenarioauswertung: langfristige Entwicklung des Anteils Solarthermie;
Empfehlung	Im MAP wurde mit der Richtlinienänderung 2012 auch die Förderquote für Großsolaranlagen von 30% auf 40% erhöht. Ein weiterer Innovationsbonus für die FW-Einbindung könnte dazu führen, dass damit insbesondere auch diese Anlagen realisiert werden.

8.2.2 Mögliche Politikinstrumente mit weiterem Analyse- und Diskussionsbedarf

Durchleitung erneuerbarer Wärme

Ziele	Erhöhung des EE-anteils in der Fernwärme ohne die ökologische Effizienz und Gesamtsystemqualität zu verschlechtern. Zugleich soll der Nutzwert von Fernwärmesystemen erhöht werden, indem Neukunden von Durchleitern versorgt werden.
Hintergrund	Wärme aus EE könnte potenziellen Neukunden gezielt zur Verfügung gestellt werden, wenn beispielsweise eine Durchleitung von erneuerbarer Wärme (z.B. durch Dritte, aber auch durch eigene Anlagen) ermöglicht wird, um Neukunden zu versorgen. Die vom Neukunden abgenommene Wärme wird an geeigneter Stelle bereitgestellt, etwaige Auswirkungen auf bestehende Wärmeerzeugungsanlagen müssen ausgeschlossen werden. Diese Möglichkeit der Durchleitung besteht rein rechtlich bereits unter der Voraussetzung der technischen Machbarkeit und der Zumutbarkeit für den FernwärmeverSORGER. Allerdings zeigt auch die Einschätzung in Bundeskartellamt 2012, dass in der Praxis diese Durchleitungen kaum

	<p>eine Rolle spielen, was vor allem an der hohen technischen Komplexität einer solchen Durchleitung liegt.²⁶</p> <p>Derzeit stellt sich das Thema Durchleitung so dar, dass dritte Wärmeanbieter an die Fernwärmeversorger herantreten, um die Durchleitung zu prüfen. Diese Praxis ist meist nicht zielführend, da die technische Machbarkeit und die wirtschaftliche Zumutbarkeit sehr stark von der Systemstruktur abhängen und bisher kaum technische Bedingungen für die Durchleitung seitens der Fernwärmeversorger verfügbar sind. Durch dieses Instrument soll für Fernwärmeversorger ein Anreiz geschaffen werden, technische Bedingungen für die Durchleitung im eigenen Netz zu erstellen. Somit werden für Dritte, die Neukunden mit Wärme aus EE versorgen wollen, eindeutige Rahmenbedingungen definiert, welche technischen Anforderungen an die Einspeisung und die Entnahme der durchzuleitenden Wärmemenge gestellt sind.</p> <p>Allerdings können diese TABs eine detaillierte Prüfung des jeweiligen Durchleitungsgesuchs auf technische und wirtschaftliche Machbarkeit nicht ablösen, sondern lediglich in einigen grundlegenden Punkten wichtige Rahmenbedingungen schaffen.</p>
Mechanismus	<p>Transparenz durch technische Durchleitungsbedingungen schaffen, Anreize für Fernwärmeversorger zur Transparenz schaffen, ökologische Qualität und Gesamteffizienz der Bestandsnetze sichern.</p>
Ausgestaltung	<p>Gefördert werden detaillierte Untersuchungen des Fernwärmeversorgers um folgende Fragestellungen individuell und fallbezogen beantworten zu können:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Welche technischen Anforderungen sind – in Abhängigkeit der technischen Gegebenheiten des speziellen Netzes – an die Einspeisung und Entnahme bei Wärmedurchleitung an Neukunden zu stellen. 2. Wo bestehen beim existierenden Netz technische Möglichkeiten der Einspeisung und Wiederentnahme von Wärme aus erneuerbaren Energien? 3. Welche Nutzungsvergütungen könnten für den Fernwärmeversorger aufgestellt werden? 4. Gibt es Interessenten und Neukunden bzgl. Wärme aus EE (Marktanalyse)? 5. Wie werden die gewonnenen Informationen den Interessenten zugänglich gemacht?

²⁶ Dieses Thema wird auch in der Fachöffentlichkeit diskutiert (Bundeskartellamt 2012). Das BKartA setzt sich mit der Durchleitung kritisch auseinander, Kritik kommt auch aus Schweden, wo die Regierung auf erhöhte Kosten des notwendigen Unbundling für den Kunden hinweist. Die Rechtswissenschaft weist auf Probleme mit der Durchleitung für die ökologische Gesamteffizienz hin, vgl. Körber 2011 und 2012 und auf die Tatsache, dass der Durchleitungspetent für Reserve und Spitzenleistung selbst zu sorgen hat.

	<p><u>Umfassend zu klärenden Punkte sind:</u></p> <p>Ökologische Bewertung Gesamtsystem und Durchleiter: In der Ausgestaltung ist zu definieren, wie sich die Durchleitung auf die Gesamteffizienz und ökologische Qualität des Systems und der einzelnen Durchleitungswärmemenge auswirkt. Dabei ist zu beachten, dass der Primärenergiefaktor nicht je Kunde sondern für das gesamte System berechnet wird. Es muss geklärt werden, ob einzelnen Kunden Wärme bestimmter Qualität (EE) bereitgestellt werden kann.</p> <p>Eine Möglichkeit besteht darin, den PEF des Gesamtsystems zunächst unverändert zu lassen, solange ein zu bestimmender Schwellwert in Prozent der abgesetzten Jahreswärmearbeit des Systems überschritten wird. Erst dann wird ein neuer PEF für das betreffende System ermittelt. Solange ist für jeden neuen Kunden der bisherige PEF des Fernwärmesystems bindend. Um den Effekt der Durchleitungswärmemenge auf den PEF des bestehenden Systems ermitteln zu können und die ökologische Qualität eines Systems nicht zu verschlechtern, muss der Durchleiter einen anlagenbezogenen PEF begutachten lassen, der kleiner als der PEF des bestehenden Systems sein muss, durch das die Wärme durchgeleitet wird.</p> <p>Wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Kosten für Netznutzung: Bei der Ausgestaltung ist sicherzustellen, dass die Fernwärmekunden nicht mit höheren Kosten belastet werden. Negative Auswirkungen auf die Investitionsbereitschaft der Fernwärmeversorger müssen ausgeschlossen werden (vgl. Diskussion um die Breitbandverkabelung) und gestrandete Investitionen in der Wärmeproduktion müssen abgefangen werden.</p> <p>Zusammenspiel der rechtlichen Rahmenbedingungen: Es muss ausführlich geklärt werden, in welchen Schritten ein Durchleitungsgesuch abgewickelt werden kann und welchen Hebel die hier vorgeschlagenen TABs dabei entwickeln können, vor allem im Zusammenhang mit der bereits bestehenden rechtlichen Regelung in GWB §19 Absatz Nr. 4 und der im Kartellamtsbericht ebenfalls erwähnten Komplexität des Themas Durchleitung in der Fernwärme.</p> <p>Zudem muss auch das Gesamtsystem der bestehenden Instrumente in den Wechselwirkungen analysiert werden, insbesondere mit den derzeit bestehenden Regelungen im Emissionshandel und der Ungleichbehandlung zwischen Fernwärme und fossilen Einzelanlagen.</p>
Zielgruppe	Fernwärmeversorger
Vorteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Fernwärmeversorger und Durchleitungsinteressenten haben eine ex ante belastbare und kalkulierbare Grundlage für die Durchleitung von Drittwärme. - Die ökologische Qualität (PEF) und die gesamtsystemische Effizienz eines Wärmenetzes wird nicht verschlechtert. - Da Neukunden die Zielgruppe der Durchleiter sein sollen, wird der Effekt eines in der ökologischen Qualität hoch bewerteten Wärmenetzes mit jedem Neukunden verbreitet.

	<ul style="list-style-type: none"> - Ideen für Anlagenentwicklung können auch von Dritten ausgehen.
Nachteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Die Durchleitung durch Fernwärmesysteme ist bereits in § 19 Absatz 4 Nr. 4 GWB geregelt. Rechtliche Regelungen können weder Wirtschaftlichkeit herstellen noch technische Komplexität reduzieren. - Gefördertes Element hat per se noch keine Klimaschutzwirkung - Eventuelles Hemmnis für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen des Systembetreibers durch wirtschaftliche Unsicherheit. Hierbei wird die ökologische Gesamtoptimierung des Gesamtsystems in Frage gestellt bzw. riskiert.
Ableitung aus...	Technischer Analyse bzgl. Einbindung der EE, Modellregionen und praxisbezogene Bewertungen anhand konkreter Fernwärmenetze.
Umsetzungsmöglichkeit	BMU: NKI BMWi: Eneff Stadt
Ranking beim Expertenworkshop	Mittel
Empfehlung	Angesichts der umfangreichen noch offenen Fragen bzgl. rechtlicher Rahmenbedingungen, Bewertungsmöglichkeiten der durchgeleiteten Wärme und der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Fernwärmesystembetreiber wie auch auf den Durchleiter kann hier noch keine abschließende Empfehlung für das Instrument ausgesprochen werden. Eine weitere Analyse eines solchen Instruments wäre sinnvoll, wohl wissend, dass durch die technische Komplexität der Durchleitung in Fernwärmesystemen eine notwendige Einzelfallprüfung nie abgelöst werden kann.

Weiterentwicklung des EEWärmeG

Ziele	Erhöhung des Anteils EE in Wärmenetzen
Hintergrund	<p>Mit der derzeitigen Ausgestaltung des EEWärmeG werden Bauherren von Neubauten dazu verpflichtet, einen Anteil des Wärme- und Kältebedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken. Für die öffentliche Hand gilt diese Verpflichtung auch für bereits bestehende Gebäude. Es gibt Regelungen bzgl. der Ausnahmen und Ersatzmaßnahmen.</p> <p>Die Nutzung von Fernwärme gilt dann als Ersatzmaßnahme, wenn sie zu einem wesentlichen Anteil aus EE, zu mind. 50 % aus Abwärme oder KWK-Wärme oder zu 50 % aus einer Kombination der drei genannten Wärmequellen stammt. Die Bestandsaufnahme hat gezeigt, dass viele FW-Systeme diese Anforderung (unabhängig vom Hocheffizienzkriterium) erfüllen, hauptsächlich aufgrund des hohen primärenergiesparenden KWK-Anteils.</p>

	<p>Unter Berücksichtigung mehrerer Jahre Übergangszeit könnten jedoch diese Anforderungen dahingehend erweitert werden, dass ein Mindestanteil an EE in allen Gebäuden vorgeschrieben wird. Eine solche Regelung wird in Artikel 13 Absatz 4 der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG vorgeschlagen. Dort wird gefordert, dass für neue oder bestehende Gebäude, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden, ab 2014 ein Mindestmaß an EE gefordert werden soll, dass auch durch Fernwärme/kälte gedeckt werden kann, die „zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden.“</p>
Ausgestaltung	<p>Die Fernwärmesystembetreiber werden ab z.B. 2020 verpflichtet, bei bestimmten Auslösetatbeständen im ersten Schritt eine Prüfung zur EE-Integration durchzuführen, um darauf aufbauend im zweiten Schritt einen Mindestanteil erneuerbarer Energieträger umzusetzen.</p> <p>Dieser Auslösetatbestand könnte im Sinne der Praktikabilität einer solchen Anforderung sein:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Überschreitung eines vorab festgelegten Qualitätskriteriums der Fernwärme (z.B. PE-Faktor) und • Investitionsbedarf in neue Erzeugungsanlagen, die Wärme für das Fernwärmenetz zur Verfügung stellt, in einem vorab definierten Umfang (d.h. Relevanz der Anlage zur Wärmebereitstellung im FW-System muss gegeben sein). <p>Alternativ dazu erfüllt der FW-Versorger die Anforderungen, wenn Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, insbesondere zur Temperaturreduzierung im bestehenden Fernwärmesysteme, umgesetzt werden. Die genauen Rahmenbedingungen der Ersatzmaßnahme sind hinsichtlich Umfang und Anforderungen (z.B. Zukunftsoffenheit, etc.) zu definieren.</p> <p><u>Umfassend zu klärende Punkte sind:</u></p> <p>Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit: In der Ausgestaltung muss berücksichtigt werden, dass das EEWärmeG auf den Wärmekunden zielt und durch eine Verschärfung der Anforderungen für Fernwärme bzgl. EE-Anteil auf die FW-Versorger Sonderlasten zukommen.</p> <p>Zusammenspiel der rechtlichen Rahmenbedingungen: Zudem muss das Gesamtsystem der bestehenden Instrumente in den Wechselwirkungen analysiert werden, insbesondere mit den derzeit bestehenden Regelungen im Emissionshandel und der Ungleichbehandlung zwischen Fernwärme und fossilen Einzelanlagen.</p>
Zielgruppe / Verpflichtete	FW-Versorger
Vorteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Ökologisch sinnvoll, wenn Rahmenbedingungen klar definiert - Instrument mit hohen Effekten - Anforderungen zum EE-Einsatz werden an wichtige Akteure im Wärmemarkt weitergegeben - Niederschwelliger Einstieg in das Thema, durch Ankündigung weiterer

	Verschärfungen könnten entsprechende Planungen durchgeführt werden
Nachteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - EE-Nutzungspflicht in der FW als Quote gemessen am Anteil der transportierten Wärme beinhaltet automatisch auch Bestandsgebäude und Nichtwohngebäude, Prozesswärme, etc. - Somit könnte eine Ausweitung der Nutzungspflicht auf FW-Versorger erst dann umgesetzt werden, wenn die Nutzungspflicht für EE auch auf Bestandsgebäude und Nichtwohngebäude ausgedehnt wird, entsprechend der EU-Richtlinie zu den EE. - Bei unzureichender Ausgestaltung Einsatz von nicht nachhaltig bereitgestellter Biomasse mit den in Kapitel 4.2.4.1 beschriebenen Nachteilen - Logistische Anforderungen zur Erreichung eines angemessenen Mindestanteils in städtischen Fernwärmenetzen können an Grenzen stoßen und ggf. auch ökologisch positive Effekte der EE-Wärme mindern (z.B. durch Transportaufkommen für Biomasse aus dem Ausland). - Unter heutigen Rahmenbedingungen würde eine Doppelstruktur aufgebaut werden, da bereits durch den Emissionshandel ökonomisch bessere Rahmenbedingungen für eine stärkere EE-Nutzung geschaffen werden sollten. Eine gleichmäßige Belastung von fossilen Brennstoffen insgesamt (unabhängig von der Größe der Verbrennungsanlage) könnte alternativ zum Emissionshandel für die Großanlagen angedacht werden.
Ableitung aus...	Szenarienauswertung
Ranking beim Expertenworkshop	Hoch
Empfehlung	Im Rahmen der Umsetzung der EU-Richtlinie Erneuerbare Energien unter Berücksichtigung des Zusammenspiels zwischen dem bestehenden Instrument Emissionshandel (Weiterentwicklung und Gleichbehandlung der fossilen Erzeugerstrukturen) und der Weiterentwicklung des EEWärmeG sind genauere Analysen notwendig. Insgesamt ist hier auch auf die wirtschaftlichen Auswirkungen auf Gebäudebesitzer und Versorger zu achten.

Verbesserte Nutzung des vorhandenen Abwärmepotenzials

Da im Projekt auch das Thema industrielle Abwärme berücksichtigt wurde und diese in bereits bestehenden Instrumenten (z.B. EEWärmeG und MAP) ähnlich behandelt wird wie erneuerbare Energien wurde im Rahmen der Diskussionen zu den Politikinstrumenten auch das Thema Abwärmennutzungsverordnung diskutiert (siehe folgende Tabelle).

Ziele	Erhöhung der Nutzung von industrieller Abwärme im Wärme- und Stromsektor und dadurch Verbesserung der Primärenergieeffizienz.
Hintergrund	Analysen in IFEU et al. 2010 zeigen, dass für die deutsche Industrie ein technisch-wirtschaftliches Abwärmepotenzial bei Temperaturen größer

	<p>140°C von 316 PJ pro Jahr oder 12 % des industriellen Endenergieeinsatzes und weitere 160 PJ pro Jahr zwischen 60 und 140 °C besteht. Neben diesen Potenzialen, die vorrangig in großen Unternehmen anfallen, gibt es weitere Potenziale in kleinen und mittleren Unternehmen.</p> <p>Abwärmequellen könnten sowohl für die Wärmenutzung als auch z.T. für die Stromerzeugung genutzt werden, oder mittels Absorptionskälteanlagen kann Kälte bereitgestellt werden. Viele der Maßnahmen sind bei dem heutigen und zu erwartenden Energiepreinsniveau wirtschaftlich.</p> <p>Allerdings stehen einer Abwärmenutzung verschiedene Hemmnisse gegenüber, die ebenfalls in IFEU et al. 2010 detailliert aufgeführt werden. Diese oft strukturellen Hemmnisse können nur durch einen Instrumentenmix vollumfänglich adressiert werden. Die im Herbst 2012 beschlossene EU-Energieeffizienz-Richtlinie stellt den Stellenwert der industriellen Abwärme nun adäquat dar und sieht im ersten Schritt ab Mitte 2014 eine Pflicht zur Kosten-Nutzen-Analyse zur Abwärmenutzung bei Industrieanlagenmodernisierungen vor. Die Mitgliedsstaaten werden dazu aufgefordert, Rahmenbedingungen für die Nutzung von wirtschaftlich attraktiver Abwärme zu schaffen. Zusätzlich bestehen Hemmnisse von Seiten der Fernwärmenetzbetreiber bzgl. der Einspeisung von Abwärme, z.B. aus technisch-hydraulischer Sicht oder aus der Sicht der Wirtschaftlichkeit (z.B. durch Verdrängung von KWK-Wärme).</p> <p>Wichtige kürzlich entwickelte finanzielle Anreize wie z.B. die umgesetzte Integration von Abwärme in die Wärmenetzförderung des MAP und des KWK-G sowie die Förderung von Investitionen für die Abwärmenutzung in Unternehmen durch zinsgünstige Darlehen der KfW gehen bereits in die Richtung zur Schaffung entsprechender Rahmenbedingungen.</p>
Mechanismus	Ordnungsrecht
Ausgestaltung	<p>Angelehnt an das EU-Recht der Effizienzverordnung könnte ein Abwärmenutzungsgebot mit folgender stufenweisen Verpflichtung aufgebaut werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Stufe 1: Verpflichtung, im ersten Schritt nur für Unternehmen ab bestimmter Größenordnung, eine Selbstauskunft (Wärmenutzungskonzept) zu erstellen, in der ein in der Verordnung definierter Katalog an Maßnahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen wird. Wichtig ist hier die Berücksichtigung des Gesamtsystems, also auch der möglichen Wärmesenken und der damit verbundenen notwendigen Rahmenbedingungen (z.B. bei der Abwärmenutzung in Fernwärmenetzen Aspekte der Versorgungssicherheit, Kosten für Backup-Systeme, Gesamteffizienz des Fernwärmesystems insbes. bei KWK-Anlagen, technische Parameter wie Temperatur, Volllaststunden, Entfernung zw. Wärmequelle und –senke, etc.). In dieser Analyse sind Maßnahmenkaskaden zu definieren, beginnend mit Einspar- und Effizienz- sowie internen Wärmenutzungsmaßnahmen und darauf aufbauend mögliche Abwärmenutzungsmöglichkeiten

	<p>durch Externe. Damit könnte das Informationsdefizit als ein zentrales Hemmnis der Abwärmenutzung adressiert werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Als zweite Stufe kommt die Verpflichtung, die in Stufe 1 als technisch und ökologisch sinnvoll und wirtschaftlich definierte Einspar-, Effizienz- und Wärmenutzungspotenziale aus industriellen Prozessen umzusetzen. Bei Überschreitung bestimmter Wärmemengen bei gegebenen Temperaturniveaus wird die Pflicht zur Wärmenutzung bzw. Weitergabe an Dritte definiert. Bei der Pflicht zur Weitergabe an Dritte (z.B. an Fernwärmeversorger, vorausgesetzt die Anforderungen der Stufe 1 sind erfüllt) müssen geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine solche Aufnahme unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ermöglichen.
Zielgruppe	Im ersten Schritt Industriebetriebe mit Abwärmepotenzialen, in zweiten Schritt auch produzierendes Gewerbe.
Vorteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Zentrales Hemmnis in der Abwärmenutzung wird adressiert (keine Kernaufgabe, Zusatzkosten für Analyse werden gescheut) - In den Analysen werden Gesamtsysteme analysiert, somit technisch machbare, ökonomisch und ökologisch sinnvolle Maßnahmen ausgearbeitet - Umsetzung von wirtschaftlich häufig interessanten Maßnahmen
Nachteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Relativ komplexes Nachweissystem - Zusätzliche Kosten für die Betriebe für Stufe 1 (Analysen) - Speziell zur Nutzungspflicht von industrieller Abwärme in Fernwärmesystemen bestehen notwendigerweise hohe Hürden (technische Machbarkeit und Einspeisemöglichkeit, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Gesamteffizienz des FW-Systems)
Ranking beim Expertenworkshop	Hoch, wobei hier eher die notwendigen Anpassungen im KWK-G und MAP im Zentrum standen, die bereits 2012 umgesetzt wurden (siehe Einleitung). Eine darüber hinaus gehende Prüf- und Nutzungsverpflichtung wurde im Rahmen des Workshops nicht umfassend diskutiert.
Ableitung aus...	Szenarioanalyse, Best-Practice-Analyse, Modellregionen
Empfehlung	Im Zuge der Umsetzung der Effizienzrichtlinie muss das Gesamtpaket (Prüf- und etwaige darauf aufbauende Nutzungspflicht) eingehend geprüft, ausgearbeitet und implementiert werden.

8.2.3 Diskutierte Politikinstrumente ohne Handlungsbedarf

Einspeisung EE-Wärme

Ziele	Erhöhung des Anteils EE in Wärmesystemen durch ein budgetunabhängiges Instrument
-------	--

Hintergrund	<p>Langfristig könnte auf Basis der Erfahrungen aus den Durchleitungsprojekten eine EE-Wärme-Einspeiseregulierung inkl. einem budgetunabhängigen Finanzierungsmechanismus etabliert werden. Eine Übertragung des EEG-Mechanismus ist nicht 1:1 möglich, da beim Wärmesystem grundsätzlich andere Voraussetzungen als beim Stromnetz bestehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anders als im Strombereich gibt es bei der Fernwärme nicht die Möglichkeit des Unbundlings (Trennung von Erzeugung und Netzbetrieb). • Wärmesysteme sind vom Prinzip her lokal begrenzte Inselnetze. Die Einbindung von EE-Wärme stellt sich daher hinsichtlich der technischen Einbindung (Hydraulik, Temperaturniveau, Einspeisepunkt etc.) als große Herausforderung dar, die nur in intensiver und aktiver Zusammenarbeit mit dem Systembetreiber realisiert werden kann (siehe Kapitel 3). • Die Differenzkosten der Einspeisung setzen sich zusammen aus den direkten (z.B. Einspeisevergütung, Einbindungskosten) und den indirekt dadurch entstehenden Kosten oder entgangenen Einnahmen (z.B. entgangene KWK-Stromerlöse). Die Höhe dieser Differenzkosten ist somit sehr netzspezifisch, eine Umlage somit schwer zu kalkulieren. • Anders als im Strommarkt, wo Strom als Produkt konkurrenzlos ist, steht Fernwärme im Wettbewerb zu anderen Endenergieträgern (Gas, Öl, Strom, Pellets, ...). Es stellt sich daher die Frage, ob die entstehenden Differenzkosten von den anderen Fernwärmekunden zu tragen wären oder von allen Letztverbrauchern von Endenergie zu Heizzwecken (also auch Gas- oder Heizölkunden, elektr. Wärmepumpen).
Ausgestaltung	Kein Vorschlag erarbeitet, siehe Empfehlung.
Zielgruppe	FW-Versorger (Einspeisung), Inverkehrbringer von fossiler Endenergie (Umlage)
Vorteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Budgetunabhängigkeit - Ideen für Anlagenentwicklung können auch von externen Personen ausgehen. - Hinsichtlich der Zielsetzung mancher Fernwärmebetreiber ein mögliches Instrument, um auch mit Hilfe von externen Investoren die EE-Ziele zu erreichen.
Nachteile des Instruments	<ul style="list-style-type: none"> - Ein steigender Anteil von eingespeister Wärme führt dazu, dass der Fernwärmeversorger weniger eigene Wärme und ggf. auch Strom vermarkten kann. Zudem ergibt sich in den (lokal deutlich stärker als Stromnetze begrenzten) Systemen Einspeisespitzen beispielsweise im Sommer (Solarthermie). Zur Deckung der Spitzenlast sind weiterhin Spitzenkessel erforderlich (Bruns et al. 2012). Spezielle Regelungen müssen es daher dem Systembetreiber erlauben, einen ökonomischen ökologisch sinnvollen Betrieb zu gewährleisten.

	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Teilnehmer, die mit neuen Kapazitäten in das Netz eintreten, können das Risiko von Engpässen in bereits weitestgehend ausgelasteten Netzabschnitten erhöhen. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die Durchleitung von Fernwärme eines Drittanbieters durch ein bereits bestehendes Netz in technischer wie wirtschaftlicher Hinsicht eine enorme Herausforderung darstellt. Mit entscheidend ist hier die örtliche Lage des geplanten Einspeisepunkts.</i> (Bundeskartellamt 2012) - Hoher Prüfaufwand beim Systembetreiber - Schwierige Ermittlung von Netznutzungsentgelten sowie schwierige Allokation von zusätzlichen Investitionen (Pumpen, Leitungen, ...), zusätzlichen Betriebskosten (Pumpstrom) und Ausfällen von Dritteinspeisern - Erzeugungsanlage muss in die Erzeugerreihenfolge und in den gesamten Heizkraftwerkspark passen – EE-Anlagen müssen deutlich nachfrageorientierter geplant werden. - Wenn in Grundlast EE von Dritten eingesetzt werden, wird die Nutzungsdauer aller anderen Grundlastanlagen des Netzbetreibers verdrängt (fossil wie EE). Damit wird dem Ziel des KWK-G, den KWK-Stromanteil zu verdoppeln, entgegengewirkt, die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen wird ggf. deutlich beeinflusst.
Ranking beim Expertenworkshop	Hoch
Empfehlung	Aufgrund der technischen Schwierigkeiten der Wärmeeinspeisung und der Hemmnisse bzgl. der Differenzkostenbewertung und Umwälzungsmechanismen ist die konkrete Ausgestaltung bzw. die Wirkungsweise eines solchen Instruments fraglich.

Geothermie für große bestehende Wärmenetze attraktiv machen

Ziele	<p>Schaffung höherer Attraktivität der Geothermie für bestehende Wärmesysteme.</p> <p>Erhöhung der Wärmemenge aus Geothermie in der Fernwärme bzw. in leitungsgebundener Wärme. Nutzung von Geothermie, wo entsprechende Potenziale vorhanden sind und wo bereits eine Abnehmerstruktur vorhanden ist (Wärmenetz).</p>
Hintergrund	<p>In der ökonomischen Analyse wurde festgestellt, dass geothermische Wärme für die FW-Einspeisung bereits günstig sein kann (vorhandenes und nutzbares Potenzial vorausgesetzt), eine Förderung der Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen dann nicht unmittelbar notwendig ist.</p> <p>Entscheidende Hemmnisse für die Umsetzung von Geothermie-Projekten zur Wärmenutzung in Wärmenetzen sind:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> - Angebot ist nicht klar (Fündigkeitsrisiko) → Ausreichende Risikoabsicherung - Hohe Investitionskosten (absolute Höhe) trotz grundsätzlicher Wirtschaftlichkeit - Gesunkene Investitions- und Risikobereitschaft (siehe Evaluierung des MAP, Fichter et al. 2011) bei Investoren aufgrund Wirtschaftskrise - Möglichkeiten der Niedertemperatureinspeisung sind nicht in allen Fällen näher untersucht. - Lokale Akzeptanzprobleme - Angebot und Nachfrage müssen örtlich zusammenfallen: Wärmeabnehmer müssen vorhanden sein (i.d.R. wird ein neues Wärmenetz gebaut, wodurch zusätzliche Investitionen erforderlich sind und ein weiteres Abnehmerrisiko entsteht) - Konkurrenz zur Stromerzeugung durch auskömmliche EEG-Vergütung <p>Die MAP-Förderung adressiert durch den Tilgungszuschuss für die Anlage und für die Bohrung sowie durch die Risikoabsicherung bereits mehrere zentrale Hemmnisse. Durch die finanzielle Unterstützung im Wärmenetzaufbau wird ein weiteres Hemmnis adressiert.</p> <p>Die weiteren Hemmnisse (Temperaturniveau und Akzeptanz) müssen durch andere Aktivitäten abgebaut werden.</p>
Ableitung aus...	Modellnetz Wirtschaftlichkeitsberechnung, Szenarienentwicklung, Gesamtbewertung Geothermie (Einsatzgebot, wo verfügbar)
Empfehlung	<p>Keine Maßnahme im MAP notwendig.</p> <p>Die darin vorhandenen Anreize reichen nach bisherigen Erkenntnissen aus, um Geothermieprojekte vornehmlich mit neuen leitungsgebundenen Wärmesystemen zu initiieren.</p> <p>Allerdings bleiben zentrale Hemmnisse hinsichtlich der Einspeisung in bestehende Wärmenetze:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Temperaturniveau → wird im Förderprogramm Netztransformation angegangen 2. Akzeptanz → Flankierende Maßnahmen für Geothermie notwendig (siehe z. B. Mediationsforum Geothermie Vorderpfalz) 3. Konkurrenz geothermische Stromerzeugung: Vergütung für geothermischen Strom im EEG überprüfen. Mögliche Stoßrichtung könnte sein, dass die Förderung der Stromerzeugung besonders dann greift, wenn Wärme nicht zur Versorgung des Wärmenetzes gebraucht wird (intelligent wärmegeführter Betrieb); siehe bspw. Modell Grünwald.

8.3 Weitere flankierende Maßnahmen

Zusätzlich zu den oben genannten Möglichkeiten der Gestaltung von politischen Instrumenten im Zusammenhang mit der Erhöhung des EE-Anteils in der Fernwärme sind weitere Maßnahmen notwendig, um die Transformation der Fernwärme gezielt voranzubringen. Dazu zählen insbesondere Aktivitäten zur

- Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks mit Blick auf die Herausforderungen auf Basis der genannten Klimaschutzpolitischen Zielsetzungen.
- systematische Entwicklung und Verbreitung von Anreizen wie z.B. Tarifierenzen zur Senkung der Rücklauftemperatur oder Berechnungsmethoden zur Ermittlung von Primärenergiefaktoren abhängig von Versorgungstemperaturen (z.B. bei Rücklaufversorgung).
- Entwicklung eines Modells zur Befreiung von der EEG-Umlage bei gezielter Nutzung von Überschussstrom aus EE in der Fernwärme (siehe Kapitel 4.8.6.4)
- Weiterbildung der Akteure, vor allem in den Bereichen Planung und Ausführung von Maßnahmen zur Netztransformation und Netzoptimierung,

9 Literaturverzeichnis

50Hertz (2012): <http://www.50hertz.com/de/157.htm>. Letzter Zugriff am 11. Juni 2012.

AG Energiebilanzen (2011a): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland im Jahr 2008 AGEBA AG Energiebilanzen e.V. Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Projektnummer: 40/08

AG Energiebilanzen (2011b): Energieverbrauch in Deutschland Daten für das 1. Quartal 2011, AGEBA AG Energiebilanzen e.V.

AGFW (2008a): AGFW Branchenreport 2008 Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) Frankfurt am Main.

AGFW (2008b): Der AGFW im Spiegel der Zeit: Eine Chronik zur effizienten und sicheren Gestaltung unserer Energiezukunft, Frankfurt am Main.

AGFW (2011a): AGFW-Hauptbericht 2010, Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main.

AGFW (2011b): AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V (Hg.): Heizkostenvergleich nach VDI 2067. Frankfurt am Main.
www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menu_e/wirtschaft_und_markt/markt_und_preise/Heizkosten/HKW_10_2011_Internet.pdf&t=1330939010&hash=928dd81362bb0232a76f370caf601c5f6ec9002f (Zugriff: 28.09.2011).

ASUE (2008): Arbeitsgemeinschaft für Contracting für Krankenhäuser – Optimierung der Energieversorgung durch Spezialisten. Berlin.
http://asue.de/cms/upload/inhalte/aktuelles_presse/broschuere/contracting-krankenhaeuser.pdf (Zugriff 25.08.2012).

ASUE (2009): Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hg.): Das KWK-Gesetz 2009. Grundlagen, Förderung, praktische Hinweise. Berlin.
www.asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/broschuere/kwk-gesetze-2009.pdf (Zugriff: 30.11.2011).

ASUE (2011): Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hg.): BHKW-Kenndaten 2011 – Module, Anbieter, Kosten. Berlin.
<http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf> (Zugriff 20.2.2012).

Augsten, E. (2012). Experiment auf der Elbinsel. In der Hafenstadt Hamburg entsteht ein neues Wärmenetz. SWW 2/2012, S. 34-35.

Baldt (2012): Persönliche Mitteilung 21.02.2012.

Baumeister und Heiler (2012): Informationen von Herrn Baumeister, Energiecontracting Heidelberg AG und Herrn Heiler, E.Quadrat energy economy.

Baumeister, J. (2012): ECH Energiecontracting Heidelberg. Persönliche Mitteilung (19.01.2012).

BBE (2011): Der Bioenergiemarkt in Zahlen 2010.
http://www.bioenergie.de/index.php?option=com_content&view=article&id=290&Itemid=6 (Zugriff 4.2.2012).

BDEW (2011a): BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Datenerhebung 2010 -Bundesmix 2010 (Stand 06.10.2011).

[www.bdew.de/internet.nsf/id/1E7BD75876AE0D08C1257823003ED8C4/\\$file/2011-10-06%20Bundesmix%202010%20Stromkennzeichnung.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1E7BD75876AE0D08C1257823003ED8C4/$file/2011-10-06%20Bundesmix%202010%20Stromkennzeichnung.pdf). Version: Oktober 2011. (Zugriff 26.03.2012).

BDEW (2011b): BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011).

[www.bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003CFCCE/\\$file/BDEW%20Energie-Info_EE%20und%20das%20EEG%20\(2011\)_23012012.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003CFCCE/$file/BDEW%20Energie-Info_EE%20und%20das%20EEG%20(2011)_23012012.pdf). Version: Januar 2012. (Zugriff 16.03.2012).

BMU (2007): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.) (2007): Tiefe Geothermie in Deutschland. www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/BMU_tiefe_geothermie_sep07.pdf (Zugriff: 20.12.2011).

BMU (2009): Erneuerbare Energien – Innovation für eine Nachhaltige Energiezukunft, t 7. Auflage, 2009 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Herausgeber).

BMU (2011 a): Stober, I. et al. : Tiefe Geothermie – Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Herausgeber)

BMU (2011 b): Rohloff, K. et al., Geothermische Stromerzeugung – Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme; 1. Auflage, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Herausgeber).

BMU (2011c): Entwurf Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz – Stand 2.5.2011.

http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_entwurf.pdf (Zugriff 28.8.2011).

BMU (2011d): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 („EEG 2012“). www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_verguetungsdegression_bf.pdf. (Zugriff 13.03.2012).

BMU (2012a) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen EEG vom 4. August 2011. www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_verguetungsdegression_bf.pdf (Zugriff: 11.01.2012).

BMU (2012b): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz -EEG), Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung. www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/48521.php. Version: 2012. (Zugriff 11.01.2012).

BMWi (2010): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Energie in Deutschland, Trends und Hintergründe zu Energieversorgung. www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf. Version: August 2010. (Zugriff 16.03.2012).

BMWi (2012): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Gesetzentwurf der Bundesregierung -Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des KraftWärme-Kopplungsgesetzes. www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzentwurf-novellierung-kwk-gesetz.property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf. (Zugriff 28.03.2012).

BNetzA (2011): Biogas-Monitoring-Bericht 2011, Bonn. [/www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/BioGasMonitoringbericht2011pdf.pdf?__blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/BioGasMonitoringbericht2011pdf.pdf?__blob=publicationFile) (Zugriff 22.02.2012).

Böhmer, J. (2011): Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagement nach EEG 2009 – Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2009 und 2010. Beauftragt durch Bundesverband Windenergie e.V., Ecofys Germany GmbH, Berlin.

Bohn, K. (2012): GEF Ingenieur AG. Persönliche Mitteilung (11.04.2012).

Brandstätter, R. (2008): Industrielle Abwärmennutzung Beispiele & Technologien, 1. Auflage, des Amt der Oö. Landesregierung (Herausgeber)

Bruns et al. (2012): Erneuerbare Energien in Wärmenetzen - eine realistische Perspektive? Zeitschrift für Energiewirtschaft. 2/2012, Jg.36, S.159-172.

Bucar, G. (2005): Bucar, G. u.a.: Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze. www.energiesystemederzukunft.at/edz_pdf/0678_dezentrale_energieerzeugung_fuer_fernwaerme.pdf. Version: September 2005. (Zugriff 24.04.2012).

Bucar, G., et al.(2006): Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze. Projektbericht 78/2006 im Auftrag des österreichischen Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien. http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0678_dezentrale_energieerzeugung_fuer_fernwaerme.pdf (Zugriff 02.02.2012).

Bundesamt für Energie (BFE) (2006): Ehrbar, M. und Rognon, F. (Hrsg.): Potenziale von Gross-Wärmepumpen besser nutzen, Bern.

Bundesamt für Energie (BFE) (2010): News aus der Wärmepumpen-Forschung Gross-Wärmepumpen – Komponenten - Wärmepumpe und Solar. Bundesamt für Energie (Herausgeber), Bern.

Bundeskartellamt (2012): Abschlussbericht Sektorenuntersuchung Fernwärme. Sektorenwärmewww.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Publikationen/2012-08-23_SU-Bericht_Fernwaerme.pdf (Zugriff 14.02.2013)

BuReg (2011): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage „Mitverbrennung von holzartiger Biomasse“. Bundestagsdrucksache 17/8037 vom 30.11.2011. <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/080/1708037.pdf> (Zugriff 8.2.2012)

BWP (2003): Leitfaden Erdwärmesonden in Bayern; 3 Auflage, 2003 des Bundesverbands Wärmepumpen e.V. (Herausgeber).

BWP (2011): Heizen mit Wärmepumpe – klimafreundlich, zukunftssicher, wartungsarm; 2011 des Bundesverbands Wärmepumpen e.V.(Herausgeber).

BWP, DBU et al. (2005): Heizen und Kühlen mit Abwasser. Ratgeber für Bauherren und Kommunen. Bundesverband Wärmepumpe. München. Deutsche Bundesstiftung Umwelt,

Onsabrück. Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung, Köln. Institut Energie in Infrastrukturanlagen, Zürich.

City (2011): www.citypopulation.de (Zugriff 10.10.2011).

Cocchi (2011): Global Wood Pellet Industry Market and Trade Study. www.bioenergytrade.org/downloads/t40-global-wood-pellet-market-study_final.pdf. Version: Dezember 2011. (Zugriff 12.04.2012).

Dalenbäck, J.-O., M. Schubert (2012): Persönliche Mitteilung, Januar 2012.

Daniel-Gromke (2011): Substratmix bei der Biogaserzeugung. Vortrag beim 2. Workshop der Veranstaltungsreihe „Biogasplattform“. Berlin, 2011. www.ef-ruhr.de/uploads/media/Jaqueline_Daniel-Gromke_-_Substrateinsatz_Biogas2.pdf (Zugriff 20.02.2011).

DBFZ (2011a): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht im Auftrag der Bundesumweltministerium. Leipzig, März 2011. http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Userupload_Neu/Stromerzeugung_aus_Biomasse_Zwischenbericht_Maerz_2011.pdf (Zugriff 27.8.2011).

DBFZ (2011b): Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassennutzung. DBFZ-Report Nr. 4. Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Leipzig.

DBFZ (2011c): Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (Hg.): Vergütungsrechner EEG Biomethan. www.dbfz.de/web/aktuelles/details/article/verguetungsrechner-eeg-2012-verfuegbar.html (Zugriff: 09.03.2012).

DBU (2005): Energie aus Kanalabwasser – Leitfaden für Ingenieure und Planer der deutschen Bundesstiftung Umwelt. <https://www.dbu.de/phpTemplates/publikationen/pdf/10110609025715.pdf> (Zugriff 14.02.2013)

DEHST (2011): Deutsche Emissionshandelsstelle (Hg.): Versteigerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland. Periodischer Bericht: Drittes Quartal 2011. www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Auktionierung_2011_Quartal_03.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 15.02.2012).

dena (2010): Biomethan im KWK- und Wärmemarkt – Status Quo, Potenziale und Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Marktdurchdringung. Berlin www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien_Umfragen/Studie_Biomethan_im_KWKundW%C3%A4rmemarkt.pdf (Zugriff 20.02.2012).

dena (2011): Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken – ein Beitrag zur Energiewende und zum Klimaschutz? Publikation mit Unterstützung der Vattenfall Europe AG. Berlin, dena GmbH, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Pressemitteilungen/2011/Endbericht_Biomassennutzung_in_Kohlekraftwerken_final.pdf (Zugriff 7.2.2012)

DESTATIS (2012): Statistisches Bundesamt: Produktionsgüterindex der Branche Energieversorgung. www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/

148Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/Produktionsindex/Content100/pgw510a,templateId=renderPrint.psml. (Zugriff 29.02.2012).

Deutscher Bundestag (Hg.) (2012): Beschlussempfehlung und Bericht des Deutschen Bundestags des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (Drucksache 17/6363). www.dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/063/1706363.pdf (Zugriff: 12.03.2012).

DLR, IfNE (2009) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung (Leitszenario 2009). Im Auftrag des BMU. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow.

DLR, IWES, IFNE (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitszenario 2010). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Stuttgart, Kassel, Teltow.

DLR, IWES, IFNE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Stuttgart, Kassel, Teltow.

E.ON (2012). E.on Thüringer Energie: Millioneninvestitionen in HKW Jena – E.ON Thüringer Energie rüstet Heizkraftwerk Jena energetisch auf. www.E.ON-thueringerenergie.com/Presse/Pressemitteilungen/Aktuell/Pressemitteilung.htm?id=1454212 (Zugriff 20.01.2012).

Ecoprog (2012): ecoprog sagt für energetische Nutzung von fester Biomasse starkes Wachstum bis 2016 voraus. EUWID – NEUE ENERGIEN, 43.2012 vom 24.10.2012, Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, Gernsbach.

Edel (2012): Edel, M.: Persönliche Mitteilung am 28.02.2012 (Telefonat). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Februar 2012

EEG (2004): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom Juli 2004. www.bgbl.de/Xaver/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&bk=Bundesanzeiger_BGBI&st art=//%5B@ attr_id=%27bgbl104s1918.pdf%27%5D. (Zugriff 16.03.2012).

EEX (2011): EEX Baseload Quartalspreis. Einspeisung im 4. Quartal 2011. www.kwk-infozentrum.info/wiki/index.php?title=EEX_Baseload_Preis (Zugriff: 25.11.2011).

EnBW (2012): Energie Baden-Württemberg AG (Hg.): Preise: Erdgas. www.enbw.com/content/de/privatkunden/produkte/gas/Cluster_1_Fixtarife/05_erdgasideal/_/index.jsp;jsessionidregp=73EA8A0594C0EF8EFC03920EFBA5AC68.regp198 (Zugriff: 21.03.2012).

Erdmann/Dietmar (2010): Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland; TU Berlin - Fachgebiet Energiesysteme, Georg Erdmann, Lars Dittmar, Berlin.

FFI (2011): Fernwärme-Forschungsinstitut in Hannover e.V. 2001 http://www.fernwaerme.de/Informationen_Geschichte.html (Zugriff 17.06 2011)

Fichtner et al. (2011): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011, Ausarbeitung im Auftrag des BMU.

FNR (2005): Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Leitfaden Bioenergie: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. fnr-server.de/cms35/fileadmin/biz/pdf/leitfaden/leitfaden_bioenergie.pdf. Version: September 2005. (Zugriff 28.02.2012).

FNR (2007): Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Leitfaden Bioenergie - Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. 4. Aufl. Gülzow b Güstrow.

FNR (2012): Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Basisdaten Bioenergie Deutschland – August 2012.

http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples//n/fnr_basisdaten_2012_web.pdf (Zugriff 25.08.2012).

Focht, P. (2011): Holzfeuer im Vattenfall-Kraftwerk. *Energie & Management* 15. August 2011: 37.

Friedrich, U. (2007): Fernwärme-Dampfnetze auf Heißwasser umstellen; Bine Informationssdienst, Projektinfo 01/07. Januar 2007.

Friotherm (2006): Firmenbroschüre, Unitop 50FY type heat pump from Friotherm is upgrading untreated sewage of +9.6°C to heating energy of 90°C in Oslo. Friotherm AG, Winterthur, Switzerland.

FUG (2011): Biomasse-Heizkraftwerk I - Technische Daten. <http://www.f-u-g.com/index.php?id=21> (Zugriff 4.8.2011).

FvB (2011): Fachverband Biogas: Biogas Branchenzahlen 2011. [www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/11-11-15_Biogas%20Branchenzahlen%202011.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/11-11-15_Biogas%20Branchenzahlen%202011.pdf) (Zugriff 20.02.2012).

FW Ulm (2011): Fernwärme Ulm GmbH: Fernwärmepreise 2011, Tarif Heizwasser "Klima". [f-u-g.com/uploads/tx_userdownloads/FUG_Preisblatt_Heizwasser_Klima.pdf](http://www.f-u-g.com/uploads/tx_userdownloads/FUG_Preisblatt_Heizwasser_Klima.pdf). (Zugriff 11.04.2012).

FW Ulm (2012): Informationen von der Fernwärme Ulm GmbH.

Gaderer, M. (2008): Stromerzeugung aus Biomasse und Abwärme. Beitrag zum C.A.R.M.E.N Fachgespräche am 13.8.2008. http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/vortraege/fg_biogas/1_09_Gaderer.pdf (Zugriff 5.2.2012).

GEF (2012): Informationen der GEF Ingenieur AG.

GMK (2012): Gesellschaft für Motoren und Kraftanlagen mbH <http://www.gmk.info/ORC.133.html?/> (Zugriff 13.01.2012)

Grundmann (2009): Grundmann, J. Vattenfall Europe New Energy GmbH (VE N): Wie erneuerbar kann KWK sein? Ein Beispiel aus Berlin: Das Märkische Viertel. KWK-Symposium, Berliner Energietage 04.-06. Mai 2009. www.kwk-modellstadt-berlin.de/media/file/67.3_Gut_kombiniert_MAI09_grundmann_neu.pdf. Version: Mai 2009. (Zugriff 12.03.2012).

GtV (2012): GtV - Bundesverband Geothermie
<http://www.geothermie.de/> (Zugriff 05.01.2012).

Heiler, D. (2012): ECH Energiecontracting Heidelberg. Persönliche Mitteilung (24.01.12).

HERO (2007): Energieträger Holz – ein umweltverträglicher und ökologischer Brennstoff. Kompetenzzentrum HessenRohstoffe (HeRO) e.V., Kassel, 2007. http://www.hero-hessen.de/downloads/publikationen/eigene/hero-transfers/Transfer_5_%20Energietraeger_Holz.pdf (Zugriff 12.6.2010).

Hertle et al. (2011): Wärmenutzungskonzept in der Region Böblingen / Sindelfingen, Strategien und Bewertung eines nachhaltigen Fernwärmeausbaus, Heidelberg.

Huenges, E. (2007): Geothermische Bereitstellung von Strom, Wärme und Kälte. Vortrag beim Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft. April 2007. www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2007F/AKE2007F_Vortraege/AKE2007F_03_Huenges_Geothermie.ppt (Zugriff 25.8.2012).

Humboldt, P. (2008): Biomasseheizkraftwerk Ulm - Betriebserfahrungen und Optimierungspotentiale. In: Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen: Fachtagung Salzburg 15. und 16. Oktober 2008; VDI-Berichte 2044. Düsseldorf, VDI Verlag GmbH. S. 101–105.

IE (2007): Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie, Teilbericht I. Institut für Energetik und Umwelt, gemeinnützige GmbH, Leipzig.

IER, RWI, ZEW (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030, Energieprognose 2009, Hauptbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Stuttgart, Essen, Mannheim.

IER (2011): Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (Hg.): Heizkostenvergleich für Einfamilienhäuser. www.ier.uni-stuttgart.de/linksdaten/heizkostenvergleich/IER-Heizkostenvergleich_Altbau_energet_saniert.pdf (Zugriff: 28.09.2011).

IFEU (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung- und Nutzung in Deutschland. Heidelberg. www.ifeu.de/landwirtschaft/pdf/BMU-Biogasprojekt%202008-Gesamtband.pdf (Zugriff 20.02.2012).

IFEU (2009): Energiebalance – optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Endbericht. Im Auftrag des Bundesumweltministeriums. In Kooperation mit dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Heidelberg, Wuppertal, IFEU Heidelberg gGmbH.

IFEU et al. 2010: Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung, Bericht im Rahmen des Vorhabens „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“, Heidelberg.

IFEU und BBH (2011): Biomethan im Kontext der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung – Erarbeitung eines Leitfadens und Umsetzung dessen in die Praxis; Forschungsvorhaben gefördert vom BMU, FKZ 03MAP193, ausgeführt von IFEU und Becker, Büttner, Held.

IFEU (2011): UMBReLa Umweltbilanzen Elektromobilität. Gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Heidelberg.

IFEU (2012): Umweltauswirkungen von Produktion und Nutzung. Endbericht im Rahmen des Projektes „Regionale Konzepte zum Ausbau der Bioenergieerzeugung aus Holz – nachhaltige und energieeffiziente Strategieentwicklung unter besonderer Berücksichtigung der Holzkaskadennutzung. Heidelberg.

IMF (2011a): International Monetary Fund (Hg.): World Economic Outlook Database. Germany: Inflation, average consumer prices (Index). www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2011/02/weodata/weorept.aspx?pr.x=28&pr.y=6&sy=1980&ey=2011&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=134&s=PCPI%2CPCPIPCH%2CPCPIE%2CPCPIEPCH&grp=0&a= (Zugriff: 17.11.2011).

IMF (2011b): International Monetary Fund (Hg.): World Economic Outlook Database. Commodity Metals Price Index. www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2011/02/weodata/weorept.aspx?pr.x=20&pr.y=10&sy=1980&ey=2011&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=001&s=PMETAW&grp=1&a= (Zugriff: 17.11.2011).

Influins (2012): Homepage Forschungsprojekt Influis an der Universität Jena. www.influins.uni-jena.de/start.html (Zugriff 25.8.2012).

Intelligent Energy Europe, European Community, Heating with wastewater heat, Best practice catalogue.

ITAD (2012): Interessensgemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V.: Müllheizkraftwerk Ulm-Donautal. www.itad.de/itad/mitglieder/abfall_/Muumllheizkraftwerk_Ulm-Donautal_/79.Mitglieder.html?text&kt%5Bcat%5D=90014&page_abfallbereinigungsanlagen&detID=44&_func=addpdfprinter&_id=44&_mode=abfallbereinigungsanlagen.

Jena kompakt (2008): Biomasseheizkraftwerk Hermsdorf feierlich eingeweiht. Jenakompakt. 24.6.2008. www.jena-kompakt.de/Berichte/50/biomasseheizkraftwerk-hermsdorf-feierlich-eingeweiht. (Zugriff 25.8.2012).

Kaczmarek, H. (2012): E.on will E.On Thüringen an Kommunen und Stadtwerke verkaufen. Thüringer Landeszeitung, 05.06.2012. www.tlz.de/web/zgt/wirtschaft/detail/-/specific/E.ON-will-E.ON-Thuringen-an-Kommunen-und-Stadtwerke-verkaufen-1614396279 (Zugriff 16.06.2012).

Kaltschmitt, M. et al. (2006): Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer-Verlag. Berlin.

Kaltschmitt, M. et al. (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. Heidelberg.

Kayser M., Kaltschmitt M. (1998): Potenziale hydrothormaler Erdwärme in Deutschland. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, Universität Stuttgart, Stuttgart.

KEMA (2009): 15 years of successful biomass co-firing in The Netherlands. Arnhem, Netherlands.

Knierim, R. 2007: Rücklauftemperatur: Ungehobener Schatz für Versorger und Kunden. EuroHeat&Power, Heft 3, 2007 (36. Jahrgang), S. 56-65.

Körber, T. (2011): Drittzugang zu Fernwärmenetzen. Jenaer Wissenschaftliche Verlags-gesellschaft. Jena.

Körper, T. (2012): Die Fernwärmenetze zwischen Wettbewerb und Klimaschutz. Recht der Energiewirtschaft 10-11/2012.

Kottnik, W. (2011): Hochschule Mannheim, Fakultät für Wirtschaftsingenieurwesen. Persönliche Mitteilung (29.11.2011).

Kötting (2012): Kötting, J., Ingenieurgesellschaft für Energie und Umwelttechnik mbH (IGEU), Neuried, Persönliche Mitteilung, August 2012.

KSB (2013): KSB Pumpen und Armaturen, persönliche Mitteilung Herr Zimmermann, (06.02.2013)

Lambauer, J. et al. (2008): Industrielle Großwärmepumpen – Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele, Endbericht. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.

LIAG (2011a): Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (Hg.): Glossar des geothermischen Informationssystems. www.geotis.de/homepage/Glossar_VGS.pdf (Zugriff: 20.12.2011).

LIAG (2011b): Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (Hg.): Temperaturkarte Deutschland. www.liag-hannover.de/online-dienste-downloads/downloads/digitale-karten.html (Zugriff: 20.12.2011).

Marzi Th. (2008): Energetische Nutzung fester Biomassen und Ersatzbrennstoffe. AGFW-Seminar Bioenergie als Impulsgeber für Nahwärme. Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik UMSICHT, Oberhausen.

mea solar (2010): Einspeisung mit solarthermischer Großanlage in das Fernwärmenetz von Wels. Vortrag im Rahmen der Fernwärmeforum 2010 am 18.03.2010 in Wels, Österreich.

Meißner, R. und K. Leeb (2011): Solarthermische Anlage speist Welser Fernwärmenetz. EuroHeat&Power, 44 (10): 40-42.

Nast M. et al. (2011): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes, Abschlussbericht.

Nussbaumer, Th. (2000): Holzenergie – Teil 1: Grundlagen der Holzverbrennung. Schweizer Baudokumentation, Blauen.

Pehnt, M. et al (2011): Primärenergiefaktoren von biogenen Energieträgern, Abwärmeequellen und Müllverbrennungsanlagen. Im Auftrag des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumentwicklung (BBR). In Kooperation mit eta Energieberatung GbR, ECONSULT Lambrecht Jungmann Partnerschaft, IFEU Heidelberg GmbH.

Pester, S. et al. (2007): Verzeichnis geothermischer Standorte -Geothermische Anlagen in Deutschland auf einen Blick -. Geothermische Energie 56/57: 4-8. www.geothermie.de/service/publikationen/zeitschrift-geothermische-energie.html. Version: 2007. (Zugriff 23.03.2012).

Pöyry (2011): Biomasse-Kraftwerk Finnland Pietarsaari. http://www.poyry.ch/linked/de/aboutus/Biomasse-Kraftwerk_Pietarsaari.pdf (Zugriff 28.8.2011).

Prognos, Öko-Institut (2009): Modell Deutschland, Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken; Studie im Auftrag des WWF Deutschland, Basel, Berlin.

Prognos, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Projektnummer 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.

Prognos (2011a): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien, im Auftrag der AGFW, Berlin.

Prognos (2011b): Prognos AG und Berliner Energieagentur: Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung – Endbericht. Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministerium. August 2011.

www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Technologie-und-Innovation/zwischenueberpruefung-gesetz-kraft-waerme-kopplung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf (Zugriff 03.09.2012).

Quaschnig, V. (2009): Regenerative Energiesysteme – Technologie, Berechnung, Simulation. München, Hanser Verlag.

Richter (2006): Richter, S. u.a.: Optimierung von Energiesystemen -Entscheidungsgrundlage für den Ausbau der Fernwärme Ulm. In: EuroHeat&Power 5 (2006), S. 6.

Ritter XL (2012): Information von Herrn Meißner und Herrn Seidler, Ritter XL Solar GmbH.

Robbi, S. (2008): Einsatzmöglichkeiten und –grenzen von Wärmepumpen zur Rücklaufauskühlung in Fernwärmenetzen. Teilthema aus LowEx Fernwärme – Multilevel District Heating. TU Dresden – Fakultät Maschinenwesen – Institut für Energietechnik, Dresden.

Röhling, I. und Strobl, M. (2009): Ökonomische Kennzahlen der bayerischen Biogas-Pilotbetriebe. Vortrag beim Biogas Forum Bayern, 02.03.2009.

www.lfl.bayern.de/ilb/technik/35143/linkurl_0_17.pdf (Zugriff 25.08.2012).

Schaumann, G., Schmitz, K. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung. 4., vollständig bearbeitete und erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg. Springer-Verlag.

Schlemmer, P. (2011): Wärmearaufbringung und Wärmeverteilung in Graz. <http://www.gaswaerme.at/de/pdf/11-1/schlemmer.pdf> (Zugriff 31.1.2012).

Schlemmer, P. (2012): Persönliche Mitteilung (9.2.2012)

Schmidt, U. (2010): 100 Jahre Energie für Ulm: Dampfkraftwerk West im Laufe der Zeit. FUG-Fernwärme Ulm GmbH, 2010.

Schnepf, T. (2009): Abwärmenutzung aus einer Raffinerie, Dena-Seminar: „Kosten senken durch Energieeffizienz.“

Schulz, W. und Nast, M. (2011): Umbau der Stromversorgung mit Wärmenetzen: Dänemark bindet hohe Anteile erneuerbarer Energien in die Wärmeversorgung ein, EuroHeat&Power, 40 Jg., Heft 6, S. 26-31.

SDH EU (2010): Success Factors in Solar District Heating. WP2 – Micro Analysis Report. Intelligent Energy Europe.

SDH EU (2011): Solar District Heating in Europe – Plant Database. Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants <http://www.solar-district-heating.eu/SDH/LargeScaleSolarHeatingPlants.aspx> (Zugriff 17.11.2011).

SDH EU (2012): Solar District Heating in Europe. <http://www.solar-district-heating.eu/AboutSDHProjects/SDHtakeoff.aspx> (Zugriff 30.11.2012).

SDKW (2012) Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (Hg.) (2012): Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft. www.kohlenstatistik.de/home.htm (Zugriff: 28.02.2012).

Simon. H.-W. (2012): Edle Pellets – Die Mitverbrennung von Holz in Kraftwerken kann beim Klimaschutz helfen. www.entsorga-magazin.de 4-5/2012, Berlin.

Solid (2012): Persönliche Mitteilung 03.04.2012.

Sörensen, P.A. (2011): Solar heat combined with other fuels. Solar district heating guidelines, Factsheet 2.1 <http://www.solar-district-heating.eu/Documents/SDHGuidelinesDiscussionBoard.aspx> (Zugriff 30.1.2011).

Spirax (2012): Spirax Sarco: 4. Die Dampfleitung. www.spiraxsarco.com/de/pdfs/grundlagen/kapitel-04.pdf. (Zugriff 13.04.2012).

Stadt Kungälv (2001): „Solar local district heating“, Kungälv, Sweden

Statistisches Bundesamt Deutschland (Hg.): Index der tariflichen Monatsverdienste. Branche Energieversorgung.

www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Publikationen/Facheroeffentlichungen/VerdiensteArbeitskosten/Tarifverdienste/TarifverdienstLangeReihePDF__5622203,property=file.pdf (Zugriff: 26.01.2012).

Stiller C. et al. (2010): Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein. Im Auftrag der Wasserstoffgesellschaft Hamburg e.V., der Freien und Hansestadt Hamburg sowie des Landes Schleswig-Holstein. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH.

SWEJ (2012a): Stadtwerke Energie Jena-Pößneck. Präsentation beim Arbeitsaufnahmegespräch.

SWEJ (2012b): Stadtwerke Energie Jena-Pößneck. Fernwärme – wir heizen ein. www.stadtwerke-jena.de/fileadmin/stadtwerke-jena.de/Dokumente/Infomaterial/Fly-Fernwaerme_2007-12.pdf (Zugriff 14.06.2012).

SWEJ (2012c): Information über Wärmeatlas Jena. Email von Dr. W. Lützner, 28.08.2012

UBA: Umweltbundesamt 2011
<http://www.umweltbundesamt.de/produkte/beschaffung/energieversorgung/fernwaermeversorgung.html> Stand 21.06.2010

VAM (2012): VAM Anlagentechnik – Referenzen Wärmespeicher.
vam.at/referenzen/apparate-behaelter-tankbau/referenzen-waermespeicher/ (Zugriff 16.06.2012).

VDI (2001): Solarthermie – Auslegung, Anwendung, technische Regeln. VDI-Bericht 1584. Düsseldorf, VDI-Verlag.

VDI (2004): Kalina-Prozess erlebt eine späte Renaissance.
<http://www.vdi-nachrichten.com/artikel/Kalina-Prozess-erlebt-eine-spaete-Renaissance/18823/2>, (Zugriff 13.01.2012).

VDI (2010):VDI-Richtlinie 2067 -Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. September 2010.

VKI (2012): Verein der Kohlenimporteure e.V. (Hg.): Steinkohlepreis 2011. URL: www.verein-kohlenimporteure.de/download/012012_Preise_dt.pdf?navid=5 (Zugriff: 11.03.2012).

Vogel, C. (2011): Die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken. Ein Beitrag zur Energiewende und zum Klimaschutz?
www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Pressemitteilungen/2011/Endbericht_Biomassenutzung_in_Kohlekraftwerken_final.pdf. Version: August 2011. (Zugriff 28.02.2012).

Waschina, W. (2009): Biogasanlage Jena – ein regionales Gemeinschaftsprojekt zur regenerativen Energieerzeugung.
www.landwirtschaft.sachsen.de/landwirtschaft/download/Waschina_Praes-BGA_27-11-2008-KG.pdf (Zugriff 16.06.2012).

Wesselak, V. Schabbach, T. (2009): Regenerative Energietechnik. Springer-Verlag. Heidelberg/Berlin.

Wuppertal Institut (2007): Kurzexpertise zur ländervergleichenden Analyse unterschiedlicher infrastruktureller und energiewirtschaftlicher Voraussetzungen zur Nutzung dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie (MWME) Endbericht Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Schüwer et al.

Wuppertal Institut (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratauswahl. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal.

Wuppertal Institut, DLR, IE (2007): Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020, Endbericht. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Institut für Energetik und Umwelt. Wuppertal, Stuttgart/Leipzig.

Zepf K. et. al. (2009): EnEff:Wärme: Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm - Fernwärmemodellstadt Ulm. Tagungsband des LowEx-Symposiums am Fraunhofer-Institut für Bauphysik, Kassel, 2009, S. 142 -151.

Zepf K. et. al. (2012): „Fernwärmemodellstadt Ulm – Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm“. Abschlussbericht des vom BMWi geförderten Forschungsprojektes mit Förderkennzeichen 0327347A im Rahmen des Programms EnEff:Wärme, Oktober 2012.

ZfK (2012): Vernetzter Ansatz für die Wärme – Jena will den Wandel hin zu einer dezentralen Versorgung gestalten. Zeitung für Kommunale Wirtschaft 2012 (4) : 19.

Zollamt Mannheim (2012): Persönliche Mitteilung Frau Eberhard (23.02.2012).

ZS (2012): Bioenergie. <http://www.zellstoff-stendal.de/BioEnergy.aspx> (Zugriff 4.2.2012).

ZV-TAD (2012a): Zweckverband Thermische Abfallverwertung Donautal: Internetauftritt des Zweckverbands "Thermische Abfallverwertung Donautal". www.zv-tad.de/bereich.html. (Zugriff 08.03.2012).

ZV-TAD (2012b): Zweckverband Thermische Abfallverwertung Donautal: MHKW-kompakt: A-Z. www.zv-tad.de/pdf/MHKW_Kompakt_14-25.pdf. (Zugriff 08.03.2012).

10 Anhang

10.1 Kurzportraits der Szenarien

Im **Energiereport V** werden die Entwicklungen von Energieangebot und –nachfrage in Deutschland bis zum Jahr 2030 abgeschätzt. Die Aussagen stellen dabei eine wahrscheinliche Entwicklung von Energieverbrauch und –versorgung dar, unter Annahmen zu energie- und klimapolitischen sowie ökonomischen Einflüssen. Im Energiereport werden zwei alternative Zukunftspfade der Energieversorgung entwickelt, die Referenzprognose (mit Kernenergieausstieg) sowie zweit weitere Prognosen mit 40 und 60 Jahren Laufzeitverlängerung. In der Studienauswertung wird lediglich die Referenzprognose berücksichtigt, da aus aktuellen Gesichtspunkten eine solch umfassende Laufzeitverlängerung insgesamt ausgeschlossen werden kann.

Ersteller: IER, RWI, ZEW

Veröffentlichungsdatum: März 2010 im Auftrag des BMWi

Das **Leitszenario 2009** und die aktualisierte Fassung **2010** erläutern, wie die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz bis 2050 erreicht werden können. Hier wird, im Gegensatz zur Referenzprognose des Energiereport V, die eine Prognose der wahrscheinlichen Entwicklung darstellen, ein Ziel definiert und Möglichkeiten dargestellt, unter welchen Bedingungen diese Ziele erreicht werden können. So werden hier die Ausbauentwicklungen im Strom- und Wärmebereich sehr detailliert abgebildet. Das Leitszenario 2010 berücksichtigt mehrere Szenarienvarianten in Bezug auf Restlaufzeiten der Kernkraftwerke (Ausstiegsszenario, Laufzeitverlängerung um 12 Jahre im Mittel) und in Bezug auf den Ausbau der Elektromobilität.

- Basisszenario A: keine Laufzeitverlängerung, Anteil der E-Mobilität steigt bis 2050 auf 33%.
- Basisszenario B: keine Laufzeitverlängerung, E-Mobilität dominiert 2050 den Individualverkehr;
- Basisszenario C: Laufzeitverlängerung, E-Mobilität wie bei A;
- Szenario 100% EE-Stromversorgung, Aufbauend auf Basisszenario B;

Ersteller 2009: DLR, IFNE / 2010: DLR, IWES, IFNE

Veröffentlichungsdatum: Dezember 2010 im Auftrag des BMU

Die **Szenarien zum Energiekonzept** stellen die Grundlage für die Entwicklung des Energiekonzepts der Bundesregierung dar. Es wurden eine Referenzentwicklung sowie vier unterschiedliche Zielszenarien berechnet. Das Referenzszenario stellt die Entwicklung bei heute vorhandenen und für die Zukunft weiter zu Grunde gelegten Politiken dar. Das Zielszenario orientiert sich an konkreten Ausbau- und Effizienzzielen. Das Referenzszenario beinhaltet keine Laufzeitverlängerung, während die Zielszenarien unterschiedliche Verlängerungsoptionen (von 4 bis 28 Jahre) beinhalten. Für alle Szenarien wird eine zu erreichende Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG) um 40 % bis 2020 und 85 % bis 2050 vorgegeben. Eine ebenfalls für alle Szenarien gültige Vorgabe ist der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch: ≥ 18 % bis 2020, Anteil am Primärenergieverbrauch ≥ 50 % bis 2050.

- Referenzszenario: hier verringern sich die THG-Emissionen zwischen 1990 und 2020 um 34,6 %, 2050 liegen sie um 62,2 % unter dem Wert von 1990; keine Laufzeitveränderung; Energieeffizienz (Steigerung) Business as usual (1,7 – 1,9 % p.a.); Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch $\geq 16\%$ bis 2020, Anteil am Primärenergieverbrauch bis 2050 34 % (Vorschlag Gutachter).
- Szenario I: Laufzeitverlängerung 4 Jahre; Energieeffizienz (Steigerung) endogen bestimmt;
- Szenario II: Laufzeitverlängerung 12 Jahre; Energieeffizienz (Steigerung) 2,3 -2,5 % p.a.
- Szenario III: Laufzeitverlängerung 20 Jahre; Energieeffizienz (Steigerung) 2,3 -2,5 % p.a.
- Szenario IV: Laufzeitverlängerung 28 Jahre; Energieeffizienz (Steigerung) endogen bestimmt

Ersteller: Prognos, EWI, GWS

Veröffentlichungsdatum: August 2010 im Auftrag des BMWi

Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050 ist ein vom WWF beauftragtes Zielszenario, welches das 2 °C-Ziel verfolgt und somit eine Reduktion der Treibhausgase um ca. 95 % gegenüber den Emissionen 1990 verfolgt. Indem zwei verschiedene Szenarien entwickelt werden, Szenario A unter Fortsetzung heutiger ambitionierter Energie- und Klimaschutzpolitik und Szenario B (Innovationsszenario) welches den Umbau zur -95 % Gesellschaft beinhaltet, können die politischen und technischen Unterschiede dargestellt werden. Außerdem wurden verschiedene Annahmen zur Technologiereife von CCS berücksichtigt. In der Annahme der Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser unterscheiden sich die beiden Szenarien deutlich.

- Szenario A (Referenz):
- Szenario B (Innovation): Restriktionen für den Einsatz von Biomasse

Ersteller: Prognos, Öko-Institut

Veröffentlichungsdatum: Oktober 2009 im Auftrag des WWF

Zusammengefasst lassen sich die Ziele der ausgewählten Szenarien wie folgt darstellen:

Tabelle 10-1: Zielsetzungen (grau) und Referenzentwicklungen der verschiedenen Szenarien im Vergleich

	Energie-report V	Leitszenario 2010 Basis-szenarien	Leitszenario 2010 100%-Szenario	Modell D Referenz	Modell D Innovation (o.CCS)	Energie-konzept Ref	Energie-konzept Zielszen.
THG-Minderung 2050		-80 %*	-80 %*	-45 %	-95 %	-62 %	-85 %
PE-Verbrauch Minderung 2050		-47 % ggü. 2005	-46 % ggü. 2005	-38 % ggü. 2005	-57 % ggü. 2005	-34 %	-50 %
Anteil EE am PE-Verbrauch				26 %	73 %	Rd. 32 %	> 50 %

2050							
Endenergie-Minderung 2050	-41 % ggü. 2005	-41 % ggü. 2005	-34 % ggü. 2005	-58 % ggü. 2005	-24 %	-43 %	
Anteil EE an Endenergie bis 2020	18 % EE	62 %*	71 %*	-	36,6 %	19 %	35 %
Energieeffizienzsteigerung					1,7 – 1,9 p.a.	2,3 – 2,5 % p.a.	
Weitere Ziele			100 % Strom aus EE				

* orientiert am Energiekonzept-Ziel

Allgemeine Rahmenbedingungen in den Szenarien

Der Grad der Vergleichbarkeit der einzelnen Entwicklungen hinsichtlich EE-Wärme und KWK sowie Fernwärme hängt entscheidend auch von den grundlegenden Rahmenbedingungen der Szenarien ab, den Annahmen hinsichtlich Demografie, Wirtschaftsentwicklung und Sozialstruktur. Deshalb werden diese Annahmen für die Szenarien im Folgenden kurz dargestellt, dabei liegt die Konzentration auf den stationären Energiesektor (ohne Mobilität).

Tabelle 10-2: Auszug wichtiger Rahmendaten der Szenarienberechnungen

		Energierport V	Leitszenario 2009	Leitszenario 2010	Modell Deutschland	Energiekonzeptszenerien
Demografie						
Bevölkerung	[Mio]	2007: 82,3	2010: 82,4	2010: 81,6	2005: 82,5	2008: 82,1
		2012: 82	2020: 81,4	2020: 80,5	2020: 79,8	2020: 80,5
		2020: 81,4	2030: 79,3	2030: 79,1	2030: 78,6	2030: 79,1
		2030: 79,7	2040: 77,3	2040: 75,5	2040: 76,0	2040: 76,9
			2050: 75,1	2050: 73,8	2050: 72,2	2050: 73,8
Haushalte	[Mio]	2007: 39,7	2010: 39,7	2010: 39,9	2005: 39,3	2008: 39,6
		2012: 40,6	2020: 40,0	2020: 40,7	2020: 40,3	2020: 40,7
		2020: 41,5	2030: 39,7	2030: 41,0	2030: 40,7	2030: 41,0
		2030: 42,0	2040: 39,2	2040: 40,5	2040: 40,6	2040: 41,1
			2050: 38,5	2050: 39,7	2050: 38,8	2050: 39,7
Wohnfläche	[Mio m ²]	2007: 3444	2010: 3534	2010: 3480	2005: 3223	k.A.
		2012: 3574	2020: 3850	2020: 3640	2020: 3485	
		2020: 3788	2030: 4000	2030: 3680	2030: 3583	
		2030: 4015	2040: 4000	2040: 3650	2040: 3576	
			2050: 3900	2050: 3600	2050: 3525	
Ökonomie						
Reales BIP	[Mrd. €]	2007: 2242 ²⁷	2010: 2335	2010: 2187	2005: 2124	2008: 2270
		2012: 2254	2020: 2763	2020: 2437	2020: 2457	2020: 2437
		2020: 2526	2030: 3130	2030: 2632	2030: 2598	2030: 2632
		2030: 2784	2040: 3420	2040: 2868	2040: 2743	2040: 2868
			2050: 3600	2050: 3158	2050: 2981	2050: 3158

²⁷ €2000

Diese und weitere Annahmen zur demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung fließen in die Entwicklung des Endenergiebedarfs ein. Bei diesen Grundannahmen zeigt sich die Konsistenz der Szenarien:

- Die Bevölkerung verringert sich bis 2050 auf knapp über 70 Mio. Einwohner.
- Die Anzahl der Haushalte entwickelt sich in allen Szenarien so, dass bis 2040 die Anzahl der Haushalte ansteigt, bis 2050 die Anzahl jedoch wieder sinkt.
- Die Wohnfläche steigt in allen Szenarien bis 2040 an und sinkt in der letzten Dekade wieder geringfügig ab.

Eine weitere Grundlage für den Szenarienvergleich ist die Klärung des Umgangs mit der Abgrenzung zwischen Nah- und Fernwärme. Hierzu lassen sich folgende Aussagen treffen:

Tabelle 10-3: In den Szenarien festgelegte Grenzen zwischen Fern- und Nahwärme

Energieraport V	Ohne quantitative Aufteilung in Nah- und Fernwärme
Leitszenario 2009 und 2010	Fernwärme („öffentliche – d.h. nicht industrielle – HW und KWK“, fossile Energieträger und Müll) Nahwärme („dezentrale KWK und erneuerbare Energien“), Abgrenzung bei KWK: BHKW-Leistung von 10 kWel bis 10 MWel
Szenarien zum Energiekonzept	Ohne quantitative Aufteilung in Nah- und Fernwärme
Modell Deutschland	Ohne quantitative Aufteilung in Nah- und Fernwärme

Für die folgende Auswertung der Szenarien bedeutet dies, dass unter dem Begriff „Fernwärme“ immer die gesamte leitungsggebundene Wärme subsummiert wird. Sind in den Szenarien qualitative Aussagen über Aufteilungen zwischen Fern- und Nahwärme enthalten, werden diese separat erwähnt.

10.2 Methodik der Best-Practice-Analyse

Im Rahmen der Best-Practice-Analyse werden Fernwärmenetze untersucht, an die Wärmeerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien angeschlossen sind. Dabei sind insbesondere die Wärmenetze interessant, die früher ausschließlich oder überwiegend fossile Brennstoffe eingesetzt haben, so dass die Netzstruktur in der Regel auf die Einspeisung von wenigen zentralen Wärmeerzeugungsanlagen ausgerichtet ist. Der Anschluss kleiner dezentraler Wärmeerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien erfordert in der Regel auch die Anpassung der Betriebsführung der zentralen Großanlagen, eine neue Regelstrategie des Wärmenetzes und ggf. auch die Netztransformation hin zu geringeren Netztemperaturen.

Die Best-Practice-Beispiele decken eine Vielzahl von erneuerbaren Energien ab und zeigen, wie die Integration dieser Anlagen in bestehende Fernwärmenetze gelingen kann. In Tabelle 10-4 sind die Fernwärmesysteme mit den konventionellen Energieträgern, den erneuerbaren Energien, sowie der Nutzungsart der erneuerbaren Energien zusammengestellt.

Zu den erneuerbaren Energien zählen holzartige Biomasse, Biogas, Geothermie, Solarthermie, Geothermie und Abwasserwärme. Des Weiteren werden ein Fernwärmenetz mit der direktelektrischen Nutzung von Strom (teilweise aus erneuerbaren Energien) und zwei Fernwärmenetze mit der Nutzung von industrieller Abwärme vorgestellt. Von den neun Best-Practice-Beispielen liegen sechs in Deutschland und drei im europäischen Ausland (Schweden, Österreich, Norwegen). Die Beispiele decken hinsichtlich der Netzgröße und der Anschlusswerte die gesamte Bandbreite von großen bis kleinen Fernwärmenetzen ab.

Fragebogen

Im Rahmen der Best-Practice-Analyse wurden die Fernwärmebetreiber gebeten, einen Fragebogen mit einem Umfang von fünf Seiten zu ihrem Fernwärmenetz auszufüllen. Ein Beispiel zum Fragebogen ist in Kapitel 10.2.4 beigefügt. Im Abschnitt 1 des Fragebogens werden zunächst allgemeine Kennwerte des Fernwärmenetzes abgefragt, um einen Überblick über die Größe des Wärmenetzes und die eingesetzten Energieträger zu bekommen. Im Abschnitt 2 werden Angaben zu den eingesetzten konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen abgefragt. Dabei werden bei großen Wärmenetzen mit zahlreichen Erzeugerstandorten die Heizkraftwerke (HKW) und Heizwerke (HW), die den gleichen Energieträger einsetzen, zusammengefasst. In Abschnitt 3 werden Angaben zu den erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen abgefragt. Dabei sind sowohl technische Anlagendaten als auch die Art der Einbindung in das Fernwärmenetz von großem Interesse.

Angaben zu vorhandenen Wärmespeichern sind in Abschnitt 4 einzutragen. In Abschnitt 5 des Fragebogens werden Angaben zur Verbraucherstruktur abgefragt. Kennwerte zur Charakteristik des Fernwärmenetzes sind im Abschnitt 6 einzutragen. Des Weiteren werden netzspezifische Fragestellungen hinsichtlich der Technik und der Wirtschaftlichkeit in den Abschnitten 7 und 8 abgefragt. Der Fragebogen dient als erste Grundlage für das Verständnis des Fernwärmenetzes. Darüber hinaus wurden Details zum Anlagenbetrieb in **Telefoninterviews** erörtert. Die Erkenntnisse wurden in **Vorort-Terminen** bei den Fernwärmebetreibern in Ulm (Baden-Württemberg), Wels (Österreich), Poing (Bayern) und Lemgo (Nordrhein-Westfalen) vertieft.

In den nachfolgenden Kapiteln werden einige Kennwerte der untersuchten Fernwärmesysteme vorgestellt, um einen Überblick über die Größenverhältnisse zu bekommen.

Tabelle 10-4: Übersicht der Best-Practice-Beispiele mit den Nutzungsarten der EE

Nr.	Best-Practice-Beispiel	Konventionelle Energieträger	Erneuerbare Energien	Nutzungsart
1	Ulm	Kohle, Erdgas, HEL, Restmüll	Holzartige, Biomasse, Biogas	Biomasse-HKW Biogas-BHKW
2	Flensburg	Schweröl, Steinkohle, EBS	Holzartige Biomasse	Biomasse-Mitverbrennung
3	Poing	Erdgas	Geothermie	Geothermieheizwerk
4	Wels (Österreich)	Erdgas, Abfall	Solarthermie	Vakuumröhrenkollektoranlage (Aufdachanlage)
5	Kungälv (Schweden)	HEL, Abwärme	Solarthermie, holzartige Biomasse	Flachkollektoranlage (Freiflächenanlage)
6	Oslo (Norwegen)	Strom, Abfall, HEL	Abwasserwärme, holzartige Biomasse	Großwärmepumpen
7	Lemgo	Erdgas	Strom aus EE	Elektrokessel (direktelektrisch)
8	Karlsruhe	Kohle, Erdgas, HEL	Industrielle Abwärme	Wärmeübertrager (Mineralö Raffinerie)
9	Dinslaken	Kohle, HEL, Erdgas, Grubengas	Industrielle Abwärme, holzartige Biomasse	Wärmeübertrager (Stahl- und Chemieindustrie)

10.2.1 Jahreshöchstlast, Anschlusswert und Summe aller Wärmeleistungen

In Abbildung 10-1 werden die Jahreshöchstlast, der Anschlusswert und die Summe aller Wärmeleistungen der betrachteten Fernwärmenetze zusammengestellt. Unter der **Jahreshöchstlast** in MW_{th} wird die maximale Wärmelast verstanden, die im Fernwärmenetz von den Verbrauchern in der Vergangenheit nachgefragt wurde. Der **Anschlusswert** in MW_{th} stellt die Summe aller Hausanschlussleistungen dar. Er ist ein theoretischer Wert, der aufgrund der zeitlich versetzten Wärmenachfrage nie als tatsächliche Wärmelast auftritt.

Die **Summe aller Wärmeleistungen** in MW_{th} ist die Summe aller Engpassleistungen von fossilen Heizkraftwerken (HKW) und Heizwerken (HW) sowie der maximalen Wärmeleistung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Die Summe aller Wärmeleistungen wird verwendet, da der Begriff Engpassleistung beispielsweise bei einer Solarthermieanlage nicht zutreffend ist, da die potenzielle Wärmeleistung abhängig vom Sonnenstand und der Wetterlage ist und daher nicht bei Bedarf gesichert abgerufen werden kann.

Es zeigt sich, dass für jedes Fernwärmenetz die Summe aller Wärmeleistungen deutlich größer ist als die Jahreshöchstlast und in der Regel auch deutlich größer als der Anschlusswert. Bei Ausfall einer Erzeugungsanlage steht somit genug Reservekapazität zur Verfügung.

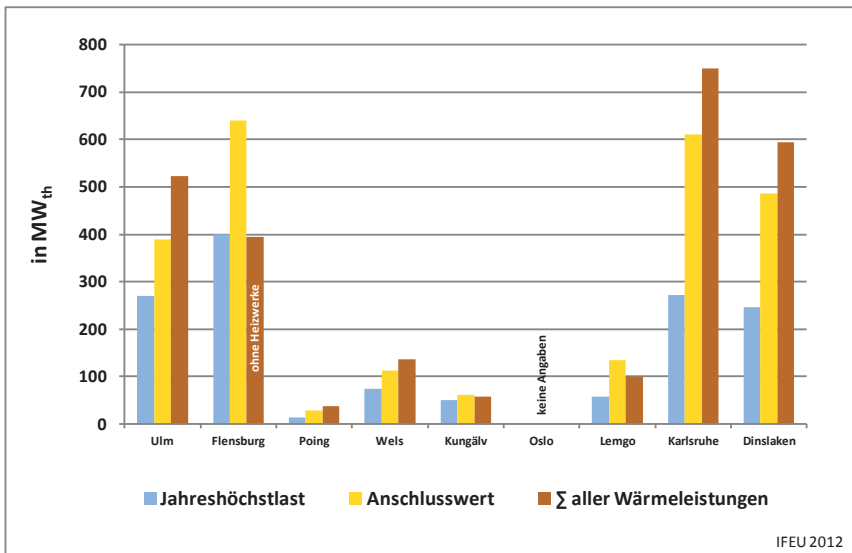


Abbildung 10-1: Vergleich der Fernwärmenetze - Kennwerte Jahreshöchstlast, Anschlusswert und Summe aller Wärmeleistungen.

10.2.2 Netzparameter

In diesem Kapitel werden Netzparameter wie Netzlänge, Pumpstrombedarf, Liniendichte und die Netzverluste gegenübergestellt. Der **Pumpstrombedarf** wird in % angegeben und bezieht sich auf die Nettowärmeerzeugung, die in das Wärmenetz eingespeist wird. Die **Liniendichte** in kW/m beschreibt den Wärmeverbrauch beim Endkunden bezogen auf die

Netzlänge in m. Die **Netzverluste** stellen die Wärmeverluste des Fernwärmenetzes in % zwischen der Nettowärmeerzeugung und dem Wärmeverbrauch dar.

Abbildung 10-2 zeigt die verschiedenen Netzlängen der betrachteten Fernwärmenetze in Abhängigkeit der Vorlauftemperaturen. Einige Wärmenetze werden nur mit einem Temperaturbereich gefahren. Dabei ist es nicht ausschlaggebend, ob es sich um ein großes Fernwärmenetz (Beispiel Flensburg) oder ein kleines Fernwärmenetz (Beispiel Wels) handelt. Das Fernwärmenetz in Ulm wird mit 4 Temperaturbereichen betrieben. Dabei ist der hohe Anteil des Dampfnetzes auffallend.

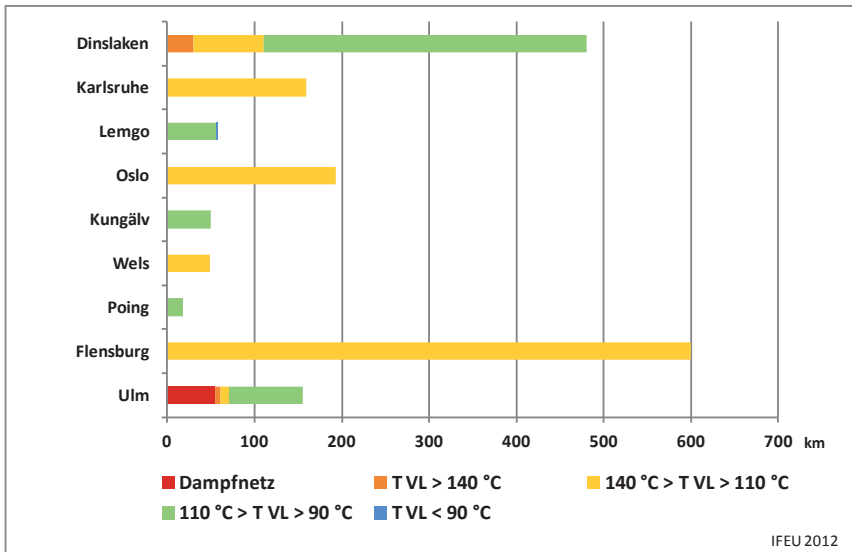


Abbildung 10-2: Vergleich der Fernwärmenetze - Parameter Netzlänge je Temperaturbereich.

Gemäß Abbildung 10-3 liegt der Pumpstrombedarf zwischen 1,0 % und 1,7 %. Planungswerte liegen im Bereich von 1,5 %, so dass der Pumpstrombedarf der betrachteten Fernwärmenetze den Erwartungen entspricht.

Die Liniendichte variiert zwischen 1,0 kW/m und 3,8 kW/m. Hohe Liniendichten werden in dicht bebauten Städtischen Netzen wie in Karlsruhe oder Ulm erreicht. Fernwärmenetze, die neben dem Stadtgebiet auch umliegende Ortschaften versorgen, wie z.B. das Fernwärmenetz in Flensburg, weisen eine deutlich geringere Liniendichte auf. Abbildung 10-3 zeigt, dass der Betrieb eines städtisch geprägten Fernwärmenetzes nicht zwingend mit einer hohen Liniendichte einhergehen muss.

Die Netzverluste in Abbildung 10-3 liegen zwischen 9 % und rd. 17 %. Gemäß dem AGFW-Hauptbericht 2010 (AGFW 2011a) liegen die durchschnittlichen Netzverluste bei 12 %.

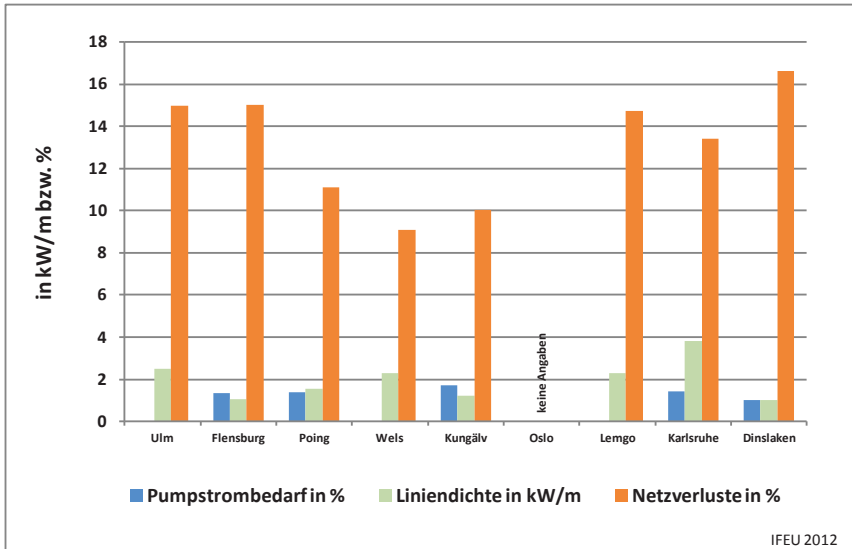


Abbildung 10-3: Vergleich der Fernwärmenetze - Parameter Pumpstrombedarf, Liniendichte und Netzverluste.

10.2.3 Brennstoffeinsatz

In Abbildung 10-4 sind die konventionellen Brennstoffe und Energieträger sowie die eingesetzten erneuerbaren Energien in Prozent bezogen auf die Nettowärmeerzeugung dargestellt. Die nicht erneuerbaren Energieträger wie Erdgas, Heizöl und Steinkohle werden in dem grauen Balken fossile Energieträger zusammengefasst.

In den meisten Fällen werden mehrere Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern eingesetzt. Für das Fernwärmenetz in Ulm dominiert die holzartige Biomasse (Holz-Hackschnitzel), die in Biomasse-Heizkraftwerken eingesetzt wird. Weitere Energieträger sind Abfall und Biogas. In Flensburg wird holzartige Biomasse (Holz-Hackschnitzel) im zentralen Heizkraftwerk mitverbrannt. Der Anteil der Biomasse-Mitverbrennung ist derzeit noch gering. In Poing wird die Grund- und Mittellast über Geothermie gedeckt.

In Wels (Österreich) wird die größte Wärmearbeit durch die Müllverbrennungsanlage bereitgestellt. Der Anteil der Solarthermieanlage an der Wärmearbeit ist trotz ihrer beeindruckenden Größe von 3.400 m² Kollektorfläche gering. In Kungälv (Schweden) dominiert die Verbrennung von holzartiger Biomasse (Holz-Hackschnitzel) im Biomasse-Heizkraftwerk die Wärmearbeit. In geringerem Umfang wird auch Abwärme von Industriebetrieben aus Göteborg genutzt. Eine der weltweit größten Solarthermieanlagen mit rd. 10.000 m² Kollektorfläche, die auf einer Freifläche errichtet wurde, trägt rd. 3 % zur Wärmearbeit bei.

In Oslo wird Abwasserwärme über zwei Großwärmepumpen in das Fernwärmenetz eingespeist. Des Weiteren wird holzartige Biomasse zur Wärmebereitstellung genutzt. In Lemgo wird Strom, im Wesentlichen aus erneuerbaren Energien, in einem Elektrokessel zur direkten elektrischen Wärmearbeit eingesetzt.

In Karlsruhe wird industrielle Abwärme einer Mineralö Raffinerie in das Fernwärmenetz eingespeist. Die Abwärmenutzung deckt rd. ein Drittel der gesamten Wärmearbeit. In Dinslaken (Fernwärmeschiene Niederrhein) werden zahlreiche industrielle Abwärmequellen aus der dort ansässigen Stahl- und Chemieindustrie genutzt. Des Weiteren werden holzartige Biomasse in einem Biomasse-Heizkraftwerk und Grubengas in einem BHKW eingesetzt.

Detaillierte Informationen zu den Best-Practice-Beispielen ist den Projekt-Portraits im Endbericht zu entnehmen.

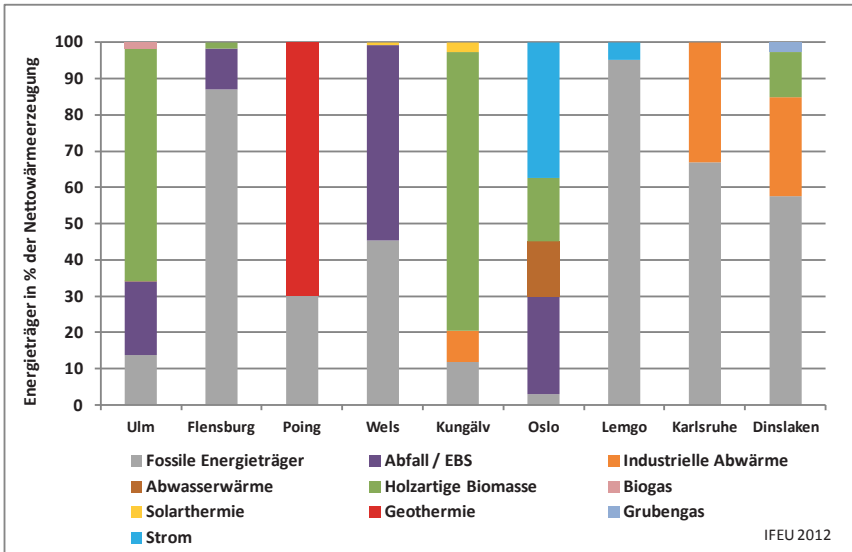


Abbildung 10-4: Vergleich der Fernwärmenetze - Prozentualer Brennstoffeinsatz nach Energieträgern bezogen auf die Nettowärmeerzeugung.

10.2.4 Fragebogen

Fragebogen



Forschungsprojekt: "Transformationsstrategien für Wärmenetze zu höheren Anteilen mit erneuerbaren Energien"

Best-Practice-Beispiel:

Stand:

Nr.	Eigenschaft	Einheit	Angabe / Antwort		
Best-Practice-Beispiel:					
1	Fernwärmeversorgung allgemein				
1.1	Primärenergiefaktor	-			
1.2	Anschlusswert	MW			
1.3	Jahreshöchstlast im Netz	MW			
1.4	Wärmeeinspeisung gesamt	GWh/a			
1.4.1	Anteil Sommerhalbjahr (Apr. - Sept.)	%			
1.4.2	Anteil Winterhalbjahr (Okt. - Mrz.)	%			
1.5	Wärmeverbrauch Endkunden gesamt	GWh/a			
1.6	KWK-Anteil bezogen auf die gesamte Wärmeeinspeisung	%			
1.7	Pumpstrombedarf Wärmenetz	MWh/a			
1.8	Wärmedichte des Einzugsgebietes	MW/km ²			
2	Wärmeerzeugungsanlagen (konventioneller Energieträger)	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
2.1	Anlagenart (HKW, HW, BHKW, etc.) <i>Hinweis:</i> bei mehreren Anlagen gleicher Anlagenart und Brennstoff mit kleiner Wärmeleistung, bspw. erdgasbetriebenes BHKW, sind die nachfolgenden Angaben 2.5 bis 2.9 als Summenwerte zu verstehen (bitte Anlagenanzahl angeben).	-			
2.2	Bezeichnung der Anlage	-			
2.3	Konventioneller Energieträger	-			
2.4	weiterer Brennstoff (ggf. für Stützfeuerung)	-			
2.5	Inbetriebnahmejahr	-			
2.6	Thermischer Nutzungsgrad	%			
2.7	Elektrischer Nutzungsgrad bei KWK	%			
2.8	Thermische Engpassleistung	MW			
2.9	Wärmeeinspeisung	GWh/a			
2.10	KWK-Nettostromerzeugung	GWh/a			

3	Wärmeerzeugungsanlagen (erneuerbarer Energieträger)	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
3.1	Anlagenart (HKW, HW, BHKW, etc.)	-			
3.2	Bezeichnung der Anlage	-			
3.3	Erneuerbarer Energieträger	-			
3.4	weiterer Energieträger (ggf. für Stützfeuerung)	-			
3.5	Inbetriebnahmehjahr	-			
3.6	Thermischer Nutzungsgrad	%			
3.7	Elektrischer Nutzungsgrad bei KWK	%			
3.8	Thermische Engpassleistung	MW			
3.9	Wärmeeinspeisung ins Wärmenetz	GWh/a			
3.10	Nettostromerzeugung bei KWK	GWh/a			
3.11	Art der Einbindung in das Fernwärmenetz (RL, VL)	-			
3.12	Investitionskosten	Euro			
3.13	Fördermittel	Euro			
3.14	Wärmegestehungskosten	€/kWh _{th}			
3.14.1	Anteil Erzeugungsanlage	%			
3.14.2	Netzanschluss	%			
3.15	Angaben zur Solarthermieanlage	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
3.16	Inbetriebnahmehjahr	-			
3.17	Bauart der Kollektoren (Flachkoll., Vakuumröhrenkoll., etc.)	-			
3.18	Aufstellung (Aufdach, dachintegriert, Freifläche)	-			
3.19	Aperturfläche der Kollektoren	m ²			
3.20	Solare Wärmeerzeugung der Kollektoren	MWh/a			
3.21	Solare Wärmeeinspeisung ins Wärmenetz	MWh/a			
3.22	Stromverbrauch Solaranlage	MWh/a			
3.23	Art der Einbindung in das Fernwärmenetz (RL, VL)	-			
3.24	VL-Temperatur	°C	von	bis	
3.25	RL-Temperatur	°C	von	bis	
3.26	Investitionskosten	Euro			
3.27	Fördermittel	Euro			
3.28	Wärmegestehungskosten	€/kWh _{th}			
3.28.1	Anteil Erzeugungsanlage	%			
3.28.2	Netzanschluss	%			

3.29	Angaben zu Wärmepumpen	Einheit	WP 1	WP 2	WP 3
3.30	Inbetriebnahmejahr	-			
3.31	Typenbezeichnung	-			
3.32	Nettowärmeeinspeisung	MWh/a			
3.33	Stromverbrauch	MWh/a			
3.34	Investitionskosten	Euro			
3.35	Fördermittel	Euro			
3.36	Wärmegestehungskosten	€/kWh _{th}			
3.36.1	Anteil Erzeugungsanlage	%			
3.36.2	Netzanschluss	%			
4	Wärmespeicher	Einheit	Speicher 1	Speicher 2	Speicher 3
4.1	Speichertyp (Pufferspeicher, saisonaler Speicher, etc.)	-			
4.2	Speicherzweck (Ausgleich Tag/Nacht, Spitzenlastabdeckung, etc.)	-			
4.3	Inbetriebnahmejahr	-			
4.4	Bauart (Stahlbeton, Stahl, Erdsonden, Aquifer, etc.)	-			
4.5	Speichermedium	-			
4.6	Speichervolumen	m ³			
4.7	Betriebsdruck	bar			
4.8	Einspeisetemperatur ins Wärmenetz	°C			
4.9	Ausspeisetemperatur ins Wärmenetz	°C			
4.10	Thermische Leistung	MW			
4.11	Nettowärmeeinspeisung ins Wärmenetz	GWh/a			
4.12	Speicherverluste	%			

5	Verbraucher	Einheit	
5.1	Anzahl der Hausanschlussstationen	Stck.	
5.2	Durchschnittliche thermische Anschlussleistung pro Hausanschluss	kW	
5.3	Bandbreite der thermischen Anschlussleistung	kW	von bis
5.4	Anschlussart Heizung (direkt, indirekt, Speicher)	-	
5.5	Anschlussart Warmwasser (indirekt, Speicher)	-	
5.6	ggf. innovative Ansätze für Anschlussart (z.B. 3-Leiternetz im Gebäude, RL-Temperaturversorgung)	-	
5.7	Verbraucherstruktur	-	
5.7.1	Haushalte	%	
5.7.2	Öffentliche Gebäude	%	
5.7.3	Gewerbe	%	
5.7.4	Industrie	%	
6	Fernwärmenetz	Einheit	
6.1	Trassenlänge gesamt	km	
6.2	Netzstruktur	-	
6.2.1	Dampfnetz (ggf. Inbetriebnahmejahr und Kondensattemperatur)	km	
6.2.2	$T_{VL} > 140 \text{ °C}$ (ggf. Inbetriebnahmejahr und RL-Temp.)	km	
6.2.3	$140 \text{ °C} > T_{VL} > 110 \text{ °C}$ (ggf. Inbetriebnahmejahr und RL-Temp.)	km	
6.2.4	$110 \text{ °C} > T_{VL} > 90 \text{ °C}$ (ggf. Inbetriebnahmejahr und RL-Temp.)	km	
6.2.5	$T_{VL} < 90 \text{ °C}$ (ggf. Inbetriebnahmejahr und RL-Temp.)	km	
6.3	Netztopologie (Maschen-, Ring-, Stern-, Strahlennetz)	-	

7	Technische Fragen	Antwort
7.1	Mussten am Netz bzw. an den Wärmeerzeugungsanlagen Änderungen durchgeführt werden, um die EE-Anlagen in das Fernwärmenetz zu integrieren? Wenn ja, welche?	
7.2	Wie hat der Anschluss der EE-Anlagen den Betrieb des Fernwärmenetzes beeinflusst? Welche Vor- und Nachteile sehen Sie für konventionelle Wärmeerzeugungsanlagen (bspw. KWK-Anlagen)?	
7.3	Ist aus technischer Sicht die Einspeisung von Wärme aus der EE-Anlage in den Netz-Rücklauf oder den Netz-Vorlauf vorzuziehen? Wie verhalten sich dabei die Netzverluste?	
7.4	Gibt es aus ihrer Sicht Hemmnisse für den Anschluss eines bestimmten erneuerbaren Energieträgers an das Fernwärmenetz?	
7.5	Bestehen weitere Planungen für den Anschluss EE-Anlagen an das Fernwärmenetz bzw. für den Ausbau des Fernwärmenetzes? Wenn ja, welche VL- und RL-Temperaturen sind vorgesehen?	
7.6	Wie hat sich der Anschlusswert in ihrem Wärmenetz in den letzten Jahren entwickelt? Welchen Einfluss sehen sie hinsichtlich des steigenden Dämmstandards der Gebäude bzw. der Erhöhung der Anschlussdichte?	
7.7	Wie schätzen Sie die Entwicklung des Anschlusswertes und der Jahreshöchstlast in ihrem Netz in den kommenden Jahrzehnten ein?	
7.8	Ist es aus ihrer Sicht notwendig, zukünftig Systemanpassungen des Netzes umzusetzen, um konkurrenzfähig zu bleiben? Wenn ja, was ist geplant?	

8	Ökonomische Fragen	Antwort
8.1	Wird die EE-Anlage durch Sie als Netzbetreiber betrieben oder besteht ein Wärmelieferungsvertrag mit einem externen Betreiber?	
8.2	Werden die Hausübergabestationen bei den Verbrauchern über Wartungsverträge durch Sie betreut?	
8.3	Wie schätzen Sie den prozentualen Anteil der Betriebskosten an den Wärmegestehungskosten beim Betrieb einer EE-Anlage im Vergleich zu einer konventionellen Wärmeerzeugung ein?	
8.4	Welche ökonomischen Hemmnisse sehen Sie, die gegen eine verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien in Fernwärmenetzen sprechen?	
9	Sonstiges	
9.1	Wie ist der heutige Brennstoffmix im ihrem Fernwärmenetz historisch entstanden? Welche Motivationen haben Sie für die Integration erneuerbarer Energien?	
9.2	Für die Beurteilung des gesamten Fernwärmesystems wäre es hilfreich, wenn Sie uns einen Netzplan mit den Einspeisepunkten zur Verfügung stellen könnten (bspw. pdf-Format).	

10.3 Modellnetz

10.3.1 Ermittlung der Wärmegestehungskosten nach der Annuitätenmethode

Für die Berechnung der Netzinvestitionen wurde das Massengerüst der Rohrleitungen eines ähnlich großen, realen Wärmenetzes mit einer fast identischen Jahreshöchstlast verwendet, um für die verschiedenen Nennweiten die Trassenlänge in Meter zu erhalten. Für die spezifischen Trassenmeterpreise der Kunststoffmantelrohre der jeweiligen Nennweiten wurde ein Mittelwert angesetzt, der sich aus den spezifischen Kosten für die Verlegung der Rohre in unbefestigtem und befestigtem Gelände sowie in der Innenstadt zusammensetzt. Die spezifischen Meterpreise basieren auf Erfahrungswerten der GEF Ingenieur AG.

Tabelle 10-5: Berechnung der Netzinvestition

Nennweite	Kosten
25	2.740.720 €
32	2.018.881 €
40	1.485.292 €
50	1.719.669 €
65	2.249.375 €
80	4.888.291 €
100	5.084.632 €
125	958.157 €
150	8.331.814 €
200	6.501.335 €
250	4.966.584 €
300	5.931.290 €
350	1.797.521 €
400	3.572.192 €
500	8.788.573 €
600	704.613 €
Summe	61.738.938 €

GESAMTSUMME Invest 61.739.000 €

Die berechnete Investitionssumme stellt die Kosten eines Netzes dar, wenn es heute gebaut werden würde. Die Investitionskosten eines Wärmenetzes setzen sich zu ca. 50 % aus Kosten für den Tiefbau und zu ca. 50 % aus Kosten für den Rohrbau zusammen. Die Kosten für den Rohrbau teilen sich wiederum in einen Material- und einen Personalanteil auf, wobei der Materialanteil ca. 30 % ausmacht. Da das Modellnetz 30 Jahre alt ist, kann der oben genannte Wert nicht für die Berechnung der Wärmegestehungskosten verwendet werden. Aus diesem Grunde wurde der anteilige Betrag der Materialkosten mit Hilfe des „commodity metals price index“ des Internationalen Währungsfonds (IMF 2011b) und der restliche Betrag mit der Inflationsrate (IMF 2011a) zurückgerechnet. Die Investitionssumme des Netzes vor 30 Jahren beträgt somit rund 28.300.000 €.

Die Investitionskosten der Erzeugeranlagen wurden mit den spezifischen Investitionskosten, die in Tabelle 10-7 aufgelistet sind, berechnet. Hierbei wurden die Kostenansätze eher konservativ angesetzt. Alle Kostenansätze sowie Preise sind brutto angegeben.

Tabelle 10-6: Spezifische Kostenansätze für die Erzeugeranlagen

Position	Leistung in MW _{th}	Spezifische Investitionskosten heute in €/kW	Quelle
Spitzenlastkessel 1	85	120	
Spitzenlastkessel 2	65	120	
Redundanzkessel	85	120	
KWK-Anlage (Erdgasfeuerung)	35	430	(Schaumann 2010, S. 192)
KWK-Anlage (Staubfeuerung)	35	570	(ebd.)

Analog zu den Investitionen für das Wärmenetz wurden die Investitionskosten der Erzeugeranlagen mit Hilfe der Inflationsrate auf die Investitionskosten von vor 15 Jahren zurückgerechnet. Folglich betragen die ursprünglichen Investitionskosten für die Spitzenlastkessel rund 8.300.000 € bzw. rund 6.350.000 €, die Investitionskosten der erdgasbefeuerten KWK-Anlage rund 25.500.000 € und die Investitionskosten der kohlebefeuerten KWK-Anlage rund 32.500.000 €.

Die Wärmeegestehungskosten der beiden Basisvarianten wurden mit der Annuitätenmethode berechnet. Die Daten aus Tabelle 10-7 wurden hierfür verwendet.

Tabelle 10-7: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen

Bezeichnung	Menge	Einheit	Quelle/Kommentar
Zinssatz	6	%	
Rechnerische Nutzungsdauer Netz	40	a	
Rechn. Nutzungsdauer Erzeugung	20	a	
Betriebskosten			
Wartungs- u. Instandhaltungskosten Netz	5.000	€/km a	
Wartungs- u. Instandhaltung Spitzenlastkessel	2	%	der Investition
Wartungs- u. Instandhaltung KWK-Anlage	3,50	%	der Investition
Sonstiges (z.B. Versicherung)	0,5	%	der Gesamtinvestition
Personalkostensatz	60.000	€/a	
Stromeigenverbrauch			
KWK-Anlage	4	%	des Brennstoffeinsatzes
Netzpumpen	2,5	%	der Wärmenetzeinspeisung
Brennstoffkosten			
Preis für Abwärme	15	€/MWh	

Bezeichnung	Menge	Einheit	Quelle/Kommentar
Erdgaspreis	40	€/MWh (Ho)	
Steinkohle	106	€/t SKE	(VKI 2012)
Leichtes Heizöl (HEL)	66	€/MWh	(SDKW 2012)
Holzpellets	134	€/t (Hu)	(dena 2011)
Hackschnitzel	71	€/t (Hu)	(dena 2011)
Biomethan	80	€/MWh (Ho)	
Strompreis	150	€/MWh	
Preis pro CO ₂ -Zertifikat	12	€/t SKE	(DEHST 2011)
Stromvergütung KWK-Anlage			
EEX Baseload Quartalspreis 2011	49	€/MWh	
Energiesteuererstattung KWK-Anlage			
Energiesteuer Erdgas	5,5	€/MWh _{Ho}	
Wärmeendkundenpreis			
Preis Wärme	85	€/MWh	
CO₂-Emissionsfaktoren für Zertifikatehandel			
Erdgas	0,202	kg CO ₂ /kWh	bundeseinh. Liste (ago 2012)
Steinkohle	0,324	kg CO ₂ /kWh	bundeseinh. Liste (ago 2012)
Leichtes Heizöl	0,267	kg CO ₂ /kWh	bundeseinh. Liste (ago 2012)

Es wird angenommen, dass die Erzeugeranlagen mit Fremdkapital erworben wurden. Für die Wartungs- und Instandhaltungskosten des Wärmenetzes wird ein Erfahrungswert der GEF Ingenieur AG angenommen. Die weiteren Werte für Wartung und Instandhaltung werden in Anlehnung an (Schaumann 2010, S. 194, 315) konservativ angesetzt. Die Anzahl der Mitarbeiter sowie der Personalkostensatz wurde abgeschätzt (Kottnik 2011).

Der Preis der Abwärme ist der Preis für die gesicherte Leistung, deshalb wird für die Abwärmeleistung keine Redundanzanlage in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt. Der Erdgaspreis ist inklusive der Netznutzungsentgelte und beruht auf Erfahrungswerten der GEF Ingenieur AG. Beim Steinkohlepreis (VKI 2012) hingegen sind keine Transportkosten inbegriffen, da es sich um ein Modellnetz handelt. Nach Auskunft des Zollamtes Mannheim wird für KWK-Anlagen bei einem Nutzungsgrad von 70 % die komplette Energiesteuer zurückerstattet und es gibt nach heutigem Stand keine zeitliche Begrenzung der Erstattung (Zollamt Mannheim 2012). Der Stromeigenbedarf der KWK-Anlage wird nach (Schaumann 2010, S. 6) mit 4 % des Brennstoffeinsatzes festgelegt. Der Stromverbrauch der Netzpumpen wird aufgrund von Erfahrungswerten mit 2,5 % der Wärmenetzzeinspeisung angesetzt.

Der Strompreis für den Betriebsstrom beinhaltet bereits die Netznutzungsentgelte und wird basierend auf Erfahrungswerten abgeschätzt. Die Ermittlung der Wärmegestehungskosten erfolgt anhand der Brennstoffpreise von 2011. Nach (ASUE 2009) wird der eingespeiste Strom der KWK-Anlage ausschließlich mit dem „üblichen“ Preis vergütet, da die Anlage zwischen 1990 und 2002 in Betrieb genommen wurde. Als üblicher Preis wird der Durch-

schnittswert des EEX Baseload Preis des 3. Quartals 2011 gewählt (EEX 2011). Für die Berechnung der Zertifikatskosten werden die CO₂-Faktoren laut bundeseinheitlicher Liste (ago 2012) verwendet.

Für die ökologische Bewertung wird der Treibhausgas-Ausstoß (THG-Ausstoß) mit Emissionsfaktoren bestimmt, die von IFEU zur Verfügung gestellt wurden (Tabelle 10-8). Die THG-Faktoren enthalten bereits die Vorkette. Der THG-Faktor für Abwärme wurde von IFEU unter Verwendung des Stromgutschriftverfahrens berechnet. Bei der Ermittlung des Treibhausgas-Ausstoßes des gesamten Systems wird die THG-Menge des in KWK erzeugten Stroms jeweils gutgeschrieben. Dabei werden zwei Varianten betrachtet: einmal wird für die Stromgutschrift angenommen, dass der erzeugte Strom den durchschnittlichen Bundesmix ersetzt (610 g CO₂-Äq/kWh), einmal wird unterstellt, dass das Grenzkraftwerk (750 g CO₂-Äq/kWh) verdrängt wird, also das Kraftwerk, dass in der bundesweiten Einsatzreihenfolge (Merit Order) an letzter Stelle steht.

Tabelle 10-8: Emissionsfaktoren für die Treihausgasberechnung

Treibhausgas-Faktoren mit Vorkette		
Erdgas	0,260	kg CO ₂ Äq/kWh
Steinkohle	0,395	kg CO ₂ Äq/kWh
Strom - Bundesmix	0,610	kg CO ₂ Äq/kWh
Strom - Grenzkraftwerk	0,750	kg CO ₂ Äq/kWh
Abwärme (Müll-HKW)	0,225	kg CO ₂ Äq/kWh
Hackschnitzel aus dem Inland	0,018	kg CO ₂ Äq/kWh
Pellets aus dem Inland	0,086	kg CO ₂ Äq/kWh
Biomethan	0,160	kg CO ₂ Äq/kWh

Um eine Aussage darüber treffen zu können, ob die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energieträger im Modellnetz gegeben ist, wurde ein Wärmeendkundenpreis von 85 €/MWh (Mischpreis) festgelegt. Bei der Ermittlung der Wärmegestehungskosten wurden bei den Berechnungen keine Kosten für Verwaltung und Vertrieb berücksichtigt, da diese stark vom jeweiligen Wärmenetz bzw. Betreiber abhängen. Bei Betrachtung der Differenz zwischen Wärmegestehungskosten und Wärmeendkundenpreis ist dies bei allen Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu beachten.

Unter Verwendung der Annuitätenmethode ergeben sich für die Variante mit Erdgas Wärmegestehungskosten von 63 €/MWh und für die Variante mit Steinkohle 51 €/MWh. Der Anteil der erneuerbaren Energien beträgt bei beiden Basisvarianten bedingt durch die Abwärmenutzung des Müll-HKW 21 %. Der CO₂-Ausstoß ist mit 185.000 t/a bei der Kohlevariante höher als bei der Erdgasvariante mit 132.000 t/a (Stromgutschrift mit Bundesmix).

Tabelle 10-9: Ermittlung der Wärmegestehungskosten am Beispiel der KWK-Anlage mit Erdgas

Kapitalkosten		
Bezeichnung	Menge	Einheit
Netz	1.880.729	€/a
Spitzenlastkessel 1, 85 MW _{th}	724.093	€/a

Spitzenlastkessel 2, 65 MW _{th}	553.719	€/a
Redundanz-Anlage, 85 MW _{th}	724.093	€/a
KWK-Anlage, 35 MW _{th}	2.136.786	€/a
Summe "Kapitalkosten"	6.019.420	€/a
Betriebskosten		
Wartung- und Instandhaltung		
Wartungs- und Instandhaltungskosten Netz	500.000	€/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten Spitzenlastkessel 1	166.106	€/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten Spitzenlastkessel 2	127.022	€/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten Redundanzanlage	166.106	€/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten KWK-Anlage	857.807	€/a
Sonstiges	378.842	€/a
Personalkosten	720.000	€/a
Summe "Betriebskosten"	2.915.883	€/a
Energiekosten		
Brennstoffkosten "Abwärme aus Müll-HKW"	3.478.008	€/a
Brennstoffkosten "KWK-Anlage"	14.655.016	€/a
Brennstoffkosten "Spitzenlastkessel 1"	7.867.902	€/a
Brennstoffkosten "Spitzenlastkessel 2"	130.917	€/a
Stromkosten	2.062.619	€/a
Kosten für CO ₂ -Zertifikate	1.254.298	€/a
Summe "Energiekosten"	29.448.760	€/a
Abgesetzte Wärmemenge	495.028	MWh/a
Gesamtsumme aus Kapital-, Betriebs- und Energiekosten	38.384.063	€/a
Gesamtsumme aus Kapital-, Betriebs- und Energiekosten abzüglich Stromgutschrift	33.424.346	€/a
Gesamtsumme aus Kapital-, Betriebs- und Energiekosten abzüglich Rückerstattung Energiesteuer (aus KWK- Anlage)	31.409.282	€/a
Wärme gestehungskosten	63	€/MWh
Aufschlag	35	%
Differenz Endkundenpreis - Kosten	22	€/MWh
Anlegbarer Wärmeendkundenpreis	85	€/MWh

10.4 Methodik der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Modellregion Ulm

10.4.1 Parameter der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Um den Einfluss der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien auf den Erzeugerpark der Fernwärme Ulm GmbH (FUG) abbilden zu können, werden erneuerbare Energieträger in vier Varianten in den bestehenden Erzeugerpark eingegliedert (siehe Kapitel 7). Weil in Ulm aufgrund der gegebenen Rahmenbedingungen frühestens im Jahr 2020 eine Umstrukturierung des bestehenden Erzeugerparks zu erwarten ist, müssen Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung getroffen werden. Diese werden im Folgenden beschrieben.

Die Preise aus dem Jahr 2011 werden als Basis angenommen. Diese werden entsprechend einer erwarteten jährlichen Steigerung in die Zukunft fortgeschrieben. Die Basisannahmen werden – soweit für das Beispiel Ulm sinnvoll – analog zu den Annahmen für das Modellnetz und die Modellregion Jena getroffen. Die in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrundeliegenden Daten sind in Tabelle 10-10 und Tabelle 10-11 dargestellt.

Positionen, die in den folgenden Tabellen mit keiner eigenen Preissteigerung belegt sind, werden mit der Inflation beaufschlagt (z.B. Kosten für Wartung und Instandhaltung, Versicherungen, spezifischen Investitionskosten).

Tabelle 10-10: Zugrundeliegende Daten der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen - Teil 1

Position	Wert	Einheit	Quelle	Bemerkung
Kalkulatorischer Zinssatz	6 %	p.a.		
Inflation	1,8 %	p.a.	(IMF 2011)	
Erwartete Preisentwicklung				
Personalkosten	2 %	p.a.	(DESTA TIS 2012a, S. 34)	durchschnittl. Lohnpreiserhöhung p.a. 1995-2010,
Holzpellets	3,6 %	p.a.	(Cocchi 2011, S. 24)	Branche Energieversorgung
Hackschnitzel	3,6 %	p.a.	s.o.	mittlere Preiserhöhung 2003-2010
Steinkohle	3,93 %	p.a.	(Nitsch 2010, S. 19)	s.o.
Erdgas	3,11 %	p.a.	s.o.	mittlere Preiserhöhung p.a., Pfad „mäßig“
HEL	1,96 %	p.a.	s.o.	s.o.
CO ₂ -Zertifikate	2,74 %	p.a.	s.o.	s.o.
Biomethan	3 %	p.a.		s.o.
Ausgangspreise für 2011				
Personalkosten	60.000	€/MA*a		
Holzpellets	134	€/t	(DENA 2011)	
Hackschnitzel	71	€/t	(DENA 2011)	
Steinkohle	13	€/MWh	(BAFA 2011)	
Erdgas	40	€/MWh (Ho)		mittlerer Drittlandssteinkohlepreis 1.-3. Quartal 2011 frei
HEL	66	€/MWh	(SDKW 2012)	deutsche Grenze
Biomethan	80	€/MWh (Ho)	(BNetzA 2011, S. 4)	inklusive Netznutzungsentgelt
Preis pro CO ₂ -Zertifikat	12	€/t	(DEHST 2011, S.8)	Jahresdurchschnitt 2011
Strompreis für externen Bezug	150	€/MWh		mittlerer Preis des 3. Quartals 2011

Tabelle 10-11: Zugrundeliegende Daten der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen - Teil 2

Position	Wert Einheit	Quelle	Bemerkung
Erlöse			
Fernwärmeendkundenpreis	63,39 €/MWh		über Preisleitformel berechnet für einen Beispielkunden
„üblicher Preis“ für KWK-Strom	49,91 €/MWh	(EEX 2011)	EEX Baseladpreis 4. Quartal 2011
Rückerstattung der Energiesteuer	5,5 €/MWh		für Heizöl, Heizgas in KWK-Anlagen mit Nutzungsgrad mind. 70%
Sonstiges			
Pumpstrombedarf für Fernwärme-Netz	2,5 %		der jährlichen Wärmeinspeisung
Wartung- & Instandhaltung Fernwärme-Netz	5.000 €/km*a		
Eigenstrombedarf KWK-Anlage	6 %		6% der Eigenstromerzeugung (in Absprache mit der FUG)
Eigenstrombedarf BHKW	6 %	(Schaumann 2010, S. 86)	6% der Eigenstromerzeugung
Rechnerische Nutzungsdauer			
Biomasse-KWK	20 a		
Biomasse-Kessel	15 a	(VDI 2010)	VDI-Richtlinie 2067
BHKW	15 a	s.o.	s.o.
Solarthermie (Vakuümrohrenkollektoren)	18 a	s.o.	s.o.
Heizwerk (Neubau)	20 a	s.o.	s.o.
Geothermie: Bohrung	50 a	(Baumeister 2012)	
Geothermie: Sonstiges	20 a	(Baumeister 2012)	Leittechnik, Hydraulik, Wärmetauscher
Geothermie: Pumpe	3 a	(Baumeister 2012)	

10.4.2 Reinvestitionen bei den bestehenden Anlagen

Für die Aufrechterhaltung des Betriebszustandes der Kessel im Erzeugerpark werden in regelmäßigen Intervallen Reinvestitionen vorgesehen. Bei Bestandsanlagen sind diese alle 10 Jahre fällig. Bei Neuanlagen wird unterstellt, dass erst ab dem 20. Jahr nach der Inbetriebnahme mit Reinvestitionen im Abstand von je 10 Jahren begonnen wird.

10.4.3 Summe variabler Kosten

Für die bestehenden Anlagen der FUG liegen Wärmegestehungskosten pro erzeugter Megawattstunde vor, welche sämtliche betriebsbedingten Ausgaben (wie bspw. Ausgaben für Wartung, Instandhaltung, Versicherung und Personal) sowie Brennstoffkosten enthalten. Lediglich Kapitalkosten, wie bspw. Neuinvestitionen sowie Reinvestitionen zur Aufrechterhaltung des Betriebszustandes, sind darin nicht enthalten.

Aus Gründen der Geheimhaltung dieser für die FUG empfindlichen Informationen wird nicht der absolute Betrag der Summe variabler Kosten abgebildet, sondern nur das Verhältnis der Kosten untereinander in Geldeinheiten (GE) pro MWh (siehe Tabelle 10-12).

Tabelle 10-12: Summe variabler Kosten (verschlüsselt, Preise bezogen auf 2011)

Anlage	Betrag	Einheit
Bio I	1	GE/MWh
Bio II	1,66	GE/MWh
HKW Kessel 5	1,66	GE/MWh
HKW Kessel 1 und 6	4	GE/MWh
HWD	4,26	GE/MWh
HWFA	5,33	GE/MWh

Um eine jährliche Preissteigerungsrate dieser Positionen abzuschätzen, werden die einzelnen Kostenfaktoren gewichtet, um aus der Summe der Produkte aus Gewichtung und Preissteigerung die erwartete mittlere Preissteigerungsrate zu ermitteln (siehe Tabelle 10-13 und

Tabelle 10-14).

Tabelle 10-13: Ermittlung der Preissteigerungsraten bei den Summen variabler Kosten

Kostenbestandteil	Gewichtung	Preissteigerung
Personal	0,20	2,00 %
Wartung & Instandhaltung	0,15	1,80 %
Versicherung	0,05	1,80 %
Brennstoff	0,60	je nach eingesetztem Brennstoff

Tabelle 10-14: Mittlere Preissteigerungsraten der Summe variabler Kosten

Anlage	Mittlere Preissteigerung
Bio I	2,92 %
Bio II	2,92 %
HKW Kessel 5	3,12 %
HKW Kessel 1 und 6	2,28 %
HWD	2,63 %
HWFA	1,94 %

10.4.4 Preisleitformeln

Die Kosten für die Erzeugung von Wärme und Strom variieren je nach Entwicklung der Brennstoff- und der allgemeinen Betriebskosten der Erzeugeranlagen. Um diese Preisschwankungen an den Kunden weitergeben zu können, werden die Kostenelemente anhand einer Preisleitformel an die sich ändernde Kostensituation angepasst. Die Kostenelemente werden hierfür gewichtet und die Kostenänderungen anhand von Preisindizes ermittelt.

10.4.4.1 Preisleitformel für den Fernwärmeendkundenpreis

Der Fernwärmeendkundenpreis setzt sich bei der FUG aus einem Grundpreis, Arbeitspreis und Verrechnungspreis zusammen: Der Grundpreis wird für die Bereitstellung der Wärmeleistung berechnet und ist in Abhängigkeit von der Anschlussleistung gestaffelt, der Arbeitspreis bezieht sich auf den tatsächlichen Wärmeverbrauch (in kWh) und der Verrechnungspreis wird für die Bereitstellung und Wartung der Messeinrichtungen berechnet. Der Grundpreis sowie der Arbeitspreis werden jährlich anhand von Preisleitformeln angepasst, diese sind dem Tarif Heizwasser „Klima“ der FUG entnommen (FW Ulm 2011).

$$\text{Grundpreis: } GP = GP_0 \cdot \left(0,4 \cdot \frac{InvG}{InvG_0} + 0,6 \cdot \frac{L}{L_0} \right)$$

$$\text{Arbeitspreis: } AP = AP_0 \cdot \left(0,8 \cdot \left(0,15 + 0,1 \cdot \frac{InvG}{InvG_0} + 0,25 \cdot \frac{L}{L_0} + 0,1 \cdot \frac{EG}{EG_0} + 0,15 \cdot \frac{SK}{SK_0} + 0,25 \cdot \frac{HZ}{HZ_0} \right) + 0,2 \cdot \left(0,5 \cdot \frac{EG}{EG_0} + 0,5 \cdot \frac{HEL}{HEL_0} \right) \right)$$

Tabelle 10-15: Preissteigerungsraten der Preisleitformel für Fernwärme

Parameter	Preissteigerung	Quelle/ Bemerkung
Investitionsgüterindex (InvG)	-0,71 % p.a.	mittlere Änderungsrate aus (DESTATIS 2012) der Jahre 2000-2011
Lohnpreise (L)	2,00 % p.a.	siehe Tabelle 10-10
Erdgas an Kraftwerke (EG)	3,11 % p.a.	s.o.
Steinkohle (SK)	3,93 % p.a.	s.o.
Holzprodukte (HZ)	3,60 % p.a.	Preissteigerung wie Holzpellets/ Hackschnitzel, siehe Tabelle 10-10

HEL	1,96 % p.a.	siehe Tabelle 10-10
Inflation	1,80 % p.a.	Berücksichtigung nur bei dem Verrechnungspreis, siehe Tabelle 10-10

Die FUG bezieht bei der Ermittlung des Arbeitspreises einen Faktor für Erdgas an Haushalte mit ein. Im Rahmen der vorliegenden Betrachtung wird davon ausgegangen, dass die Basispreise für Erdgas an Haushalte und Erdgas an Kraftwerke unterschiedlich sind, die Preissteigerungsrate jedoch identisch ist. Da in dieser Preisgleitformel lediglich die Preissteigerungsrate für Erdgas relevant ist, wird der Faktor Erdgas an Haushalte in der Preisgleitformel durch Erdgas an Kraftwerke ersetzt.

Die Ermittlung des Fernwärmeendkundenpreises erfolgt für einen Standardhausanschluss mit einem Anschlusswert von 147 kW. Der Grundpreis im Jahr 2011 (Periode 0) für einen Anschlusswert unter 700 kW liegt im Tarif „Klima“ bei 65 € (inkl. MWSt), der Arbeitspreis pro kWh beträgt 60,93 €/MWh (inkl. MWSt). Der jährliche Verrechnungspreis ist abhängig von der Größe und Ausführung der Messeinrichtungen, für einen Standardhausanschluss wird der mittlere Preis in Höhe von 470,93 € (inkl. MWSt) angesetzt. Anders als der Grund- und Arbeitspreis besteht für den Verrechnungspreis keine Preisgleitformel, aus diesem Grund wird er mit der jährlich auftretenden Inflation beaufschlagt. Der Fernwärmeendkundenpreis für einen Standardhausanschluss mit einem Wärmeverbrauch von 230,1 MWh im Jahr 2011 wird entsprechend mit 63,26 €/MWh angesetzt.

10.4.4.2 Preisgleitformel für den Strombezug

Den für den Betrieb der Netzpumpen benötigten Strom bezieht die FUG aus dem Stromnetz. Die Entwicklung des Strompreises wird ebenfalls über eine Preisgleitformel ermittelt. Die Kostenelemente und deren Gewichtung in der Preisgleitformel werden an die Aufteilung der Bruttostromerzeugung 2011 nach Energieträgern angelehnt (vgl. Abbildung 10-5) (BDEW 2011b).

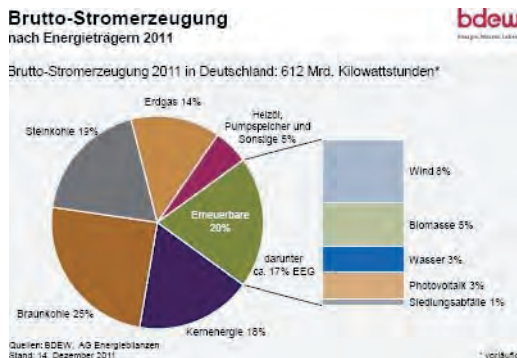


Abbildung 10-5: Brutto-Stromerzeugung 2011 nach Energieträgern

Der Bestandteil Kernenergie wird nicht in die Preisgleitformel einbezogen, da die Kernenergie in Deutschland aufgrund des von der Bundesregierung beschlossenen Atomausstieges ausläuft. Ebenso werden die Bestandteile Wind, Wasser, Photovoltaik sowie Siedlungsabfälle nicht als eigenständige Faktoren in der Formel berücksichtigt, da hier zum einen

keine Angaben zu etwaigen Preisentwicklungen vorliegen und eine Abschätzung des jeweiligen Änderungsfaktors zu einer höheren Ungenauigkeit führen würde.

Für die Preisgleitformel wird von den Bestandteilen ausgegangen, die in Tabelle 10-16 ersichtlich sind.

Tabelle 10-16: Gewichtung der Preisgleitformel

Parameter	Gewichtung
Kohle (Braun- & Steinkohle)	0,44
Erdgas	0,14
Heizöl	0,04
Biomasse	0,05
CO ₂ -Zertifikate	0,05
Summe var. Anteil	0,72
Fixanteil	0,28

Der Faktor für Heizöl wird im Vergleich zur Angabe des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (bdew) um 0,01 für den geschätzten Anteil von „Pumpspeicher und Sonstige“ gekürzt. Ergänzt wird der Faktor für die Berücksichtigung der CO₂-Zertifikate: Hier wird der Kostenanteil der CO₂-Zertifikate von 0,05 der Stromgesamtkosten unter der Annahme eines CO₂-Ausstoßes von 0,61 kg/kWh, einem Zertifikatspreis von 12 €/t CO₂ und einem Strombezugspreis von 150 €/MWh (Preise für 2011) ermittelt. Für den Faktor Biomasse wird die Preisentwicklung von Holzprodukten angesetzt.

Somit hat der variable Anteil der Preisgleitformel eine Summe von 72 %. Der Fixteil, welcher Kosten für aufzubringenden Kapitaldienst und sonstige Finanzierungskosten abbildet, fällt mit 28 % ins Gewicht.

Die Preisgleitformel ergibt sich wie folgt:

$$P = P_0 \cdot \left(0,28 + 0,44 \cdot \frac{Kohle}{Kohle_0} + 0,14 \cdot \frac{Erdgas}{Erdgas_0} + 0,04 \cdot \frac{Heizöl}{Heizöl_0} + 0,05 \cdot \frac{Biomasse}{Biomasse_0} + 0,05 \cdot \frac{CO_2}{CO_{2_0}} \right)$$

Die Änderungsraten der Preise sind in Tabelle 10-10 und Tabelle 10-15 angegeben.

10.4.5 Preisentwicklung der Wärme aus dem MHKW

Die jährliche Bezugskostenanpassung für Wärme aus dem MHKW wird für diese Untersuchung die Entwicklung des Fernwärmeendkundenpreises gekoppelt.

10.4.6 Preisentwicklung für Wärmebezug von externen Einspeisern

Die in der Wirtschaftlichkeitsrechnung angesetzte Preissteigerung soll die angenommene jährliche Inflation von 1,80 % ausgleichen (siehe Tabelle 10-10). Etwaige Kostensteigerungen zusätzlich zur Inflation für die Betreiber der Biogasanlagen werden nicht berücksichtigt.

10.4.7 Ermittlung der EEG-Vergütung für Bio I

Das Biomasseheizkraftwerk I ist seit Anfang März 2004 in Betrieb (FW Ulm 2012). Da für die Ermittlung der EEG-Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien grundsätzlich das zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültige Gesetz entscheidend ist, ist für dieses Kraftwerk das EEG aus dem Jahr 2004 relevant. Der § 21 Absatz 1 Nr. 3 des EEG 2004 legt jedoch fest, dass für Biomasseanlagen, deren Inbetriebnahme nach dem 31.12.2003 stattgefunden hat, die Vergütungssätze nach § 8 des EEG 2004 gelten (EEG 2004). Laut FUG wird Strom aus Bio I mit der Grundvergütung sowie dem KWK-Bonus vergütet (FW Ulm 2012). Für diese Untersuchung wird die Bemessungsleistung anhand der vorliegenden Einspeisedaten von 2009 ermittelt. Abzüglich des Eigenbedarfs der Anlage i. H. v. 6 % ergibt sich eine Stromeinspeisung von ca. 46.635 MWh. Bei 8.760 Jahresstunden ergibt sich eine angenommene die Bemessungsleistung von 5.324 kW. Die Summe der anteiligen Grundvergütungssätze beläuft sich auf 90,09 €/MWh.

Da das Biomassekraftwerk wärmegeführt betrieben wird und mit der Entnahme-Gegendruckturbine kein Kondensationsbetrieb möglich ist, besteht Anspruch auf den KWK-Bonus in voller Höhe von 2 ct/kWh. Die Gesamtvergütung nach dem EEG 2004 beläuft sich unter Berücksichtigung der hier getroffenen Annahmen auf 110,09 €/MWh.

Tabelle 10-17: Vergütung für Strom aus Bio I nach dem EEG 2004

Leistung anteilig	Differenz	Anteil
bis 150 kW	150	0,0282
150-500 kW	350	0,0657
500-5.000 kW	4500	0,8453
5.000-20.000 kW	324	0,0609
Grundvergütung	KWK-Bonus	Gesamtvergütung
9,01 ct/kWh	2,00 ct/kWh	110,09 €/MWh

10.4.8 Ermittlung der EEG-Vergütung für Bio II

Für das Biomasseheizkraftwerk II wird für diese Untersuchung angenommen, dass in der Bio II zu 100 % Industrierestholz eingesetzt und entsprechend nur die Grundvergütung des EEG 2012 gewährt wird (tatsächlich nutzt die Bio II Altholz der Kategorien I und II als Brennstoff und bekommt seinen Strom auf Basis der Übergangsregelung im EEG 2012 noch mit den alten Sätzen nach EEG 2009 vergütet). Für die Ermittlung der Bemessungsleistung wird die erwartete Jahresarbeit der Anlage für das Jahr 2012 herangezogen. Hierbei wird angenommen, dass das Kraftwerk Anfang 2012 in Betrieb genommen wird. Gemäß der Berechnungen ergibt sich im Jahr 2012 eine Stromeinspeisung (abzüglich des Stromeigenbedarfs der Anlage i.H.v. 6 %) von 16.575 MWh. Daraus folgt eine Bemessungsleistung von $(16.575 \text{ MWh} / 8.760 \text{ h}) = 1,892 \text{ MW}$. In Abhängigkeit von der installierten Bemessungsleistung sind unterschiedliche Vergütungssätze vorgesehen. Die Vergütung setzt sich aus der anteiligen Gewichtung der anteiligen Leistung zusammen (BMU 2011d). Für in das Stromnetz eingespeisten Strom aus Bio II wird für diese Untersuchung eine Vergütung in Höhe von 115,01 €/MWh angesetzt.

Tabelle 10-18 Vergütung für Strom aus Bio II nach dem EEG 2012

Leistung anteilig	Differenz	Anteil
bis 150 kW	150	0,0793
150-500 kW	350	0,1850
500-5.000 kW	1392	0,7357
5.000-20.000 kW	0	0
Grundvergütung	Zusatzvergütung I/II	Gesamtvergütung
11,50 ct/kWh	0 ct/kWh	115,01 €/MWh

10.4.9 Angenommene Nutzungsgrade für das Sammelschienenkraftwerk und die HW

Da das HKW als Sammelschienen-Kraftwerk ausgeführt ist, ist nicht klar ersichtlich, zu welchen Anteilen die Strom- und Fernwärmeerzeugung den einzelnen Kesseln des HKW zuzuordnen ist. Hinzu kommt, dass der in Bio I (Kessel 7) erzeugte Dampf nach dem Überströmen der dem Kessel zugeordneten Turbine (um Anspruch auf die EEG-Vergütung des erzeugten Stroms zu haben) in die 15 bar- und 3 bar-Schiene fließt. Aus diesem Grund ist es nicht möglich, die Fernwärmeauskopplung den Kesseln des HKW oder Bio I eindeutig zuzuordnen.

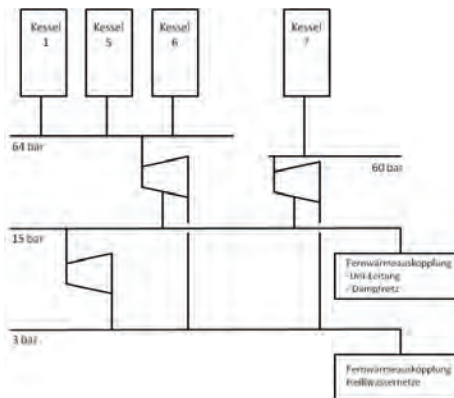


Abbildung 10-6: Schema der Sammelschiene des HKW inkl. Bio I

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung werden daher die Nutzungsgrade aus Tabelle 10-19 verwendet.

Tabelle 10-19: Übersicht über die Nutzungsgrade der Heiz(kraft)werke

Anlage	Kessel	$\eta_{\text{thermisch}}$	$\eta_{\text{elektrisch}}$ vor der DNU	$\eta_{\text{elektrisch}}$ nach der DNU
HKW	1, 5, 6	0,785	0,088	0,096
Bio I		0,755	0,111	0,124
Bio II		0,755	0,111	0,111
HWD	3	0,93	-	-
HWD	4	0,91	-	-
HWD	5	0,91	-	-
HWFA		0,85	-	-

Schnittstelle Stadtentwicklung und technische Infrastrukturplanung

Ein Leitfaden von der Praxis für die Praxis



Deutschland hat sich ambitionierte Ziele für den Klimaschutz gesetzt. Doch wo und durch wen können diese Ziele maßgeblich umgesetzt werden? Die kommunale Politik und deren Verwaltung sind mit den vor Ort agierenden Versorgungsunternehmen gefragt, im Gesamtkontext einer nachhaltigen Stadtentwicklung deren Zukunftsfähigkeit zu gewährleisten und in einen integrierten Ansatz zu bringen. Zwischen Kommune und Versorger ist eine enge Abstimmung jedoch meist nicht oder nur in geringem Umfang vorhanden. Eine enge Kommunikation, die Gestaltung der Prozesse und die Kenntnis der wesentlichen Parameter von Stadtentwicklung und technischer Infrastruktur sind allerdings von wesentlicher Bedeutung.

Das AGFW-Fachbuch „Schnittstelle Stadtentwicklung und technische Infrastrukturplanung - Ein Leitfaden von der Praxis für die Praxis“ gibt Empfehlungen für eine effiziente und zielgerichtete Zusammenarbeit zwischen Kommune und Versorger in der energetischen Stadtentwicklung. Dabei werden die Themenfelder Auswirkungen der Klimaveränderung auf den Wärme- und Kältemarkt, demografische Entwicklung, energieeffiziente Wärmeversorgung von Siedlungsgebieten sowie Abstimmungsprozesse zwischen Kommune und Versorger im Detail betrachtet.

Eine Ausgabe erhalten exklusiv alle AGFW-Mitglieder für netto € 24,00 zzgl. Versandkosten und der gesetzl. MwSt. Nicht-Mitglieder erhalten die Ausgabe zu einem Preis von netto € 48,00 zzgl. Versandkosten und der gesetzl. MwSt.

- Ausgabe September 2012 -

- ISBN 3-89999-034-X
AGFW-Bestellnummer: **VS 302002**

AGFW | Der Energieeffizienzverband
für Wärme, Kälte und KWK e. V.
Stresemannallee 30, D-60596 Frankfurt am Main
Tel.: +49 69 6304-1, Fax: +49 69 6304-391

Fernwärme Klimaschutz

Biomasse Geothermie

Großwärmepumpen Ü

Modellregionen Wirts

Klimaschutz Wärmene

Geothermie Solarther

Überschuss-Strom Mo

Wirtschaftlichkeit Fer

Wärme Biomasse Ge

Großwärmepumpen Ü