

Energiekonzept

für die Nahwärme Gössenheim eG

Autor:

Markus Stark
Bereich Kommunalunternehmen

Institut für Energietechnik IfE GmbH
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a
92224 Amberg

Energiekonzept für die Nahwärme Gössenheim eG

Auftraggeber:

Raiffeisenbank Main-Spessart eG

Rechtenbacher Str. 11

97816 Lohr am Main

Auftragnehmer:

Institut für Energietechnik IfE GmbH

an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden

Kaiser-Wilhelm-Ring 23a

92224 Amberg

Gefördert durch das

Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Bearbeitungszeitraum:

August 2021 bis Mai 2022

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Nomenklatur.....	IV
Formelzeichen, Indizes und Einheiten	VI
1 Einleitung / Projektbeschreibung	7
2 Erfassung des energetischen Ist-Zustandes	9
2.1 Das Nahwärmenetz und die Anlagentechnik im Überblick.....	9
2.2 Erzeugungs- und Verbrauchsdaten im Ist-Zustand	13
2.3 Künftiger Wärmeverbrauch	15
2.4 Technische Prüfung zum Ausbau der Erzeugungsinfrastruktur	16
3 Alternative für die Wärmeerzeugung.....	17
3.1 Holzvergaser der Firma Spanner RE ²	17
3.2 Holzvergaser der Firma GLOCK Ökoenergie GmbH.....	18
3.3 Holzvergaser der Firma Burkhardt Energietechnik GmbH	20
3.4 Luft-Wärmepumpe.....	21
4 Fördermöglichkeiten für erneuerbare Erzeuger und Wärmenetze	23
4.1.1 Biomassekessel	24
4.1.2 Wärmepumpen.....	26
4.1.3 Wärme- / Energienetze	27
5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	31
5.1 Grundannahmen	31
5.2 Erweiterung Heizzentrale – Investitionskostenprognose	36
5.3 Erweiterung Heizzentrale – Jährliche Ausgaben	37
5.4 Erweiterung Heizzentrale – Jährliche Einnahmen.....	38
5.5 Erweiterung Heizzentrale – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten	39
5.6 Erweiterung Heizzentrale – CO ₂ -Bilanz und EE-Anteil.....	41
6 Zusammenfassung	43

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Nahwärme-Trassenplan der Nahwärme Gössenheim eG</i>	<i>9</i>
<i>Abbildung 2: Heizzentrale der Nahwärme Gössenheim eG</i>	<i>10</i>
<i>Abbildung 3: Hackgut-Kesselkaskade bestehend aus fünf ETA-Hack 350</i>	<i>11</i>
<i>Abbildung 4: Raumaustragungen der Hackgutkessel mit Teleskoplader-Beschickung</i>	<i>12</i>
<i>Abbildung 5: Thermische Jahresdauerlinie der Wärmeerzeugung</i>	<i>14</i>
<i>Abbildung 6: Holzvergaser und BHKW der Fa. Spanner RE²</i>	<i>17</i>
<i>Abbildung 7: Holvergaseranlage der Fa. GLOCK Ökoenergie GmbH</i>	<i>19</i>
<i>Abbildung 8: Holzvergaser der Fa. Burkhardt Energietechnik</i>	<i>20</i>
<i>Abbildung 9: Großwärmepumpe des Herstellers JCI-Sabroe mit Rückkühlwerk der Fa. Thermokey während der Installation</i>	<i>21</i>
<i>Abbildung 10: EEX-Preis – Entwicklung für die KWK-Stromvergütung [BHKW-Infozentrum]</i>	<i>35</i>
<i>Abbildung 11: Erweiterung Heizzentrale – prognostizierte Investitionskosten</i>	<i>36</i>
<i>Abbildung 12: Erweiterung Heizzentrale – jährliche Ausgaben</i>	<i>37</i>
<i>Abbildung 13: Erweiterung Heizzentrale – jährliche Einnahmen</i>	<i>38</i>
<i>Abbildung 14: Erweiterung Heizzentrale – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten ohne BEW-Förderung</i>	<i>39</i>
<i>Abbildung 15: Erweiterung Heizzentrale – CO₂-Bilanz und EE-Anteil</i>	<i>41</i>

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Jährlicher Wärmeabsatz beim Endkunden</i>	<i>13</i>
<i>Tabelle 2: Jährliche Wärmeerzeugung der Biomassekessel</i>	<i>13</i>
<i>Tabelle 3: Jährlicher Netzverlust anhand der Erzeugungsdaten</i>	<i>14</i>
<i>Tabelle 4: Gebotshöchstwerte für Ausschreibungsmodelle - Biometahn</i>	<i>35</i>

Nomenklatur

AG	Auftraggeber
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DIN	Deutsches Institut für Normung
DN	Nennweite
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare- Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange („Strombörse“ Leipzig)
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENP	Energienutzungsplan
f _p	Primärenergiefaktor
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GEMIS	Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme

GIS	Geoinformationssystem
HLS	Heizung, Lüftung, Sanitär
HÜS	Hausübergabestation
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MAP	Marktanreizprogramm
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
MwSt.	Mehrwertsteuer
PEX	Bezeichnung für Wärmeleitungen aus vernetztem Polyethylen
PV	Photovoltaik
spez.	Spezifisch
TfZ	Technologie- und Förderzentrum
THG	Treibhausgas(e)
VBh	Vollbenutzungsstunden
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WGK	Wärmegestehungskosten

Formelzeichen, Indizes und Einheiten

Einheiten		Indizes	
MWh	Megawattstunde	el	elektrisch
kWh	Kilowattstunde	th	thermisch
MW	Megawatt	Hi	Heizwert
kW	Kilowatt	Hs	Brennwert
W	Watt	peak	Spitzenleistung
€	Euro		
Ct	Euro-Cent		
l	Liter		
a	Jahr		
h	Stunde		
m	Meter		
cm	Zentimeter		
m ²	Quadratmeter		
m ³	Kubikmeter		
t	Tonne		
kg	Kilogramm		
%	Prozent		
°C	Grad Celsius		
K	Kelvin		

1 Einleitung / Projektbeschreibung

Der vorliegende Bericht befasst sich im Rahmen eines betrieblichen Energiekonzeptes mit der Infrastruktur zur Nahwärmeversorgung der Nahwärme Gössenheim eG.

Die Nahwärme Gössenheim eG betreibt ein Nahwärmenetz in der Gemeinde Gössenheim. Über das Nahwärmenetz werden nahezu 200 Abnehmer mit Wärme versorgt. Das Wärmenetz wird aktuell mit fünf Hackschnitzelkesseln gespeist.

Als Grundlastwärmeerzeuger waren zwei Holzvergaser mit nachgeschaltetem BHKW angedacht. Die Leistungen der Anlagen sollten bei einer elektrischen Leistung von je 150 kW und einer thermischen Leistung von je 250 kW liegen. Diese Anlagen wurden planmäßig installiert, haben aber nie einen störungsfreien Dauerbetrieb aufgenommen. Seit mehreren Jahren stehen die beiden Vergasungslinien, aufgrund technischer Defekte, nun still. Parallel läuft ein Rechtsstreit mit dem Hersteller der Anlage.

Da sowohl die gesamte Peripherie für den Betrieb eines Holzvergasers, als auch der attraktive EEG-Einspeisevertrag aus dem Jahr 2013 vorhanden sind, soll der Einsatz einer neuen EEG-Anlage geprüft werden. Des Weiteren sollen auch alternative Versorgungsvarianten angedacht werden.

In einem ersten Schritt erfolgt dazu die Aufnahme und Bewertung der Ist-Situation. Basierend auf dieser umfassenden Analyse des Ist-Zustandes, werden deshalb zunächst die Energiebedarfsdaten anhand von aktuellen Verbrauchsdaten ermittelt. Etwaige, schon bekannte, Erweiterungspotenziale fließen im Anschluss ebenfalls in die künftige Bedarfsermittlung mit ein.

Aufbauend auf der vorliegenden Versorgungsstruktur im Ist-Zustand und den vorhandenen Vergütungsmodellen werden im Anschluss verschiedene Szenarien zur Versorgung untersucht. Hierbei wird das Augenmerk nicht allein auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gelegt, sondern vor allem auch auf die Vor- und Nachteile der zur Einsatz kommenden Technik, um einen erneuten Dauerausfall bzw. Totalverlust zu vermeiden.

Es werden ausschließlich erneuerbare Energieversorgungsmöglichkeiten zur Erweiterung technisch, wirtschaftlich und ökologisch geprüft, um das Netzgebiet der Nahwärme Gössenheim eG auch künftig zu 100 % mit Erneuerbaren Energien versorgen zu können.

Hinweis:

Die Bewertung unterschiedlicher Varianten stützt sich auf die kalkulierten Energiebedarfsdaten und beinhaltet eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Berücksichtigung der aktuellen Gesetzeslage, sowie eine Primärenergiebilanz. Das Ergebnis liefert somit eine umfangreiche Informationsbasis für die Entscheidung über die künftige Energieversorgung. Die Dimensionierung der einzelnen Systeme basiert auf Abschätzungen anhand der bisherigen Systeme, bzw. des bisherigen Brennstoffverbrauchs und ersetzt keine technische Detailplanung. In diesem Planungsstadium kann der Aufwand für eine Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Kosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren ebenso wie die Brennstoff- und betriebsgebundenen Kosten auf durchschnittlichen Marktpreisen und nicht auf konkreten Angebotsvorlagen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können daher die Preise von den hier kalkulierten abweichen.

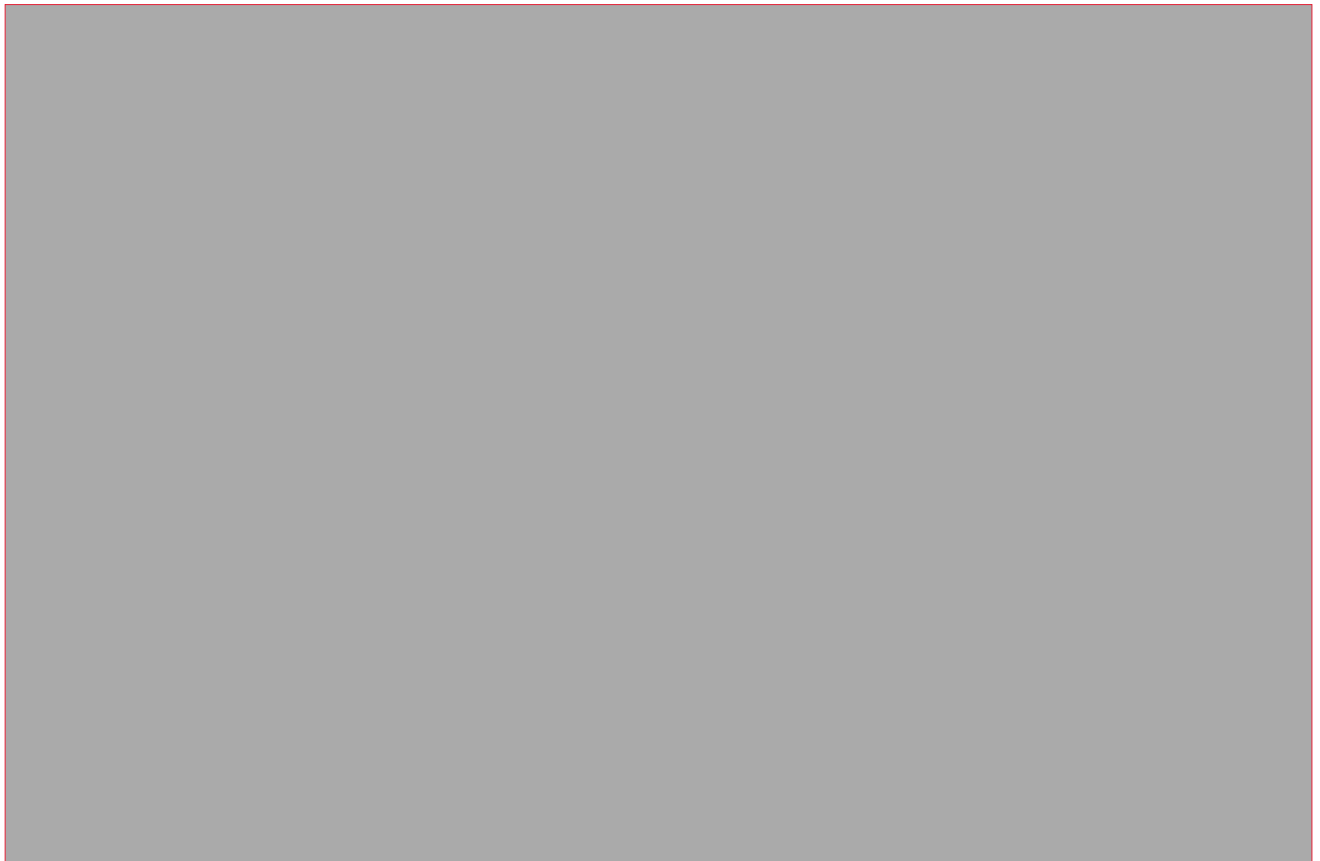
Wichtiger Hinweis zum Datenschutz:

Der vorliegende Bericht enthält „sensible“ Daten, welche u. U. Rückschlüsse auf einzelne Personen ermöglichen. **Es ist daher von einer Veröffentlichung des Berichts in umfassender Form abzusehen** (Verwendung nur für interne Zwecke).

2 Erfassung des energetischen Ist-Zustandes

2.1 Das Nahwärmenetz und die Anlagentechnik im Überblick

Die Nahwärme Gössenheim eG betreibt im gleichnamigen Ort ein Wärmenetz mit ca. 200 Anschlussnehmern und einer Haupt-Trassenlänge von gut 5.100 m. Die Hausanschlussleitungen haben zusätzlich noch rund 1.100 m, sodass das Gesamtnetz eine Länge von ca. 6,2 km aufweist. Der überwiegende Teil der Abnehmer sind Privathaushalte. Prozesswärme wird im Netzgebiet nicht benötigt.



Für den Leitungsbau wurde auf das verstärkte „Twinrohr“ vom Hersteller Logstor zurückgegriffen, welches die Leitungsverluste minimieren soll. Die Übergabestationen mit einer Leistung zwischen 7 – 100 kW sind von den Herstellern „Münch&Höfling“ oder „Nees“. Alle Stationen wurden abgeglichen und entsprechend in das System eingeregelt.



Abbildung 2: Heizzentrale der Nahwärme Gösenheim eG

Zur Speisung des Wärmenetzes wurde am Ortsrand eine Heizzentrale samt Holzlagerplatz errichtet. Die großzügig dimensionierte Energiezentrale wurde mit fünf Hackgutkesseln vom Typ ETA Hack 350 ausgestattet, welche je eine thermische Leistung von 350 kW_{th} erzeugen. Zur ganzjährigen Grundlastabdeckung wurden weiterhin zwei Holzvergasungslinien samt BHKW vom Hersteller „TerraTec“ aufgebaut, welche allerdings nie störungsfrei in den Dauerbetrieb gegangen sind und mittlerweile stillstehen. Ein daraufhin entstandener Rechtsstreit dauert noch immer an. Die ausgefallene Leistung von 2x 250 kW_{th} wird seitdem von der Hackgut-Kesselkaskade mit übernommen. Die ursprünglich geplanten Leistungsreserven wurden durch den Totalausfall der Vergaser aufgebraucht und zwingend erforderlich.

Um kurzzeitige Lastspitzen im Netz abzudecken, wurde von Beginn an ein außenstehender Pufferspeicher mit einem Volumen von 50 m³ eingebunden. An kalten Wintertagen stoßen die bestehenden fünf Kessel jedoch an ihre Leistungsgrenze.



Abbildung 3: Hackgut-Kesselkaskade bestehend aus fünf ETA-Hack 350

Jeder der Biomassekessel verfügt über eine eigene Feder-Rührwerkaustragung mit welcher die Kessel beschickt werden. Die Austragungen werden vom festangestellten Betriebsleiter mit einem Teleskop-lader befüllt.



Abbildung 4: Raumaustragungen der Hackgutkessel mit Teleskopklader-Beschickung

Neben der intakten und funktionsfähigen Anlagenperipherie der Hackgutkessel befinden sich am Standort noch die Räumlichkeiten und technischen Einrichtungen der beiden stillgelegten Hackgut-Vergasungslinien. Diese umfassen zwei Hackgutboxen zur Trocknung von feuchten Hackschnitzeln, einem Raum für die Siebung und Entaschung, sowie die komplette Mittelspannungsanbindung zur Stromeinspeisung aus den beiden geplanten BHKW's. Die Räumlichkeiten sowie die Einspeiseinfrastruktur sind vorhanden und können im Falle des Zubaus einer stromerzeugenden Anlage (z.B BHKW, PV, etc.) verwendet und wieder in Betrieb genommen werden.

Die defekten Vergasungslinien sind zwischenzeitlich ebenfalls zum Teil zurückgebaut worden, so dass auch diese Räume für andere, zusätzliche Wärmeerzeuger genutzt werden können.

2.2 Erzeugungs- und Verbrauchsdaten im Ist-Zustand

Die rund 200 Abnehmer aus dem gesamten Ortsgebiet nehmen pro Jahr ca. 3.700.000 kWh an Wärme ab. Wie aus der nachfolgenden Tabelle hervorgeht, bleibt der Wärmeverbrauch der angeschlossenen Liegenschaften stabil.

Tabelle 1: Jährlicher Wärmeabsatz beim Endkunden

Wärmeabsatz der vergangenen Jahre		
2017	3.896.000	kWh/a
2018	3.571.000	kWh/a
2019	3.733.000	kWh/a
2020	3.716.000	kWh/a

Da das Heizwerk leicht außerhalb des Ortes Gössenheim liegt, musste für die Erschließung mit einem Wärmenetz eine verhältnismäßig lange Anbindeleitung in den Ortskern gebaut werden. Diese führt im laufenden Netzbetrieb nun zu zusätzlichen Wärmeverlusten. Um diese auch zahlentechnisch darstellen zu können wurden im Jahr 2017 Wärmemengenzähler an den Kesseln installiert. Stellt man die Wärmeabsatzmengen aus Tabelle 1 mit den von den Kesseln erzeugten und aus der Heizzentrale ausgespeisten Wärmemengen gegenüber, so kann der tatsächliche Netzverlust ermittelt werden.

Eine Berechnung über den Kesselnutzungsgrad und die eingesetzten Brennstoffmengen ist an dieser Stelle nicht möglich, da nach Sichtung der Einsatzstofftagebücher festgestellt wurde, dass der Hackschnittzelverbrauch nur durch die Anzahl der eingefüllten Teleskopklader-Schaufeln dokumentiert ist. Diese Art der Dokumentation lässt keine Rückschlüsse auf das genau verbrauchte Brennstoffvolumen bzw. den zugrundeliegenden Heizwert der Biomasse zu. In der weiteren Betrachtung wurde deshalb immer mit den Daten der Wärmemengenzähler am Kesselausgang gearbeitet.

Tabelle 2: Jährliche Wärmeerzeugung der Biomassekessel

Wärmeerzeugung der vergangenen Jahre		
2017	5.476.000	kWh/a
2018	5.325.000	kWh/a
2019	5.536.000	kWh/a
2020	5.496.000	kWh/a

Tabelle 3: Jährlicher Netzverlust anhand der Erzeugungsdaten

Netzverlust			
2017	1.580.000	kWh/a	40,6 %
2018	1.754.000	kWh/a	49,1 %
2019	1.803.000	kWh/a	48,3 %
2020	1.780.000	kWh/a	47,9 %

Dieser schwankt im hier betrachteten Netz je nach Bezugsjahr zwischen 40 – 50 Prozent, bezogen auf die abgesetzte Wärmemenge. Dieser Wert ist absolut betrachtet, als sehr hoch einzustufen. Vergleicht man die verbauten Rohrlängen und -dimensionen mit entsprechenden Tabellenwerten, so können die hohen Verluste aber durchaus plausibilisiert werden. Der Netzverlust ist demnach einfach der Weitläufigkeit des Netzes, sowie der geringen Wärmebelegung geschuldet. Ein technischer Defekt an der Leitung, welcher zu den hohen Verlusten führt, kann über die Plausibilisierung ausgeschlossen werden.

Aus den zuvor erläuterten Erzeugungs- und Verbrauchsdaten der Wärmemengenzähler kann im nächsten Schritt die thermische Jahresdauerlinie ermittelt werden. Hierzu werden die stündlichen Lastgangdaten aus dem bereitgestellten Weblog ausgewertet und der Größe nach absteigend sortiert.

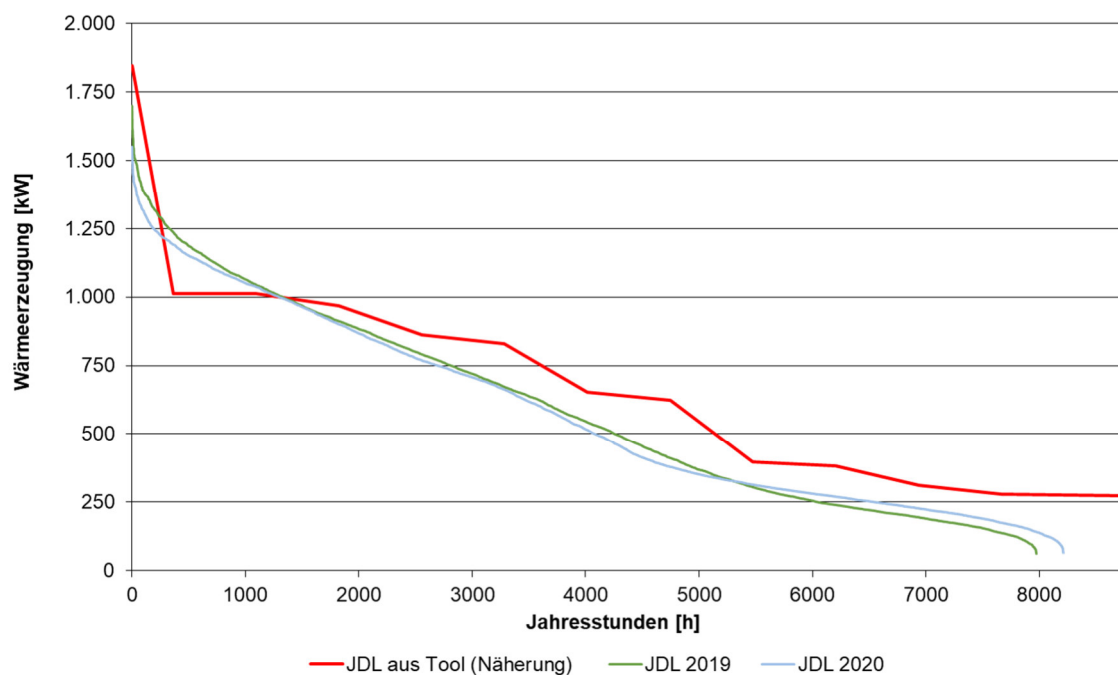


Abbildung 5: Thermische Jahresdauerlinie der Wärmeerzeugung

Bei der Auswertung ist aufgefallen, dass die Daten unvollständig sind und teilweise wochenweise fehlen. Aus diesem Grund wurde parallel ein internes Tool zur Simulation der Jahresdauerlinie herangezogen, um die auftretenden Lasten und Lastspitzen möglichst genau abbilden zu können.

In Abbildung 5 wird deutlich, dass in Nahwärmenetz Gössenheim eine ganzjährige Grundlast von ca. 280 kW benötigt wird. In den Sommermonaten resultieren die Lasten fast ausschließlich aus der Wärme für die Trinkwasserbereitstellung, sowie den konstanten Netzverlusten. Mit dem Beginn der Heizperiode steigt die Last auch eine winterliche Grundlast von bis zu 1.000 kW an, welche an gut 2.000 Stunden pro Jahr bereitgestellt werden muss.

Darüber hinaus treten an wenigen, besonders kalten Tagen im Jahr Lastspitzen mit bis zu 1.800 kW auf, welche aber durch den eingebundenen Pufferspeicher abgefangen werden können. Das dieses Konzept funktioniert, zeigt sich daran, dass die heute installierte Erzeugungsleistung bereits auf 1.750 kW limitiert ist, im Netz jedoch keine Ausfälle oder Unterversorgungen auftreten. Mit der derzeit vorgehaltenen Erzeugungsleistung ist ein weiterer Ausbau des Netzes jedoch nicht mehr möglich und ausgereizt.

2.3 Künftiger Wärmeverbrauch

Nach Rücksprache mit allen beteiligten Akteuren der Nahwärme Gössenheim eG ist kein größerer Netzausbau geplant. Das bestehende Netz soll jedoch bei Anschlussinteresse der Anwohner nachverdichtet werden. Durch die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen und die ungewisse Zukunft der fossilen Energieträger ist daher mit einem steigenden Interesse für die Nachverdichtung zu rechnen.

Ein benachbartes Industrieunternehmen hat hingegen bis zuletzt kein Interesse an einem Anschluss gezeigt und die eigene Erzeugungsperipherie ertüchtigt. Hier ist abzuwarten, wie sich die fossilen Brennstoffpreise entwickeln. Aus technischer Sicht wurde der Anschluss schon einmal geprüft und wäre möglich. Sowohl Temperaturniveaus als auch Abnahmemengen können bereitgestellt werden.

2.4 Technische Prüfung zum Ausbau der Erzeugungsinfrastruktur

Unabhängig davon, in welcher Form – ob privater oder gewerblicher Abnehmer – der Wärmeabsatz vergrößert wird, muss in diesem Fall die Erzeugungsinfrastruktur ausgebaut werden. Da auch im Ist-Zustand die Versorgung schon zu 100% auf Biomasse basiert, kommen für die Erweiterung nur ökologisch wertvolle Erzeuger, welche auch mit erneuerbaren Energieträgern versorgt werden, in Frage.

Neben der simpelsten Lösung, einem weiteren Biomassekessel, welcher die bestehende Kaskade einfach ergänzen könnte, kann alternativ auch über den Austausch der stillgelegten Holzvergaser nachgedacht werden.

Die Einspeiseverträge nach dem EEG aus dem Jahr 2013 bestehen weiterhin fort. Sie sind anlagengebunden, was bedeutet, dass ein neuer Holzvergaser samt BHKW am alten Standort nicht einfach nach dem Altrecht vergütet werden darf. Hierbei kann jedoch nicht pauschaliert werden. Nach Rücksprache mit der Bayernwerk AG, als zuständiger Netzbetreiber und Verwalter der Einspeiseverträge, sei es demnach am Standort möglich, einen Teil der alten Vergasungslinien stillzulegen und eine Fremdanlage beizustellen, solange die elektrische Nennleistung der neuen Anlage(n) weniger als 50 % der Bemessungsleistung des Alt-EEG-Vertrages beträgt. Im konkreten Fall bedeutet dies, dass das EEG-Altrecht eine Einspeisung bis zu einer elektrischen Leistung von 400 kW abdeckt. Die Neuanlage müsste demnach eine Nennleistung < 200 kW vorweisen.

Die Neuanlage(n) könnte(n) dann bis zum Jahr 2033 den produzierten Strom nach dem Altrecht in das öffentliche Netz einspeisen und vergütet bekommen. Stand heute kann daran anschließend an einer Ausschreibung für Bestandsanlagen teilgenommen werden, bei der auf Gebotsbasis erneut eine feste EEG-Vergütung für weitere zehn Jahre garantiert wird. Durch die geringe Restlaufzeit des Altvertrages von ca. 10 Jahren ab erwarteter Inbetriebnahme der Neuanlage(n), wird die Amortisation eines erneuten Invests in die Vergasungstechnologie deutlich schwieriger als mit den ersten Holzvergaserlinien im Jahr 2013. Gerade unter diesem Aspekt ist der Ausblick auf eine Anschlussförderung essenziell wichtig für die Wirtschaftlichkeit.

Alternativ zur Biomasse wird noch der Einsatz einer Wärmepumpe geprüft. Diese könnte laut Referentenentwurf im Rahmen der „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“, kurz BEW, welches aktuell noch nicht final verabschiedet ist, gefördert werden. Im Rahmen der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung soll geprüft werden, ob der Einsatz der ökostrombasierten Wärmeerzeugung konkurrenzfähig zur Biomasse ist.

3 Alternative für die Wärmeerzeugung

Hauptaugenmerk bei der Erweiterung des Erzeugerparks liegt auf der Technologie der Holzvergasung mit nachgeschalteter Verstromung in einem Blockheizkraftwerk. Wie im Kapitel zuvor bereits beschrieben, besteht die Möglichkeit den lukrativen Altvertrag in einem begrenzten Umfang mit einer neuen Vergasungsanlage zu betreiben. Idealerweise kann so der erneut zu tätige Investor in den neuen Vergaser kurz- bis mittelfristig amortisiert werden, sodass die generierten Stromerlöse im Nachgang zum Ausgleich der finanziellen Schieflage der Nahwärme Gössenheim beitragen können. Diese kommt alleine durch den Totalverlust der beiden alten Vergasungslinien zustande, welche durch Konstruktions- und Entwicklungsfehler nie in den störungsfreien Dauerbetrieb gegangen sind.

Nach ausführlicher Recherche und Sondierung des Marktes kommen drei renommierte Hersteller für Holzvergaser für die Neuanschaffung in Betracht.

3.1 Holzvergaser der Firma Spanner RE²

Die niederbayerische Firma Spanner RE² zählt in der geforderten Leistungsklasse mit zu den weit verbreitetsten Herstellern für Hackgut-Vergasungsanlagen. Sie bieten ein Leistungsspektrum von 9 kW_{el} – 70 kW_{el} an, wobei die Anlagen nach oben kaskadiert werden können. Im hier angestrebten Anwendungsfall würden drei 70 kW-Anlagen parallel arbeiten.



Abbildung 6: Holzvergaser und BHKW der Fa. Spanner RE²

Großer Vorteil der Anlage von Spanner RE² ist die große Betriebserfahrung, da bereits mehrere hundert Anlagen bei den Endkunden erfolgreich im Dauerbetrieb laufen und Jahresbetriebsstunden jenseits der 8.000 Stundenmarke vorweisen können. Die Funktion und Ausfallsicherheit der Anlage ist also laut Erfahrungsberichten gesichert, obwohl der Aufbau der Anlage in Eigenregie unter Aufsicht eines Spanner-Servicemonteurs erfolgen muss.

Ein weiterer Vorteil ist das Vergasungsprinzip bzw. die Temperaturen bei welchen der Gaserzeuger arbeitet. Durch die hohen Temperaturen im Reaktor wird ein Ausscheiden von Teer vermieden. Dies war einer der Hauptgründe, warum die alten Vergasungslinien im Bestand nie richtig funktioniert haben.

Ein großer Nachteil der Anlage ist hingegen der unter Umständen hohe Aufwand für Wartung, Instandhaltung und Brennstofflogistik. Je nach Qualität des verwendeten Hackgutes muss die Anlage sehr oft abgereinigt werden. Da die Anlage nur mit sehr trockenem Hackgut (<10 % Wassergehalt) arbeiten kann, müssen die waldfrischen Hackschnitzel mit einem Wassergehalt zwischen 20 – 50 % erst mechanisch vorgetrocknet werden, ehe sie der Anlage zugeführt werden können. Diese Aufgabe wird von einem, ebenfalls von Spanner RE² bereitgestelltem, Bandtrockner und einem Teil der Vergaserabwärme übernommen. Die Beschickung muss durch das Personal erfolgen, was zu weiteren Personalaufwand führt. Die im Prozess entstehende Asche (Kohle) muss als Müll entsorgt werden, da diese je nach Hackgut mit Gefahrstoffen belastet sein kann.

In mehreren Gesprächen mit Vertretern der Firma Spanner wurden neben einem standortspezifischen Konzept inkl. Aufstellungsplan auch drei unterschiedliche Kauf- und Finanzierungsmodelle für die Anlage ausgearbeitet. Inwiefern die unterbreiteten Finanzmodelle der finanziell angeschlagenen Nahwärme Gössenheim eG behilflich sein können, wird in der im nächsten Kapitel nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erarbeitet.

3.2 Holzvergaser der Firma GLOCK Ökoenergie GmbH

Als zweiter Anbieter für eine zuverlässige Hackgut-Vergaseranlage kommt die österreichische Firma Glock in Frage. Die Firma Glock bietet nur zwei Modelle mit einer elektrischen Leistung von 18 kW bzw. 50 kW an. Analog zu Spanner RE² würde auch hier eine Kaskade aus drei parallel betriebenen 50 kW-Anlagen aufgebaut werden.

Großer Vorteil bei diesem Anbieter ist die sehr kompakte und vormontierte Bauweise aller Aggregate auf einem festen Grundrahmen. Der Installations- und Einbindungsaufwand vor Ort hält sich dadurch in Grenzen.



Abbildung 7: Holzvergaseranlage der Fa. GLOCK Ökoenergie GmbH

Ebenfalls von Vorteil ist die, laut Hersteller, integrierte Vortrocknung des Hackgutes. Eine aufwendige Trocknung und Beschickung für das Material kann dadurch entfallen, was zu Beginn vor allem Investitionskosten und im späteren laufenden Betrieb auch Personalkosten einsparen kann. Als Brennstoff gibt der Hersteller Waldhackgut in der Größe G50 bis zu einem Wassergehalt von 30% an. Rinden- und Feianteile sind bis zu einem Anteil von 15% erlaubt. Eine gesonderte Vorabsiebung ist dadurch ebenfalls nicht notwendig. Je nach eingesetztem Material kann die anfallende Asche (Kohle) als Pflanzkohle verkauft werden. Bevor dies möglich ist, müssen die Rückstände jedoch einzeln auf Schadstoffe beprobt werden. Erst dann ist klar, ob die Asche entsorgt oder gewinnbringend weitervermarktet werden kann.

Als Nachteil dieser Anlage ist das Vergasungsprinzip an sich zu nennen, bei welchem je nach Brennstoffqualität durchaus auch Teer anfallen kann. Da diese Thematik auch dem Hersteller bewusst ist, hat dieser eine aufwendige, wartungsintensive Filtertechnik installiert, welche die Teerrückstände abscheiden soll. Genaue Angaben über die anfallenden Mengen konnten jedoch nicht gemacht werden.

Anders als Spanner RE² bietet die Firma Glock keine Finanzierungsmodelle für ihre Anlagen an. Es wurde lediglich ein Kaufangebot inkl. eines Aufstellkonzeptes unterbreitet. Auf Nachfrage, wieso in Deutschland so wenige Referenzanlagen in Betrieb sind (Stand heute sind zwei Anlagen in Betrieb), konnte der Hersteller keine Antwort nennen.

3.3 Holzvergaser der Firma Burkhardt Energietechnik GmbH

Als dritter und letzter in Frage kommender Anbieter für einen neuen Holzvergaser kommt für die Nahwärme Gössenheim eG die Anlage der Firma Burkhardt Energietechnik in Betracht. Anders als die beiden vorherigen Anlagen verfolgt die Firma Burkhardt ein anderes Funktionsprinzip und setzt auf genormte Holzpellets als Brennstoff. Ein weiterer Unterschied zu den vorherigen Modellen ist die Leistung von 190 kW_{el}, welche hier mittels eines Aggregats erzeugt wird.



Abbildung 8: Holzvergaser der Fa. Burkhardt Energietechnik

Durch den genormten Brennstoff kann der Hersteller die zuvor erläuterten Problematiken bei den anderen Herstellern hinsichtlich Brennstoffqualität, Vortrocknung und Teerausscheidungen eliminieren. Auch der Personal- und Wartungsaufwand kann im Vergleich zu den Mitbewerbern gesenkt werden. Die Anlagen laufen unter Einhaltung der Regelwartungen störungsfrei. Auch die Firma Burkhardt hat inzwischen weltweit mehr als 300 Referenzanlagen erfolgreich im Dauerbetrieb.

Neben all den Vorteilen, welche die Anlage der Fa. Burkhardt Energietechnik mit sich bringt, bedeutet der Brennstoff Pellets aber auch Mehrkosten für den Aufbau der zusätzlichen Pelletlogistik, da nun ein zweiter Brennstoff am Standort benötigt wird. Im konkreten Fall muss parallel zum bestehenden Hackgutlager noch Pelletlager aufgebaut werden. Da Pellets gegenüber Feuchte sehr empfindlich sind muss der Lagerraum geschützt vor Witterung sein. Alternativ können am Standort auch Silos aufgestellt werden, in welche die Pellets bei Anlieferung eingeblasen werden. Beides würde der Hersteller auf Wunsch mitliefern und zusammen mit dem Anlagentechnik installieren. Wie bei den

Anlagen zuvor muss auch hier die Asche (Kohle) beprobt und ggf. entsorgt werden. Dies kann auf Wunsch ebenfalls über den Hersteller abgewickelt werden.

In Rücksprache mit den Vertretern der Firma Burkhardt wurden neben einem Kauf- auch Finanzierungs- und Mietkauf-Modelle angefragt und unterbreitet. Diese werden zusammen mit den Angeboten der anderen beiden Hersteller nachfolgend gegenübergestellt.

3.4 Luft-Wärmepumpe

Neben der Thematik rund um den Holzvergaser besteht am Standort alternativ die Möglichkeit den Erzeugerpark mittels einer Großwärmepumpe zu erweitern. Grundsätzlich kam diese Variante durch die Inaussichtstellung einer Investitions- und Betriebskostenförderung nach dem BEW in Frage. Wann und in welcher Form eine Einbindung aus technischer Sicht Sinn macht, ist nachfolgend erläutert.

Bei einer Wärmepumpe handelt es sich um einen reinen Wärmeerzeuger, abseits des bestehenden EEG-Altvertrages. Da am Standort keinerlei Möglichkeit besteht einen Fluss oder das Erdreich als Wärmequelle zu verwenden, käme am Standort der Heizzentrale eine Luft-Wasser-Wärmepumpe zum Einsatz, welche die benötigte Wärme über ein Rückkühlwerk aus der Luft gewinnt. Eine entsprechende Kombination aus beidem ist nachfolgend abgebildet.



Abbildung 9: Großwärmepumpe des Herstellers JCI-Sabroe mit Rückkühlwerk der Fa. Thermokey während der Installation

Großer Nachteil einer Luft-Wärmepumpe sind die eingeschränkten Einsatzzeiten. Unterhalb einer Außentemperatur von 5-10 °C können die Rückkühlwerke nicht arbeiten, da eine Vereisung droht. Dadurch sind die Betriebszeiten im Jahresverlauf auf die wärmeren Monate beschränkt. Eine Wärmepumpe könnte dadurch je nach Leistungsgröße die Biomassekesselleistung in der Grundlast substituieren, jedoch keinen Beitrag zum Abfangen der Lastspitzen im Winter beitragen, wenn es richtig kalt ist.

Wärmepumpen im geforderten Leistungsbereich werden für jedes Projekt spezifisch ausgelegt, da sich die Anforderungen hinsichtlich Quellentemperatur und Vorlauftemperatur deutlich unterscheiden. Dies ist mit einem höheren Aufwand bei den Herstellern verbunden, weshalb im aktuellen Machbarkeitsstadium noch kein konkretes Angebot eingeholt wurde, sondern in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf Richtpreise zurückgegriffen wird.

4 Fördermöglichkeiten für erneuerbare Erzeuger und Wärmenetze

In der Heizzentrale der Nahwärme Gössenheim eG wird derzeit zu 100 % auf Biomasse aus den umliegenden Wäldern gesetzt. Im Rahmen dieser Studie soll jedoch auch „über den Tellerand hinaus geblickt“ und Alternativen zum Biomassekessel aufgezeigt werden.

Nachfolgend werden verschiedene Förderprogramme vorgestellt, mit denen derzeit die Errichtung von erneuerbaren Energieversorgungsanlagen gefördert werden können. Ebenso werden Förderprodukte vorgestellt, deren Ziel der Ausbau und die Nutzung von regenerativen Energieträgern oder KWK im Zusammenhang mit Nahwärmenetzen ist. Die Gewährung der Fördermittel ist dem Fördermittelgeber überlassen und ist im Einzelfall detailliert zu prüfen.

Hinweise zu den Förderungen

Ein Rechtsanspruch des Antragstellers auf Zuwendungen besteht nicht. Die KfW Fördermittelbank, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle sowie das Technologie- und Förderzentrum entscheiden aufgrund ihres pflichtgemäßen Ermessens. Die Gewährung der Zuwendung steht unter dem Vorbehalt der Verfügbarkeit der veranschlagten Haushaltsmittel.

Ein Anspruch auf Vollständigkeit aller Fördermittel besteht nicht. Die genauen Zuwendungsbedingungen sind den entsprechenden Förderprogrammen zu entnehmen und auf die endgültigen Investitionskosten (Ermittlung im Rahmen einer Ausschreibung) sowie den aktuellen Stand der Förderprogramme anzupassen.

Sonderförderungen wie beispielsweise eine Innovationsförderung (niedrige Staubemissionen) werden nicht berücksichtigt. Hier sind zur Gewährung Referenzmessungen erforderlich, die im Rahmen der Studie nicht erfolgen können.

Ein umfassender Überblick über alle derzeit verfügbaren Fördermittel kann u.a. dem Förderkompass der bayerischen Energieagenturen entnommen werden:

<https://energieagenturen.bayern/hp5837/Foerderkompass.htm>

4.1.1 Biomassekessel

Förderprogramm „BioKlima“ des Freistaates Bayern durch das Technologie-Förderzentrum (TFZ)

Gefördert werden im Förderprogramm „BioKlima“ Neuinvestitionen zur Errichtung von automatisch beschickten Biomasse- und Pelletheizanlagen mit einer thermischen Nennleistung ab 60 kW_{th}. Für diese Anlagen muss eine kalkulatorische CO₂-Einsparung von mehr als 216 Tonnen innerhalb von acht Jahren nachgewiesen werden (Bagatellgrenze). Als Brennstoff dürfen ausschließlich naturbelassene Holzbrennstoffe und halmgutartige Biomassen eingesetzt werden. Der Kessel muss für die Verwendung der gewählten Brennstoffe geeignet sein.

Der Zuschuss unterteilt sich in Grund- und Zusatzförderung:

Die **Grundförderung** beträgt höchstens 30 bis 40 % (nach Unternehmensgröße gestaffelt) der zuwendungsfähigen Kosten (= Investitionsmehrkosten Biomasseheizwerk).

Förderfähige Kosten sind nur die Investitionsmehrkosten zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Die Investitionsmehrkosten des Biomasseheizwerks müssen anhand einer Vergleichsrechnung gegenüber einer fossilen Energieerzeugungsanlage berechnet werden.

Die **Zusatzförderung** beträgt:

- Für kleine Anlage– (60 - 200 kW_{th}) + 5 % / + 10 % der zuwendungsfähigen Mehrkosten bei einer Nutzung neuinstallierter solarer Wärme (10 % / 20 % solare Deckung).
- Für große Anlagen (> 200 kW_{th}) und kleine Anlagen + 5 % der zuwendungsfähigen Mehrkosten bei Installation eines Abgaswärmetauschers (Economiser) oder einer Abgaskondensationsanlage (ohne Dampferzeuger).

Die Förderobergrenze für Biomasseheizwerke größer 200 kW Nennwärmeleistung nach der Richtlinie BioKlima beträgt 200.000 €. Wird die Zusatzförderung für Energieeffizienzmaßnahmen in Anspruch genommen, erhöht sich die Förderobergrenze auf 250.000 €. Die Förderobergrenze für Biomasseheizsysteme (Kombinationsprojekte) nach Nr. 2.3 der Richtlinie BioKlima beträgt 300.000 €. Es dürfen andere staatliche Mittel für denselben Zweck in Anspruch genommen werden (z.B. Marktanzreizprogramm des Bundes für Erneuerbare Energien), sofern der Subventionswert aller ausgereichten staatlichen Mittel 45 - 65 % der förderfähigen Kosten nicht übersteigt (nach Unternehmensgröße gestaffelt). Die Bagatellgrenze beträgt 5.000 € (kleine Anlagen) bzw. 10.000 € (große Anlagen).

Die wichtigsten Fördervoraussetzungen:

- Für den Betrieb von Biomasseheizanlagen ($> 200 \text{ kW}_{\text{th}}$) mit Spitzenlastkessel muss eine vorgegebene Auslastung von mindestens 2.500 Volllaststunden erreicht werden. Bei monovalenten Anlagen (d.h. ohne Spitzenlastkessel) sind 2.000 Stunden zu überschreiten (Ausnahmen bei der Nutzung von Abwärme und solarer Strahlungsenergie).
- Bei kleineren Biomasseanlagen ($60 - 200 \text{ kW}_{\text{th}}$) sind generell 1.500 Stunden pro Jahr nachzuweisen. Für den Betrieb der Anlage ist ein Pufferspeicher mit mindestens $30 \text{ l/kW}_{\text{th}}$ zu installieren.
- Es ist eine Wärmebelegung bezogen auf den prognostizierten Wärmeabsatz von mindestens $1.500 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ neu errichteter Trasse nachzuweisen (abweichende Vorgaben für kleine Biomasseheizanlagen bei einer Nutzung von Solarthermie / Abwärme).
- Ein schlüssiger und abgesicherter Kosten- und Finanzierungsplan muss vorgelegt werden.
- Eine Einrichtung zur Abscheidung partikelförmiger Emissionen muss zwingend installiert werden (Nachweis, dass ein Mindestabscheidegrad von 50 % erreicht wird).

Weitere Informationen können unter www.tfz.bayern.de/foerderung/ abgefragt werden.

4.1.2 Wärmepumpen

Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)

Da obige Problemstellung bezüglich Biomasseanlagen weitläufig bekannt ist, sollen für den innerstädtischen und urbanen Raum Wärmepumpen als erneuerbare Energiequelle verstärkt erschlossen und gefördert werden. Gerade für größere Netze wie sie im Falle der Nahwärme Gössenheim eG vorliegen, soll künftig ein Anreiz geschaffen werden, verstärkt auf die Wärmepumpentechnologie als erneuerbaren Wärmeerzeuger zu bauen. Ein entsprechendes Förderprogramm wird mit der „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“, kurz BEW gerade auf den Weg gebracht, welche langfristig die Förderung „Wärmenetze 4.0“ ablösen soll. Genaue Förderhöhen und -mechanismen liegen derzeit noch nicht vor, da das Gesetz final noch nicht verabschiedet ist. Der Referentenentwurf sieht jedoch unter anderem für Wärmepumpen eine systemische Förderung vor. Diese teilt sich auf in einen Investitionskostenzuschuss von aktuell 40 % der förderfähigen Kosten, sowie eine Förderung der Betriebskosten in den ersten 10 Betriebsjahren, welche nach einer ersten Einschätzung zwischen 70 – 90 % der eingesetzten Stromkosten abdeckt. Nähere Informationen zum BEW sind zudem im nachfolgenden Kapitel enthalten.

4.1.3 Wärme- / Energienetze

Förderung von Wärmenetzen nach dem KWKG (BAFA)

Im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) u.a. der Neubau und Ausbau von Wärmenetzen gefördert. Das KWKG-Gesetz ist im Jahr 2020 in novellierter Fassung in Kraft getreten.

Fördervoraussetzung ist unter anderem, dass spätestens 36 Monate nach der Inbetriebnahme des Netzes mindestens 75 % der Wärmeversorgung der an das Netz angeschlossenen Abnehmer in Kraft-Wärme-Kopplung nach Voraussetzungen des KWKG-Gesetzes erfolgen muss (z.B. Einsatz eines BHKW). Weiterhin ist die Erlangung dieser Investitionsbeihilfe möglich, sofern ein Mindestanteil von 10 % der Wärme aus einer KWKG-Anlage und insgesamt mindestens 75 % bzw. 50 % (möglich bei Inbetriebnahme bis zum 31. Dezember 2022) aus regenerativen Energien, industrieller Abwärme und KWKG-Anlagen, bereitgestellt werden (z.B. Kombination von Biomassekessel und BHKW).

Die Regelungen im Bereich Wärme- und Kältenetze sehen folgende Fördersätze vor:

- Netze mit mindestens 75 % KWKG-Anteil oder einer Kombination mit Wärme aus KWKG-Anlagen, erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme:
 - 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten
- Netze mit 50 % KWKG-Anteil oder einer Kombination mit Wärme aus KWKG-Anlagen, erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme (nur bis Inbetriebnahme 31.12.2022):
 - 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten

Hausübergabestationen fallen nicht in den förderfähigen Teil dieses Programmes. Die Nachweise sind durch einen Wirtschaftsprüfer zu erbringen.

Weitere Informationen unter www.bafa.de.

Hinweis:

Haben Wärmenetze Anspruch auf Förderung nach BAFA / KWKG-Gesetz, so entfällt eine Kopplung der Förderung nach KfW.

Die Änderungen, die das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) durch das KWKG 2020 erfahren hat, sind zwar mit Wirkung zum 21. Dezember 2020 in Kraft getreten, stehen aber unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission.

KfW-Förderprogramm - „Erneuerbare Energien Premium“ - Nahwärmenetze (Programm 271/272/281/282)

Die Errichtung oder Erweiterung von Wärmenetzen (inkl. Hausübergabestationen) wird unter anderem gefördert, wenn:

- mindestens 50 % Wärme aus Erneuerbaren Energien gespeist wird (60 % bei überwiegender Versorgung von Neubauten) oder
- ein Mindestwärmeabsatz von durchschnittlich mehr als 500 kWh_{th}/a je Trassenmeter nachgewiesen wird.

Die möglichen Tilgungszuschüsse betragen dabei 60 € je Meter Trassenlänge für Wärmenetze, für die keine Zuschlagsförderung nach dem KWK-Gesetz beantragt werden kann. Zuzüglich können die Hausübergabestationen von Bestandsgebäuden mit jeweils bis zu 1.800 € gefördert werden.

Zusätzlich gilt seit Januar 2016 die Zusatzförderung „Anreizprogramm Energieeffizienz“ (APEE), welches eine zusätzliche Erhöhung der Fördersätze um 20 % umfasst. Werden bei einem Nahwärmenetz überwiegend Hausanschlüsse mit ineffizienten, dezentralen Wärmeerzeugern ersetzt, so können die Hauptleitungen, die Hausübergabestationen (welche die ineffiziente dezentrale Heizung ersetzt) und die Hausanschlussleitung zu diesen Hausübergabestationen mit dem erhöhten Satz gefördert werden. Als besonders ineffizient gelten Bspw. auch Wärmeerzeuger im Heizölbetrieb, sofern keine Austauschpflicht nach § 10 der Energieeinsparverordnung vorliegt.

Weitere Informationen können der Programmübersicht der KfW (Erneuerbare Energien) entnommen oder unter www.kfw.de nachgelesen werden.

Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) – noch nicht in Kraft

Die Bundesregierung möchte mit einer neuen Förderung die Dekarbonisierung der Wärme- und Kältenetze in Deutschland unterstützen und beschleunigen. Dazu hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) einen Entwurf für die neue „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ (BEW) erarbeitet. Bei der Vorstellung der "Eröffnungsbilanz Klimaschutz" hat das neue Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) am 11.01.2022 unter anderem verkündet, dass die neue Förderung unmittelbar nach der beihilferechtlichen Genehmigung in Kraft gesetzt und ihre Finanzierung aufgestockt werden soll. Nach Inkrafttreten wird das Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“

in die Bundesförderung effiziente Wärmenetze überführt werden. Ein genauer Termin steht noch nicht fest (Stand: 26.01.2022).

Mit der neuen Förderung soll der Anteil erneuerbarer und klimaneutraler Wärmequellen in den Wärmenetzen bis 2030 auf 30 % ausgebaut werden. Bis 2025 wird ein Anteil von 25 % angestrebt.

Um dieses Ziel zu erreichen, sieht der Entwurf erstmalig eine Förderung erneuerbarer und klimaneutraler Wärmeerzeugung sowie der zum physischen Ausbau der Wärmenetze notwendigen Infrastruktur vor. Innerhalb der geplanten Laufzeit der BEW von sechs Jahren sollen pro Jahr die Installation von 400 MW erneuerbarer Wärmeerzeugungsleistung und Gesamtinvestitionen in Höhe von 690 Mio. Euro angereizt werden.

Die Bundesförderung effiziente Wärmenetze besteht in der Entwurfsfassung aus den folgenden drei Modulen:

Modul 1: Transformationspläne und Machbarkeitsstudien

Die Erstellung von Transformationsplänen zur Dekarbonisierung bestehender Netze bis 2045 und von Machbarkeitsstudien zur Errichtung neuer Wärmenetze mit einem Anteil erneuerbarer und klimaneutraler Wärmenetze von mind. 75 % wird mit bis zu 50 % der förderfähigen Kosten gefördert. Dabei können Planungsleistungen nach HOAI mitgefördert werden. Die maximale Fördersumme ist auf 600.000 Euro begrenzt.

Dabei gelten für Transformationspläne und Machbarkeitsstudien umfangreiche Mindestanforderungen, die in den Punkten 4.1.1 und 4.1.2 der Richtlinie beschrieben sind. Diese umfassen beispielsweise Beschränkungen hinsichtlich der Nutzung von Biomasse, Mindestinhalte und potenzielle Entwicklungspfade der zu fördernden Wärmenetze.

Modul 2: Systemische Förderung

Die Umsetzungsförderung umfasst den Neubau von Wärmenetzen, die zu mindestens 75 % mit erneuerbaren Energien und Abwärme gespeist werden, sowie die Transformation von Bestandsinfrastrukturen zu treibhausgasneutralen Wärmenetzen. Voraussetzung für eine Förderung ist, dass ein Transformationsplan oder Machbarkeitsstudie vorliegt.

Die Förderung beträgt 40 % der förderfähigen Kosten und ist bis zu einem Betrag von 50 Mio. Euro im Sinne des Beihilferechts notifizierungsfrei. Für Solarthermieranlagen sowie Wärmepumpen in Wärmenetzen ist zudem eine Betriebskostenförderung möglich, die über die ersten 10 Jahre des Betriebs gewährt wird.

Modul 3: Einzelmaßnahmen

Neben der Neuerrichtung von Wärmenetzen oder der systemischen Transformation von Bestandswärmenetzen können auch schnell umsetzbare Maßnahmen in Wärmenetzen als Einzelmaßnahmen gefördert werden. Dazu gehören beispielsweise Solarthermieranlagen, Wärmepumpen, Biomassekessel, Wärmespeicher und Wärmeübergabestationen.

Bei Einzelmaßnahmen beträgt die Förderquote ebenfalls 40 % und die Notifizierungsgrenze liegt ebenfalls bei 50 Mio. Euro.

Abgrenzung zur Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

In der BEW werden ausschließlich solche Netze gefördert, die mehr als 16 Gebäude oder mehr als 100 Wohneinheiten umfassen. Kleinere Netze können in der Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG) als Gebäudenetz gefördert werden. Dies ist im hier betrachteten Netz unerheblich.

5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

5.1 Grundannahmen

Basierend auf den in den vorausgegangenen Kapiteln erläuterten Erweiterungsmöglichkeiten für den Erzeugerpark der Nahwärme Gössenheim eG wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Ermittlung der ökonomisch günstigsten Variante durchgeführt. Dabei werden im Rahmen einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 die Jahresgesamtkosten der neuen und in Frage kommenden Erzeuger (Holzvergaser und Wärmepumpe) ermittelt.

Die bestehende Heizzentrale samt Hackgutkesseln wird dabei als gegeben angesehen und bei jeder Variante gleichermaßen berücksichtigt. Die Varianten unterscheiden sich dadurch nur um den zu ergänzenden Erzeuger bzw. das Kauf- oder Finanzierungsmodell nachdem die neue Anlagentechnik angeschafft wird.

Es werden die jährlichen Gesamtkosten berechnet und dargestellt. Die Jahresgesamtkosten geben unter Berücksichtigung von Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten, Verbrauchskosten und sonstigen Kosten die Höhe der jährlichen Kosten an, die zum Betrieb und Unterhalt einer Energieversorgungsanlage zur Versorgung einer Liegenschaft aufzuwenden sind.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten folgende Grundannahmen:

- Bezugsjahr ist 2021; Betrachtungszeitraum 12 Jahre (Restlaufzeit EEG-Altvertrag)
- Lineare Abschreibung nach spezifischen Vorgaben der VDI 2067
- Alle Preise sind Nettopreise (exkl. MwSt.)
- Der kalkulatorische Zinssatz für Fremdkapital beträgt konstant 2,0 %
- Alle Brennstoffkosten sind mit einer jährlichen Preissteigerung von 1,0 %/a berücksichtigt
- Kostenfaktoren sind an die in der VDI 2067 hinterlegten Richtwerte angelehnt (z.B. Bedienzeiten, Faktoren für Wartung und Instandhaltung, etc.), soweit diese nicht durch die Nahwärme Gössenheim eG konkretisiert wurden.

Folgende Kosten bzw. Erlöse werden berücksichtigt:

- Kapitalkosten
(Investitionskosten auf Basis durchschnittlicher Nettomarktpreise für die Einzelkomponenten)
- Betriebsgebundene Kosten
(Wartung, Instandhaltung, Betriebsführung, Technische Überwachung, inkl. Personalkosten)
- Verbrauchsgebundene Kosten
(Brennstoffe und Hilfsenergie)
- Sonstige Kosten
(z.B. Versicherung und Verwaltung)
- Einnahmen durch Stromeinspeisung in das öffentliche Netz

Die **Investitionskosten** umfassen im Einzelnen:

- Wärmenetz (Erweiterung, Bauarbeiten und Material)
- Wärmeerzeuger
- Energiezentrale (Anbau an Heizwerk, pauschal angesetzt)
- benötigte Anlagentechnik zur Einbindung der Wärmeerzeuger (HLS, Elektro, MSR)
- notwendige Pufferspeicher
- Brennstoffversorgung, Brennstofflager ggf. mit Austragung und mit Zuführung
- technische Installationskosten
- Kosten für Planung, Genehmigung und Projektabwicklung
- Sicherheitszuschläge

Die Investitionskosten sind nicht als konkrete Angebotspreise, sondern lediglich als durchschnittliche Marktpreise zu verstehen und können in der tatsächlichen Umsetzung je nach Hersteller, Modell und eventuellen Zusatzkomponenten nach oben oder unten deutlich abweichen.

Die Installation einer übergeordneten Gebäudeleittechnik oder sonstige, weitere Anlagentechnik, welche nicht explizit genannt sind, werden an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt.

Die Wärmetrasse wird mit einer mittleren Standzeit von 25 Jahren und das Heizgebäude mit 50 Jahren anteilig mit dem zuzuordnenden Restwert bei linearer Abschreibung im Betrachtungszeitraum berücksichtigt.

Neben den absoluten Angebotspreisen, welche beim Kauf der Anlagentechnik fällig wird, haben sich im Rahmen dieser Studie und in Rücksprache mit den Herstellern weitere Finanzierungs- und Mietkaufmodelle für die zusätzlichen Wärmeerzeuger ergeben. Diese sollen nach Rücksprache mit der Nahwärme Gössenheim eG in der nachfolgenden Variantenbetrachtung im Rahmen der Wirtschaftlichkeit miteinander verglichen werden. Die Nahwärme Gössenheim eG erhofft sich dadurch eine Möglichkeit ihren Erzeugerpark erweitern zu können, ohne zur Stunde null den vollen Invest tätigen zu müssen. Ob dies unter den angebotenen Konditionen möglich ist, gilt es in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im nächsten Kapitel herauszufinden. Zuvor soll jedoch noch ein kurzer Überblick über die unterbreiteten Finanzierungsmodelle gegeben werden:

Spanner – Contracting-Modell

- Kostenfreie Bereitstellung der Anlage im Jahr 0 (Anbindung an Bestand bauseits)
- Betrieb der Anlage durch den Hersteller (Brennstoff, Wartungen, etc.)
- Erhalt der vollen Einspeisevergütung in den Jahren 1 – 4
- Verkauf der Holzvergaser-Wärme an die Nahwärme eG für 1-2 ct/kWh
- Beteiligung an der Einspeisevergütung ab Jahr 5 in Form einer Standort-Miete (ca. 10.000 EUR/Monat)

Spanner – Miet-Modell

- Kostenfreie Bereitstellung der Anlage im Jahr 0 (Anbindung an Bestand bauseits)
- Hersteller erhält je erzeugte kWh_{el} eine Anlagenmiete in Höhe von 7,5ct/kWh_{el} + 2 ct/kWh_{el} für Wartungsmaterial
- Betrieb der Anlage wird durch Nahwärme eG ausgeführt

Burkhardt – Mietkauf-Modell

- Kostenfreie Bereitstellung der Anlage im Jahr 0 (Anbindung an Bestand bauseits)
- Betrieb der Anlage durch den Hersteller (Brennstoff, Wartungen, etc.)
- Erhalt der vollen Einspeisevergütung bis Amortisation der Anlage

- Verkauf der Holzvergaser-Wärme an die Nahwärme eG für 2,2 bzw. 4 ct/kWh
- Anlage, Einspeisevergütung und Betriebshoheit gehen nach Abbezahlung der Anlage (8 bzw. 5,2 Jahre nach Berechnung des Herstellers) in den Besitz der Nahwärme eG über

Die jährlichen **betriebsgebundenen Kosten** für Wartung und Instandhaltung der einzelnen Baugruppen bzw. Anlagentechnik (bis auf die BHKW) werden in Anlehnung an die VDI 2067 als prozentualer Anteil an den Investitionskosten ermittelt. In den Kosten sind sowohl Personal- als auch Materialkosten inbegriffen. Darüber hinaus sind Abrechnungskosten berücksichtigt. Bei den Blockheizkraftwerken werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten als spezifische Kosten anhand der erzeugten elektrischen Energie in Cent/kWh_{el} angesetzt. In diesen Kosten sind alle Wartungs- und Reparaturarbeiten, sowie Ersatzteile und Betriebsstoffe, die für die BHKW-Anlage benötigt werden, im Sinne eines Vollwartungsvertrages enthalten. Diese Kosten werden über Näherungsgleichungen ermittelt oder basieren auf herstellerseitig zur Verfügung gestellten Datensätzen. Die Gleichungen wurden von der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) ermittelt. Kosten für technische Überwachung werden pauschal je nach Art und Anzahl der Energieerzeugungsanlagen angesetzt.

Die **verbrauchsgebundenen Kosten** setzen sich aus den jährlichen Brennstoffkosten und den Kosten für die Hilfsenergie zusammen. Für Brennstoffe werden im Betrachtungsjahr folgende Netto-Preise angenommen:

- Hackgut	15,5	EUR / SRm
- Pellets	190	EUR / t
- Strom - Allgemein	21,0	ct / kWh
- Strom – WP	18,0	ct / kWh

Einnahmen Holzvergaser-BHKW

Erlöse ergeben sich im vorliegenden Fall bei den Holzvergaser-BHKW('s) aus der Stromeinspeisung nach dem EEG-Altrecht aus dem Jahre 2013.

Die Höhe der EEG-Vergütung hängt maßgeblich vom Inbetriebnahmezeitpunkt der jeweiligen Anlage und der damit verbundenen, gültigen Fassung des EEG ab. Die hier betrachtete Bestandsanlage erhält demnach für ihre Restlaufzeit im Alt-EEG eine Vergütung zwischen 18,01 – 20,01 ct/kWh. Nach dem Auslaufen des 20-jährigen Vergütungszeitraumes können die Anlagen als Bestandsanlagen für weitere 10 Jahre ausgeschrieben werden, oder aber durch neue ersetzt werden. In diesem Fall muss

an einer gesonderten Ausschreibung unter Abgabe eines Gebots teilgenommen werden. Der Vergütungsanspruch bei Neuanlagen besteht für 20 Jahre. Eine kurze Übersicht über die derzeit erzielbaren Höchstgebote in den unterschiedlichen Zuschlagsmodellen ist nachfolgend angefügt. Diese sind degressiv und sinken jährlich um 1 % ab.

Tabelle 4: Gebotshöchstwerte für Ausschreibungsmodelle - Biometahn

	EEG 2021 – Gebotshöchstwert [ct/kWh]
Ausschreibung Bestandsanlagen	18,4
Ausschreibung Neuanlagen	16,4

Für Anlagen die während des Betrachtungszeitraumes aus der EEG-Vergütung und der anschließenden Bestandsausschreibung herausfallen, gibt es keine Anschlussförderungen. Die „ausgeförderten“ Anlagen erhalten nach heutigem Kenntnisstand dann den Börsenstrompreis.

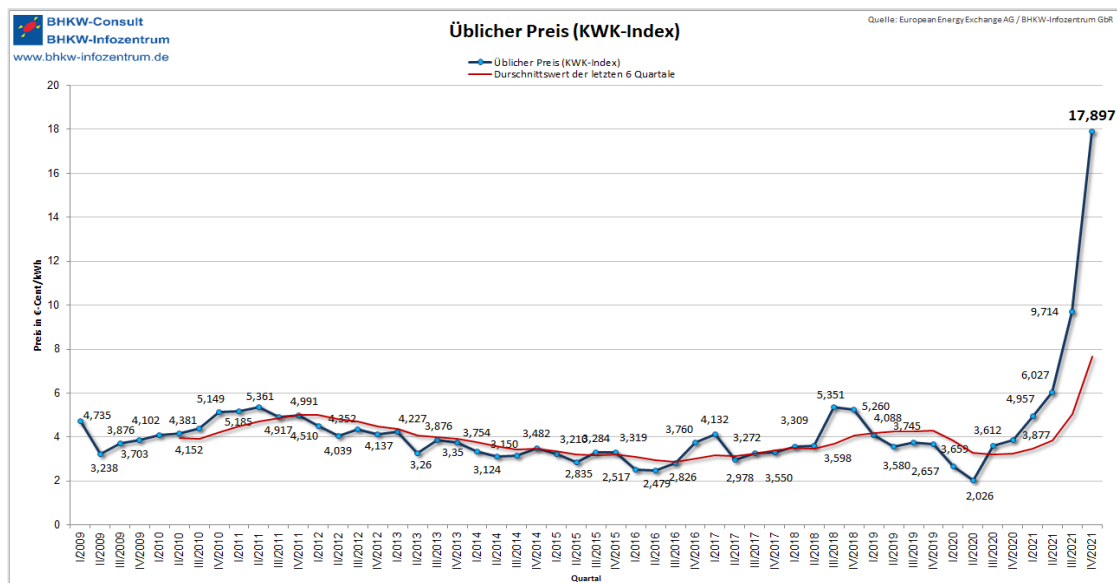


Abbildung 10: EEX-Preis – Entwicklung für die KWK-Stromvergütung [BHKW-Infozentrum]

Hier wird üblicherweise der Strompreis für Baseload-Strom an der Strombörse (EEX) angesetzt. In Abbildung 10 ist eine Entwicklung des Preises der einzelnen Quartale seit dem Jahr 2009 dargestellt. Die durchschnittliche Vergütung, gemittelt über die letzten sechs Quartale, betrug demnach 7,7 ct/kWh. Für die vorliegende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird der Durchschnittswert konservativ bei 5,0 ct/kWh angesetzt.

5.3 Erweiterung Heizzentrale – Jährliche Ausgaben

Aus den Investitionskosten werden nach der Annuitätenmethode die jährlichen Kapitalkosten gebildet, die sich zusammen mit den Betriebskosten, den verbrauchsgebundenen Kosten und den sonstigen Kosten, die nach den wirtschaftlichen Grundannahmen berechnet werden, zu den Jahresgesamtkosten addieren. Die Aufteilung der jährlichen Ausgaben auf die einzelnen Kostenarten ist in Abbildung 12 dargestellt.

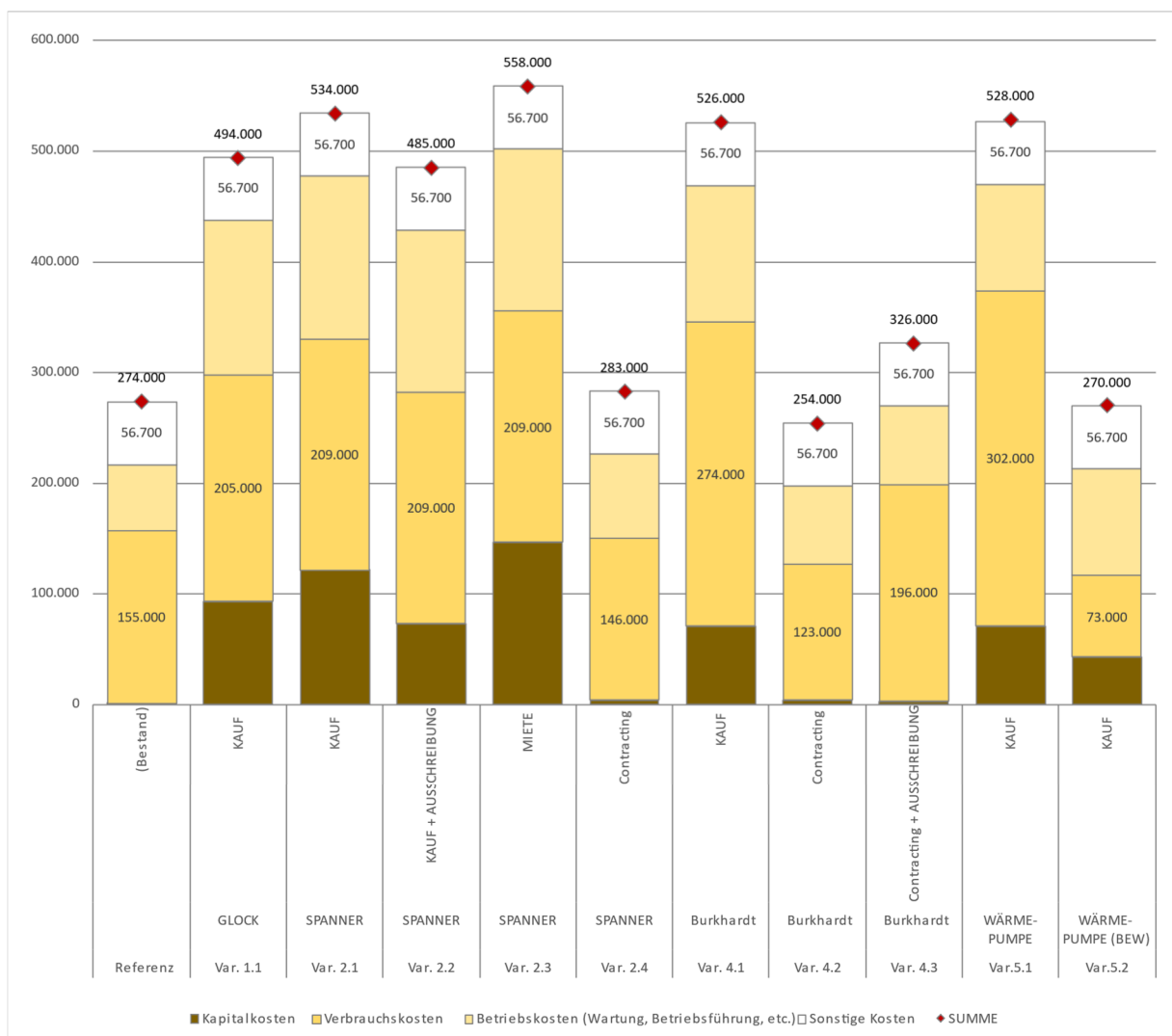


Abbildung 12: Erweiterung Heizzentrale – jährliche Ausgaben

5.4 Erweiterung Heizzentrale – Jährliche Einnahmen

In Abbildung 13 sind die jährlichen Einnahmen, welche bei den verschiedenen Varianten durch die Stromproduktion aus den Holzvergaser-Anlagen zu erwarten sind, dargestellt. In der Referenzvariante ohne Vergaser, sowie den beiden Wärmepumpenvarianten ergeben sich keine Einnahmen, da kein Strom produziert wird. In Variante 4.2 wird zwar über den Holzvergaser Strom produziert, jedoch sieht das Contracting-Modell vor, dass die Stromerlöse an den Anlagenhersteller abgeführt werden.

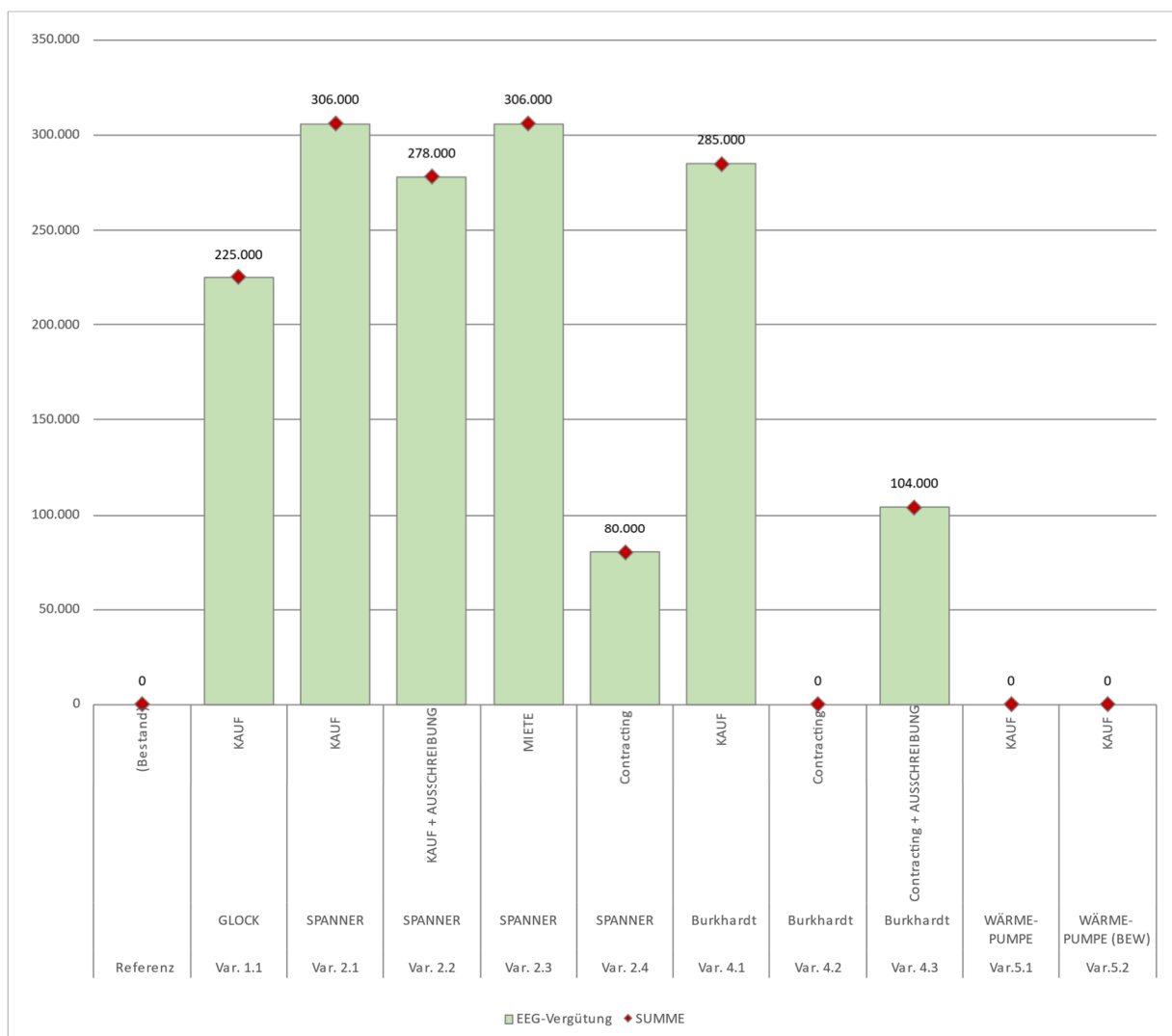


Abbildung 13: Erweiterung Heizzentrale – jährliche Einnahmen

Neben den Stromerlösen, generiert der Betreiber durch den Wärmeabsatz zusätzliche Einnahmen. Da die Varianten aber anhand ihrer Jahresgesamtkosten für die Wärmeabgabe verglichen werden sollen, werden diese Einnahmen in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt.

5.5 Erweiterung Heizzentrale – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten

Die nachfolgende Abbildung gibt die kalkulierten Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten der Varianten wieder. Die Jahresgesamtkosten ergeben sich aus der Summe der jährlichen kapitalgebundenen-, betriebsgebundenen-, verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten abzüglich der erzielten Einnahmen ohne Wärmeerlös.

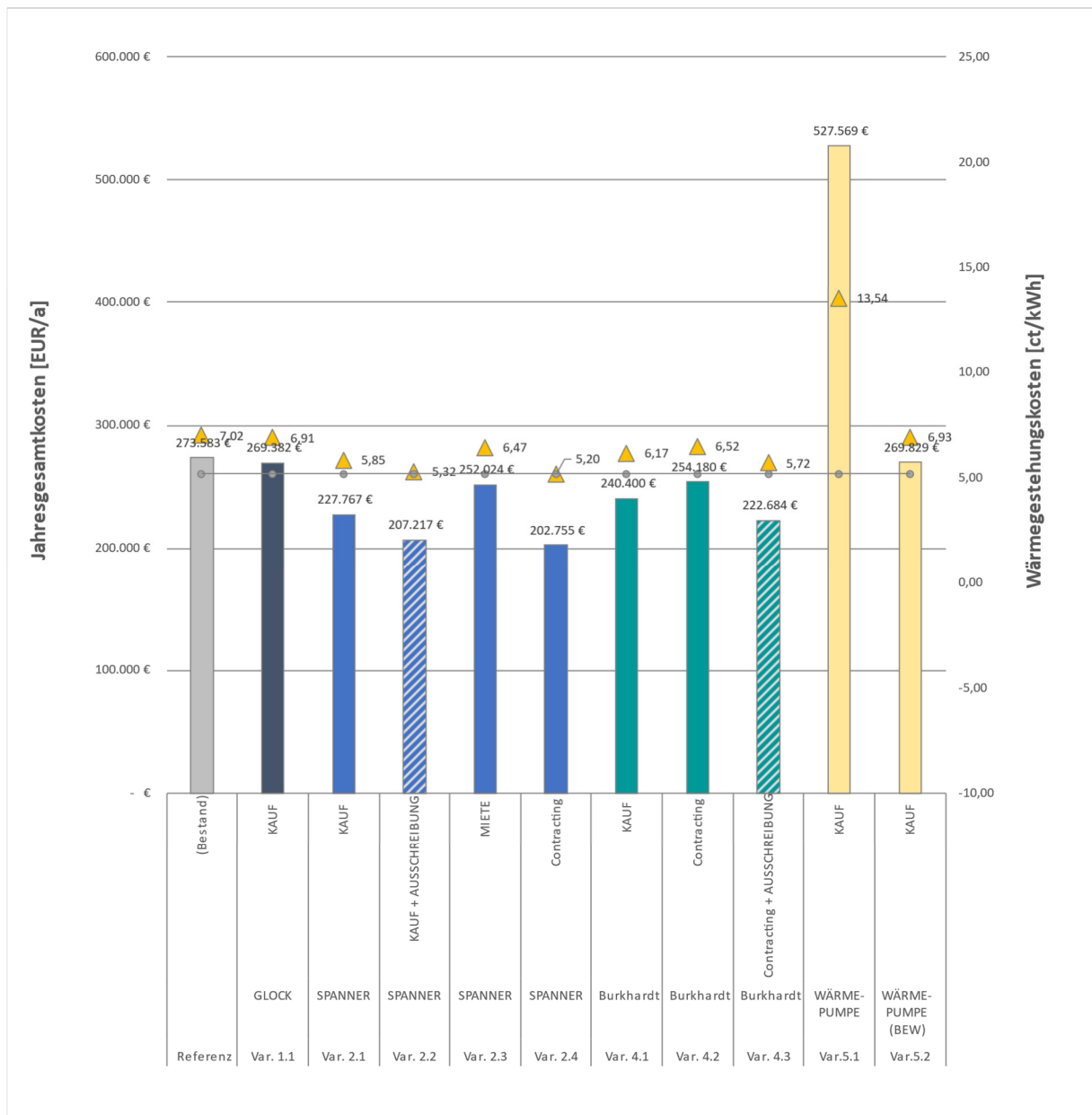


Abbildung 14: Erweiterung Heizzentrale – Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten ohne BEW-Förderung

Aus den Jahresgesamtkosten werden die spezifischen Wärmegestellungskosten ermittelt, die die Kosten pro Kilowattstunde bereitgestellter Nutzwärme beziffern. Die spezifischen Wärmegestellungskosten dienen als wichtigste Kenngröße zur Ermittlung und zum Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungsanlagen. So müssen sich alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung stets an den spezifischen Wärmegestellungskosten der Referenzvariante messen. In Anbetracht der unterschiedlichen EE-Anteile in den einzelnen Varianten hinkt der bloße Vergleich mit der Referenz jedoch ein wenig, da unter Umständen eine vermeintlich teurere Variante eine klimafreundlichere Wärme durch einen höheren EE-Anteil bereitstellt. Dies gilt es bei der Auswahl der Vorzugsvarianten zu berücksichtigen.

Aus den letzten beiden Varianten (gelb) der vorangegangenen Abbildung ist klar zu erkennen, wie sich die aktuell noch in der Diskussion befindliche BEW-Förderung auf die Wärmepumpen-Varianten (5.1 ohne BEW und 5.2 mit BEW) auswirkt. Durch die mögliche Investitions- und vor allem die Betriebskostenförderung halbieren sich die Wärmegestellungskosten im Vergleich zur Betrachtung ohne Fördermittel nach dem BEW.

Betrachtet man alle Holzvergaser-Varianten fällt auf, dass alle Angebote der Hersteller konkurrenzfähig zur reinen Versorgung mit Hackgut-Kesseln sind und meist sogar einen leichten Preisvorteil liefern. Besonders positiv fallen die beiden außerordentlichen Varianten 2.2 und 4.3 auf (gestrichelt), in welchen eine mögliche Bestandsausschreibung im Anschluss an das EEG-Altrecht berücksichtigt ist. In der Betrachtung sind diese beiden Varianten daher außen vor und sollen lediglich aufzeigen, was im Anschluss an das EEG möglich ist.

Beim Vergleich zwischen den Angeboten von Spanner RE² und Burkhardt Energietechnik wird der Preisvorteil des Hackgutes gegenüber den Pellets deutlich. Nachdem dadurch im ersten Vergleich die Spanner-Angebote einen Preisvorteil hatten, haben alle Beteiligten der Nahwärme Gössenheim eG das erneute Gespräch mit Spanner RE² gesucht, da die Angebotsbindefrist schon ein wenig zurück lag. Die Gespräche verliefen jedoch wenig vielversprechend und sehr mühsam, sodass sowohl aus technischer als auch kaufmännischer Sicht ein Vertrag mit Spanner in weite Ferne gerückt ist.

Um keine Zeit zu verlieren, wurde daher die Fa. Burkhardt kontaktiert, welche ein ähnlich konkurrenzfähiges Angebot unterbreitet hat. Nach einer Besichtigung vor Ort im Werk und von weiteren Referenzanlagen im Feld haben sich beide Parteien auf ein Mietkauf-Modell für einen neuen Holzvergaser geeinigt.

5.6 Erweiterung Heizzentrale – CO₂-Bilanz und EE-Anteil

Zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit wird für die verschiedenen Erweiterungsvarianten eine Bilanzierung der CO₂-Emissionen durchgeführt. Dabei wird neben dem jährlichen Brennstoffbedarf auch der Hilfsenergiebedarf (elektrische Energie) berücksichtigt. Die Faktoren der CO₂-Äquivalente wurden mit Hilfe der Faktoren der AGFW 309-5 ermittelt und berücksichtigen alle anfallenden Emissionen von der Gewinnung bis zur Energiewandlung des jeweiligen Brennstoffs im Wärmeerzeuger des Verbrauchers. Das Ergebnis der Berechnungen für die Heizzentrale der Nahwärme Gösenheim eG ist in Abbildung 15 ablesbar.

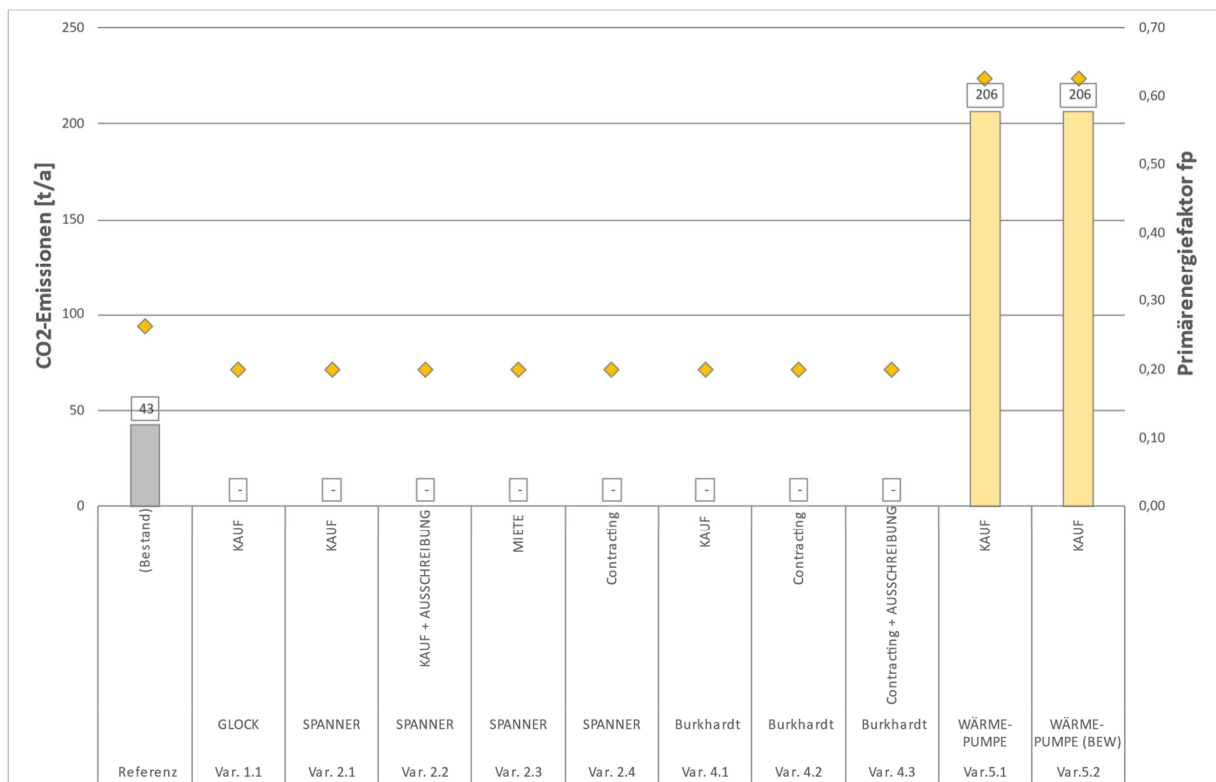


Abbildung 15: Erweiterung Heizzentrale – CO₂-Bilanz und EE-Anteil

Die gelben Punkte stellen dabei den jeweiligen EE-Anteil an der Gesamterzeugung dar. Alle Versorgungsalternativen mit Ausnahme der Variante 1.0 (Referenz) und Variante 5.1/5.2 (Wärmepumpe) würden demnach bilanziell CO₂-neutral werden. Dies ist auf die Stromproduktion in den einzelnen Varianten zurückzuführen, welche nach der AGFW der Gesamtbilanz gutgeschrieben werden darf.

Bei dem Wärmepumpen-Varianten führt der erhöhte Strombedarf mit dem hohen CO₂-Faktor des deutschen Strommixes zu verhältnismäßig hohen Emissionswerten.

In der Realität werden durch die Verbrennung von Energieträgern Treibhausgase emittiert. Die bilanziellen Einsparungen durch die dezentrale und meist erneuerbare Stromerzeugung der BHKW's überwiegen jedoch, sodass in Summe die bilanzielle Null steht.

6 Zusammenfassung

Ausgehend von den aktuellen und künftigen Anforderungen an die Wärmenetze seitens des Gesetzgebers und die darüber hinausreichenden, ambitionierten Klimaziele der Bundesregierung wurde in Gössenheim mit der Gründung der Nahwärme Gössenheim eG und dem damit verbundene Aufbau des Nahwärmeverbundes bereits frühzeitig auf erneuerbare, regionale Energieträger gesetzt. Die damit verbundenen, selbst nicht verschuldeten, Startschwierigkeiten durch die nicht funktionierenden Holzvergaser dämpften die gute Stimmung, da auch eine finanzielle Verantwortung mit dem Projekt verbunden war.

Durch eine starke Gemeinschaft im Ort, welche das Projekt noch immer vorantreibt wurde erneut der Entschluss gefasst, der Vergasungstechnologie eine zweite Chance zu geben. Mit der Raiffeisenbank Main-Spessart als Finanzierungspartner im Rücken wurde sich an das Institut für Energietechnik (IfE) in Amberg gewandt, um gemeinsam eine zukunftsfähige und langfristige Lösung für den Fortbestand des Nahwärmeverbundes zu suchen.

Nach Auswertung der vorliegenden Verbrauchsdaten im Gebietsumgriff und Rücksprache mit allen beteiligten Akteuren wurde sich auf verschiedene Technologien verständigt, welche als Erweiterung für die Heizzentrale in Frage kommen. Hierzu zählen neben den Vergasungstechnologien auch Großwärmepumpen, welche aufgrund von neuartigen Förderungen unter Umständen wirtschaftlich ins Gesamtsystem eingebunden werden können.

Nachdem sich im nächsten Schritt auf drei seriöse Hersteller für Holzvergasanlagen geeinigt werden konnte, welche auch ausreichend Referenzen vorweisen können, wurde mit den Firmen das Gespräch gesucht und technische Detaillösungen und Anlagenkonfigurationen ausgearbeitet. Alle drei Hersteller lieferten daraufhin stichhaltige Angebote. Zwei Hersteller darüber hinaus sogar Finanzierungs- und Mietkauf-Modelle mit welchen die in finanzielle Schieflage geratene Nahwärme Gössenheim eG die erneuten anfänglichen Investitionskosten in neue Anlagentechnik auf ein Minimum beschränken könnte. Ein weiterer Vorteil bei einem Mietkauf ist das beiderseitige Interesse der Vertragspartner, dass die Anlage über die gesamte Laufzeit des Vertrages möglichst störungsfrei laufen muss, da sonst auf beiden Seiten mit Verlusten zu rechnen ist.

Diese verschiedenen Angebote wurden dann anschließend in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Anlehnung an die VDI 2067 miteinander verglichen. Im Wesentlichen kann als Ergebnis festgehalten

werden, dass alle Vergasungsvarianten unter den aktuell angenommen Rahmenbedingungen zu einer Verbesserung des Betriebsergebnisses führen würden. Die Wärmepumpenvarianten hingegen sind aus wirtschaftlicher Sicht trotz berücksichtigter Förderung nach dem BEG nicht konkurrenzfähig. Hauptsächlich ist dies den hohen Strompreisen geschuldet.

Bei den anschließenden Detaillierungen der Angebote zusammen mit den Herstellern hat sich die Firma Burkhardt Energietechnik durchgesetzt und mit ihrer Anlage sowohl aus technischer Sicht, als auch durch das unterbreitete Mietkauf-Angebot überzeugt.

Auch aus ökologischer Sichtweise kann sich für den Einsatz des Pelletvergasers ausgesprochen werden. Wie im vorherigen Kapitel erläutert sind alle Varianten mit Vergaser durch die Gutschrift der Stromproduktion bilanziell CO₂-neutral. Darüber hinaus wird auch mit Pellets als zweiten Energieträger am Standort das Netz auch weiterhin zu 100% aus Biomasse versorgt.

Update April 2022

Durch die aktuellen, unvorhersehbaren, politischen Entwicklungen in Europa und die damit verbundenen, teils sprunghaften Preissteigerungen der Energieträger am Markt, haben sich die Vertragspartner darauf verständigt, trotz abgeschlossener Planung die Installation und Inbetriebnahme der Anlage vorerst zu vertagen. Der rasante Anstieg der Pelletpreise von unter 200 EUR/t auf derzeit weit über 400 EUR/t macht einen wirtschaftlichen Betrieb des Pelletvergasers unmöglich. Beide Parteien sind sich einig darüber vorerst abzuwarten, bis sich die politische Situation und die Lage im Energiemarkt wieder entspannt und sich die zum Teil äußerst volatilen Preise der Brennstoffe wieder auf ein festes Niveau einpendeln. Je nachdem wie schnell dies der Fall ist, soll zum gegebenen Zeitpunkt das Mietkauf-Modell aktualisiert und umgesetzt werden, solange die Wirtschaftlichkeit dann noch gegeben ist.

Die Entscheidung der Nahwärme Gössenheim eG, sich auf die Fa. Burkhardt als Vertragspartner festzulegen ist dagegen immer noch aktuell. Die Vorteile der Anlage im laufenden Betrieb, welche durch den genormten Brennstoff erreicht werden, haben überzeugt. Die Mehrkosten der Pellets werden daher von allen Beteiligten gerne in Kauf genommen, solange das Modell noch langfristig wirtschaftlich tragbar ist.