

Machbarkeitsstudie Saalstadt

Errichtung und Betrieb eines Nahwärmenetzes



Eine Studie von

F|B Wärmeplanung
Dipl.-Ing. Friedrich Beck
Beratender Ingenieur
Remigiusbergstraße 21
66869 Kusel

Projektbeteiligte:

Auftraggeber: Gemeinde Saalstadt
Gerd Kiefer
Ortsbürgermeister
Sonnenstraße 6
66919 Saalstadt
Tel.: 0175 83 07 009
Mail: gskiefer@t-online.de

Projektbearbeitung: F|B – Wärmeplanung
Dipl.-Ing. Friedrich Beck
Beratender Ingenieur
Remigiusbergstraße 21
66869 Kusel
Tel.: 0177 49 07 336
Mail: friedrich.beck@kusmail.de

Beteiligte: Projektgruppe Nahwärme
Steffen Helfrich
Hauptstraße 61
66919 Saalstadt
Tel.: 0173 67 02 111
Mail: steffen.helfrich@web.de

Jürgen Rutz
Biogasanlagenbetreiber
Gartenstraße 6
66919 Saalstadt
Tel.: 0176 22 77 80 40
Mail: rutz.juergen@t-online.de

1 Inhaltsverzeichnis

I.	Tabellenverzeichnis	6
1	Zusammenfassung.....	7
2	Einleitung.....	9
3	Ist-Analyse des Untersuchungsgebietes	11
3.1	Kennzahlen der Gemeinde	11
3.2	Wärmebedarfsanalyse	12
4	Potenzialanalyse erneuerbarer Energien und Abwärme	16
4.1	Abwärme aus Biogasanlage.....	16
4.2	Solarenergie.....	18
4.3	PV- und Solarthermie auf Dachflächen	18
4.4	Photovoltaik- und Solarthermieanlagen auf Freiflächen	19
4.5	Biomassepotenzial.....	22
4.5.1	Potenzial aus der Forstwirtschaft.....	22
4.5.2	Potenzial aus der Landwirtschaft.....	22
5	Soll-Analyse der Wärmeversorgung.....	23
5.1	Nahwärmenetz	24
5.2	Rohrmaterial.....	27
5.3	Netzverluste.....	28
5.4	Hausübergabestationen	29
5.5	Förderung	30
5.5.1	Förderung effiziente Wärmenetze.....	30
5.5.2	Förderung des Netzanschlusses	31
5.6	Wärmeerzeugung	31
5.6.1	Variante 1: Holzhackschnitzel-Anlage ohne solare Unterstützung (Referenz)	31
5.6.2	Variante 2: Abwärme aus der Biogasanlage (EEG-Fahrweise) plus HHS- Kessel	34
5.6.3	Variante 2b: Abwärme aus der Biogasanlage (EEG-Fahrweise) plus Elektro- Heizstab.....	36
5.6.4	Variante 3: Abwärme aus der Biogasanlage (Direktvermarktung)	37
5.6.5	Variante 4: Abwärme aus der Biogasanlage (EEG-Fahrweise) plus WP.....	40
6	Kostenrahmen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	42
6.1	Rahmenbedingungen	43

6.2	Wärmegestehungskosten (Vollkostenrechnung).....	44
6.2.1	Investitionen.....	44
6.2.2	Wärmegestehungskosten	45
6.3	Wirtschaftlichkeitsberechnung	45
6.4	Wärmekosten für die Endkunden	46
7	CO _{2e} – Emissionsbilanz und Treibhausgasneutralität	50
8	Maßnahmen zur Bürgerbeteiligung und Stärkung der Akzeptanz.....	51
9	Mögliche Betreibermodelle	52
9.1	Kommunaler Betreiber oder kommunale Betriebsgesellschaft.....	53
9.2	Contracting-Modell.....	55
9.3	Genossenschaftliches Modell	55
9.4	Vergaberecht	57
10	Abkürzungsverzeichnis.....	58
11	Literaturverzeichnis.....	59
12	Anhang	61
12.1	Wärmebedarfsermittlung – Fragebogenergebnisse.....	62
12.2	Netzauslegung Fa. REHAU.....	63

1.1.1.1 *Abbildungsverzeichnis*

Abbildung 1: Co2-Emissionen.....	8
Abbildung 2: Ortslage Saalstadt - Luftbild.....	12
Abbildung 3: End- und Primärenergiebedarf bundesweit	12
Abbildung 4: Ziele des Klimaschutzgesetzes	13
Abbildung 5: Biogasanlage Saalstadt-Luftbild.....	16
Abbildung 6: Solarkataster Saalstadt gesamt	18
Abbildung 7: Potenzielle Flächen für Freiflächen-PV oder Solarthermie	20
Abbildung 8:Ackerzahl auf der Gemarkung Saalstadt	21
Abbildung 9:Saalstadt - Wärmenetz Luftbild	24
Abbildung 10:Saalstadt - Anschlussinteressenten gem. Fragebogenauswertung.....	25
Abbildung 11: Saalstadt - Netzplanung REHAU.....	26
Abbildung 12: Rohrmaterialien für Wärmenetze	27
Abbildung 13: Grabenprofil für Wärmeleitungen.....	28
Abbildung 14: Hausübergabestation , Kompaktanlage	30
Abbildung 15: Energiefluss – Variante 1 HHS solo.....	32
Abbildung 16: Holzhackschnitzelanlage – Modulbauweise, Systemschaubild	32
Abbildung 17: Holzhackschnitzelanlage – Modulbauweise , Foto.....	33
Abbildung 18: Jahresdauerlinien - Variante 1 HHS solo.....	34
Abbildung 19: Energiefluss - Variante 2 Biogas-BHKW + HHS	35
Abbildung 20: HSS-Anlage in Modulbauweise für einen Kessel - Systembild.....	35
Abbildung 21: Jahresdauerlinien – Variante 2 Biogas-BHKW + HHS	36
Abbildung 22:Elektro-Flanschheizkörper	37
Abbildung 23:Jahresdauerlinie - Variante 2b Biogas BHKW + Heizstab	37
Abbildung 24:Wärmeversorgung aus Biogasanlage – Systembild.....	38
Abbildung 25: Energiefluss – Variante 3 Biogas-BHKW max.	38
Abbildung 26: Jahresdauerlinien – Variante 3 Biogas-BHKW max.	39
Abbildung 27: Saalstadt Biogasanlage – Planskizze mit Gärrestebehälter	40

Abbildung 28: Außenliegender Wärmetauscher für Fermenter- oder Gärreste-Subtrat .	41
Abbildung 29: Energiefluss – Variante 4 Biogas-BHKW + WP.....	41
Abbildung 30: Jahresdauerlinien – Variante 4 Biogas-BHKW + WP.....	42
Abbildung 31: CO ₂ -Bilanz.....	51

I. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Konzepte der Wärmeerzeugung (Varianten)	7
Tabelle 2:Wärmegestehungskosten der Erzeugungs-Varianten.....	8
Tabelle 3: Wirtschaftlichkeit gem. VDI 2067 der Erzeugungsvarianten	9
Tabelle 4:Statistische Gemeindedaten Saalstadt.....	11
Tabelle 5: Energieeffizienz im Gebäudebestand bundesweit.....	13
Tabelle 6:Wärme- und Leistungsbedarf Saalstadt gesamt	14
Tabelle 7: Wärme- und leistungsbedarf Saalstadt - Interessenten	15
Tabelle 8: Wärme- und leistungsbedarf Saalstadt - Anschlusspotential	15
Tabelle 9: Solarpotential Saalstadt Dachflächen	19
Tabelle 10:Pufferabstand für Freiflächen-Solaranlagen	20
Tabelle 11:Solarpotenzial Saalstadt - Freiflächen	21
Tabelle 12: Saalstadt - Netzlängen.....	25
Tabelle 13: Saalstadt - Parameter für Netzbetrieb und -auslegung	27
Tabelle 14: Wärmeerzeugungsvarianten	31
Tabelle 15: Auslegung Wärmeerzeuger - Variante 1 HHS solo.....	33
Tabelle 16: Auslegung Wärmeerzeuger - Variante 2 Biogas-BHKW + HHS.....	36
Tabelle 17:Auslegung Wärmeerzeuger - Variante 2b Biogas-BHKW + Heizstab.....	37
Tabelle 18: Auslegung Wärmeerzeuger – Variante 3 Biogas-BHKW max.....	39
Tabelle 19: Auslegung Wärmeerzeuger – Variante 4 Biogas-BHKW + WP	42
Tabelle 20: Investitionen der Wärmeversorgung - alle Varianten.....	44
Tabelle 21: Wärmegestehungskosten der Varianten	45
Tabelle 22: Wirtschaftlichkeit der Varianten	46
Tabelle 23:Heizkostenvergleich aus Sicht des Endkunden	47
Tabelle 24: CO ₂ -Bepreisung auf Heizöl - Prognosen.....	48
Tabelle 25: Vereinfachte Vollkostenbetrachtung	49
Tabelle 26: CO ₂ -Bilanz.....	50

1 Zusammenfassung

Das Ingenieurbüro FB-Wärmeplanung wurde im Juli 2023 durch die Gemeinde Saalstadt mit der Erstellung einer Machbarkeitsstudie zur Errichtung und dem Betrieb eines Nahwärmenetzes in der Gemeinde beauftragt.

Gegenstand der Studie ist es, die energetischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Realisierungsmöglichkeiten für eine zentrale Wärmeversorgung mit einem angeschlossenen Wärmenetz in der Ortsgemeinde zu erarbeiten und zu bewerten. Die zu erreichende Minderung des CO₂-Ausstoßes soll aufgezeigt werden. Dazu sollen vier Varianten der Wärmeerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien untersucht und hinsichtlich ihres wirtschaftlichen Betriebs geprüft werden. Maßgebend dabei ist ein marktgerechter Wärmepreis für die Anschlussnehmer.

Ebenfalls ist zu prüfen, welche Betreiberform sich für ein solches Wärmekonzept anbietet. Dazu sollen die Vor- und Nachteile der verschiedenen Gesellschafts- und Betreiberformen dargestellt werden. Die Gemeinde ist an einer Beteiligung bzw. an wirksamen Mitbestimmungsrechten und Mitgestaltungsmöglichkeiten interessiert.

Folgende technische Konzepte (Varianten) zur Wärmeerzeugung wurden verglichen:

Tabelle 1: Technische Konzepte der Wärmeerzeugung (Varianten)

	Variante 1 nur HHS (Referenz)	Variante 2 BHKW (EEG) + HHS	Variante 2b BHKW (EEG) + Heizstab	Variante 3 nur BHKW (ohne EEG)	Variante 4 BHKW (EEG) + WP
Wärmeerzeugung	Holz hackschnitzel- kessel	Abwärme aus der Biogasanlage im EEG- Betrieb	Abwärme aus der Biogasanlage im EEG- Betrieb	Abwärme aus der Biogasanlage in der Dirketvermarktung	Abwärme aus der Biogasanlage im EEG- Betrieb
	Flüssiggaskessel (Spitzenkessel)	Holz hackschnitzel - Kessel (Spitzenkessel)	Elektro- Flanschheizkörper	keine Spitzenlast	Hochtemperatur-WP (Spitzenlast)
		Biogasanlagen-Betreiber	Biogasanlagen-Betreiber	Biogasanlagen-Betreiber	Biogasanlagen-Betreiber
Energilieferant	HHS - Lieferant (Fremdbezug)	HHS-Lieferant (Fremdbezug)	Biogasanlagen-Betreiber Öko-Stromlieferant		Öko-Stromlieferant (Fremdbezug)
Netzbetrieb	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft

Zur ökologischen Bewertung der Varianten wurde eine CO₂-Emissionsbilanz erstellt. Alle Varianten, die die Abwärme der Biogasanlage nutzen, schneiden dabei am besten ab. Da die Abwärme in allen Varianten den größten Anteil an der Wärmelieferung annimmt, sind die Unterschiede im CO₂-Ausstoß bei diesen Varianten gering.

Bei der Standardvariante wurde zum Vergleich davon ausgegangen, dass in allen Gebäuden eine eigene Pellet-Heizung eingebaut wird. Der CO₂-Ausstoß entspricht damit weitgehend der Variante 1, die ebenfalls mit dem Energieträger Holz arbeitet:

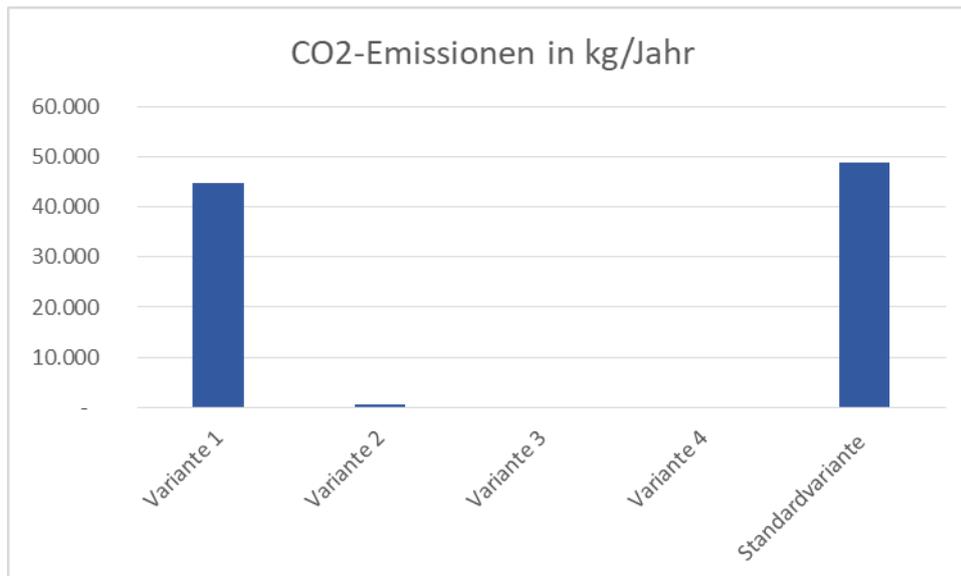


Abbildung 1: Co2-Emissionen

Die Jahresgesamtkosten und die Wärmegestehungskosten korrelieren stark mit den erforderlichen Investitionen und den erforderlichen Energiebezugskosten. Die Investition in das Wärmenetz bestimmt dabei den größten Anteil am Wärmepreis, so dass die Wärmegestehungskosten der Varianten sich nur unwesentlich voneinander unterscheiden.

Die Berechnung der Wärmegestehungskosten sowie die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung aus Betreibersicht erfolgt angelehnt an die VDI-Richtlinie 2067.

Tabelle 2: Wärmegestehungskosten der Erzeugungs-Varianten

Kosten netto		Variante 1 nur HHS	Variante 2 BHKW (EEG) + HHS	Variante 2b BHKW (EEG) + Heizstab	Variante 3 nur BHKW (ohne EEG)	Variante 4 BHKW (EEG) + WP
Investitionskosten	€	2.820.500	2.588.500	239.500	2.314.500	2.712.500
Finanzierungsbedarf n. Förderung	€	1.363.400	1.254.200	1.106.600	1.059.785	1.298.585
Kapitalkosten / Zinsen	€/a	26.000	23.735	21.455	20.550	25.178
Verbrauchskosten	€/a	79.832	72.390	73.650	111.300	70.942
Betriebskosten	€/a	22.569	20.035	17.320	15.869	22.694
Jahreskosten incl. Risiko	€/a	206.400	187.800	178.540	210.740	192.931
Wärmegestehungskosten netto	ct/kWh	12,34	11,67	11,17	13,01	11,92
Wärmegestehungskosten brutto	ct/kWh	14,68	13,89	13,29	15,48	14,18

Ein wesentlicher Punkt für die Erreichung der Wirtschaftlichkeit ist die Förderfähigkeit der Investitionskosten gem. dem BEW (Bundesförderung für effiziente Wärmenetze). Diese Richtlinie fordert für den Neubau von Wärmenetzen einen Mindestanteil von 75 % erneuerbarer Energie und Abwärme bei der Wärmeerzeugung sowie einen Pfad zur Treibhausgasneutralität bis spätestens 2045. Beide Forderungen werden mit den untersuchten Varianten erfüllt.

Der wirtschaftliche Betrieb der zentralen Wärmeversorgung hängt im Wesentlichen von zwei Faktoren ab:

- dem Wärmepreis für den Endkunden und
- der Anschlussquote.

Der Endkundenpreis wurde so angesetzt, dass bei der Wirtschaftlichkeit ein positiver Kapitalwert und eine Amortisationszeit von ca. 15 Jahren zu erwarten ist.

Unter diesen Voraussetzungen sind alle Varianten gem. VDI 2067 wirtschaftlich zu betreiben:

Tabelle 3: Wirtschaftlichkeit gem. VDI 2067 der Erzeugungsvarianten

Kosten netto		Variante 1		Variante 2		Variante 2b		Variante 3		Variante 4	
		nur HHS	BHKW (EEG) + HHS	BHKW (EEG) + HHS	BHKW (EEG) + Heizstab	nur BHKW (ohne EEG)	BHKW (EEG) + WP				
Investitionen	€	2.820.500	2.588.500	2.392.500	2.314.500	2.712.500					
BKZ	€	- 685.714	- 685.714	- 685.714	- 685.714	- 685.714	- 685.714	- 685.714	- 685.714	- 685.714	- 685.714
Förderung	€	- 771.400	- 678.500	- 678.500	- 678.500	- 569.000	- 728.200				
Finanzierungsbedarf	€	1.363.386	1.224.286	1.028.286	1.059.786	1.298.586					
Verbrauchskosten	€/Jahr	79.832	72.395	73.654	91.123	51.061					
Betriebskosten	€/Jahr	22.569	19.034	17.319	15.869	22.694					
Zinskosten	€/Jahr	26.000	23.735	21.450	20.550	25.178					
Erlöse aus Wärmeverkauf	€/Jahr	180.000	170.000	160.000	167.000	190.000					
durchschn. Wärmepreis	ct/kWh	11,06	10,45	9,83	10,26	11,68					
Kapitalwert	€	181.037	199.710	113.894	117.717	144.017					
Amortisationsdauer	Jahre	15,2	14,3	13,8	15,2	14,7					
Interner Zinsfuß	%	5,2	5,4	5,0	5,0	5,0					

Je nach der gewünschter Kapitalverzinsung oder Amortisationszeit kann der Wärmepreis für die Endkunden noch angepasst werden. Dies ist eine unternehmerische Entscheidung und kann in dieser Studie nicht festgelegt oder empfohlen werden.

2 Einleitung

Der Begriff „Nahwärme“ bezieht sich auf die Bereitstellung von Wärmeenergie für Gebäude, Industrieanlagen oder andere Verbraucher in räumlicher Nähe zu einer Wärmequelle. Im Gegensatz zur Fernwärme, bei der Wärme oft über lange Strecken transportiert wird, handelt es sich bei Nahwärme um eine lokal begrenzte Versorgung.

Nahwärme wird typischerweise in kleinerem Maßstab eingesetzt, um mehrere Gebäude oder eine kleinere Siedlung mit Wärme zu versorgen. Eine häufige Quelle für Nahwärme ist ein Heizkraftwerk oder eine Wärmepumpe in der Nähe der Verbraucher, die Wärme erzeugt und über ein Netz von isolierten Rohrleitungen an die Verbraucher liefert. Die Wärme kann für Heizzwecke, Warmwasserbereitung und andere Anwendungen genutzt werden.

Nahwärme bietet eine Reihe von Vorteilen für Quartiere und Gemeinden:

1. **Energieeffizienz:** Nahwärme ermöglicht eine effiziente Nutzung von Energiequellen, da Verluste durch den Wärmetransport über lange Distanzen minimiert werden. Die Wärme wird lokal erzeugt und direkt an die Verbraucher geliefert, was zu geringeren Energieverlusten führt.
2. **Umweltfreundlichkeit:** Durch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen wie Biomasse, Solarthermie oder Geothermie kann Nahwärme dazu beitragen, den CO₂-Ausstoß zu reduzieren und die Umweltbelastung zu verringern. Dies unterstützt die Bemühungen um eine nachhaltige Energieversorgung und den Klimaschutz.
3. **Wirtschaftliche Vorteile:** Nahwärmesysteme können dazu beitragen, die Energiekosten für die Bewohner eines Quartiers langfristig zu senken, insbesondere wenn günstige Energiequellen verwendet werden. Zudem können lokale Wertschöpfungseffekte entstehen, wenn die Energieproduktion und der Betrieb der Nahwärmeinfrastruktur in der Region verbleiben.
4. **Versorgungssicherheit:** Nahwärmequellen sind oft zuverlässiger als einzelne Heizsysteme in Gebäuden, da sie professionell gewartet und überwacht werden. Dies trägt zur Sicherstellung einer kontinuierlichen Wärmeversorgung bei, auch in kalten Wintermonaten.
5. **Platzersparnis:** Da Nahwärme für mehrere Gebäude oder sogar ein ganzes Quartier genutzt werden kann, entfällt die Notwendigkeit von individuellen Heizsystemen in jedem Gebäude. Dies spart Platz und ermöglicht eine effizientere Nutzung der verfügbaren Fläche.
6. **Flexibilität bei Energiequellen:** Nahwärmesysteme können verschiedene Energiequellen nutzen, je nach den lokalen Gegebenheiten und den Bedürfnissen der Gemeinde. Dies ermöglicht eine Anpassung an verfügbare Ressourcen und kann auf erneuerbare Energien umgestellt werden, wenn diese verfügbar werden.
7. **Einfache Integration erneuerbarer Energien:** Nahwärmesysteme sind gut geeignet, um erneuerbare Energiequellen in den Energiemix einzubinden. Solarenergie, Biomasse oder Geothermie können effizient genutzt werden, um Wärme für das Quartier zu erzeugen.
8. **Förderung der Gemeinschaft:** Nahwärme kann zur Schaffung einer stärkeren Gemeinschaft beitragen, da es die Möglichkeit bietet, gemeinsame Ressourcen zu nutzen und gemeinsam an umweltfreundlichen Lösungen zu arbeiten.

Insgesamt kann Nahwärme dazu beitragen, die Energieeffizienz zu steigern, die Umweltbelastung zu reduzieren und die Lebensqualität in Quartieren zu verbessern.

Die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung stellen eine Grundlage für den Vergleich unterschiedlicher Versorgungsvarianten im Hinblick auf eine realisierbare Ausführung dar. Machbarkeitsstudien sind hinsichtlich Detailschärfe nicht mit einer Planung bzw. Entwurfsplanung zu verwechseln, sondern sollen plausible und realistische Daten für eine Entscheidungsfindung liefern.

Die in der vorliegenden Machbarkeitsstudie enthaltenen Kostenschätzungen beruhen auf Mittelwerten, die das Büro FB aus der Auswertung bereits ausgeführter Anlagen und Nahwärmenetze sowie aus Angeboten von Herstellern und Baufirmen gewonnen hat.

3 Ist-Analyse des Untersuchungsgebietes

3.1 Kennzahlen der Gemeinde

Saalstadt liegt in der Rheinland-Pfalz in der Verbandsgemeinde Thalleisweiler-Wallhalben. 324 Einwohner wohnen und leben in insgesamt 141 Gebäuden mit 182 Wohnungen. Damit wohnen im Schnitt 2,3 Personen in einem Gebäude. 105 Gebäude (74,5%) der Gebäude haben nur eine Wohnung. In 33 Gebäuden (23,4%) gibt es zwei Wohneinheiten.

Insgesamt handelt es in der Mehrzahl der Einwohner um ältere Menschen:

Einwohner von 50 bis 64 Jahre : 26,1 %
 Einwohner von 65 bis 79 Jahre: 23,9 %

D.h., die Hälfte der Einwohner ist älter als 50 Jahre. Fast ein Viertel ist im Rentenalter.

Die gesamte Bodenfläche von Saalstadt beträgt 5,3 km². Davon sind lediglich 0,27 km² Siedlungsfläche. Der überwiegende Teil der Gemarkungsfläche ist landwirtschaftlich genutzt (3,7 km²) oder bewaldet (1,07 km²). Die Gemeinde besitzt keine eigenen Waldflächen.

Die Höhenlage der Gebäude ist mit ca. 400 ü. NHN recht hoch, was sich auf den Wärmebedarf der Gebäude auswirkt.

Tabelle 4: Statistische Gemeindedaten Saalstadt

	Einheit	Saalstadt
Fläche	km ²	5,29
Einwohner		324
Wohngebäude gesamt	St	141
Wohnungen	St	182
Wohnfläche gesamt	m ²	28.100
Wohnfläche je Einwohner	m ²	77,5
EFH		105
ZFH		33
MFH		3

Quelle: <https://infothek.statistik.rlp.de/MeineHeimat>



Abbildung 2: Ortslage Saalstadt - Luftbild

Quelle: Geoportal Rheinland-Pfalz

3.2. Wärmebedarfsanalyse

Zunächst wird anhand von Kennwerten und der durchschnittlichen Altersstruktur der Gebäude in der VG Thalleichweiler-Fröschen (vor der Fusion 2016) der Wärmebedarf des gesamten Ortes ermittelt. Dieser hat sich deutschlandweit in den letzten Jahrzehnten wie folgt entwickelt:

End- und Primärenergiebedarf nach Baualter.

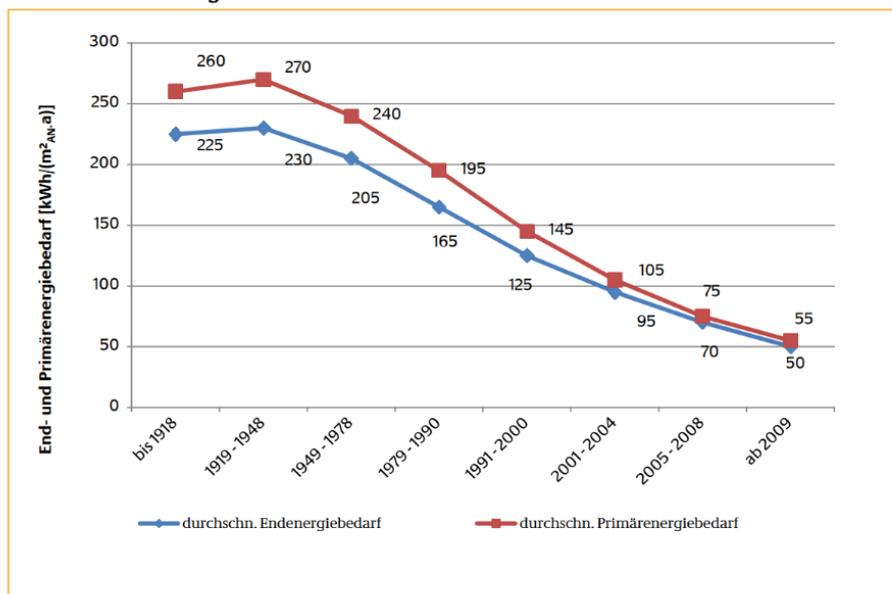


Abbildung 3: End- und Primärenergiebedarf bundesweit

Quelle: DENA, dena-GEBÄUDEREPORT, Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand

Setzt man diese Werte für die Gemeinde Saalstadt an, so ergibt sich folgender überschlägiger Wärmebedarf in der Gemeinde:

Tabelle 5: Energieeffizienz im Gebäudebestand bundesweit

Baujahr	Anteil in %	Anzahl Gebäude	kWh/m ²	kWh/Jahr
Bis 1918	14,8	21	225	939.999
1919 – 1948	11,8	17	230	782.782
1949 – 1978	44,6	65	205	2.667.665
1979 - 1990	8,2	11	165	363.363
1991 – 2000	7,1	10	125	250.250
2001 – 2004	6,4	9	95	171.627
2005 - 2008	3,7	5	70	73.111
Ab 2009	1,9	3	50	26.817
GESAMT		141		5.275.614

Bezogen auf die gesamte Wohnfläche gem. Statistischem Landesamt von 28.186 m² beträgt der durchschnittliche **spez. Wärmebedarf 187 kWh/m²**.

Mit dem 2021 novellierten Bundes-Klimaschutzgesetz wurde das langfristige Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes auf das Jahr 2045 vorgezogen. Die maximal zulässige Emissionsmenge im Jahr 2030 wurde von ursprünglich 70 auf 67 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent verringert.

Abbildung 4: Ziele des Klimaschutzgesetzes



Quelle: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/klimaschutzgesetz-2197410>

Das Klimaschutzgesetz ist der Kern der nationalen Klimapolitik. Mit gesetzlich verbindlichen nationalen Klimazielen hat Deutschland international Standards gesetzt. Bis 2045 soll Deutschland treibhausgasneutral sein.

Energetische Sanierungen der Gebäudehülle sind eine zentrale Effizienzmaßnahme zur Reduktion des Raumwärmebedarfs und der damit verbundenen THG-Emissionen. Dabei spielen sowohl die Sanierungsrate, als Maß für die Häufigkeit getätigter Sanierungsmaßnahmen, als auch die Qualität bzw. Sanierungstiefe der durchgeführten Sanierungsmaßnahmen eine Rolle.

Der gesetzliche Rahmen gibt Vorgabe sowohl für den Neubau von Wohngebäude als auch für die Bestandsgebäude. Maßgeblich ist seit dem 1. November 2020 das Gebäudeenergiegesetz (GEG). Für Neubauten wird davon ausgegangen, dass diese die Mindestanforderungen des GEG erfüllen. Auch für Bestandsgebäude sind bereits Ziele definiert, die in den nächsten Jahren zu erreichen sind:

bis 2030 Energieeffizienzklasse E < 160 kWh/m²*a
 bis **2033** Energieeffizienzklasse D < **130** kWh/m²*a

Sollte das Ziel der energetischen Sanierung bis 2033 erreicht werden, beträgt der dann noch erforderlich Wärmebedarf der gesamten Gemeinde **3.664 MWh**. Dies bedeutet eine Reduzierung der Wärmemenge um ca. 30 %.

Um einen genaueren Überblick über den tatsächlichen Wärmebedarf zu erhalten, hat eine Arbeitsgruppe der Gemeinde eine Umfrage im Ort durchgeführt und den derzeitigen Brennstoffverbrauch abgefragt.

Diese Datenerhebung wurde von der Mehrzahl der Haushalte (57 %) unterstützt (s. Anhang). Allerdings muss berücksichtigt werden, dass einige Daten sehr grob geschätzt wurden. Im Ergebnis ergibt sich folgender Brennstoffverbrauch in der Gemeinde:

Tabelle 6: Wärme- und Leistungsbedarf Saalstadt gesamt

Gebäude	Öl in kWh	Holz in kWh	Pellets in kWh	Gas in kWh	Strom in kWh
81 Stück	1.639.000	835.296	73.000	105.623	82.921
Gesamt	2.735.840 kWh / Jahr				
Leistungsbedarf	1.530 kW bei 1.800 Bh (Vollbenutzungsstunden)				

Zur Ermittlung des Wärmebedarfs der Gebäude werden folgende Jahresnutzungsgrade angenommen:

Öl-Brenner: 0,80
 Holzheizkessel: 0,90
 Pelletskessel: 0,90
 Flüssiggas-Brenner: 0,85
 Wärmepumpe: 2,6 (COP)

Damit ergibt sich folgender **Wärmebedarf**:

Tabelle 7: Wärme- und leistungsbedarf Saalstadt - Interessenten

Gebäude	Öl in kWh	Holz in kWh	Pellets in kWh	Gas in kWh	Strom in kWh
81 Stück	1.311.200	751.766	65.700	89.779	82.921
Gesamt	2.301.366 kWh/Jahr				
Leistungsbedarf	1.278 kW bei 1.800 Bh (Vollbenutzungsstunden)				

Bei einer durchschnittlichen Wohnfläche von ca. 199 m² pro Gebäude (s. Gebäudestatistik Tabelle 4) ergibt sich ein durchschnittlicher Wärmebedarf von **142 kWh/m²**.

Zur weiteren Planung der Wärmezentrale und des Wärmenetzes wurden folgende Annahmen getroffen und die ermittelten Daten entsprechend angepasst:

- Gebäude, die derzeit bereits überwiegend oder zu 100 % mit Holz beheizt werden, werden voraussichtlich nicht im ersten Schritt an das Wärmenetz angeschlossen. Mit der Nutzung einer Holzheizung werden die zukünftigen Anforderungen an neue Heizungen (mind. 65 % EEG-Anteil) bereits erfüllt.
- Auch Gebäudeeigentümer mit Wärmepumpe werden sich aus diesem Grund zunächst nicht an das Wärmenetz anschließen

Es verbleiben dann noch 68 Gebäude von Interessenten bzw. von Teilnehmern an der Fragebogenaktion. Es ergeben sich folgender Wärmebedarf und Heizleistung:

Tabelle 8: Wärme- und leistungsbedarf Saalstadt - Anschlusspotential

Gebäude	Öl in kWh	Holz in kWh	Pellets in kWh	Gas in kWh	Strom in kWh
68 Stück	1.232.800	264.211	38.700	89.780	0
Gesamt	1.625.490 kWh/Jahr				
Leistungsbedarf	903 kW bei 1.800 Bh (Vollbenutzungsstunden)				
Gleichzeitigkeit	0,8				
Leistungsbedarf	722 kW				

Bei einer angenommenen Sanierung der Gebäude auf ca. 130 kWh/m²*a bis Ende 2033 würde der Wärmebedarf um ca. 8,5 % auf 1.487.247 kWh/Jahr sinken.

Für den Variantenvergleich und die Netzauslegung wurde diese Reduzierung des Wärmebedarfs nicht berücksichtigt, sondern als Netz- und Erzeugungsreserve für zukünftige weitere Anschlüsse angesehen.

4 Potenzialanalyse erneuerbarer Energien und Abwärme

4.1 Abwärme aus Biogasanlage

Das wesentliche Potenzial an erneuerbaren Energien ist die Abwärme der bereits in Betrieb befindlichen Biogasanlage nahe der Ortsgrenze:



Abbildung 5: Biogasanlage Saalstadt-Luftbild

Quelle: google-earth

In der Biogasanlage wird in einem einstufigen Gärprozess aus Rindergülle, Rindermist und Maissilage Biogas erzeugt. Zur energetischen Nutzung des erzeugten Biogases werden drei BHKW-Module in jeweils separaten Containern betrieben:

Modul 1:

BHKW der Fa. 2G gemäß KWKG vom 01.09.2008).

190 kW elektrische Leistung im Dauerbetrieb, thermische Leistung 218 kW.

Seit 2019 wird die Leistung softwareseitig begrenzt auf

169 kW elektrische Leistung, **194 kW thermische Leistung**

Modul 2:

BHKW der Fa. Schnell Motoren AG

250 kW elektrische Leistung, 219 kW thermische Leistung

Seit 2018 mit agriKomp Biogasmotor DC13 erhöht auf
250 kW elektrische Leistung, **255 kW thermische Leistung**

Modul 3:

BHKW der Fa. MAN Bayern

530 kW elektrische Leistung, **522 kW thermische Leistung**

Die in den BHKW erzeugte Wärmeenergie wird über den Kühlkreislauf mit einer Temperatur von 85 bis 90 °C abgeführt. Diese wird derzeit als Prozesswärme für die Biogasanlage und in geringem Maße für die Holz Trocknung verwendet. Die Überschusswärme wird über einen Tischkühler in die Umwelt abgegeben.

Die BHKW's werden laut Betreiber so betrieben, dass zu keinem Zeitpunkt die Bemessungsleistung von 453 kW elektrische Leistung gem. EEG überschritten wird. Im Jahresdurchschnitt können so ca. 3,5 bis 3,6 Mio. kWh Strom in das öffentliche Netz eingespeist werden. Dies entspricht ca. 7.800 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Die Abwärme aus diesem Betrieb nach EEG beträgt bei einer thermischen Leistung von ca. 470 kW somit ca. 3,7 Mio. kWh. Ca. 30 % werden für die Eigenversorgung benötigt, sodass noch ca. 2,6 Mio. kWh für die Einspeisung in das Wärmenetz zur Verfügung stehen. Abzüglich ca. 15 Netzverluste ergibt dies eine Wärmemenge von ca. 2,2 Mio. kWh, die an Endverbraucher geliefert werden kann.

Bereits bei diesem „eingeschränkten“ Betrieb gem. EEG reicht die Abwärme der BHKW's bereits weitgehend für den oben ermittelten Wärmebedarf der 68 Gebäude in der Gemeinde aus. Zusätzlich besteht eine Reserve für weitere 20 bis 25 Gebäude mit einem Wärmebedarf von ca. 25.000 kWh/Jahr. Insgesamt können so ca. 90 Gebäude im Ort mit Wärme beliefert werden, was einer Anschlussquote von 63 % entspricht.

Bei einer Umstellung des BHKW-Betriebes auf einen Betrieb ohne EEG-Vergütung, d.h. bei einem Verzicht auf die gesicherte EEG-Vergütung, ist zu ermitteln, zu welchen Kosten der Betreiber die Wärme in das Wärmenetz abgeben muss, um seine Anlage weiterhin rentabel zu betreiben.

In diesem Fall würde die volle thermische Leistung der drei BHKW's mit 995 kW zur Verfügung stehen. Damit ist eine Wärmelieferung von ca. 4,4 Mio. kWh pro Jahr theoretisch möglich. Diese Wärmemenge reicht für die gesamte Gemeinde aus.

4.2 Solarenergie

Mit Hilfe der Sonne lässt sich zum einen Strom durch Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und zum anderen Wärme durch solarthermische Anlagen (ST-Anlagen) erzeugen. Im Bereich Photovoltaik wird zwischen Dach- und Freiflächen unterschieden.

Auch auf der Gemarkung Saalstadt bietet die Sonne ein in vielerlei Hinsicht interessantes Potenzial. Anhand der vorliegenden Analysen werden Aussagen getroffen, wie viel Strom und Wärme innerhalb der Verbandsgemeinde photovoltaisch bzw. solarthermisch erzeugt werden können und welcher Anteil des Gesamtstroms damit gedeckt werden kann.

4.3 PV- und Solarthermie auf Dachflächen



Abbildung 6: Solarkataster Saalstadt gesamt

Quelle: Solarkataster Rheinland Pfalz

Die Erhebung der Solarpotenziale auf Dachflächen basiert auf der Verarbeitung von Gebäudegrundrissen des Solarkatasters Rheinland-Pfalz. Die Potenziale wurden für Photovoltaik und Solarthermie (ST) gesondert ermittelt, ohne auf eine Flächenkonkurrenz einzugehen. Bei Flächenkonkurrenz sollte der ST ein Vorrang eingeräumt werden, da die Solarenergie bei solarthermischen Anlagen sehr effizient umgewandelt werden kann und Wärme generell schwerer zu erschließen ist als Strom. Außerdem soll die fossile Wärmeerzeugung im Sinne der Decarbonisierung primär gesenkt werden.

Tabelle 9: Solarpotential Saalstadt Dachflächen

Potenzial	Nutzbare Dachfläche (m ²)	Installierte Leistung (kWp)	Stromertrag (kWh/a)	Solarthermieertrag (kWh/a)
151 Dachflächen	13.014	5.031	4.547.550	
151 Dachflächen	13.014			8.689.650

Das Gesamtpotential im Bereich Solarthermie beläuft sich auf eine Kollektorfläche von ca. 13.000 m², wodurch jährlich rund 8.690 MWh Wärmeenergie produziert werden können. Das entspricht einem Heizöläquivalent von rund 869.000 Liter pro Jahr. Bilanziell gesehen könnten damit ca. 310 Gebäude versorgt werden.

4.4 Photovoltaik- und Solarthermieanlagen auf Freiflächen

Die Erhebung der PV-FFA Potenziale stützt sich auf die GIS-basierte Auswertung von geographischen Basisdaten mit dem Ziel, Flächen zu identifizieren, die den Kriterien des EEG hinsichtlich Vergütungsfähigkeit und branchenüblichen technischen Restriktionen entsprechen.

Als „EEG-Flächen“ kommen u. a. Standorte entlang von Autobahnen und Schienenwegen so-wie Konversionsflächen in Frage. Solche Flächen sind im Gemeindegebiet nicht vorhanden.

Zudem sind Pufferabstände zur bestehenden Infrastruktur zu berücksichtigen. Die getroffenen Restriktionen und Abstände zu Gebietskulissen basieren auf Vorgaben des EEG, Empfehlungen von Verbänden, Erfahrungswerten aus Planungsprozessen und Projektrealisierungen sowie Richtwerten, die in den letzten Jahren mit Kommunen diskutiert wurden. Diese Restriktionen werden in der nachstehenden Tabelle gelistet.

Tabelle 10: Pufferabstand für Freiflächen-Solaranlagen

Ausschlussgebiet als Restriktion	Pufferabstand
Naturschutzgebiet	Ausschluss
Schienenwege	20 m
Bundesautobahn	40 m
Bundes- /Kreis- /Landesstraßen	20 m
Gemeindestraßen	15 m
Fließgewässer	20 m
Wald / Gehölz	30 m
geschlossene Wohnbebauung	100 m
offene Wohnbebauung	50 m
Industrie / Gewerbe	20 m
Flächen besonders funktionaler Prägung	50 m
Flächen gemischter Nutzung	50 m
Friedhöfe	50 m
Tagebau, Grube, Steinbruch	50 m
Weg, Pfad, Steig	Dreite des Verkehrsweges
Gewässerschneise (z. B. Bach)	20 m
Hafen	20 m
stehendes Gewässer	20 m
Gebäude	30 m
Sport, Freizeit und Erholungsfläche	Ausschluss
Ortslage	Ausschluss
Platz (z. B. Parkplatz)	50 m
Tunnel, Brücke	60 m
Fahrtwegachse	Dreite des Verkehrsweges

Quelle: ifas, Klimaschutzbericht der VG Kusel-Altenglan

Außerdem wird eine Mindestfläche von 2.500 m² festgelegt. Als weiteres Kriterium ist ein räumliche Nähe zu dem geplanten Wärmenetz, so dass die Länge der Zuleitung zu einer möglichen Heizzentrale max. 300 m beträgt.

Geht man von einem geeigneten Standort der Heizzentrale auf dem Grundstück der Biogasanlage aus, so liegt eine nutzbare Fläche von ca. 135.000 m² rund um diesen Standort.

Abbildung 7: Potenzielle Flächen für Freiflächen-PV oder Solarthermie



Daraus ergibt sich folgendes theoretisches Energiepotenzial:

Tabelle 11: Solarpotenzial Saalstadt - Freiflächen

Potenzial	Installierte PV-Leistung (kWp)	Stromertrag (kWh/Jahr)	Solarthermieleistung (kW)	Wärmeertrag (kWh/Jahr)
135.000 m ²	5.400	4.860.000		
135.000 m ²			94.500	53.325.000

Dabei wurden folgende Durchschnittswerte angesetzt:

Flächenbedarf PV-Anlage: 25 m²/kWp

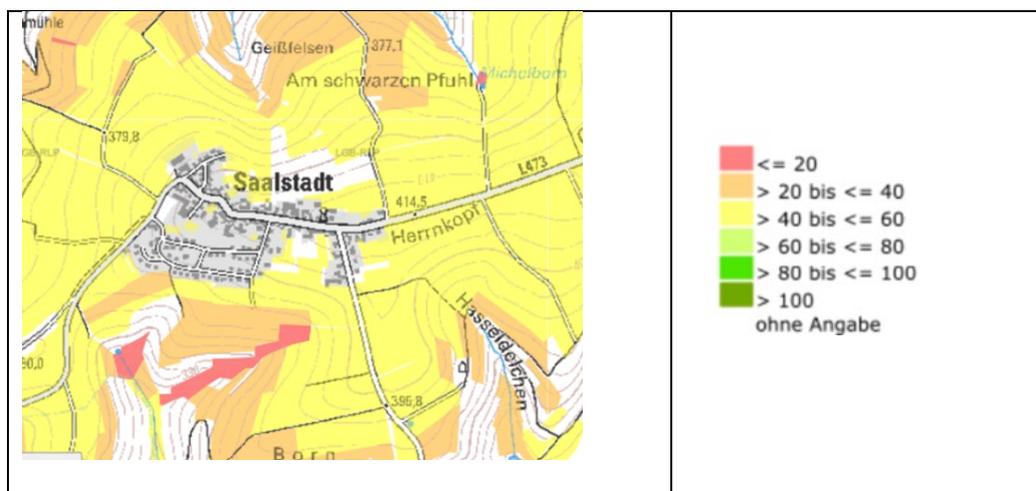
Jährlicher Stromertrag PV-FFL: 900 kWh/kWp

Flächenbedarf Flachkollektoren: 0,7 kWp/m²

Wärmeerzeugung Flachkollektor: 395 kWh/m² Kollektorfläche (brutto)

Da die Gemeinde nicht im Besitz eigener Flächen ist, müssten die erforderlichen Flächen für eine solarthermische Nutzung durch private Eigentümer zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich ist zu klären, ob die Flächen gem. LEP und Flächennutzungsplan überhaupt für eine energetische Nutzung verwendet werden dürfen. Da es sich um landwirtschaftlich genutzte Flächen handelt, ist dies ohne eine Änderung der Pläne vermutlich nicht realisierbar.

Abbildung 8: Ackerzahl auf der Gemarkung Saalstadt



Quelle: https://mapclient.lgb-rlp.de/?app=lgb&view_id=19

In dem Bereich um die vorhandene Biogasanlage beträgt die Ackerzahl 40 bis 60. Somit ist davon auszugehen, dass eine Genehmigung für eine Solarthermieanlage in diesem Bereich sehr unwahrscheinlich ist.

4.5 Biomassepotenzial

4.5.1 Potenzial aus der Forstwirtschaft

Die gesamte Waldfläche auf der Gemarkung Saalstadt beträgt 1,07 km² bzw. 107 ha. Es handelt sich komplett um Privatwald. Die Gemeinde hat keinen eigenen Kommunalwald.

Geht man von einem durchschnittlichen Hiebsatz im Privatwald von ca. 1,5 Erntefestmeter (Efm) pro ha aus, so beträgt die Holznutzung ca. 160 Efm pro Jahr. Der Zuwachs wird mit 6,0 Efm pro Hektar und Jahr angenommen, sodass der zusätzlich nutzbare Anteil bei ca. 480 Efm liegt.

Geht man davon aus, dass davon 50 % für die Energieholznutzung zur Verfügung stehen, so kann damit ein Energiepotenzial von ca. 1.200 MWh pro Jahr bzw. **1.200.000 kWh** genutzt werden.

4.5.2 Potenzial aus der Landwirtschaft

Künftig könnte durch den Anbau von Energiepflanzen ebenfalls ein Beitrag zur Energie- und Wärmeversorgung erzielt werden.

Die landwirtschaftliche Nutzfläche auf der Gemarkung Saalstadt beträgt 3.700 ha (3,7 km²). Im Durchschnitt kann von folgender Verteilung der Nutzung ausgegangen werden:

Ca. 55 % Getreide =	200 ha
Ca. 15 % Mais =	56 ha
Ca. 3 % Grünschnitt =	11 ha
Ca. 5 % Stilllegung =	18 ha
Ca. 20 % sonstige =	74 ha

Um Potenziale aus dem Anbau von Energiepflanzen auf Ackerflächen darzustellen, wurde zu-nächst ermittelt, in welchem Umfang Ackerflächen für eine derartige Nutzung zusätzlich bereitgestellt werden können.

In der Potenzialanalyse wird angenommen, dass die Flächenbereitstellung für den Energiepflanzenanbau in Abhängigkeit von der Entwicklung der Agrarpreise, vorwiegend aus den derzeitigen Marktfruchtflächen (Getreideanbau) sowie der Ackerbrache erfolgt. Wird angenommen, dass 20% dieser Flächen für eine energetische Verwendung

bereitgestellt werden, entspricht dies einem Flächenpotenzial von ca. 45 ha. Davon wird die Hälfte bereits für die vorhandene Biogasanlage in Anspruch genommen. Somit verbleiben max. 20 ha zum Anbau von Agrarhölzern im Kurzumtrieb. Daraus ergibt sich ein Ausbaupotenzial an Feststoffen in Höhe von rund **700.000 kWh/Jahr** (Quelle: Renew Spezial, Nr. 85, Nov.2028, Agentur für Erneuerbare Energien).

Generell kann auch Stroh als Bioenergieträger angesehen werden. Allerdings führt der vergleichsweise hohe Bedarf an Stroh als Humusverbesserer auf den Ackerflächen sowie als Streumaterial (Festmistanteil) mittelfristig zu Nutzungseinschränkungen, die sich durch Auflagen zur Humusreproduktion oder den Handel von Stroh als Einstreumaterial ergeben. Bedingt durch den hohen Tierbestand in der Region ist davon auszugehen, dass die anfallenden Stroh mengen keiner energetischen Nutzung zugeführt werden können.

In der Gruppe der Biogassubstrate liegt ein Potenzial in der Nutzung von Getreidekorn. Die Diskussion, um die energetische Verwertung von Getreidekorn beschränkt sich allerdings aufgrund aktueller wirtschaftlicher Erwägungen weitgehend auf die Nutzung von minderwertigem Sortier- bzw. Ausputzgetreide, was in etwa 5% der Getreideernte ausmacht. Diese Menge ist zu vernachlässigen.

Auch Straßenbegleitgrün oder die Nutzung von Grünschnittabfällen der Gemeinde (Gartenabfälle) lassen keine nachhaltigen Potenziale für die Energienutzung erwarten, zumal die Aufbereitung auch aufwändig ist.

5 Soll-Analyse der Wärmeversorgung

Im Folgenden wird die Auslegung des Wärmenetzes und der erforderliche Heizzentrale zur Wärmeerzeugung durchgeführt. Laut Vorgabe der Gemeinde sind mind. 3 verschiedene Varianten für die Wärmeerzeugung zu untersuchen.

Folgende Varianten werden in Abstimmung mit der Gemeinde näher analysiert:

Variante 1: Holzhackschnitzel-Anlage ohne solare Unterstützung (Referenz)

Variante 2: Abwärme aus der Biogasanlage (EEG-Fahrweise) plus BW-Kessel

Variante 3: Abwärme aus der Biogasanlage (Direktvermarktung) plus BW-Kessel

Variante 4: Abwärme aus der Biogasanlage (EEG-Fahrweise) plus WP

5.1 Nahwärmenetz

Die Topografie von Saalstadt weist einen Höhenunterschied von maximal 21 Metern auf (394 bis 415 müN). Diese Höhendifferenz erlaubt eine Auslegung des Wärmenetzes mit PE-Rohren, was die Materialkosten für das Netz verringert. Ebenfalls ist ein direkter Anschluss der Gebäude möglich, was jedoch aus Gründen der Betriebssicherheit und Störungs-beseitigung nicht angestrebt wird.

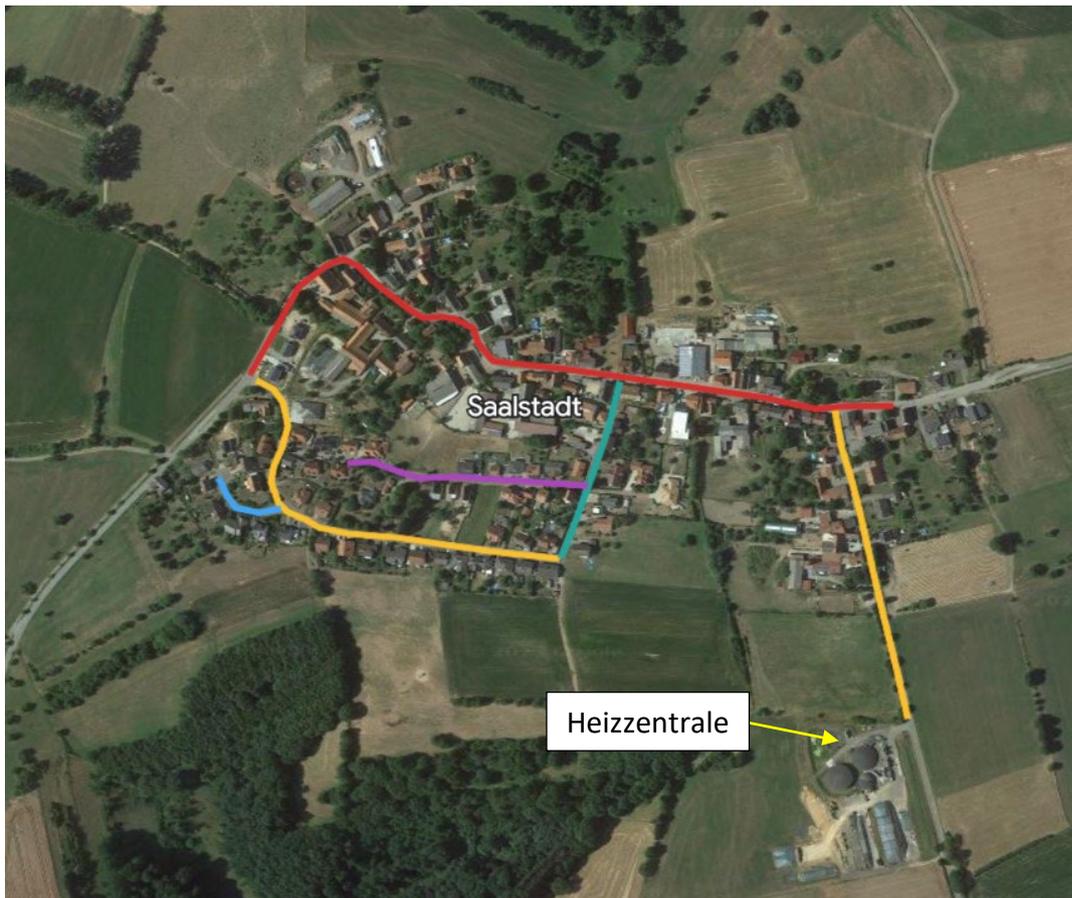


Abbildung 9:Saalstadt - Wärmenetz Luftbild

Bei allen Planungen und Berechnungen wird angenommen, dass die zukünftige Heizzentrale auf dem Gelände der vorhandenen Biogasanlage errichtet und betrieben wird.

Geht man von der Umfrage aus, so ergibt sich folgendes Bild:

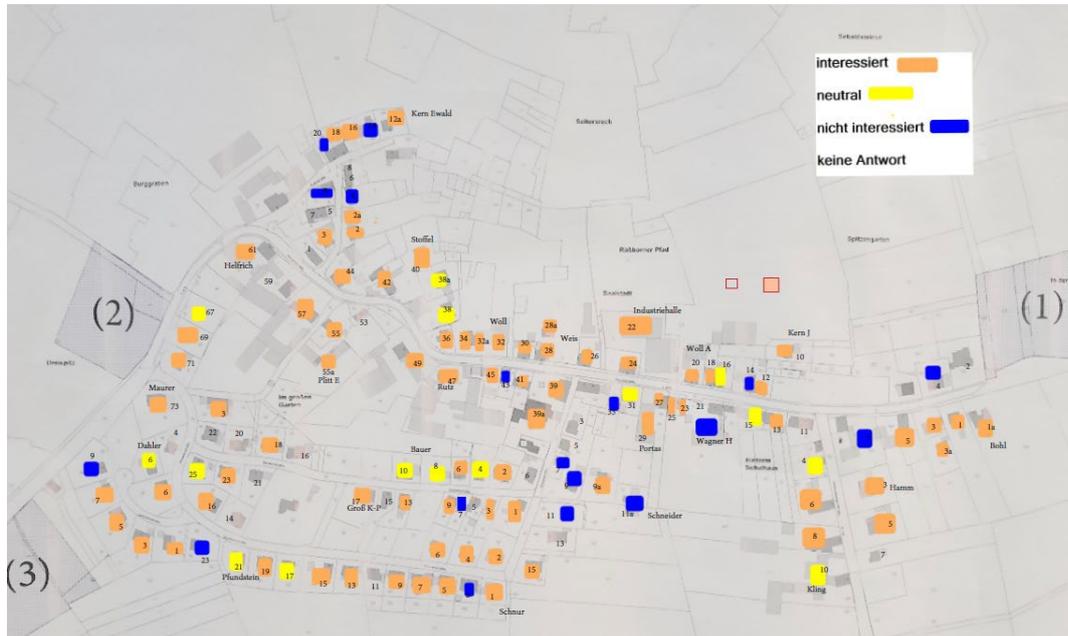


Abbildung 10: Saalstadt - Anschlussinteressenten gem. Fragebogenauswertung

Quelle: Arbeitsgruppe Saalstadt

Die interessierten Eigentümer sind gleichmäßig über den gesamten Ort verteilt, so dass die Netzplanung den gesamten Ort umfasst.

Folgende Netzlängen wurden aus den zugänglichen Geodaten ermittelt:

Tabelle 12: Saalstadt - Netzlängen

Straße	Trassenlänge m	Dimension (überschlägig)	Gebäude max. St	Interessenten o. Holz St
Hauptstraße	940	DN 125	57	29
Herchenbergstraße	195	DN 125	8	2
Gartenstraße	315	DN 80	23	11
Eckstraße	240	DN 65	15	7
Schulstraße	290	DN 80	11	4
Sonnenstraße	200	DN 80	18	8
Lerchenstraße	90	DN 50	5	5
Wiesenstraße	40	DN 50	4	2
Gesamt	2.310 m		141	68

Die Nahwärmeleitungen werden mittels drehzahl geregelter Netzpumpen ausgehend vom Verteiler der Wärmeerzeugungseinheit und dem zugehörigen Wärmespeicher gespeist. Die Netzpumpe baut den erforderlichen Differenzdruck auf, um sowohl das Heizwasser durch die Rohre des Nahwärmetzes fließen zu lassen, als auch die Strömungswiderstände in den jeweiligen Heizwärmeverteilungen der Gebäude zu überwinden.

Auf Grundlage der bereitgestellten Verbrauchsdaten aus den Fragebögen hat die Fa. REHAU eine Planung für das Wärmenetz vorgenommen.

Die gesamte Planung einschließlich der Materiallisten und der Druckberechnungen ist im Anhang beigefügt.

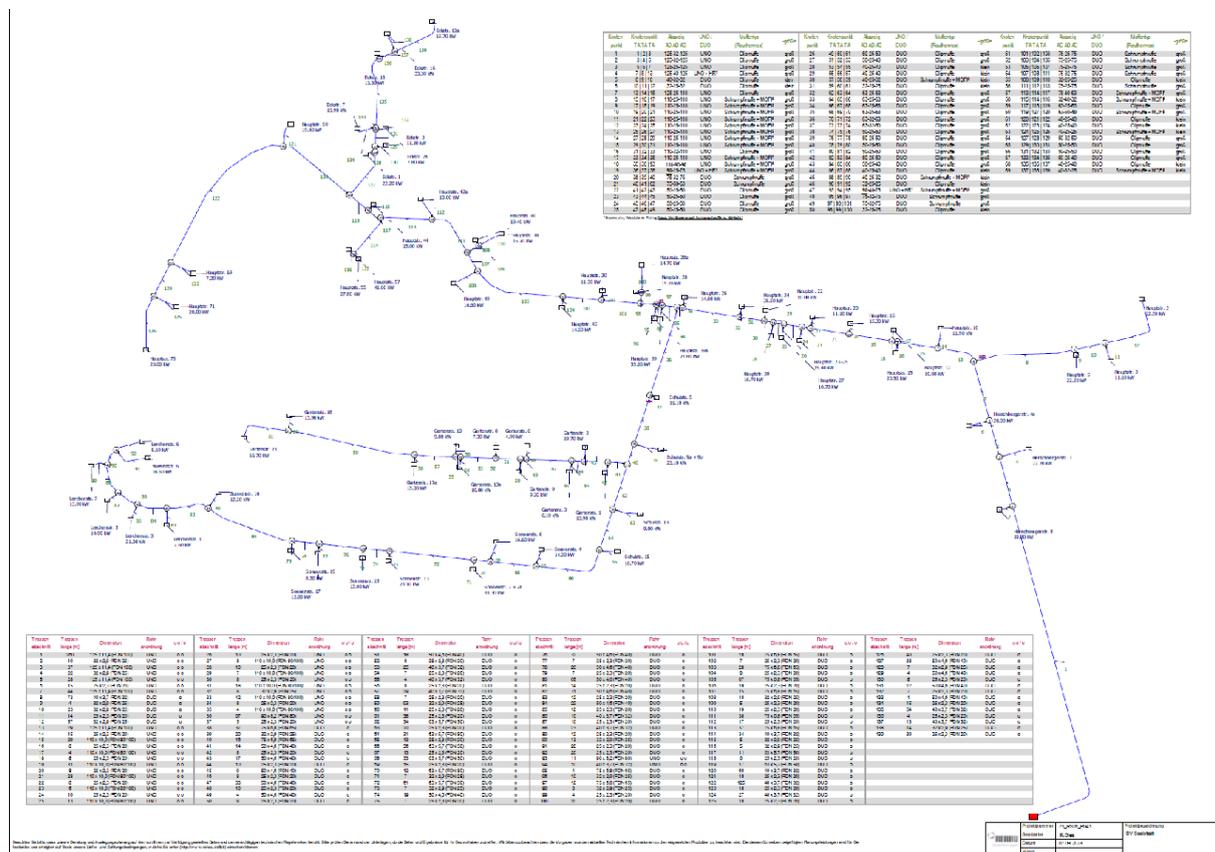


Abbildung 11: Saalstadt - Netzplanung REHAU

Quelle: REHAU, Netzplanung

Als wesentliche Netzparameter wurden von REHAU folgende Werte zugrunde gelegt:

Tabelle 13: Saalstadt - Parameter für Netzbetrieb und -auslegung

Vorlauftemperatur Netz	80 °C
Rücklauftemperatur Netz	55 °C
Spreizung Vor-/Rücklauf	25 K
Min. Fließgeschwindigkeit	0,1 m/s
Max. Fließgeschwindigkeit	1,3 m/s
Max. Rohreibungsdruckgefälle	236,3 Pa/m
Trassenlänge Hauptleitung	2.172 m
Trassenlänge Hausanschlüsse	898 m
Anzahl Abnehmer	70
Anschlussleistung	1.184 kW
Gleichzeitigkeit	75 %
Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeit	888 kW
Wärmeverlustleistung	45,4 kW

5.2 Rohrmaterial

Flexible Kunststoffmediumrohre (PMR) sind im Gegensatz zu den flexiblen Metallmediumrohren (MMR) preiswerter sowie leichter und einfacher zu biegen (kleinere Radien). Aufgrund dieser Vorteile werden Kunststoffmediumrohre den Metallmediumrohren vorgezogen, sofern die niedrigere Druck- und Temperaturbeständigkeit dieser Rohre ausreicht. Gegenüber dem KMR ist die variable, einfache Trassenführung von Vorteil, so dass der Rohrverlauf den lokalen Gegebenheiten (Fremdleitungen, Topographie) angepasst werden kann.

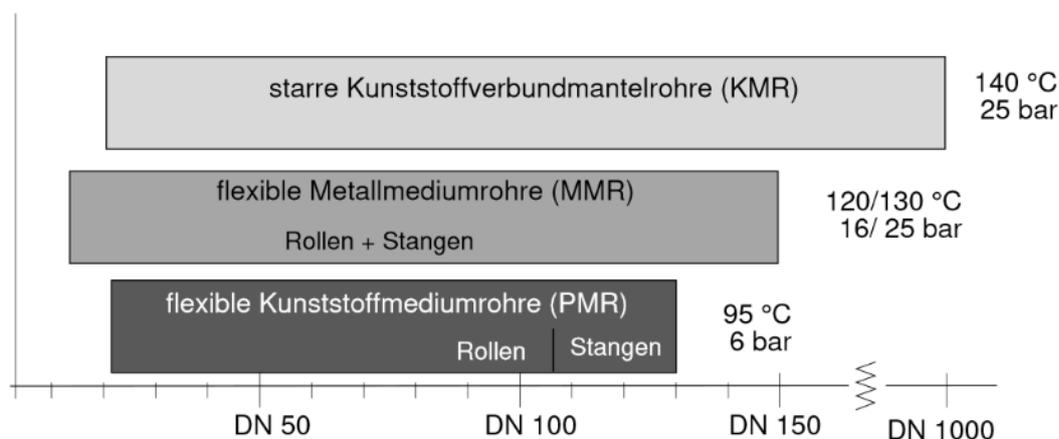


Abbildung 12: Rohrmaterialien für Wärmenetze

Quelle: Fraunhofer, Leitfaden Nahwärme

Die Anforderungen an den Tiefbau und die Verlegung der PMR sind gering, so dass sich diese Rohre schnell und kostengünstig verlegen lassen. Da flexible

Kunststoffmediumrohre in fast allen Nennweiten auch als Rollen angeboten werden, reduziert sich die Anzahl der erdver-legten Verbindungen auf das Notwendige (T-Stücke etc.). Von Nachteil gegenüber dem KMR ist der höhere Preis für Rohre und Formstücke, der für größere Rohre überproportional ansteigt. Die niedrigeren Verlegekosten kompensieren erfahrungsgemäß bei Rohrleitungen bis etwa DN 65 den höheren Materialpreis.

Es werden jeweils zwei Mediumrohre benötigt. Die Vorlaufleitung transportiert das Heizwassers mit max. 80°C (Winter), min. 70°C (Sommer) zum Wärmeabnehmer. Die Rücklauf-leitung dient dem Rücktransport des abgekühlten Heizwassers (60 – 40°C) zum Wärme-erzeuger. Dabei wird das Heizwasser im Kreislauf geführt. Die Rücklauf-temperatur ist zum wirtschaftlichen Betrieb des Nahwärmenetzes möglichst weit abzusenken, optimal sind 50 - 40°C.

Geringere Wärmeverluste als bei Einzelrohrverlegung fallen beim Einsatz von Doppel-rohren an. Dabei befinden sich zwei Rohre innerhalb eines gemeinsamen Mantelrohres. Die Ausführung als Doppelrohr erreicht bei derselben Dämmserie jeweils bessere Dämmwerte (15 – 40 %). Die Doppelrohrverlegung stellt höhere Anforderungen an die Rohr- und Montage und kann bei schwierigen Verlegverhältnissen ggf. nicht eingesetzt werden.

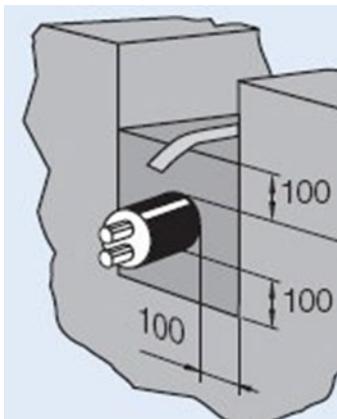


Abbildung 13: Grabenprofil für Wärmeleitungen

Quelle:

Die Verlegtiefe der Rohrleitungen richtet sich nach der erforderlichen Überdeckung. Diese liegt bei mindestens 500 mm im unbefestigten Gelände ohne Befahrung und bis 1000 mm im Bereich von übergeordneten Verkehrswegen. Aus rohrstatischen Gründen ist eine Überdeckungshöhe von 600 bis 800 mm optimal. Im öffentlichen Raum ist eine mittlere Überdeckung ab Rohrkuppe von 800 mm gebräuchlich.

5.3 Netzverluste

Insgesamt ist es möglich, bei der so optimierten Netzdimensionierung die kalkulatorischen Netzverluste auf 12,5 bis 18% zu begrenzen. Auch die durch Einsatz von

Hausanschlussstationen mit direkter Versorgung mögliche Absenkung der Netztemperatur um bis zu 10 Kelvin hat Anteil an der vorgenannten Senkung der Wärmeverluste. Neben der Reduzierung der thermischen Netzverluste wird durch die erhöhte Spreizung zugleich der Stromverbrauch für die Netzumwälzpumpen erheblich niedriger ausfallen als bei Einsatz von indirekt betriebenen Hausanschlussstationen

Für die zukünftige Anpassung der Wärmeversorgung mittels Nahwärmenetz auf die Effizienz- Erfordernisse und versorgungstechnischen Gegebenheiten einer nachfossilen Ära, werden durch die Absenkung von Netzverlusten und Temperaturniveau optimale Voraussetzungen geschaffen. Damit ist auch ein wesentlicher Schritt getan, um zu einem späteren Zeitpunkt auf den Einsatz anderer Erneuerbarer Energiesystem zu wechseln. Dies wird dann der Fall sein, wenn z. B. Holz vorrangig und im weit größeren Umfang als heute stofflich eingesetzt werden muss, beispielsweise in der Petrochemie als Ersatz für fossile Kohlenwasserstoffe.

5.4 Hausübergabestationen

Die Verbindung zwischen dem Wärmenetz und der Hausanlage des zu versorgenden Objektes erfolgt mittels Hausübergabestationen.

Die Hausanschluss-Stationen haben einen kompakten Aufbau und enthalten im Wesentlichen die folgenden Komponenten:

- Filtersiebe sowohl im Vorlauf zum Nahwärmenetz hin als auch im Rücklauf zur Kundenanlage hin, zum Schutz der Hausanlage und des Nahwärmenetzes vor Schmutzeintrag.
- Differenzdruckregler für die Anpassung des Netzförderdrucks an den tatsächlich erforderlichen Förderdruck für das zu versorgenden Gebäudes.
- Mengengbegrenzer zur Einstellung der Leistung auf den erforderlichen Wert des zu versorgenden Objektes.
- Durchflussstellventil für die Regelung der Heizleistung. Hier kann bauseits ein Motorsteller aufgesetzt werden, der nach den Vorgaben der Haustemperaturreglung (z. B. im einfachsten Fall realisiert durch einen Uhrenthermostat) die Heizleistung regelt.
- Wärmemengenzähler zur stichtagsgenauen Erfassung der bezogenen Wärmemengen, des Heizwasserdurchsatz, der Monatsspitzenleistung und des Monatshöchstwertes für den Heizwasserdurchsatz.



Abbildung 14: Hausübergabestation , Kompaktanlage

Quelle: Yados, Standardisierte Wärmeübergabestation, Hoyerswerda

5.5 Förderung

5.5.1 Förderung effiziente Wärmenetze

Investitionen in ein neu zu errichtendes Wärmenetz sowie die erforderlichen Wärme-erzeugungsanlagen werden nach der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) gefördert. Die Förderquote beträgt 40 % der förderfähigen Ausgaben. Förderfähig sind ausschließlich Maßnahmen für ein Wärmenetz, das folgende Bedingungen erfüllt:

Maximaler Biomasseanteil:

Für ein kleines Netz (< 20 km Länge) ist ein Biomasseanteil von 100 % möglich

Mindestgröße:

Die Mindestgröße beträgt 17 angeschlossene Gebäude

Maximales Temperaturniveau:

Für den Neubau von Netzen ist das maximale Temperaturniveau auf 95 °C begrenzt.

Maximaler Anteil fossiler Heizungsanlagen:

Der maximale Anteil fossil erzeugter Wärme darf für gas- oder ölbefeuerte Anlagen 10 % betragen.

Diese Voraussetzung für eine Förderung nach dem BEW liegen im Falle der folgenden Planung vor.

5.5.2 Förderung des Netzanschlusses

Der Hauseigentümer, der sein Gebäude an ein Wärmenetz anschließt, erhält eine zusätzliche Förderung nach der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG EM). Auf Antrag werden sämtliche Investitionen, die für den Anschluss an das Wärmenetz und deren Nutzung erforderlich sind, erhält der Gebäudeeigentümer 30 % Zuschuss. Zusätzlich ist ein Heizungstausch-Bonus von weiteren 10 % möglich, wenn eine fossile Heizungsanlage ersetzt wird.

5.6 Wärmeerzeugung

Für die Wärmeerzeugung werden vier verschiedene Varianten auf ihre Machbarkeit und ihre Wirtschaftlichkeit untersucht. Diese Varianten sind in der Tabelle 14 aufgeführt :

Tabelle 14: Wärmeerzeugungsvarianten

	Variante 1 nur HHS (Referenz)	Variante 2 BHKW (EEG) + HHS	Variante 2b BHKW (EEG) + Heizstab	Variante 3 nur BHKW (ohne EEG)	Variante 4 BHKW (EEG) + WP
Wärmeerzeugung	Holzhackschnitzel- kessel	Abwärme aus der Biogasanlage im EEG- Betrieb	Abwärme aus der Biogasanlage im EEG- Betrieb	Abwärme aus der Biogasanlage in der Direktvermarktung	Abwärme aus der Biogasanlage im EEG- Betrieb
	Flüssiggaskessel (Spitzenkessel)	Holzhackschnitzel - Kessel (Spitzenkessel)	Elektro- Flanschheizkörper	keine Spitzenlast	Hochtemperatur-WP (Spitzenlast)
		Biogasanlagen-Betreiber	Biogasanlagen-Betreiber	Biogasanlagen-Betreiber	Biogasanlagen-Betreiber
Energielieferant	HHS - Lieferant (Fremdbezug)	HHS-Lieferant (Fremdbezug)	Biogasanlagen-Betreiber Öko-Stromlieferant		Öko-Stromlieferant (Fremdbezug)
Netzbetrieb	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft	Contractor Genossenschaft kommunale Gesellschaft

5.6.1 Variante 1: Holzhackschnitzel-Anlage ohne solare Unterstützung (Referenz)

Als Referenzanlage wird eine Heizzentrale mit zwei Holzhackschnitzel-Kesseln (HHS-Kessel) betrachtet. Die Anlage liefert Wärme aus 100 % regenerativer Energie und weist einen einfachen Aufbau auf. Die Module können als Containerlösung beschafft werden. Sie sind

damit kostengünstiger und ohne großen Bauaufwand, der für eine frei geplante Heizzentrale erforderlich ist, aufzustellen.

Durch eine intelligente Steuerungskonzeption wird das Zusammenspiel von Wärmeerzeuger, Heizwärme-Pufferspeicher und Spitzenkessel optimiert. Der Holzhackschnitzel-Kessel wie der ggf. noch erforderliche Spitzenkessel können mit kontinuierlicher Leistung im Bereich des jeweils besten Wirkungsgrades und emissionsoptimiert betrieben werden. Bei Minderabnahme wird Wärme im Speicher eingelagert, die morgens und abends zur Deckung der Lastspitzen zur Verfügung stehen. Der Einsatz des Spitzenkessels wird minimiert und auf Zeiten größerer Kälte, Störungen der Wärmeerzeugungseinheit oder Wartungsunterbrechungen beschränkt. In Zeiten minimalen Wärmeverbrauchs kann der Wärmeerzeugungseinheit im Intervallbetrieb mit vergleichsweise langen Laufzeiten zwischen den einzelnen Betriebspausen arbeiten.

Das folgende Energieflussbild zeigt den prinzipiellen Aufbau der Wärmeversorgung:

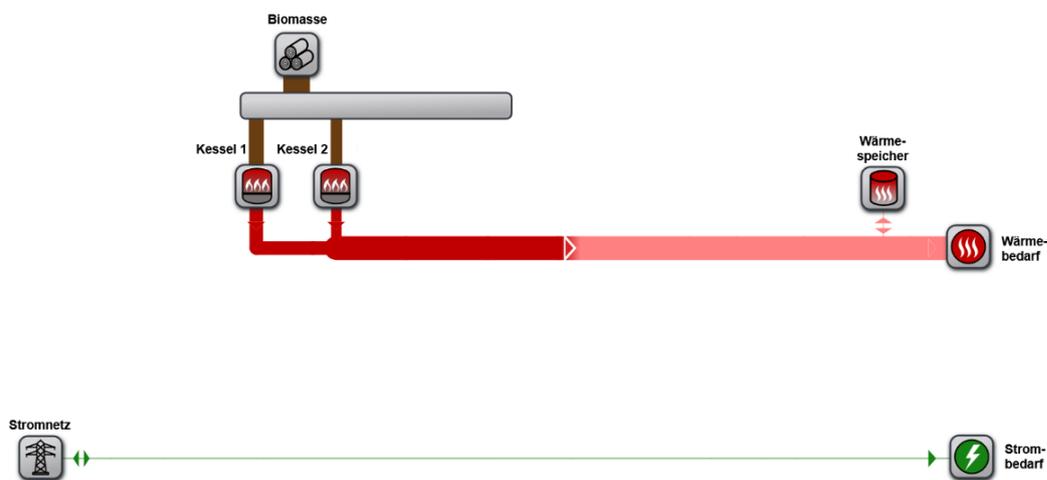


Abbildung 15: Energiefluss – Variante 1 HHS solo

Quelle: nPro Energy GmbH, Am Lerchenpfad 35, 41812 Erkelenz

Die Heizzentralen in Systembauweise werden von verschiedenen Herstellern angeboten.



Abbildung 16: Holz hackschnitzelanlage – Modulbauweise, Systemschaubild

Quelle: Fa. Hargassner



Abbildung 17: Holzhackschnitzelanlage – Modulbauweise , Foto

Quelle: Fa. Hargassner GmbH, Simbach/Inn, Heizmodul Lösungen

Für die Heizzentrale werden zwei Standard-Hackschnitzelkessel mit gleichen Nennleistungen ausgewählt. Beide Hackschnitzelkessel decken zusammen die Grundlast ab. Auf Rang 1 befindet sich der Standard-Hackschnitzelkessel mit einer Nennleistung von max. 330 kW und einem Wirkungsgrad $\eta = 96,4 \%$, dieser Kessel wird mit ca. 5.500 Stunden bzw. zu 90 % des Jahres betrieben. Der Hackschnitzelkessels auf Rang 2 hat ebenfalls 330 kW Leistung und einen Wirkungsgrad von $\eta = 96,4 \%$. Er wird ca. 600 Stunden pro Jahr betrieben und deckt die restlichen 90 % des Wärmebedarfs ab. In den Sommermonaten vom 01. Juni bis zum 01. Oktober wird der Betrieb für den Kessel unterbrochen, da in dieser Zeit weniger Wärmeenergie benötigt wird. Die Spitzenlast und Redundanz auf Rang 3 wird von einem Gas-Kessel mit einer Nennleistung von 260 kW abgedeckt. Dieser kann mit Flüssiggas oder Biomethan betrieben werden. Dieser Kessel wird im Wesentlichen zur Ausfallsicherung für den Notfall vorgehalten. In der Tabelle 15 sind die verwendeten Wärmeerzeuger mit den zugeordneten Rängen und ihren Nennleistungen sowie der verwendete Pufferspeicher mit seiner Speicherkapazität von 60.000 Liter aufgeführt

Tabelle 15: Auslegung Wärmeerzeuger - Variante 1 HHS solo

Wärmeerzeuger	Rang	Nennleistung	Brennstoffverbrauch	Erzeugte Wärme	Anteil
■ Hackschnitzel 1	1 - Grundlast	330 kW	Mischung (70% Wh, 30% Hh): 479 t	1.821.983 kWh	90 %
■ Hackschnitzel 2	2 - Grundlast	330 kW	Mischung (70% Wh, 30% Hh): 61 t	197.670 kWh	10 %
■ Spitzelastkess...	3 - Spitzenlast	250 kW	Biomethan: 0 m ³	0 kWh	0 %
■ Pufferspeicher		60.000 L		215.627 kWh	11 %

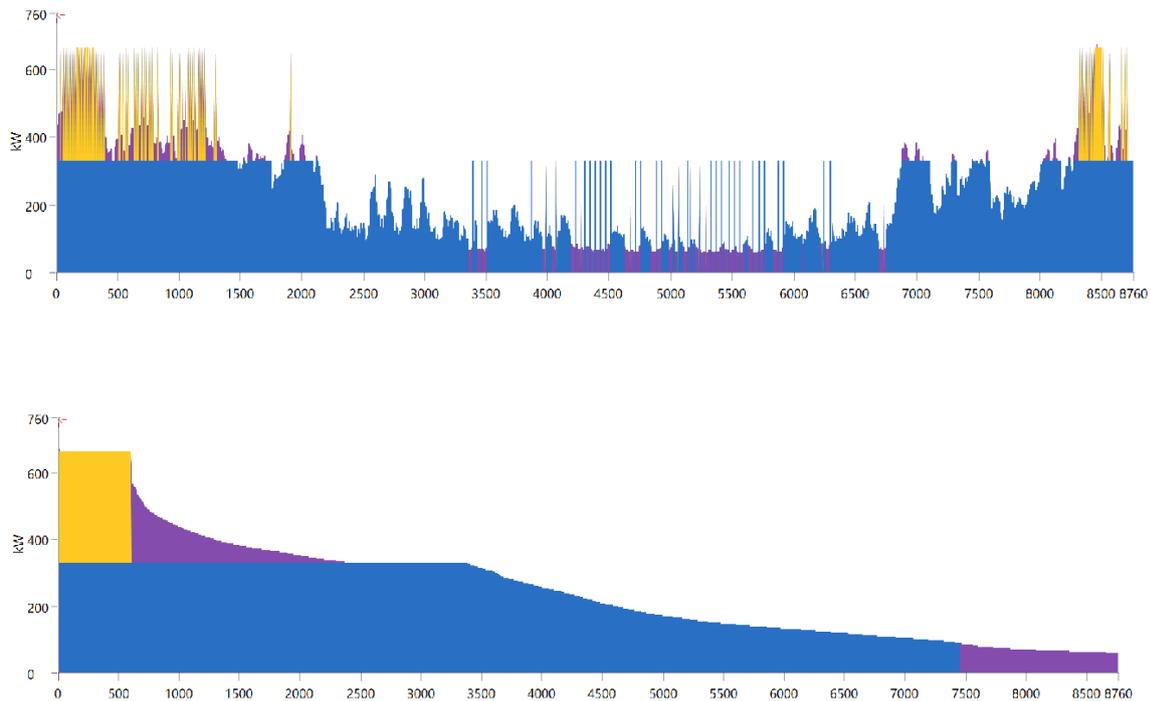


Abbildung 18: Jahresdauerlinien - Variante 1 HHS solo

Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., sophena Vers. 2.1

5.6.2 Variante 2: Abwärme aus der Biogasanlage (EEG-Fahrweise) plus HHS-Kessel

In dieser Variante wird davon ausgegangen, dass die beiden BHKW's der Biogasanlage wie bisher gem. dem EEG betrieben werden. In diesem Fall stehen ca. 473 kW an thermischer Leistung für das Wärmenetz zur Verfügung.

Das Energieflussbild zeigt die Wärmeströme, die überwiegend durch die BHKW's bereitgestellt werden:

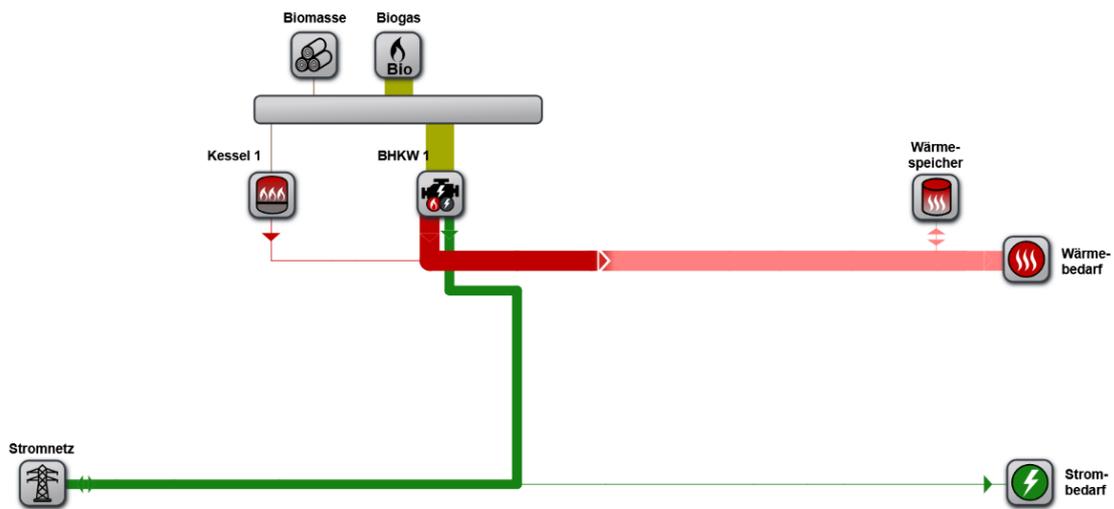


Abbildung 19: Energiefluss - Variante 2 Biogas-BHKW + HHS

Quelle: nPro Energy GmbH, Am Lerchenpfad 35, 41812 Erkelenz

Die Heizzentrale besteht in diesem Fall aus der vorhandenen Heizzentrale mit den beiden BHKW's sowie einer Containeranlage für einen zusätzlichen Hackschnitzelkessels mit einer Leistung von ca. 330 kW. Diese zusätzliche Heizzentrale kann ebenfalls in Systembauweise errichtet werden und fällt etwas kleiner aus:



Abbildung 20: HSS-Anlage in Modulbauweise für einen Kessel - Systembild

Quelle: Fröling, Grieskirchen, Energieboxen, 2023

Die beiden BHKW's der Biogasanlage werden ganzjährig betrieben. Über eine Laufzeit von ca. 4.300 h/Jahr ihre Abwärme zur Deckung des Wärmebedarfs im Netz verwendet. Überschüssige Wärme wird in einem Pufferspeicher gespeichert und dem Wärmenetz bei Bedarf zur Verfügung gestellt. Darüber hinausgehende Wärme wird an die Umgebung abgegeben. Mit den beiden BHKW's kann so 99 % der erforderlichen Wärme erzeugt und eingespeist werden.

Der zusätzliche HHS-Kessel wird zur Deckung der Spitzenlast und als Redundanz eingesetzt und kommt auf eine Laufzeit von ca. 90 Stunden/Jahr:

Tabelle 16: Auslegung Wärmeerzeuger - Variante 2 Biogas-BHKW + HHS

Wärmeerzeuger	Rang	Nennleistung	Brennstoffverbrauch	Erzeugte Wärme	Anteil
BHKW 1 + 2	1 - Grundlast	465 kW	Biogas: 816.776 m ³	1.990.373 kWh	99 %
HHS Kessel	2 - Grundlast	330 kW	Mischung (70% Wh, 30% Hh): 18 t	29.700 kWh	1 %
Pufferspeicher		60.000 L		589.272 kWh	29 %

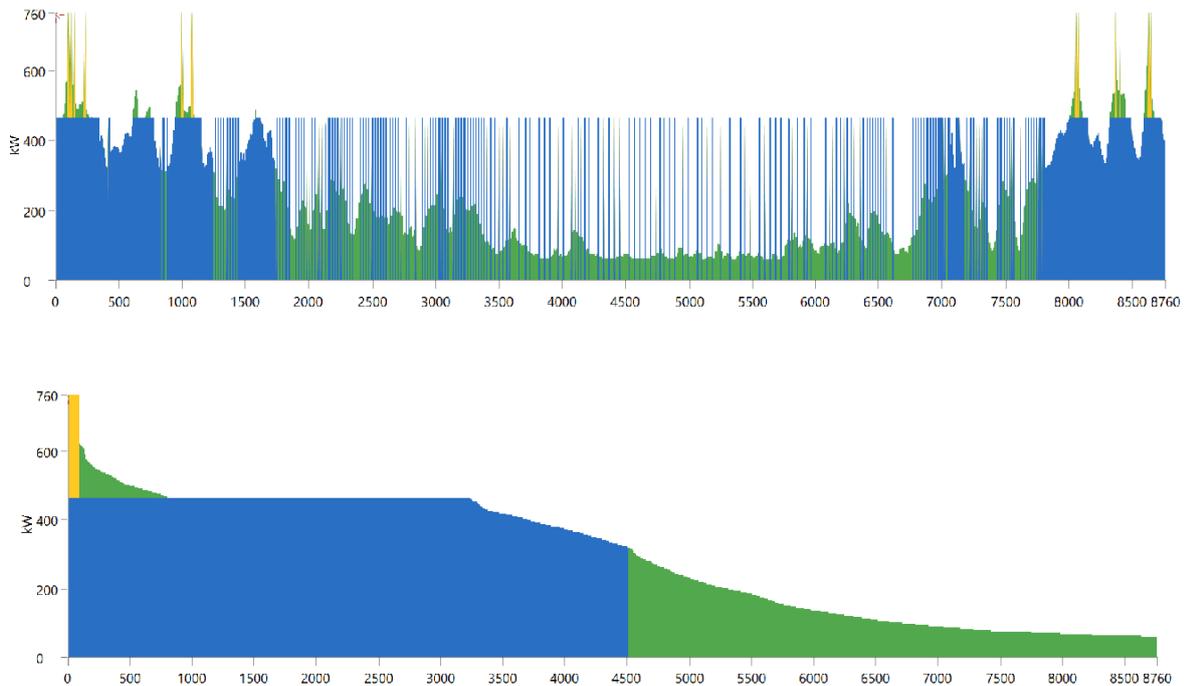


Abbildung 21: Jahresdauerlinien – Variante 2 Biogas-BHKW + HHS

Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., sophena Vers. 2.1

5.6.3 Variante 2b: Abwärme aus der Biogasanlage (EEG-Fahrweise) plus Elektro-Heizstab

Aufgrund der sehr geringen Wärmeerzeugung des HHS-Kessels sollte auf diesen Kessel als Spitzenlast und Reserve aus Kostengründen verzichtet werden.

Anstelle einer zusätzlichen HHS-Heizzentrale kann ein Elektro-Flanschheizkörper in den Pufferspeicher integriert werden:

Abbildung 22: Elektro-Flanschheizkörper



Quelle: Siekerkotte, 320521 Herford

Damit kann eine Zusatzleistung von ca. 250 kW bereitgestellt werden.

Die Versorgungssicherheit (Redundanz) kann über das 3. BHKW der Biogasanlage gesichert werden, welches z.Zt. nur wenig im Betrieb ist.

Tabelle 17: Auslegung Wärmeerzeuger - Variante 2b Biogas-BHKW + Heizstab

Wärmeerzeuger	Rang	Nennleistung	Brennstoffverbrauch	Erzeugte Wärme	Anteil	Volllaststunden
BHKW 1 + 2	1 - Grundlast	465 kW	Biogas: 816.013 m ³	1.988.786 kWh	99 %	4.277 h
Heizstab	2 - Spitzenlast	250 kW	Strom (Strommix): 31.350 kWh	31.350 kWh	2 %	126 h
Ungedeckte L...		-40 kW				
Pufferspeicher		60.000 L		578.993 kWh	29 %	

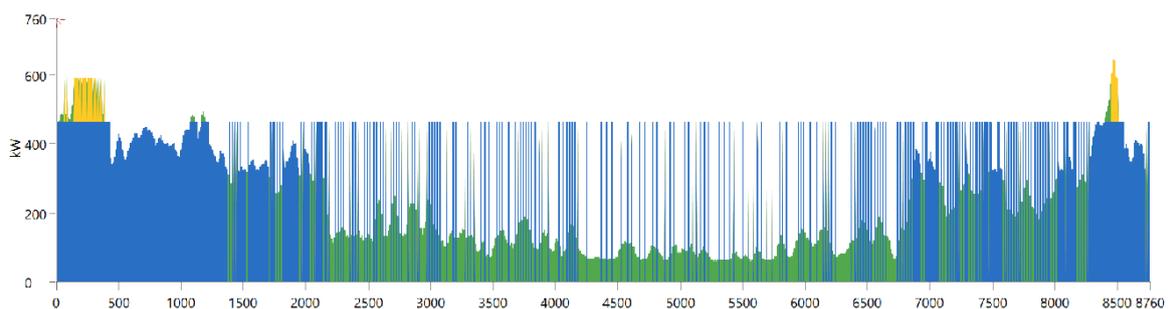


Abbildung 23: Jahresdauerlinie - Variante 2b Biogas BHKW + Heizstab

5.6.4 Variante 3: Abwärme aus der Biogasanlage (Direktvermarktung)

Die Biogasanlage verfügt über insgesamt drei BHKW's, so dass die thermische Leistung auf bis zu 995 kW gesteigert werden kann. In diesem Fall wird jedoch die

Bemessungsgrenze gem. dem EEG überschritten und die gesicherte Stromvergütung gem. EEG entfällt für den Betreiber der Anlage.

Das Betriebsmodell der Biogasanlage sieht dann schematisch wie folgt aus:

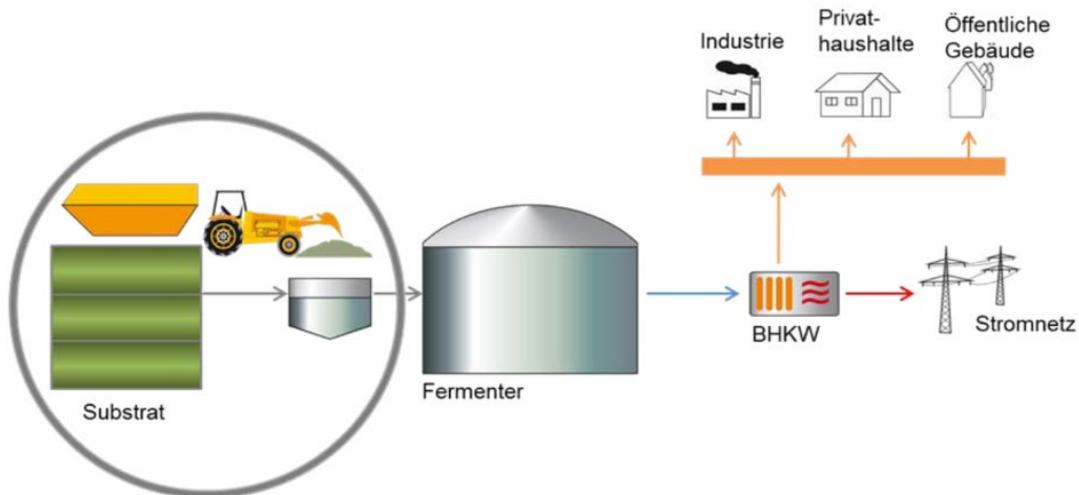


Abbildung 24: Wärmeversorgung aus Biogasanlage – Systembild

Quelle: Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht, TEXTE 24/2020; EUPLAN des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Das Energieflussbild zeigt, dass die gesamte erforderliche Wärme im Netz durch die Abwärme der BHKW's bereitgestellt werden kann:

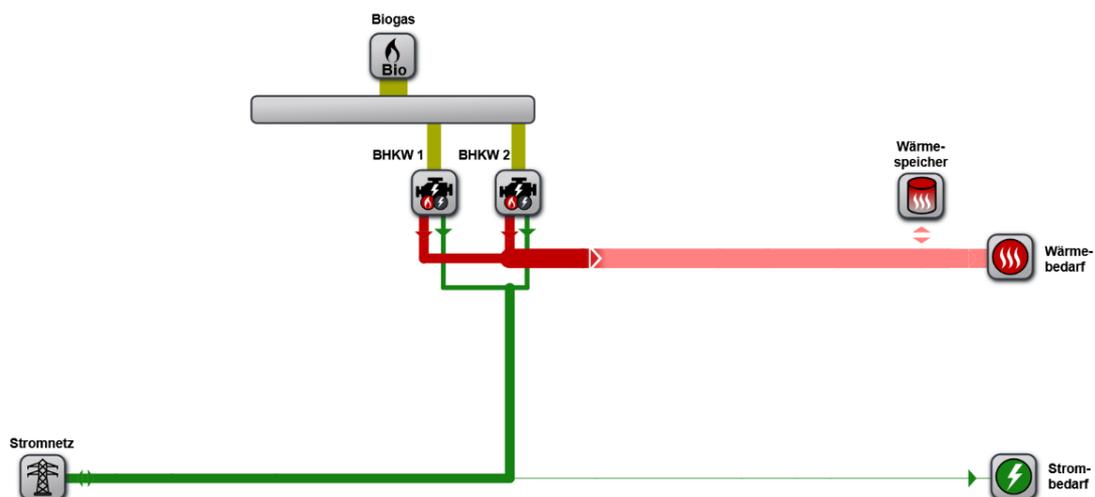


Abbildung 25: Energiefluss – Variante 3 Biogas-BHKW max.

Quelle: nPro Energy GmbH, Am Lerchenpfad 35, 41812 Erkelenz

Die Laufzeiten der BHKW's sind theoretisch wie in Tabelle 17 gestaffelt:

Tabelle 18: Auslegung Wärmeerzeuger – Variante 3 Biogas-BHKW max.

Wärmeerzeuger	Rang	Nennleistung	Brennstoffverbrauch	Erzeugte Wärme	Anteil
BHKW 1	1 - Grundlast	205 kW	Biogas: 601.809 m ³	1.374.744 kWh	68 %
BHKW 2	2 - Grundlast	276 kW	Biogas: 248.420 m ³	574.632 kWh	28 %
BHKW 3	3 - Grundlast	465 kW	Biogas: 27.855 m ³	67.890 kWh	3 %
Pufferspeicher		60.000 L		382.987 kWh	19 %

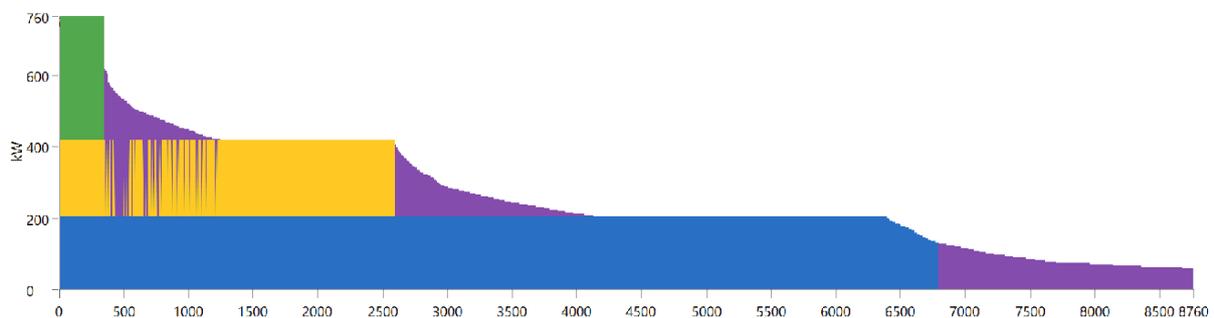
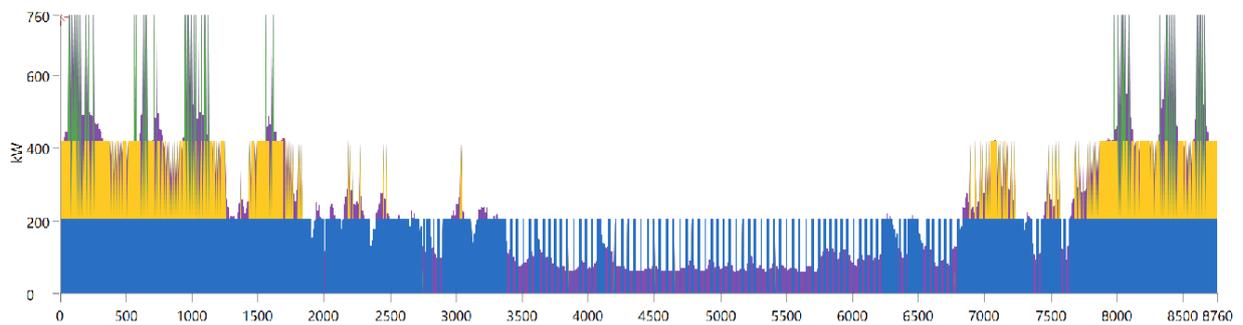


Abbildung 26: Jahresdauerlinien – Variante 3 Biogas-BHKW max.

Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., sophena Vers. 2.1

Außer einem Pufferspeicher mit einem Volumen von ca. 60.000 Liter wird bei dieser Auslegung kein weiterer Grund- oder Spitzenlastkessel mehr benötigt.

Die BHKW's laufen alle im Grundlastbetrieb. Die Abwärme wird über den Pufferspeicher an das Wärmenetz abgegeben. Eine besondere Steuerung ist dann nötig, wenn die BHKW's flexibel betrieben werden, d.h. immer nur dann laufen, wenn die Strompreise an der Börse hoch sind. Dieser ungleichmäßige Betrieb muss über den Pufferspeicher abgefangen werden, so dass stets eine ausreichende Wärme für das Netz zur Verfügung steht.

5.6.5 Variante 4: Abwärme aus der Biogasanlage (EEG-Fahrweise) plus WP

Für diese Auslegung wird untersucht, ob eine Sole-/Wasser-Wärmepumpe (Großwärmepumpe) anstelle des HHS-Kessels eingesetzt werden kann. Als Wärmequelle steht die Wärme aus dem sog. Gärreste-Silo zur Verfügung. In dieses Silo wird regelmäßig das ausgegaste Substrat aus dem Fermenter eingeleitet. Das minimale Volumen in diesem Behälter (Anfang der Heizperiode) beträgt ca. 500 m³. Es steigt bis zum Ende der Heizperiode (Ende Februar des folgenden Jahres) auf max. 3.925 m³ an. Die Temperatur der Gärreste beträgt ca. 20 bis 40 °C. Im Mittel wird von 20°C Quelltemperatur ausgegangen.

Die Temperatur wird dem Gärrestebehälter mit Hilfe eines außenliegenden Wärmetauschers entzogen und der WP in Form eines Wasservolumenstroms als Quelle zugeleitet. Je nach Auslegung der Hochtemperaturwärmepumpe (HT-WP) ist die Eintrittstemperatur am Verdampfer (Quelltemperatur) auf 8 °C bis max. 40 °C begrenzt. Die möglichen Austrittstemperaturen der HT-WP liegen zwischen 55°C und max. 95°C. Diese Temperatur reicht aus, um direkt in das Wärmenetz bzw. in den Pufferspeicher eingespeist zu werden.

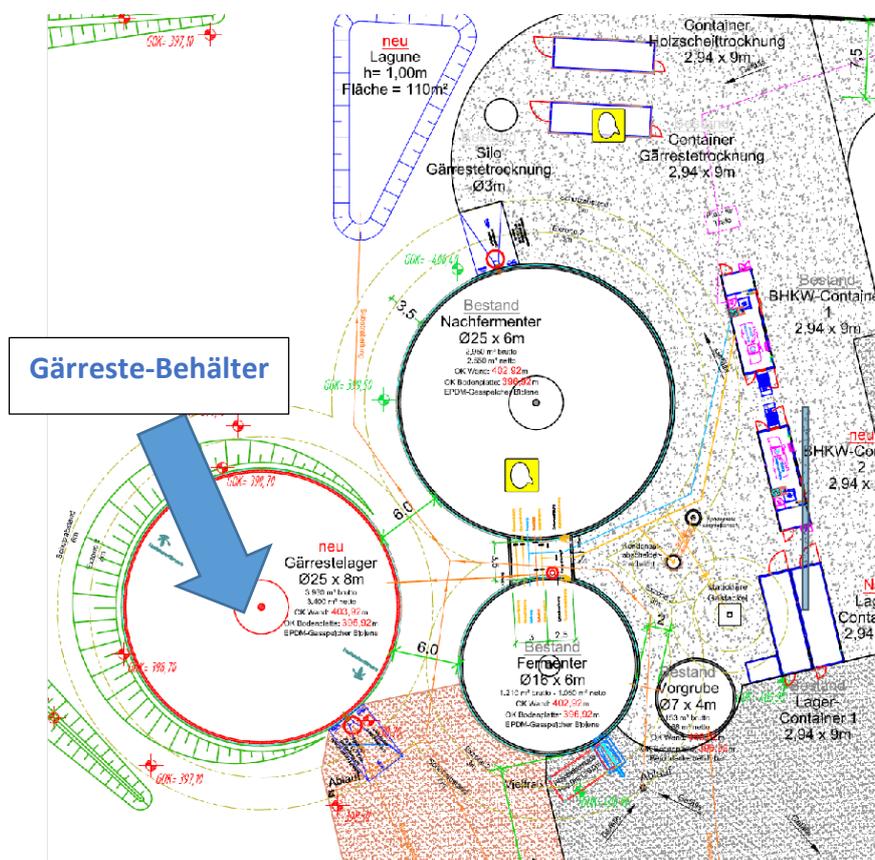


Abbildung 27: Saalstadt Biogasanlage – Planskizze mit Gärrestebehälter

Quelle: agriKomp, Bannberscheid, Plan-Nr.: 2015-01-LP,



Abbildung 28: Außenliegender Wärmetauscher für Fermenter- oder Gärreste-Substrat

Quelle: Fritz Paulmichl GmbH, Kisslegger Str., 13 88299 Leutkirch

Im Wärmeflussbild wird deutlich, dass auch die HT-WP nur einen sehr geringen Anteil an Wärme liefern wird:

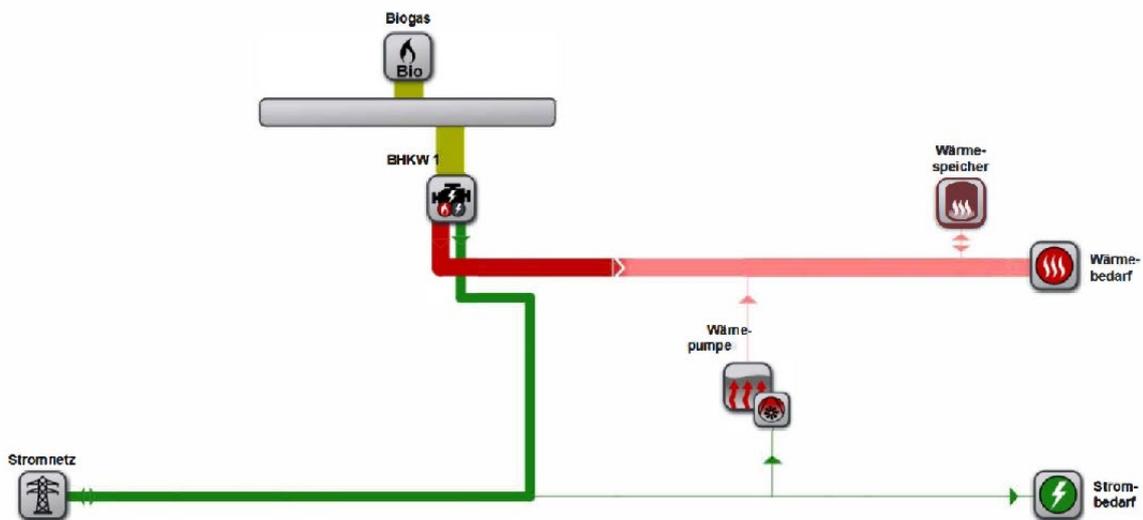


Abbildung 29: Energiefluss – Variante 4 Biogas-BHKW + WP

Quelle: nPro Energy GmbH, Am Lerchenpfad 35, 41812 Erkelenz

Die Laufzeiten der Wärmeerzeuger entspricht der Verteilung gem. Variante 2. Der HHS-Spitzenkessel wird lediglich durch die HT-WP ersetzt:

Tabelle 19: Auslegung Wärmeerzeuger – Variante 4 Biogas-BHKW + WP

Wärmeerzeuger	Rang	Nennleistung	Brennstoffverbrauch	Erzeugte Wärme	Anteil
BHKW 1 + 2	1 - Grundlast	465 kW	Biogas: 816.776 m ³	1.990.521 kWh	99 %
Sole/Wasser-WP	2 - Spitzenlast	250 kW	Strom (Strommix): 7.387 kWh	29.546 kWh	1 %
Ungedeckte Leistung		-40 kW			
Pufferspeicher		60.000 L		577.780 kWh	29 %

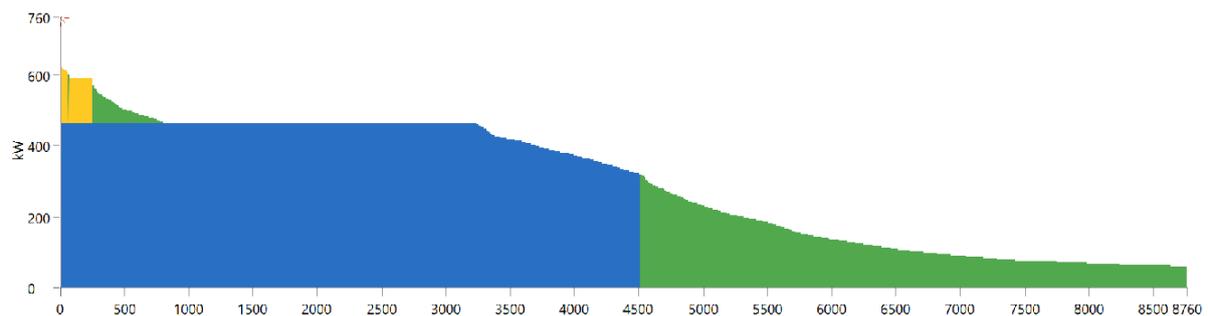
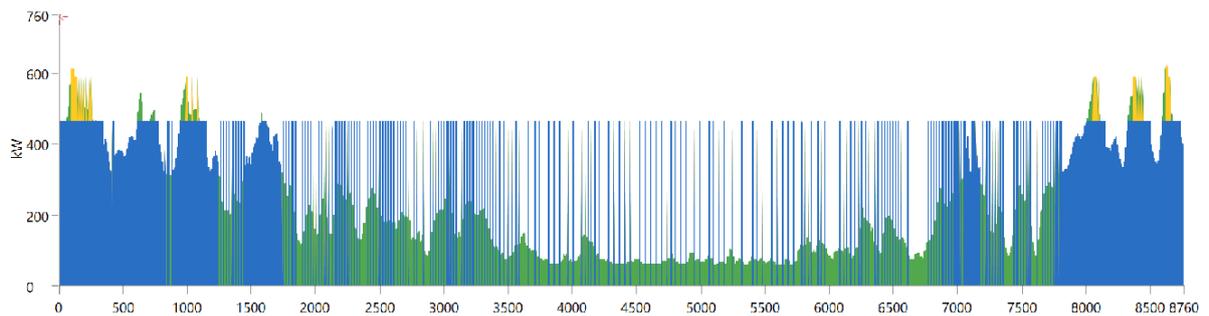


Abbildung 30: Jahresdauerlinien – Variante 4 Biogas-BHKW + WP

Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., sophena Vers. 2.1

Der Strombedarf der HT-WP kann komplett durch die BHKW's erzeugt und bereitgestellt werden, was sich positiv auf die Strombezugskosten auswirken wird. Die ungedeckte Leistung gem. Tabelle 18 kann falls erforderlich über einen Heizstab im Pufferspeicher bereitgestellt werden.

6 Kostenrahmen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 und gem. der einschlägigen AfA-Tabellen (Bundesministerium der Finanzen, 2000). Die Investitionskosten wurden durch Anfragen von Richtpreisangeboten bei führenden Herstellern ermittelt. Sofern keine Richtpreisangebote vorliegen wurden diese

überschlägig abgeschätzt. Die jährlichen Wärmegestehungskosten werden aus den kapitalgebundenen, den verbrauchsgebunden sowie den betriebsgebunden Kosten bestimmt.

Zusätzlich werden die Fördermittel aus dem Bundesprogramm für effiziente Wärmenetze (BEW) vom 15.09.2022 berücksichtigt. Dieses Programm fördert sowohl die Errichtung des Wärmenetzes als auch die Wärmeerzeugungsanlagen. Diese Förderung ist nicht mehr an einen Mindestwärmeabsatz pro Trassenmeter gebunden. Damit können auch Wärmenetze in ländlichen Gegenden profitieren.

Zusätzlich kann der Anschlussnehmer beim Anschluss an ein Wärmenetz aus dem Bundesprogramm für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) gefördert werden.

6.1 Rahmenbedingungen

Zur Bestimmung der verschiedenen Kostenanteile wird von folgenden Rahmenbedingungen ausgegangen:

Kapitalgebundene Kosten

Fremdkapital-Zinssatz	4 %
Abschreibung Sole/Wasser-WP	20 a
Abschreibung HHS-Kessel	18 a
Abschreibung Pufferspeicher	20 a
Abschreibung Regeltechnik/Elektro	15 a
Abschreibung warme Nahwärmeleitung (KMR)	30 a
Abschreibung Containeranlage / Gebäude	30 a
Abschreibung Übergabestationen	20 a

Verbrauchsgebundene Kosten

Spez. HHS-Preis	130	€/t
Mittlerer Strompreis WP	26	ct/kWh
Üblicher Wärmepreis aus BHKW's (EEG)	3,0 bis 6,0 ct/kWh	

Betriebsgebundene Kosten

Wartung und Instandhaltung HHS-Kessel	2,0 % der Investitionskosten
Wartung und Instandhaltung WP	2,0 % der Investitionskosten
Wartung und Instandhaltung HÜS	0,5 % der Investitionskosten
Wartung und Instandhaltung Gebäude	0,5 % der Investitionskosten
Wartung und Instandhaltung Techn. Anlagen	1,5 % der Investitionskosten

Wartung und Instandhaltung Nahwärmenetz	0,3 % der Investitionskosten
Kosten laufender Betrieb	ca. 100 Std pro Jahr

6.2 Wärmegestehungskosten (Vollkostenrechnung)

In allen Varianten wird von dem Vollausbau des Wärmenetzes und einem Anschluss aller 68 in Frage kommenden Gebäude ausgegangen.

Pro Anschluss wird ein Baukostenzuschuss von 6.000,- € brutto für den Hausanschluss und weitere 6.000,- € für die Installation der Hausübergabestation angesetzt. Diese Kosten trägt der Anschlussnehmer.

Ebenfalls wird davon ausgegangen, dass ein Zuschuss gem. der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) in Höhe von 40 % auf alle ansetzbaren Kosten gewährt wird.

6.2.1 Investitionen

Unter Berücksichtigung der möglichen BKZ-Einnahmen und der BEW-Förderung ergeben sich für die einzelnen Varianten folgende Investitionskosten und Finanzierungshöhen:

Tabelle 20: Investitionen der Wärmeversorgung - alle Varianten

Investitionskosten ohne MWST	Variante 1		Variante 2		Variante 2b		Variante 3		Variante 4	
	nur HHS		BHKW (EEG) + HHS		BHKW (EEG) + HHS		nur BHKW (ohne EEG)		BHKW (EEG) + WP	
HHS-Kessel 2x 330 kW	270.000 €									
HHS-Kessel 1 x 330 kW			185.000 €							
Elektro-Flanschheizkörper					86.000 €					
Verteileranlage Biogasanlage							60.000 €			
Sole/Wasser- Hochtemp-WP										351.000 €
Gebäude und Nebenanlagen	344.000 €		247.000 €		100.000 €		48.000 €			155.000 €
Wärmenetz / Ortsnetz	1.666.500 €		1.666.500 €		1.666.500 €		1.666.500 €			1.666.500 €
Hausübergabestationen	420.000 €		420.000 €		420.000 €		420.000 €			420.000 €
Sonstige /Planung	120.000 €		120.000 €		120.000 €		120.000 €			120.000 €
SUMME	2.820.500 €		2.638.500 €		2.392.500 €		2.314.500 €			2.712.500 €
BKZ-Zahlungen der Endkunden	- 685.714 €	-	685.714 €	-	685.714 €	-	685.714 €	-		685.714 €
BEW-Förderung (40 %)	- 771.400 €	-	678.500 €	-	678.500 €	-	569.000 €	-		728.200 €
Finanzierungssumme	1.363.386 €		1.274.286 €		1.028.286 €		1.059.786 €			1.298.586 €

Da die größte Investition in der Errichtung des Wärmenetzes liegt, fallen die Unterschiede zwischen den Varianten relativ gering aus.

6.2.2 Wärmegestehungskosten

Die nachfolgend ermittelten Wärmegestehungskosten in ct/kWh werden aus den Jahresvollkosten unter Berücksichtigung der Fördermittel, der BKZ, der Verbrauchs- und Betriebskosten sowie der Kapitalkosten (Zinsen) bezogen auf die absetzbare Wärmemenge berechnet. Die Wärmegestehungskosten geben die Erzeugungskosten von einer kWh Wärme von der Wärmeerzeugung bis zum Endkunden wider. Es handelt sich hierbei nicht um den Verkaufspreis an die Endkunden.

Tabelle 21: Wärmegestehungskosten der Varianten

Kosten netto		Variante 1 nur HHS	Variante 2 BHKW (EEG) + HHS	Variante 2b BHKW (EEG) + Heizstab	Variante 3 nur BHKW (ohne EEG)	Variante 4 BHKW (EEG) + WP
Investitionskosten	€	2.820.500	2.588.500	2.392.500	2.314.500	2.712.500
Finanzierungsbedarf n. Förderung	€	1.363.400	1.254.200	1.106.600	1.059.785	1.298.585
Kapitalkosten	€/a	95.438	87.794	77.462	74.185	90.901
Verbrauchskosten	€/a	79.832	72.390	73.650	91.123	70.942
Betriebskosten	€/a	22.569	20.035	17.320	15.869	22.694
Jahreskosten	€/a	197.839	180.219	168.432	181.177	184.537
Wärmegestehungskosten netto	ct/kWh	12,16	11,08	10,35	11,14	11,34
Wärmegestehungskosten brutto	ct/kWh	14,47	13,18	12,32	13,25	13,50

Im Variantenvergleich wird deutlich, dass die Nutzung der Abwärme der Biogasanlage zu den geringsten Wärmegestehungskosten führt. Insbesondere wenn die gesamte Wärme aus der Biogasanlage ausgekoppelt werden kann, ergibt sich ein günstiger Wärmegestehungspreis, was sich auf den Wärmepreis für die Verbraucher auswirken wird.

6.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse erfolgt ebenfalls in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067. Mithilfe der VDI 2067 können technische Anlagen normgerecht finanziell bewertet werden. Auf Grundlage der Investitionskosten, der üblichen Nutzungszeiträume sowie der Kosten und Einnahmen wird über die Kapitalwert-, die internen Zinsfuß-, sowie der Amortisationsmethode die Wirtschaftlichkeit des Betriebes ermittelt. Durch die Berechnung von Vergleichsvarianten kann die Wirtschaftlichkeit einer Anlage beurteilt werden.

Als Wirtschaftlichkeitskriterien werden angenommen, dass ein potenzieller Errichter und Betreiber Nahwärmenetzes eine Amortisationszeit von weniger als 15 Jahren und eine interne Verzinsung von mind. 5,0 % anstrebt. Dementsprechend wurde der durchschnittliche Wärme-Verkaufspreis in der dynamischen Vollkostenrechnung gem. VDI 2067 angepasst.

Für die untersuchten Varianten konnten folgende Wirtschaftlichkeitskennwerte ermittelt werden:

Tabelle 22: Wirtschaftlichkeit der Varianten

Kosten netto		Variante 1 nur HHS	Variante 2 BHKW (EEG) + HHS	Variante 2b BHKW (EEG) + Heizstab	Variante 3 nur BHKW (ohne EEG)	Variante 4 BHKW (EEG) + WP
Investitionen	€	2.820.500	2.588.500	2.392.500	2.314.500	2.712.500
BKZ	€	- 685.714	- 685.714	- 685.714	- 685.714	- 685.714
Förderung	€	- 771.400	- 678.500	- 678.500	- 569.000	- 728.200
Finanzierungsbedarf	€	1.363.386	1.224.286	1.028.286	1.059.786	1.298.586
Verbrauchskosten	€/Jahr	79.832	72.395	73.654	91.123	70.942
Betriebskosten	€/Jahr	22.569	19.034	17.319	15.869	22.694
Kapitalkosten	€/a	95.438	87.794	77.462	74.185	90.901
Erlöse aus Wärmeverkauf	€/Jahr	190.000	170.000	160.000	167.000	190.000
durchschn. erf. Wärmepreis	ct/kWh	11,68	10,45	9,83	10,26	11,68
Kapitalwert	€	181.037	199.710	113.894	117.717	144.017
Amortisationsdauer	Jahre	15,2	14,3	13,8	15,2	14,7
Interner Zinsfuß	%	5,2	5,4	5,0	5,0	5,0

Alle Varianten können mit dem angenommenen Wärmeverkaufspreis gem. Tabelle 22 wirtschaftlich betrieben werden. Über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren stellt sich Variante 2b am wirtschaftlichsten dar. Sie hat die kürzeste Amortisationsdauer sowie die größte interne Verzinsung.

Die Veränderung des Betriebsmodells der Biogasanlage in Variante 3 kann eine neue Genehmigung des Anlagenbetriebs erfordern. Gleiches gilt im Falle baulicher Veränderungen der Anlage. Für diesen Fall ist zu klären, ob eine neue oder geänderte Genehmigung für die Biogasanlage erforderlich ist oder ob bspw. eine Anzeige zur geänderten Betriebsweise bei der zuständigen Behörde genügt.

Ob sich bei der ggf. erforderlichen genehmigungsrechtlichen Neubewertung, die an sich schon als Hemmnis betrachtet werden könnte, inhaltliche rechtliche Hemmnisse herausstellen können, hängt vom jeweiligen neuen Betriebsmodell und den dafür maßgeblichen rechtlichen Anforderungen ab. Als rechtliche Hemmnisse können sich bspw. Vorgaben zu Emissionswerten (TA Luft, TA Lärm) oder Vorgaben für die Lagerdauer von Substraten erweisen.

6.4 Wärmekosten für die Endkunden

Für die Versorgung der Endkunden werden die ermittelten Wärmegestehungskosten in einen

- Grundpreis pro kW-Anschlussleistung und einen
- Arbeitspreis pro verbrauchter kWh Wärme

umgerechnet.

Aus den durchschnittlichen Wärmegestehungskosten lässt sich folgende Endkundenpreisstellung ableiten:

- Grundpreis: 80,- €/kWh brutto
- Arbeitspreis: 7,5 ct/kWh brutto

Die Jahresgesamtkosten für die Endkunden werden gem. VDI 2067 (Vollkosten) ermittelt. Für ein Bestandsgebäude mit einem Jahreswärmebedarf von 27.500 kWh incl. WW-Bereitung und einer Anschlussleistung von 20 kW werden folgende Vergleichskosten ermittelt:

Tabelle 23: Heizkostenvergleich aus Sicht des Endkunden

Wirtschaftlichkeitsrechnung zur Energiepreisermittlung gemäß VDI 2067: Einzelhausheizungen für ein typisches Einfamilienhaus - ALTBAU				brutto
Struktur- und Energiedaten	Einheit	Öl- Kessel	Holzpelletsessel	Nahwärme
Beheizte Fläche:	m ²	150	150	150
Anzahl Personen / Bewohner:	1	4	4	4
Wärmeleistungsbedarf/Heizlast:	kW _{th}	20,0	20,0	20,0
Jahreswärmebedarf Raumheizung:	kWh _{th} /a	22.500	22.500	22.500
Jahreswärmebedarf Warmwasser:	kWh _{th} /a	5.000	5.000	5.000
Jahreskühlbedarf zur Temperierung:	kWh _{th} /a			
Jahreskühlbedarf (Wärmeeinheiten):	kWh	0	0	0
Jahreswärmebedarf (Wärmeeinheiten):	kWh_{th}/a	27.500	27.500	27.500
Jahresnutzungsgrad / Jahresarbeitszahl:	%/a, [1]	90	85	4,0
Primärenergie Kessel:	kWh/a	30.556	32.350	27.500
Strombedarf	kWh/a	50	50	50
Investitionen (Brutto)	Einheit	Öl- BW - Kessel	Holzpelletsessel	Nahwärme
Wärmeerzeuger / HAS	€	15.000	35.000	6.000,00
Brennstofflager / BKZ	€	1.800	4.000	6.000,00
Kühlgeräte in Splitt-Ausführung	€	0	0	0
Gas- / Elektro-Installation	€	1.000	1.000	600
Schornsteinanlage:	€	4.100	5.300	0
Förderung	20 % / 40 %		-9.060	-4.800
Gesamtinvestition:	€	21.900	36.240	7.800
Energiepreise, Wirtschaftliche Daten	Einheit	Öl- BW - Kessel	Holzpelletsessel	Nahwärme
Erdgas- / Wärme - Grundpreis:	€/a	0,00	0,00	1.600,00
Strom-Grundpreis:	€/a	0,00	0,00	0,00
Flatrate - Solenutzung:	€/kWh/a	0,00	0,00	
Heizöl-, Holzpelletspreis, Wärme	ct/kWh	10,00	9,00	7,50
Strompreis:	ct/kWh	40,00	40,00	31,30
Kapitalkosten (Annuität für 1,5%, 20 Jahre):	€/a	930,75	1.540,20	331,50
Betriebskosten (Wartung, Schornsteinfeger, Strom):	€/a	250,00	300,00	150,00
Brutto-Wärmepreisermittlung gemäß VDI 2067 "Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung"				
Kostenart	Einheit	Öl- BW - Kessel	Holzpelletsessel	Nahwärme
Grundkosten für die Wärmeversorgung:	€/a	0,00	0,00	1.600,00
Erdgas-/Heizöl-/Holzpellets-, Stromkosten:	€/a	3.075,56	2.931,50	2.078,15
Kapitalkosten:	€/a	930,75	1.540,20	331,50
Betriebskosten (Wartung, Schornsteinfeger, Strom):	€/a	300,00	400,00	0,00
Jahresenergiekosten Heizung, Warmwasser	€/a	4.306,31	4.871,70	4.009,65
Wärmepreis MIT Kapitalkosten		15,66	17,72	14,58
Wärmepreis OHNE Kapitalkosten(Brennstoffkosten)		11,18	10,66	13,38
CO2 - Erzeugung	kg	9.718	734,00	2.500
Primärenergiefaktor		1,1	0,20	0,2
		201	0	
			Grundpreis pro kW:	80,00 €
			Wärmepreis pro kWh:	0,075 €

Die Errichtung einer neuen Öl-Heizung wurde in der Tabelle lediglich zum Vergleich dargestellt. Diese Möglichkeit wird es aufgrund der neuen gesetzlichen Situation nicht

mehr geben, da zukünftig ein Anteil von 65 % erneuerbarer Energien bei allen neu errichteten Heizungen vorgeschrieben ist.

Geht man einer deutlichen Erhöhung der CO₂-Bepreisung aus, so werden sich die Verbrauchskosten einer Öl-Heizung drastisch erhöhen. Sobald die CO₂-Zertifikate frei gehandelt werden, könnte der Heizöl-Preis für nach VDI-Prognosen bis auf 3,0 € pro Liter ansteigen (s. Tabelle 24).

Damit würden sich die Jahreskosten für eine Öl-Heizung in der oben dargestellten Tabelle im besten Fall um ca. 3.000 € und im schlechtesten Fall um ca. 6.000,- € erhöhen!

Tabelle 24: CO₂-Bepreisung auf Heizöl - Prognosen

							Versteigerungsphase, CO ₂ Handel		
Entwicklung des CO₂ Preises pro Liter Heizöl							auf Basis CO ₂ Preis 2022	erwartet, untere Prognose	Prognose VDI aus dem Jahr 2021
Heizöl, Diesel	2021	2023	2024	2025	2026	2027	2027	2027	
1 Tonne	25,00 €	30,00 €	35,00 €	45,00 €	65,00 €	120,00 €	300,00 €	700,00 €	
1 kg	0,025 €	0,030 €	0,035 €	0,045 €	0,07 €	0,12 €	0,30 €	0,70 €	
2,64 kgCO ₂ /l									
CO ₂ €/Liter	0,07 €	0,08 €	0,09 €	0,12 €	0,17 €	0,32 €	0,79 €	1,85 €	
Heizöl Preis pro Liter		1,19	1,28 €	1,31 €	1,36 €	1,51 €	1,98 €	3,04 €	

Quelle: Berechnung Ing-Büro Kurt Zimmer, Wiesweiler

Im Vollkostenvergleich aus Kundensicht (Tabelle 23) wird deutlich, dass die Anfangsinvestition beim Anschluss an ein Nahwärmenetz deutlich geringer ausfällt als bei einer sonstigen Erneuerung der Heizungsanlage. Diese belaufen sich unter Berücksichtigung der derzeit möglichen Einzel-Förderung gem. dem BEG EM auf 7.800,- € brutto. Der Kunde erhält dafür eine „neue“ Wärmeversorgungsanlage sowie die gesamte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen ohne Mehrkosten. Außerdem entfallen Kosten für Schornsteinfeger und es wird kein Platz für die Brennstofflagerung im Gebäude benötigt.

Die höheren Verbrauchskosten im Falle der Wärmelieferung ergeben sich vor allen durch den zusätzlichen Grundpreis, der für die Vorhaltung des Netzes und der Wärmeerzeugung anfällt.

Insgesamt ergeben sich vergleichbare Jahresgesamtkosten, die dem Einbau eines eigenen Pellet-Kessels mit entsprechender Leistung.

Folgende vereinfachte Darstellung der Vollkosten für die Endverbraucher verdeutlicht diese Zusammenhänge:

Tabelle 25: Vereinfachte Vollkostenbetrachtung

Heizungsdaten		Öl-Kessel	Holzpelletkessel	Nahwärmeanschluss
Installierte Leistung	kW	25	25	18
Brennstoffverbrauch	l/kg	3.000	6.000	-
Wirkungsgrad		0,90	0,90	1,00
Erzeugte Wärmemenge	kWh	27.000	27.000	27.000
Brennstoffpreis	€/l ; €/kg	1,00	0,40	
Grundpreis	€/kW			80,00
Wärmepreis	€/kWh			0,075
Verbrauchskosten	€/Jahr	3.000 €	2.400 €	3.465 €
Wartung / Instandsetzung		250 €	300 €	
Schornsteinfeger		50 €	60 €	
Verbrauchskosten pro Jahr		3.300 €	2.760 €	3.465 €
Investitionen		20.000 €	36.000 €	12.000 €
Förderung			- 7.200 €	- 4.800 €
Investitionen incl. Förderung		20.000 €	28.800 €	7.200 €
Gesamtkosten in 20 Jahren <u>OHNE</u> Preissteigerung		86.000 €	84.000 €	76.500 €

Weitere nicht monetäre Vorteile eines Wärmeanschlusses sind:

1. **Stabile Energiepreise:** Die Preise für Nahwärme sind oft langfristig stabil oder können sogar sinken, da die Wärmequelle, insbesondere wenn sie erneuerbar ist, weniger anfällig für Preisschwankungen auf dem Energiemarkt ist.
2. **Komfort und Bequemlichkeit:** Nahwärmenetze bieten eine kontinuierliche und zuverlässige Wärmeversorgung ohne die Notwendigkeit, sich um den Kauf von Brennstoffen oder die Wartung eines individuellen Heizsystems zu kümmern.
3. **Umweltfreundlichkeit:** Der Anschluss an ein Nahwärmenetz, das erneuerbare Energien nutzt, kann dazu beitragen, die CO₂-Emissionen zu reduzieren und somit zur Umweltfreundlichkeit beitragen.
4. **Geringer Platzbedarf:** Individuelle Heizsysteme erfordern oft viel Platz für Brennstofflagerung, Heizkessel und Schornsteine. Bei Nahwärmenetzen entfällt dieser Platzbedarf, was den Raumbedarf in Gebäuden reduziert.
5. **Weniger Wartungsaufwand:** Die Wartung und Instandhaltung der Wärmeerzeugungseinrichtungen liegt in der Regel beim Betreiber des Nahwärmenetzes, nicht beim Anschlussnehmer. Dies verringert den Aufwand und die Kosten für die Wartung.
6. **Zukunftssicherheit:** Nahwärmenetze können flexibel gestaltet werden und sich an zukünftige Entwicklungen in der Energieversorgung anpassen. Dies bedeutet, dass

Anschlussnehmer von den Vorteilen neuerer und effizienterer Technologien profitieren können.

7 CO_{2e} – Emissionsbilanz und Treibhausgasneutralität

Eine ökologische Bewertung der Wärmeversorgungsvarianten erfolgt mit einer CO_{2e}-Emissionsbilanz. Dazu werden spezifischen Emissionsfaktoren der Bundesregierung herangezogen (Entwurf eines Gesetzes zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude, Drucksache 19/16716).

Verwendete CO_{2e}-Kennwerte:

Abwärme aus Biogasanlage :	0 g/kWh (Die Stromgutschrift für den erzeugten Strom reduziert den CO ₂ -Ausstoß auf Null)
Holzackschnitzel:	20 g/kWh
Pellet:	27 g/kWh
Öko-Strom (Netz):	30 g/kWh

Aus der Bilanz wird ersichtlich, dass die Nutzung der Abwärme aus der Biogasanlage zur größten CO₂-Einsparung führt:

Tabelle 26: CO₂-Bilanz

		Variante 1 nur HHS	Variante 2 BHKW (EEG) + HHS	Variante 3 nur BHKW (ohne EEG)	Variante 4 BHKW (EEG) + WP	Standardvariante Pellet-Einzelheizung
Leistungsbedarf	kWh th	903	903	903	903	
Gleichzeitigkeitsfaktor		80%	80%	80%	80%	
Auslegungsleistung		722	722	722	722	
Wärmebedarf	kWh/a	1.625.490	1.625.490	1.625.490	1.625.490	1.625.490
Wärmeverluste Trasse	kWh/a	392.260	325.098	325.098	325.098	0
Produktionsmenge		2.017.750	2.017.750	2.017.750	2.017.750	1.625.490
Wärmeerzeugung						
BHKW - Biogasanlage	kWh/a		1.988.050	2.017.750	1.988.050	
HHS-Kessel	kWh/a	2.241.944	29.700			
Wärmepumpe	kWh/a				29.600	
Pellet-Kessel	kWh/a					1.806.100
Strombedarf						
Wärmepumpe	kWh/a				11.840	
Hilfsenergie	kWh/a	32.540	32.540	32.540	32.540	
CO₂-Emission (g CO₂/kWh)						
Abwärme Biogasanlage	0		-	-	-	
HHS	27	60.533	802			
Pellet	36					65.020
Öko-Strom (Netz)	0					
SUMME CO₂	kg/a	60.533	802	-	-	65.020

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht das Ergebnis:

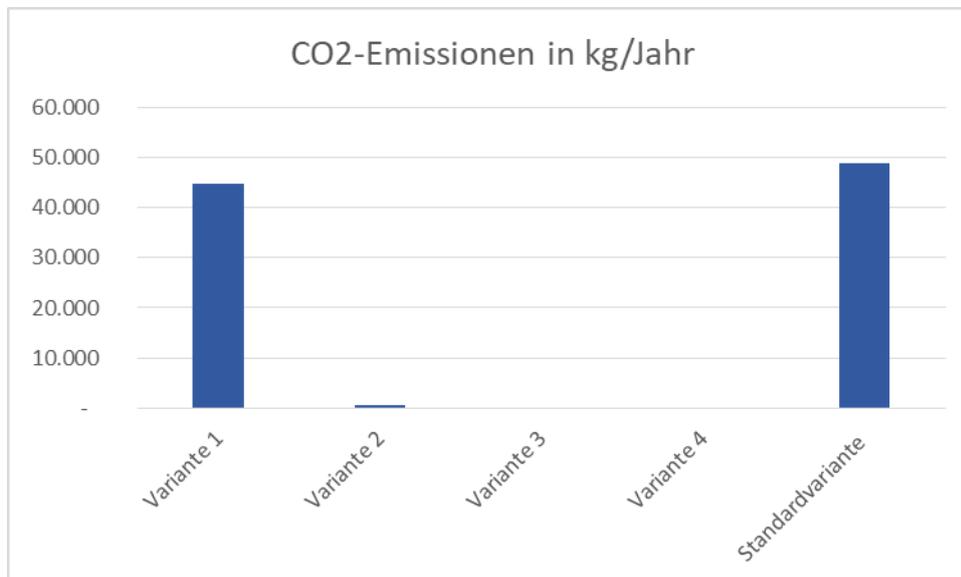


Abbildung 31: CO2-Bilanz

Eine Darstellung des Pfades zur Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 entfällt, da bei allen Varianten bereits von Anfang an eine 100%ige Deckung der Wärmeerzeugung durch erneuerbare Energien gewährleistet ist.

8 Maßnahmen zur Bürgerbeteiligung und Stärkung der Akzeptanz

Folgende Maßnahmen zur Bürgerbeteiligung wurden bereits erbracht:

Seit mehreren Jahren befasst sich eine Projektgruppe in der Ortsgemeinde mit dem Thema „nachhaltige Wärmeversorgung“ der Gemeinde. Die Projektgruppe besteht aus Bürger und Bürgerinnen der Gemeinde, aus Ratsmitgliedern sowie dem Anlagenbetreiber der Biogas-anlage.

In der Vergangenheit hat die Projektgruppe mehrere öffentliche und nichtöffentliche Sitzungen durchgeführt und das Thema intensiv bearbeitet. Auch wurden bereits Bürgerinformationsveranstaltungen durchgeführt und schriftliche Informationen an alle Haushalte im Ort verteilt.

Darüber hinaus fand eine Besichtigung einer Nahwärmeversorgung in der Gemeinde Kappel statt, an der neben der Projektgruppe auch interessierte Bürger und Bürgerinnen teilnahmen. Zusätzlich lud die Projektgruppe mehrere potenzielle Netzbetreiber und Hersteller zu Ihren Sitzungen ein, um weitere Informationen zur Machbarkeit, zu den Kosten sowie zur Wirtschaftlichkeit eines Nahwärmenetzes zu erhalten.

In einer ersten Haushaltsbefragung wurde das Interesse an einer Nahwärmeversorgung für die Gemeinde abgefragt. Die große Zahl der Rückantworten (121 von 139 Haushalten) weist auf das allgemeine Interesse der Bürger und Bürgerinnen hin. Folgende Interessensbekundungen wurden vorgenommen:

- 85 Haushalte sind sehr interessiert
- 15 Haushalte zeigen sich verhalten und wollen abwarten
- 18 Haushalte zeigen kein Interesse
- 18 Haushalte haben sich nicht an der Befragung beteiligt

In einem zweiten Schritt wurde ein Fragebogen an alle Haushalte verteilt, um die derzeitige Beheizungsstruktur und die Wärmebedarfe der einzelnen Gebäude zu ermitteln. Auch an dieser Umfrage beteiligten sich viele Eigentümer (81 Rückantworten). Diese Daten bilden eine wesentliche Grundlage für die Machbarkeitsstudie und die Auslegung und Wirtschaftlichkeit eines möglichen Nahwärmenetzes für die Gemeinde.

Über die Vergabe und die Erstellung der Machbarkeitsstudie wurde ebenfalls ein Informationsschreiben an alle Haushalte ausgeteilt. Nach Fertigstellung Studie wird diese zunächst im Gemeinderat und dann in einer Bürgerversammlung vorgestellt.

9 Mögliche Betreibermodelle

Es gibt verschiedene Betreibermodelle für den Betrieb eines örtlichen Wärmenetzes, je nach den örtlichen Gegebenheiten, den Zielen und den beteiligten Parteien. Hier sind einige gängige Betreibermodelle aufgeführt:

- **Kommunaler Betreiber:**

Die örtliche Kommune betreibt das Wärmenetz selbst oder durch eine Tochtergesellschaft. Dieses Modell bietet eine direkte Kontrolle über den Betrieb und ermöglicht es der Kommune, die Energiepolitik und Preise zu beeinflussen.

- **Gemeinsame kommunale Betriebs-GmbH:**

Die Kommune hält eine Mehrheitsbeteiligung an einer gemeinsamen Gesellschaft und hat somit die Entscheidungsbefugnisse.

- **Energieversorgungsunternehmen (EVU):**

Ein kommerzielles Energieversorgungsunternehmen betreibt das Wärmenetz. EVUs haben oft die erforderliche technische Expertise und Infrastruktur, um ein effizientes Netzwerk zu betreiben.

- **Contracting-Modell:**

Ein Dienstleistungsunternehmen bietet Contracting-Dienstleistungen für das Wärmenetz an. Dabei übernimmt das Unternehmen Planung, Bau, Betrieb und Wartung des Wärmenetzes. Dieses Modell kann für Gemeinden attraktiv sein, die nicht über die Ressourcen für den Eigenbetrieb verfügen.

- **Genossenschaftliches Modell:**

Eine Genossenschaft, bestehend aus lokalen Einwohnern oder Unternehmen, betreibt das Wärmenetz gemeinschaftlich. Dieses Modell fördert die lokale Beteiligung und kann die Akzeptanz in der Gemeinschaft erhöhen.

- **Öffentlich-Private Partnerschaft (ÖPP):**

Bei einer ÖPP arbeiten öffentliche und private Organisationen zusammen, um das Wärmenetz zu betreiben. Dieses Modell kann die Finanzierung und den Know-how-Transfer erleichtern.

Die Wahl des besten Betreibermodells hängt von verschiedenen Faktoren ab, einschließlich der finanziellen Möglichkeiten, der technischen Infrastruktur, der politischen Ziele und der Präferenzen der Gemeinschaft. In jedem Fall ist eine sorgfältige Analyse und Planung erforderlich, um das geeignetste Modell für ein örtliches Wärmenetz zu finden.

9.1 Kommunalen Betreiber oder kommunale Betriebsgesellschaft

Die Energieagentur des Landes Rheinland-Pfalz äußert sich in ihrem „Praxisleitfaden zur Nahwärmeversorgung“ wie folgt:

„Versorgt eine Kommune nicht nur ihre eigenen Liegenschaften mit Wärme, sondern auch externe Dritte, zum Beispiel über ein Nahwärmenetz, so ist die Kommune als Energielieferant wirtschaftlich tätig. Die rechtlichen Voraussetzungen, unter denen eine Kommune wirtschaftlich tätig werden kann und darf, sind in den Gemeinde- und Kreisordnungen festgelegt.“

Nach der Rheinland-Pfälzischen Gemeindeordnung darf eine Gemeinde ein wirtschaft-

liches Unternehmen im Bereich der Energieversorgung nur dann errichten, wenn das Unternehmen in einem angemessenen Verhältnis zur Leistungsfähigkeit der Gemeinde steht. Im Hinblick auf die kommunale Verschuldung sowie die personelle Ausstattung ist dies für kleine Kommune i.d.R. kaum zu erfüllen.

Die Gemeinden können als Betreiber des Wärmenetzes jedoch durch Satzung für Grundstücke den Anschluss an das Wärmenetz vorschreiben, sofern dafür ein öffentliches Interesse besteht bzw. es sich um eine dem Gemeinwohl dienende Einrichtung handelt (Anschlusszwang). Gleichzeitig wird dann auch die Benutzung dieser dem Gemeinwohl dienender Einrichtungen vorgeschrieben (Benutzungszwang).

Die Gemeinde kann die Energieversorgung vertraglich auf einen privaten Anbieter übertragen, der seinerseits mit den Eigentümern Energielieferverträge abschließt (Contracting). Die Erfüllung öffentlicher Aufgaben der Gemeinde durch Private ist grundsätzlich möglich. Allerdings muss die Gemeinde dann entsprechende Einflussmöglichkeiten behalten. Soll zugunsten eines Privaten ein Anschluss und Benutzungszwang angeordnet werden,

"Ist die Gemeinde jedoch – um den Charakter als öffentliche Einrichtung zu wahren – verpflichtet, durch entsprechende Vereinbarungen sicherzustellen, dass die öffentliche Einrichtung den Einwohnern wie eine durch die Gemeinde selbst betriebene zur Verfügung steht. Dies bedingt, dass sich die Gemeinde soweit Einfluss verschafft, dass das allgemeine und grundsätzlich gleiche Benutzungsrecht aller Einwohner zu angemessenen Bedingungen gesichert ist."

Quelle: OVG Münster, Beschl. v. 13.3.2018 – 15 A 971/17, KommJur 2018, 303; ebenso VG Göttingen, Beschl. v. 27.11.2019, 3 B 179/19 sowie gleichlautend 3 B 181/19, Amtl. Umdruck S. 4 (nicht rechtskräftig)

Die Gemeinde muss dazu einen "maßgeblichen Einfluss auf die wesentlichen Fragen der Betriebsführung" haben. D.h., sie muss wesentliche Entscheidungen zur technischen Umgestaltung der bestehenden Fernwärmeversorgungsanlage und Erweiterungen letztverbindlich bestimmen können. Dies betrifft auch Entgelterhöhungen und Regelungen über den Fortbestand der Benutzungsrechte im Fall der Insolvenz.

Denkbar ist auch, mit einem privaten Partner **gemeinsam eine Betriebs-GmbH** zu gründen, an der die Gemeinde eine entsprechende Mehrheitsbeteiligung und Entscheidungsbefugnisse hat. Auch in diesem Fall ist ein Anschluss- und Benutzungszwang durchaus möglich. Dies ist bei größeren Projekten, bei denen die Beschränkung der Haftung ein wichtiges Kriterium ist, sinnvoll. Die Gesellschafter haften jeweils mit ihrer Kapitaleinlage.

Die Führung der Gesellschaft obliegt dem Gesellschafter mit dem größten Gesellschaftsanteil. Es ist möglich, Bürger der Gemeinde oder sonstigen Private Anleger an der Gesellschaft zu beteiligen.

Die Gesellschaft (GmbH) zahlt stets Gewerbesteuer. Freibeträge gibt es nicht. Der Gewinn der Gesellschaft unterliegt der Körperschaftsteuer.

9.2 Contracting-Modell

Das Contracting-Modell bietet der Gemeinde mehrere Vorteile. Hier sind einige der wichtigsten Vorteile des Contracting-Modells aufgeführt:

- Geringes oder kein finanzielles Risiko: Beim Contracting-Modell übernimmt ein Dienstleistungsunternehmen (Contractor) die Investitionskosten für die Planung, den Bau und den Betrieb der Wärmeversorgungsanlage. Dies reduziert das finanzielle Risiko für die Gemeinde erheblich, da sie keine großen Kapitalinvestitionen tätigen muss. Allerdings geht die Gemeinde ein langfristiges vertragliches Verhältnis ein.
- Kosteneffizienz: Der Contractor hat oft Zugang zu effizienteren Technologien und kann Skaleneffekte nutzen, um die Kosten für den Betrieb der Anlage zu senken. Dies kann dazu führen, dass die Wärmeenergie zu wettbewerbsfähigeren Preisen angeboten wird.
- Fachwissen und Know-how: Das Dienstleistungsunternehmen verfügt über die erforderliche Fachkompetenz und das Know-how der Fachkräfte für die Planung, den Bau und vor allem den Betrieb der Anlage. Dies gewährleistet einen reibungslosen und effizienten Betrieb, ohne dass die Gemeinde selbst Fachpersonal einstellen muss.
- Entlastung der Verwaltung: Die Gemeinde muss keine eigenen Fachkräfte und Ressourcen für den technischen Betrieb einstellen oder vorhandene Verwaltungskräfte mit der Abrechnung etc. beschäftigen.
- Langfristige Partnerschaften: In der Regel werden Contracting-Verträge über einen längeren Zeitraum abgeschlossen (z.B. 10-20 Jahre). Dies fördert langfristige Partnerschaften zwischen der Gemeinde und dem Contractor, was eine kontinuierliche und zuverlässige Wärmeversorgung gewährleisten kann.
- Energieeffizienz und Nachhaltigkeit: Der Contractor hat oft ein Interesse daran, die Energieeffizienz der Anlage zu maximieren, da dies seine Betriebskosten senkt. Dies kann zu einer umweltfreundlicheren und nachhaltigeren Energieversorgung für die Gemeinde führen.
- Flexibilität: Das Contracting-Modell bietet Gemeinden Flexibilität bei der Auswahl der Energiequelle (z.B. Fernwärme, Biomasse, Geothermie) und der Vertragsgestaltung, um die spezifischen Bedürfnisse der Gemeinde zu erfüllen.
- Transparenz und Kontrolle: Gemeinden haben oft die Möglichkeit, den Betrieb und die Leistung der Anlage zu überwachen und sicherzustellen, dass die vereinbarten Standards eingehalten werden.

9.3 Genossenschaftliches Modell

Das genossenschaftliche Modell weist folgende Möglichkeiten auf:

- Lokale Beteiligung: In einer Genossenschaft haben lokale Einwohner, Unternehmen und Interessengruppen die Möglichkeit, sich direkt an der

Energieversorgung zu beteiligen. Dies fördert die lokale Mitbestimmung und das Engagement in der Gemeinschaft.

- Gemeinschaftliche Entscheidungsfindung: Genossenschaftsmitglieder haben demokratische Mitspracherechte und können gemeinsam über wichtige Entscheidungen im Zusammenhang mit der Energieversorgung abstimmen. Dies ermöglicht eine transparente und partizipative Entscheidungsfindung.
- Unabhängigkeit: Die Genossenschaft kann die Kontrolle über die Energieversorgung und -nutzung in der Gemeinde behalten und unabhängig von großen Energieversorgungsunternehmen agieren.
- Langfristige Ausrichtung: Genossenschaften sind oft auf langfristige Nachhaltigkeit und das Wohl der Gemeinschaft ausgerichtet, da ihre Mitglieder langfristig von der Energieversorgung profitieren wollen.
- Wirtschaftliche Vorteile: Genossenschaftsmitglieder können von den finanziellen Vorteilen der Energieerzeugung und -nutzung profitieren, sei es durch niedrigere Energiekosten oder die Teilhabe an den Gewinnen der Genossenschaft.
- Bildung und Bewusstseinsbildung: Genossenschaften können Bildungsprogramme und Initiativen zur Energieeffizienz und -bewusstseinsbildung in der Gemeinschaft unterstützen.
- Flexibilität bei der Organisationsstruktur: Die Organisationsstruktur einer Genossenschaft kann an die Bedürfnisse der Gemeinschaft angepasst werden, sei es als Energieerzeuger, -verteiler oder -dienstleister.
- Stärkung der sozialen Bindungen: Die Zusammenarbeit und Beteiligung in einer Genossenschaft kann die sozialen Bindungen in der Gemeinschaft stärken und das Gemeinschaftsgefühl fördern.

Alle Anschlussnehmer treten als Mitglied in die Genossenschaft ein und sind somit stimmberechtigt, was maßgeblich zur Akzeptanz beiträgt.

Die Betriebsführung kann die Genossenschaft vertraglich an einen Dienstleister, z.B. ein EVU, ausgliedern. Der Dienstleister stellt somit sein Know-how und seine Fachkräfte zur Verfügung, die Genossenschaft das Kapital.

Die Finanzierung der Genossenschaft erfolgt über die einzuzahlenden Geschäftsguthaben ihrer Mitglieder. Es gibt kein festgelegtes Mindestkapital. Allerdings sollte die Eigenkapitalquote ca. 30 % betragen. D.h., bei einem Sachanlagenwert von ca. 2,5 Mio. € sollte als Eigenkapital ca. 500.000 bis 750.000 € vorhanden sein. Dieses müsste durch die Mitglieder aufgebracht werden. Die Hinzunahme von neuen Mitgliedern ist jederzeit möglich, wodurch sich das Vermögen der Genossenschaft erhöhen lässt.

Ein weiterer Vorteil ist, dass die Genossenschaft die Wärme zu Selbstkosten an die Mitglieder abgeben kann. Erwirtschaftete Überschüsse werden als Rückvergütung an die Mitglieder vor Erstellung des Jahresabschlusses ausgezahlt.

9.4 Vergaberecht

Zum Vergaberecht führt der „Praxisleitfaden Nahwärme“ der energieagentur RLP folgendes aus:

„Je nach Wahl der Rechtsform sind auch vergaberechtliche Vorgaben zu beachten. So kann z. B. die schuldrechtliche Beteiligung Auswirkungen auf die sogenannte „In-House-Fähigkeit“ des betreffenden Unternehmens haben. Eine Kommune ist nur dann von der Durchführung eines Vergabeverfahrens befreit, wenn sie über den Auftragnehmer die gleiche Kontrolle ausübt wie über ihre eigene Dienststelle. Des Weiteren muss der Auftragnehmer seine Tätigkeit auch im Wesentlichen für die Kommune verrichten, die ihn kontrolliert.“

Abweichend davon stellt sich bei der Neu-Gründung einer Gesellschaft die Frage, inwieweit kommunale Akteure die Gesellschaft direkt mit Leistungen beauftragen können. Deshalb müssen Kommunen genau prüfen, ob eine direkte Vergabe ausnahmsweise zulässig ist.

Bei Energielieferverträgen (Contracting) handelt es sich um den Einkauf von Wärme. Dies gilt als öffentlicher Auftrag, der an die Vergabevorschriften gebunden ist.“

10 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO _{2e}	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (carbon dioxide equivalent, nach ISO 14067-1 Pre-Draft)
DHH	Doppelhaushälfte
EFH	Einfamilienhaus
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EWS	Erdwärmesonde
g	Gramm
GEG	Gebäudeenergiegesetz
Index f	Endenergie, DIN V 18599
Index th	Wärme
Index el	elektrische Energie
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kWh	Kilowattstunden
kW	Kilowatt
L/W-WP	Luft/Wasser-Wärmepumpe
m ²	Quadratmeter
MFH	Mehrfamilienhaus
MWh	Megawattstunden
NBG	Neubaugebiet
PV	Photovoltaik
S/W-WP	Sole/Wasser-Wärmepumpe
t	Tonne
THG	Treibhausgase

11 Literaturverzeichnis

BAFA. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, technische Anforderungen der Module 1 bis 4, Version: 1.1, 14.02.2023

BAFA. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, Modul 1: Auftragserstellung und Verwendungsnachweis, Version 2, 14.02.2023

BAFA. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, Modul 2: Antragsstellung, Informationsschrift Version2., 14.02.2023

BAFA. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, Modul 4: Antragsstellung, Informationsschrift, Version 1, 27.02.2023

Energieagentur Rheinland-Pfalz, Praxisleitfaden Nahwärme, 22.03.2022,

Fraunhofer, Leitfaden Nahwärme, Fraunhofer Umsicht,
<https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/kompetenz/energie/leitfaden-nahwaerme.pdf>

Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Energiegenossenschaften - Bürger, Kommunen und lokale Wirtschaft in guter Gesellschaft, Reinhardtstr. 18, 10117 Berlin

BMWi. (30. Dezember 2019). Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Bundesministerium der Finanzen. (15. Dezember 2000). AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter (AfA-Tabelle "AV"). Abgerufen am 15. Mai 2017 von http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/2000-12-15-afa-103.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, GEG 2024 – Referentenentwurf, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/20230331-referentenentwurf-2-geg-novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=4

GEMIS. (April 2017). GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) Version 4.94 - Stand: April 2017.

Landesamt für Geologie u. Bergbau RLP. (10. 11 2020). Online-Karten Geothermie. Von <https://www.lgb-rlp.de/karten-und-produkte/online-karten/online-karten-geothermie.html> abgerufen

Prof. Giel. (4. April 2017). Kalte Nahwärme ist kein Widerspruch sondern eine Chance. Vortrag am 12. Gebäudeenergietag Rheinland-Pfalz an der TH Bingen. Bingen.

Kreisverwaltung Rhein-Hunsrück-Kreis (Hrsg), Leitfaden Bürgernahwärmenetze im Rhein-Hunsrück-Kreis, M. A. Caterina Orlando, Dr. Alexander Reis, Dipl.-Betriebswirt Pascal Thome, ifas, Birkenfeld

Umweltgutachten, Biogasanlage Rutz, Saalstadt, Projektbüro für neue Energien, Dr. Markus Neusius, Betriebsjahr 2022

12 Anhang

12.2 Netzauslegung Fa. REHAU

Rohrnetzberechnung Nah-/Fernwärme

Programm Version 23.03.03



Projektnummer: 23_RS_W_R041
Projektbezeichnung: Saalstad
Bearbeiter: Ruben Diez Pind, y 5746, BS-BT-TECH
Erstellungsdatum: 07.09.2023
Ansprechpartner: Robert Kaspar
REHAU Verkaufsbüro: R_Süd-West

Parameter

Vorlauftemperatur:	80 °C	= Vorgabe Kunde
Rücklauftemperatur:	55 °C	= Vorgabe Kunde
Spreizung Vor-/Rücklauf:	25 K	= Vorgabe Kunde
Min. Fließgeschwindigkeit:	0,1 m/s	
Max. Fließgeschwindigkeit:	1,3 m/s	
Max. Rohrreibungsdrukgefälle:	236,3 Pa/m	
Temperatur Erreich:	10 °C	
Rohrrauigkeit:	0,007 mm	
Medium:	Wasser	
Dichte:	979 kg/m ³	
kinematische Viskosität:	0,43 m ² /s (10 ⁻⁶)	
spez. Wärmekapazität:	4,19 kJ/kgK	

Zusammenfassung

Volumenstrom gesamt:	8,67 l/s
Rohrvolumen gesamt:	14.868 l
Trassenlänge gesamt:	3.070 m
Trassenlänge Hausanschlussleitungen:	898 m
Trassenlänge Hauptleitung:	2.172 m
Anzahl der Abnehmer:	70
Anschlussleistung:	1.184 kW
min. Gleichzeitigkeit in einem Strang:	75 %
Anschlussleistung inkl. Gleichzeitigkeit:	888 kW
max. Druckverlust im Strang (ohne W T):	3,0 bar (Trasse 1 - 92)
Wärmeverlustleistung RAUTHERMEX:	45,4 kW (Berechnung gemäß DIN EN 15632 ohne Langzeitbetrachtung)

Die übersandten Planungsentwürfe beruhen auf den von Ihnen zur Verfügung gestellten Daten und Informationen sowie den einschlägigen technischen Regelwerken. Prüfen Sie bitte, ob die in der Planung verwendeten Werte und Annahmen sowie das Planungsergebnis zutreffend für Ihr Bauvorhaben sind. Die Grundlagen der Planung können Sie den Planungsergebnissen entnehmen. Der Planungsentwurf ist ausschließlich für REHAU Systeme gültig. Schnittstellen sowie Abhängigkeiten zu anderen Gewerken waren nicht Bestandteil unserer Planung. Beachten Sie bitte, dass für die weiteren Planungen und Montage unsere aktuellen Technischen Informationen berücksichtigt werden müssen, welche wir Ihnen auf Anfrage gerne zur Verfügung stellen. Durch Vernetzung unserer Planungsleistungen und der von REHAU zur Verfügung gestellten Ergebnisse anerkennen Sie unsere aktuellen Liefer- und Zahlungsbedingungen, welche abrufbar sind unter www.rehau.com/conditions oder auf Anfrage gem. zugesandt werden.

Teilstreckenübersicht



Projektnummer: 23_RS_W_R041
Projektbezeichnung: Saalstadt
Ansprechpartner: Robert Kaspar
Erstellungsdatum: 07.09.2023

bei max. R:
 Verteilung: **Maximum**
 Anschluss: **Maximum**

Trassenabschnitt	Funktion	Rohranordnung	Trassenlänge	Rohrabmessung	Rohr-abmessung	Auslastung	Leistung	Gleichzeitigkeit	Volumenstrom	Strömungsgeschw.	spez. Druckverlust	Druckverlust
TA	-	-	l	dxs	DN	-	Q	GLF	V	v	R	Δp
-	-	UNO/ DUO	m	mm		%	kW	%	l/s	m/s	Pa/m	bar (VL+RL)
1	HZ	UNO	259,7	125 x 11,4 (≈DN 100)	66	888	75	8,67	1,1	83	0,46	
2	HA	UNO	10,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	5#	33	100	0,33	0,6	157	0,04	
3	Verteil	UNO	36,9	125 x 11,4 (≈DN 100)	65	874	76	8,53	1,0	81	0,07	
4	HA	UNO	22,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	36	22	100	0,22	0,4	76	0,04	
5	Verteil	UNO	27,5	125 x 11,4 (≈DN 100)	65	869	77	8,48	1,0	80	0,06	
6	HA	UNO	15,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	65	20	100	0,20	0,6	211	0,07	
7	Verteil	UNO	44,2	125 x 11,4 (≈DN 100)	65	864	78	8,44	1,0	79	0,08	
8	Verteil	DUO	73,4	40 x 3,7 (≈DN 32)	5#	56	100	0,54	0,6	137	0,21	
9	HA	DUO	3,9	32 x 2,9 (≈DN 25)	36	22	100	0,22	0,4	76	0,01	
10	Verteil	DUO	22,8	32 x 2,9 (≈DN 25)	5#	33	100	0,33	0,6	157	0,08	
11	HA	DUO	14,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	36	11	100	0,11	0,3	74	0,02	
12	HA	DUO	57,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	36	22	100	0,22	0,4	76	0,09	
13	Verteil	UNO	29,4	125 x 11,4 (≈DN 100)	63	847	80	8,26	1,0	76	0,06	
14	HA	UNO	15,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	39	12	100	0,12	0,4	84	0,03	
15	Verteil	UNO	29,3	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	78	838	81	8,18	1,3	139	0,10	
16	HA	UNO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	67	21	100	0,20	0,6	221	0,04	
17	Verteil	UNO	4,2	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	76	823	81	8,03	1,3	135	0,03	
18	HA	UNO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	33	10	100	0,10	0,3	62	0,01	
19	Verteil	UNO	31,2	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	76	816	81	7,96	1,3	132	0,10	
20	HA	UNO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	50	15	100	0,15	0,5	131	0,02	
21	Verteil	UNO	28,0	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	75	805	81	7,86	1,2	129	0,09	
22	HA	UNO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	36	11	100	0,11	0,3	74	0,01	
23	Verteil	UNO	6,5	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	74	797	81	7,78	1,2	127	0,04	
24	HA	UNO	10,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	63	19	100	0,19	0,6	200	0,04	
25	Verteil	UNO	13,1	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	73	782	81	7,64	1,2	123	0,05	
26	HA	UNO	10,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	5#	17	100	0,16	0,5	153	0,03	
27	Verteil	UNO	7,7	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	71	770	81	7,52	1,2	119	0,04	
28	HA	UNO	10,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	5#	17	100	0,16	0,5	153	0,03	
29	Verteil	UNO	6,8	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	70	758	81	7,40	1,2	116	0,03	
30	HA	UNO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	33	10	100	0,10	0,3	62	0,01	
31	Verteil	UNO	17,7	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	70	751	82	7,33	1,2	114	0,06	
32	HA	UNO	8,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	46	29	100	0,28	0,5	119	0,02	
33	Verteil	UNO	41,6	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	68	729	82	7,12	1,1	108	0,11	
34	HA	UNO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	48	15	100	0,14	0,4	123	0,02	

Die übersandten Planungsentwürfe beruhen auf den von Ihnen zur Verfügung gestellten Daten und Informationen sowie den einschlägigen technischen Regelwerken. Prüfen Sie bitte, ob die in der Planung verwendeten Werte und Annahmen sowie das Planungsergebnis zutreffend für Ihr Bauvorhaben sind. Die Grundlagen der Planung können Sie den Planungsergebnissen entnehmen. Der Planungserbauauf ist ausschließlich für REHAU Systeme gültig. Schnittstellen sowie Abhängigkeiten zu anderen Gewerken werden nicht Bestandteil unserer Planung. Beachten Sie bitte, dass für die weiteren Planungen und Montage unsere aktuellen Technischen Informationen berücksichtigt werden müssen, welche wir Ihnen auf Anfrage gem. zur Verfügung stellen. Durch Vernetzung unserer Planungsleistungen und der von REHAU zur Verfügung gestellten Ergebnisse anerkennen Sie unsere aktuellen Liefer- und Zahlungsbedingungen, welche abrufbar sind unter www.rehau.com/conditions oder auf Anfrage gem. zugesandt werden.

Teilstreckenübersicht



Trassenabschnitt	Funktion	Rohrordnung	Trassenlänge	Rohr-messung	Rohr-abmessung	Auslastung	Leistung	Gleichzeitigkeit	Volumenstrom	Strömungs-geschw.	spez. Druck-verlust	Druck-verlust
TA	-	-	l	d x s	DN	-	Q	GLF	V	v	R	Δp
-	-	UNO/ DUO	m	mm		%	kW	%	l/s	m/s	Pa/m	bar (VL+RL)
35	Verteil	UNO	4,0	110 x 10,0 (≈DN 80/100)	67	718	82	7,01	1,1	105	0,02	
36	Verteil	UNO	67,0	90 x 8,2 (≈DN 80)	44	341	85	3,33	0,8	71	0,10	
37	HA	UNO	5,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	36	11	100	0,11	0,3	74	0,01	
38	Verteil	DUO	37,0	75 x 6,8 (≈DN 65)	72	333	86	3,25	1,1	164	0,14	
39	HA	DUO	20,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	38	23	100	0,23	0,4	82	0,03	
40	Verteil	DUO	15,7	75 x 6,8 (≈DN 65)	68	314	86	3,06	1,0	148	0,06	
41	Verteil	DUO	14,4	50 x 4,6 (≈DN 40)	63	117	93	1,14	0,9	179	0,06	
42	HA	DUO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	45	14	100	0,14	0,4	110	0,02	
43	Verteil	DUO	16,7	50 x 4,6 (≈DN 40)	57	105	94	1,03	0,8	147	0,06	
44	HA	DUO	10,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	64	20	100	0,19	0,6	205	0,05	
45	Verteil	DUO	9,2	50 x 4,6 (≈DN 40)	47	87	95	0,85	0,7	105	0,02	
46	HA	DUO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	20	6	100	0,06	0,2	26	0,00	
47	Verteil	DUO	32,6	50 x 4,6 (≈DN 40)	44	82	96	0,80	0,6	94	0,07	
48	HA	DUO	10,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	16	5	100	0,05	0,1	18	0,00	
49	Verteil	DUO	4,4	50 x 4,6 (≈DN 40)	42	78	96	0,76	0,6	86	0,01	
50	HA	DUO	9,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	30	9	100	0,09	0,3	53	0,01	
51	Verteil	DUO	17,8	50 x 4,6 (≈DN 40)	38	70	98	0,69	0,5	71	0,03	
52	HA	DUO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	24	7	100	0,07	0,2	35	0,01	
53	Verteil	DUO	25,2	40 x 3,7 (≈DN 32)	62	64	99	0,62	0,7	177	0,10	
54	HA	DUO	7,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	33	10	100	0,10	0,3	62	0,01	
55	Verteil	DUO	3,7	40 x 3,7 (≈DN 32)	58	55	100	0,53	0,6	133	0,02	
56	HA	DUO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	29	9	100	0,09	0,3	51	0,01	
57	Verteil	DUO	29,5	40 x 3,7 (≈DN 32)	44	46	100	0,45	0,5	96	0,06	
58	HA	DUO	7,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	49	15	100	0,15	0,4	126	0,02	
59	Verteil	DUO	92,8	32 x 2,9 (≈DN 25)	50	31	100	0,30	0,6	135	0,25	
60	HA	DUO	11,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	45	14	100	0,14	0,4	110	0,03	
61	HA	DUO	38,1	25 x 2,3 (≈DN 20)	54	17	100	0,16	0,5	153	0,12	
62	Verteil	DUO	34,0	63 x 5,7 (≈DN 50)	64	215	90	2,10	1,0	173	0,13	
63	HA	DUO	20,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	29	9	100	0,09	0,3	51	0,02	
64	Verteil	DUO	31,2	63 x 5,7 (≈DN 50)	62	208	90	2,03	1,0	163	0,11	
65	HA	DUO	12,9	25 x 2,3 (≈DN 20)	54	17	100	0,16	0,5	153	0,04	
66	Verteil	DUO	55,9	63 x 5,7 (≈DN 50)	58	195	91	1,90	0,9	144	0,11	
67	HA	DUO	13,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	46	14	100	0,14	0,4	112	0,03	
68	Verteil	DUO	33,1	63 x 5,7 (≈DN 50)	54	184	92	1,79	0,9	130	0,10	

Die übersandten Planungsentwürfe beruhen auf den von Ihnen zur Verfügung gestellten Daten und Informationen sowie den einschlägigen technischen Regelwerken. Prüfen Sie bitte, ob die in der Planung verwendeten Werte und Annahmen sowie das Planungsergebnis zutreffend für Ihr Bauvorhaben sind. Die Grundlagen der Planung können Sie den Planungsergebnissen entnehmen. Der Planungsantrag ist ausschließlich für REHAU Systeme gültig. Schnittstellen sowie Abhängigkeiten zu anderen Gewerken werden nicht Bestandteil unserer Planung. Beachten Sie bitte, dass für die weiteren Planungen und Montage unsere aktuellen Technischen Informationen berücksichtigt werden müssen, welche wir Ihnen auf Anfrage gerne zur Verfügung stellen. Durch Vereinerung unserer Planungsleistungen und der von REHAU zur Verfügung gestellten Ergebnisse anerkennen Sie unsere aktuellen Liefer- und Zahlungsbedingungen, welche abrufbar sind unter www.rehau.com/conditions oder auf Anfrage gem zugesandt werden.

Teilstreckenübersicht



Trassenabschnitt	Funktion	Rohranordnung	Trassenlänge	Rohr- messung	Rohr- abmessung	Auslastung	Leistung	Gleich- zeitigkeit	Volumen- strom	Strömungs- geschw.	spez. Druck- verlust	Druck- verlust
TA	-	-	l	d x s	DN	-	Q	GLF	V	v	R	Δp
-	-	UNO/ DUO	m	mm		%	kW	%	l/s	m/s	Pa/m	bar (VL+RL)
ung. Strang												
69	HA	DUO	15,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	54	17	100	0,16	0,5	151	0,05	
70	Verteil	DUO	11,7	63 x 5,7 (≈DN 50)	50	170	93	1,66	0,8	113	0,03	
71	HA	DUO	7,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	54	33	100	0,33	0,6	157	0,03	
72	Verteil	DUO	61,3	63 x 5,7 (≈DN 50)	41	139	93	1,36	0,7	78	0,10	
73	HA	DUO	7,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	38	23	100	0,23	0,4	82	0,01	
74	Verteil	DUO	18,8	50 x 4,6 (≈DN 40)	64	119	93	1,16	0,9	183	0,06	
75	HA	DUO	7,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	44	13	100	0,13	0,4	103	0,02	
76	Verteil	DUO	32,0	50 x 4,6 (≈DN 40)	58	107	94	1,05	0,8	153	0,11	
77	HA	DUO	7,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	39	12	100	0,12	0,4	85	0,01	
78	Verteil	DUO	19,8	50 x 4,6 (≈DN 40)	53	97	96	0,95	0,7	128	0,06	
79	HA	DUO	7,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	27	8	100	0,08	0,2	44	0,01	
80	Verteil	DUO	66,4	50 x 4,6 (≈DN 40)	49	91	97	0,88	0,7	112	0,15	
81	HA	DUO	14,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	40	12	100	0,12	0,4	88	0,03	
82	Verteil	DUO	31,0	50 x 4,6 (≈DN 40)	43	80	98	0,78	0,6	89	0,06	
83	HA	DUO	12,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	25	8	100	0,07	0,2	38	0,01	
84	Verteil	DUO	21,7	50 x 4,6 (≈DN 40)	40	73	99	0,72	0,5	77	0,04	
85	HA	DUO	12,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	69	21	100	0,21	0,6	236	0,06	
86	Verteil	DUO	16,4	40 x 3,7 (≈DN 32)	51	53	100	0,51	0,6	125	0,05	
87	HA	DUO	10,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	46	14	100	0,14	0,4	112	0,02	
88	Verteil	DUO	22,7	40 x 3,7 (≈DN 32)	38	39	100	0,38	0,5	72	0,04	
89	HA	DUO	12,2	25 x 2,3 (≈DN 20)	45	14	100	0,14	0,4	110	0,03	
90	Verteil	DUO	13,2	32 x 2,9 (≈DN 25)	40	25	100	0,24	0,4	92	0,03	
91	HA	DUO	27,6	25 x 2,3 (≈DN 20)	54	17	100	0,16	0,5	151	0,09	
92	HA	DUO	19,9	25 x 2,3 (≈DN 20)	26	8	100	0,08	0,2	43	0,02	
93	Verteil	UNO	10,8	90 x 8,2 (≈DN 80)	54	418	87	4,08	1,0	103	0,03	
94	HA	UNO	10,0	40 x 3,7 (≈DN 32)	54	56	100	0,54	0,7	138	0,03	
95	Verteil	DUO	4,3	75 x 6,8 (≈DN 65)	79	367	87	3,58	1,2	197	0,04	
96	HA	DUO	10,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	45	28	100	0,27	0,5	112	0,03	
97	Verteil	DUO	11,6	75 x 6,8 (≈DN 65)	74	344	87	3,36	1,1	175	0,06	
98	Verteil	DUO	8,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	49	30	100	0,30	0,6	134	0,03	
99	HA	DUO	4,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	51	16	100	0,15	0,5	137	0,01	
100	HA	DUO	20,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	48	15	100	0,14	0,4	122	0,05	
101	Verteil	DUO	28,0	75 x 6,8 (≈DN 65)	69	321	88	3,13	1,1	154	0,10	
102	HA	DUO	7,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	37	11	100	0,11	0,3	76	0,01	

Die übersandten Planungsentwürfe beruhen auf den von Ihnen zur Verfügung gestellten Daten und Informationen sowie den einschlägigen technischen Regelwerken. Prüfen Sie bitte, ob die in der Planung verwendeten Werte und Annahmen sowie das Planungsergebnis zutreffend für Ihr Bauvorhaben sind. Die Grundlagen der Planung können Sie den Planungsergebnissen entnehmen. Der Planungsentwurf ist ausschließlich für REHAU Systeme gültig. Schnittstellen sowie Abhängigkeiten zu anderen Gewerken waren nicht Bestandteil unserer Planung. Beachten Sie bitte, dass für die weiteren Planungen und Montage unsere aktuellen Technischen Informationen berücksichtigt werden müssen, welche wir Ihnen auf Anfrage gerne zur Verfügung stellen. Durch Vernetzung unserer Planungsleistungen und der von REHAU zur Verfügung gestellten Ergebnisse anerkennen Sie unsere aktuellen Liefer- und Zahlungsbedingungen, welche abrufbar sind unter www.rehau.com/conditions oder auf Anfrage gem. zugesandt werden.

Teilstreckenübersicht



Trassenabschnitt	Funktion	Rohrordnung	Trassenlänge	Rohr- messung	Rohr- abmessung	Auslastung	Leistung	Gleich- zeitigkeit	Volumen- strom	Strömungs- geschw.	spez. Druck- verlust	Druck- verlust
TA	-	-	l	dxs	DN	-	Q	GLF	V̇	v	R	Δp
-	-	UNO/ DUO	m	mm		%	kW	%	l/s	m/s	Pa/m	bar (VL+RL)
ung. Strang												
103	Verteil	DUO	28,0	75 x 6,8 (≈DN 65)	68	68	312	88	3,05	1,0	146	0,10
104	HA	DUO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	48	48	15	100	0,14	0,4	120	0,02
105	Verteil	DUO	67,3	75 x 6,8 (≈DN 65)	65	65	301	89	2,94	1,0	137	0,20
106	HA	DUO	19,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	54	54	17	100	0,16	0,5	151	0,06
107	Verteil	DUO	15,4	75 x 6,8 (≈DN 65)	62	62	288	89	2,81	0,9	126	0,05
108	Verteil	DUO	9,7	32 x 2,9 (≈DN 25)	57	57	35	100	0,34	0,6	173	0,04
109	HA	DUO	5,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	63	63	19	100	0,19	0,6	200	0,02
110	HA	DUO	18,6	25 x 2,3 (≈DN 20)	51	51	16	100	0,15	0,5	137	0,05
111	Verteil	DUO	38,1	75 x 6,8 (≈DN 65)	56	56	260	91	2,54	0,9	105	0,09
112	HA	DUO	17,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	59	59	18	100	0,18	0,5	175	0,06
113	Verteil	DUO	36,7	75 x 6,8 (≈DN 65)	58	58	246	91	2,40	0,8	95	0,08
114	Verteil	DUO	33,7	40 x 3,7 (≈DN 32)	68	68	69	100	0,68	0,8	206	0,15
115	HA	DUO	5,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	45	45	28	100	0,27	0,5	114	0,01
116	HA	DUO	5,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	68	68	42	100	0,41	0,8	235	0,03
117	Verteil	DUO	11,3	63 x 5,7 (≈DN 50)	54	54	184	92	1,79	0,9	129	0,04
118	HA	DUO	6,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	49	49	15	100	0,15	0,4	126	0,02
119	Verteil	DUO	17,4	63 x 5,7 (≈DN 50)	51	51	171	93	1,67	0,8	114	0,05
120	Verteil	DUO	60,2	40 x 3,7 (≈DN 32)	65	65	67	100	0,65	0,8	191	0,24
121	HA	DUO	17,8	25 x 2,3 (≈DN 20)	63	63	19	100	0,19	0,6	200	0,08
122	Verteil	DUO	124,7	40 x 3,7 (≈DN 32)	46	46	47	100	0,46	0,6	103	0,26
123	HA	DUO	18,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	23	23	7	100	0,07	0,2	35	0,01
124	Verteil	DUO	27,4	40 x 3,7 (≈DN 32)	39	39	40	100	0,39	0,5	76	0,04
125	HA	DUO	18,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	65	65	20	100	0,20	0,6	211	0,08
126	HA	DUO	40,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	65	65	20	100	0,20	0,6	211	0,17
127	Verteil	DUO	37,6	50 x 4,6 (≈DN 40)	62	62	114	97	1,11	0,8	170	0,14
128	HA	DUO	7,0	32 x 2,9 (≈DN 25)	36	36	22	100	0,22	0,4	76	0,01
129	Verteil	DUO	4,0	50 x 4,6 (≈DN 40)	51	51	93	98	0,91	0,7	119	0,02
130	HA	DUO	8,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	37	37	11	100	0,11	0,3	76	0,01
131	Verteil	DUO	12,5	50 x 4,6 (≈DN 40)	45	45	83	99	0,81	0,6	97	0,03
132	HA	DUO	7,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	25	25	8	100	0,08	0,2	40	0,01
133	Verteil	DUO	1,0	50 x 4,6 (≈DN 40)	41	41	76	100	0,74	0,6	82	0,01
134	HA	DUO	14,9	25 x 2,3 (≈DN 20)	45	45	14	100	0,14	0,4	110	0,04
135	Verteil	DUO	53,8	40 x 3,7 (≈DN 32)	61	61	62	100	0,61	0,7	169	0,19
136	HA	DUO	4,0	25 x 2,3 (≈DN 20)	43	43	13	100	0,13	0,4	102	0,01

Die übersandten Planungsentwürfe beruhen auf den von Ihnen zur Verfügung gestellten Daten und Informationen sowie den einschlägigen technischen Regelwerken. Prüfen Sie bitte, ob die in der Planung verwendeten Werte und Annahmen sowie das Planungsergebnis zutreffend für Ihr Bauvorhaben sind. Die Grundlagen der Planung können Sie den Planungsergebnissen entnehmen. Der Planungsbeauftragte ist ausschließlich für REHAU Systeme gültig. Schnittstellen sowie Abhängigkeiten zu anderen Gewerken waren nicht Bestandteil unserer Planung. Beachten Sie bitte, dass für die weiteren Planungen und Montage unsere aktuellen Technischen Informationen berücksichtigt werden müssen, welche wir Ihnen auf Anfrage gerne zur Verfügung stellen. Durch Vernetzung unserer Planungsleistungen und der von REHAU zur Verfügung gestellten Ergebnisse anerkennen Sie unsere aktuellen Liefer- und Zahlungsbedingungen, welche abrufbar sind unter www.rehau.com/conditions oder auf Anfrage gerne zugesandt werden.

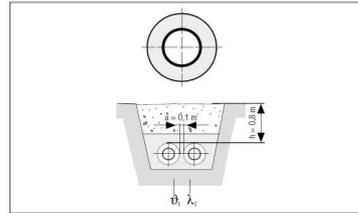
Wärmeverluste



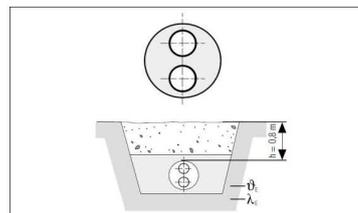
Projektnummer: 23_RSW_R041
Projektbezeichnung: Saalstadt
Ansprechpartner: Robert Kaspar
Erstellungsdatum: 07.09.2023

Berechnungsgrundlagen

Gewähltes Rohrsystem: **RAUTHERMEX**
 Verlegeart UNO Rohr: 2 Rohre erdverlegt
 Verlegeart DUO Rohr: 1 Rohr erdverlegt
 Rohrabstand bei UNO Rohr: $a = 0,1 \text{ m}$
 Überdeckungshöhe: $h = 0,8 \text{ m}$
 Erdreichtemperatur: $\vartheta E = 10 \text{ }^\circ\text{C}$
 Leitfähigkeit des Bodens: $\lambda E = 1,0 \text{ W/mK}$
 Leitf. des PUR-Schaums: $\lambda PU = 0,0199 \text{ W/mK}$
 Leitf. des PE-Xa-Rohres: $\lambda PE\text{-Xa} = 0,36 \text{ W/mK}$
 Leitf. des PE-Mantelrohres: $\lambda PE = 0,33 \text{ W/mK}$



Verlegeart UNO



Verlegeart DUO

RTX SDR 11	U- Wert UNO	RTX SDR 11	U- Wert DUO
25/91	0,091 W/mK	25+25/111	0,129 W/mK
32/91	0,111 W/mK	32+32/111	0,169 W/mK
40/91	0,138 W/mK	40+40/126	0,191 W/mK
50/111	0,142 W/mK	50+50/162	0,178 W/mK
63/126	0,162 W/mK	63+63/182	0,213 W/mK
75/162	0,149 W/mK	75+75/202	0,243 W/mK
90/162	0,190 W/mK		
110/162	0,274 W/mK		
125/182	0,281 W/mK		
140/202	0,289 W/mK		
160/250	0,303 W/mK		

Wärmeverlustleistung

$Q = U (\vartheta B - \vartheta E) \text{ [W/m]}$
 $U = \text{Wärmedurchgangskoeffizient [W/mK]}$
 $\vartheta B = \text{mittlere Betriebstemperatur [}^\circ\text{C]}$
 $\vartheta E = \text{Erdreichtemperatur [}^\circ\text{C]}$
 Vorlauftemperatur: $80 \text{ }^\circ\text{C}$
 Rücklauftemperatur: $55 \text{ }^\circ\text{C}$
 Mittlere Betriebstemperatur: $67,5 \text{ }^\circ\text{C}$

	UNO	DUO			
25 x 2,3 (≈DN 20)	226 m = 1183 W	600 m = 4446 W	=	5,63 kW	3%
32 x 2,9 (≈DN 25)	80 m = 511 W	283 m = 2744 W	=	3,26 kW	1%
40 x 3,7 (≈DN 32)	20 m = 159 W	484 m = 5307 W	=	5,47 kW	0%
50 x 4,6 (≈DN 40)	0 m = 0 W	339 m = 3470 W	=	3,47 kW	8%
63 x 5,7 (≈DN 50)	0 m = 0 W	256 m = 3135 W	=	3,14 kW	7%
75 x 6,8 (≈DN 65)	0 m = 0 W	283 m = 3941 W	=	3,95 kW	9%
90 x 8,2 (≈DN 80)	156 m = 1701 W		=	1,71 kW	4%
110 x 10,0 (≈DN 80/100)	380 m = 5986 W		=	5,99 kW	13%
125 x 11,4 (≈DN 100)	796 m = 12853 W		=	12,86 kW	28%
140 x 12,7 (≈DN 100/125)	0 m = 0 W				
160 x 14,6 (≈DN 125)	0 m = 0 W				

Wärmeverlustleistung (gemäß DIN EN 15632 ohne Langzeitbetrachtung): **45,4 kW**

Die übersandten Planungsentwürfe beruhen auf den von Ihnen zur Verfügung gestellten Daten und Informationen sowie den einschlägigen technischen Regelwerken. Prüfen Sie bitte, ob die in der Planung verwendeten Werte und Annahmen sowie das Planungsergebnis zutreffend für Ihr Bauvorhaben sind. Die Grundlagen der Planung können Sie den Planungsergebnissen entnehmen. Der Planungsentwurf ist ausschließlich für REHAU Systeme gültig. Schnittstellen sowie Abhängigkeiten zu anderen Gewerken waren nicht Bestandteil unserer Planung. Beachten Sie bitte, dass für die weiteren Planungen und Montage unsere aktuellen Technischen Informationen berücksichtigt werden müssen, welche wir Ihnen auf Anfrage gerne zur Verfügung stellen. Durch Verwertung unserer Planungsleistungen und der von REHAU zur Verfügung gestellten Ergebnisse anerkennen Sie unsere aktuellen Liefer- und Zahlungsbedingungen, welche abrufbar sind unter www.rehau.com/conditions oder auf Anfrage gern zugesandt werden.

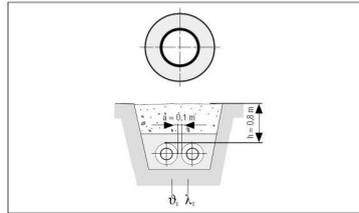
Wärmeverluste



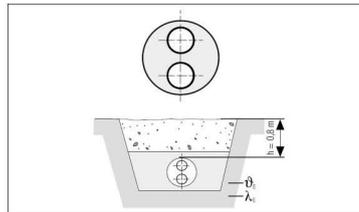
Projektnummer: 23_RSW_R041
Projektbezeichnung: BV Saalstadt_RTX PLUS
Ansprechpartner: Robert Kaspar
Erstellungsdatum: 07.09.2023

Berechnungsgrundlagen

Gewähltes Rohrsystem: **RAUTHERMEX PLUS**
 Verlegeart UNO Rohr: 2 Rohre erdverlegt
 Verlegeart DUO Rohr: 1 Rohr erdverlegt
 Rohrabstand bei UNO Rohr: a = 0,1 m
 Überdeckungshöhe: h = 0,8 m
 Erdreichtemperatur: $\vartheta_E = 10 \text{ }^\circ\text{C}$
 Leitfähigkeit des Bodens: $\lambda_E = 1,0 \text{ W/mK}$
 Leitf. des PUR-Schaums: $\lambda_{PU} = 0,0199 \text{ W/mK}$
 Leitf. des PE-Xa-Rohres: $\lambda_{PE-Xa} = 0,38 \text{ W/mK}$
 Leitf. des PE-Mantelrohres: $\lambda_{PE} = 0,33 \text{ W/mK}$



Verlegeart UNO



Verlegeart DUO

RTX SDR 11	U- Wert UNO	RTX SDR 11	U- Wert DUO
25/91	0,091 W/mK	25+25/111	0,129 W/mK
32/111	0,096 W/mK	32+32/126	0,143 W/mK
40/126	0,102 W/mK	40+40/142	0,159 W/mK
50/126	0,126 W/mK	50+50/182	0,151 W/mK
63/142	0,142 W/mK	63+63/202	0,178 W/mK
75/162	0,149 W/mK	75+75/202	0,243 W/mK
90/182	0,162 W/mK		
110/182	0,218 W/mK		
125/202	0,229 W/mK		
140/202	0,289 W/mK		
160/250	0,303 W/mK		

Wärmeverlustleistung

$Q = U (\vartheta_B - \vartheta_E) [W/m]$
 U = Wärmedurchgangskoeffizient [W/mK] Vorlauftemperatur: 80 °C
 ϑ_B = mittlere Betriebstemperatur [°C] Rücklauftemperatur: 55 °C
 ϑ_E = Erdreichtemperatur [°C] Mittlere Betriebstemperatur: 67,5 °C

	UNO	DUO				
25 x 2,3 (≈DN 20)	226 m = 1183 W	600 m = 4446 W	=	5,63 kW	3%	11%
32 x 2,9 (≈DN 25)	80 m = 442 W	283 m = 2322 W	=	2,77 kW	1%	6%
40 x 3,7 (≈DN 32)	20 m = 118 W	484 m = 4418 W	=	4,54 kW	0%	11%
50 x 4,6 (≈DN 40)	0 m = 0 W	339 m = 2944 W	=	2,95 kW		8%
63 x 5,7 (≈DN 50)	0 m = 0 W	256 m = 2620 W	=	2,62 kW		7%
75 x 6,8 (≈DN 65)	0 m = 0 W	283 m = 3941 W	=	3,95 kW		10%
90 x 8,2 (≈DN 80)	156 m = 1450 W		=	1,45 kW	4%	
110 x 10,0 (≈DN 80/100)	380 m = 4763 W		=	4,77 kW	12%	
125 x 11,4 (≈DN 100)	796 m = 10475 W		=	10,48 kW	27%	
140 x 12,7 (≈DN 100/125)	0 m = 0 W					
160 x 14,6 (≈DN 125)	0 m = 0 W					

Wärmeverlustleistung (gemäß DIN EN 15632 ohne Langzeitbetrachtung): **39,1 kW**

Die übersandten Planungsentwürfe beruhen auf den von Ihnen zur Verfügung gestellten Daten und Informationen sowie den einschlägigen technischen Regelwerken. Prüfen Sie bitte, ob die in der Planung verwendeten Werte und Annahmen sowie das Planungsergebnis zutreffend für Ihr Bauvorhaben sind. Die Grundlagen der Planung können Sie den Planungsergebnissen entnehmen. Der Planungsentwurf ist ausschließlich für REHAU Systeme gültig. Schnittstellen sowie Abhängigkeiten zu anderen Gewerken waren nicht Bestandteil unserer Planung. Beachten Sie bitte, dass für die weiteren Planungen und Montage unsere aktuellen Technischen Informationen berücksichtigt werden müssen, welche wir Ihnen auf Anfrage gem. zur Verfügung stellen. Durch Verwertung unserer Planungsleistungen und der von REHAU zur Verfügung gestellten Ergebnisse anerkennen Sie unsere aktuellen Liefer- und Zahlungsbedingungen, welche abrufbar sind unter www.rehau.com/conditions oder auf Anfrage gem. zugesandt werden.

Druckbelastung auf Rohr im Streckenverlauf

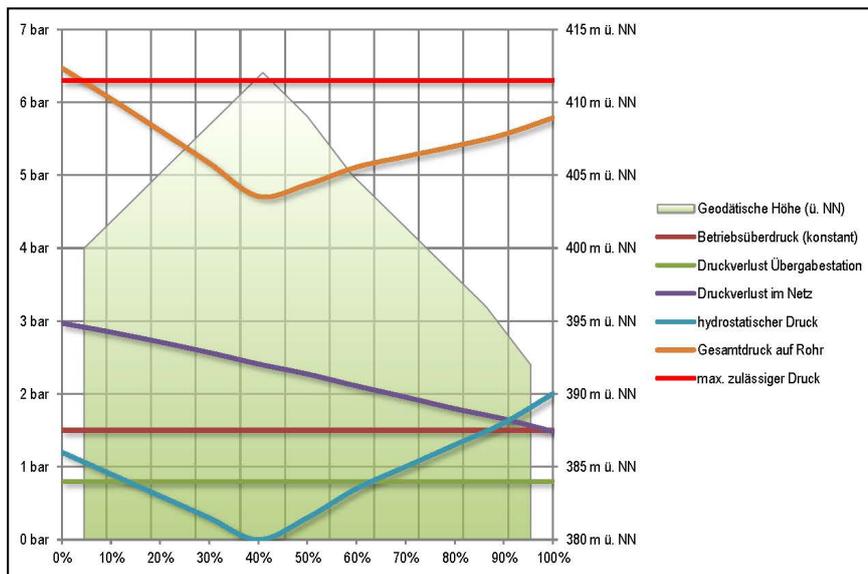


Projektnummer: 23_RSW_R041
Projektbezeichnung: BV Saalstadt (Trasse 1 - 92)
Ansprechpartner: Robert Kaspar
Erstellungsdatum: 07.09.2023

Druckverlust im Netz:	3,0 bar
max. zulässiger Druck bei 80°C:	6,3 bar = gemäß TI
Betriebsüberdruck:	1,5 bar = Annahme
Druckverlust Übergabestation:	0,8 bar = Annahme
Rest:	-0,2 bar

Prozentuale Länge der Trasse 1 - 92	Trassenmeter (ca.)	↓ Annahme ↓		Betriebsüberdruck (konstant)	Druckverlust Übergabestation	Druckverlust im Netz	hydrostatischer Druck	Gesamtdruck auf Rohr	max. zulässiger Druck
		Geodätische Höhe (ü. NN)	Geodätische Höhe (ü. NN)						
%	m	m	bar	bar	bar	bar	bar	bar	bar
0%	0	400	1,5	0,8	2,97	1,2	6,47	6,3	
10%	120	403	1,5	0,8	2,85	0,9	6,05	6,3	
20%	239	406	1,5	0,8	2,71	0,6	5,61	6,3	
30%	359	409	1,5	0,8	2,57	0,3	5,17	6,3	
40%	478	412	1,5	0,8	2,41	0	4,71	6,3	
50%	598	409	1,5	0,8	2,27	0,3	4,87	6,3	
60%	717	405	1,5	0,8	2,11	0,7	5,11	6,3	
70%	837	402	1,5	0,8	1,96	1	5,26	6,3	
80%	956	399	1,5	0,8	1,80	1,3	5,40	6,3	
90%	1.076	396	1,5	0,8	1,66	1,6	5,56	6,3	
100%	1.196	392	1,5	0,8	1,49	2	5,79	6,3	

max. Höhendifferenz: 20 m → max.: 2 bar



Die übersandten Planungsentwürfe beruhen auf den von Ihnen zur Verfügung gestellten Daten und Informationen sowie den einschlägigen technischen Regelwerken. Prüfen Sie bitte, ob die in der Planung verwendeten Werte und Annahmen sowie das Planungsergebnis zutreffend für Ihr Bauvorhaben sind. Die Grundlagen der Planung können Sie den Planungsergebnissen entnehmen. Der Planungsentwurf ist ausschließlich für REHAU Systeme gültig. Schnittstellen sowie Abhängigkeiten zu anderen Gewerken waren nicht Bestandteil unserer Planung. Beachten Sie bitte, dass für die weiteren Planungen und Montage unsere aktuellen Technischen Informationen berücksichtigt werden müssen, welche wir Ihnen auf Anfrage gerne zur Verfügung stellen. Durch Verwertung unserer Planungsleistungen und der von REHAU zur Verfügung gestellten Ergebnisse anerkennen Sie unsere aktuellen Liefer- und Zahlungsbedingungen, welche abrufbar sind unter www.rehau.com/conditions oder auf Anfrage gern zugesandt werden.