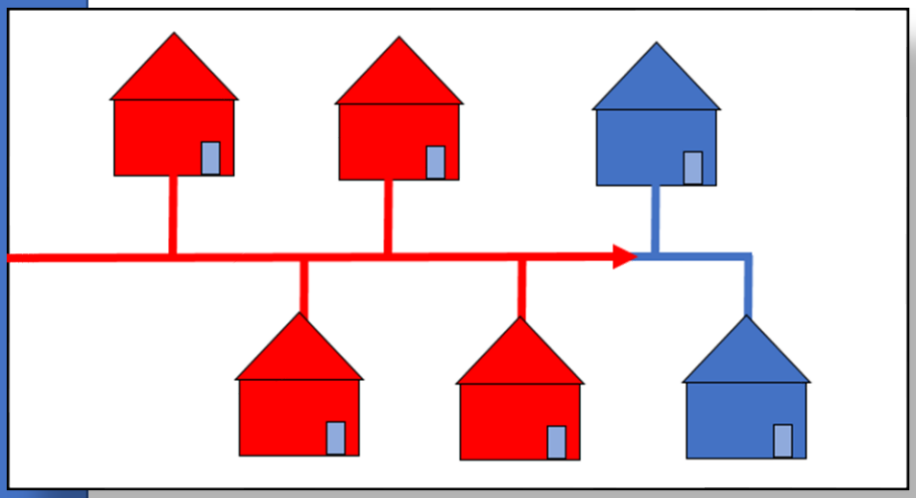
Energiekonzept B-Plan 0-73 in Burgdorf

Machbarkeitsstudie



Erstellt von:

IngenieurNetzwerk Energie eG
Charlottenburger Ring 16
49186 Bad Iburg

Energiekonzept für den Bebauungsplan 0-73 „Nordwestlich Weserstraße“ in Burgdorf

Untersuchung der Energiekonzepte zum wirtschaftlichen Betrieb eines Wärmenetzes in Burgdorf

Auftraggeber:
Stadt Burgdorf
Stadtplanung und Umwelt
Vor dem Hann. Tor 1
31303 Burgdorf

Auftragnehmer:
IngenieurNetzwerk Energie eG
Charlottenburger Ring 16
49186 Bad Iburg

Bearbeiter:
Daniel Friss, Ba. Sc.
Christoph Runden, M. Sc.

Fördergeber:

Region Hannover

Bad Iburg, 19.06.2020

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung der Ergebnisse 1
2. Projektbeschreibung 2
3. Bestandsermittlung 3
   3.1. Neubaugebiet „Nordwestlich Weserstraße“ 3
   3.2. Wärmebedarf 4
   3.3. Weitere Anschlussnehmer im Bestand 5
4. Wärmeversorgung 7
   4.1. Zentrale Wärmeversorgung 7
   4.2. Warm- und Kaltnetze 7
   4.3. Dezentrale Versorgung 8
5. Energiekonzepte 10
   5.1. Warme Netze - Varianten 1 bis 4 10
      5.1.1. V1: Versorgung mittels Erdgas BHKW 10
      5.1.2. V2: Versorgung mittels Holzpellet-Kessel 11
      5.1.3. V3: Versorgung mittels Holzvergaser 12
      5.1.4. V4: Versorgung mittels Biomethan BHKW 12
   5.2. Kalte Netze - Varianten 5 bis 7 13
      5.2.1. V5: Versorgung mittels Erdkollektor 14
      5.2.2. V6: Versorgung mittels Erdwärmesonden 15
      5.2.3. V7: Einbindung von Solarthermie 17
   5.3. Brennstoffzelle - Variante 8 18
   5.4. Weitere Anschlussnehmer - Variante 9 18
   5.5. V10: Versorgung mittels Biomethan BHKW 21
6. Wirtschaftlichkeit für den Betreiber 22
   6.1. Investitionskosten 22
      6.1.1. Instandsetzungs- und Kapitalkosten 23
      6.1.2. Bedarfs- und Betriebsgebundene, sonstige Kosten 25
      6.1.3. Jahreseinnahmen 27
      6.1.4. Finanzierung 29
      6.1.5. Bilanzierung 30
   6.2. CO_2-Emissionen und Primärenergiefaktor 31
   6.3. Endkundenvergleich 34
   6.4. Förderungen für zentrale Wärmekonzepte 37
7. Stärken- und Schwächenanalyse 38

7.1. Erdgas BHKW – Varianten 1 und 9 38
7.1.1. Variante 1 38
7.1.2. Variante 9 38
7.2. Holzpellet-Kessel – Variante 2 38
7.3. Biomethan BHKW – Varianten 4 und 10 39
7.3.1. Variante 4 39
7.3.2. Variante 10 39
7.4. Kalte Netze – Varianten 5 bis 7 39
7.4.1. Variante 5 39
7.4.2. Variante 6 39
7.4.3. Variante 7 40
7.5. Dezentrale Versorgung 40
8. Fazit 41
9. Abbildungsverzeichnis 43
10. Tabellenverzeichnis 44
11. Quellenverzeichnis 45

1. Zusammenfassung der Ergebnisse

Die betrachteten Varianten 1 und 9 für das Wärmenetz sind mit den durchgeführten Berechnungen / Ermittlungen und Simulationen sowie unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich. Nicht wirtschaftlich sind die Varianten 2 bis 8, sowie 10. Dazu zählen die kalten Netzvarianten 5 bis 7.

Die wirtschaftlichste Variante ist die Variante 9 bei Anschluss sieben weiterer Abnehmer außerhalb des Neubaugebietes. Der bilanzielle Überschuss liegt bei jährlich ca. 12.000 €. Die Investitionssumme beträgt ca. 1.750.000 €. Jedoch lassen sich aufgrund der hohen Wärmeabnahmen des Edeka im Bestand mitunter geringere Wärmeeinahmen erzielen, als in dieser Studie angesetzt. Daher ist der Variante 1 mit geringerem bilanziellen Überschuss der Vorzug zu geben.

Die alleinige Versorgung des Baugebietes ist mit der wirtschaftlichen Variante 1 möglich. Der erzielbare Gewinn beträgt ca. 6.700 € jährlich bei einer Investition von etwa 1.200.000 €. Im Vergleich zu Variante 9 ist der Platzbedarf für eine Technikzentrale und Pufferspeicher geringer. Ebenso ist die erforderliche Investitionssumme deutlich geringer als bei Variante 9.

Die Variante 1 stellt damit die bestmögliche Variante einer zentralen Wärmeversorgung des Neubaugebiets „Nordwestlich Weserstraße“ in Burgdorf dar. Die Anschlussnehmer könnten hierbei über ein Nahwärmenetz versorgt werden, das mit Erdgas BHKW betrieben wird.

Die betrachteten dezentralen Varianten „Gasbrennwerttherme inkl. Solarthermieanlage“, als auch die „Erdwärmesondenanlage“ sind wirtschaftlicher als die zentrale Vergleichslösung Variante 1 (nicht jedoch bei einer zukünftigen Förderung eines Wärmenetzanschlusses, siehe Kapitel 6.3). Die Varianten Pelletheizung und Luft-Wasser Wärmepumpe sind dagegen nicht wirtschaftlicher als die zentrale Vergleichslösung. Aufgrund der prognostischen Aufteilung diverser Einzellösungen sind die CO_2-Emissionen der dezentralen Lösung im Vergleich zu den zentralen Lösungen größer (Ausgenommen Variante 9 mit weiteren Anschlussnehmern).

Aus wirtschaftlicher und ökologischer Sicht eignen sich Erdwärmesondenanlagen am besten für eine dezentrale Wärmeversorgung.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

2. Projektbeschreibung

In Burgdorf sollen in dem Neubaugebiet „Nordwestlich Weserstraße“ auf etwa sieben Hektar Mehrfamilien-, Reihen- und Einfamilienhäuser entstehen, für die eine wirtschaftliche Wärmeversorgung im Rahmen eines Energiekonzeptes ermittelt werden soll. Dazu werden unterschiedliche Energiekonzepte für den wirtschaftlichen Betrieb eines Nahwärmenetzes sowie die dezentrale Versorgung des Gebietes untersucht. Der Anschluss weiterer Anschlussnehmer im Bestand ist hierbei nicht ausgeschlossen und wird in einem separaten Kapitel behandelt.

Die folgende Abbildung zeigt die Lage des Neubaugebiets und dessen Umgebung.



Abb. 1: Lageplan des betrachteten Neubaugebiets „Nordwestlich Weserstraße“ und Umgebung, Quelle: (Google Earth Pro)

Die IngenieurNetzwerk Energie eG wurde damit beauftragt, im Rahmen einer Machbarkeitsstudie verschiedene energetische Konzepte zu entwickeln und auf Wirtschaftlichkeit hin zu prüfen.

In den folgenden Kapiteln wird das gesamte Projekt vorgestellt und die verschiedenen Konzepte beschrieben.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

3. Bestandsermittlung

3.1. Neubaugebiet „Nordwestlich Weserstraße“

Zur Bestandsermittlung sowie als Grundlage aller weiteren Untersuchungen wurde ein erster Entwurf des Bebauungsplanes 0-73 (B-Plan) mit Planungsstand April 2020 zur Verfügung gestellt. Er ist in nachfolgender Abbildung dargestellt:

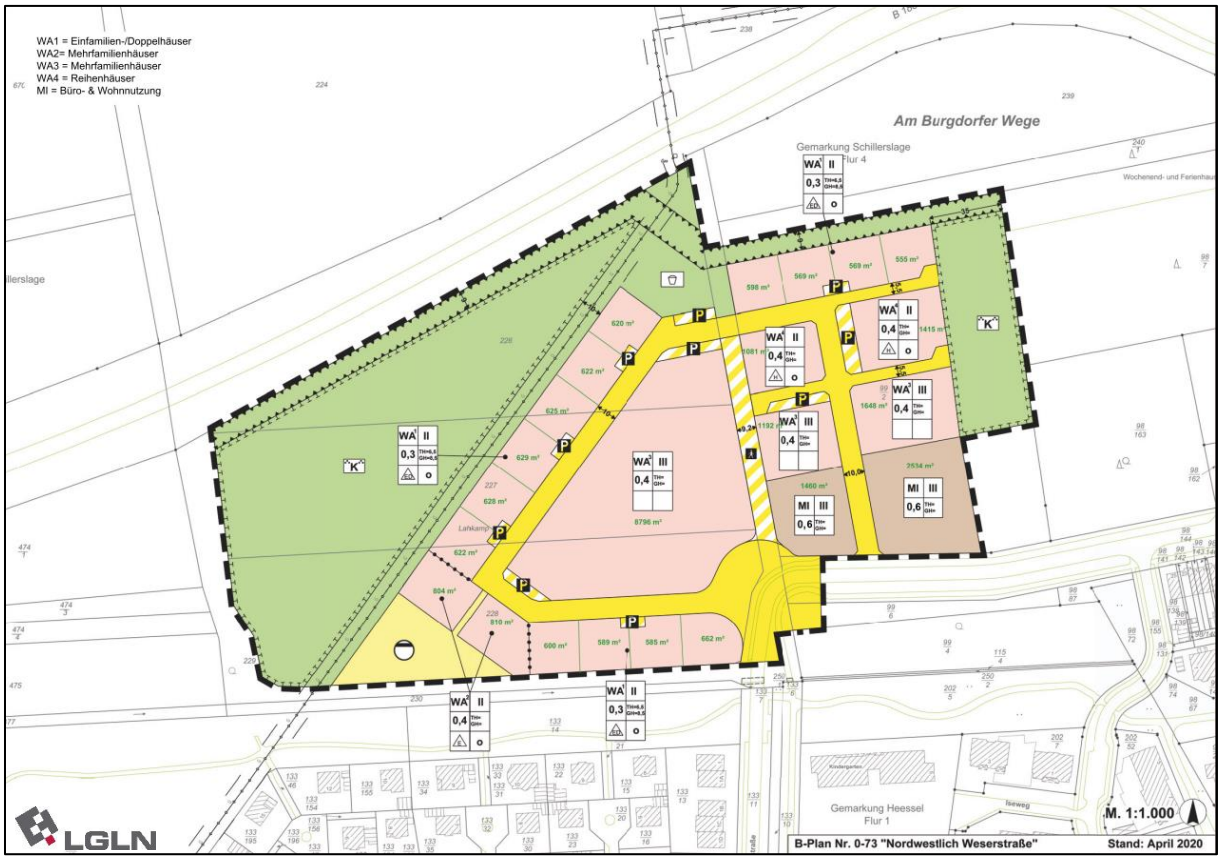


Abb. 2: Entwurf Bebauungsplan 0-73 „Nordwestlich Weserstraße“, Quelle: Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019)

Zur Untersuchungsfläche der Anschlussnehmer zählen alle im B-Plan dargestellten Grundstückflächen, in denen die Flächengröße in grüner Farbe angegeben ist. Unter Berücksichtigung des städtebaulichen Entwurfs konnte die Anzahl an Gebäuden sowie Parteien bei den Reihenhäusern ermittelt werden. Hierbei wurde zugrunde gelegt, dass Doppelhäuser sowie Mehrfamilienhäuser einen gemeinschaftlichen Anschluss an das Wärmenetz erhalten. Jede Partei eines Reihenhauses erhält jeweils einen Anschluss. Die Mehrfamilienhäuser sind nach dem B-Plan unterteilt in zwei- und dreigeschossige Gebäude. Die Flächen für Büro- und Wohnnutzung wurden als Gewerbe zusammengefasst.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Insgesamt ergeben sich aus den geplanten Festsetzungen des Bebauungsplans 36 mögliche Anschlussnehmer:

Tab. 1: Übersicht der Anschlussnehmer nach Bebauungsflächen

Gebäude	Anschlussnehmer
Einfamilienhäuser / Doppelhäuser	**14**
Reihenhäuser	**9**
Mehrfamilienhäuser zweigeschossig	**2**
Mehrfamilienhäuser dreigeschossig	**9**
Gewerbe	**2**

3.2. Wärmebedarf

Anhand der im B-Plan geplanten Festsetzungen zur überbaubaren Fläche und Anzahl der Vollgeschosse wurden, unter Annahme eines Nutzfaktors zur ermittelten (Brutto-) Fläche, die (Netto-) Nutzflächen ermittelt. Im nächsten Schritt wurde eine Prognose zum Gebäude-Dämmstandard (Effizienzstandard) der Gebäude aufgestellt. Er wird unterteilt in Gebäude nach ENEV-, KfW55- und KfW40-Standard. Über spezifische Werte konnte damit der Heizwärmebedarf und Bedarf an Warmwasserbereitung berechnet werden. Eine detaillierte Ermittlung hierzu ist dem Anhang beigefügt.

Das Ergebnis der Bedarfsermittlung ist, je Anschlussnehmergruppe, der jährliche Gesamtwärmebedarf nach Gebäudetyp, sowie der Bedarf pro Gebäude:

Tab. 2: Ergebnis Bedarfsermittlung nach Gebäudetyp

	ENEV		KfW 55		KfW 40	
Grundstücke	kWh/a	kWh/Gebäude	kWh/a	kWh/Gebäude	kWh/a	kWh/Gebäude
EFH/DH	184.288	13.163	120.740	8.624	95.321	6.809
RH	86.861	9.651	56.909	6.323	44.928	4.992
MFH 1	46.806	23.403	30.666	15.333	24.210	12.105
MFH 2	404.933	44.993	265.301	29.478	209.448	23.272
Gewerbe	144.503	72.251	90.584	45.292	79.800	39.900
	867.390		564.200		453.707	

Das Ergebnis zeigt den Einfluss des Dämmstandards auf den Gesamtbedarf, der je nach Konstellation um hunderttausende Kilowattstunden pro Jahr variieren kann. Aufgrund der Erfahrungen aus anderen Projekten für Neubaugebiete wird prognostisch der Bau nach KfW55-Standard angenommen.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Durch die Aufteilung der 36 Gebäude auf die Dämmstandards ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf von ca. 594.000 kWh/Jahr, der etwas oberhalb des Wertes von KfW55 liegt. Es wird somit angesetzt, dass die meisten der Gebäude nach KfW55-Standard gebaut werden.

Die weiteren Betrachtungen der Energiekonzepte erfolgen auf Basis dieses Gesamtbedarfs.

3.3. Weitere Anschlussnehmer im Bestand

Der Anschlussnehmerkreis im Bestand wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber eingeschränkt. Es wurden nur potenzielle gewerbliche Anschlussnehmer angeschrieben, die westlich des Plangebiets entlang der Weserstraße bzw. Lise-Meitner-Straße bis zur Brauerei liegen (siehe nachfolgende Abbildung). In südlicher Richtung wurde die Kindertagesstätte Pusteblume in die Betrachtung einbezogen.



Abb. 3: Weitere Anschlussnehmer, Quelle: (Google Earth Pro)

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Die potenziellen gewerblichen Anschlussnehmer wurden seitens des Auftraggebers im Hinblick auf einen Anschluss an ein Wärmenetz angeschrieben. Aufgrund der Bearbeitungsfrist konnten nur die zeitnah eingegangenen Antworten berücksichtigt und ausgewertet werden. Insgesamt sind es 7 weitere Anschlussnehmer:

- Neubau Carre Quartier mit 4 Gebäuden
- Büro- und Ärztehaus
- Edeka Cramer
- Kita Pusteblume

Diese Anschlussnehmer wurden bei der Untersuchung der wirtschaftlichsten Grundversorgungsvariante berücksichtigt.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

4. Wärmeversorgung

4.1. Zentrale Wärmeversorgung

Durch eine zentrale Wärmeversorgung mittels Nahwärmenetz würden den Wärmeabnehmern die Kosten für Wartung und Instandhaltung entfallen. Gegen eine Anschlussgebühr kann der Kunde sich an das Wärmenetz anschließen lassen und für einen Grundpreis und Arbeitspreis Wärme aus dem Netz beziehen.

Die zentrale Wärmerzeugung hat außerdem eine höhere Effizienz als einzelne kleinere Anlagen und die Gesamtleistung wird durch die Gleichzeitigkeitsreduktion im Wärmenetz verringert. Umweltfreundliche Technologien, z.B. Abwärme, Biomasse oder KWK Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen) lassen sich besser nutzen und einfacher zugänglich machen.

Die Wärmeerzeugung in der Heizzentrale könnte in Zukunft einfacher gegen neue oder effizientere Anlagen getauscht werden, als einzelne Anlagen in jedem Gebäude.

Wärmenetze können gute Primärenergiefaktoren erzielen, welche die Vorrausetzungen zum Erreichen der Anforderungen von Effizienzstandards der Gebäude in den KfW Programmen vereinfachen.

In dieser Studie wurden 9 mögliche Varianten eines Wärmenetzes betrachtet.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die einzelnen Energiekonzepte beschrieben.

4.2. Warm- und Kaltnetze

Die Wärme wird, je nach Variante, entweder über ein warmes oder kaltes Netz dem Anschlussnehmer zur Verfügung gestellt. Die erforderliche Rohrtrasse (im Gelände abgesteckte Linienführung einer Versorgungsleitung, bestehend aus Vor- und Rücklaufrohr) zur Versorgung der Anschlussnehmer im Neubaugebiet ist in nachfolgender Abbildung dargestellt. Die Trasse ist inkl. Hausanschlussleitungen ca. 1150 m lang.

Die Einspeisung der Wärme ins Netz erfolgt bei den warmen Netzen über den Wärmeerzeuger in der Technikzentrale. Diese kann oberirdisch oder als Erd-Modul ausgeführt werden. Den Häusern wird die Wärme mittels Übergabestationen bereitgestellt. Bei Versorgung mit einem warmen Wärmenetz mit beispielsweise 85° C müssen

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Rohrleitungsverluste (Netzverluste) aufgrund der Temperaturen der gedämmten Wärmerohre im Energiekonzept berücksichtigt werden. Die Verluste steigen mit zunehmender Trassenlänge.

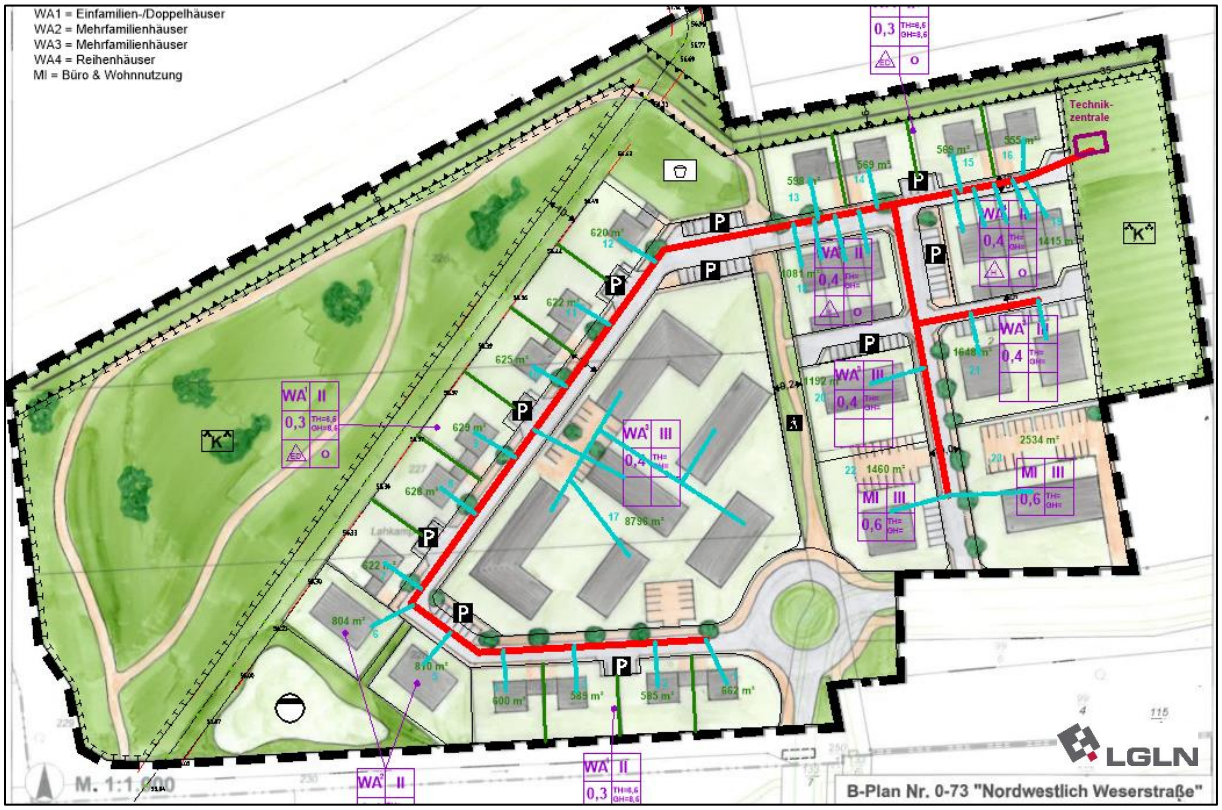


Abb. 4: Trassenverlauf Wärmenetz, Quelle: Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019)

Bei den kalten Netzen wird die Umweltwärme in den Sammlern bzw. Technikzentralen gesammelt und anschließend ins Netz eingespeist. Diese Sammelstationen können ebenfalls ober- oder unterirdisch ausgeführt werden. In den Gebäuden wird mittels Wärmepumpen die Wärme auf ein nutzbares Niveau für Heizungszwecke und Trinkwarmwasser angehoben. Im Gegensatz zu warmen Wärmenetzen wird über das Verteilnetz, der als Grabenkollektor dient, ein zusätzlicher Energieeintrag über die Umwelt generiert, da die Temperaturen bei kalten Netzen in Abhängigkeit der Umweltquelle und des Systems zwischen ca. -5°C und 20°C liegen.

4.3. Dezentrale Versorgung

Bei einer dezentrale Wärmeversorgung obliegt die Wahl des Wärmeversorgungskonzeptes dem jeweiligen Bauherrn. Demzufolge können sowohl überwiegend umweltfreundliche Technologien, als auch herkömmliche Technologien ausgewählt werden.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Die erforderlichen Investitionskosten haben dabei einen wesentlichen Einfluss auf die Entscheidungsfindung, wobei im Gegenzug einer effizienten und umweltfreundlichen Anlage mitunter weniger Bedeutung zukommt.

Zur Erreichung der Anforderungen von Effizienzstandards der Gebäude in den KfW Programmen sind die jeweiligen Primärenergiefaktoren einzuhalten. Dazu muss das Energiekonzept des Bauherrn den Anforderungen zur Erreichung des Primärenergiefaktors genügen.

Im Hinblick auf Wartung und Instandhaltung liegt der Verantwortungsbereich des Versorgungssystems und der Wärmeerzeuger beim Bauherrn. Ebenso wird eine zukünftige Erneuerung der Wärmeerzeugung bzw. der Austausch zu effizienteren Anlagen vom jeweiligen Bauherrn in Erwägung gezogen.

Die dezentrale Wärmeversorgung eines Neubaugebietes birgt damit sowohl Chancen als auch Risiken für eine umweltfreundliche, effiziente und langlebige Wärmeversorgung und wird maßgeblich vom jeweiligen Bauherrn bestimmt.

In dieser Studie wurden 4 mögliche Varianten einer dezentralen Wärmeversorgung betrachtet und der besten zentralen Lösung gegenübergestellt. Der zugehörige Endkundenvergleich ist im Kapitel 6.3 dargestellt.

Weiterhin wurden dezentrale Einzellösungen prognostisch auf das Neubaugebiet aufgeteilt, und die resultierenden CO2-Emisionen ermittelt. Das Ergebnis ist im Kapitel 6.2 zu finden.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

5. Energiekonzepte

5.1. Warme Netze - Varianten 1 bis 4

Tab. 3: Darstellung der Varianten für Wärmenetze

	1. Variante	2. Variante	4. Variante
Wärmeabnehmer	**Neubaugebiet B 0-73**	**Neubaugebiet B 0-73**	**Neubaugebiet B 0-73**
Hauptversor-gung	**Erdgas BHKW**	**Holzpellet-Kessel**	**Biomethan BHKW**
Spitzenlast	**Spitzenlastkessel**	**-**	**Spitzenlastkessel**
Speicher	**10 m³**	**10 m³**	**10 m³**
Trassenlänge	**1156 m**	**1156 m**	**1156 m**

Die Variante 3 „Holzvergaser“ wurde aus wirtschaftlichen Gründen nicht weiter untersucht.

5.1.1. V1: Versorgung mittels Erdgas BHKW

In dieser Variante sind 2 BHKW mit jeweils 50 kW elektrisch vorgesehen. Zur Spitzenlastabdeckung wird ein Kessel eingesetzt. Der zugehörige Lastgang ist nachfolgend dargestellt:

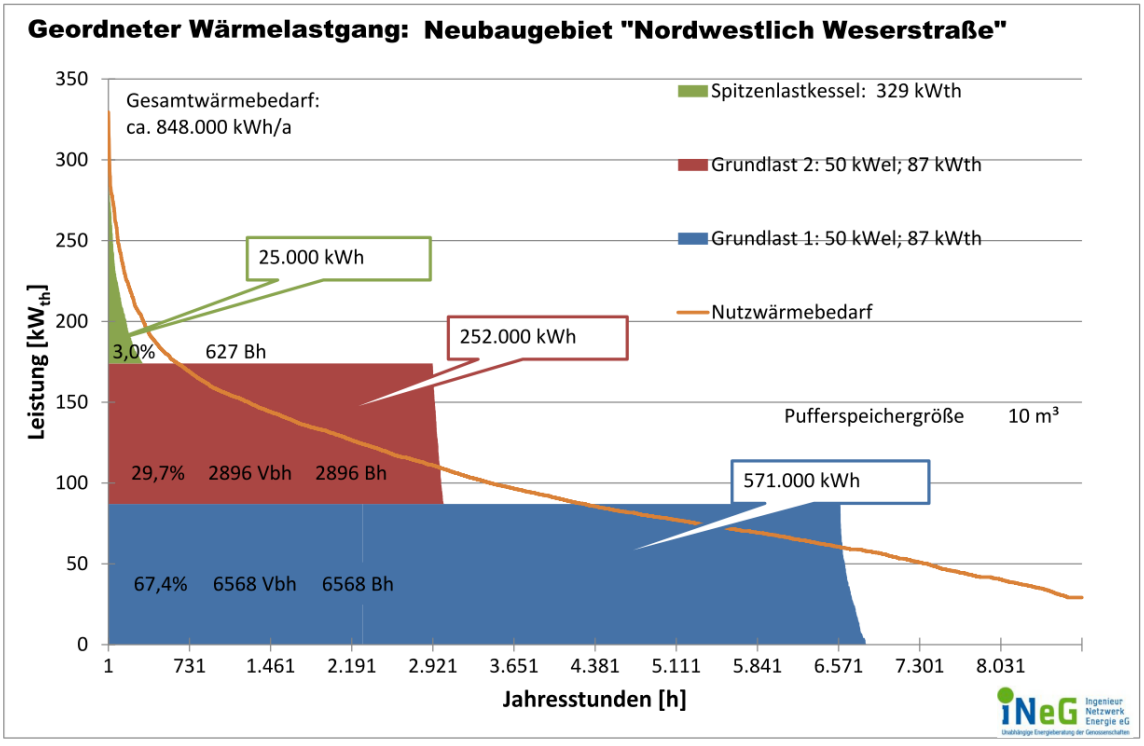


Abb. 5: Lastgang Erdgas BHKW

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Bei Verwendung eines Pufferspeichers mit einer Größe von 10 m³ kann der Anteil des Spitzenlastkessels auf 3 % reduziert werden. Der Speicher kann entweder als stehender oder erdverlegter Speicher ausgewählt werden. Ein stehender 10m³-Speicher hat einen Durchmesser von ca. 2,2 m inkl. Isolierung und eine Aufstellhöhe mit Füßen von etwa 5 m. In dieser Variante wurde ein erdverlegter Speicher mit einem Durchmesser von 2,2 m und einer Gesamtlänge von 3,8 m angesetzt. Der Erdhaushub zur Einbringung ist entsprechend größer vorzusehen.

Je BHKW ist eine jährliche Vollbenutzung von ca. 4.700 Vollbenutzungsstunden (VBH) angesetzt. Die Vollbenutzungsstunden bestimmen den Zuschlag nach KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz). Der Vergütungsdeckel für BHKW mit 50 kW elektrisch liegt derzeit bei 60.000 VBH oder 10 Jahren Nutzung. Diese Regelung wird voraussichtlich im nächsten Jahr auf 30.000 oder 35.000 VBH reduziert. Der hier gewählte Ansatz ist somit eine Annäherung aus beiden Deckelungen. Die gewählte Heizzentrale mit ca. 60m² ist platztechnisch ausreichend, um ein weiteres BHKW unterbringen zu können. Damit ließen sich in Summe 3 BHKW mit je ca. 3.000 VBH pro Jahr betreiben. So kann über den Zeitraum von 10 Jahren (geförderte Nutzungsdauer) die maximale Vergütung generiert werden.

5.1.2. V2: Versorgung mittels Holzpellet-Kessel

Die Wärmebereitstellung erfolgt über Biomassefeuerung mit Pellets zweier Kesselanlagen mit je 166 kW. Die Zuschaltung des zweiten Kessels erfolgt bedarfsabhängig. Zur Reduzierung der Lastspitzen ist, analog zur Variante 1, ein Pufferspeicher mit 10m³ vorgesehen. Der dargestellte Lastgang wurde für die Gemeinschaftsanlage ermittelt.

Für die Bereitstellung und Lagerung der Pellets ist ein entsprechender Platz vorzusehen. Dafür sind etwa 30 m² Fläche zusätzlich zur Heizzentrale anzusetzen, damit die Wärmeversorgung sichergestellt ist. Alternativ kann ein größerer Holzkessel, mit einem Spitzlastkessel auf Erdgas- oder Ölbasis eingesetzt werden. Die Kosten dafür befinden sich auf einem ähnlichen Niveau.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

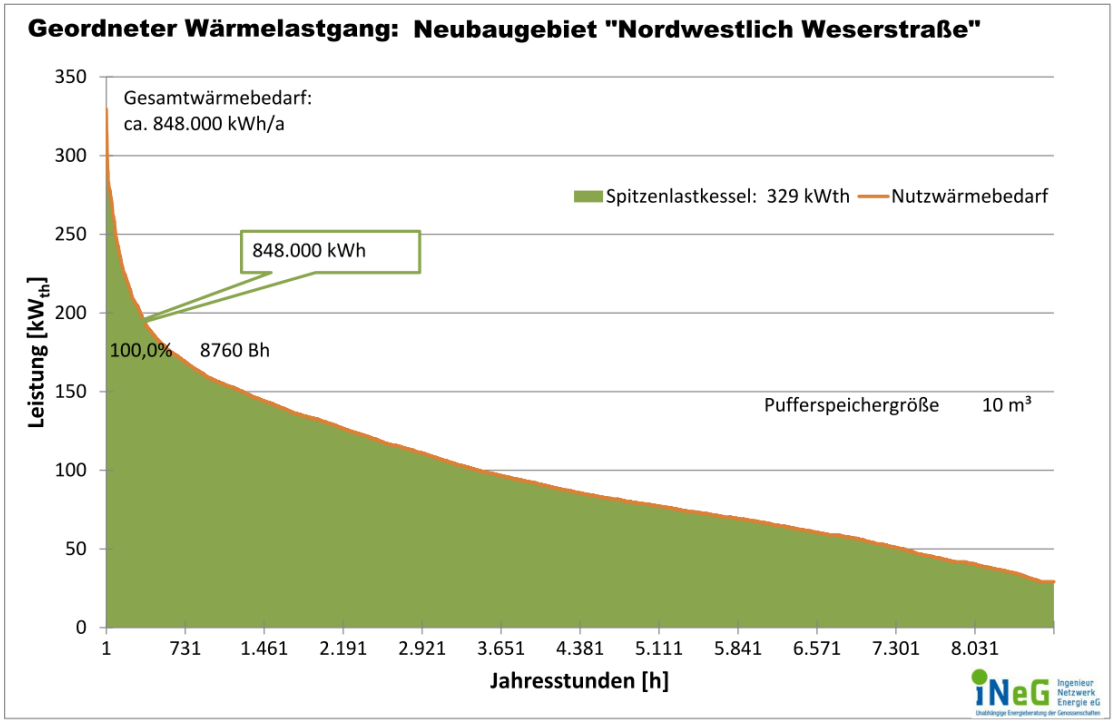


Abb. 6: Lastgang Holzpellet-Kessel

5.1.3. V3: Versorgung mittels Holzvergaser

Die Wärmeerzeugung mittels Holzvergaser ist eine umweltfreundliche Variante mit einem hohen Wirkungsgrad, da hier außer dem Brennholz auch das entstehende Holzgas zur Verbrennung verwendet wird. Aus Referenzen mit anderen Studien und Projekten lässt sich diese Variante allerdings für eine derartige Projektgröße nicht wirtschaftlich darstellen und wurde daher nicht weiter untersucht.

5.1.4. V4: Versorgung mittels Biomethan BHKW

Die Bereitstellung der Wärme erfolgt analog zu Variante 1 (Erdgas BHKW). Der wesentliche Unterschied ist der Einsatz von Biomethan anstelle von fossilem Erdgas. Demzufolge steigen die Energiebedarfskosten für die Nutzung des umweltfreundlicheren Brennstoffes im Vergleich zu fossilem Erdgas.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

5.2. Kalte Netze - Varianten 5 bis 7

Tab. 4: Darstellung der Varianten für Kaltnetze

	5. Variante	6. Variante	7. Variante
Wärmeabnehmer	**Neubaugebiet B 0-73**	**Neubaugebiet B 0-73**	**Neubaugebiet B 0-73**
Hauptversor-gung	**Erdkollektor 7200m²**	**Erdwärmesonden 57 Sonden**	**Erdwärmesonden 55 Sonden + Solarthermie**
Spitzenlast	**-**	**-**	**-**
Speicher	**Erde/Umwelt**	**Erde/Umwelt**	**Erde/Umwelt**
Trassenlänge	**1156 m**	**1156 m**	**1156 m**

Bei Versorgung der Anschlussnehmer über ein kaltes Netz beruht der Lastgang alleinig auf den Wärmebedarfen (ohne Netzverluste).

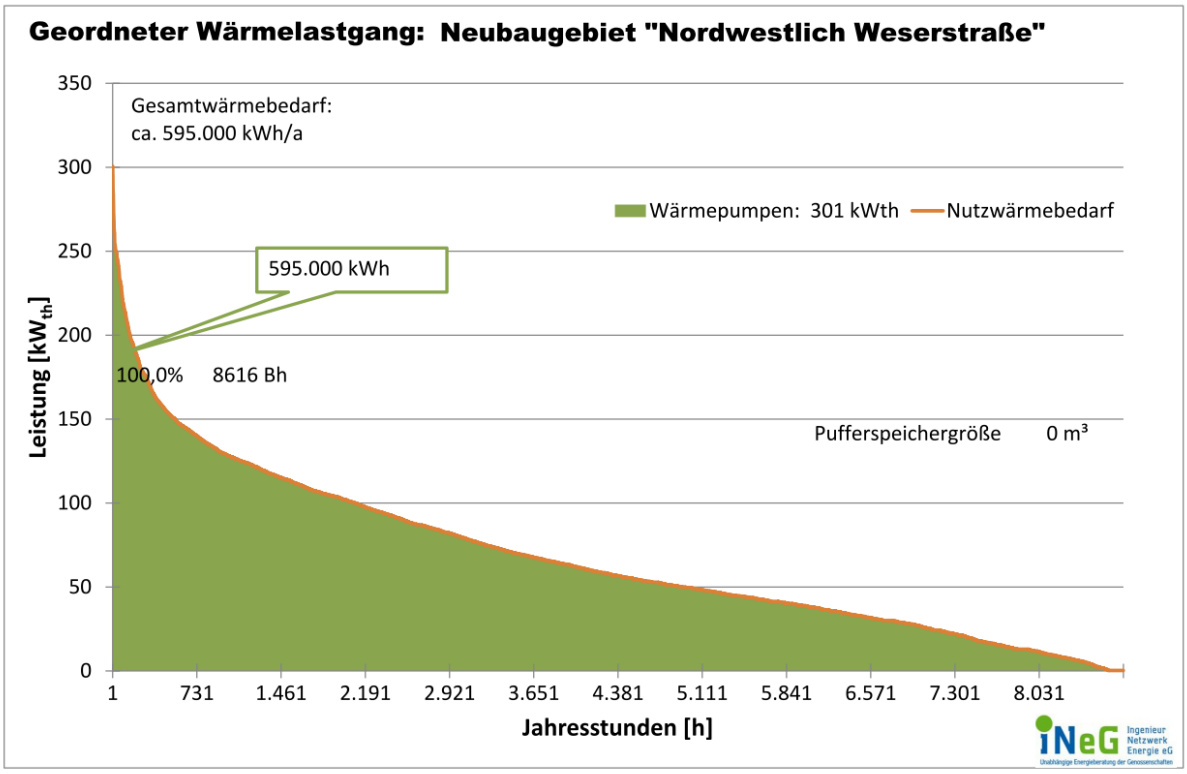


Abb. 7: Lastgang Kaltnetze

Der zusätzliche Eintrag der Umweltenergie erfolgt soleseitig. Dieser Eintrag wurde bei der Auslegung des Kollektors bzw. der Sonden berücksichtigt. Die eigentliche Leistungsbereitstellung ist über die dezentralen Wärmpumpen in den Häusern gegeben. Die Auswahl der Wärmepumpengröße erfolgt in Abhängigkeit des Gebäudes.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Für die nachfolgenden Varianten ist eine örtliche Untersuchung der geothermischen Eigenschaften zwingend erforderlich, um dadurch die Wärmebereitstellung gewährleisten zu können bzw. die Anlage richtig auszulegen.

5.2.1. V5: Versorgung mittels Erdkollektor

Mithilfe des NIBIS-Kartenserver konnten erste Informationen zur geothermischen Ergiebigkeit in Erfahrung gebracht werden. Das betrachtete Gebiet (weißer Punkt) ist im Hinblick auf eine Nutzung mittels Erdkollektoren gut geeignet, wie in nachfolgender Abbildung zu sehen ist. Für Erdwärmekollektoren mit einer Einbautiefe von 1,2 - 1,5 m ist eine potenzielle Wärmeentzugsleistung von > 30 W/m² zu erwarten. Wie bereits oben erwähnt, erforderte die Auslegung der Anlagengröße die lokale Untersuchung der geothermischen Eigenschaften sowie ggf. eine simulative Anlagenauslegung.

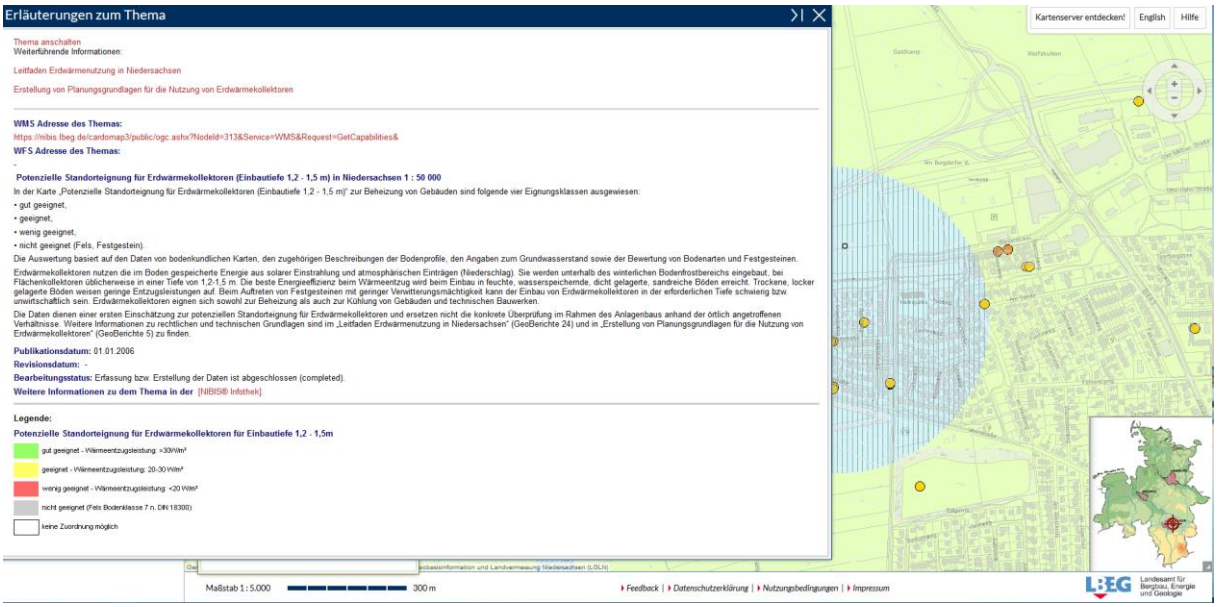


Abb. 8: Ergiebigkeit Erdkollektor aus NIBIS-Kartenserver, Quelle: (LBEG, 2020)

Die ermittelte erforderliche Fläche des Erdkollektors beträgt insgesamt 7.200 m², wobei für die Fläche unterhalb des Regenrückhaltebeckens ein erhöhter Energieeintrag angesetzt wurde. In nachfolgender Abbildung ist die Gesamtfläche in drei Einzelflächen aufgeteilt dargestellt.

Für den Einspeisepunkt ist eine Technikzentrale als Doppelgarage vorgesehen. Die einzelnen Verteilerkreise des Kollektors werden hier gesammelt. Weiterhin ist eine Druckhaltung mit automatischer Nachspeisung sowie ein Vorratsbehälter für das Wärmeträgermedium vorgesehen. Die Größe der Technikzentrale liegt bei etwa 60 m².

© IngenieurNetzwerk Energie eG

Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Alternativ können unterirdische Sammler verwendet werden. Dennoch ist eine Zentrale für die Anlagentechnik erforderlich.

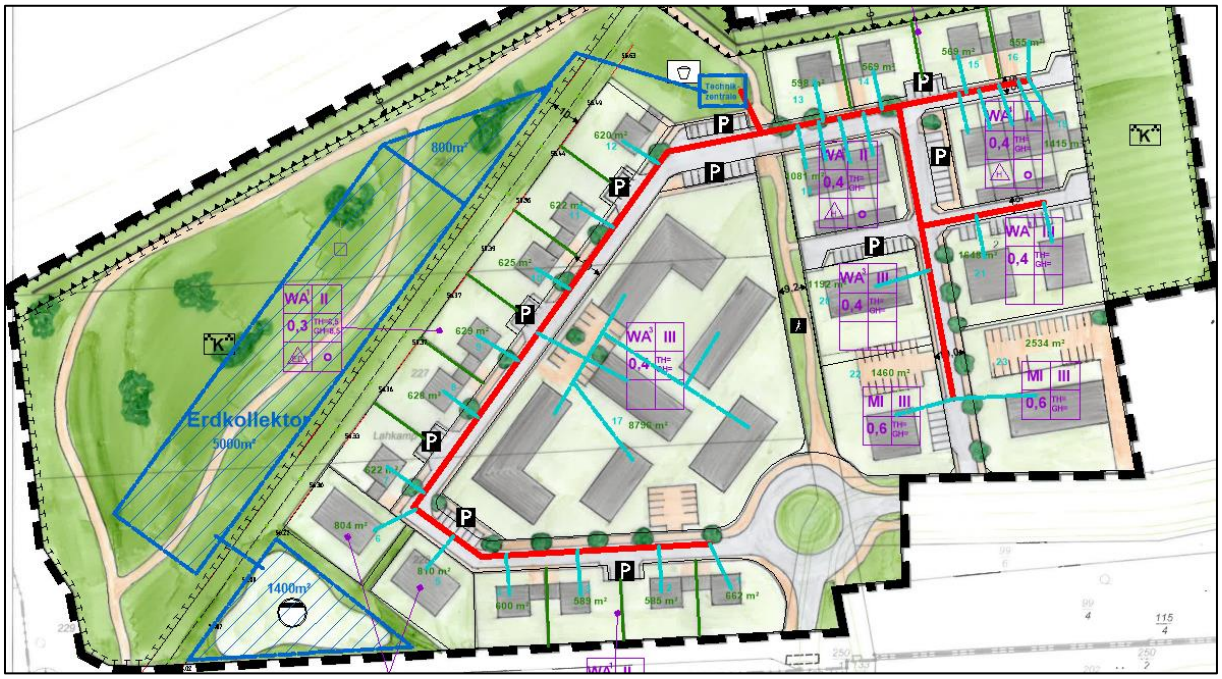


Abb. 9: Variante Erdkollektor, Quelle: Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019)

5.2.2. V6: Versorgung mittels Erdwärmesonden

Mithilfe des NIBIS-Kartenserver konnten erste Informationen zur geothermischen Ergiebigkeit von Erdsonden ermittelt werden. Aufgrund der Sulfatgesteinsverbreitung in Tiefen ≤ 200 m ist die Erdwärmenutzung durch Erdwärmesonden nur bedingt zulässig. Die Wärmebereistellung über Erdsonden ist daher vorab mit den zuständigen Behörden zu prüfen. Gegebenenfalls ist die Errichtung von Erdwärmesonden nicht zulässig, oder weitere genehmigungsrechtliche Auflagen sind zu berücksichtigen. Des Weiteren ist, wie bereits oben erwähnt, eine richtige Auslegung der Anlage nur anhand lokal untersuchter Eigenschaften zur geothermischen Nutzung gewährleistet. Die Ermittlung der Parameter erfolgt über (Geo-) Thermal-Response-Tests. Bei Anlagen dieser Größe ist eine Berechnung und Auslegung mittels Earth Energy Designer (EED) und numerischer thermischer Simulation erforderlich.

Nachfolgend ist eine Referenzbohrung (weißer Punkt) dargestellt.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

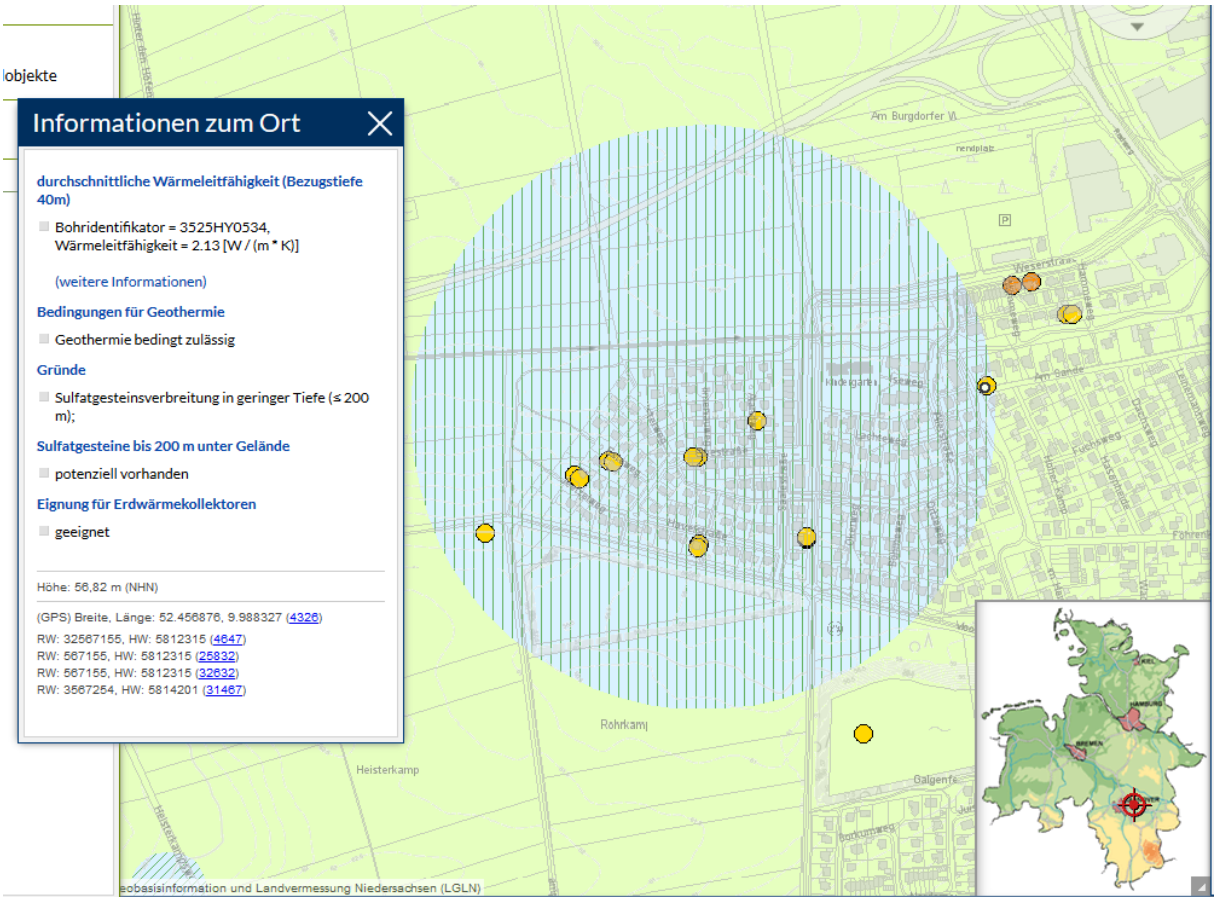


Abb. 10: Referenzbohrung aus NIBIS-Kartenserver, Quelle: (LBEG, 2020)

Die ermittelte Anzahl erforderlicher Sonden beträgt 57 Stück à 100 m. Für den Abstand zwischen den Sonden sind 10 m vorgesehen. In nachfolgender Abbildung sind die Bohrpunkte bzw. Sonden dargestellt. Die Sonden wurden auf zwei Felder aufgeteilt (siehe gelbe Linie).

Für den Einspeisepunkt ins Netz ist westlich (bezogen auf die gelbe Grenzlinie) eine Technikzentrale als Doppelgarage vorgesehen. Die einzelnen Anbindungen der westlich liegenden Sonden werden hier gesammelt. Weiterhin ist eine Druckhaltung mit automatischer Nachspeisung sowie ein Vorratsbehälter für das Wärmeträgermedium vorgesehen. Die Technikzentrale liegt größenmäßig bei etwa 60 m².

Für die östlich platzierten Sonden wird ein erdverlegter Sammlerschacht vorgesehen. Die einzelnen Anbindungen der Sonden werden hier gesammelt. Die Umweltwärme der östlichen Sonden wird gesammelt ins Netz eingespeist. Für weitere Anlagentechnik wie unterstützende Pumpen wird ein größerer Schacht benötigt. Angesetzt ist hier ein Sammlerschacht mit etwa 3 m Durchmesser.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

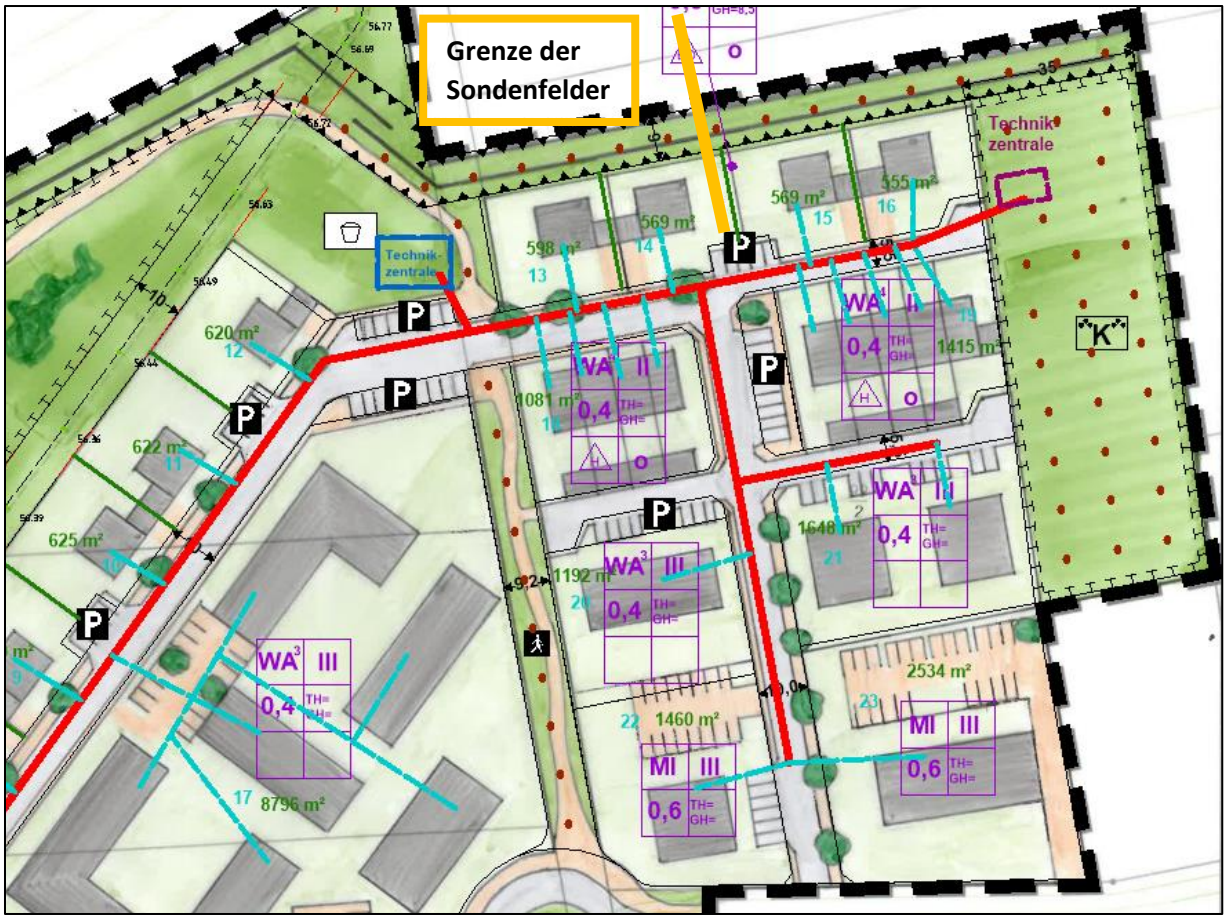


Abb. 11: Variante Erdwärmesonden, Quelle: Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019)

Die Positionierung der Sonden in mehreren parallelen Reihen bewirkt eine größere thermische Beeinflussung untereinander. Die gesamtheitliche Auswirkung auf die Umgebung bzw. umliegenden Grundstücke ist simulativ nachzuhalten. Ein vorherrschender Grundwasserfluss kann sich ggf. maßgeblich auf die Ergiebigkeit und thermische Umgebungsbeeinflussung auswirken.

Alternativ können die Sonden in weiteren Abständen zueinander bzw. ausschließlich in Reihenanordnung angeordnet werden. Hierfür bietet sich die Verwendung der westlich liegenden Grünfläche an. Sollten baurechtliche Einschränkungen zur Erschließung des östlichen Sondenfeldes sowie zum Bau des Sammlers vorliegen, kann ebenfalls die westliche Grünfläche verwendet werden.

5.2.3. V7: Einbindung von Solarthermie

Die Variante 6 wurde unter Einbindung von Solarthermie weiter untersucht. Dazu wird auf der oberirdischen Technikzentrale eine Solarthermieanlage mit 60 m² errichtet, die

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

soleseitig ins Kalte Wärmenetz einspeist. Durch die zusätzliche Wärmeeinspeisung kann die erforderliche Sondenanzahl reduziert werden. Die ermittelte Reduktion liegt bei etwa 2 Sonden à 100 m.

5.3. Brennstoffzelle - Variante 8

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde die Versorgung des Neubaugebiets mit Brennstoffzelle als Wärmeerzeuger untersucht. Grundsätzlich werden Brennstoffzellen mit einer hohen Laufzeit (Dauerläufer) verwendet, und eignen sich daher vorrangig zur Grundlastabdeckung. Aus diesem Grund ist für die gesamtheitliche Versorgung des Neubaugebietes eine Kombination mit anderen Wärmeerzeugern erforderlich.

Aufgrund hoher Investitionskosten und derzeit im Verhältnis geringen Förderung (insbesondere bei größeren Brennstoffzellen) wurde diese Variante nicht weiter untersucht.

Denkbar ist jedoch bei kalten Netzvarianten der Einsatz dezentraler kleiner Brennstoffzellen mit z. B. 1,5 kW elektrischer Leistung in Mehrfamilienhäusern. Die Brennstoffzelle könnte zur Deckung des Strombedarfes der Gebäude inkl. der Wärmepumpen eingesetzt werden. Weiterhin könnte die produzierte Wärme zur Einspeisung ins Kalte Netz oder aber zur Wärmebedarfsdeckung des Gebäudes verwendet werden. Die Förderhöhe ist im Verhältnis zur Investition größer als bei großen Brennstoffzellen. Gefördert werden Brennstoffzellen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 5 kW.

5.4. Weitere Anschlussnehmer - Variante 9

Tab. 5: Variante weitere Anschlussnehmer

	1. Variante	9. Variante
Wärmeabnehmer	**Neubaugebiet B 0-73**	**Neubaugebiet B 0-73 + Weitere Anschlussnehmer**
Hauptversorgung	**Erdgas BHKW**	**Erdgas BHKW**
Spitzenlast	**Spitzenlastkessel**	**Spitzenlastkessel**
Speicher	**10 m³**	**50 m³**
Trassenlänge	**1156 m**	**1891 m**

Mit der wirtschaftlichsten Konzeptvariante zur Wärmeversorgung des Neubaugebietes „Nordwestlich Weserstraße“ nach Entwurf Bebauungsplan 0-73 wurde der Anschluss

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

weiterer Gebäude untersucht. Die wirtschaftlichste Variante ist Variante 1 – Erdgas BHKW.

Die berücksichtigten Anschlussnehmer sind in Kapitel 3.3 genannt. Die Wärmebedarfe resultieren aus den übermittelten Erdgasverbräuchen. Für die Gebäude des Carre-Quartiers wurden die Ansätze zur Ermittlung der Bedarfe des Neubaugebietes herangezogen.

Tab. 6: Ergebnis Bedarfsermittlung Carre Quartier

Nebenrechnung		*gemittelte Werte der Gebäudetypen*			
ENEV		KfW 55		KfW 40	
kWh/a	kWh/Gebäude	kWh/a	kWh/Gebäude	kWh/a	kWh/Gebäude
329.875	82.469	216.125	54.031	170.625	42.656
329.875		216.125		170.625	

Der aus der Prognose resultierende Gesamtbedarf mit ca. 233.000 kWh/Jahr liegt, analog zum Neubaugebiet, etwas oberhalb des Wertes von KfW55. Es wird somit angesetzt, dass die Gebäude des Quartiers annähernd nach KfW55-Standard gebaut werden.

Die Wärme wird über ein warmes Netz dem Anschlussnehmer zur Verfügung gestellt. Die erforderliche Rohrtrasse zur Versorgung der Anschlussnehmer im Neubaugebiet, sowie der weiteren Anschlussnehmer, ist in nachfolgender Abbildung dargestellt. Die Trasse ist inkl. Hausanschlussleitungen ca. 1.890 m lang.

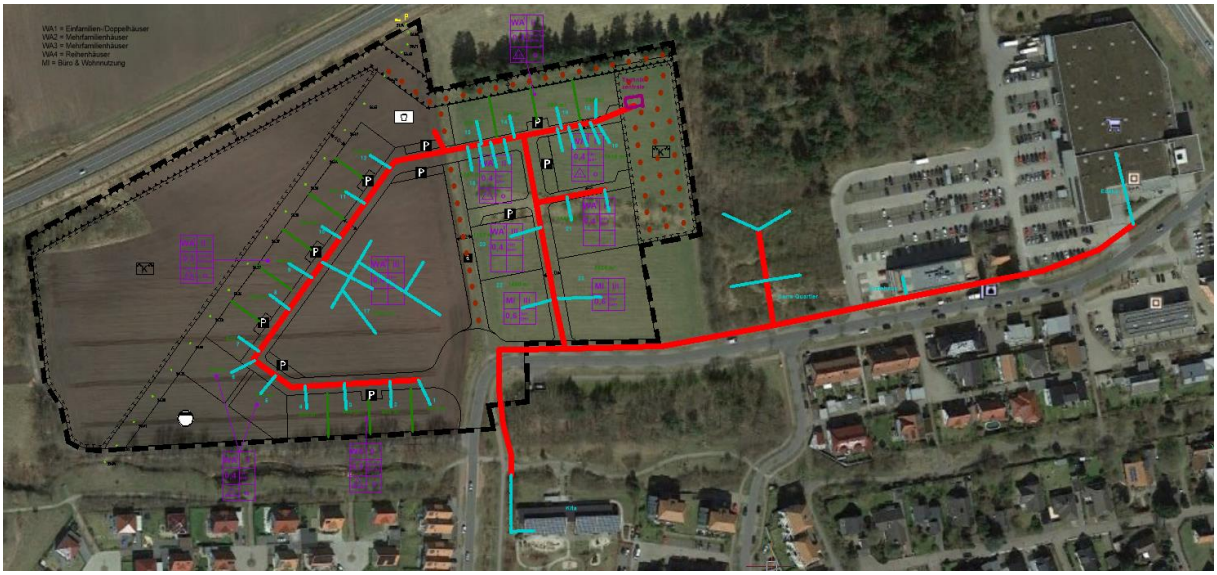


Abb. 12: Trassenverlauf Variante 9 - Wärmenetz mit weiteren Anschlussnehmern, Quelle: (Google Earth Pro) und Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019)

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

In dieser Variante 9 sind 2 BHKW mit jeweils 100 kW elektrisch vorgesehen. Zur Spitzenlastabdeckung wird ein Kessel eingesetzt. Der zugehörige Lastgang ist nachfolgend dargestellt.

Bei Verwendung eines Pufferspeichers mit einer Größe von 50 m³ kann der Anteil des Spitzenlastkessels auf 2 % reduziert werden. Der Speicher kann entweder als stehender oder erdverlegter Speicher ausgewählt werden. Ein stehender 50m³-Speicher hat einen Durchmesser von beispielsweise 3,1 m inkl. Isolierung bei einer Aufstellhöhe von etwa 9,0 m. Alternativ kann ein erdverlegter Speicher mit einer Gesamtlänge von 11,2 m und einem Durchmesser von 2,7 m inkl. Dämmung eingesetzt werden. Im Kostenansatz dieser Variante ist ein erdverlegter Speicher vorgesehen. Der Erdhaushub zur Einbringung ist entsprechend größer vorzusehen.

Im Hinblick auf die jährlichen Vollbenutzungsstunden und den KWKG-Zuschlag wurde der gleiche Ansatz wie in Variante 1 verfolgt. Die gewählte Heizzentrale mit ca. 80m² ist platztechnisch ausreichend, um ein drittes BHKW unterbringen zu können. Damit ließen sich in Summe 3 BHKW mit je ca. 3.000 VBH pro Jahr betreiben, um die maximale Vergütung in 10 Jahren zu generieren.

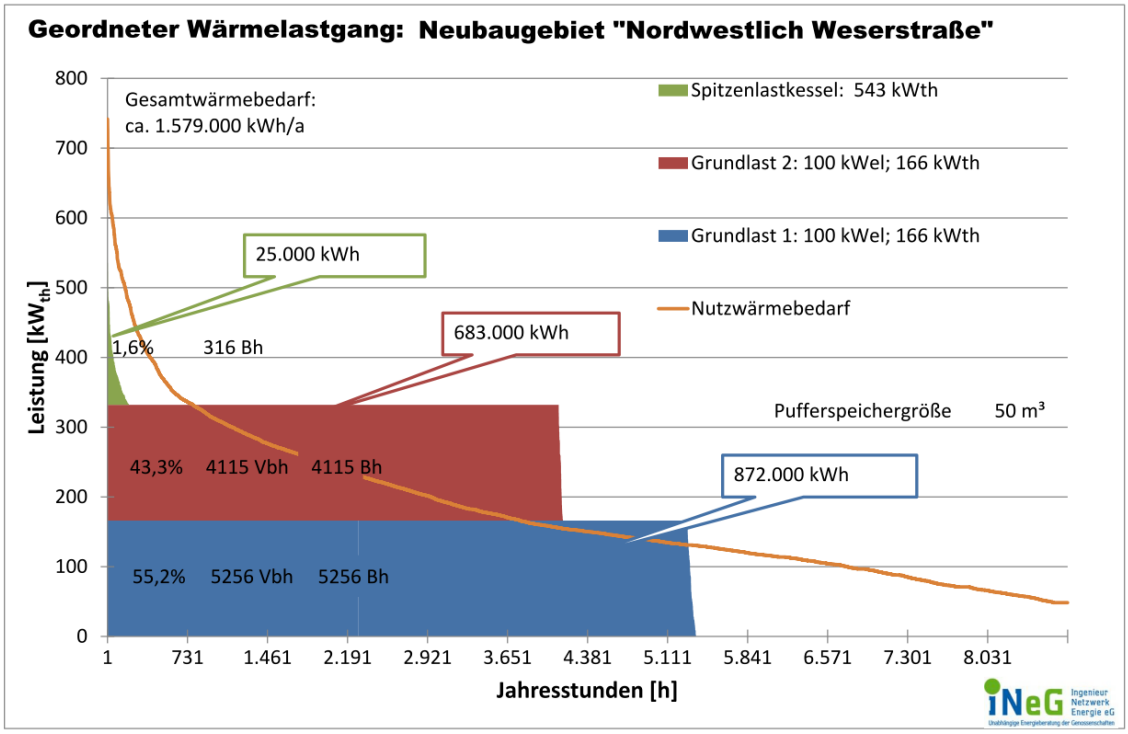


Abb. 13: Lastgang Variante 9 - Erdgas BHKW

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

5.5. V10: Versorgung mittels Biomethan BHKW

Die Bereitstellung der Wärme erfolgt analog zu Variante 4 (Biomethan BHKW). Der wesentliche Unterschied ist der Einsatz von Biomethan, der nicht die Anforderungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erfüllt und eine kostengünstigere Alternative darstellt. Es muss hierbei nicht der bilanzielle Nachweis erbracht werden, dass der Ursprung des eingesetzten Biomethans auf eine Biogasanlage zurückzuführen ist. Der Kostenansatz für das Biomethan beruht auf Referenzprojekten.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

6. Wirtschaftlichkeit für den Betreiber

In diesem Kapitel sind Auszüge aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dargestellt. Eine detaillierte Betrachtung ist dem Anhang beigefügt.

6.1. Investitionskosten

Tab. 7: Investitionskosten

		1.Variante		2.Variante		4.Variante		5.Variante		6.Variante		7.Variante		9.Variante		10.Variante	
	Einheit	warmes WN / Erdgas BHKW		warmes WN / Holzpellets		warmes WN / bilanzielles Biomethan		kaltes WN / Erdkollektoren (1,5 m)		kaltes WN / Erdsonden (100m)		kaltes WN / Erdsonden Solarthermie		warmes WN / Erdgas BHKW weitere AN		warmes WN / Biomethan	
Investitionskapitalbedarf Gesamt	**EUR**	1.194.248 €		1.133.494 €		1.194.248 €		1.767.545 €		1.479.086 €		1.483.784 €		1.749.818 €		1.194.248 €	
Kostengliederung		Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen
Grundstück	€		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €
Herrichten und Erschließen	€		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €
Bauwerk - Baukonstruktion	€	200.000 €	263.100 €	300.000 €	363.100 €	200.000 €	263.100 €	50.000 €	141.520 €	50.000 €	141.520 €	50.000 €	141.520 €	270.000 €	375.220 €	200.000 €	263.100 €
Bauwerk - Technische Anlage	€		707.834 €		558.440 €		707.834 €		1.295.509 €		1.060.989 €		1.064.809 €		1.047.396 €		707.834 €
Außenanlagen	€		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €
Ausstattung und Kunstwerke	€		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €		0 €
Baunebenkosten	€		223.315 €		211.954 €		223.315 €		330.517 €		276.577 €		277.456 €		327.202 €		223.315 €

Die Investitionskosten setzen sich aus den Kosten für die Erschließung des Geländes, dem Bau der Heizzentrale, dem Wärmeerzeuger, dem Wärmenetz (Tiefbau, Leitungen, Übergabestationen bzw. Wärmepumpen) und der Planung bzw. der Baubegleitung zusammen.

Die Unterschiede zwischen den Varianten kommen im Wesentlichen durch den Wärmeerzeuger, die Netzart Warm- oder Kaltnetz und Übergabestationen bzw. Wärmepumpen zustande. In Variante 9 sind die Heizzentrale, die größeren Wärmeerzeuger, die zusätzliche Trasse zur Anbindung weiterer Anschlussnehmer und die Übergabestationen ausschlaggebend für die hohe Investition.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

6.1.1. Instandsetzungs- und Kapitalkosten

Tab. 8: Instandsetzungs- und Kapitalkosten

4. Instandhaltungskosten				1.Variante	2.Variante	4.Variante	5.Variante	6.Variante	7.Variante	9.Variante	10.Variante
				warmes WN / Erdgas BHKW	warmes WN / Holzpellets	warmes WN / bilanzielles Biomethan	kaltes WN / Erdkollektoren (1,5 m)	kaltes WN / Erdsonden (100m)	kaltes WN / Erdsonden Solarthermie	warmes WN / Erdgas BHKW weitere AN	warmes WN / Biomethan
Instandsetzungskosten Summe			**EUR/a**	**22.563 €**	**9.570 €**	**22.563 €**	**18.980 €**	**18.160 €**	**18.421 €**	**34.871 €**	**22.563 €**
Kapitalkosten Summe			**EUR/a**	**71.096 €**	**57.863 €**	**71.096 €**	**86.381 €**	**74.795 €**	**76.136 €**	**105.099 €**	**71.096 €**
4. Instandsetzungskosten	Aktualisieren	Alles einblenden	Prozentsatz / Einheit	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh
Summen	100 Grundstück	Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	200 Herrichten und Erschließen	Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	300 Bauwerk - Baukonstruktion	Summe	EUR/a	2.631 €	3.631 €	2.631 €	1.415 €	1.415 €	1.415 €	3.752 €	2.631 €
	400 Bauwerk - Technische Anlage	Summe	EUR/a	19.932 €	5.939 €	19.932 €	17.565 €	16.745 €	17.006 €	31.118 €	19.932 €
	500 Außenanlagen	Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	600 Ausstattung und Kunstwerke	Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	700 Baunebenkosten	Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	Instandsetzungskosten Gesamt		EUR/a	22.563 €	9.570 €	22.563 €	18.980 €	18.160 €	18.421 €	34.871 €	22.563 €
5. Kapitalkosten	Aktualisieren	Alles einblenden	a								
			30 a								
Summen	100 Grundstück		EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	200 Herrichten und Erschließen		EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	300 Bauwerk -Baukonstruktion		EUR/a	10.955 €	15.119 €	10.955 €	5.893 €	5.893 €	5.893 €	15.624 €	10.955 €
	400 Bauwerk - Technische Anlagen		EUR/a	49.363 €	32.515 €	49.363 €	64.537 €	55.553 €	56.852 €	73.683 €	49.363 €
	500 Außenanlagen		EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	600 Ausstattung und Kunstwerke		EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	700 Baunebenkosten		EUR/a	10.778 €	10.230 €	10.778 €	15.952 €	13.349 €	13.391 €	15.792 €	10.778 €
	Kapitalkosten Gesamt		EUR/a	71.096 €	57.863 €	71.096 €	86.381 €	74.795 €	76.136 €	105.099 €	71.096 €

Die Berechnungen wurden nach der VDI 2067 durchgeführt.

Die Instandhaltungskosten beinhalten laufende Kosten für das Wärme – bzw. Kaltnetz und die Wärmebereitstellung.

Dazu gehören die Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungskosten. Die Kosten setzen sich je nach Größe und Komplexität der Wärmeversorgung/-verteilung zusammen.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Die Kapitalkosten berechnen sich aus den Investitionskosten über einen Nutzungszeitraum von 30 Jahren. Dabei sind die Kosten von Erneuerungen von Anlagen, deren Nutzungszeitraum unter 30 Jahren liegen, mit einberechnet.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

6.1.2. Bedarfs- und Betriebsgebundene, sonstige Kosten

Tab. 9: Bedarfs- und Betriebsgebundene, sonstige Kosten

		1.Variante	2.Variante	4.Variante	5.Variante	6.Variante	7.Variante	9.Variante	10.Variante
		warmes WN / Erdgas BHKW	warmes WN / Holzpellets	warmes WN / bilanzielles Biomethan	kaltes WN / Erdkollektoren (1,5 m)	kaltes WN / Erdsonden (100m)	kaltes WN / Erdsonden Solarthermie	warmes WN / Erdgas BHKW weitere AN	warmes WN / Biomethan
Bedarfsgebunden Kosten (gesamt)	EUR/a	62.299 €	48.164 €	129.555 €	32.016 €	28.742 €	28.268 €	117.014 €	97.890 €
Betriebsgebundene Kosten gesamt	EUR/a	29.702 €	18.378 €	29.702 €	27.120 €	26.299 €	26.560 €	42.010 €	29.702 €
Ausgaben für sonstige Kosten	EUR/a	7.664 €	7.417 €	7.664 €	10.994 €	9.822 €	9.841 €	11.176 €	7.664 €
Jahresausgaben Gesamt	EUR/a	170.761 €	131.822 €	238.017 €	156.511 €	139.658 €	140.804 €	275.299 €	206.352 €

Die bedarfsgebundenen Kosten umfassen die Kosten für Brennstoffe und Strom. Die Varianten beinhalten die Kosten für das Erdgas der Spitzenlastkessel, sowie Stromkosten für die Wärmepumpen, Netzpumpen und den Eigenstrombedarf der Energieerzeuger. Folgende Kosten wurden dabei angesetzt:

Tab. 10: Angesetzte Kosten für Brennstoffe und Strom

Gebäude	V 1	V 2	V 4	V 5-7	V9	V 10
Erdgas	3,8 ct/kWh (HS)				3,6 ct/kWh (HS)	
Strom	25 ct/kWh			19,8 ct/kWh	25 ct/kWh	
Pellet		200 €/Tonne				
Biomethan			8,0 ct/kWh (HS)			6,0 ct/kWh (HS)

Die angesetzten (netto) Kosten sind Erfahrungswerte aus anderen Projekten. Bei diesen Kosten ist die Menge an Brennstoff bzw. Strom sowie der örtliche Tarif maßgeblich für den erzielbaren Preis und ist durch den Auftraggeber zu prüfen.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Die betriebsgebundenen Kosten setzen sich aus den Instandhaltungskosten (6.1.1) und Kosten für Gebühren und Überwachung zusammen. Sonstige Kosten beinhalten u. a. Versicherungen und Konzessionsabgaben. Aktuell liegt die Konzessionsabgabe bei 0,22 ct/kWh (bezogen auf verkaufte Wärme). Die Jahresausgaben summieren sich folgendermaßen auf:

$$\boldsymbol{Kapitalkosten} + Bedarfsgebundene\ Kosten + Betriebsgebundene\ Kosten + sonstige\ Kosten = \boldsymbol{Jahresausgaben}$$

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

6.1.3. Jahreseinnahmen

Tab. 11: Jahreseinnahmen

9. Jahreseinnahmen		1.Variante	2.Variante	4.Variante	5.Variante	6.Variante	7.Variante	9.Variante	10.Variante
		warmes WN / Erdgas BHKW	warmes WN / Holzpellets	warmes WN / bilanzielles Biomethan	kaltes WN / Erdkollektoren (1,5 m)	kaltes WN / Erdsonden (100m)	kaltes WN / Erdsonden Solarthermie	warmes WN / Erdgas BHKW weitere AN	warmes WN / Biomethan
Jahreseinnahmen aus Stromvergütung, Wärmeverkauf und Stromverkauf	EUR/a	146.892 €	73.358 €	135.748 €	73.358 €	73.358 €	73.358 €	246.919 €	138.456 €
9.1 Einnahmen durch Wärmeverkauf									
Einnahmen aus Wärmeverkauf	EUR/a	73.358 €	73.358 €	73.358 €	73.358 €	73.358 €	73.358 €	133.976 €	73.358 €
durchschnittlicher Wärmepreis	EUR/MW	123,30 €	123,30 €	123,30 €	123,30 €	123,30 €	123,30 €	115,01 €	123,30 €
Kostendeckender Wärmepreis	EUR/MW	111,97 €	180,56 €	243,74 €	216,00 €	186,04 €	186,79 €	104,64 €	185,97 €
9.2 Einnahmen durch Vergütung nach EEG oder KWKG									
Stromvergütung der BHKWs nach:	bitte wählen	KWKG	KWKG	EEG	KWKG	KWKG	KWKG	KWKG	KWKG
Gesamtsumme Förderung KWK-Anlagen nach KWKG/EEG		65.097 €	0 €	62.389 €	0 €	0 €	0 €	96.044 €	65.097 €
9.3 Eingesparte Stromkosten bei Eigenstromnutzung									
Einsparung Eigenstromnutzung	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Zwischensumme: Stromvergütung nach KWKG/EEG und Einsparung Eigenstromnutzung	EUR/a	65.097 €	0 €	62.389 €	0 €	0 €	0 €	96.044 €	65.097 €
Mischpreis (KWKG und Eigenstrom)	ct/kWh								
9.4 Steuerrückerstattung		BHKW I / BHKW II	BHKW I / BHKW II	BHKW I / BHKW II	BHKW I / BHKW II	BHKW I / BHKW II	BHKW I / BHKW II	BHKW I / BHKW II	BHKW I / BHKW II
Rückerstattung Energiesteuer	EUR/a	8.436 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	16.899 €	0 €
9.5 Stromverkauf									
Einnahmen Stromverkauf	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Jahreseinnahmen aus Stromvergütung, Wärmeverkauf und Stromverkauf	EUR/a	146.892 €	73.358 €	135.748 €	73.358 €	73.358 €	73.358 €	246.919 €	138.456 €

Die (netto) Jahreseinnahmen bei Variante 2 und Varianten 5 bis 7 bestehen ausschließlich aus dem Verkauf der Wärme.

Folgende Tarife wurden für den (netto) Wärmeverkauf angenommen:

Grundpreis: 200 €/a Arbeitspreis: 115 €/MWh

Grundpreis Gewerbe: 200 €/a Arbeitspreis Gewerbe: 90 €/MWh

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Für die Varianten 1, 4, 9 und 10 sind weitere Einnahmen aufgrund der KWK-Anlage zu erzielen.

Hierbei wurde angesetzt, dass aufgrund des räumlichen Zusammenhangs im Neubaugebiet die Netznutzungsentgelte vermieden werden können (siehe dazu angehängte detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung). Damit erhöht sich maßgeblich die Stromsteuererstattung. Diese Annahme muss durch den Auftraggeber auf die vorherrschenden Bedingungen geprüft werden.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

6.1.4. Finanzierung

Tab. 12: Finanzierung

10. Finanzierung		1.Variante warmes WN / Erdgas BHKW	2.Variante warmes WN / Holzpellets	4.Variante warmes WN / bilanzielles Biomethan	5.Variante kaltes WN / Erdkollektoren (1,5 m)	6.Variante kaltes WN / Erdsonden (100m)	7.Variante kaltes WN / Erdsonden Solarthermie	9.Variante warmes WN / Erdgas BHKW weitere AN	10.Variante warmes WN / Biomethan
Investitionskostenkapitalbedarf gesamt	EUR	1.194.248 €	1.133.494 €	1.194.248 €	1.767.545 €	1.479.086 €	1.483.784 €	1.749.818 €	1.194.248 €
Zusammentstellung Finanzierung									
Netzkostenbeiträge	EUR	396.000 €	396.000 €	396.000 €	396.000 €	396.000 €	396.000 €	472.000 €	396.000 €
sonstiges Eigenkapital	EUR	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Förderungen	EUR	118.100 €	81.820 €	118.100 €	176.820 €	176.820 €	182.220 €	201.600 €	118.100 €
Fremdkapital, Langfristig	EUR	680.148 €	655.674 €	680.148 €	1.194.725 €	906.266 €	905.564 €	1.076.218 €	680.148 €
Investitionskapitalbedarf Gesamt (Summe)	EUR	1.194.248 €	1.133.494 €	1.194.248 €	1.767.545 €	1.479.086 €	1.483.784 €	1.749.818 €	1.194.248 €
Anteil Netzkostenbeiträge		33,2%	34,9%	33,2%	22,4%	26,8%	26,7%	27,0%	33,2%
Anteil sonstiges Eigenkaptial		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Anteil Förderung		9,9%	7,2%	9,9%	10,0%	12,0%	12,3%	11,5%	9,9%
Anteil Fremdkapital		57,0%	57,8%	57,0%	67,6%	61,3%	61,0%	61,5%	57,0%

Bei den Varianten können der Pufferspeicher, das Wärmenetz und die Übergabestationen nach KWKG (Variante 1, 4, 9 und 10) bzw. KfW (Marktanreizprogramm MAP für Variante 2) gefördert werden. Für die Varianten 5 bis 7 können die Wärmepumpen über das BAFA-Programm „Heizen mit erneuerbaren Energien“ gefördert werden. Bei Variante 7 ist zusätzlich die Solarthermieanlage über KfW förderbar.

<u>Kondition Fremdkapital</u>

Laufzeit: 30 Jahre
Zinssatz: 1,5 %

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

6.1.5. Bilanzierung

Tab. 13: Bilanzierung

Zusammenfassung	1.Variante	2.Variante	4.Variante	5.Variante	6.Variante	7.Variante	9.Variante	10.Variante
	warmes WN / Erdgas BHKW	warmes WN / Holzpellets	warmes WN / bilanzielles Biomethan	kaltes WN / Erdkollektoren (1,5 m)	kaltes WN / Erdsonden (100m)	kaltes WN / Erdsonden Solarthermie	warmes WN / Erdgas BHKW weitere AN	warmes WN / Biomethan
Jahresausgaben								
kapitalgebundene Kosten unter Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge	40.491 €	33.471 €	40.491 €	58.387 €	45.828 €	46.466 €	64.641 €	40.491 €
bedarfsgebundene Kosten (Energiekosten)	62.299 €	48.164 €	129.555 €	32.016 €	28.742 €	28.268 €	117.014 €	97.890 €
betriebsgebunde Kosten (Betriebsführung+Instandhaltung)	29.702 €	18.378 €	29.702 €	27.120 €	26.299 €	26.560 €	42.010 €	29.702 €
sonstige Kosten	7.664 €	7.417 €	7.664 €	10.994 €	9.822 €	9.841 €	11.176 €	7.664 €
Jahresausgaben gesamt	140.156 €	107.430 €	207.411 €	128.517 €	110.691 €	111.135 €	234.841 €	175.747 €
Jahreseinnahmen								
Einnahmen durch Wärmeverkauf	73.358 €	73.358 €	73.358 €	73.358 €	73.358 €	73.358 €	133.976 €	73.358 €
Einnahmen durch Stromeinspeisung	65.097 €	0 €	62.389 €	0 €	0 €	0 €	96.044 €	65.097 €
Energiesteuerrückerstattung	8.436 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	16.899 €	0 €
Einsparung Eigenstromnutzung	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Einnahmen durch Stromverkauf	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Jahreseinnahmen gesamt	146.892 €	73.358 €	135.748 €	73.358 €	73.358 €	73.358 €	246.919 €	138.456 €
Einnahmen - Ausgaben (Überschuss)	6.736 €	-34.072 €	-71.664 €	-55.159 €	-37.333 €	-37.777 €	12.078 €	-37.291 €
Investition	1.194.248 €	1.133.494 €	1.194.248 €	1.767.545 €	1.479.086 €	1.483.784 €	1.749.818 €	1.194.248 €
Investition nach Förderung BKZ/Mitlgiedsbeiträgen	680.148 €	655.674 €	680.148 €	1.194.725 €	906.266 €	905.564 €	1.076.218 €	680.148 €
CO_2 Emissionen	68.093 kg/a	30.920 kg/a	-13.358 kg/a	82.273 kg/a	73.397 kg/a	72.112 kg/a	134.675 kg/a	-13.358 kg/a
Primärenergiefaktor des Wärmenetzes	0,45	0,37	0,00	0,47	0,42	0,41	0,46	0,00

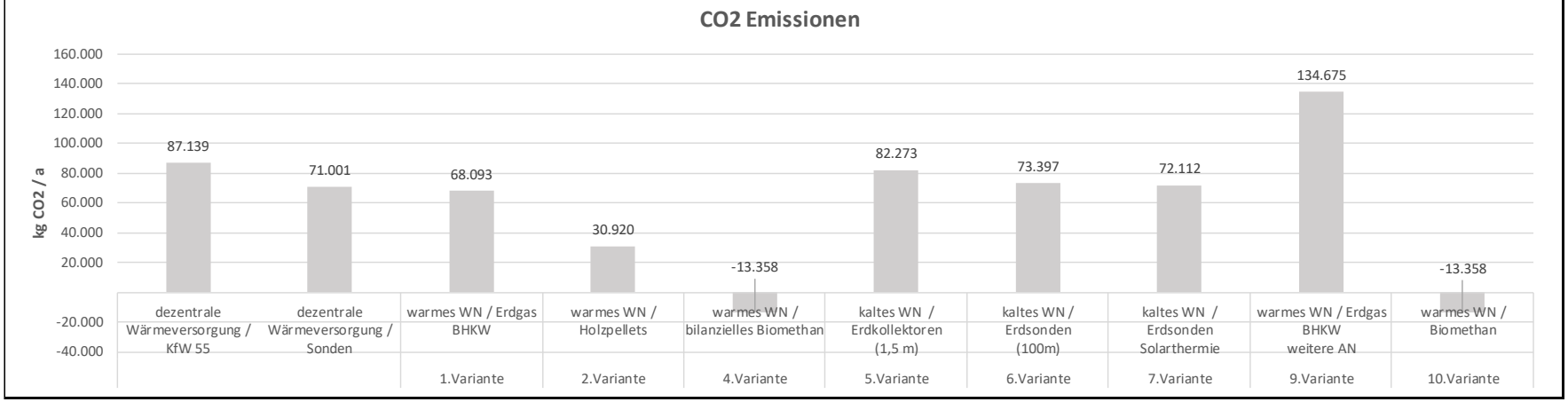
Die Zusammenfassung zeigt, dass lediglich die BHKW-Varianten 1 und 9 wirtschaftlich darstellbar sind. Die Varianten 2, 6, 7 und 10 bewegen sich auf einem ähnlichen negativen Niveau mit etwa -35.000 €/a.

Die Unterschiede der Varianten 4 und 10 liegen aufgrund des unterschiedlichen Biomethans bei den Energiekosten sowie im Vergütungsansatz nach EEG bzw. KWKG.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

6.2. CO_2-Emissionen und Primärenergiefaktor

CO2-Emissionen



Primärenergiefaktor

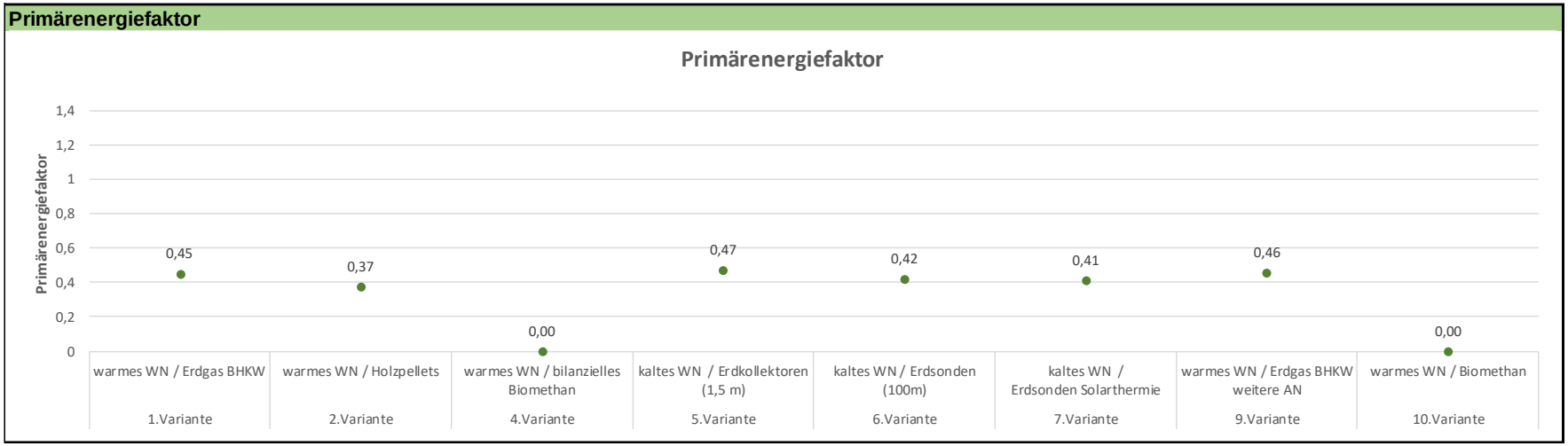


Abb. 14: Diagramme CO2-Emissionen und Primärenergiefaktor

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Das Diagramm der CO2-Emissionen zeigt die Varianten im Vergleich zu dezentralen Einzellösungen nach KfW55 Bauweise, zusammengefasst als dezentrale Wärmeversorgung. Der prognostische Ansatz an kategorischen Einzellösungen der dezentralen Versorgung ist dem Anhang beigefügt. Weiterhin wurden die CO2-Emissionen einer dezentralen Wärmeversorgung mit Erdwärmesonden-Anlagen ermittelt, da diese Anlage die beste der dezentralen Lösungen darstellt (siehe nachfolgendes Kapitel).

Tab. 14: Verwendete Werte zur Berechnung von CO_2-Emissionen und PEF, Quelle: (BAFA, 2020)

Brennstoff	CO_2-Emission [g/kWhHs]	PEF insgesamt	PEF nicht erneuerbare Anteil
Heizöl EL	294	1,1	1,1
Erdgas H	202	1,1	1,1
Biogas	148	1,5	0,5
Biomethan	148	1,5	0,5
Biomasse	23	1,2	0,2
Deutscher Strommix	537	2,8	1,8

Quelle: Spezifische CO2-Faktoren nach BAFA Modul 4 Merkblatt - Feb. 2020

In obiger Tabelle sind die verwendeten Werte zur Berechnung der CO_2-Emissionen und des Primärenergiefaktors (PEF) dargestellt.

Bei den BHKW Varianten basiert die Berechnung des PEF auf dem Arbeitsblatt des AGFW (Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.) „Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1“. Hierbei wird der erzeugte und eingespeiste Strom in der Bilanzierung verrechnet, und dient damit als „Stromgutschrift“. Die Verrechnung erfolgt mit Graustrom statt mit dem Deutschen Strommix, sodass ein guter PEF erzielt werden kann.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Analog werden in der CO_2-Bilanz die vermiedenen CO_2-Emissionen einer herkömmlichen Stromerzeugung durch den Strom der KWK Anlage mitberücksichtigt. Für die Variante 4 und 10 ergibt sich aufgrund der geringen CO_2-Emissionen bei Einsatz von Biomethan und der Verrechnung ein negatives Ergebnis. Damit sind diese beiden Varianten die ökologisch besten.

Für die Verrechnung wird der Deutsche Strommix angesetzt. Die damit verbunden CO_2-Emissionen berücksichtigen den erneuerbaren Anteil. Erwartungsgemäß wird der erneuerbare Anteil zukünftig weiter ansteigen und die CO_2-Emissionen des Deutschen Strommix sinken.

Folglich reduziert sich mit den Jahren auch die CO2-Einsparung bei den Varianten mit KWK Anlage. Für einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren wird die CO_2-Bilanz mitunter deutlich unter den ermittelten Werten liegen. Im Gegensatz dazu sinkt aufgrund des Stromeinsatzes die CO_2-Bilanz für die Varianten mit Wärmepumpen.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

6.3. Endkundenvergleich

Anhand der Kennwerte (Wärmepreis) der wirtschaftlichen Variante 1 wurde eine Gegenüberstellung der Jahreskosten im Vergleich zu dezentralen Einzellösungen vorgenommen. Das Ergebnis ist als Auszug nachfolgend aufgeführt. Für den Vergleich wurde ein typisches Einfamilienhaus herangezogen.

Vollkostenrechnung (Gegenüberstellung der Jahreskosten)
Wohnhaus: EFH

Eingabefelder sind blau	Nahwärme (Contracting)	Gasbrennwertkessel + Solarthermie	Pelletheizung	Luft-Wasser Wärmepumpe	Sole-Wasser-EWP
Investitionskosten netto (in Anlehnung an BDEW-Studie*)					
Hausanschluss	11.000,00 €	1.680,67 €	- €	- €	- €
Wärmeerzeuger / Regelung	- €	2.268,91 €	11.596,64 €	12.650,00 €	10.560,00 €
Solarkollektoren + Solarkreislauf	- €	4.705,88 €	- €	- €	- €
Heizflächen / Leitungssystem	- €	- €	- €	- €	- €
Pufferspeicher	- €	- €	- €	- €	- €
Gas- / Elektroinstallation	- €	882,35 €	650,00 €	750,00 €	750,00 €
Brennstofflagerung	- €	- €	600,00 €	- €	- €
Abgassystem / sonstige Baukosten / Erdsonde	- €	2.941,18 €	4.285,71 €	1.800,00 €	10.000,00 €
Kfw55 Förderung / BAFA Förderung	- €	- €	- 5.786,32 €	- €	- 7.458,50 €
Summe Investition netto	**11.000,00 €**	**12.478,99 €**	**11.346,03 €**	**15.200,00 €**	**13.851,50 €**

Preise	**Nahwärme**	**Bundesdeutsche Jahresmittelwerte (Grundpreis und Arbeitspreis*)**			
Anschlusskosten Einmalig	**13.090,00 €**	**2000,00 €**	**0,00 €**	**0,00 €**	**0,00 €**
Grundpreis Brutto	**19,83 €/Monat**	**6,66 €/Monat**	**-**	**1,83 €/Monat**	**1,83 €/Monat**
Leistungspreis Brutto	**0,00 €/KW**	**0,00 €/KW**	**0,00 €/KW**	**0,00 €/KW**	**0,00 €/KW**
Arbeitspreis HT Brutto					
Arbeitspreis NT Brutto					
Arbeitspreis Ø Brutto (1/4 NT 3/4 HT)	**13,69 ct/kWh**	**5,99 ct/kWh**	**7,38 ct/kWh**	**23,58 ct/kWh**	**23,58 ct/kWh**

	Nahwärme (Contracting)	Gasbrennwertkessel + Solarthermie	Pelletheizung	Luft-Wasser Wärmepumpe	Sole-Wasser-EWP
Brennstoffeinsatz	**8624 kWh/a**	**7968 kWh/a**	**9031 kWh/a**	**2464 kWh/a**	**2053 kWh/a**
Brennstoffeinsatz (Heizwert)		7270 kWh	9031 kWh	2464 kWh	2053 kWh
Jahresnutzungsgrad (bez auf Heizwert)		98%	96%	350%	420%
davon Solare Deckung		**1500 kWh**			
Nutzwärmebedarf	**8624 kWh**	**8624 kWh**	**8624 kWh**	**8624 kWh**	**8624 kWh**
Anschlussleistung	**5 kW**	**5 kW**	**5 kW**	**5 kW**	**5 kW**
Energiekosten					
Grundkosten (netto)	200 EUR/a	67 EUR/a	0 EUR/a	18 EUR/a	18 EUR/a
Leistungspreis (netto)					
Leistungskosten (netto)	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a
Arbeitspreis (netto)	11,50 ct/kWh	5,03 ct/kWh	6,20 ct/kWh	19,82 ct/kWh	19,82 ct/kWh
Arbeitskosten (netto)	992 EUR/a	401 EUR/a	560 EUR/a	488 EUR/a	407 EUR/a
Stromkosten (Regelung, Gebläse, Pumpen, Warmwasserbereitung)	0 EUR/a	95 EUR/a	160 EUR/a	61 EUR/a	110 EUR/a
Wartung und Ersatzteile in Anlehnung an **BDEW-Studie***	0 EUR/a	260 EUR/a	953 EUR/a	289 EUR/a	411 EUR/a
Schornsteinfeger	0 EUR/a	25 EUR/a	110 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a
Stromvergütung/eingesparte Strombezugskosten	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a
Jahresheizkosten	**1192 EUR/a**	**848 EUR/a**	**1783 EUR/a**	**857 EUR/a**	**947 EUR/a**
Investition nach Förderung	11000 EUR	12479 EUR	11346 EUR	15200 EUR	13852 EUR
Nutzungsdauer nach VDI 2067	30 Jahre	18 Jahre	15 Jahre	18 Jahre	30 Jahre
Kapitalgebunden Kosten in Anlehnung an **BDEW-Studie***	491 EUR/a	832 EUR/a	883 EUR/a	1014 EUR/a	618 EUR/a
Vollkostenrechnung					
Gesamtkosten (netto)	1683 EUR/a	1681 EUR/a	2666 EUR/a	1871 EUR/a	1565 EUR/a
MwSt.	320 EUR/a	319 EUR/a	439 EUR/a	355 EUR/a	297 EUR/a
Gesamtkosten (brutto)	**2003 EUR/a**	**2000 EUR/a**	**3105 EUR/a**	**2226 EUR/a**	**1862 EUR/a**
Kosteneinsparung Nahwärme		**0%**	**36%**	**10%**	**-8%**
Vorteil Nahwärme gegenüber anderen Technologien im ersten Jahr		**-3 EUR/a**	**1102 EUR/a**	**223 EUR/a**	**-140 EUR/a**

Abb. 15: Endkundenvergleich

Unter den gegebenen Bedingungen ist eine dezentrale Sole-Wasser-Erdwärmepumpe für einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren wirtschaftlicher. Der Vorteil ist über die

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

mögliche Förderung der Gesamtanlage (Sondenbohrung, Anbindung und Wärmepumpe) gegeben. Weiterhin ist der Gasbrennwertkessel in Kombination mit einer Solarthermieanlage geringfügig wirtschaftlicher bzw. ungefähr vergleichbar.

Da der Anschluss an ein Wärmenetz zukünftig auch gefördert werden wird, lässt sich mitunter ein besseres Ergebnis zu den Einzellösungen erzielen.

Vollkostenrechnung (Gegenüberstellung der Jahreskosten)
Wohnhaus: EFH

Eingabefelder sind blau	Nahwärme (Contracting)	Gasbrennwertkessel + Solarthermie	Pelletheizung	Luft-Wasser Wärmepumpe	Sole-Wasser-EWP
Investitionskosten netto (in Anlehnung an BDEW-Studie*)					
Hausanschluss	11.000,00 €	1.680,67 €	- €	- €	- €
Wärmeerzeuger / Regelung	- €	2.268,91 €	11.596,64 €	12.650,00 €	10.560,00 €
Solarkollektoren + Solarkreislauf	- €	4.705,88 €	- €	- €	- €
Heizflächen / Leitungssystem	- €	- €	- €	- €	- €
Pufferspeicher	- €	- €	- €	- €	- €
Gas- / Elektroinstallation	- €	882,35 €	650,00 €	750,00 €	750,00 €
Brennstofflagerung	- €	- €	600,00 €	- €	- €
Abgassystem / sonstige Baukosten / Erdsonde	- €	2.941,18 €	4.285,71 €	1.800,00 €	10.000,00 €
Kfw55 Förderung / BAFA Förderung	- 3.850,00 €	- €	- 5.786,32 €	- €	- 7.458,50 €
Summe Investition netto	**7.150,00 €**	**12.478,99 €**	**11.346,03 €**	**15.200,00 €**	**13.851,50 €**

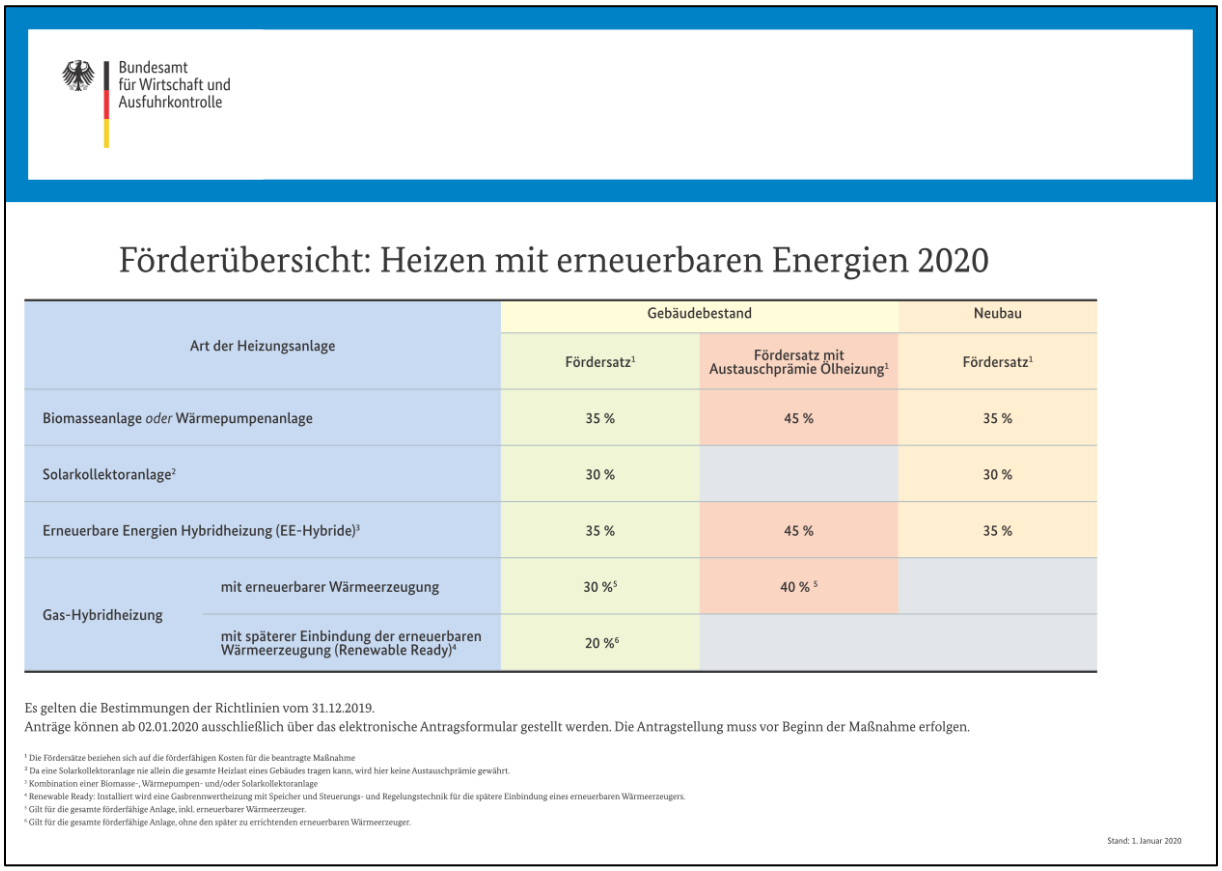
Preise	**Nahwärme**	**Bundesdeutsche Jahresmittelwerte (Grundpreis und Arbeitspreis*)**			
Anschlusskosten Einmalig	**13.090,00 €**	**2000,00 €**	**0,00 €**	**0,00 €**	**0,00 €**
Grundpreis Brutto	**19,83 €/Monat**	**6,66 €/Monat**	**-**	**1,83 €/Monat**	**1,83 €/Monat**
Leistungspreis Brutto	**0,00 €/KW**	**0,00 €/KW**	**0,00 €/KW**	**0,00 €/KW**	**0,00 €/KW**
Arbeitspreis HT Brutto					
Arbeitspreis NT Brutto					
Arbeitspreis Ø Brutto (1/4 NT 3/4 HT)	**13,69 ct/kWh**	**5,99 ct/kWh**	**7,38 ct/kWh**	**23,58 ct/kWh**	**23,58 ct/kWh**

	Nahwärme (Contracting)	Gasbrennwertkessel + Solarthermie	Pelletheizung	Luft-Wasser Wärmepumpe	Sole-Wasser-EWP
Brennstoffeinsatz	**8624 kWh/a**	**7968 kWh/a**	**9031 kWh/a**	**2464 kWh/a**	**2053 kWh/a**
Brennstoffeinsatz (Heizwert)		7270 kWh	9031 kWh	2464 kWh	2053 kWh
Jahresnutzungsgrad (bez auf Heizwert)		98%	96%	350%	420%
davon Solare Deckung		**1500 kWh**			
Nutzwärmebedarf	**8624 kWh**	**8624 kWh**	**8624 kWh**	**8624 kWh**	**8624 kWh**
Anschlussleistung	**5 kW**	**5 kW**	**5 kW**	**5 kW**	**5 kW**
Energiekosten					
Grundkosten (netto)	200 EUR/a	67 EUR/a	0 EUR/a	18 EUR/a	18 EUR/a
Leistungspreis (netto)					
Leistungskosten (netto)	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a
Arbeitspreis (netto)	11,50 ct/kWh	5,03 ct/kWh	6,20 ct/kWh	19,82 ct/kWh	19,82 ct/kWh
Arbeitskosten (netto)	992 EUR/a	401 EUR/a	560 EUR/a	488 EUR/a	407 EUR/a
Stromkosten (Regelung, Gebläse, Pumpen, Warmwasserbereitung)	0 EUR/a	95 EUR/a	160 EUR/a	61 EUR/a	110 EUR/a
Wartung und Ersatzteile in Anlehnung an **BDEW-Studie***	0 EUR/a	260 EUR/a	953 EUR/a	289 EUR/a	411 EUR/a
Schornsteinfeger	0 EUR/a	25 EUR/a	110 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a
Stromvergütung/eingesparte Strombezugskosten	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a
Jahresheizkosten	**1192 EUR/a**	**848 EUR/a**	**1783 EUR/a**	**857 EUR/a**	**947 EUR/a**
Investition nach Förderung	7150 EUR	12479 EUR	11346 EUR	15200 EUR	13852 EUR
Nutzungsdauer nach VDI 2067	30 Jahre	18 Jahre	15 Jahre	18 Jahre	30 Jahre
Kapitalgebunden Kosten in Anlehnung an **BDEW-Studie***	319 EUR/a	832 EUR/a	883 EUR/a	1014 EUR/a	618 EUR/a
Vollkostenrechnung					
Gesamtkosten (netto)	1511 EUR/a	1681 EUR/a	2666 EUR/a	1871 EUR/a	1565 EUR/a
MwSt.	287 EUR/a	319 EUR/a	439 EUR/a	355 EUR/a	297 EUR/a
Gesamtkosten (brutto)	**1798 EUR/a**	**2000 EUR/a**	**3105 EUR/a**	**2226 EUR/a**	**1862 EUR/a**
Kosteneinsparung Nahwärme		**10%**	**42%**	**19%**	**3%**
Vorteil Nahwärme gegenüber anderen Technologien im ersten Jahr		**202 EUR/a**	**1307 EUR/a**	**428 EUR/a**	**64 EUR/a**

Abb. 16: Endkundenvergleich unter Förderung eines Netzanschlusses

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Die genaue Ausgestaltung der Förderung ist derzeit noch Bearbeitung. Voraussichtlich wird der Wärmenetzanschluss über das BAFA-Programm „Heizen mit erneuerbaren Energien“ mit einem Förderanteil von 35% für Neubauten gefördert werden. Dieser Anteil wurde im obigen Endkundenvergleich angesetzt.



Bundesamt
für Wirtschaft und
Ausfuhrkontrolle

Förderübersicht: Heizen mit erneuerbaren Energien 2020

Art der Heizungsanlage		Gebäudebestand		Neubau
		Fördersatz[1]	Fördersatz mit Austauschprämie Ölheizung[1]	Fördersatz[1]
Biomasseanlage *oder* Wärmepumpenanlage		35 %	45 %	35 %
Solarkollektoranlage[2]		30 %		30 %
Erneuerbare Energien Hybridheizung (EE-Hybride)[3]		35 %	45 %	35 %
Gas-Hybridheizung	mit erneuerbarer Wärmeerzeugung	30 %[5]	40 %[5]	
	mit späterer Einbindung der erneuerbaren Wärmeerzeugung (Renewable Ready)[4]	20 %[6]		

Es gelten die Bestimmungen der Richtlinien vom 31.12.2019.
Anträge können ab 02.01.2020 ausschließlich über das elektronische Antragsformular gestellt werden. Die Antragstellung muss vor Beginn der Maßnahme erfolgen.

[1] Die Fördersätze beziehen sich auf die förderfähigen Kosten für die beantragte Maßnahme
[2] Da eine Solarkollektoranlage nie allein die gesamte Heizlast eines Gebäudes tragen kann, wird hier keine Austauschprämie gewährt.
[3] Kombination einer Biomasse-, Wärmepumpen- und/oder Solarkollektoranlage
[4] Renewable Ready: Installiert wird eine Gasbrennwertheizung mit Speicher und Steuerungs- und Regelungstechnik für die spätere Einbindung eines erneuerbaren Wärmeerzeugers.
[5] Gilt für die gesamte förderfähige Anlage, inkl. erneuerbarer Wärmeerzeuger.
[6] Gilt für die gesamte förderfähige Anlage, ohne den später zu errichtenden erneuerbaren Wärmeerzeuger.

Stand: 1. Januar 2020

Abb. 17: Förderübersicht: Heizen mit erneuerbaren Energien, Quelle: (BAFA - Heizen mit erneuerbaren Energien, 2020)

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

6.4. Förderungen für zentrale Wärmekonzepte

Förderprogramme des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA):

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG):

- Förderung der Trasse mit 100 €/Tm
- Förderung des Pufferspeichers mit 250 €/m²

Abb. 18: Logo der BAFA

Wärmenetze 4.0:

Bis zu 60% der förderfähigen Kosten für die Machbarkeitsstudien
(bis 600.000 EURO, Modul I)

Bis zu 50% der förderfähigen Kosten für die Realisierung
(bis 15 Mio. EURO, Modul II)

Heizen mit erneuerbaren Energien (Wärmepumpe):

35% der förderfähigen Investitionskosten bei Neubau,
45% der förderfähigen Investitionskosten bei Austausch der bestehenden Ölheizung

Förderprogramme der KfW Bank:

Marktanreizprogramm (MAP):

Förderung der Wärmetrasse mit 60 € pro Trassenmeter und 1.800 € (im Gebäudebestand) pro Übergabestation.

Abb. 19: Logo der KfW

Die Anforderungen an das Wärmenetz für das Förderprogramm Wärmenetze 4.0 sind im konkreten Fall zu prüfen. Der Unternehmerstand KMU oder nicht KMU hat Einfluss auf die Höhe der Förderung (s. o.). Ebenfalls ist bei Förderung über Heizen mit erneuerbaren Energien der Anteil an förderfähigen Kosten zu prüfen.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

7. Stärken- und Schwächenanalyse

7.1. Erdgas BHKW – Varianten 1 und 9

7.1.1. Variante 1

Das Ergebnis der Bilanzierung zeigt eine wirtschaftliche Variante, die im Hinblick auf die CO2-Emissionen unterhalb der dezentralen Wärmeversorgung liegt. In der langzeitlichen Betrachtung könnte die CO2-Bilanz jedoch oberhalb der dezentralen Wärmeversorgung liegen (vgl. Kapitel 6.2). Durch die zusätzlich erzielbaren Einnahmen der KWK-Anlage lässt sich diese Variante wirtschaftlich darstellen. Weiterhin kann der erzeugte Strom örtlich im Neubaugebiet genutzt werden und würde damit das Stromnetz entlasten. Die örtliche Stromnutzung ist aufgrund der geringeren Transportverluste (höherer Wirkungsgrad) vorteilhaft für die Umwelt. Nicht zuletzt ist das erforderliche Investitionskapital mit ca. 1,2 Mio. Euro das geringste.

7.1.2. Variante 9

Durch die Einbindung weiterer Anschlussnehmer am Wärmenetz ist eine größere Wärmebelegung gegeben. Damit können höhere Wärmeeinnahmen erzielt werden. Aufgrund der hohen Wärmeabnahme des Edeka hat der zu erzielende Wärmepreis einen nennenswerten Einfluss auf die Jahreseinnahmen. Insgesamt können die realisierbaren Einnahmen mitunter unterhalb der angesetzten Einnahmen liegen, sodass ggf. keine Wirtschaftlichkeit vorliegt.

7.2. Holzpellet-Kessel – Variante 2

Die negative Bilanz sowie der zusätzliche Platzbedarf für die Bereitstellung und Lagerung der Pellets sprechen gegen ein Wärmeversorgung mit Holzpellet. Weiterhin ist der personelle Aufwand für den Betrieb hoch. Im Vergleich zeigt die CO_2-Bilanz lediglich ein vergleichbares Niveau zu Variante 1.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

7.3. Biomethan BHKW – Varianten 4 und 10

7.3.1. Variante 4

Diese Variante ist wirtschaftlich nicht darstellbar. Der Grund dafür liegt in den hohen Ausgaben für den Brennstoff „bilanzielles Biomethan“ nach den Anforderungen des EEG. Aus ökologischer Sicht ist es die beste Variante, da mit einem umweltfreundlichen Brennstoff zeitgleich Wärme- und Strom produziert wird. Durch die vermiedenen CO_2-Emissionen einer herkömmlichen Stromerzeugung ergibt sich sogar ein negatives Ergebnis der CO2-Bilanz sowie ein Primärenergiefaktor von 0,0.

7.3.2. Variante 10

Obwohl bei dieser Variante das kostengünstigere Biomethan angesetzt wurde, ist diese Variante nicht wirtschaftlich nicht darstellbar. Im Vergleich zum Erdgaseinsatz sind die Ausgaben für den Brennstoff Biomethan wesentlich größer. Im Vergleich zu Variante 4 ist diese Variante wirtschaftlicher. Im Falle einer Versorgung mittels Biomethan BHKW sollte dieser Variante der Vorzug gegeben werden.

7.4. Kalte Netze – Varianten 5 bis 7

7.4.1. Variante 5

Variante 5 ist im Vergleich zu den Kalten Netzvarianten 6 und 7 die unwirtschaftlichste. Der Grund dafür liegt in den hohen Kosten für den Bau des Erdkollektors, der aus der erforderlichen Fläche resultiert. Weiterhin lassen sich für Kollektor-Systeme im Jahresdurchschnitt geringere Jahresarbeitszahlen erzielen als mit Erdwärmesonden-Systeme. Somit ist für den Bau eines Kalten Netzes der Sondenvariante der Vorzug zu geben.

7.4.2. Variante 6

Die Kalte Netzvariante mit Erstellung von Erdwärmesonden liegt aus wirtschaftlicher Sicht noch deutlich unterhalb der Variante 1. Dies bestätigen die Erfahrungen aus bisherigen Studien und Projekten im Hinblick auf Kalte Netze und im Vergleich zu Warmen Netzen, die mit Erdgas BHKW betrieben werden. Für ein wirtschaftliches Ergebnis müsste der durchschnittliche Wärmepreis auf über 184 €/MWh (netto) angehoben

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

werden. Dies ist aus Sicht der Endkunden schwer zumutbar. Um weitere Einnahmen zu erzielen, könnten diverse Zusatzleistungen wie die Nutzung einer passiven Kühlung angeboten werden. Dennoch ist eine wirtschaftliche Darstellung dieser Variante schwierig. Derzeit ist eine Förderung von Kalten Wärmenetzen über das BAFA-Programm Heizen mit erneuerbaren Energien nicht vorgesehen. Sollten derartige Netze zukünftig förderfähig sein, könnte sich dies positiv auf die Wirtschaftlichkeit eines Kalte Netzes auswirken. Aus ökologischer Sicht wird sich die CO_2-Bilanz noch verbessern, da der erneuerbare Anteil am Strommix weiter ansteigt.

Für eine weitergehende Betrachtung dieser Variante sollten vorerst die genehmigungsrechtlichen Auflagen geprüft werden.

7.4.3. Variante 7

Der Einsparung an Sonden durch einen Solarthermie-Eintrag steht die Investition für den Bau der Solarthermieanlage gegenüber. Obwohl dieser über die KfW gefördert wird, ist ein wirtschaftlicher Mehrwert nicht gegeben. Um eine abschließende Aussage treffen zu können, müsste der jahreszeitabhängige Energieeintrag der Solarthermieanlage genau bestimmt, und dessen genaue Auswirkung auf das gesamte kalte Netzsystem genau untersucht werden.

7.5. Dezentrale Versorgung

In Kapitel 4.3 sind bereits einige der Stärken und Schwächen einer dezentralen Versorgung des Neubaugebietes aufgeführt. Der im Kapitel 6.3 dargestellte Endkundenvergleich zeigt, dass sowohl die dezentrale Versorgung mit Gasbrennwerttherme inkl. Solarthermieanlage, als auch die Erdwärmesondenanlage eine wirtschaftliche Alternative zur zentralen Versorgung (Variante 1) darstellen. Unter Berücksichtigung des prognostischen Ansatzes an Einzellösungen ist die dezentrale Versorgung jedoch aus ökologischer Sicht nachteiliger, siehe Kapitel 6.2. Die beste Variante dezentraler Einzellösungen ist die Erdwärmesondenanlage, sowohl aus wirtschaftlicher als auch ökologischer Sicht. Die anfänglich hohe Investitionssumme einer solchen Anlage steht diesem aber entgegen. Weiterhin ist die geothermische Nutzung genehmigungsrechtlich zu prüfen.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

8. Fazit

Insgesamt kann gesagt werden, dass Variante 1 derzeit die wirtschaftlichste Variante einer zentralen Wärmeversorgung und Bau eines Wärmenetzes darstellt.

Dezentral lassen sich die Gasbrennwerttherme inkl. Solarthermieanlage, als auch die Erdwärmesondenanlage wirtschaftlich darstellen. Der Erdwärmesondenanlage ist hierbei der Vorzug zu geben, da diese sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Vorteile bietet.

Aufgrund der in Kapitel 7.1.2 genannten Schwächen der Variante 9 ist der Variante 1 der Vorzug zu geben, obwohl Variante 9 einen höheren Überschuss aufweist. Weiterhin ist das erforderliche Investitionskapital geringer. Unter dem Gesichtspunkt des Platzbedarfes für eine Heizzentrale und Pufferspeicher ist ebenfalls der Variante 1 der Vorzug zu geben.

Wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Variante 1 haben die Energiekosten für Erdgas und die Kosten für Tief- und Rohrleitungsbau. Sollten hier geringe Kosten realisierbar sein, würde sich die Wirtschaftlichkeit der Varianten 1 und 9 entsprechend verbessern. Wenn die Rohrleitungen gemeinsam mit den anderen Gewerken (Wasser, Strom, etc.) in den Straßen verlegt werden, können dadurch ggf. Tiefbaukosten gespart werden.

Weitere Kosten wie Konzessionsabgabe, Versicherung, sonstige Personalkosten können ggf. zusätzlich aufgehoben oder reduziert werden.

Aufgrund des hohen Anteils an Fremdkapital wirken sich die Konditionen der Finanzierung maßgeblich auf die kapitalgebundenen Kosten aus. Im Falle einer besseren als der angesetzten Finanzierungsmöglichkeit können die kapitalgebundenen Kosten reduziert werden.

Voraussetzung für die dargestellte Wirtschaftlichkeit ist der Wärmeverkauf zu den genannten Wärmepreisen. Sollte der Gesamt-Wärmebedarf des Neubaugebietes weit unter dem ermittelten Bedarf liegen, ist die Wirtschaftlichkeit aufgrund der Erlöseinbußen nicht mehr gegeben.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

Weiterhin ist der im Hinblick auf die Stromsteuererstattung genannte räumliche Zusammenhang zur Vermeidung von Netznutzungsentgelten (siehe Kapitel 6.1.3) mitentscheidend für ein wirtschaftliches Wärmenetz.

Unter den genannten Bedingungen kann gesagt werden:

=> Ein mit Erdgas BHKW betriebenes Nahwärmenetz in Burgdorf ist möglich!

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

9. Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Lageplan des betrachteten Neubaugebiets „Nordwestlich Weserstraße“ und Umgebung, Quelle: (Google Earth Pro) 2
Abb. 2: Entwurf Bebauungsplan 0-73 „Nordwestlich Weserstraße“, Quelle: Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019) 3
Abb. 3: Weitere Anschlussnehmer, Quelle: (Google Earth Pro) 5
Abb. 4: Trassenverlauf Wärmenetz, Quelle: Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019) 8
Abb. 5: Lastgang Erdgas BHKW 10
Abb. 6: Lastgang Holzpellet-Kessel 12
Abb. 7: Lastgang Kaltnetze 13
Abb. 8: Ergiebigkeit Erdkollektor aus NIBIS-Kartenserver, Quelle: (LBEG, 2020) 14
Abb. 9: Variante Erdkollektor, Quelle: Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019) 15
Abb. 10: Referenzbohrung aus NIBIS-Kartenserver, Quelle: (LBEG, 2020) 16
Abb. 11: Variante Erdwärmesonden, Quelle: Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019) 17
Abb. 12: Trassenverlauf Variante 9 - Wärmenetz mit weiteren Anschlussnehmern, Quelle: (Google Earth Pro) und Auszug aus Geobasisdaten (LGLN, 2019) 19
Abb. 13: Lastgang Variante 9 - Erdgas BHKW 20
Abb. 15: Diagramme CO2-Emissionen und Primärenergiefaktor 31
Abb. 16: Endkundenvergleich 34
Abb. 17: Endkundenvergleich unter Förderung eines Netzanschlusses 35
Abb. 18: Förderübersicht: Heizen mit erneuerbaren Energien, Quelle: (BAFA - Heizen mit erneuerbaren Energien, 2020) 36
Abb. 19: Logo der BAFA 37
Abb. 20: Logo der KfW 37

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

10. Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Übersicht der Anschlussnehmer nach Bebauungsflächen 4
Tab. 2: Ergebnis Bedarfsermittlung nach Gebäudetyp 4
Tab. 3: Darstellung der Varianten für Wärmenetze 10
Tab. 4: Darstellung der Varianten für Kaltnetze 13
Tab. 5: Variante weitere Anschlussnehmer 18
Tab. 6: Ergebnis Bedarfsermittlung Carre Quartier 19
Tab. 7: Investitionskosten 22
Tab. 8: Instandsetzungs- und Kapitalkosten 23
Tab. 9: Bedarfs- und Betriebsgebundene, sonstige Kosten 25
Tab. 10: Angesetzte Kosten für Brennstoffe und Strom 25
Tab. 11: Jahreseinnahmen 27
Tab. 12: Finanzierung 29
Tab. 13: Bilanzierung 30
Tab. 14: Verwendete Werte zur Berechnung von CO_2-Emissionen und PEF, Quelle: (BAFA, 2020) 32

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!

11. Quellenverzeichnis

BAFA - Heizen mit erneuerbaren Energien. (2020). *www.bafa.de.* Von https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee_foerderuebersicht_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4 abgerufen

BAFA. (2020). *Modul 4 – Energiebezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen.* 65760 Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Leitungsstab Presse- und Öffentlichkeitsarbeit .

Google Earth Pro. (kein Datum).

LBEG, N. B. (2020). Von https://nibis.lbeg.de/cardomap3/?TH=NUTZUNGSBEDINGUNGEN. abgerufen

LGLN. (2019). Geobasisdaten der Niedersächsischen Vermessungs- und Katasterverwaltung.

© IngenieurNetzwerk Energie eG
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung gestattet!