

Handbuch
Energetisches Quartierskonzept
Würzburg Heidingsfeld

Berichtsteil II
Wärmekataster und
Nahwärmeverbundlösungen

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis

1	Wärmekataster Würzburg - Heidingsfeld	4
2	Ausarbeitung von Detailmaßnahmen - Nahwärmeverbundnetze.....	11
2.1	Die wirtschaftlichen Grundannahmen für die Detailmaßnahmen	12
2.2	Darstellung möglicher Förderungen	20
2.3	Hinweise zu den Wärmeerzeugern und Nahwärmenetzen	28
2.4	Nahwärmeverbund 1 – Wenzelstraße, Rathausplatz, Klostergasse (50% Anschlussdichte)	31
2.4.1	Die Versorgungsvarianten	34
2.4.2	Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Nahwärmeverbundlösung 1.....	44
2.4.3	Die CO ₂ - Bilanz der verschiedenen Varianten 1.x	54
2.4.4	Zusammenfassung	55
2.5	Nahwärmeverbund 2 – Wenzelstraße, Rathausplatz, Klosterstraße, Klingenstr. (50% Anschlussdichte).....	57
2.5.1	Die Versorgungsvarianten	60
2.5.2	Zusammenfassung	69
2.6	Nahwärmeverbund 3 – Wenzelstraße, Rathausplatz, Klosterstraße (25% Anschlussdichte)	71
2.6.1	Die Versorgungsvarianten	74
2.6.2	Zusammenfassung	83

2.7 Nahwärmeverbund 4 - Insellösung.....	85
2.7.1 Die Versorgungsvarianten	88
2.7.2 Zusammenfassung	97
3 Zusammenfassung.....	99
4 Abbildungsverzeichnis	104
5 Tabellenverzeichnis	109
6 Abkürzungsverzeichnis	110
7 Anhang.....	111
7.1 Nahwärmeverbund 2 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und CO ₂ - Bilanz	111
7.1.1 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Nahwärmeverbundlösung 2.....	111
7.1.2 Die CO ₂ - Bilanz der verschiedenen Varianten 2.x	121
7.2 Nahwärmeverbund 3 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und CO ₂ - Bilanz	122
7.2.1 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Nahwärmeverbundlösung 3.....	122
7.2.2 Die CO ₂ - Bilanz der verschiedenen Varianten 3.x	131
7.3 Nahwärmeverbund 4 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und CO ₂ - Bilanz	132
7.3.1 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Nahwärmeverbundlösung 4.....	132
7.3.2 Die CO ₂ - Bilanz der verschiedenen Varianten 4.x	141

1 Wärmekataster Würzburg - Heidingsfeld

Aufbauend auf den zur Verfügung gestellten, detaillierten Verbrauchsdaten des Ist-Zustandes sowie eines zukünftigen Sanierungsszenarios (Berichtsteil I) wird für das Quartier ein Wärmekataster entwickelt. Mithilfe des Wärmekatasters werden die nachfolgenden Nahwärmeverbundlösungen unter ökologischen und ökonomischen Aspekten betrachtet.

Das Wärmekataster für Heidingsfeld zeigt auf, in welchen Straßen ein hoher bzw. ein niedriger Wärmebedarf vorliegt und stellt die Wärmebelegung straßenweise dar. Dazu ist eine Reihe von Daten notwendig, die zusammengeführt werden müssen, um ein ausdrucksstarkes Wärmekataster zu erhalten.

Mithilfe eigener Berechnungen wird eine spezifische Wärmebelegung je Straße errechnet. Die Wärmebelegungsdichte pro Straße erhält man durch Division des Wärmebedarfs mit der dazugehörigen gesamten Netzlänge. Die gesamte Netzlänge, die zur Erschließung der Liegenschaften notwendig ist, erhält man durch Addition der Länge der betrachteten Straße und einer von der Örtlichkeit abhängigen Hausanschlussleitung. Bei beengten Verhältnissen beträgt die Hausanschlussleitung drei Meter pro Hausanschluss, bei normalen Verhältnissen fünf Meter, bei weiträumiger Anordnung acht Meter pro Hausanschluss.

Nach Bestimmung der Wärmebelegungsdichten der einzelnen Straßen im Ortsgebiet von Heidingsfeld werden diese digitalisiert. Die Wärmebelegung gibt an, wie viele Kilowattstunden Nutzwärme pro Meter Trasse und Jahr umgesetzt werden. Je höher die Wärmebelegung, desto „dichter“ ist das Netz, desto mehr Wärme wird bezogen auf die Länge abgesetzt. Je höher die Wärmebelegung, desto niedriger ist der prozentuale Wärmeverlust und desto wirtschaftlicher lässt sich in der Regel ein Wärmenetz betreiben. Als Richtwert (Literatur- und Erfahrungswert) gilt eine Wärmebelegung von größer 1.500 kWh/(m a). Wird eine niedrigere Wärmebelegung für ein Netz ermittelt, lässt sich oftmals kein wirtschaftlicher Betrieb realisieren.

Um die Höhe der spezifischen Wärmebelegung deutlich zu machen, wird eine farbliche Abstufung vorgenommen, die aus Tabelle 1 ersichtlich ist.

Tabelle 1: Abstufung der Wärmebelegung und Einfärbung im Wärmekataster

spezifische Wärmebelegung	Farbe
< 1499 kWh/m*a	keine Einfärbung
1500 - 2499 kWh/m*a	gelbe Einfärbung
2500 - 3499 kWh/m*a	orange Einfärbung
> 3500 kWh/m*a	rote Einfärbung

Um eine bessere Aussage treffen zu können, wie sich die Wärmebelegung bei unterschiedlichen Anschlussdichten verhält, wird die spezifische Wärmebelegung für mehrere Anschlussdichten bei unterschiedlichen Sanierungsszenarien errechnet. Unter der Anschlussdichte versteht man die prozentuale Anschlussverteilung zwischen tatsächlichen und theoretisch möglichen Wärmeabnehmern.

In Abbildung 1 ist auszugsweise das Wärmekataster von Heidingsfeld im unsanierten Zustand bei einer Anschlussdichte von 100 % dargestellt.



Abbildung 1: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 100 % im Ist-Zustand

In Abbildung 2 ist auszugsweise das Wärmekataster von Heidingsfeld im unsanierten Zustand bei einer Anschlussdichte von 50 % dargestellt.

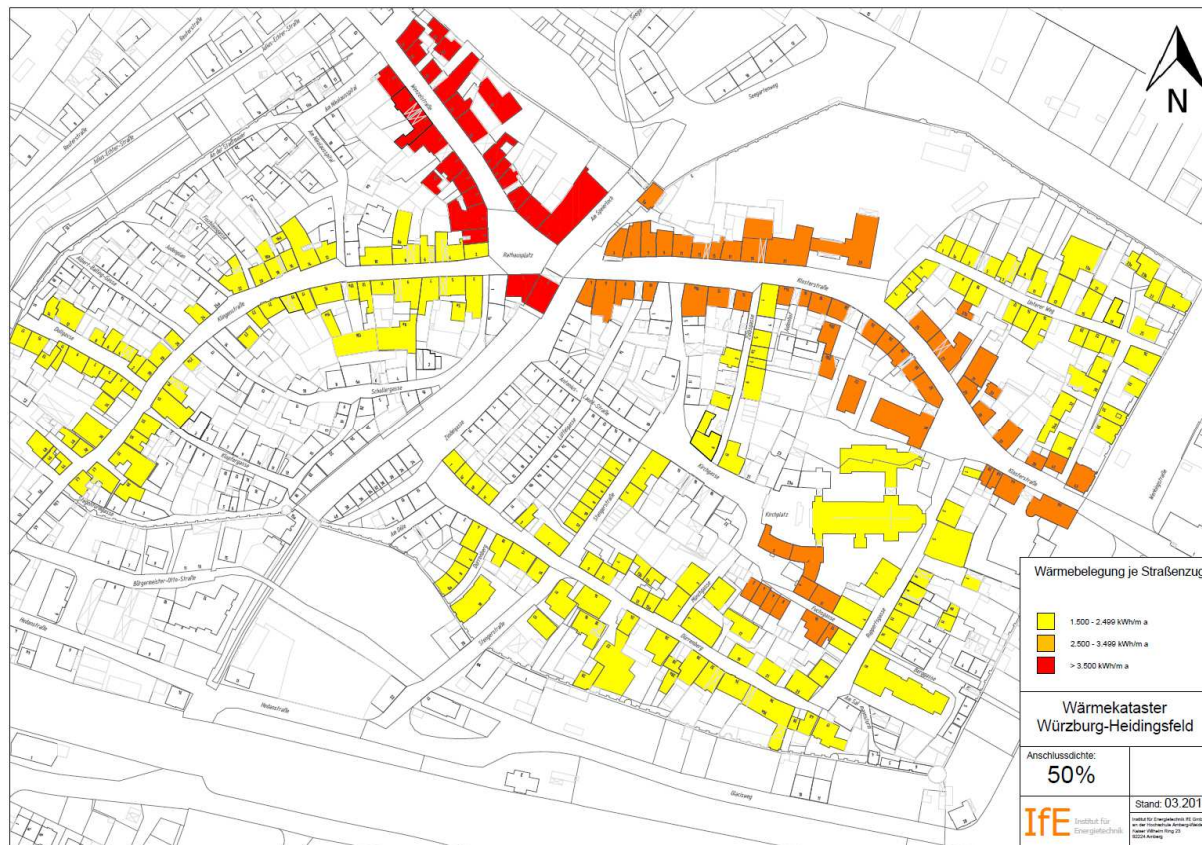


Abbildung 2: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 50 % im Ist-Zustand

In Abbildung 3 ist auszugsweise das Wärmekataster von Heidingsfeld im unsanierten Zustand bei einer Anschlussdichte von 25 % dargestellt.



Abbildung 3: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 25 % im Ist-Zustand

In Abbildung 4 ist auszugsweise das Wärmekataster von Heidingsfeld im zukünftig sanierten Zustand bei einer Anschlussdichte von 100 % dargestellt.

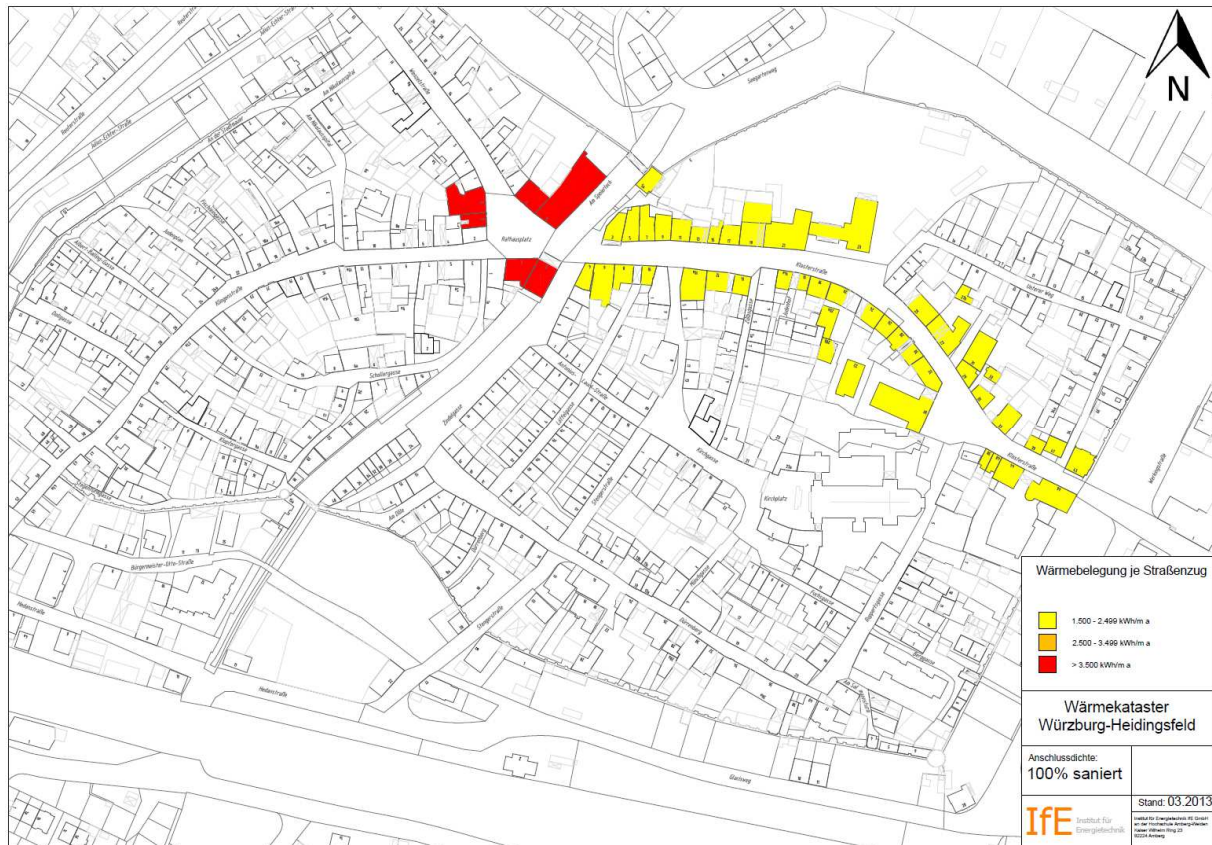


Abbildung 4: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 100 % im sanierten Zustand

In Abbildung 5 ist auszugsweise das Wärmekataster von Heidingsfeld im zukünftig sanierten Zustand bei einer Anschlussdichte von 50 % dargestellt.

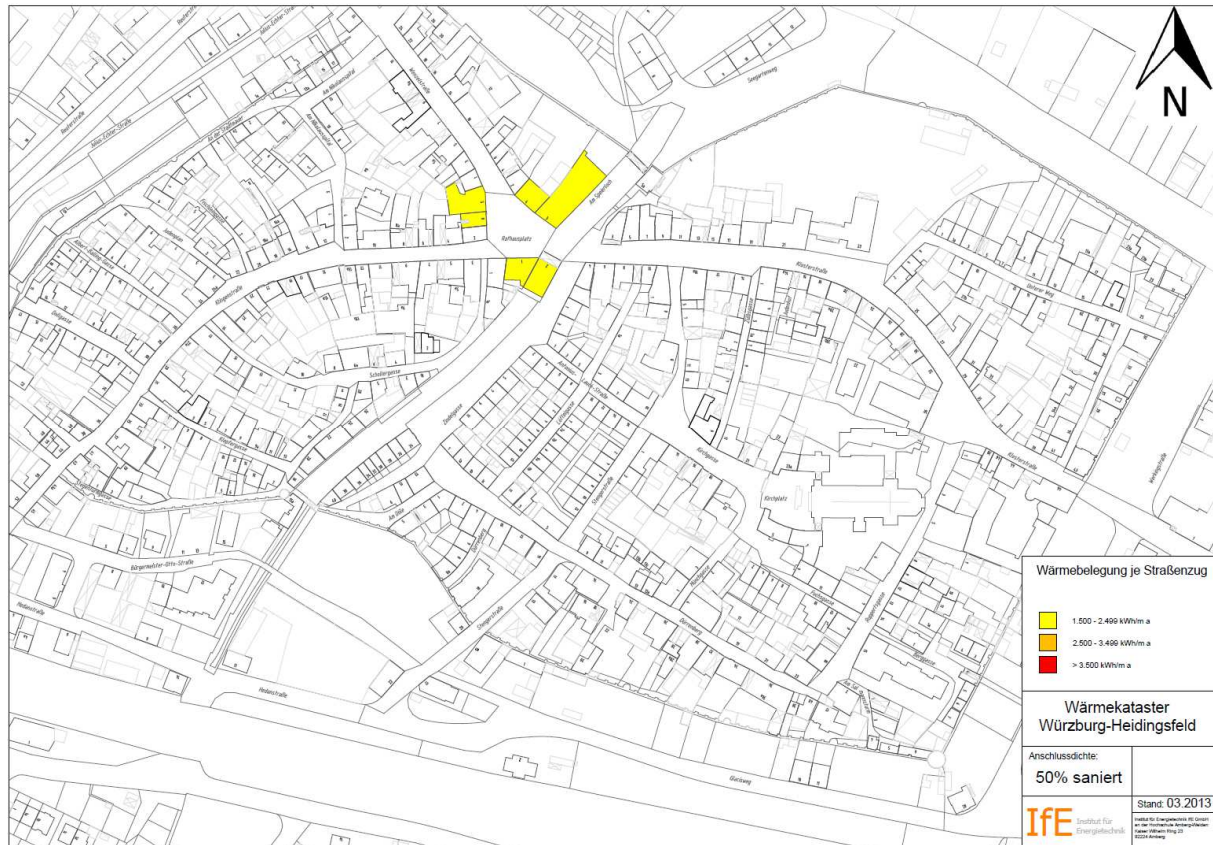


Abbildung 5: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 50 % im sanierten Zustand

Die vorangestellten Abbildungen zeigen, dass mit abnehmender Wärmebelegungsdichte die Aussicht auf einen wirtschaftlichen Betrieb eines Nahwärmenetzes sinkt.

2 Ausarbeitung von Detailmaßnahmen - Nahwärmeverbundnetze

Aufbauend auf das Wärmekataster werden nachfolgend Wärmeverbundnetze definiert. Diese wurden mit den beteiligten Akteuren abgestimmt und unter ökologischen und ökonomischen Aspekten betrachtet.

Zuerst wird je Nahwärmeverbundlösung (Wärmeversorgung von mehreren Liegenschaften über ein Rohrsystem, gespeist aus einer großen Heizzentrale) die technische Auslegung erarbeitet. Die Ermittlung der Investitionskosten bildet die Basis für die anschließende wirtschaftliche Betrachtung. Die Prüfung der Fördermöglichkeiten fließt in diese Betrachtung ebenso ein wie eine Sensitivitätsanalyse. In der Sensitivitätsanalyse werden beispielsweise mögliche Brennstoffpreisänderungen betrachtet. Parallel erfolgt eine ökologische Betrachtung.

Die gesetzten Rahmenbedingungen werden folgend skizziert.

Hinweis:

Bei allen Netzen werden, wie im Akteursforum festgelegt, die Wärmeverbraucher im „Seegartenweg“ zwischen möglicher Heizzentrale und Wärmeabnehmer mit in die Betrachtungen aufgenommen.

2.1 Die wirtschaftlichen Grundannahmen für die Detailmaßnahmen

Die hier aufgeführten wirtschaftlichen Grundannahmen gelten für alle in dieser Studie untersuchten Versorgungsvarianten soweit nicht anders beschrieben. Basierend auf den entwickelten Energieversorgungsvarianten wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Ermittlung der ökonomisch günstigsten Variante durchgeführt. Dabei werden im Rahmen einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 die Jahresgesamtkosten ermittelt. Es werden die durchschnittlichen Jahresgesamtkosten für den betrachteten Zeitraum berechnet und dargestellt. Die Jahresgesamtkosten geben an, wie viel Kosten für eine Energieversorgungsvariante unter Berücksichtigung von Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten, Verbrauchskosten, sonstigen Kosten und eventuellen Einnahmen durch Stromproduktion jährlich anfallen.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten folgende Grundannahmen:

- Das Bezugsjahr ist 2013.
- Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre.
- Alle Preise sind Nettopreise.

Es werden aufgrund einer möglicherweise erforderlichen Neugründung einer Betreibergesellschaft, beispielsweise zum Betrieb eines Wärmenetzes, und der unterschiedlichen Steuersätze auf eingesetzte Brennstoffe die Nettokosten angesetzt. Ferner sind die Vergütungen (EEG, KWK-Gesetz) in Nettowerten definiert.

- Bestehende Anlagen gelten als vollständig abgeschrieben.
- Die Abschreibungen für Neuinvestitionen (Nahwärmenetz ausgenommen) erfolgen linear über 20 Jahre.
- Die Abschreibungen für ein Nahwärmenetz erfolgen linear auf 40 Jahre. Es ergeben sich im Mittel geringere jährliche Kapitalkosten. Es ist zu erwarten, dass nach 20 Jahren Neuinvestitionen in Anlagenkomponenten und Technik (Wärme-/Energieerzeugung) notwendig sind. Diese sind nicht berücksichtigt.
- Es wird angenommen, dass parallel zur Nahwärmenetzerrichtung Sanierungsarbeiten im Bereich des vorhandenen Straßenbahnnetzes erfolgen. Für die beiderseits nötigen Maßnahmen, beispielsweise Oberflächenwiederherstellung, wird dieser Kostengruppe ein Abschlag von 25% gegengerechnet.

- Der kalkulatorische Zinssatz beträgt konstant 4,5 % über 20 Jahre soweit nicht anders beschrieben.
- Die Brennstoffkosten bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Preisänderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsanalyse erfasst.
- Die Stromeinspeisevergütungen bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Änderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsanalyse erfasst.
- Strom aus Erdgas-Blockheizkraftwerken wird nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) vergütet, für das eingesetzte Erdgas kann die Energiesteuer rückerstattet werden.
- Strom aus Biomethan-Blockheizkraftwerken wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet, für das eingesetzte Biomethan kann die Energiesteuer rückerstattet werden.

Folgende **Kosten** bzw. **Erlöse** werden berücksichtigt:

- Investitionskosten auf Basis durchschnittlicher Nettomarktpreise für die einzelnen Komponenten
- Betriebsgebundene Kosten für die einzelnen Anlagenkomponenten (Wartung, Instandhaltung, technische Überwachung, etc.)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoff und Hilfsenergie)
- Sonstige Kosten (Verwaltung, Versicherung)
- Erlöse aus der Stromeinspeisung

Die **Investitionskosten** sind nicht als konkrete Angebotspreise, sondern lediglich als durchschnittliche Marktpreise zu verstehen und können in der tatsächlichen Umsetzung nach oben oder unten abweichen.

In diesem Planungsstadium kann der Aufwand für die Errichtung der Wärmeversorgungsstruktur nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Kosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren ebenso wie die Brennstoff- und Betriebskosten auf durchschnittlichen Marktpreisen und nicht auf konkreten Angebotsvorlagen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können daher die Preise von den hier Kalkulierten abweichen. Vor diesem Hintergrund werden für die unterschiedlichen Varianten Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss einzelner Parameter auf die spezifischen Wärmegestehungskosten, also die Kosten pro Kilowattstunde bereitgestellter Nutzwärme, darstellen.

Die Investitionskosten umfassen im Einzelnen:

- Wärmeerzeuger
- Umbaumaßnahmen
- Pufferspeicher
- Brennstofflager
- Technische Installationskosten
- Projektabwicklung
- Sicherheitszuschlag

Die Investitionskosten beziehen sich auf eine Erneuerung der Wärmeezeuger. Eine Erneuerung der Heizungsverteilung, die Installation einer Gebäudeleittechnik oder Sonstiges ist hier nicht berücksichtigt.

Die **betriebsgebundenen Kosten** beinhalten in erster Linie Kosten für die Wartung und Instandhaltung der einzelnen Komponenten und werden in Anlehnung an die VDI 2067 als prozentualer Anteil an den Investitionskosten ermittelt. Kosten für Kaminkehrer und technische Überwachung (z.B. Abgasmessungen) werden pauschal angesetzt.

Die **verbrauchgebundenen Kosten** setzen sich aus den Brennstoffkosten und Kosten für Hilfsenergie zusammen.

Für die Brennstoffe selbst werden folgende Netto-Preise zu Grunde gelegt:

- Erdgas: 6,8 Cent/kWh_{Hi}
- Heizöl: 74 Cent/l
- Biomethan: 9,8 Cent/kWh_{Hi}
- Hackschnitzel: 95 €/t (Hackgutkessel) (W30, H_i=3,5 kWh/kg)
- Pellets: 210 €/t (H_i=4,9 kWh/kg)
- Strom (Hilfsenergie): 20 Cent/kWh

Die **sonstigen Kosten** umfassen Kosten für Verwaltung und Versicherung. Die Versicherungskosten werden mit 0,5 – 1,5 % (je nach Anlage) der Investitionskosten für die Anlagentechnik angesetzt.

Einnahmen

Erlöse ergeben sich bei **Biomethan-BHKWs** derzeit aus der Stromeinspeisung gemäß EEG (Erneuerbare Energien Gesetz, Fassung vom 1.1.2012) über einen Zeitraum von 20 Jahren. Die Vergütung nach EEG im Bereich Biomethan setzt sich, bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2013, folgendermaßen zusammen:

Tabelle 2: EEG-Vergütung für Biomethan-Blockheizkraftwerke

Anlagenleistungs- äquivalent	Grund- vergütung	Einsatz stoff- vergütungs- klasse I	Gas aufbereitungs- Bonus
[kW _{el}]	[€ct/kW _{el}]		
≤ 150	14,01	6	≤ 700 Nm ³ → 2,94 ≤ 1000 Nm ³ → 1,96 ≤ 1400 Nm ³ → 0,98
≤ 500	12,05	5	
≤ 750	10,78	4	

Für die Vergütung des betrachteten Biomethan-BHKWs werden entsprechend die Grundvergütung, eine Erhöhung nach Einsatzstoffklasse 1 sowie der Gasaufbereitungs-Bonus bis max. 700 Nm³/h berücksichtigt. Unter Berücksichtigung der jährlichen Degression ergibt sich eine Vergütung von 22,95 Ct/kWh für Biomethan-BHKWs in einer Leistungsklasse bis 150 kW_{el} bzw. 19,99 Ct/kWh in einer Leistungsklasse bis 500 kW_{el}. Hinzu kommt die Steuerrückerstattung auf den eingesetzten Brennstoff in Höhe von 0,55 Cent/kWh_{HS}, bezogen auf die Feuerungswärmeleistung der Anlage.

Die Einnahmen für die Stromeinspeisung über das EEG sind über die Dauer von 20 Jahren festgeschrieben und werden aus diesem Grund in den Sensitivitätsanalysen nicht berücksichtigt. Je nach eingesetztem Biomethan variieren die Einkaufspreise. Abhängig von der Biomethanerzeugung („Qualität“ des Biomethans) gestaltet sich eine unterschiedliche Einspeisevergütung gemäß EEG.

Erlöse ergeben sich bei **Erdgas-BHKW** aus der Stromeinspeisung, aus vermiedenen Stromkosten durch Stromeigennutzung, der Zuschlagszahlung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG-Gesetz) und der Steuerrückerstattung. Bei der Verwendung von Erdgas in BHKW- Anlagen wird eine Steuerrückerstattung auf den eingesetzten Brennstoff in Höhe von 0,55 Cent/kWh_{HS} bezogen auf die Feuerungswärmeleistung der Anlage, gewährt. Die Einspeisevergütung wird durch das KWKG-Gesetz geregelt. Die Novellierung des KWKG-Gesetzes sieht eine deutliche Verbesserung bei der Vergütung und Förderung von kleinen KWKG-Anlagen vor und ist ab August 2012 gültig.

Die wichtigsten Punkte bezüglich der Einspeisevergütung sind:

KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 50 kW erhalten für den erzeugten KWK-Strom einen Zuschlag von 5,41 Cent/kWh - für eine Dauer von zehn Jahren oder 30.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes.

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 250 kW erhalten einen Zuschlag von 4,0 Cent/kWh und KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 2 MW erhalten einen Zuschlag von 2,4 Cent/kWh für 30.000 Volllastbetriebsstunden. BHKW-Anlagen einer größeren Leistungsklasse erhalten die höheren Vergütungssätze der kleineren Leistungsklasse anteilig vergütet (der Leistungsanteil bis 50 kW, bzw. 250 kW wird auch bei größeren Anlagen entsprechend mit der höheren Zuschlagszahlung von 5,41 Cent/kWh, bzw. 4,0 Cent/kWh vergütet; jedoch nur auf den begrenzten Anspruchszeitraum).

Der KWK-Zuschlag ist auch für den KWK-Strom zu zahlen, den der Betreiber der KWK-Anlage selbst verbraucht.

Darüber hinaus erhält der Anlagenbetreiber eine zusätzliche Vergütung vom Netzbetreiber für den eingespeisten Strom. Diese ist abhängig vom Strompreis für Baseload-Strom an der Strombörse und wird auf die vorangegangenen Quartale bezogen. In Abbildung 30 ist eine Entwicklung des Preises der einzelnen Quartale seit dem Jahr 2000 dargestellt. Dieser Preis („üblicher Preis“) gilt als Richtpreis, der bezahlt werden muss, wenn sich der Energieversorger und der KWK-Anlagenbetreiber auf keine andere Vergütung einigen können.

Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Abnahme und Vergütung von KWK-Strom aus KWK-Anlagen größer 50 kW entfällt, wenn der Netzbetreiber nicht mehr zur Zuschlagszahlung verpflichtet ist. Die Kategorien der zuschlagsberechtigten KWK-Anlagen, insbesondere von Bestandsanlagen und modernisierten Anlagen, sind im Detail dem Gesetzestext zu entnehmen.

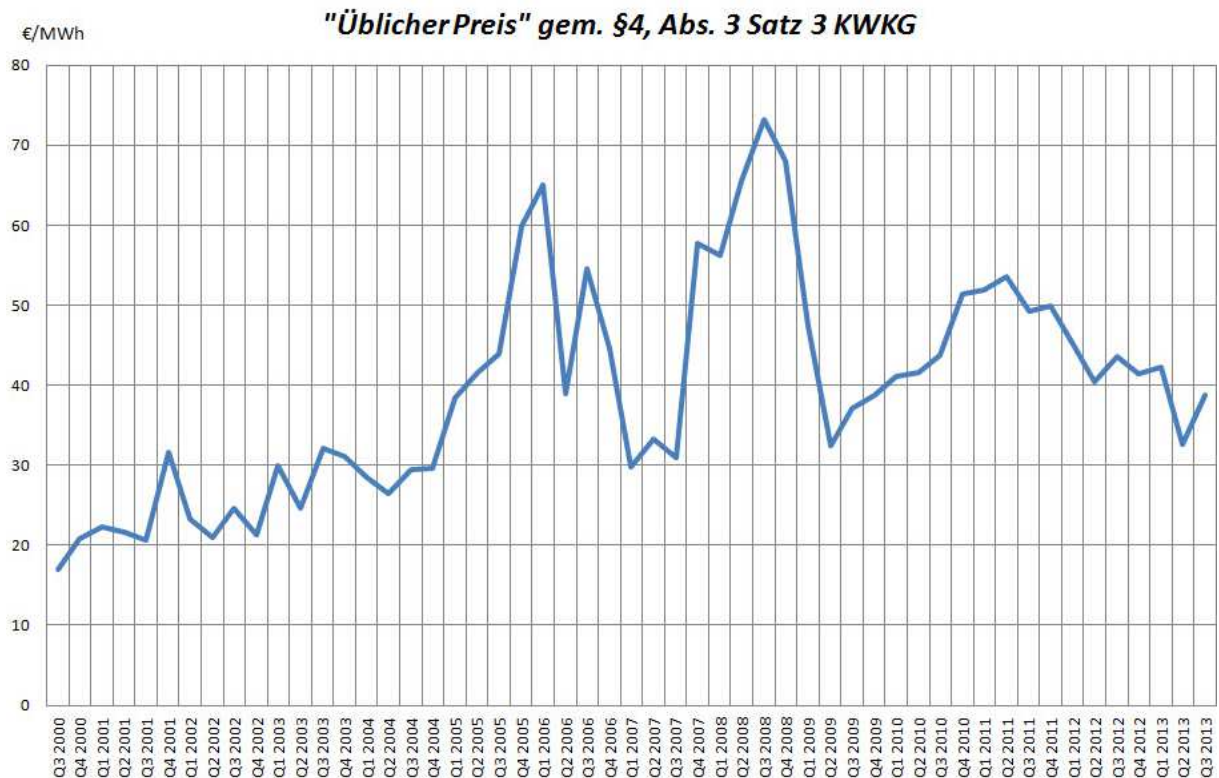


Abbildung 6: Die Entwicklung des „üblichen Preises“ für die KWK-Stromvergütung

Steuerrückerstattung Erdgas: 0,496 Cent/kWh_{Hs} des eingesetzten Brennstoffs

KWK Zuschlag für bereitgestellte elektrische Energie:

- 5,41 Cent/kWh für den Anteil kleiner 50 kW_{el}
- 4,00 Cent/kWh für den Anteil größer 50 kW_{el} bis 250 kW_{el}
- 2,40 Cent/kWh für den Anteil größer 250 kW_{el}

Stromeinspeisung:

- Vergütung („üblicher Preis“): ca. 4,14 Cent/kWh (Mittelwert)

Die Einnahmen sind nicht über den Betrachtungszeitraum festgeschrieben. Deshalb wird der Einfluss von Änderungen der Einnahmen durch die Stromproduktion auf die Wärmegegostungskosten, also den Preis pro kWh Wärme, bei den verschiedenen Varianten mit BHKWs in der Sensitivitätsanalyse genauer betrachtet.

Sensitivitätsanalyse

Bei der Ermittlung der spezifischen Wärmegestehungskosten wird über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg von konstanten Brennstoffpreisen (statisch) ausgegangen. Da dies in der Regel nicht der Fall ist, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, welche die Abhängigkeit der spezifischen Wärmegestehungskosten von den Brennstoffkosten untersucht. Zusätzlich wird eine Änderung des Kapitaldienstes in die Betrachtung aufgenommen, um dessen Einfluss zu erfassen. Von den „statisch“ ermittelten Wärmegestehungskosten ausgehend, werden prozentuale Steigerungen und Minderungen im Brennstoffpreis sowie in den Kapitalkosten berechnet und ihre Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten ermittelt. Werden die jeweiligen Sensitivitätsanalysen der einzelnen Varianten untereinander verglichen, lässt sich eine Aussage hinsichtlich einer gegebenenfalls eintretenden Parität der Varianten in Abhängigkeit des Brennstoffes (oder der Kapitalkosten) treffen.

Exemplarisch ist in Abbildung 7 eine Sensitivitätsanalyse dargestellt. Statisch berechnet, ergeben sich Wärmegestehungskosten von 16,1 Cent/kWh (1). Auf der X-Achse sind die prozentualen Änderungen des Parameters, hier des Brennstoffpreises, angegeben. Steigt der Brennstoffpreis um 50% (2), steigen auch die Wärmegestehungskosten von 16,1 Cent/kWh auf 22,9 Cent/kWh (3).

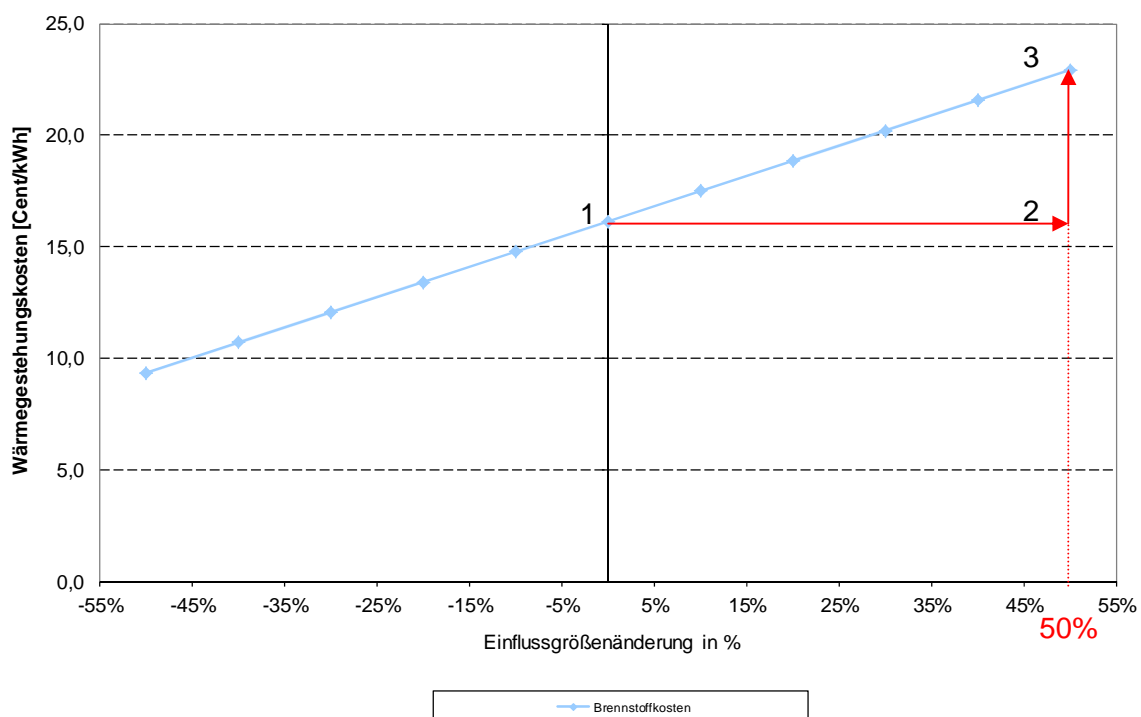


Abbildung 7: Exemplarische Sensitivitätsanalyse

2.2 Darstellung möglicher Förderungen

Mögliche Förderprogramme für eine künftige Energieversorgung (z.B. Nahwärmenetze) oder den allgemeinen Einsatz von erneuerbaren Energien werden nachfolgend dargestellt.

Es erfolgt keine Gewähr auf Vollständigkeit der Angaben und Programme.

1. KfW-Förderprogramm – „Premium“ – Große Biomasseheizungen

Im Programmteil „Premium“ des Marktanzreizprogramms wird die Errichtung bzw. Erweiterung automatisch beschickter Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse für die thermische Nutzung (z.B. Hackgut- oder Pelletkessel) und zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung (KWK) mit einer installierten Nennwärmeleistung von 100 kW bis 2 MW gefördert.

Die Förderung erfolgt über ein Darlehen in Kombination mit Tilgungszuschüssen.

- Anlagen zur thermischen Nutzung:

Der Tilgungszuschuss (Grundförderung) beträgt 20 € je kW installierter Wärmeleistung, höchstens jedoch 50.000 € je Einzelanlage. Bei besonders niedrigen Staubemissionen und/oder Errichtung eines Pufferspeichers kann eine erhöhte Förderung (Innovationsförderung) gewährt werden. Die Gesamthöchstförderung beträgt 100.000 € je Anlage. Der Zuschuss erhöht sich bei Einhaltung von niedrigeren Staubemissionen (maximal 15 mg/m³, bei 13 % Sauerstoff im Abgas) um 20 € je kW. Bei der Errichtung eines Pufferspeichers (mindestens 30 l/kW) erhöht sich die Grundförderung um 10 €/kW.

- Anlagen zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung (KWK)

Der Tilgungszuschuss beträgt 40 € je kW Nennwärmeleistung bei Anlagen bis 2.000 kW. Die Anlagen müssen streng wärmegeführt betrieben werden. Der elektrische Wirkungsgrad muss größer als 10 % und der Gesamtwirkungsgrad größer als 70 % sein.

Weitere Informationen können dem Marktanzreizprogramm entnommen oder unter www.kfw.de nachgelesen werden.

2. KfW-Förderung – „Premium“ – Nahwärmenetze

Die Errichtung oder Erweiterung von Wärmenetzen (inkl. Hausübergabestationen) wird gefördert – sofern diese nicht überwiegend zur Deckung des Wärmebedarfs in Neubauten errichtet werden – , wenn:

- mindestens 50 % Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist wird oder
- mindestens 20 % der Wärme aus solarer Strahlungsenergie gespeist wird und ansonsten fast ausschließlich Wärme aus hocheffizienter KWK, Wärmepumpen oder Wärme aus industrieller oder gewerblicher Abwärme eingesetzt wird, und
- ein Mindestwärmeabsatz im Mittel von 500 kWh/a je Trassenmeter nachgewiesen wird.

Annahme: Auch der biogene Anteil von Siedlungsabfällen gilt als erneuerbare Energie im Sinne dieser Regelung (Wärmenutzung aus der Abfallverbrennung).

Die möglichen Tilgungszuschüsse betragen dabei 60 € je Meter Trassenlänge für Wärmenetze, für die keine Zuschlagsförderung nach dem KWK-Gesetz beantragt werden kann

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

3. Freistaat Bayern: Förderprogramm „BioKlima“ für Biomasseheizwerke

Gefördert werden im Förderprogramm BioKlima Neuinvestitionen zur Errichtung von automatisch beschickten Biomasse- und Pelletheizanlagen. Für die Anlagen muss eine kalkulatorische CO₂-Einsparung von mehr als 500 Tonnen innerhalb von 7 Jahren nachgewiesen werden. Als Brennstoff dürfen ausschließlich naturbelassene Holz- oder Biomassebrennstoffe aus heimischer Produktion eingesetzt werden. Der Kessel muss für die Verwendung der gewählten Brennstoffe geeignet sein.

Der Zuschuss beträgt 20 € pro Jahrestonne kalkulatorisch eingespartes CO₂. Der gesamte Zuschuss wird über einen Zeitraum von 7 Jahren berechnet. Die max. Förderung beträgt 200.000 € je Projekt.

Es dürfen keine staatliche Mittel für denselben Zweck in Anspruch genommen werden (z.B. Marktanreizprogramm des Bundes für erneuerbare Energien), sofern der Subventionswert aller ausgereichten staatlichen Mittel 30 % der förderfähigen Kosten nicht übersteigt.

Bei der Biomasseheizanlage muss eine Auslastung von mindestens 2.500 Volllaststunden erreicht werden. Bei monovalenten Anlagen (d.h. ohne Spitzenlastkessel) müssen 2.000 Stunden erreicht werden.

Es ist ein Pufferspeicher mit mindestens 30 l/kW zu installieren.

Eine Biomasse-Brennstofftrocknung wird nicht berücksichtigt.

Es ist eine Wärmebelegung bezogen auf den prognostizierten Wärmeabsatz von mindestens 1.500 kWh/m²*a neu errichteter Trasse nachzuweisen. Ein schlüssiger und abgesicherter Kosten- und Finanzierungsplan muss vorgelegt werden.

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

4. Freistaat Bayern: Förderprogramm „BioSol“

Es handelt sich hierbei um ein Förderprogramm für Demonstrationsvorhaben. Gefördert werden im Förderprogramm BioSol Neuinvestitionen zur Errichtung von kleinen Holzvergaseranlagen (bis 250 kW_{el}). Für die Anlagen muss eine kalkulatorische Vollbenutzungsdauer von mehr als 5000 Stunden pro Jahr nachgewiesen werden. Als Brennstoff dürfen ausschließlich naturbelassene Holz- oder Biomassebrennstoffe aus heimischer Produktion eingesetzt werden.

Der Zuschuss beträgt 30% der ansatzfähigen Kosten. Die max. Förderung beträgt 200.000 € je Projekt.

Es müssen drei Referenzanlagen des installierten Typs mit mindestens 3.000 Vollbenutzungstunden vorgewiesen werden.

Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage muss 70% übersteigen.

Bei Antragsstellung muss die geplante Wärmeabnahme über Vorverträge nachgewiesen werden.

Es dürfen staatliche Mittel für denselben Zweck in Anspruch genommen werden (z.B. Marktanzreizprogramm des Bundes für erneuerbare Energien), dabei darf der Subventionswert aller ausgereichten staatlichen Mittel 45 % der förderfähigen Kosten nicht übersteigen.

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

5. BAFA / KWK-Gesetz für Wärmenetze

Im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWK-G) wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) u.a. der Neubau und Ausbau von Wärmenetzen gefördert.

Das KWK-Gesetz ist im August 2012 in novellierter Fassung in Kraft getreten. In der Darstellung der Fördermöglichkeiten für Wärmenetze werden die aktuellen Inhalte des neu aufgelegten KWK-Gesetzes berücksichtigt.

Fördervoraussetzung ist unter anderem, dass bei Inbetriebnahme des Netzes mindestens 50 % der Wärmeversorgung der an das Netz angeschlossenen Abnehmer in Kraft-Wärme-Kopplung nach Voraussetzungen des KWK-Gesetzes erfolgen muss (z.B. Einsatz eines BHKW).

Im geplanten Endausbau des Netzbereichs, für den die Förderung beantragt wurde, muss für die Wärmeeinspeisung aus KWK-Anlagen mindestens ein Anteil von 60 % nachgewiesen werden.

In der Novelle ist eine Ausweitung und Vereinfachung der Förderung im Bereich Wärme- und Kältenetze gegenüber der bisherigen Regelung vorgesehen. Die neuen Fördersätze sehen wie folgt vor:

- Leitungen mit einem mittleren Nenndurchmesser bis DN 100:
 - Zuschlag von 100 € je laufendem Trassenmeter
 - max. jedoch 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten
- Leitungen mit einem mittleren Nenndurchmesser größer DN 100:
 - Zuschlag von 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten

Tilgungszuschüsse für Wärmenetze, die von der KfW zur Nutzung erneuerbarer Energien gewährt werden, müssen nicht in Abzug gebracht werden.

Hausübergabestationen fallen nicht in den förderfähigen Teil dieses Programmes.

Die Nachweise sind durch einen Wirtschaftsprüfer zu erbringen.

Weitere Informationen unter www.bafa.de.

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

6. Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien (BAFA)

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) fördert Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Rahmen des Marktanreizprogramms des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Auch im Jahr 2012 wird das Marktanreizprogramm fortgesetzt. Hierfür hat das Bundesumweltministerium ausreichend Haushaltsmittel zur Verfügung gestellt.

Die folgenden Maßnahmen werden im Rahmen des Programms über das BAFA gefördert:

Die Errichtung und Erweiterung von

- Solarkollektoranlagen bis 40 m² Bruttokollektorfläche
- Solarkollektoranlagen mit mehr als 40 m² Bruttokollektorfläche auf Ein- und Zweifamilienhäusern mit hohen Pufferspeichervolumina
- automatisch beschickten Biomasseanlagen
- besonders emissionsarmen Scheitholzvergaserkesseln
- effizienten Wärmepumpen

sowie die Vornahme von Visualisierungsmaßnahmen (z.B. Gebäudeleittechnik).

Die Investitionszuschüsse des BAFA können insbesondere Privatpersonen, kleine und mittlere Unternehmen, Freiberufler und Kommunen in Anspruch nehmen. Die Förderung erfolgt nach den Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 11. März 2011.

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

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

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

2.3 Hinweise zu den Wärmeezeugern und Nahwärmenetzen

Beim Einsatz von **Blockheizkraftwerken (BHKW)** muss berücksichtigt werden, dass diese wartungsintensiv sind. Je nach Hersteller, Anlagengröße und Einsatzbedingungen des BHKW kann ab etwa 20.000 Betriebsstunden eine Motorüberholung bzw. ein Austausch des Motors erforderlich werden. Bei Erdgas-BHKW können je nach Hersteller und Größe der Anlage ggf. längere Intervalle vorliegen.

Blockheizkraftwerke sollen im Dauerbetrieb zur Grundlastversorgung eingesetzt werden, ein häufiges Takten – Starten und Stoppen des Motors – ist zu vermeiden. Um einen optimierten Dauerbetrieb zu gewährleisten ist ein entsprechend großer Pufferspeicher vorzusehen.

Die Einspeisung der jeweiligen elektrischen Leistung der geplanten KWK-Anlagen in das öffentliche Stromnetz muss im Vorfeld einer Realisierung in Abstimmung mit dem lokalen Netzbetreiber/Energieversorgungsunternehmen überprüft werden.

Beim Einsatz von **Erdgas** wird der vom BHKW erzeugte Strom bei Bedarf vorrangig, soweit möglich, im eigenen Gebäude, hier der Heizzentrale, verwendet. Dadurch kann der Strombezug aus dem öffentlichen Netz verringert und Leistungsspitzen reduziert werden. Bei Stromüberproduktion wird dieser ins öffentliche Netz eingespeist. Da, wie nachfolgend noch näher beschrieben wird, eine feste Einspeisevergütung für Erdgas-BHKW nicht festgeschrieben ist, muss anhand der aktuellen Vergütung und den Stromkosten abgewogen werden, ob eine Stromeinspeisung nach dem KWK-Gesetz oder eine Stromeigennutzung wirtschaftlich sinnvoller ist.

Der produzierte Strom aus **Biomethan-BHKW** wird im Allgemeinen ins öffentliche Netz eingespeist und nach dem EEG vergütet. Beim Einsatz von **Biomethan** (auf Erdgasqualität aufbereitetes und ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas) ergibt sich am BHKW technisch kein Unterschied gegenüber dem normalen Erdgasbetrieb. Für den Betrieb einer solchen EEG-Anlage ist entsprechend ein Kraftstoffkontingent an Biomethan auf dem freien Markt, ähnlich einem Stromanbieter, zu erwerben und in der Gasbezugsleitung ein eigener geeichter Verbrauchszähler zu installieren.

Beim Einsatz eines **Hackgutkessels** muss berücksichtigt werden, dass ein Hackgutbunker oder -lagerbereich eingerichtet, bzw. errichtet werden muss. Dadurch ist bei diesen Varianten ein erhöhter Platzbedarf und Logistikaufwand zu berücksichtigen. Der jährliche Verbrauch an Hackgut wird bei den einzelnen Varianten in Tonnen angegeben. Dieser Verbrauch ist stark von der Qualität der eingesetzten Hackguts abhängig. Bei den Berechnungen wird von einem durchschnittlichen Heizwert von 3,5 kWh/kg und einer Schüttdichte von 220 kg/m³ ausgegangen (z.B. Nadelholzhackgut bis Wassergehalt w=30 %). Um einen optimierten Betrieb zu gewährleisten ist ein entsprechend großer Pufferspeicher vorzusehen.

Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass eine Zufahrtsmöglichkeit zur Befüllung des Lagers gegeben sein muss. Die Belieferungsintervalle sind je nach Kesselgröße von der Betriebssituation und der Lagerkapazität abhängig und können von wenigen Tagen bis zu wenigen Wochen variieren. Bei großen Heizwerken ist mit täglichen Anlieferungen zu rechnen. Für den Betrieb und die Brennstoffversorgung eines Hackgutkessels ist mit einem höheren Personal- und Wartungsaufwand als bei einer Erdgas- oder Heizölfeuerung zu rechnen.

Bei einem **Pelletkessel** muss ebenfalls berücksichtigt werden, dass ein Pelletlager einge-, bzw. errichtet werden muss. Im Vergleich zu einem Erdgaskessel ist mit erhöhtem Platzbedarf und Logistikaufwand zu rechnen. Der jährliche Pelletverbrauch wird in den betrachteten Varianten in Tonnen angegeben. Bei Pellets handelt es sich um naturbelassenes Holz, welches ohne chemische Bindemittel zu zylindrischen Pellets gepresst wird. Da es sich bei Pellets um einen genormten Brennstoff nach DIN 51731 (Önorm M7135, CEN/TS 14961 oder „DIN plus“) handelt, ist die Qualität der Pellets konstant und es liegt ein Heizwert von rund 5 kWh/kg bei einem Schüttgewicht von 650 kg/m³ vor.

Zur Befüllung des Lagers muss ebenfalls eine Zufahrtsmöglichkeit vorhanden sein. Da Pellets aber über einen Schlauch in das Lager geblasen werden können, gestaltet sich die Anlieferung etwas einfacher als beim Hackschnitzelkessel. Die Belieferungsintervalle sind im Vergleich zur Hackgutheizung meist länger und die benötigte Lagerkapazität geringer, was am höheren Heizwert und der höheren Schüttdichte der Pellets liegt.

Für den Betrieb und die Brennstoffversorgung eines Pelletkessels ist mit einem höheren Personal- und Wartungsaufwand als bei einer Erdgas- bzw. Heizölfeuerung zu rechnen.

Aufgrund des oberflächennahen Grundwassers wurde überschlägig geprüft, eine Wärmepumpe als Grundlastwärmeerzeuger einzusetzen. Durch den Einsatz einer Wärmepumpe werden geringe Vorlauftemperaturen erzielt. Aufgrund der Bestandssituation

der Gebäude ist aufgrund der vorhandenen Wärmeübertragerstruktur eine hohe Vorlauftemperatur nötig. Dadurch ist nicht möglich einen wirtschaftlichen Betrieb einer Wärmepumpe sicherzustellen.

Die Fernwärmenetze werden auf ein Temperaturniveau von 85°C im Vorlauf und 65°C im Rücklauf dimensioniert. Eine Temperaturabsenkung im Sommer ist berücksichtigt. Die Maximaltemperaturen im Vorlauf dürfen 105°C nicht überschreiten.

2.4 Nahwärmeverbund 1 – Wenzelstraße, Rathausplatz, Klostersgasse (50% Anschlussdichte)

Basierend auf den oben beschriebenen Rahmenbedingungen wird in enger Absprache mit den beteiligten Akteuren der mögliche Nahwärmeverbund 1 betrachtet. Es werden auf Grundlage des Wärmekatasters 50% die Wenzelstraße, der Rathausplatz, die Klosterstraße sowie Liegenschaften im Seegartenweg betrachtet. Im Akteursforum zeichnete sich der nachfolgend skizzierte denkbare Standort der Heizzentrale ab. Es wurde festgelegt, die an der Trasse liegenden Wärmeverbraucher im Seegartenweg mit in die Betrachtungen aufzunehmen. Ein möglicher Verlauf des neu zu errichtenden Nahwärmenetzes ist in Abbildung 8 dargestellt. Grün schraffiert ist der Standort für die Errichtung einer möglichen neuen Heizzentrale.



Abbildung 8: Die Nahwärmeverbundlösung 1

In Tabelle 3 sind die betrachteten Liegenschaften und der jährliche Wärmebedarf dargestellt.

Tabelle 3: Der jährliche Wärmebedarf der Liegenschaften

	Wärmebedarf	
Heizwärmebedarf	2.640.000	kWh/a
Warmwasserbedarf	586.000	kWh/a
Nutzwärme	3.226.000	kWh/a

In Summe ergibt sich ein Wärmebedarf für die betrachteten Liegenschaften im Wärmeverbund von rund 3.226.000 kWh pro Jahr.

In Tabelle 4 sind die Kenndaten des Nahwärmenetzes der Nahwärmeverbundlösung dargestellt. Die zu installierende Spitzenleistung beträgt rund 2.000 kW. Das Netz hat eine Länge von etwa 1.065 Meter, die spezifische Wärmebelegung beläuft sich auf etwa 3.029 kWh pro Meter und Jahr, der Netzverlust beläuft sich auf rund 247.000 kWh. Dies entspricht ca. 7,7% der bereitgestellten Nutzwärme. Es wurde ein zweifach verstärktes Kunststoffmantelrohr als Rohrsystem angenommen.

Tabelle 4: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung 1

	Netz
Netzlänge	1.065 [m]
Heizleistung	2.000 [kW]
Nutzwärme	3.226.000 [kWh/a]
Verlustwärme	247.000 [kWh/a]
Verlust	7,7 [%]
Wärme ab Heizhaus	3.473.000 [kWh/a]
Wärmebelegung	3.029 [kWh/m·a]

Der jährliche Gesamtwärmebedarf einer Nahwärmeverbundlösung ergibt sich aus dem Wärmebedarf der Abnehmer und dem Netzverlust. Mit einem Wärmebedarf von rund 3.226.000 kWh und einem Netzverlust von rund 247.000 kWh ergibt sich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von rund 3.473.000 kWh.

Mit Hilfe der so genannten Gradtagmethode der VDI-Richtlinie 2067 können die monatlichen Bedarfswerte vom Jahreswärmebedarf abgeleitet werden. Anhand des monatlichen Wärmebedarfs wird die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt. Die geordnete Jahresdauerlinie ist das zentrale Instrument für den Anlagenplaner. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Jahresnutzwärmebedarf. Idealerweise sollten sich

die meist modular aufgebauten, d.h. in Grund- und Spitzenlastabdeckung unterteilten Heizanlagensysteme der Jahresdauerlinie annähern.

Werden Wärmeerzeuger in der Grafik flächendeckend eingetragen, kann auf die Laufzeiten und den Anteil an der Jahreswärmebereitstellung der einzelnen Wärmeerzeuger geschlossen werden. Die zu installierende Spitzenleistung richtet sich nach charakteristischen Vollbenutzungsstunden und dem Wärmebedarf. Dies beruht nicht auf einer Heizlastberechnung und ersetzt nicht die technische Detailplanung.

In Abbildung 9 ist die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung 1 dargestellt.

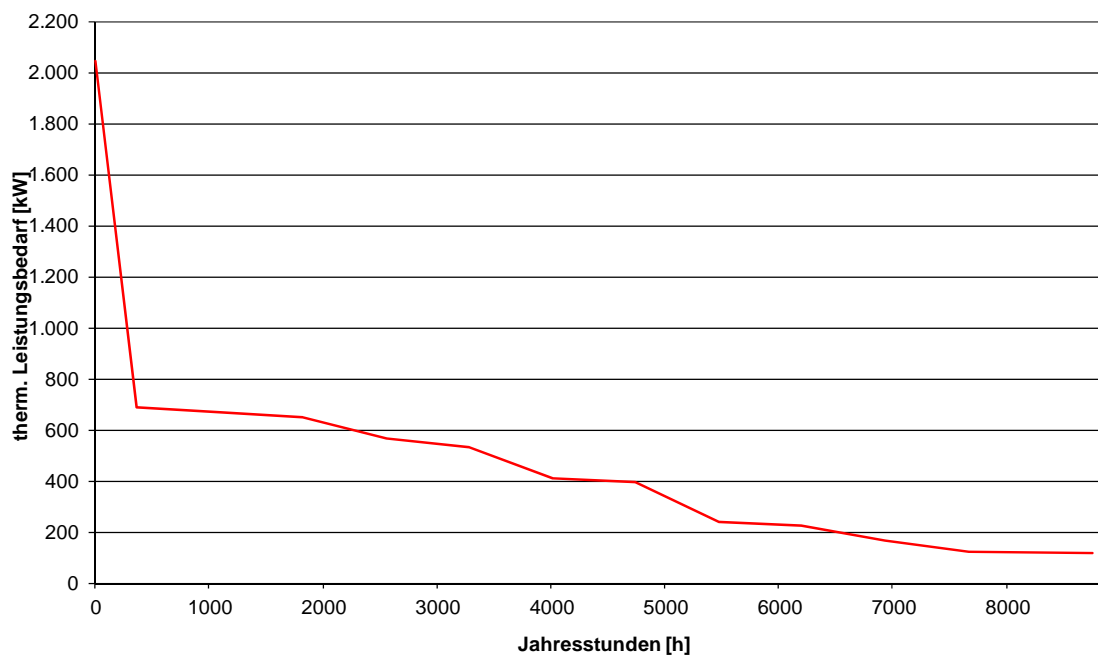


Abbildung 9: Die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung 1

2.4.1 Die Versorgungsvarianten

2.4.1.1 Die Variante 1.0: Erneuerung der Bestandskessel (Referenzvariante)

In der Referenzvariante für die Nahwärmeverbundlösung 1 wird die Erneuerung der Kessel in den bestehenden Heizzentralen betrachtet. Es werden jährlich in Summe rund 3.507.000 kWh an Brennstoff eingesetzt. Alternative Energieversorgungsvarianten werden mit dieser Variante hinsichtlich der Wärmegestehungskosten verglichen. Die ermittelten Wärmegestehungskosten sind als Mischpreis zu sehen abhängig vom eingesetzten Energieträger.

2.4.1.2 Die Variante 1.1: Hackgutkessel im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 1.1 kommt ein Hackgutkessel mit einer Nennwärmeleistung von 740 kW zum Einsatz. Die Spitzenlastversorgung wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 10 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 901 Tonnen Hackschnitzel und 775.000 kWh Erdgas verbraucht.

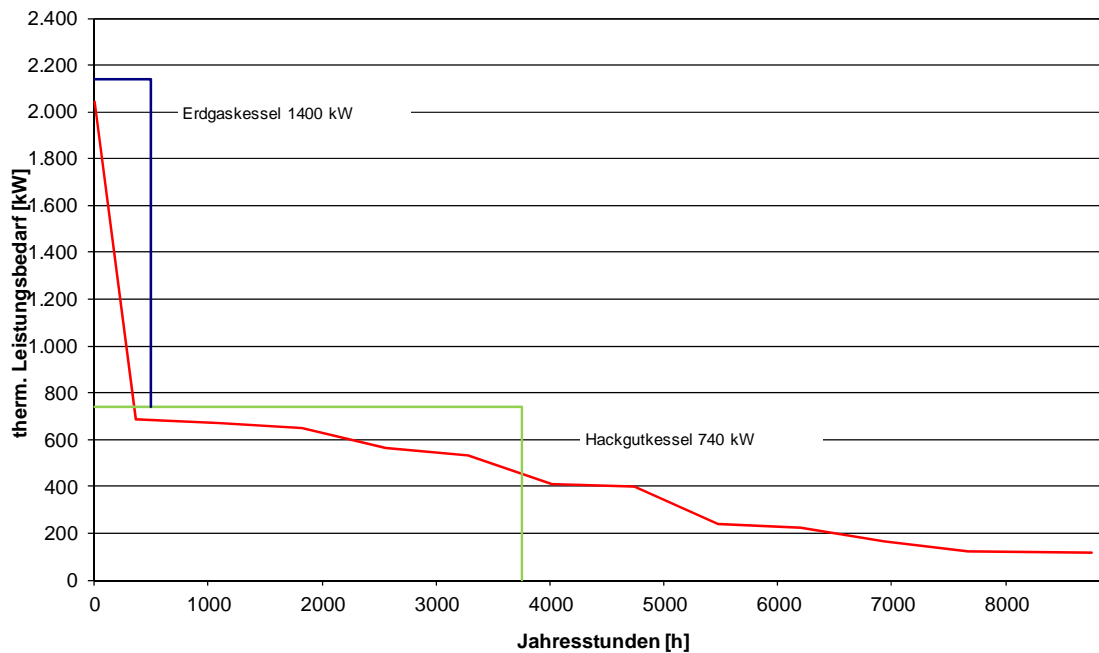


Abbildung 10: Die Jahresdauerlinie der Variante 1.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Biomasse- Einheit		Hackgutkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	740
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	3.750
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	2.775.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	80
Verbrauch	[t/a]	901

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	1.400
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	498
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	697.855
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	20
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	775.000

Zu Lagerung der Hackschnitzel muss ein Bunker gebaut werden. Dieser muss von entsprechenden Lieferfahrzeugen (Sattelzuganhänger mit ca. 80 m³) befüllt werden können. Somit ist ausreichender Platz für eine Anlieferzone zu berücksichtigen. Der Bunker müsste für einen fünftägigen Volllastbetrieb des Biomassekessels ein Lagervolumen von etwa 130 m³ aufweisen. Die Bunkerauslegung kann je nach gewünschtem Befüllungsintervall erfolgen.

Abbildung 11 und Abbildung 12 sollen exemplarisch einen Überblick über die zu erwartenden Dimensionen geben.

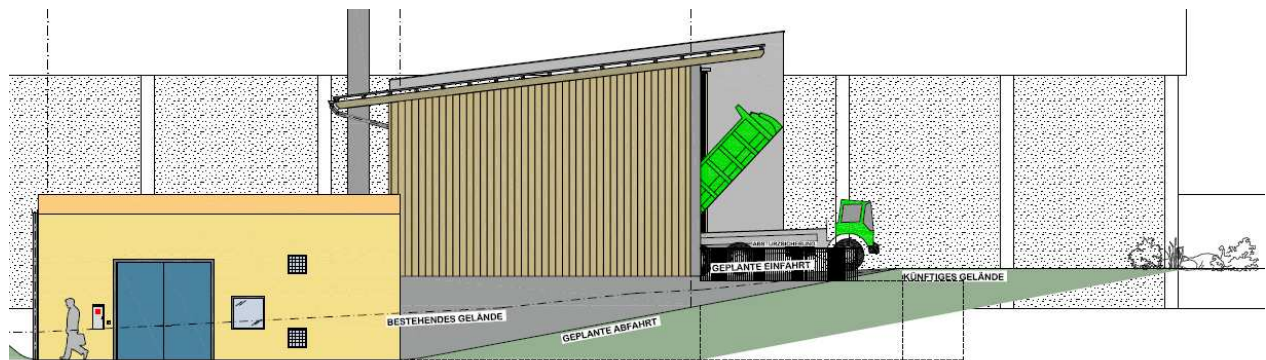


Abbildung 11: Exemplarisches Ausführungsbeispiel Biomasseheizwerk (Seitenansicht)

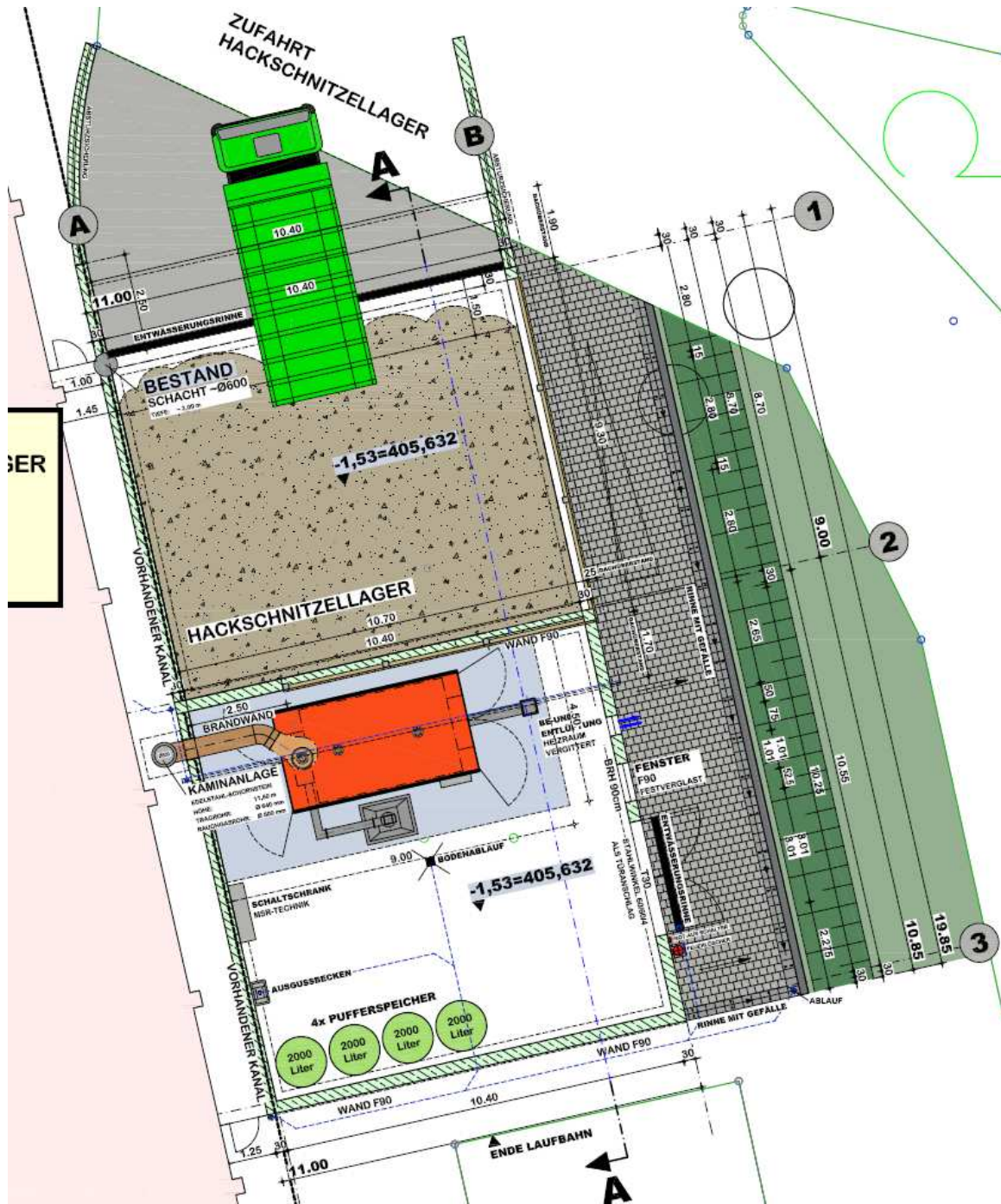


Abbildung 12: Exemplarisches Ausführungsbeispiel Biomasseheizwerk (Draufsicht)

2.4.1.3 Die Variante 1.2: Pelletkessel im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 1.2 kommt ein Pelletkessel mit einer Nennwärmeleistung von 740 kW zum Einsatz. Die Spitzenlastversorgung wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 13 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 610 Tonnen Pellets und 775.000 kWh Erdgas verbraucht.

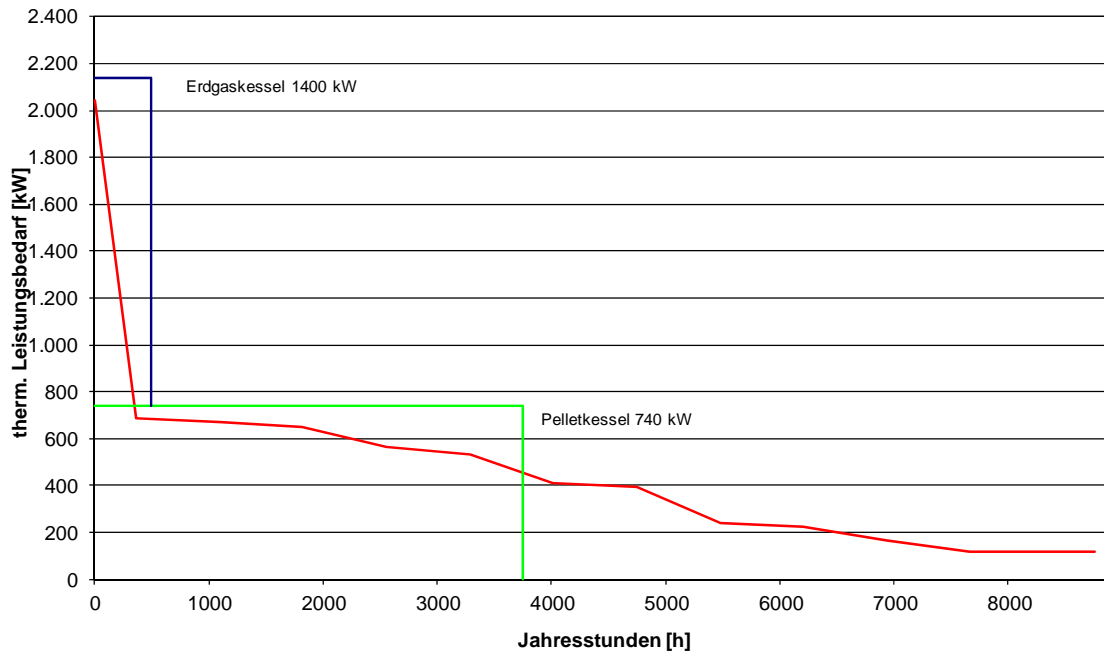


Abbildung 13: Die Jahresdauerlinie der Variante 1.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Biomasse- Einheit		Pelletkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	740
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	3.750
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	2.775.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	80
Verbrauch	[t/a]	610

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	1.400
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	498
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	697.855
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	20
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	775.000

Ein Pelletkessel in dieser Leistungsklasse entspricht technisch einem Hackgutkessel. Unterschiede gibt es hier bei der Brennstoffzuführung sowie bei der Lagerung. Da Pellets von einem Silofahrzeug angeliefert und eingeblasen werden, sind die baulichen Anforderungen an das Brennstofflager geringer als bei Hackschnitzzellager.

2.4.1.4 Die Variante 1.3: Erdgas- BHKW im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 1.3 kommt zur Abdeckung der Grundlast ein Erdgas- BHKW mit einer thermischen Leistung von 428 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW zum Einsatz. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 14 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 6.216.000 kWh Erdgas verbraucht. Das Blockheizkraftwerk erzeugt eine Strommenge von 2.000.000 kWh pro Jahr.

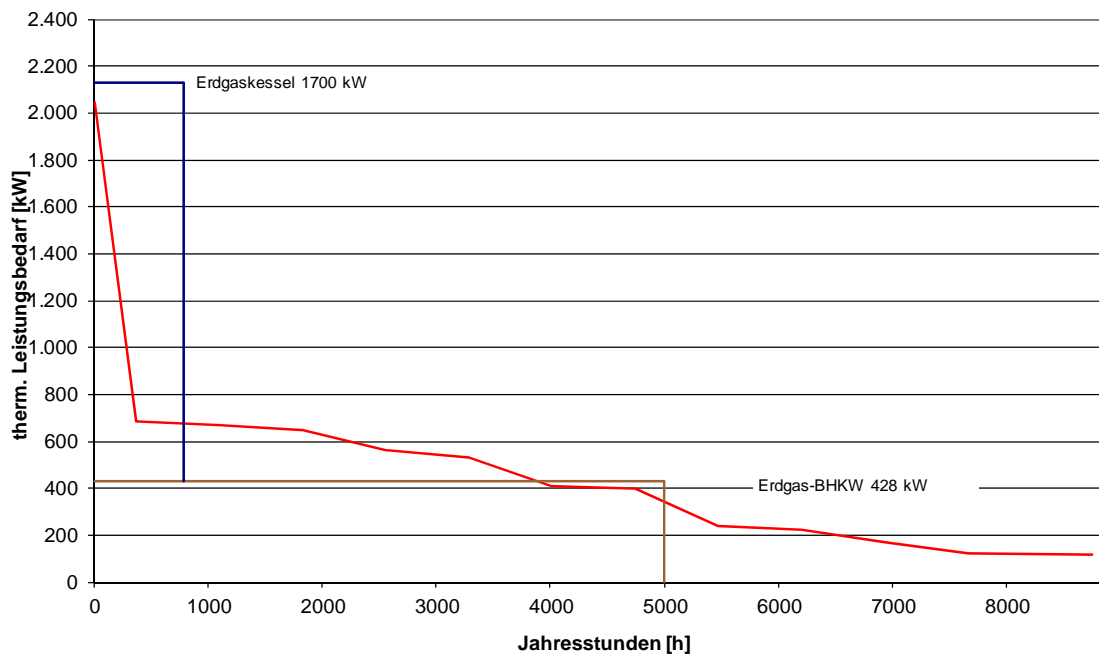


Abbildung 14: Die Jahresdauerlinie der Variante 1.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

KWK- Einheit		Erdgas-BHKW
Nennwärmeleistung	[kW]	428
Elektrische Leistung	[kW]	400
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.000
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	2.140.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	62
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	2.000.000
Verbrauch	[kWh _{H₂} /a]	4.735.000

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	1.700
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	784
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.332.855
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	38
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	1.481.000

Es wird mit einer Volleinspeisung ins öffentliche Stromversorgungsnetz gerechnet.

Es muss vor Baubeginn geprüft werden, ob in das Netz des Energieversorgungsunternehmens die entsprechende Leistung eingespeist werden kann.

2.4.1.5 Die Variante 1.4: Biomethan- BHKW im Grundlastbetrieb und Erdgas-Spitzenlast

Bei der Variante 1.4 kommt zur Abdeckung der Grundlast ein Biomethan- BHKW mit einer thermischen Leistung von 428 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW zum Einsatz. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 15 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 4.735.000 kWh Biomethan und 1.481.000 kWh Erdgas verbraucht. Das Blockheizkraftwerk erzeugt eine Strommenge von 2.000.000 kWh pro Jahr.

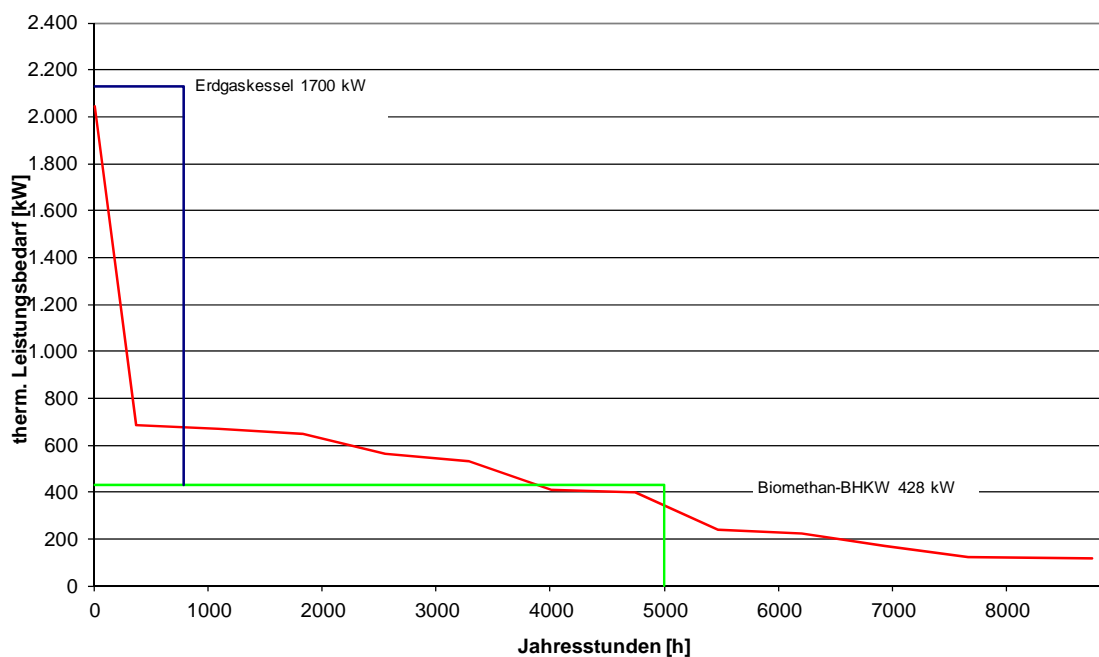


Abbildung 15: Die Jahresdauerlinie der Variante 1.4 (Biomethan- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

KWK- Einheit		Biomethan-BHKW
Nennwärmeleistung	[kW]	428
Elektrische Leistung	[kW]	400
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.000
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	2.140.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	62
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	2.000.000
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	4.735.000

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	1.700
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	784
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.332.855
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	38
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	1.481.000

Es muss vor Baubeginn geprüft werden, ob in das Netz des Energieversorgungsunternehmens die entsprechende Leistung eingespeist werden kann.

2.4.2 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Nahwärmeverbundlösung 1

2.4.2.1 Die Investitionsprognose

In Abbildung 16 ist die Investitionsprognose für die Varianten 1.x, aufgeteilt nach Nahwärmeleitungen, Wärmeerzeuger, baulichen Maßnahmen, technische Installation, Projektabwicklung und Unvorhergesehenes dargestellt.

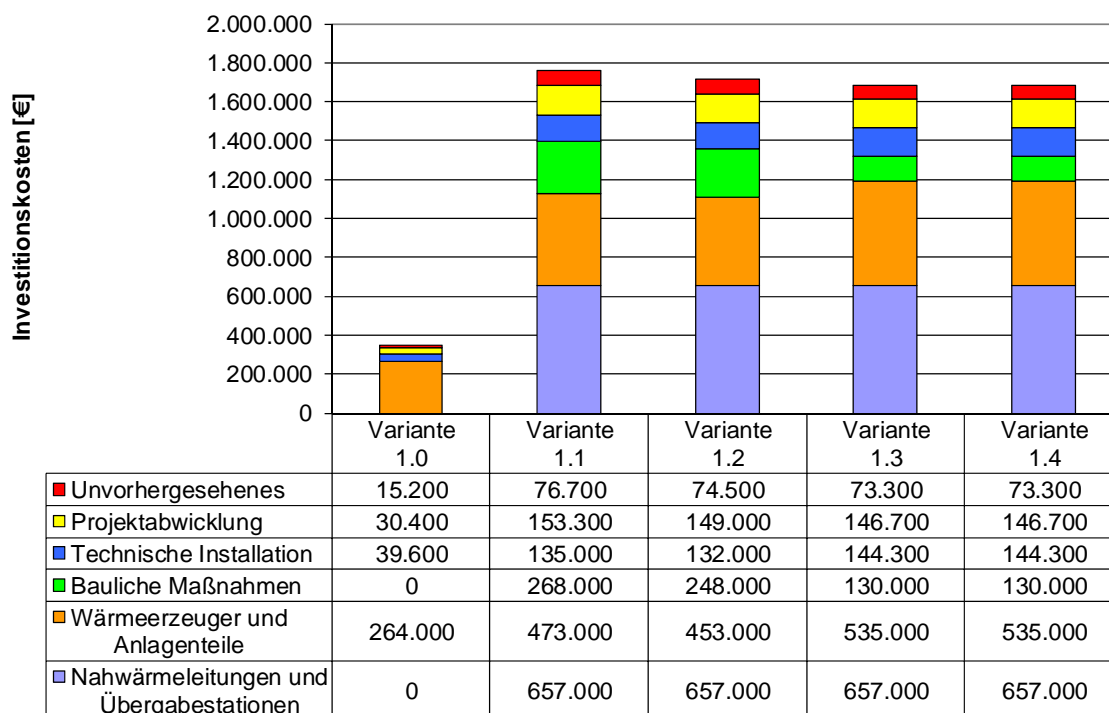


Abbildung 16: Die Investitionskostenprognose der Varianten 1.x

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

In diesem Planungsstadium kann der Aufwand für die Errichtung der Wärmeversorgungsstruktur nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Investitionskosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren auf durchschnittlichen Stadtpreisen. Je nach Ausführungsstandards können bei einzelnen Positionen deutliche Preisunterschiede auftreten. Vor allem die Kosten für die

Heizzentralengebäude können je nach Ausführung deutlich nach oben oder unten abweichen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können daher die Preise von den hier kalkulierten abweichen. Vor diesem Hintergrund werden für die unterschiedlichen Varianten Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss der kapitalgebundenen Kosten auf die spezifischen Wärmegestehungskosten darstellen.

2.4.2.2 Die jährlichen Ausgaben und Einnahmen

Die nachfolgende Abbildung 17 gibt die Zusammensetzung der jährlichen Ausgaben, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Kosten, wieder. Einnahmen sind nicht berücksichtigt.

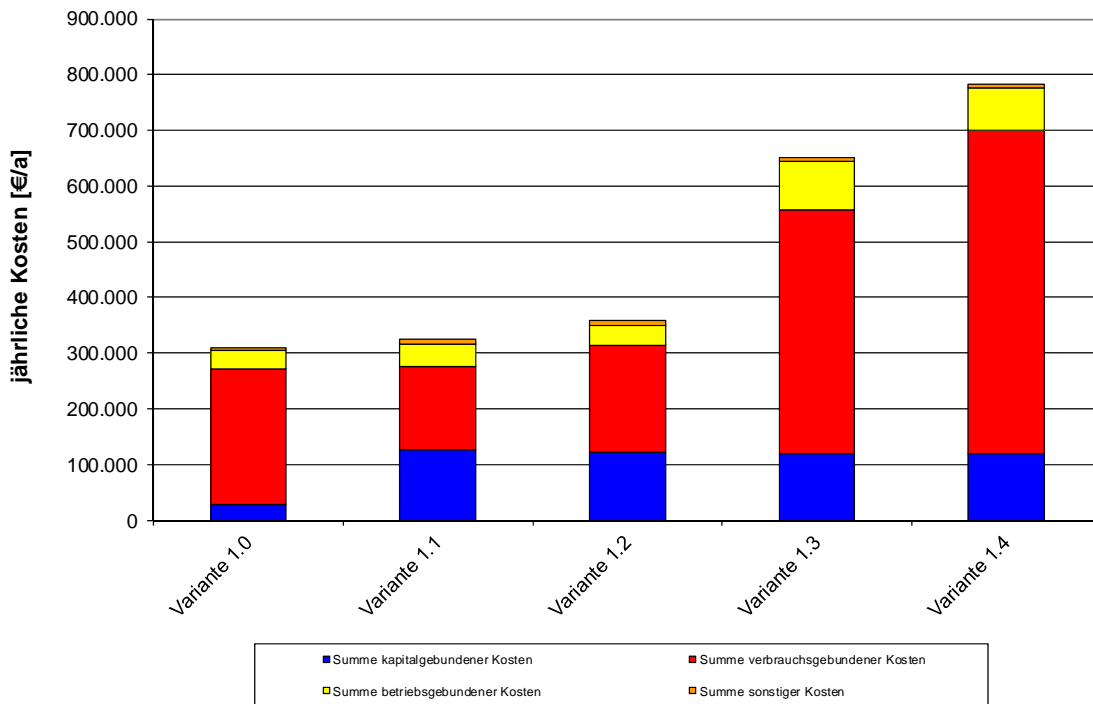


Abbildung 17: Die jährlichen Ausgaben der Varianten 1.x

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgas-/Heizölkessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Die niedrigsten jährlichen Ausgaben fallen bei Variante 1.0 an. Die verbrauchsgebundenen Kosten sind bei Variante 1.4 mit dem Biomethan- BHKW an höchsten. Die höchsten jährlichen Ausgaben fallen bei der Variante 1.4 an.

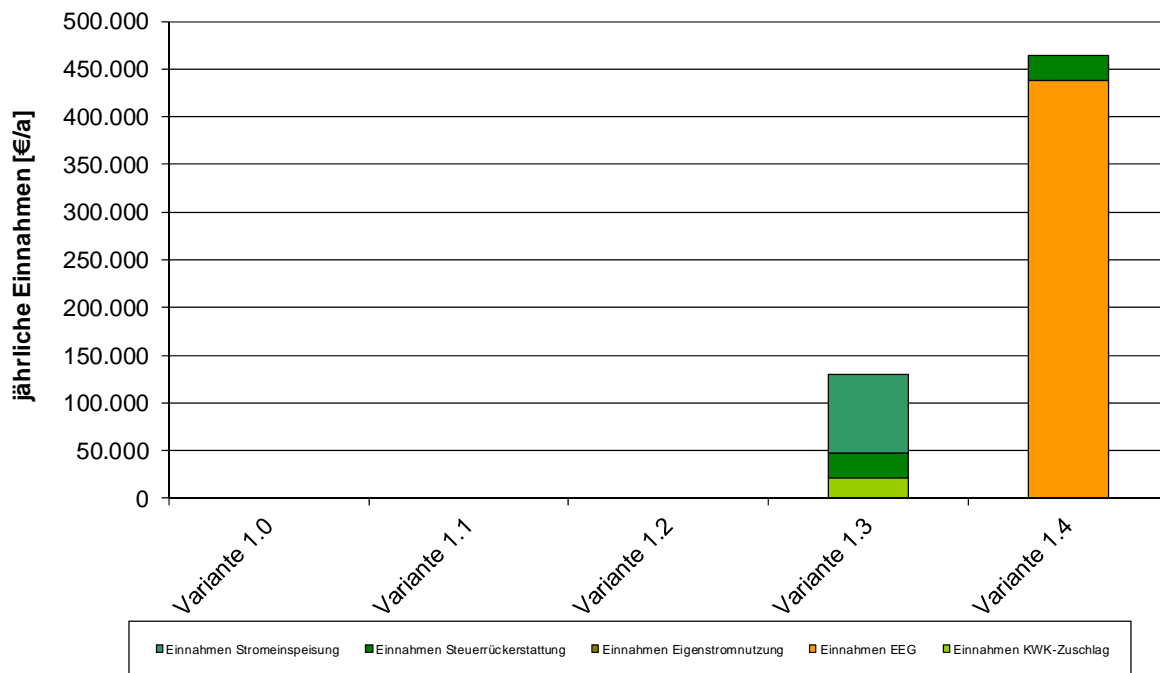


Abbildung 18: Die jährlichen Einnahmen der Varianten 1.x

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Abbildung 18 zeigt die zu erwartenden jährlichen Einnahmen. Einnahmen aus der Stromproduktion werden bei Variante 1.3 und Variante 1.4 erzielt.

Abbildung 19 gibt die kalkulierten Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten wieder. Die Jahresgesamtkosten ergeben sich aus der Summe der jährlichen kapitalgebundenen-, betriebsgebundenen-, verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten abzüglich der Einnahmen aus dem Stromverkauf. Aus den Jahresgesamtkosten werden die spezifischen Wärmegestehungskosten ermittelt, die die Kosten pro Kilowattstunde bereitgestellter Nutzwärme beziffern. Die spezifischen Wärmegestehungskosten dienen als wichtigste Kenngröße zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungsanlagen. So müssen sich alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung stets an den spezifischen Wärmegestehungskosten einer konventionellen Standardvariante messen.

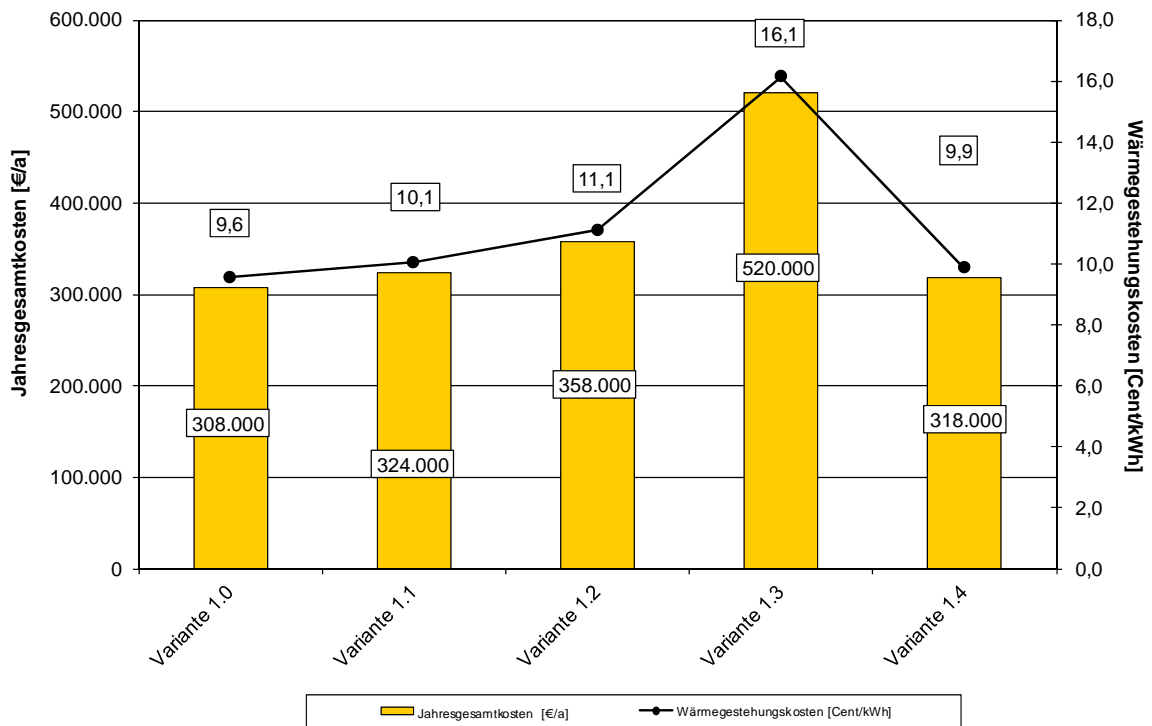


Abbildung 19: Die Jahresgesamt- und spezifischen Wärmegestehungskosten der Varianten 1.x

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Mit 9,6 Cent/kWh ergeben sich bei der Variante 1.0 die niedrigsten Wärmegestehungskosten.

2.4.2.3 Die Sensitivitätsanalyse der Varianten 1.x

Variante 1.0 (Referenzvariante, Erdgas- /Heizölkessel)

Abbildung 20 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.0 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestellungskosten von 9,6 Cent/kWh auf 13,3 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestellungskosten auf 10,0 Cent/kWh.

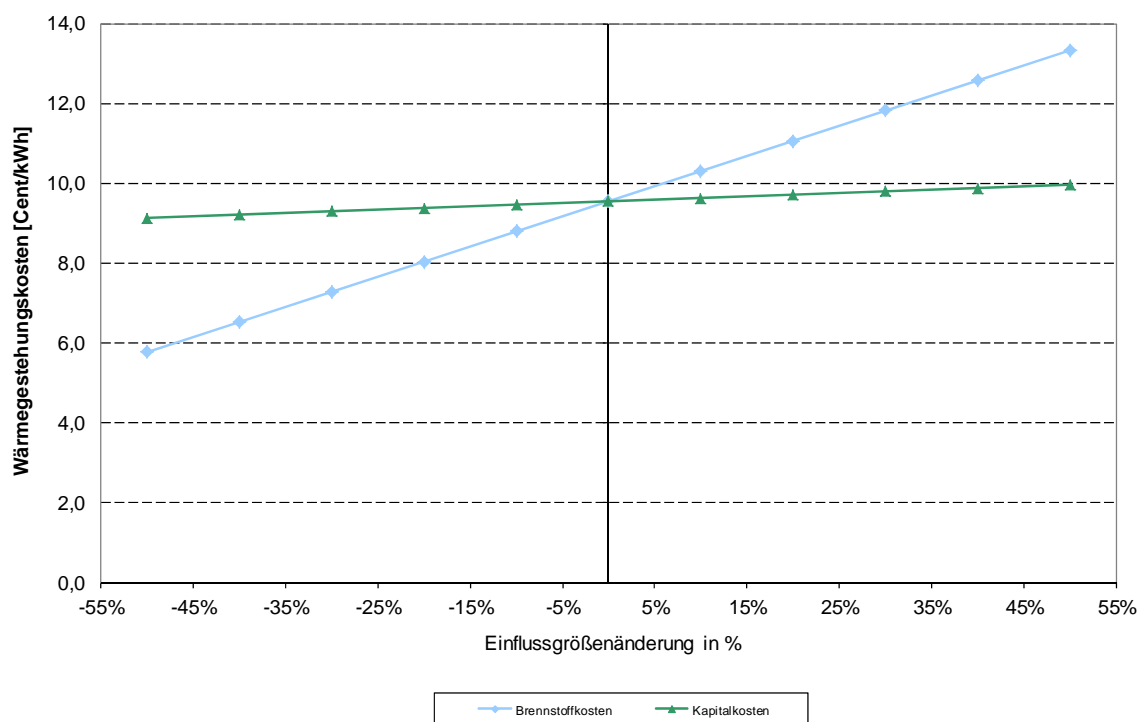


Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.0 (Referenzvariante)

Variante 1.1 (Hackgutkessel, Erdgaskessel)

Abbildung 21 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 10,1 Cent/kWh auf 12,4 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 12,0 Cent/kWh.

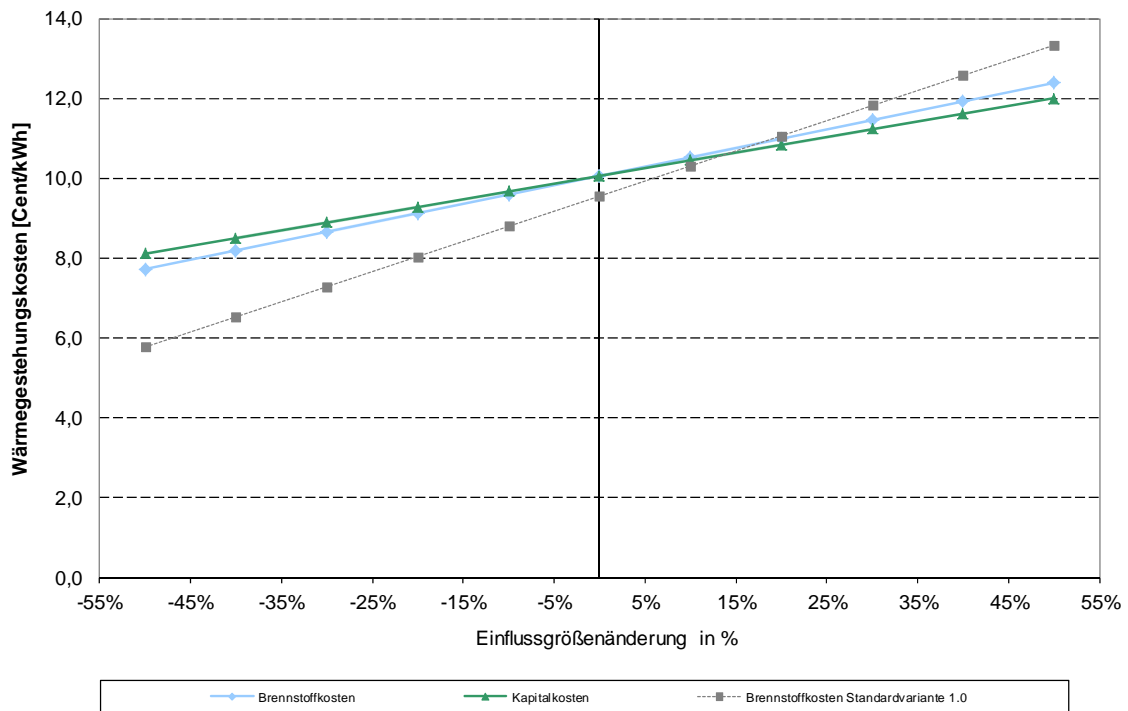


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1 (Hackgutkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

Variante 1.2 (Pelletkessel, Erdgaskessel)

Abbildung 22 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 11,1 Cent/kWh auf 14,1 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 13,0 Cent/kWh.

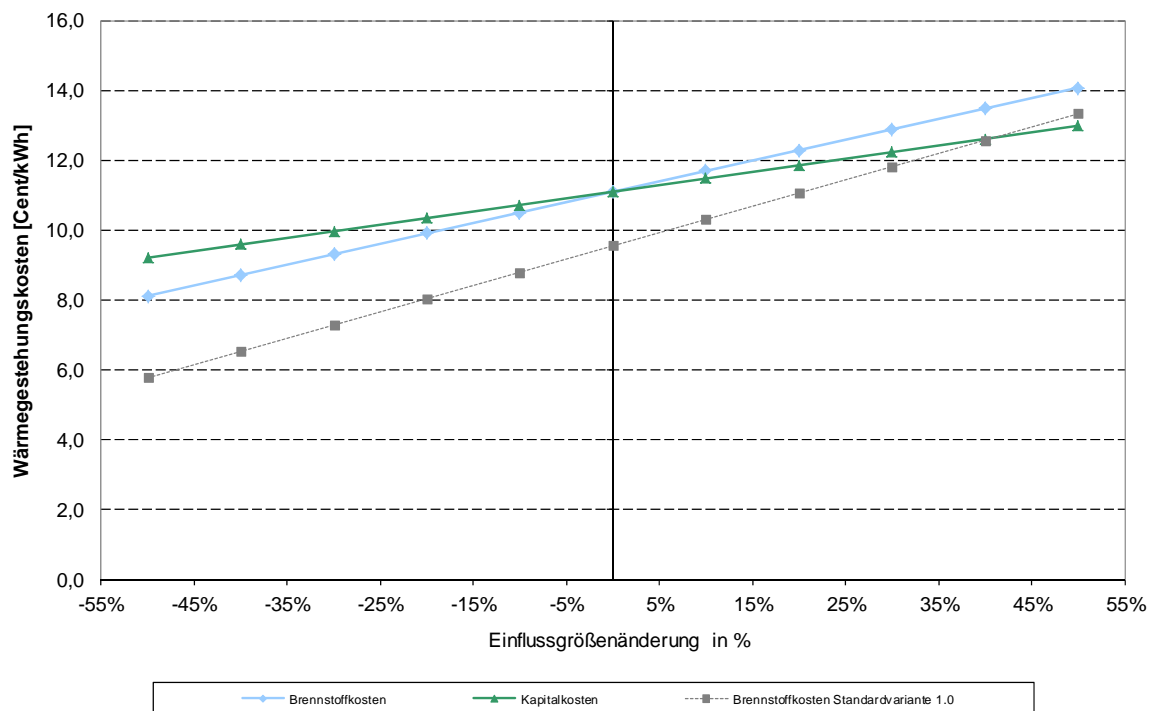


Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2 (Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

Variante 1.3 (Erdgas- BHKW, Erdgaskessel)

Abbildung 23 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.3 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 16,1 Cent/kWh auf 22,9 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 18,0 Cent/kWh. Steigen die Einnahmen aus der Stromproduktion um 50 %, dann sinken die Wärmegestehungskosten auf 14,9 Cent/kWh. Steigen die Einnahmen aus der Stromproduktion um 50 %, dann sinken die Wärmegestehungskosten auf 14,9 Cent/kWh.

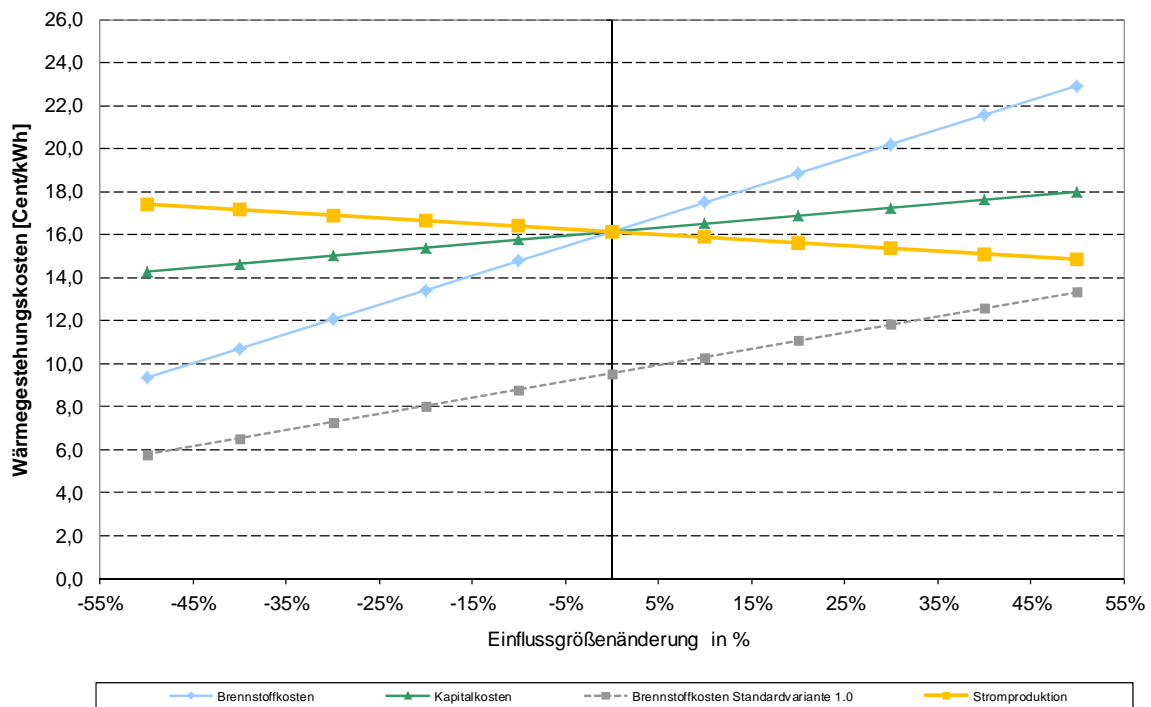


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Variante 1.4 (Biomethan-BHKW, Erdgaskessel)

Abbildung 24 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 9,9 Cent/kWh auf 18,8 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 11,7 Cent/kWh.

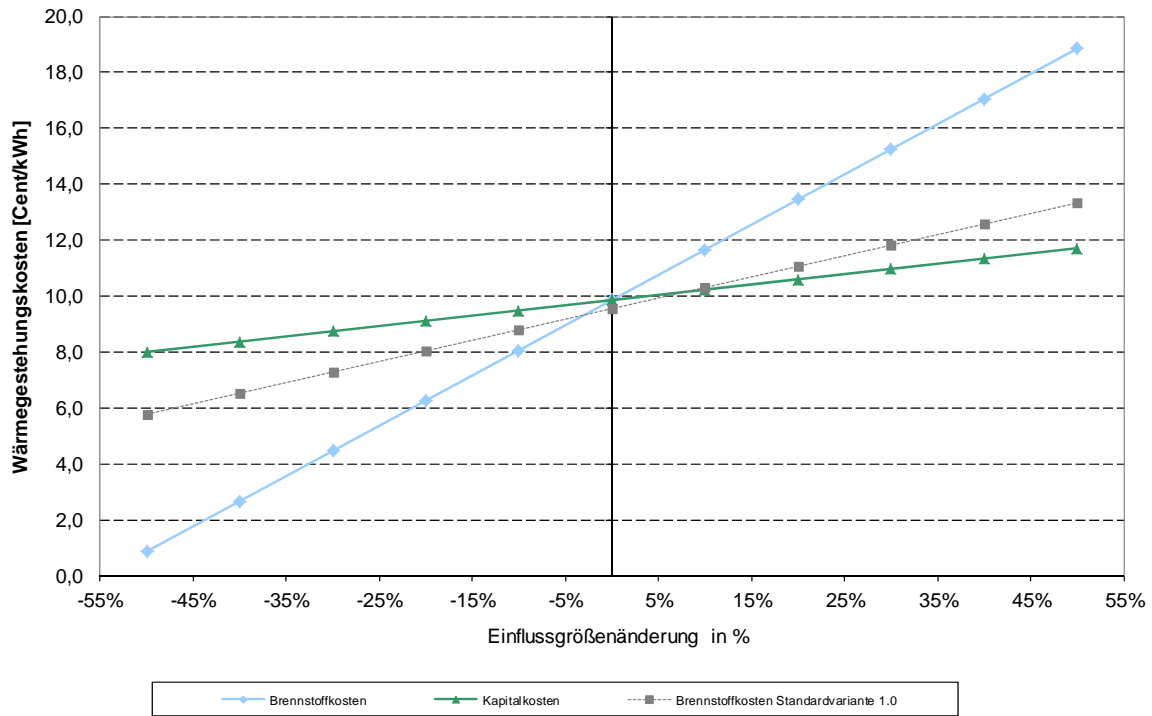


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.4 (Biomethan-BHKW mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

2.4.3 Die CO₂- Bilanz der verschiedenen Varianten 1.x

Für die verschiedenen neuen Energieversorgungsvarianten wird zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit eine Bilanzierung der CO₂ -Emissionen durchgeführt. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 25 dargestellt.

Tabelle 5: CO₂- Äquivalente ¹

CO ₂ - Äquivalent [g/kWhEnd]	Erdgas	Heizöl	Holz	Biomethan
	228	320	24	90
	Strommix Deutschland		Strommix Würzburg Kraftwerkspark WVV	
	540		506	

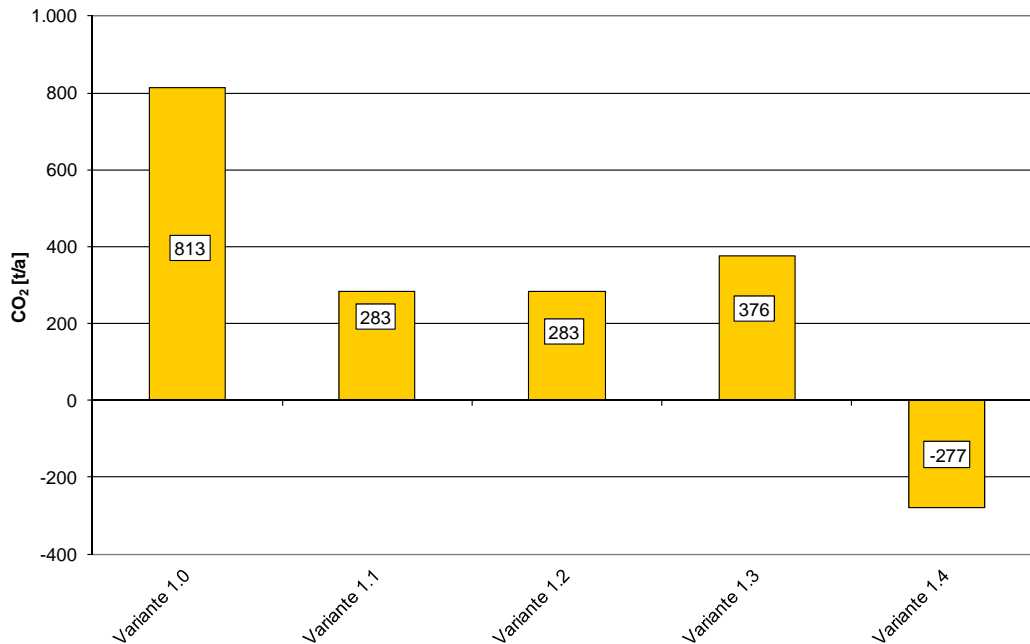


Abbildung 25: Die CO₂- Bilanz der Varianten 1.x

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Bei der Variante 1.0 ergeben sich die höchsten CO₂- Emissionen. Alle anderen Varianten weisen geringere CO₂- Emissionen auf. Variante 1.4 weist die beste CO₂- Bilanz auf. Dies ist insbesondere auf den Einsatz eines regenerativen Brennstoffes sowie der Stromgutschrift zurückzuführen.

¹ Strom-Mix Würzburg Kraftwerkspark WVV: WVV
Strom-Mix Deutschland, Erdgas, Heizöl, Biomethan: Eco Region

2.4.4 Zusammenfassung

In Tabelle 6 sind die Ergebnisse der Berechnungen der Nahwärmeverbundlösung 1 zusammenfassend dargestellt. Bei der Referenzvariante (Variante 1.0) ergeben sich unter Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten Wärmegestehungskosten in Höhe von 9,5 Cent/kWh.

Die niedrigsten Wärmegestehungskosten bei den alternativen Energieversorgungsvarianten ergeben sich unter Einbeziehung der Fördermöglichkeiten bei Variante 1.1 mit dem Hackgutkessel.

Bei den alternativen Energieversorgungsvarianten ist der CO₂-Ausstoß geringer im Vergleich zur Referenzvariante (Variante 1.0). Die beste CO₂-Bilanz ergibt sich bei Variante 1.4 mit dem Biomethan.

Tabelle 6: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 1

		V 1.0	V 1.1	V 1.2	V 1.3	V 1.4
ohne Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten						
Investitionskosten (Netto)	[Euro]	350.000	1.764.000	1.714.000	1.687.000	1.687.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	308.000	324.000	358.000	520.000	318.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	9,6	10,1	11,1	16,1	9,9
mit Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten						
maximale Projektförderung	[Euro]	12.000	253.000	253.000	102.000	102.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	307.000	309.000	342.000	515.000	312.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	9,5	9,6	10,6	16,0	9,7
CO₂- Bilanz						
	[t/a]	813	283	283	376	-277

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Wie in Abbildung 26 ersichtlich, ergeben sich bei einer Steigerung des Brennstoffpreises von etwa 20% identische Wärmegestehungskosten zwischen den Varianten 1.0 und 1.1.

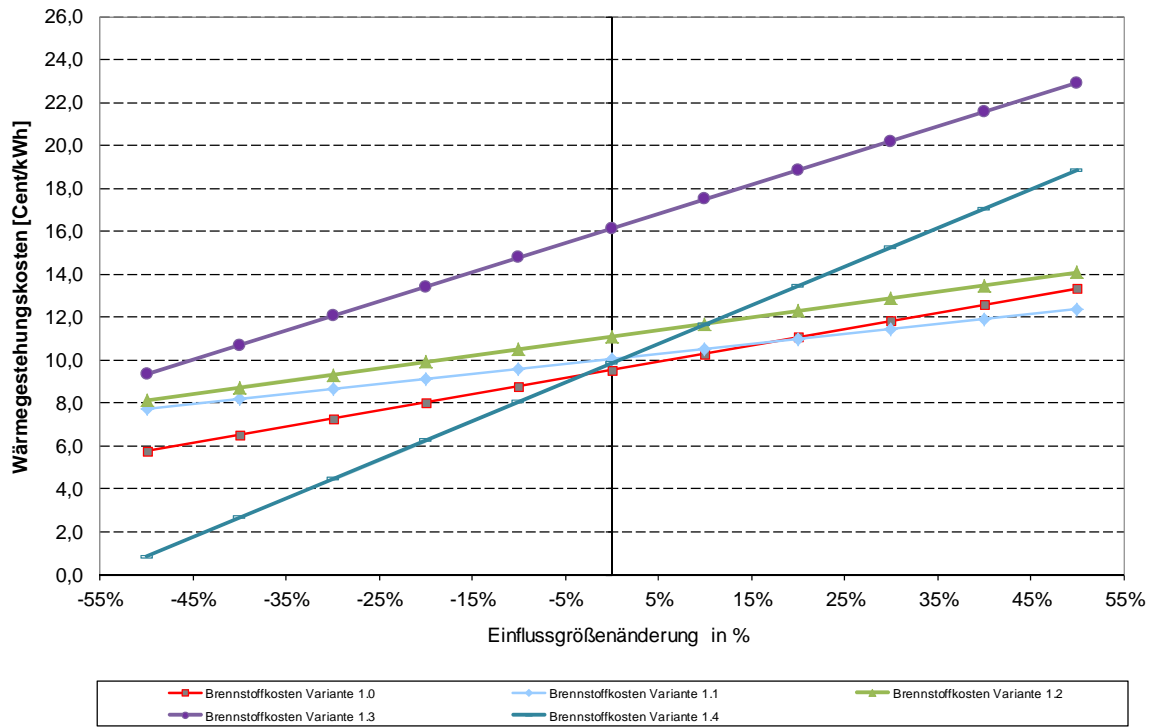


Abbildung 26: Die Sensitivitätsanalysen der Varianten 1.x

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel	Pelletkessel	Erdgas- BHKW	Biomethan- BHKW
	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel

2.5 Nahwärmeverbund 2 – Wenzelstraße, Rathausplatz, Klosterstraße, Klingenstrasse (50% Anschlussdichte)

Basierend auf dem Nahwärmeverbund 1 wird die Netzerweiterung in die Klingenstrasse betrachtet. Ein möglicher Verlauf des neu zu errichtenden Nahwärmenetzes (violett) ist in Abbildung 27 dargestellt. Grün schraffiert ist der Standort für die Errichtung einer möglichen neuen Heizzentrale.

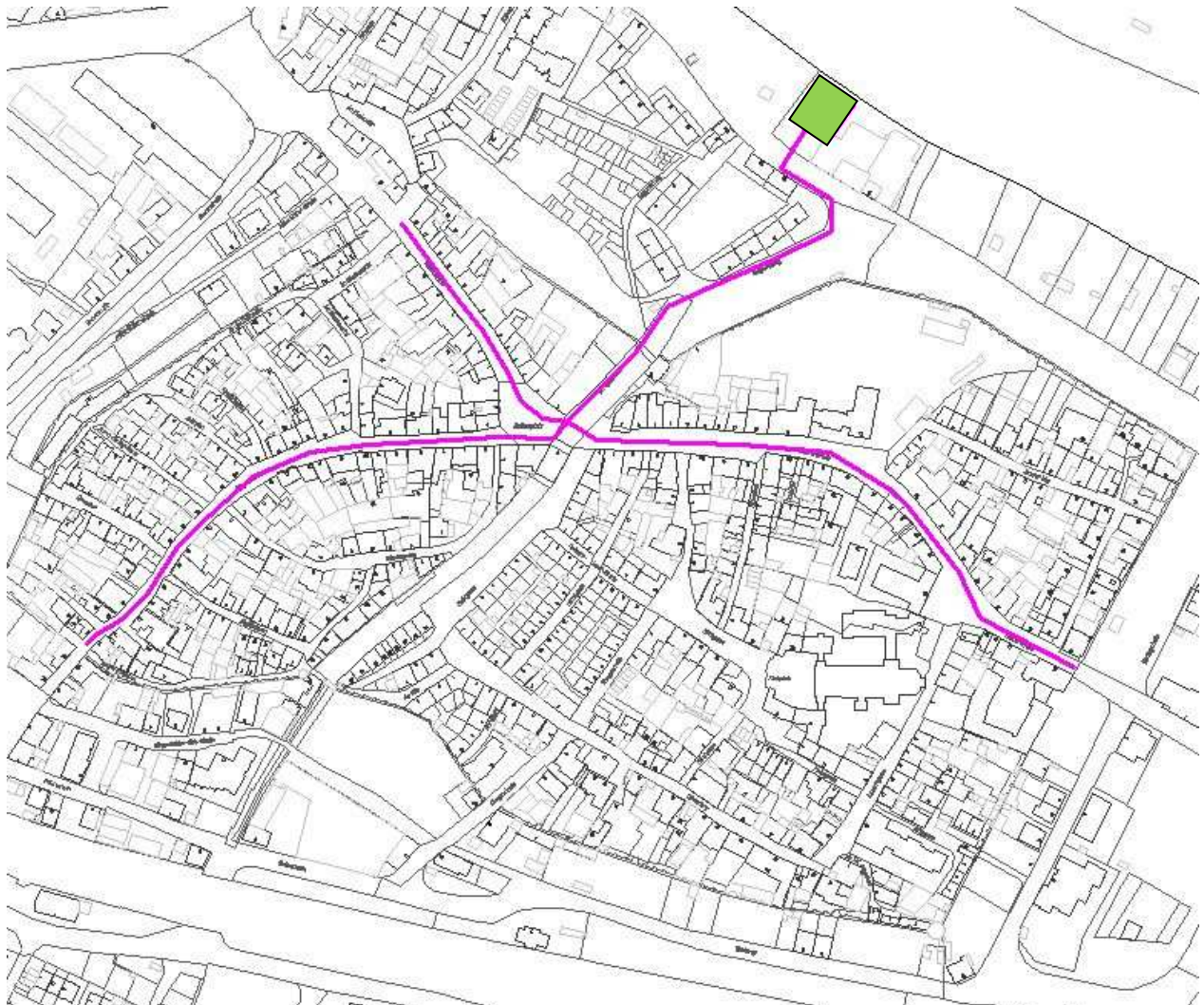


Abbildung 27: Die Nahwärmeverbundlösung 2

In Tabelle 7 sind die betrachteten Liegenschaften und der jährliche Wärmebedarf dargestellt.

Tabelle 7: Der jährliche Wärmebedarf der Liegenschaften

Wärmebedarf		
Heizwärmebedarf	3.515.000	kWh/a
Warmwasserbedarf	780.000	kWh/a
Nutzwärme	4.295.000	kWh/a

In Summe ergibt sich ein Wärmebedarf für die betrachteten Liegenschaften im Wärmeverbund von rund 4.295.000 kWh pro Jahr.

In Tabelle 8 sind die Kenndaten des Nahwärmenetzes der Nahwärmeverbundlösung dargestellt. Die zu installierende Spitzenleistung beträgt rund 2.700 kW. Das Netz hat eine Länge von etwa 1.650 Meter, die spezifische Wärmebelegung beläuft sich auf etwa 2.603 kWh pro Meter und Jahr, der Netzverlust beläuft sich auf rund 360.000 kWh. Dies entspricht ca. 8,4% der bereitgestellten Nutzwärme. Es wurde ein zweifach verstärktes Kunststoffmantelrohr als Rohrsystem angenommen.

Tabelle 8: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung 3

Netz	
Netzlänge	1.650 [m]
Heizleistung	2.700 [kW]
Nutzwärme	4.295.000 [kWh/a]
Verlustwärme	360.000 [kWh/a]
Verlust	8,4 [%]
Wärme ab Heizhaus	4.655.000 [kWh/a]
Wärmebelegung	2.603 [kWh/m·a]

Der jährliche Gesamtwärmebedarf einer Nahwärmeverbundlösung ergibt sich aus dem Wärmebedarf der Abnehmer und dem Netzverlust. Mit einem Wärmebedarf von rund 4.295.000 kWh und einem Netzverlust von rund 360.000 kWh ergibt sich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von rund 4.655.000 kWh.

Analog zu der unter Kapitel 2.4 beschriebenen Methode wird die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs der Nahwärmeverbundlösung 2 erstellt. Diese ist in Abbildung 28 dargestellt.

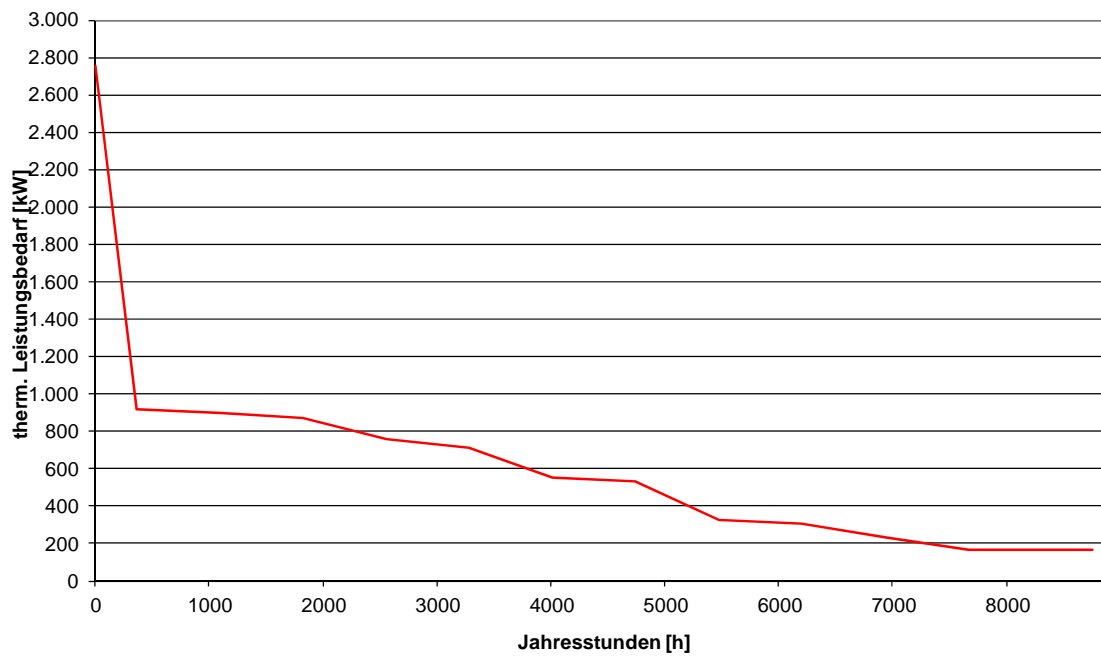


Abbildung 28: Die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung 2

2.5.1 Die Versorgungsvarianten

2.5.1.1 Die Variante 2.0: Erneuerung der Bestandskessel (Referenzvariante)

In der Referenzvariante für die Nahwärmeverbundlösung 2 wird die Erneuerung der Kessel in den bestehenden Heizzentralen betrachtet. Es werden jährlich in Summe rund 4.703.000 kWh an Brennstoff eingesetzt. Alternative Energieversorgungsvarianten werden mit dieser Variante hinsichtlich der Wärmegestehungskosten verglichen. Die ermittelten Wärmegestehungskosten sind als Mischpreis zu sehen abhängig vom eingesetzten Energieträger.

2.5.1.2 Die Variante 2.1: Hackgutkessel im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 2.1 kommt ein Hackgutkessel mit einer Nennwärmeleistung von 900 kW zum Einsatz. Die Spitzenlastversorgung wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 29 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 1.256 Tonnen Hackschnitzel und 907.000 kWh Erdgas verbraucht.

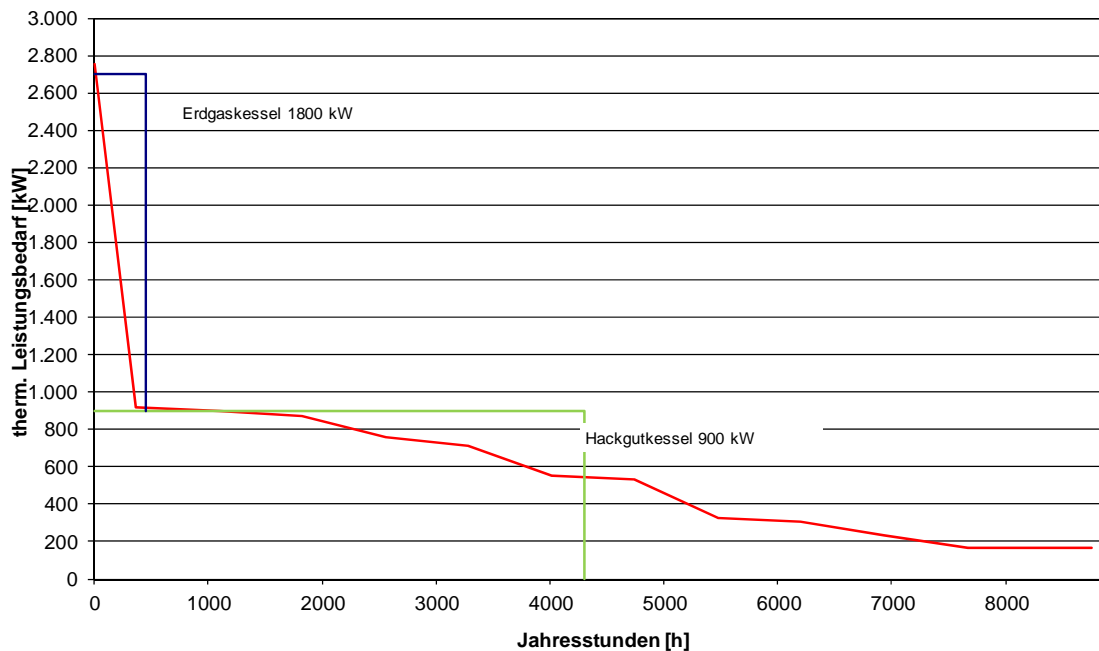


Abbildung 29: Die Jahresdauerlinie der Variante 2.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Biomasse- Einheit		Hackgutkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	900
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	4.300
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	3.870.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	83
Verbrauch	[t/a]	1.256

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	1.800
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	453
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	815.855
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	17
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	907.000

Zu Lagerung der Hackschnitzel muss ein Bunker gebaut werden. Dieser muss von entsprechenden Lieferfahrzeugen (Sattelzuganhänger mit ca. 80 m³) befüllt werden können. Somit ist ausreichender Platz für eine Anlieferzone zu berücksichtigen. Der Bunker müsste für einen fünftägigen Volllastbetrieb des Biomassekessels ein Lagervolumen von etwa 150 m³ aufweisen. Die Bunkerauslegung kann je nach gewünschtem Befüllungsintervall erfolgen. Eine exemplarische Ausführungsoption ist unter Kapitel 2.4.1, Seite 36/37, dargestellt.

Hinweis: Ab einer Feuerungswärmeleistung der Biomasseanlage von 1.000 kW sind aufgrund der 1. BImSchV erhöhte Anforderungen an die Emissionswerte gestellt. Dies kann beispielsweise die Installation eines Elektrofilters bedeuten.

2.5.1.3 Die Variante 2.2: Pelletkessel im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 2.2 kommt ein Pelletkessel mit einer Nennwärmeleistung von 900 kW zum Einsatz. Die Spitzenlastversorgung wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 30 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 850 Tonnen Pellets und 907.000 kWh Erdgas verbraucht.

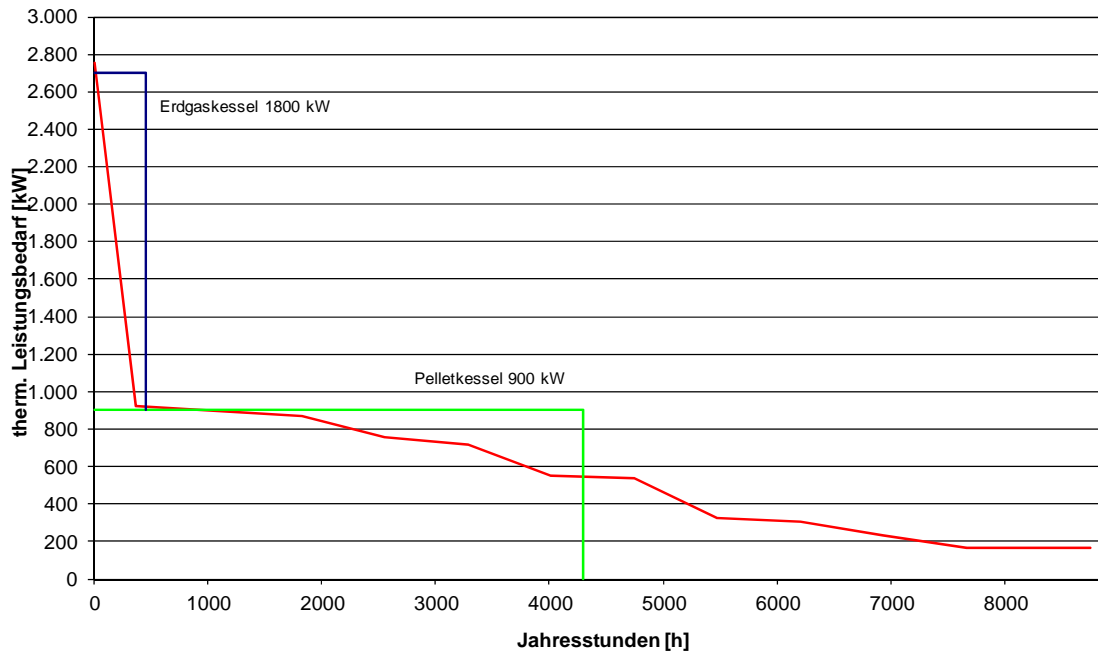


Abbildung 30: Die Jahresdauerlinie der Variante 2.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Biomasse- Einheit		Pelletkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	900
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	4.300
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	3.870.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	83
Verbrauch	[t/a]	850

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	1.800
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	453
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	815.855
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	17
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	907.000

Ein Pelletkessel in dieser Leistungsklasse entspricht technisch einem Hackgutkessel. Unterschiede gibt es hier bei der Brennstoffzuführung sowie bei der Lagerung. Da Pellets von einem Silofahrzeug angeliefert und eingeblasen werden, sind die baulichen Anforderungen an das Brennstofflager geringer als bei Hackschnitzzellager.

2.5.1.4 Die Variante 2.3: Erdgas- BHKW im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 2.3 kommt zur Abdeckung der Grundlast ein Erdgas- BHKW mit einer thermischen Leistung von 428 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW zum Einsatz. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 31 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 8.270.000 kWh Erdgas verbraucht. Das Blockheizkraftwerk erzeugt eine Strommenge von 2.600.000 kWh pro Jahr.

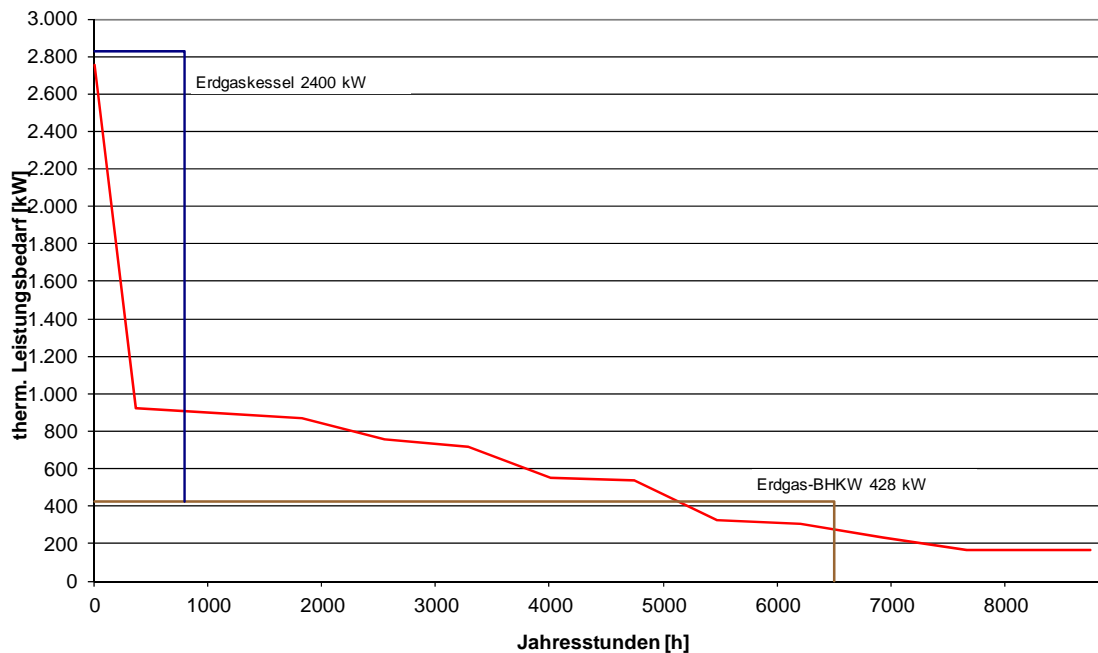


Abbildung 31: Die Jahresdauerlinie der Variante 2.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

KWK- Einheit		Erdgas-BHKW
Nennwärmeleistung	[kW]	428
Elektrische Leistung	[kW]	400
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	6.500
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	2.782.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	59
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	2.600.000
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	6.155.000

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	2.400
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	793
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.903.855
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	41
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	2.115.000

Es wird mit einer Volleinspeisung ins öffentliche Stromversorgungsnetz gerechnet.

Es muss vor Baubeginn geprüft werden, ob in das Netz des Energieversorgungsunternehmens die entsprechende Leistung eingespeist werden kann.

2.5.1.5 Die Variante 2.4: Biomethan- BHKW im Grundlastbetrieb und Erdgas-Spitzenlast

Bei der Variante 2.4 kommt zur Abdeckung der Grundlast ein Biomethan- BHKW mit einer thermischen Leistung von 428 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW zum Einsatz. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 32 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 6.155.000 kWh Biomethan und 2.115.000 kWh Erdgas verbraucht. Das Blockheizkraftwerk erzeugt eine Strommenge von 2.600.000 kWh pro Jahr.

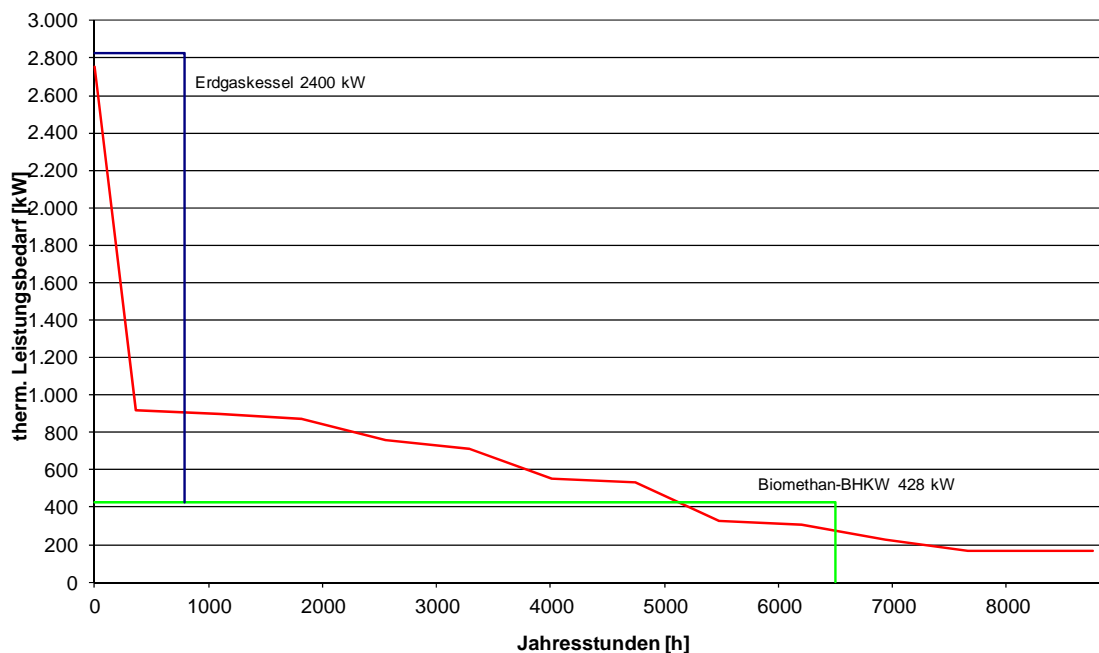


Abbildung 32: Die Jahresdauerlinie der Variante 2.4 (Biomethan- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

KWK- Einheit		Biomethan-BHKW
Nennwärmeleistung	[kW]	428
Elektrische Leistung	[kW]	400
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	6.500
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	2.782.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	59
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	2.600.000
Verbrauch	[kWh _{H₂} /a]	6.155.000

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	2.400
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	793
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.903.855
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	41
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	2.115.000

Es muss vor Baubeginn geprüft werden, ob in das Netz des Energieversorgungsunternehmens die entsprechende Leistung eingespeist werden kann.

2.5.2 Zusammenfassung

In Tabelle 9 sind die Ergebnisse der Berechnungen der Nahwärmeverbundlösung 2 zusammenfassend dargestellt. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie die CO₂- Bilanz wurden analog zur Nahwärmeverbundlösung 1 erarbeitet und sind im Anhang beigefügt.

Bei der Referenzvariante (Variante 2.0) ergeben sich unter Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten Wärmegestehungskosten in Höhe von 9,7 Cent/kWh.

Die niedrigsten Wärmegestehungskosten bei den alternativen Energieversorgungsvarianten ergeben sich bei Variante 2.1 mit dem Hackgutkessel.

Bei den alternativen Energieversorgungsvarianten ist der CO₂-Ausstoß geringer im Vergleich zur Referenzvariante (Variante 2.0). Die beste CO₂-Bilanz ergibt sich bei Variante 2.4 mit dem Biomethan.

Tabelle 9: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 2

		V 2.0	V 2.1	V 2.2	V 2.3	V 2.4
ohne Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten						
Investitionskosten (Netto)	[Euro]	524.000	2.212.000	2.107.000	1.996.000	1.996.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	420.000	405.000	449.000	670.000	412.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	9,7	9,4	10,4	15,5	9,5
mit Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten						
maximale Projektförderung	[Euro]	18.000	372.600	372.600	161.000	161.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	419.000	381.000	426.000	661.000	403.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	9,7	8,8	9,8	15,3	9,3
CO₂- Bilanz						
	[t/a]	1.090	337	337	518	-331

Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2	Variante 2.3	Variante 2.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Wie in Abbildung 33 ersichtlich, bleiben bei einer Brennstoffpreissteigerung die Wärmegestehungskosten der Variante 2.1 stetig unter denen aller anderen Varianten.

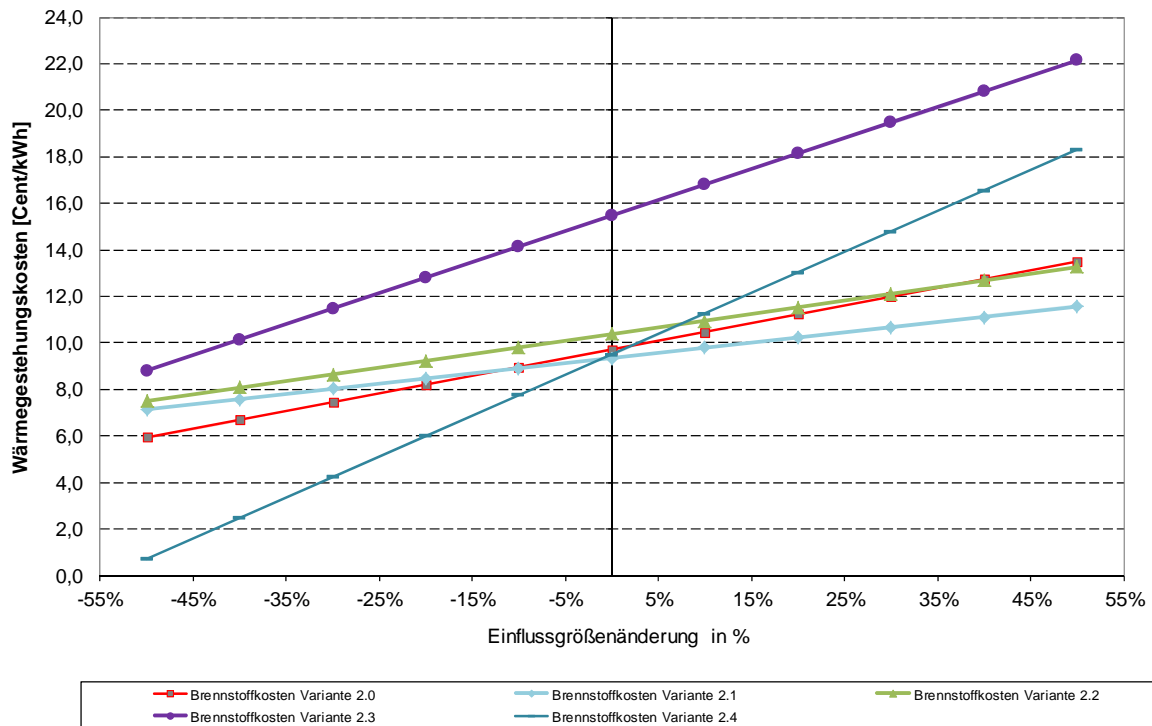


Abbildung 33: Die Sensitivitätsanalysen der Varianten 2.x

Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2	Variante 2.3	Variante 2.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

2.6 Nahwärmeverbund 3 – Wenzelstraße, Rathausplatz, Klosterstraße (25% Anschlussdichte)

Basierend auf den oben beschriebenen Rahmenbedingungen wird in enger Absprache mit den beteiligten Akteuren der mögliche Nahwärmeverbund 3 betrachtet. Es werden diesmal auf Grundlage des Wärmekatasters 25% die Wenzelstraße, der Rathausplatz, die Klosterstraße sowie der Seegartenweg betrachtet. Ein möglicher Verlauf des neu zu errichtenden Nahwärmenetzes ist, identisch zum Nahwärmeverbund 1, in Abbildung 34 dargestellt. Grün schraffiert ist der Standort für die Errichtung einer möglichen neuen Heizzentrale.



Abbildung 34: Die Nahwärmeverbundlösung 3

In Tabelle 10 sind die betrachteten Liegenschaften und der jährliche Wärmebedarf dargestellt.

Tabelle 10: Der jährliche Wärmebedarf der Liegenschaften

	Wärmebedarf	
Heizwärmebedarf	1.335.000	kWh/a
Warmwasserbedarf	294.000	kWh/a
Nutzwärme	1.629.000	kWh/a

In Summe ergibt sich ein Wärmebedarf für die betrachteten Liegenschaften im Wärmeverbund von rund 1.629.000 kWh pro Jahr.

In Tabelle 11 sind die Kenndaten des Nahwärmenetzes der Nahwärmeverbundlösung dargestellt. Die zu installierende Spitzenleistung beträgt rund 1.200 kW. Das Netz hat eine Länge von etwa 965 Meter. Die kürzere Trassenlänge gegenüber der Nahwärmeverbundlösung 1 ist begründet in der geringeren Anzahl (25% Anschlussdichte) und somit der geringeren Länge der Hausanschlussleitungen. Die spezifische Wärmebelegung beläuft sich auf etwa 1.672 kWh pro Meter und Jahr, der Netzverlust beläuft sich auf rund 201.000 kWh. Dies entspricht ca. 12,5% der bereitgestellten Nutzwärme. Es wurde ein zweifach verstärktes Kunststoffmantelrohr als Rohrsystem angenommen.

Tabelle 11: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung 3

Netzlänge	965 [m]
Heizleistung	1.200 [kW]
Nutzwärme	1.613.000 [kWh/a]
Verlustwärme	201.000 [kWh/a]
Verlust	12,5 [%]
Wärme ab Heizhaus	1.814.000 [kWh/a]
Wärmebelegung	1.672 [kWh/m·a]

Der jährliche Gesamtwärmebedarf einer Nahwärmeverbundlösung ergibt sich aus dem Wärmebedarf der Abnehmer und dem Netzverlust. Mit einem Wärmebedarf von rund 1.613.000 kWh und einem Netzverlust von rund 201.000 kWh ergibt sich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von rund 1.814.000 kWh.

Analog zu der unter Kapitel 2.4 beschriebenen Methode wird die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs der Nahwärmeverbundlösung 3 erstellt. Diese ist in Abbildung 35 dargestellt.

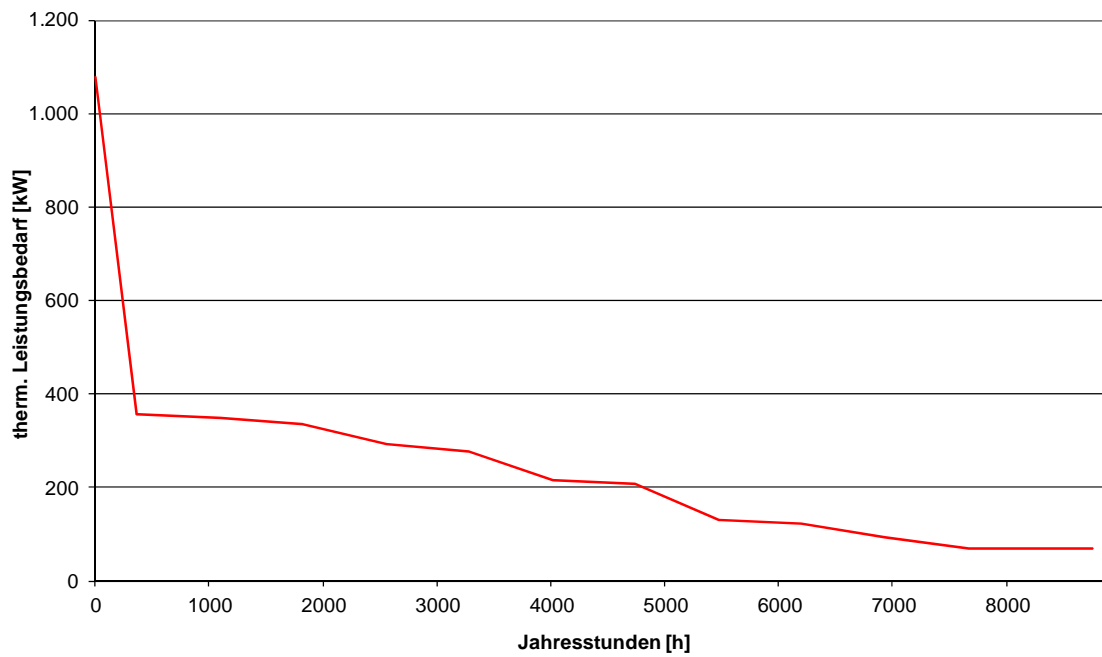


Abbildung 35: Die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung 3

2.6.1 Die Versorgungsvarianten

2.6.1.1 Die Variante 3.0: Erneuerung der Bestandskessel (Referenzvariante)

In der Referenzvariante für die Nahwärmeverbundlösung 3 wird die Erneuerung der Kessel in den bestehenden Heizzentralen betrachtet. Es werden jährlich in Summe rund 1.771.000 kWh an Brennstoff eingesetzt. Alternative Energieversorgungsvarianten werden mit dieser Variante hinsichtlich der Wärmegestehungskosten verglichen. Die ermittelten Wärmegestehungskosten sind als Mischpreis zu sehen abhängig vom eingesetzten Energieträger.

2.6.1.2 Die Variante 3.1: Hackgutkessel im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 3.1 kommt ein Hackgutkessel mit einer Nennwärmeleistung von 380 kW zum Einsatz. Die Spitzenlastversorgung wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 36 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 463 Tonnen Hackschnitzel und 450.000 kWh Erdgas verbraucht.

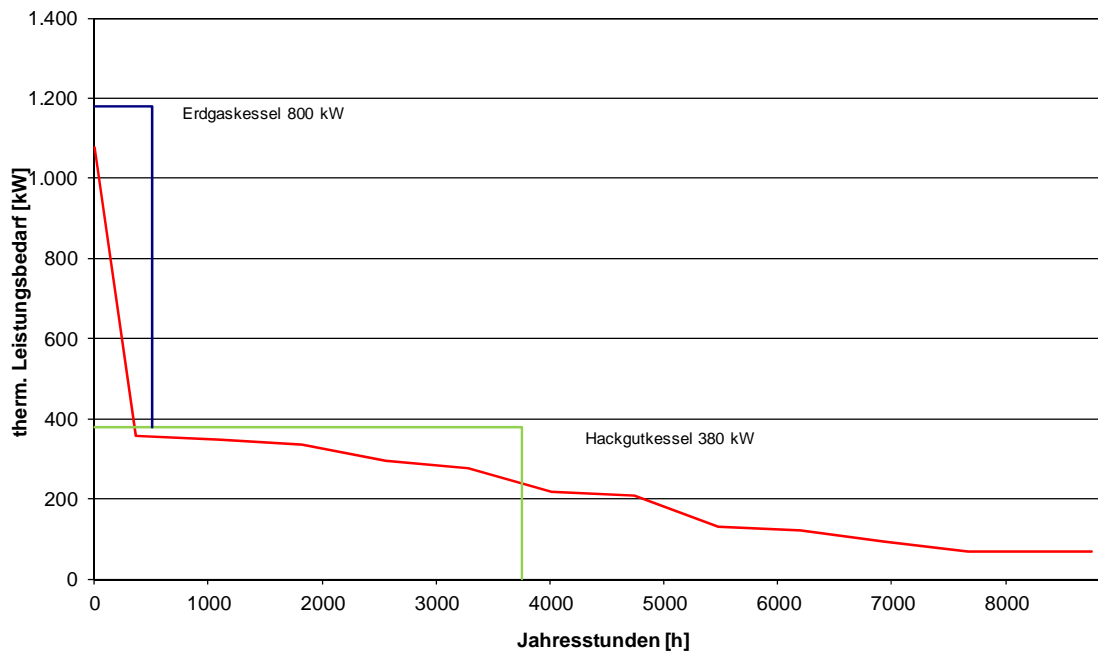


Abbildung 36: Die Jahresdauerlinie der Variante 3.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Biomasse- Einheit		Hackgutkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	380
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	3.750
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.425.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	78
Verbrauch	[t/a]	463

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	800
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	506
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	405.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	22
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	450.000

Zu Lagerung der Hackschnitzel muss ein Bunker gebaut werden. Dieser muss von entsprechenden Lieferfahrzeugen (Sattelzuganhänger mit ca. 80 m³) befüllt werden können. Somit ist ausreichender Platz für eine Anlieferzone zu berücksichtigen. Der Bunker müsste für einen fünftägigen Volllastbetrieb des Biomassekessels ein Lagervolumen von etwa 75 m³ aufweisen. Die Bunkerauslegung kann je nach gewünschtem Befüllungsintervall erfolgen.

2.6.1.3 Die Variante 3.2: Pelletkessel im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 3.2 kommt ein Pelletkessel mit einer Nennwärmeleistung von 380 kW zum Einsatz. Die Spitzenlastversorgung wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 37 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 320 Tonnen Pellets und 450.000 kWh Erdgas verbraucht.

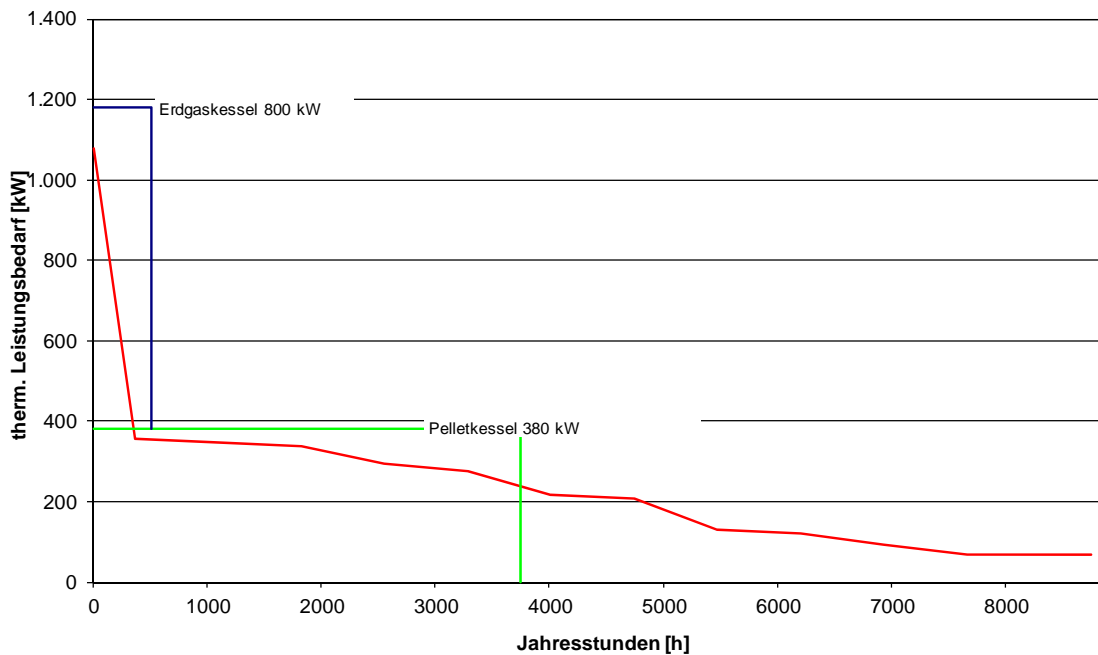


Abbildung 37: Die Jahresdauerlinie der Variante 3.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Biomasse- Einheit		Pelletkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	380
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	3.750
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.425.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	78
Verbrauch	[t/a]	320

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	800
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	506
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	405.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	22
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	450.000

Ein Pelletkessel in dieser Leistungsklasse entspricht technisch einem Hackgutkessel. Unterschiede gibt es hier bei der Brennstoffzuführung sowie bei der Lagerung. Da Pellets von einem Silofahrzeug angeliefert und eingeblasen werden, sind die baulichen Anforderungen an das Brennstofflager geringer als bei Hackschnitzzellager.

2.6.1.4 Die Variante 3.3: Erdgas- BHKW im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 3.3 kommt zur Abdeckung der Grundlast ein Erdgas- BHKW mit einer thermischen Leistung von 216 kW und einer elektrischen Leistung von 142 kW zum Einsatz. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 38 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 2.907.000 kWh Erdgas verbraucht. Das Blockheizkraftwerk erzeugt eine Strommenge von 816.500 kWh pro Jahr.

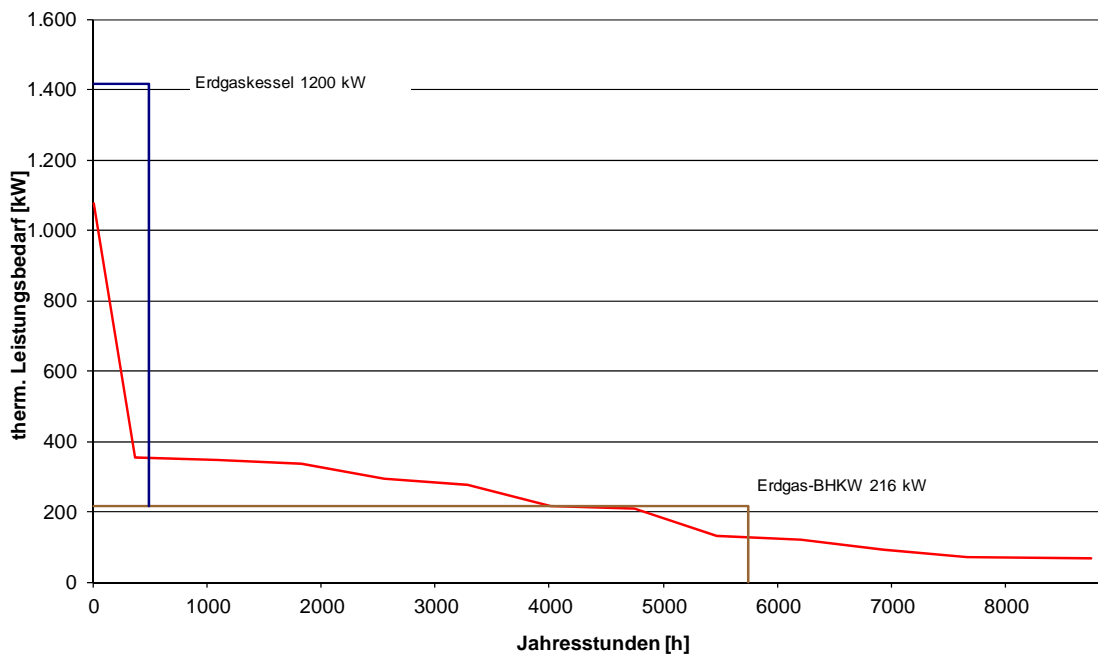


Abbildung 38: Die Jahresdauerlinie der Variante 3.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

KWK- Einheit		Erdgas-BHKW
Nennwärmeleistung	[kW]	216
Elektrische Leistung	[kW]	142
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.750
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.242.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	68
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	816.500
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	2.254.000

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	1.200
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	490
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	588.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	32
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	653.000

Es wird mit einer Volleinspeisung ins öffentliche Stromversorgungsnetz gerechnet.

Es muss vor Baubeginn geprüft werden, ob in das Netz des Energieversorgungsunternehmens die entsprechende Leistung eingespeist werden kann.

2.6.1.5 Die Variante 3.4: Biomethan- BHKW im Grundlastbetrieb und Erdgas-Spitzenlast

Bei der Variante 3.4 kommt zur Abdeckung der Grundlast ein Biomethan- BHKW mit einer thermischen Leistung von 216 kW und einer elektrischen Leistung von 142 kW zum Einsatz. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 39 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 2.254.000 kWh Biomethan und 653.000 kWh Erdgas verbraucht. Das Blockheizkraftwerk erzeugt eine Strommenge von 816.500 kWh pro Jahr.

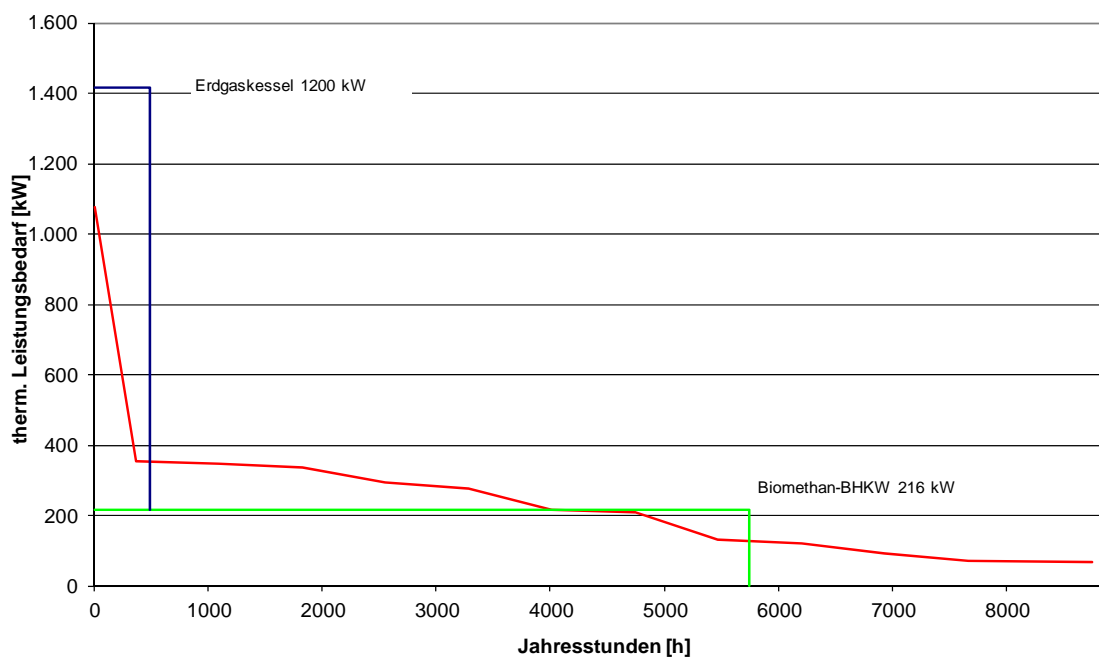


Abbildung 39: Die Jahresdauerlinie der Variante 3.4 (Biomethan- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

KWK- Einheit		Biomethan-BHKW
Nennwärmeleistung	[kW]	216
Elektrische Leistung	[kW]	142
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.750
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.242.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	68
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	816.500
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	2.254.000

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	1.200
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	490
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	588.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	32
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	653.000

Es muss vor Baubeginn geprüft werden, ob in das Netz des Energieversorgungsunternehmens die entsprechende Leistung eingespeist werden kann.

2.6.2 Zusammenfassung

In Tabelle 12 sind die Ergebnisse der Berechnungen der Nahwärmeverbundlösung 3 zusammenfassend dargestellt. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie die CO₂- Bilanz wurden analog zur Nahwärmeverbundlösung 1 erarbeitet und sind im Anhang beigefügt.

Bei der Referenzvariante (Variante 3.0) ergeben sich Wärmegestehungskosten in Höhe von 10,0 Cent/kWh.

Die niedrigsten Wärmegestehungskosten bei den alternativen Energieversorgungsvarianten ergeben sich bei Varianten 3.1 mit dem Hackgutkessel.

Bei den alternativen Energieversorgungsvarianten ist der CO₂-Ausstoß geringer im Vergleich zur Referenzvariante (Variante 3.0). Die beste CO₂-Bilanz ergibt sich bei Variante 3.4 mit dem Biomethan.

Tabelle 12: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 3

		V 3.0	V 3.1	V 3.2	V 3.3	V 3.4
mit Berücksichtigung der Förderungen						
Investitionskosten (Netto)	[Euro]	175.000	1.335.000	1.324.000	1.324.000	1.324.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	164.000	213.000	228.000	280.000	212.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	10,0	13,1	14,0	17,2	13,0
mit Berücksichtigung der Förderungen						
maximale Projektförderung	[Euro]	13.000	144.000	144.000	95.000	95.000
Jahresgesamtkosten	[Euro]	163.000	204.000	219.000	274.000	207.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	10,0	12,5	13,5	16,8	12,7
CO₂- Bilanz						
	[t/a]	410	154	154	238	-222

Variante 3.0	Variante 3.1	Variante 3.2	Variante 3.3	Variante 3.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Wie in Abbildung 40 ersichtlich, wird innerhalb einer Brennstoffpreissteigerung von 50% die Variante 3.0 die geringsten Wärmegestehungskosten aufweisen.

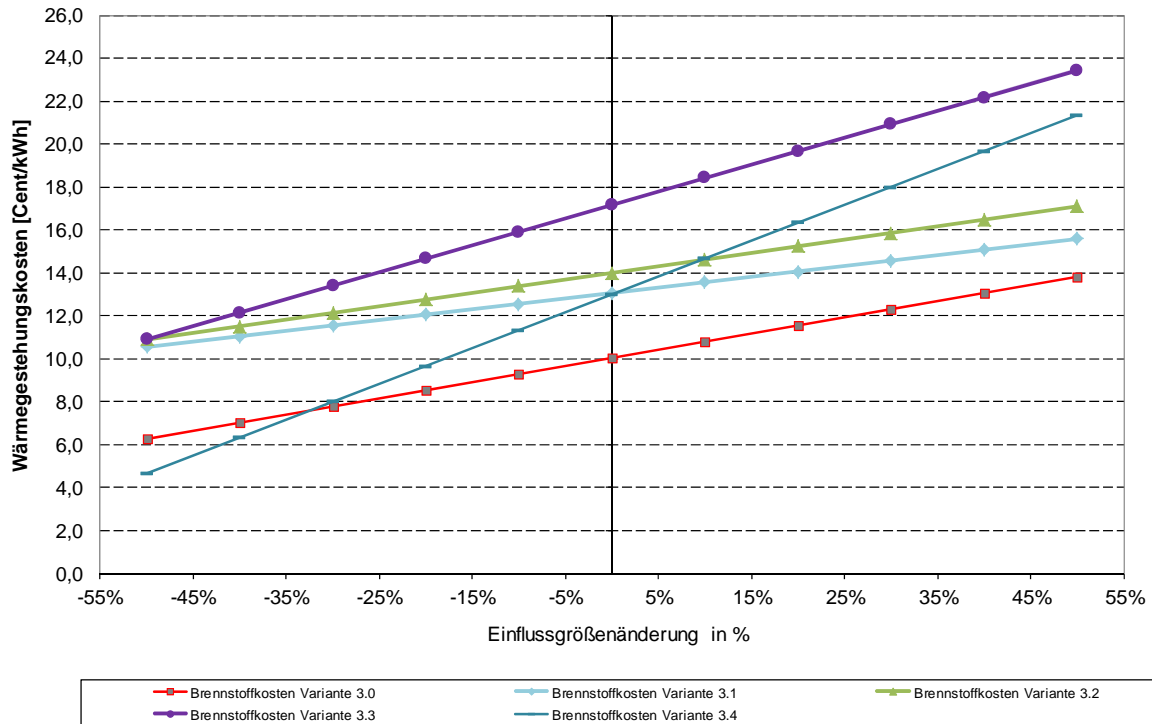


Abbildung 40: Die Sensitivitätsanalysen der Varianten 3.x

Variante 3.0	Variante 3.1	Variante 3.2	Variante 3.3	Variante 3.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

2.7 Nahwärmeverbund 4 - Insellösung

Alternativ zu einem größeren Nahwärmenetz wird eine Insellösung näher betrachtet. Es werden private Liegenschaften in der Antonius-Lauck-Straße, der Löffelgasse, der Zindelgasse und dem Dürrenberg betrachtet. Ein möglicher Verlauf des neu zu errichtenden Nahwärmenetzes (rot) ist in Abbildung 41 dargestellt. Ein möglicher Standort für eine neue Heizzentrale konnte noch nicht endgültig definiert werden, ist aber in Trassennähe vorgesehen.



Abbildung 41: Die betrachteten Liegenschaften im Nahwärmeverbund 4

In Tabelle 13 sind die betrachteten Liegenschaften und der jährliche Wärmebedarf dargestellt.

Tabelle 13: Der jährliche Wärmebedarf der Liegenschaften

	Wärmebedarf	
Heizwärmebedarf	365.500	kWh/a
Warmwasserbedarf	80.000	kWh/a
Nutzwärme	445.500	kWh/a

In Summe ergibt sich ein Wärmebedarf für die betrachteten Liegenschaften im Wärmeverbund von rund 445.500 kWh pro Jahr.

In Tabelle 14 sind die Kenndaten des Nahwärmenetzes der Nahwärmeverbundlösung dargestellt. Die zu installierende Spitzenleistung beträgt rund 300 kW. Das Netz hat eine Länge von etwa 300 Meter, die spezifische Wärmebelegung beläuft sich auf etwa 1.517 kWh pro Meter und Jahr, der Netzverlust beläuft sich auf rund 51.000 kWh. Dies entspricht ca. 11,4% der bereitgestellten Nutzwärme. Es wurde ein zweifach verstärktes Kunststoffmantelrohr als Rohrsystem angenommen.

Tabelle 14: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung 4

Netzlänge	294 [m]
Heizleistung	300 [kW]
Nutzwärme	446.000 [kWh/a]
Verlustwärme	51.000 [kWh/a]
Verlust	11,4 [%]
Wärme ab Heizhaus	497.000 [kWh/a]
Wärmebelegung	1.517 [kWh/m-a]

Der jährliche Gesamtwärmebedarf einer Nahwärmeverbundlösung ergibt sich aus dem Wärmebedarf der Abnehmer und dem Netzverlust. Mit einem Wärmebedarf von rund 446.000 kWh und einem Netzverlust von rund 51.000 kWh ergibt sich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von rund 497.000 kWh.

Analog zu der unter Kapitel 2.4 beschriebenen Methode wird die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs der Nahwärmeverbundlösung 4 erstellt. Diese ist in Abbildung 42 dargestellt.

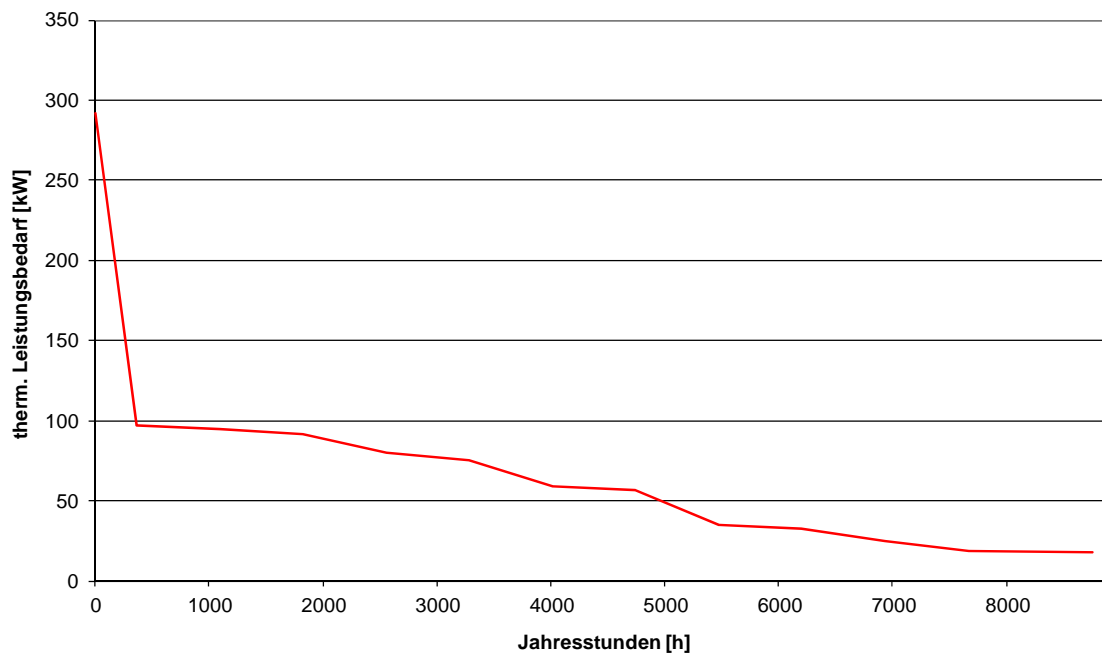


Abbildung 42: Die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung 4

2.7.1 Die Versorgungsvarianten

2.7.1.1 Die Variante 4.0: Erneuerung der Bestandskessel (Referenzvariante)

In der Referenzvariante für die Nahwärmeverbundlösung 4 wird die Erneuerung der Kessel in den bestehenden Heizzentralen betrachtet. Es werden jährlich in Summe rund 485.000 kWh an Brennstoff eingesetzt. Alternative Energieversorgungsvarianten werden mit dieser Variante hinsichtlich der Wärmegestehungskosten verglichen. Die ermittelten Wärmegestehungskosten sind als Mischpreis zu sehen abhängig vom eingesetzten Energieträger.

2.7.1.2 Die Variante 4.1: Hackgutkessel im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 4.1 kommt ein Hackgutkessel mit einer Nennwärmeleistung von 100 kW zum Einsatz. Die Spitzenlastversorgung wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 43 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 130 Tonnen Hackschnitzel und 107.000 kWh Erdgas verbraucht.

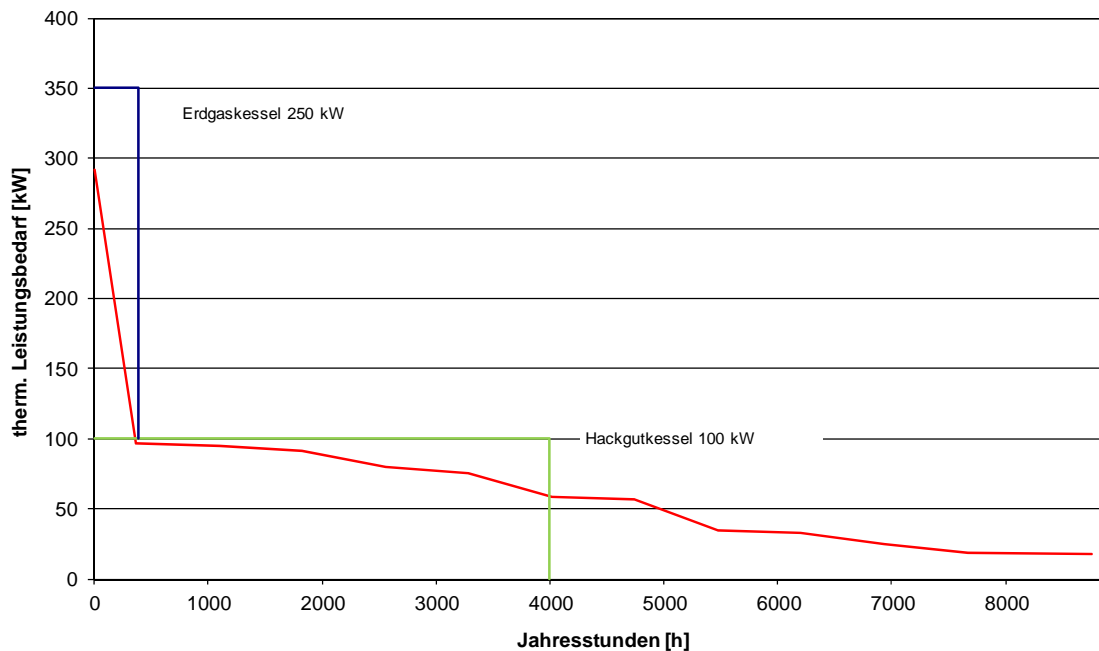


Abbildung 43: Die Jahresdauerlinie der Variante 4.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Biomasse- Einheit		Hackgutkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	100
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	4.000
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	400.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	81
Verbrauch	[t/a]	130

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	250
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	386
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	96.500
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	19
Verbrauch	[kWh _{H₂} /a]	107.000

Zu Lagerung der Hackschnitzel muss ein Bunker gebaut werden. Dieser muss von entsprechenden Lieferfahrzeugen (Traktor mit Kipper ca. 20 m³) befüllt werden können. Somit ist ausreichender Platz für eine Anlieferzone zu berücksichtigen. Der Bunker müsste für einen fünftägigen Volllastbetrieb des Biomassekessels ein Lagervolumen von etwa 20 m³ aufweisen. Die Bunkerauslegung kann je nach gewünschtem Befüllungsintervall erfolgen.

2.7.1.3 Die Variante 4.2: Pelletkessel im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 4.2 kommt ein Pelletkessel mit einer Nennwärmeleistung von 100 kW zum Einsatz. Die Spitzenlastversorgung wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 44 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 90 Tonnen Pellets und 107.000 kWh Erdgas verbraucht.

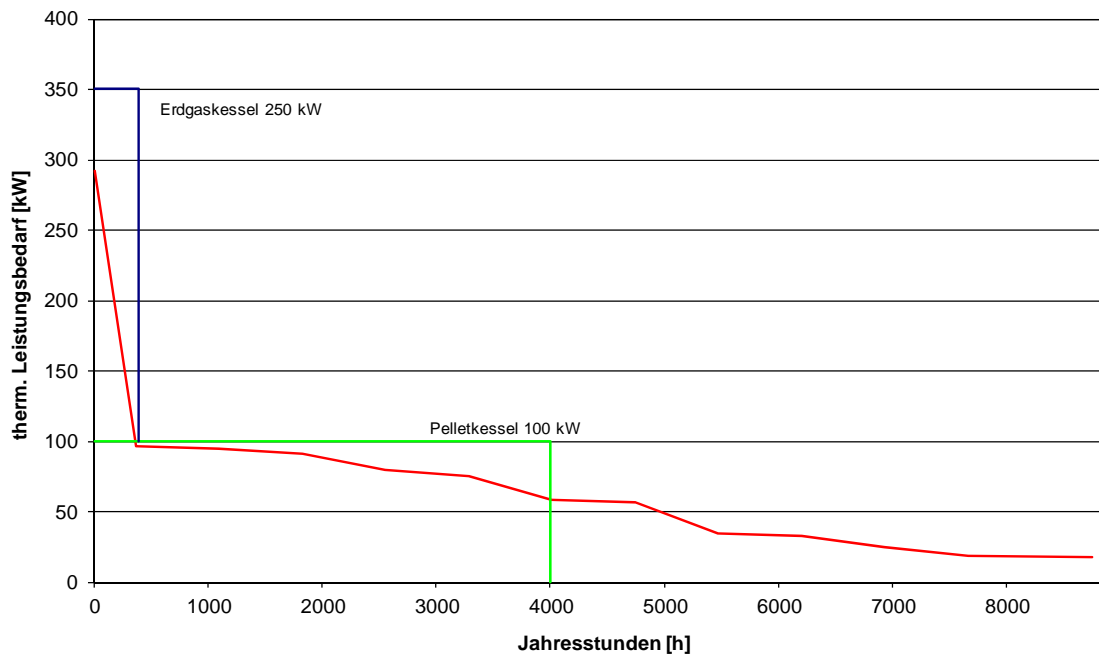


Abbildung 44: Die Jahresdauerlinie der Variante 4.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Biomasse- Einheit		Pelletkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	100
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	4.000
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	400.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	81
Verbrauch	[t/a]	90

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	250
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	386
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	96.500
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	19
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	107.000

Ein Pelletkessel in dieser Leistungsklasse entspricht technisch einem Hackgutkessel. Unterschiede gibt es hier bei der Brennstoffzuführung sowie bei der Lagerung. Da Pellets von einem Silofahrzeug angeliefert und eingeblasen werden, sind die baulichen Anforderungen an das Brennstofflager geringer als bei Hackschnitzzellager.

2.7.1.4 Die Variante 4.3: Erdgas- BHKW im Grundlastbetrieb und Erdgas- Spitzenlast

Bei der Variante 4.3 kommt zur Abdeckung der Grundlast ein Erdgas- BHKW mit einer thermischen Leistung von 50 kW und einer elektrischen Leistung von 22 kW zum Einsatz. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 45 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 745.000 kWh Erdgas verbraucht. Das Blockheizkraftwerk erzeugt eine Strommenge von 121.000 kWh pro Jahr.

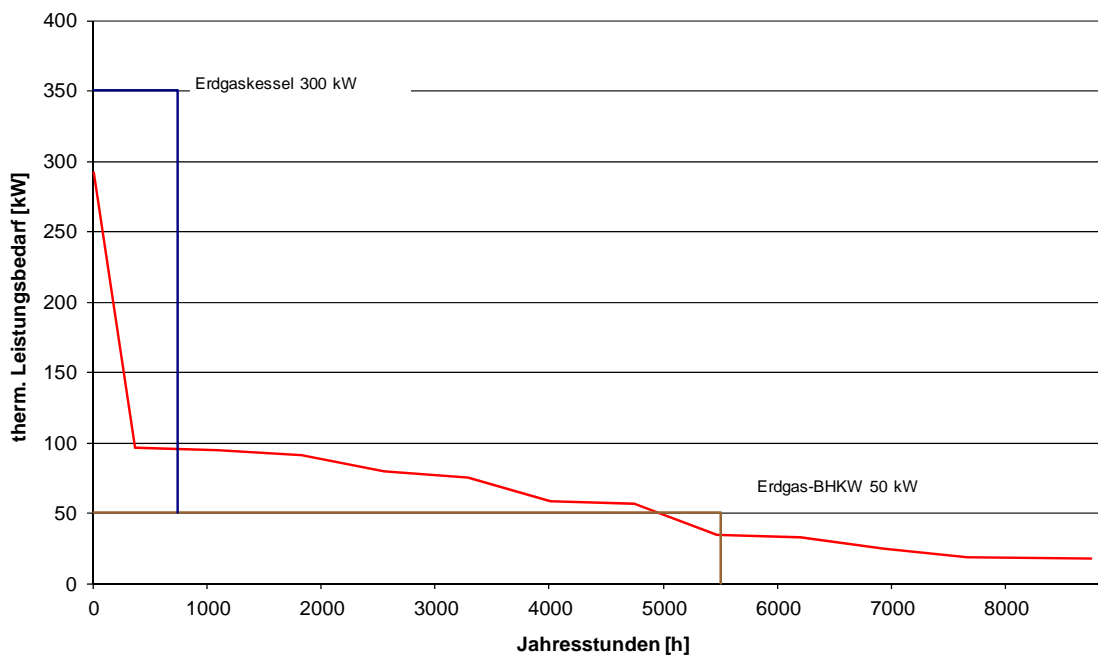


Abbildung 45: Die Jahresdauerlinie der Variante 4.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

KWK- Einheit		Erdgas-BHKW
Nennwärmeleistung	[kW]	50
Elektrische Leistung	[kW]	22
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.500
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	275.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	55
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	121.000
Verbrauch	[kWh _{H₂} /a]	499.000

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	300
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	738
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	221.500
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	45
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	246.000

Es wird mit einer Volleinspeisung ins öffentliche Stromversorgungsnetz gerechnet.

Es muss vor Baubeginn geprüft werden, ob in das Netz des Energieversorgungsunternehmens die entsprechende Leistung eingespeist werden kann.

2.7.1.5 Die Variante 4.4: Biomethan- BHKW im Grundlastbetrieb und Erdgas-Spitzenlast

Bei der Variante 4.4 kommt zur Abdeckung der Grundlast ein Biomethan- BHKW mit einer thermischen Leistung von 50 kW und einer elektrischen Leistung von 22 kW zum Einsatz. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgaskessel gedeckt. Abbildung 46 zeigt die Jahresdauerlinie und die installierten Wärmeerzeuger. Insgesamt werden jährlich rund 500.000 kWh Biomethan und 247.000 kWh Erdgas verbraucht. Das Blockheizkraftwerk erzeugt eine Strommenge von 121.000 kWh pro Jahr.

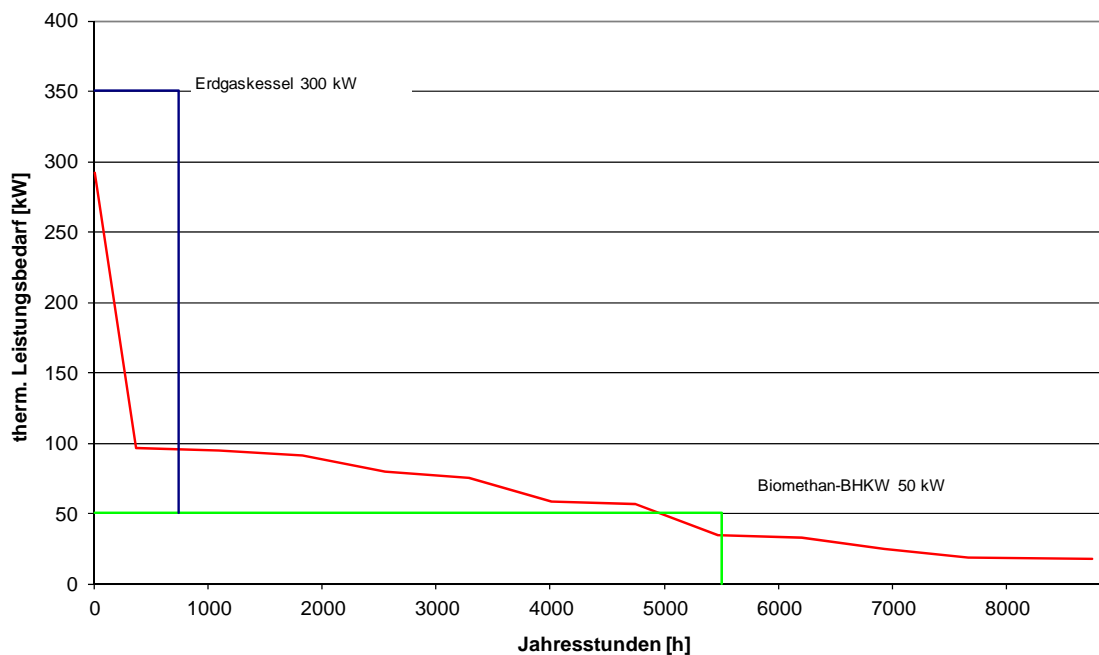


Abbildung 46: Die Jahresdauerlinie der Variante 4.4 (Biomethan- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

KWK- Einheit		Biomethan-BHKW
Nennwärmeleistung	[kW]	50
Elektrische Leistung	[kW]	22
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.500
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	275.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	55
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	121.000
Verbrauch	[kWh _{H₂} /a]	499.000

Kessel		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	300
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	738
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	221.500
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	45
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	246.000

Es muss vor Baubeginn geprüft werden, ob in das Netz des Energieversorgungsunternehmens die entsprechende Leistung eingespeist werden kann.

2.7.2 Zusammenfassung

In Tabelle 15 sind die Ergebnisse der Berechnungen der Nahwärmeverbundlösung 4 zusammenfassend dargestellt. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie die CO₂- Bilanz wurden analog zur Nahwärmeverbundlösung 1 erarbeitet und sind im Anhang beigefügt.

Bei der Referenzvariante (Variante 4.0) ergeben sich unter Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten Wärmegestehungskosten in Höhe von 13,5 Cent/kWh.

Die niedrigsten Wärmegestehungskosten bei den alternativen Energieversorgungsvarianten ergeben sich bei Varianten 4.1 mit dem Hackgutkessel.

Bei den alternativen Energieversorgungsvarianten 4.1, 4.2 und 4.4 ist der CO₂-Ausstoß geringer im Vergleich zur Referenzvariante (Variante 4.0). Die beste CO₂-Bilanz ergibt sich bei Variante 4.4 mit dem Biomethan.

Tabelle 15: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 4

		V 4.0	V 4.1	V 4.2	V 4.3	V 4.4
mit Berücksichtigung der Förderungen						
Investitionskosten (Netto)	[Euro]	120.000	344.000	339.000	358.000	358.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	61.000	62.000	66.000	83.000	78.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	13,6	13,8	14,9	18,6	17,3
mit Berücksichtigung der Förderungen						
maximale Projektförderung	[Euro]	5.000	19.000	19.000	29.000	29.000
Jahresgesamtkosten	[Euro]	60.000	57.000	62.000	81.000	75.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	13,5	12,9	14,0	18,1	16,8
CO₂- Bilanz						
	[t/a]	112	42	42	111	10

Variante 4.0	Variante 4.1	Variante 4.2	Variante 4.3	Variante 4.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Wie in Abbildung 47 ersichtlich, ergeben sich bei einer Steigerung des Brennstoffpreises von etwa 10% identische Wärmegestehungskosten zwischen den Varianten 4.0 und 4.1.

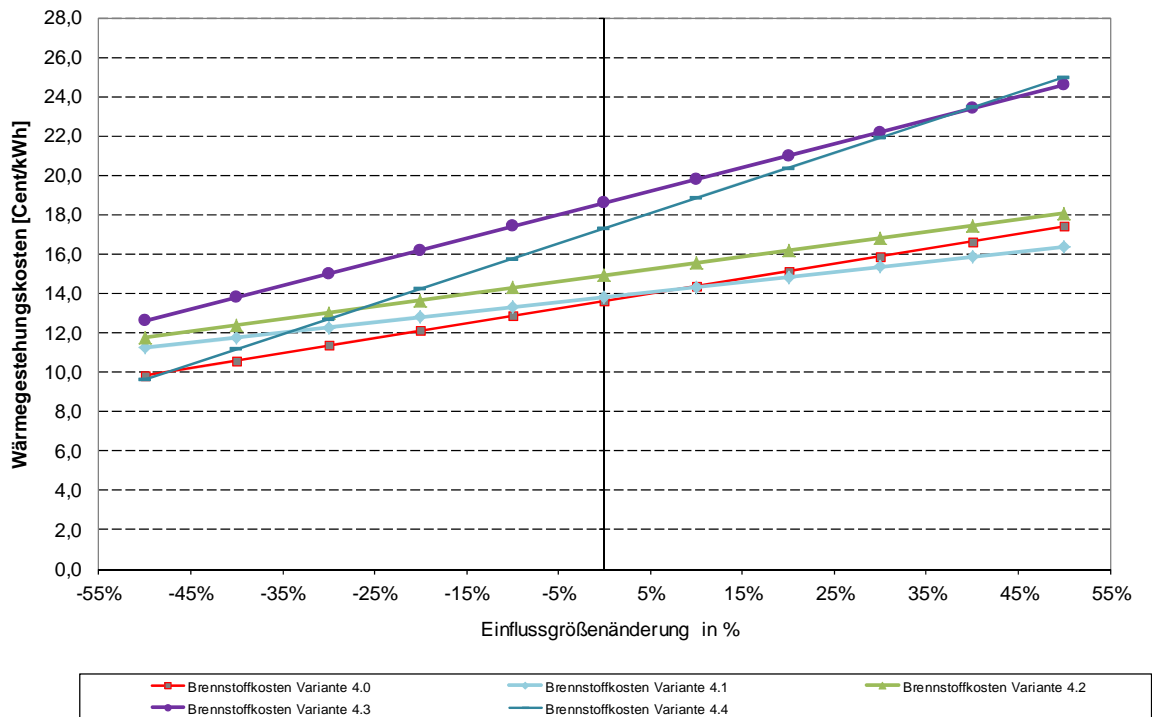


Abbildung 47: Die Senistivitätsanalysen der Varianten 4.x

Variante 4.0	Variante 4.1	Variante 4.2	Variante 4.3	Variante 4.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

3 Zusammenfassung

Aufbauend auf den ermittelten Verbrauchswerten wurde ein detailliertes Wärmekataster für das Quartier in Heidingsfeld erstellt. Mit Hilfe des umfangreichen Wärmekataster kann bei künftigen Straßen-/ Stromleitungs-/ Erdgasleitungs- und Kanalarbeiten geprüft werden, ob die Verlegung eines Wärmenetzes wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist.

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Detailbetrachtungen dargestellt.

Der Nahwärmeverbund 1 – Wenzelstraße, Rathausplatz, Klosterstraße (50% Anschlussdichte)

Im Nahwärmeverbund 1 werden Liegenschaften in der Wenzelstraße, dem Rathausplatz, der Klosterstraße sowie dem Seegartenweg bei einer Anschlussdichte von 50% betrachtet. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 16 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 16: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 1

		V 1.0	V 1.1	V 1.2	V 1.3	V 1.4
ohne Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten						
Investitionskosten (Netto)	[Euro]	350.000	1.764.000	1.714.000	1.687.000	1.687.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	308.000	324.000	358.000	520.000	318.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	9,6	10,1	11,1	16,1	9,9
mit Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten						
maximale Projektförderung	[Euro]	12.000	253.000	253.000	102.000	102.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	307.000	309.000	342.000	515.000	312.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	9,5	9,6	10,6	16,0	9,7
CO₂- Bilanz						
	[t/a]	813	283	283	376	-277

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Aus wirtschaftlicher Sicht stellt sich die Variante 1.0, dezentrale Wärmeversorgung, als Vorzugsvariante dar, aus ökologischer Sicht die Variante 1.4 mit dem Biomethan-BHKW.

Der Nahwärmeverbund 2 - Wenzelstraße, Rathausplatz, Klosterstraße, Klingenstrasse (50% Anschlussdichte)

Im Nahwärmeverbund 2 werden Liegenschaften in der Wenzelstraße, dem Rathausplatz, der Klosterstraße, der Klingenstrasse sowie dem Seegartenweg bei einer Anschlussdichte von 50% betrachtet. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 17 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 17: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 2

		V 2.0	V 2.1	V 2.2	V 2.3	V 2.4
ohne Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten						
Investitionskosten (Netto)	[Euro]	524.000	2.212.000	2.107.000	1.996.000	1.996.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	420.000	405.000	449.000	670.000	412.000
Wärmegeheimungskosten	[Cent/kWh]	9,7	9,4	10,4	15,5	9,5
mit Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten						
maximale Projektförderung	[Euro]	18.000	372.600	372.600	161.000	161.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	419.000	381.000	426.000	661.000	403.000
Wärmegeheimungskosten	[Cent/kWh]	9,7	8,8	9,8	15,3	9,3
CO₂- Bilanz						
	[t/a]	1.090	337	337	518	-331

Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2	Variante 2.3	Variante 2.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Aus wirtschaftlicher Sicht stellt sich die Variante 2.1, Hackgutkessel mit Spitzenlastkessel, als Vorzugsvariante dar, aus ökologischer Sicht die Variante 2.4 mit dem Biomethan-BHKW.

Der Nahwärmeverbund 3 - Wenzelstraße, Rathausplatz, Klosterstraße (25% Anschlussdichte)

Im Nahwärmeverbund 3 werden Liegenschaften in der Wenzelstraße, dem Rathausplatz, der Klosterstraße sowie dem Seegartenweg bei einer Anschlussdichte von 25% betrachtet. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 18 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 18: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 3

		V 3.0	V 3.1	V 3.2	V 3.3	V 3.4
mit Berücksichtigung der Förderungen						
Investitionskosten (Netto)	[Euro]	175.000	1.335.000	1.324.000	1.324.000	1.324.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	164.000	213.000	228.000	280.000	212.000
Wärmegebungskosten	[Cent/kWh]	10,0	13,1	14,0	17,2	13,0
mit Berücksichtigung der Förderungen						
maximale Projektförderung	[Euro]	13.000	144.000	144.000	95.000	95.000
Jahresgesamtkosten	[Euro]	163.000	204.000	219.000	274.000	207.000
Wärmegebungskosten	[Cent/kWh]	10,0	12,5	13,5	16,8	12,7
CO₂- Bilanz						
	[t/a]	410	154	154	238	-222

Variante 3.0	Variante 3.1	Variante 3.2	Variante 3.3	Variante 3.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Aus wirtschaftlicher Sicht stellt sich die Variante 3.0, dezentrale Wärmeversorgung, als Vorzugsvariante dar, aus ökologischer Sicht die Variante 3.4 mit dem Biomethan-BHKW.

Der Nahwärmeverbund 4 - Insellösung

Im Nahwärmeverbund 4 werden private Liegenschaften in der Antonius-Lauck-Straße, dem Dürrenberg, der Zindelgasse und der Löffelgasse bei einer Anschlussdichte von 100% betrachtet. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 19 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 19: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 4

		V 4.0	V 4.1	V 4.2	V 4.3	V 4.4
mit Berücksichtigung der Förderungen						
Investitionskosten (Netto)	[Euro]	120.000	344.000	339.000	358.000	358.000
Jahresgesamtkosten	[Euro/a]	61.000	62.000	66.000	83.000	78.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	13,6	13,8	14,9	18,6	17,3
mit Berücksichtigung der Förderungen						
maximale Projektförderung	[Euro]	5.000	19.000	19.000	29.000	29.000
Jahresgesamtkosten	[Euro]	60.000	57.000	62.000	81.000	75.000
Wärmegestehungskosten	[Cent/kWh]	13,5	12,9	14,0	18,1	16,8
CO₂- Bilanz						
	[t/a]	112	42	42	111	10

Variante 4.0	Variante 4.1	Variante 4.2	Variante 4.3	Variante 4.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Aus wirtschaftlicher Sicht stellt sich die Variante 4.1, Hackgutkessel mit Spitzenlastkessel, als Vorzugsvariante dar, aus ökologischer Sicht die Variante 4.4 mit dem Biomethan-BHKW.

Bei Entscheidung über ein zukunftsfähiges, ökologisches und ökonomisches Wärmeversorgungssystem sollte neben einer zukunftsfähigen Betriebsweise auch die zugehörige Sensitivitätsanalyse berücksichtigt werden.

4 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 100 % im Ist-Zustand	6
Abbildung 2: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 50 % im Ist-Zustand	7
Abbildung 3: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 25 % im Ist-Zustand	8
Abbildung 4: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 100 % im sanierten Zustand	9
Abbildung 5: Wärmekataster Heidingsfeld bei einer Anschlussdichte von 50 % im sanierten Zustand	10
Abbildung 6: Die Entwicklung des „üblichen Preises“ für die KWK-Stromvergütung	18
Abbildung 7: Exemplarische Sensitivitätsanalyse	19
Abbildung 8: Die Nahwärmeverbundlösung 1	31
Abbildung 9: Die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung 1	33
Abbildung 10: Die Jahresdauerlinie der Variante 1.1 (Hackgutkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)	35
Abbildung 11: Exemplarisches Ausführungsbeispiel Biomasseheizwerk (Seitenansicht)	36
Abbildung 12: Exemplarisches Ausführungsbeispiel Biomasseheizwerk (Draufsicht)	37
Abbildung 13: Die Jahresdauerlinie der Variante 1.2 (Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)	38
Abbildung 14: Die Jahresdauerlinie der Variante 1.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas-Spitzenlastkessel)	40
Abbildung 15: Die Jahresdauerlinie der Variante 1.4 (Biomethan- BHKW mit Erdgas-Spitzenlastkessel)	42

Abbildung 16: Die Investitionskostenprognose der Varianten 1.x	44
Abbildung 17: Die jährlichen Ausgaben der Varianten 1.x	46
Abbildung 18: Die jährlichen Einnahmen der Varianten 1.x	47
Abbildung 19: Die Jahresgesamt- und spezifischen Wärmegestehungskosten der Varianten 1.x	48
Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.0 (Referenzvariante)	49
Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	50
Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	51
Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	52
Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.4 (Biomethan-BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	53
Abbildung 25: Die CO ₂ - Bilanz der Varianten 1.x	54
Abbildung 26: Die Senistivitätsanalysen der Varianten 1.x	56
Abbildung 27: Die Nahwärmeverbundlösung 2	57
Abbildung 28: Die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung 2	59
Abbildung 29: Die Jahresdauerlinie der Variante 2.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	61
Abbildung 30: Die Jahresdauerlinie der Variante 2.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	63
Abbildung 31: Die Jahresdauerlinie der Variante 2.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	65
Abbildung 32: Die Jahresdauerlinie der Variante 2.4 (Biomethan- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	67

Abbildung 33: Die Sensitivitätsanalysen der Varianten 2.x	70
Abbildung 34: Die Nahwärmeverbundlösung 3	71
Abbildung 35: Die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung 3	73
Abbildung 36: Die Jahresdauerlinie der Variante 3.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	75
Abbildung 37: Die Jahresdauerlinie der Variante 3.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	77
Abbildung 38: Die Jahresdauerlinie der Variante 3.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	79
Abbildung 39: Die Jahresdauerlinie der Variante 3.4 (Biomethan- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	81
Abbildung 40: Die Sensitivitätsanalysen der Varianten 3.x	84
Abbildung 41: Die betrachteten Liegenschaften im Nahwärmeverbund 4	85
Abbildung 42: Die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung 4	87
Abbildung 43: Die Jahresdauerlinie der Variante 4.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	89
Abbildung 44: Die Jahresdauerlinie der Variante 4.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	91
Abbildung 45: Die Jahresdauerlinie der Variante 4.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	93
Abbildung 46: Die Jahresdauerlinie der Variante 4.4 (Biomethan- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	95
Abbildung 47: Die Sensitivitätsanalysen der Varianten 4.x	98
Abbildung 48: Die Investitionskostenprognose der Varianten 2.x	111
Abbildung 49: Die jährlichen Ausgaben der Varianten 2.x	113

Abbildung 50: Die jährlichen Einnahmen der Varianten 2.x	114
Abbildung 51: Die Jahresgesamt- und spezifischen Wärmegestehungskosten der Varianten 2.x.....	115
Abbildung 52: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.0 (Referenzvariante)	116
Abbildung 53: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	117
Abbildung 54: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	118
Abbildung 55: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	119
Abbildung 56: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.4 (Biomethan-BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	120
Abbildung 57: Die CO ₂ - Bilanz der Varianten 2.x.....	121
Abbildung 58: Die Investitionskostenprognose der Varianten 3.x	122
Abbildung 59: Die jährlichen Ausgaben der Varianten 3.x	123
Abbildung 60: Die jährlichen Einnahmen der Varianten 3.x.....	124
Abbildung 61: Die Jahresgesamt- und spezifischen Wärmegestehungskosten der Varianten 3.x.....	125
Abbildung 62: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.0 (Referenzvariante)	126
Abbildung 63: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	127
Abbildung 64: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	128
Abbildung 65: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	129
Abbildung 66: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.4 (Biomethan-BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	130

Abbildung 67: Die CO ₂ - Bilanz der Varianten 3.x	131
Abbildung 68: Die Investitionskostenprognose der Varianten 4.x	132
Abbildung 69: Die jährlichen Ausgaben der Varianten 4.x	133
Abbildung 70: Die jährlichen Einnahmen der Varianten 4.x	134
Abbildung 71: Die Jahresgesamt- und spezifischen Wärmegestehungskosten der Varianten 4.x	135
Abbildung 72: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.0 (Referenzvariante)	136
Abbildung 73: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.1 (Hackgutkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	137
Abbildung 74: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.2 (Pelletkessel mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	138
Abbildung 75: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	139
Abbildung 76: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.4 (Biomethan-BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)	140
Abbildung 77: Die CO ₂ - Bilanz der Varianten 4.x	141

5 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Abstufung der Wärmebelegung und Einfärbung im Wärmekataster	5
Tabelle 2: EEG-Vergütung für Biomethan-Blockheizkraftwerke.....	16
Tabelle 3: Der jährliche Wärmebedarf der Liegenschaften	32
Tabelle 4: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung 1.....	32
Tabelle 5: CO ₂ - Äquivalente	54
Tabelle 6: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 1	55
Tabelle 7: Der jährliche Wärmebedarf der Liegenschaften	58
Tabelle 8: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung 3.....	58
Tabelle 9: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 2	69
Tabelle 10: Der jährliche Wärmebedarf der Liegenschaften	72
Tabelle 11: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung 3.....	72
Tabelle 12: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 3	83
Tabelle 13: Der jährliche Wärmebedarf der Liegenschaften	86
Tabelle 14: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung 4.....	86
Tabelle 15: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 4	97
Tabelle 16: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 1	100
Tabelle 17: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 2	101
Tabelle 18: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 3	102
Tabelle 19: Zusammenfassung Nahwärmeverbundlösung 4	103

6 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
bzw.	beziehungsweise
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
GEMIS	Globales Emissionsmodell integrierter Systeme
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh _{end}	Kilowattstunde - Endenergie
kWh _{Hi}	Kilowattstunde - Heizwert
kWh _{Hs}	Kilowattstunde - Brennwert
kWh _{prim}	Kilowattstunde - Primärenergie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
η	Wirkungsgrad
P _{el}	elektrische Leistung
P _{th}	thermische Leistung
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
W	Wassergehalt in %
z.B.	zum Beispiel

7 Anhang

7.1 Nahwärmeverbund 2 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und CO₂-Bilanz

7.1.1 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Nahwärmeverbundlösung 2

7.1.1.1 Die Investitionsprognose

In Abbildung 48 ist die Investitionsprognose für die Varianten 2.x, aufgeteilt nach Nahwärmeleitungen, Wärmeerzeuger, baulichen Maßnahmen, technische Installation, Projektabwicklung und Unvorhergesehenes dargestellt.

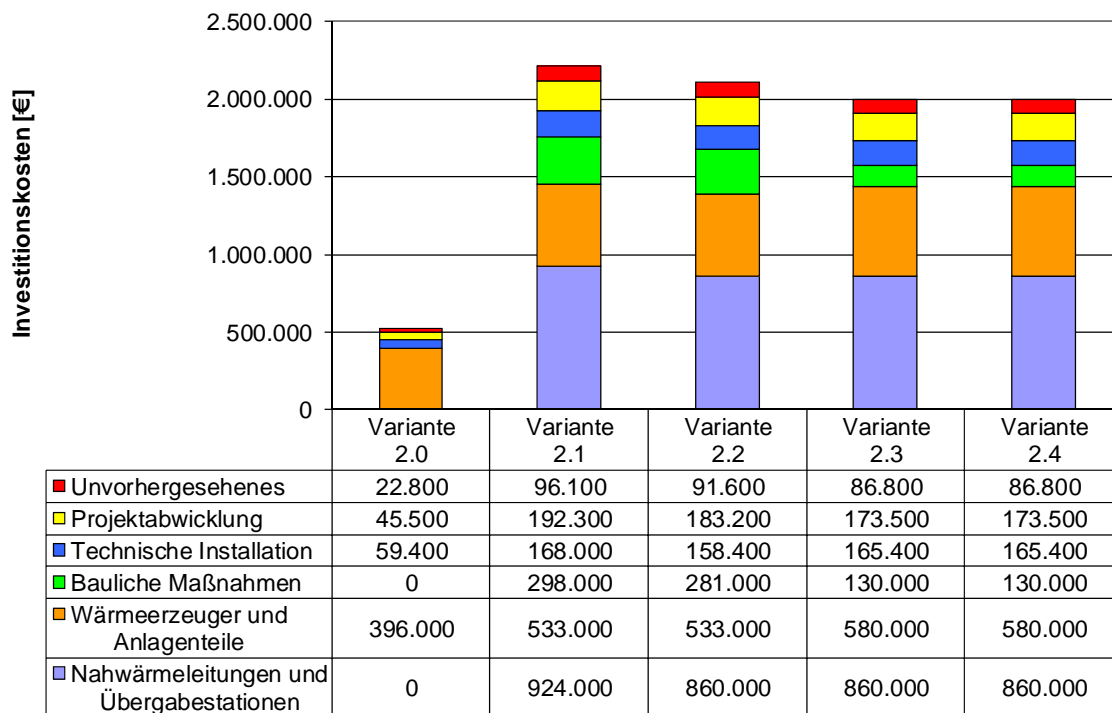


Abbildung 48: Die Investitionskostenprognose der Varianten 2.x

Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2	Variante 2.3	Variante 2.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

In diesem Planungsstadium kann der Aufwand für die Errichtung der Wärmeversorgungsstruktur nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Investitionskosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren auf durchschnittlichen Stadtpreisen. Je nach Ausführungsstandards können bei einzelnen Positionen deutliche Preisunterschiede auftreten. Vor allem die Kosten für die Heizzentralengebäude können je nach Ausführung deutlich nach oben oder unten abweichen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können daher die Preise von den hier kalkulierten abweichen. Vor diesem Hintergrund werden für die unterschiedlichen Varianten Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss der kapitalgebundenen Kosten auf die spezifischen Wärmegestehungskosten darstellen.

7.1.1.2 Die jährlichen Ausgaben und Einnahmen

Die nachfolgende Abbildung 49 gibt die Zusammensetzung der jährlichen Ausgaben, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Kosten, wieder. Einnahmen sind nicht berücksichtigt.

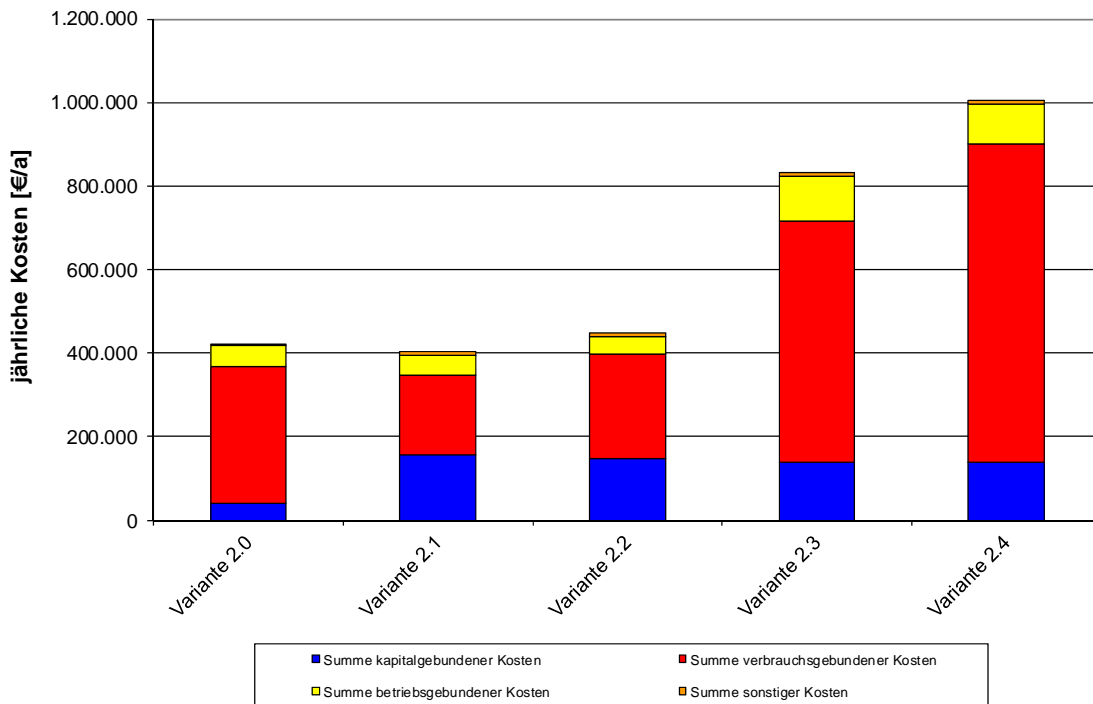


Abbildung 49: Die jährlichen Ausgaben der Varianten 2.x

Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2	Variante 2.3	Variante 2.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Die niedrigsten jährlichen Ausgaben fallen bei Variante 2.0 an. Die verbrauchsgebundenen Kosten sind bei Variante 2.4 mit dem Biomethan- BHKW an höchsten. Die höchsten jährlichen Ausgaben fallen bei der Variante 2.4 an.

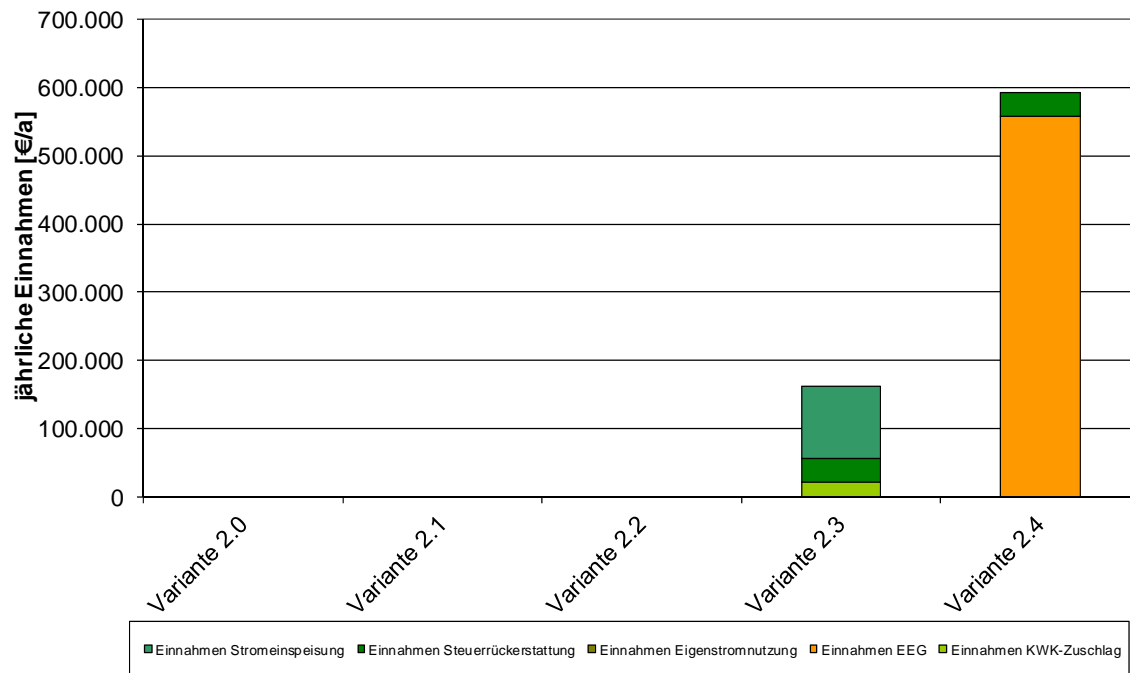


Abbildung 50: Die jährlichen Einnahmen der Varianten 2.x

Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2	Variante 2.3	Variante 2.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Abbildung 50 zeigt die zu erwartenden jährlichen Einnahmen. Einnahmen aus der Stromproduktion werden bei Variante 2.3 und Variante 2.4 erzielt.

Abbildung 51 gibt die kalkulierten Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten wieder. Die Jahresgesamtkosten ergeben sich aus der Summe der jährlichen kapitalgebundenen-, betriebsgebundenen-, verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten abzüglich der Einnahmen aus dem Stromverkauf. Aus den Jahresgesamtkosten werden die spezifischen Wärmegestehungskosten ermittelt, die die Kosten pro Kilowattstunde bereitgestellter Nutzwärme beziffern. Die spezifischen Wärmegestehungskosten dienen als wichtigste Kenngröße zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungsanlagen. So müssen sich alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung stets an den spezifischen Wärmegestehungskosten einer konventionellen Standardvariante messen.

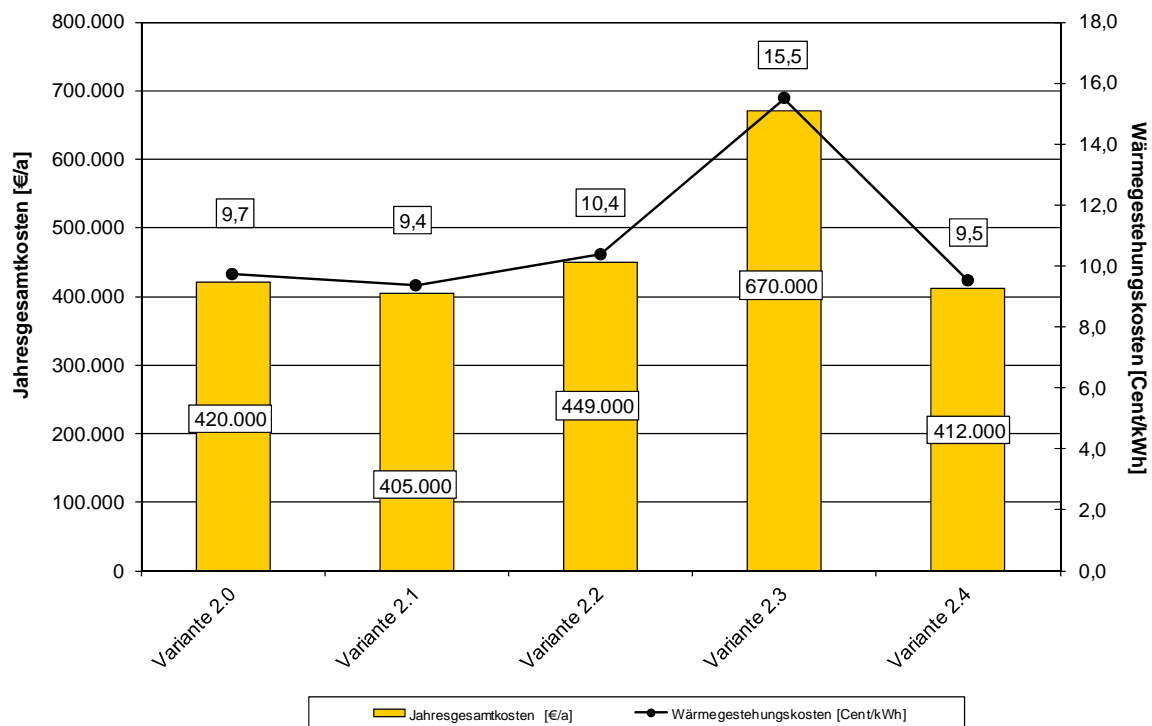


Abbildung 51: Die Jahresgesamt- und spezifischen Wärmegestehungskosten der Varianten 2.x

Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2	Variante 2.3	Variante 2.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Mit 9,4 Cent/kWh ergeben sich bei der Variante 2.4 die niedrigsten Wärmegestehungskosten.

7.1.1.3 Die Sensitivitätsanalyse der Varianten 2.x

Variante 2.0 (Referenzvariante, Erdgas- /Heizölkessel)

Abbildung 52 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 2.0 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 9,7 Cent/kWh auf 13,5 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 10,2 Cent/kWh.

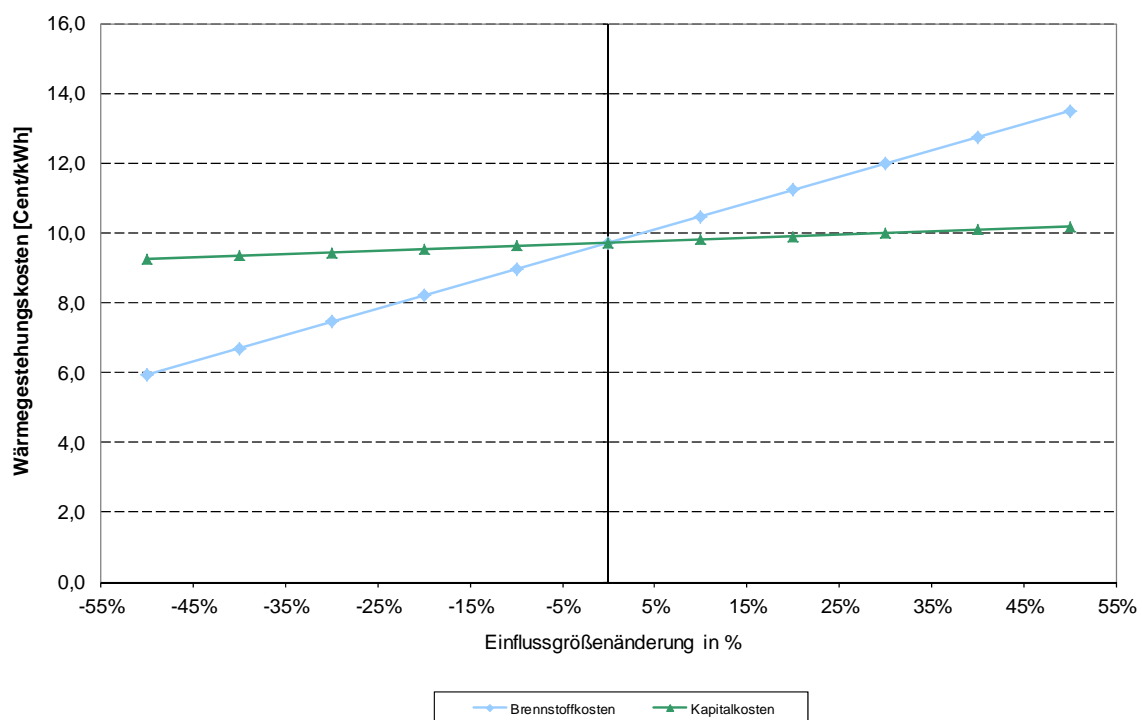


Abbildung 52: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.0 (Referenzvariante)

Variante 2.1 (Hackgutkessel, Erdgaskessel)

Abbildung 53 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 2.1 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 9,4 Cent/kWh auf 11,6 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 11,1 Cent/kWh.

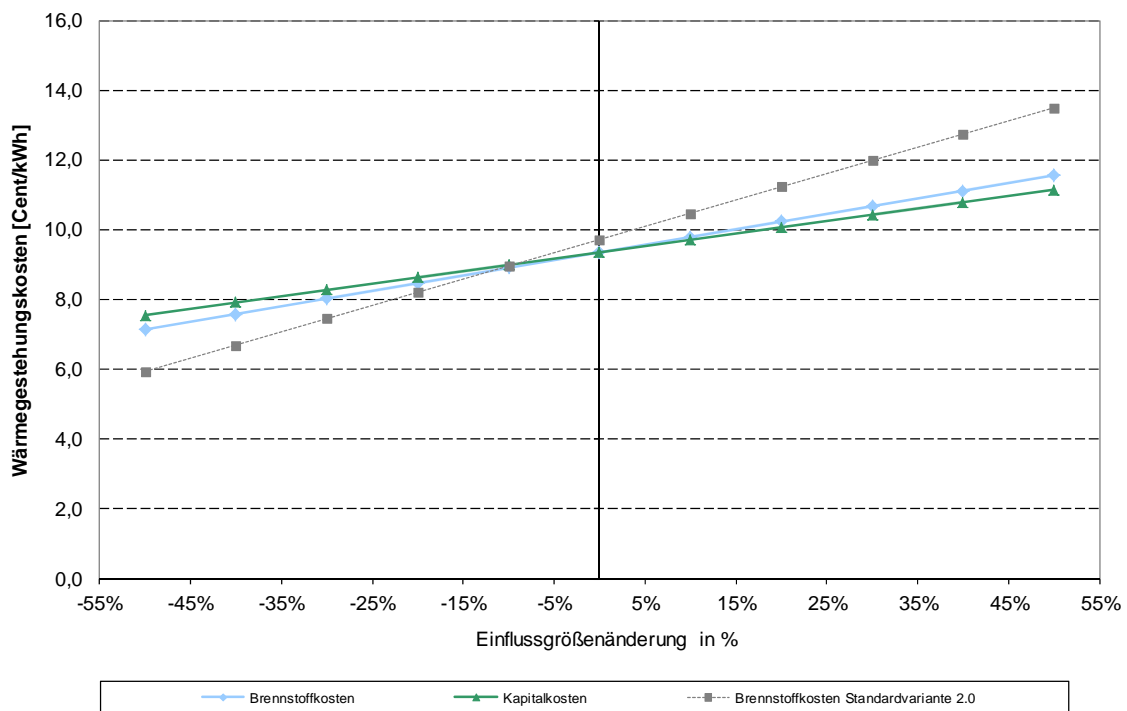


Abbildung 53: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.1 (Hackgutkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

Variante 2.2 (Pelletkessel, Erdgaskessel)

Abbildung 54 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 2.2 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 10,4 Cent/kWh auf 13,3 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 12,1 Cent/kWh.

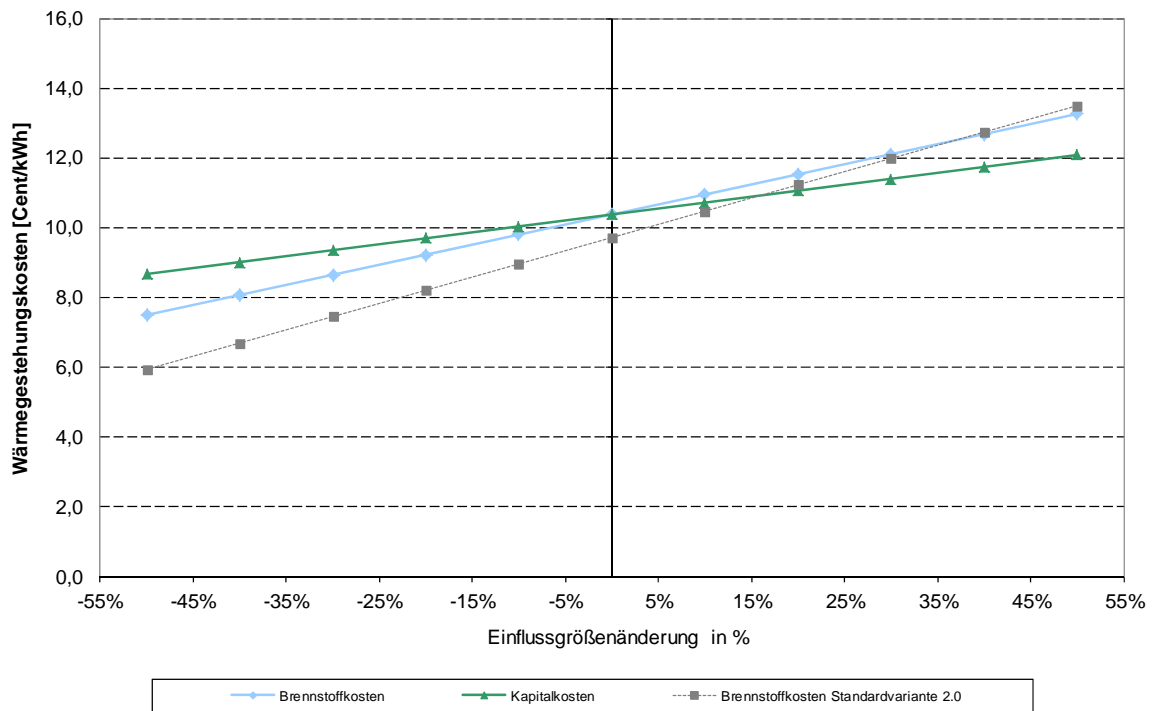


Abbildung 54: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.2 (Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

Variante 2.3 (Erdgas- BHKW, Erdgaskessel)

Abbildung 55 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 2.3 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 15,5 Cent/kWh auf 22,1 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 17,1 Cent/kWh. Steigen die Einnahmen aus der Stromproduktion um 50 %, dann sinken die Wärmegestehungskosten auf 14,2 Cent/kWh.

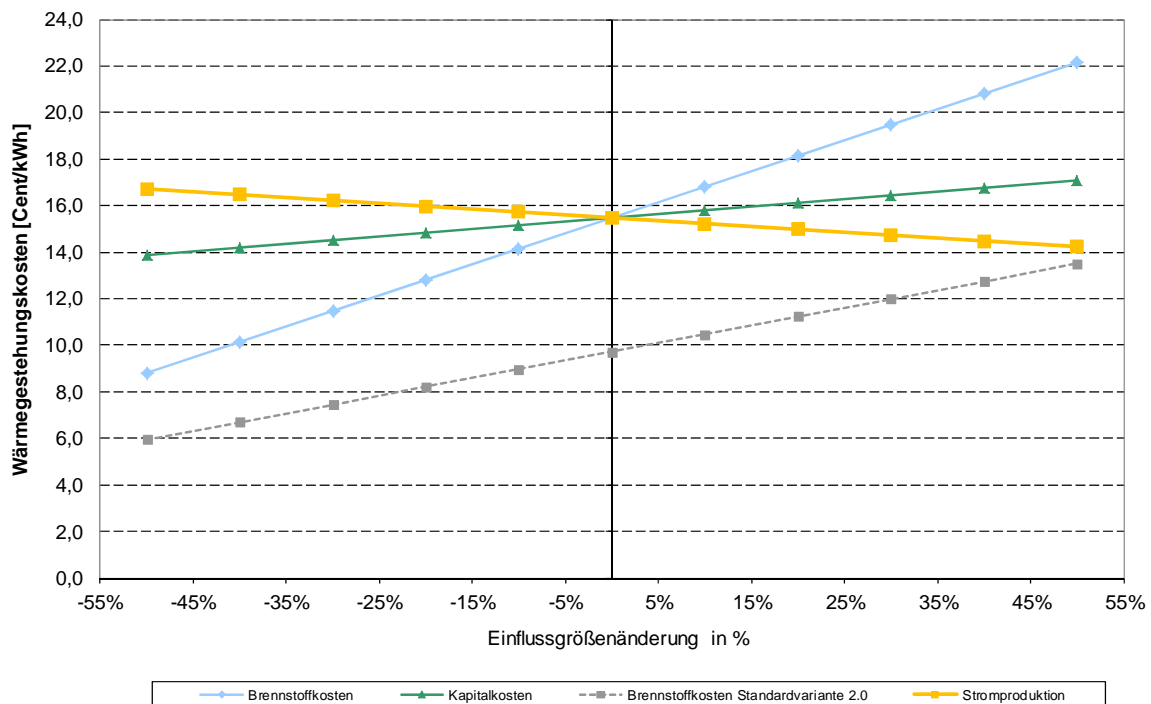


Abbildung 55: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Variante 2.4 (Biomethan-BHKW, Erdgaskessel)

Abbildung 56 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 2.4 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 9,5 Cent/kWh auf 18,3 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 11,1 Cent/kWh.

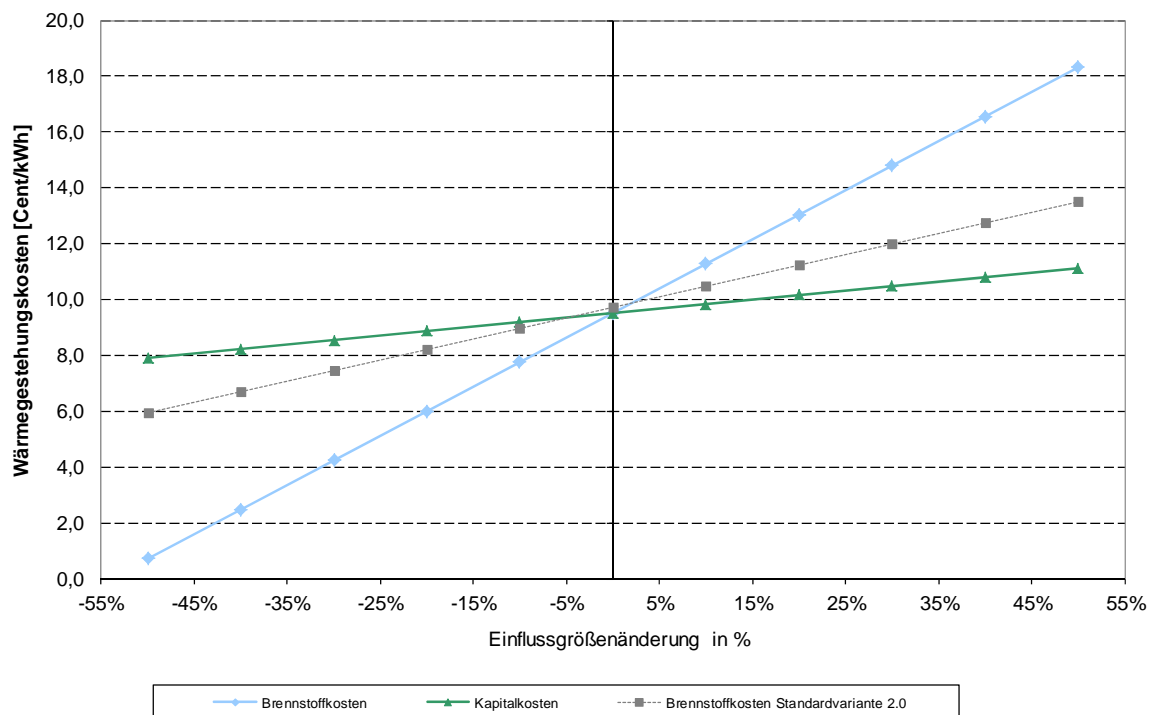


Abbildung 56: Sensitivitätsanalyse der Variante 2.4 (Biomethan-BHKW mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

7.1.2 Die CO₂- Bilanz der verschiedenen Varianten 2.x

Für die verschiedenen neuen Energieversorgungsvarianten wird zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit eine Bilanzierung der CO₂-Emissionen durchgeführt. Die CO₂-Äquivalente sind Tabelle 5, Kapitel 2.4.3, zu entnehmen. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 57 dargestellt.

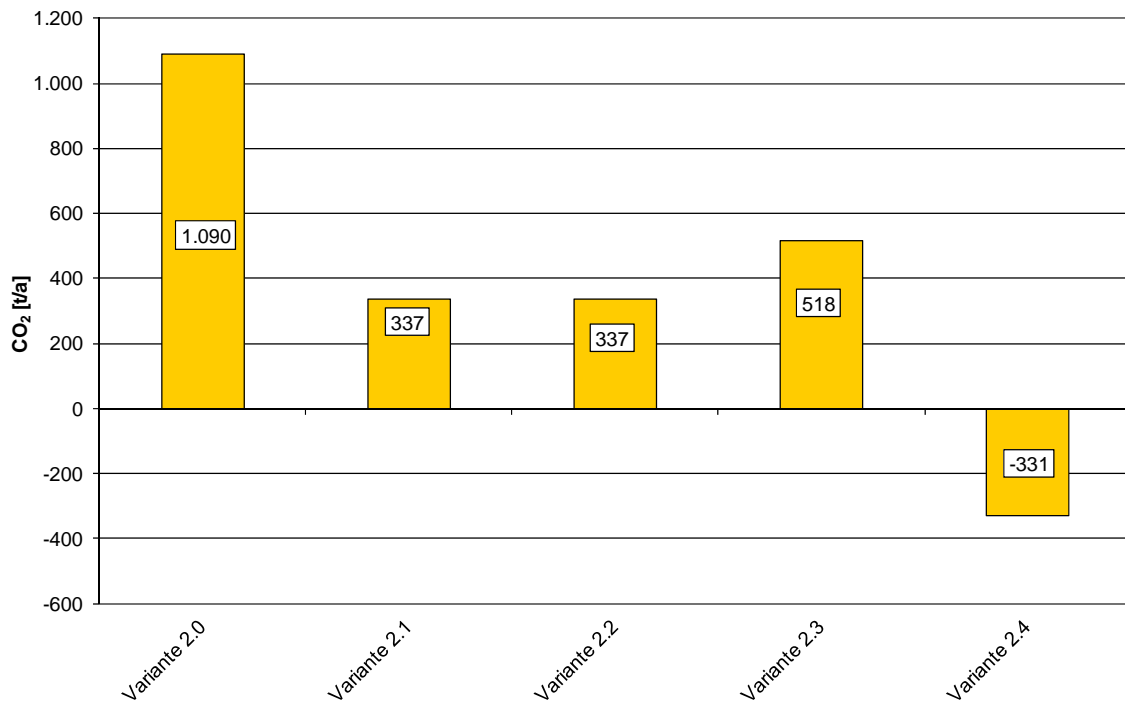


Abbildung 57: Die CO₂- Bilanz der Varianten 2.x

Variante 2.0	Variante 2.1	Variante 2.2	Variante 2.3	Variante 2.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Erdgas- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Bei der Variante 2.0 ergeben sich die höchsten CO₂-Emissionen. Alle anderen Varianten weisen geringere CO₂-Emissionen auf. Variante 2.4 weist die beste CO₂-Bilanz auf. Dies ist insbesondere auf den Einsatz eines regenerativen Brennstoffes sowie der Stromgutschrift zurückzuführen.

7.2 Nahwärmeverbund 3 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und CO₂-Bilanz

7.2.1 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Nahwärmeverbundlösung 3

7.2.1.1 Die Investitionsprognose

In Abbildung 58 ist die Investitionsprognose für die Varianten 3.x, aufgeteilt nach Nahwärmeleitungen, Wärmeerzeuger, baulichen Maßnahmen, technische Installation, Projektabwicklung und Unvorhergesehenes dargestellt. Es gelten die auf Seite 112 getroffenen Annahmen.

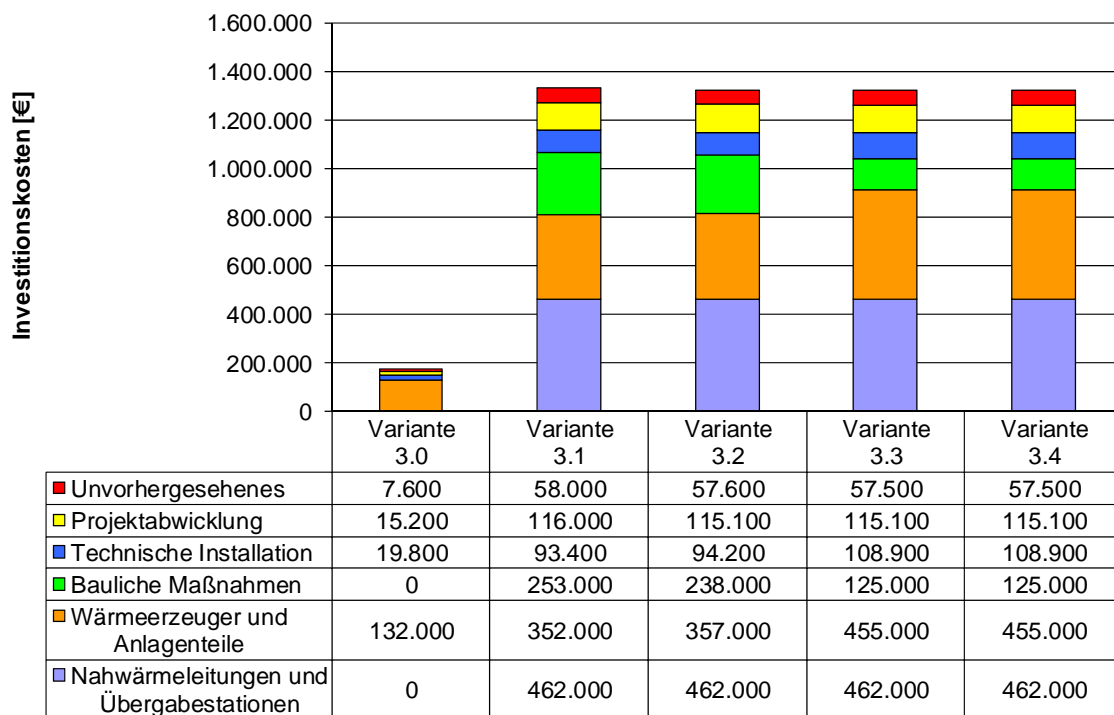


Abbildung 58: Die Investitionskostenprognose der Varianten 3.x

Variante 3.0	Variante 3.1	Variante 3.2	Variante 3.3	Variante 3.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

7.2.1.2 Die jährlichen Ausgaben und Einnahmen

Die nachfolgende Abbildung 59 gibt die Zusammensetzung der jährlichen Ausgaben, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Kosten, wieder. Einnahmen sind nicht berücksichtigt.

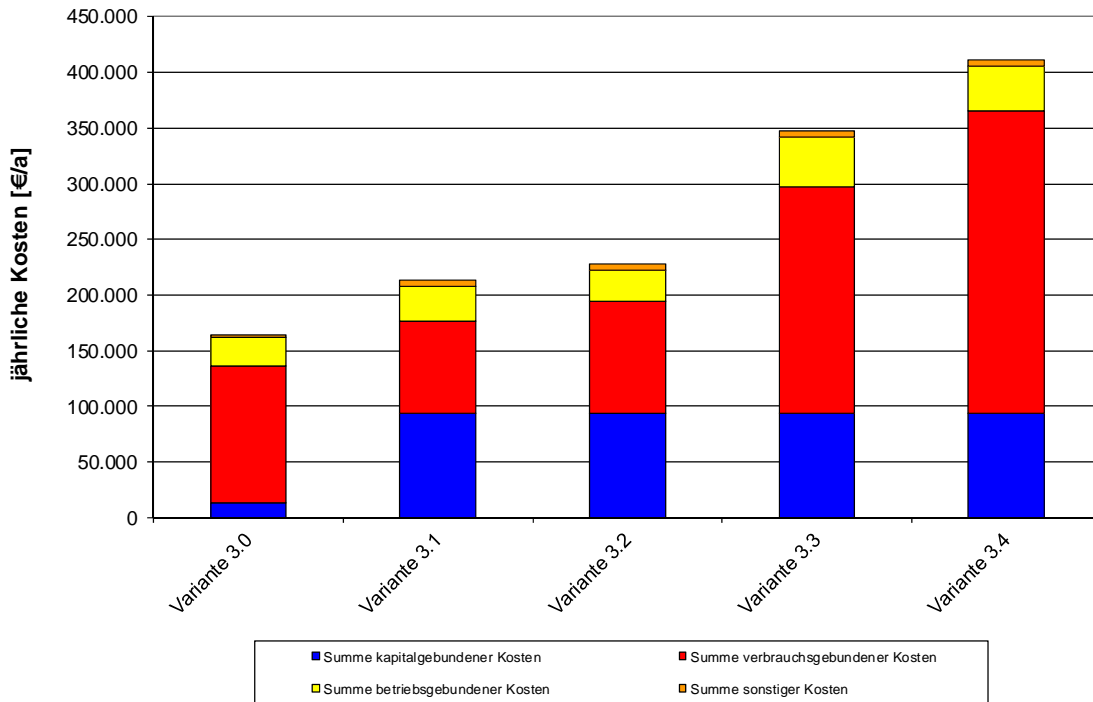


Abbildung 59: Die jährlichen Ausgaben der Varianten 3.x

Variante 3.0	Variante 3.1	Variante 3.2	Variante 3.3	Variante 3.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Die niedrigsten jährlichen Ausgaben fallen bei Variante 3.0 an. Die verbrauchsgebundenen Kosten sind bei Variante 3.4 mit dem Biomethan- BHKW an höchsten. Die höchsten jährlichen Ausgaben fallen bei der Variante 3.4 an.

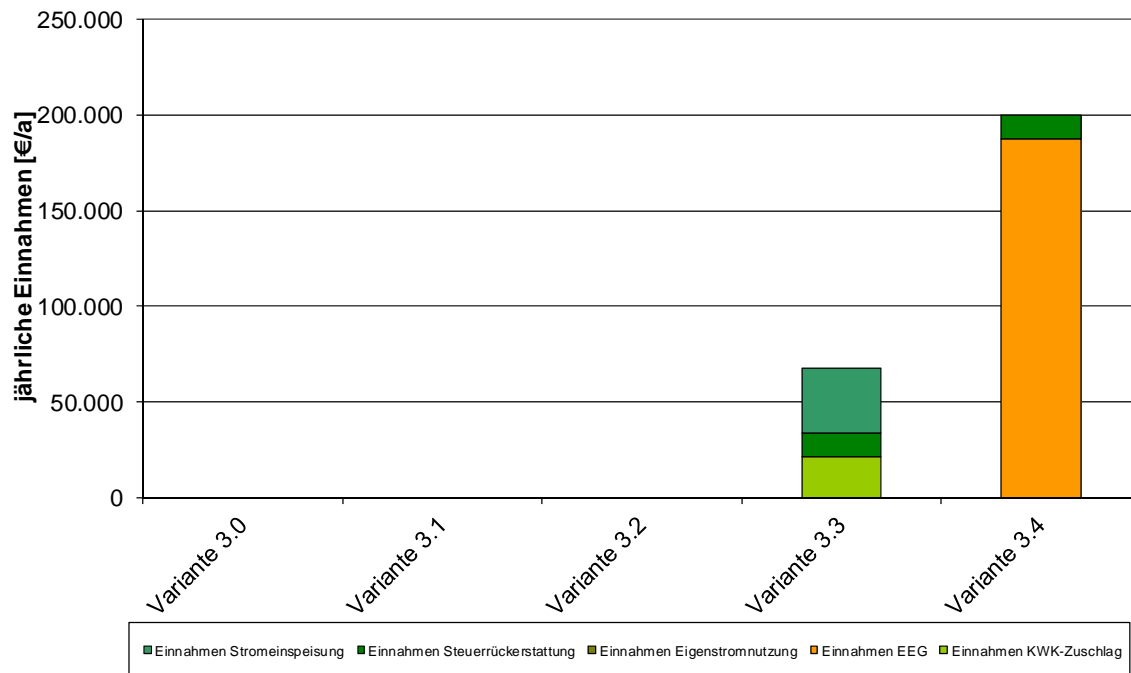


Abbildung 60: Die jährlichen Einnahmen der Varianten 3.x

Variante 3.0	Variante 3.1	Variante 3.2	Variante 3.3	Variante 3.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Abbildung 60 zeigt die zu erwartenden jährlichen Einnahmen. Einnahmen aus der Stromproduktion werden bei Variante 3.3 und Variante 3.4 erzielt.

Abbildung 61 gibt die kalkulierten Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten wieder. Die Berechnungen erfolgen analog den auf Seite 115 beschriebenen Annahmen.

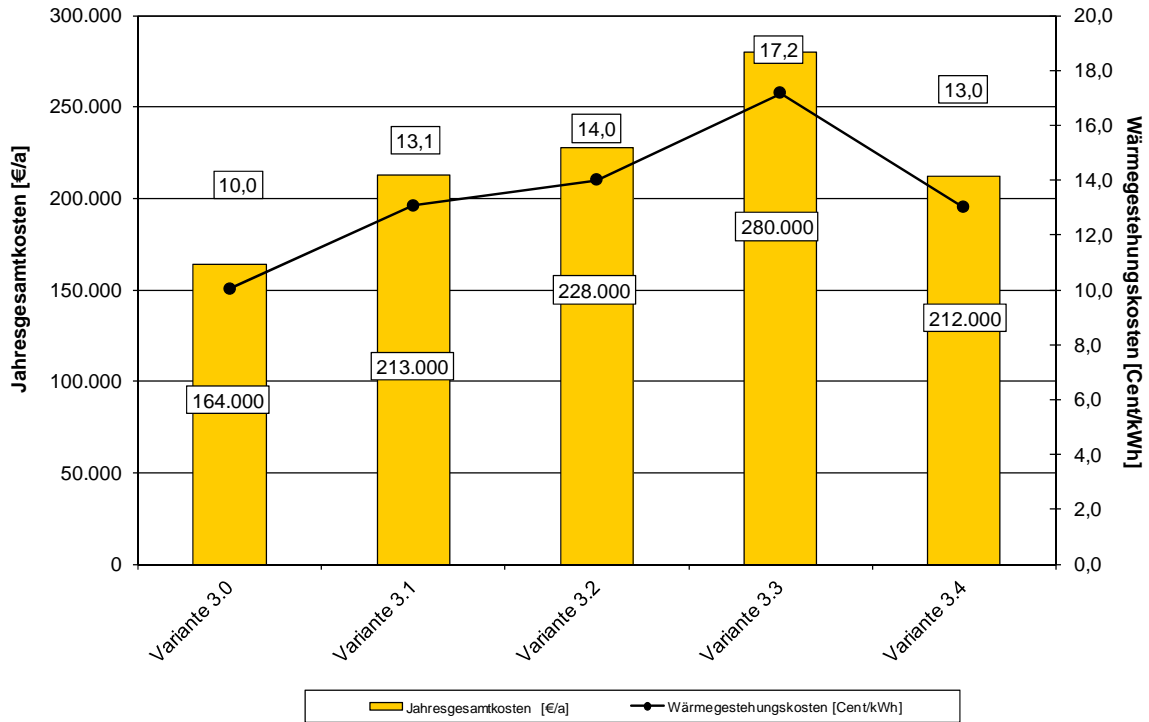


Abbildung 61: Die Jahresgesamt- und spezifischen Wärmegestehungskosten der Varianten 3.x

Variante 3.0	Variante 3.1	Variante 3.2	Variante 3.3	Variante 3.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Mit 10,0 Cent/kWh ergeben sich bei der Variante 3.0 die niedrigsten Wärmegestehungskosten.

7.2.1.3 Die Sensitivitätsanalyse der Varianten 3.x

Variante 3.0 (Referenzvariante, Erdgas- /Heizölkessel)

Abbildung 62 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 3.0 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 10,0 Cent/kWh auf 13,8 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 10,5 Cent/kWh.

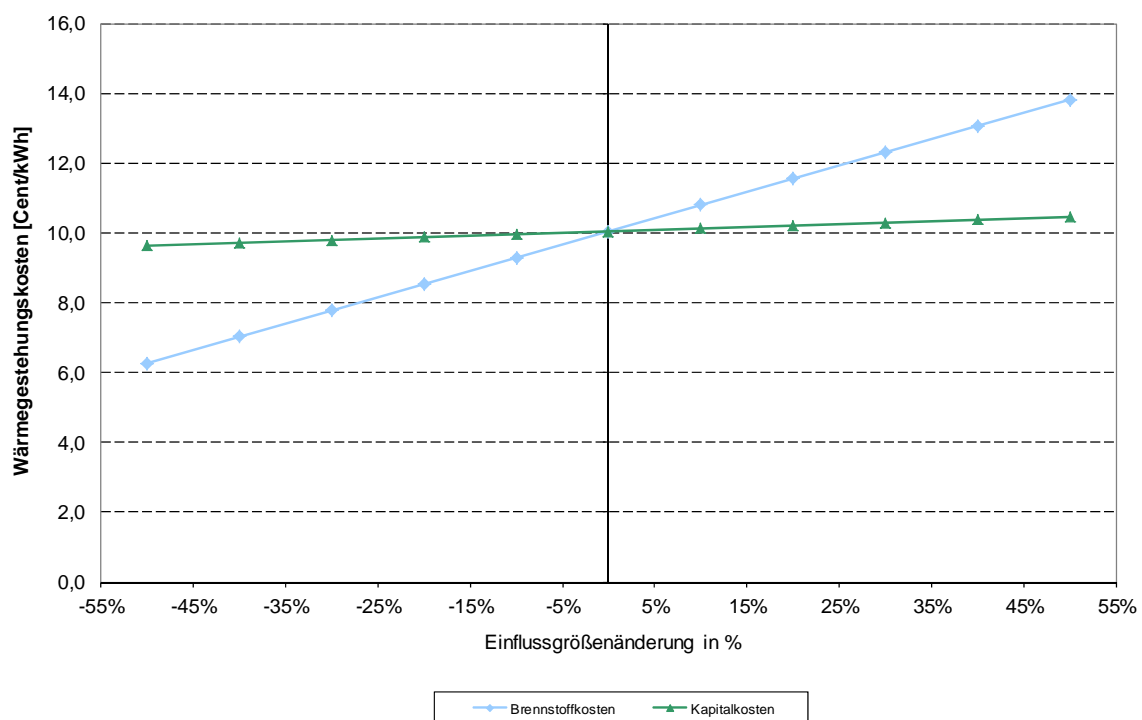


Abbildung 62: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.0 (Referenzvariante)

Variante 3.1 (Hackgutkessel, Erdgaskessel)

Abbildung 63 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 3.1 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 13,1 Cent/kWh auf 15,6 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 16,0 Cent/kWh.

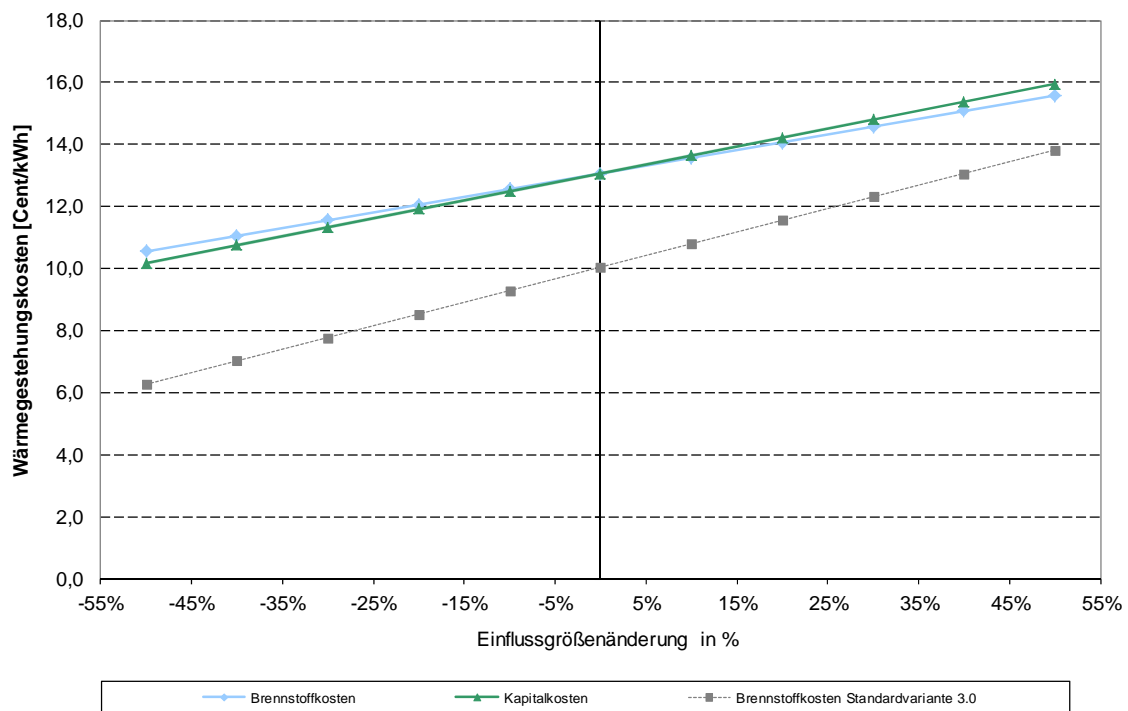


Abbildung 63: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.1 (Hackgutkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

Variante 3.2 (Pelletkessel, Erdgaskessel)

Abbildung 64 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 3.2 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 14,0 Cent/kWh auf 17,1 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 16,9 Cent/kWh.

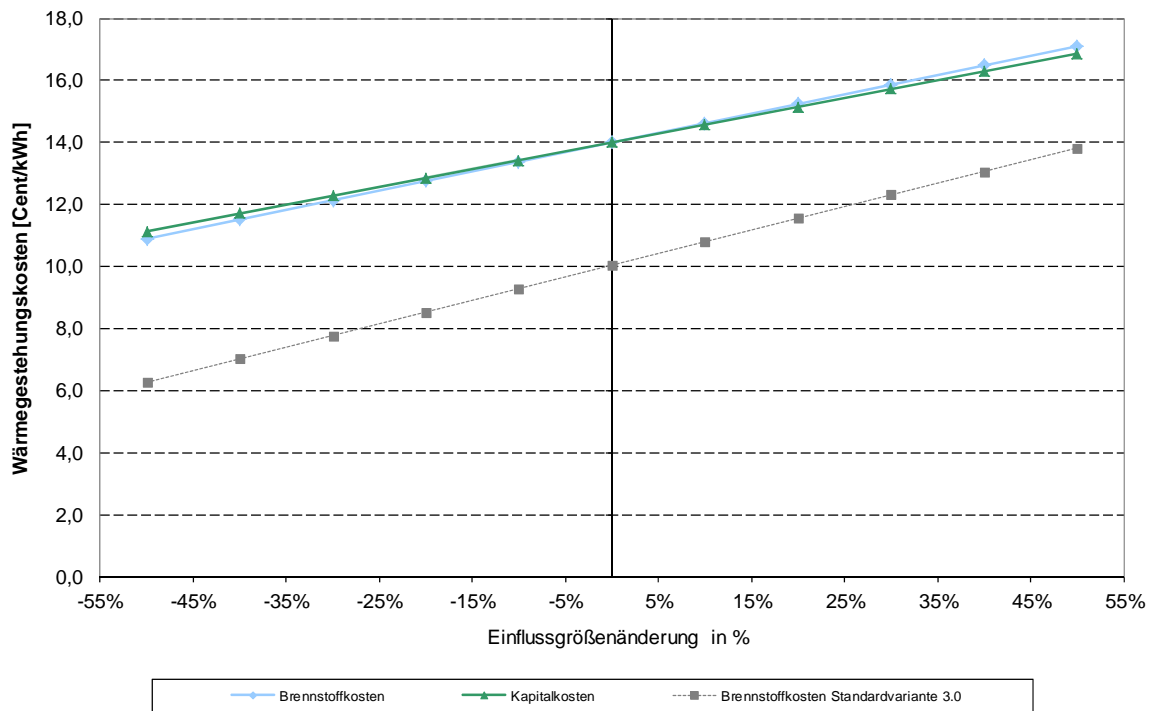


Abbildung 64: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.2 (Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

Variante 3.3 (Erdgas- BHKW, Erdgaskessel)

Abbildung 65 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 3.3 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 17,2 Cent/kWh auf 23,4 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 20,0 Cent/kWh. Steigen die Einnahmen aus der Stromproduktion um 50 %, dann sinken die Wärmegestehungskosten auf 16,1 Cent/kWh. Steigen die Einnahmen aus der Stromproduktion um 50 %, dann sinken die Wärmegestehungskosten auf 16,1 Cent/kWh.

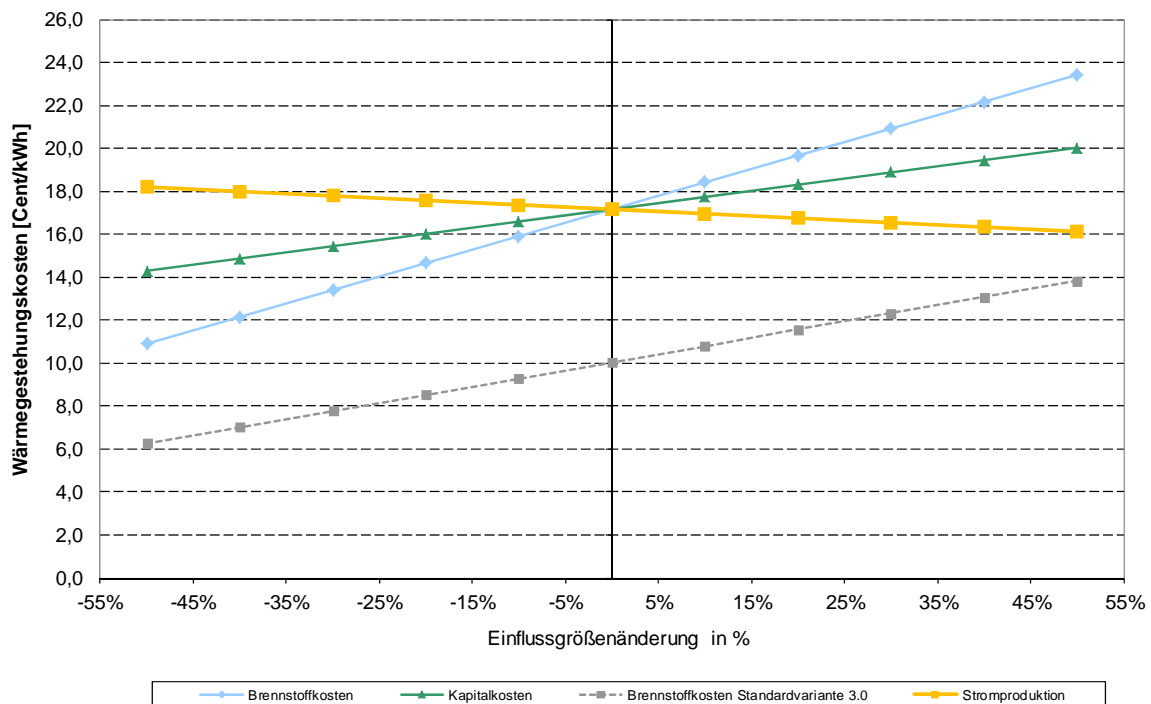


Abbildung 65: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Variante 3.4 (Biomethan-BHKW, Erdgaskessel)

Abbildung 66 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 3.4 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 13,0 Cent/kWh auf 21,3 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 15,9 Cent/kWh.

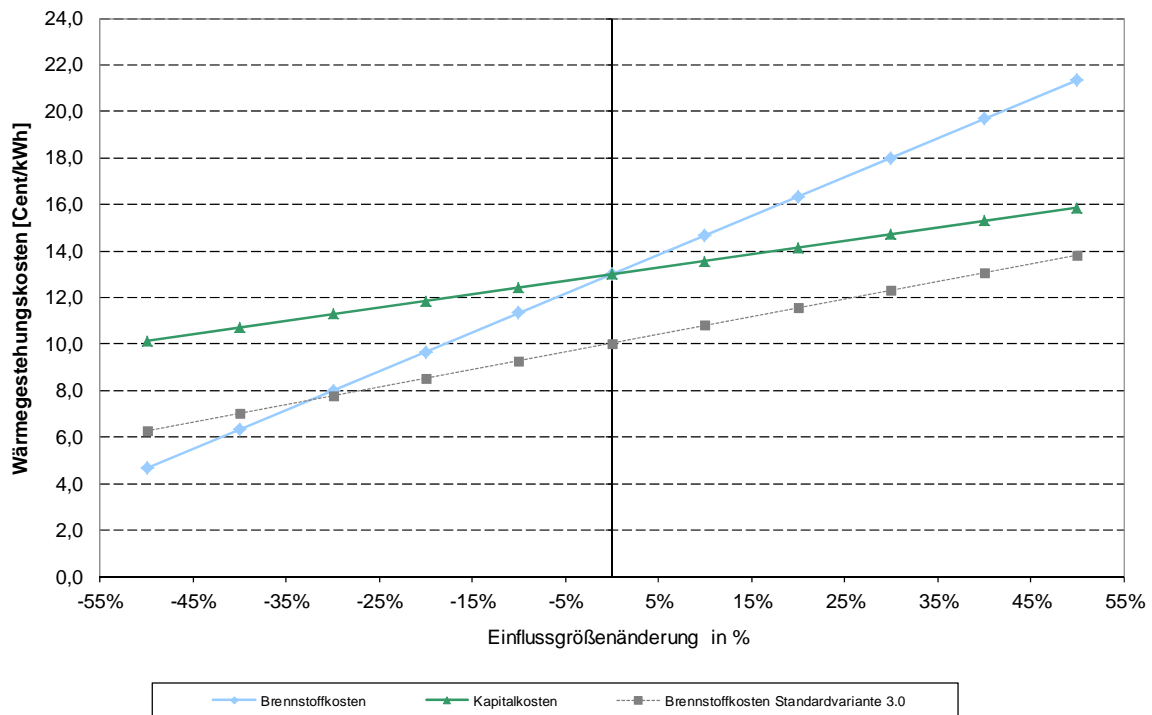


Abbildung 66: Sensitivitätsanalyse der Variante 3.4 (Biomethan-BHKW mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

7.2.2 Die CO₂- Bilanz der verschiedenen Varianten 3.x

Für die verschiedenen neuen Energieversorgungsvarianten wird zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit eine Bilanzierung der CO₂-Emissionen durchgeführt. Die CO₂-Äquivalente sind Tabelle 5, Kapitel 2.4.3, zu entnehmen. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 67 dargestellt.

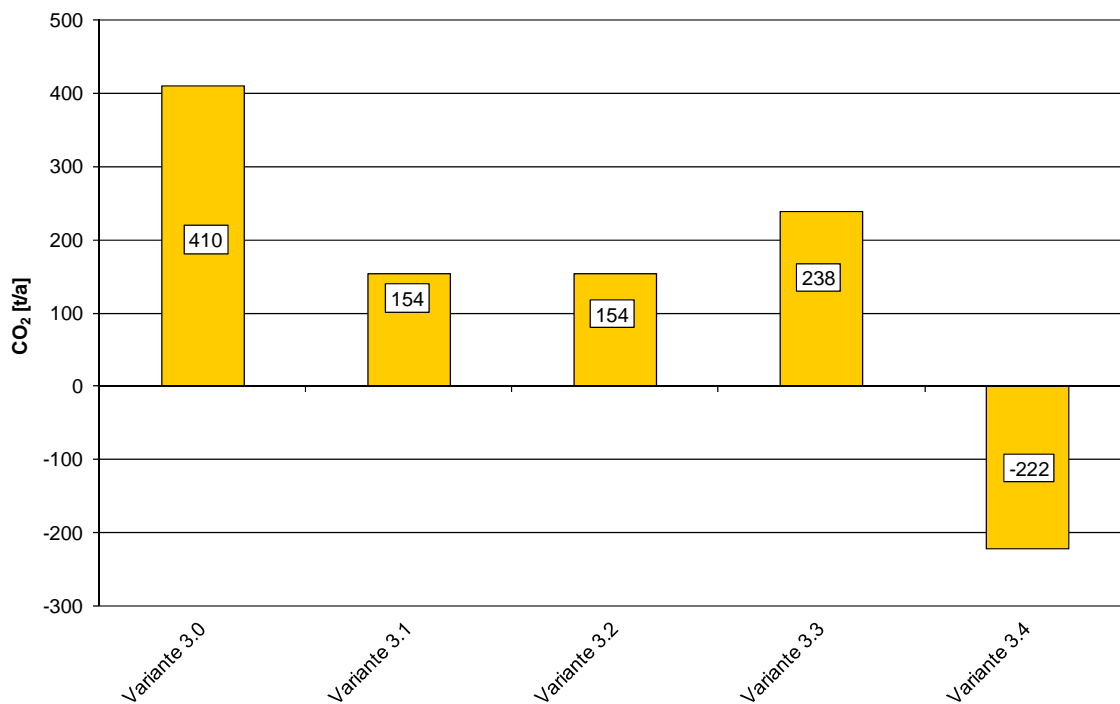


Abbildung 67: Die CO₂- Bilanz der Varianten 3.x

Variante 3.0	Variante 3.1	Variante 3.2	Variante 3.3	Variante 3.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Bei der Variante 3.0 ergeben sich die höchsten CO₂-Emissionen. Alle anderen Varianten weisen geringere CO₂-Emissionen auf. Variante 3.4 weist die beste CO₂-Bilanz auf. Dies ist insbesondere auf den Einsatz eines regenerativen Brennstoffes sowie der Stromgutschrift zurückzuführen.

7.3 Nahwärmeverbund 4 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und CO₂-Bilanz

7.3.1 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Nahwärmeverbundlösung 4

7.3.1.1 Die Investitionsprognose

In Abbildung 68 ist die Investitionsprognose für die Varianten 4.x, aufgeteilt nach Nahwärmeleitungen, Wärmeerzeuger, baulichen Maßnahmen, technische Installation, Projektabwicklung und Unvorhergesehenes dargestellt. Es gelten die auf Seite 112 getroffenen Annahmen.

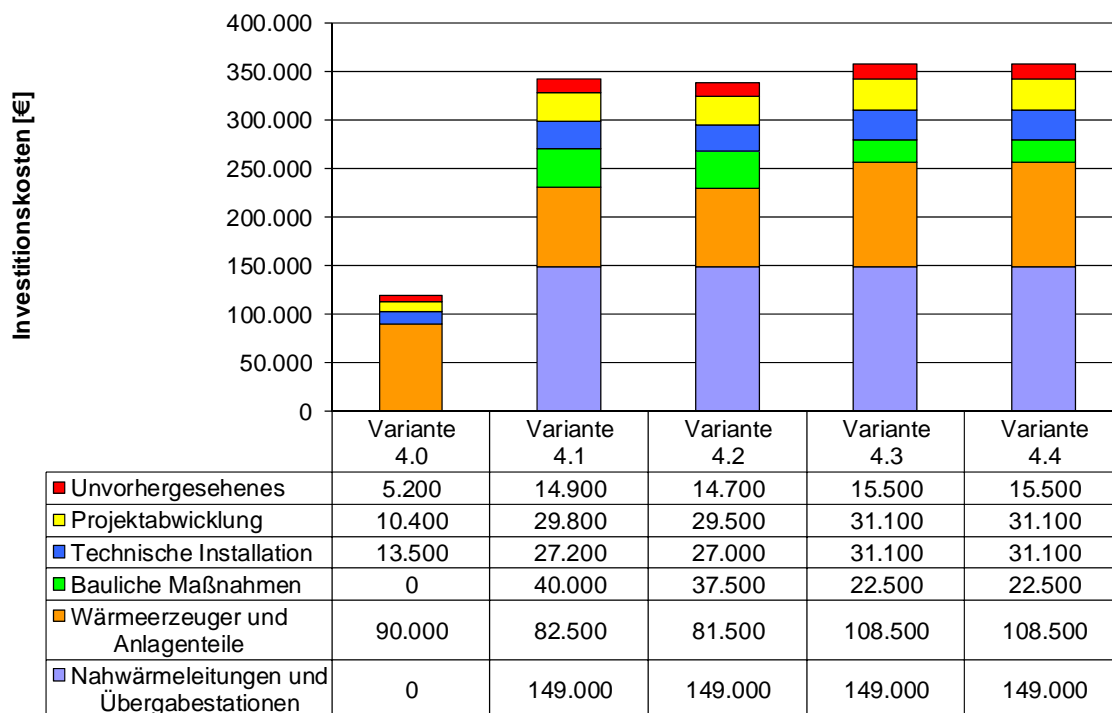


Abbildung 68: Die Investitionskostenprognose der Varianten 4.x

Variante 4.0	Variante 4.1	Variante 4.2	Variante 4.3	Variante 4.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

7.3.1.2 Die jährlichen Ausgaben und Einnahmen

Die nachfolgende Abbildung 69 gibt die Zusammensetzung der jährlichen Ausgaben, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Kosten, wieder. Einnahmen sind nicht berücksichtigt.

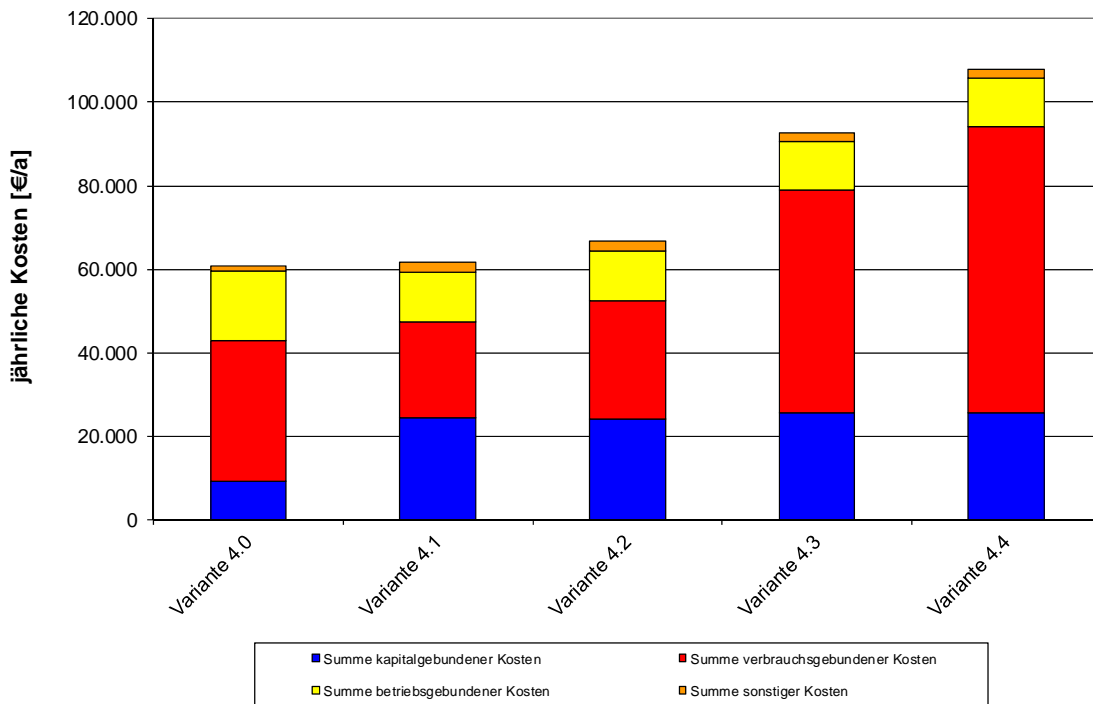


Abbildung 69: Die jährlichen Ausgaben der Varianten 4.x

Variante 4.0	Variante 4.1	Variante 4.2	Variante 4.3	Variante 4.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Die niedrigsten jährlichen Ausgaben fallen bei Variante 4.0 an. Die verbrauchsgebundenen Kosten sind bei Variante 4.4 mit dem Biomethan- BHKW an höchsten. Die höchsten jährlichen Ausgaben fallen bei der Variante 4.4 an.

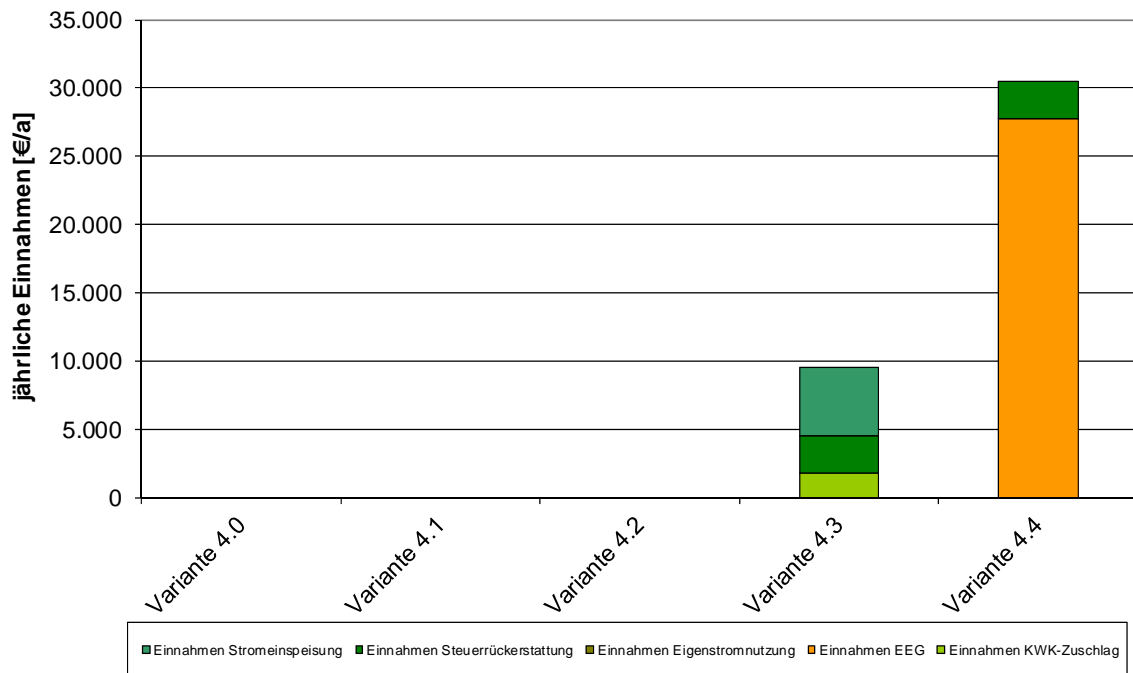


Abbildung 70: Die jährlichen Einnahmen der Varianten 4.x

Variante 4.0	Variante 4.1	Variante 4.2	Variante 4.3	Variante 4.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Abbildung 70 zeigt die zu erwartenden jährlichen Einnahmen. Einnahmen aus der Stromproduktion werden bei Variante 4.3 und Variante 4.4 erzielt.

Abbildung 71 gibt die kalkulierten Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten wieder. Die Berechnungen erfolgen analog den auf Seite 115 beschriebenen Annahmen.

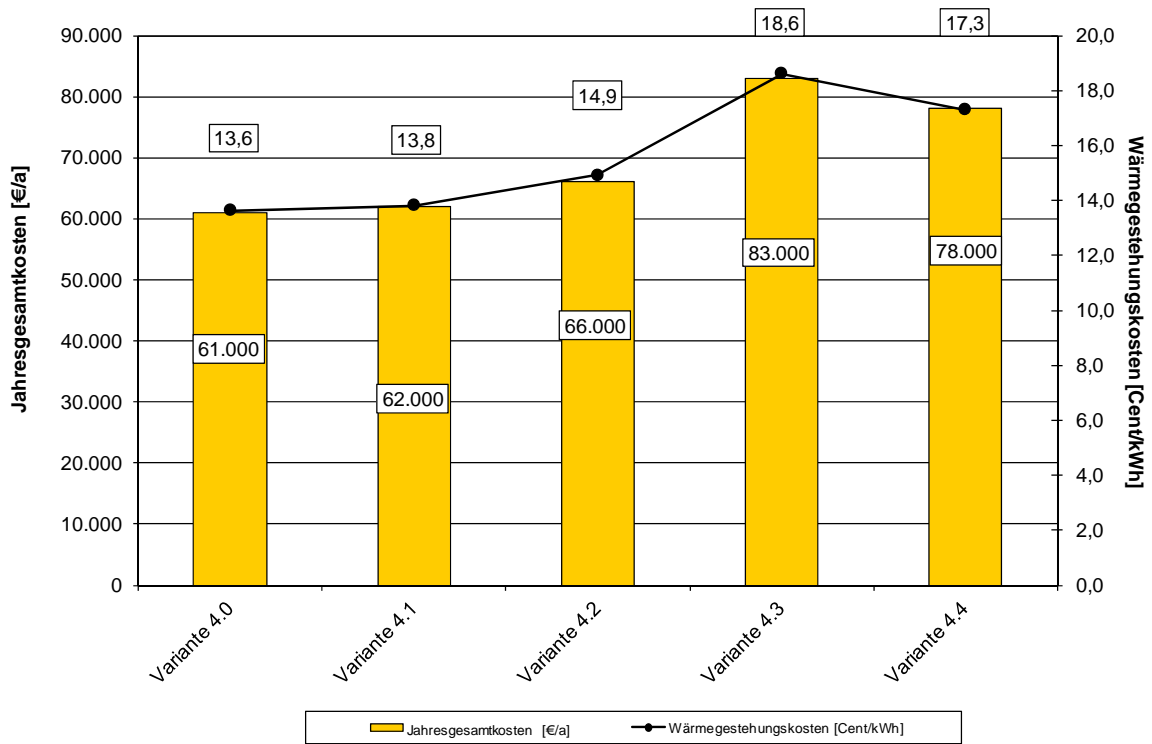


Abbildung 71: Die Jahresgesamt- und spezifischen Wärmegestehungskosten der Varianten 4.x

Variante 4.0	Variante 4.1	Variante 4.2	Variante 4.3	Variante 4.4
Erdgas-/Heizöl-kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Mit 13,6 Cent/kWh ergeben sich bei der Variante 4.0 die niedrigsten Wärmegestehungskosten.

7.3.1.3 Die Sensitivitätsanalyse der Varianten 4.x

Variante 4.0 (Referenzvariante, Erdgas- /Heizölkessel)

Abbildung 72 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 4.0 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegegestehungskosten von 13,6 Cent/kWh auf 17,4 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegegestehungskosten auf 14,6 Cent/kWh.

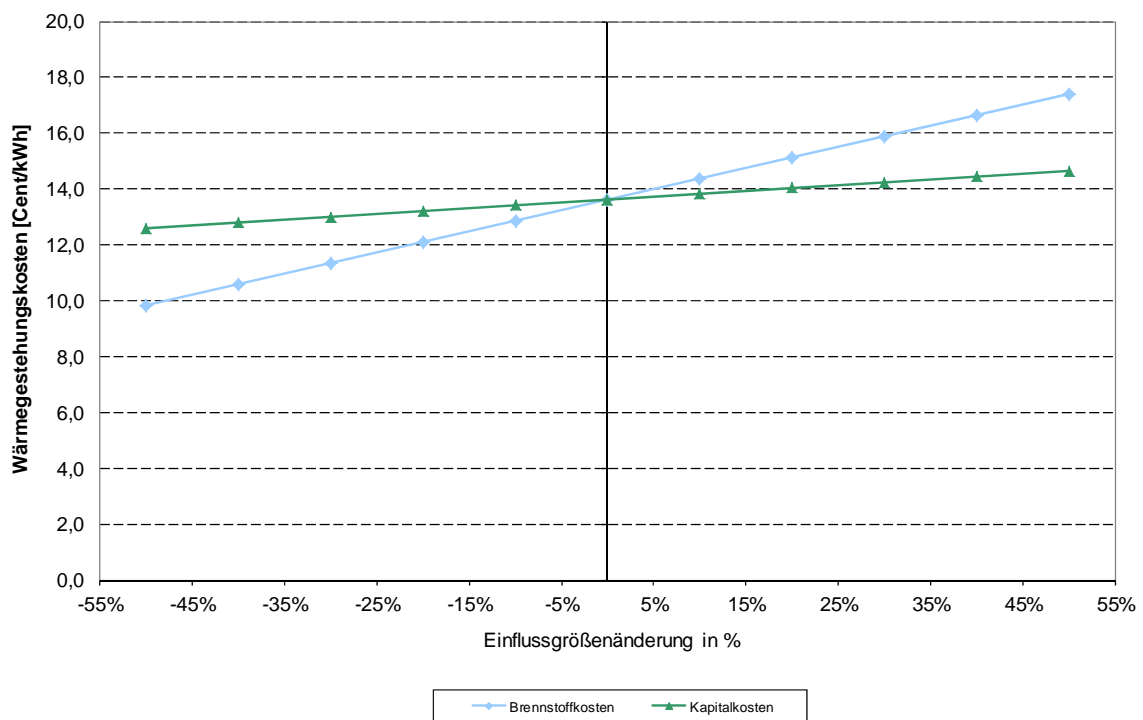


Abbildung 72: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.0 (Referenzvariante)

Variante 4.1 (Hackgutkessel, Erdgaskessel)

Abbildung 73 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 4.1 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 13,8 Cent/kWh auf 16,4 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 16,6 Cent/kWh.

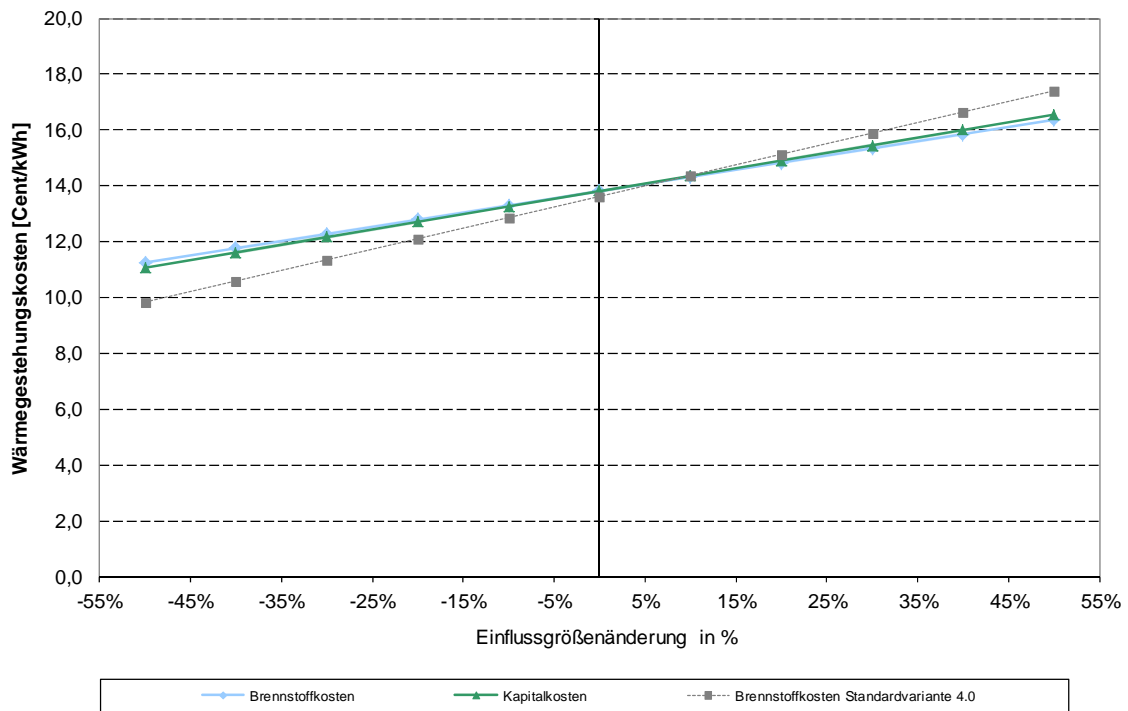


Abbildung 73: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.1 (Hackgutkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

Variante 4.2 (Pelletkessel, Erdgaskessel)

Abbildung 74 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 4.2 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 14,9 Cent/kWh auf 18,1 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 17,6 Cent/kWh.

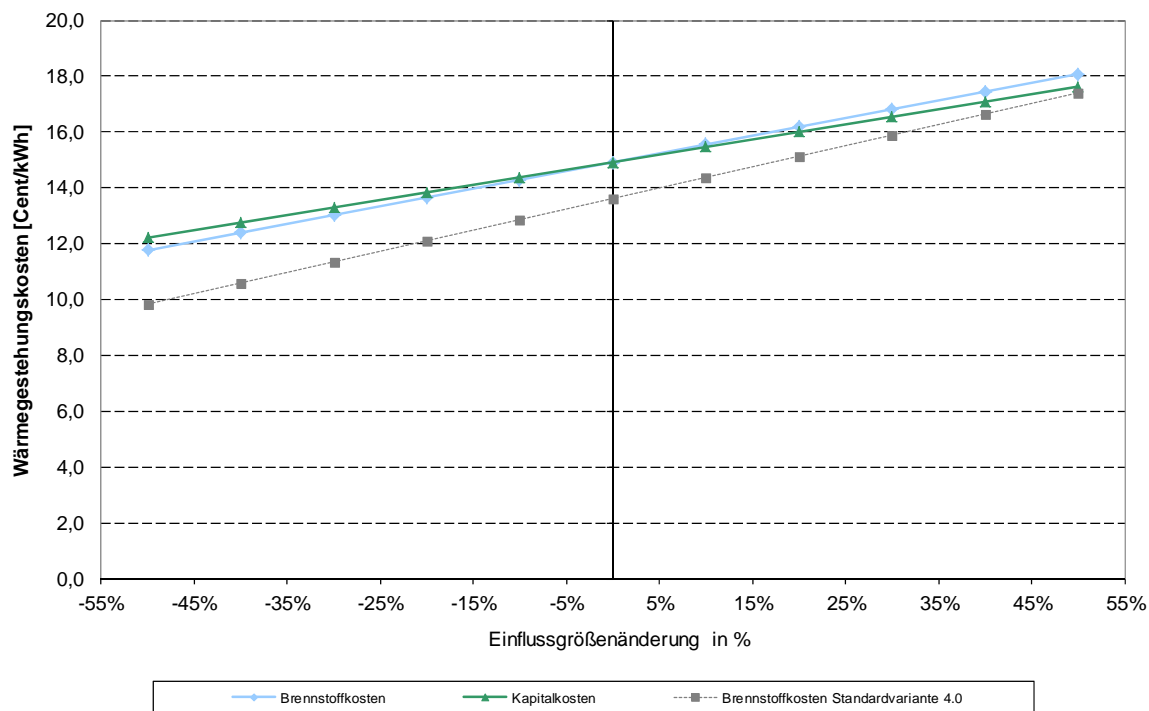


Abbildung 74: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.2 (Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

Variante 4.3 (Erdgas- BHKW, Erdgaskessel)

Abbildung 75 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 4.3 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 18,6 Cent/kWh auf 24,6 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 21,5 Cent/kWh. Steigen die Einnahmen aus der Stromproduktion um 50 %, dann sinken die Wärmegestehungskosten auf 18,0 Cent/kWh.

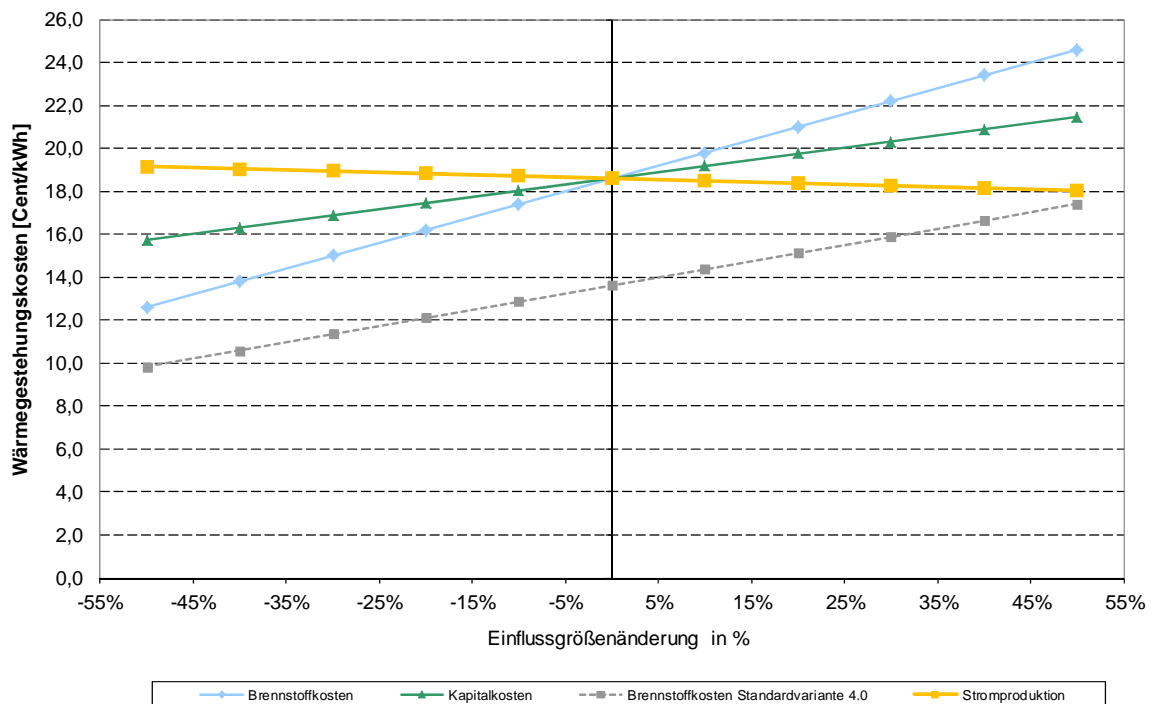


Abbildung 75: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.3 (Erdgas- BHKW mit Erdgas- Spitzenlastkessel)

Variante 4.4 (Biomethan-BHKW, Erdgaskessel)

Abbildung 76 bildet die Sensitivitätsanalyse der Variante 4.4 ab. Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 17,3 Cent/kWh auf 25,0 Cent/kWh. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 20,2 Cent/kWh.

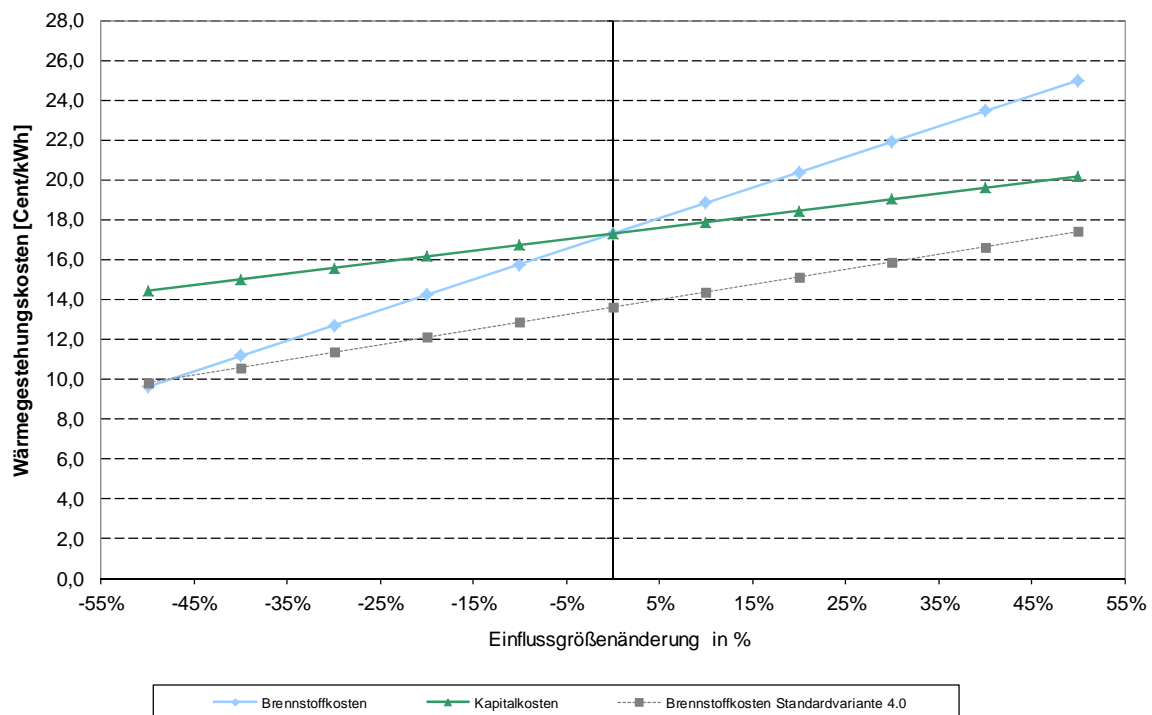


Abbildung 76: Sensitivitätsanalyse der Variante 4.4 (Biomethan-BHKW mit Erdgas-Spitzenlastkessel)

7.3.2 Die CO₂- Bilanz der verschiedenen Varianten 4.x

Für die verschiedenen neuen Energieversorgungsvarianten wird zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit eine Bilanzierung der CO₂-Emissionen durchgeführt. Die CO₂-Äquivalente sind Tabelle 5, Kapitel 2.4.3, zu entnehmen. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 77 dargestellt.

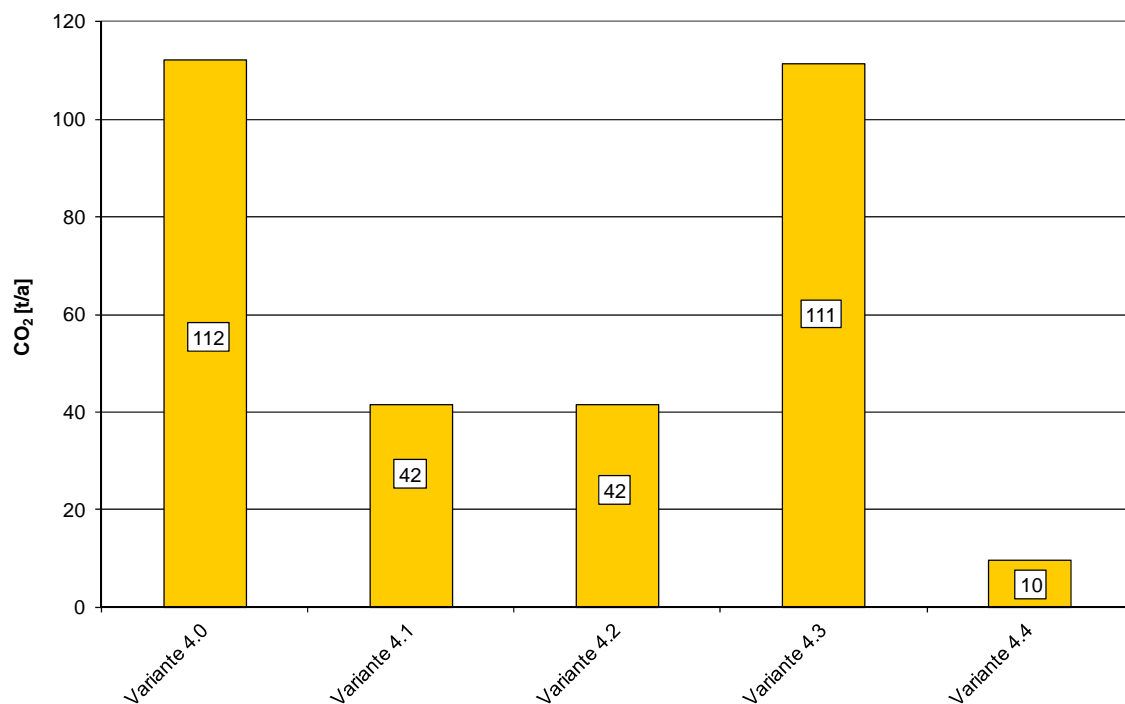


Abbildung 77: Die CO₂- Bilanz der Varianten 4.x

Variante 4.0	Variante 4.1	Variante 4.2	Variante 4.3	Variante 4.4
Erdgas-/Heizöl- kessel	Hackgutkessel Erdgaskessel	Pelletkessel Erdgaskessel	Heizöl- BHKW Erdgaskessel	Biomethan- BHKW Erdgaskessel

Bei den Varianten 4.0 und 4.3 ergeben sich die höchsten CO₂- Emissionen. Alle anderen Varianten weisen geringere CO₂- Emissionen auf. Variante 4.4 weist die beste CO₂-Bilanz auf. Dies ist insbesondere auf den Einsatz eines regenerativen Brennstoffes sowie der Stromgutschrift zurückzuführen.