

2. Projektstudie für ein Nahwärmeversorungskonzept im Markt Heimenkirch

-

„Betrachtungsraum Ortskern“



Erstellt von:
ratioplan GmbH
Wellheimer Strasse 34
91795 Dollnstein

Ansprechpartner: Martin Hajek, M.Eng.
Elias Bettrich, B.Eng.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
1 Ausgangssituation und Projektgegenstand	3
2 Vorgehensweise.....	5
3 Wärmenetzplan und Vergleichsbetrachtungen	5
4 Primärenergiebedarf und CO₂-Ausstoß	10
5 Investitionskosten, Betriebskosten und Förderungen	11
6 Wärmegestehungskosten und Wärmepreis	13
7 Diskussion der Varianten und Fazit für Realisierung	14
8 Abschlussbetrachtung und weiteres Vorgehen	15

1 Ausgangssituation und Projektgegenstand

Im Jahr 2017 wurde eine Projektstudie zum Vergleich von sechs möglichen Varianten zur Nahwärmeversorgung des Ortskerns unter gegebenen Prämissen angefertigt. Eine Übersicht der untersuchten Varianten und deren errechnete spezifische Wärmepreise, mit und ohne Berücksichtigung von Fördermitteln, in ct/kWh ist in Tabelle 1 gegeben.

Variante	Wärmeerzeugerstruktur u. Netzbetrieb	Wärmepreis [ct/kWh]
1	- Erdgas BHKW mit 70 kW _{el} und 109 kW _{th}	13,64
	- Erdgas Spitzenlastkessel mit 200 kW _{th}	12,11
2	- Hackschnitzel BHKW mit 50 kW _{el} und 110 kW _{th}	15,77
	- Hackschnitzel Spitzenlastkessel mit 250 kW	14,18
3	- Erdgas BHKW mit 140 kW _{el} und 212 kW _{th}	13,09
	- Erdgas Spitzenlastkessel mit 300 kW	11,70
4	- Hackschnitzel BHKW mit 2x 50 kW _{el} und 110 kW _{th}	15,12
	- Hackschnitzel Spitzenlastkessel mit 250 kW	13,53
5	Hochtemperatur:	10,43
	- (ohne dezent. Übergabestationen mit WP) - Hackschnitzel Kessel mit 2 x 250 kW	9,67
6	öffentliche Gebäude:	14,19
	--Erdgas BHKW mit 70 kW _{el} und 109 kW _{th} - Erdgas Spitzenlastkessel mit 200 kW	12,90

Tabelle 1: Übersicht der untersuchten Varianten in der Projektstudie von 2017

Trotz deutlichem Kostenvorteil soll in dieser Studie von der günstigsten Variante 4 des Hochtemperaturnetzes ohne dezentraler Übergabestationen abgesehen werden. Zur weiteren Untersuchung werden die beiden Varianten 3 und 4 aufgegriffen, welche sich auf den Betrieb eines BHKWs in Verbindung mit einem Spitzenlastkessel stützen, wobei einerseits mit Biomasse und andererseits mit Gas als Brennstoff gearbeitet wird.

Um eine eindeutige Trennung zwischen alter und neuer Studie zu garantieren wird im weiteren Verlauf die Nomenklatur der Varianten nach Buchstaben eingeführt.

Bestehend bleiben die gegebenen Rahmenbedingungen wie Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit des Nahwärmenetzes, sowie weitere, vom Markt Heimenkirch gesetzte Bedingungen. Darunter: Ein zusätzlicher Beitrag für die Umwelt, durch einen entsprechenden Anteil erneuerbarer Energien, eine realitätsnahe Betrachtung, Rücksicht auf die Interessen der Abnehmer und Gegebenheiten vor Ort.

Die Nutzung von potentieller Abwärme aus der angrenzenden Industrie wird auch in dieser Studie noch nicht in Betracht gezogen. Für den Betrieb des Nahwärmenetzes ist weiterhin die Frage des Betreibers seitens des Marktes zu diskutieren.

Der, gemeinsam mit dem Energieteam, festgelegte Betrachtungsraum von 19 Anschlussstellen mit einem angenäherten Jahreswärmebedarf von 1.147.810 kWh bleibt bestehen. Für die Heizzentrale wurde hinter dem Pfarrhof ein neuer Platz gefunden und für die Betrachtungen angenommen.

Zum detaillierten Nachlesen getroffener Annahmen und bereits ermittelter Ergebnisse wurde die Projektstudie von 2017 ergänzend als Anhang A angefügt.

2 Vorgehensweise

Alle Annahmen und Rahmenbedingungen aus der Studie von 2017 werden für diese Studie übernommen. Betrachtet werden zwei Wärmeversorgungsvarianten mit BHKW + Spitzenlastkessel in einem gleitenden Netz mit dezentralen Wärmepumpen.

Der Netzplan wird mit Rücksicht auf den neuen Standort der Heizzentrale überarbeitet und die neue Gesamtleitungslänge, sowie Leitungsverluste ermittelt. Unterschiedliche Leistungsgrößen von Holz- und Gas-BHKWs werden auf deren Kostenoptimum gegenübergestellt und eine Auswahl von jeweils einer Anlage getroffen. Auf die Installation einer Solarthermieanlage wird im Falle des Biomasse BHKWs zu Gunsten einer Photovoltaikanlage abgesehen. Die Verfügbarkeit von Fördermitteln wird nach aktuellem Stand untersucht und aufgelistet. Primärenergiefaktoren und CO₂-Intensität der Wärmeversorgungsvarianten werden berechnet und dem Status Quo gegenübergestellt.

Aktuelle Vergütungssätze nach EEG und KWKG, sowie diverse Fördersätze der KfW, des BAFA und TFZ werden herangezogen und Kosten für Investition und Betrieb werden auf Basis von Richtangeboten, Erfahrungswerten und Annäherungen ermittelt und eine Wärmepreisberechnung durchgeführt.

Die Ergebnisse beider Varianten werden diskutiert und gegenübergestellt. Abschließend werden weitere Maßnahmen und Handlungsempfehlungen aufgezählt.

3 Wärmenetzplan und Vergleichsbetrachtungen

Anhang B zeigt einen möglichen Wärmenetzverlauf mit den potentiellen Anschlussnehmern und unter Berücksichtigung des neuen Standortes der Heizzentrale. Die zugrundeliegenden Verbrauchsdaten sind, wie einleitend geschildert, der ersten Studie, im Anhang A, entnommen. Der mögliche Leitungsverlauf ist Rot und der neu gewählte Standort der Heizzentrale ist in Pink eingezeichnet. Der Zusammenschluss mit der Molkerei Hochland ist weiterhin außer Betrachtung.

Eine Liste aller Netzanschlüsse inkl. Wärmemengen, zugehöriger Stich- und Stranglängen ist im Anhang C gegeben und für beide, in dieser Studie betrachteten, Varianten identisch. Die maximalen, täglichen Leistungswerte, welche die Mindestanschlussleistung definieren, können, in Annäherung, von dem Jahresverbrauch der einzelnen Abnehmer abgeleitet werden. Basierend auf einem klimatisch charakteristischen Jahresgang und abzüglich des separat variierten Warmwasserbedarfs wird die Heizlast im Verhältnis zwischen Außen- und ge-

forderter Raumtemperatur über sogenannte Heizgradtage auf ein Jahr verteilt. Die Anschlussleistung ist sowohl für die Dimensionierung der Übergabestation wie auch für die Dimensionierung der Sticleitungen entscheidend. Die Gesamtrassen können dann anhand der Anschlusssummen unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten ausgelegt werden.

Unter genannten Bedingungen ergeben sich für den Netzverlauf folgende, in Tabelle 2 dargestellte, Kennwerte für das Wärmenetz:

Wärmebedarf	Leitungslänge	Wärmebedarfsdichte
1.147.810 kWh/a	792 m	1.449 kWh/a*m

Tabelle 2: Kennwerte des Nahwärmenetzes

Damit liegt die Wärmebedarfsdichte knapp unter der Bemessungsgrenze von 1,5 MWh/Tm*a, welche für eine Förderung durch das TFZ vorausgesetzt wird. Die Ergebnisse einer exemplarischen Vergleichsrechnung der Wärmeverluste bei verschiedenen Netzbetriebsweisen ist in Anhang D gegeben. Insgesamt liegen die Wärmeverluste über das Netz bei etwa 5,6 % in Bezug auf den Netzwärmebedarf und dabei nur ca. halb so hoch, wie bei einem Warmen Netz mit ganzjährig konstanter Vorlauftemperatur von 80°C.

Für die allgemeine Auslegung der Wärmeerzeuger sind zwei Werte von besonderer Relevanz. Die Maximallast, in der Regel am kältesten Tag mit dem entsprechend höchsten Heizbedarf und die Grundlast, bestehend aus dem Brauchwasserbedarf und Leitungsverlusten. Eine Übersicht des gesamten Wärme- und Stromlastgangs, bestehend aus Heizwärme-, Warmwasserbedarf, inkl. der Wärmeverluste ist in den Anhängen E und F gegeben. Die Mindestleistung richtet sich nach dem Maximalbedarf, welcher aus Redundanzgründen auch ohne BHKW-Einsatz, lediglich über die Heizkessel gedeckt werden kann. Für die BHKWs sind, bedingt durch die vergleichsweise hohen Investitionskosten, die Volllaststundenzahl und ein Betrieb am Leistungsoptimalen Punkt relevante Faktoren für einen wirtschaftlichen Einsatz.

Die dezentralen Wärmepumpen sind in allen Varianten gleich vorhanden und hängen von der Anzahl der Abnehmer ab, wobei von 19 Abnehmern ausgegangen wird. Generell wird die Wärmepumpe der Übergabestation auf ca. 1/3 der Heizlast des jeweiligen Gebäudes ausgelegt, da diese zu Spitzenlastzeiten im Winter inaktiv bleibt.

Für die Dachfläche der Heizzentrale wurde eine Solarthermie Anlage einer PV-Anlage gegenübergestellt.

Der Einsatz einer Solarthermieanlage wird wegen ihrer nicht steuerbarer Erzeugungszeiten üblicherweise zum Decken der Grundlast, bestehend aus Leitungsverlusten und Warmwasserbedarf, eingesetzt. Mit dieser Betriebsweise steht sie in Konkurrenz zum BHKW, welches zum Erreichen einer maximalen

Betriebsstundenanzahl im selben Einsatzgebiet angesiedelt ist. Im direkten Vergleich der Wärmepreise, unter aktuellen Rahmenbedingungen, fiel für beide Varianten die Wahl zu Gunsten der PV-Anlage, womit die Solarthermieanlagen im Folgenden nicht weiter berücksichtigt werden. Dieser Zustand hängt jedoch von der Konstellation diverser, kostenrelevanter Einflussparameter und auch der Energiepreisentwicklung ab und sollte zu späterem Zeitpunkt nochmals überprüft werden.

Bei der Variante A mit Holz-BHKW steht wegen dem benötigten Hackschnitzel-lager und der größeren Anlagentechnik deutlich mehr Dachfläche zur Verfügung. Für Variante A wird im Rahmen der Machbarkeitsstudie mit ca. 100 m² und bei Variante B, bei welcher mit einem Gas-BHKW gearbeitet wird, nur mit etwa 50 m² nutzbarer Dachfläche gerechnet. Bei einer tatsächlichen Umsetzung muss die Größe jedoch an die Gebäude- bzw. Dachmaße angepasst werden. Sofern sich andere, nahe Dachflächen zur Installation anbieten ist dies zu prüfen und für eventuell größere Flächen zu bewerten. Bei der Planung größerer PV-Anlagen sei angemerkt, dass bedingt durch die sinkenden EEG-Vergütungssätze für PV-Strom das größere Kostensenkungspotential im Eigenstromverbrauch liegt.

Für den Ortskern Heimenkirch ist eine maximal benötigte Leistung ca. 410 kW, in der Heizzentrale zu installieren und vorzuhalten. Im Vergleich zu alternativen Technologien erreichen Holzvergaseranlagen in der Regel einen wirtschaftlich vorteilhaften Betriebsbereich ab einer jährlichen volllaststundenzahl von etwa 7.500 VLH/a. Gas-BHKWs können wegen ihren geringeren Investitions- und Betriebskosten bereits bei niedrigeren Stundenzahlen wirtschaftlich vorteilhaft betrieben werden.

Bei beiden Varianten wird mit einer Kombination aus BHKWs und Heizkesseln gearbeitet. Bei Einsatz von Holz-BHKWs kommen auch Hackschnitzelkessel und bei Gas-BHKWs entsprechend Gaskesseln zum Einsatz.

Generell besteht der größte ökonomische und ökologische Nutzen beim BHKW beim Eigenstromverbrauch, auf Grund der Economy of Scales stellten sich die leistungsstärkeren Anlagen im direkten Kostenvergleich aber trotz höherem Stromverkauf ans Netz als wirtschaftlicher heraus. Eine Übersicht zum Verhältnis zwischen Eigenstromdeckung aus BHKW und PV Erzeugung und Bedarf, basierend auf Tageswerten ist in Tabelle 3 gegeben.

Variante	Bedarf minus Erzeugung [kWh/a]	Deckung Eigenbedarf [%]	Verkauf BHKW Überstrom [%]	Verkauf PV Überschussstrom [%]
A	-349.258	100	74,37	90,37
B	-579.072	99,47	83,67	56,23

Tabelle 3: Verhältnis Stromerzeugung zu Bedarf nach Tageswerten

Bei Betrachtung der Prozentangaben ist zu berücksichtigen, dass die BHKWs wärmegeführt betrieben werden und auf die PV-Erzeugung kein Einfluss genommen werden kann.

Unter Berücksichtigung der Einhaltung benannter Kennwerte werden für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung folgende Varianten, wie in Tabelle 4 zusammengefasst, untersucht:

Variante	Wärmeerzeugerstruktur u. Netzbetrieb
A	<ul style="list-style-type: none"> - Hackschnitzel BHKW mit 68 kW_{el} und 123 kW_{th} - 2 stk. Hackschnitzel Spitzenlastkessel mit jeweils 250 kW_{th} - Zentrale PV-Anlage mit 100 m² Modulfläche und 19,2 kWp
B	<ul style="list-style-type: none"> - Erdgas BHKW mit 140 kW_{el} und 212 kW_{th} - Erdgas Spitzenlastkesselkaskade mit 2 x 186 kW_{th} - Zentrale PV-Anlage mit 50 m² Modulfläche und 9,6 kWp

Tabelle 4: Übersicht der neu untersuchten Varianten A und B

Variante A:

Als Biomasse-BHKW wird ein Spanner HKA-70 untersucht. Zur Anlage gehört auch eine Trocknung, für welche eine beachtliche Wärmemenge in Höhe von 40 % der Gesamtwärmeerzeugung, sowie eine elektrische Leistung für Lüfter mit 1 kW_{el} berücksichtigt werden muss.

Die Skalierung der Hackschnitzelkessel mit 250 kW führt zu einer Betriebszeit von 2.318 bzw. 384 VLH. Damit wäre einer der beiden Kessel auch Förderbar nach TFZ CO₂ Einsparung, wofür bei bivalenten Anlagen eine Mindestbetriebszeit von 2.000 VLH pro Jahr vorgeschrieben werden. Die tatsächliche Betriebszeit hängt im Endeffekt von der programmierten Nutzung des Pufferspeichers und hierbei auch von dessen verfügbarer Speicherkapazität ab. Grundsätzlich sind aus wirtschaftlichen Aspekten eine maximale Betriebszeit des BHKWs als erste Priorität und danach die Vermeidung von kurzen Betriebsphasen der Kessel anzustreben.

Heizzentrale und Hackschnitzellager bieten Dachfläche für eine Photovoltaikanlage mit 19,2 kWp.

Variante B:

Das Gas-BHKW CE-140N von Bosch Buderus hat eine Leistung von 140 kW_{el} und 212 kW_{th}. In dieser Dimensionierung leistet es einen Wärmedeckungsbeitrag von über 90 %. Als Spitzenlastkessel kommt eine Kaskade mit einer Nennwärmeleistung von zwei Mal 186 kW_{th} zum Einsatz. Gemeinsam mit den Wärmepumpen kann der gesamte Wärmebedarf damit, im Bedarfsfall, zu jeder Zeit, auch ohne dem BHKW gedeckt werden.

Bei beiden Varianten kommt ein Pufferspeicher zum Einsatz. Die vom Speicher erbrachten Dienste umfassen unter anderem die Entkoppelung von Erzeugerleistung und Wärmebedarf, z.B. in Form eines Ausgleichs von Bedarfsspitzen und optimiertem Betrieb der Erzeugeranlagen. Der als Schichtenspeicher vorgesehene Speicher ist mit einem Volumen von 25 m³ in Hinblick auf eine minimale Autarkie von 2,5 h, entsprechend einer durchschnittlichen Autarkie von 7 h, sowohl als in Bezug auf Mindestvorschriften für Fördermittelzuschüsse ausgelegt. Eine umfassendere Erläuterung der Vorteile eines Speicherbetriebs kann in der Vorstudie im Anhang A nachgelesen werden. Generell bringen größere Speicherkapazitäten mehr erzeugerseitige Flexibilität und Versorgungssicherheit für die Verbraucher.

Die Wärmeerzeugungsanteile beider Varianten ist im Anhang G gegeben. Die auftretenden Verluste sind in den Berechnungen berücksichtigt, sodass die gesamt zu erzeugende Energiemenge, Nutzwärmebedarf und Verluste, als 100 % angesetzt ist. Die Berechnungen dienen als Anhaltspunkt und als Einschätzung der Größenordnung und können im realen Betrieb abweichen.

Der Wärmelastgang wurde anhand eines durchschnittlichen Referenzjahres berechnet, der tägliche WW-Bedarf wurde anhand einer üblichen Jahreszeitverteilung aufgestellt. Für den WW-Bedarf wurde mit 2 Personen pro Anschlussstelle und einem Jährlichem Energiebedarf von 955 kWh/Person gerechnet. Entsprechend des Nutzerverhaltens unterliegt der Warmwasserbedarf einer jahreszeitlichen Schwankung und wurde hierfür mit einer Varianz von knapp 50% zwischen kältestem und wärmstem Monat versehen.

4 Primärenergiebedarf und CO₂-Ausstoß

Im Anhang H sind Primärenergiebedarf und CO₂-Ausstoß beider Varianten und der Ausgangssituation unter Annahme von Gas- bzw. Ölkesseln dargestellt. Bezugsgröße ist jeweils der Nutzwärmebedarf des jeweiligen Betrachtungsraums. Ebenso ist die Erzeugung von CO₂ eine direkte Konsequenz genannter Kriterien und eine wichtige Entscheidungsgrundlage für zeitgemäße Energieversorgungsanlagen im Interesse unseres Lebensraumes.

Die, im direkten Vergleich zur Status Quo Annahme, durchaus positive Bilanz in Variante B, trotz gleichermaßen Einsatz von fossilem Brennstoff, ist positiven Anrechnung des erzeugten BHKW-Strom zu verdanken. Dieser geht bei der Berechnung des Primärenergiefaktors mit negativem Vorzeichen in die Rechnung mit ein, wobei von einer theoretischen Erzeugerverdrängung alter Braunkohlekraftwerke ausgegangen wird.

Die überschlägige Berechnung ist anhand der Tabellenwerte nach der DIN 18599-1 erfolgt. Strombezüge aus der PV-Anlage können nach Vorschrift in diese Berechnung nicht einfließen, tragen jedoch in selbem Maße zu einer verbesserten Ökobilanz der Gesamtanlage bei.

Deutlich zu erkennen ist, die direkte Abhängigkeit des Primärenergiebedarfs vom Energieträger. Bei Variante A, mit Biomasse, wird trotz geringerem BHKW-Stromanteil ein deutlich besserer Wert erzielt. Negative Faktoren sind nicht zulässig, demnach bekommen die Variante den Faktor „Null“ ausgestellt. Das trotzdem positive Abschneiden von Variante B gegenüber dem Ist-Zustand, ist hauptsächlich der KWK-Anlage zu verdanken.

An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die Nutzung von Biomasse erhöhten Betreuungsaufwand bzw. Personalaufwand mit sich bringt. Insbesondere der Betrieb von Holzvergaseranlagen mit hohem Bedarf an Volllaststunden verlangt nach intensiver Betreuung und ständiger Bereitschaft von entsprechend fähigem Personal mit Hands-on Mentalität.

5 Investitionskosten, Betriebskosten und Förderungen

Die entsprechenden Investitionskosten beider Varianten jeweils mit und ohne Berücksichtigung von Fördermitteln, ohne MwSt., sind in Anhang I gegeben. Die jeweiligen Preise beruhen auf Angeboten mit Richtpreisen, Erfahrungswerten und Abschätzungen.

Die Investitionskostenschätzung wurde anhand von Erfahrungswerten und aktuellen Vergleichsprojekten erstellt. Sie basiert nahezu vollständig auf den aktuell getroffenen Annahmen und birgt mitunter großes Optimierungspotential.

Sie setzen sich unabhängig von der Variante aus 6 großen Kostenblöcken zusammen, die bei der Betrachtung wiederum in einzelne Positionen untergliedert wurden:

- Wärmeerzeuger
- Heizzentrale – Gebäudekosten + Erschließung der Schnittstellen (z.B. Strom- oder Erdgasanschluss)
- Weitere Komponenten – Heizzentrale (z.B. Anlagentechnik, MSR)
- Verteilungsnetz (und Übergabestationen)
- Sonstiges (z.B. Planungskosten, Unvorhergesehenes)
- Förderungen

Weiterhin wird von 1,5 % Zinsen ausgegangen, der tatsächliche Finanzierungszins hängt jedoch sehr stark vom Betreiber des Nahwärmenetzes ab.

Wie in der letzten Studie, Anhang A, bereits hingewiesen, können die Fördermittel einen beachtlichen Beitrag zur Investitionskostensenkung leisten, da eine Gewährung von Zuschüssen aber ungewiss ist sollte die Wirtschaftlichkeit auch ohne Fördermittel gegeben sein.

Eine Übersicht der jeweiligen jährlichen Betriebskosten bietet Anhang J. Diese laufenden Kosten beinhalten z.B.:

- Personalaufwand für Abrechnungen, Verwaltung, Anlagenüberwachung oder Pflege der Heizzentrale
- Wartungs- und Instandhaltungskosten der einzelnen Wärmeerzeuger in Form von konkreten Wartungsverträgen
- Kalkulierte Kosten für evtl. anfallende Reparaturen an weiteren Anlagenkomponenten

Die jährlichen Kosten sind gemittelt über eine Betriebszeit von 20 Jahren. Die Wartungsverträge der BHKW sehen eine Generalüberholung mit Motortausch vor, sodass die BHKW diesen Zeitraum überstehen.

Für das entwickelte Konzept in Heimenkirch sind Förderungen durch KfW und BAFA möglich. Eine Förderung durch das TFZ wird durch die verringerte Wärmebedarfsdichte zwar theoretisch knapp verpasst, da die genauen Wärmebedarfsmengen jedoch noch nicht vorliegen wurde die Fördersumme in der Investitionskostenberechnung „mit Förderung“ mit aufgenommen. Die jeweiligen Förderungen der einzelnen Varianten können den Investitionskostenaufstellungen im Anhang I entnommen werden. Dort sind die Fördertöpfe einzeln aufgeführt, kurz erläutert und die zu erwartende Förderhöhe aufgelistet. Umfassendere Informationen zu Förderungen wurden bereits in der letzten Studie gegeben und können in Anhang A nachgelesen werden. An dieser Stelle soll nochmals an die rechtzeitige Beantragung von Fördergeldern hingewiesen werden.

Generell wurden alle Kosten netto, ohne MwSt. betrachtet. In den anfänglichen Investitionskosten sind keine möglichen Synergien die im Zuge der Ortskern-Erneuerung, z. B. Teilung der Kosten für Tiefbau, entstehen können berücksichtigt.

6 Wärmegestehungskosten und Wärmepreis

Die Wärmegestehungskosten beschreiben die Kosten, die bei der Erzeugung und Verteilung einer kWh Wärme entstehen und beinhalten dabei auch die Verteilungsverluste im Wärmenetz. Im Detail werden daher alle jährlich laufenden Kosten durch die jährliche Verkaufs- bzw. Wärmebedarfsmenge geteilt. Der daraus errechnete Preis dient lediglich der Selbstkostendeckung und beinhaltet keine eventuellen Renditen des Betreibers.

Die vollständige Wärmegestehungskostenberechnung, mit und ohne Berücksichtigung der möglichen Förderungen, sowie die eingesetzten Energiepreise, sind in Anhang K zusammengefasst.

EEG Vergütung beim HKA-70 und KWKG Förderung für 2x 30.000VBH (Erstinvestition und Ersatzinvestition in neues BHKW) beim Gas-BHKW. Annahme eines mittleren Vergütungssatzes mit Rücksicht auf variable Fördersätze für Netzeinspeisung und Eigenverbrauch in unterschiedlichen Leistungsklassen, sowie Ausfall der Förderung jenseits der 30.000 VBH.

Als Brennstoff- und Stromkosten sind der lokale Gas- und Stromtarif der SW Lindau und Hackschnitzelkosten basierend auf Angaben von C.A.R.M.E.N. e.V. angesetzt. Beim Stromverbrauch in Heizzentrale und Übergabestationen wird ein tagesbilanzieller Eigenstromverbrauch aus dem BHKW bzw. der PV-Anlage berücksichtigt, das Stromdefizit wird vom Netz bezogen, der Überschussstrom eingespeist. Das Biomasse-BHKW, Variante A, wird nach EEG vergütet, für das Gas-BHKW, Variante B, wird eine Förderung nach KWKG für zwei mal 30.000 VBH (Neuanlage und nach dem BHKW Austausch/Generalüberholung) über 20 Jahre angerechnet.

7 Diskussion der Varianten und Fazit für Realisierung

Die Wärmebedarfsdichte des betrachteten Nahwärmenetzes wird durch die zusätzliche Trassenlänge, gemäß neuem Standort der Heizzentrale, geringfügig nach unten korrigiert und liegt bei 1.449 kWh pro Jahr und Trassenmeter.

Im Vergleich zum Status Quo bieten beide Varianten einen Vorteil bzgl. Primärenergieeinsatz und CO₂-Erzeugung. Auch bieten beide Varianten eine umsetzbare Lösung zur Wärmeversorgung über ein gleitendes Wärmenetz mit dezentralen Übergabestationen und der damit verbundenen Versorgungssicherheit und Flexibilität. Die Wirtschaftlichkeit könnte dabei durch erhöhten Eigenstromverbrauch noch verbessert werden, da die Differenz zwischen Netzbezugsstromkosten und Einspeisevergütung größer als die Einspeisevergütung selbst ist. Demnach ist es empfehlenswert den direkten Anschluss weiterer Stromverbraucher im weiteren Projektverlauf zu untersuchen.

Für sich und im direkten Vergleich können für beide Varianten folgende Für und Wider aufgezählt werden.

Variante A: Holzvergaser

- Vorteile:
 - Hohe Preisstabilität
 - Größte Primärenergieeinsparung
 - Abgesehen vom Netzbezugsstrom ausschließlicher Einsatz Erneuerbarer Energien durch Biomasse und dezentrale Wärmepumpen
 - EEG Einspeisung des Überstroms über 20 Jahre möglich
 - I.d.R. gute Akzeptanz bei der Bevölkerung
- Nachteile:
 - Höhere Investition
 - Zunächst deutlich höhere Wärmegestehungskosten
 - Platzbedarf der Heizzentrale größer
 - Zusätzlicher Platzbedarf für Hackschnitzzellager
 - Größerer Betreuungsaufwand bei der Wärmeerzeugung
 - Staub und Geräuschemissionen möglich

Variante B: Gas-BHKW

- Vorteile:
 - Günstigere Wärmegestehungskosten

- Weniger Platzbedarf der Heizzentrale
- Geringer Betreuungsaufwand bei der Erzeugung
- Nachteile:
 - Geringere Primärenergieeinsparung
 - Einsatz fossiler Energieträger
 - Schlechtere Preisstabilität
 - Förderung auf 2 x 30.000 VBH beschränkt
 - Akzeptanz bei der Bevölkerung ggf. nur schwer erreichbar

Welche Variante für die Umsetzung am geeignetsten ist, hängt wiederum von den Prioritäten des Betreibers bzw. den Wünschen der Bevölkerung ab.

Generell kann man sagen, dass durch die Kombination aus Erdgas oder Hack-schnitzel Erzeugung und dezentrale Wärmepumpen die meisten Interessen und Anforderungen des Marktes hinsichtlich Ökonomie umgesetzt werden können, wobei der ökologische Aspekt bei der Variante B durch den Einsatz von Biogas deutlich angehoben werden kann.

Synergiepotentiale wie z. B. günstigere Zinsen oder Teilung von Tiefbaukosten konnten für die Studie nicht berücksichtigt werden.

8 Abschlussbetrachtung und weiteres Vorgehen

Mit diesem Dokument wird die zweite Machbarkeitsstudie über ein Nahwärme-konzept für den Markt Heimenkirch „Betrachtungsraum Ortskern“ abgeschlos-sen.

Es wird abschließend empfohlen:

- Diskussion über möglichen Betreiber
- Mögliche Synergien identifizieren, bewerten und ggf. in eine fixierte Rea-lisierungsvariante einbeziehen
- Plausibilisierung der Verbrauchswerte der potentiellen Anschulsteil-nehmer.
- Weitere Anstrengungen zur Identifikation einer nutzbaren Abwärmequelle