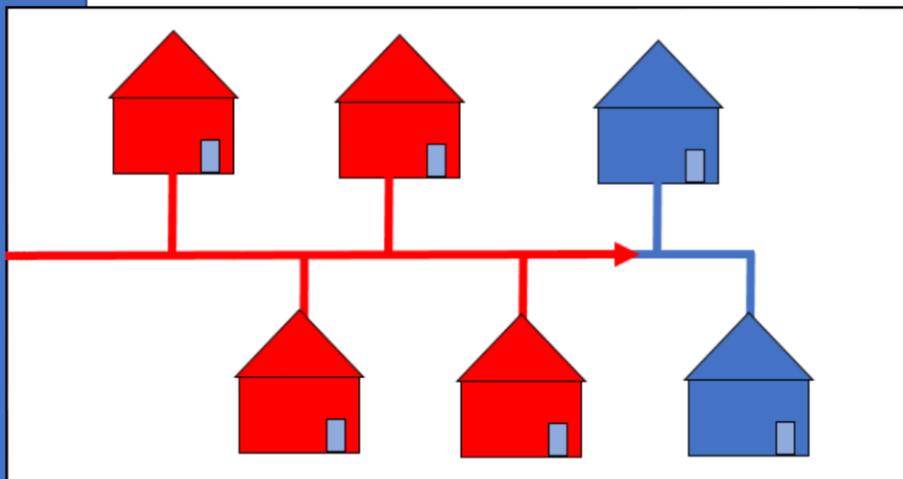


Wärmenetz Ladbergen Machbarkeitsstudie



Erstellt von:

IngenieurNetzwerk Energie eG
Charlottenburger Ring 16
49186 Bad Iburg

Wärmenetz Ladbergen

Untersuchung von verschiedenen
Varianten zur Wärmeversorgung in
Ladbergen

Machbarkeitsstudie

Auftraggeber:

Gemeinde Ladbergen
Jahnstraße 5
49549 Ladbergen

Auftragnehmer:

IngenieurNetzwerk Energie eG
Charlottenburger Ring 16
49186 Bad Iburg

Bearbeiter:

Christoph Runden, M. Sc.

Bad Iburg, 08.10.2018

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung der Ergebnisse.....	1
2. Projektbeschreibung Wärmenetz.....	2
2.1. Lageplan.....	4
2.2. Mögliche Wärmeabnehmer	5
2.3. Variante 1: Bestandsgebiet mit BHKW.....	6
2.3.1. Bedarf und Lastgang V1	7
2.5. Variante 2: Bestandsgebiet über Biogasanlage.....	8
2.5.1. Bedarf und Lastgang V2	10
2.6. Variante 3: Erweiterung Bestandsnetz	11
2.6.1. Bedarf und Lastgang V3	12
2.7. Variante 4: Abwärmenutzung im Gewerbegebiet	13
2.7.1. Bedarf und Lastgang V4	14
3. Wirtschaftlichkeit für den Betreiber.....	16
3.1. Investitionskosten	16
3.2. Instandsetzungs- und Kapitalkosten.....	17
3.3. Bedarfs- und Betriebsgebundene, sonstige Kosten.....	18
3.4. Jahreseinnahmen	20
3.5. Finanzierung	21
3.6. Bilanzierung	22
4. Wirtschaftlichkeit für den Endkunden.....	23
5. Stromkonzepte.....	24
5.1. Elektromobilität.....	24
5.2. Photovoltaik	26
5.3. Stromspeicher	28
6. Smarthome.....	30
7. Power to Gas	33
8. Power to Heat	38
9. Das Genossenschaftsmodell.....	41
10. Fördermöglichkeiten.....	42
11. Weitere Schritte zur Umsetzung des Wärmenetzes	44
12. Abbildungsverzeichnis	45
13. Tabellenverzeichnis.....	45

14.	Anlagen	46
14.1.	Lageplan (groß)	46
14.2.	Wärmeliefervertrag (Muster)	46
14.3.	Wirtschaftlichkeit	46

1. Zusammenfassung der Ergebnisse

Von den betrachteten Varianten zur Wärmeversorgung des Bestandsgebietes haben sich folgende Varianten als am wirtschaftlichsten erwiesen:

Variante 1:

Wärmeversorgung durch:

BHKW + Spitzenlastkessel

Variante 3:

Wärmeversorgung durch:

Bestands Pelletkessel + Spitzenlastkessel

Bilanzierung:

Zusammenfassung

	1.Variante	3.Variante
	Bestandsgebiet über BHKW	Erweiterung Bestandsnetz
Jahresausgaben		
kapitalgebundene Kosten	89.894 €	71.179 €
kapitalgebundene Kosten unter Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge	59.798 €	37.941 €
bedarfsgebundene Kosten (Energiekosten)	124.932 €	107.149 €
betriebsgebundene Kosten (Betriebsführung+Instandhaltung)	32.306 €	19.776 €
sonstige Kosten	7.634 €	7.380 €
Jahresausgaben gesamt	224.669 €	172.246 €
Jahreseinnahmen		
Einnahmen durch Wärmeverkauf	117.584 €	130.356 €
Einnahmen durch Stromeinspeisung	118.907 €	35.390 €
Energiesteuerrückerstattung	17.682 €	6.295 €
Einsparung Eigenstromnutzung	0 €	13.547 €
Jahreseinnahmen gesamt	254.173 €	185.588 €
Einnahmen - Ausgaben (Überschuss)	29.504 €	13.342 €

Eine Umsetzung einer der Varianten 1 würde jährlich einen Überschuss von 29.500 €/a erwirtschaften. Die Variante 3 ist ebenfalls mit 13.300 €/a wirtschaftlich.

2. Projektbeschreibung Wärmenetz

In der Gemeinde Ladbergen soll ein Wärmenetz mit einer zentralen Wärmeherzeugung entstehen. Dabei sollen einige Gebäude im südlichen Teil von Ladbergen an das Wärmenetz angeschlossen werden.

Als Wärmequelle wurden verschiedene Konzepte betrachtet und auf Wirtschaftlichkeit hin geprüft.

Die Abbildung 1 zeigt das mögliche Gebiet für das Wärmenetz.

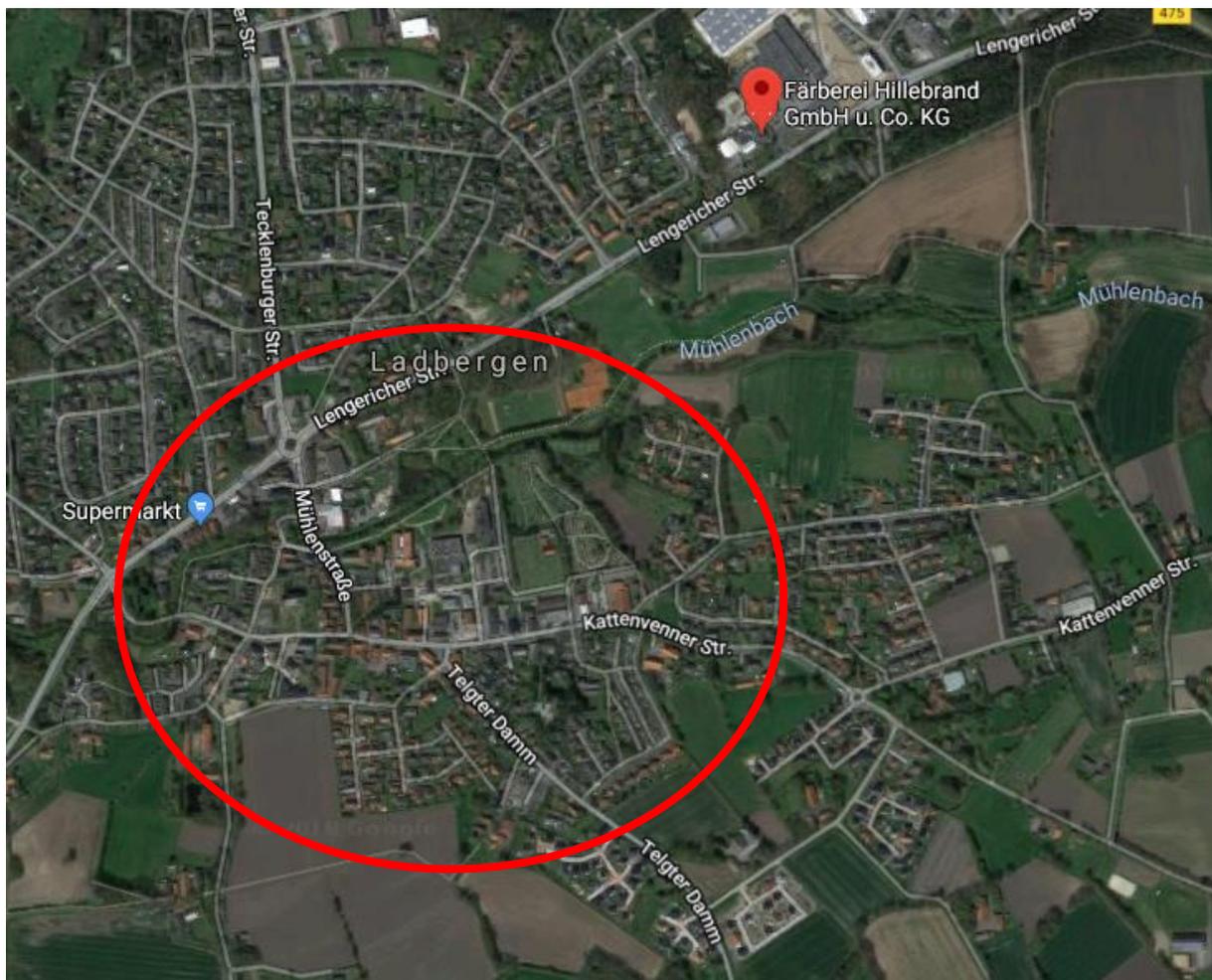


Abbildung 1: Betrachtetes mögliches Versorgungsgebiet

Das folgende Schema zeigt ein mögliches Konzept zum Betrieb des Wärmenetzes:

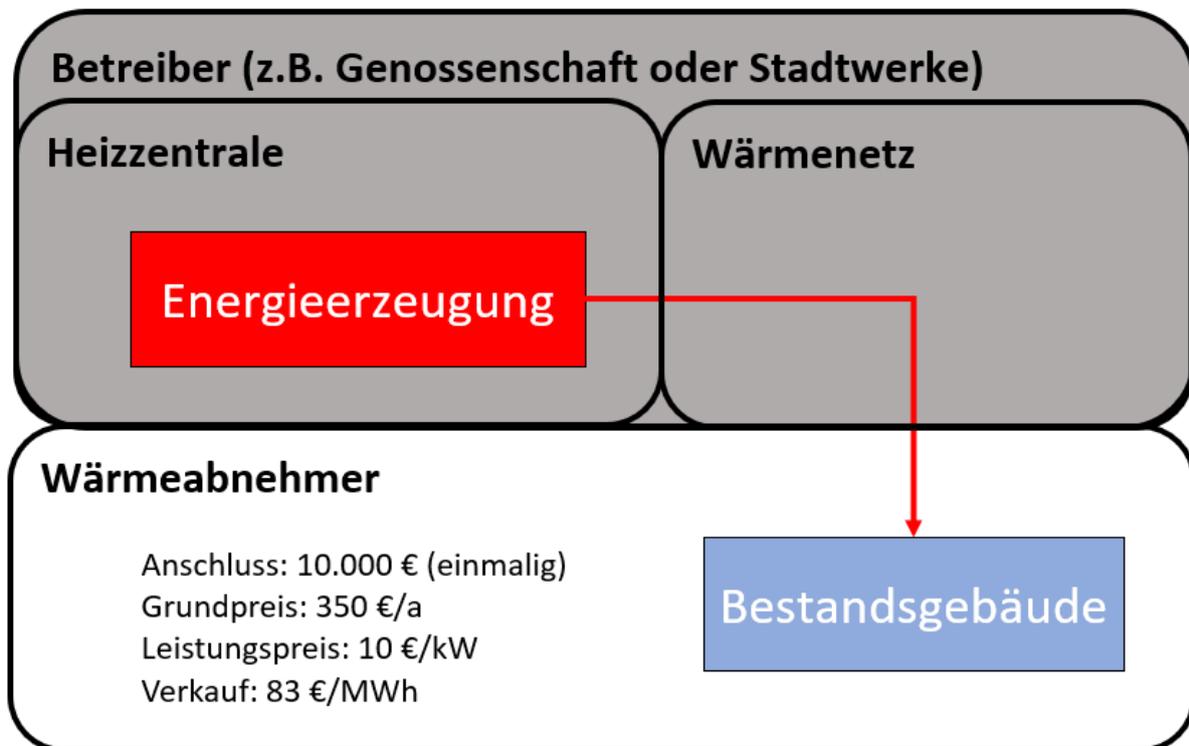


Abbildung 2: vereinfachtes Betriebsschema des Wärmenetzes

Die IngenieurNetzwerk Energie eG wurde damit beauftragt verschiedene Varianten für die Erweiterung des Wärmenetzes zu entwickeln und auf Wirtschaftlichkeit hin zu prüfen.

In den folgenden Kapiteln wird das gesamte Projekt vorgestellt und die verschiedenen Varianten zur Wärmeversorgung beschrieben:

Tabelle 1: Darstellung der betrachteten Varianten

	1. Variante	2. Variante	3. Variante	4. Variante
Wärmeabnehmer	Bestandsgebiet	Bestandsgebiet	Bestandsgebiet	Bestandsgebiet
Hauptversorgung	BHKW	Wärmeeinkauf (BGA)	HSK Bestand + BHKW	Abwärme mit Wärmepumpe
Spitzenlast	Gaskessel		Gaskessel	Gaskessel
Speicher	10 m ³		10 m ³	10 m ³

2.1. Lageplan



Abbildung 3: Lageplan mit den möglichen Trassenverläufen des Wärmenetzes

Auf dem Lageplan sind in Rot die möglichen Trassenverläufe eingezeichnet. Zwischen der Grundschule und der Sporthalle 2+3 gibt es bereits eine Wärmetrasse. Diese ist in Orange im Plan kenntlich gemacht.

2.2. Mögliche Wärmeabnehmer

Als mögliche Wärmeabnehmer wurden einige Gebäude mit kommunalen und kirchlichen Trägern, sowie einzelne gewerbliche Gebäude betrachtet:

Tabelle 2: betrachtete Wärmeabnehmer

Nummer	Beschreibung	Weitere Anschlussnehmer		Nutzwärmebedarf [MWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Anschlussleistung [kW]
		Wärmetarif [bitte wählen]	Menge Brennwert [kWh]			
1	Rathaus, VHS, Kita	1. Standardtarif	295.432	256	1100	233
2	Grundschule und Ganztagschule	1. Standardtarif	208.000	171	1100	155
3	Sporthalle 2 und 3, JUZ	1. Standardtarif	396.498	326	1100	296
4	Sporthalle 1	1. Standardtarif	104.497	99	1100	90
5	Seniorentreff, Kita	1. Standardtarif	148.516	122	1100	111
6	Seniorenstübchen	1. Standardtarif	9.899	8	1100	7
7	Touristik	1. Standardtarif	43.103	29	1100	27
8	Flüchtlingsheim 1 (gemietet von KG)	1. Standardtarif		0	1100	0
9	Flüchtlingsheim 2 (gemietet von KG)	1. Standardtarif	143.962	118	1100	107
10	Ev. Kirche	1. Standardtarif	50.000	41	1100	37
11	Kreissparkasse Steinfurt	1. Standardtarif	35.000	29	1100	26
12	VR-Bank Steinfurt	1. Standardtarif	35.000	29	1100	26
13	Seniorenheim Haus Widum gGmbH	1. Standardtarif	25.000	21	1100	19
14	Seniorenheim / betreutes Wohnen	1. Standardtarif	25.000	21	1100	19
15	Autohaus	1. Standardtarif	25.000	21	1100	19
16	Ev. Kindergarten	1. Standardtarif	29.500	24	1100	22
17	Ev. Gemeindehaus	1. Standardtarif	15.000	12	1100	11
18	Wohnen 50plus	1. Standardtarif	15.000	12	1100	11

Die Wärmeverbräuche sind aus dem Jahr 2017.

Die rot hinterlegten Werte beruhen auf Erfahrungswerten.

2.3. Variante 1: Bestandsgebiet mit BHKW

In der Variante 1 wird das südliche Bestandsgebiet in Ladbergen als Wärmeabnehmer betrachtet.

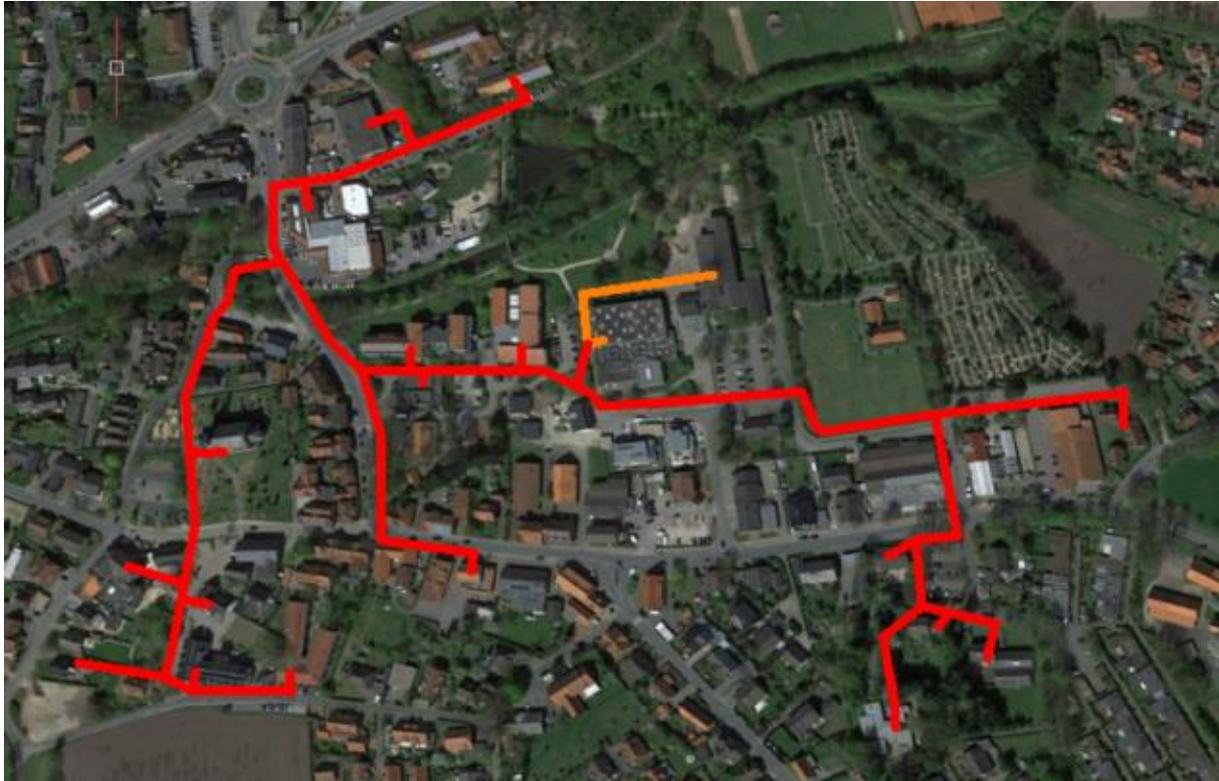


Abbildung 4: Variante 1, Bestandsgebiet (mögliche Trassenführung)

Für das Wärmenetz kommen folgende Trassenlängen und Kennwerte zustande:

Haupttrasse	m	1500
Hausanschlüsse	m	360
Trassenlänge gesamt	m	1860
Entfernung zum letzten Wärmeabnehmer	m	800
Verlustleistung Fernwärmenetz	kW	45
Jahreswärmeverluste	MWh/a	391
Anteil Rohrleitungsverluste auf Abnahme	[%]	29%
Anteil Rohrleitungsverluste auf Einspeisung	[%]	23%
Wärmebelegung	MWh/m	0,93

2.3.1. Bedarf und Lastgang V1

Der Wärmebedarf wurde auf Grundlage von den Verbräuchen des letzten Jahres und Erfahrungswerten zusammengestellt:

Anschlussleistung Gesamt	kW	896
Summe Wärmebedarf ohne Rohrleitungsverluste	MWh/a	1339
Summe Wärmebedarf mit Rohrleitungsverluste	MWh/a	1730

Der Lastgang über ein Jahr setzt sich folgendermaßen zusammen:

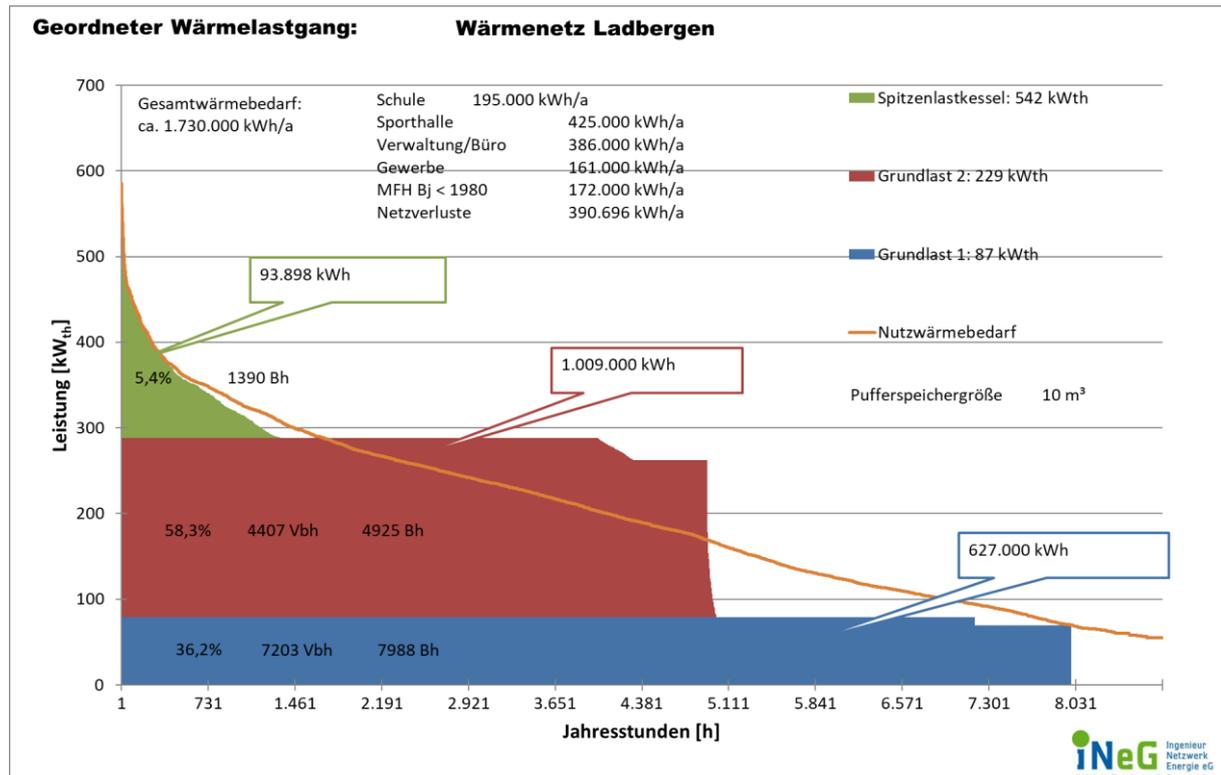


Abbildung 5: Variante 1, Lastgang

Folgende Werte lassen sich mit dem Lastgang ermitteln:

BHKW 1: 87 kW thermisch und 50 kW elektrisch

BHKW 2: 229 kW thermisch und 150 kW elektrisch

Spitzenlast: 550 kW

2.5. Variante 2: Bestandsgebiet über Biogasanlage

In Variante 2 wird das Bestandsgebiet wie in Variante 1 betrachtet.

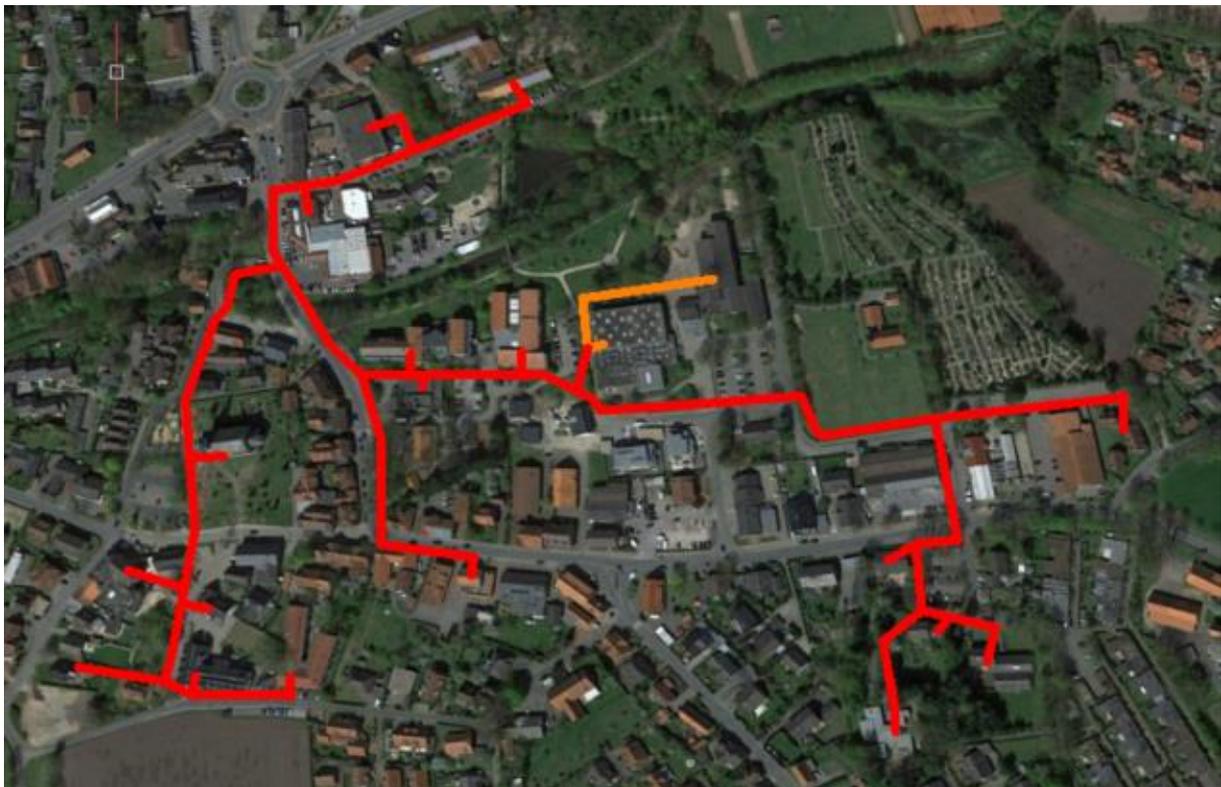


Abbildung 6: Variante 2, Bestandsgebiet (mögliche Trassenführung)

Die Wärme wird von der Biogasanlage (Abbildung 7) eingekauft und ins Wärmenetz eingespeist.



Abbildung 7: Lage der Biogasanlage zum Wärmenetz

Für das Wärmenetz kommen folgende Trassenlängen und Kennwerte zustande:

Haupttrasse	m	4000
Hausanschlüsse	m	360
Trassenlänge gesamt	m	4360
Entfernung zum letzten Wärmeabnehmer	m	800
Verlustleistung Fernwärmenetz	kW	105
Jahreswärmeverluste	MWh/a	917
Anteil Rohrleitungsverluste auf Abnahme	[%]	68%
Anteil Rohrleitungsverluste auf Einspeisung	[%]	41%
Wärmebelegung	MWh/m	0,52

2.5.1. Bedarf und Lastgang V2

Der Wärmebedarf wurde auf Grundlage von den Verbräuchen des letzten Jahres und Erfahrungswerten zusammengestellt:

Anschlussleistung Gesamt	kW	956
Summe Wärmebedarf ohne Rohrleitungsverluste	MWh/a	1339
Summe Wärmebedarf mit Rohrleitungsverluste	MWh/a	2255

Der Lastgang über ein Jahr setzt sich folgendermaßen zusammen:

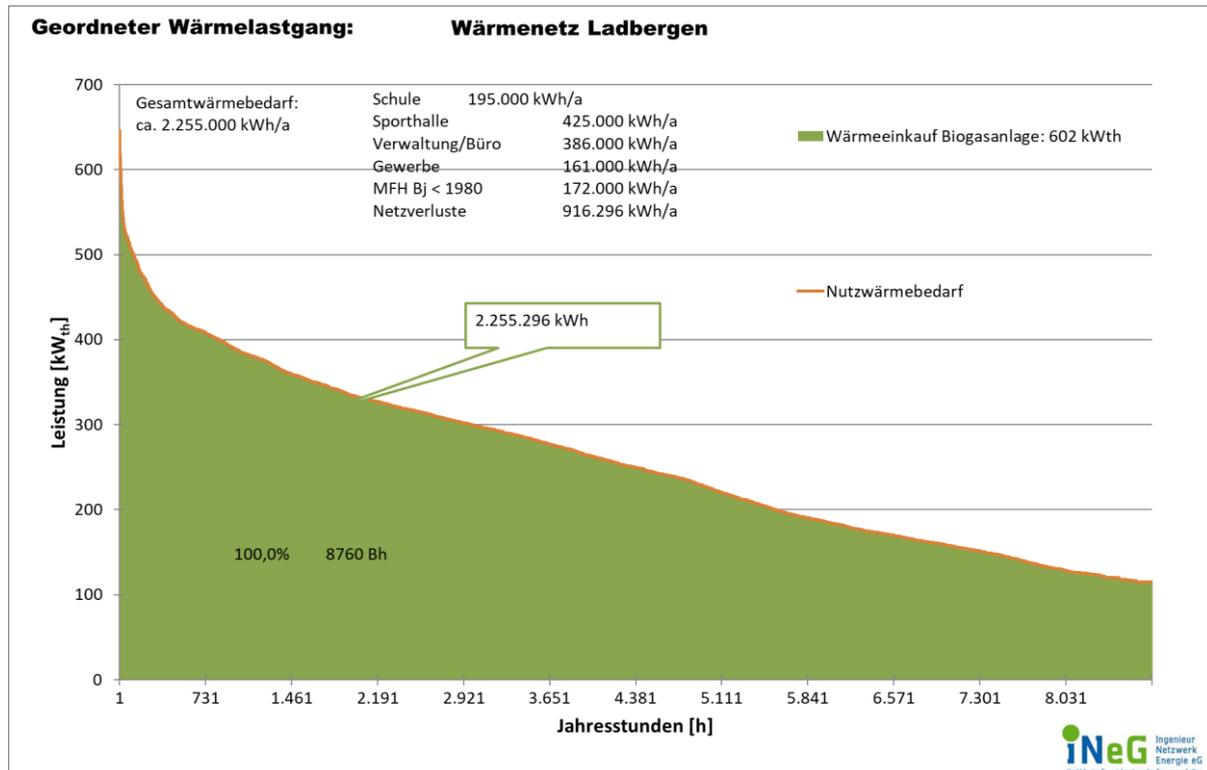


Abbildung 8: Variante 2, Lastgang

Anhand des Lastganges kann u.a. der max. Wärmeeinkauf bestimmt werden:

Max. Leistung Biogasanlage: 600 kW

2.6. Variante 3: Erweiterung Bestandsnetz

In Variante 3 wird das Bestandsgebiet wie in Variante 1 betrachtet.

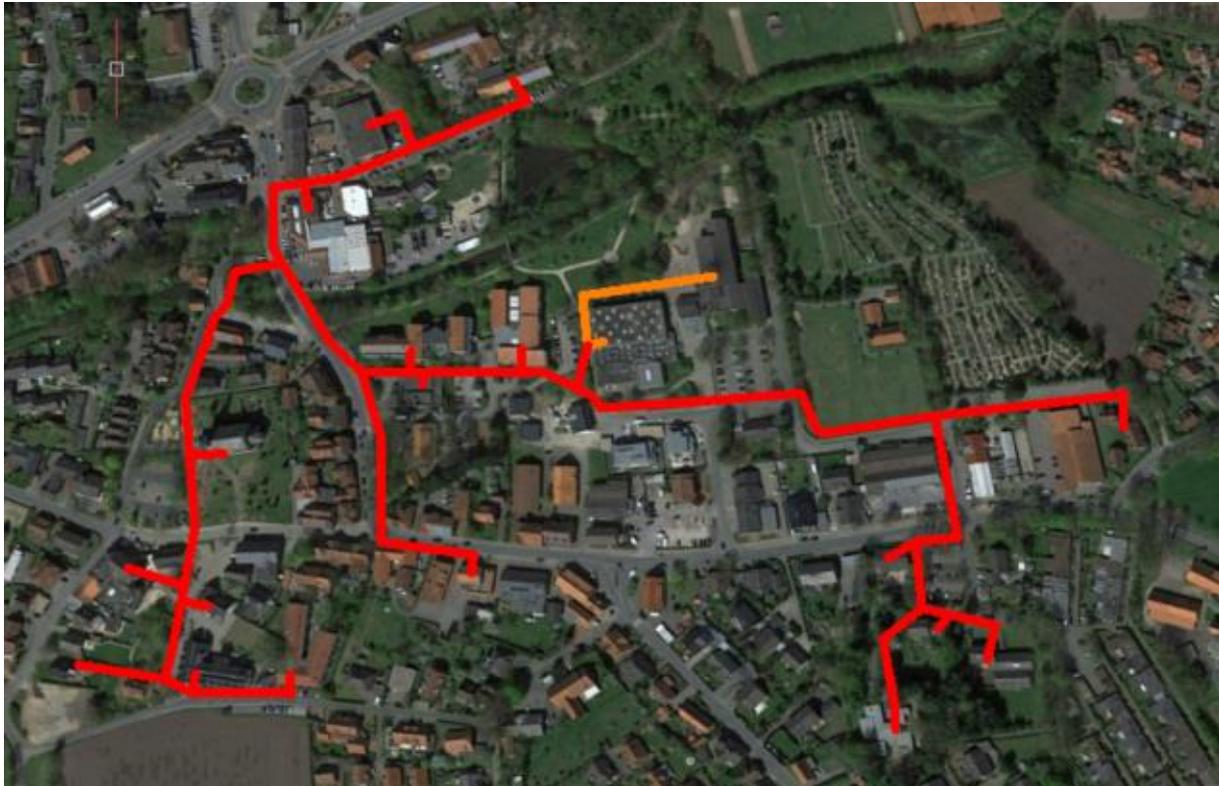


Abbildung 9: Variante 3, Bestandsgebiet (mögliche Trassenführung)

Für das Wärmenetz kommen folgende Trassenlängen und Kennwerte zustande:

Haupttrasse	m	1500
Hausanschlüsse	m	360
Trassenlänge gesamt	m	1860
Entfernung zum letzten Wärmeabnehmer	m	800
Verlustleistung Fernwärmenetz	kW	45
Jahreswärmeverluste	MWh/a	391
Anteil Rohrleitungsverluste auf Abnahme	[%]	27%
Anteil Rohrleitungsverluste auf Einspeisung	[%]	21%
Wärmebelegung	MWh/m	0,98

2.6.1. Bedarf und Lastgang V3

Der Wärmebedarf wurde auf Grundlage von den Verbräuchen des letzten Jahres und Erfahrungswerten zusammengestellt. Zusätzlich zu den Varianten 1 und 2 wurden 10 weitere Bestandsgebäude ans Netz mit angeschlossen:

Anschlussleistung Gesamt	kW	959
Summe Wärmebedarf ohne Rohrleitungsverluste	MWh/a	1437
Summe Wärmebedarf mit Rohrleitungsverluste	MWh/a	1828

Der Lastgang über ein Jahr setzt sich folgendermaßen zusammen:

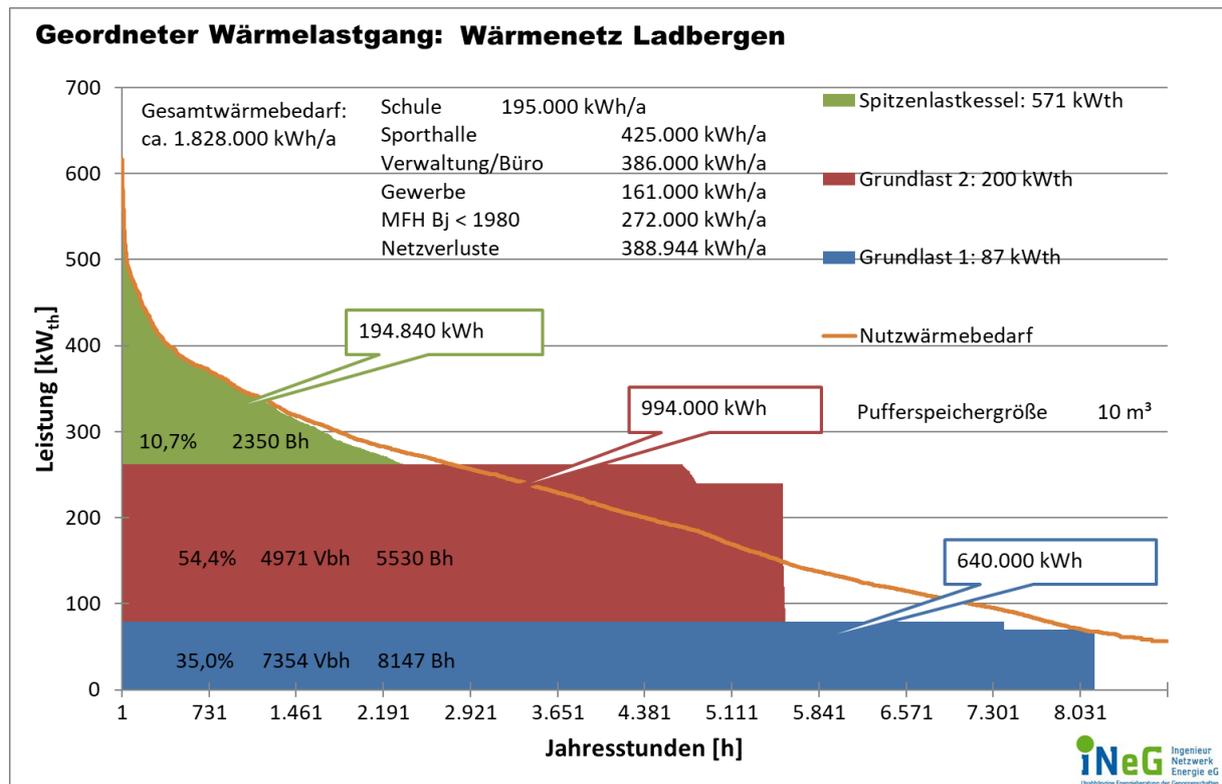


Abbildung 10: Variante 3, Lastgang

Folgende Werte lassen sich mit dem Lastgang ermitteln:

BHKW 1: 87 kW thermisch und 50 kW elektrisch

Pelletkessel (Bestand): 200 kW

Spitzenlast: 570 kW

2.7. Variante 4: Abwärmenutzung im Gewerbegebiet

In der Variante 4 wird der Anschluss von 6 Gewerbegrundstücken im Gewerbegebiet betrachtet.

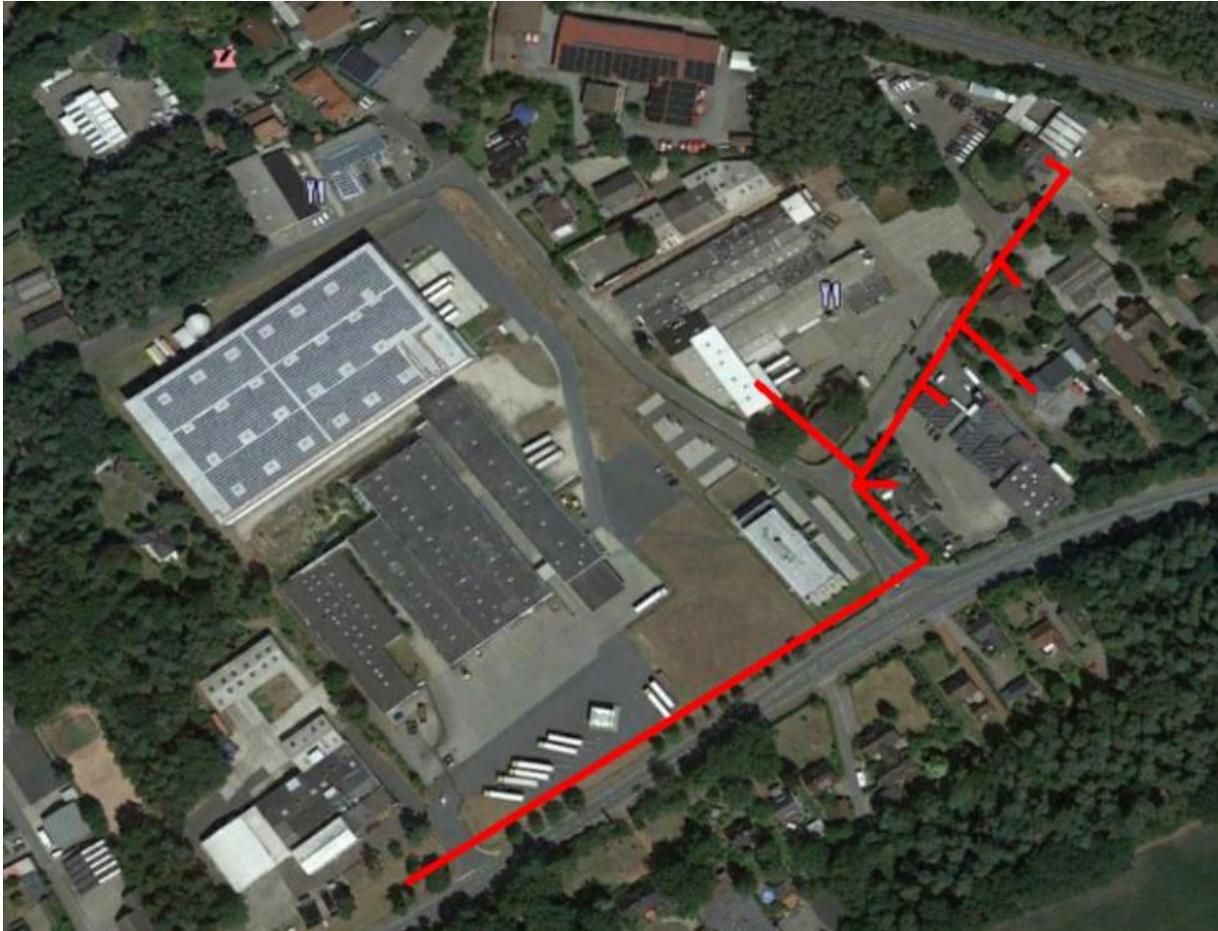


Abbildung 11: Variante 4, Gewerbegebiet (mögliche Trassenführung)

Für das Wärmenetz kommen folgende Trassenlängen und Kennwerte zustande:

Haupttrasse	m	600
Hausanschlüsse	m	200
Trassenlänge gesamt	m	800
Entfernung zum letzten Wärmeabnehmer	m	500
Verlustleistung Fernwärmenetz	kW	19
Jahreswärmeverluste	MWh/a	168
Anteil Rohrleitungsverluste auf Abnahme	[%]	14%
Anteil Rohrleitungsverluste auf Einspeisung	[%]	12%
Wärmebelegung	MWh/m	1,71

2.7.1. Bedarf und Lastgang V4

Der Wärmebedarf der Wärmeabnehmer im Gewerbegebiet wird mit 1.200 MWh/a angenommen:

Anschlussleistung Gesamt	kW	783
Summe Wärmebedarf ohne Rohrleitungsverluste	MWh/a	1200
Summe Wärmebedarf mit Rohrleitungsverluste	MWh/a	1368

Der Lastgang über ein Jahr setzt sich folgendermaßen zusammen:

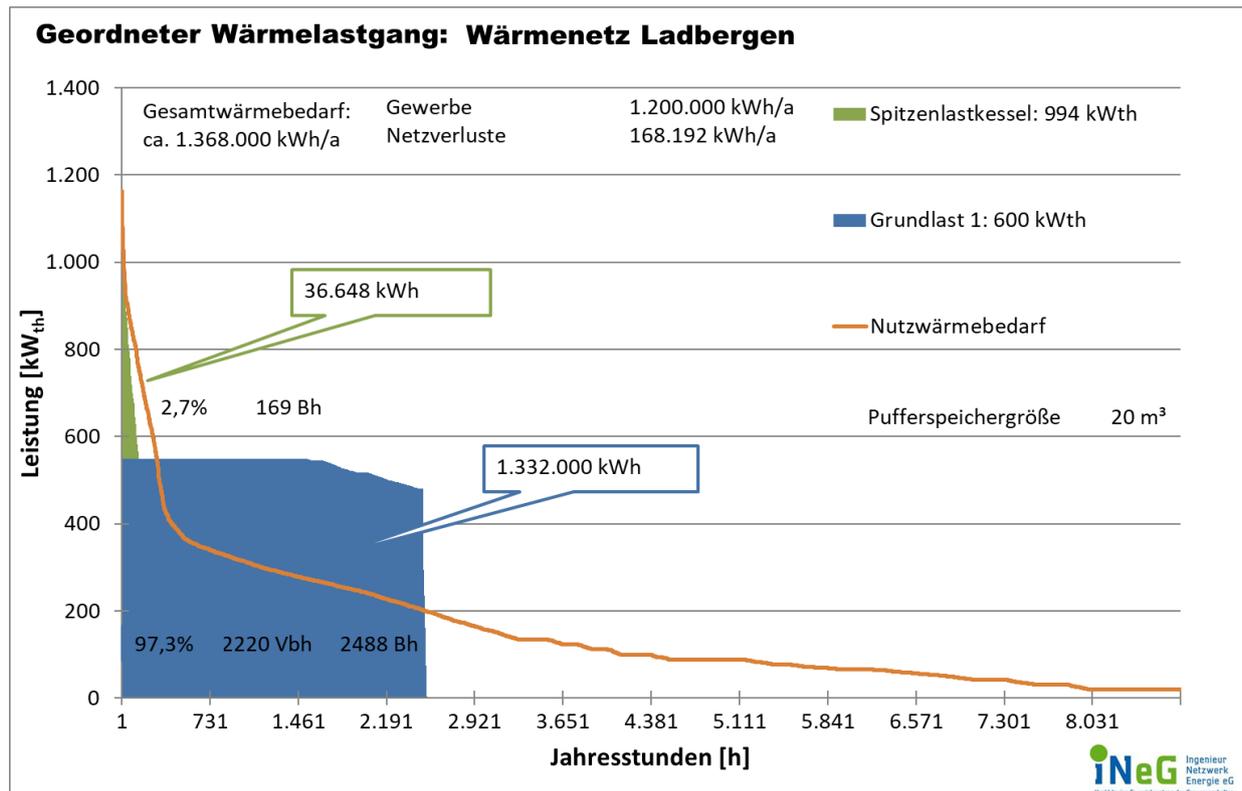


Abbildung 12: Variante 4, Lastgang

Anhand des Lastganges kann u.a. die Spitzenlast bestimmt werden:

Spitzenlast: 1 MW

3. Wirtschaftlichkeit für den Betreiber

3.1. Investitionskosten

Tabelle 3: Investitionskosten

		1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante
		Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung
Investitionskapitalbedarf Gesamt		1.264.945 €	1.737.727 €	1.078.245 €	880.642 €
Kostengliederung		Summen und Schätzungen	Summen und Schätzungen	Summen und Schätzungen	Summen und Schätzungen
Grundstück	€	0 €	0 €	0 €	0 €
Herrichten und Erschließen	€	0 €	0 €	0 €	0 €
Bauwerk - Baukonstruktion	€	396.000 €	776.000 €	356.000 €	200.000 €
Bauwerk - Technische Anlage	€	666.979 €	684.275 €	550.088 €	540.035 €
Außenanlagen	€	0 €	0 €	0 €	0 €
Ausstattung und Kunstwerke	€	0 €	0 €	0 €	0 €
Baunebenkosten	€	201.966 €	277.452 €	172.157 €	140.607 €

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

Die Unterschiede bei den Investitionskosten der vier Varianten kommen im Wesentlichen durch die Trassenlängen und Wärmerzeuger zustande. Durch die Wärmetrasse von der Biogasanlage bis zum Wärmenetz sind die Investitionskosten bei Variante 4 deutlich höher als bei den anderen Varianten.

3.2. Instandsetzungs- und Kapitalkosten

Tabelle 4: Instandsetzungs- und Kapitalkosten

4. Instandhaltungskosten		1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante
		Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung
Instandsetzungskosten Summe	EUR/a	24.306 €	3.949 €	11.176 €	8.534 €
Kapitalkosten Summe	EUR/a	89.894 €	106.991 €	71.179 €	58.610 €

Die Berechnungen wurde nach der VDI 2067 durchgeführt.

Die Instandhaltungskosten beinhalten laufende Kosten für das Wärmenetz und die Wärmebereitstellung.

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

Die Kapitalkosten berechnen sich aus den Investitionskosten über einen Nutzungszeitraum von 20 Jahren. Dabei sind die Kosten von Erneuerungen von Anlagen deren Nutzungszeitraum unter 20 Jahren liegen mit einberechnet.

3.3. Bedarfs- und Betriebsgebundene, sonstige Kosten

Tabelle 5: Bedarfs- und Betriebsgebundene, sonstige Kosten

		1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante
		Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung
Jahresausgaben Gesamt	EUR/a	254.765 €	152.171 €	205.484 €	142.226 €
Bedarfsgebunden Kosten (gesamt)	EUR/a	124.932 €	25.905 €	107.149 €	66.722 €
Betriebsgebundene Kosten gesamt	EUR/a	32.306 €	10.449 €	19.776 €	12.034 €
Ausgaben für sonstige Kosten	EUR/a	7.634 €	8.826 €	7.380 €	4.860 €
Jahresausgaben Gesamt	EUR/a	254.765 €	152.171 €	205.484 €	142.226 €

Die bedarfsgebundenen Kosten umfassen die Kosten für Brennstoffe, Wärme und Strom. Bei den Varianten 2 sind das die Kosten für den Wärmeeinkauf von der Biogasanlage und den Strom für die Netzpumpen. Die Varianten 1 und 3 beinhalten die Kosten für das Erdgas für die BHKW und die Spitzelastkessel. Bei Variante 4 setzen sich die bedarfsgebundenen Kosten aus den die Stromkosten für die Wärmepumpen und den Erdgaskosten für den Spitzenlastkessel zusammen.

Folgende Kosten wurde dabei angesetzt:

Wärme: 10 €/MWh (Einkauf von der Biogasanlage)

Erdgas: 36 €/MWh

Strom: 190 €/MWh (Arbeitspreis) und 139 EUR/a (Grundpreis)

Hackschnitzel: 75 €/t

Holzpellets: 235 €/t

Die betriebsgebundenen Kosten setzen sich aus den Instandhaltungskosten (3.2.) und Kosten für Gebühren und Überwachung zusammen. Die sonstigen Kosten beinhaltet die Konzessionsabgabe, welche aktuell bei 22 ct/kWh (bezogen auf verkaufte Wärme) liegt.

Die Jahresausgaben summieren sich folgendermaßen auf:

Kapitalkosten + Bedarfsgebundene Kosten + Betriebsgebundene Kosten + sonstige Kosten = Jahresausgaben

3.4. Jahreseinnahmen

Tabelle 6: Jahreseinnahmen

9. Jahreseinnahmen

		1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante
		Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung
Jahreseinnahmen aus Stromvergütung, Wärmeverkauf und Stromverkauf	EUR/a	254.173 €	117.584 €	185.588 €	64.609 €
Einnahmen aus Wärmeverkauf	EUR/a	117.584 €	117.584 €	130.356 €	64.609 €
Einsparung Eigenstromnutzung	EUR/a	0 €	0 €	13.547 €	0 €
Stromvergütung nach KWKG/EEG und Einsparung Eigenstromnutzung	EUR/a	118.907 €	0 €	48.937 €	0 €
Rückerstattung Energiesteuer	EUR/a	17.682 €	0 €	6.295 €	0 €

Die Jahreseinnahmen bestehen aus dem Verkauf der Wärme und der Stromvergütung.

Folgende Tarife wurden für den Wärmeverkauf angenommen (der Sondertarif gilt für die Gewerbeabnehmer in Variante 4):

Wärmetarife			1. Standardtarif	2. Sondertarif
Grundpreis			350 €	200 €
Leistungspreis			10 €	10 €
Arbeitspreis		Von Bis		
die ersten	50 MWh	0 MWh - 50 MWh	85 €	50 €
die nächsten	50 MWh	50 MWh - 100 MWh	75 €	45 €
die nächsten	100 MWh	100 MWh - 200 MWh	65 €	40 €
die nächsten	200 MWh	200 MWh - 400 MWh	55 €	40 €
alle weiteren			45 €	40 €

Bei den beiden Varianten 1,2 und 4 mit BHKW kommen außerdem noch die Stromvergütung und die Energiesteuerrückerstattung dazu. Die Stromvergütung (nach KWKG) berechnet sich aus der Einspeisevergütung des Netzbetreibers und dem KWK Zuschlag für das BHKW.

3.5. Finanzierung

Tabelle 7: Finanzierung

10. Finanzierung		1.Variante Bestandsgebiet über BHKW	2.Variante Bestandsgebiet über Biogasanlage	3.Variante Erweiterung Bestandsnetz	4.Variante Abwärme als Insellösung
Zusammenstellung Finanzierung					
Netzkostenbeiträge	EUR	235.000 €	235.000 €	335.000 €	120.000 €
Förderungen	EUR	188.500 €	436.000 €	168.500 €	101.300 €
Fremdkapital, Langfristig	EUR	841.445 €	1.066.727 €	574.745 €	659.342 €
Investitionskapitalbedarf Gesamt (Summe)	EUR	1.264.945 €	1.737.727 €	1.078.245 €	880.642 €
Anteil Netzkostenbeiträge		18,6%	13,5%	31,1%	13,6%
Anteil Förderung		14,9%	25,1%	15,6%	11,5%
Anteil Fremdkapital		66,5%	61,4%	53,3%	74,9%

In den Varianten 1 und 2 gibt es eine Förderung nach dem KWK-Gesetz (BAFA) für das Wärmenetz und den Pufferspeicher.

Bei den Varianten 3 und 4 können der Pufferspeicher, das Wärmenetz und die Übergabestationen nach KfW (Marktanreizprogramm) gefördert werden.

Kondition Fremdkapital

Laufzeit: 20 Jahre

Tilgungsfreie Jahre: 2 Jahre

Zinssatz: 2,0 %

3.6. Bilanzierung

Tabelle 8: Bilanzierung

Zusammenfassung

	1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante
	Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung
Jahresausgaben				
kapitalgebundene Kosten	89.894 €	106.991 €	71.179 €	58.610 €
kapitalgebundene Kosten unter Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge	59.798 €	65.678 €	37.941 €	43.882 €
bedarfsgebundene Kosten (Energiekosten)	124.932 €	25.905 €	107.149 €	66.722 €
betriebsgebundene Kosten (Betriebsführung+Instandhaltung)	32.306 €	10.449 €	19.776 €	12.034 €
sonstige Kosten	7.634 €	8.826 €	7.380 €	4.860 €
Jahresausgaben gesamt	224.669 €	110.858 €	172.246 €	127.497 €
Jahreseinnahmen				
Einnahmen durch Wärmeverkauf	117.584 €	117.584 €	130.356 €	64.609 €
Einnahmen durch Stromeinspeisung	118.907 €	0 €	35.390 €	0 €
Energiesteuerrückerstattung	17.682 €	0 €	6.295 €	0 €
Einsparung Eigenstromnutzung	0 €	0 €	13.547 €	0 €
Jahreseinnahmen gesamt	254.173 €	117.584 €	185.588 €	64.609 €
Einnahmen - Ausgaben (Überschuss)	29.504 €	6.726 €	13.342 €	-62.888 €
Investition	1.264.945 €	1.737.727 €	1.078.245 €	880.642 €
Investition nach Förderung BKZ/Mitgliedsbeiträgen	841.445 €	1.066.727 €	574.745 €	659.342 €
Gesamtkapitalrendite	3,66%	1,61%	2,30%	-5,64%
CO₂ Emissionen	224.313 kg/a	9.269 kg/a	175.788 kg/a	211.746 kg/a

Die Zusammenfassung zeigt, dass bis auf Variante 4 alle Varianten wirtschaftlich darstellbar sind. Die Variante 1 erzielt einen Überschuss von 29.500 €/a und ist die wirtschaftlichste Variante. In Variante 3 werden 13.300 €/a erzielt, eine Erneuerung des Bestandskessel durch einen Holzhackschnitzelkessel würde sogar einen Überschuss von 24.000 €/a einbringen.

4. Wirtschaftlichkeit für den Endkunden

Tabelle 9: Wirtschaftlichkeit für den Endkunden

	Nahwärme	Gasbrennwertkessel + Solarthermie	Pelletheizung	Sole-Wasser-EWP + PV-Anlage
Primärenergiebedarf ca.	70000 kWh/a	121176 kWh/a	20942 kWh/a	37895 kWh/a
Primärenergiefaktor	0,7	1,1	0,2	1,8
Brennstoffeinsatz	100000 kWh/a	110160 kWh/a	104712 kWh/a	21053 kWh/a
Energieinhalt Heizwert/Brennwert		0,9124		1
Brennstoffeinsatz (Heizwert)		100510 kWh	104712 kWh	21053 kWh
Jahresnutzungsgrad (bez auf Heizwert)		98%	96%	475%
davon Solare Deckung		1500 kWh		
Nutzwärmebedarf	100.000 kWh	100.000 kWh	100.000 kWh	100.000 kWh
Anschlussleistung	90 kW	90 kW	90 kW	90 kW
Energiekosten				
Grundkosten (netto)	350 EUR/a	104 EUR/a	0 EUR/a	68 EUR/a
Leistungspreis (netto)				
Leistungskosten (netto)	900 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a
Arbeitspreis (netto)	8,50 ct/kWh	4,79 ct/kWh	4,54 ct/kWh	16,81 ct/kWh
Arbeitskosten (netto)	8500 EUR/a	5277 EUR/a	4752 EUR/a	3538 EUR/a
Stromkosten (Regelung, Gebläse, Pumpen, Warmwasserbereitung)	10 EUR/a	95 EUR/a	160 EUR/a	110 EUR/a
Wartung und Ersatzteile nach BDEW-Studie*	0 EUR/a	260 EUR/a	270 EUR/a	185 EUR/a
Schornsteinfeger	0 EUR/a	25 EUR/a	110 EUR/a	0 EUR/a
Stromertrag PV Anlage / KWK-Anlage	0 kWh/a	0 kWh/a	0 kWh/a	5100 kWh/a
Eigenstromverbrauch	25%	25%	25%	40%
Stromvergütung/eingesparte Strombezugskosten	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	-789 EUR/a
Jahresheizkosten	9760 EUR/a	5761 EUR/a	5292 EUR/a	3113 EUR/a
Investition nach Förderung	9000 EUR	75840 EUR	91092 EUR	128067 EUR
Nutzungsdauer nach VDI 2067	einmalig! Keine Reinvestition! gerechnet für 20 Jahre	18 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
Kapitalgebunden Kosten nach BDEW-Studie*	605 EUR/a	5514 EUR/a	7631 EUR/a	8608 EUR/a
Vollkostenrechnung				
Gesamtkosten (netto)	10365 EUR/a	11275 EUR/a	12922 EUR/a	11721 EUR/a
MwSt.	1969 EUR/a	2142 EUR/a	1885 EUR/a	2227 EUR/a
Gesamtkosten (brutto)	12334 EUR/a	13417 EUR/a	14807 EUR/a	13948 EUR/a
Kosteneinsparung Nahwärme		8%	17%	12%

Im Vergleich zu alternativen Versorgungsvarianten schneidet die Nahwärme für den Endkunden am besten ab. Bei der Sole-Wasser Erdwärmepumpe treiben zusätzlich die Kosten für die Erdbohrungen die jährlichen Gesamtkosten in die Höhe. Das Erdgasbrennwertgerät in Kombination mit Solarthermie und die Pelletheizung sind ebenfalls durch ihre höheren Anschaffungs- und Montagekosten teurer als die Nahwärmeversorgung.

EnEV, EEWärmeG und KfW Effizienzhausstandard

Durch den guten Primärenergiefaktor von Nahwärme mit 0-0,7 wird es dem Bauherrn eines Wohngebäudes erleichtert die Anforderungen der EnEV und des EE-WärmeG zu erfüllen. Außerdem können die Voraussetzungen für Förderungen, z.B. KfW Effizienzhausstandards, leichter erreicht werden.

5. Stromkonzepte

5.1. Elektromobilität

Die Anzahl der Elektroautos in Deutschland steigt von Jahr zu Jahr an. Im Jahr 2017 waren 34.000 Elektroautos in Deutschland gemeldet. Das sind schon über 30 % mehr als im Vorjahr.

Ziel der Bundesrepublik Deutschland ist es, die Infrastruktur weiter auszubauen. Seit ein paar Jahren gibt es staatliche Fördermittel für Elektroautos und Ladesäulen.

Diese Entwicklungen zeigen, dass Elektromobilität unsere Zukunft sein wird. Daher ist es sinnvoll bereits jetzt die Grundlagen zu schaffen und dadurch spätere Umrüstungs- bzw. Nachrüstungskosten zu sparen.

Bei der Planung von Neubaugebieten sollten im Stromnetz Kapazitäten für Ladesäulen berücksichtigt und wenn möglich auch direkt Ladesäulen angeschafft werden. Damit wird den Anwohnern die Möglichkeit gegeben ihre Elektroautos dort zu laden und die Anschaffung von Elektroautos im Neubaugebiet wird attraktiver.

Um die Infrastruktur für E-Mobilität zu schaffen, müssen öffentlich zugängliche Ladesäulen errichtet werden:

Ladesäulentypen

Es gibt verschiedene Ladesäulen mit Leistungen zwischen 11 und 350 kW. Aktuell am weitesten verbreitet sind die 11 und 22 kW Ladesäulen. Hier wird über Drehstrom geladen. Hierfür wurde in der EU der Typ-2-Stecker als Standardsteckverbindung festgelegt.

Je nach Kapazität der Batterie dauert eine Aufladung mehrere Stunden. Daher werden vermehrt auch Schnellladestationen mit höherer Leistung und mit einem Ladeverfahren über Gleichstrom gebaut. Hier dauert eine Aufladung (i. d. R. aus technischen Gründen auf 80 %) nur noch bis zu einer halben Stunde. Seit diesem Jahr gibt es in Deutschland auch die ersten Ultraschnellladesäulen mit 350 kW Leistung. Hier sind sogar Ladezeiten von bis zu 15 Minuten möglich.

Derzeit noch in der Testphase befinden sich Ladeverfahren über Induktion, d.h. ohne Kabel und Steckverbindung.

Abrechnungsmöglichkeiten

Durchgesetzt haben sich bei den Möglichkeiten der Abrechnung an Ladesäulen die Autorisierungen über APP oder RFID:

- APP

Über entsprechende APPs können die Ladevorgänge an den Ladesäulen freigeschaltet und abgerechnet werden. Hierzu muss der QR-Code an der Ladesäule eingescannt und anschließend die Ladesäule im APP ausgewählt werden. Dauer des Ladevorgangs und Zahlungsart können ebenfalls über den APP eingestellt werden.

- Radio-Frequency Identification (RFID)

Die RFID Karte kann zur Identifizierung und zum Starten des Ladevorgangs einfach vor die Säule gehalten werden. Sie werden von vielen Anbietern ausgegeben und sind die häufigste Abrechnungsmethode.

5.2. Photovoltaik

Eine Photovoltaikanlage wandelt die Sonnenstrahlung in nutzbaren Strom um. Der erzeugte Strom kann vom Betreiber der PV-Anlage selbst genutzt und/oder ins öffentliche Netz eingespeist werden.

Für den Bau und den Betrieb einer Photovoltaikanlage auf Dach- und Freiflächen gibt es drei Möglichkeiten:

- 1.) Der Grundstückseigentümer baut und betreibt selber eine Photovoltaikanlage auf seinem Dach.
- 2.) Ein Investor baut und betreibt (ggf. auf mehreren Gebäuden) eine Photovoltaikanlage (Contractingmodell).

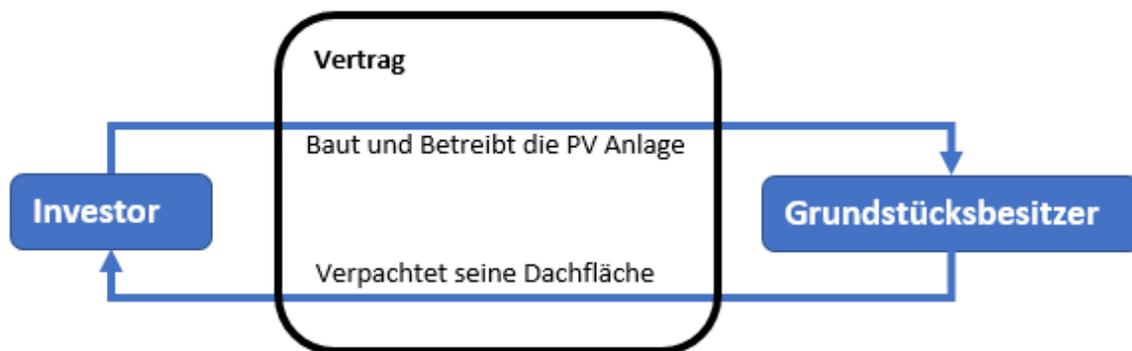


Abbildung 13: Vereinfachte Darstellung eines Contractingmodells für PV (ohne Eigenverbrauch)

- 3.) Ein Investor baut die Anlage und verpachtet diese dann an den Grundstückseigentümer.

Werden mehrere Photovoltaikanlagen von einem Investor gebaut und betrieben, kann bei den Gesamtkosten gespart werden.

Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine 4,86 kWp Anlage auf einer Dachfläche nach Möglichkeit 1.) könnte folgendermaßen aussehen:

Tabelle 10: Beispielhafte Wirtschaftlichkeit einer PV Anlage

	Wert Einheit
Auslegung	
Anzahl Module	18 Stück
Modulfläche	29 m ²
Leistung pro Modul	0,27 kWp/Modul
Anlagengröße	4,86 kWp
Energieerzeugung	
erzeugter Strom Gesamt	4.617 kWh/a
Investitionskosten	
Gesamtinvestitionskosten (Module, Wechselrichter, Montage, Leistungsanschluss)	7.087 €
laufende Kosten	
Betriebskosten Gesamt (Versicherung, Reparaturen, Wartung, Zählermiete)	263,14 €/a
Einnahmen	
erzeugter Strom	4.617 kWh/a
Eigenverbrauch	1.385 kWh/a
gesparte Stromkosten	346 €/a
Netzeinspeisung	3.232 kWh/a
Einspeisevergütung	388 €/a
Gewinn (gesparte Stromkosten + Vergütung)	734 €/a
Finanzierung	
Eigenanteil	0%
Fremdanteil	100%
Kapitalkosten	429 €/a
Nutzungsdauer	20 Jahre
Kalkulationszins	1,90%
Bilanzierung	
Kapitalkosten (Investition)	429 €/a
laufende Kosten (Betrieb)	263 €/a
Gesamtkosten pro Jahr	692 €/a
Einnahmen pro Jahr	734 €/a
Überschuss	42 €/a
Über Nutzungszeitraum	835 €

Ein Teil des Stromes kann vom Grundstückseigentümer selbst verbraucht werden, hierdurch verringern sich die jährlichen Gesamtkosten für Strom. Der restliche Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist. In diesem Beispiel ergibt sich für eine 4,86 kWp-Anlage jährlich ein Überschuss von ca. 42 €.

5.3. Stromspeicher

Für die im vorherigen Kapitel genannten Bau- und Betriebskonzepte einer Photovoltaikanlage, privat oder durch einen Investor, gibt es auch zwei Varianten der Stromspeicherung. Einerseits die bei der privaten Anbringung dezentrale Speicherung oder die zentrale Speicherung (bei mehreren Gebäuden), falls die Anlagen von einem Investor betrieben werden. Eine Faustformel für den Speicher lautet 1 kWh nutzbaren Speicher pro 1.000 kWh Jahresverbrauch. Das bedeutet, dass bei einer durchschnittlichen Photovoltaikanlage mit 5 kWp ein 5 kWh großer Speicher eingebaut werden müsste. Die Preise liegen hier bei rund 7.000 € für eine Blei-Solar-Batterie oder 11.500 € für eine Lithium-Solar-Batterie. Der entscheidende Unterschied der beiden Batterietypen liegt in ihrer Lebensdauer. Bei Lithium-Solar-Batterien ist eine erwartete Lebensdauer von ca. 15 Jahren möglich, während diese bei Blei-Batterien zwischen 5 und max. 10 Jahren liegt.

Tabelle 11: Beispielhafte Wirtschaftlichkeit eines E-Speichers

privater Bauherr			
	kein Speicher	Speicher	Einheit
Energiebedarf			
Strombedarf (EFH)	4.700	4.700	kWh
Erzeugung durch PV			
Strom	4.550	4.550	kWh/a
Eigenverbrauchsquote	40%	70%	%
Eigenverbrauch	1.820	3.185	kWh/a
Eingespeister Strom	2.730	1.365	kWh/a
Ausgaben			
Fremdbezug Strom	2.880	1.515	kWh/a
Strompreis	24	24	ct/kWh
Stromkosten	691	364	€/a
Kapitalkosten Speicher		888	€/a
<i>Abschreibungszeitraum</i>		15	Jahre
<i>Kalkulationszins</i>		1,90%	
<i>Barwert (Kosten Speicher)</i>		11.500	€
Einnahmen			
Eingespeister Strom	2.730	1.365	kWh/a
Einspeisevergütung	12	12	ct/kWh
Erlös durch Vergütung	333,06	166,53	€/a
jährliche Kosten Strom	358	1.085	€/a
Differenz		-727	€/a

In den letzten Jahren wurde ein Trend zu den Lithium-Ionen-Batterien sichtbar. Für den Investor käme die Kombination von mehreren Batterien in Frage. Denkbar wäre zum Beispiel die Reihenschaltung einer großen Batterie (100 kWh) und einer kleinen (20 kWh). In der Tabelle wurde eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen. Wenn man diese Daten miteinander vergleicht, lässt sich erschließen, dass man noch ein paar Jahre mit der Anschaffung eines Speichers warten sollte. Die Preisentwicklung für die Stromspeicher sieht laut Studien in den letzten Jahren wie folgt aus:

Kleine Speicher bis zu einer Kapazität von 10 kWh kosten inzwischen 40 Prozent weniger als noch vor vier Jahren.

Bei größeren Speichern mit bis zu 30 kWh beträgt der Preisverfall sogar 50 Prozent.

Da davon ausgegangen werden kann, dass diese Preisentwicklung bestehen bleibt, lässt sich der Einsatz eines Speichers in wenigen Jahren wirtschaftlich darstellen. Deswegen sollte die Anbringung eines Speichers schon bei der Planung des Hauses berücksichtigt werden, damit eine spätere Anbringung vereinfacht wird.

6. Smarthome

Smart Home - Lösungen im Privathaus

Das Smart Home ist noch ein Zukunftsmarkt und daher in stetiger Entwicklung. Doch gibt es schon kleinere Lösungen, die auch für den Privathaushalt umsetzbar sind. Die generellen Trends im privaten Wohnbereich liegen zum einen in der Digitalisierung aller im Haushalt eingesetzten Systeme mit Internet-Anbindung und der Dezentralisierung und Individualisierung der Steuerung (raum- oder personenbezogen).

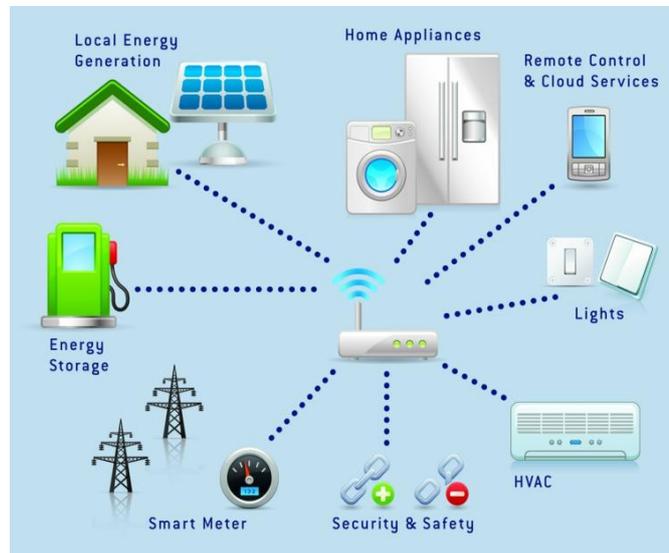


Abbildung 14: Grafik von Deavita

Meist ist dies mit technikbasierten Ansätzen zu einem sparsamen und effizienten Umgang mit Ressourcen wie Energie, Gas und Wasser verbunden. Aber auch Sicherheit und Komfort spielen oft bei der Aufrüstung zu einem Smart Home eine große Rolle.

Moderne Haushaltsführung

Die bekannteste Lösung, die auch schon Anwendung findet, sind „Smart Meter“. Diese werden häufig als intelligente Stromzähler bezeichnet, da sie nicht nur den Energieverbrauch aufzeichnen, sondern auch eine Schnittstelle zu den Energieversorgern haben und somit über Kosten und Tarife informieren können. Der Energieverbraucher kann somit direkt seinen aktuellen Verbrauch sehen und möglicherweise eine Übersicht über seine vergangenen Verbräuche, falls dies vom Versorger zur Verfügung gestellt wird. Auf Grundlage dieser Informationen besteht für den Kunden die Möglichkeit sein Verhalten zu verändern. Um auf diesen Verbrauch „smart“ reagieren zu können, gibt es im Bereich der Smart Home Lösungen schon ansteuerbare Endgeräte, die meist sogar individuelle Messungen ermöglichen. Eine

Möglichkeit stellt die Wlansteckdose dar, die es von verschiedenen Herstellern ab ca. 20 € zu kaufen gib. Diese lassen sich problemlos von unterwegs steuern und sind in den meisten Fällen mit Systemen wie Amazone Alexa, Osram Lightify oder ähnlichem kompatibel. Zudem hat die Wlansteckdose den zusätzlichen Vorteil, dass sie eine integrierte Messfunktion besitzt und somit „Stromfresser“ zu



Abbildung 15: Beispiel Steckdose von OSRAM

erkennen gibt. So lohnt sich die Anbringung auch vor Kühlschränken und Waschmaschinen, um so eine energieeffiziente Nutzungsweise zu bestimmen. Bei einem Vergleich von zwei Waschprogrammen lässt sich so beispielsweise die ideale Lösung finden. Eine weitere Möglichkeit liefern die smarten Thermostate an Heizungen, welche sich den eigenen Vorlieben anpassen und nach Bedarf heizen. Manche Modelle haben darüber hinaus den Vorteil einer Kindersicherung oder eines Urlaubsmodus. Eine mögliche Option die Temperatur mit den Thermostaten zu regeln ist ein Heizplan, der Temperaturen für Werktag und Wochenende vorgibt. Zudem ist meist eine Selbstlernfunktion eingebaut, die auf die Heizgewohnheiten reagiert und durch Geofencing, das den genauen Standort kennt, ergänzt werden kann.

Sicheres Wohnen

Auch im Bereich der Sicherheit gibt es heutzutage schon Möglichkeiten durch Smart Home das Eigenheim zu schützen, auch wenn man nicht zu Hause ist. Durch das Anbringen von Smart Home Rauchmelder, ist man im Brandfall immer sofort über SMS oder Email informiert. Durch die Vernetzung der einzelnen Rauchmelder, werden bei Übertragung des Alarmsignals auch alle anderen Personen im Haus gewarnt.

In Verbindung mit Tür und Fenstersensoren lässt sich in manchen Fällen ein smarterer Rauchmelder direkt in eine Alarmanlage umwandeln. Tür und Fenster Sensoren sind aber auch für die Steuerung der oben genannten Thermostate sinnvoll, die sich so den Bedingungen anpassen können.

Durch Smart Home in Richtung Autark

Wenn man in seinem Eigenheim so unabhängig wie möglich sein möchte, dann werden meist Photovoltaikanlagen und Wärmepumpen eingebaut. Durch gezielte Ergänzung von Solarspeichern und Pufferspeichern und intelligente Kombination von der Photovoltaik und der Wärmepumpe lassen sich meist unnötige Einspeisungen zu ungünstigen Konditionen vermeiden. Dennoch sind diese Möglichkeiten auch endlich. Hier können Smart Home Regelungen zu einer optimalen Nutzung des Stroms führen. Mit der richtigen Ausstattung kann man beispielsweise die Waschmaschine, Spülmaschine usw. dann starten, wenn gerade viel Strom zur Verfügung steht auch wenn man nicht zu Hause ist. Ein weiteres Beispiel wäre im Winter eine starke Beheizung der Wohnräume tagsüber bevor man nach Hause kommt, damit die Räume zu späterer Stunde das passende Klima haben. So gibt es die verschiedensten Varianten. Auch die Anschaffung eines Elektroautos sollte in Betracht gezogen werden, das gleichzeitig als Speicher und auch Verbraucher genutzt werden kann.

Fazit

Auch mit kleinen Änderungen, lässt sich das Wohnen heute schon energieeffizient und bequem gestalten. Verschiedene Möglichkeiten führen in der richtigen Kombination zu einem gesamtheitlichen Konzept.

7. Power to Gas

Allgemeine Funktionsweise

Bei dem Power-to-Gas-Konzept wird mit Hilfe von elektrischer Energie in einem Elektrolyseur Wasserstoff hergestellt und anschließend in einem Speicher zwischengelagert. Die beiden relevanten Elektrolyseure sind der Alkalische mit einem flüssigen Elektrolyt und der Proton-Austausch-Membran-Elektrolyseur mit einer festen Membran als Elektrolyt. Der Hochtemperaturelektrolyseur liefert zwar vielversprechende Wirkungsgrade, ist aber aktuell noch nicht kommerziell zu erhalten, da sich dieser noch im Forschungsstadium befindet.

Nach der Produktion kann der Wasserstoff unter gewissen Auflagen bereits in das Erdgasnetz eingespeist oder als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge genutzt werden. Bei der Methanisierung wird der zwischengespeicherte Wasserstoff (H_2) mit Kohlenstoffdioxid (CO_2) in eine chemische Reaktion gebracht und so zu synthetischem Methan (CH_4) umgewandelt. Dieser Prozess kann wie die Elektrolyse durch zwei Verfahren durchgeführt werden. Hierzu zählen die biologische und die katalytische beziehungsweise chemische Methanisierung.

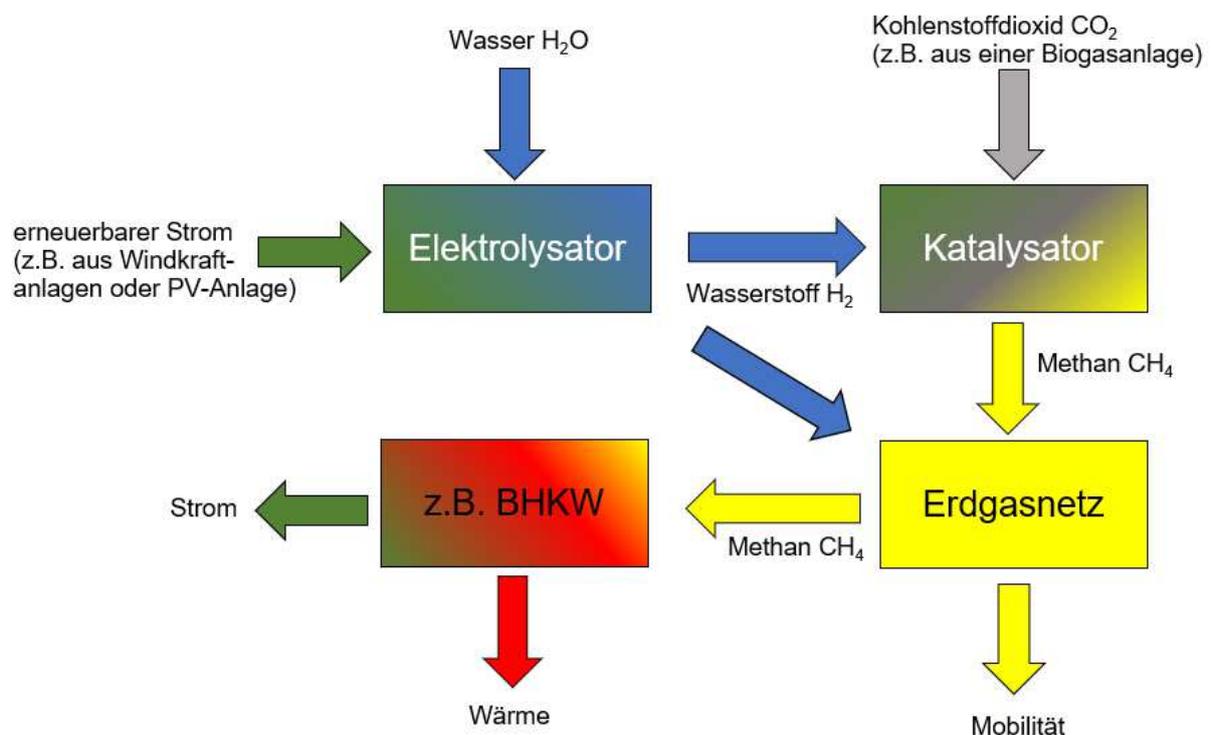


Abbildung 16: Schematische Darstellung von Power to Gas

Das „Synthetic Natural Gas“, kurz SNG, ist nahezu identisch zum Erdgas im Gasnetz und kann aufgrund dessen direkt in das Netz eingespeist werden.

Betriebs- und Nutzungskonzepte

Denkbare Betriebskonzepte für die Power-to-Gas-Technologie sind:

- Nur Überschussstromnutzung
- Fahrplanmanagement: Lastmanagement & Regelleistung
- Ersatz der fossilen Gase durch Inselbetrieb

Problematisch bei der reinen Nutzung von Überschussstrom mit negativen Strompreisen ist die geringe Betriebsdauer, die zu erreichen ist. Auch bei dem jetzigen Anteil an erneuerbaren Energien sind die Preise an der Strombörse nur in 127 h/a negativ. Dadurch entfallen zwar die Bezugskosten für den Strom, aber die Betriebszeit der Anlage reicht nicht für einen ausreichenden Umsatz oder ein Wärmekonzept aus. Weiterhin ist zu beachten, dass selbst bei dieser Betriebsweise stets die Stromnebenkosten gezahlt werden müssen.

Der größte Vorteil dieser Betriebsweise liegt jedoch in der ausschließlichen Speicherung von Überschussstrom, welcher ansonsten nicht innerhalb Deutschlands verwertet werden könnte, da die Kapazitäten des Netzes überschritten wurden.

Wirtschaftlichkeit

Der Betrieb einer Power to Gas Anlage ist unter den jetzigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich umsetzbar. Ein Problem sind die relativ hohen Investitionskosten, die sich durch die frühe Kommerzialisierungsphase der Technologie ergeben.

Aber auch wenn eine Power-to-Gas-Anlage inklusive der nötigen Peripherie vollständig gefördert wird, kann keine positive Rendite erreicht werden, da die Betriebskosten und die Tilgungsraten für z.B. Windenergieanlagen zur Stromerzeugung zu hoch sind.

Das Hauptproblem der Speichertechnologie sind die Bezugskosten des Stroms beziehungsweise die geringe Vergütung für das erzeugte synthetische Methan. Da der gesamte Power-to-Gas-Prozess einen Wirkungsgrad von 50-60 % aufweist, müsste die Vergütung des Gases auch ungefähr den doppelten Betrag des Strompreises betragen. Aber selbst wenn der Strom durch eigene Windenergieanlagen produziert

wird, sinken die theoretischen Gestehungskosten des Windstroms nur auf knapp 5 ct/kWh.

Solange die Herstellung von regenerativen Gasen nicht durch den Staat gefördert wird oder die Strombezugskosten in ausreichend Betriebsstunden unterhalb der halben Gasvergütung fallen, ist ein wirtschaftlicher Betrieb unwahrscheinlich.

Das heißt konkret, dass entweder ein Abnehmer gefunden werden muss, welcher das regenerative Gas zu den Gestehungskosten kauft, oder es müssen Förderungen für den Strombezug eingeführt werden. Wobei Hersteller die Erfahrung gemacht haben, dass es Unternehmen gibt, welche aus ethischer Überzeugung oder zu Werbezwecken das teurere Gas kaufen und den wirtschaftlichen Verlust der Anlage so auffangen.

Weiteres Vorgehen im Projekt

Trotz der ausgeführten Überlegungen sollte für das Projekt eine detailliertere Auswertung der Projektpfade im Rahmen einer Simulation eines Herstellers durchgeführt werden. Dadurch können die genauen Parameter der Umwandlung über einen simulierten Lastgang dargestellt und ausgewertet werden. Im Zuge dieser detaillierteren Betrachtung können auch zusätzliche Erlöse wie der Sauerstoff- und Wärmeverkauf mit einbezogen werden.

Abgesehen von zusätzlichen Einnahmen ist auch eine Unterstützung durch interessierte Unternehmen und Kommunen in Bezug auf die Investitionskosten denkbar. Da das Projekt aktuell noch in der frühen Phase der Projektplanung steht, ist eine Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren außerdem möglich. Dadurch kann ein wirtschaftlicherer Betrieb realisiert werden, wenn weitere Vergütungsmöglichkeiten in Form von CO₂-Zertifikaten oder EEG-Anreizen geboten werden.

Zukunftspotential:

Technische Potentiale

Wichtig für den Power-to-Gas-Prozess ist neben der Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen die Weiterentwicklung der Technologien. Die gesamte Prozesskette muss einen noch höheren Wirkungsgrad aufweisen, damit man einen großen Anteil der Energie sinnvoll speichern kann.

Wenn bei den Umwandlungsprozessen der Elektrolyse geringere Verluste auftreten, sinken die Gestehungskosten des Wasserstoffs und die Technologie könnte zur Deckung des nationalen Wasserstoffbedarfs eingesetzt werden.

Die Hochtemperaturelektrolyse bietet gute Voraussetzungen für eine industrielle Wasserstoffherstellung. Bei einer weiteren Entwicklung der Technologie ist in Zukunft ein Wirkungsgrad von 90 % denkbar.

Power-to-Gas in der zukünftigen Energieversorgung

Durch die schädlichen Folgen des Klimawandels und die Verknappung der natürlichen Ressourcen zur Energiegewinnung ist es unverzichtbar, die Energieversorgung langfristig auf regenerative Energien umzurüsten.

Damit die Versorgungssicherheit auch bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien gewährleistet ist, werden Speicher benötigt, sodass auch bei Dunkelflauten Strom in das Netz gespeist werden kann.

Das Erdgasnetz stellt für das Problem den perfekten Speicher dar, weil dieses in Deutschland sehr gut ausgebaut ist und für längere Zeit Reservekapazitäten bereitstellen kann.

Die Technik für die Umwandlung von elektrischer in chemische Energie ist mit der Elektrolyse und der Methanisierung gegeben und wurde in mehreren Pilotprojekten in Deutschland unter Beweis gestellt. Der Power-to-Gas-Prozess ist technisch sehr gut umsetzbar und zukünftig notwendig. Das ist gerade auch vor dem Hintergrund der normalen Wasserstoffnutzung in der Industrie zu sehen. Der Wasserstoff wird zu 93 % noch aus fossilem Erdgas durch die Dampfreformation gewonnen und genutzt. Bevor durch höhere Wirkungsgradverluste Methan hergestellt wird, sollte erst einmal die Wasserstoffversorgung durch regenerative Energien sichergestellt werden.

Dazu gehört auch die reine Einspeisung von Wasserstoff in das deutsche Erdgasnetz. Bei großen Volumenströmen ist es günstiger, die Methanisierungseinheit mit hohen Investitionskosten und Wirkungsgradverlusten wegzulassen und nur den Wasserstoff einzuspeisen.

Wenn die Leitung groß genug ist, kann selbst im Sommer noch Wasserstoff eingespeist werden, ohne dass die Beimischungsgrenze erreicht wird.

Weiterhin ist es sinnvoller, den Power-to-Gas-Prozess als Lastmanagement und so auch als Regelleistung zu nutzen. Dadurch kann das umliegende Stromnetz bei Überproduktion von regenerativem Strom entlastet werden und so die Dringlichkeit des Netzausbaus reduzieren.

Wenn die Stromversorgung in Deutschland durch regenerative Energien sichergestellt ist und regelmäßig komplett dadurch gedeckt wird, kommt es immer häufiger zur Stromüberproduktion.

Dieser Strom, welcher nicht weiter genutzt werden kann, sollte dann mit Hilfe des Power-to-Gas-Prozesses in chemische Speicherenergie umgewandelt werden.

Für diese Speicherung muss es vom Gesetzgeber aber noch Anreize geben, damit der Betrieb der Anlagen auch wirtschaftlich möglich ist. Andererseits gibt es für die Energiewirtschaft keinen Grund, den Strom zu speichern, statt in andere EU-Länder zu verkaufen.

Langfristig ist also der Power-to-Gas-Prozess als Speichertechnologie mit hohem Potential zu sehen, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien weiter fortgeschritten ist und die Gesetze angepasst werden.

Das ist insbesondere der Fall für regionale Netzbetreiber, die in ihrem Gebiet einen hohen Anteil an volatiler Energie aufweisen können. Hier wird es zukünftig Sinn ergeben, den Überschussstrom im Zuge der Sektorenkopplung umzuwandeln, anstatt die Anlagen abzuschalten. So kann es wirtschaftlich werden, Power-to-Gas-Anlagen für mittelgroße Windparks zu errichten, um Fehler in der Einspeiseprognose auszugleichen.

National gesehen könnte die Erdgasinfrastruktur dazu genutzt werden, um die regenerative Energie in den Süden Deutschlands zu transportieren, ohne das Stromnetz massiv auszubauen. So kann im Norden Deutschlands mit Hilfe des großen Windpotentials erneuerbares Methan hergestellt und dann in den Süden transportiert werden, wo es anschließend mit Blockheizkraft- oder Gaskraftwerken verstromt wird.

Diese Zukunftspläne werden allerdings erst relevant, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien stark ansteigt und die Versorgung von Süddeutschland durch den Wegfall der fossilen Kraftwerke gefährdet wird.

8. Power to Heat

Power-to-Heat (P2H) wird definiert als die Umwandlung von elektrischer Energie in Nutzwärme. Dies kann mit verschiedensten Technologien realisiert werden. Zu diesen gehören Widerstandsbeheizung, Elektrokessel und Wärmepumpen.

Die Anlagen können mit verschiedenen Vermarktungsstrategien betrieben werden. Mögliche Erlösquellen wären der Regelenenergiemarkt, die Einsparung von Brennstoffkosten oder Sonderformen der Vermarktung.



Abbildung 17: Schematische Darstellung von Power to Heat

Rahmenbedingungen

Da die Stromfrequenz in Europa einen Standard vom 50 Hz hat, sind deutsche Netzbetreiber verpflichtet, diese Frequenz zu halten und Schwankungen auszugleichen. Um das Gleichgewicht aus Energieverbrauch und Energieerzeugung zu halten, wird Regelenenergie eingesetzt. Regelenenergie wird in negative und positive Regelenenergie unterschieden, wobei Anlagen, die positive Regelenenergie zur Verfügung stellen, ein Unterangebot ausgleichen. Da P2H-Anlagen überschüssigen Strom aufnehmen können, würden sie negative Regelenenergie bereitstellen und somit ein Überangebot ausgleichen. Die möglichen Reserven besitzen verschiedene Fristigkeiten, welche durch die Bundesnetzagentur festgelegt wurden. Die verschiedenen Regelleistungsformen sind Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und die Minutenreserve. Meist werden P2H-Anlagen in der Sekundärreserve vermarktet.

Regelleistungsart	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Aktivierungszeit	<30 sec	<5 min	<15 min
Abrufzeit	max. 15min	30sec <t< 15min	15min <t< mehrere h
Abruf/ Steuerung	vollautomatisch	vollautomatisch	manuell
Zeitverfügbarkeit	100%	95%	100%
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	werktätlich
Zuschlagskriterium	Leistungspreis	Leistungspreis	Leistungspreis
Abrufkriterium	Solidaritätsprinzip	Arbeitspreis	Arbeitspreis
Mindestgröße	1MW	5MW	5MW

Tabelle 12: Regelleistungssektoren

Die Zuschlagserteilung für die benötigte Bereitstellung von Regelleistung erfolgt durch die ÜNB zunächst nach dem Leistungspreis. Die Anbieter, die den Zuschlag erhalten haben, werden bei tatsächlichem Regelleistungsbedarf in der Reihenfolge des angebotenen Arbeitspreises aufgerufen. Arbeitspreise für den Abruf negativer Regelleistung können sowohl vom Netzbetreiber an den Anbieter wie auch umgekehrt gezahlt werden. Dies bedeutet, dass auf Abruf abgenommenen Strom teilweise durch den Abnehmer noch geringfügig vergütet wird, teilweise muss der Abnehmer bereits für die Abnahme entschädigt werden.

Laut dem Monitoringbericht von 2017 der Bundesnetzagentur wurde in den letzten Jahren immer weniger Regelenergie benötigt. Dies kann an präziseren Prognosen oder an der besseren Zusammenarbeit der Netzbetreiber liegen. In den letzten Jahren kam so ein fallender Leistungspreis zustande. In Folge dessen lassen sich P2H-Anlagen schwieriger wirtschaftlich gestalten.

Der am 12. Juli 2018 in Kraft getretene Beschluss „BK6-15-158“ soll die derzeitige Situation für Teilnehmer mit Sekundärregelung des Regelenergiemarktes verbessern. Durch diesen Beschluss wird der zurzeit noch wöchentliche Ausschreibungszeitraum verkürzt, sodass die Betreiber täglich ein Angebot abgeben und somit besser auf den Strommarkt reagieren können.

Zudem gibt es seit dem 12. Juli auch sechs Produktzeitscheiben von 4 Stunden. Diese Vorgabe bedeutet eine deutliche Verkürzung der Produktzeit und dient dem Ziel, einerseits den Markt für angebots- bzw. nachfrageabhängige EE-Anlagen zu öffnen und andererseits weiteren Anbietern kurzfristiger dank angebots- und nachfrageseitiger Flexibilität die Marktteilnahme zu erleichtern.

Außerdem lässt sich aus dem Bericht entnehmen, dass weiterhin erst der Leistungspreis betrachtet und auf Grundlage dessen eine Vorauswahl getroffen wird. Erst danach werden die Arbeitspreise betrachtet. So sagt der Bericht: “Die Regelungen zum Vergabealgorithmus der Sekundärregelung sowie zum Abruf von Sekundärregelarbeit und deren Vergütung entsprechen den Vorgaben der Tenorziffer 5 sowie der Tenorziffer 7 Satz 4 des Vorgängerbeschlusses BK6-10-098 und werden insoweit fortgeführt. Die im Verfahrensverlauf mit dem Markt erörterte Einführung eines Einheitspreisverfahrens für Sekundärregelarbeit wie auch eine Änderung des Vergabealgorithmus unter Einbeziehung des Arbeitspreises in die Zuschlagsentscheidung hält die Beschlusskammer nicht für zielführend. Dies

bedeutet, dass Anbieter weiterhin einen Leistungspreis von 0 € setzen können, um dann mit einem großen Arbeitspreis ihre Kosten zu decken.

Ergebnis

Eine Power to Heat Anlage lässt sich sowohl im Regelenergiemarkt, als auch an der Strombörse nicht wirtschaftlich darstellen.

Die hohen Wärmegestehungskosten für eine Power to Heat Anlage liegen über den Kosten für die anderweitig erzeugte Wärme.

9. Das Genossenschaftsmodell

Für den Bau und den Betrieb von energetischen Projekten können Bürgerenergiegenossenschaften gegründet werden. Die Genossenschaften können für die einzelnen Aufgabenbereiche externe Dienstleister (z.B. die Stadtwerke) beauftragen.

Eine Genossenschaft besteht aus einem Aufsichtsrat, welcher den Vorstand kontrolliert. Der Vorstand setzt sich optimaler Weise aus Personen mit verschiedenen Wissensgebieten zusammen.

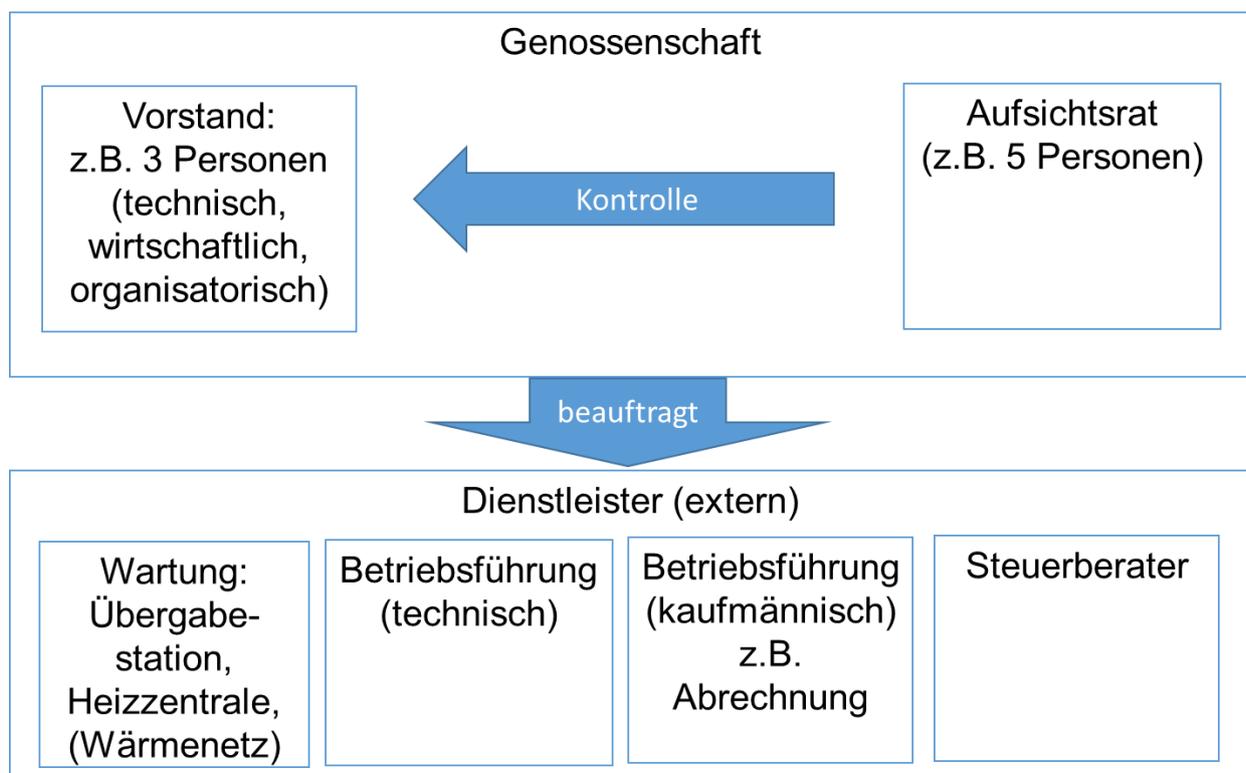


Abbildung 18: Beispielhafte Strukturierung einer Genossenschaft für ein Wärmenetz

10. Fördermöglichkeiten

Förderprogramme des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA):



Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG):

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

Wärmenetze 4.0:

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

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

Förderprogramme der KfW Bank:

Marktanreizprogramm (MAP):

Förderung der Wärmetrasse mit 60 € pro Trassenmeter und 1.800 € pro Übergabestation.



Förderprogramme des Landes NRW:

Programmteil Markteinführung:

1. Zuschuss Wärmenetz
 - 25%
 - Max. 50.000 €
2. Zuschuss Übergabestation (Anschlussnehmer)
 - Bis zu 1.500 € pro Hausanschluss

Programmteil Wärme- und Kältenetze:

50 € bis 200 € pro Trassenmeter

progres.nrw

Bezirksregierung
Arnsberg

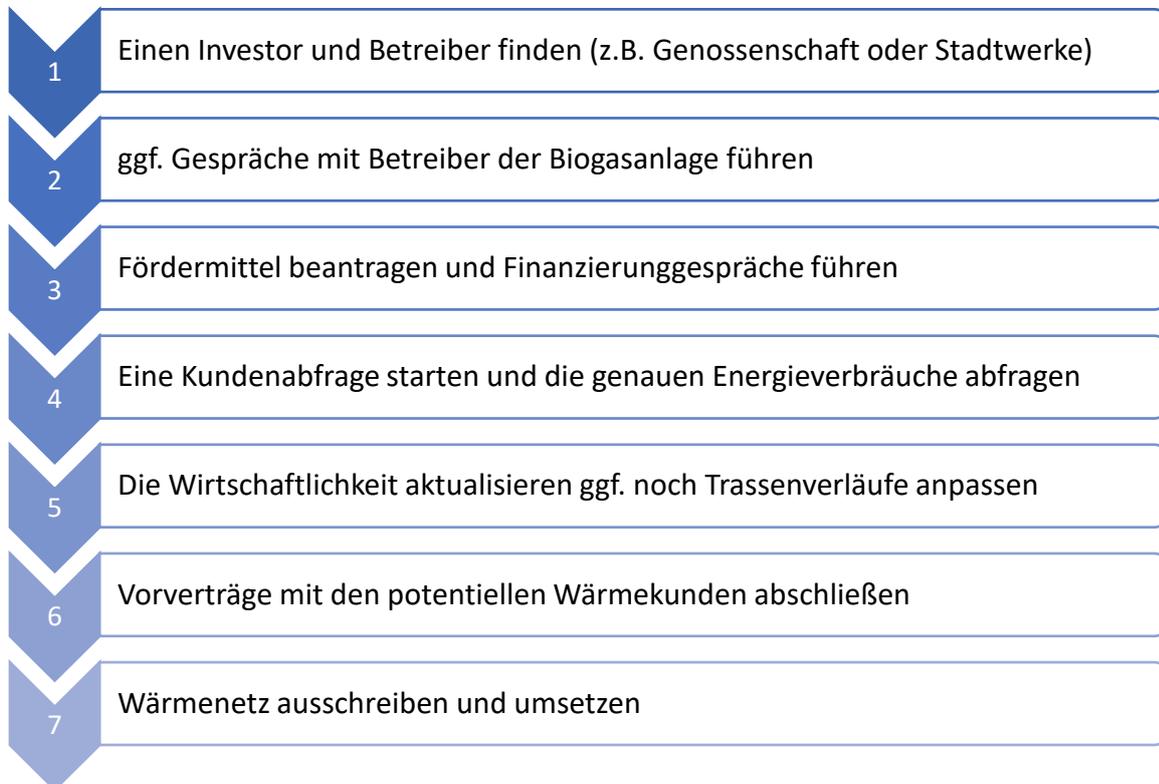


Fazit: Eine Förderung über das KWKG ist bei den Varianten mit BHKW am attraktivsten. Für die Variante 7 ist die Förderung über das Marktanreizprogramm (MAP) möglich. Zusätzlich zu den Förderungen über KWKG und MAP sollte vorab eine Förderung über porgres.nrw beantragt werden. Eine Kombination der Förderungen von KWKG bzw. MAP mit progres.nrw ist möglich.

Die Anforderungen an das Wärmenetz für das Förderprogramm Wärmenetze 4.0 werden hier nicht erreicht.

11. Weitere Schritte zur Umsetzung des Wärmenetzes

Damit ein Wärmenetz umgesetzt werden kann, sind folgende Schritte nötig:



12. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Betrachtetes mögliches Versorgungsgebiet	2
Abbildung 2: vereinfachtes Betriebssystem des Wärmenetzes	3
Abbildung 3: Lageplan mit den möglichen Trassenverläufen des Wärmenetzes	4
Abbildung 4: Variante 1, Bestandsgebiet (mögliche Trassenführung)	6
Abbildung 5: Variante 1, Lastgang	7
Abbildung 6: Variante 2, Bestandsgebiet (mögliche Trassenführung)	8
Abbildung 7: Lage der Biogasanlage zum Wärmenetz	9
Abbildung 8: Variante 2, Lastgang	10
Abbildung 9: Variante 3, Bestandsgebiet (mögliche Trassenführung)	11
Abbildung 10: Variante 3, Lastgang	12
Abbildung 11: Variante 4, Gewerbegebiet (mögliche Trassenführung)	13
Abbildung 12: Variante 4, Lastgang	14
Abbildung 13: Vereinfachte Darstellung eines Contractingmodells für PV (ohne Eigenverbrauch)	26
Abbildung 14: Grafik von Deavita	30
Abbildung 15: Beispiel Steckdose von OSRAM	31
Abbildung 16: Schematische Darstellung von Power to Gas	33
Abbildung 17: Schematische Darstellung von Power to Heat	38
Abbildung 18: Beispielhafte Strukturierung einer Genossenschaft für ein Wärmenetz	41

13. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Darstellung der betrachteten Varianten	3
Tabelle 2: betrachtete Wärmeabnehmer	5
Tabelle 3: Investitionskosten	16
Tabelle 4: Instandsetzungs- und Kapitalkosten	17
Tabelle 5: Bedarfs- und Betriebsgebundene, sonstige Kosten	18
Tabelle 6: Jahreseinnahmen	20
Tabelle 7: Finanzierung	21
Tabelle 8: Bilanzierung	22
Tabelle 9: Wirtschaftlichkeit für den Endkunden	23
Tabelle 10: Beispielhafte Wirtschaftlichkeit einer PV Anlage	27
Tabelle 11: Beispielhafte Wirtschaftlichkeit eines E-Speichers	28
Tabelle 12: Regelleistungssektoren	38

14. Anlagen

- 14.1. Lageplan (groß)
- 14.2. Wärmeliefervertrag (Muster)
- 14.3. Wirtschaftlichkeit



Ladbergen

Ladbergen

Legende

Google Earth
© 2020 Google

1:2000
N

Wärmeliefervertrag (Muster)

für das Gebäude: in **-Ort-**

zwischen

-PLZ, Ort-

vertreten durch Frau/Herrn:

- nachstehend "Kunde" genannt -

und

-Name-

-Straße-

-PLZ, Ort-

vertreten durch den Geschäftsführer

- nachstehend "Lieferant" genannt -

wird der nachfolgende Vertrag über den Anschluss des Kunden an das Versorgungsnetz des Lieferanten mit Fernwärme auf der Grundlage der jeweils gültigen Fassung der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme – AVBFernwärmeV – (**Anlage 1**) geschlossen. Bestandteil des Vertrages ist auch das jeweils gültige Preisblatt (**Anlage 2**).

Die AVBFernwärmeV ist Bestandteil dieses Vertrages. Bei Widersprüchen zwischen diesem Vertrag und der AVBFernwärmeV gelten die Regelungen dieses Vertrages vorrangig.

1 Gegenstand des Vertrages

Der Lieferant beliefert den Kunden für sein auf dem Grundstück mit der Flurnummer:, gelegene Abnahmestelle gem. Lageplan (**Anlage 3**, Lageplan) mit **Heizwärme aus einem BHKW und einem Spitzenlastkessel über das Nahwärmesystem -Ort Heizzentrale-**.

Die Bereitstellung erfolgt voraussichtlich zu der Heizperiode **-Jahr- / -Jahr-**.

- 1.1 Der Kunde deckt den Wärmebedarf für seine Liegenschaft ausschließlich von dem Lieferanten und zahlt hierfür ein Entgelt gemäß § 5 dieses Vertrages. Die Weiterleitung der gelieferten Wärme an Dritte ist ohne Zustimmung des Lieferanten nicht erlaubt.
- 1.2 Als Wärmeträger im Wärmeverbund wird Heizwasser eingesetzt. Es bleibt im Eigentum des Lieferanten und darf nicht entnommen werden.
- 1.3 Die vom Kunden bestellte und vom Lieferanten bereitzustellende Wärmeleistung wird mit **15** kW vereinbart. Die Jahresvertragswärmemenge wurde mit **10** MWh kalkuliert.
- 1.4 Der Lieferant verpflichtet sich, über die Vertragsdauer die in seinem Eigentum stehenden technischen Anlagen dauernd betriebsfähig zu halten und ohne Genehmigung des Kunden den Betrieb nicht einzustellen, es sei denn, es liegen die Voraussetzungen des § 33 AVBFernwärmeV vor, oder dass Stellen, die zu derartigen Anordnungen befugt sind, den Betrieb untersagen sollten und die gegen ein solches Verbot gesetzlich zulässigen Mittel erfolglos bleiben.
- 1.5 Der Kunde hat seine Installationsanlage gemäß dem jeweiligen technischen Regelwerk und den technischen Anschlussbedingungen des Lieferanten für Fernwärme zu betreiben. Die aktuellen technischen Anschlussbedingungen stehen unter **- Internetadresse Lieferant -** zur Verfügung.

2 Anschlussanlage und Eigentumsverhältnisse

- 2.1 Der Hausanschluss besteht aus der Verbindung des Verteilungsnetzes mit der Kundenanlage. Er beginnt an der Abzweigstelle des Verteilungsnetzes und endet nach der Übergabestation (Sekundärseite). Übergabepunkt ist der Flansch (VL/RL) an der Sekundärseite der Übergabestation. Der Hausanschluss ist nur zu einem vorübergehenden Zweck für die Vertragsdauer mit dem Grundstück verbunden. Er wird durch Eigentumsmarken begrenzt (siehe 2.4.2.). Er ist kein Bestandteil des Grundstücks gemäß § 95 BGB und fällt nicht in das Eigentum des Kunden oder des Grundstückseigentümers.

2.2 Der Lieferant übernimmt sämtliche Kosten der Erstellung der Wärmeerzeugungsanlage, des Wärmeverteilnetzes und des Hausanschlusses, sofern der Hausanschluss nicht mehr als 5 Meter auf dem Grundstück des Kunden beträgt (siehe Anhang). Mehrkosten durch eine längere Anschlussleitung werden je nach Aufwand durch den Kunden getragen.
Der Lieferant bleibt Eigentümer der genannten technischen Komponenten. Die sekundärseitige Einbindung in das Wärmenetz obliegt dem Kunden.

2.3 Übergabestation

2.3.1 Der Kunde stellt dem Lieferant unentgeltlich einen Raum zur Unterbringung der Übergabestation zur Verfügung. Standort und Größe des Übergaberaumes werden von den Vertragspartnern vor Baubeginn des Hausanschlusses einvernehmlich festgelegt.

2.3.2 Die Übergabestation umfasst die zur Versorgung des Kunden erforderlichen technischen Einrichtungen (Mess-, Regel- und Absperranlagen). Der Lieferant darf diese Einrichtungen auch für andere Zwecke, insbesondere zur Überwachung und Steuerung des Wärmenetzbetriebes benutzen. Der Kunde stellt im Übergaberaum Wechselstrom mit 230 V zum Betrieb der Mess- und Regeleinrichtungen der Übergabestation unentgeltlich zur Verfügung. Schematische Darstellungen der Übergabestationen gibt die Anlage 4 wieder. Darin sind die Eigentumsgrenzen dargestellt.

2.3.3 Die Wärmeübergabe erfolgt mit Wärmetauscher (indirekt). Der Wärmetauscher für die indirekte Wärmeübergabe wird vom Lieferant geliefert. Übergabestelle sind die sekundärseitigen Anschlüsse der Übergabestation. Weitere Technische Angaben sind den Technische Anschlussbedingungen (**Anlage 5**) festgelegt.

2.3.4 Die Übergabestation hat eine maximale Leistung von 35kW für die Trinkwassererwärmung (10-50°C) und 15kW für die Heizung (siehe Anhang). Mehrkosten durch eine erhöhte Leistungsanforderung oder durch den Einsatz von Zusatzmodulen wie z.B. einer Zirkulationspumpe, werden je nach Aufwand durch den Kunden getragen

3 Baukostenzuschüsse, Hausanschlusskosten

Die Baukostenzuschüsse zur teilweisen Finanzierung des Fernwärmenetzes sind nach § 9 in der **Anlage 6** einzusehen. Die Hausanschlusskosten zur Finanzierung des Hausanschlusses nach § 10 AVBFernwärmeV sind ebenfalls in der **Anlage 6** festgehalten

Die sekundärseitige Einbindung in das Wärmenetz obliegt dem Kunden.

4 Mitteilungspflicht des Kunden

Erweiterungen und Änderungen der Kundenanlage sind gemäß § 15 Abs. 2 AVBFernwärmeV dem Lieferant rechtzeitig vor Ausführung schriftlich mitzuteilen. In diesem Zusammenhang sind die Auswirkung auf die preislichen Bemessungsgrößen und die bereit zu haltende Leistung darzulegen.

5 Preise und Abrechnungen

- 5.1 Das für die Wärmeversorgung zu zahlende Entgelt setzt sich aus Leistungspreis und Arbeitspreis zusammen. Das Entgelt ändert sich gemäß den Preisanpassungsklauseln. Entgelte und Preisanpassungsklauseln sind in dem Preisblatt (**Anlage 2**) festgelegt. Der Leistungspreis ist unabhängig vom Wärmebezug und ab Beginn der Leistungsbereitstellung nach Nr. 7.1 dieses Vertrages zu zahlen. Der Arbeitspreis wird mit dem gemessenen Verbrauch verrechnet.
- 5.2 Das für die Wärmeversorgung zu zahlende Entgelt wird für einen Zeitraum von 12 Monaten abgerechnet (Abrechnungszeitraum). Auf den voraussichtlichen Betrag der Endrechnung werden im laufenden Abrechnungszeitraum zwischenzeitlich Abschlagszahlungen jeweils für einen Zeitraum von einem Monat berechnet. Die Abschläge sind jeweils zum 01. des jeweiligen Monats fällig.
- 5.3 Eine Anpassung der Abschläge an die Verbrauchs- und Preisentwicklung bleibt vorbehalten. Maßstab für eine Anpassung der Abschläge ist der Vorjahresverbrauch des Kunden. Sofern noch kein Vorjahresverbrauch vorliegt, wird die Höhe der Abschläge anhand einer Verbrauchsprognose festgelegt.
- 5.4 Der Abrechnungszeitraum läuft vom 01.01. bis zum 31.12 des jeweiligen Abrechnungsjahres. Der Abrechnungszeitraum ist damit das jeweilige Kalenderjahr.
- 5.5 Die Jahresabrechnung ist innerhalb von 6 Monaten nach dem Ende des jeweiligen Abrechnungszeitraumes vorzulegen.
- 5.6 Die Rechnungsbeträge der Jahresrechnung sind binnen zwei Wochen nach Zugang der Jahresrechnung auf ein Bankkonto des Lieferants zu überweisen. Ergibt sich eine Überzahlung, wird der überbezahlte Betrag binnen zwei Wochen an den Kunden zurückgezahlt. Wird das Versorgungsverhältnis innerhalb eines Abrechnungszeitraums beendet, wird das verbrauchsunabhängige Entgelt (Leistungspreis) zeitanteilig berechnet.
- 5.7 Bei Zahlungsverzug ist der Vertragspartner, der Zahlungen verlangen kann, berechtigt, Verzugsszinsen in Höhe von 8 Prozentpunkte über dem jeweiligen Basiszinssatz nach § 247 BGB zu verlangen.
- 5.8 Zu den in diesem Vertrag zu zahlenden Beträgen wird die Mehrwertsteuer in der jeweils gesetzlich festgelegten Höhe hinzugerechnet.

6 Messeinrichtung

Zur Ermittlung des verbrauchsabhängigen Entgelts verwendet der Lieferant den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Messeinrichtungen. Die Messeinrichtung wird von dem Lieferant beschafft, eingebaut und bleibt im Eigentum und in der Unterhaltungspflicht des Lieferantens.

7 Laufzeit

- 7.1 Der Vertrag ist wirksam mit Unterzeichnung beider Vertragspartner. Die Wärmelieferung beginnt voraussichtlich mit der Heizperiode **-Jahr/Jahr-**. Die Laufzeit beginnt frühestens, wenn der Hausanschluss hergestellt ist und der Lieferant die Kundenanlage abgenommen hat und spätestens sobald der Kunde aus dem Wärmeverteilungsnetz des Lieferants Wärme entnommen hat (§ 2 Abs. 2 AVBFernwärmeV). Die Vertragsdauer beträgt 10 Jahre. Dieser verlängert sich um weitere 5 Jahre, wenn er nicht spätestens mit einer Frist von neun Monaten vor Ablauf der Vertragsdauer schriftlich gekündigt wird.
- 7.2 Wenn der Kunde sein Grundstück veräußert, ist er gemäß § 32 Abs. 5 Satz 5 AVBFernwärmeV verpflichtet, seinem Rechtsnachfolger den Eintritt in den Fernwärmerversorgungsvertrag aufzuerlegen.

8 Zutrittsrecht gem. § 16 AVBFernwärmeV

- 8.1 Der Kunde gewährt dem Lieferant bzw. einem Beauftragten des Lieferants den Zutritt zu seinem Grundstück und seinen Räumen, soweit dies für die Prüfung der technischen Einrichtungen und zur Wahrnehmung sonstiger Rechte und Pflichten nach diesem Verträge und der AVBFernwärmeV, insbesondere zur Ablesung oder Ermittlung preislicher Bemessungsgrundlagen, erforderlich ist. Dieses Zutrittsrecht wird hiermit ausdrücklich vereinbart.
- 8.2 Bei Verweigerung des Zutrittsrechtes liegt eine Zuwiderhandlung gem. § 33, Abs. 2 AVBFernwärmeV vor.
- 8.3 Wenn es aus den genannten Gründen erforderlich ist, die Räume eines Dritten zu betreten, ist der Kunde verpflichtet, dem Lieferant hierzu die Möglichkeit zu verschaffen.

9 Haftung bei Versorgungsstörungen

- 9.1 Die Haftung richtet bei Versorgungsstörungen richtet sich nach § 6 AVBFernwärmeV. Leitet der Kunde die gelieferte Wärme mit Zustimmung des Lieferants weiter, hat er gemäß § 6 Nr. 5 AVBFernwärmeV sicherzustellen, dass gegenüber dem Lieferant aus unerlaubter Handlung oder Vertrag mit Schutzwirkung zugunsten Dritter keine weitergehenden Schadensersatzansprüche erhoben werden können, als sie in §§ 6 und 7 AVBFernwärmeV vorgesehen sind.
- 9.2 In den von § 6 AVBFernwärmeV nicht geregelten Fällen haften der Lieferant und seine Erfüllungsgehilfen - soweit rechtlich zulässig - nur für Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit.
- 9.3 Dem Kunden obliegt die Verkehrssicherungspflicht für die Nutzung des Hausanschlusses und seiner kundenseitigen Installationsanlage. Insbesondere hat er seine Anlagen in der Form zu unterhalten, dass keine schädlichen Rückwirkungen auf die Versorgungsanlagen des Lieferanten erfolgen.
- 9.4 Die Haftung jeder Vertragspartei sowie ihrer Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen gegenüber der anderen Vertragspartei für schuldhaft verursachte Schäden ist ausgeschlossen, soweit der Schaden nicht durch Vorsatz oder grobe Fahrlässigkeit herbeigeführt wurde.
- 9.5 Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht für die Verletzung wesentlicher Vertragspflichten (sog. Kardinalspflichten) sowie für Schäden aus einer Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.

10 Aufrechnung

Gegen Ansprüche des Lieferants kann nur mit unbestrittenen oder rechtskräftig festgestellten Gegenansprüchen aufgerechnet werden.

11 Ergänzende Bedingungen

Außer den vorgenannten Bedingungen sind Bestandteile des Wärmelieferungsvertrages ebenfalls die Anlagen zum Vertrag, wie sie im Vertragstext benannt sind.

12 Änderungen der allgemeinen Bedingungen

- 12.1 Sollten technische oder rechtliche Umstände eine Umstellung der Erzeugungsparemeter erforderlich machen, werden die Vertragspartner auf eine einvernehmliche Änderung der Preisanpassungsklausel hinwirken.
- 12.2 Ändern sich die Art der vom Lieferant eingesetzten Brennstoffe, das Verhältnis der Brennstoffe zueinander oder die Verhältnisse auf dem Wärmemarkt, so kann der Lieferant die Faktoren der Preisänderungsklausel den neuen Verhältnissen anpassen. Die Änderungen werden dem Kunden 3 Wochen vor Änderung bekannt gegeben.

13 Änderung der wirtschaftlichen Verhältnisse

- 13.1 Sollten der Preis für Gas, die Monatslöhne oder andere Preisfaktoren als Maßstab für die Anpassung der Fernwärmepreise nicht mehr brauchbar sein, z. B. durch Inkrafttreten von Festpreisen oder gravierenden Änderungen für Lohn, bleibt die Anpassung der Klauseln an die neuen Verhältnisse vorbehalten.
- 13.2 Werden die den Preisänderungsklauseln zugrunde liegenden Indizes oder Tarife nicht mehr veröffentlicht, fallen diese weg oder werden sie durch das Statistische Bundesamt geändert, so ist der Lieferant berechtigt, den Bezugsindex oder Bezugstarif durch einen in seiner wirtschaftlichen Auswirkung möglichst gleichen oder den bisherigen Bezugsgrößen nahe kommenden veröffentlichten Index oder Tarif zu ersetzen.

Die Indizes des Statistischen Bundesamtes werden unter www.destatis.de veröffentlicht.

14 Steuerklausel

Sollten zukünftig Steuern oder sonstige Abgaben oder sich aus gesetzlichen Vorschriften ergebende Zahlungsverpflichtungen an Dritte hinzukommen, welche Versorgungsleistungen betreffen und die Kosten des Lieferants erhöhen, so werden diese gesondert umgelegt, sofern sie nicht über Preisgleitklauseln wirksam werden.

15 Schriftform

Änderungen und Ergänzungen des Wärmelieferungsvertrages bedürfen der Schriftform.

16 Datenschutz

Der Lieferant weist darauf hin, dass alle zur Erfüllung dieses Vertrages erforderlichen auf die Person des Kunden bezogenen Daten beim Lieferant elektronisch gespeichert und verarbeitet werden - soweit zur Vertragserfüllung oder aufgrund gesetzlicher Vorschriften notwendig - an andere Stellen weitergegeben werden. Die Bestimmungen des Bundes-

datenschutzgesetzes werden beachtet. Der Kunde erklärt hiermit ausdrücklich sein Einverständnis.

17 Ungültigkeitsklausel

- 17.1 Sollte in diesem Vertrag eine Bestimmung rechtsungültig sein oder werden, so sind sich die Vertragspartner darüber einig, dass die Gültigkeit der übrigen Bestimmungen dadurch nicht berührt ist. Sie verpflichten sich vielmehr, die ungültige Bestimmung nach Möglichkeit durch eine im wirtschaftlichen Erfolg ihr möglichst gleichkommende zu ersetzen.

Eine den wirtschaftlichen Interessen beider Vertragspartner angemessen Rechnung tragende Bestimmung ist von den Vertragspartnern auch einzusetzen, wenn sich bei Durchführung des Vertrages eine Vertragslücke herausstellt.

18 Besondere Vereinbarungen

- 18.1 Bei der Laufzeit wird von § 32 AVBFernwärmeV abgewichen. Die Laufzeit beträgt abweichend 20 Jahre (bis zum 31.12.2030). Eine Verlängerung nach der oben genannten Laufzeit um 5 weitere Jahre ist vorgesehen. Auf den Ausschluss von § 32 AVBFernwärmeV wird nach § 1 (3) AVBFernwärmeV hingewiesen. Beide Vertragspartner sind damit ausdrücklich einverstanden
- 18.2 Zusätzliche Vereinbarungen bedürfen der Schriftform.

19 Gerichtsstand

Gerichtsstand ist **-Ort des Gerichtsstandes-**.

.....
(Ort, Datum)

.....
(Ort, Datum)

.....
Unterschrift (Kunde)

.....
Unterschrift **-Name Lieferant-** vertreten durch
den Geschäftsführer

Anlagen

Anlage 1: AVB-FernwärmeV

Anlage 2: Preisblatt: Wärmetarif und Preisgleitklausel

Anlage 3: Lageplan mit Hausanschlüsse und Kennzeichnung der Abnahmestellen

Anlage 4: Schemazeichnung Übergabestation (nach Fertigstellung)

Anlage 5: Technische Anschlussbedingung

Anlage 6: Baukostenzuschüsse, Hausanschlusskosten

1. Energiebedarfsdaten

		1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante
		Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung
Summe Bedarf ohne Rohrleitungsverlusten	MWh/a	1339	1339	1437	1200
Summe Bedarf mit Rohrleitungsverlusten	MWh/a	1730	2255	1828	1368

1.1 Anschlussnehmer

Nummer	Beschreibung	Wärmetarif [bitte wählen]	Anschlussleistung [kW]				
1	Rathaus, VHS, Kita	1. Standardtarif	233	1	1	1	
2	Grundschule und Ganztagschule	1. Standardtarif	155	1	1	1	
3	Sporthalle 2 und 3, JUZ	1. Standardtarif	296	1	1	1	
4	Sporthalle 1	1. Standardtarif	90	1	1	1	
5	Seniorentreff, Kita	1. Standardtarif	111	1	1	1	
6	Seniorenstübchen	1. Standardtarif	7	1	1	1	
7	Touristik	1. Standardtarif	27	1	1	1	
8	Flüchtlingsheim 1 (gemietet von KG)	1. Standardtarif	0	1	1	1	
9	Flüchtlingsheim 2 (gemietet von KG)	1. Standardtarif	107	1	1	1	
10	Ev. Kirche	1. Standardtarif	37	1	1	1	
11	Kreissparkasse Steinfurt	1. Standardtarif	26	1	1	1	
12	VR-Bank Steinfurt	1. Standardtarif	26	1	1	1	
13	Seniorenheim Haus Widum gGmbH	1. Standardtarif	19	1	1	1	
14	Seniorenheim / betreutes Wohnen	1. Standardtarif	19	1	1	1	
15	Autohaus	1. Standardtarif	19	1	1	1	
16	Ev. Kindergarten	1. Standardtarif	22	1	1	1	
17	Ev. Gemeindehaus	1. Standardtarif	11	1	1	1	
18	Wohnen 50plus	1. Standardtarif	11	1	1	1	
19	Verdichtung	1. Standardtarif	909				
20	Bestandsgebäude	1. Standardtarif	9			10	
21	Gewerbe	2. Sondertarif	182				6
22		3. Standardtarif	0				
23		4. Standardtarif	91				
24		5. Standardtarif	0				
25		6. Standardtarif	0				

Zusammenfassung Wärmekunden

Hausanschlüsse	Stück	18	18	28	6
Anschlussleistung	kW	1217	1217	1306	1091
Gleichzeitigkeit der Wärmeabnehmer	%	70%	70%	70%	70%
Anschlussleistung Wärmeabnehmer unter berücksichtig	kW	852	852	915	764
Wärmebedarf	MWh/a	1339	1339	1437	1200
durchschnittliche Vollbenutzung	h/a	1100	1100	1100	1100
Strombedarf	MWh/a	0	0	0	0

1.2 Fernwärmenetz / Rohrleitungsverluste

Haupttrasse	m	1500	4000	1500	600
Hausanschlüsse	m	360	360	360	200
Trassenlänge gesamt	m	1860	4360	1860	800
Entfernung zum letzten Wärmeabnehmer	m	800	800	800	500
Verlustleistung Fernwärmenetz	kW	45	105	45	19
Jahreswärmeverluste	MWh/a	391	917	391	168
Anteil Rohrleitungsverluste auf Abnahme	[%]	29%	68%	27%	14%
Anteil Rohrleitungsverluste auf Einspeisung	[%]	23%	41%	21%	12%
Wärmebelegung	MWh/m	0,93	0,52	0,98	1,71
Anschlussleistung Gesamt	kW	896	956	959	783
Summe Wärmebedarf ohne Rohrleitungsverluste	MWh/a	1339	1339	1437	1200
Summe Wärmebedarf mit Rohrleitungsverluste	MWh/a	1730	2255	1828	1368

2. Energieerzeugung

		1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante
		Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung
Erforderliche Nennleistung der Wärmeerzeuger	kW	896	956	959	783
Jahresheizwärmebedarf	MWh/a	1730	2255	1828	1368
Deckungsanteil Jahresheizwärmemenge (Summe)	%	100%	100%	100%	100%
Deckungsanteil der Leistungsbereitstellung (Summe)	%	58%	68%	87%	166%
Reserveleistung der Wärmeerzeuger	kW	-372	-306	-122	517

2.1 Energieerzeugungsanlagen

Blockheizkraftwerk I

Blockheizkraftwerk II

Biomassefeuerung und -kesselanlage

Elektrische Wärmepumpe

Spitzenlastkesselanlage Neu

Wärmeeinkauf

2.2 Pufferspeicher

Zusammenstellung

Wärmeerzeugerleistung gesamt	kW	524	650	837	1.300
Erzeugte Jahreswärmemenge gesamt	MWh/a	1.730	2.255	1.828	1.368
Stromerzeugerleistung gesamt	kW	100	0	50	0
Erzeugte Strommenge	MWh/a	795	0	368	0
.. davon in Kraft-Wärme-Kopplung	MWh/a	795	0	368	0
Brennstoffleistung	kW	649	0	937	833
Kälteleistung	kW	0	0	0	0
Erzeugte Kälte	MWh/a	0	0	0	0

Deckungsanteil Jahresheizwärmemenge

Blockheizkraftwerk I	%	40%	0%	35%	0%
Blockheizkraftwerk II	%	40%	0%	0%	0%
Biomassefeuerung und -kesselanlage	%	0%	0%	45%	0%
Elektrische Wärmepumpe	%	0%	0%	0%	90%
Spitzenlastkesselanlage Neu	%	20%	0%	20%	10%
Wärmeeinkauf	%	0%	100%	0%	0%
Summe	%	100%	100%	100%	100%

Daten: WIRE_WN_Ladbergen mit Verdichtung 181001, 2. Energieerzeugung

bearbeitet: IngenieurNetzwerk Energie eG

Druck: 08.10.2018, 12:29

Info

Eingabe möglich -->

						1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante				
						Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung				
Einheit													
Investitionskapitalbedarf Gesam EUR						1.174.410 €	1.737.727 €	1.076.687 €	880.642 €				
Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Kostengruppe	Kostengliederung	Einheit	Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen	Eingabe	Summen und Schätzungen
1	0	0	100	Grundstück	€		0 €		0 €		0 €		0 €
2	0	0	200	Herrichten und Erschließen	€		0 €		0 €		0 €		0 €
3	0	0	300	Bauwerk - Baukonstruktion	€		396.000 €		776.000 €		356.000 €		200.000 €
4	0	0	400	Bauwerk - Technische Anlage	€		590.899 €		684.275 €		548.779 €		540.035 €
5	0	0	500	Außenanlagen	€		0 €		0 €		0 €		0 €
6	0	0	600	Ausstattung und Kunstwerke	€		0 €		0 €		0 €		0 €
7	0	0	700	Baunebenkosten	€		187.511 €		277.452 €		171.908 €		140.607 €

4. Instandhaltungskosten

				1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante	
				Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung	
Instandsetzungskosten Summe				EUR/a	19.631 €	3.949 €	11.150 €	8.534 €
Kapitalkosten Summe				EUR/a	81.010 €	106.991 €	71.062 €	58.610 €
4.	Instandsetzungskosten	Prozentsatz	Einheit	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh	BHKW aus ct/kWh	
Summen	100 Grundstück		Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €
	200 Herrichten und Erschließen		Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €
	300 Bauwerk - Baukonstruktion		Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €
	400 Bauwerk - Technische Anlage		Summe	EUR/a	19.631 €	3.949 €	11.150 €	8.534 €
	500 Außenanlagen		Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €
	600 Ausstattung und Kunstwerke		Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €
	700 Baunebenkosten		Summe	EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €
Instandsetzungskosten Gesamt				EUR/a	19.631 €	3.949 €	11.150 €	8.534 €
5.	Kapitalkosten		a					
		20	a					
Summen	100 Grundstück		EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	
	200 Herrichten und Erschließen		EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	
	300 Bauwerk -Baukonstruktion		EUR/a	24.218 €	47.458 €	21.772 €	12.231 €	
	400 Bauwerk - Technische Anlagen		EUR/a	45.324 €	42.566 €	38.777 €	37.780 €	
	500 Außenanlagen		EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	
	600 Ausstattung und Kunstwerke		EUR/a	0 €	0 €	0 €	0 €	
	700 Baunebenkosten		EUR/a	11.468 €	16.968 €	10.513 €	8.599 €	
Kapitalkosten Gesamt				EUR/a	81.010 €	106.991 €	71.062 €	58.610 €

	1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante
	Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung
Jahresausgaben Gesamt	224.799 €	152.171 €	205.336 €	142.226 €
6. Bedarfsgebundene Kosten (Energiekosten)				
Bedarfsgebunden Kosten (gesamt)	108.753 €	25.905 €	107.149 €	66.722 €
7. Betriebsgebundene Kosten				
Betriebsgebundene Kosten gesamt EUR/a	27.631 €	10.449 €	19.750 €	12.034 €
8. Sonstige Kosten				
Ausgaben für sonstige Kosten	7.406 €	8.826 €	7.376 €	4.860 €
Jahresausgaben Gesamt	224.799 €	152.171 €	205.336 €	142.226 €

9. Jahreseinnahmen

		1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante
		Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung
Jahreseinnahmen aus Stromvergütung, Wärmeverkauf und Stromverkauf		223.525 €	117.584 €	185.588 €	64.609 €
9.1 Einnahmen durch Wärmeverkauf					
Einnahmen aus Wärmeverkauf		117.584 €	117.584 €	130.356 €	64.609 €
	durchschnittlicher Wärmepreis	87,84 €	87,84 €	90,71 €	53,84 €
	Kostendeckender Wärmepreis	66,97 €	82,82 €	81,33 €	107,29 €
9.2 Einnahmen durch Vergütung nach EEG oder KWKG					
9.2.1 Einnahmen durch Stromverkauf nach EEG					
Stromvergütung nach EEG		0 €	0 €	0 €	0 €
	Mischpreis (EEG-Stromvergütung)				
9.2.2 Einspeisung ins öffentliche Netz; Vergütung nach KWKG					
Stromvergütung der Festbrennstoff KWK-Anlage nach:		EEG	EEG	EEG	EEG
Stromvergütung der BHKWs nach:		KWKG	KWKG	KWKG	KWKG
Gesamtsumme Förderung KWK-Anlagen nach KWKG/EEG		92.328 €	0 €	35.390 €	0 €
9.3 Eingesparte Stromkosten bei Eigenstromnutzung					
Einsparung Eigenstromnutzung		0 €	0 €	13.547 €	0 €
Zwischensumme: Stromvergütung nach KWKG/EEG und Einsparung		92.328 €	0 €	48.937 €	0 €
	Mischpreis (KWKG und Eigenstrom)				
9.4 Steuerrückerstattung		BHKW I BHKW II	BHKW I BHKW II	BHKW I BHKW II	BHKW I BHKW II
Rückerstattung Energiesteuer		13.613 €	0 €	6.295 €	0 €
9.5 Stromverkauf					
Einnahmen Stromverkauf		0 €	0 €	0 €	0 €
Jahreseinnahmen aus Stromvergütung, Wärmeverkauf und Stromverkauf		223.525 €	117.584 €	185.588 €	64.609 €

10. Finanzierung

		1.Variante Bestandsgebiet über BHK	2.Variante Bestandsgebiet über Biogas	3.Variante Erweiterung Bestandsnetz	4.Variante Abwärme als Insellösung	10.Variante Erweiterung Bestandsnetz (7
Investitionskostenkapitalbedarf gesamt	EUR	1.174.410 €	1.737.727 €	1.076.687 €	880.642 €	1.219.487 €
10.1 Netzkostenbeiträge	Berücksichtigen	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Netzkostenbeiträge Gesamt	EUR	235.000 €	235.000 €	335.000 €	120.000 €	335.000 €
Anteil des Investitionskostenbedarfs		20,01%	13,52%	31,11%	13,63%	27,47%
10.2 Förderung						
Förderung gesamt		188.500 €	436.000 €	168.500 €	82.500 €	168.500 €
Anteil des Investitionskostenbedarfs		16%	25%	16%	9%	14%
10.3 Eigenkapital Genossenschaft						
Eigenkapital Genossenschaft gesamt	EUR	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Anteil des Investitionskostenbedarfs		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
10.4 sonstiges Eigenkapital						
sonstiges Eigenkapital gesamt	EUR	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Anteil des Investitionskostenbedarfs		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
10.5 Fremdkapital, langfristig / erforderliche Restfinanzierung						
WACC		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Zusammenstellung Finanzierung						
Netzkostenbeiträge	EUR	235.000 €	235.000 €	335.000 €	120.000 €	335.000 €
Mitgliederbeiträge	EUR	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Eintrittsgelder	EUR	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Gesellschafteranteile	EUR	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
sonstiges Eigenkapital	EUR	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Förderungen	EUR	188.500 €	436.000 €	168.500 €	82.500 €	168.500 €
Fremdkapital, Langfristig	EUR	750.910 €	1.066.727 €	573.187 €	678.142 €	715.987 €
Investitionskapitalbedarf Gesamt (Summe)	EUR	1.174.410 €	1.737.727 €	1.076.687 €	880.642 €	1.219.487 €
Anteil Netzkostenbeiträge		20,0%	13,5%	31,1%	13,6%	27,5%
Anteil Mitgliedsbeiträge		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Anteil Eintrittsgeld		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Anteil Gesellschafteranteile		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Anteil sonstiges Eigenkapital		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Anteil Förderung		16,1%	25,1%	15,6%	9,4%	13,8%
Anteil Fremdkapital		63,9%	61,4%	53,2%	77,0%	58,7%

Zusammenfassung

	1.Variante	2.Variante	3.Variante	4.Variante	10.Variante
	Bestandsgebiet über BHKW	Bestandsgebiet über Biogasanlage	Erweiterung Bestandsnetz	Abwärme als Insellösung	Erweiterung Bestandsnetz (7b)
Jahresausgaben					
kapitalgebundene Kosten	81.010 €	106.991 €	71.062 €	58.610 €	79.734 €
kapitalgebundene Kosten unter Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge	51.797 €	65.678 €	37.831 €	45.133 €	46.814 €
bedarfsgebundene Kosten (Energiekosten)	108.753 €	25.905 €	107.149 €	66.722 €	85.276 €
betriebsgebundene Kosten (Betriebsführung+Instandhaltung)	27.631 €	10.449 €	19.750 €	12.034 €	21.675 €
sonstige Kosten	7.406 €	8.826 €	7.376 €	4.860 €	7.736 €
Jahresausgaben gesamt	195.586 €	110.858 €	172.105 €	128.749 €	161.502 €
Jahreseinnahmen					
Einnahmen durch Wärmeverkauf	117.584 €	117.584 €	130.356 €	64.609 €	130.356 €
Einnahmen durch Stromeinspeisung	92.328 €	0 €	35.390 €	0 €	35.390 €
Energiesteuerrückerstattung	13.613 €	0 €	6.295 €	0 €	6.295 €
Einsparung Eigenstromnutzung	0 €	0 €	13.547 €	0 €	13.547 €
Jahreseinnahmen gesamt	223.525 €	117.584 €	185.588 €	64.609 €	185.588 €
Einnahmen - Ausgaben (Überschuss)	27.939 €	6.726 €	13.483 €	-64.140 €	24.086 €
Variantenvergleich	-	-21.213 €	-14.456 €	-92.079 €	-3.853 €
Investition	1.174.410 €	1.737.727 €	1.076.687 €	880.642 €	1.219.487 €
Investition nach Förderung BKZ/Mitgliedsbeiträgen	750.910 €	1.066.727 €	573.187 €	678.142 €	715.987 €
Gesamtkapitalrendite	3,66%	1,61%	2,32%	-5,74%	3,15%
CO ₂ Emissionen	239.596 kg/a	9.269 kg/a	175.788 kg/a	211.746 kg/a	175.788 kg/a