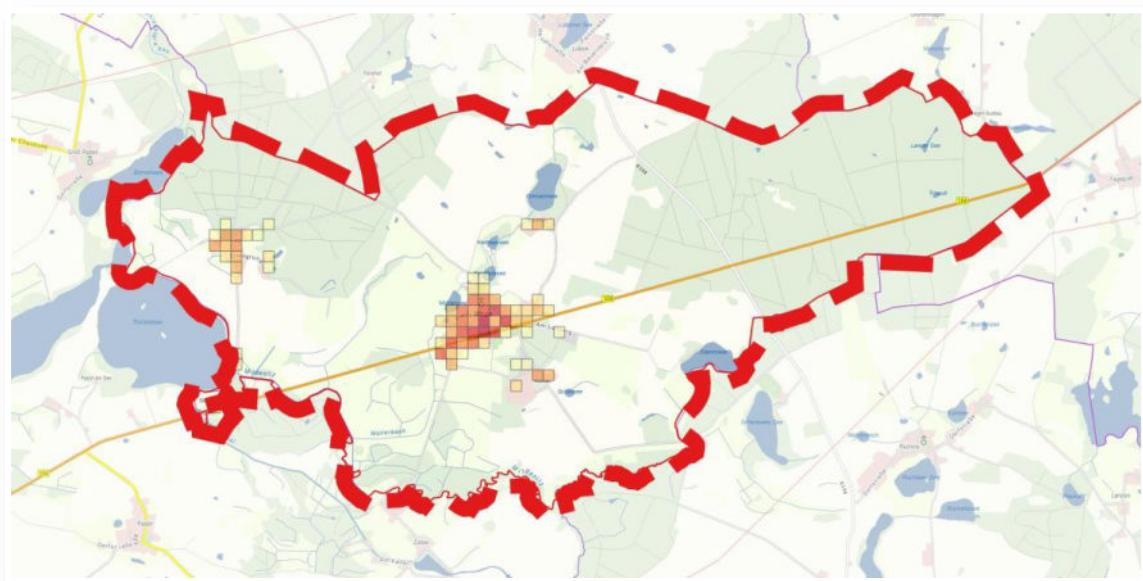


Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Wärmeversorgung

in der Gemeinde Witzin



Auftraggeber:

Gemeinde Witzin
über Amt Sternberger Seenlandschaft
Am Markt 1
19406 Sternberg

Erstellt durch:

Trigenius GmbH
Lübsche Straße 10
23966 Wismar
Tel: 03841 22731 17
E-Mail: b.materne@trigenius-gmbh.de



Bearbeitungsstand: Dezember 2022

gefördert durch:



Europäische Fonds EFRE, ESF und ELER
in Mecklenburg-Vorpommern 2014-2020

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und Aufgabenstellung.....	1
2	Grundlagenermittlung	2
2.1	Kartografische Daten.....	2
2.2	Statistische Daten.....	3
2.3	Auswertung der planerischen Situation.....	3
2.4	Lokale Akteure.....	3
3	Bedarfsanalyse.....	4
3.1	Methodik	4
3.2	Ergebnisse.....	8
3.3	Entwicklungsperspektive	15
4	Potenzialanalyse	17
4.1	Energetische Gebäudesanierung	18
4.2	Bestehende Biogasanlage.....	19
4.3	Energetische Biomassenutzung	21
4.4	Solar-Aufdachanlagen	25
4.5	Umweltwärmennutzung	27
4.6	PV-Freiflächen	30
4.7	Windenergie.....	35
4.8	Zusammenfassung	36
5	Versorgungslösungen	39
5.1	Versorgungsgebiete	39
5.2	Variante 1: Solarthermie + Biomassefeuerung	40
5.3	Variante 2: Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung	60
5.4	Variante 3: Multivalentes Wärmenetz mit Saisonalspeicher	72
5.5	Logistik.....	80
6	Alternative Versorgungsmodelle	84
6.1	Typ-Gebäude	84
6.2	Erdgas-Therme.....	84
6.3	Flüssiggas.....	85
6.4	Heizölkessel.....	86
6.5	Solarthermie + Erdgas.....	86
6.6	Holz-Pellets.....	87
6.7	Luft-Wasser-Wärmepumpe	88
7	Variantenvergleich und Szenarien	89
7.1	Vergleich Versorgungsumfang	89
7.2	Vergleich Investitionskosten	90
7.3	Vergleich Wärmegestehungskosten.....	92
7.4	Vergleich Treibhausgasemissionen	93
7.5	Sensitivitätsanalyse	94
8	Fördermittel-Situation	96
8.1	Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.....	97
8.2	Energieeffizienz im Gebäudebereich	99
8.3	Energieeffiziente Infrastruktur.....	102
8.4	Quartiersentwicklung	104
9	Betreibermodelle	105
9.1	Unternehmensformen.....	105
9.2	Betreibermodelle	106

9.3	Situation vor Ort.....	107
10	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen.....	108
10.1	Planung und Realisierung biomassebasierte Nahwärme	109
10.2	Regionale und überregionale Vernetzung	110
10.3	Lokale Vernetzung.....	110
10.4	Publikation neutraler Energie- und Fördermittelberatungsangebote.....	111
10.5	Schaffung lokaler Beratungsangebote	111
11	Quelleverzeichnis	112

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Gebäudeklassifizierung (exemplarisch)	4
Abb. 2:	Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil	8
Abb. 3:	Karte Rückmeldequote Befragung	9
Abb. 4:	Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen	10
Abb. 5:	Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil.....	11
Abb. 6:	Karte: Wärmebedarfsdichte	11
Abb. 7:	Strombedarf nach Sektor und Ortsteil.....	12
Abb. 8:	Endenergiebedarf nach Ortsteil und Energieträger	13
Abb. 9:	Treibhausgasemissionen nach Ortsteil und Energieträger.....	14
Abb. 10:	Überblick Zubauszenario	15
Abb. 11:	Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil	18
Abb. 12:	Jahresgang Wärmeüberschuss BGA.....	20
Abb. 13:	Energetisches Potenzial Biogas (Bestand).....	20
Abb. 14:	Treibhausgasminderungspotenzial Biogas (Bestand)	21
Abb. 15:	Karte Bodennutzungsarten	22
Abb. 16:	Energetisches Potenzial Biomasse.....	24
Abb. 17:	Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse	24
Abb. 18:	Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen	26
Abb. 19:	Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen.....	27
Abb. 20:	Energetisches Potenzial Umweltwärmennutzung	29
Abb. 21:	Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmennutzung	29
Abb. 22:	Karte Flächenkulisse PV-Freiflächenanlagen	33
Abb. 23:	Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen.....	34
Abb. 24:	THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen	35
Abb. 25:	Karte Auszug Reg. Raumentwicklungsprogramm	35
Abb. 26:	Zusammenfassung energetische Potenziale (mit PV-Freifläche)	37
Abb. 27:	Zusammenfassung energetische Potenziale (ohne PV-Freifläche)	37
Abb. 28:	Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (mit PV-Freifläche)	38
Abb. 29:	Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (ohne PV-Freifläche)	38
Abb. 30:	Karte Übersicht Versorgungsgebiete	40
Abb. 31:	Übersicht funktionale Konzeption Variante1	41
Abb. 29:	Heizhaus (Beispiel)	41
Abb. 33:	Flächenbedarf Biomasseheizwerke	42
Abb. 34:	Raumkonzept Heizzentrale (500 kW Biomasse)	43
Abb. 35:	Raumkonzept Heizwerk (12 MW Biomasse)	43
Abb. 36:	Beispiel Solarthermie-Freifläche	44
Abb. 37:	Solarthermie-Kalkulation mit ScenoCalc (Bsp.)	45

Abb. 36: Brennstoffanlieferung	46
Abb. 37: Holz-Hackschnitzelkessel	46
Abb. 38: Pufferspeicher	47
Abb. 39: Nahwärmeleitungen	47
Abb. 40: Wärmeübergabestation	48
Abb. 43: Karte Versorgungsgebiet Variante 1	49
Abb. 44: Jahresgang Variante 1A (AG 80%)	51
Abb. 45: Treibhausgaseinsparung Variante 1A (AG 80%)	52
Abb. 46: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1A	53
Abb. 47: Wärmegestehungskosten Variante 1A (AG 80%)	54
Abb. 48: Jahresgang Variante 1B (AG 80%)	56
Abb. 49: Treibhausgaseinsparung Variante 1B (AG 80%)	57
Abb. 50: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1B	58
Abb. 51: Wärmegestehungskosten Variante 1B (AG 80%)	59
Abb. 52: Übersicht funktionale Konzeption Variante2	60
Abb. 53: Karte Versorgungsgebiet Variante 2	61
Abb. 54: Jahresgang Variante 2A (AG 80%)	63
Abb. 55: Treibhausgaseinsparung Variante 2A (AG 80%)	64
Abb. 56: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2A	65
Abb. 57: Wärmegestehungskosten Variante 2A (AG 80%)	66
Abb. 58: Jahresgang Variante 2B (AG 80%)	68
Abb. 59: Treibhausgaseinsparung Variante 2B (AG 80%)	69
Abb. 60: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2B	70
Abb. 61: Wärmegestehungskosten Variante 2B (AG 80%)	71
Abb. 62: Übersicht funktionale Konzeption Variante3	73
Abb. 63: Karte Versorgungsgebiet Variante 3	74
Abb. 64: Jahresgang Variante 3 (AG 80%)	76
Abb. 65: Treibhausgaseinsparung Variante 3 (AG 80%)	77
Abb. 66: Investitionsschätzung und Förderung Variante 3	78
Abb. 67: Wärmegestehungskosten Variante 3 (AG 80%)	79
Abb. 68: Variantenvergleich Versorgungsumfang und Energieträgereinsatz	89
Abb. 69: Variantenvergleich Investitionskosten	90
Abb. 70: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten	91
Abb. 71: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten	92
Abb. 72: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen	93
Abb. 73: Sensitivität Anschlussgrad	94
Abb. 74: Sensitivität Förderquote	95
Abb. 75: Sensitivität Brennstoffpreis	96

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Emissionsfaktoren nach GEMIS	7
Tab. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil.....	8
Tab. 3: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen	9
Tab. 4: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil	10
Tab. 5: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil.....	12
Tab. 6: Endenergiebedarf der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger	13
Tab. 7: Treibhausgasmissionen der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger	14
Tab. 8: Zubaumengen	15
Tab. 9: Mittelfristiges Entwicklungsszenario – Wärme.....	16
Tab. 10: Mittelfristiges Entwicklungsszenario – Strom	16
Tab. 11: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil und Sektor	19
Tab. 12: THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil.....	19
Tab. 13: Abschätzung BGA (Bestand)	19
Tab. 14: Energetisches Potenzial Biogas (Bestand)	20
Tab. 15: Treibhausgasminderungspotenzial Biogas (Bestand)	21
Tab. 16: Energetisches Potenzial Biomasse.....	23
Tab. 17: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse	24
Tab. 18: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil	26
Tab. 19: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil	27
Tab. 20: Energetisches Potenzial Umweltwärmennutzung nach Ortsteil	28
Tab. 21: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmennutzung nach Ortsteil	29
Tab. 22: Kriterien Flächenkulisse PV-Freiflächen	33
Tab. 23: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen	34
Tab. 24: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen	34
Tab. 25: Zusammenfassung energetische Potenziale	36
Tab. 26: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial	37
Tab. 27: Kenngrößen Versorgungsgebiete Nahwärme.....	39
Tab. 28: Wärmebilanz Variante 1A (AG 80%).....	51
Tab. 29: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 1A (AG 80%)	51
Tab. 30: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1A	53
Tab. 31: Wärmegestehungskosten Variante 1A (AG 80%).....	54
Tab. 32: Wärmebilanz Variante 1B (AG 80%).....	56
Tab. 33: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 1B (AG 80%)	56
Tab. 34: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1B	57
Tab. 35: Wärmegestehungskosten Variante 1B (AG 80%).....	59
Tab. 36: Wärmebilanz Variante 3A (AG 80%).....	63
Tab. 37: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 2A (AG 80%)	63
Tab. 38: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2A	65
Tab. 39: Wärmegestehungskosten Variante 2A (AG 80%).....	66
Tab. 40: Wärmebilanz Variante 2B (AG 80%).....	68
Tab. 41: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 2B (AG 80%)	68
Tab. 42: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2B	69
Tab. 43: Wärmegestehungskosten Variante 2B (AG 80%).....	71
Tab. 44: Wärmebilanz Variante 3 (AG 80%)	75
Tab. 45: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 3 (AG 80%)	76
Tab. 46: Investitionsschätzung und Förderung Variante 3.....	78
Tab. 47: Wärmegestehungskosten Variante 3 (AG 80%)	79

Tab. 48: Kennwerte Typ-Gebäude	84
Tab. 49: Kennwerte Erdgas-Therme	85
Tab. 50: Kennwerte Flüssiggas-Therme	85
Tab. 51: Kennwerte Heizölkessel	86
Tab. 52: Kennwerte Erdgas-Therme + Solarthermie	87
Tab. 53: Kennwerte Pelletkessel	87
Tab. 54: Kennwerte Luft-Wasser-Wärmepumpe	88
Tab. 55: Variantenvergleich Versorgungsumfang	89
Tab. 56: Variantenvergleich Investitionskosten	90
Tab. 57: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten	91
Tab. 58: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten	92
Tab. 59: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen	93

Anhänge

- Anhang 1: Karten
- Anhang 2: Fragebögen der Anwohner- und Gewerbebefragung
- Anhang 3: Energetisches Biomassepotenzial
- Anhang 4: Kalkulation Variante 1A (Solarthermie + Biomassefeuerung – Kernausbau)
- Anhang 5: Kalkulation Variante 1B (Solarthermie + Biomassefeuerung – Erweiterter Ausbau)
- Anhang 6: Kalkulation Variante 2A (Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung – Kernausbau)
- Anhang 7: Kalkulation Variante 2B (Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung – Erweiterter Ausbau)
- Anhang 8: Kalkulation Variante 3 (Multivalentes Wärmenetz mit Saisonalspeicher)
- Anhang 9: Kalkulation alternativer Versorgungskonzepte

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Gemeinde Witzin betrachtet es als eine ihrer zentralen Aufgaben, auch für zukünftige Generationen einen attraktiven Lebensraum aktiv zu gestalten. Als ein wesentlicher Baustein dazu wird die Bereitstellung einer modernen, zukunftsähigen und umweltverträglichen Energieversorgungsinfrastruktur angesehen. Denn der Einsatz regional verfügbarer, erneuerbarer Energieträger bietet nicht nur große Potenziale zum Schutz von Klima und Umwelt - sondern auch die Möglichkeit, Wertschöpfung vor Ort zu halten.

So machen zum Beispiel bereits heute die Kosten der Wärmeversorgung einen Großteil der Wohnkosten privater Haushalte im ländlichen Raum aus. Und auch im gewerblichen Bereich gilt eine regenerative Energieversorgung inzwischen als Standortvorteil.

Die Bereitstellung moderner und nachhaltiger Strom- und Wärmeversorgungslösungen stellt somit ein wesentliches Element zur dauerhaften Sicherung der Lebens- und Standortqualität in der Gemeinde dar. Dabei gilt es, den aktuellen und zukünftigen Herausforderungen des Klima- und Umweltschutzes gerecht zu werden und gleichzeitig langfristig wirtschaftliche Versorgungslösungen bereit zu stellen.

Eine besondere Rolle spielen in diesem Zusammenhang die sich abzeichnenden veränderten Rahmenbedingungen im Bereich der Energieversorgung aufgrund der aktuellen geopolitischen Entwicklungen sowie der Klimaschutzbemühungen der Bundesregierung. So werden eine restriktivere Regulierung des Einsatzes konventioneller Energieträger sowie die bereits stattgefunden Einführung der CO2-Steuer aller Voraussicht nach, tiefgreifende Veränderungen der Energieversorgungsstruktur nach sich ziehen.

Aufgrund der baulichen Struktur steht mittelfristig in vielen Privathaushalten in Witzin eine altersbedingte Sanierung der vorhandenen Wärmeversorgungsanlagen an. Gleichzeitig sind aus lokaler Forst- und Landschaftspflege erhebliche Mengen an Grünschnitt vorhanden, die potenziell für eine energetische Nutzung in Betracht kommen. Auch Potenziale zur Nutzung von Solarenergie sind in Witzin erkennbar. Daher liegt der Gedanke nahe, all diese Potenziale für eine zukünftige Wärme- und Stromversorgung der Gemeinde nutzbar zu machen.

Vor diesem Hintergrund beauftragte die Gemeinde Witzin die Durchführung einer Machbarkeitsstudie zum Aufbau einer Energieversorgungsinfrastruktur auf Basis regional verfügbarer erneuerbarer Energiequellen. Im Fokus stand hierbei der Wärmesektor. Jedoch sollte ergänzend auch der Stromsektor mit beleuchtet werden. Ziel war die Darstellung und Bewertung bestehender Energiebedarfe und Potenziale sowie die umsetzungsorientierte Ableitung möglicher Handlungsansätze zum Aufbau einer Energieversorgung auf Basis regional verfügbarer Quellen. Die Machbarkeitsstudie bildet damit eine belastbare Entscheidungs- und Planungsgrundlage für nachfolgende konkrete Schritte zur Schaffung einer zukunftsähigen und nachhaltigen Versorgungsinfrastruktur. Auf diese Weise sollen durch den Einsatz regional verfügbarer Energieträger die Lebens- und Wirtschaftsbedingungen vor Ort weiter verbessert, lokale Wertschöpfungsketten gestärkt, und ein wichtiger Beitrag zum Klima- und Umweltschutz geleistet werden.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen sowie sich daraus ergebende Handlungsoptionen und -empfehlungen zusammen.

2 Grundlagenermittlung

Um eine belastbare Basis für die Erarbeitung praxisnaher Handlungsempfehlungen zu schaffen, wurden zunächst im Rahmen der Grundlagenermittlung wesentliche Informationen zur Einschätzung der konkreten Gegebenheiten vor Ort zusammengetragen und systematisiert.

Im Einzelnen wurden folgende Informationen ausgewertet:

2.1 Kartografische Daten

Im Zuge der vorliegenden Studie wurden umfangreiche Übersichts- und Fachkarten zu unterschiedlichen Themen ausgewertet. Darüber hinaus wurden während der Erarbeitung verschiedene raumbezogene Informationen generiert.

Um diese vielfältigen Daten übersichtlich und flexibel darstellen, verknüpfen und auswerten zu können, wurde das Geoinformationssystems (GIS) QGIS genutzt. Die Verwendung des etablierten ESRI-Shape-Standards stellt hierbei eine problemlose Weiterverwendung in nachfolgenden Projektschritten sicher.

Folgende Übersichts- und Fachkarten wurden genutzt:

2.1.1 Topografische Informationen

- Topografische Karte (WebAtlas MV)¹
- Digitale Orthophotos (DOP)²
- Bodennutzungstypen (BNT)³

2.1.2 Administrative Gliederung

- Digitale Verwaltungsgrenzen (DVG)⁴
- Digitale Flurgrenzen (DFG)⁵
- Amtliches Liegenschaftskataster-Informationssystem (ALKIS®)⁶

2.1.3 Planerische Situation

- Regionales Raumentwicklungsprogramm (RREP)⁷ inkl. Teilstreitungsentwurf⁸
- Geltende bzw. in Aufstellung befindliche Bebauungspläne⁹
- Gebäudebestand¹⁰

¹ LAiV 01

² LAiV 02

³ LUNG 03

⁴ LAiV 03

⁵ LAiV 04

⁶ LAiV 05

⁷ LUNG 01

⁸ RPV WM 01

⁹ LAND MV 01 sowie ergänzende Pläne, bereitgestellt durch Auftraggeber

¹⁰ LAiV 06

2.1.4 Energetische Situation

- Fachkarten Erdwärmeverwendung¹¹

2.1.5 Naturschutzfachliche Belange

- Schutzgebiete¹²
- Geschützte Biotope¹³

2.2 Statistische Daten

Einen weiteren wichtigen Baustein zur Einschätzung des bestehenden sowie sich entwickelnden Energiebedarfs bilden statistische Daten zur Bevölkerungs-, Wirtschafts- und Raumstruktur. Hierzu wurden unter anderem folgende Auswertungen berücksichtigt:

- Bevölkerungsstand der Kreise, Ämter und Gemeinden¹⁴
- Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen¹⁵
- Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung¹⁶
- Regionales Energiekonzept Westmecklenburg¹⁷
- Kleinräumige Bevölkerungsprognose¹⁸

2.3 Auswertung der planerischen Situation

Im Zuge der Grundlagenermittlung wurden weiterhin die bestehenden planerischen Voraussetzungen insbesondere hinsichtlich Regionalplanung und Bauleitplanung geprüft. Die gewonnenen Informationen dienten unter anderem der Bewertung und Klassifikation des baulichen und energetischen Standards des vorhandenen Gebäudebestands sowie zur Abschätzung weiterer Entwicklungspotenziale.

2.4 Lokale Akteure

In Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber wurden im Zusammenhang mit der Machbarkeitsstudie relevante lokale Akteure identifiziert und angesprochen. Ziel war hierbei, vor Ort vorhandenes Potenzial und Knowhow möglichst frühzeitig in das Vorhaben zu integrieren. Es wurden Akteure aus folgenden Bereichen kontaktiert:

- Land- und Forstwirtschaft
- Gewerbe
- Bau- und Erschließungsträger
- Wohnungswirtschaft
- Öffentliche Verwaltung / Liegenschaftsverwaltung

¹¹ LUNG 04

¹² LUNG 02

¹³ LUNG 03

¹⁴ LAIV 07

¹⁵ LAIV 09

¹⁶ LAIV 10

¹⁷ RPV WM 02

¹⁸ RPV WM 03

3 Bedarfsanalyse

In einem zweiten Schritt wurde der Energiebedarf (Wärme und Strom) des vorhandenen Gebäudebestandes untersucht. Für den ermittelten Wärmebedarf wurden gebäudescharf und zeitlich aufgelöste Bedarfsprofile erstellt. Aufbauend hierauf wurde die Wärmebedarfsstruktur im Untersuchungsgebiet hinsichtlich einer Eignung für zentrale Wärmeversorgungsanlagen analysiert.

3.1 Methodik

Bei der Erarbeitung der Bedarfsanalyse wurde wie folgt vorgegangen:

3.1.1 Erfassung des Gebäudebestandes

Anhand des amtlichen Liegenschaftskataster-Informationssystems (ALKIS®)¹⁹ sowie ergänzend durch die Auswertung aktueller Luftbildaufnahmen²⁰ wurden zunächst sämtliche energetisch relevante Gebäude im Untersuchungsgebiet kartografisch und tabellarisch erfasst. Unter ergänzender Berücksichtigung der bestehenden Bebauungspläne²¹ sowie kartografischer Informationen zum Gebäudebestand²² wurden die Gebäude hinsichtlich folgender Aspekte klassifiziert:



- Standort (Adresse, geografische Koordinaten)
- Gebäudegröße (Grundfläche, Höhe, Nutzfläche)
- Gebäudetyp
- Gebäudenutzung
- Baualtersklasse

Abb. 1: Gebäudeklassifizierung (exemplarisch)

Zum Zweck der Auswertung werden die verschiedenen Nutzungsarten wie folgt zu Sektoren zusammengefasst:

- **Privat** (Wohnnutzung, Wochenend- und Ferienhäuser)
- **Gewerbe** (Büro-, Betriebsgebäude, sonstige gewerbliche Nutzung)
- **Öffentlich** (Schule / Kita, Sozialgebäude, Sport...)

¹⁹ LAiV 05

²⁰ LAiV 02

²¹ LAND MV 01

²² LAiV 06

3.1.2 Vorläufige Energiebedarfsermittlung

Der Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung sowie der Strombedarf im erfassten Bestand wurde in einer ersten Stufe basierend auf den oben genannten kartografischen Daten sowie anhand typischer Bedarfskennwerte gebäudescharf ermittelt. Als Bezugsgröße diente hierbei die aus den Gebäudeabmessungen und dem Gebäudetyp ermittelte Nutzfläche.

Bei der Bestimmung typischer Bedarfskennwerte wurde sowohl die Art der Nutzung als auch die Baualtersklasse des Gebäudes ausgewertet. Berücksichtigung fanden unter anderem die in der Vergangenheit gültigen baurechtlicher Vorgaben (Wärmeschutzverordnungen / Energiesparverordnungen), diverse publizierte Kennwerte²³ sowie Erfahrungswerte aus vergleichbaren Untersuchungen.

Anhand von Klimaaufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes²⁴ wurde hieraus der jeweilige Verlauf des Wärmebedarfs in einem Jahr mit durchschnittlichem Temperaturverlauf (Typjahr) abgeleitet. Dabei wurden die weiterentwickelten Standard-Lastprofile für Erdgas (SigLinDe-Profile)²⁵ zugrunde gelegt. Die zeitliche Auflösung beträgt 24 Stunden.

3.1.3 Anwohnerbefragung

Um die Energiebedarfs- und -versorgungssituation genauer einschätzen zu können, wurde mit Unterstützung des Auftraggebers eine Anwohnerbefragung durchgeführt. Die Teilnahme war freiwillig und konnte papierbasiert per Fragebogen oder Online erfolgen.

Abgefragt wurden Informationen aus folgenden Bereichen:

- Stammdaten (Adresse / Zuordnung)
- Gebäudedaten (Größe, Typ, Baujahr, Sanierungsstand)
- Nutzungsdaten (Art und Intensität der Nutzung)
- Anlagentechnik (Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung, ggf. Solar)
- Energieverbrauch (Brennstoffe, Strom)

Ein Musterexemplar des Fragebogens ist im Anhang beigefügt.

3.1.4 Endgültige Bedarfsermittlung

Auf Grundlage der Befragungsergebnisse wurden die ermittelten Daten zum Gebäudebestand weiter verfeinert und vervollständigt. Der zunächst vorläufig ermittelte Energiebedarf wurde anhand der realen Verbrauchswerte skaliert und entsprechend auf den gesamten Gebäudebestand hochgerechnet.

Aufbauend hierauf wurden gebäudescharf Wärmebedarfsprofile abgeleitet. Diese umfassen folgende Angaben:

- Jahreswärmebedarf
- Auslegungsleistung (Normauslegungstemperatur: -12°C)
- Temperaturniveau (Vorlauf / Rücklauf)
- Jahresgang Wärmebedarf (24-Stunden-Werte im Typjahr)
- Jahresgang Temperaturniveau (Vorlauf / Rücklauf, 24-Stunden-Werte im Typjahr)

²³ u.a. RECK 01, WIKI 01

²⁴ DWD 01

²⁵ BDEW 01

Die Ermittlung der Jahresgänge erfolgte auch hier auf Basis von Klimadaten des Deutschen Wetterdienstes²⁶ sowie der spezifischen Nutzungsarten.

Die Ergebnisse der Bedarfsermittlung wurden in einer Gesamtenergiebilanz sachlich gegliedert nach Nutzungsart und Baualtersklasse sowie räumlich aufgelöst als Wärmebedarfsdichte im 100-m-Raster zusammengefasst.

3.1.5 Zukünftige Bedarfsentwicklung

Für die zukünftige Entwicklung des Energiebedarfs im Untersuchungsgebiet werden voraussichtlich einige geplante Bauvorhaben im Ortsteil Witzin von Bedeutung sein. Berücksichtigt wurden folgende bestehende bzw. in Vorbereitung befindliche Vorhaben:

- Erschließung Baugebiet an der B104 (5-6 Wohngebäude)
- Erschließung Baugebiet im Bereich Güstrower Chaussee / Neue Welt (ca. 10 Wohngebäude)
- Erschließung Grünes Gewerbegebiet im Bereich Am Lohberg / B104

Um eine entsprechende Bedarfsentwicklung abschätzen zu können, wurden die jeweiligen Planunterlagen ausgewertet und analysiert. Die zu erwartenden Energiebedarfe wurden auch hier anhand der geplanten Nutflächen und Nutzungsarten abgeschätzt. Soweit nicht anders bekannt wurde im Wohnbaubereich von einer Ausführung der Bauvorhaben nach dem Energiestandard KfW-40 ausgegangen. Entsprechend dem Detaillierungsgrad der vorliegenden Pläne wurde eine exemplarische Bebauungsstruktur zugrunde gelegt.

Insbesondere im Industrie- und Gewerbebereich besteht naturgemäß hinsichtlich des zu erwartenden Energiebedarfs eine große Bandbreite. Dies liegt unter anderem in der variablen Überbauungsdichte und Nutzungsart sowie in eventuell anwendungsspezifisch anfallendem Prozessenergiebedarf begründet. Da für das angedachte grüne Gewerbegebiet noch keine konkrete Flächenvergabe und Nutzung absehbar ist, wurde in Anlehnung an regional realisierte Gewerbegebiete von einer durchschnittlichen Bebauung mit gewerblich genutzten Hallen ausgegangen.

3.1.6 Endenergiebedarf und Treibhausgasemissionen

Der Anteil der verschiedenen Endenergieträger an der bestehenden Wärmeversorgung wurde auf Grund der Befragungsergebnisse sowie entsprechend der Siedlungsstruktur anhand von Erfahrungswerten aus ähnlich gelagerten Gebieten ermittelt. Hierbei wurden folgende typische Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung zugrunde gelegt:

- | | |
|---------------------------|--|
| • Erdgas / Flüssiggas: | 0,91 |
| • Gas-BHKW: | 0,45 elektrisch / 0,45 thermisch |
| • Heizöl: | 0,90 |
| • Holz | 0,80 (Mix Kleinfeuerung und Zentralkesselanlage) |
| • Strom (via Wärmepumpe): | 4,40 (Mix Luft- und Erdwärmepumpen) |
| • Strom (konventionell): | 0,95 |

²⁶ DWD 01

Die durch die Wärmeversorgung anfallenden Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) wurden mit Hilfe spezifischer Emissionsfaktoren aus dem erforderlichen Endenergiebedarf ermittelt.

Neben dem bedeutendsten Treibhausgas Kohlenstoffdioxid (CO₂) werden hierbei auch weitere klimawirksame Emissionen wie beispielweise Methan (CH₄) oder Lachgas (N₂O) berücksichtigt. Die Gesamtemissionen werden auf die entsprechende Menge an CO₂ umgerechnet. Die Angabe erfolgt als sogenanntes CO₂-Äquivalent.

Darüber hinaus werden nicht nur die unmittelbar bei der Nutzung (z.B. Verbrennung) freiwerdenden Emissionen berücksichtigt, sondern auch der gesamte Bereitstellungsprozess, die sogenannte Vorkette.

Die genutzten Emissionsfaktoren wurden den veröffentlichten Ergebnisdaten des vom Internationalen Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS) entwickelten GEMIS-Modells²⁷ bzw. Fachveröffentlichungen der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR)²⁸ und der Deutschen Energie-Agentur (dena)²⁹ entnommen.

Folgende Emissionsfaktoren wurden genutzt:

Energieträger	Bezug	Emissionsfaktor [g/kWh CO₂-Äqu.]	Quelle
Heizöl	Brennstoff(Endenergie)	319,0	Gemis Heizöl-Hzg 100%
Erdgas	Brennstoff(Endenergie)	250,0	Gemis Erdgas-Hzg 100%
Flüssiggas	Brennstoff(Endenergie)	277,0	Gemis Flüssiggas-Hzg 100%
Holz	Brennstoff(Endenergie)	19,0	Gemis Holz-Stücke-Hzg 100%
Stroh / Heu	Brennstoff(Endenergie)	8,5	FNR
Biomethan	Brennstoff(Endenergie)	100,0	dena (Mittelwert)
Solarthermie	Wärme (Nutzenergie)	25,0	Gemis Solar-Kollektor Cu Warmwasser
Photovoltaik	Strom (Endenergie)	49,0	Gemis Solar-PV (polykristallin)
Windenergie	Strom (Endenergie)	9,0	Gemis Wind Park onshore
Strom (Netzbezug)	Strom (Endenergie)	484,0	Gemis Stromnetz-lokal 2020
Biogas (Bestand)	Strom (Endenergie)	67,0	Gemis Biogas-Gülle-BHKW
	Wärme (Nutzenergie)	114,0	Gemis Nahwärme-Biogas-mix-BHKW

Tab. 1: Emissionsfaktoren nach GEMIS

²⁷ GEMIS

²⁸ FNR 04

²⁹ DENA 01

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Gebäudebestand

Im Untersuchungsgebiet wurden **insgesamt 230 Gebäude** identifiziert, die einen relevanten Energiebedarf aufweisen. Zu einem weit überwiegenden Anteil von ca. 94% sind diese dem privaten Sektor zuzuordnen.

Der beschriebene Gebäudebestand umfasst insgesamt eine **Nutzfläche von ca. 30.000 m²**. Auch hier stellt der private Sektor mit 87% den größten Anteil dar.

Ortsteil	Nutzfläche (beheizt) [m ²]			
	Sektor			
	privat	gewerbl.	öffentl.	gesamt
Loiz	4.872	260	553	5.686 19,1%
Witzin	21.127	2.084	911	24.122 80,9%
gesamt	25.999	2.344	1.464	29.807 100,0%
	87,2%	7,9%	4,9%	100,0%

Tab. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil

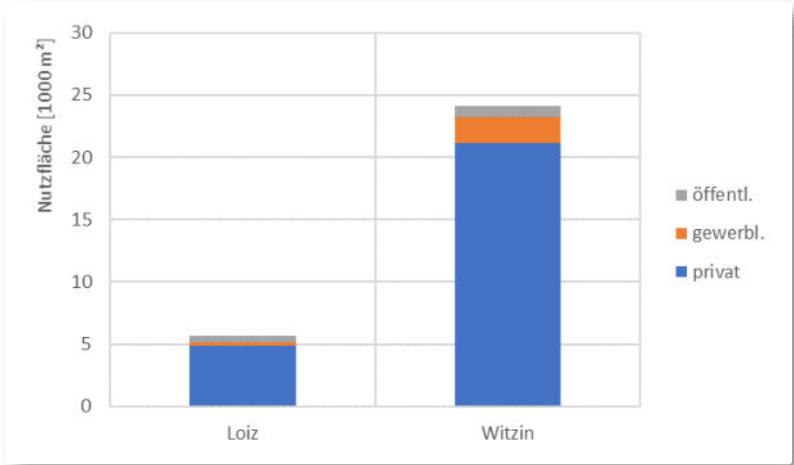


Abb. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil

Der zahlen- und flächenmäßig mit Abstand größte Anteil am Gebäudebestand entfällt auf den Ortsteil Witzin (ca. 80%).

3.2.2 Befragungsrücklauf

Die durchgeföhrten Befragungen von Anwohnern, Gewerbe und Wohnungswirtschaft sowie der öffentlichen Verwaltung ergab verwertbare Rückmeldungen zu 48 der 230 erfassten Gebäude. Dies entspricht einer **Rückmeldequote von ca. 21%**.

Die nachfolgende Karte gibt einen Überblick über die Verteilung der Rückmeldequote:

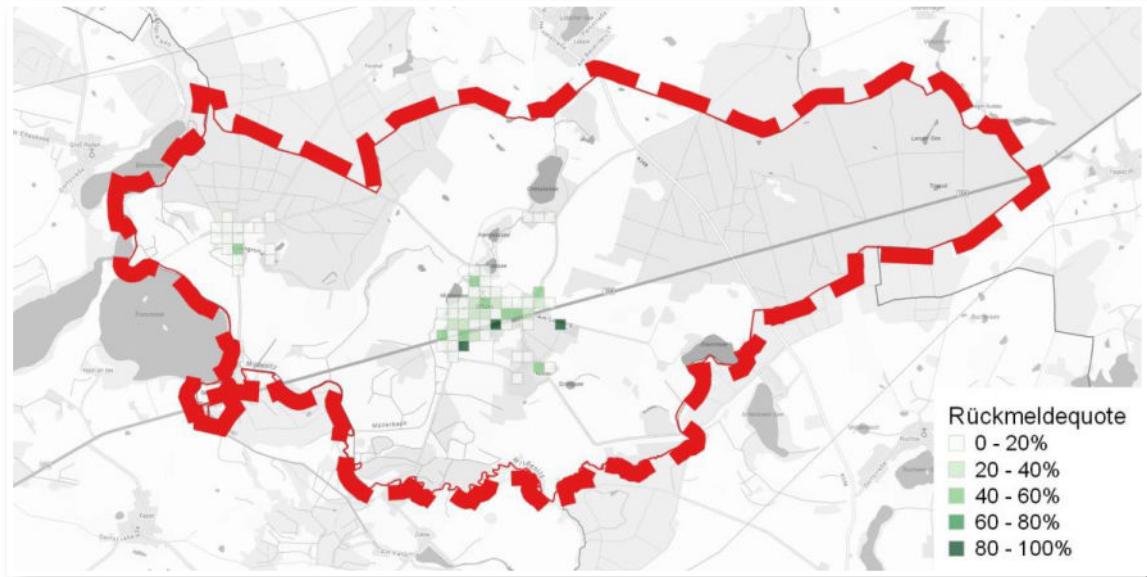


Abb. 3: Karte Rückmeldequote Befragung

Im Vergleich zu ähnlich gelagerten Untersuchungen ist die erzielte Resonanz als durchaus positiv zu bewertend.

In ca. 85% der Rückmeldungen erklärten die Befragten ein grundsätzliches Interesse, wenn teilweise auch unter Bedingungen, an der Nutzung lokaler erneuerbarer Energien.

Die Verteilung auf die einzelnen Ortsteile geht aus den folgenden Übersichten hervor:

Ortsteil	Rückmeldungen				gesamt
	interessiert (ggf. bedingt)	nicht interessiert	keine Angabe	[-]	
Loiz	5 8,5%	0 0,0%	1 1,7%	6	10,2%
Witzin	36 21,1%	0 0,0%	6 3,5%	42	24,6%
gesamt	41 17,8%	0 0,0%	7 3,0%	48	20,9%

Tab. 3: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen

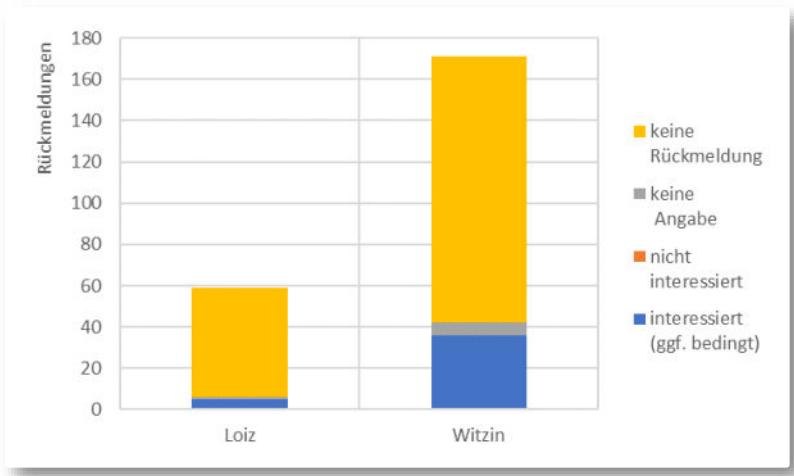


Abb. 4: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteilen

Als Bedingungen für ein Interesse wurden unter anderem genannt:

- Planbare Kosten
- Wirtschaftliche Attraktivität gegenüber anderen Versorgungsformen
- Aspekte des Natur- und Landschaftsschutz
- Aspekte des nachhaltigen Wirtschaftens
- Beteiligungsmöglichkeiten

3.2.3 Wärmebedarf

Entsprechend der oben aufgeführten Vorgehensweise wurde der bestehende Wärmebedarf gebäudescharf analysiert und wie folgt zusammengefasst:

Ortsteil	Wärmebedarf [MWh/a]				Gesamt
	Sektor				
	privat	gewerblich	kommunal		
Loiz	806	45	112	962	17,1%
Witzin	4.159	347	155	4.660	82,9%
gesamt	4.965	391	266	5.622	100,0%
	88,3%	7,0%	4,7%		100,0%

Tab. 4: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil

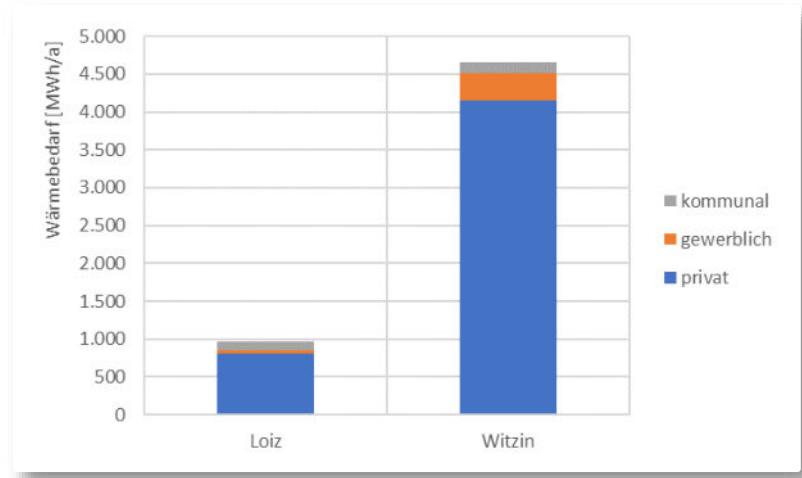


Abb. 5: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil

Es wurde ein **Gesamt-Wärmebedarf von ca. 5.600 MWh/a** im Untersuchungsgebiet ermittelt. Hier von entfallen ca. 88% auf die Wohnbebauung.

Der ermittelte Wärmebedarf wird räumlich in einem 100-m-Raster aggregiert. Auf diese Weise ergibt sich eine Verteilung der Wärmebedarfsdichte im Untersuchungsgebiet wie folgt:

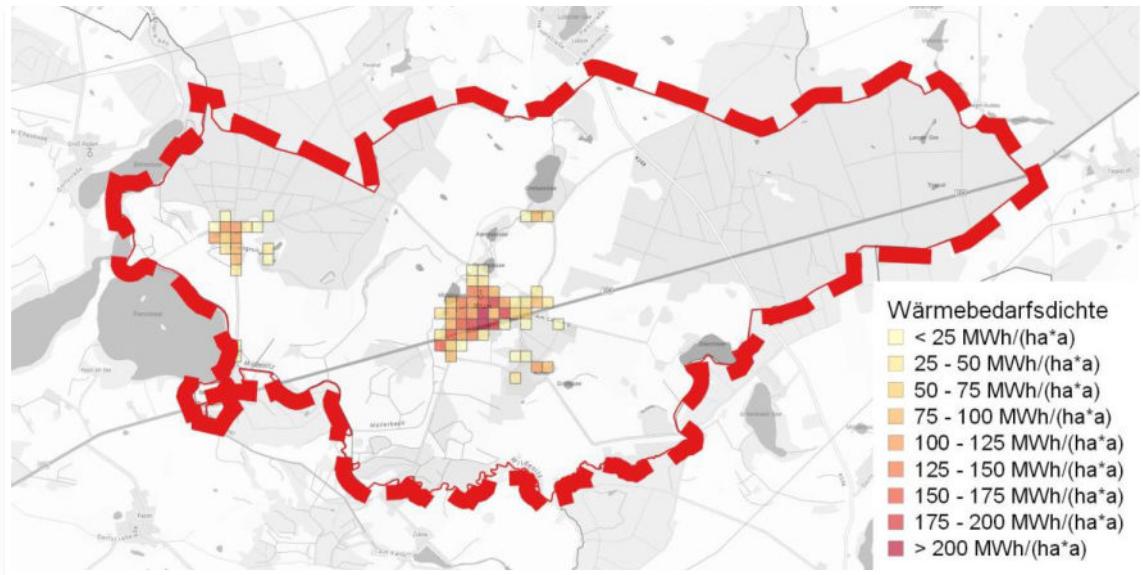


Abb. 6: Karte: Wärmebedarfsdichte

In dieser Darstellung werden bereits zusammenhängende Gebiete eines verdichteten Wärmebedarfs in Teilen der Ortslage Witzin erkennbar.

3.2.4 Strombedarf

Analog zum Wärmebedarf wurde ebenfalls entsprechend der dargestellten Methodik der Strombedarf in den einzelnen Ortsteilen und Sektoren ermittelt. Enthalten ist hierbei nicht der zur Heizung und Warmwasserbereitung eingesetzte Strom. Dieser wird in der nachfolgenden Betrachtung des Endenergiebedarfs entsprechend des jeweiligen Energieträgermix der Wärmeversorgung zugeordnet.

Der ermittelte Strombedarf wird wie folgt zusammengefasst:

Ortsteil	Strombedarf			Gesamt	%
	privat	gewerblich	komunal		
Loiz	93	7	8	108	15,4%
Witzin	527	54	12	593	84,6%
gesamt	620	61	21	702	100,0%
	88,4%	8,6%	3,0%		100,0%

Tab. 5: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil

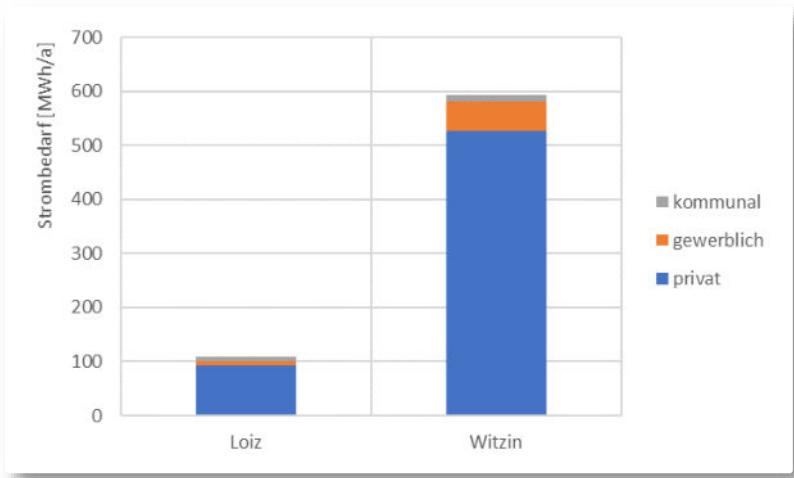


Abb. 7: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil

Es wurde ein **Gesamt-Strombedarf von ca. 700 MWh/a** im Untersuchungsgebiet ermittelt. Hiervon entfallen ca. 88% auf die Wohnbebauung und ca. 9% auf den gewerblichen Sektor.

Zu beachten ist, dass insbesondere im **gewerblichen Sektor** aufgrund der heterogenen Tätigkeits- und Bedarfsstruktur einzelne vorliegende Befragungsergebnisse nur bedingt auf den übrigen Gebäudebestand übertragbar sind. Hier ist daher mit entsprechenden Unschärfen zu rechnen.

3.2.5 Endenergiebedarf & Treibhausgasemissionen

Entsprechend der beschriebenen Ansätze wurden der Endenergiebedarf der Wärmeversorgung sowie die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der Wärme- und Stromversorgung im Untersuchungsgebiet ermittelt.

Die anteilige Verteilung der einzelnen Energieträger an der Wärmebereitstellung wurde entsprechend der Befragungsergebnisse abgeschätzt.

Für die Bereitstellung von Wärme ergibt sich insgesamt ein **Endenergiebedarf von ca. 6.225 MWh/a**. Als Endenergieträger kommen überwiegend Flüssiggas und Heizöl (jeweils ca. 40%) zum Einsatz, gefolgt von Flüssiggas (17%). Wesentliche Teile des Wärmebedarfs (ca. 17%) werden daneben bereits durch die Verbrennung von Holz in Einzelfeuerstätten bzw. gebäudezentralen Anlagen gedeckt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Aufteilung auf die Ortsteile im Detail:

	Endenergiebedarf zur Wärmebereitstellung [MWh/a]					
	Flüssiggas	Heizöl	Feststoff	Strom (Wärme)	Solar-thermie	Summe
Loiz	422	427	180	35	2	1.066 17,1%
Witzin	2.041	2.064	871	168	16	5.159 82,9%
Summe	2.463	2.490	1.051	202	19	6.225 100,0%
	39,6%	40,0%	16,9%	3,3%	0,3%	100,0%

Tab. 6: Endenergiebedarf der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger

Zusätzlich zum Endenergieaufwand der Wärmeversorgung fließt auch der bereits oben dargestellte Stromverbrauch in Höhe von 700 MWh/a in den gesamten Endenergiebedarf mit ein. Die nachfolgende Abbildung zeigt diesen im Überblick:

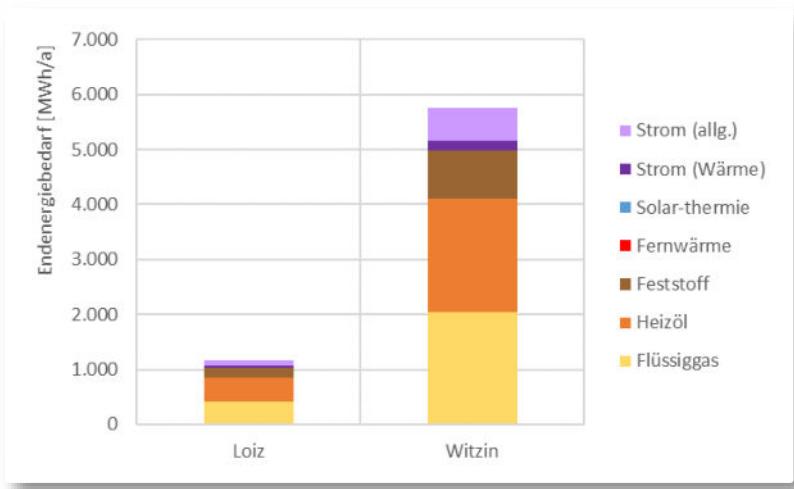


Abb. 8: Endenergiebedarf nach Ortsteil und Energieträger

Anhand der oben genannten Emissionsfaktoren wurden die **Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung mit insgesamt ca. 1.600 t/a CO₂-äqu.** bestimmt. Dies entspricht einem spezifischen Emissionsfaktor von **284 g/kWh CO₂-äqu. bezogen auf die Nutzwärme**. Zu ca. 50% werden diese durch den Einsatz von Heizöl und zu weiteren 43% durch Flüssiggas verursacht. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zusammensetzung im Einzelnen:

	Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung					
	[t/a]					
	Flüssiggas	Heizöl	Feststoff	Strom	Solar-thermie	Summe
Loiz	117	136	3	17	0	273 17,1%
Witzin	565	658	17	81	0	1.322 82,9%
Summe	682	794	20	98	0	1.595 100,0%
	42,8%	49,8%	1,3%	6,1%	0,0%	100,0%

Tab. 7: Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger

Hinzu kommen die **Treibhausgasemissionen der Stromversorgung** in Höhe von ca. **340 t/a CO₂-äqu.**

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Aufteilung:

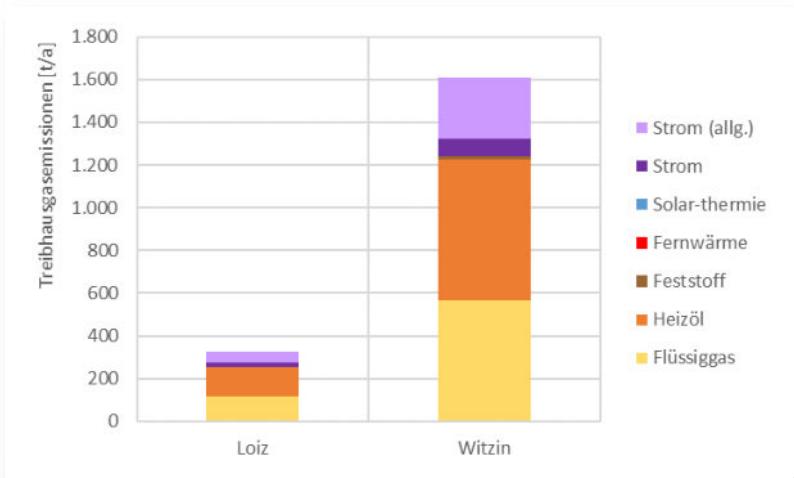


Abb. 9: Treibhausgasemissionen nach Ortsteil und Energieträger

3.3 Entwicklungsperspektive

Die oben dargestellte Energiebedarfsermittlung spiegelt den aktuellen IST-Zustand wieder. Eine perspektivische Entwicklung des Gebäudebestandes kann in der Zukunft zu veränderten Bedarfen führen. Zu nennen sind hierbei insbesondere die in Vorbereitung befindlichen Ausbauvorhaben im Bereich der Wohnbebauung sowie die angedachte Realisierung eines grünen Gewerbegebiets im Gemeindegebiet. Diese werden in der Zukunft voraussichtlich zu einer Erhöhung des Energiebedarfs führen.

Folgender Zubau wurde berücksichtigt:

Ortsteil	Zubau	
	Gebäude [-]	Nutzfläche [m ²]
Loiz		
Witzin	+21	+3.469
gesamt	+21	+3.469

Tab. 8: Zubaumengen

Die nachfolgende Abbildung zeigt die resultierenden Strom- und Wärmebedarfe im Vergleich zum IST-Zustand.

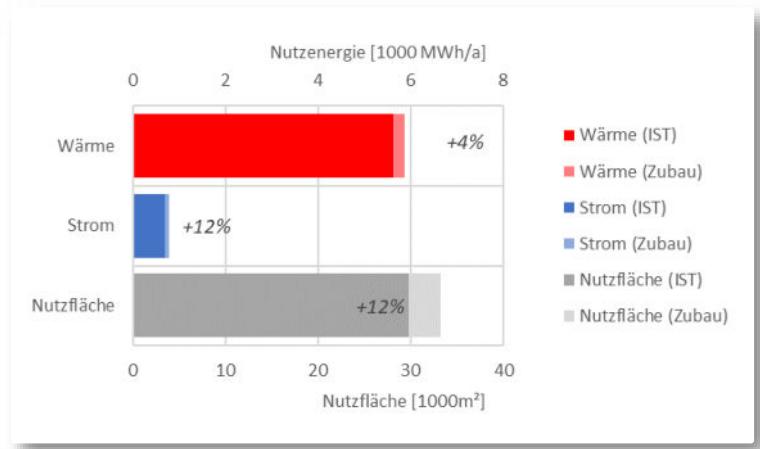


Abb. 10: Überblick Zubauszenario

Unter Zugrundelegung des oben beschriebenen Zubauszenarios Es ergibt sich mittelfristig eine **Erhöhung des Wärmebedarfs um ca. 4%** sowie eine **Steigerung des Strombedarfs um ca. 12%**. Wie bereits erwähnt ist hierbei insbesondere die Unschärfe hinsichtlich der realen zukünftigen Nutzungsverhältnisse im Industrie- und Gewerbesektor zu beachten. Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Verteilung auf die Ortsteile.

<i>Ortsteil</i>	<i>Wärmebedarf</i> [MWh/a]			
	<i>Sektor</i>			<i>Gesamt</i>
	privat	gewerblich	kommunal	
Loiz				
Witzin	+79	+159		+237 +4,2%
gesamt	+79 +1,4%	+159 +2,8%		+237 +4,2%

Tab. 9: Mittelfristiges Entwicklungsszenario – Wärme

<i>Ortsteil</i>	<i>Strombedarf</i> [MWh/a]			
	<i>Sektor</i>			<i>Gesamt</i>
	privat	gewerblich	kommunal	
Loiz				
Witzin	+31	+56		+87 +12,4%
gesamt	+31 +4,4%	+56 +8,0%		+87 +12,4%

Tab. 10: Mittelfristiges Entwicklungsszenario – Strom

4 Potenzialanalyse

In einem weiteren Schwerpunkt wurden einerseits das Einsparpotenzial durch energetische Gebäudesanierung und andererseits die Potenziale lokal verfügbarer erneuerbarer Energieträger untersucht. Konkret wurden folgende Potenziale berücksichtigt:

- Wärme-Einsparpotenzial durch energetische Gebäudesanierung
- Energetisches Potenzial der bestehenden Biogasanlage
- Energetisches Potenzial von Restholz aus Forstwirtschaft, Landschaftspflege und Industrie
- Energetisches Potenzial von Getreidestroh aus der Landwirtschaft
- Energetisches Potenzial von Heu aus der Landschaftspflege
- Energetisches Potenzial von Photovoltaik-Freiflächenanlagen
- Energetisches Potenzial von Solar-Aufdach-Anlagen (Photovoltaik / Solarthermie)
- Energetisches Potenzial der Umweltwärmeverwendung
- Energetisches Potenzial der Windenergienutzung

Grundsätzlich werden im Rahmen der Potenzialanalyse Möglichkeiten erarbeitet, um den lokalen Strom und Wärmebedarf zur reduzieren und / oder auf Basis lokal verfügbarer erneuerbarer Energieträger zu decken. Ausgangspunkt hierfür bildet der in der Bedarfsanalyse abgebildete IST-Stand. Hierin sind teilweise bereits durchgeführte verbrauchsmindernde Maßnahmen sowie bereits eingesetzte erneuerbare Energien enthalten

Bereits zur **Wärmeversorgung** genutzte Potenziale erneuerbarer Energieträger sind mit ihren spezifischen Treibhausgasemissionen im zugrunde gelegten lokalen Energieträger-Mix berücksichtigt. Aus diesem Grunde wird ein Treibhausgasminderungspotenzial nur für den noch nicht genutzten Anteil der jeweiligen Energieträger ausgewiesen.

Im Gegensatz dazu erfolgt die Nutzung **regenerativ erzeugten Stroms** bislang in der Regel nicht lokal. Vielmehr wird bei entsprechenden Bestandsanlagen der Strom zumeist entsprechend den Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in das öffentliche Stromnetz eingespeist, während der lokale Stromverbrauch ebenfalls aus dem öffentlichen Stromnetz erfolgt. Aus diesem Grunde werden hier für den verbrauchten Strom die spezifischen Treibhausgasemissionen des durchschnittlichen Strommix im deutschen Netz angesetzt. Die lokal regenerativ erzeugten Strommengen werden demgegenüber separat emissionsmindernd angerechnet.

Für einige untersuchte Potenziale bestehen **konkurrierende Nutzungswege** zur Strom und / oder Wärmenutzung (z.B. Biomasseverfeuerung mit oder ohne Kraft-Wärme-Kopplung, Nutzung von Dachflächen für Solarthermie oder Photovoltaik). In solchen Fällen werden zwei Szenarien unterschieden:

- Szenario1: Wärmemaximiert
vorrangige Wärmenutzung, soweit sinnvoll und möglich
- Szenario 2: Strommaximiert
vorrangige Stromnutzung, soweit sinnvoll und möglich

Diese Szenarien bilden somit die jeweiligen Grenzfälle der Potenzialnutzung, innerhalb derer eine reale Nutzung möglich ist.

4.1 Energetische Gebäudesanierung

Durch die energetische Sanierung bestehender Gebäude lässt sich in vielen Fällen der Wärmebedarf merklich senken. Hierbei spielen verschiedene Maßnahmen eine Rolle:

- Dämmung von Bauteilen
- Optimierung der Anlagentechnik
- Energiebewusstes Nutzerverhalten

Der Schwerpunkt der hier dargestellten Analyse liegt auf dem Potenzial durch Dämmung bzw. Abdichtung von Gebäudebauteilen. Mögliche Potenziale durch Wechsel des Energieträgers sowie geänderte Anlagentechnik werden in den folgenden Abschnitten beleuchtet.

Neben dem energetischen Ausgangszustand hängt die tatsächlich erreichbare Einsparung des jeweiligen Gebäudes auch von den jeweils konkret umsetzbaren Einzelmaßnahmen ab. Nicht zuletzt um bauphysikalischen Problemen vorzubeugen bedarf dies im Einzelfall jeweils einer fundierten Fachplanung.

Um das erzielbare Einsparpotenzial im vorhandenen Gebäudebestand abzuschätzen dient die oben dargestellte Bedarfsanalyse als Ausgangspunkt. Erfahrungswerte zeigen, dass nach einer umfassenden Sanierung von Bestandsgebäuden ein spezifischer Wärmebedarf von 100 kWh/(m²*a) in der Regel erreicht werden kann. Dies wird daher als Zielwert angenommen. Ausgenommen von der Betrachtung werden Sonderbauten wie Hallen, Kirchen usw.

Aufgrund der getroffenen Ansätze ergibt sich im gesamten Untersuchungsgebiet ein Wärme-**Einsparpotenzial von ca. 2.700 MWh/a**. Dies entspricht ca. **48%** des bestehenden Wärmebedarfs.

Bei ansonsten gleichbleibender Versorgungsstruktur bedeutet dies eine Verminderung der Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung um ca. 766 t/a. Die nachfolgenden Übersichten zeigen die Ergebnisse im Überblick.

Dieses Einsparpotenzial ist im Vergleich zu ähnlichen durchgeföhrten Untersuchungen als sehr hoch einzuschätzen und spiegelt einen im Durchschnitt recht alten und wenig sanierten Gebäudebestand wieder.

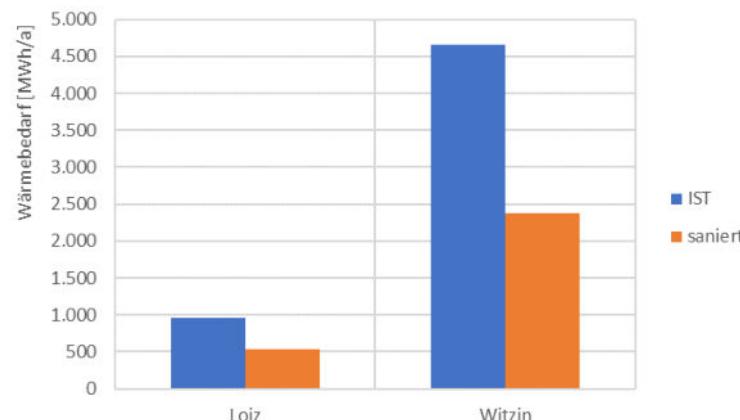


Abb. 11: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil

Ortsteil	Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung							
	[MWh/a]				gesamt			
privat	gewerbl.		öffentl.					
Loiz	-346	-42,9%	-19	-41,7%	-56	-50,4%	-421	-43,7%
Witzin	-2.071	-49,8%	-142	-41,1%	-65	-42,4%	-2.278	-48,9%
gesamt	-2.417	-48,7%	-161	-41,2%	-122	-45,7%	-2.699	-48,0%

Tab. 11: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil und Sektor

Ortsteil	THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung	
	[t/a]	
Loiz	-120	-43,7%
Witzin	-646	-48,9%
gesamt	-766	-48,0%

Tab. 12: THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil

4.2 Bestehende Biogasanlage

Datengrundlage und Abschätzung

Im Ortsteil Witzin Ausbau befindet sich bereits eine Biogasanlage im Umfeld der landwirtschaftlichen Hofstelle. Die 2009 in Betrieb genommene Anlage verfügt laut Angaben des Marktstammdaten-registers³⁰ über eine Leistung von 190 kW elektrisch und 215kW thermische. Der erzeugte Strom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Über eine lokale Nutzung der anfallenden Wärme liegen nach Anfrage beim Betreiber zum Zeitpunkt der Studienerstellung keine Informationen vor. Aus diesem Grunde wird das energetische Potenzial der Anlage nach Eigenverbrauch anhand typischer publizierter Kennwerte³¹ wie folgt abgeschätzt:

	thermisch	elektrisch
Leistung (brutto) [kW]	215	190
Vollbenutzungsstunden [h/a]		8.000
Wärme- / Stromerzeugung (brutto) [MWh/a]	1.720	1.520
Eigenverbrauch Anlage [%]	25,0%	7,5%
	430	114
Wärme- / Stromerzeugung (netto) [MWh/a]	1.290	1.406

Tab. 13: Abschätzung BGA (Bestand)

Da der thermische Eigenbedarf der Anlage übers Jahr ungleichmäßig verläuft, ist auch von einem variierenden Überschuss auszugehen.

³⁰ BNA 01³¹ FNR 05, WIP 01

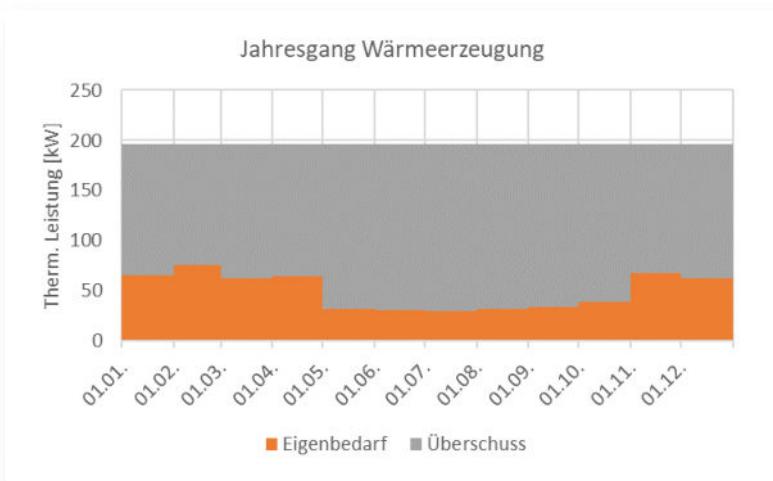


Abb. 12: Jahresgang Wärmeüberschuss BGA

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Entsprechend der dargestellten Abschätzung ergibt sich durch die bestehende Biogasanlage ein energetisches Potenzial von ca. **1.290 MWh/a Wärme** und **1.400 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **23% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **200% des Strombedarfs** im Untersuchungsgebiet. Der erzeugte Strom wird hierbei vollständig ins öffentliche Stromnetz eingespeist.

	IST-Situation [MWh/a]		Energetisches Potenzial [MWh/a]	
	<i>Bedarf</i>		<i>Szenario 1&2</i>	
	<i>Wärme</i>	<i>Strom</i>	<i>Wärme</i>	<i>Strom</i>
gesamt	<i>Bestand</i>	5.622	702	1.290 23%
	<i>zzgl. Zubau</i>	+237	+87	1.406 200%

Tab. 14: Energetisches Potenzial Biogas (Bestand)

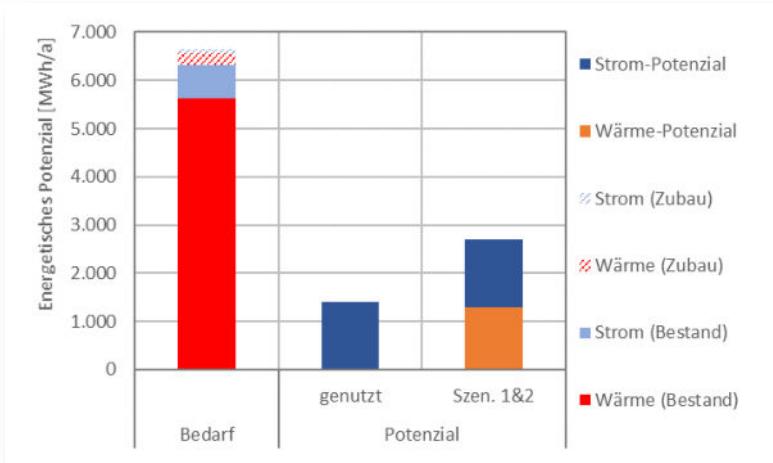


Abb. 13: Energetisches Potenzial Biogas (Bestand)

Durch die bereits erfolgende Stromproduktion der Biogasanlage werden, bezogen die laut Bedarfsanalyse dargestellte Versorgungsstruktur, rechnerisch bereits ca. 30% bzw. ca. 590 t/a der energiebedingten Treibhausgasemissionen im Untersuchungsgebiet eingespart. Durch Ausbau der Wärmenutzung ließe sich dieser Anteil auf bis zu ca. **42% bzw. ca. 800 t/a** steigern.

	THG-Emissionen [t/a]			THG-Minderungspotenzial [t/a]					
	IST			realisiert(*)		Szenario 1&2			
	Wärme	Strom	gesamt	Strom	gesamt	Wärme	Strom	gesamt	
gesamt	1.595	340	1.935	586	173%	586	30%	219	13,7%

Tab. 15: Treibhausgasminderungspotenzial Biogas (Bestand)

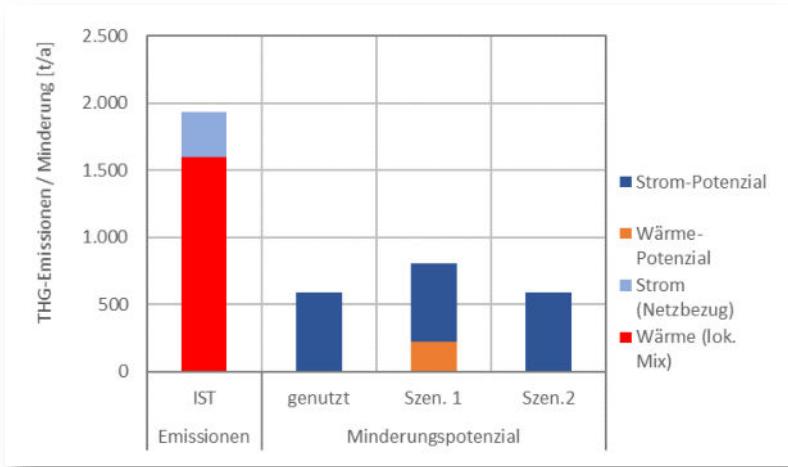


Abb. 14: Treibhausgasminderungspotenzial Biogas (Bestand)

4.3 Energetische Biomassenutzung

Ein wichtiges energetisches Potenzial und somit einen Schwerpunkt der Aufgabenstellung liegt auf der energetischen Nutzung lokal verfügbarer fester Biomasse. Untersucht wurde in diesem Zusammenhang das Potenzial einer Wärme- und / oder Stromnutzung lokal verfügbarer biogener Reststoffe aus Land- und Forstwirtschaft sowie der Industrie. Detaillierte Berechnungsansätze sind den Berechnungsblättern im Anhang zu entnehmen.

Datengrundlage

Zur Ermittlung der bestehenden Potenziale wurden folgende Informationsquellen ausgewertet:

- Kartenmaterial des Landesamtes für Umwelt, Naturschutz und Geologie MV u.a. zu Bodennutzungsarten³²
- Anbaustatistiken des Statistischen Amtes MV³³
- Diverse publizierte Daten zu spezifischen Erträgen und Brennstoffeigenschaften, u.a. bereitgestellt durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)³⁴

³² LUNG 03³³ LAiV 10³⁴ FNR01, FNR02

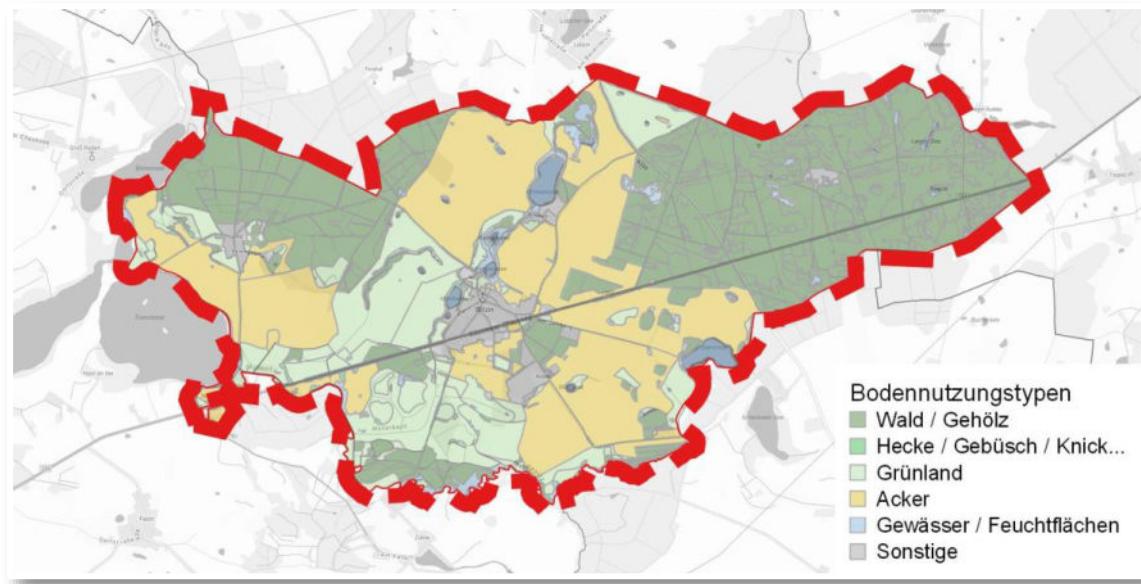


Abb. 15: Karte Bodennutzungsarten

Untersuchte Technologien

In gewissem Umfang werden lokale Holzbrennstoffe bereits in Kleinfeuerungsanlagen (Kamine etc.) im häuslichen Umfeld eingesetzt. (Siehe auch Bedarfsanalyse).

Für eine umfassendere Nutzung der Potenziale werden zentrale Versorgungsanlagen und netzgebundene Wärmeversorgungslösungen vorausgesetzt. Folgende Systeme wurden der Betrachtung zugrunde gelegt:

- Ausschließliche Wärmenutzung (Szenario 1)
 - Verbrennung fester Biomasse in Warmwasserkesselanlagen
 - Wärmeverteilung via erdverlegtem Nahwärmenetz zu den Endverbrauchern
- Kombinierte Strom- und Wärmenutzung (Szenario 2)
 - Verbrennung fester Biomasse in Thermoölkesselanlagen
 - Betrieb eines ORC-Moduls zur Stromproduktion
 - Netzeinspeisung des erzeugten Stroms
 - Verteilung der gekoppelt produzierten Wärme via erdverlegtem Nahwärmenetz zu den Endverbrauchern

Untersuchte Stoffgruppen

Waldrestholz (WRH)

- Rest- und Kronenhölzer, die im Rahmen der Forstbewirtschaftung anfallen
- Flächenbezug: Forstfläche im Gemeindegebiet abzgl. Flächen in Naturschutz - / FFH-Gebieten
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR
- Mengenabzug: Verbrauch der Kleinfeuerungsanlagen

Landschaftspflegeholz (LPH)

- Restholz aus der Landschaftspflege, insb. Heckenschnitt
- Flächenbezug: Hecken, Gebüsche usw. im Gemeindegebiet
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR
- Mengenabzug: Verbrauch der Kleinfreuerungsanlagen (Restmenge)

Getreidestroh (STROH)

- Stroh aus Weizenanbau
(laut Empfehlung der FNR hinsichtlich Brennstoffeigenschaften und Bodenwerterhalt)
- Flächenbezug: 38% der Ackerfläche (Anbaumix laut Anbaustatistik)
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR
- Mengenbegrenzung: 50% (übliche landwirtschaftliche Praxis zwecks Bodenwerterhalt)

Landschaftspflegeheu (HEU)

- Heu aus der Grünlandpflege
- Flächenbezug: 50% der Grünlandfläche
(Nutzungskonkurrenz / schwierige Bergebedingungen)
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Einsatz der untersuchten Biomassegruppen zur Energiegewinnung ergibt sich, je nach Szenario, ein energetisches Potenzial von bis zu ca. **9.500 MWh/a Wärme** und bis zu ca. **1.550 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **169% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **222% des Strombedarfs**. Hierbei sind die bereits zur Wärmeversorgung genutzten Holzmengen berücksichtigt.

Stoffgruppe	Nutzenergiebedarf [MWh/a]		Nutzenergiopotenzial [MWh/a]			
	IST		Szenario 1		Szenario 2	
	Wärme	Strom	Wärme	Wärme	Strom	
Waldrestholz	841		2.085 37,1%	1.871 33,3%	220 31,3%	
Landschaftspflegeholz			396 7,0%	328 5,8%	70 10,0%	
Getreidestroh			4.888 86,9%	4.146 73,7%	883 125,9%	
Landschaftspflegeheu			2.123 37,8%	1.801 32,0%	384 54,7%	
gesamt	Bestand <i>zzgl. Zubau</i>	5.622 <i>+237</i>	702	9.492 169%	8.146 145%	1.557 221,9%

Tab. 16: Energetisches Potenzial Biomasse

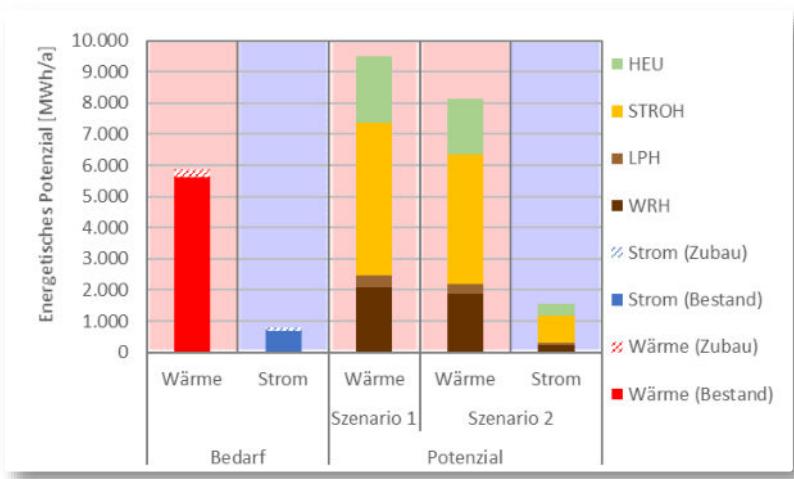


Abb. 16: Energetisches Potenzial Biomasse

Bezogen auf die in der Bedarfsanalyse dargestellte Versorgungsstruktur im Untersuchungsgebiet ergibt sich hieraus rechnerisch ein **Treibhausgasminderungspotenzial** von je nach Szenario ca. **2.200 bis 2.600 t/a**. Dies entspricht **ca. 114 – 135%** der Treibhausgasemissionen im IST-Zustand.

Stoffgruppe	THG-Emissionen [t/a]			THG-Minderungspotenzial [t/a]					
	IST			Szenario 1		Szenario 2			
	Wärme	Strom	gesamt	Wärme	gesamt	Wärme	Strom	gesamt	
Waldrestholz	20			304 19,1%	304 15,7%	255 16,0%	98 6,2%	353 18,2%	
Landschaftspflegeholz	0			97 6,1%	97 5,0%	81 5,1%	31 2,0%	112 5,8%	
Getreidestroh	0			1.263 79,2%	1.263 65,3%	1.083 67,9%	408 25,6%	1.490 77,0%	
Landschaftspflegeheu	0			548 34,4%	548 28,3%	470 29,5%	177 11,1%	647 33,5%	
(Sonstige Energieträger)	1.575	340							
gesamt Bestand	1.595	340	1.935	2.212 139%	2.212 114%	1.889 118%	714 210,3%	2.603 135%	

Tab. 17: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse

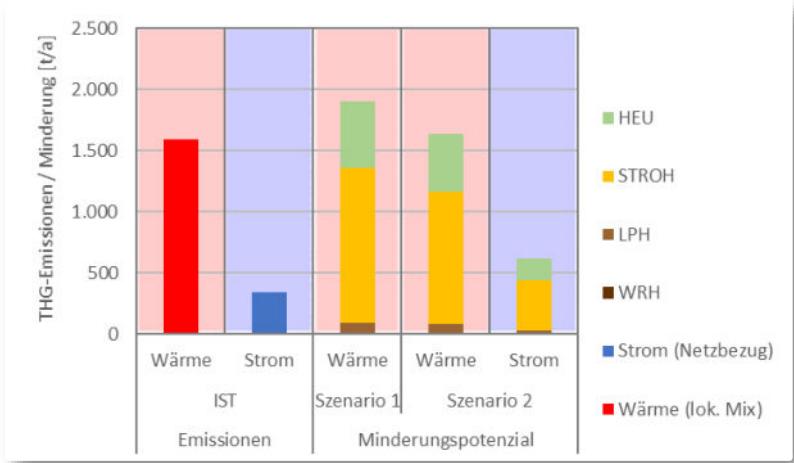


Abb. 17: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse

4.4 Solar-Aufdachanlagen

Untersucht wurde das Potenzial der Nutzung von Solarenergie zur Stromgewinnung (Photovoltaik - PV) oder Wärmegewinnung (Solarthermie - ST) auf entsprechend geeigneten Dachflächen.

Datengrundlage

Zur Ermittlung der bestehenden Potenziale wurden folgende Informationsquellen ausgewertet:

- Kartenmaterial des amtlichen Liegenschaftskataster-Informationssystems (ALKIS)³⁵
- Luftbildaufnahmen³⁶
- Daten des Marktstammdatenregisters³⁷
- Ergebnisse der Anwohnerbefragung

Ansätze und Szenarien

Als potenziell geeignet wurden folgende Dachflächen mit den Ausrichtungen Ost / Süd / West sowie Flachdächer identifiziert.

Als potenzielle Belegungsfläche unter Berücksichtigung von Randbereichen, Dachfenstern, Wartungszugängen usw. wurde anhand von Erfahrungswerten ein Anteil von 60% der geeigneten Dachflächen definiert.

Für den erwarteten Gebäudezubau wurde jeweils von einer geeigneten Dachhälfte ausgegangen. Abweichend hiervon wurden für zu erwartende Hallenbauten die gesamte Dachfläche als geeignet für eine aufgeständerte Solar-Belegung eingestuft. Die sich hieraus ergebenden zusätzlichen Potenziale werden in den Übersichten unten jeweils separat ausgewiesen.

Die jährliche Einstrahlung auf die jeweiligen Dachflächen sowie daraus resultierende Strom- bzw. Wärmeerträge wurden auf Basis des Online-Tools PVGIS³⁸ der Europäischen Kommission kalkuliert.

Die Möglichkeit einer Solarthermienutzung hängt neben einer geeigneten Dachfläche auch stark vom Wärmebedarf und energetischen Standard des zu versorgenden Gebäudes ab. So kommt für gut gedämmte Gebäude mit entsprechend ausgelegter Heizungsanlage eine solare Heizungsunterstützung mit solaren Deckungsraten von typischerweise ca. 25% des Wärmebedarfs in Frage. Für ältere Bestandsgebäude ist diese Lösung eher nicht geeignet. Hier kommen ggf. Solarthermieanlagen zur Warmwasserbereitung in Betracht. Diese decken üblicherweise ca. 60% des Warmwasserbedarfs ab.

Hieraus ergibt sich, dass eine Belegung der geeigneten Dachflächen mit Solarthermieanlagen nur bis zu einer durch den Wärmebedarf des Gebäudes bestimmten Grenze sinnvoll ist.

Hinsichtlich der Aufteilung der identifizierten Eignungsflächen wird zwischen folgenden Szenarien unterschieden:

³⁵ LAiV 05

³⁶ LAiV 02

³⁷ BNA 01

³⁸ PVGIS

- Szenario 1: Wärmemaximiert
 - Ausbau der Solarthermie bis zur ermittelten Nutzungsobergrenze
 - Belegung verbleibender Eignungsflächen mit Photovoltaik
- Szenario 2: Strommaximiert
 - Vollständige Belegung der Eignungsflächen mit Photovoltaik

Laut Erhebung werden im Untersuchungsgebiet durch bestehende Solar-Aufdachanlagen bereits jährlich ca. **1.400 MWh Strom** (PV) und ca. **74 MWh Wärme** (ST) erzeugt.

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Ausbau der Aufdach-Solarenergienutzung ergibt sich im Gebäudebestand, je nach Szenario, ein energetisches Potenzial von bis zu ca. **526 MWh/a Wärme** und bis zu ca. **3.800 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **9% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **544% des Strombedarfs**.

Durch den zu erwartenden Zubau könnte sich das energetische Potenzial im Wärmebereich um etwa 60 MWh/a und im Strombereich um etwa 700 MWh/a erhöhen.

Das **Treibhausgasminderungspotenzial beträgt ca. 82 - 86%**.

Die nachfolgenden Übersichten zeigen die Aufteilung dieses Potenzials auf die einzelnen Ortsteile.

Ortsteil	IST-Situation [MWh/a]				Energetisches Potenzial [MWh/a]			
	Bedarf		Solarenergienutzung		Szenario 1		Szenario 2	
	Wärme	Strom	ST	PV	ST	PV	ST	PV
Loiz Bestand	962	108	2 0,2%	209 #####	97 10%	727 671%	816 754%	
Witzin Bestand	4.660	593	16 0,3%	158 26,6%	429 9%	2.601 438%	3.003 506%	
	+237	+87			+59 10%	+668 481%	+714 547%	
gesamt Bestand	5.622	702	19 0,3%	366 52,2%	526 9%	3.328 474%	3.820 544%	
	+237	+87			+59 10%	+668 507%	+714 575%	

Tab. 18: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil

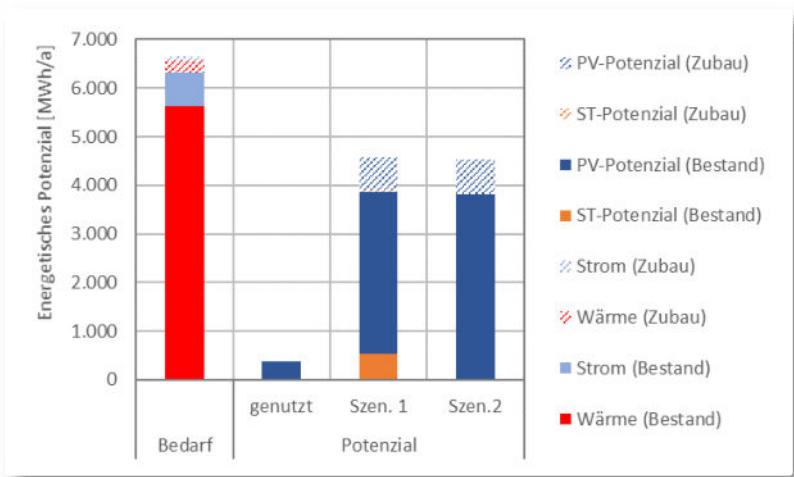


Abb. 18: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen

Ortsteil	THG-Emissionen [t/a]			THG-Minderungspotenzial [t/a]					
	IST			realisiert(*)		Szenario 1		Szenario 2	
	Wärme	Strom	gesamt	PV	gesamt	ST	PV	gesamt	PV
Loiz	273	52	326	91	173%	91	28%	25	9,0%
Witzin	1.322	287	1.609	69	24%	69	4%	107	8,1%
gesamt	1.595	340	1.935	159	47%	159	8%	131	8,2%
								1.448	426%
								1.579	82%
								1.662	489%
								1.662	86%

Tab. 19: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil

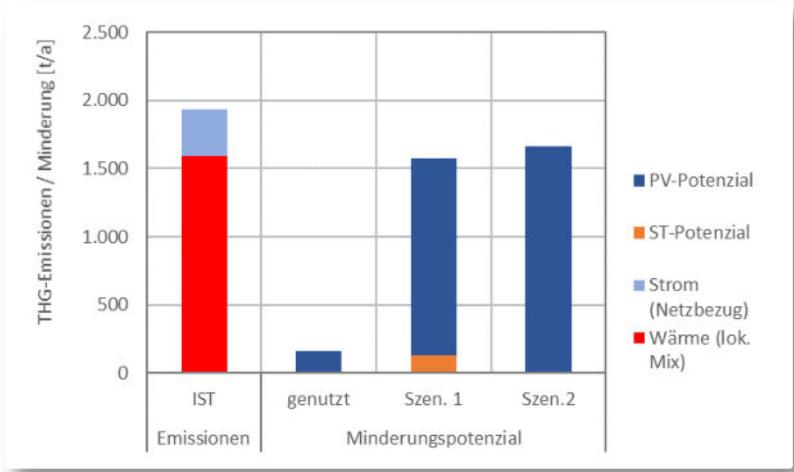


Abb. 19: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen

4.5 Umweltwärmennutzung

Verfahren und Technologie

Unter dem Begriff Umweltwärmennutzung werden Anwendungen zusammengefasst, bei denen der Umgebung Wärme bei niedrigen Temperaturen entzogen und mit Hilfe von Wärmepumpen auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben wird. Als Wärmequellen kommen hierbei üblicherweise entweder die Umgebungsluft oder der Erdboden in Betracht. Während der Umgebungsluft mittels einfacher Wärmetauscher (Kühlregister) Wärme entnommen werden kann, sind hierfür im Erdboden sogenannte Erdkollektoren bzw. Erdsonden erforderlich (oberflächennahe Geothermie).

Zum Betrieb der Wärmepumpen wird Strom benötigt. Die Effizienz des Systems wird daher häufig durch das Verhältnis jährlich genutzter Wärme zum dafür benötigten Strom (Jahresarbeitszahl, JAZ) angegeben. Dies ist insbesondere vom Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle und Wärmennutzung abhängig: Je niedriger der Temperaturunterschied, desto effizienter erfolgt die Wärmennutzung.

Für einen möglichst effizienten Betrieb sind daher folgende Faktoren wichtig:

- Möglichst niedrige Heiztemperaturen (z.B. durch Fußbodenheizung und gute Dämmung)
- Möglichst hohe Quelltemperatur (insb. in der Heizperiode)

Daraus folgt einerseits, dass die Umweltwärmennutzung vor allem im Bereich gut gedämmter Neubauten eine sinnvolle Option darstellt.

Zum anderen ist dies der Grund dafür, dass Erd-Wärmepumpen in der Regel gegenüber Luft-Wärmepumpen eine höhere Effizienz aufweisen, da die Erdreichtemperatur auch im Winter relativ konstant bleibt. Allerdings ist aufgrund der erforderlichen Erdkollektoren bzw. Sonden auch der bauliche

Aufwand und somit der Investitionsbedarf höher als bei Luftwärmepumpen. Des Weiteren unterliegt die Erdwärmemenutzung im Bereich von Wasserschutzgebieten in der Regel genehmigungsrechtlichen Einschränkungen.

Aufgrund der verschiedenen Vor- und Nachteile kann keinem der beiden Systeme pauschal ein Vorzug eingeräumt werden. Vielmehr ist für die Auswahl im Einzelfall jeweils die konkrete Konstellation ausschlaggebend.

Datengrundlage

Zur Ermittlung der bestehenden Potenziale wurden folgende Informationsquellen ausgewertet:

- Ergebnisse der Anwohnerbefragung
- Modellrechnungen mit Hilfe des Online-Rechners des Bundesverband Wärmepumpe e.V.³⁹

Ansätze

Zur Abschätzung der jeweiligen Potenziale wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Geeignete Gebäude: Spezifischer Wärmebedarf $\leq 100 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$
- Luft-Wärmepumpen: JAZ = 3,8 (Anwendung im Bereich von Wasserschutzgebieten)
- Erd-Wärmepumpen: JAZ = 5 (Anwendung außerhalb von Wasserschutzgebieten)

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Ausbau der Umweltwärmemenutzung ergibt sich im Gebäudebestand in energetisches Potenzial von ca. **190 MWh/a Wärme**. Dies entspricht ca. **3,4% des vorliegenden Wärmebedarfs**. Der hierfür anzurechnende Strombedarf beträgt ca. 48 MWh/a.

Dieses Potenzial wird bereits zu ca. 59% genutzt.

Das **Treibhausgasminderungspotenzial beträgt ca. 1%**.

Die nachfolgenden Übersichten zeigen die Aufteilung dieses Potenzials auf die einzelnen Ortsteile.

Ortsteil	Bedarf	IST		Potenzial	
		Wärme aus Umwelt-Quellen [MWh/a]	verbundener Strombedarf [MWh/a]	Wärme aus Umwelt-Quellen [MWh/a]	verbundener Strombedarf [MWh/a]
Loiz	<i>Bestand</i>	962		116 12,1%	31
Witzin	<i>Bestand</i>	4.660		73 1,6%	17
	<i>zzgl. Zubau</i>	+237		+237 6,3%	+47
gesamt	Bestand	5.622	112 2,0%	25	190 3,4%
	<i>zzgl. Zubau</i>	+237		+237 7,3%	+47

Tab. 20: Energetisches Potenzial Umweltwärmemenutzung nach Ortsteil

³⁹ BWP 01

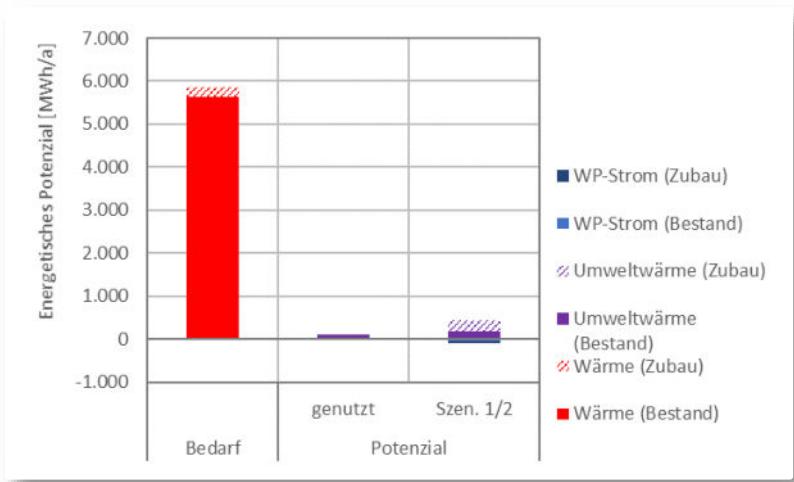


Abb. 20: Energetisches Potenzial Umweltwärmennutzung

Ortsteil	THG-Emissionen Wärme IST (*) [t/a]	THG-Minderung Potenzial [t/a]	
		Potenzial	[t/a]
Loiz	273	7	2,7%
Witzin	1.322	4	0,3%
gesamt	1.595	12	0,7%

(*) realisierte Umweltwärmennutzung im lok. Energieträgermix berücksichtigt

Tab. 21: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmennutzung nach Ortsteil

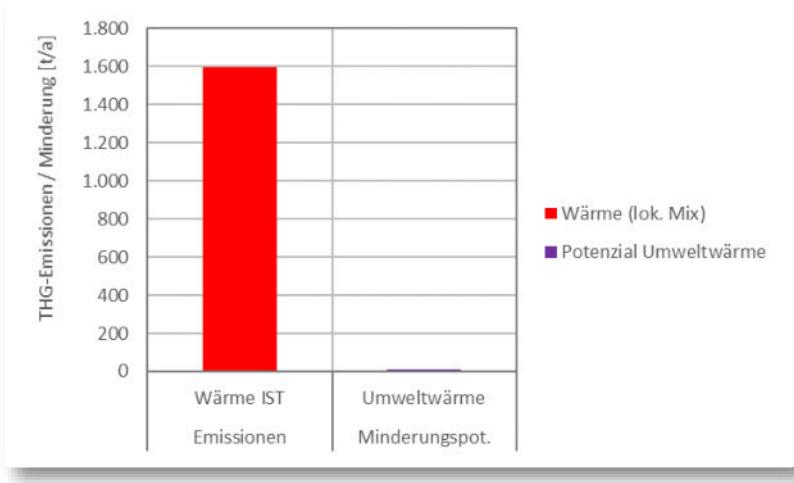


Abb. 21: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmennutzung

4.6 PV-Freiflächen

Untersucht wurde das Potenzial einer Stromnutzung von Solarenergie (Photovoltaik) auf Freiflächen.

Grundsätzlich ist zwischen zwei verschiedenen Arten von PV Freilandanlagen zu unterscheiden. Zum einen in sogenannten **EEG – Anlagen**, die nach dem „Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)“ förderfähig sind und zum anderen sogenannte **PPA** (Power-Purchase-Agreement) Anlagen, deren Strom nicht staatlich garantiert für eine feste Einspeisevergütung abgenommen wird, sondern durch Direktabnahmeverträge frei am Markt verhandelt werden muss.

4.6.1 PV Freiflächen nach dem EEG

In Deutschland werden Freiflächen Photovoltaikanlagen auf bestimmten Gebietskulissen durch eine zwanzigjährige, staatlich garantierte Einspeisevergütung gefördert werden. Gemäß der § 37 EEG 2021 können PV-Freiflächenanlagen auf folgenden Flächen grundsätzlich gefördert werden:

1. *auf einer sonstigen baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist, oder*
2. *auf einer Fläche,
 - a. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt war,
 - b. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans eine Konversionsfläche aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung war,
 - c. die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans längs von Autobahnen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung von bis zu 200 Metern, gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn, errichtet werden und innerhalb dieser Entfernung ein längs zur Fahrbahn gelegener und mindestens 15 Meter breiter Korridor freigehalten werden soll,
 - d. die sich im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans nach § 30 des Baugesetzbuchs befindet, der vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
 - e. die in einem beschlossenen Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 als Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinn des § 8 oder § 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen worden ist, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
 - f. für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist,
 - g. die im Eigentum des Bundes oder der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben stand oder steht und nach dem 31. Dezember 2013 von der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben verwaltet und für die Entwicklung von Solaranlagen auf ihrer Internetseite veröffentlicht worden ist,
 - h. deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen und die nicht unter einer der in Buchstabe a bis g genannten Flächen fällt oder
 - i. deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Grünland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen und die nicht unter einer der in Buchstabe a bis g genannten Flächen fällt.*

4.6.2 PPA-Anlagen

Da diese Anlagen grundsätzlich nicht an konkrete Einspeisetarife mit festgelegten Gebietskulissen gebunden sind, sind zur Realisierung derartiger Projekte vor allem die raumordnerischen und bauordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen entscheidend. Für Mecklenburg-Vorpommern ist das Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) aus dem Jahr 2016⁴⁰. In diesem Raumordnungsprogramm ist z.B. die Umwandlung von Ackerland zur Errichtung großflächiger PV Anlagen außerhalb der zulässigen Gebietskulisse des EEG (2014) grundsätzlich ausgeschlossen.

Um dennoch die planerischen Grundlagen für eine Freiflächen PV Anlage zu erfüllen, müssen diese Projekte ein sogenanntes Zielabweichungsverfahren durchlaufen. Die Landesregierung hat sich mit dem Beschluss aus dem Juni 2021 dazu entschlossen auf einer Fläche vom maximal 5000 ha, derartige Zielabweichungsverfahren zuzulassen⁴¹. Die Bewertungskriterien des Landes aus dem Jahr 2021 lauten wie folgt:

Kategorie A – Kriterien, die obligatorisch erfüllt sein müssen:

- Bebauungsplan / Aufstellungsbeschluss wird von der Gemeinde positiv bewertet
- Einverständniserklärung des Landwirts liegt vor
- Sitz der Betreiberfirma möglichst im Land
- Bodenwertigkeit maximal 40 Bodenpunkte
- nach Beendigung PV-Nutzung muss die Fläche wieder landwirtschaftlich genutzt werden können (z.B. soll eine PV-Nutzung nach Betriebsende in eine ackerbauliche Nutzung umgewandelt werden)
- Absicherung von Kategorie A und B durch Maßnahmen im B-Plan sowie raumordnerischen Vertrag
- Größe der einzelnen Freiflächen-PVA darf 150 ha (gesamte überplante Fläche, nicht PV-Modulfläche) nicht überschreiten

Kategorie B – Auswahlkriterien

Kriterium	Punkte jew. bis zu
fortschrittliche Kommunal- und/oder Bürgerbeteiligung	20
Sitz der Betreiberfirma in der Gemeinde	10
gemeindlicher Nutzen über die Gewerbesteuereinnahmen hinaus	20
interkommunale Kooperation	10
regionale Wertschöpfung durch Freiflächen-PVA direkt gestärkt/gesichert (Firmenansiedlung Dritter, Arbeitsplatzschaffung)	20
Investitionen in ländlichen Räume zu Gunsten weiterem Allgemeinwohlbezug (Kulturgüter, Tourismus, Mobilität, Beräumung / Rückbau von Altlasten)	20
Lage innerhalb Ländlicher Gestaltungsräume	10
Fläche ökologisch nützlich (Puffer zu Naturschutzfläche / Wasserschutzfläche)	20
Größe der FF-PVA über 100 ha	Minus 10
durchschnittliche Bodenpunkte der überplanten Fläche zwischen 35 und 40*	Minus 20
Projekt fördert naturschutzfachliche Projekte	15
geringe durchschnittliche Bodenpunkte bis 20	10
Systemdienlichkeit der Energiewende	
* Nutzung von Wasserstoff	10
* Einbeziehung in regionale Energiesysteme	20
* anderweitige innovative Ansätze und Konzepte	20

⁴⁰ <https://www.regierung-mv.de/serviceassistent/download?id=1576266>

⁴¹ <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/em/Aktuell/?id=170882&processor=processor.sa.pressemeldung>

Zielabweichungsverfahren sind möglich, wenn für ein Projekt die Gesamtpunktzahl von 100 erreicht wird. Mindestens sechs Kriterien der Kategorie B müssen erfüllt sein, wobei das Kriterium mit * (Bodenpunkte) nicht in die Aufsummierung der Kriterien einfließt.

(Quelle: www.regierung-mv.de)

4.6.3 Wertschöpfungspotenziale für die Gemeinden

Verpachtung von Eigenland

Die Gemeinden, in deren Eigentum sich Flächen befinden, die in die o.g. Gebietskulissen fallen, oder in deren Eigentum sich sehr schlechtes Ackerland befindet (Grenzertragsstandorte), könnten sich aktiv um die Entwicklung von Photovoltaik Freiflächenanlagen bemühen. Dabei sollte man auf die Erfahrungen anderer Gemeinden mit diversen Projektentwicklern zurückgreifen.

Beteiligung an den Betreibergesellschaften

Bei vielen Projektentwicklern ist es möglich, sich als Gemeinde, der gemeindeeigene Unternehmen an den Betreibergesellschaften der Photovoltaik Freiflächenanlagen zu beteiligen. Diese Optionen sollten in Abstimmung mit den Kommunal- und Finanzaufsichten geprüft werden. Auch hier gilt es, sich verschiedene Beteiligungsmöglichkeiten in anderen Gemeinden anzuschauen und von Best Practice Beispielen zu lernen.

Gewerbesteuereinnahmen (Gewerbesteuerteilung)

Die Gemeinde hat grundsätzlich die Möglichkeit Gewerbesteuereinnahmen aus den Solarprojekten zu generieren. Hierbei ist die Regelung zur Aufteilung der Steuer zwischen der Standortgemeinde und Sitzgemeinde der Betreiberfirma neu geregelt worden. Nach der aktuellen Regelung sind 90% der Gewerbesteuereinnahmen von Photovoltaik Freiflächenanlagen in der Standortgemeinde abzuführen. Nähere Informationen finden Sie u.a. bei der Landesenergie- und Klimaschutzagentur Mecklenburg-Vorpommern (LEKA M-V)⁴²

Einbindung regionaler Unternehmen in die Bau- und Betriebsphase

Grundsätzlich sollte versucht werden, mit den Projektierern und Betreibern der Photovoltaik Freiflächenanlagen zu verhandeln, das für gewisse Bau-, Wartungs-, und Pflegemaßnahmen regionale Unternehmen eingesetzt werden.

Einnahmen gem. §6 EEG

Der neue §6 (vormals §36 K) im EEG 2021 regelt, dass der Vorhabenträger den betroffenen Gemeinden eine Zahlung i. H. v. 0,2 ct/kWh des erzeugten Stroms ohne Gegenleistung anbieten darf. Im Falle von EEG Anlagen wird dieser Betrag als Umlage vom Stromnetzbetreiber gezahlt. Nähere Informationen gibt es bei der LEKA M-V.⁴³

⁴² https://www.leka-mv.de/wp-content/uploads/2022/03/220329_LEKA_Gewerbesteuerzerlegung_final.pdf

⁴³ <https://www.leka-mv.de/%c2%a7-6-eeg/>

4.6.4 Potenzialermittlung

Flächenkulisse

Aufgrund der beschriebenen regulatorischen Voraussetzungen sowie üblicher Erfahrungswerte wurde zur Potenzialermittlung konkret folgende Flächenkulisse berücksichtigt:

EEG	PPA
<ul style="list-style-type: none"> Grünland- und Ackerflächen entlang von Schienenwegen oder Autobahnen im Abstand von 30 bis 200 m Konversionsflächen mit Belastungen aus vormaliger Nutzung Mindest-Flächengröße 1 ha (im räumlichen Zusammenhang) 	<ul style="list-style-type: none"> Grünland- und Ackerflächen mit einer Bodenwertzahl < 40 Mindest-Flächengröße 30 ha (im räumlichen Zusammenhang)
	<ul style="list-style-type: none"> Außerhalb von Naturschutzgebieten Außerhalb von Landschaftsschutzgebieten Außerhalb von Europäischen Vogelschutzgebieten Außerhalb von FFH-Gebieten

Tab. 22: Kriterien Flächenkulisse PV-Freiflächen

Entsprechend dieser Kriterien wurden im Untersuchungsgebiet folgende Potenzialflächen ermittelt:

- Potenzialfläche EEG-Anlagen: 0 ha**
- Potenzialfläche PPA-Anlagen: 449 ha**

Die räumliche Verteilung stellt sich wie folgt dar:

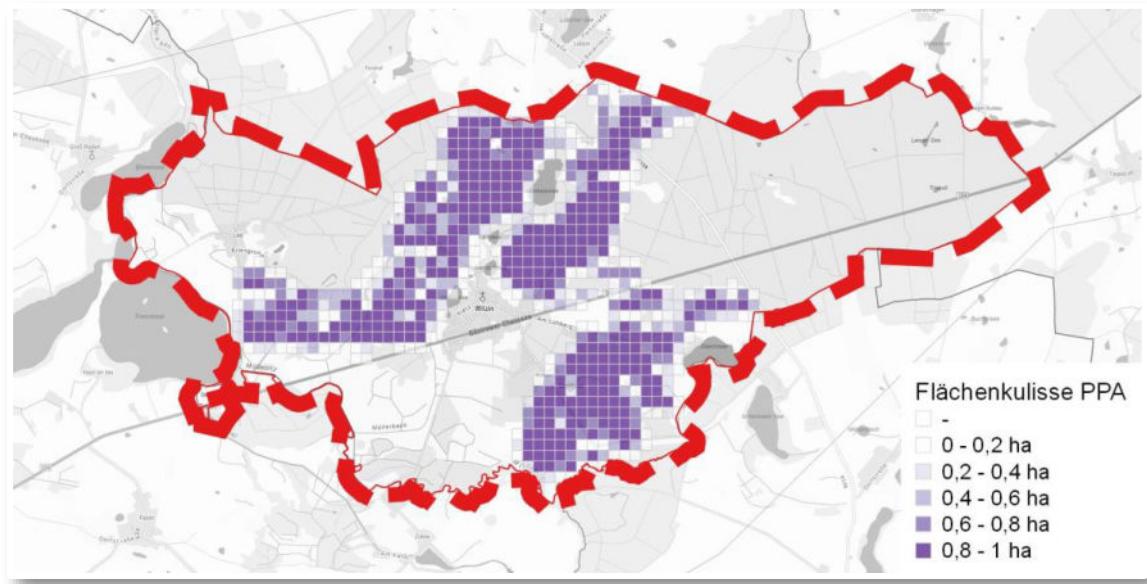


Abb. 22: Karte Flächenkulisse PV-Freiflächenanlagen

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Innerhalb der dargestellten Flächenkulisse befinden sich derzeit PPA-Anlagen auf einer Fläche von 163 ha in Planung.

Durch den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen im diesem Umfang ergibt sich ein energetisches Potenzial von insgesamt ca. **110.000 MWh/a**. Dies entspricht in etwa dem **156-fachen** des lokal benötigten Strombedarfs und einer installierten Leistung von 114 MWp.

	Bedarf IST Strom	Energetisches Potenzial		Potenzial PVFF [MWh/a]
		realisiert	Potenzial	
		PVFF	PVFF	
EEG-Kulisse		0	0,0%	0 0,0%
PPA-Option		0	0,0%	109.536 15.613,7%
gesamt	Bestand	702	0 0,0%	109.536 15.613,7%
	<i>zzgl. Zubau</i>	+87		

Tab. 23: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen

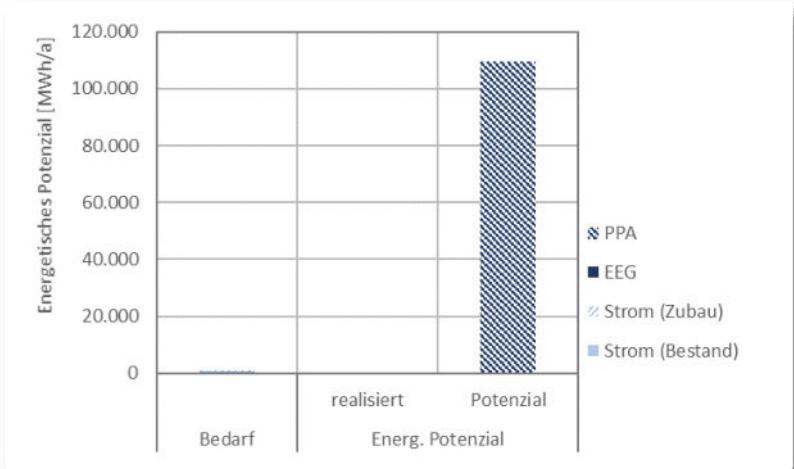


Abb. 23: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen

Das rechnerische Treibhausgasminderungspotenzial beträgt mit ca. **47.648 t/a** etwa das **140-fache** der strombedingten Treibhausgasemissionen im Untersuchungsgebiet bzw. das 25-fache der gesamten Treibhausgasemissionen (Strom + Wärme).

	THG-Emissionen IST Strom	THG-Einsparpotenzial		Potenzial PVFF [t/a]
		realisiert	Potenzial	
		PVFF	PVFF	
EEG-Kulisse		0	0,0%	0 0,0%
PPA-Option		0	0,0%	47.648 14.033,0%
gesamt	340	0 0,0%	47.648 14.033,0%	

Tab. 24: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen

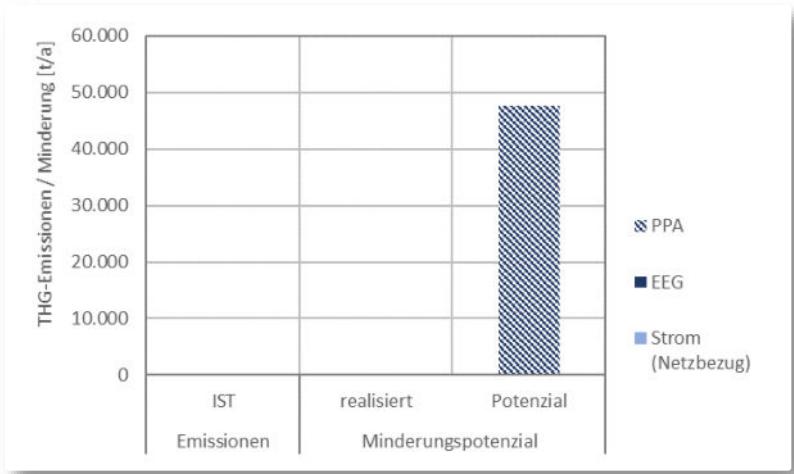


Abb. 24: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen

4.7 Windenergie

Untersucht wurde das Potenzial einer Stromerzeugung durch Windenergie. Maßgeblich für die Identifikation entsprechender Flächen ist der aktuelle Fortschreibungsentwurf des regionalen Raumentwicklungsprogramms aus dem Jahr 2021. Hierin sind für das Untersuchungsgebiet keine Eignungsgebiete ausgewiesen.

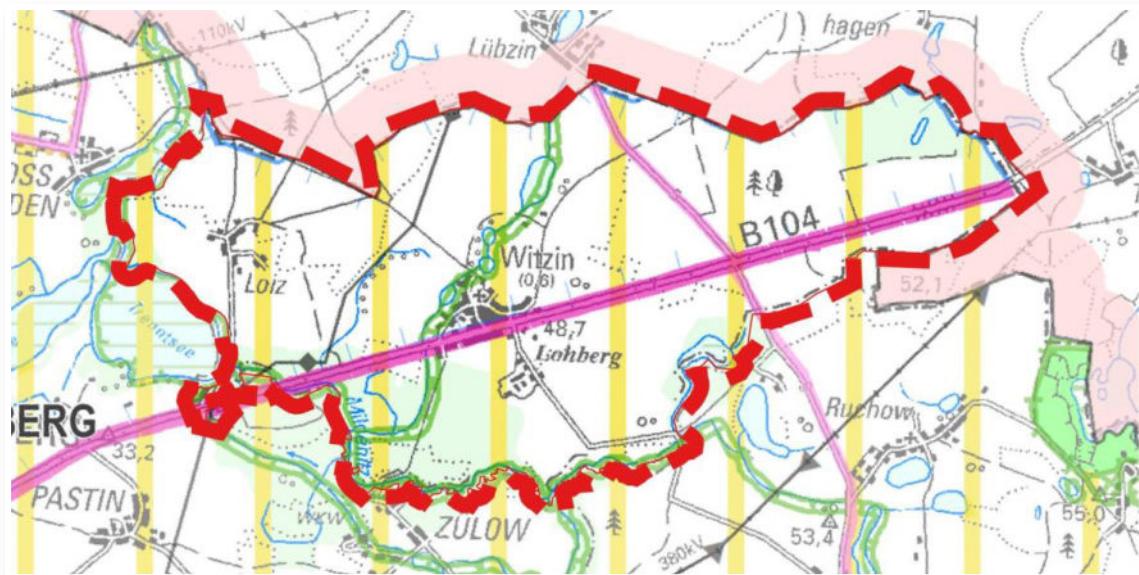


Abb. 25: Karte Auszug Reg. Raumentwicklungsprogramm

Dementsprechend werden keine Potenziale zur Windenergienutzung festgestellt.

4.8 Zusammenfassung

Wie die vorangestellten Untersuchungen zeigen, liegen im Bereich der Wärmeversorgung bestehen die größten Potenziale in der energetischen Biomassenutzung. Diese könnte, je nach Szenario, bis zu 170 % des lokalen Wärmebedarfs decken. Zu beachten ist hierbei, dass in diesem Potenzial auch Stoffmengen enthalten sind, deren tatsächliche Verfügbarkeit und Nutzbarkeit aktuell nicht abschließend bewertet werden können (z.B. Anteile halmgutartiger Biomasse). Andererseits ist in diesem Bereich eine Nutzung von Brennstoffen aus dem regionalen Umfeld über die Gemeindegrenzen hinaus durchaus üblich.

Des Weiteren sind nach aktueller Einschätzung signifikante Wärmeüberschüsse aus der bestehenden Biogasanlage zu erwarten, der Nutzbarkeit für die Versorgung benachbarter Gebäude mit dem Betreiber abgeklärt werden sollten.

Aufgrund des insgesamt älteren Gebäudebestandes sind die Potenziale der Umweltwärmeverwendung und solarthermischer Aufdachanlagen dagegen eher begrenzt.

Ein weiteres erhebliches Potenzial im Wärmebereich liegt in der energetischen Gebäudesanierung. Ausgehend von der vorhandenen Bebauungsstruktur sind hier Einsparungen von bis zu 48% des Wärmebedarfs möglich. Bislang war die Nutzung dieses Potenzials allenfalls mittel- bis langfristig möglich. Inwiefern die aktuell veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen hier zu einer konkreten Beschleunigung führen, bleibt abzuwarten.

Im Elektrizitätsbereich übersteigt die jährlich produzierte Strommenge aus Photovoltaik-Aufdachanlagen und der Biogasanlage bereits heute rechnerisch den vorhandenen Bedarf. Für den weiteren Ausbau der Potenziale im Bereich der Photovoltaik-Freiflächenanlagen bestehen bereits Planungen. Hierdurch würde ein Vielfaches der lokal benötigten Strommenge hinzukommen, sodass Witzin zum Netto-Produzenten erneuerbarer Energien würde.

Für die Entwicklung konkreter Versorgungsmodelle insbesondere im Wärmebereich sollte daher auch die Einbeziehung lokal erzeugter Strommengen im Sinne eines sektorenübergreifend vernetzten Energiesystems angedacht werden.

	Nutzenergiebedarf		Nutzenergiopotenzial						
	Wärme	Strom	realisiert		Szenario 1		Szenario 2		
			Wärme	Strom	Wärme	Strom	Wärme	Strom	
			[MWh/a]						
Gebäudesanierung			2.699	48%			2.699	48%	
Biogas (Bestand)			1.406	200%	1.290	23%	1.406	200%	
Biomasse (fest)			841	15%	9.492	169%	8.146	145%	
Solar (Freifläche)				0	0%	109.536	15.614%	109.536	15.614%
Solar (Aufdach)			19	0%	366	52%	526	9%	
zzgl. Zubau					+59		3.328	474%	
						+668		3.820	544%
Umweltwärme			112	2%			190	3%	
zzgl. Zubau					+237			+237	
Windenergie				0	0%		0	0%	
gesamt (Bestand)	5.622	100%	702	100%	971	17%	1.772	253%	
zzgl. Zubau	+237	+4%	+87	+12%			+296		
						+668		+714	
							+237		
								+116.318	16.581%

Tab. 25: Zusammenfassung energetische Potenziale

Aufgrund der hohen Potenzialüberschüsse der Solar-Freiflächenutzung werden die Verhältnisse der Übersicht halber nachfolgend einmal mit und einmal ohne Berücksichtigung dieses Potenzials dargestellt;

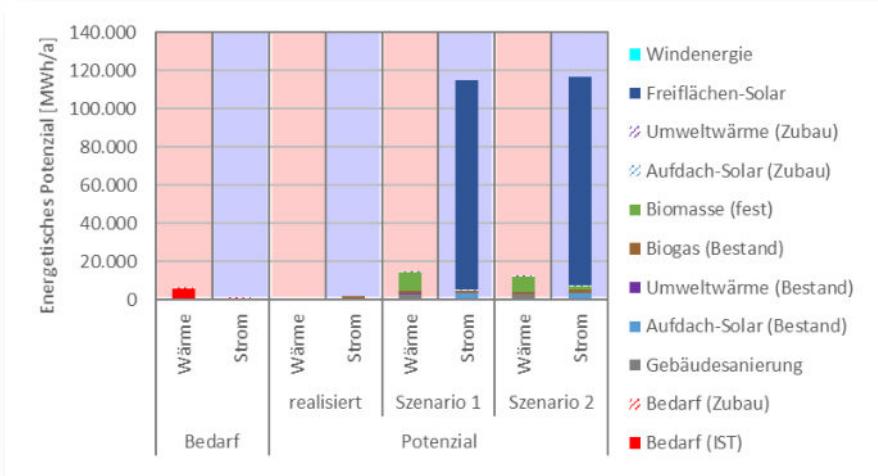


Abb. 26: Zusammenfassung energetische Potenziale (mit PV-Freifläche)

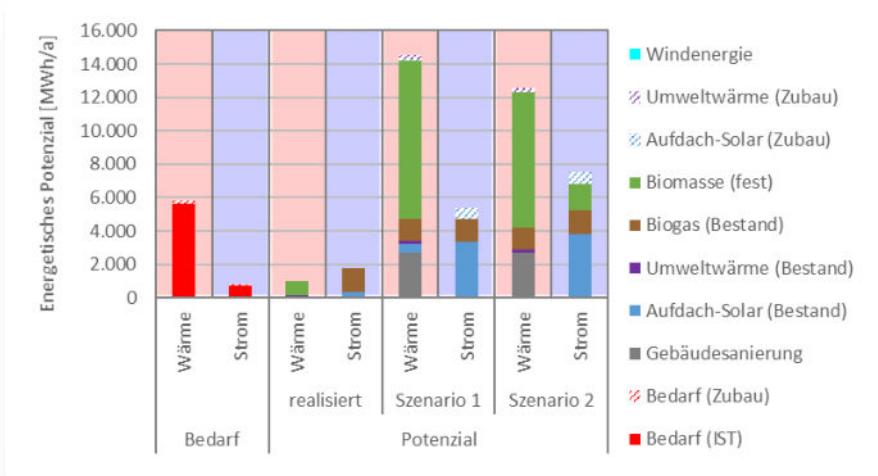


Abb. 27: Zusammenfassung energetische Potenziale (ohne PV-Freifläche)

Insbesondere aufgrund der hohen Potenzialüberschüsse im Strombereich ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Untersuchungsgebiet rechnerisch um mehr als 2.700% möglich. Das bedeutet, dass die Gemeinde Witzin bilanziell eine CO2-Senke darstellen würde.

	THG-Emissionen			THG-Minderungspotenzial								
	IST			realisiert(*)			Szenario 1			Szenario 2		
	Wärme	Strom	gesamt	Strom	gesamt	Wärme	Strom	gesamt	Wärme	Strom	gesamt	
						[t/a]						
Gebäudesanierung						766 48%		766 40%	766 48%		766 40%	
Biogas (Bestand)				586 17%	586 30%	219 14%	586 17%	805 42%	219 14%	586 17%	805 42%	
Biomasse (fest)						2.212 139%		2.212 114%	1.889 118%	714 210%	2.603 135%	
Solar (Freifläche)				0 0%	0 0%		47.648 14.033%	47.648 2.463%		47.648 14.033%	47.648 2.463%	
Solar (Aufdach)				159 47%	159 8%	131 8%	1.448 426%	1.579 82%		1.662 489%	1.662 85%	
Umweltwärme						12 1%		12 1%	12 1%		12 1%	
Windenergie				0 0%	0 0%		0 0%	0 0%		0 0%	0 0%	
gesamt (Bestand)	1.595 100%	340 100%	1.935 100%	746 220%	746 39%	3.340 209%	49.682 14.632%	53.022 2.741%	2.885 181%	50.610 14.905%	53.495 2.765%	

(*) realisierte Wärmenutzungspotenziale im lok. Energierägermix berücksichtigt

Tab. 26: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial

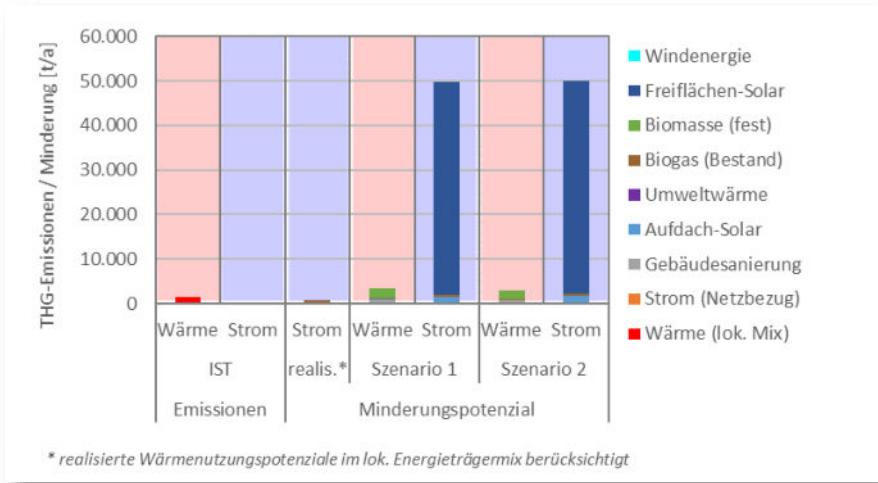


Abb. 28: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (mit PV-Freifläche)

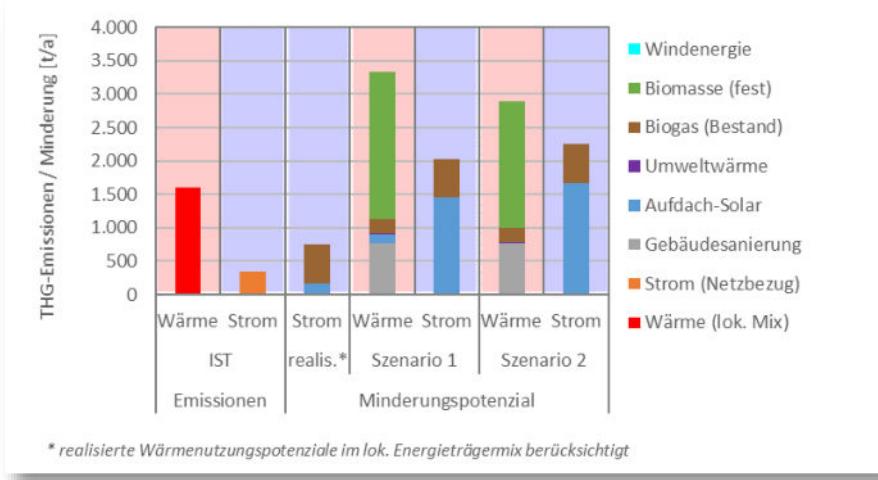


Abb. 29: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (ohne PV-Freifläche)

5 Versorgungslösungen

Aufbauend auf der vorangestellten Wärmebedarfs- und Potenzialanalyse wurden in Frage kommende Versorgungsgebiete und Anlagenstandorte für netzgebundene Wärmeversorgungslösungen identifiziert. Im Anschluss wurden für diese Gebiete jeweils geeignete Versorgungslösungen konzipiert.

Die Ausgangsvariante bildet eine Wärmeversorgung auf Grundlage der verfügbaren Biomasse-Potenziale. Mit Blick auf die sich abzeichnende Weiterentwicklung der Fördermittelsituation wurde dabei in der Anlagenkonzeption weiterhin eine solarthermische Freiflächenanlage ergänzt.

Alternativ wurde eine Variante Konzipiert, in der die Abwärme der bestehenden Biogasanlage zur Bereitstellung der Grundlast genutzt und ebenfalls durch eine Biomassefeuerung in der Mittel- und Spitzenlast ergänzt wird.

Als dritte Variante wurde ein multivalentes Wärmenetz konzipiert, welches durch Integration eines Saisonalspeichers verschiedene Wärmequellen (z.B. Solarthermie, Biogas-Abwärme, mögliche zukünftige Prozess-Abwärme im Gewerbegebiet, power-to-heat-Prozesse im Kontext zukünftiger PV-Freiflächenanlagen...) nutzen kann.

Die Hauptkomponenten der jeweiligen Versorgungslösungen wurden grob dimensioniert und die wesentlichen technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Kennwerte kalkuliert.

Als Grundlage der Kalkulationen wurde zunächst von einem Anschlussgrad von 80% der jeweils in Frage kommenden Abnehmer ausgegangen. Andere Anschlussgrade werden in Kapitel 7.5 im Rahmen von Sensitivitätsanalysen betrachtet.

5.1 Versorgungsgebiete

Ausgehend von den Betrachtungen im Rahmen der Bedarfsanalyse wurde zunächst nach geeigneten Strukturen gesucht, die aussichtreiche Bedingungen für eine Umsetzbarkeit netzgebundener Versorgungslösungen aufweisen. Von zentraler Bedeutung hierfür ist ein verdichteter Wärmebedarf in zusammenhängenden Bereichen (Wärmebezugsdichte > ca. 150 MWh/(ha*a)).

Weitere wesentliche Faktoren waren ein ausreichender Gesamt-Wärmebedarf im Versorgungsgebiet (> ca. 1.000 MWh/a) sowie die bestehende lokale Bebauungs- und Versorgungsstruktur.

Unter Berücksichtigung der genannten Faktoren wurde ein in Frage kommendes Gebiet im Kernbereich der Ortslage Witzin identifiziert. Zusätzlich wurde die Erweiterung des Versorgungsbereichs in die Randbereiche der Ortslage geprüft.

Darüber hinaus wird bei Einbindung der bestehenden Biogasanlage eine Versorgung der umliegenden Bebauung in Witzin Ausbau mit angenommen. Es ergeben sich somit folgende Versorgungsbereiche:

	Gebäude	Wärmebedarf	Auslegungsleistung
I. Witzin (Kernbereich)	80	2.663 MWh/a	1.358 kW
II. Witzin (Erweiterungsbereich)	65	1.337 MWh/a	690 kW
III. Witzin Ausbau	7	237 MWh/a	118 kW

Tab. 27: Kenngrößen Versorgungsgebiete Nahwärme

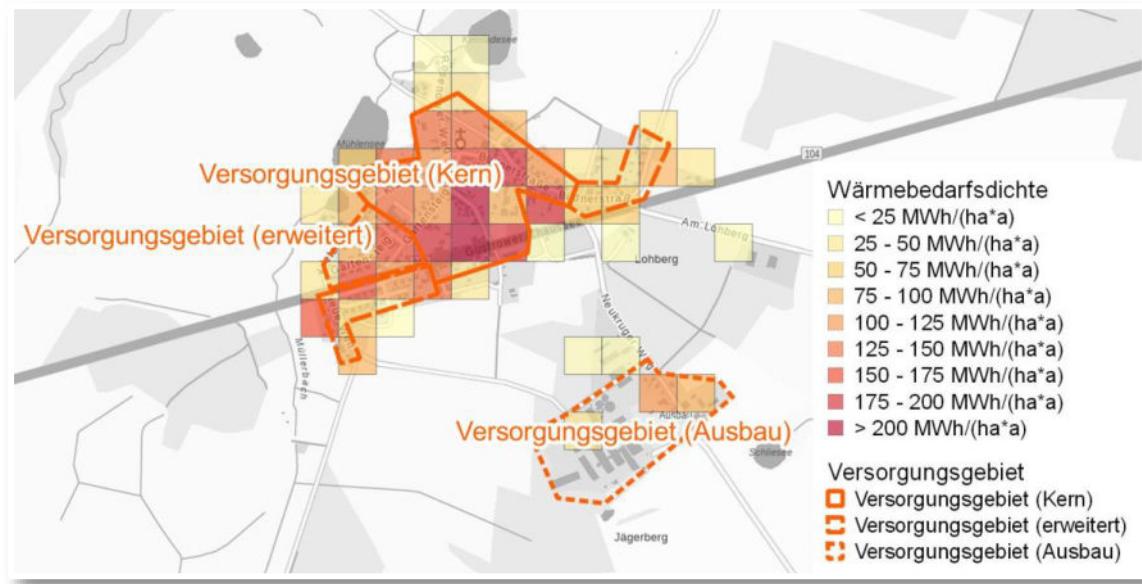


Abb. 30: Karte Übersicht Versorgungsgebiete

5.2 Variante 1: Solarthermie + Biomassefeuerung

5.2.1 Überblick

Wie im Rahmen der Potenzialanalyse festgestellt wurde, stellt die energetische Biomassenutzung ein erhebliches Potenzial zur regenerativen Wärmeversorgung der Gemeinde Witzin dar. Gerade in Hinblick auf den weitgehend bereits älteren Gebäudebestand bietet sie den Vorteil, zuverlässig und effizient auch höhere Heizmedientemperaturen bereitzustellen zu können. Wie bereits in der Aufgabenstellung zur Machbarkeitsstudie angelegt, bilden daher Biomassefeuerungsanlagen der Kern der nachfolgend konzipierten netzgebundenen Wärmeversorgungslösungen.

Als weitere Erkenntnis wurde in der Potenzialanalyse festgestellt, dass die regenerative Stromproduktion den Bedarf im Untersuchungsgebiet bereits heute übersteigt und weitere große Ausbaupotenziale aufweist. Im Wärmebereich sind die Potenziale dagegen eher begrenzt. Aus diesem Grunde wird hier auf eine gekoppelte Stromproduktion aus Biomasse (KWK) zugunsten der Wärmeversorgung verzichtet.

Um den tendenziell eher ineffizienteren Schwachlastbetrieb der Biomassefeuerung gerade in den Sommermonaten möglichst weitgehend zu vermeiden und gleichzeitig die begrenzten Biomasse-Ressourcen zu schonen, bietet sich zusätzlich die Einbindung einer Solarthermie-Freiflächenanlage an. Diese Option wird nach aktueller Einschätzung auch in der weiteren Gestaltung der Fördermittelkulisse für erneuerbare Wärmeversorgung eine zunehmende Bedeutung erlangen und wird daher ebenfalls im Versorgungskonzept berücksichtigt.

Als eine weitere Konsequenz der aktuellen Entwicklung der Energie- und Förderpolitischen Rahmenbedingungen wird in der Auslegung auf einen in der Vergangenheit üblichen konventionellen Spitzenlastkessel verzichtet.

Nachfolgend wird die funktionale Konzeption dargestellt. Anschließend erfolgt die Kalkulation zum einen für die Versorgung des Kerngebiets Witzin (Variante 1A) sowie zusätzlich für das erweiterte Kerngebiet (Variante 1B).

5.2.2 Funktionale Konzeption

Die nachfolgende Darstellung zeigt die wesentlichen Komponenten der konzipierten Versorgungslösung im Überblick. In der Folge wird auf die jeweiligen Baugruppen im Einzelnen eingegangen.

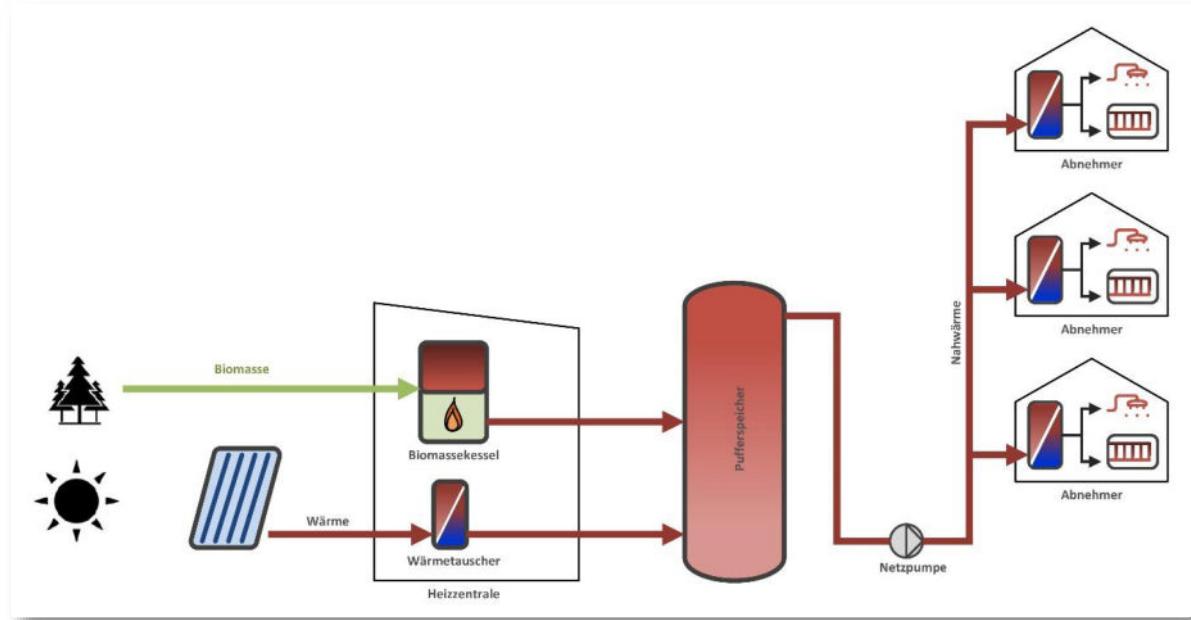


Abb. 31: Übersicht funktionale Konzeption Variante1

Heizzentrale

Die Wärmeerzeugung erfolgt in einer entsprechenden **Heizzentrale**. Hierfür können grundsätzlich, sofern geeignet, auch bestehende Gebäude genutzt werden. Häufig wird jedoch aufgrund der besonderen Erfordernisse ein Neubau zweckmäßiger sein.

Grundlegende funktionale Anforderungen bestehen dabei unabhängig von der Anlagenleistung u.a. in folgenden Bereichen:



Abb. 32: Heizhaus (Beispiel)

- **Abmessungen und räumliche Anordnung:**

Die erforderlichen Maschinen und Anlagen müssen funktionsgerecht eingebaut werden können. Hierbei ist neben den reinen Geräte - Abmessungen auch auf die Möglichkeit der Einbringung und Wartung sowie erforderliche Sicherheitsabstände zu achten.

- **Statik:**

Neben der allgemeinen Gebäudestatik sind die anlagenspezifischen statischen und dynamischen Lasten (z.B. Brennstoffförderung) zu beachten.

- **Brandschutztechnische Anforderungen**

(Heizräume, Brennstofflagerräume)

- **Zugänglichkeit:**

für LKW-Verkehr zwecks Brennstoffanlieferung, inkl. erforderlicher Rangierflächen

- **Umfeld:**

Während der Brennstoffbelieferung ist mit einem gewissen Staub- und Geräuschaufkommen zu rechnen. Im Betrieb können zeitweise ein verbrennungstypischer Geruch sowie, je nach Brennstoff und Witterung, Wasserdampffahnen am Abgaskamin auftreten.

Im Einzelnen unterscheiden sich die Abmessungen und somit auch die benötigte Grundstücksfläche nach der Anlagenleistung. So benötigt eine Heizzentrale mit einer Biomassefeuerungsanlage von 300 kW inklusive Außenanlage ca. 225 m² Grundstücksfläche. Für eine 5-MW-Anlage beträgt der Flächenbedarf ca. 860 m²⁴⁴. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht die Größenverhältnisse:

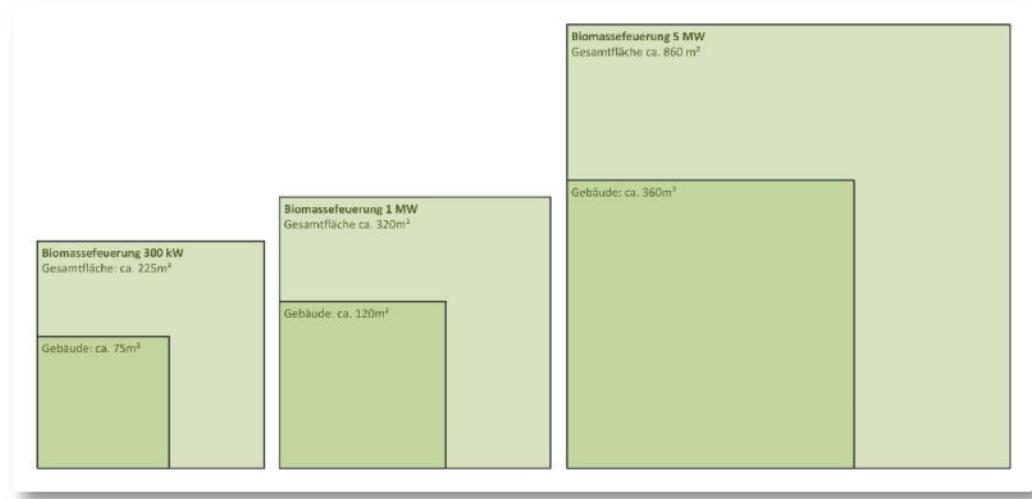


Abb. 33: Flächenbedarf Biomasseheizwerke

Exemplarisch sind nachfolgend zwei Raumkonzepte für zwei Biomasse-Feuerungsanlagen mit 500 kW bzw. 12 MW Kesselleistung dargestellt:

⁴⁴ FNR 02

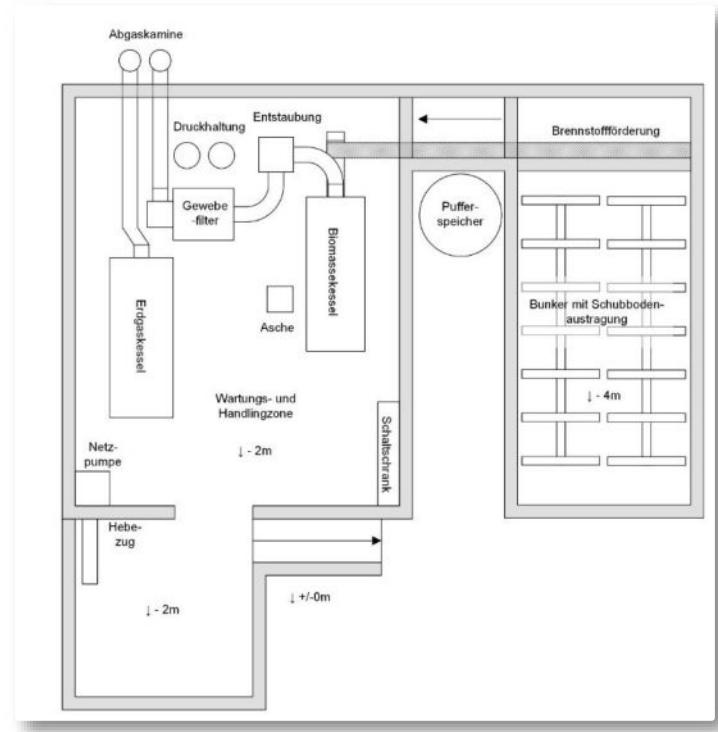


Abb. 34: Raumkonzept Heizzentrale (500 kW Biomasse)

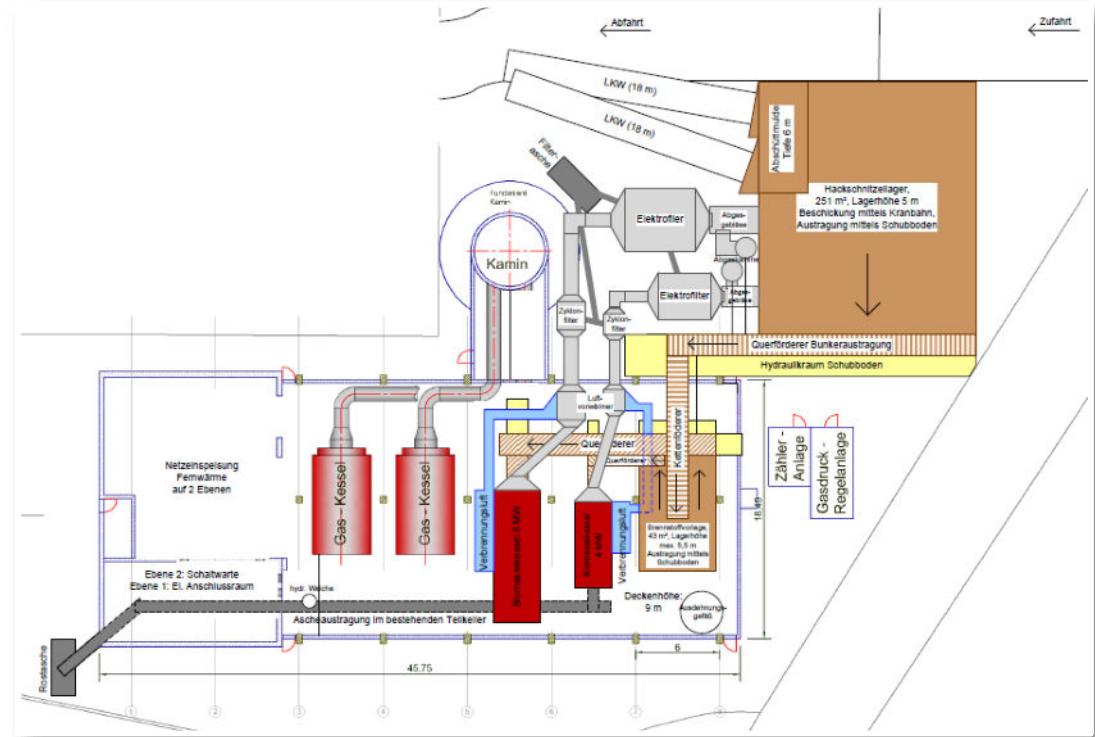


Abb. 35: Raumkonzept Heizwerk (12 MW Biomasse)

Solarthermische Freiflächenanlagen

Mit der Neugestaltung der Fördermittellandschaft für regenerative Wärmeversorgungskonzepte treten vermehrt auch brennstofffreie Versorgungslösungen in den Vordergrund. Hier ist u.a. die Einbindung großer Solarthermieanlagen zu nennen. Im Sinne eines sparsamen Umgangs mit begrenzten Biomasse-Ressourcen kann auf diese Weise insbesondere in den Sommermonaten ein Großteil der benötigten Wärme bereitgestellt werden, ohne zusätzlich Brennstoff zu verbrauchen. So kann gerade auch in der Lastschwachen Zeit der tendenziell ineffizientere Teillastbetrieb der Biomassefeuerung vermieden werden. Das für eine Nahwärmeversorgung benötigte Temperaturniveau kann hierbei beispielsweise durch den Einsatz von Vakuum-Röhrenkollektoren erreicht werden.

Die genutzten Flächen sollten sich hierfür möglichst in räumlicher Nähe zur Heizzentrale liegen, da auch die solarthermisch erzeugte Wärme in den zentralen Pufferspeicher einfließt. Bevorzugt geeignet sind hierfür Flächen mit geringer naturschutzfachlicher Relevanz (Flächen an Verkehrswegen, versiegelte oder vorbelastete Flächen usw.). Beispielweise auch in brachliegenden Bereichen mit einsetzender Verbuschung kann diese durch Installation von Solarthermieanlagen aufgehalten und so wertvolle Lebensräume für bodenbrütende Vögel und Offenlandhabitare für Flora und Fauna erhalten werden.



Abb. 36: Beispiel Solarthermie-Freifläche

Quelle: Erik Christensen - Eigenes Werk, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=9097625>

Die Kalkulation der benötigten Kollektorfläche erfolgt mit Hilfe der frei verfügbaren, vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Software ScenoCalc⁴⁵. Diese erlaubt es, den solaren Nutzwärmeertrag von in Wärmenetze eingebundenen Solarthermieanlagen zu berechnen.

In Anlehnung an realisierte Anlagen wird hierbei als Kalkulationsziel eine solare Deckungsrate von ca. 25% angestrebt. Die von der Solarthermieanlage bereitgestellte Wärme wird hierbei stets vorrangig im System genutzt (Grundlast).

⁴⁵ SOL 02

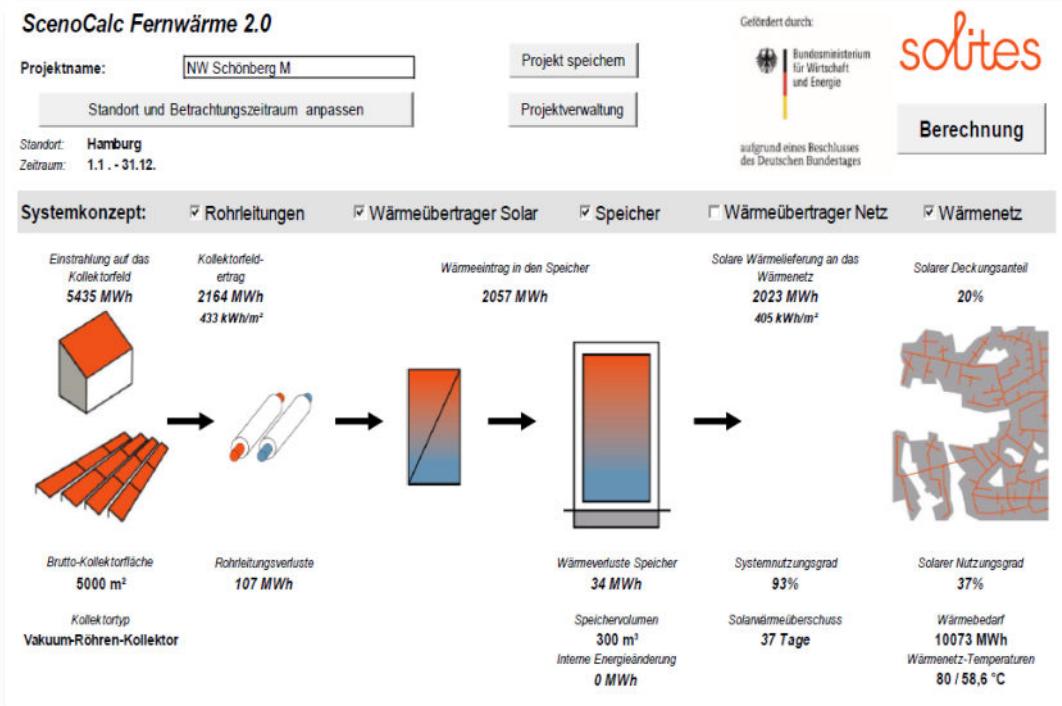


Abb. 37: Solarthermie-Kalkulation mit ScenoCalc (Bsp.)

Biogene Festbrennstoffe

Im Rahmen der Potenzialanalyse wurden sowohl holzartige Biomassen (Waldrestholz, Landschaftspflegeholz) als auch halmgutartige Biomassen (Getreidestroh, Landschaftspflegeheu) als mögliche erneuerbare Energieträger für den Betrieb von Biomasse-Heizwerken identifiziert.

Während es sich bei Brennstoffen aus holzartiger Biomasse um ein gut standardisiertes Produkt handelt, dass auch von zahlreichen Anbietern regional vermarktet wird, erfordert der Einsatz halmgutartiger Biomasse in der Regel ein speziell auf den Einsatzfall und die lokalen Gegebenheiten und Verfügbarkeiten zugeschnittenes Bereitstellungskonzept.

Darüber hinaus lässt sich die Verfügbarkeit der vorhandenen Potenziale halmgutartiger Biomasse im Kontext der lokalen Landwirtschaftspraxis nicht abschließend bewerten.

Aus diesem Grund werden in der Folge Versorgungslösungen auf Basis von holzartiger Biomasse dargestellt und kalkuliert. Aus technologischer Sicht wäre für die genannten Standorte ebenfalls eine Versorgung mit halmgutartiger Biomasse denkbar. Die Modalitäten hierfür sind in diesem Fall jedoch im Zuge einer Projektentwicklung konkreten mit lokalen Partnern abzustimmen.

Hinsichtlich der grundlegenden Vorgänge und Prozesse ist der Einsatz halmgutartiger Biomasse mit dem nachfolgend dargestellten Einsatz holzartiger Biomasse vergleichbar. Technische Unterschiede bestehen insbesondere im Bereich der Brennstoffanlieferung, -lagerung und -kesselzuführung sowie in der eingesetzten Kesseltechnologie und Abgasreinigung.

Brennstoffanlieferung

Um ein problemloses Abschütten der Hackschnitzel bei kompakten Baumaßen zu ermöglichen, wird der Bunker idealerweise im Tiefbau errichtet.



Abb. 38: Brennstoffanlieferung

Zur Vermeidung allzu großer Steigungswinkel und Längen der Brennstoffförderung wird häufig auch das Maschinenhaus teilweise im Tiefbau vorgesehen.

Alternativ kommt, insbesondere bei größeren Anlagenleistungen ab ca. 2 MW, auch die Errichtung im Hochbau in Betracht, wobei die Beladung mittels Hallenkran aus Abschüttbunkern erfolgen kann.

Die Brennstoffanlieferung ist grundsätzlich mit einer großen Bandbreite marktüblicher Förderfahrzeuge möglich. Die Palette reicht hierbei über Landwirtschaftliche Schüttgut-Anhänger (ab ca. 25 m³) über Abrollcontainer mit Hakenlift (ca. 40 m³) bis hin zu Walking-Floor-Fahrzeugen (ca. 90 m³).

Feuerungstechnik

Der der Mittellastbereich sowie je nach Verfügbarkeit solarthermischer und PtX-Abwärme auch der Grundlastbereich wird durch einen vollautomatisch arbeitenden **Holz-Hackschnitzelkessels** (Biomassekessel) bereitgestellt. Die Anlieferung des Brennstoffs kann, je nach Beschaffenheit des Anlagenstandorts und der verfügbaren Liefer-Logistik, entweder per Schüttgut-LKW in einen Brennstoffbunker oder per Wechselcontainer realisiert werden. Von hier aus wird der Brennstoff mittels einer geeigneten Förderanlage (Schubboden, Förderschnecke, Kettenförderer, Hydraulikschieber) und Rückbrandsicherung (Schieber, Zellrad-schleuse...) automatisch und bedarfsgerecht dem Kessel zugeführt. Hier erfolgt die Verbrennung, wobei durch Regelung der Luftmengen und Verbrennungstemperatur stets ein Optimum an Energieeffizienz und Schadstoffminimierung angestrebt wird. Die Verbrennungsabgase werden über geeignete Entstaubungs- und Filteraggregate sowie den anschließenden Abgaskamin abgeleitet. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte jederzeit eingehalten werden. Die bei der Verbrennung bzw. Abgasreinigung anfallende Asche wird automatisch in entsprechende Behälter (z.B. Standard-Mülltonnen) gefördert. Wahlweise ist auch eine automatische Förderung in außenstehende Container möglich.

Hinsichtlich der Feuerungstechnologie existiert eine große Bandbreite. Ausschlaggebend für die Auswahl ist insbesondere die Beschaffenheit des einzusetzenden Brennstoffs. Für die Verbrennung von Waldrest- und Landschaftspflegeholz hat sich die Rostfeuerung vielfach bewährt. Hervorzuheben ist



Abb. 39: Holz-Hackschnitzelkessel

insbesondere die Robustheit gegenüber verschiedenen Stückgrößen, Feuchtegehalten und Fremdstoffanteilen.



Abb. 40: Pufferspeicher

Der eingeplante **Pufferspeicher** dient dem zeitlichen Ausgleich des tageszeitlich und witterungsbedingt schwankenden Wärmebedarfs. Auf diese Weise werden Lastspitzen vergleichmäig und eine optimale Regelbarkeit der Anlage erzielt.

Aus Platzgründen und um eine kompakte Bauweise des Heizzentrale zu erzielen, wird der Pufferspeicher häufig im Außenbereich aufgestellt.

Wärmenetz

Von der Heizzentrale wird die Wärme mittels eines erdverlegten **Wärmenetzes** zu den einzelnen Abnehmern gefördert. Aufgrund der zu erwartenden Netztemperaturen wird der Einsatz von vorisolierter und kunststoffummanteltem Stahlrohr (Kunststoffmantelrohr) empfohlen. Für einen möglichst verlustarmen und energieeffizienten Betrieb wird eine hohe Dämmstärke (Dämmserie 3) vorausgesetzt.

Die Auslegung des Wärmenetzes erfolgt entsprechend der nach Wärmebedarfsanalyse ermittelten Anschlussleistungen und Auslegungstemperaturen und der sich daraus ergebenden Volumenströme. Hierbei wird ein empirisch ermittelter Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt. Dieser trägt der Tatsache Rechnung, dass mit steigender Abnehmerzahl nicht zeitgleich die gesamte Anschlussleistung abgefordert wird. Andererseits sind, je nach Anschlussgrad in der ersten Ausbaustufe, Reserven für den späteren Anschluss weiterer Abnehmer einzuplanen.

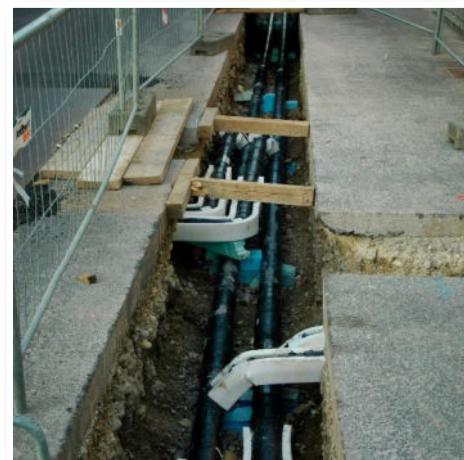


Abb. 41: Nahwärmeleitungen

Hausanschlüsse

Der Anschluss der einzelnen Abnehmer an das Wärmenetz sollte im Allgemeinen mittels indirekter **Wärmeübergabestationen** erfolgen. Hierbei sind das Nahwärmenetz (Primärseite) und die Abnehmeranlage (Sekundärseite) nicht direkt miteinander verbunden, sondern durch einen Wärmetauscher getrennt. Auf diese Weise können Beeinträchtigungen des Nahwärmenetzes durch Störungen, Verunreinigungen usw. der Abnehmeranlage ausgeschlossen werden. Sie finden daher häufig in Netzen mit heterogener und kleinteiliger Abnehmerstruktur Anwendung.



Abb. 42: Wärmeübergabestation

Neben dem Wärmetauscher enthalten die Übergabestationen die zum Betrieb und zur Abrechnung erforderlichen Mess- und Regeleinrichtungen. Sie bilden die Schnittstelle zur kundeseitigen Heizungsanlage, wo sie den bisherigen Wärmeerzeuger ersetzen. Voraussetzung ist das Vorhandensein oder anderenfalls die Nachrüstung einer wassergeführten kundenseitigen Heizanlage.

5.2.3 Versorgungsgebiet und Räumliche Konzeption

Das Versorgungsgebiet wird für zwei verschiedene Ausbaustufen wie folgt vorgeschlagen (vgl. 5.1):

- Variante 1A: Kernausbau (I. Kernbereich)
- Variante 1B: Erweiterter Ausbau (I. Kernbereich + II. Erweiterungsbereich)

Die nachfolgende Darstellung verdeutlicht die Abgrenzung des Versorgungsgebiets sowie den Verlauf einer möglichen Nahwärmestrasse. Als Standort der Heizzentrale wird das ungenutzte Gartengrundstück im Bereich Güstrower Chaussee / Neukruger Weg vorgeschlagen. Für die Errichtung einer Solarthermie-Freiflächenanlage kommt die unmittelbar benachbarte Fläche in Betracht.

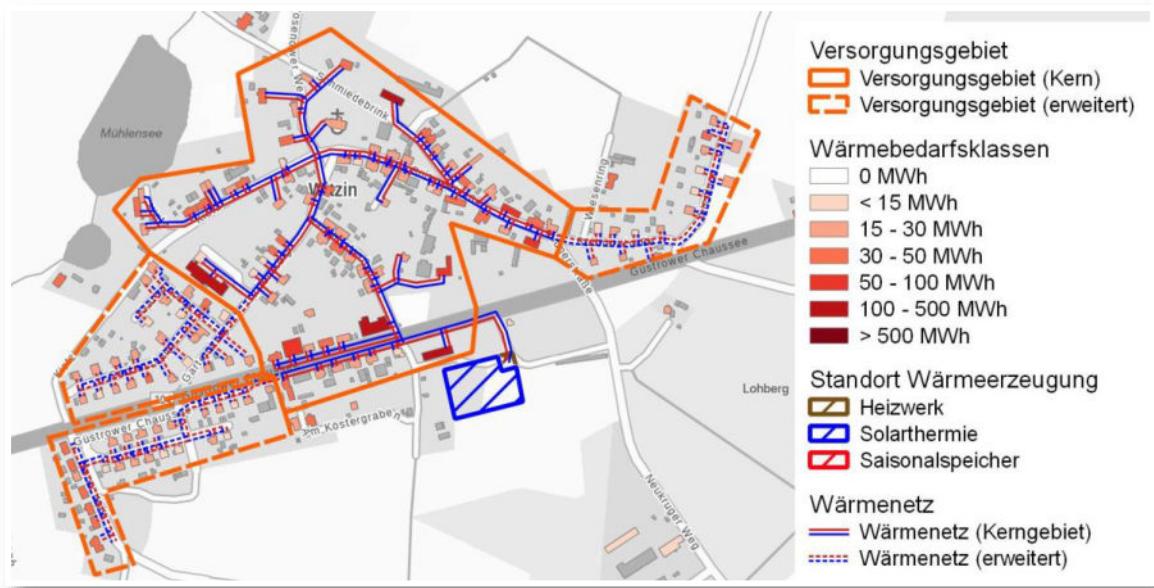


Abb. 43: Karte Versorgungsgebiet Variante 1

5.2.4 Variante 1A: Kernausbau

Nachfolgend wird der vorgeschlagene Konzeptansatz einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Basis einer Solarthermie-Freiflächenanlage und einer Biomasse-Feuerungsanlage für das Versorgungsgebiet I. Witzin-Kernbereich dimensioniert und kalkuliert.

Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Hauptleitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Die erforderlichen Hauptkomponenten werden wie folgt dimensioniert:

Solarthermie-Freiflächenanlage

- Modulart: Vakuum-Röhrenkollektoren
- Brutto-Modulfläche: 1.800 m²
- Benötigte Grundstücksfläche: ca. 4.400 m²

Biomassekessel

- Nennleistung: 900 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Pufferspeicher

- Volumen: 80 m³

Wärmennetz

- Trassenlänge: 2.705 m
- Max. Querschnitt: DN 100
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 787 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 64
- Summe Anschlussleistung: 1.086 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

Energie- und Treibhausgasbilanz

Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **2.130 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **25% aus Solarthermie** und zu **75% aus Biomasse** bereitgestellt. Dabei betragen die **Netzverluste ca. 10,7%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	1.086 kW	2.130 MWh/a 89,3%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,800	
Verluste	29,3 kW 3,3%	257 MWh/a 10,7%
Netz	27,6 kW	242 MWh/a
Speicher	1,7 kW	15 MWh/a
Summe Bedarf	898 kW 100,0%	2.387 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	900 kW 100,2%	2.387 MWh/a 100,0%
Solarthermie	---	585 MWh/a 24,5%
Biomasse-Kessel	900 kW 100,2%	1.801 MWh/a 75,5%

Tab. 28: Wärmebilanz Variante 1A (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

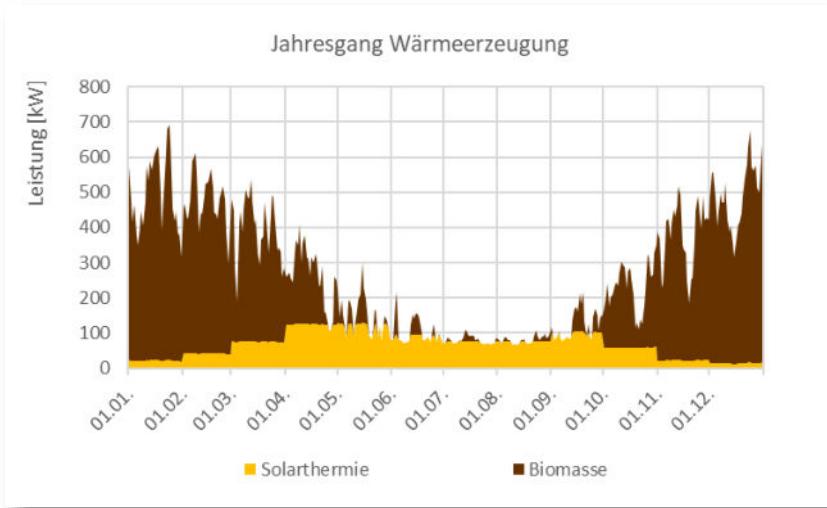


Abb. 44: Jahresgang Variante 1A (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Wärme Solarthermie	585 MWh/a	25 g/kWh	14,6 t/a
Biomasse	2.119 MWh/a 2.355 sm³/a	19 g/kWh	40,3 t/a
Strom (Hilfsenergie)	21.149 kWh/a	484 g/kWh	10,2 t/a
Heizwerk	18.014 kWh/a		
Netz	3.135 kWh/a		
Summe	2.726 MWh/a		65,1 t/a

Tab. 29: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 1A (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 31 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (284 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 253 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **539 t_{CO2-äqu.} Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 89 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 71%.

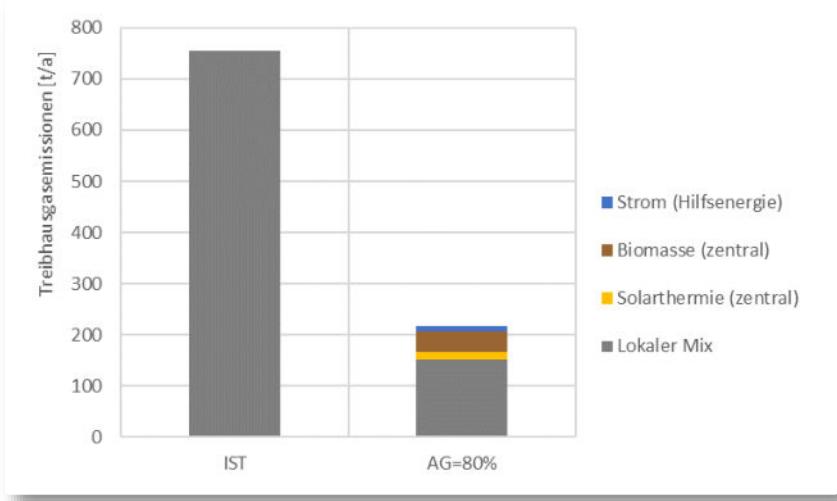


Abb. 45: Treibhausgaseinsparung Variante 1A (AG 80%)

Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze⁴⁶ sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen.

Das **Förderumfeld** für die Errichtung von regenerativen netzgebundenen Wärmeversorgungsanlagen befindet sich derzeit in der Umgestaltung. So trat auf Bundesebene kürzlich das Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) in Kraft. Die auf Landesebene für die Ausreichung von EU-Mitteln maßgebliche Klimaschutzförderrichtlinie befindet sich derzeit noch in der Überarbeitung. Mit einer Veröffentlichung wird kurzfristig gerechnet.

Auf Grundlage der bislang bekannten Richtlinien bzw. Programmentwürfe werden für die Förderung des beschriebenen Vorhabens folgende Programme in Betracht kommen:

- Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW)
- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern (KliFöRL-MV) – Stand Verbandsanhörung

Zu beachten ist, dass hinsichtlich der finalen Ausgestaltung und realen Auslegungspraxis der entsprechenden Förderprogramme derzeit noch Unschärfen bestehen.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 5,1 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 65%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 1,8 Mio. €**.

⁴⁶ U.a. FNR 02

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigefügt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

Gebäude (Heizhaus)	394.000 €	7,7%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	1.782.000 €	34,9%
Wärmeverteilung (Netz)	1.848.800 €	36,2%
Zwischensumme	4.024.800 €	
Unvorhergesehenes	603.700 €	11,8%
Nebenkosten	483.000 €	9,4%
Investition vor Förderung	5.111.500 €	100,0%
Summe Förderung	3.322.475 €	65,0%
BEW	2.044.600 €	40,0%
KliFÖRL MV (Entwurf)	1.277.875 €	25,0%
Investition nach Förderung	1.789.025 €	

Tab. 30: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1A

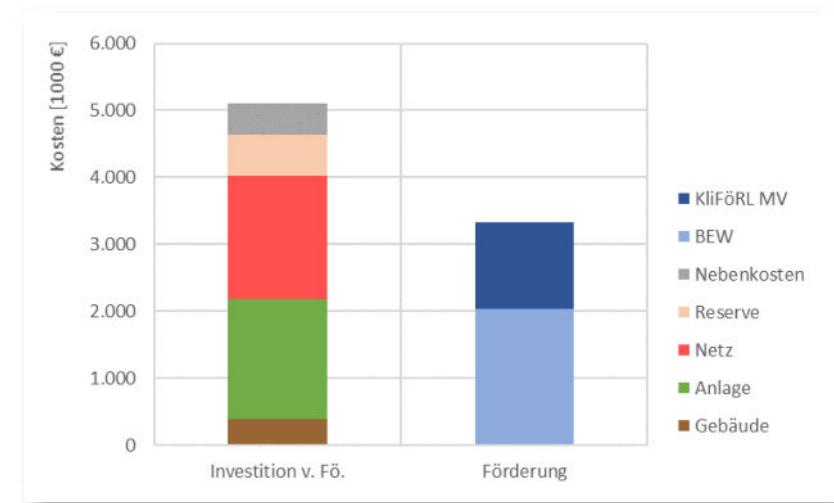


Abb. 46: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1A

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Als Grundlage dienen verschieden Erfahrungswerte und publizierte Kennwerte⁴⁷.

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 98.400 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Kalkulation basiert auf Gesprächen mit den lokal tätigen und als potenzielle Brennstofflieferanten in Frage kommenden Betrieben und aktuellen Marktpreisen verschiedener Energieträger. Darüber hinaus wurde ein CO₂-Preis von 30 €/t (Stand 2023) angesetzt.

⁴⁷ U.a. FNR 02

Es ist demnach mit ***Verbrauchskosten in Höhe von ca. 69.900 €*** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten sind dem Anhang zu entnehmen.

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Kapitalkosten wurden mit Hilfe der Annuitätenmethode aus den Investitionskosten nach Förderung, einer zugrunde gelegten Laufzeit von 20 Jahren sowie unter Berücksichtigung der Restwerte nach Laufzeitende bestimmt.

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich ***Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 119 €/MWh***.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 210 €/MWh, Heizöl: ca. 180 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit sehr attraktiv.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	86.187 €/a	33,9%
Betriebskosten	98.400 €/a	38,7%
Verbrauchskosten	69.898 €/a	27,5%
Jahreskosten gesamt	254.485 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	2.130 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	119,48 €/MWh	

Tab. 31: Wärmegestehungskosten Variante 1A (AG 80%)

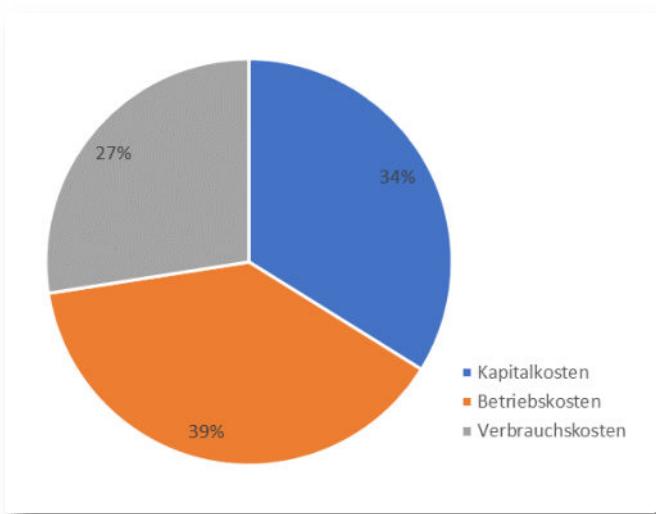


Abb. 47: Wärmegestehungskosten Variante 1A (AG 80%)

5.2.5 Variante 1B: Erweiterter Ausbau

Nachfolgend wird der vorgeschlagene Konzeptansatz einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Basis einer Solarthermie-Freiflächenanlage und einer Biomasse-Feuerungsanlage für das Versorgungsgebiet I. Witzin-Kernbereich und II Witzin-Erweiterungsbereich kalkuliert.

Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Hauptleitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Die erforderlichen Hauptkomponenten werden wie folgt dimensioniert:

Solarthermie-Freiflächenanlage

- Modulart: Vakuum-Röhrenkollektoren
- Brutto-Modulfläche: 2.300 m²
- Benötigte Grundstücksfläche: ca. 5.600 m²

Biomassekessel

- Nennleistung: 1.200 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Pufferspeicher

- Volumen: 100 m³

Wärmennetz

- Trassenlänge: 4.767 m
- Max. Querschnitt: DN 100
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 671 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 117
- Summe Anschlussleistung: 1.639 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

Energie- und Treibhausgasbilanz

Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **3.200 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **22% aus Solarthermie** und zu **78% aus Biomasse** bereitgestellt. Dabei betragen die **Netzverluste ca. 11,7%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	1.639 kW	3.200 MWh/a 88,3%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,676	
Verluste	48,6 kW 4,2%	425 MWh/a 11,7%
Netz	46,7 kW	409 MWh/a
Speicher	1,9 kW	17 MWh/a
Summe Bedarf	1.156 kW 100,0%	3.626 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	1.200 kW 103,8%	3.626 MWh/a 100,0%
Solarthermie	---	811 MWh/a 22,4%
Biomasse-Kessel	1.200 kW 103,8%	2.814 MWh/a 77,6%

Tab. 32: Wärmebilanz Variante 1B (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

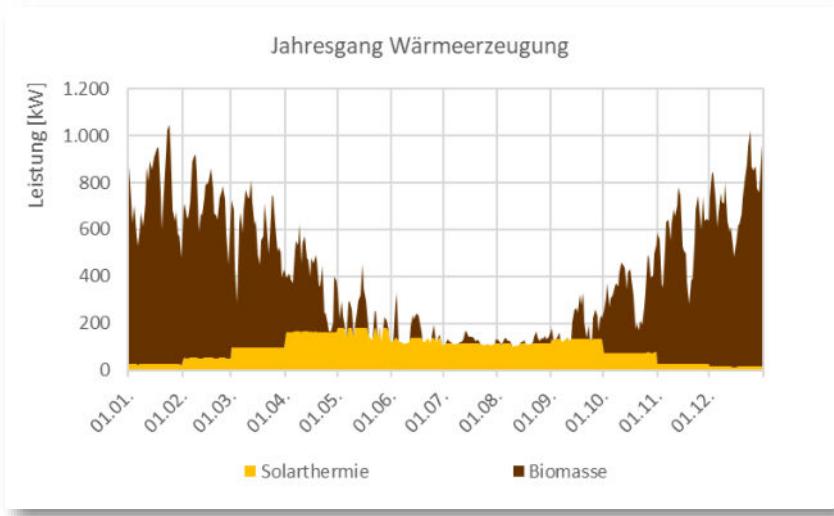


Abb. 48: Jahresgang Variante 1B (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Wärme Solarthermie	811 MWh/a	25 g/kWh	20,3 t/a
Biomasse	3.311 MWh/a 3.679 sm³/a	19 g/kWh	62,9 t/a
Strom (Hilfsenergie)	37.193 kWh/a	484 g/kWh	18,0 t/a
Heizwerk	28.145 kWh/a		
Netz	9.048 kWh/a		
Summe	4.159 MWh/a		101,2 t/a

Tab. 33: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 1B (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 32 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (284 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 252 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **807 t_{CO2-äqu.} Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 89 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 71%.

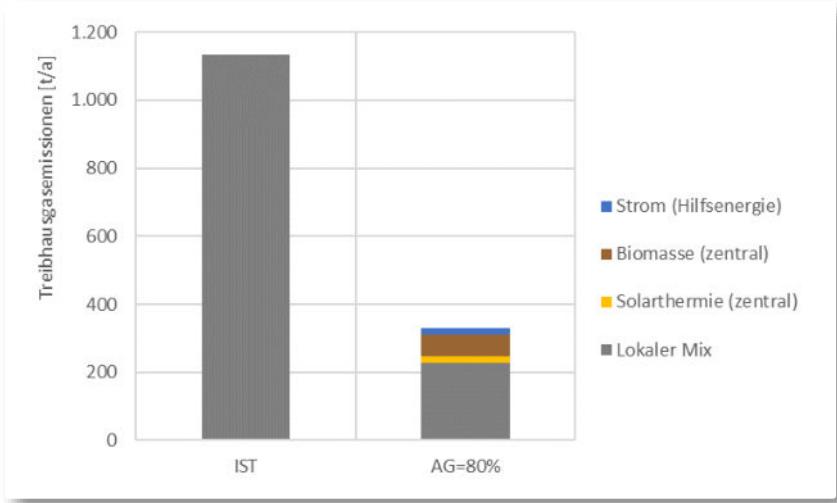


Abb. 49: Treibhausgaseinsparung Variante 1B (AG 80%)

Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Analog zum Vorgehen in Variante 1A (vgl. 5.2.4) wurden auch hier die zu erwartenden Investitionskosten und Fördermöglichkeiten abgeschätzt.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 8,4 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 65%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 3 Mio. €**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigefügt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

Gebäude (Heizhaus)	584.000 €	6,9%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	2.438.400 €	28,9%
Wärmeverteilung (Netz)	3.621.100 €	42,9%
Zwischensumme	6.643.500 €	
Unvorhergesehenes	996.500 €	11,8%
Nebenkosten	797.200 €	9,4%
Investition vor Förderung	8.437.200 €	100,0%
Summe Förderung	5.484.180 €	65,0%
BEW	3.374.880 €	40,0%
KliFöRL MV (Entwurf)	2.109.300 €	25,0%
Investition nach Förderung	2.953.020 €	

Tab. 34: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1B

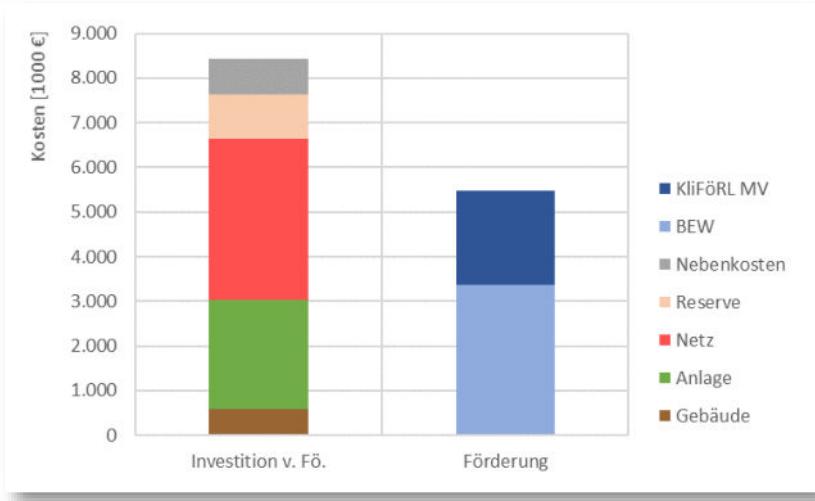


Abb. 50: Investitionsschätzung und Förderung Variante 1B

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden analog zum Vorgehen unter die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 1A (vgl. 5.2.4).

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 158.700 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 1A (vgl. 5.2.4).

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 112.700 €** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten sind dem Anhang zu entnehmen.

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 1A (vgl. 5.2.4).

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 127 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 210 €/MWh, Heizöl: ca. 180 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit vorteilhaft.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	137.440 €/a	33,6%
Betriebskosten	158.700 €/a	38,8%
Verbrauchskosten	112.747 €/a	27,6%
Jahreskosten gesamt	408.887 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	3.200 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	127,77 €/MWh	

Tab. 35: Wärmegestehungskosten Variante 1B (AG 80%)

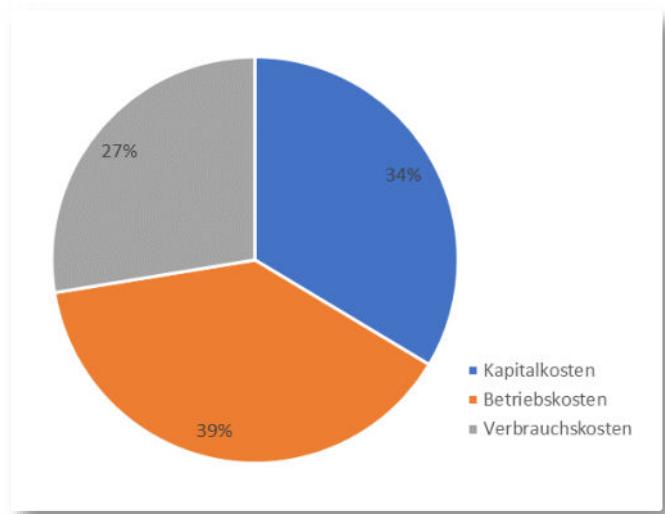


Abb. 51: Wärmegestehungskosten Variante 1B (AG 80%)

5.3 Variante 2: Abwärme Biogasanlage + Biomassefeuerung

5.3.1 Überblick und Funktionale Konzeption

Als ein weiteres mögliches Potenzial wurde die bisher ungenutzte Abwärme der Biogasanlage in Witzin Ausbau identifiziert. Die Nutzung in einem zu errichtenden Wärmenetz bietet sich prinzipiell an, da die entsprechende Wärmemenge ohnehin anfällt. Die detaillierten technischen Voraussetzungen sind gegebenenfalls im weiteren Prozess mit dem Betreiber zu klären.

In Anbetracht des ermittelten Bedarfsprofils erscheint eine Einbindung der Biogas-Abwärme in der Grundlast sinnvoll. Zur Deckung der Mittel- und Spitzenlastversorgung wird auch hier, wie bereits in Variante 1 dargestellt, eine Biomassefeuerungsanlage eingepflegt.

Die Kombination mit einer Solarthermieanlage ist an dieser Stelle nicht sinnvoll, da insbesondere in den ertragreichen Sommermonaten der gesamte Wärmebedarf durch die Biogasanlage gedeckt werden kann.

Die nachfolgende Darstellung zeigt die wesentlichen Komponenten der konzipierten Versorgungslösung im Überblick.

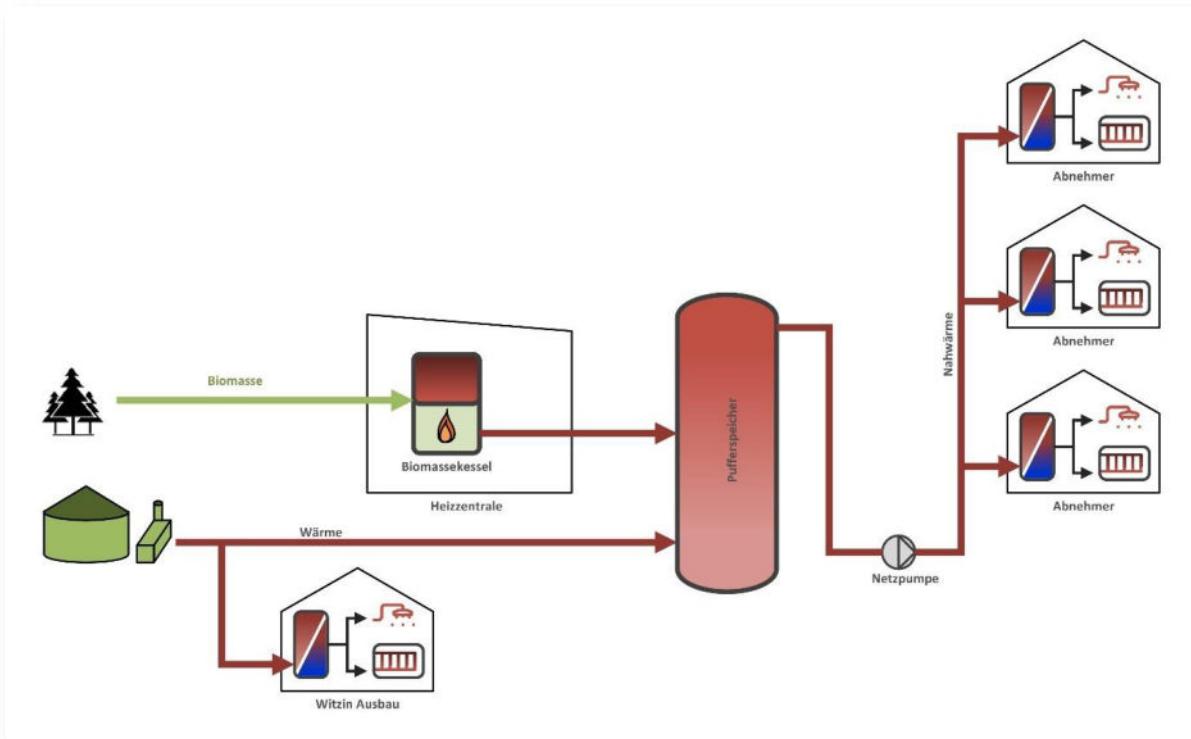


Abb. 52: Übersicht funktionale Konzeption Variante2

Die Erläuterungen zu den Hauptkomponenten gelten analog zu Variante 1 (vgl. 5.2.2).

5.3.2 Versorgungsgebiet und Räumliche Konzeption

Das Versorgungsgebiet wird für zwei verschiedene Ausbaustufen wie folgt vorgeschlagen (vgl. 5.1):

- Variante 1A: Kernausbau (I. Kernbereich + III. Witzin Ausbau)
- Variante 1B: Erweiterter Ausbau (I. Kernbereich + II. Erweiterungsbereich + III. Witzin Ausbau)

Die nachfolgende Darstellung verdeutlicht die Abgrenzung des Versorgungsgebiets sowie den Verlauf einer möglichen Nahwärmestrasse. Als Standort der Heizzentrale wird das ungenutzte Gartengrundstück im Bereich Güstrower Chaussee / Neukruger Weg vorgeschlagen.

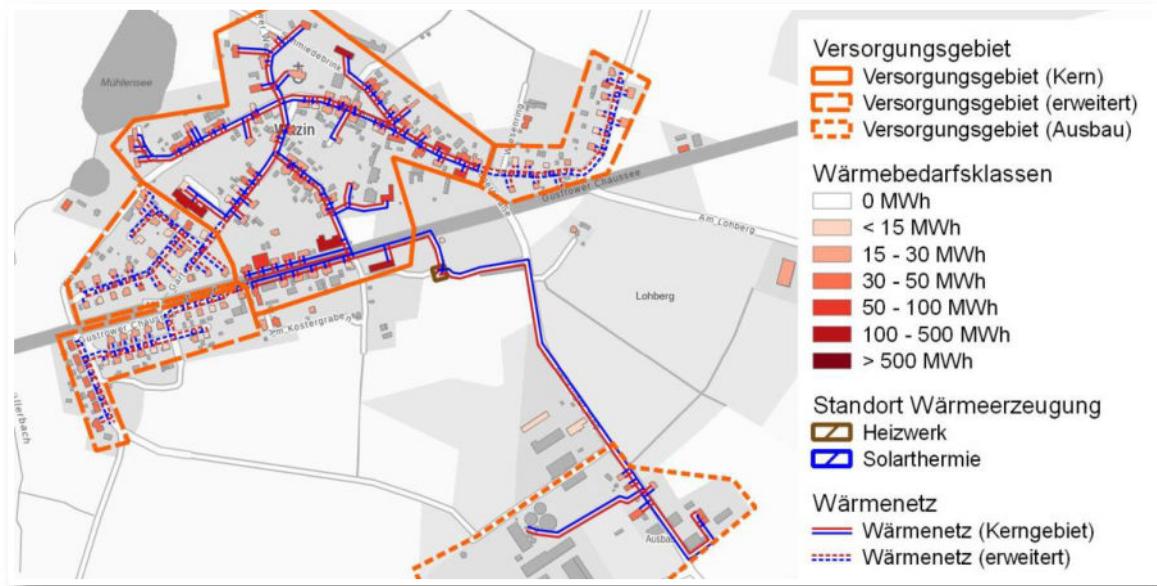


Abb. 53: Karte Versorgungsgebiet Variante 2

5.3.3 Variante 2A: Kernausbau

Nachfolgend wird der vorgeschlagene Konzeptansatz einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Basis der Abwärme der Biogasanlage und einer Biomasse-Feuerungsanlage für die Versorgungsgebiete I. Witzin-Kernbereich und III Witzin-Ausbau dimensioniert und kalkuliert.

Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Hauptleitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Die erforderlichen Hauptkomponenten werden wie folgt dimensioniert:

Biomassekessel

- Nennleistung: 900 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Pufferspeicher

- Volumen: 27 m³

Wärmenetz

- Trassenlänge: 3.721 m
- Max. Querschnitt: DN 100
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 623 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 69
- Summe Anschlussleistung: 1.180 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

Energie- und Treibhausgasbilanz

Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **2.319 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **42% aus Biogas-Abwärme** und zu **58% aus Biomasse** bereitgestellt. Dabei betragen die **Netzverluste ca. 12,5%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	1.181 kW	2.319 MWh/a 87,5%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,791	
Verluste	37,8 kW 3,9%	331 MWh/a 12,5%
Netz	36,4 kW	319 MWh/a
Speicher	1,3 kW	12 MWh/a
Summe Bedarf	972 kW 100,0%	2.650 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	900 kW 92,6%	2.650 MWh/a 100,0%
Biogasanlage (Bestand)	---	1.103 MWh/a 41,6%
Biomasse-Kessel	900 kW 92,6%	1.548 MWh/a 58,4%

Tab. 36: Wärmebilanz Variante 3A (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

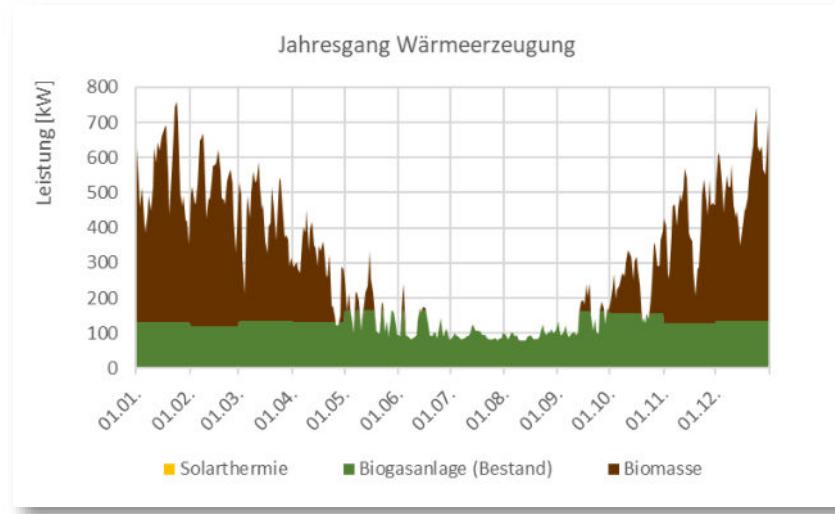


Abb. 54: Jahresgang Variante 2A (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Wärme Biogasanlage	1.103 MWh/a	114 g/kWh	125,7 t/a
Biomasse	1.821 MWh/a 2.023 sm ³ /a	19 g/kWh	34,6 t/a
Strom (Hilfsenergie)	18.976 kWh/a	484 g/kWh	9,2 t/a
Heizwerk	15.478 kWh/a		
Netz	3.499 kWh/a		
Summe	2.943 MWh/a		169,5 t/a

Tab. 37: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 2A (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 73 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (284 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 211 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **489 t_{CO2-äqu.} Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 74 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 59%.

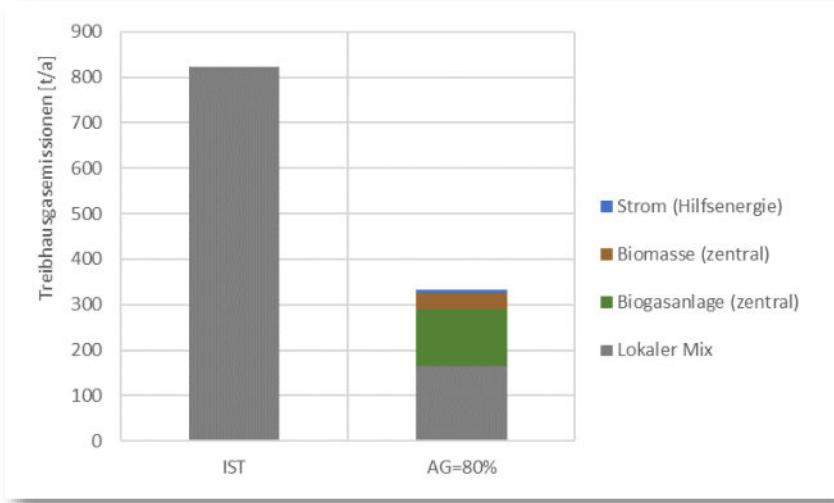


Abb. 55: Treibhausgaseinsparung Variante 2A (AG 80%)

Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze⁴⁸ sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen.

Das **Förderumfeld** für die Errichtung von regenerativen netzgebundenen Wärmeversorgungsanlagen befindet sich derzeit in der Umgestaltung. So trat auf Bundesebene kürzlich das Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) in Kraft. Die auf Landesebene für die Ausreichung von EU-Mitteln maßgebliche Klimaschutzförderrichtlinie befindet sich derzeit noch in der Überarbeitung. Mit einer Veröffentlichung wird kurzfristig gerechnet.

Auf Grundlage der bislang bekannten Richtlinien bzw. Programmentwürfe wird für die Förderung des beschriebenen Vorhabens folgendes Programm in Betracht kommen:

- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern (KliFoRL-MV) – Stand Verbandsanhörung

Eine Förderung nach dem BEW ist voraussichtlich nicht möglich, da dort Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht förderfähig ist.

Zu beachten ist, dass hinsichtlich der finalen Ausgestaltung und realen Auslegungspraxis der entsprechenden Förderprogramme derzeit noch Unschärfen bestehen.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 4,5 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 50%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 2,3 Mio. €**.

⁴⁸ U.a. FNR 02

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigefügt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

Gebäude (Heizhaus)	357.000 €	7,9%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	724.000 €	16,0%
Wärmeverteilung (Netz)	2.485.500 €	54,9%
Zwischensumme	3.566.500 €	
Unvorhergesehenes	535.000 €	11,8%
Nebenkosten	428.000 €	9,4%
Investition vor Förderung	4.529.500 €	100,0%
Summe Förderung	2.264.750 €	50,0%
BEW	0 €	0,0%
KliFÖRL MV (Entwurf)	2.264.750 €	50,0%
Investition nach Förderung	2.264.750 €	

Tab. 38: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2A

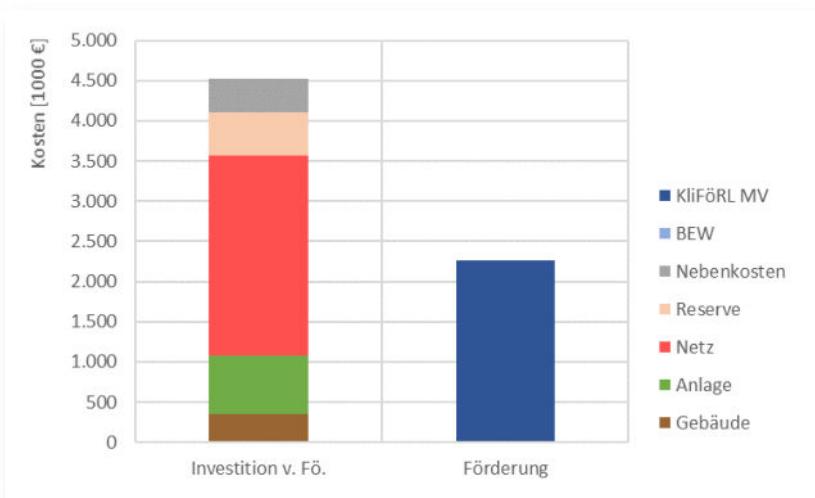


Abb. 56: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2A

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Als Grundlage dienen verschieden Erfahrungswerte und publizierte Kennwerte⁴⁹.

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 92.200 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Kalkulation basiert auf Gesprächen mit den lokal tätigen und als potenzielle Brennstofflieferanten in Frage kommenden Betrieben und aktuellen Marktpreisen verschiedener Energieträger. Für die Lieferung der Abwärme wurde in Abgleich mit ähnlichen Vorhaben ein plausibler

⁴⁹ U.a. FNR 02

Preisansatz zugrunde gelegt. Dies ist ggf. im Weiteren mit dem Betreiber der Biogasanlage zu verhandeln. Darüber hinaus wurde ein CO₂-Preis von 30 €/t (Stand 2023) angesetzt.

Es ist demnach mit ***Verbrauchskosten in Höhe von ca. 101.400 €*** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten siehe Anhang.

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Kapitalkosten wurden mit Hilfe der Annuitätenmethode aus den Investitionskosten nach Förderung, einer zugrunde gelegten Laufzeit von 20 Jahren sowie unter Berücksichtigung der Restwerte nach Laufzeitende bestimmt.

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich ***Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 130 €/MWh***.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 210 €/MWh, Heizöl: ca. 180 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit vorteilhaft.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	108.822 €/a	36,0%
Betriebskosten	92.200 €/a	30,5%
Verbrauchskosten	101.370 €/a	33,5%
Jahreskosten gesamt	302.392 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	2.319 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	130,37 €/MWh	

Tab. 39: Wärmegestehungskosten Variante 2A (AG 80%)

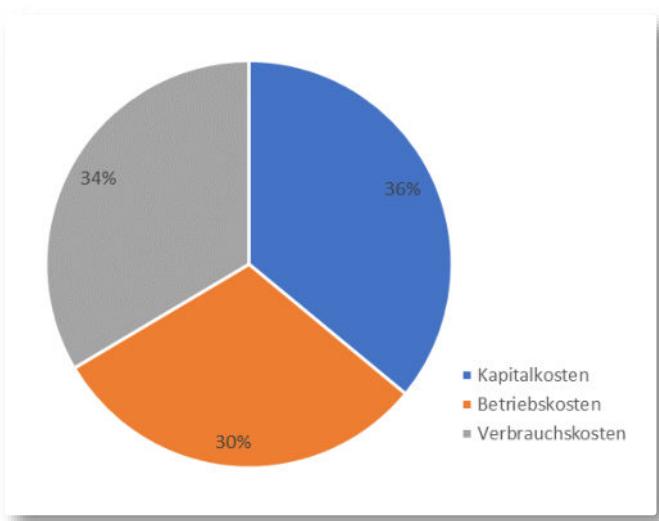


Abb. 57: Wärmegestehungskosten Variante 2A (AG 80%)

5.3.4 Variante 2B: Erweiterter Ausbau

Nachfolgend wird der vorgeschlagene Konzeptansatz einer netzgebundenen Wärmeversorgung auf Basis der Abwärme der Biogasanlage und einer Biomasse-Feuerungsanlage für die Versorgungsgebiete I Witzin-Kernbereich, II Witzin-Erweiterungsbereich und III Witzin-Ausbau dimensioniert und kalkuliert.

Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Hauptleitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Biomassekessel

- Nennleistung: 1.200 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Pufferspeicher

- Volumen: 36 m³

Wärmenetz

- Trassenlänge: 5.783 m
- Max. Querschnitt: DN 100
- Mittl. Querschnitt: DN 50
- Wärmebelegung: 586 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 122
- Summe Anschlussleistung: 1.733 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

Energie- und Treibhausgasbilanz

Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **3.490 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **32% aus Biogas-Abwärme** und zu **68% aus Biomasse** bereitgestellt. Dabei betragen die **Netzverluste ca. 13%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	Leistung	Wärme	
Bedarf frei Abnehmer	1.733 kW	3.390 MWh/a	86,9%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,667		
Verluste	58,4 kW 4,8%	512 MWh/a	13,1%
Netz	56,6 kW	496 MWh/a	
Speicher	1,8 kW	16 MWh/a	
Summe Bedarf	1.215 kW 100,0%	3.901 MWh/a 100,0%	
Summe Erzeugung	1.200 kW 98,8%	3.901 MWh/a 100,0%	
Biogasanlage (Bestand)	---	1.227 MWh/a	31,5%
Biomasse-Kessel	1.200 kW 98,8%	2.674 MWh/a	68,5%
Gaskessel	0 kW 0,0%	0 MWh/a	0,0%

Tab. 40: Wärmebilanz Variante 2B (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

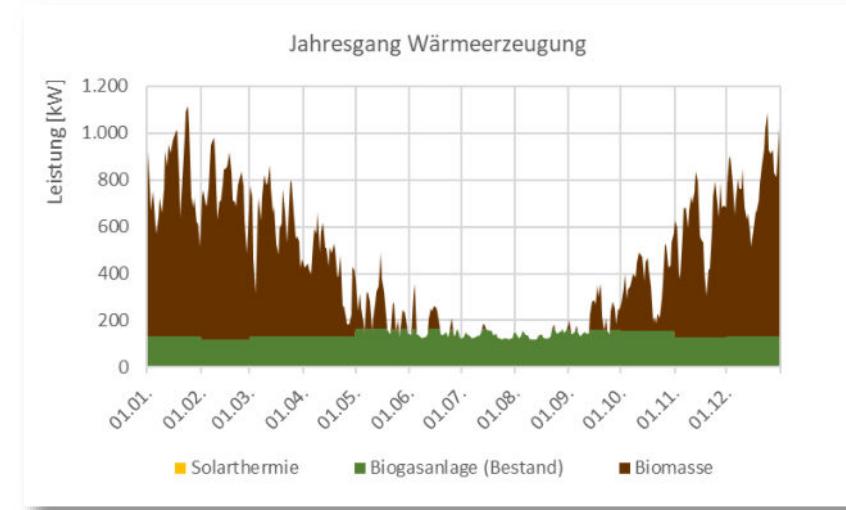


Abb. 58: Jahresgang Variante 2B (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	Endenergie	Emissionsfaktor	THG-Emissionen
Wärme Biogasanlage	1.227 MWh/a	114 g/kWh	139,9 t/a
Biomasse	3.146 MWh/a 3.496 sm³/a	19 g/kWh	59,8 t/a
Strom (Hilfsenergie)	36.591 kWh/a	484 g/kWh	17,7 t/a
Heizwerk	26.744 kWh/a		
Netz	9.847 kWh/a		
Summe	4.410 MWh/a		217,4 t/a

Tab. 41: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 2B (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 64 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (284 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 220 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **744 t_{CO2-äqu.} Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 77 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 62%.

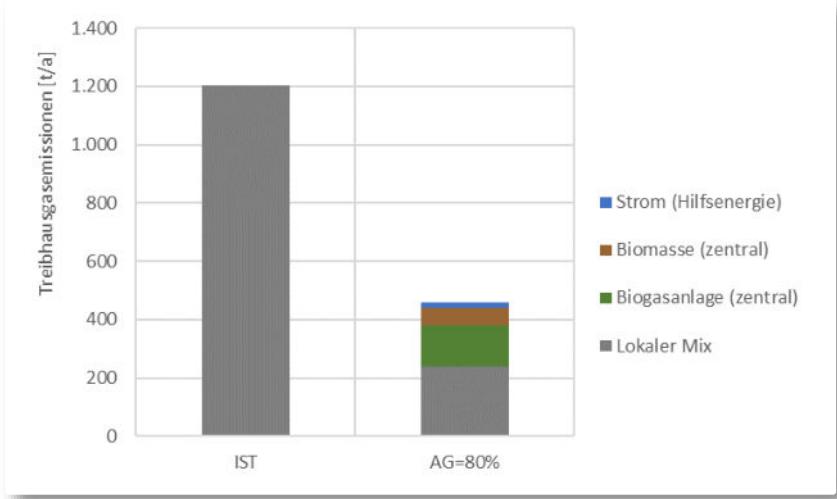


Abb. 59: Treibhausgaseinsparung Variante 2B (AG 80%)

Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Analog zum Vorgehen in Variante 2A (vgl. 5.3.3) wurden auch hier die zu erwartenden Investitionskosten und Fördermöglichkeiten abgeschätzt.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 7,5 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 65%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 3,8 Mio. €**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigefügt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

Gebäude (Heizhaus)	538.000 €	7,1%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	1.086.300 €	14,4%
Wärmeverteilung (Netz)	4.317.100 €	57,2%
Zwischensumme	5.941.400 €	
Unvorhergesehenes	891.200 €	11,8%
Nebenkosten	713.000 €	9,4%
Investition vor Förderung	7.545.600 €	100,0%
Summe Förderung	3.772.800 €	50,0%
BEW	0 €	0,0%
KliFöRL MV (Entwurf)	3.772.800 €	50,0%
Investition nach Förderung	3.772.800 €	

Tab. 42: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2B

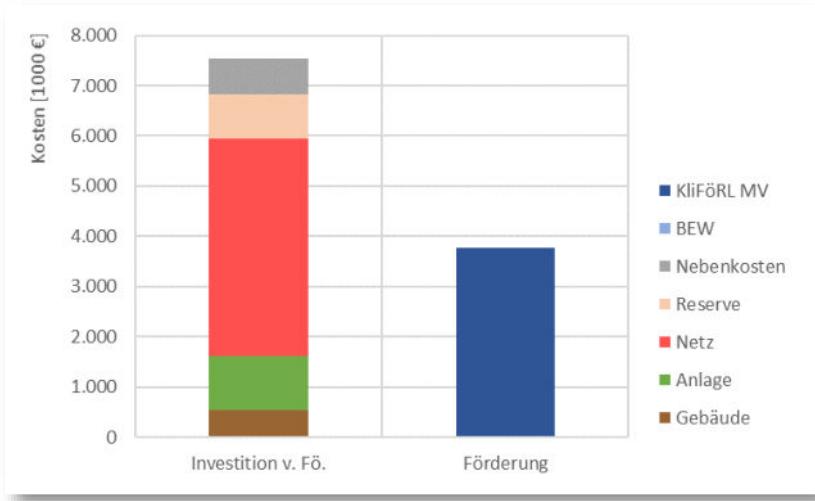


Abb. 60: Investitionsschätzung und Förderung Variante 2B

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden analog zum Vorgehen unter die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 2A (vgl. 5.3.3).

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 148.200 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 2A (vgl. 5.3.3).

Es ist demnach mit **Verbrauchskosten in Höhe von ca. 157.300 €** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten sind dem Anhang zu entnehmen.

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Bestimmung erfolgt analog zu Variante 3A (vgl. 5.3.3).

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich **Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 144 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 210 €/MWh, Heizöl: ca. 180 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit vorteilhaft.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	183.603 €/a	37,5%
Betriebskosten	148.200 €/a	30,3%
Verbrauchskosten	157.310 €/a	32,2%
Jahreskosten gesamt	489.113 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	3.390 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	144,30 €/MWh	

Tab. 43: Wärmegestehungskosten Variante 2B (AG 80%)

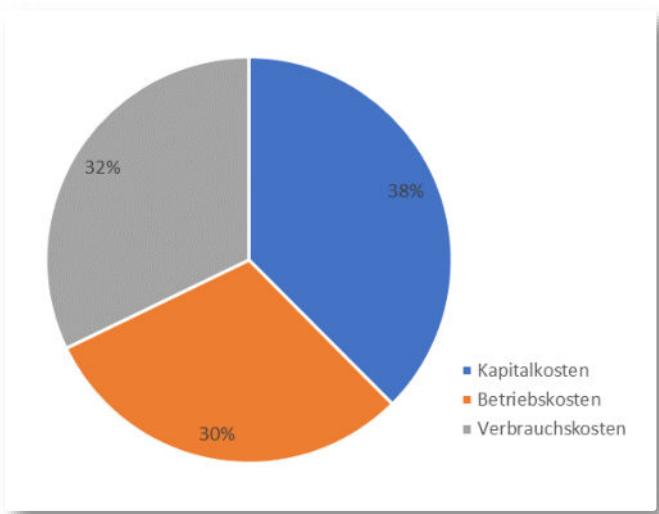


Abb. 61: Wärmegestehungskosten Variante 2B (AG 80%)

5.4 Variante 3: Multivalentes Wärmenetz mit Saisonalspeicher

5.4.1 Überblick und Funktionale Konzeption

Sowohl die Nutzung von Freiflächen-Solarthermie als auch der Biogas-Abwärme in den bisher betrachteten Varianten haben den Nachteil, dass die größte Wärmemenge in den Sommermonaten mit dem geringsten Wärmebedarf zur Verfügung stehen. Dies hat zur Folge, dass, je nach Dimensionierung, entweder der Anteil dieser Quellen an der Gesamt-Wärmebereitstellung begrenzt ist oder aber hohe sommerliche Wärmeüberschüsse ungenutzt bleiben.

Eine Möglichkeit dem zu begegnen stellt die Einbindung eines saisonalen Wärmespeichers in das Versorgungssystem dar. Dieser ermöglicht es, sommerliche Wärmeüberschüsse zumindest teilweise für bedarfstärkere Zeiten im Herbst und Winter zu speichern. Hierzu existieren verschiedene technische Ansätze mit unterschiedlichen Anwendungsbereichen und Entwicklungsständen.

Im Bereich der kommunalen Wärmeversorgung ist beispielsweise in Dänemark das Konzept des Erdbeckenspeichers seit Jahren etabliert. In Deutschland werde derzeit erste Vorhaben nach dänischem Vorbild auch in kleineren Kommunen umgesetzt. So zum Beispiel im schleswig-holsteinischen Meldorf.⁵⁰

Für einen Erdbeckenspeicher wird zunächst eine Grube ausgehoben und das Aushubmaterial wallartig darum aufgeschüttet. Das entstehende Becken wird mit speziellen Folien ausgekleidet und abgedichtet. Anschließend wird es mit Wasser als Speichermedium gefüllt. Den oberen Abschluss findet der Speicher durch eine isolierte Schwimmdecke. Mittel spezieller Ein- und Auslassbauwerke kann der Speicher je nach Wärmebedarf und -aufkommen be- oder entladen werden.

Sowohl auf Grund des variierenden Ladezustands als auch wegen unvermeidbarer Wärmeverluste ist die Speichertemperatur über Jahr nicht konstant. Um dennoch die zum Netzbetrieb erforderliche Vorlauftemperatur zu erreichen, kann eine Wärmepumpe zur Temperaturanhebung eingesetzt werden.

Im Kontext der hohen festgestellten Potenziale im Strombereich ist ein Betrieb dieser mit lokal erzeugtem PV-Strom naheliegend. Hierfür bestehen derzeit häufig jedoch hohe Hürden hinsichtlich der regulatorischen und insbesondere energierechtlichen Rahmenbedingungen. Die Möglichkeit einer solchen Direktversorgung ist daher von einer Vielzahl von Faktoren inkl. der Betreibermodelle der Wärmeversorgungs- und der PV-Anlagen abhängig. Aufgrund der Komplexität der zu beachtenden Rechtsnormen ist in jedem Falle eine detaillierte rechtliche Prüfung erforderlich.

Als Wärmequellen kommen neben der bestehenden Biogasanlage und einer zu errichtenden Solarthermieranlage auch vielfältige weitere Wärmequellen in Frage. So kann beispielsweise an die Nutzung zukünftig möglicher Abwärmemengen aus dem geplanten grünen Gewerbegebiet gedacht werden. Auch im Zusammenhang mit den geplanten PV-Freiflächenanlagen sind im Zuge der Sektorenkopplung und des Netzmanagements zukünftige Wärmequelle vorstellbar. Beispiele sind hier die Nutzung von Abwärme aus lokaler Produktion grünen Wasserstoffs (power-to-gas) oder die direkte Wärmeerzeugung aus PV-Strom (power-to-heat) im Rahmen des netzdienlichen Anlagenbetriebs.

Ergänzend und zur Absicherung der Wärmeversorgung wird auch hier von der Installation einer Biomassefeuerungsanlage ausgegangen.

Die Wärmeverteilung zu den Endabnehmern erfolgt auch hier über eine Wärmenetz, wie in den vorangestellten Varianten beschrieben.

⁵⁰ NDR 01

Die nachfolgende Darstellung zeigt die wesentlichen Komponenten der konzipierten Versorgungslösung im Überblick.

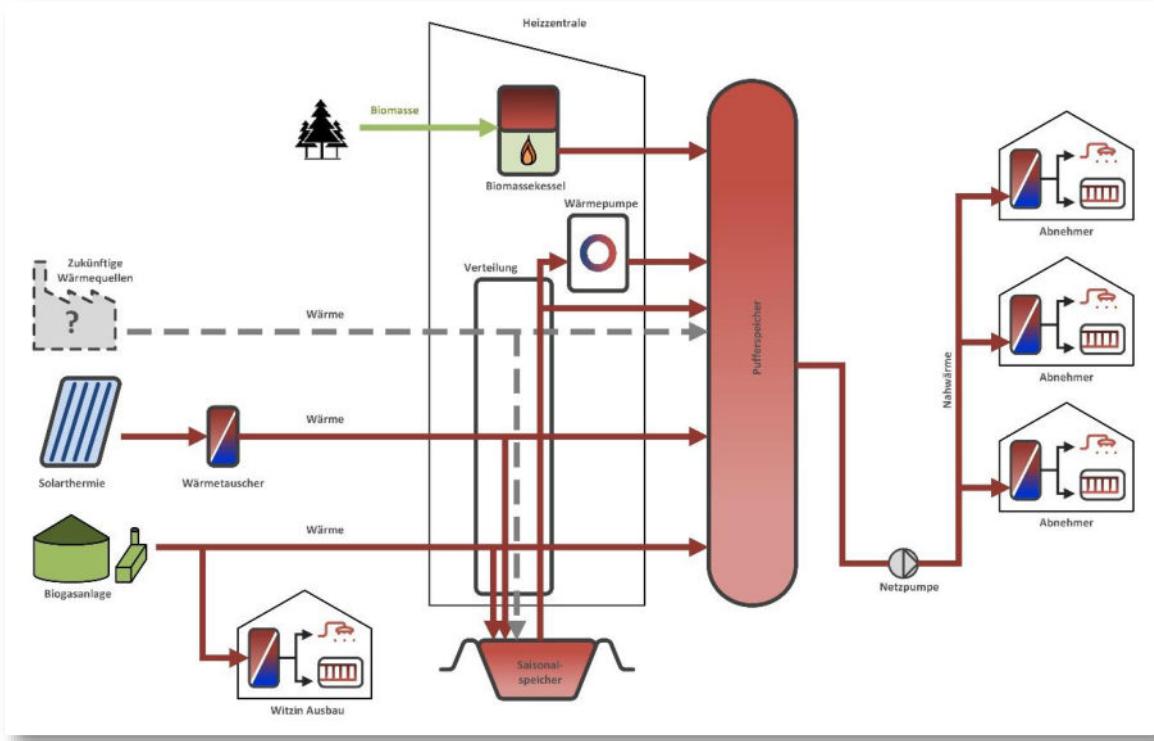


Abb. 62: Übersicht funktionale Konzeption Variante3

5.4.2 Versorgungsgebiet und Räumliche Konzeption

Da der bauliche und anlagentechnische Aufwand der vorgeschlagenen Lösung gegenüber den vorherigen Varianten deutlich höher ist, wird hier nur die erweiterte Ausbaustufe (Kernbereich + Erweiterungsbereich) betrachtet. Des Weiteren wird von einer Versorgung der Gebäude in Witzin Ausbau durch die Biogasanlage ausgegangen.

Als Standort der zu errichtenden Anlagenteile (Heizzentrale, Erdbeckenspeicher, Solarthermieranlage) wird die Nutzung von Teilflächen im geplanten grünen Gewerbegebiet vorgeschlagen. Dies erscheint sowohl planungsrechtlich als auch durch die räumliche Nähe zur geplanten PV-Freiflächenanlage und möglichen zukünftigen Wärmequellen sinnvoll.

Die nachfolgende Darstellung verdeutlicht die Abgrenzung des Versorgungsgebiets sowie den Verlauf einer möglichen Nahwärmetrasse.

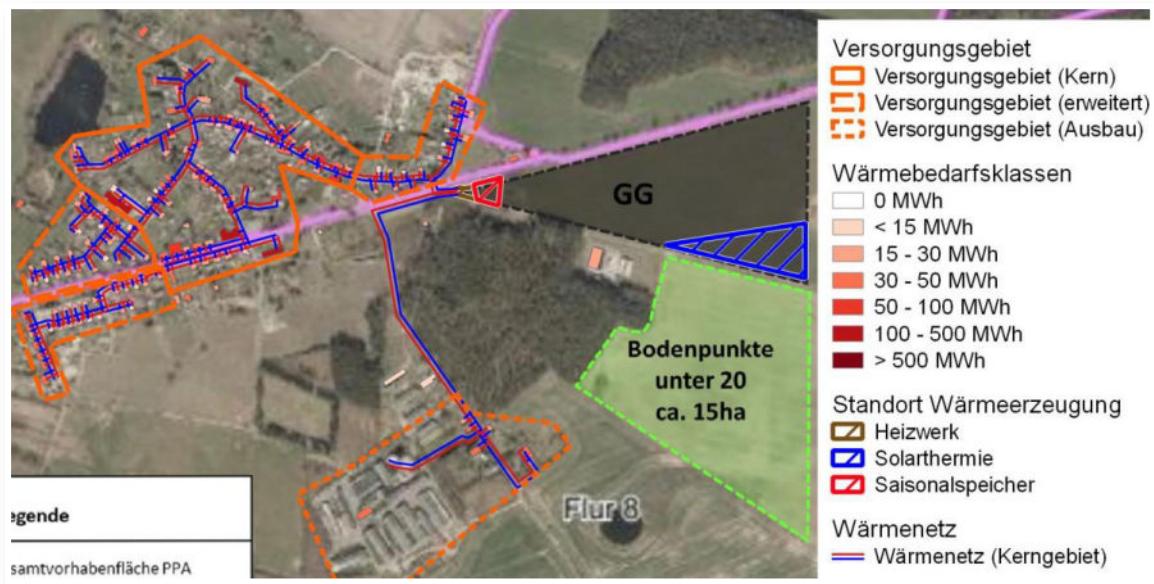


Abb. 63: Karte Versorgungsgebiet Variante 3

5.4.3 Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage grob dimensioniert. Hierbei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Bei der Bemessung der Haupteitungen werden jedoch Reserven für einen späteren Anschluss der übrigen Abnehmer einkalkuliert.

Die erforderlichen Hauptkomponenten werden wie folgt dimensioniert:

Solarthermie-Freiflächenanlage

- Modular: Vakuum-Röhrenkollektoren
- Brutto-Modulfläche: 5.000 m²
- Benötigte Grundstücksfläche: ca. 1,5 ha

Biomassekessel

- Nennleistung: 1.000 kW
- Jahresnutzungsgrad: 0,85

Wärmepumpe

- Thermische Leistung: ca. 940 kW

Saisonalspeicher

- Volumen: 15.000 m³

Pufferspeicher

- Volumen: 30 m³

Wärmennetz

- Trassenlänge: 5.821 m
- Max. Querschnitt: DN 100
- Mittl. Querschnitt DN 50
- Wärmebelegung: 582 kWh/(trm*a)

Hausanschlüsse

- Anzahl: 122
- Summe Anschlussleistung: 1.733 kW

Detailliertere Informationen zur Auslegung sind im Anhang aufgeführt.

5.4.4 Energie- und Treibhausgasbilanz

Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 80% ausgegangen. Die nachfolgend dargestellte Bilanz bezieht sich auf die versorgten Gebäude. Für die verbleibenden 20% wird eine unveränderte Versorgungsform vorausgesetzt.

Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **3.390 MWh an Nutzwärme**. Diese werden über das Nahwärmenetz zu **45% aus Solarthermie**, zu **27% aus Biogas-Abwärme** und zu **5% aus Biomasse** bereitgestellt. Hinzu kommt der Strom-Anteil der Wärmepumpe mit ca. 2%. Dabei betragen die **Netz- und Speicherverluste ca. 27%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse:

	Leistung	Wärme
Bedarf frei Abnehmer	1.733 kW	3.390 MWh/a 72,8%
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,667	
Verluste	58,8 kW 4,8%	1.266 MWh/a 27,2%
Netz	57,0 kW	499 MWh/a
Speicher	1,8 kW	767 MWh/a
Summe Bedarf	1.215 kW 100,0%	4.656 MWh/a 100,0%
Summe Erzeugung	1.000 kW 82,3%	4.647 MWh/a 99,8%
Solarthermie	---	2.094 MWh/a 45,0%
Biogasanlage (Bestand)	---	1.290 MWh/a 27,7%
Wärmepumpe (Stromanteil)	---	99 MWh/a 2,1%
Biomasse-Kessel	1.000 kW 82,3%	1.165 MWh/a 25,0%
Gaskessel	0 kW 0,0%	0 MWh/a 0,0%

Tab. 44: Wärmebilanz Variante 3 (AG 80%)

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgende Abbildung zeigt den sich ergebenden Jahresgang.

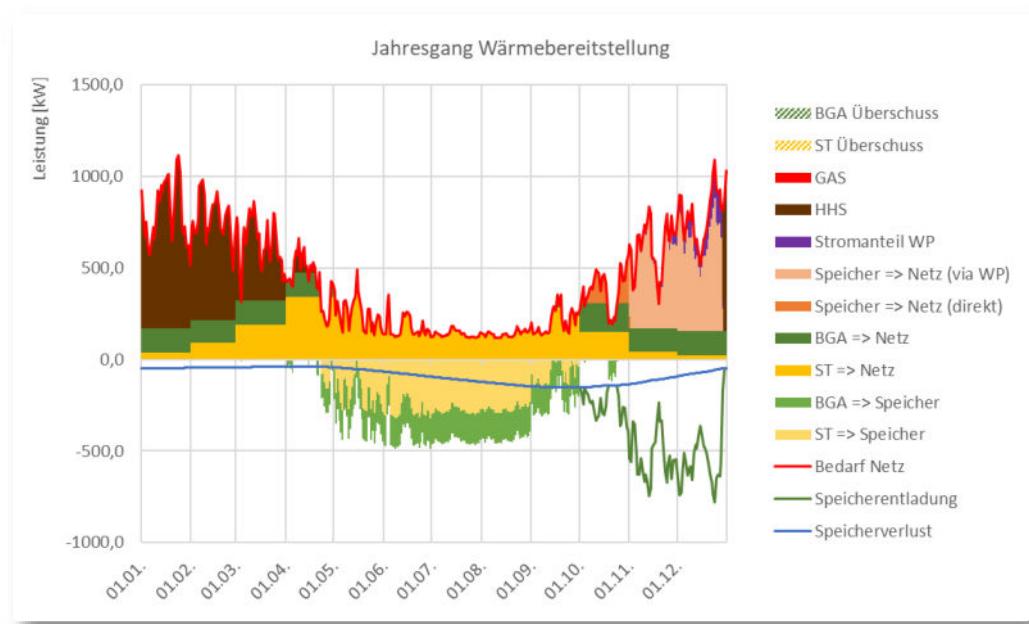


Abb. 64: Jahresgang Variante 3 (AG 80%)

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude ergeben sich folgende **Endenergiebedarfe** sowie daraus abgeleitete **Treibhausgasemissionen**:

	<i>Endenergie</i>	<i>Emissionsfaktor</i>	<i>THG-Emissionen</i>
Wärme Solarthermie	2.094 MWh/a	25 g/kWh	52,3 t/a
Wärme Biogasanlage	1.290 MWh/a	114 g/kWh	147,1 t/a
Biomasse	1.370 MWh/a 1.522 sm³/a	19 g/kWh	26,0 t/a
Strom (Wärmepumpe)	99 MWh/a	15 g/kWh	1,5 t/a
Strom (Hilfsenergie)	23.609 kWh/a <i>Heizwerk</i> 11.600 kWh/a <i>Netz</i> 12.009 kWh/a	484 g/kWh	11,4 t/a
Summe	3.487 MWh/a		238,3 t/a

Tab. 45: Endenergiebedarf und THG-Emissionen Variante 3 (AG 80%)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Nahwärmeversorgung betragen 70 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme. Gegenüber dem laut Bedarfsanalyse festgestellten ortstypischen Brennstoffmix (284 g/kWh) ergibt sich somit eine spezifischer Vermeidungsfaktor von 213 g/kWh.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich **723 tCO₂-äqu. Treibhausgase eingespart** werden.

In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 75 %.

Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 60 %.

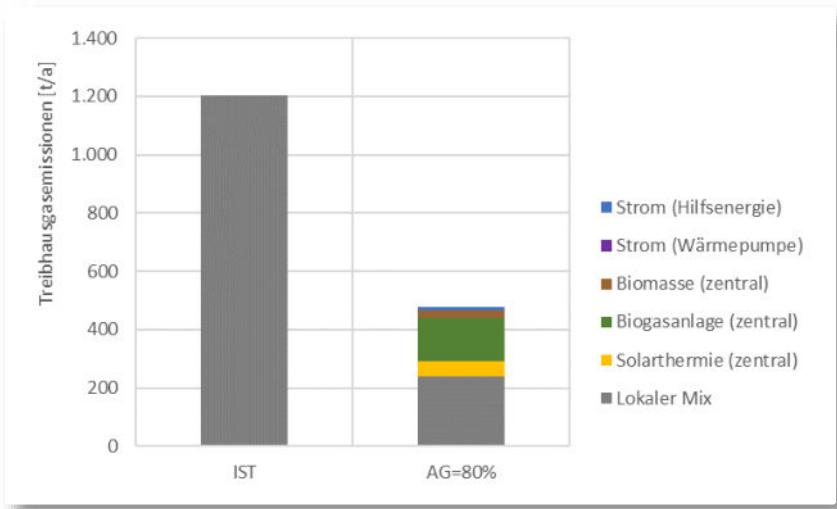


Abb. 65: Treibhausgaseinsparung Variante 3 (AG 80%)

5.4.5 Wirtschaftliche Parameter

Investitionskosten

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze⁵¹ sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen. Zu beachten ist, dass insbesondere im Bereich des Saisonalspeichers hohe Unsicherheiten u.a. hinsichtlich der Untergrundbedingungen und der fortschreitenden Markteinführung bestehen.

Das **Förderumfeld** für die Errichtung von regenerativen netzgebundenen Wärmeversorgungsanlagen befindet sich derzeit in der Umgestaltung. So trat auf Bundesebene kürzlich das Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) in Kraft. Die auf Landesebene für die Ausreichung von EU-Mitteln maßgebliche Klimaschutzförderrichtlinie befindet sich derzeit noch in der Überarbeitung. Mit einer Veröffentlichung wird kurzfristig gerechnet.

Auf Grundlage der bislang bekannten Richtlinien bzw. Programmentwürfe werden für die Förderung des beschriebenen Vorhabens folgende Programme in Betracht kommen:

- Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW)
- Klimaschutz-Förderrichtlinie Mecklenburg-Vorpommern (KliFöRL-MV) – Stand Verbandsanhörung

Zu beachten ist, dass hinsichtlich der finalen Ausgestaltung und realen Auslegungspraxis der entsprechenden Förderprogramme derzeit noch Unschärfen bestehen.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf von ca. 17,1 Mio. € vor Förderung**. Mit einer **Förderquote von 65%** verbleiben nach Förderung **Investitionskosten von ca. 6 Mio. €**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick. Eine detaillierte Aufstellung zur Investitionsschätzung inklusive der gewählten Kostenansätze ist im Anhang beigefügt. Alle aufgeführten Kosten verstehen sich als Netto-Kosten.

⁵¹ U.a. FNR 02

Gebäude (Heizhaus)	747.000 €	4,4%
Wärmeerzeugung (Anlagentechnik)	8.119.800 €	47,4%
Wärmeverteilung (Netz)	4.609.000 €	26,9%
Zwischensumme	13.475.800 €	
Unvorhergesehenes	2.021.400 €	11,8%
Nebenkosten	1.617.100 €	9,4%
Investition vor Förderung	17.114.300 €	100,0%
Summe Förderung	11.104.660 €	64,9%
BEW	6.833.637 €	39,9%
KliFÖRL MV (Entwurf)	4.271.023 €	25,0%
Investition nach Förderung	6.009.640 €	

Tab. 46: Investitionsschätzung und Förderung Variante 3

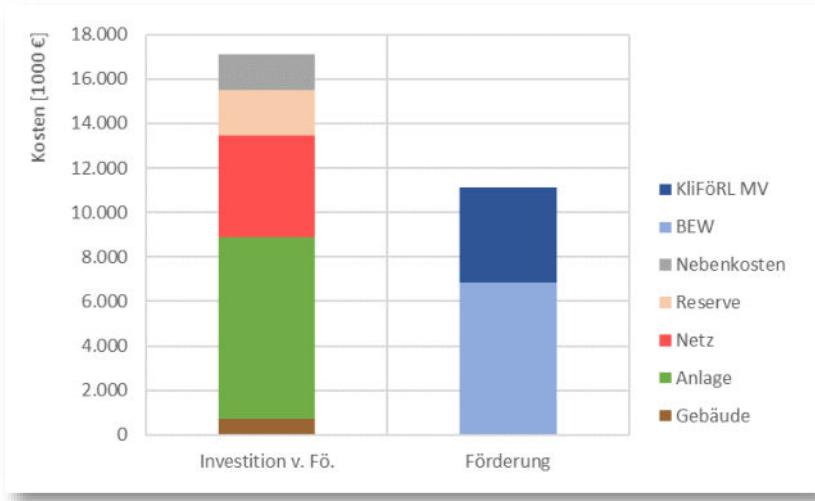


Abb. 66: Investitionsschätzung und Förderung Variante 3

Betriebs- und Verbrauchskosten

Weiterhin wurden die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmeversorgung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Als Grundlage dienen verschieden Erfahrungswerte und publizierte Kennwerte⁵².

Es ergeben sich zu erwartende **Betriebskosten von ca. 98.400 €** pro Jahr.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO₂-Preises zu erwartenden Kosten berücksichtigt. Die Kalkulation basiert auf Gesprächen mit den lokal tätigen und als potenzielle Brennstofflieferanten in Frage kommenden Betrieben und aktuellen Marktpreisen verschiedener Energieträger. Für die Lieferung von Biogas-Abwärme wurde in Abgleich mit ähnlichen Vorhaben ein plausibler Preisansatz zugrunde gelegt. Dies ist ggf. im Weiteren mit dem Betreiber der Biogasanlage zu verhandeln. Gleicher gilt für die angesetzte Direktbelieferung mit PV-Strom zum Betrieb der Wärmepumpe. Darüber hinaus wurde ein CO₂-Preis von 30 €/t (Stand 2023) angesetzt.

⁵² U.a. FNR 02

Es ist demnach mit ***Verbrauchskosten in Höhe von ca. 72.400 €*** pro Jahr zu rechnen.

Detailliertere Angaben zu den kalkulierten Betriebs- und Verbrauchskosten sind dem Anhang zu entnehmen.

Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt.

Hierbei wurden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

Die Kapitalkosten wurden mit Hilfe der Annuitätenmethode aus den Investitionskosten nach Förderung, einer zugrunde gelegten Laufzeit von 20 Jahren sowie unter Berücksichtigung der Restwerte nach Laufzeitende bestimmt.

Für die netzgebundene Wärmeversorgung ergeben sich ***Wärmegestehungskosten von durchschnittlich ca. 169 €/MWh***.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 210 €/MWh, Heizöl: ca. 180 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit konkurrenzfähig. Zu beachten ist bei der Beurteilung weiterhin, dass aufgrund des kleinen Verbrauchskostenanteils mit einer geringen Abhängigkeit von schwankenden Energieträgerpreisen und somit einer hohen Preisstabilität zu rechnen ist.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick. Eine detaillierte Aufstellung hierzu ist im Anhang enthalten.

Kapitalkosten	283.004 €/a	49,3%
Betriebskosten	218.300 €/a	38,1%
Verbrauchskosten	72.408 €/a	12,6%
Jahreskosten gesamt	573.712 €/a	100,0%
Jahres-Nutzwärmebedarf	3.390 MWh/a	
Wärmegestehungskosten	169,25 €/MWh	

Tab. 47: Wärmegestehungskosten Variante 3 (AG 80%)

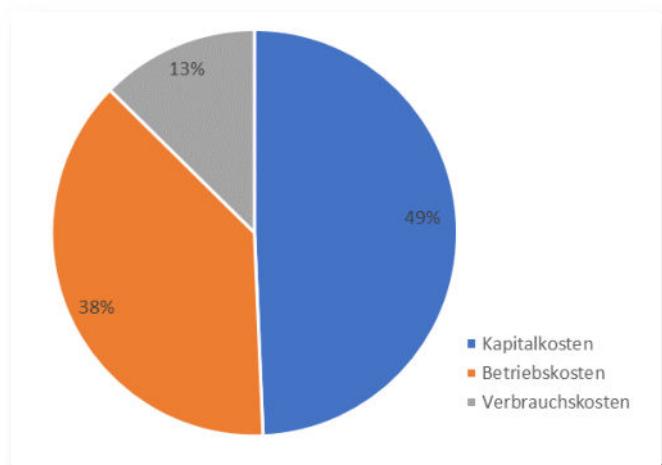


Abb. 67: Wärmegestehungskosten Variante 3 (AG 80%)

5.5 Logistik

Hinsichtlich der Gewinnung, Aufbereitung, Bereitstellung und Lagerung von Holzhackschnitzel sollen im Folgenden einige grundsätzliche Hinweise zusammengestellt werden. Weiterführende und ausführliche Informationen sind unter anderem den Veröffentlichungen der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) zu entnehmen.⁵³

Grundsätzlich ist anzuraten, bei der Auswahl von Logistikpartnern auf das Vorhandensein bzw. den Erwerb entsprechender fundierter Vorkenntnisse zu achten.

5.5.1 Materialeigenschaften

Die Beschaffenheit der eingesetzten Brennstoffe ist von ausschlaggebender Bedeutung für den wirtschaftlichen, umweltfreundlichen und zuverlässigen Betrieb einer Biomassefeuerung. Dabei ist grundsätzlich ein breites Spektrum an Materialien verwendbar. Entscheidend ist, dass die eingesetzten Komponenten, angefangen bei der Brennstoffbelieferung über die Kesselzuführung, die Verbrennungstechnologie, bis hin zur Abgasanlage und Entaschung für die jeweiligen Brennstoffspezifika geeignet sind.

Im Bereich der Holz-Hackschnitzel spielen neben der für Verbrennungs-, Korrosions- und Emissionsverhalten wichtigen chemischen Zusammensetzung insbesondere folgende Parameter eine wichtige Rolle:

- Wassergehalt des Brennstoffes (W)
- Aschegehalt (A)
- Stückigkeit (P)

Eine am Markt anerkannte Standardisierung für verschiedene Brennstoffqualitäten ist nach DIN EN ISO 17225 gegeben

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass Anlagen zur Verbrennung schwierigerer Brennstoffe (feucht, verunreinigt, grobkörnig) in der Regel mit höheren spezifischen Investitionskosten verbunden sind als Anlagen, die einen höherwertigen Brennstoff benötigen.

Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass Anlagen kleinerer Leistung tendenziell hochwertigere Brennstoffe erfordern.

5.5.2 Biologische Zersetzung

Zu beachten ist weiterhin, dass Holz als organischer Brennstoff grundsätzlich anfällig für biologische Zersetzungsprozesse (Fäulnis, Pilzbefall) ist. Neben dem Verlust an Heizwert kann hiermit durch Erwärmungsvorgänge im Extremfall auch ein Brandrisiko einhergehen. Biologische Zersetzungsprozesse werden dabei grundsätzlich durch 2 Faktoren begünstigt:

- Hoher Wassergehalt
- Große Oberfläche

In der Konsequenz bedeutet dies, dass Holzhackschnitzel (relativ große Oberfläche) nur unterhalb eines gewissen Wassergehaltes für eine längerfristige Lagerung geeignet sind. In der Regel unterscheidet man wie folgt:

⁵³ U.a. FNR 02, FNR 03

- Nicht lagerbeständig ($W > 35\%$)
- Bedingt lagerbeständig ($W 15 - 35\%$ - Lagerung für einige Wochen möglich)
- Lagerbeständig ($W \leq 15\%$ - Lagerung langfristig möglich)

5.5.3 Handlungsansätze

Für die Logistik der Brennstoffbereitstellung und -bevorratung ergeben sich daraus verschiedenen Handlungsansätze, um eine der Anlagenart entsprechende Materialqualität dauerhaft sicherzustellen:

Materialgewinnung

Bereits die Wahl des Schnittzeitpunktes ist entscheidend für die Qualität des Brennstoffes. So besitzt das Holz in der Regel während der Vegetationsperiode einen höheren Wassergehalt als im Winter. Darüber hinaus ergibt sich aus höheren Laubanteilen ein höherer Aschegehalt. Auch aus Natur- und Artenschutzgründen ist die Durchführung von Schnittmaßnahmen während der Vegetationsperiode nur bedingt möglich.

- ⇒ Wahl des Schnittzeitpunktes (außerhalb der Vegetationsperiode)

Aufgrund der geringeren spezifischen Oberfläche ist das Holz in noch ungehackter Form (Rund-, Schwachholz) weniger anfällig für biologische Zersetzung. Sofern möglich ist es daher vorteilhaft, das Material zunächst für ca. 1 Jahr bis zur begrenzten Lagerbeständigkeit in dieser Form vor zu trocknen. Da eine Wiedervernässung durch Regen hier nur geringen Einfluss hat, kann dies durchaus auch am Entstehungsort (Waldweg, Feldrand...) erfolgen.

- ⇒ Vortrocknung als Rund- oder Schwachholz (ggf. am Waldweg), wenn möglich

Zerkleinerung

Zur Zerkleinerung des Holzes kommen in der Regel entweder reißende Maschinen (Schredder) oder schneidende Maschinen (Hacker) zum Einsatz. Im Sinne der Brennstoffqualität ist in jedem Fall der Einsatz eines Hackes vorzusehen. Auch sollte dabei stets auf ausreichend scharfe Werkzeuge geachtet werden. Auf diese Weise können möglichst glatte Schnittkanten des Materials gewährleistet werden. Dies führt zum einen durch die geringere Oberfläche zu weniger biologischer Zersetzung. Zum anderen neigt das Material weniger zu Verklumpen, was die Störanfälligkeit in Förderanlagen reduziert.

- ⇒ Einsatz von Hackern mit scharfen Werkzeugen

Zwischenlagerung

Während bei der Lagerung von Rund- oder Schwachholz Verschmutzung und Wiedervernässung von nachrangiger Bedeutung sind, spielt beides bei der Lagerung von Hackschnitzeln eine größere Rolle. Eine Zwischenlagerung von Hackschnitzeln sollte daher nur auf befestigten Flächen und unter Dach bzw. abgedeckt erfolgen. Um übermäßigen Materialschwund und Brandgefahr durch biologische Zersetzung zu vermeiden ist für eine ausreichende Durchlüftung des Materials sowie ein begrenzte Lagerhöhe zu sorgen. Dabei sind sowohl die Stückigkeit als auch der Wassergehalt des Materials zu berücksichtigen. Als maximale Lagerhöhe unter günstigen Bedingungen wird in der Regel 5 m angegeben.

- ⇒ Lagerung von Hackschnitzeln auf befestigten Flächen und unter Dach / abgedeckt
- ⇒ Maximale Lagerhöhe und ausreichende Durchlüftung beachten

Trocknung

Ein definierter Wassergehalt des Brennstoffes ist sowohl für die Lagerbeständigkeit als auch für die Verbrennungseigenschaften von Bedeutung. Unmittelbar nach dem Schnitt weist das Material in der Regel Wassergehalte von bis zu 55% auf.

Insbesondere größere Feuerungsanlagen sind teilweise durchaus in der Lage, sehr feuchtes Material zu verbrennen. Allerdings sind erntefrische Holzhackschnitzel nicht lagerbeständig sie müssen daher zeitnah nach dem Hacken ohne längere Zwischenlagerung verbrannt werden.

In der Regel wird es sinnvoll sein, zumindest begrenzt lagerbeständiges Material einzusetzen. Teilweise kann dies durch das bereits erwähnte natürliche Vortrocknen als Stammware / Schwachholz wie oben beschrieben erreicht werden.

- ⇒ Natürliche Vortrocknung als Stammware / Schwachholz, wenn möglich

Sofern dies, z.B. aus logistischen Gründen, nicht möglich ist, existieren verschiedene weitere Verfahren zur Trocknung von Hackschnitzeln. Dies kann zum einen in Kombination mit der Zwischenlagerung im unbewegten Hackschnitzelhaufen (Satztrocknung) erfolgen. Neben der maschinellen Belüftung des Hackschnitzelhaufens von unten mit angewärmer Luft (Warmlufttrocknung), gibt es auch hier Verfahren, bei denen die durch Zersetzungsprozesse entstehende Wärme durch gezielte Luftlenkung zur Trocknung genutzt wird (z.B. Naturzugtrocknung). Hierbei ist jedoch ein gewisser Materialverlust durch Zersetzung einzukalkulieren.

- ⇒ Satztrocknung (maschinell oder natürlich), ggf. in Kombination mit Lagerung

Neben den unterschiedlichen Satztrocknungsverfahren existieren weiterhin verschiedene maschinelle Trocknungsverfahren (Trommeltrocknung, Bandtrocknung...). Diese finden in der Praxis jedoch meist nur in Sonderfällen (z.B. Pelletproduktion...) Anwendung.

Klassierung / Reinigung

Um Störungen in der Brennstoffzuführung und Verbrennung zu vermeiden, ist ein anlagenspezifisch definiertes Spektrum an Stückgrößen im Brennstoff einzuhalten. Eine entsprechende Klassifikation geht aus der bereits genannten Norm DIN EN ISO 17225 hervor. Hier sind neben der angestrebten Korngröße auch weitere Parameter wie maximaler Feinanteil und maximale Überlängen definiert.

Um bei wechselndem Ausgangsmaterial die geforderten Parameter sicher einhalten zu können, kann ggf. eine Klassierung der Hackschnitzel durch Siebanlagen erforderlich sein. Häufigen kommen in der Hackschnitzelproduktion Trommelsiebe zum Einsatz. In begrenztem Umfang ist es hierbei auch möglich, Fremdstoffe (Erde, Sand) sowie Laub- und Nadelanteile auszusondern.

- ⇒ Siebe ermöglichen definierte Korngrößen und Fremdstoffabscheidung (begrenzt)

Brennstoffanlieferung

Um einen ökonomischen Betrieb der Feuerungsanlage zu gewährleisten, soll bei der Brennstoffbelieferung möglichst weitgehend Standard-Fahrzeugtechnik eingesetzt und der Personal- und Zeitaufwand minimal gehalten werden.

Im Idealfall erfolgt die Anlieferung mit Standard-Fahrzeugen in kurzer Zeit allein durch den Fahrer und ohne Einsatz zusätzlicher technischer Hilfsmittel.

Optimal ist in dieser Hinsicht die Anlieferung durch Abschüttungen in einen unterirdischen Brennstoffbunker oder aber auf einen befahrbaren Schubboden. Hierbei kann eine Vielzahl verschiedener Fahrzeuge,

von großvolumigen Walking-Floor-Zügen über Containerzüge mit Hakenlift bis hin zu landwirtschaftlichen Schüttgut-Anhängern (Silozug o.ä.), eingesetzt werden.

- ⇒ Optimal: Abschütten in Bunker bzw. auf befahrbaren Schubboden

Bei der Auslegung der Lager ist jeweils die Bildung von Schüttkegeln, die erforderliche Bauhöhe zum Aufkippen sowie die erforderliche Rangierfläche zu berücksichtigen.

Um etwaige Fehlerquellen und Wartezeiten zu vermeiden, sollte auf zusätzliche Fördereinrichtungen zur Bunkerbefüllung wo immer möglich verzichtet werden.

Eine weitere Option, insbesondere wo die baulichen Gegebenheiten die Errichtung eines Tiefbau-Bunkers nicht zulassen, kann die Nutzung von Brennstoff-Wechselcontainern sein.

Hierbei handelt sich um spezielle Hackschnitzel-Container, in die bereits ein Austragungs-system integriert ist. Diese Container können mit Standard-Containerfahrzeugen transportiert und direkt an die Brennstoffförderanlage angedockt werden. Indem sich stets mindestens ein Container an der Anlage befindet während der zweite zur Befüllung bereitsteht, kann ein unterbrechungsfreier Betrieb sichergestellt werden. Eine klare eigentumsrechtliche Zuordnung ist hier unbedingte Voraussetzung.

- ⇒ Optional: Brennstoff-Wechselcontainer (wenn kein Bunker möglich)

Qualitätssicherung

Grundlage einer funktionierenden Qualitätssicherung der Brennstofflogistik ist die klare Festlegung der geforderten Qualitätsparameter (z.B. Stückigkeit, Wassergehalt, Rindenanteil, Blatt- / Nadelanteil, Holzsortimente) in einem Brennstoffliefervertrag zwischen Anlagenbetreiber und Brennstofflieferant. Hierbei sollte soweit wie möglich auf die Spezifikationen nach Norm Bezug genommen werden.

- ⇒ Festlegung von Brennstoffspezifikationen im Brennstoffliefervertrag

Bei Anlieferung ist eine Routine-Qualitätskontrolle zum Beispiel durch folgende Maßnahmen möglich:

- ⇒ Sichtkontrolle (z.B. Fremdstoffanteil)
- ⇒ Schablonen zu Bewertung der Stückigkeit
- ⇒ Überschlägige Feuchtemessung durch mobile Messgeräte

Eine detaillierte und exakte Überprüfung der Brennstoffparameter ist erforderlichenfalls durch Laboranalysen möglich. Hierfür ist ggf. auf eine repräsentative Probennahme, ausreichende Probengröße und sachgerechten Transport (luftdicht, vor Verunreinigung geschützt) zu achten. Darüber hinaus sollte die Analyse möglichst umgehend erfolgen, da ansonsten Verfälschungen durch biologische Veränderungen bzw. Austrocknen möglich sind.

In jedem Fall sollte eine umfassende Dokumentation der Qualitätskontrolle erfolgen.

- ⇒ Dokumentation!

Um Schwankungen des Heizwertes aufgrund wechselnder Brennstoffqualität zu kompensieren, hat sich eine Abrechnung der Brennstofflieferung nach Wärmeabgabe hinter dem Biomassekessel mittels geeichten Wärmemengenzählers als zielführend erwiesen. Hierbei sollte, je nach Konstellation, auch die Möglichkeit einer Betriebsführung des Biomassekessels durch den Brennstofflieferanten geprüft werden.

- ⇒ Abrechnung nach Wärmeabgabe

6 Alternative Versorgungsmodelle

Um einen Bezugsrahmen für die konzipierten Lösungen abzubilden, wurden verschiedene alternative Versorgungsmöglichkeiten hinsichtlich vergleichbarer ökonomischer und umweltrelevanter Kennwerte untersucht. Zu diesem Zweck wurden jeweils die zu erwartenden Investitionskosten (ggf. nach Förderung), die Wärmegestehungskosten und die Treibhausgasemissionen kalkuliert.

Um einen Vergleich der verschiedenen Varianten zu ermöglichen wurden auch hier die Vollkosten der Wärmeversorgung sowie die Treibhausgasemissionen als CO₂-Äquivalent betrachtet. Die Kalkulation erfolgt auf Basis diverser veröffentlichter Kennwerte und Erfahrungswerte.⁵⁴ Eine detaillierte Darstellung ist im Anhang beigefügt.

6.1 Typ-Gebäude

Anhand der Bedarfsanalyse wurden zwei typische Gebäudekonstellationen definiert, für die im Folgenden wesentliche Vergleichskriterien gebäudebezogener Versorgungsformen kalkuliert wurden:

	Bestand	Neubau
Gebäudetyp	Einfamilienhaus	
Nutzfläche	150 m ²	
Jahres-Wärmebedarf	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Auslegungsleistung	18 kW	11 kW
Heizungsart	Heizkörper	Flächenheizung

Tab. 48: Kennwerte Typ-Gebäude

6.2 Erdgas-Therme

Eine insgesamt weit verbreitete Versorgungsform stellt in Mecklenburg-Vorpommern die Wärmeversorgung auf Basis von Erdgas dar. Diese kann somit als ein üblicher Vergleichsstandard gelten.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch eine Erdgas-Brennwerttherme.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten von ca. 4.900 bis 6.400 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 210 bis 230 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 260 bis 276 g/kWh** verbunden.

⁵⁴ U.a. BMVBS 01, RECK 01, HMU 01, RENEVA 01, BWP 01,

	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
Investitionskosten	6.400 €	4.900 €
Kapitalkosten	556 €/a	425 €/a
Betriebskosten	220 €/a	220 €/a
Verbrauchskosten	5.541 €/a	1.961 €/a
Gesamtkosten	6.316 €/a	2.607 €/a
Wärmegestehungskosten	210,55 €/MWh	231,72 €/MWh
THG-Emissionen	8,3 t/a	2,9 t/a
	276 g/kWh	260 g/kWh

Tab. 49: Kennwerte Erdgas-Therme

6.3 Flüssiggas

Ein der laut Bedarfsanalyse im Untersuchungsgebiet verbreitetsten Versorgungsformen stellt, die Wärmeerzeugung aus Flüssiggas dar.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch eine Flüssiggas-Brennwerttherme. Die Brennstofflagerung erfolgt in außenstehenden Flüssiggastanks (Eigentum).

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten von ca. 4.900 bis 7.400 € inkl. Flüssiggastank zu rechnen**. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 215 bis 234 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 288 bis 305 g/kWh** verbunden.

	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
Investitionskosten	7.400 €	4.900 €
Kapitalkosten	643 €/a	425 €/a
Betriebskosten	240 €/a	240 €/a
Verbrauchskosten	5.567 €/a	1.971 €/a
Gesamtkosten	6.450 €/a	2.636 €/a
Wärmegestehungskosten	215,00 €/MWh	234,33 €/MWh
THG-Emissionen	9,2 t/a	3,2 t/a
	305 g/kWh	288 g/kWh

Tab. 50: Kennwerte Flüssiggas-Therme

6.4 Heizölkessel

Daneben spielt als weiterer fossiler Energieträger auch die Wärmeversorgung aus Heizöl eine wichtige Rolle im Gebäudebestand.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch einen Heizölkessel. Die Brennstofflagerung erfolgt in Kunststofftanks im Gebäude.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten von ca. 4.700 bis 8.600 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 181 bis 211 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 357 g/kWh** verbunden.

	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
Investitionskosten	8.600 €	4.700 €
Kapitalkosten	747 €/a	408 €/a
Betriebskosten	310 €/a	310 €/a
Verbrauchskosten	4.375 €/a	1.658 €/a
Gesamtkosten	5.432 €/a	2.376 €/a
Wärmegestehungskosten	181,06 €/MWh	211,21 €/MWh
THG-Emissionen	10,7 t/a	4,0 t/a
	357 g/kWh	357 g/kWh

Tab. 51: Kennwerte Heizölkessel

6.5 Solarthermie + Erdgas

Häufig wird die Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern auch durch den Einsatz einer Solarthermieanlage ergänzt. Diese kann entweder ausschließlich zur Warmwasserbereitung oder zusätzlich auch zur Heizwärmebereitstellung genutzt werden. Letzteres ist jedoch eher für besser gedämmte Gebäude idealerweise mit niedrigen Heiztemperaturen geeignet.

Zu beachten ist, dass diese Versorgungsform bei Einbeziehung eines fossilen Energieträgers (Erdgas) mittlerweile nicht mehr durch das maßgebliche Bundesförderprogramm BEG förderfähig ist

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die Wärmeversorgung mittels Erdgas-Therme wird durch eine Solarthermieanlage ergänzt. Im Bestandsgebäude dient diese ausschließlich der Warmwasserbereitung. Im Neubau wird von einer Heizungsunterstützung ausgegangen.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten von ca. 11.700 bis 14.000 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 213 bis 258 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 186 bis 254 g/kWh** verbunden.

Investitionskosten	11.700 €	14.000 €
---------------------------	-----------------	-----------------

Kapitalkosten	1.016 €/a	1.216 €/a
Betriebskosten	275 €/a	275 €/a
Verbrauchskosten	5.109 €/a	1.407 €/a
Gesamtkosten	6.399 €/a	2.897 €/a
Wärmegestehungskosten	213,32 €/MWh	257,53 €/MWh

THG-Emissionen	7,6 t/a	2,1 t/a
	254 g/kWh	186 g/kWh

Tab. 52: Kennwerte Erdgas-Therme + Solarthermie

6.6 Holz-Pellets

Eine komfortable Möglichkeit, um auch im Einfamilienhaus Biomasse zur Wärmeversorgung zu nutzen, besteht im Einsatz von Holz-Pellet-Heizungen. Der Vorteil gegenüber anderen Biomasse-Heizverfahren (Hackschnitzel, Scheitholz...) besteht vor allem im geringen Aufwand für Betrieb und Brennstoffbeschaffung. Diesbezüglich sind Pellet-Heizungen vergleichbar mit konventionellen Öl-Heizungen. Dem stehen jedoch entsprechend höhere Brennstoffkosten sowie ein erforderlicheres Brennstofflager gegenüber.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch einen Pelletkessel. Die Brennstofflagerung erfolgt in einem entsprechenden Lagerraum im Gebäude.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten (nach Förderung) von ca. 13.000 bis 15.000 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 178 bis 265 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 34 bis 40 g/kWh** verbunden.

	Bestand	Neubau
Investitionskosten	14.900 €	13.325 €

Kapitalkosten	1.203 €/a	1.157 €/a
Betriebskosten	350 €/a	350 €/a
Verbrauchskosten	3.795 €/a	1.471 €/a
Gesamtkosten	5.348 €/a	2.978 €/a
Wärmegestehungskosten	178,27 €/MWh	264,71 €/MWh

THG-Emissionen	1,0 t/a	0,5 t/a
	34 g/kWh	40 g/kWh

Tab. 53: Kennwerte Pelletkessel

6.7 Luft-Wasser-Wärmepumpe

Insbesondere im Neubaubereich bzw. bei energetisch gut sanierten Gebäuden finden zunehmend elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpen Anwendung. Hierbei wird die erforderliche Wärme unter Einsatz von Strom direkt der Umgebungsluft entzogen. Da die Effizienz eng mit möglichst geringen Heizmitteltemperaturen verbunden ist, ein Einsatz im nicht- oder nur teilsanierten Altbau in der Regel nicht wirtschaftlich.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

Im Neubau erfolgt die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) durch eine elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe.

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, mit **Investitionskosten von ca. 9.800 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 185 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 140 g/kWh** verbunden.

	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
Investitionskosten		9.750 €
Kapitalkosten		847 €/a
Betriebskosten		70 €/a
Verbrauchskosten		1.223 €/a
Gesamtkosten		2.139 €/a
Wärmegestehungskosten		190,14 €/MWh
THG-Emissionen		1,6 t/a
		140 g/kWh

Tab. 54: Kennwerte Luft-Wasser-Wärmepumpe

7 Variantenvergleich und Szenarien

Im Folgenden wird ein Vergleich der bisher untersuchten Versorgungsvarianten hinsichtlich folgender Parameter dargestellt:

- Versorgungsumfang und Energieträgereinsatz
- Investitionskosten
- Wärmegestehungskosten
- Treibhausgasemissionen

7.1 Vergleich Versorgungsumfang

Im Zuge der konzipierten netzgebundenen Versorgungsvarianten ist bei den kalkulierten Anschlussgraden von bis zu 58% des Wärmebedarfs im Untersuchungsgebiet möglich, die vollständig aus erneuerbaren, regional verfügbaren Energieträgern bereitgestellt wird.

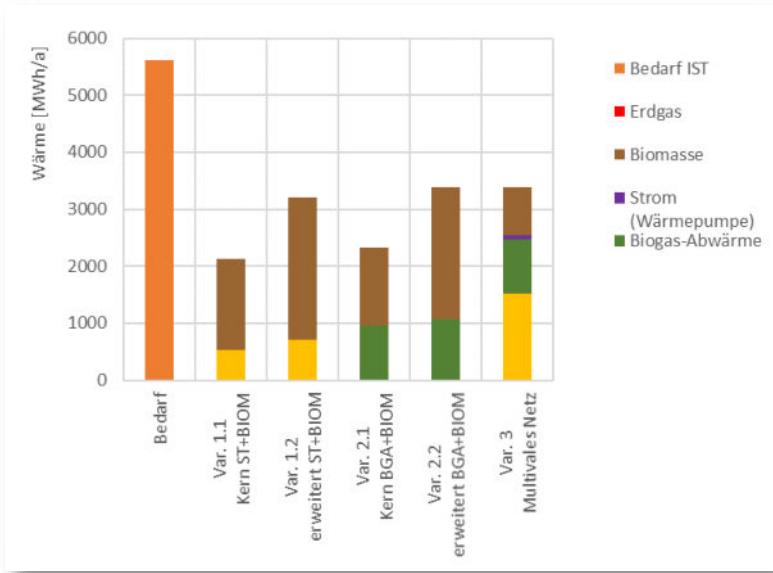


Abb. 68: Variantenvergleich Versorgungsumfang und Energieträgereinsatz

	Untersuchungsgebiet	Var. 1.1 Kern ST+BIOM	Var. 1.2 erweitert ST+BIOM	Var. 2.1 Kern BGA+BIOM	Var. 2.2 erweitert BGA+BIOM	Var. 3 Multivales Netz
Solarthermie		522 MWh/a 25%	716 MWh/a 22%			1.524 MWh/a 45%
Biogas-Abwärme				965 MWh/a 42%	1.066 MWh/a 31%	939 MWh/a 28%
Strom (Wärmepumpe)						72 MWh/a 2%
Biomasse		1.608 MWh/a 75%	2.484 MWh/a 78%	1.354 MWh/a 58%	2.324 MWh/a 69%	848 MWh/a 25%
Erdgas						0 MWh/a 0%
IST	5.622 MWh/a					
Zubau	237 MWh/a					
Gesamt	5.859 MWh/a 100%	2.130 MWh/a 36%	3.200 MWh/a 100%	2.319 MWh/a 40%	3.390 MWh/a 100%	3.390 MWh/a 58%

Tab. 55: Variantenvergleich Versorgungsumfang

7.2 Vergleich Investitionskosten

Für die konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen ist, je nach Variante, mit Investitionen nach Förderung in Höhe von ca. 1,8 bis 6 Mio. € zu rechnen. Dem liegt eine Förderquote von 50% bis 65% zugrunde.

	Var. 1.1 Kern ST+BIOM	Var. 1.2 erweitert ST+BIOM	Var. 2.1 Kern BGA+BIOM	Var. 2.2 erweitert BGA+BIOM	Var. 3 Multivales Netz
Anlageninvestition	4.024.800 €	6.643.500 €	3.566.500 €	5.941.400 €	13.475.800 €
Unvorhergesehene	603.700 € 12%	996.500 € 12%	535.000 € 12%	891.200 € 12%	2.021.400 € 12%
Nebenkosten	483.000 € 9%	797.200 € 9%	428.000 € 9%	713.000 € 9%	1.617.100 € 9%
Investition vor Förd.	5.111.500 € 100%	8.437.200 € 100%	4.529.500 € 100%	7.545.600 € 100%	17.114.300 € 100%
Summe Förderung	3.322.475 € 65%	5.484.180 € 65%	2.264.750 € 50%	3.772.800 € 50%	11.104.660 € 65%
BEW	2.044.600 € 40%	3.374.880 € 40%	0 € 0%	0 € 0%	6.833.637 € 40%
KliFÖRL MV (Entwurf)	1.277.875 € 25%	2.109.300 € 25%	2.264.750 € 50%	3.772.800 € 50%	4.271.023 € 25%
Investition nach Föd.	1.789.025 €	2.953.020 €	2.264.750 €	3.772.800 €	6.009.640 €

Tab. 56: Variantenvergleich Investitionskosten

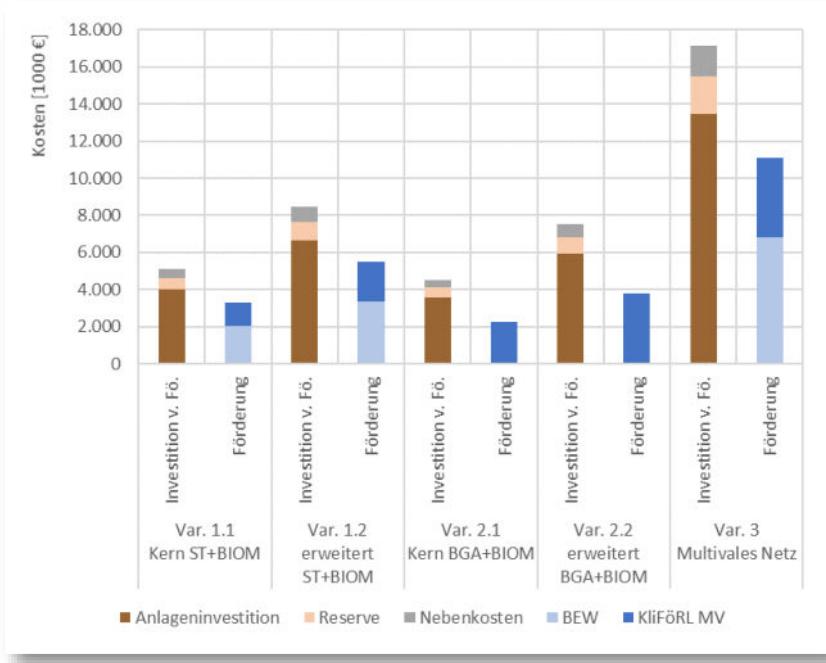


Abb. 69: Variantenvergleich Investitionskosten

Um auch einen Vergleich mit den gebäudebezogenen Versorgungslösungen zu ermöglichen, werden im Folgenden die Investitionskosten (nach Förderung) auf den jeweils zu deckenden Nutzwärmebedarf bezogen und als spezifische Investitionskosten ausgegeben.

Dabei wird deutlich, dass die spezifischen Investitionskosten der konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen ohne Saisonalspeicher (Varianten 1 und 2) bei einer Förderhöhe von ca. 50 - 65% etwa im Bereich der gebäudeindividuellen Versorgungsformen auf Basis erneuerbarer Energien liegen.

Die deutlich höheren spezifischen Investitionen der Variante mit Saisonalspeicher (Variante 3) liegen in dem höheren baulichen und anlagentechnischen Aufwand begründet.

	Investitionskosten [€/(kWh/a)]	
	Bestand	Neubau
Var. 1.1 Kern ST+BIOM	840	
Var. 1.2 erweitert ST+BIOM	923	
Var. 2.1 Kern BGA+BIOM	976	
Var. 2.2 erweitert BGA+BIOM	1.113	
Var. 3 Multivales Netz	1.773	
Erdgas	213	436
Flüssiggas	247	436
Heizöl	287	418
ST + Erdgas	390	1.244
Wärmepumpe		867
Pellets	497	1.184

Tab. 57: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten

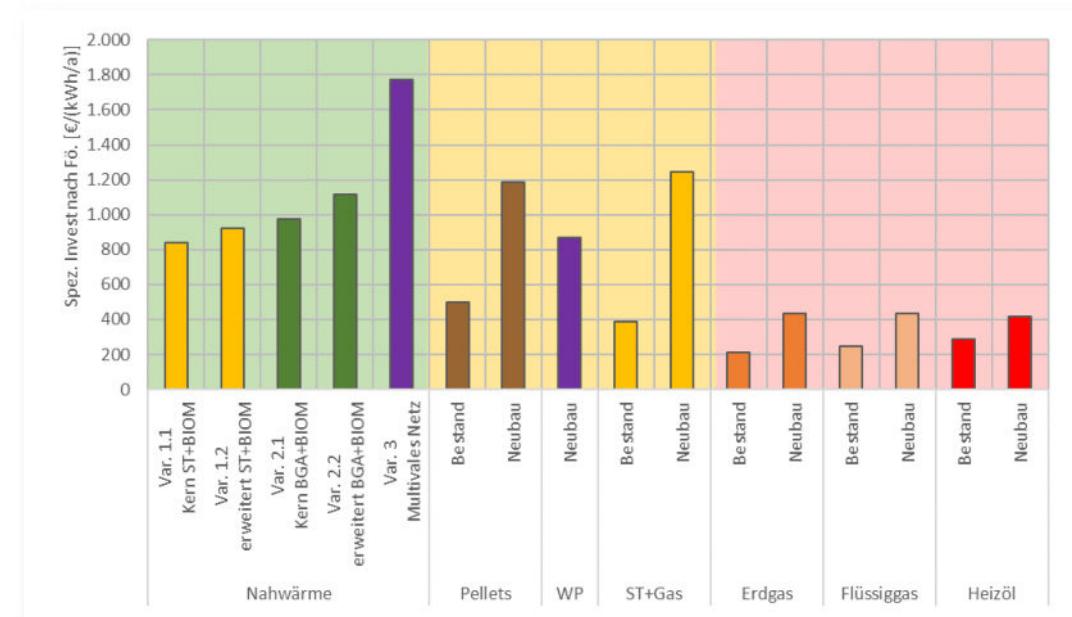


Abb. 70: Variantenvergleich spezifische Investitionskosten

7.3 Vergleich Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten bilden die gesamten mit der Wärmeversorgung zusammenhängenden Kosten (Kapital-, Betriebs- und Verbrauchskosten) ab und können somit als zentrales Vergleichskriterium zu Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Versorgungslösungen herangezogen werden.

	Kapitalkosten [€/kWh]		Betriebskosten [€/kWh]		Verbrauchskosten [€/kWh]		Wärmegestehungs- kosten [€/kWh]	
	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Var. 1.1 Kern ST+BIOM	40,5		46,2		32,8		119,5	
Var. 1.2 erweitert ST+BIOM	42,9		49,6		35,2		127,8	
Var. 2.1 Kern BGA+BIOM	46,9		39,8		43,7		130,4	
Var. 2.2 erweitert BGA+BIOM	54,2		43,7		46,4		144,3	
Var. 3 Multivales Netz	83,5		64,4		21,4		169,3	
Erdgas	18,5	37,8	7,3	19,6	184,7	174,3	210,5	231,7
Flüssiggas	21,4	37,8	8,0	21,3	185,6	175,2	215,0	234,3
Heizöl	24,9	36,3	10,3	27,6	145,8	147,4	181,1	211,2
ST + Erdgas	33,9	108,0	9,2	24,4	170,3	125,0	213,3	257,5
Wärmepumpe		75,2		6,2		108,7		190,1
Pellets	40,1	102,8	11,7	31,1	126,5	130,8	178,3	264,7

Tab. 58: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten

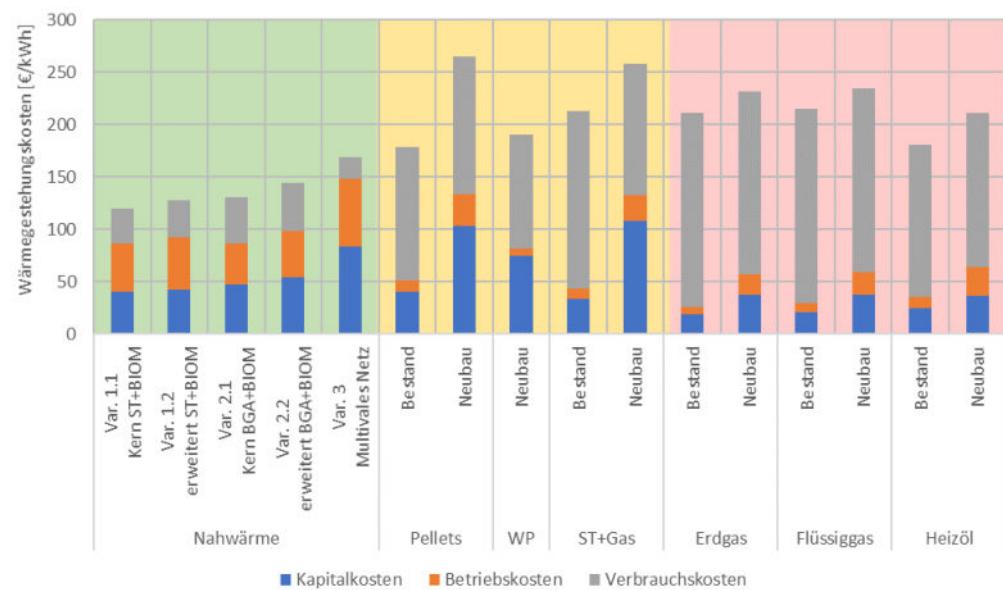


Abb. 71: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten

Es wird deutlich, dass die Wärmegestehungskosten der konzipierten biomassebasierten Versorgungslösungen deutlich niedriger sind, als die der betrachteten konventionellen Varianten. Hinzu kommt, dass der potenziell volatile Verbrauchskostenanteil geringer ist. Damit ergibt sich hier eine größere Kostenstabilität gegenüber schwankenden Brennstoffpreisen.

7.4 Vergleich Treibhausgasemissionen

Anhand der kalkulierten, auf die Nutzwärme bezogenen Treibhausgasemissionen ist ein Vergleich der klimarelevanten Wirkungen der einzelnen betrachteten Varianten möglich.

	Treibhausgas-Emissionen [g/kWh]	
	Bestand	Neubau
Var. 1.1 Kern ST+BIOM	31	
Var. 1.2 erweitert ST+BIOM	32	
Var. 2.1 Kern BGA+BIOM	73	
Var. 2.2 erweitert BGA+BIOM	64	
Var. 3 Multivales Netz	70	
Erdgas	276	260
Flüssiggas	305	288
Heizöl	357	357
ST + Erdgas	254	186
Wärmepumpe		140
Pellets	34	40

Tab. 59: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen

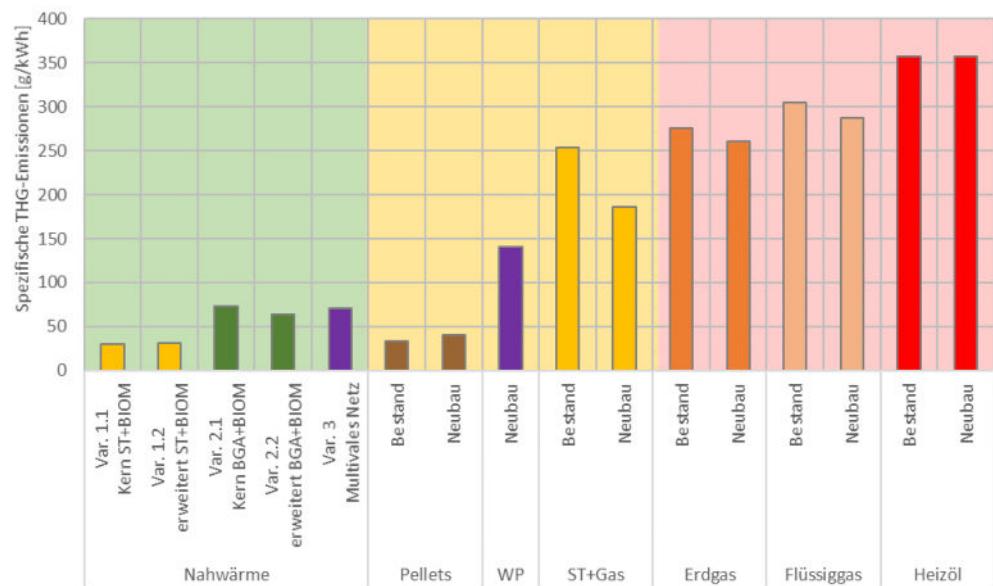


Abb. 72: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen

Besonders deutlich wird hier die drastische Reduktion der Treibhausgasemissionen der biomassebasierten Konzepte gegenüber konventionellen Varianten um teils über 80%. Grund ist dabei vor allem der nur geringe Anteil an fossilen Energieträgern.

7.5 Sensitivitätsanalyse

Um die Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen auf das wirtschaftliche Verhalten der konzipierten Versorgungslösungen abschätzen zu können, wurde eine Sensitivitätsanalyse der Wärmegestehungskosten durchgeführt.

Hierbei wurden folgende Parameter variiert:

- *Anschlussgrad*
- *Förderquote*
- *Brennstoffkosten*

Sensitivität „Anschlussgrad“

Eine Variation des Anschlussgrades bewirkt in erster Linie eine Änderung der Wärmeabnahme. Daher können anhand dieser Analyse auch mögliche Auswirkungen eines veränderten Wärmebedarfs durch energetische Sanierung, demografische Veränderungen usw. abgeschätzt werden.

Die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten vom Anschlussgrad stellt sich in den untersuchten biomassebasierten Varianten wie folgt dar:

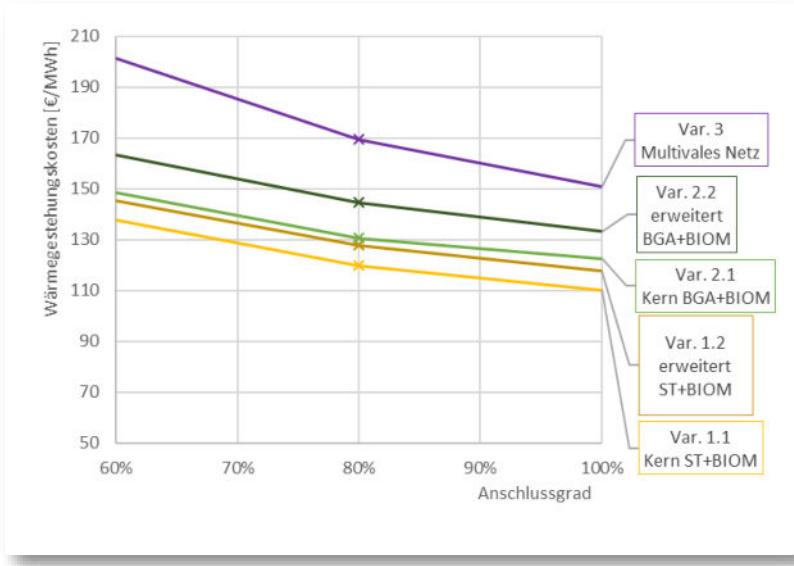


Abb. 73: Sensitivität Anschlussgrad

Wie zu erkennen ist, sinken die Wärmegestehungskosten deutlich mit zunehmendem Wärmedurchsatz. In diesem Sinne sollte ein möglichst hoher Anschlussgrad angestrebt werden. Ggf. ist auch zu prüfen, ob der Ausbau einzelner Teilbereiche mit geringem Anschlussgrad unterbleiben oder zurückgestellt werden sollte. In diesem Zusammenhang ist auf eine sinnvolle Wahl von Ausbaureserven zu achten.

Sensitivität Förderquote

Eine Variation der Förderquote bewirkt in erster Linie eine Veränderung der Kapitalkosten. Daher können anhand dieser Analyse auch mögliche Auswirkungen veränderter Investitionskosten abgeschätzt werden.

Die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten von der Förderquote stellt sich in den untersuchten Varianten wie folgt dar:

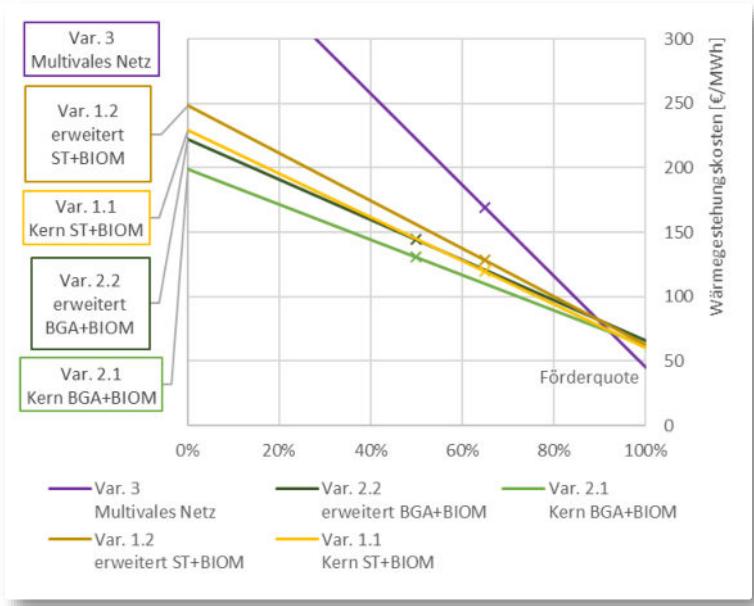


Abb. 74: Sensitivität Förderquote

Wie hier zu erkennen ist, trägt eine günstige Förderkulisse wesentlich zu den erzielbaren attraktiven Wärmegestehungskosten der netzgebundenen Varianten bei.

Sensitivität Brennstoffkosten

Um eine Übersichtlichkeit und Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird hier von einer prozentual gleichverteilten Veränderung aller Energieträgerpreise ausgegangen. In der Praxis ist zu berücksichtigen, dass regional verfügbare, erneuerbare Energieträger in der Regel eine deutlich höhere Preisstabilität aufweisen, als weltmarktabhängige fossile Energieträger.

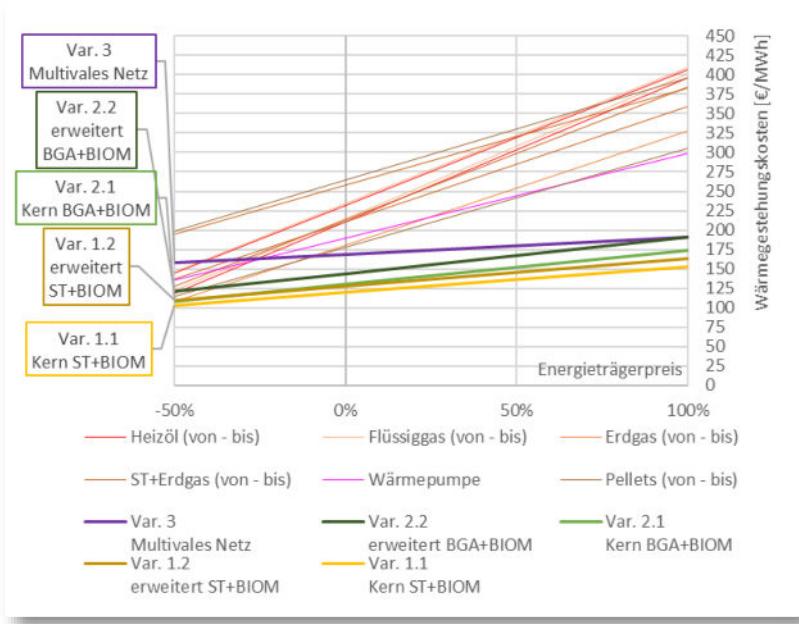


Abb. 75: Sensitivität Brennstoffpreis

Es wird deutlich, dass die Wärmegestehungskosten der konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen im Vergleich zu konventionellen Varianten nur relativ wenig von den Brennstoffkosten abhängig sind. Dies liegt in dem relativ kleinen Anteil verbrauchsgebundener Kosten an den Gesamtkosten begründet. In der Konsequenz ergibt sich eine größere Kostenstabilität auch bei variablem Marktumfeld.

8 Fördermittel-Situation

Die Entscheidung für eine Investition in Energieeffizienz und Klimaschutz hängt nicht zuletzt oft auch an der Wirtschaftlichkeit. Dies gilt sowohl für kleine Maßnahmen als auch für große Vorhaben.

Aus diesem Grunde haben Bund, Länder und EU zahlreiche Fördermöglichkeiten für derartige Projekte auf den Weg gebracht. In der Folge werden die wesentlichen Programme kurz aufgeführt, die für die in dieser Studie vorgeschlagenen Maßnahmen relevant sind. Da sich die Fördermittelsituation jedoch laufend weiterentwickelt, empfiehlt es sich hier auf dem neusten Stand zu bleiben. Hilfreich können dabei u.a. folgende Internetseiten sein:

- Landeszentrum für erneuerbare Energien MV (Leea)
<https://www.foerderung-leea-mv.de/>
- Landesförderinstitut MV (Förderfinder)
<https://www.lfi-mv.de/foerderfinder/>
- KfW – Förderbank des Bundes
<https://www.kfw.de/kfw.de.html>
- Förderungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
https://www.bafa.de/DE/Home/home_node.html
- Beratungsangebote der Verbraucherzentrale
<https://www.verbraucherzentrale-energieberatung.de>
<https://www.verbraucherzentrale-mv.eu>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<https://www.deutschland-machts-effizient.de>

8.1 Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Seit das EEG im Jahr 2000 erstmals in Kraft trat, stellt es in Deutschland das zentrale Steuerungs- und Förderinstrument insbesondere im Bereich des regenerativen Stromerzeugung dar. Es regelt die Konditionen für die Erzeugung, Netzeinspeisung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Im Laufe der Jahre wurde das EEG mehrfach umfassend überarbeitet und weiterentwickelt, sodass es mittlerweile sehr umfangreiche und differenzierte Regelungen enthält.

Was wird gefördert?

- Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Wer wird gefördert?

- (vielfältige Akteursgruppen)

Wie wird gefördert?

- Hauptsächlich über festgelegte Einspeisevergütungen bzw. Marktprämien
- Im Einzelnen stark differenziert

Wie hoch ist die Förderung?

- Stark abhängig u.a. von Anlagenart und -größe, Marktentwicklung, Anschlusszeitpunkt usw.
- Keine pauschale Aussage möglich

Weitere Informationen

- https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEG/das_eeg.html

KfW-Programm 270: Erneuerbare Energien – Standard

Ergänzend zur Förderung nach dem EEG (Förderung im Betrieb der Anlagen) kann die Errichtung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Rahmen zinsvergünstigter Kredite im Programm 270 der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) werden. Auch die Finanzierung von Anlagen zur regenerativen Wärme- / Kälteerzeugung und -verteilung Maßnahmen zur Systemintegration erneuerbarer Energien können finanziert werden.

Was wird gefördert?

- Errichtung / Erwerb von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Errichtung / Erwerb von Anlagen zur Wärme-/Kälteerzeugung, -verteilung und -speicherung aus erneuerbaren Energien
- Maßnahmen zur Systemintegration erneuerbarer Energien (Digitalisierung, Lastmanagement, PtX...)
- Contracting / Modernisierung

Wer wird gefördert?

- Unternehmen / Körperschaften öffentl. Rechts... / Selbständige / natürliche Personen / Vereine, Genossenschaften...
- KEINE Kommunen / Gebietskörperschaften

Wie wird gefördert?

- Zinsvergünstigte Darlehen (bis 100% Finanzierung, max. 50 Mio €, individueller Zinssatz)
- Bearbeitung über Hausbank

Wie hoch ist die Förderung?

- Individueller, risikoabhängiger Zinssatz
- Max. Kreditbetrag 50 Mio € pro Vorhaben

Weitere Informationen

- [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/)

8.2 Energieeffizienz im Gebäudebereich

8.2.1 Energieberatung

Verbraucherzentralen

Die Verbraucherzentralen unterstützen private Haushalte beim Energiesparen. Hierzu bieten Sie zahlreiche kostenlose oder kostengünstige Beratungsangebote durch qualifizierte Fachleute an. Die Beratung ist telefonisch, online oder vor Ort möglich.

Was wird gefördert?

- Allgemeine Beratung zu Energieeinsparung und Effizienz (Basisberatung)
- Konkret situationsbezogene Energieberatung (Energie-Check)

Wer wird gefördert?

- Privatpersonen

Wie wird gefördert?

- Kostenlose / kostengünstige Beratungsangebote (telefonisch / online / vor Ort)

Wie hoch ist die Förderung?

- Kostenlose Basisberatung
- Energie-Check ab 30 € Eigenanteil

Weitere Informationen

- <https://verbraucherzentrale-energieberatung.de/>

Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude (EBW)

Die Bundesregierung bezuschusst über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) die qualifizierte Energieberatung und die fachlich fundierte Vorbereitung von Sanierungsschritten im Wohngebäudebestand mit bis zu 80% der Kosten.

Was wird gefördert?

- Energieberatung und Sanierungskonzept im Wohngebäude

Wer wird gefördert?

- Hauseigentümer, Privatpersonen, Mieter

Wie wird gefördert?

- Zuschuss

Wie hoch ist die Förderung?

- 80%
- Ein- und Zweifamilienhäuser: max. 1.300 €
- Mehrfamilienhäuser: max. 1.700 €

Weitere Informationen

- https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieberatung_Wohngebäude/energieberatung_wohngebäude_node.htm

Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme (EBN)

Die Bundesregierung bezuschusst über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) die qualifizierte Energieberatung und die fachlich fundierte Vorbereitung von Sanierungsschritten im Nichtwohngebäudebestand bzw. für den energieeffizienten Neubau mit bis zu 80% der Kosten.

Was wird gefördert?

- Energieberatung für Sanierungskonzept, Neubau oder Energiespar-Contracting im Nichtwohngebäude

Wer wird gefördert?

- Unternehmen
- Kommunale Zweckverbände
- Soziale, gesundheitliche, kulturelle Einrichtungen
- Kommunen
- Freiberuflich Tätige

Wie wird gefördert?

- Zuschuss

Wie hoch ist die Förderung?

- 80%
- Modul 1 „Energieaudit“: max. 6.000 €
- Modul 2 „Energieberatung“: max. 8.000 €
- Modul 3 „Contracting-Orientierung“: max. 10.000 €
- Mehrfamilienhäuser: max. 1.700 €

Weitere Informationen

- https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Nichtwohngebäude_Anlagen_Systeme/nichtwohngebäude_anlagen_systeme_node.html

8.2.2 Effizienzmaßnahmen / Sanierung / Neubau

Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

Mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude bündelt die Bundesregierung die vormals vielfältigen Förderprogramme in den Bereichen des energieeffizienten Bauens und Sanierens. Mit dem BEG können nun angefangen von der Durchführung effizienzsteigernder Einzelmaßnahmen über die Komplettanierung bis hin zum Neubau effizienter Gebäude vielfältige Vorhaben im Wohn- und Nichtwohngebäudebereich gefördert werden. Hierbei sind auch erforderliche Umfeldmaßnahmen sowie eine fachlich fundierte Baubegleitung förderfähig. Die Förderung steht in vielen Fällen entweder als reine Zuschussvariante oder als Zinsgünstiger Kredit mit Tilgungszuschüssen einer breiten Palette an Antragstellern zur Verfügung. Da für ein optimales Ergebnis alle Bau- und Sanierungsschritte inhaltlich aufeinander abgestimmt sein sollten, ist für die Antragstellung meist die Beratung durch einen sog. Energieeffizienzexperten (förderfähig nach EBW bzw. EBN) erforderlich.

Was wird gefördert?

- Effizienzsteigernde Einzelmaßnahmen (Dämmung, Heizungstechnik, Anlagentechnik...)
- Energetische Sanierung von Bestandsgebäuden
- Energieeffizienter Neubau
- Inkl. erforderlicher Umfeldmaßnahmen und Baubegleitung

Wer wird gefördert?

- Zahlreiche Akteursgruppen (Kommunen, Unternehmen, Gebäudeeigentümer...)

Wie wird gefördert?

- Reine Zuschussvariante
- Zinsgünstiger Kredit mit Tilgungszuschüssen

Wie hoch ist die Förderung?

- Einzelmaßnahmen: maßnahmenabhängig 20-50%
(ggf. inkl. Boni für Austausch von Ölheizung, verbesserte Emissionswerte und Maßnahmen im Rahmen eines individuellen Sanierungsfahrplans, inkl. Fachplanung und Baubegleitung)
- Sanierung Wohngebäude: max. 50% / 75.000€ je WE
(abhängig vom erreichter Energiestandard)
- Neubau Wohngebäude: max. 12,5% / 18.750€ je WE
(abhängig vom erreichten Energiestandard)
- Sanierung Nichtwohngebäude: max. 50% / 1.000 € je m² / 15 Mio. €
(abhängig vom erreichter Energiestandard)
- Neubau Nichtwohngebäude: max. 12,5% / 3,75 Mio. €
(abhängig vom erreichten Energiestandard)

Weitere Informationen

- [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesfoerderung-für-effiziente-Gebäude/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesfoerderung-fuer-effiziente-Gebaeude/)

8.3 Energieeffiziente Infrastruktur

Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)

Mit der im September 2022 in Kraft getretenen Bundesförderung für effiziente Wärmenetze wurde ein einheitliches Förderinstrument zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und Abwärme sowie der Effizienzsteigerung in Wärme- und Kältenetzen geschaffen. Einem systemischen Förderansatz folgend werden sowohl die Transformation bestehender Systeme als auch der Bau neuer effizienter Netzsysteme gefördert.

Was wird gefördert?

Modul 1:

- Transformationspläne / Machbarkeitsstudien
zur Vorbereitung des Umbaus bzw. der Neuerrichtung effizienter Wärmenetze
- Fachplanung (Leistungsphasen 1-4 HOAI)

Modul 2:

- Bau neuer Netze mit hohem Anteil erneuerbarer Energien
- Transformation von Bestandsnetzen
- Inkl. Erzeugungsanlagen und Umfeldmaßnahmen (systemischer Ansatz)
- Fachplanung (Leistungsphasen 5-8 HOAI)

Modul 3:

- Einzelmaßnahmen in Bestandswärmenetzen
z.B. Solarthermieanlagen, Wärmepumpen, Biomassekessel, Wärmespeicher, Rohrleitungen, Wärmeübergabestationen

Modul 4:

- Betriebskostenzuschuss für nach Modul 2 bzw. 3 geförderte Solarthermieanlagen oder Großwärmepumpen

Wer wird gefördert?

- Unternehmen
- Wirtschaftlich tätige Kommunen, kommunale Eigenbetriebe, Unternehmen, Zweckverbände
- Eingetragene Vereine und Genossenschaften

Wie wird gefördert?

- Kostenzuschuss für Studien, Planungsleistungen...
- Investitionskostenzuschuss für Neubau / Transformation
- Betriebskostenzuschuss für Solarthermieanlagen und Großwärmepumpen

Wie hoch ist die Förderung?

- Modul 1: bis 50%, max. 2 Mio. €
- Modul 2: bis 40%
- Betriebskostenzuschuss: variabel

Weitere Informationen

- https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html

Klimaschutz-Förderrichtlinie MV (KliFÖRL MV) (Stand: Verbandsanhörung)

Bereits seit längerem stellen die Klimaschutz-Förderrichtlinien für Kommunen und Unternehmen zwei wesentliche Säulen der Klimaschutzförderung des Landes Mecklenburg-Vorpommern dar. Mit Hilfe der EFRE-Strukturfondsmittel der EU werden hier u.a. Energieeffizienzprojekte wie LED-Beleuchtungen, Biomasseheizungen, Strom- und Wärmespeicherlösungen sowie Elektromobilitätsprojekte in Unternehmen, Vereinen und Kommunen gefördert.

Derzeit befinden sich die Richtlinien im Überarbeitung. Mit einer Verfügbarkeit ist nach derzeitigem Kenntnisstand ab Anfang 2023 zu rechnen. Die nachfolgenden Ausführungen stellen den aktuellen Kenntnisstand im Rahmen der Verbandsanhörung dar.

Was wird gefördert?

- Maßnahmen zur Verringerung von THG-Emissionen um mind. 30% und Steigerung der Energieeffizienz oder Errichtung intelligenter Energiesysteme, z.B.:
- Investive Maßnahmen zur Energieeinsparung / Energieeffizienzsteigerung über den gesetzlichen Standard hinaus
- Intelligente kleinräumige Energiesysteme und lokale Netze
- Innovative Demonstrationsprojekte
- Planungsleistungen
- Machbarkeitsstudien / Vorplanungsstudien

Wer wird gefördert?

- Nicht wirtschaftlich tätige Organisationen – Programmteil „Kommunen“
- Wirtschaftlich tätige Organisationen – Programmteil „Unternehmen“

Wie wird gefördert?

- Zuschuss (Projektförderung)

Wie hoch ist die Förderung?

- Programmteil „Kommunen“: 25 – 50% (in Ausnahmen bis 80%)
- Programmteil „Kommunen“: 20 – 70%

Weitere Informationen

- <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/Im/Klima/Klimaschutz/Foerderung/>

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



8.4 Quartiersentwicklung

KfW-Programm 432: Energetische Stadtanierung

Mit dem KfW-Programm 432 „Energetische Stadtanierung“ werden Maßnahmen zum Klimaschutz und der Klimaanpassung im Quartier bezuschusst. Konkret geht es um die fundierte Vorbereitung und Umsetzung konkreter Maßnahmen in abgegrenzten Bereichen. Hierbei wird in einem ersten Modul die Erstellung eines integrierten Quartierskonzepts gefördert. In der Folge (Modul B) können Sach- und Personalkosten für einen Sanierungsmanager bezuschusst werden, dessen Aufgabe die Planung und Koordination zur Konzeptumsetzung ist.

Dieses Förderprogramm kann einen zentralen Baustein sein, um die umfangreichen Aufgaben im Bereich der Projektentwicklung und Projektsteuerung rund Sanierungs- und Energieprojekte im kommunalen Kontext zu erfüllen.

Was wird gefördert?

- Modul A: Erstellung integrierter Quartierskonzepte
- Modul B: Sanierungsmanagement

Wer wird gefördert?

- Kommunale Gebietskörperschaften und deren rechtl. unselbstständige Eigenbetriebe
- Ggf. Weitergabe an beteiligte Dritte

Wie wird gefördert?

- Kostenzuschuss für die Erstellung integrierte Konzepte (Modul A)
- Personal- und Sachkostenzuschüsse für Sanierungsmanager (Modul B)
(3 Jahre, mit Verlängerung max. 5 Jahre)

Wie hoch ist die Förderung?

- Modul A: 75%
- Modul B: 75% (max. 210.000€, mit Verlängerung max. 350.000€)

Weitere Informationen

- [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/oefentliche-Einrichtungen/Kommunen/Foerderprodukte/Energetische-Stadtanierung-Zuschuss-Kommunen-\(432\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/oefentliche-Einrichtungen/Kommunen/Foerderprodukte/Energetische-Stadtanierung-Zuschuss-Kommunen-(432)/)

9 Betreibermodelle

Für den Betrieb einer Biomassefeuerungsanlage bzw. eines Nahwärmenetzes kommen unterschiedliche Betreibermodelle in Betracht, die jeweils verschiedene Vor- und Nachteile aufweisen. Grundsätzlich kann wie folgt unterschieden werden:

9.1 Unternehmensformen

9.1.1 Kommunales Unternehmen

Gemeint sind Betriebsformen, bei denen die Gemeinde (bzw. ggf. auch das Amt o.ä.) eine 100% Beteiligung hält. Dies können beispielsweise folgende Unternehmensformen sein:

- kommunaler Eigenbetrieb
- Anstalt öffentlichen Rechts
- kommunale GmbH

Vorteile:

- Hohes Vertrauen lokaler Anschlussnehmer / Partner
- Langfristig verlässliche Planungsperspektive
- Hohe Förderquoten bei kommunalen Investitionen
- Hohe lokale Wertschöpfung

(Mögliche) Nachteile:

- Teils rechtliche Hürden (Kommunalwirtschaftsrecht, Wettbewerbsrecht...)
- In der Regel Knowhow-Aufbau erforderlich
- Investitionsbedarf seitens der Kommune

9.1.2 Gemeinschaftliche Unternehmen

Gemeint sind hier Unternehmensformen, an denen sowohl lokal agierende Unternehmen als auch Privatpersonen beteiligt sein können. Beispielsweise kommen hier folgende Unternehmensformen in Betracht:

- Bürgergenossenschaft (eG)
- GmbH
- GmbH & Co. KG
- GbR

Vorteile:

- Je nach Beteiligung hohe Identifikation der Anschlussnehmer (z.B. bei eG)
- Hohe lokale Wertschöpfung
- Überschaubarer rechtlicher Rahmen
- Verteilter Investitionsbedarf
- Ggf. Nutzung vorhandenen Knowhows (z.B. bei beteiligten Unternehmen)

(Mögliche) Nachteile:

- Teils komplizierte Gründung / Steuerung (z.B. eG)
- Langfristige Planungsperspektive muss sichergestellt werden (ggf. auch bei Ausscheiden einzelner Beteiligter)
- i.d.R. geringere Fördersätze bei wirtschaftlich tätigen Unternehmen
- Meist Knowhow-Aufbau erforderlich

9.1.3 Privatwirtschaftliches Unternehmen

Gemeint sind hier Modelle, bei denen etablierte, branchenerfahrene Unternehmen Investition und Betrieb der Anlage und somit die gesamte Wärmeversorgung übernehmen.

Vorteile:

- Kein Investitionsbedarf seitens Kommune oder lokale Akteure
- Minimaler Aufwand für die Kommune
- Umfassendes Knowhow vorhanden

(Mögliche) Nachteile:

- Teils geringes Vertrauen seitens lokaler Anschlussnehmer
- Langfristig planbare Perspektive muss vertraglich sichergestellt werden.
Ggf. müssen Betreiberwechsel organisiert werden.
- Geringere Fördersätze
- Geringe lokale Wertschöpfung

9.2 Betreibermodelle

In der Praxis sind hinsichtlich Investition, Anlagenbetrieb und Brennstoffbelieferung auch gemischte Modelle gängige Praxis. Beispielhaft hierfür können folgende Konstellationen stehen:

9.2.1 Brennstoffzukauf / Wärmeverkauf

Die Feuerungsanlage und Wärmeverteilung befindet sich in privatem bzw. kommunalem Eigentum und wird durch den Eigentümer betrieben. Der Brennstoff wird durch lokale Lieferanten (i.d.R. frei Anlage) bereitgestellt. Die erzeugte Wärme wird direkt an den Endabnehmer verkauft.

Beim Eigentümer / Betreiber sind das notwendige Knowhow sowie entsprechende personelle Ressourcen erforderlich um die Betriebsführung vollständig abwickeln zu können. Ggf. müssen Dienstleistungen extern zugekauft werden.

Bei kommunaler Investition können hohe Förderquoten erzielt werden. Durch die geringe Anzahl beteiligter Akteure können zusätzliche Kosten für entsprechende Margen minimiert werden.

9.2.2 Wärmeliefer-Contracting

Hierbei befindet sich das Wärmenetz sowie ggf. das Gebäude in der Regel im Eigentum der Kommune (oder ggf. auch eines privatwirtschaftlichen Unternehmens) und wird von dieser betrieben.

Die Wärmeerzeugungsanlage befindet sich im Eigentum einer Betreibergesellschaft aus beispielsweise lokalen Landwirtschaftsbetrieben. Diese mietet ggf. das Gebäude und verkauft Wärme an den Netzbetreiber.

Beim Betreiber der Erzeugungsanlage ist häufig bereits Knowhow zur Betriebsführung vorhanden. Des Weiteren werden kritische Schnittstellen im Bereich der Brennstoffbereitstellung und Verbrennung vermieden. Allerdings können bei Investition durch wirtschaftlich tätige Unternehmen für die Anlagentechnik die maximalen Fördersätze häufig nicht ausgeschöpft werden.

9.2.3 Betriebsführungs-Contracting

Hierbei befindet sich die gesamte Anlage inkl. Gebäude, Wärmeerzeugung und Wärmenetz in der Regel im Eigentum der Kommune (oder ggf. auch eines privatwirtschaftlichen Unternehmens).

Teile der Anlage wie die Wärmeerzeugung oder auch das Netz werden hierbei jedoch an externe Partner (Betreibergesellschaft siehe oben, regionaler Energiedienstleister...) verpachtet und durch diesen betrieben.

In dieser Konstellation können häufig die Vorteile hoher Förderquoten mit der Nutzung fundierten Knowhows verbunden werden. Im Einzelfall ist jedoch zu prüfen, ob die jeweiligen Förderprogramme dies zulassen (Zweckbindung). Allerdings entstehen unter Umständen durch die Beteiligung mehrerer Akteure zusätzliche Kosten für entsprechende Margen.

9.3 Situation vor Ort

Im Rahmen der angestellten Untersuchungen konnten grundsätzlich sowohl Potenziale als auch geeignete Abnehmerstrukturen für zentrale Versorgungslösungen auf Basis regional verfügbarer erneuerbarer Energieträger identifiziert werden. Von verschiedenen Seiten wurde vor Ort ein Interesse an der Umsetzung bzw. Nutzung entsprechender Möglichkeiten signalisiert.

Seitens der beteiligten Akteure wird jedoch auch ein Vorteil darin gesehen, für den zuverlässigen Betrieb entsprechender Anlagen auf das fundierte Knowhow erfahrener Partner zu setzen.

In Hinblick auf eine möglichst hohe Identifikation und eines Vertrauens der potenziellen Anschlussnehmer hat sich in der Vergangenheit die Beteiligung der Kommune als vorteilhaft erwiesen. Zumal auf diese Weise die für sehr günstige Wärmekosten erforderlichen Förderquoten erzielbar sind. Die Gründung einer Bürgergenossenschaft gestaltet sich dagegen der Erfahrung nach aufgrund in der Regel langer Vorlaufzeiten eher schwierig.

Für die konkrete Konstellation wäre somit ein Betriebsführungs-Contracting unter Beteiligung der Kommune, eventueller Bau- und Erschließungsträger sowie externer Partner denkbar.

10 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Die durchgeföhrten Untersuchungen haben erhebliche Potenziale zur Nutzung lokal verfügbarer erneuerbarer Energieträger bzw. zur Reduktion des Energiebedarfs in folgenden Bereichen ergeben:

- Energetische Biomassenutzung (Feuerungsanlagen) in Wärmenetzen
- Abwärmenutzung der bestehenden Biogasanlage in Wärmenetzen
- Solarthermie-Freiflächenanlagen in Wärmenetzen
- Energetische Gebäudesanierung
- Eventuell Einbindung von Stromüberschüssen in die Wärmeversorgung
- Photovoltaik-Freiflächenutzung (konkrete Vorhaben in Vorbereitung)

Als rein gebäudespezifische Maßnahmen liegen sowohl die Aufdach-Solarenergienutzung als auch die energetische Gebäudesanierung im Verantwortungsbereich der jeweiligen Gebäudeeigentümer. Die Umsetzbarkeit ist hier sehr spezifisch von der konkreten Konstellation abhängig und erfordert in jedem Fall eine fundierte Fachplanung. In diesem Zusammenhang sollten bestehende unabhängige Informations- und Beratungsangebote, vor Ort gezielt publiziert werden. Darüber hinaus kann eine Vernetzung regional tätiger Handwerks- und Dienstleistungsbetriebe hilfreich sein.

Die FernwärmeverSORGUNG auf Basis von Solarthermie, Biogas-Abwärme und energetischer Biomassenutzung kommt insbesondere im unmittelbaren Bereich der Ortslage Witzin in Betracht. In Hinblick auf die geplante Entwicklung eines grünen Gewerbegebiets sowie umfangreicher PV-Freiflächenanlagen kann der Aufbau eines multivalenten Wärmenetzes mit Saisonalspeicher eine interessante Option sein. Dies würde Perspektivisch auch die Nutzung von industrieller Abwärme und Wärmeüberschüssen aus dem Stromsektor (power-to-gas, power-to-heat) ermöglichen.

Von besonderer Bedeutung für die weitere Entwicklung wird in diesem Zusammenhang die Klärung möglicher Schnittstellen zu lokalen Akteuren (z.B. Betreiber der Biogasanlage, geplanter PV-Anlagen usw.) sein.

Um einerseits das erforderliche Vertrauen der Abnehmer und eine möglichst hohe lokale Teilhabe und Wertschöpfung sowie andererseits einen professionellen und verlässlichen Betrieb entsprechender Anlagen sicherzustellen, kommt der Wahl eines geeigneten Betreibermodells und kompetenter Partner eine entscheidende Bedeutung zu. Auch hier wird die Nutzung bestehender Netzwerke und Informationsangebote empfohlen.

Konkret können folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

10.1 Planung und Realisierung biomassebasierte Nahwärme

Für die beschriebenen Versorgungsbereiche in der Ortslage Witzin wird die Umsetzung einer netzgebundenen Wärmeversorgung empfohlen. Hierfür wurden verschiedene Konzeptansätze vorgeschlagen und verglichen.

Bei der Wahl eines präferierten Ansatzes (Einbindung von Biogas-Abwärme und / oder Solarthermie, mit oder ohne Saisonalspeicher) sollten folgende Aspekte in der Abwägung berücksichtigt werden:

- Treibhausgaseinsparung
- Wärmegestehungskosten
- Finanzierbarkeit
- Realisierbarkeit von Schnittstellen
- Flächenbedarf- und Verfügbarkeit
- Umsetzungshorizont
- Entwicklungsperspektive weiterer Projekte (PV-Freifläche, Grünes Gewerbegebiet)

Um den Projektentwicklungs-, Planungs- und Realisierungsprozess effizient und professionell zu gestalten, sollte hierbei die Unterstützung durch erfahrene und kompetente Partner genutzt werden. Hilfreich können in diesem Zusammenhang die oben genannten Netzwerke sein. Auch der Ersteller dieser Studie steht gern mit weiterer Expertise zur Verfügung.

Empfehlenswert erscheint für die konkrete Vorbereitung entsprechender Maßnahmen die nach KfW-Programm 432 zu 75% förderfähige Vorgehensweise zur Quartierssanierung. Hierbei wird in einem ersten Schritt aus dieser Machbarkeitsstudie für das konkret angestrebte Vorhaben ein sogenanntes integriertes Quartierskonzept abgeleitet. In einem zweiten Schritt können dann durch einen ebenfalls geförderten Sanierungsmanager die erforderlichen Aufgaben hinsichtlich Projektentwicklung und Koordination übernommen werden.

Zur Umsetzung der genannten Vorhaben sind unter anderem folgende Arbeitsschritte erforderlich

- Identifikation und Koordination möglicher Projektbeteiligter
- Festlegung einer Betriebsform
- Kaufmännische Planung
 - Finanzierungsplanung
 - Fördermittelakquise
 - Entwicklung eines Tarifmodells
- Technische Planung
 - Bedarfsermittlung
 - Entwurfsplanung / Umsetzungsplanung
- Genehmigungsplanung
- Vertragsgestaltung
 - Vorvereinbarungen / Absichtserklärungen
 - Anschlussverträge
 - Lieferverträge
 - Betriebsführungsverträge
 - ...
- Ausschreibung und Vergabe
- Bauausführung / Bauüberwachung
- Inbetriebnahme / Betriebsführung

Zu beachten ist hierbei, dass diese Schritte teils in einem mehrstufigen Verfahren sukzessive zu verfeinern und weiterzuentwickeln sind. Von wesentlicher Bedeutung ist dabei jeweils auch die Festlegung geeigneter Abbruchkriterien je nach Projektfortschritt.

10.2 Regionale und überregionale Vernetzung

Um konkrete Vorhaben fachlich fundiert und professionell voranzubringen ist ein intensiver Kontakt zu externen Netzwerken wie etwa dem Landeszentrum für erneuerbare Energie (LEEA MV), der Landesenergie- und Klimaschutzagentur (LEKA MV) oder der Verbraucherzentrale MV zu empfehlen. Weiterhin empfehlenswert ist die Vernetzung mit benachbarten Ämtern und Gemeinden, um zukünftige Klimaschutzaktivität gemeinsam Abzustimmen und so Ressourcen und Synergien optimal nutzen zu können. Hierbei kann insbesondere die Unterstützung des Landkreises hilfreich sein.

10.3 Lokale Vernetzung

Um möglichst frühzeitig vielfältige Akteursgruppen in anstehende Gestaltungsprozesse einzubinden, lokal verfügbare Kompetenzen und Ressourcen zu bündeln sowie Engagement und Information in der Breite der Bevölkerung zu fördern wird die Bildung eines lokalen Netzwerks von Akteuren aus verschiedenen Bereichen angeregt. Hierfür kommen beispielsweise in Betracht:

- Lokalverwaltung
- Landkreis
- Lokale Wirtschaft
- Gemeindevertreter
- Interessierte Bürger
- Externe Fachleute

Entsprechend Arbeitsgruppen haben sich in vergleichbaren Konstellationen beispielweise in folgenden Aktivitäten als sehr gutes Format bewährt:

- Regelmäßiger Informations- und Erfahrungsaustausch
- Aktivierung und Einbindung weiterer Akteure
- Vorbereitung und Durchführung von Informationsangeboten (z.B. Anlagenbesichtigungen...)
- Vorbereitung und Unterstützung konkreter Projektvorhaben

10.4 Publikation neutraler Energie- und Fördermittelberatungsangebote

Um Aktivitäten der einzelnen Einwohner und Gebäudeeigentümer im Bereich der Energieeinsparung und Nutzung erneuerbarer Energien zu unterstützen, sollten bestehende neutrale Informationsangebote zu Fördermitteln und Energieberatung vor Ort publiziert werden. Dies kann beispielsweise durch Verlinkung entsprechender Förderdatenbanken und Beratungsseiten zu Effizienz- und Klimaschutzmaßnahmen auf den Internetseiten der Gemeinde bzw. des Amtes erfolgen. Beispielhaft sind folgende relevante Ressourcen zu nennen:

- Landeszentrum für erneuerbare Energien MV (Leea)
<https://www.foerderung-leea-mv.de/>
- Landesförderinstitut MV (Förderfinder)
<https://www.lfi-mv.de/foerderfinder/>
- KfW – Förderbank des Bundes
<https://www.kfw.de/kfw.de.html>
- Förderungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
https://www.bafa.de/DE/Home/home_node.html
- Beratungsangebote der Verbraucherzentrale
<https://www.verbraucherzentrale-energieberatung.de>
<https://www.verbraucherzentrale-mv.eu>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<https://www.deutschland-machts-effizient.de>

10.5 Schaffung lokaler Beratungsangebote

Ein weiterer Schritt zur Verbesserung des Informations- und Beratungsangebots vor Ort kann die Durchführung regelmäßiger lokaler Beratungsangebote in der Gemeinde sein. Als Partner kommen hierbei ggf. die Energieberater der Verbraucherzentrale MV e.V. sowie lokale Dienstleistungs- und Handwerksbetriebe in Betracht.

11 Quelleverzeichnis

Folgende Quellen wurden bei der Erarbeitung der Machbarkeitsstudie genutzt:

- BDEW 01 BDEW/VKU/GEODE Leitfaden
Abwicklung von Standardlastprofilen Gas
Hrsg.: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.,
Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU),
GEODE – Groupeur Européen des entreprises et Organismes de Distribution d’Énergie
Berlin, 2018
- BMVBS 01 Ermittlung von spezifischen Kosten energiesparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zur EnEV 2012
Hrsg.: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)
BMVBS-Online-Publikation, Nr. 08/2012
- BNA 01 Marktstammdatenregister
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4, 53113 Bonn
Zugang via: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- BWP 01 Online-Rechner für Wärmepumpen
Bundesverband Wärmepumpe e.V.
<https://www.waermepumpe.de/normen-technik/jazrechner/>
- DENA 01 Biomethan in der Wärmewende
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a, 10115 Berlin
2018
- DWD 01 DWD Climate Data Center (CDC)
Tägliche Stationsmessungen der mittleren Lufttemperatur auf 2 m Höhe in °C - TMK_MN004
(diverse Standorte)
Deutscher Wetterdienst
CDC-Vertrieb Klima und Umwelt
Frankfurter Straße 135, 63067 Offenbach
Zugang via: <https://cdc.dwd.de/portal/>
- FNR 01 Basisdaten Bioenergie Deutschland 2019
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
- FNR 02 Leitfaden Feste Biobrennstoffe, 4. Aufl. 2014
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
- FNR 03 Handbuch zum Qualitätsmanagement von Holzhackschnitzeln, 1. Aufl. 2017
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) Godesberger Allee 142–148, 53175 Bonn,
- FNR 04 Strohheizungsanlage Gülzow - Demonstration einer Strohheizung mit Nahwärmennetz, 2013

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gützow, Hofplatz 1, 18276 Gützow-Prüzen

FNR 05	Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) OT Gützow, Hofplatz 1, 18276 Gützow-Prüzen
GEMIS	Ergebnisse aus GEMIS Version 4.95 IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien Excel-Tabelle: 2017_GEMIS-Ergebnisse-Auszug.xlsx, Datenstand: Apr. 2017
HMU 01	Lerneinheit Solarthermie - Didaktische Handreichung Hrsg.: Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz Wiesbaden und Kassel 2011
LAiV 01	WMS WebAtlas M-V (WMS MV WebAtlasDE/MV) Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin URL des WMS-Dienstes: https://www.geodaten-mv.de/dienste/webatlasde_wms/service?
LAiV 02	WMS Digitale Orthophotos M-V (WMS_MV_DOP) Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin URL des WMS-Dienstes: http://www.geodaten-mv.de/dienste/adv_dop?
LAiV 03	WFS Digitale Verwaltungsgrenzen (DVG) Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin URL des WMS-Dienstes: https://www.geodaten-mv.de/dienste/dvg_laiv_wfs?
LAiV 04	WFS Digitale Flurgrenzen (DFG) Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin URL des WMS-Dienstes: https://www.geodaten-mv.de/dienste/dfg_wfs?
LAiV 05	WMS Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem M-V (WMS_MV_ALKIS) Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin URL des WMS-Dienstes: https://www.geodaten-mv.de/dienste/alkis_wms?
LAiV 06	WMS Gebäude2D (MV 2D-Gebäude WMS) Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin URL des WMS-Dienstes: http://www.geodaten-mv.de/dienste/gebaeude_wms?
LAiV 07	Statistischer Bericht Bevölkerungsstand der Kreise, Ämter und Gemeinden in Mecklenburg-Vorpommern Stand: 30.06.2021 Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin
LAiV 09	Statistischer Bericht Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen (Fortschreibung) in Mecklenburg-Vorpommern Stand:2020 Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern

Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin

- LAIV 10 Statistischer Bericht
Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung in Mecklenburg-Vorpommern
Stand:2020
Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern
Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin
- LAND MV 01 Bau- und Planungsportal M-V
Ministerpräsidentin des Landes Mecklenburg-Vorpommern - Staatskanzlei -
Schloßstraße 2-4, D-19053 Schwerin
URL: <https://bplan.geodaten-mv.de/>
- LUNG 01 WMS Regionale Raumentwicklungsprogramme (MV RREP)
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V
Goldberger Straße 12b, 18273 Güstrow
URL des WMS-Dienstes: https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_ax_rrep_wms.php?
- LUNG 02 WMS Schutzgebiete (MV Schutzgebiete)
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V
Goldberger Straße 12b, 18273 Güstrow
URL des WMS-Dienstes: https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_a2_schutzgeb_wms.php?
- LUNG 03 WMS Biotope (MV Biotope)
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V
Goldberger Straße 12b, 18273 Güstrow
URL des WMS-Dienstes: https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_a2_biotope_wms.php?
- LUNG 04 WMS MV Erdwärmearauskunft
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V
Goldberger Straße 12b, 18273 Güstrow
URL des WMS-Dienstes: https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_a7_geothermie_erdwaerme_wms.php?
- NDR 01 Der erste Erdbeckenspeicher Deutschlands wird in SH gebaut
Meldung des NDR vom 01.09.2022
<https://www.ndr.de/nachrichten/info/Der-erste-Erdbeckenspeicher-Deutschlands-wird-in-SH-gebaut,erdbeckenspeicher100.html>
Norddeutscher Rundfunk
Anstalt des öffentlichen Rechts
Rothenbaumchaussee 132, 20149 Hamburg
- PVGIS PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM
Zugang via: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/
© European Union, 1995-2022
- RECK 01 Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik
73. Auflage
Prof. Dr. Ing. Ernst-Rudolf Schramek (Hrsg.)
© 2007 Oldenbourg Industrieverlag
- RPV WM 01 Regionales Raumentwicklungsprogramm Westmecklenburg

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



Teilforschreibung Entwurf des Kapitels 6.5 Energie
zur 2. Stufe des Beteiligungsverfahrens
Regionaler Planungsverband Westmecklenburg
c/o Amt für Raumordnung und Landesplanung Westmecklenburg
Wismarsche Straße 159, 19053 Schwerin

RPV WM 02 Regionales Energiekonzept Westmecklenburg
Regionaler Planungsverband Westmecklenburg
c/o Amt für Raumordnung und Landesplanung Westmecklenburg
Wismarsche Straße 159, 19053 Schwerin

RPV WM 03 Kleinräumige Bevölkerungsprognose
für den Regionalen Planungsverband Westmecklenburg
Gertz Gutsche Rümenapp GbR
Ruhrstraße 11, 22761 Hamburg
veröffentlicht durch den Regionalen Planungsverband Westmecklenburg
Stand: 2010

SOL 02 Solites
Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme
Meitnerstr. 8, D – 70563 Stuttgart
<https://www.scfw.de/>

WIKI 01 Übersicht zu Energiebedarf verschiedener Baustandards
<https://de.wikipedia.org/wiki/Energiestandard#Deutschland>
Abgerufen: 02/2022

WIP 01 Nachhaltige Wärmenutzung von Biogasanlagen
Dominik Rutz
© 2012, WIP Renewable Energies, München, Deutschland

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

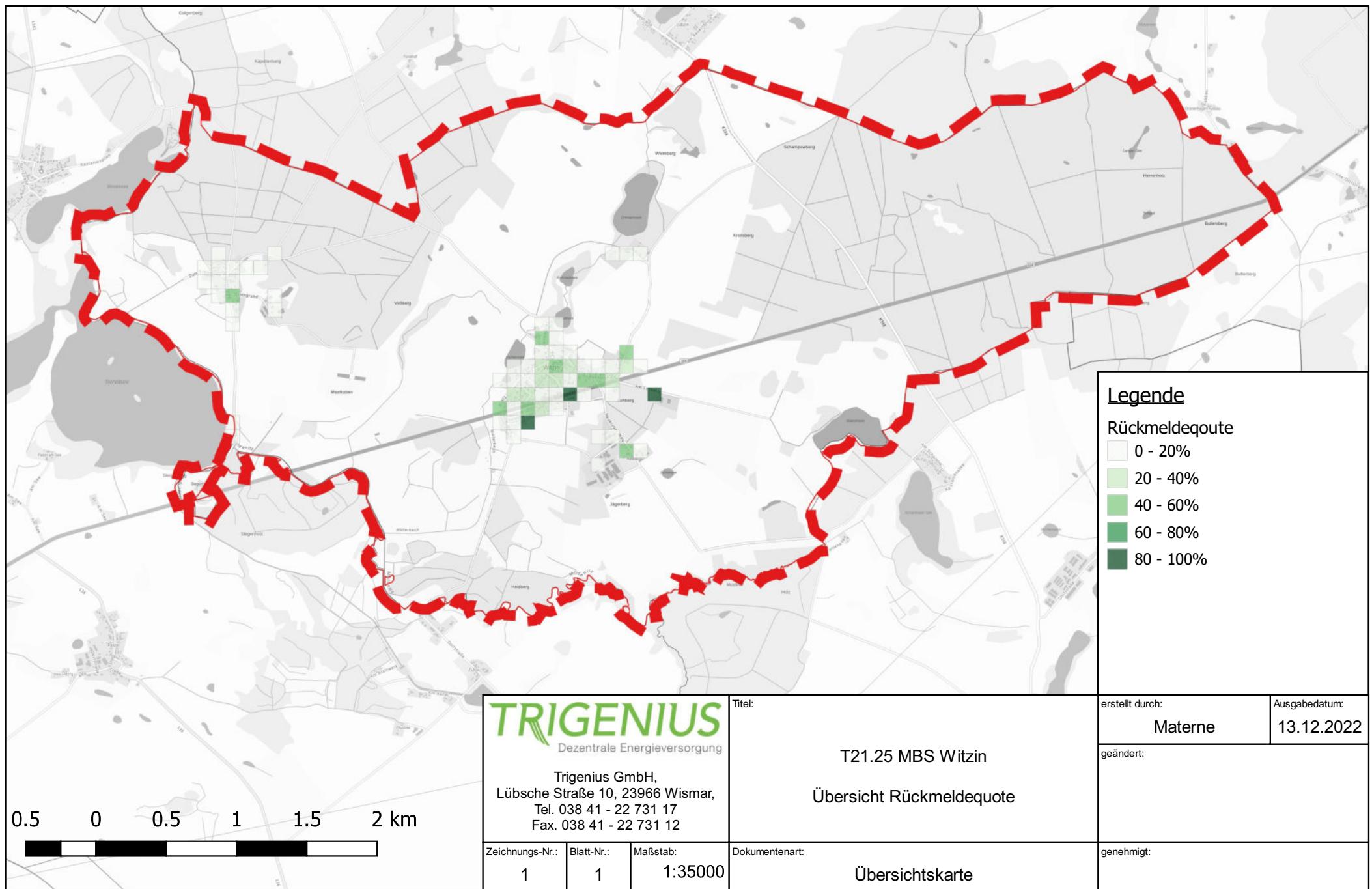
Projekt: T21.25

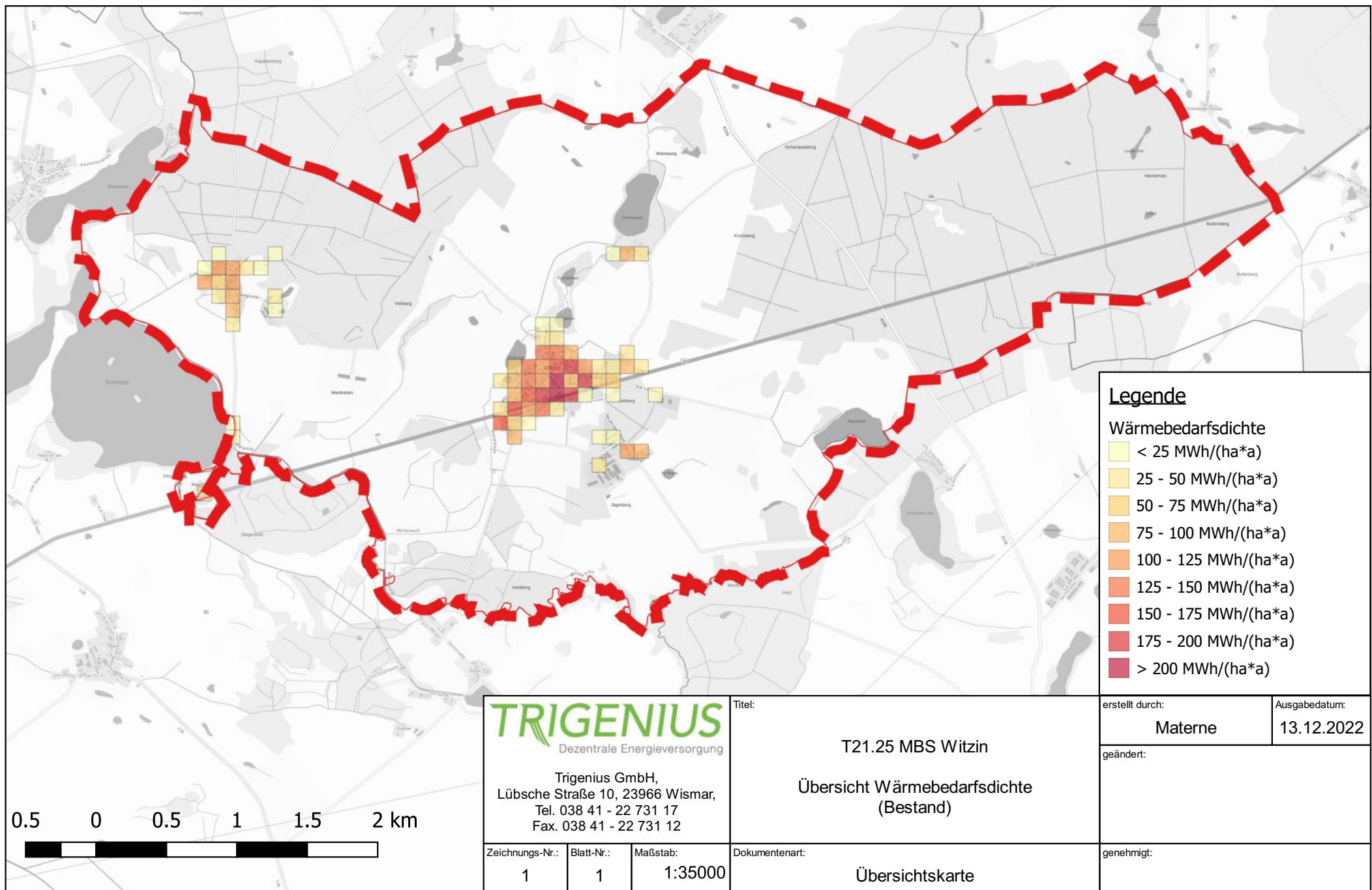
Bearbeitungsstand: 13.12.2022

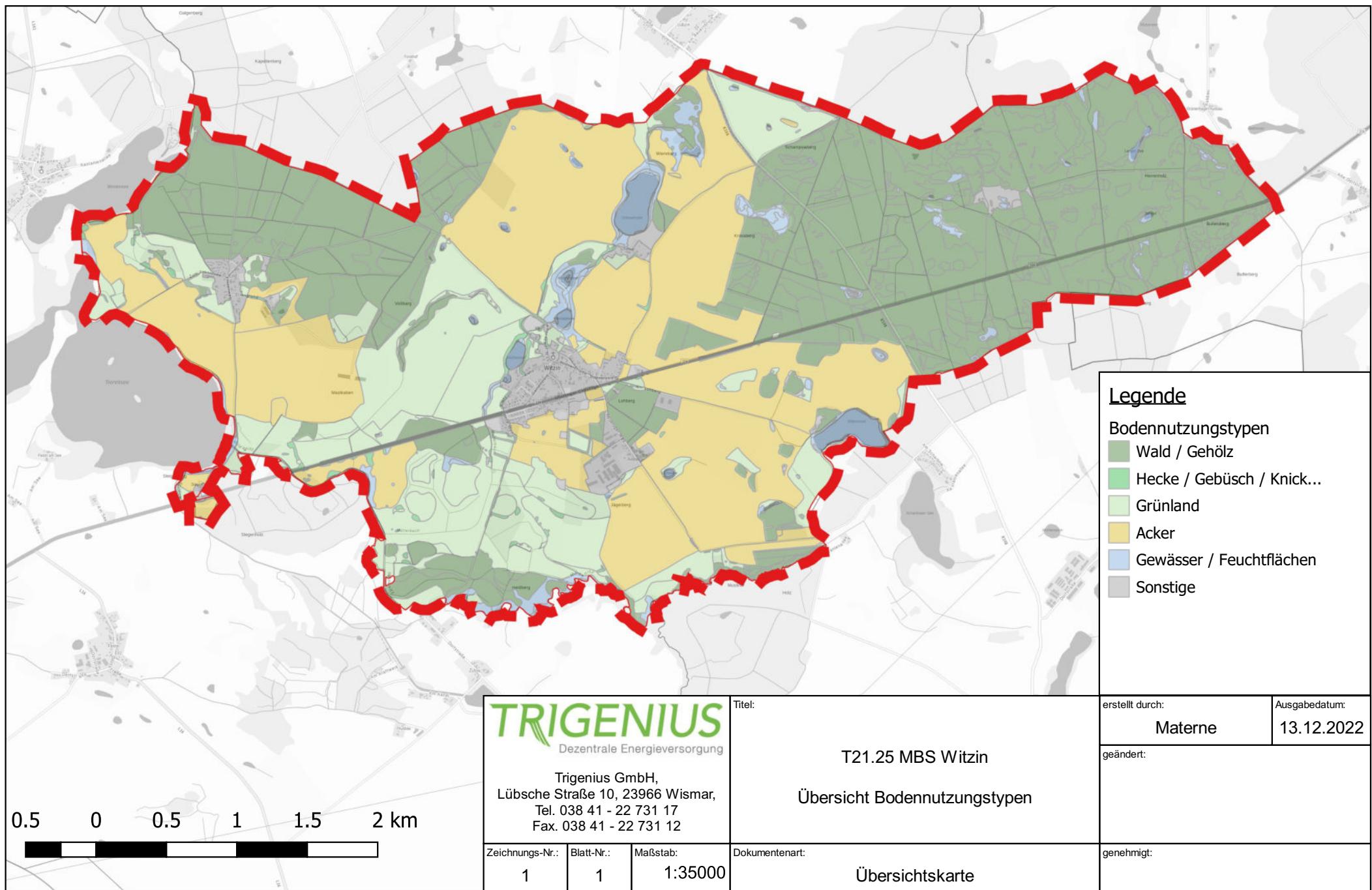


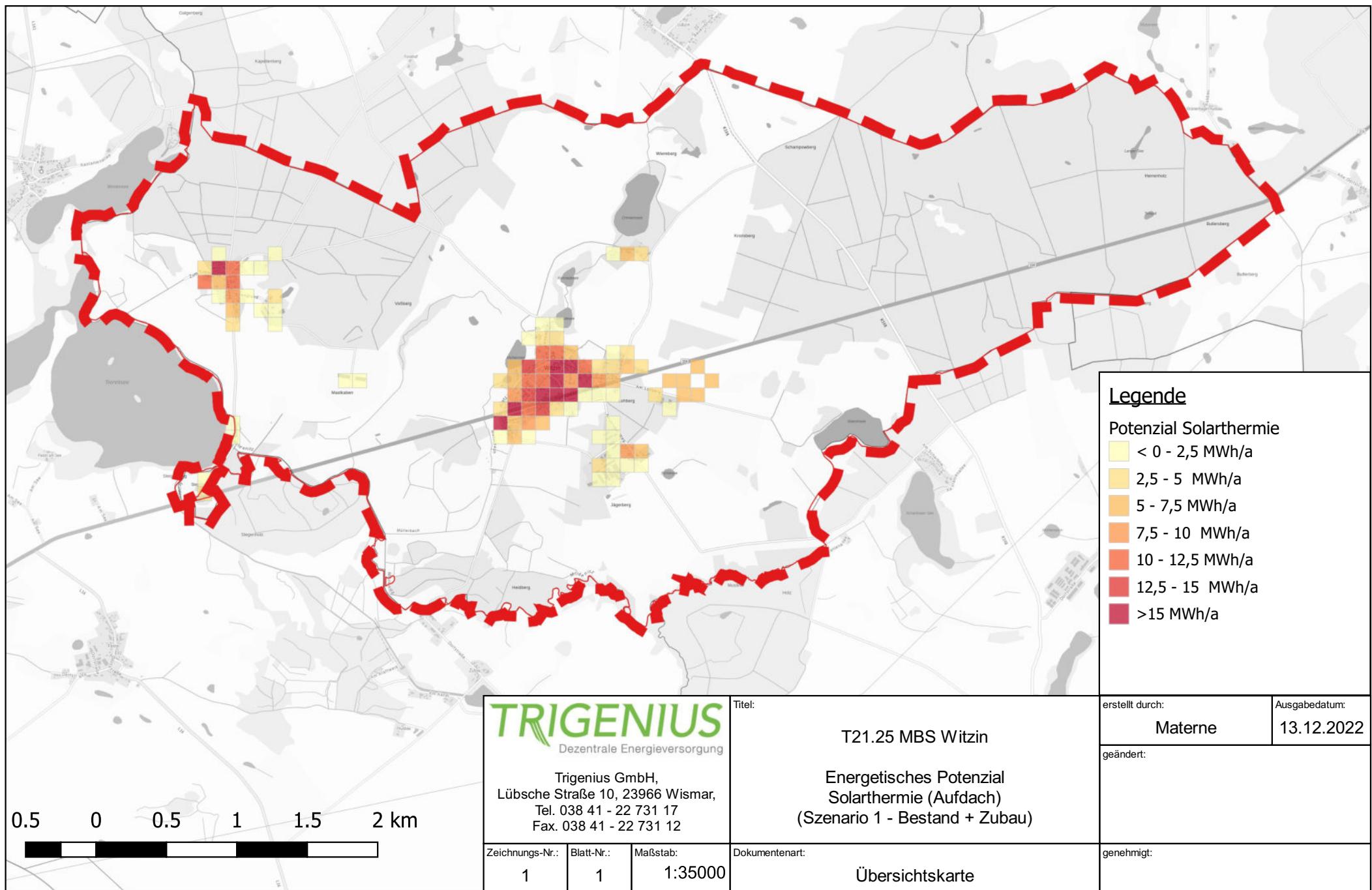
Anhang 1

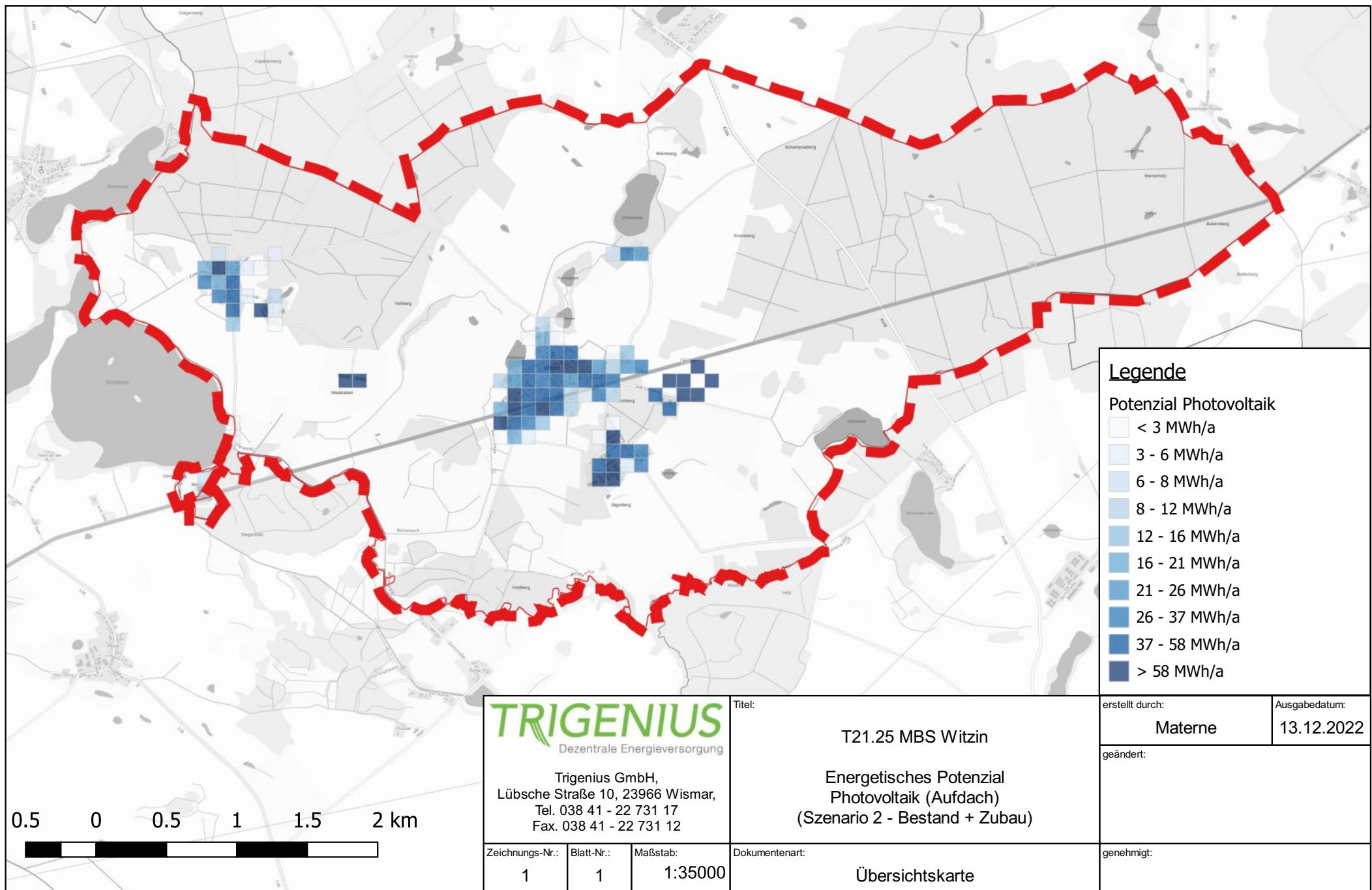
Karten

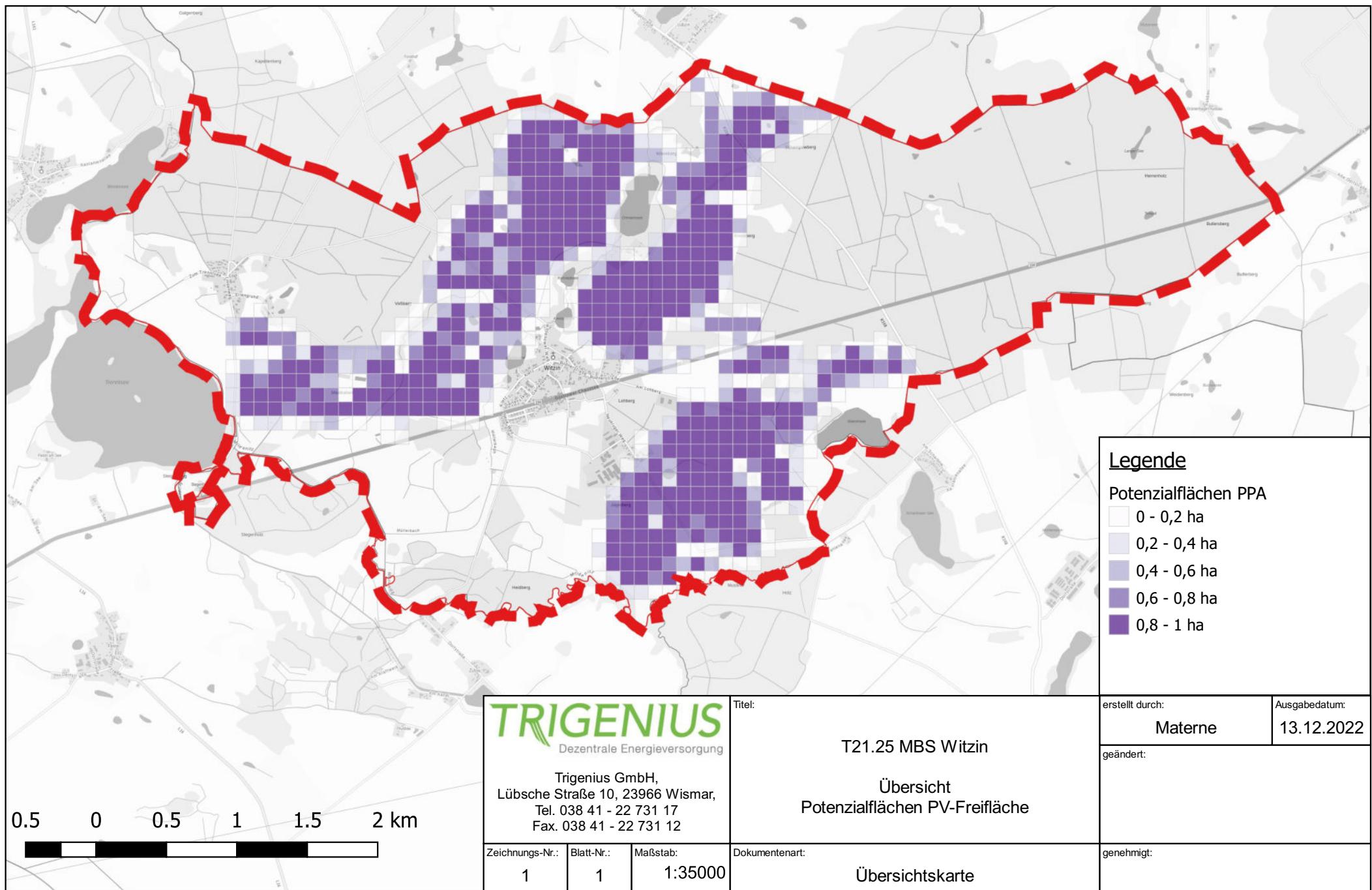


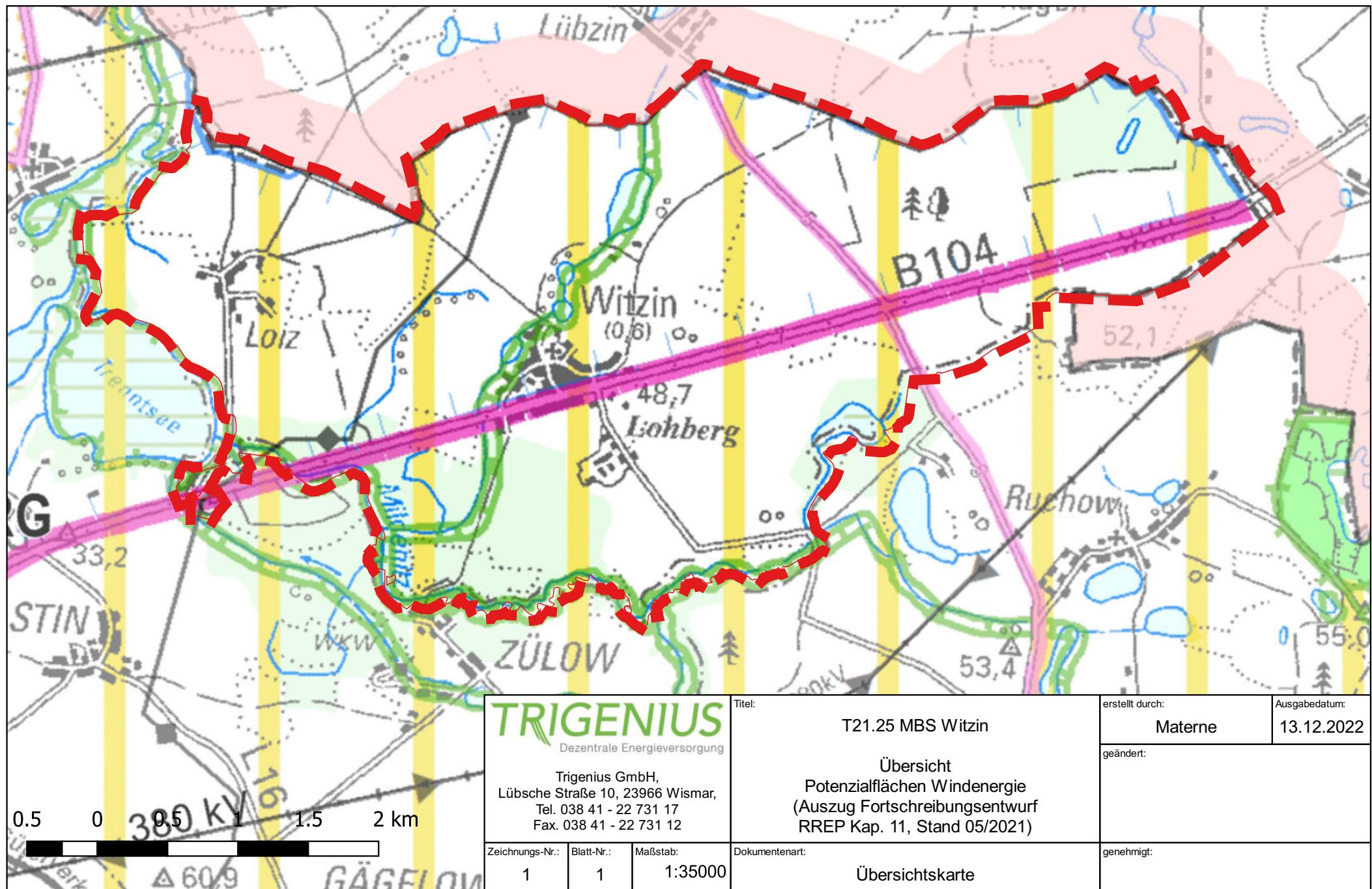


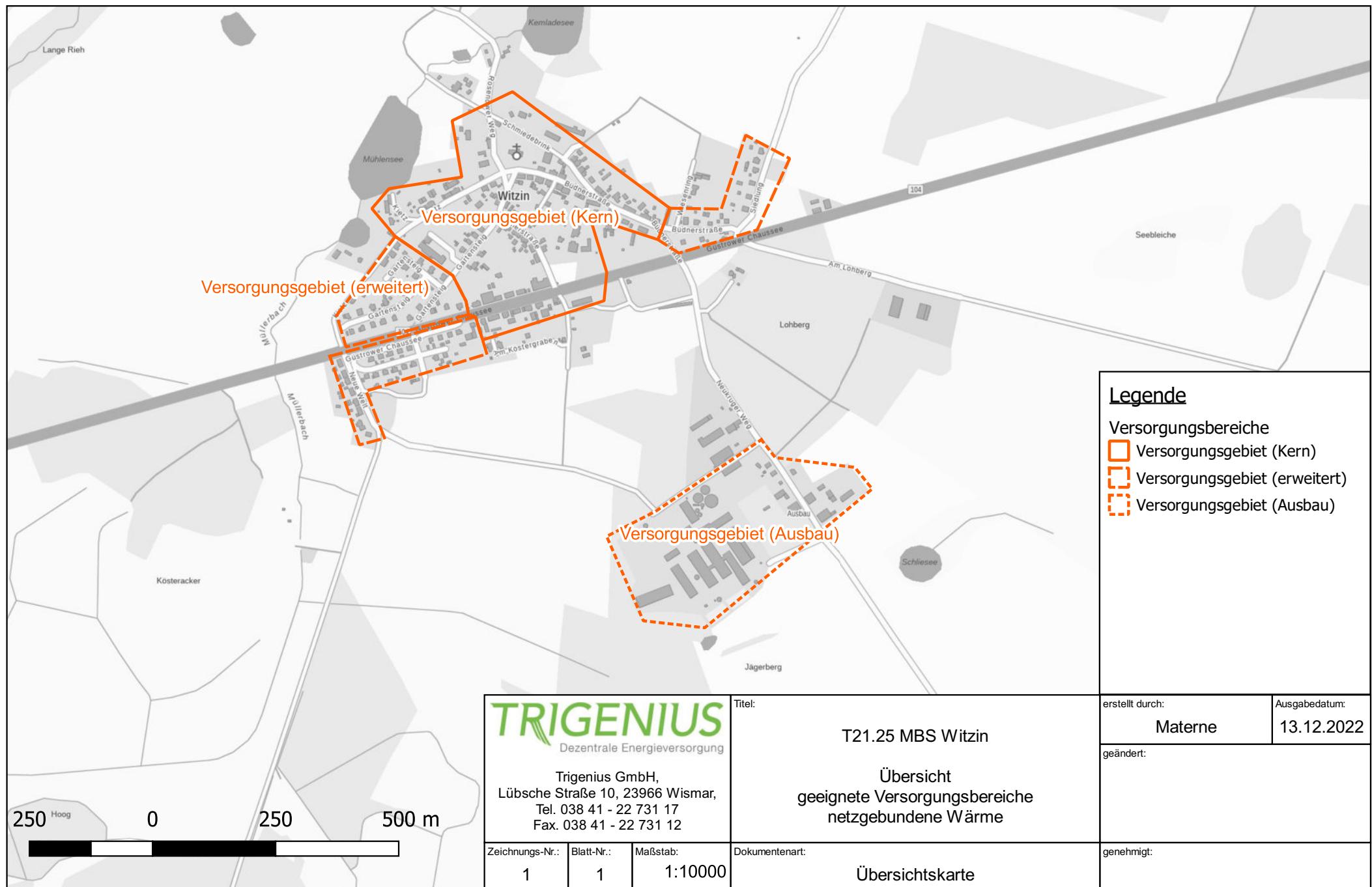


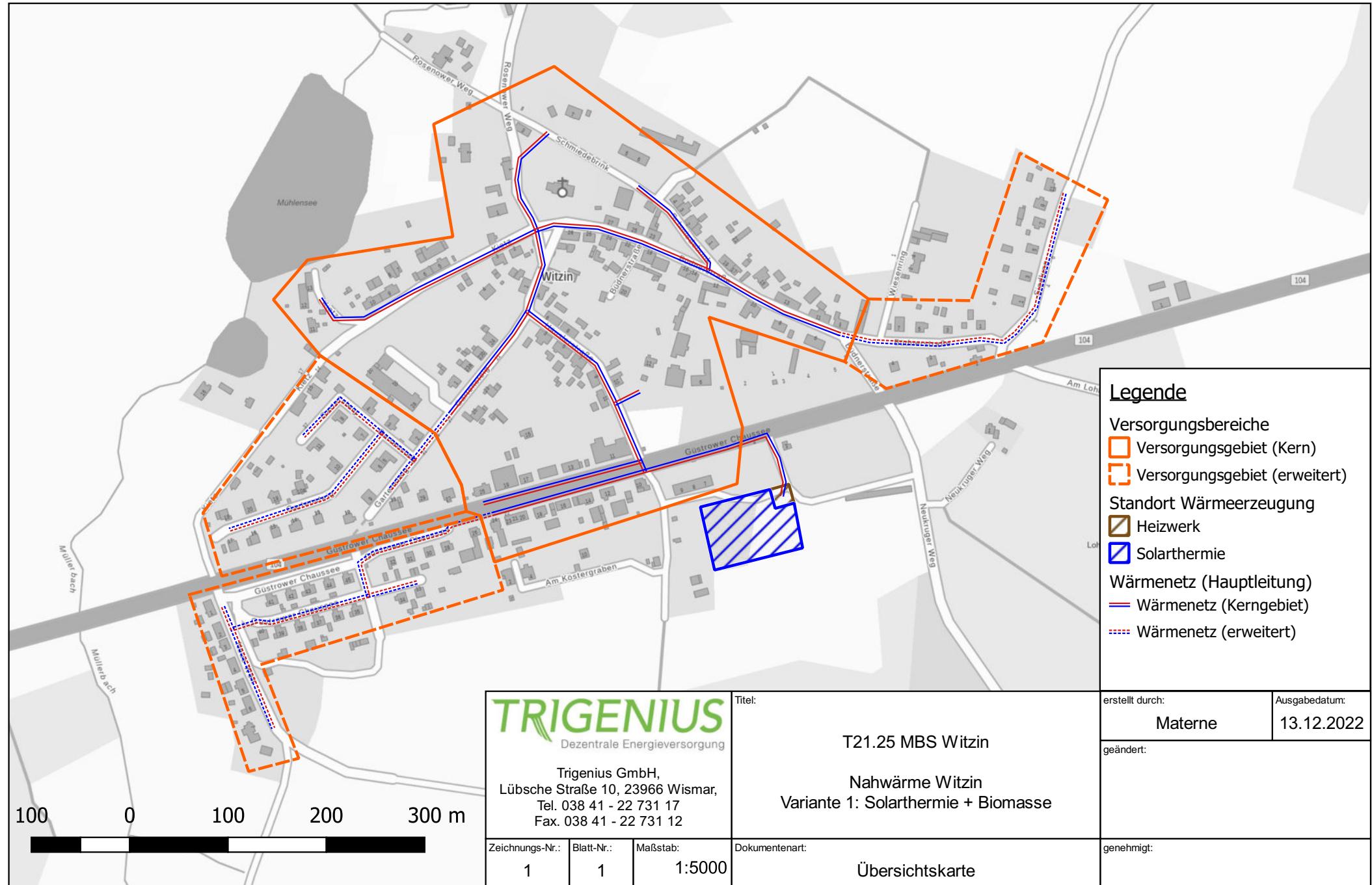


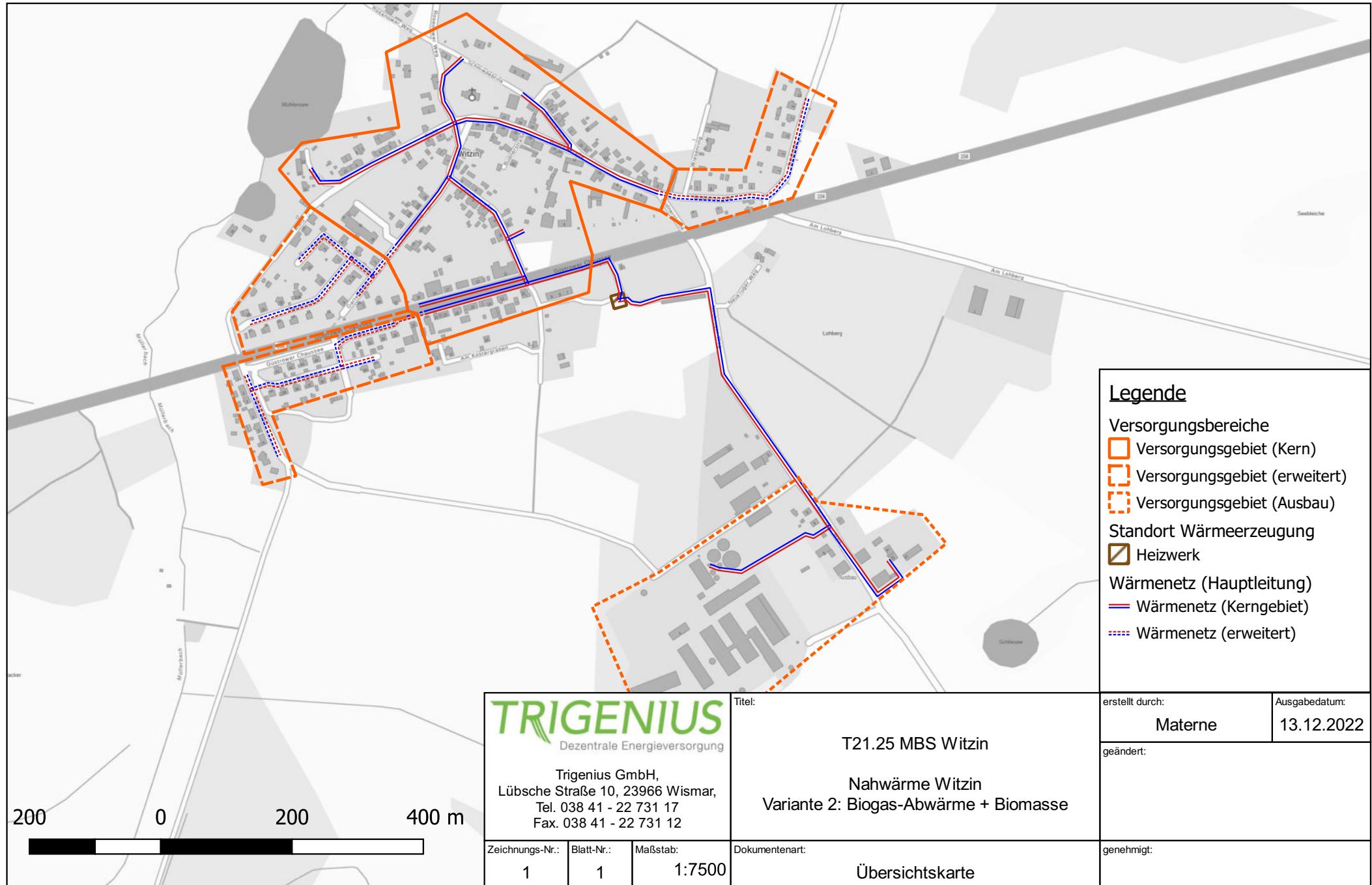


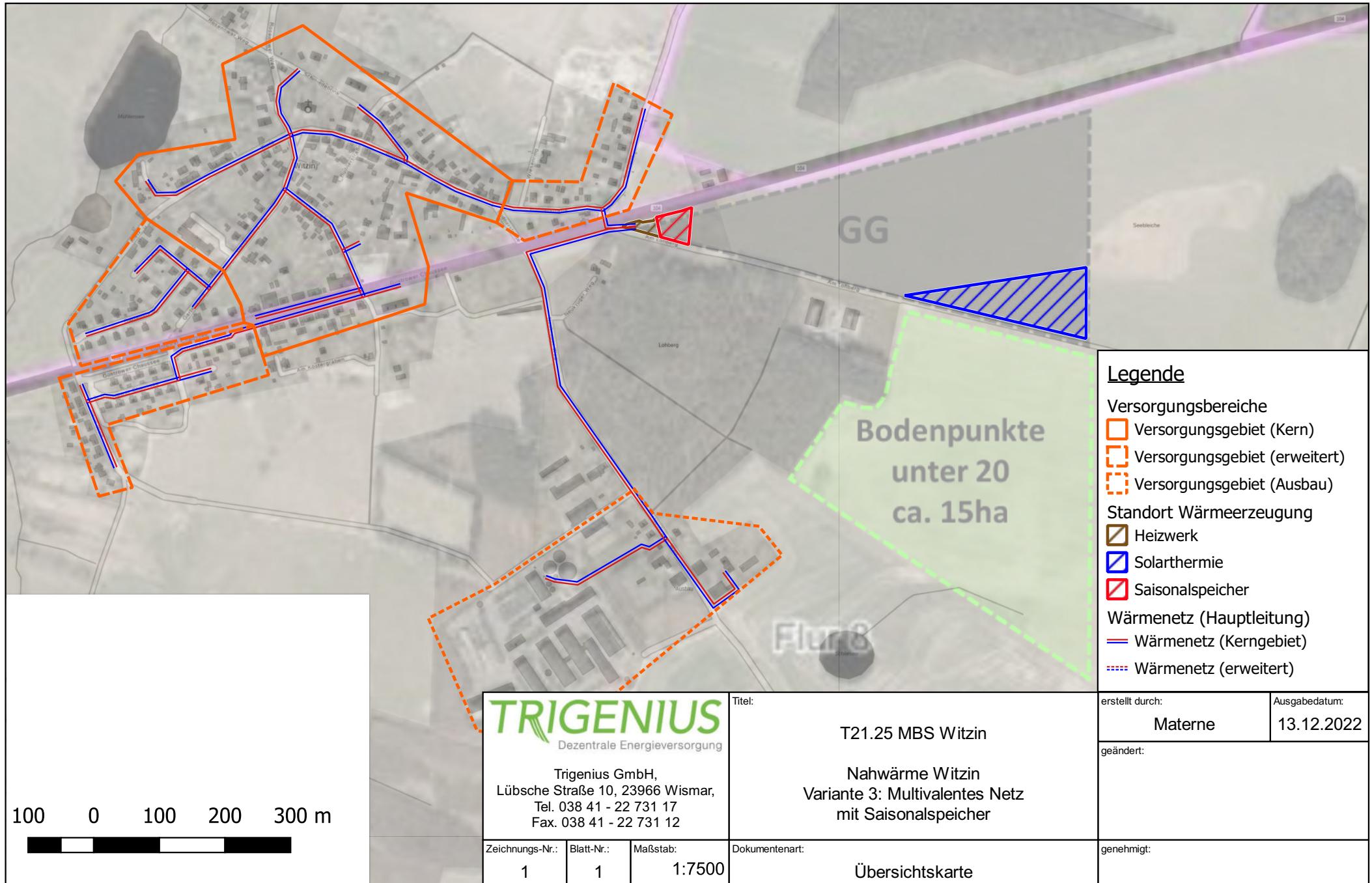












Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



Anhang 2

Fragebögen der Anwohner- und Gewerbebefragung



Liebe Bürgerinnen und Bürger der Gemeinde Witzin,

wir alle erleben derzeit einen Wandel.

Bereits seit Monaten kann wohl jeder von uns bei einem Blick auf die Strom- und Gasrechnung feststellen, dass die Preise im Moment nur eine Richtung kennen: Nämlich nach oben. Gleichzeitig zeigen die aktuellen geopolitischen Verwerfungen täglich, wie verletzlich unsere bisher sicher geglaubten Versorgungsmodelle in Wirklichkeit sind. Neben alldem macht der Klimawandel mit Trockenheit, Starkregenereignissen und ausgedehnte Waldbränden auch vor unseren Breiten nicht halt.

All diese Entwicklungen führen uns deutlich vor Augen:
Es ist höchste Zeit umzusteuern!

Auch die zum Schutz des Klimas bereits eingeleiteten und unter dem Eindruck der aktuellen Geschehnisse noch einmal forcierten politischen Weichenstellungen zeigen, dass wir vor einer **grundlegenden Umgestaltung unserer Energieversorgung** stehen.

Als Gemeinde sind wir entschlossen, die mit den notwendigen Veränderungen verbundenen **Chancen für unsere Region** bestmöglich zu nutzen. Unser Anspruch ist es, den anstehenden Wandel für alle verkraftbar zu gestalten und langfristig gestärkt daraus hervorzugehen.

Mit diesem Ziel haben wir eine Studie in Auftrag gegeben, in der Möglichkeiten für eine zukünftige Versorgung unserer Gemeinde aus regional gewonnenen, erneuerbaren Energien untersucht werden sollen. Damit wollen wir die Grundlage für eine **zukunftsfähige Energieversorgung unserer Gemeinde** legen.

Haushaltsbefragung

Machbarkeitsstudie Nachhaltige Energieversorgung

Termin: bis 11.09.2022

Rückgabe & Informationen

Trigenius GmbH

Lübsche Str. 10, 23966 Wismar

E-Mail: b.materne@trigenius-gmbh.de

Tel.: 0 38 41 / 22 731 17

Fax: 0 38 41 / 22 731 12

Fragebogen zum Ausdrucken

witzin.trigenius-gmbh.de

Online teilnehmen

www.umfrageonline.com/s/witzin



,

Gemeinsam wollen wir daran arbeiten, die stetig steigenden Energiekosten in Witzin wieder in den Griff zu bekommen und unser schwer verdientes Geld für andere Dinge als für übererteuertes, ausländisches Öl oder Gas ausgeben zu können.

Dazu benötigen wir Ihre Unterstützung!

Um den Energieverbrauch in unserer Gemeinde realistisch einschätzen zu können, haben wir den beiliegenden Fragebogen entwickelt.

Wir bitten Sie, diesen Fragebogen bis zum 11.09.2022 auszufüllen und zurückzusenden, bei Bürgermeister Hans Hüller abzugeben oder online an der Befragung teilzunehmen.

Sollten Sie **Unterstützung** benötigen, können Sie sich an die Mitarbeiter der von uns beauftragten Trigenius GmbH wenden. Diese helfen Ihnen gern weiter. Die Teilnahme ist selbstverständlich **freiwillig und unverbindlich**. Informationen zum Datenschutz finden Sie umseitig.

Bereits im Vorab bedanke ich mich für Ihre Unterstützung.

Mit freundlichen Grüßen

Ihr Hans Hüller
Bürgermeister der Gemeinde Witzin

Jede Info zählt!

Für ein möglichst aussagekräftiges Ergebnis der Studie zählt jede Information.

Sollten Sie bei der Beantwortung unsicher sein, nutzen Sie bitte auch die **beigefügten Erläuterungen**. Zögern Sie bei Bedarf auch nicht, das **Bearbeiter-Team** der Trigenius zu kontaktieren (Kontakt umseitig). Wir helfen Ihnen gerne weiter.

Wenn Sie dennoch einzelne Fragen nicht beantworten können, **überspringen** Sie diese bitte einfach.

Denn: Jede Info zählt!

Rückgabe der Fragebögen

Die Fragebögen bitte bis **Sonntag, 11.09.2022** zurückgeben!

Postalisch oder per E-Mail:

Trigenius GmbH, Lübsche Str. 10, 23966 Wismar, b.materne@trigenius-gmbh.de

Persönlich oder Briefkasteneinwurf:

Bürgermeister Hans Hüller, Güstrower Chaussee 16, 19406 Witzin

Gedruckt auf 100% Recycling-Papier

Informationen zur Freiwilligkeit und zum Datenschutz

Die Teilnahme an der Befragung ist freiwillig und begründet keinerlei weitere Verbindlichkeiten oder Verpflichtungen.

Zweck der Befragung: Erstellung einer Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung

Information zu Betroffenenrechten: Auf Ihre Rechte zu Auskunft, Berichtigung, Löschung, Einschränkung der Verarbeitung, Datenübertragbarkeit und Widerspruch bezüglich aller Ihrer verarbeiteten personenbezogenen Daten weisen wir Sie an dieser Stelle ausdrücklich hin. Rechtsgrundlagen hierfür sind die Art. 15 bis 21 DS-GVO. Beruht die Verarbeitung personenbezogener Daten auf Ihrer Einwilligung, können Sie diese jederzeit mit Wirkung für die Zukunft widerrufen. Sie haben das Recht, Beschwerden beim Landesbeauftragten für Datenschutz und Informationsfreiheit Mecklenburg-Vorpommern zu erheben: Postanschrift: Schloss Schwerin, Lennéstraße 1, 19053 Schwerin, Tel.: 0385 / 59494-0 oder E-Mail: info@datenschutz-mv.de.

Verbleib und Aufbewahrung der Daten: Die erhobenen Daten werden vertraulich und ausschließlich zum genannten Zweck verwendet. Die Befragung erfolgt durch die Gemeinde Witzin. Mit der Auswertung der gesammelten Daten ist durch die Gemeinde Witzin die Trigenius GmbH, Lübsche Str. 10, 23966 Wismar, betraut. Der Datenschutz wird in allen Arbeitsschritten durch geeignete technische und organisatorische Maßnahmen sichergestellt. Die Daten werden nur so lange aufbewahrt, wie dies zur Erstellung der Machbarkeitsstudie sowie zur ggf. erforderlichen Nachweisführung gegenüber Dritten (z.B. Fördermittelgeber) erforderlich ist. Anschließend werden sie vollständig gelöscht / vernichtet. Dieser Zeitraum beträgt maximal 10 Jahre.

Einwilligung in die Datenverarbeitung nach Art. 6 Abs. 1 Buchstabe a) in Verbindung mit Art. 7 DSGVO: Der Teilnehmer stimmt der Datenverarbeitung bei der Umfrage ausdrücklich zu, indem er den ausgefüllten Fragebogen abgibt / zusendet bzw. an der Online-Befragung teilnimmt.



Gemeinde Witzin

im Amt Sternberger Seenlandschaft

Haushaltsbefragung zur Energiebedarfsermittlung

im Rahmen der Machbarkeitsstudie „Nachhaltige Wärmeversorgung“

(Ausfüllhilfe mit Muster-Fragebogen unter witzin.trigenius-gmbh.de)

1. Gebäudeanschrift

1.1	PLZ, Ort	
1.2	Straße, Hausnummer	
1.3	Ggf. Adresszusatz	⇒ z.B. Nebengebäude...

2. Interessenlagen

2.1	Ich bin an der Nutzung von erneuerbaren Energien im Haushalt:	<input type="checkbox"/> interessiert <input type="checkbox"/> nicht interessiert <input type="checkbox"/> interessiert, unter folgenden Bedingungen:	
-----	---	---	--

3. Gebäude und Nutzung

3.1	Gebäudetyp:	⇒ z.B. Einfamilien-, Doppel-, Reihenhaus...
3.2	Die Angaben beziehen sich auf:	<input type="checkbox"/> das gesamte Gebäude <input type="checkbox"/> den von mir genutzten Gebäudeteil	⇒ z.B. Mietwohnung...
3.3	Wohn- / Nutzfläche: m ² davon beheizt m ²	⇒ beheizbare Bereiche
3.4	Etagen:	⇒ beheizbare Bereiche
3.5	Baujahr:	
3.6	Dämmmaßnahmen:	<input type="checkbox"/> Fenster: <input type="checkbox"/> Fassade: <input type="checkbox"/> Dach: <input type="checkbox"/> Sonstiges:	⇒ Bitte Art, Umfang und Jahr der Maßnahmen angeben.
3.7	Nutzungsart:	⇒ z.B. Wohnen, Gewerbe, Büro...
3.8	Bewohner / Nutzer: Personen	
3.9	Besonderheiten:	⇒ z.B. Saisonale Nutzung, Leerstand...

Für Rückfragen stehen Ihnen die folgenden Ansprechpartner gern zur Verfügung:

Bearbeiter Trigenius GmbH: Herr Materne, E-Mail: b.materne@trigenius-gmbh.de Tel: 0 384 1 – 22 731 17,

Alle Angaben sind freiwillig und werden vertraulich behandelt.



Gemeinde Witzin

im Amt Sternberger Seenlandschaft

4. Heizung und Warmwasser

4.1	Wärmeerzeugung: (Heizkessel, Therme...)	Energieträger: <input type="checkbox"/> Heizöl <input type="checkbox"/> Holz <input type="checkbox"/> Erdgas <input type="checkbox"/> Strom <input type="checkbox"/> Flüssiggas <input type="checkbox"/> Sonstiges: Nennleistung(en): kW Baujahr(e):	⇒ Bei mehreren Wärmeerzeugern, bitte jeden einzeln, ggf. auf einem extra Blatt, aufführen. ⇒ z.B. laut Typenschild ⇒ z.B. laut Typenschild
4.2	Wärmeverteilung:	<input type="checkbox"/> Gebäudezentralheizung <input type="checkbox"/> Etagenheizung <input type="checkbox"/> Einzelraumheizung	
4.3	Wärmeabgabe:	<input type="checkbox"/> Fußboden- / Flächenheizung: % <input type="checkbox"/> Heizkörper: % <input type="checkbox"/> Sonstiges: %	⇒ Bitte ungefähre Aufteilung nach Nutzfläche angeben.
4.4	Nachtbetrieb:	<input type="checkbox"/> normale <input type="checkbox"/> reduzierte <input type="checkbox"/> keine Beheizung	
4.5	Kamine, Kaminöfen...	<input type="checkbox"/> gelegentlich betrieben: Stück <input type="checkbox"/> regelmäßig Betrieben: Stück	
4.6	Warmwasserbereitung:	<input type="checkbox"/> zentral, durch beschriebenen Wärmeerzeuger <input type="checkbox"/> zentral, durch ein separates Heizgerät <input type="checkbox"/> dezentral (z.B. Boiler, Durchlauferhitzer...)	
4.7	Zentrale Lüftungsanlage:	<input type="checkbox"/> nicht vorhanden <input type="checkbox"/> vorhanden	⇒ nicht gemeint sind WC-Lüfter, Dunstabzugsshauben...

5. Energieverbrauch

5.1	Brennstoffverbrauch:	<input type="checkbox"/> 2019: <input type="checkbox"/> 2020: <input type="checkbox"/> 2021: <input type="checkbox"/> durchschnittlich pro Jahr:	⇒ Bei mehreren Energieträgen (siehe 4.1), bitte einzeln aufführen! ⇒ Bitte Einheit angeben (z.B. kWh, l, m³/kg) ⇒ Laut Abrechnung
5.2	Zusätzlich Holz für Kaminöfen...	durchschnittlich pro Jahr:	⇒ Bitte Einheit angeben (z.B. kg, fm, rm)
5.3	Stromverbrauch:	durchschnittlich pro Jahr: kWh	⇒ Laut Abrechnung

6. Solarenergienutzung

6.1	Solarthermieranlage: (Solarwärme)	<input type="checkbox"/> nicht vorhanden <input type="checkbox"/> vorhanden, zur Warmwasserbereitung <input type="checkbox"/> vorhanden, zur Heizungsunterstützung	
6.2	Photovoltaikanlage: (Solarstrom)	<input type="checkbox"/> nicht vorhanden <input type="checkbox"/> vorhanden Nennleistung: kWp Baujahr:	



Gewerbebefragung zur Energiebedarfsermittlung

im Rahmen der Machbarkeitsstudie „Nachhaltige Wärmeversorgung“

1. Grunddaten zum Unternehmen

1.1	Firmenname	
1.2	Ansprechpartner / Kontakt	
1.3	Anschrift Unternehmensstandort(e)	
1.4	Branche	
1.5	Kurze Tätigkeitsbeschreibung	
1.6	Unternehmensgröße	Aussagekräftige Kenngrößen, z.B. Arbeitsplätze, Verkaufsfläche, Produktionsmenge, Bettenzahl...

2. Wärmeversorgung

2.1	Wärme wird im Unternehmen zu folgenden Zwecken genutzt:	<input type="checkbox"/> Heizung <input type="checkbox"/> Warmwasser <input type="checkbox"/> Prozesswärme ggf. Temperaturniveau: °C	
2.2	Folgende(r) Energieträger wird / werden zur Wärmeversorgung genutzt:	<input type="checkbox"/> Erdgas: <input type="checkbox"/> Flüssiggas: <input type="checkbox"/> Heizöl: <input type="checkbox"/> Holz: <input type="checkbox"/> Strom: <input type="checkbox"/> Sonstiges:	Bitte jeweils den mittleren Jahresverbrauch sowie die entsprechende Einheit angeben! (z.B. kWh, t, m³, ...)
2.3	Angaben zum Wärmeerzeuger (Heizkessel...)	Bezeichnung: Baujahr: Leistung:	Bei mehreren Anlagen, bitte einzeln aufführen. (Beilblatt)



Gemeinde Witzin

im Amt Sternberger Seenlandschaft

3. Kälteversorgung

3.1	Kälte wird im Unternehmen zu folgenden Zwecken genutzt:	<input type="checkbox"/> Klimatisierung <input type="checkbox"/> Kühlräume / Kühl Lager ... ggf. Temperaturniveau: °C <input type="checkbox"/> Prozesskälte ggf. Temperaturniveau: °C	
3.2	Folgende(s) Verfahren wird / werden zur Kälteerzeugung eingesetzt:	<input type="checkbox"/> Kompressionskältemaschine <input type="checkbox"/> Sorptionskältemaschine <input type="checkbox"/> Sonstiges:	
3.3	Folgende(r) Energieträger wird / werden zur Kälteversorgung genutzt:	<input type="checkbox"/> Strom: kWh <input type="checkbox"/> Erdgas: kWh <input type="checkbox"/> Sonstiges:	<i>Bitte jeweils den mittleren Jahresverbrauch angeben!</i>
3.4	Angaben zum Kälteerzeuger (Heizkessel...)	Bezeichnung: Baujahr: Leistung:	<i>Bei mehreren Anlagen, bitte einzeln aufführen. (Beiblatt)</i>

4. Stromversorgung

4.1	Mittlerer jährlicher Stromverbrauch kWh	<i>Ggf. inkl. selbst erzeugten Stroms und Strom für Wärme und Kälte</i>
4.2	Gibt es Anlagen zur Stromproduktion am Standort?	Art (KWK, PV...): Baujahr: Elektr. Leistung: kW Jährliche Stromproduktion: - Gesamt: kWh - davon Eigenverbrauch: kWh - davon Netzeinspeisung: kWh	<i>Bei mehreren Anlagen, bitte einzeln aufführen. (Beiblatt)</i>

5. Überschüsse und Potenziale

5.1	Bestehen bisher ungenutzte Wärme-überschüsse?	Wärmequelle: Temperaturniveau: °C Wärmeleistung: kW Jährl. Wärmemenge: kWh	<i>z.B. Abwärme aus Prozessen bzw. KWK... Bei mehreren Anlagen, bitte einzeln aufführen. (Beiblatt)</i>
5.2	Fallen bisher ungenutzte, energetisch nutzbare Reststoffe an?	Art: Menge:	<i>z.B. Holz... Bitte ggf. ergänzen! (Beiblatt)</i>
5.3	Sind ggf. für eine Solarenergienutzung infrage kommende Flächen vorhanden?	<input type="checkbox"/> auf / an Gebäuden: m² <input type="checkbox"/> Freiflächen: ha	<i>Bitte jeweils ungefähre Größe angeben!</i>



Gemeinde Witzin

im Amt Sternberger Seenlandschaft

6. Interessenlage

7.1	Wo liegen Ihre Interessen-schwerpunkte?	<input type="checkbox"/> Alternativen im Bereich der Wärmeversorgung <input type="checkbox"/> Alternativen im Bereich der Stromversorgung <input type="checkbox"/> Installation eigener Versorgungsanlagen (PV, KWK...) <input type="checkbox"/> Nutzung energetischer Überschüsse (Wärme, Strom, Reststoffe) <input type="checkbox"/> Elektromobilität	
-----	---	---	--

Kontakt und Abgabe

Die Abgabe ist postalisch oder per E-Mail an die Trigenius GmbH möglich.
Hier stehen wir Ihnen auch gerne für Rückfragen zur Verfügung.

TRIGENIUS GmbH

Lübsche Str. 10, 23966 Wismar

Tel: 03841 / 22731 19

E-Mail: m.neben@trigenius-gmbh.de

Informationen zur Freiwilligkeit und zum Datenschutz

Die Teilnahme an der Befragung ist freiwillig und begründet keinerlei weitere Verbindlichkeiten oder Verpflichtungen.

Zweck der Befragung: Erstellung einer Machbarkeitsstudie

Information zu Betroffenenrechten: Auf Ihre Rechte zu Auskunft, Berichtigung, Löschung, Einschränkung der Verarbeitung, Datenübertragbarkeit und Widerspruch bezüglich aller Ihrer verarbeiteten personenbezogenen Daten weisen wir Sie an dieser Stelle ausdrücklich hin. Rechtsgrundlagen hierfür sind die Art. 15 bis 21 DS-GVO. Beruht die Verarbeitung personenbezogener Daten auf Ihrer Einwilligung, können Sie diese jederzeit mit Wirkung für die Zukunft widerrufen. Sie haben das Recht, Beschwerden beim Landesbeauftragten für Datenschutz und Informationsfreiheit Mecklenburg-Vorpommern zu erheben: Postanschrift: Schloss Schwerin, Lennéstraße 1, 19053 Schwerin, Tel.: 0385 / 59494-0 oder E-Mail: info@datenschutz-mv.de.

Verbleib und Aufbewahrung der Daten: Die erhobenen Daten werden vertraulich und ausschließlich zum Zweck der Erstellung des Machbarkeitsstudie verwendet. Hiermit ist durch die Gemeinde Witzin die Trigenius GmbH beauftragt. Der Datenschutz wird in allen Arbeitsschritten durch geeignete technische und organisatorische Maßnahmen sichergestellt. Die Daten werden nur so lange aufbewahrt, wie dies zur Erstellung der Studie sowie zur ggf. erforderlichen Nachweisführung gegenüber Dritten (z.B. Fördermittelgeber) erforderlich ist. Anschließend werden sie vollständig gelöscht / vernichtet. Dieser Zeitraum beträgt maximal 10 Jahre.

Einwilligung in die Datenverarbeitung nach Art. 6 Abs. 1 Buchstabe a) in Verbindung mit Art. 7 DSGVO:
Der Teilnehmer stimmt der Datenverarbeitung bei der Umfrage ausdrücklich zu, indem er den ausgefüllten Fragebogen abgibt / zusendet.

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



Anhang 3

Energetisches Biomaseopotenzial

Energetisches Biomassepotenzial

Waldrestholz (WRH)			
Endenergiepotenzial (theoretisch)			
Fläche	798,4 ha	Wald	LUNG 01
Spez. Ertrag	1,9 t/(ha*a)	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Mittl. Heizwert	9,4 MJ/kg	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (Aufkommen)	1.508,1 t/a	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	
	3.940,7 MWh/a	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	

Endenergiepotenzial (nutzbar)

Nutzungseinschränkung	11,2%	Wald in FFH / NSG	LUNG 02
Bereitstellungsverluste	5%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	10%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	13,3 MJ/kg	WRH w=30%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	736,1 t/a	WRH w=30%, umgerechnet aus w=15%	
	2.714,8 MWh/a	WRH w=30%, umgerechnet aus w=15%	

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch	1.050,7 MWh/a	in Privathaushalte lt. Energie- und Anwohnerbefragung	
JNG Umwandlung	80%	Treibhausgasbilanz, überwiegend typ. Betriebswert	
Wärme (genutzt)	840,5 MWh/a	Einzelfeuerung, Kaminöfen...	
	15,0%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 1. inkl. IST)

JNG Umwandlung	85%	FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	2.085,3 MWh/a	Wärme frei Abnehmer
	37,1%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Hilfenergiebedarf	35,4 MWh/a	Strom

Nutzenergiepotenzial (Szen. 2, inkl. IST)

JNG Biomassekessel	88%	FNR 02
η_{el} Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto FNR 02
η_{therm} Turbogenerator	80%	Bsp. ORC FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%	typ. Betriebswert
Hilfenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	1.871,5 MWh/a	Wärme frei Abnehmer
	33,3%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Strom (nutzbar)	219,7 MWh/a	Strom ab HKW
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"
Hilfenergiebedarf	29,3 MWh/a	Strom

Energetisches Biomassepotenzial

Landschaftspflegeholz (LPH)			
Endenergiopotenzial (theoretisch)			
Fläche	12,1 ha	Hecken, Knicks	LUNG 01
Spez. Ertrag	16,7 t/(ha*a)	LPH w=40%, abgeleitet	nach BWS 01
Mittl. Heizwert	11,6 MJ/kg	LPH w=40%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (Aufkommen)	201,7 t/a	LPH w=40%, umgerechnet aus w=15%	
	649,2 MWh/a		

Endenergiopotenzial (nutzbar)

Nutzungseinschränkung	1,7%		
Bereitstellungsverluste	5%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	10%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	13,1 MJ/kg	LPH w=30%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	145,3 t/a	LPH w=30%, umgerechnet aus w=15%	
	529,2 MWh/a	LPH w=30%, umgerechnet aus w=15%	

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch	0,0 MWh/a	Angabe Betrieb
JNG Umwandlung	80%	typ. Betriebswert
Wärme (genutzt)	0,0 MWh/a 0,0%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"

Nutzenergiopotenzial (Szen. 1. inkl. IS

JNG Umwandlung	85%	FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	395,8 MWh/a 7,0%	Wärme frei Abnehmer bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Hilfenergiebedarf	11,2 MWh/a	Strom

Nutzenergiopotenzial (Szen. 2, inkl. IS

JNG Biomassekessel	88%	FNR 02
η_{el} Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto FNR 02
η_{therm} Turbogenerator	80%	Bsp. ORC FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%	typ. Betriebswert
Hilfenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	327,8 MWh/a 5,8%	Wärme frei Abnehmer bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Strom (nutzbar)	69,9 MWh/a	Strom ab HKW bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"
Hilfenergiebedarf	9,3 MWh/a	Strom

Energetisches Biomassepotenzial

Getreidestroh (STROH)			
Endenergiepotenzial (theoretisch)			
Fläche	584,7 ha	38% d. Ackerfläche (Weizenanbau NWM)	LUNG 01, FNR 03, LAiV 01
Spez. Ertrag	6,0 t/(ha*a)	STROH w=15%	FNR 01,02
Mittl. Heizwert	14,3 MJ/kg	STROH w=15%	FNR 01,02
Biomasse (Aufkommen)	3.508,2 t/a	STROH w=15%	
	13.935,4 MWh/a		

Endenergiepotenzial (nutzbar)

Nutzungseinschränkung	50,0%	übliche landwirtschaftliche Praxis	
Bereitstellungsverluste	2%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	2%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	14,3 MJ/kg	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	1.684,6 t/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	
	6.691,8 MWh/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch	
JNG Umwandlung	
Wärme (genutzt)	

Nutzenergiepotenzial (Szen. 1. inkl. IS

JNG Umwandlung	83%	FNR 03
Verteilverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	4.887,7 MWh/a	Wärme frei Abnehmer 86,9% bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Hilfenergiebedarf	138,9 MWh/a	Strom

Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. IS

JNG Biomassekessel	88%	FNR 02
η_{el} Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto FNR 02
η_{therm} Turbogenerator	80%	Bsp. ORC FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%	typ. Betriebswert
Hilfenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	4.145,7 MWh/a	Wärme frei Abnehmer 73,7% bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Strom (nutzbar)	883,3 MWh/a	Strom ab HKW bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"
Hilfenergiebedarf	117,8 MWh/a	Strom

Energetisches Biomassepotenzial

Landschaftspflegeheu (HEU)			
Endenergiopotenzial (theoretisch)			
Fläche	336,3 ha	Grünland	LUNG 01
Spez. Ertrag	4,5 t/(ha*a)	HEU w=15%	FNR 01,02
Mittl. Heizwert	14,4 MJ/kg	HEU w=15%	FNR 01,02
Biomasse (Aufkommen)	1.513,4 t/a	HEU w=15%	
	6.053,4 MWh/a		

Endenergiopotenzial (nutzbar)

Nutzungseinschränkung	50,0%	konkurrierende Nutzung /aufwändige Bergung	
Bereitstellungsverluste	2%	Bergung / Aufbereitung / Transport	typ. Betriebswert
Lagerverluste	2%	bezogen auf Trockensubstanz	FNR 02
Mittl. Heizwert	14,4 MJ/kg	HEU w=15%, umgerechnet aus w=15%	FNR 01,02
Biomasse (verfügbar)	726,7 t/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	
	2.906,8 MWh/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	

Nutzenergieverbrauch IST

Biomasseverbrauch	
JNG Umwandlung	
Wärme (genutzt)	

Nutzenergiopotenzial (Szen. 1. inkl. IS

JNG Umwandlung	83%		FNR 03
Verteilverlust Wärme	12%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	2.123,2 MWh/a	Wärme frei Abnehmer 37,8%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Hilfenergiebedarf	60,3 MWh/a	Strom	

Nutzenergiopotenzial (Szen. 2. inkl. IS

JNG Biomassekessel	88%		FNR 02
η_{el} Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto	FNR 02
η_{therm} Turbogenerator	80%	Bsp. ORC	FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%		typ. Betriebswert
Hilfenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	1.800,8 MWh/a	Wärme frei Abnehmer 32,0%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Strom (nutzbar)	383,7 MWh/a	Strom ab HKW bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfenergiebedarf	51,2 MWh/a	Strom	

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



Anhang 4

Kalkulation Nahwärme Witzin

*Variante 1A:
Solarthermie + Biomassefeuerung
Kernausbau*

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	64
Netzlänge	2.705 trm
Wärmebelegung	787 kWh/(trm*a)

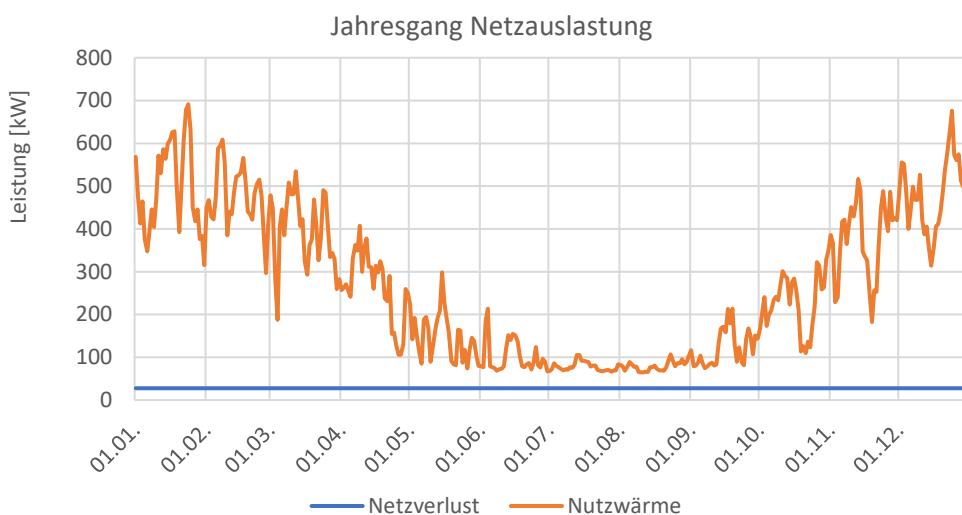
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	1.086,4	2.130,0	89,8%
Gleichzeitigkeit	0,80	---	
Netzverlust	27,6	241,7	10,2%
Netzeingang	896,5	2.371,7	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	6,1	3.135 kWh/a
----------------------	-----	-------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	1.745 trm	960 trm	2.705 trm
Nennweite (mittel)	DN 65	DN 20	DN 40
Nennweite (max)			DN 80



Zusammenfassung

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	1.800
Grundstücksfläche	[m ²]	4.390

Pufferspeicher	[m ³]	80
----------------	-------------------	----

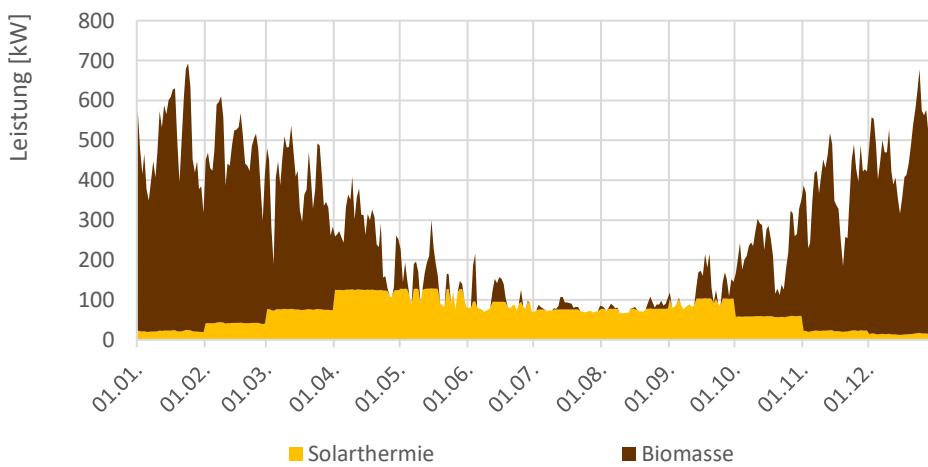
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]	Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	896	100%	2.372	99%
Speicherverluste	2	0%	15	1%
Summe Bedarf	898	100%	2.387	100%
Summe Erzeugung	900	100%	2.387	100%
Solarthermie	---		585	25%
Biomassekessel	900	100%	1.801	75%
Gaskessel	0	0%	0	0%

Endenergiebedarf

	Biomasse	Erdgas	Summe
Endenergieaufkommen	[MWh/a]		
Endenergieeinsatz (% des Aufkommens)	[MWh/a]	2.119,3	0,0
Strombedarf (WP / Hilfse.)	[MWh/a]	18,0	0,0
			18,0

Jahresgang Wärmeerzeugung



Projekt: MBS Witzin

Eingabedaten

Standort Hamburg
Betrachtungszeitraum 1.1 - 31.12

Kollektordaten

Hersteller	Ritter XL Solar GmbH
Produkt	Vakuum-Röhren-Kollektor XL 19/49 P
Zertifikatnummer	011-7S2425 R
Modulfläche (brutto)	4,94 m ²
Modulfläche (apertur)	4,50 m ²
Bezugsfläche für Kennwerte	Kollektoraperturfläche
$\eta_{0,b}$	0,693
$k_{\theta,d}$	0,951
c1	0,583 W/m ² K
c2	0,003 W/m ² K ²
c3	0,000 J/m ³ K
Kollektorfeldgröße	1800 m ²
Art der Nachführung	Keine Nachführung
Kollektorneigung	35°
Kollektorausrichtung	0°
Wärmeträgermedium	Wasser-Glykol
Verlust durch Glykol	0,0 %
Regelung	Netzvorlauftemperatur

Angaben zur Systemberechnung

Rohrleitungsvolumen Kollektorfeld	0,0006 m ³ /m ²
Verlustfaktor Kollektorfeldinterne Rohre	0,060 W/m ² K
Verbindungs-Rohrleitungslänge	80 m
Verbindungsleitungstyp	erdvergraben
Rohrleitungs durchmesser (innen)	0,107 m
Verlustfaktor der Rohrleitung	0,260 W/mK
ΔT Wärmeübertrager Solarkreis	5,0 K
Speichervolumen	80 m ³
maximale Speichertemperatur	110 °C
Speicherinhalt zu Beginn	0,0 MWh
Koeffizient Speicherverluste	33,9 W/K

Die hier angegebenen Kollektordaten wurden für die Berechnung verwendet. Wenn der Kollektor mit der Steady State Testmethode getestet wurde, wurden die eingegebenen Daten für $n_{0,\text{hem}}$, a_1 und a_2 in die hier angezeigten Daten umgerechnet. Verluste durch Glykol werden ggf. von n_0 subtrahiert.

Gefördert durch:

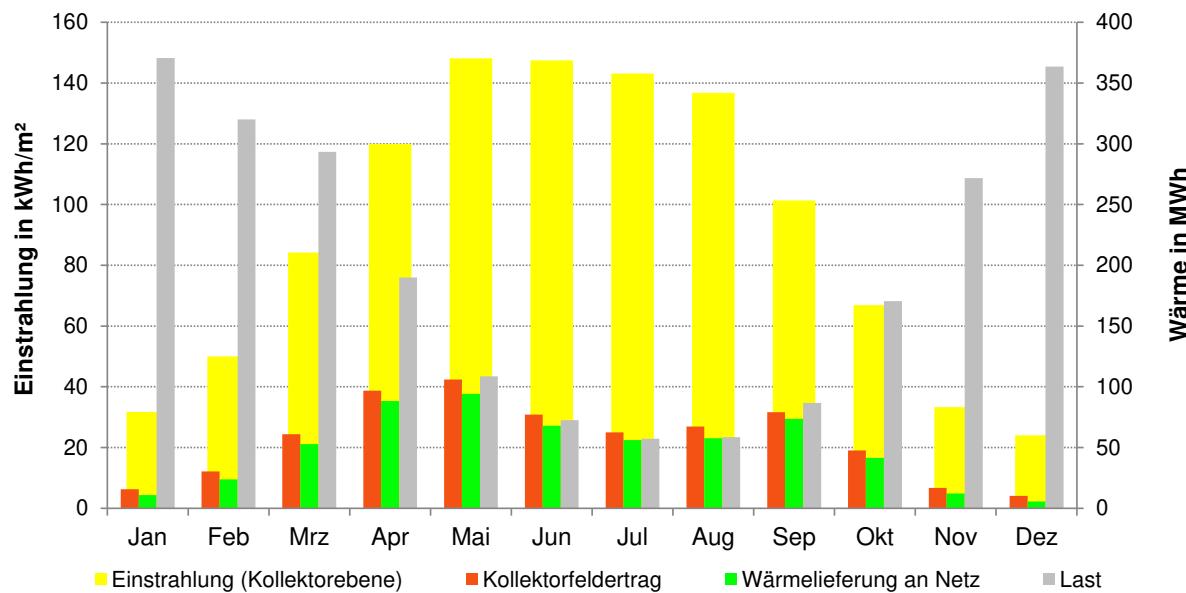


aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekt: MBS Witzin

Berechnungsergebnisse

Monat	Kollektorertrag	Kollektorfeldertrag	Wärme-eintrag in Speicher	Wärme-lieferung an Netz	Last	TVL	TRL
	kWh/m ² Brutto	kWh	kWh	kWh	kWh	°C	°C
Jan	8,7	15.724	12.272	10.994	370.451	80	60
Feb	16,9	30.359	25.281	23.873	320.012	80	60
Mrz	33,8	60.848	54.352	52.943	293.413	80	60
Apr	53,8	96.795	90.230	88.206	189.970	80	60
Mai	58,9	106.085	98.777	94.240	108.644	80	60
Jun	42,9	77.137	70.393	68.016	72.595	80	60
Jul	34,7	62.527	55.522	56.181	57.339	80	60
Aug	37,4	67.386	60.804	57.657	58.469	80	60
Sep	44,0	79.143	73.102	73.633	86.844	80	60
Okt	26,5	47.633	42.484	41.553	170.409	80	60
Nov	9,4	16.841	13.383	12.167	271.654	80	60
Dez	5,6	10.152	7.243	5.654	363.560	80	60
Jahr	373	670.630	603.841	585.116	2.363.360	80	59,9



Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energieaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Var. 1.1: BM + ST (Kern) (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

	EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.	394.000 €
Wärmeerzeugung		1.782.000 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	1.800 m ²	552 €/m ²
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	900 kW	597 €/kW
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	0 kW	237 €/kW
Pufferspeicher	80 m ³	1.164 €/m ³
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.	158.000 €
Wärmeverteilung		1.848.800 €
Netzpumpe	psch.	7.600 €
Nahwärmeleitung	2.705 trm	565 €/trm
Hausanschlüsse	64 Stk.	4.900 €/Stk.
Zwischensumme		4.024.800 €
Unvorhergesehenes	15%	603.700 €
Nebenkosten	12%	483.000 €
Investition vor Förderung		5.111.500 €
davon Förderfähig		5.111.500 €
Summe Förderung	65,0%	3.322.475 €
BEW - systmische Förderung	40,0%	2.044.600 €
KliFÖRL MV (EFRE, Entwurf)	25,0%	1.277.875 €
Investition nach Förderung		1.789.025 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	25.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	41.700 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	3.700 €/a
Versicherungen / Abgaben...	27.400 €/a
Summe Betriebskosten	98.400 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST	585 MWh/a	-20,00 €/MWh	-11.702 €/a
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	2.119 MWh/a	34,00 €/MWh	72.060 €/a
Erdgas	0 MWh/a	160,00 €/MWh	0 €/a
Hilfsenergie (Strom)	21 MWh/a	359,00 €/MWh	7.590 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	65 t/a	30,00 €/t	1.950 €/a
Summe Verbrauchskosten			69.898 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	86.187 €
--	-----------------

Zinssatz	3,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	1.122.438 €
KWF	0,0704
RVF	0,0354

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	98.400 €
--	-----------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	69.898 €
--	-----------------

Jahreskosten gesamt	254.485 €
Jahresnutzwärmebedarf	2.130 MWh
Wärmegestehungskosten	119,48 €/MWh

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



Anhang 5

Kalkulation Nahwärme Witzin

*Variante 1B:
Solarthermie + Biomassefeuerung
erweiterter Ausbau*

Zusammenfassung Wärmennetz

Netzstruktur

Abnehmer	117
Netzlänge	4.767 trm
Wärmebelegung	671 kWh/(trm*a)

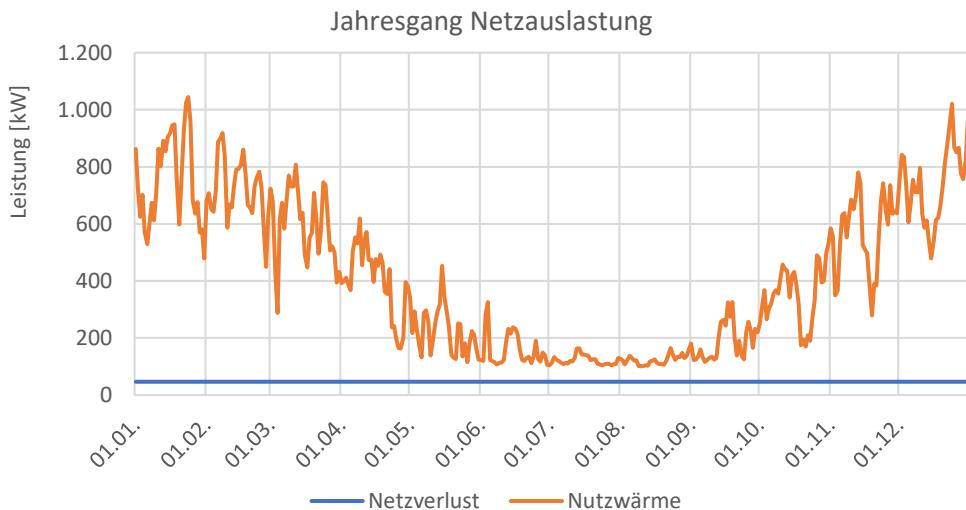
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	1.638,6	3.200,2	88,7%
Gleichzeitigkeit	0,68	---	
Netzverlust	46,7	408,9	11,3%
Netzeingang	1.154,4	3.609,1	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	10,7	9.048 kWh/a
----------------------	------	-------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	3.012 trm	1.755 trm	4.767 trm
Nennweite (mittel)	DN 80	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 100



Zusammenfassung

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	2.300
Grundstücksfläche	[m ²]	5.610

Pufferspeicher	[m ³]	100
----------------	-------------------	-----

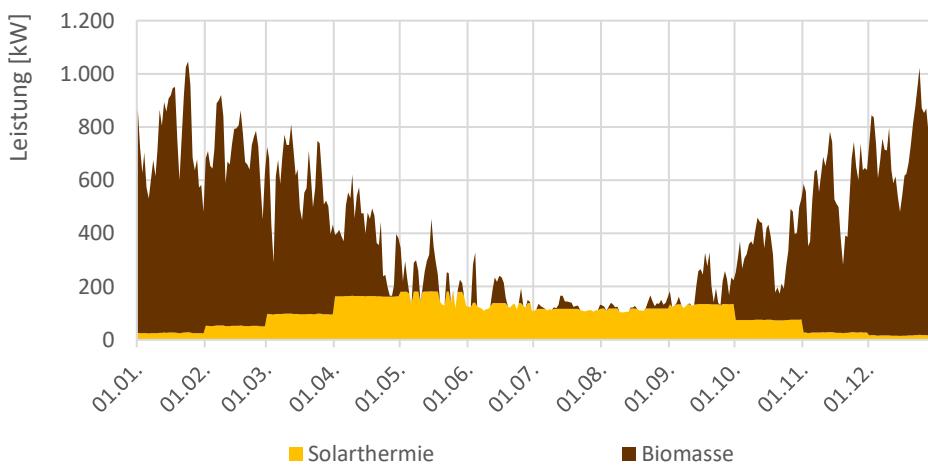
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	1.154	100%	3.609	100%	
Speicherverluste	2	0%	17	0%	
Summe Bedarf	1.156	100%	3.626	100%	
Summe Erzeugung	1.200	104%	3.626	100%	
Solarthermie	---		811	22%	---
Biomassekessel	1.200	104%	2.814	78%	2.345
Gaskessel	0	0%	0	0%	0

Endenergiebedarf

		Biomasse	Erdgas	Summe
Endenergieaufkommen	[MWh/a]			
Endenergieeinsatz (% des Aufkommens)	[MWh/a]	3.311,1	0,0	3.311,1
Strombedarf (WP / Hilfse.)	[MWh/a]	28,1	0,0	28,1

Jahresgang Wärmeerzeugung



Projekt: MBS Witzin

Eingabedaten

Standort Hamburg
Betrachtungszeitraum 1.1 - 31.12

Kollektordaten

Hersteller	Ritter XL Solar GmbH
Produkt	Vakuum-Röhren-Kollektor XL 19/49 P
Zertifikatnummer	011-7S2425 R
Modulfläche (brutto)	4,94 m ²
Modulfläche (apertur)	4,50 m ²
Bezugsfläche für Kennwerte	Kollektoraperturfläche
$\eta_{0,b}$	0,693
$k_{\theta,d}$	0,951
c1	0,583 W/m ² K
c2	0,003 W/m ² K ²
c3	0,000 J/m ³ K
Kollektorfeldgröße	2300 m ²
Art der Nachführung	Keine Nachführung
Kollektorneigung	35°
Kollektorausrichtung	0°
Wärmeträgermedium	Wasser-Glykol
Verlust durch Glykol	0,0 %
Regelung	Netzvorlauftemperatur

Angaben zur Systemberechnung

Rohrleitungsvolumen Kollektorfeld	0,0006 m ³ /m ²
Verlustfaktor kollektorfeldinterne Rohre	0,060 W/m ² K
Verbindungs-Rohrleitungslänge	80 m
Verbindungsleitungstyp	erdvergraben
Rohrleitungs durchmesser (innen)	0,107 m
Verlustfaktor der Rohrleitung	0,260 W/mK
ΔT Wärmeübertrager Solarkreis	5,0 K
Speichervolumen	100 m ³
maximale Speichertemperatur	110 °C
Speicherinhalt zu Beginn	0,0 MWh
Koeffizient Speicherverluste	37,9 W/K

Die hier angegebenen Kollektordaten wurden für die Berechnung verwendet. Wenn der Kollektor mit der Steady State Testmethode getestet wurde, wurden die eingegebenen Daten für $\eta_{0,hem}$, a_1 und a_2 in die hier angezeigten Daten umgerechnet. Verluste durch Glykol werden ggf. von n_{sh} subtrahiert.

Gefördert durch:

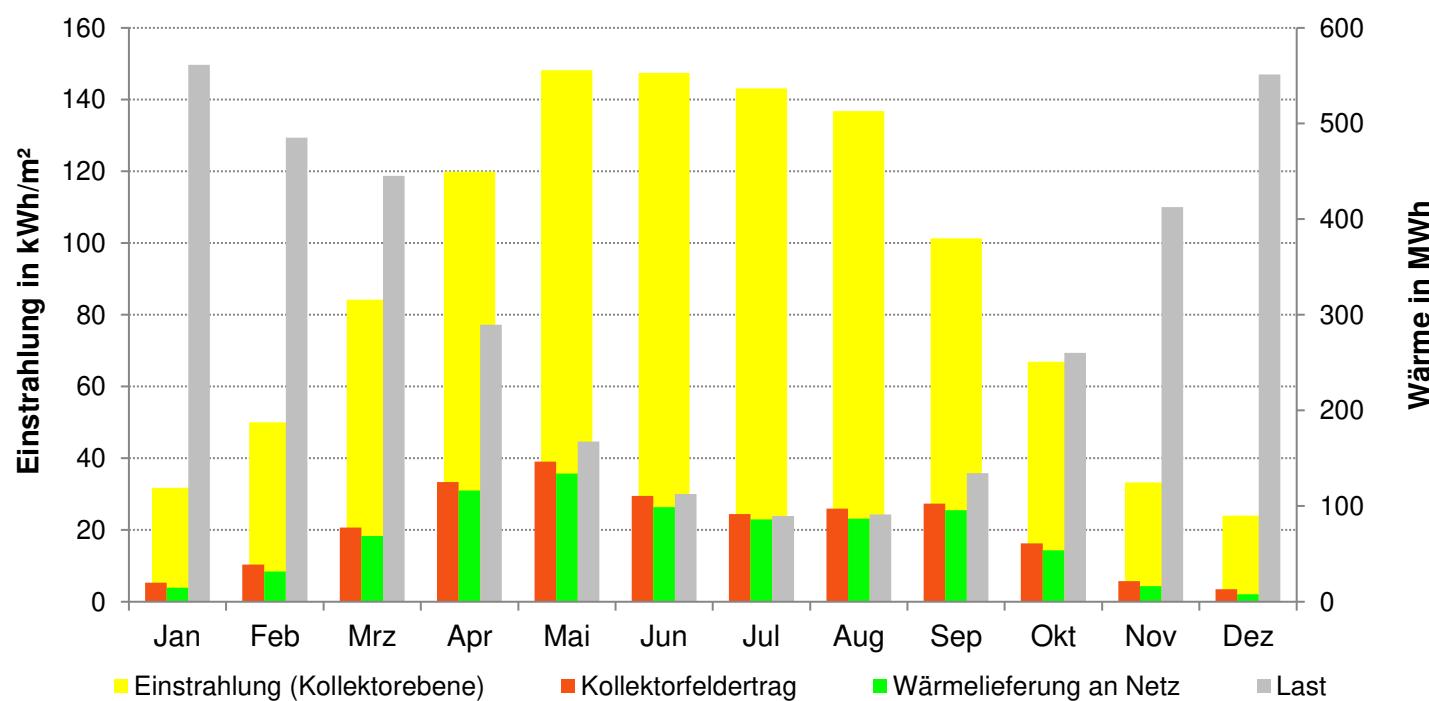


aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekt: MBS Witzin

Berechnungsergebnisse

Monat	Kollektor-ertrag	Kollektor-feldertrag	Wärme-eintrag in Speicher	Wärme-lieferung an Netz	Last	TVL	TRL
	kWh/m ² Brutto	kWh	kWh	kWh	kWh	°C	°C
Jan	8,7	20.092	16.180	14.751	561.378	80	60
Feb	16,9	38.800	33.105	31.532	485.074	80	60
Mrz	33,8	77.772	70.436	68.868	445.393	80	60
Apr	54,5	125.254	117.875	116.270	289.797	80	60
Mai	63,7	146.621	138.357	134.011	167.324	80	60
Jun	48,1	110.716	103.107	99.011	112.680	80	60
Jul	39,9	91.770	83.914	86.207	89.615	80	60
Aug	42,4	97.508	90.156	86.897	91.312	80	60
Sep	44,6	102.579	95.816	95.695	134.291	80	60
Okt	26,5	60.887	55.068	53.766	260.412	80	60
Nov	9,4	21.522	17.641	16.279	412.492	80	60
Dez	5,6	12.972	9.710	7.888	551.294	80	60
Jahr	394	906.492	831.364	811.174	3.601.061	80	59,9



Gefördert durch:

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Var. 1.2: BM + ST (erweitert) (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

	<u>EP</u>	<u>GP</u>
Gebäude (Heizwerk)	psch.	584.000 €
Wärmeerzeugung		2.438.400 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	2.300 m ²	552 €/m ²
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	1.200 kW	682 €/kW
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	0 kW	237 €/kW
Pufferspeicher	100 m ³	1.164 €/m ³
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.	234.000 €
Wärmeverteilung		3.621.100 €
Netzpumpe	psch.	14.200 €
Nahwärmeleitung	4.767 trm	597 €/trm
Hausanschlüsse	117 Stk.	6.500 €/Stk.
Zwischensumme		6.643.500 €
Unvorhergesehenes	15%	996.500 €
Nebenkosten	12%	797.200 €
Investition vor Förderung		8.437.200 €
davon Förderfähig		8.437.200 €
Summe Förderung	65,0%	5.484.180 €
BEW - systmische Förderung	40,0%	3.374.880 €
KliFÖRL MV (EFRE, Entwurf)	25,0%	2.109.300 €
Investition nach Förderung		2.953.020 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	38.400 €/a
Wartung / Instandhaltung	69.100 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	6.000 €/a
Versicherungen / Abgaben...	45.200 €/a
Summe Betriebskosten	158.700 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST	811 MWh/a	-20,00 €/MWh	-16.224 €/a
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	3.311 MWh/a	34,00 €/MWh	112.580 €/a
Erdgas	0 MWh/a	160,00 €/MWh	0 €/a
Hilfsenergie (Strom)	37 MWh/a	359,00 €/MWh	13.350 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	101 t/a	30,00 €/t	3.040 €/a
Summe Verbrauchskosten			112.747 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	137.440 €
--	------------------

Zinssatz	3,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	1.989.117 €
KWF	0,0704
RVF	0,0354

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	158.700 €
--	------------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	112.747 €
--	------------------

Jahreskosten gesamt	408.887 €
Jahresnutzwärmebedarf	3.200 MWh
Wärmegestehungskosten	127,77 €/MWh

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



Anhang 6

Kalkulation Nahwärme Witzin

*Variante 2A:
Biogas-Abwärme + Biomassefeuerung
Kernausbau*

Zusammenfassung Wärmenetz

Netzstruktur

Abnehmer	69
Netzlänge	3.721 trm
Wärmebelegung	623 kWh/(trm*a)

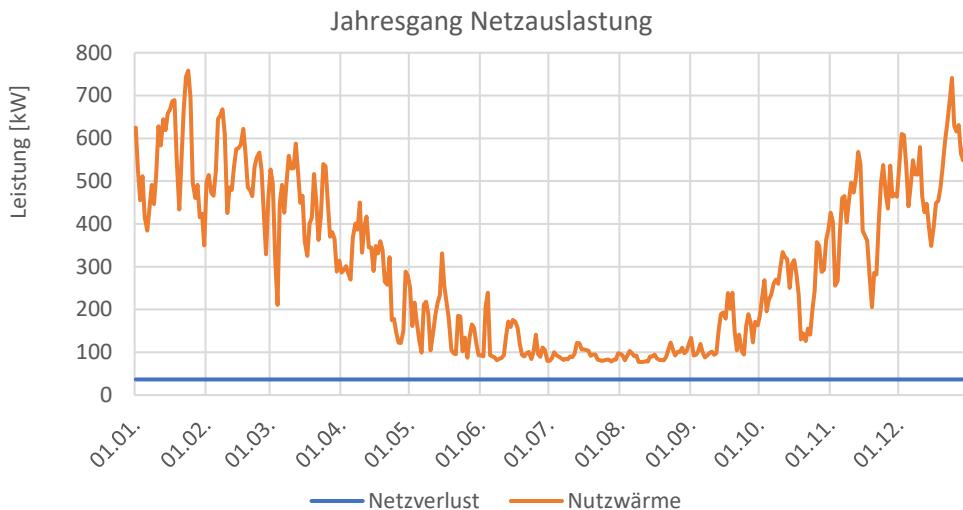
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	1.180,5	2.319,4	87,9%
Gleichzeitigkeit	0,79	---	
Netzverlust	36,4	319,2	12,1%
Netzeingang	970,2	2.638,7	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	6,5	3.499 kWh/a
----------------------	-----	-------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	2.686 trm	1.035 trm	3.721 trm
Nennweite (mittel)	DN 65	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 80



Zusammenfassung

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	0
Grundstücksfläche	[m ²]	0

Pufferspeicher	[m ³]	27
----------------	-------------------	----

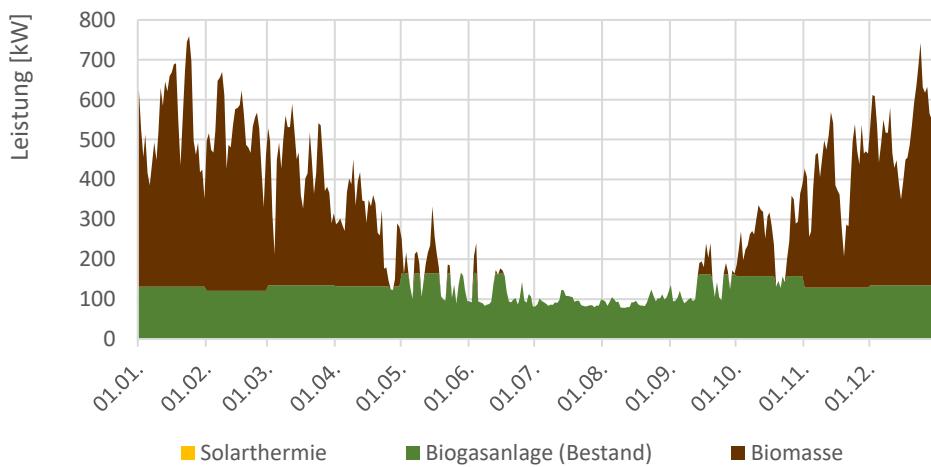
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]	Auslastung [h/a]	
Bedarf frei Netz	970	100%	2.639	100%	
Speicherverluste	1	0%	12	0%	
Summe Bedarf	972	100%	2.650	100%	
Summe Erzeugung	900	93%	2.650	100%	
Biogasanlage (Bestand)	---		1.103	42%	---
Biomassekessel	900	93%	1.548	58%	1.720

Endenergiebedarf

	Abwärme BG	Biomasse	Erdgas	Summe
Endenergieaufkommen	[MWh/a]	1.290,0		
Endenergieeinsatz (% des Aufkommens)	[MWh/a]	1.102,7 85,5%	1.820,9	0,0
Strombedarf (WP / Hilfse.)	[MWh/a]	0,0	15,5	0,0
				15,5

Jahresgang Wärmeerzeugung



Var. 2.4: BM + BGA (Kern) (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

	EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.	357.000 €

Wärmeerzeugung			724.000 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m ²	956 €/m ²	0 €
Einbindung BGA	psch.		10.000 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	900 kW	597 €/kW	537.300 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	0 kW	237 €/kW	0 €
Pufferspeicher	27 m ³	1.249 €/m ³	33.700 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		143.000 €

Wärmeverteilung			2.485.500 €
Netzpumpe	psch.		10.700 €
Nahwärmeleitung	3.721 trm	574 €/trm	2.136.700 €
Hausanschlüsse	69 Stk.	4.900 €/Stk.	338.100 €

Zwischensumme			3.566.500 €
Unvorhergesehenes	15%		535.000 €
Nebenkosten	12%		428.000 €

Investition vor Förderung		4.529.500 €
davon Förderfähig		4.529.500 €
Summe Förderung	50,0%	2.264.750 €
BEW - systemische Förderung	0,0%	0 €
KliFÖRL MV (EFRE, Entwurf)	50,0%	2.264.750 €
Investition nach Förderung		2.264.750 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	27.800 €/a
Wartung / Instandhaltung	36.900 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	3.200 €/a
Versicherungen / Abgaben...	24.300 €/a
Summe Betriebskosten	92.200 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST	-20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	1.103 MWh/a	25,00 €/MWh
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	1.821 MWh/a	34,00 €/MWh
Erdgas	0 MWh/a	160,00 €/MWh
Hilfsenergie (Strom)	19 MWh/a	359,00 €/MWh
CO ₂ -Preis-Umlage	169 t/a	30,00 €/t
Summe Verbrauchskosten		101.370 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	108.822 €
--	------------------

Zinssatz	3,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	1.428.933 €
KWF	0,0704
RVF	0,0354

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	92.200 €
--	-----------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	101.370 €
--	------------------

Jahreskosten gesamt	302.392 €
Jahresnutzwärmebedarf	2.319 MWh
Wärmegestehungskosten	130,37 €/MWh

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



Anhang 7

Kalkulation Nahwärme Witzin

*Variante 2B:
Biogas-Abwärme + Biomassefeuerung
erweiterter Ausbau*

Zusammenfassung Wärmennetz

Netzstruktur

Abnehmer	122
Netzlänge	5.783 trm
Wärmebelegung	586 kWh/(trm*a)

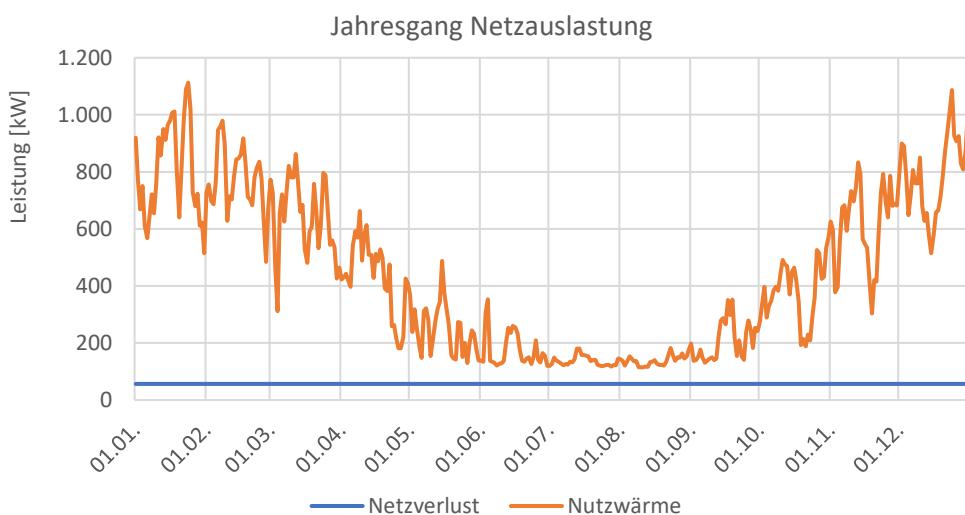
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	1.732,7	3.389,6	87,2%
Gleichzeitigkeit	0,67	---	
Netzverlust	56,6	496,1	12,8%
Netzeingang	1.213,2	3.885,7	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	11,1	9.847 kWh/a
----------------------	------	-------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	3.953 trm	1.830 trm	5.783 trm
Nennweite (mittel)	DN 80	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 100



Zusammenfassung

Solarthermie

Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	0
Grundstücksfläche	[m ²]	0

Pufferspeicher	[m ³]	36
----------------	-------------------	----

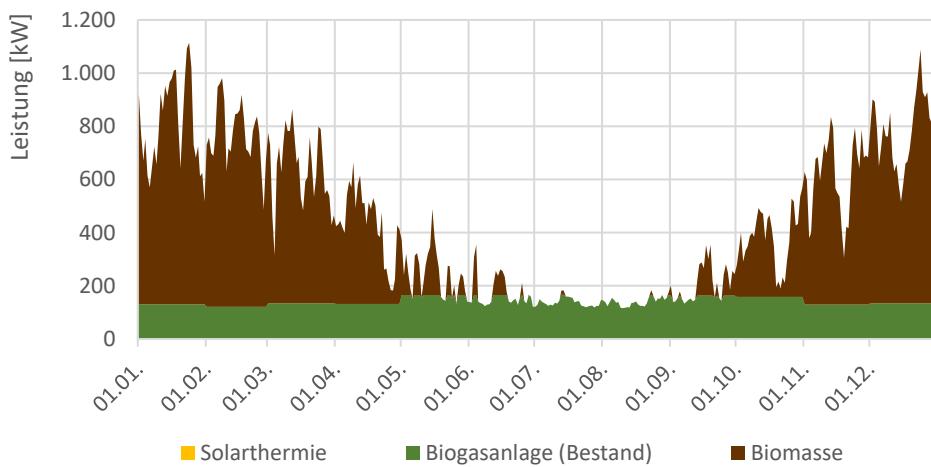
Wärmeerzeugung

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf frei Netz	1.213	100%	3.886	100%	
Speicherverluste	2	0%	16	0%	
Summe Bedarf	1.215	100%	3.901	100%	
Summe Erzeugung	1.200	99%	3.901	100%	
Biogasanlage (Bestand)	---		1.227	31%	---
Biomassekessel	1.200	99%	2.674	69%	2.229

Endenergiebedarf

	Abwärme BG	Biomasse	Erdgas	Summe
Endenergieaufkommen	[MWh/a]	1.290,0		
Endenergieeinsatz (% des Aufkommens)	[MWh/a]	1.227,1 95,1%	3.146,3	0,0
Strombedarf (WP / Hilfse.)	[MWh/a]	0,0	26,7	0,0
				26,7

Jahresgang Wärmeerzeugung



Var. 2.5: BM + BGA (erweitert) (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		538.000 €
Wärmeerzeugung			1.086.300 €
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m ²	956 €/m ²	0 €
Einbindung BGA	psch.		10.000 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	1.200 kW	682 €/kW	818.400 €
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	0 kW	237 €/kW	0 €
Pufferspeicher	36 m ³	1.192 €/m ³	42.900 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		215.000 €
Wärmeverteilung			4.317.100 €
Netzpumpe	psch.		17.500 €
Nahwärmeleitung	5.783 trm	606 €/trm	3.506.600 €
Hausanschlüsse	122 Stk.	6.500 €/Stk.	793.000 €
Zwischensumme			5.941.400 €
Unvorhergesehenes	15%		891.200 €
Nebenkosten	12%		713.000 €
Investition vor Förderung			7.545.600 €
davon Förderfähig			7.545.600 €
Summe Förderung		50,0%	3.772.800 €
BEW - systemische Förderung		0,0%	0 €
KliFÖRL MV (EFRE, Entwurf)		50,0%	3.772.800 €
Investition nach Förderung			3.772.800 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	40.700 €/a
Wartung / Instandhaltung	61.700 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	5.400 €/a
Versicherungen / Abgaben...	40.400 €/a
Summe Betriebskosten	148.200 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST	-20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	1.227 MWh/a	25,00 €/MWh
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	3.146 MWh/a	34,00 €/MWh
Erdgas	0 MWh/a	160,00 €/MWh
Hilfsenergie (Strom)	37 MWh/a	359,00 €/MWh
CO ₂ -Preis-Umlage	217 t/a	30,00 €/t
Summe Verbrauchskosten		157.310 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	183.603 €
--	------------------

Zinssatz	3,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	2.314.835 €
KWF	0,0704
RVF	0,0354

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	148.200 €
--	------------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	157.310 €
--	------------------

Jahreskosten gesamt	489.113 €
Jahresnutzwärmebedarf	3.390 MWh
Wärmegestehungskosten	144,30 €/MWh

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



Anhang 8

Kalkulation Nahwärme Witzin

*Variante 3:
Multivalentes Wärmennetz
mit Saisonalspeicher*

Zusammenfassung Wärmennetz

Netzstruktur

Abnehmer	122
Netzlänge	5.821 trm
Wärmebelegung	582 kWh/(trm*a)

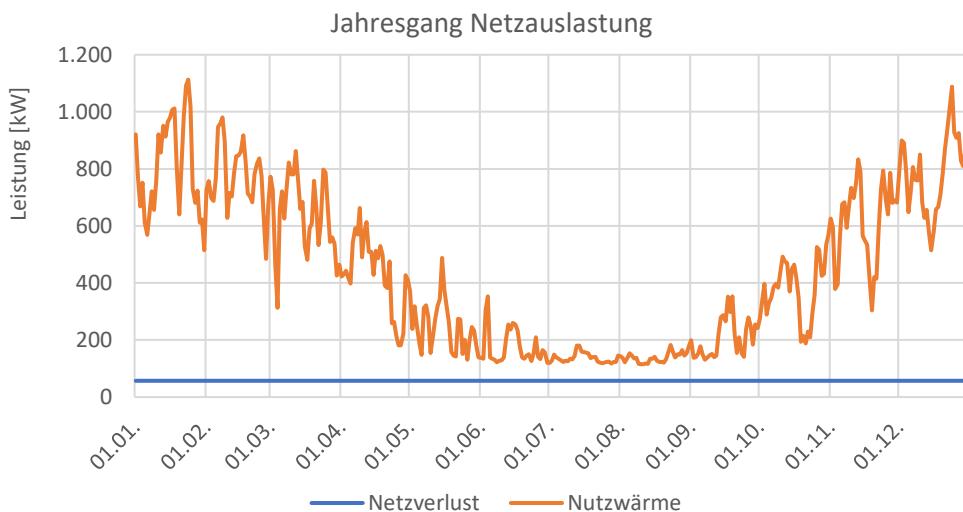
Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	1.732,7	3.389,6	87,2%
Gleichzeitigkeit	0,67	---	
Netzverlust	57,0	499,3	12,8%
Netzeingang	1.213,5	3.888,9	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	13,6	12.009 kWh/a
----------------------	------	--------------

Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	3.991 trm	1.830 trm	5.821 trm
Nennweite (mittel)	DN 80	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 100



Zusammenfassung

Saisonalspeicher

Grundfläche	[m ²]	1.521
Volumen	[m ³]	15.210

Pufferspeicher	[m ³]	30
-----------------------	-------------------	----

Wärmepumpe

Therm. Leistung	[kW]	940
Vollbetriebsstunden	[h/a]	790
JAZ	[-]	7

Solarthermie

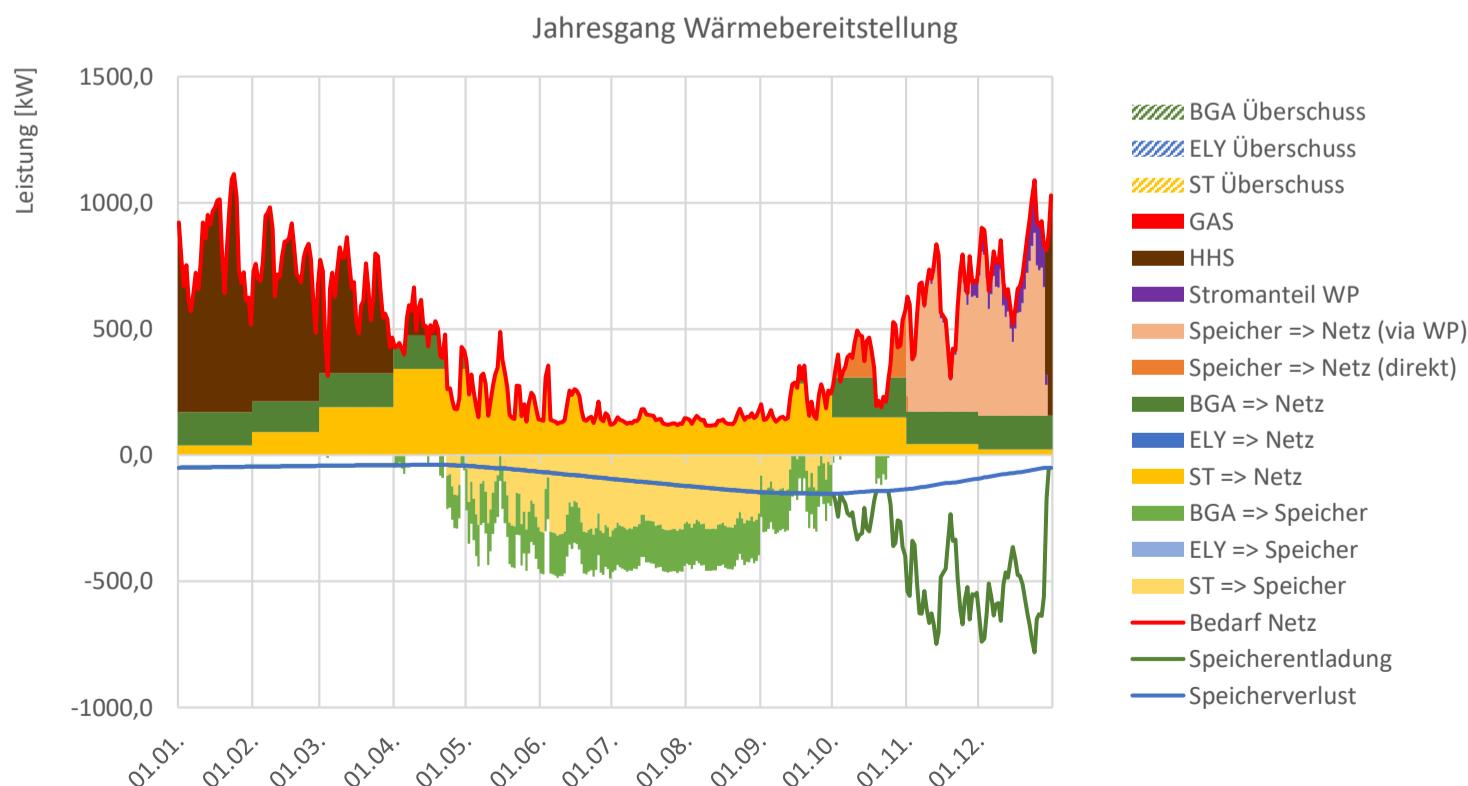
Kollektorfläche (brutto)	[m ²]	5.000
Grundstücksfläche	[m ²]	12.195

Wärmeerzeugung

	Nutzung		Überschuss		Auslastung [h/a]
	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	Wärme [MWh/a]	Auslastung [h/a]	
Bedarf frei Netz	1.214	100%	3.889	84%	
Speicherverluste	2	0%	767	16%	
dav. Saisonalspeicher	---		751		
dav. Pufferspeicher	2		16		
Summe Bedarf	1.215	100%	4.656	100%	
Summe Erzeugung	1.000	82%	4.647	100%	
Solarthermie	---		2.094	45%	0
Elektrolyse	0	0%	0	0%	0
Biogas (Bestand)	---		1.290	28%	0
Stromanteil WP	---		99	2%	---
Biomassekessel	1.000	82%	1.165	25%	1.165
Gaskessel	0	0%	0	0%	0

Endenergiebedarf

	Abwärme ELY	Abwärme BG	Biomasse	Erdgas	WP-Strom	Summe
Endenergieaufkommen [MWh/a]	0,0	1.290,0				
Endenergieeinsatz [MWh/a] (% des Aufkommens)	0,0	1.290,0 100,0%	1.370,1	0,0		2.660,1
Strombedarf (WP / Hilfse.) [MWh/a]			11,6	0,0	99,1	110,8



Var. 4.6: Multivalent (AG 80)

Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

	<u>EP</u>	<u>GP</u>
Gebäude (Heizwerk)	psch.	747.000 €
Wärmeerzeugung		
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	5.000 m ²	515 €/m ²
Einbindung BGA	psch.	10.000 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	1.000 kW	682 €/kW
Spitzenlastkessel (inkl. Peripherie)	0 kW	237 €/kW
Wärmepumpe	940 kW	499 €/kW
Pufferspeicher	30 m ³	1.223 €/m ³
Saisonalspeicher	15.000 m ³	270 €/m ³
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.	297.000 €
Wärmeverteilung		
Netzpumpe	psch.	19.000 €
Nahwärmeleitung	6.221 trm	610 €/trm
Hausanschlüsse	122 Stk.	6.500 €/Stk.
Zwischensumme		
Unvorhergesehenes	15%	2.021.400 €
Nebenkosten	12%	1.617.100 €
Investition vor Förderung		
davon Förderfähig		17.084.093 €
Summe Förderung	64,9%	11.104.660 €
BEW - systemische Förderung	40,0%	6.833.637 €
KliFÖRL MV (EFRE, Entwurf)	25,0%	4.271.023 €
Investition nach Förderung		6.009.640 €

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	40.700 €/a
Wartung / Instandhaltung	98.300 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	9.300 €/a
Versicherungen / Abgaben...	70.000 €/a
Summe Betriebskosten	218.300 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

BEW-Betriebskostenförderung ST	2.094 MWh/a	-20,00 €/MWh	-41.874 €/a
Wärmepumpenstrom (regionale EE)	99 MWh/a	200,00 €/MWh	19.822 €/a
Abwärme BGA	1.290 MWh/a	25,00 €/MWh	32.250 €/a
Holz-Hackschnitzel (frei Anlage)	1.370 MWh/a	34,00 €/MWh	46.580 €/a
Erdgas	0 MWh/a	160,00 €/MWh	0 €/a
Hilfsenergie (Strom)	24 MWh/a	359,00 €/MWh	8.480 €/a
CO ₂ -Preis-Umlage	238 t/a	30,00 €/t	7.150 €/a
Summe Verbrauchskosten			72.408 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)	283.004 €
--	------------------

Zinssatz	3,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	3.954.655 €
KWF	0,0704
RVF	0,0354

Jährliche Betriebskosten (siehe oben)	218.300 €
--	------------------

Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)	72.408 €
--	-----------------

Jahreskosten gesamt	573.712 €
Jahresnutzwärmebedarf	3.390 MWh
Wärmegestehungskosten	169,25 €/MWh

Thema: MBS nachhaltige Wärmeversorgung Witzin

Projekt: T21.25

Bearbeitungsstand: 13.12.2022



Anhang 9

Kalkulation alternativer Versorgungskonzepte

Technologie	Erdgas-Brennwert-Therme	
	Bestand	Neubau

Auslegung

Erdgastherme	18 kW	11 kW
--------------	-------	-------

Wärmebereitstellung

Erdgastherme	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
--------------	--------------	--------------

Effizienz

JNG Erdgastherme	0,91	0,97
------------------	------	------

Endenergiebedarf

Erdgas	32.967 kWh/a	11.598 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	50 kWh/a	50 kWh/a

Investition	6.400 €	4.900 €
Gastherme	3.900 €	2.400 €
Gasanschluss	2.000 €	2.000 €
Schornstein	500 €	500 €

Kapitalkosten	556 €/a	425 €/a
Zinssatz	3,5%	3,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

Betriebskosten	220 €/a	220 €/a
Wartung / Instandhaltung	150 €/a	150 €/a
Schornsteinfeger	70 €/a	70 €/a
Versicherung	0 €/a	0 €/a

Verbrauchskosten	5.541 €/a	1.961 €/a
Erdgas	160 €/MWh	5.275 €/a
Strom (Hilfsenergie)	36 ct/kWh	18 €/a
CO2-Preis	30 €/t	248 €/a
		88 €/a

Gesamtkosten	6.316 €/a	2.607 €/a
Wärmegestehungskosten	210,55 €/MWh	231,72 €/MWh

THG-Emissionen als CO ₂ -äqu.	8,3 t/a	2,9 t/a
	276 g/kWh	260 g/kWh
Erdgas	8,2 t/a	2,9 t/a
Strom	0,0 t/a	0,0 t/a

Technologie	Flüssiggas-Brennwert-Therme	
	Bestand	Neubau
Auslegung		
Erdgastherme	18 kW	11 kW
Wärmebereitstellung		
Gastherme	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Effizienz		
JNG Gastherme	0,91	0,97
Endenergiebedarf		
Flüssiggas	32.967 kWh/a	11.598 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	50 kWh/a	50 kWh/a
Investition	7.400 €	4.900 €
Gastherme	3.900 €	2.400 €
Flüssiggastank	3.000 €	2.000 €
Schornstein	500 €	500 €
Kapitalkosten	643 €/a	425 €/a
Zinssatz	3,5%	3,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a
Betriebskosten	240 €/a	240 €/a
Wartung / Instandhaltung	170 €/a	170 €/a
Schornsteinfeger	70 €/a	70 €/a
Versicherung	0 €/a	0 €/a
Verbrauchskosten	5.567 €/a	1.971 €/a
Flüssiggas	160 €/MWh	5.275 €/a
Strom (Hilfsenergie)	36 ct/kWh	18 €/a
CO2-Preis	30 €/t	275 €/a
Gesamtkosten	6.450 €/a	2.636 €/a
Wärmegestehungskosten	215,00 €/MWh	234,33 €/MWh
THG-Emissionen als CO ₂ -äqu.	9,2 t/a	3,2 t/a
	305 g/kWh	288 g/kWh
Erdgas	277 g/kWh	9,1 t/a
Strom	484 g/kWh	0,0 t/a

Technologie	Heizöl-Brennwert-Kessel	
	Bestand	Neubau
Auslegung		
Heizölkessel	18 kW	11 kW
Wärmebereitstellung		
Heizölkessel	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Effizienz		
JNG Heizölkessel	0,90	0,91
Endenergiebedarf		
Heizöl	33.333 kWh/a	12.363 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	150 kWh/a	150 kWh/a
Investition	8.600 €	4.700 €
Heizölkessel	3.600 €	2.200 €
Öltank	4.500 €	2.000 €
Schornstein	500 €	500 €
Kapitalkosten	747 €/a	408 €/a
Zinssatz	3,5%	3,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a
Betriebskosten	310 €/a	310 €/a
Wartung / Instandhaltung	200 €/a	200 €/a
Schornsteinfeger	50 €/a	50 €/a
Versicherung	60 €/a	60 €/a
Verbrauchskosten	4.375 €/a	1.658 €/a
Heizöl	120 €/MWh	4.000 €/a
Strom (Hilfsenergie)	36 ct/kWh	54 €/a
CO2-Preis	30 €/t	321 €/a
Gesamtkosten	5.432 €/a	2.376 €/a
Wärmegestehungskosten	181,06 €/MWh	211,21 €/MWh
THG-Emissionen als CO ₂ -äqu.	10,7 t/a	4,0 t/a
	357 g/kWh	357 g/kWh
Heizöl	319 g/kWh	10,6 t/a
Strom	484 g/kWh	0,1 t/a

Technologie	Solarthermie (Aufdach) + Erdgas-Brennwert-Therme	
--------------------	---	--

	Bestand	Neubau
--	----------------	---------------

Auslegung

Solarthermie	7 m ²	12 m ²
Pufferspeicher	400 ltr.	900 ltr.
Erdgastherme	18 kW	11 kW

Wärmebereitstellung

Solarthermie	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Erdgastherme	2.500 kWh/a	3.375 kWh/a
	27.500 kWh/a	7.875 kWh/a

Effizienz

JNG Erdgastherme	0,91	0,97
------------------	------	------

Endenergiebedarf

Erdgas	30.220 kWh/a	8.119 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	125 kWh/a	125 kWh/a

Investition	11.700 €	14.000 €
Solarthermie (inkl. Pufferspeicher)	5.300 €	9.100 €
Gastherme	3.900 €	2.400 €
Gasanschluss	2.000 €	2.000 €
Schornstein	500 €	500 €
abzgl. Förderung (BEG)	0%	0 €

Kapitalkosten	1.016 €/a	1.216 €/a
Zinssatz	3,5%	3,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

Betriebskosten	275 €/a	275 €/a
Wartung / Instandhaltung	170 €/a	170 €/a
Schornsteinfeger	70 €/a	70 €/a
Versicherung	35 €/a	35 €/a

Verbrauchskosten	5.109 €/a	1.407 €/a
Erdgas	160 €/MWh	4.835 €/a
Strom (Hilfsenergie)	36 ct/kWh	45 €/a
CO2-Preis	30 €/t	228 €/a
		63 €/a

Gesamtkosten	6.399 €/a	2.897 €/a
Wärmegestehungskosten	213,32 €/MWh	257,53 €/MWh

THG-Emissionen	7,6 t/a	2,1 t/a
-----------------------	----------------	----------------

<i>als CO₂-äqu.</i>		254 g/kWh	186 g/kWh
Erdgas	250 g/kWh	7,6 t/a	2,0 t/a
Strom	484 g/kWh	0,1 t/a	0,1 t/a

Technologie	Luft-Wasser-Wärmepumpe	
	Bestand	Neubau
Auslegung		
Wärmepumpe	bedingt geeignet	11 kW
Wärmebereitstellung		
Wärmepumpe		11.250 kWh/a
Effizienz		
JAZ Wärmepumpe		3,50
Endenergiebedarf		
Strom (Wärmepumpe)		3.214 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)		50 kWh/a
Investition		9.750 €
Wärmepumpe		15.000 €
abzgl. Förderung (BEG)	35%	-5.250 €
Kapitalkosten		847 €/a
Zinssatz		3,5%
Nutzungsdauer		15 a
Betriebskosten		70 €/a
Wartung / Instandhaltung		70 €/a
Verbrauchskosten		1.223 €/a
Strom (Wärmepumpe)	36 ct/kWh	1.157 €/a
Strom (Hilfsenergie)	36 ct/kWh	18 €/a
CO2-Preis	30 €/t	47 €/a
Gesamtkosten		2.139 €/a
Wärmegestehungskosten		190,14 €/MWh
THG-Emissionen		1,6 t/a
als CO ₂ -äqu.		140 g/kWh
Strom (Wärmepumpe)	484 g/kWh	1,6 t/a
Strom (Hilfsenergie)	484 g/kWh	0,0 t/a

Technologie	Pellet-Kessel	
-------------	---------------	--

	Bestand	Neubau
--	---------	--------

Auslegung

Pellet-Kessel	18 kW	11 kW
---------------	-------	-------

Wärmebereitstellung

Pellet-Kessel	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
---------------	--------------	--------------

Effizienz

JNG Pellet-Kessel	0,90	0,91
-------------------	------	------

Endenergiebedarf

Pellets	33.333 kWh/a	12.363 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	250 kWh/a	250 kWh/a

Investition	14.900 €	13.325 €
Pellet-Kessel	10.500 €	9.500 €
Pufferspeicher	3.300 €	2.700 €
Pellet-Lager	5.400 €	4.900 €
Schornstein	500 €	500 €
abzgl. Förderung (BEG)	-4.800 €	-4.275 €

Kapitalkosten	1.203 €/a	1.157 €/a
Zinssatz	2,5%	3,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

Betriebskosten	350 €/a	350 €/a
Wartung / Instandhaltung	200 €/a	200 €/a
Schornsteinfeger	150 €/a	150 €/a
Versicherung	0 €/a	0 €/a

Verbrauchskosten	3.795 €/a	1.471 €/a
Pellets	3.667 €/a	1.360 €/a
Strom (Hilfsenergie)	98 €/a	98 €/a
CO2-Preis	31 €/a	14 €/a

Gesamtkosten	5.348 €/a	2.978 €/a
Wärmegestehungskosten	178,27 €/MWh	264,71 €/MWh

THG-Emissionen als CO ₂ -äqu.	1,0 t/a	0,5 t/a
	34 g/kWh	40 g/kWh
Pellets	0,9 t/a	0,3 t/a
Strom	0,1 t/a	0,1 t/a