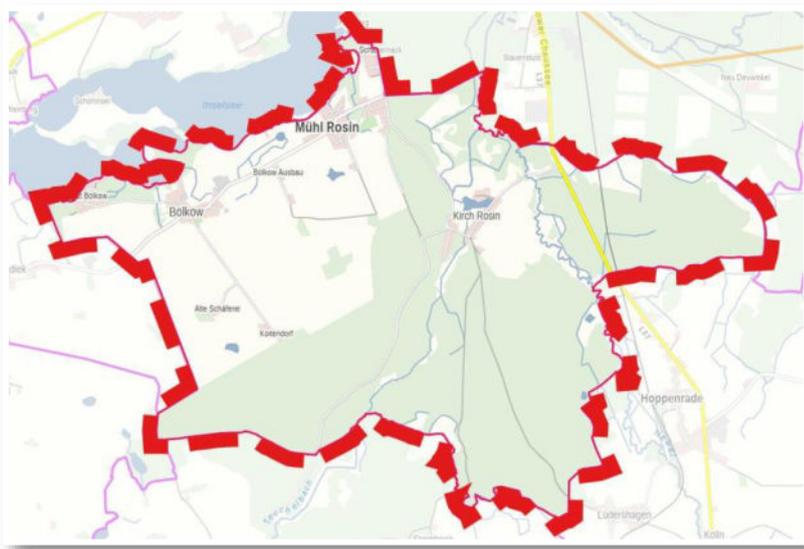


# Machbarkeitsstudie nachhaltige Energieversorgung

---

*in der Gemeinde Mühl Rosin*



**Auftraggeber:**

Gemeinde Mühl Rosin  
Über das Amt Güstrow-Land  
Haselstraße 4  
18273 Güstrow

**Erstellt durch:**

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



Bearbeitungsstand: September 2024

gefördert durch:



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

## Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und Aufgabenstellung.....	1
2	Grundlagenermittlung.....	1
2.1	Kartografische Daten.....	1
2.2	Statistische Daten.....	3
2.3	Auswertung der planerischen Situation.....	3
2.4	Lokale Akteure.....	3
3	Bedarfsanalyse.....	3
3.1	Methodik.....	3
3.2	Ergebnisse.....	7
4	Potenzialanalyse.....	13
4.1	Energetische Gebäudesanierung.....	14
4.2	Energetische Biomassenutzung.....	15
4.3	Solar-Aufdachanlagen.....	18
4.4	Umweltwärmenutzung.....	21
4.5	PV-Freiflächen.....	24
4.6	Windenergie.....	30
4.7	Zusammenfassung.....	30
5	Netzgebundene Versorgungslösungen.....	33
5.1	Versorgungsgebiete.....	33
5.2	Variante 1: Stufenweiser Wärmenetzausbau.....	35
5.3	Variante 2: Netz mit Großwärmepumpe.....	60
5.4	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW).....	71
6	Dezentrale Versorgungsmodelle.....	72
6.1	Typ-Gebäude.....	73
6.2	Erdgas-Therme.....	74
6.3	Heizölkessel.....	74
6.4	Solarthermie + Erdgas.....	75
6.5	Holz-Pellets.....	76
6.6	Luft-Wasser-Wärmepumpe.....	76
7	Betreibermodelle.....	78
7.1	Unternehmensformen.....	78
7.2	Betreibermodelle.....	79
8	Varianten und Szenarien.....	81
8.1	Variantenvergleich.....	81
8.2	Sensitivitätsanalyse.....	87
9	Strom-Bilanzkreismodell (BKM).....	91
9.1	Funktionsweise.....	91
9.2	Praxisbeispiele.....	92
9.3	Kosten.....	92
10	Maßnahmenkatalog.....	95
11	Quellerverzeichnis.....	99

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Gebäudeklassifizierung (exemplarisch).....	4
Abb. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil .....	7
Abb. 3: Karte Rückmeldequote Befragung.....	8
Abb. 4: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteil .....	8
Abb. 5: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil.....	9
Abb. 6: Karte: Wärmebedarfsdichte .....	10
Abb. 7: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil.....	11
Abb. 8: Endenergiebedarf nach Ortsteil und Energieträger .....	12
Abb. 9: Treibhausgasemissionen nach Ortsteil und Energieträger.....	12
Abb. 10: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil .....	14
Abb. 11: Karte Bodennutzungsarten .....	16
Abb. 12: Energetisches Potenzial Biomasse.....	17
Abb. 13: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse .....	18
Abb. 14: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen .....	20
Abb. 15: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen.....	21
Abb. 16: Energetisches Potenzial Umweltwärmenutzung.....	23
Abb. 17: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmenutzung .....	23
Abb. 18: Karte Flächenkulisse PV-Freiflächenanlagen.....	27
Abb. 19: Karte Flächenkulisse PV-Freiflächenanlagen.....	28
Abb. 20: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen.....	29
Abb. 21: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen .....	30
Abb. 22: Zusammenfassung energetische Potenziale (mit Wind und PV-Freifläche) .....	31
Abb. 23: Zusammenfassung energetische Potenziale (ohne Wind und PV-Freifläche).....	31
Abb. 24: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (mit PV-Freifläche).....	32
Abb. 25: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (ohne PV-Freifläche).....	32
Abb. 26: Karte Übersicht Versorgungsgebiete .....	33
Abb. 27: Übersicht funktionale Konzeption Stufe 1 .....	36
Abb. 28: Übersicht funktionale Konzeption Stufe 2.....	37
Abb. 29: Übersicht funktionale Konzeption Stufe 3 .....	38
Abb. 31: Heizhaus (Beispiel) .....	38
Abb. 31: Flächenbedarf Biomasseheizwerke .....	39
Abb. 33: Brennstoffanlieferung .....	40
Abb. 34: Holz-Hackschnitzelkessel .....	40
Abb. 35: Pufferspeicher .....	41
Abb. 36: Nahwärmeleitungen .....	41
Abb. 37: Wärmeübergabestation.....	42
Abb. 37: Beispiel Solarthermie-Freifläche .....	43
Abb. 39: Erdbeckenspeicher, Quelle: Arcon Sunmark.....	44
Abb. 39: Var.1: Mühl Rosin: Versorgungsgebiet und Standorte .....	47
Abb. 40: Var. 1 Mühl Rosin: Wärmebilanz .....	49
Abb. 41: Var. 1 Mühl Rosin: Jahresgang Stufe 1 .....	50
Abb. 42: Var. 1 Mühl Rosin: Jahresgang Stufe 2 .....	50
Abb. 43: Var. 1 Mühl Rosin: Jahresgang Stufe 3 .....	50
Abb. 44: Var. 1 Mühl Rosin: Treibhausgaseinsparung.....	51
Abb. 45: Var. 1 Mühl Rosin: Investitionsschätzung und Förderung .....	52
Abb. 46: Var. 1 Mühl Rosin: Wärmegestehungskosten .....	53
Abb. 47: Var.1: Bölkow: Versorgungsgebiet und Standorte.....	54
Abb. 48: Var. 1 Bölkow: Wärmebilanz.....	55

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

Abb. 49: Var. 1 Bölkow: Jahresgang Stufe 1.....	56
Abb. 50: Var. 1 Bölkow: Jahresgang Stufe 2.....	56
Abb. 51: Var. 1 Bölkow: Treibhausgaseinsparung .....	57
Abb. 52: Var. 1 Bölkow: Investitionsschätzung und Förderung.....	58
Abb. 53: Var. 1 Bölkow: Wärmegestehungskosten .....	59
Abb. 54: Prizipschema Wärmepumpe .....	60
Abb. 55: Übersicht funktionale Konzeption Var. 2.....	65
Abb. 56: Var.2: Bölkow: Versorgungsgebiet und Standorte.....	66
Abb. 57: Var. 2 Bölkow: Jahresgang .....	67
Abb. 58: Var. 2 Bölkow: Treibhausgaseinsparung .....	68
Abb. 59: Var. 2 Bölkow: Investitionsschätzung und Förderung.....	69
Abb. 60: Var. 2 Bölkow: Wärmegestehungskosten .....	70
Abb. 61: Übersicht BEW.....	71
Abb. 62: Übersicht Gebäudeenergiegesetz 2024 .....	73
Abb. 63: Variantenvergleich Versorgungsumfang und Energieträgereinsatz .....	81
Abb. 64: Wärmebereitstellung pro Standort .....	82
Abb. 65: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen .....	83
Abb. 66: Vergleich spezifische THG-Emissionen verschiedener Versorgungsformen .....	84
Abb. 67: Variantenvergleich Investitionskosten .....	85
Abb. 68: Investitionen pro Standort .....	85
Abb. 69: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten .....	86
Abb. 70: Wärmegestehungskosten pro Standort .....	86
Abb. 71: Sensitivität Anschlussgrad .....	88
Abb. 72: Sensitivität Investkosten .....	88
Abb. 73: Sensitivität Förderquote .....	89
Abb. 74: Sensitivität Energieträgerkosten .....	90
Abb. 75: Sensitivität CO2-Preis .....	90
Abb. 76: Prinzip Strombilanzkreismodell.....	91
Abb. 77: Kostenvergleich Strombilanzkreismodell .....	93

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Verwendete Emissionsfaktoren.....	6
Tab. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil.....	7
Tab. 3: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteil .....	8
Tab. 4: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil .....	9
Tab. 5: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil.....	10
Tab. 6: Endenergiebedarf der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger .....	11
Tab. 7: Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger .....	12
Tab. 8: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil und Sektor .....	15
Tab. 9: THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil .....	15
Tab. 10: Energetisches Potenzial Biomasse.....	17
Tab. 11: Treibhausgasminderungspotenzial Biomasse .....	18
Tab. 12: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil .....	20
Tab. 13: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil .....	20
Tab. 14: Energetisches Potenzial Umweltwärmenutzung nach Ortsteil .....	22
Tab. 15: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmenutzung nach Ortsteil .....	23
Tab. 16: Kriterien Flächenkulisse PV-Freiflächen .....	27
Tab. 17: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen.....	29
Tab. 18: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen .....	29

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Tab. 19: Zusammenfassung energetische Potenziale .....	31
Tab. 20: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial .....	32
Tab. 21: Kenngrößen Versorgungsgebiete Nahwärme .....	33
Tab. 22: Var.1 Mühl Rosin: Auslegung Hauptkomponenten .....	48
Tab. 23: Var. 1 Mühl Rosin: Wärmebilanz.....	49
Tab. 24: Var. 1 Mühl Rosin: Endenergie- und Treibhausgasbilanz.....	51
Tab. 25: Var. 1 Mühl Rosin: Investitionsschätzung und Förderung .....	52
Tab. 26: Var. 1 Mühl Rosin: Wärmegehaltungskosten.....	53
Tab. 27: Var.1 Bölkow: Auslegung Hauptkomponenten .....	54
Tab. 28: Var. 1 Bölkow: Wärmebilanz .....	55
Tab. 29: Var. 1 Bölkow: Endenergie- und Treibhausgasbilanz.....	57
Tab. 30: Var. 1 Bölkow: Investitionsschätzung und Förderung.....	58
Tab. 31: Var. 1 Bölkow: Wärmegehaltungskosten .....	59
Tab. 32: Var.2 Bölkow: Auslegung Hauptkomponenten .....	66
Tab. 33: Var. 2 Bölkow: Wärmebilanz .....	67
Tab. 34: Var. 2 Bölkow: Endenergie- und Treibhausgasbilanz.....	68
Tab. 35: Var. 2 Bölkow: Investitionsschätzung und Förderung.....	69
Tab. 36: Var. 2 Bölkow: Wärmegehaltungskosten .....	70
Tab. 37: Kennwerte Typ-Gebäude .....	73
Tab. 38: Kennwerte Erdgas-Therme .....	74
Tab. 39: Kennwerte Heizölkessel.....	75
Tab. 40: Kennwerte Erdgas-Therme + Solarthermie .....	76
Tab. 41: Kennwerte Pelletkessel.....	76
Tab. 42: Kennwerte Luft-Wasser-Wärmepumpe.....	77
Tab. 43: Variantenvergleich Versorgungsumfang.....	82
Tab. 44: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen .....	83
Tab. 45: Variantenvergleich Investitionskosten.....	84
Tab. 46: Variantenvergleich Wärmegehaltungskosten .....	87

## Anhänge

- Anhang 1: Karten
- Anhang 2: Fragebogen der Anwohnerbefragung
- Anhang 3: Energetisches Biomassepotenzial
- Anhang 4: Kalkulation stufenweiser Wärmenetzausbau – Mühl Rosin
- Anhang 5: Kalkulation stufenweiser Wärmenetzausbau - Bölkow
- Anhang 6: Kalkulation Netz mit Wärmepumpe - Bölkow
- Anhang 7: Kalkulation dezentraler Versorgungskonzepte

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## 1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Gemeinde Mühl Rosin hat sich zur aktiven Gestaltung der Energiewende vor Ort bekannt und möchte Weichen hin zu einem nachhaltigen und stabilen Energiesystem auf Basis einheimischer Ressourcen stellen. Um den notwendigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele des Bundes, des Landes sowie des Landkreises Nordwestmecklenburg und somit zur Wahrung der Lebensbedingungen für kommende Generationen leisten zu können, wurde eine Studie zur nachhaltigen Energieversorgung durch Nutzung erneuerbarer Energien wie Solar-, Windkraft-, und Biomasseanlagen sowie der Potenziale der Nutzung der Sektorenkopplung in Auftrag gegeben.

Die zu erarbeitende Studie bietet dazu zunächst eine belastbare Analyse des Ist-Zustandes sowie bestehender klimaschutzrelevanter Entwicklungsmöglichkeiten. Ausgehend davon wurden realisierbare umsetzungsorientierte Konzepte und Endwicklungspfade zum Aufbau einer regionalen Energieversorgungsinfrastruktur auf Basis verfügbarer regenerativer Quellen abgeleitet, sowie Alternativen zu konventionellen Versorgungslösungen verglichen und aufgezeigt werden.

Ziel der Betrachtungen ist es, durch den Einsatz regional verfügbarer Energieträger im Strom- und Wärmesektor die Lebens- und Wirtschaftsbedingungen in Mühl Rosin weiter zu verbessern, lokale Wertschöpfungsketten zu stärken und einen wichtigen Beitrag zum Klima- und Umweltschutz zu leisten und somit eine belastbare Entscheidungs- und Planungsgrundlage für nachgelagerte Umsetzungsschritte bilden.

## 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 Geoinformationssystem (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:

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

### 2.1.1 Topografische Informationen

- Topografische Karte (WebAtlas MV)<sup>1</sup>
- Digitale Orthophotos (DOP)<sup>2</sup>
- Digitales Oberflächenmodell<sup>3</sup>
- Digitales Geländemodell<sup>4</sup>
- Bodennutzungstypen (BNT)<sup>5</sup>

### 2.1.2 Administrative Gliederung

- Digitale Verwaltungsgrenzen (DVG)<sup>6</sup>
- Digitale Flurgrenzen (DFG)<sup>7</sup>
- Amtliches Liegenschaftskataster-Informationssystem (ALKIS®)<sup>8</sup>

### 2.1.3 Planerische Situation

- Regionales Raumentwicklungsprogramm (RREP)<sup>9</sup> inkl. Teilfortschreibungsentwurf<sup>10</sup>
- Geltende bzw. in Aufstellung befindliche Bebauungspläne<sup>11</sup>
- Gebäudebestand<sup>12</sup>

### 2.1.4 Energetische Situation

- Energieportal Nordwestmecklenburg<sup>13</sup>
- Fachkarten Erdwärmenutzung<sup>14</sup>

### 2.1.5 Naturschutzfachliche Belange

- Schutzgebiete<sup>15</sup>
- Geschützte Biotope<sup>16</sup>

---

<sup>1</sup> LAiV 01

<sup>2</sup> LAiV 02

<sup>3</sup> LAiV 11

<sup>4</sup> LAiV 12

<sup>5</sup> LUNG 03

<sup>6</sup> LAiV 03

<sup>7</sup> LAiV 04

<sup>8</sup> LAiV 05

<sup>9</sup> LUNG 01

<sup>10</sup> RPV RO 01

<sup>11</sup> LAND MV 01 sowie ergänzende Pläne, bereitgestellt durch Auftraggeber

<sup>12</sup> LAiV 06

<sup>13</sup> LK NWM 01

<sup>14</sup> LUNG 04

<sup>15</sup> LUNG 02

<sup>16</sup> LUNG 03

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

## 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 Gemeinden<sup>17</sup>
- Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen<sup>18</sup>
- Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung<sup>19</sup>

## 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 dienen 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:

- Öffentliche Verwaltung / Liegenschaftsverwaltung
- Wohnungswirtschaft
- Gewerbe / Industrie
- Energieversorgung

# 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®)<sup>20</sup> sowie ergänzend durch die Auswertung aktueller Luftbilddaufnahmen<sup>21</sup> wurden zunächst sämtliche energetisch relevante Gebäude im Untersuchungsgebiet kartografisch und tabellarisch erfasst. Unter ergänzender

---

<sup>17</sup> LAiV 07

<sup>18</sup> LAiV 09

<sup>19</sup> LAiV 10

<sup>20</sup> LAiV 05

<sup>21</sup> LAiV 02

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

Berücksichtigung der bestehenden Bebauungspläne<sup>22</sup> sowie kartografischer Informationen zum Gebäudebestand<sup>23</sup> 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...)

### 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 baurechtlichen Vorgaben (Wärmeschutzverordnungen / Energieeinsparverordnungen), diverse publizierte Kennwerte<sup>24</sup> sowie Erfahrungswerte aus vergleichbaren Untersuchungen.

Anhand von Klimaaufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes<sup>25</sup> 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)<sup>26</sup> zugrunde gelegt. Die zeitliche Auflösung beträgt 24 Stunden.

<sup>22</sup> LAND MV 01 sowie ergänzende Pläne, bereitgestellt durch Auftraggeber

<sup>23</sup> LAiV 06

<sup>24</sup> u.a. RECK 01, WIKI 01

<sup>25</sup> DWD 01

<sup>26</sup> BDEW 01

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

### 3.1.3 Anwohner- und Akteursbefragung

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.

Für öffentliche Gebäude und Gebäude im Bestand der kommunalen Wohnungsbaugesellschaft wurden die entsprechenden Informationen gesammelt abgefragt. Hier stehen noch weitere Befragungsrückläufe aus, die ggf. sukzessive eingepflegt werden.

Darüber erfolgte nach vorheriger telefonischer Kontaktaufnahme ebenfalls eine fragebogenbasierte Befragung relevanter gewerblicher Akteure im Untersuchungsgebiet.

### 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)
- Jahrgang Wärmebedarf (24-Stunden-Werte im Typjahr)
- Jahrgang Temperaturniveau (Vorlauf / Rücklauf, 24-Stunden-Werte im Typjahr)

Die Ermittlung der Jahrgänge erfolgte auch hier auf Basis von Klimadaten des Deutschen Wetterdienstes<sup>27</sup> 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 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.

Des Weiteren wurden Informationen der vor Ort tätigen Infrastrukturbetreiber zu verfügbaren leitungsgebundenen Energieträgern berücksichtigt.

---

<sup>27</sup> DWD 01



Hierbei wurden folgende typische Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung zugrunde gelegt:

- Erdgas / Flüssiggas: 0,91
- Heizöl: 0,90
- Feststoffe / Holz 0,80 (Mix Kleinf Feuerung und Zentralkesselanlage)
- Strom (via Wärmepumpe): 4,40 (Mix Luft- und Erdwärmepumpen)
- Strom (konventionell): 0,95

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

Neben dem bedeutendsten Treibhausgas Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) werden hierbei auch weitere klimawirksame Emissionen wie beispielweise Methan (CH<sub>4</sub>) oder Lachgas (N<sub>2</sub>O) berücksichtigt. Die Gesamtemissionen werden auf die entsprechende Menge an CO<sub>2</sub> umgerechnet. Die Angabe erfolgt als sogenanntes CO<sub>2</sub>-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-Modells<sup>28</sup> bzw. Fachveröffentlichungen des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU)<sup>29</sup> sowie der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR)<sup>30</sup> und der Deutschen Energie-Agentur (dena)<sup>31</sup> entnommen.

Folgende Emissionsfaktoren wurden genutzt:

<b>Energieträger</b>	<b>Bezug</b>	<b>Emissionsfaktor</b> [g/kWh CO <sub>2</sub> -Äqu.]	<b>Quelle</b>
Heizöl	Brennstoff (Endenergie)	310,0	Gemis Heizöl-Hzg 100%
Erdgas	Brennstoff (Endenergie)	227,0	Gemis Erdgas-Hzg 100%
Flüssiggas	Brennstoff (Endenergie)	294,0	Gemis Flüssiggas-Hzg 100%
Holz	Brennstoff (Endenergie)	15,0	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)	40,0	Gemis Solar-PV (polykristallin)
Windenergie	Strom (Endenergie)	10,0	Gemis Wind Park onshore
Strom (Netzbezug)	Strom (Endenergie)	409,0	Gemis Stromnetz-lokal 2020
Grüner Wasserstoff	Wasserstoff	48,2	Gemis Biogas-Gülle-BHKW
	Wärme (Nutzenergie)	48,2	Gemis Nahwärme-Biogas-mix-BHKW
Biogas (Bestand)	Strom (Endenergie)	67,0	Gemis Biogas-Gülle-BHKW
	Wärme (Nutzenergie)	114,0	Gemis Nahwärme-Biogas-mix-BHKW
Fernwärme	Endenergie	114,0	abgeleitet

Tab. 1: Verwendete Emissionsfaktoren

<sup>28</sup> GEMIS

<sup>29</sup> IWU 01

<sup>30</sup> FNR 04

<sup>31</sup> DENA 01

## 3.2 Ergebnisse

### 3.2.1 Gebäudebestand

Im Untersuchungsgebiet wurden **insgesamt 440 Gebäude** identifiziert, die einen relevanten Energiebedarf aufweisen. Zu einem weit überwiegenen Anteil von ca. 92% sind diese dem privaten Sektor zuzuordnen.

Der beschriebene Gebäudebestand umfasst insgesamt eine **Nutzfläche von ca. 71.600 m<sup>2</sup>**. Auch hier stellt der private Sektor mit 89% den größten Anteil dar.

Ortsteil	Nutzfläche (beheizt) [ m <sup>2</sup> ]				gesamt	
	privat	gewerbl.	öffentl.	Sektor		
Bölkow	19.245	2.593	165		<b>22.003</b>	30,7%
Kirch Rosin	10.509	330	212		<b>11.050</b>	15,4%
Mühl Rosin	33.927	1.573	3.004		<b>38.504</b>	53,8%
<b>gesamt</b>	<b>63.680</b>	<b>4.496</b>	<b>3.381</b>		<b>71.557</b>	100,0%
	89,0%	6,3%	4,7%			

Tab. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil

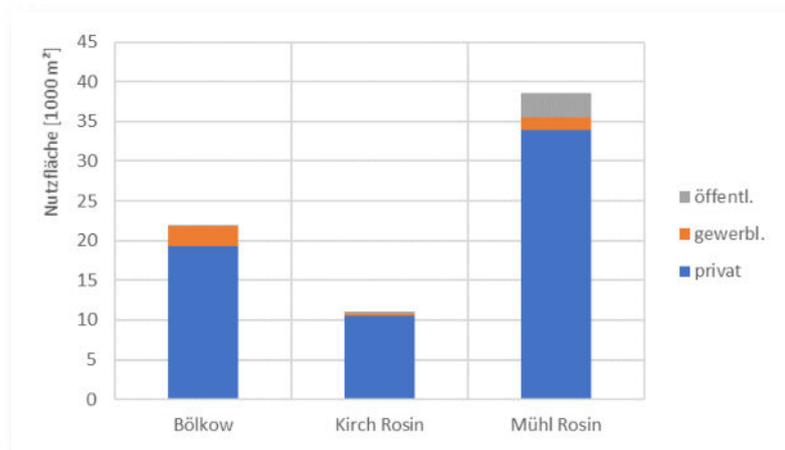


Abb. 2: Nutzfläche nach Sektor und Ortsteil

### 3.2.2 Befragungsrücklauf

Die durchgeführten Befragungen von Anwohnern, Gewerbe und Wohnungswirtschaft sowie der öffentlichen Verwaltung ergab verwertbare Rückmeldungen zu 99 der 621 erfassten Gebäude. Dies entspricht einer **Rückmeldequote von ca. 29%**. Diese Rückmeldequote ist im Vergleich zu ähnlichen durchgeführten Untersuchungen als sehr gut einzuschätzen und erlaubt qualitativ hochwertige Rückschlüsse auf die bestehende Bedarfs- und Versorgungsstruktur.

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

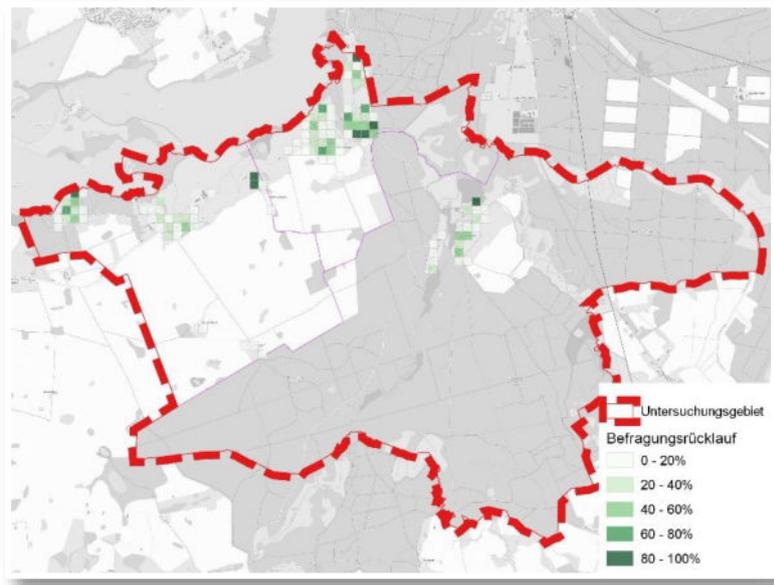


Abb. 3: Karte Rückmeldequote Befragung

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

Ortsteil	Rückmeldungen [-]			
	interessiert (ggf. bedingt)	nicht interessiert	keine Angabe	gesamt
Bölkow	27 20,0%	5 3,7%	3 2,2%	<b>35</b> 25,9%
Kirch Rosin	13 17,6%	3 4,1%	0 0,0%	<b>16</b> 21,6%
Mühl Rosin	71 30,7%	2 0,9%	3 1,3%	<b>76</b> 32,9%
<b>gesamt</b>	<b>111</b> 25,2%	<b>10</b> 2,3%	<b>6</b> 1,4%	<b>127</b> 28,9%

Tab. 3: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteil

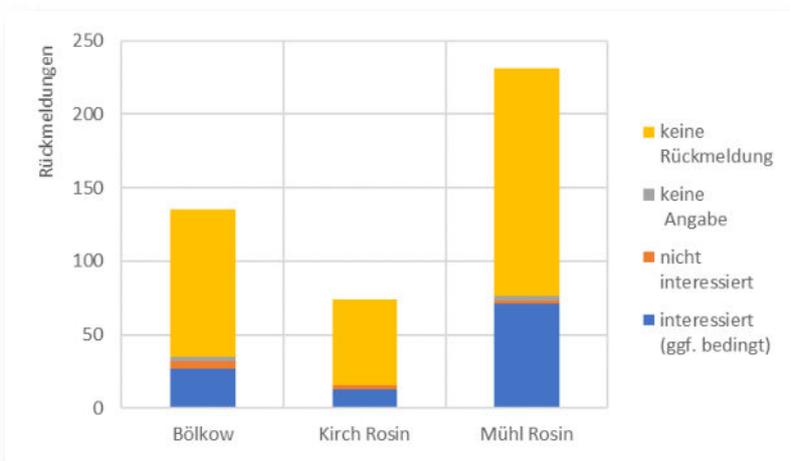


Abb. 4: Rückmeldequote und Interessenlage nach Ortsteil

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			
Bölkow	2.299	252	15	<b>2.566</b>	29,0%	
Kirch Rosin	1.218	22	9	<b>1.249</b>	14,1%	
Mühl Rosin	4.507	187	331	<b>5.026</b>	56,8%	
<b>gesamt</b>	<b>8.025</b>	<b>461</b>	<b>354</b>	<b>8.840</b>	100,0%	
	90,8%	5,2%	4,0%	100,0%		

Tab. 4: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil

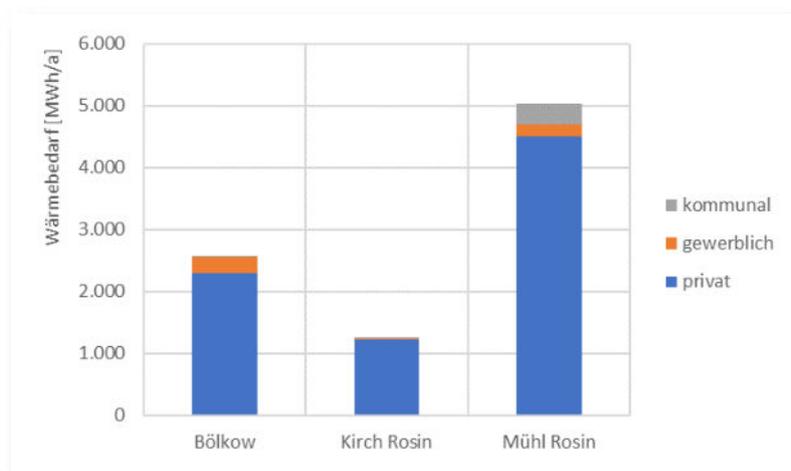


Abb. 5: Wärmebedarf nach Sektor und Ortsteil

Es wurde ein **Gesamt-Wärmebedarf von ca. 8.800 MWh/a** im Untersuchungsgebiet ermittelt. Hiervon entfallen ca. 91% 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:

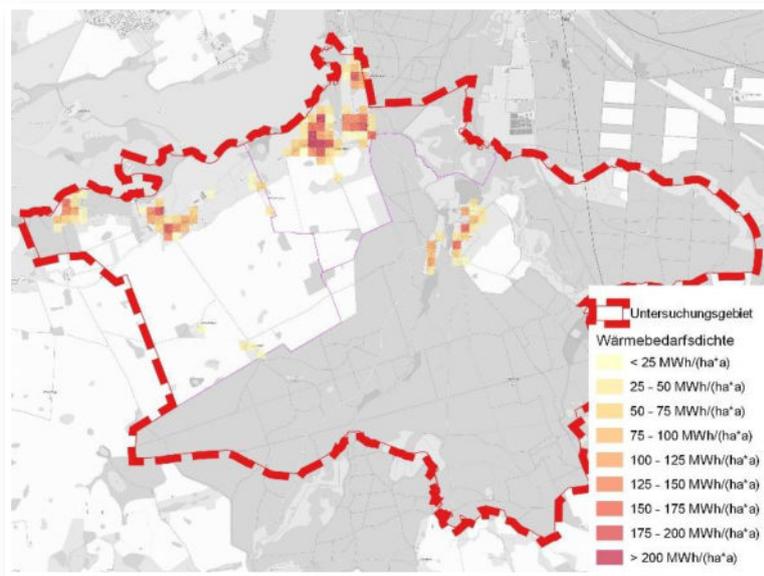


Abb. 6: Karte: Wärmebedarfsdichte

In dieser Darstellung werden bereits zusammenhängende Gebiete eines verdichteten Wärmebedarfs in unter anderem in den Ortslagen Mühl Rosin und Bölkow 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 [MWh/a]				Gesamt	
	Sektor					
	privat	gewerblich	kommunal			
Bölkow	406	64	1	<b>471</b>		31,6%
Kirch Rosin	229	8	3	<b>240</b>		16,1%
Mühl Rosin	698	39	43	<b>780</b>		52,3%
<b>gesamt</b>	<b>1.333</b>	<b>111</b>	<b>48</b>	<b>1.491</b>		100,0%
	89,4%	7,4%	3,2%			100,0%

Tab. 5: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil

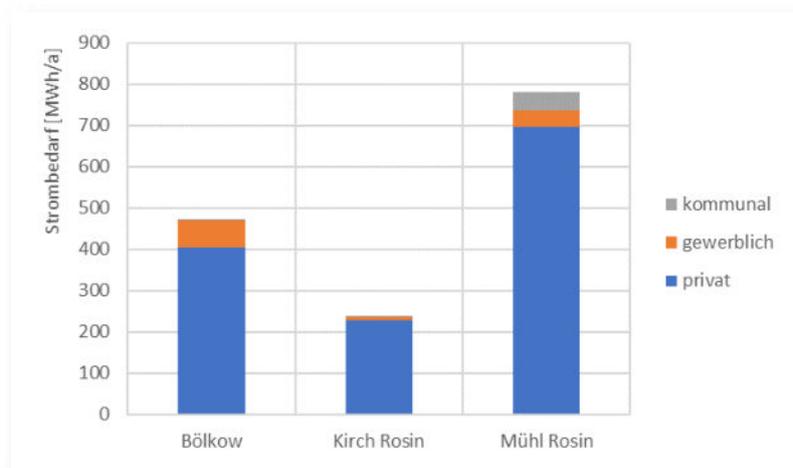


Abb. 7: Strombedarf nach Sektor und Ortsteil

Es wurde ein **Gesamt-Strombedarf von ca. 1.500 MWh/a** im Untersuchungsgebiet ermittelt. Hiervon entfallen ca. 89% auf die Wohnbebauung.

### 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, der aus Vorgängerprojekten bekannten Daten sowie anhand vergleichbarer Konstellationen abgeschätzt.

Für die Bereitstellung von Wärme ergibt sich insgesamt ein **Endenergiebedarf von ca. 9.600 MWh/a**.

Als Endenergieträger kommt überwiegend Erdgas (68%), gefolgt von Heizöl und Flüssiggas (jeweils ca. 10%) zum Einsatz.

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

	Endenergiebedarf zur Wärmebereitstellung [MWh/a]						Summe	
	Erdgas	Flüssiggas	Heizöl	Feststoff	Strom (Wärme)	Solarthermie		
Bölkow	2.213	138	140	157	91	49	<b>2.788</b>	29,0%
Kirch Rosin	0	537	543	153	108	26	<b>1.368</b>	14,2%
Mühl Rosin	4.359	272	275	310	179	67	<b>5.463</b>	56,8%
<b>Summe</b>	<b>6.572</b>	<b>948</b>	<b>959</b>	<b>620</b>	<b>379</b>	<b>143</b>	<b>9.620</b>	100,0%
	68,3%	9,9%	10,0%	6,4%	3,9%	1,5%		

Tab. 6: Endenergiebedarf der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger

Zusätzlich zum Endenergieaufwand der Wärmeversorgung fließt auch der bereits oben dargestellte Stromverbrauch in Höhe von ca. 1.500 MWh/a in den gesamten Endenergiebedarf mit ein. Die nachfolgende Abbildung zeigt diesen im Überblick:

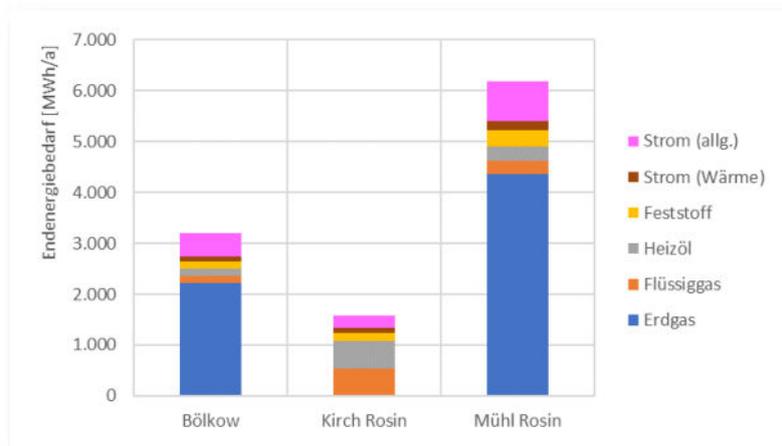


Abb. 8: Endenergiebedarf nach Ortsteil und Energieträger

Anhand der oben genannten Emissionsfaktoren wurden die **Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung mit insgesamt ca. 2.200 t/a CO<sub>2</sub>-äqu.** bestimmt. Dies entspricht einem spezifischen Emissionsfaktor von **253 g/kWh CO<sub>2</sub>-äqu. bezogen auf die Nutzwärme.** Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zusammensetzung im Einzelnen:

	Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung [t/a]							Summe	
	Erdgas	Flüssiggas	Heizöl	Feststoff	Strom	Solarthermie			
Bölkow	502	41	43	2	37	1	627	28,1%	
Kirch Rosin	0	158	168	2	44	1	374	16,7%	
Mühl Rosin	989	80	85	5	73	2	1.235	55,2%	
<b>Summe</b>	<b>1.492</b>	<b>279</b>	<b>297</b>	<b>9</b>	<b>155</b>	<b>4</b>	<b>2.235</b>	<b>100,0%</b>	
	66,7%	12,5%	13,3%	0,4%	6,9%	0,2%	100,0%		

Tab. 7: Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung nach Ortsteil und Energieträger

Hinzu kommen die **Treibhausgasemissionen der Stromversorgung** in Höhe von ca. **600 t/a CO<sub>2</sub>-äqu.**

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Aufteilung:

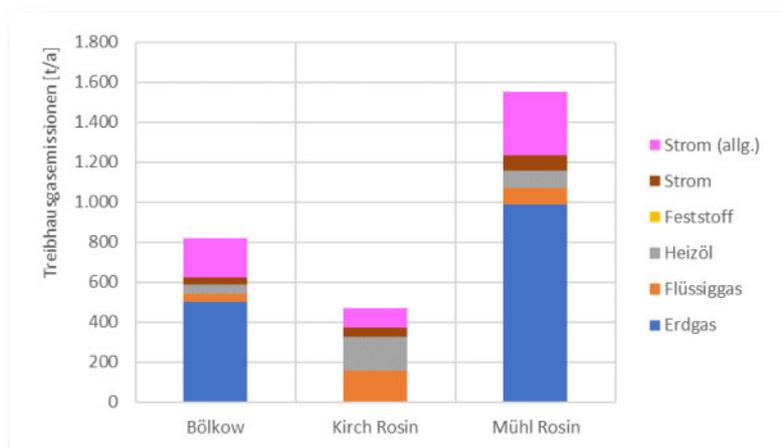


Abb. 9: Treibhausgasemissionen nach Ortsteil und Energieträger

## 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 von Restholz aus Forstwirtschaft, und Landschaftspflege
- 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 Umweltwärmenutzung
- Energetisches Potenzial der Windenergienutzung

Grundsätzlich werden im Rahmen der Potenzialanalyse Möglichkeiten erarbeitet, um den lokalen Strom und Wärmebedarf zu 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 Treibhausgasreduzierungs-potenzial 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:

- Szenario 1: 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/(m<sup>2</sup>\*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. 2.100 MWh/a**. Dies entspricht ca. **24%** des bestehenden Wärmebedarfs.

Bei ansonsten gleichbleibender Versorgungsstruktur bedeutet dies eine Verminderung der Treibhausgasemissionen der Wärmeversorgung um ca. 540 t/a. Die nachfolgenden Übersichten zeigen die Ergebnisse im Überblick.

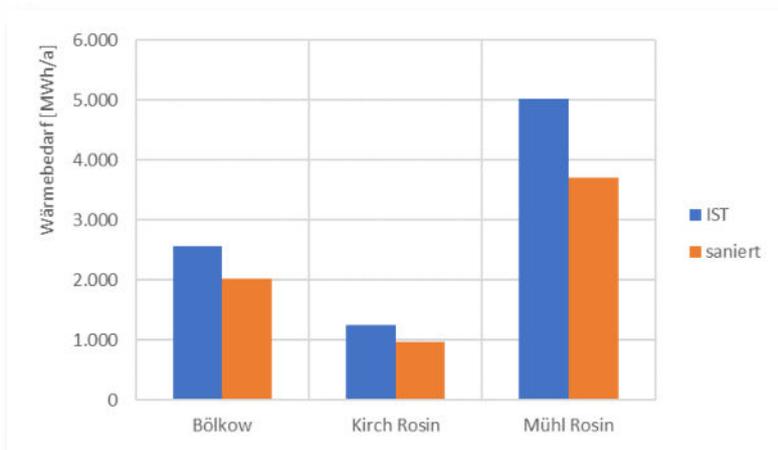


Abb. 10: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil



Ortsteil	Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung [MWh/a]							
	privat		gewerbl.		öffentl.		gesamt	
Bölkow	-521	-22,7%	-24	-9,6%	0	0,0%	-545	-21,2%
Kirch Rosin	-269	-22,1%	-3	-13,6%	0	0,0%	-272	-21,8%
Mühl Rosin	-1.199	-26,6%	-32	-17,3%	-88	-26,6%	-1.319	-26,2%
<b>gesamt</b>	<b>-1.988</b>	<b>-24,8%</b>	<b>-60</b>	<b>-12,9%</b>	<b>-88</b>	<b>-24,8%</b>	<b>-2.136</b>	<b>-24,2%</b>

Tab. 8: Wärme-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil und Sektor

Ortsteil	THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung [t/a]	
Bölkow	-133	-21,2%
Kirch Rosin	-81	-21,8%
Mühl Rosin	-324	-26,2%
<b>gesamt</b>	<b>-539</b>	<b>-24,1%</b>

Tab. 9: THG-Einsparpotenzial Gebäudesanierung nach Ortsteil

## 4.2 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 Bodennutzungsarten<sup>32</sup>
- Anbaustatistiken des Statistischen Amtes MV<sup>33</sup>
- Diverse publizierte Daten zu spezifischen Erträgen und Brennstoffeigenschaften, u.a. bereitgestellt durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)<sup>34</sup>

<sup>32</sup> LUNG 03

<sup>33</sup> LAiV 10

<sup>34</sup> FNR01, FNR02

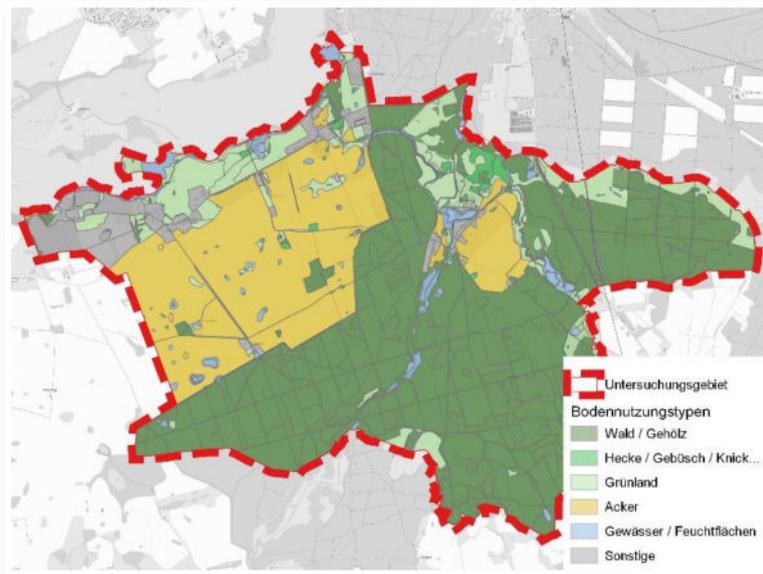


Abb. 11: Karte Bodennutzungsarten

### 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 Wärmeversorgungsanlagen 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 Kern- und Entwicklungszonen des Biosphärenreservats und 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 Kleinfeuerungsanlagen (Restmenge)

**Getreidestroh (STROH)**

- Stroh aus Weizenanbau (laut Empfehlung der FNR hinsichtlich Brennstoffeigenschaften und Bodenwerterhalt)
- Flächenbezug: 22,5% der Ackerfläche (Anbaumix laut Anbaustatistik)
- Aufkommen laut Ansätzen der FNR
- Mengengrenzung: 50% (übliche landwirtschaftliche Praxis zwecks Bodenwerterhalt)

**Landschaftspflegeheu (HEU)**

- Heu aus der Grünlandpflege
- Flächenbezug: 50% der Grünlandfläche (Nutzungskonkurrenzen / 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. **6.200 MWh/a Wärme** und bis zu ca. **1.000 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **70% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **68% des Strombedarfs**.

Stoffgruppe	Nutzenenergiebedarf [MWh/a]		Nutzenenergiepotenzial [MWh/a]			
	IST		Szenario 1		Szenario 2	
	Wärme	Strom	Wärme	Wärme	Strom	
Waldrestholz			2.831 32,0%	2.430 27,5%	412 27,6%	
Landschaftspflegeholz			200 2,3%	165 1,9%	35 2,4%	
Getreidestroh			1.480 16,7%	1.255 14,2%	267 17,9%	
Landschaftspflegeheu			1.683 19,0%	1.428 16,1%	304 20,4%	
<b>gesamt Bestand</b>	<b>8.840</b>	<b>1.491</b>	<b>6.194 70%</b>	<b>5.278 60%</b>	<b>1.019 68,3%</b>	

Tab. 10: Energetisches Potenzial Biomasse

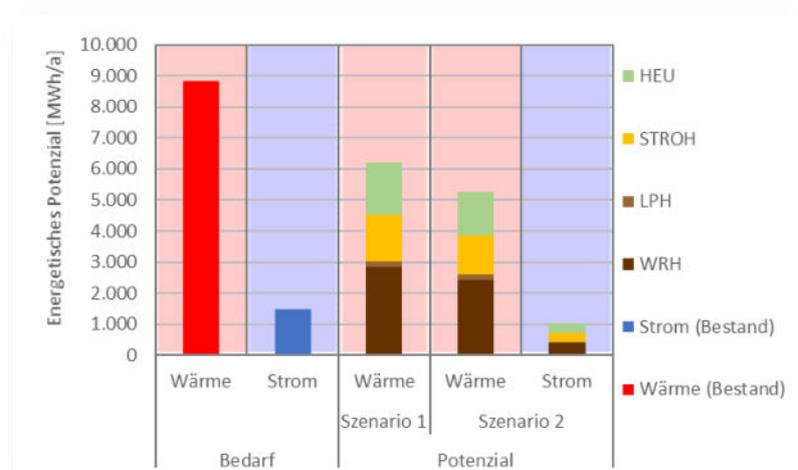


Abb. 12: Energetisches Potenzial Biomasse

Bezogen auf die in der Bedarfsanalyse dargestellte Versorgungsstruktur im Untersuchungsgebiet ergibt sich hieraus rechnerisch ein **Treibhausgasminderungspotenzial** von bis zu **5.900 t/a**. Dies entspricht **ca. 72%** 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	0			605 27,1%	605 21,3%	526 23,5%	153 6,9%	679 23,9%	
Landschaftspflegeholz	0			43 1,9%	43 1,5%	36 1,6%	13 0,6%	49 1,7%	
Getreidestroh	0			337 15,1%	337 11,8%	289 12,9%	103 4,6%	392 13,8%	
Landschaftspflegeheu	0			383 17,1%	383 13,5%	329 14,7%	118 5,3%	446 15,7%	
(Sonstige Energieträger)	2.235	610							
<b>gesamt Bestand</b>	<b>2.235</b>	<b>610</b>	<b>2.845</b>	<b>1.367 61%</b>	<b>1.367 48%</b>	<b>1.179 53%</b>	<b>387 63,5%</b>	<b>1.566 55%</b>	

Tab. 11: Treibhausgasreduzierungsbeitrag Biomasse

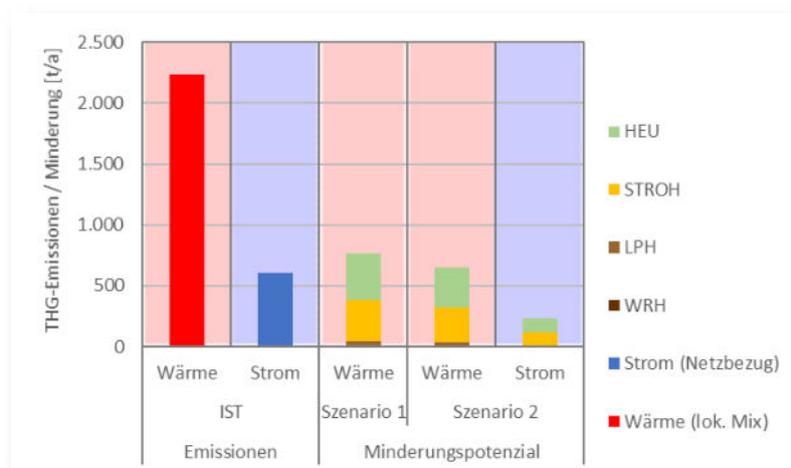


Abb. 13: Treibhausgasreduzierungsbeitrag Biomasse

### 4.3 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)<sup>35</sup>
- Digitales Oberflächenmodell<sup>36</sup>
- Luftbildaufnahmen<sup>37</sup>
- Daten des Marktstammdatenregisters<sup>38</sup>
- Ergebnisse der Anwohnerbefragung

#### Ansätze und Szenarien

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

<sup>35</sup> LAiV 05

<sup>36</sup> LAiV 11

<sup>37</sup> LAiV 02

<sup>38</sup> BNA 01

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

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

Die jährliche Einstrahlung auf die jeweiligen Dachflächen sowie daraus resultierende Strom- bzw. Wärmeerträge wurden auf Basis des Online-Tools PVGIS<sup>39</sup> 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:

- 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. **970 MWh Strom** (PV) erzeugt.

#### Energetisches Potenzial und Treibhausgasminierungspotenzial

Durch den Ausbau der Aufdach-Solarenergienutzung ergibt sich im Gebäudebestand, je nach Szenario, ein energetisches Potenzial von bis zu ca. **730 MWh/a Wärme** und bis zu ca. **6.800 MWh/a Strom**. Dies entspricht ca. **8% des vorliegenden Wärmebedarfs** bzw. **das 4,6-fache des Strombedarfs**.

Das **Treibhausgasminierungspotenzial beträgt ca. 50%**.

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

---

<sup>39</sup> PVGIS

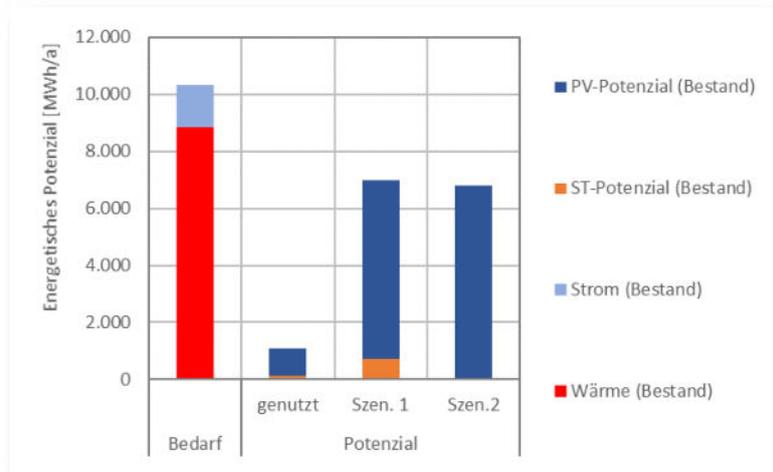


Abb. 14: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen

Ortsteil	IST-Situation [MWh/a]				Energetisches Potenzial [MWh/a]			
	Bedarf		Solarenergienutzung		Szenario 1		Szenario 2	
	Wärme	Strom	ST	PV	ST	PV	PV	
Bölkow Bestand	2.566	471	49 1,9%		244 10%	2.269 482%	2.444 519%	
Kirch Rosin Bestand	1.249	240	26 2,1%		102 8%	1.155 482%	1.230 513%	
Mühl Rosin Bestand	5.026	780	67 1,3%		383 8%	2.842 364%	3.137 402%	
<b>gesamt Bestand</b>	<b>8.840</b>	<b>1.491</b>	<b>143 1,6%</b>	<b>965 64,7%</b>	<b>729 8%</b>	<b>6.266 420%</b>	<b>6.812 457%</b>	

Tab. 12: Energetisches Potenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil

Ortsteil	THG-Emissionen [t/a]			THG-Minderungspotenzial [t/a]									
	IST			realisiert(*)				Szenario 1				Szenario 2	
	Wärme	Strom	gesamt	PV	gesamt	ST	PV	gesamt	PV	gesamt			
Bölkow	627	193	820	0 0%	0 0%	44 7,1%	837 435%	882 108%	902 468%	902 110%			
Kirch Rosin	374	98	472	0 0%	0 0%	17 4,6%	426 435%	443 94%	454 463%	454 96%			
Mühl Rosin	1.235	319	1.554	0 0%	0 0%	72 5,8%	1.049 329%	1.121 72%	1.158 363%	1.158 75%			
<b>gesamt</b>	<b>2.235</b>	<b>610</b>	<b>2.845</b>	<b>356 58%</b>	<b>356 13%</b>	<b>134 6,0%</b>	<b>2.312 379%</b>	<b>2.446 86%</b>	<b>2.514 412%</b>	<b>2.514 88%</b>			

(\*) ST im lok. Energieträgermix berücksichtigt

Tab. 13: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen nach Ortsteil

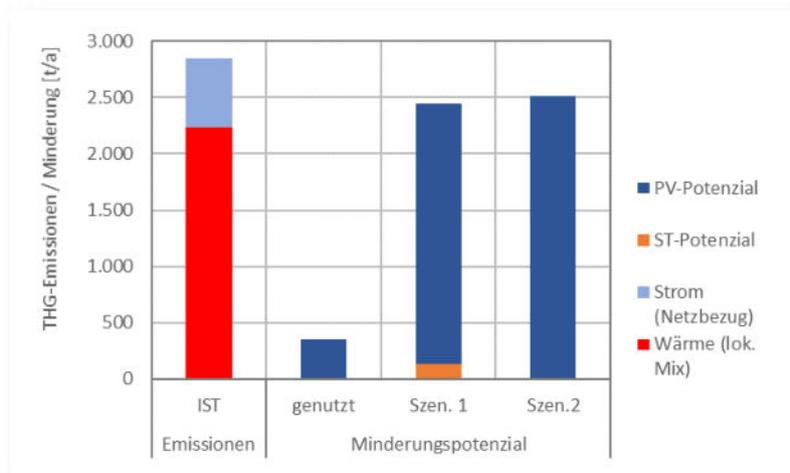


Abb. 15: Treibhausgasminderungspotenzial solarer Aufdachanlagen

## 4.4 Umweltwärmenutzung

### Verfahren und Technologie

Unter dem Begriff Umweltwärmenutzung 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 Wärmenutzung abhängig: Je niedriger der Temperaturunterschied, desto effizienter erfolgt die Wärmenutzung.

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 Umweltwärmenutzung 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 Erdwärmenutzung 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:

- Modellrechnungen mit Hilfe des Online-Rechners des Bundesverband Wärmepumpe e.V.<sup>40</sup>

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 Umweltwärmenutzung ergibt sich im Gebäudebestande in energetisches Potenzial von ca. **1.400 MWh/a Wärme**. Dies entspricht ca. **16% des vorliegenden Wärmebedarfs**. Der hierfür anzurechnende Strombedarf beträgt ca. 325 MWh/a.

Das **Treibhausgasminderungspotenzial beträgt ca. 9%**.

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

Ortsteil	Bedarf	IST			Potenzial		
		Wärme [MWh/a]	Wärme aus Umwelt-Quellen [MWh/a]	verbundener Strombedarf [MWh/a]	Wärme aus Umwelt-Quellen [MWh/a]	verbundener Strombedarf [MWh/a]	
Bölkow Bestand	2.566	50	2,0%	11	645	25,1%	170
Kirch Rosin Bestand	1.249	24	2,0%	6	195	15,6%	39
Mühl Rosin Bestand	5.026	99	2,0%	23	582	11,6%	116
<b>gesamt Bestand</b>	<b>8.840</b>	<b>174</b>	<b>2,0%</b>	<b>40</b>	<b>1.421</b>	<b>16,1%</b>	<b>325</b>

Tab. 14: Energetisches Potenzial Umweltwärmenutzung nach Ortsteil

<sup>40</sup> BWP 01

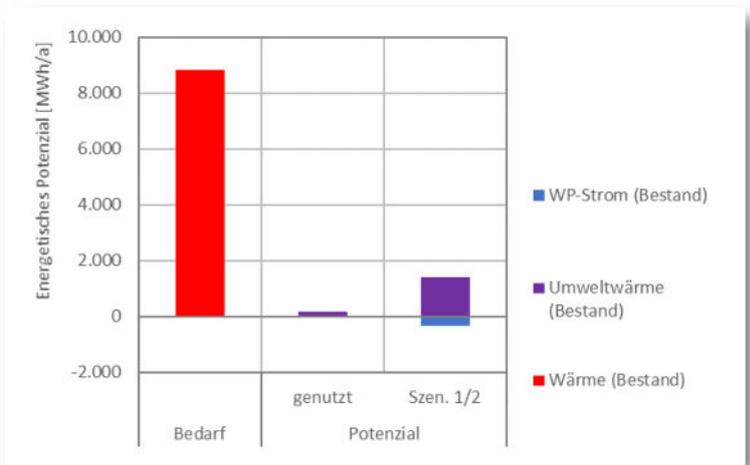


Abb. 16: Energetisches Potenzial Umweltwärmenutzung

Ortsteil	THG-Emissionen Wärme IST (*) [t/a]	THG-Minderung Potenzial [t/a]
Bölkow	627	77 12,3%
Kirch Rosin	374	37 10,0%
Mühl Rosin	1.235	84 6,8%
<b>gesamt</b>	<b>2.235</b>	<b>198 8,9%</b>

(\*) realisierte Umweltwärmenutzung im lok. Energieträgermix berücksichtigt

Tab. 15: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmenutzung nach Ortsteil

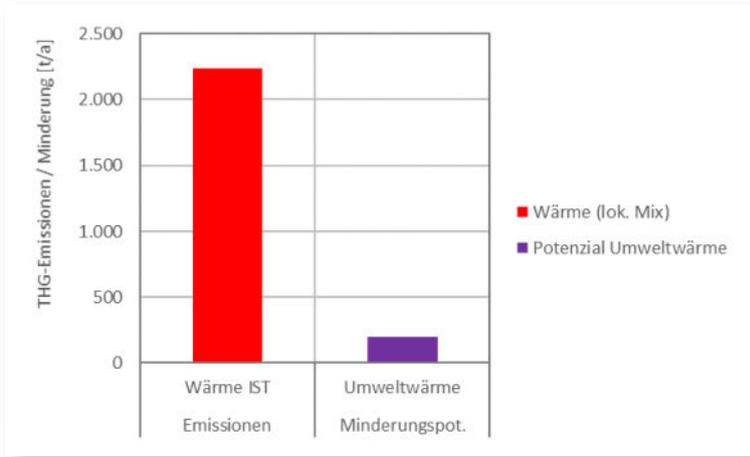


Abb. 17: Treibhausgasminderungspotenzial Umweltwärmenutzung

## 4.5 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.

### 4.5.1 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 eine 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 eine der in Buchstabe a bis g genannten Flächen fällt.

### 4.5.2 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

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) aus dem Jahr 2016<sup>41</sup>. 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 zuzulassen<sup>42</sup>. 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

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](http://www.regierung-mv.de))

<sup>41</sup> <https://www.regierung-mv.de/serviceassistent/download?id=1576266>

<sup>42</sup> <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/em/Aktuell/?id=170882&processor=processor.sa.pressemitteilung>

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

### *4.5.3 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)<sup>43</sup>

#### *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.<sup>44</sup>

---

<sup>43</sup> [https://www.leka-mv.de/wp-content/uploads/2022/03/220329\\_LEKA\\_Gewerbsteuererlegung\\_final.pdf](https://www.leka-mv.de/wp-content/uploads/2022/03/220329_LEKA_Gewerbsteuererlegung_final.pdf)

<sup>44</sup> <https://www.leka-mv.de/%c2%a7-6-eeeg/>

#### 4.5.4 Potenzialermittlung

##### Flächenkulisse

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

<u>EEG</u>	<u>PPA</u>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Grünland- und Ackerflächen</b> entlang von <b>Schienenwegen oder Autobahnen</b> im Abstand von 30 bis 500 m</li> <li>• Mindest-Flächengröße <b>1 ha</b> (im räumlichen Zusammenhang)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Grünland- und Ackerflächen</b> mit einer <b>Bodenwertzahl &lt; 40</b></li> <li>• Mindest-Flächengröße <b>30 ha</b> (im räumlichen Zusammenhang)</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Außerhalb von Biosphärenreservaten</li> <li>• Außerhalb von Naturschutzgebieten</li> <li>• Außerhalb von Landschaftsschutzgebieten</li> <li>• Außerhalb von Europäischen Vogelschutzgebieten</li> <li>• Außerhalb von FFH-Gebieten</li> </ul>	

Tab. 16: Kriterien Flächenkulisse PV-Freiflächen

Entsprechend dieser Kriterien wurden im Untersuchungsgebiet folgende Potenzialflächen ermittelt:

- **Potenzialfläche EEG-Anlagen: 12,8 ha**
- **Potenzialfläche PPA-Anlagen: 166 ha**

Die räumliche Verteilung stellt sich wie folgt dar:

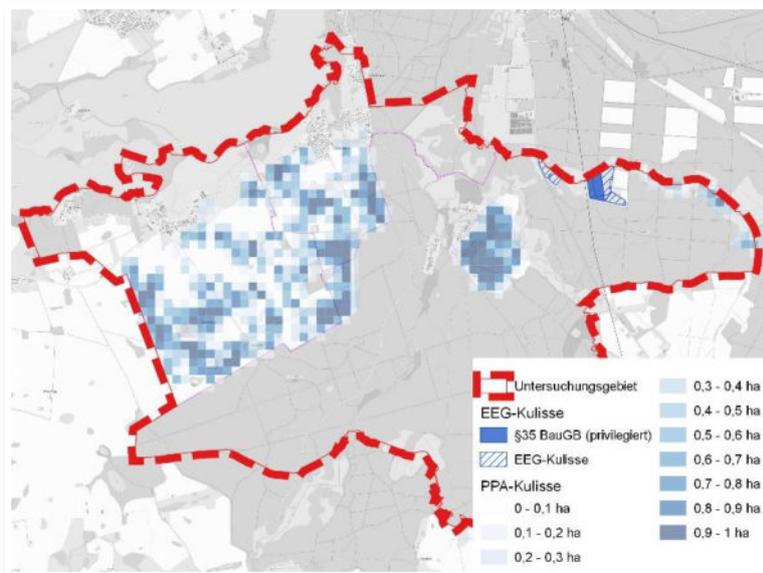


Abb. 18: Karte Flächenkulisse PV-Freiflächenanlagen

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

### Vorhaben: PV Bölkow

Derzeit bestehen seitens eines potenziellen Anlagenbetreibers Überlegungen zur Errichtung einer Photovoltaik-Freiflächenanlage im Bereich der Gemarkung Bölkow.

Ausgehend von vorliegenden Planungsunterlagen kann nach aktuellem Stand von folgenden Kenngrößen ausgegangen werden:

- Anlagenleistung: ca. 36,9 MWp (AC) / 28,8 MW (AC)
- Erwarteter Stromertrag: ca. 30,4 GWh/a
- Benötigte Grundfläche: ca. 36,3 ha

Der in projektierte Anlagenstandort befindet sich südlich der Ortslage Bölkow auf einer bisherigen Landwirtschaftsfläche. Er überschneidet sich teilweise mit der oben dargestellten PPA-Flächenkulisse.

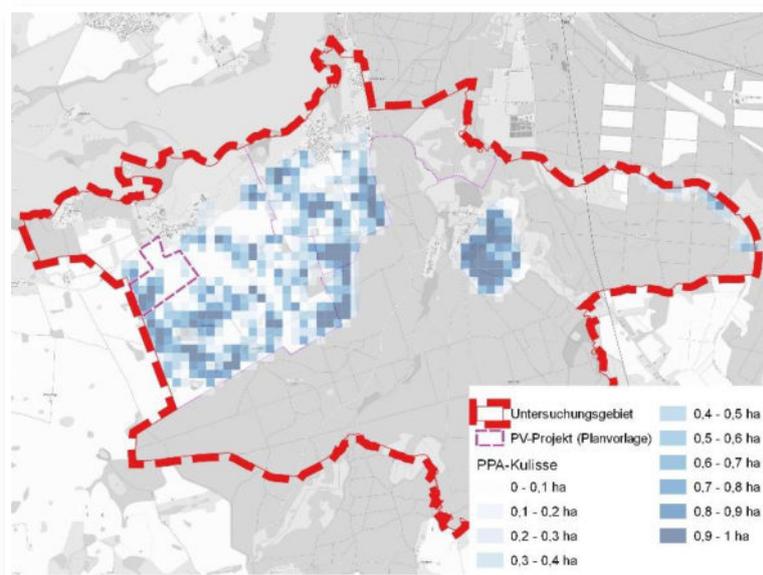


Abb. 19: Karte Flächenkulisse PV-Freiflächenanlagen

Eine Entscheidung der Gemeinde Mühl Rosin über die Aufstellung einer entsprechenden Bauleitplanung steht noch aus. Derzeit finden diesbezüglich Gespräche zwischen der Gemeinde und dem potenziellen Interessenten statt.

In diesem Zuge werden auch verschiedene Möglichkeiten der Partizipation von Gemeinde und Anwohnern diskutiert. Deren konkrete Umsetzbarkeit und Belastbarkeit können auf Grundlage der vorliegenden Informationen an dieser Stelle u.a. aufgrund der komplexen regulatorischen Situation nicht abschließend bewertet werden.

Im Rahmen der Gespräche wurde unter anderem vorgeschlagen, Stromkontingente zu vergünstigten Konditionen der geplanten Anlage zu vergünstigten Konditionen für die Nutzung in einer lokalen, netzgebundenen Wärmeversorgungslösung vorzuhalten. Diese Variante wird in Kapitel 5.3 aufgegriffen und untersucht.

Energetisches Potenzial und Treibhausgasminderungspotenzial

Durch den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen im Rahmen der oben dargestellten Flächenkulissen ergibt sich ein energetisches Potenzial von insgesamt ca. **187 GWh/a**. Dies entspricht in etwa dem **126-fachen** des lokal benötigten Strombedarfs und einer installierten Leistung von 186 MWp.

	<b>Bedarf IST Strom</b>	<b>Energetisches Potenzial</b>						
		<b>realisiert PVFF</b>	<b>angefragt PVFF</b>		<b>Potenzial PVFF</b>			
[MWh/a]								
EEG-Kulisse		0	0,0%	0	0,0%	8.622	578,3%	
PPA-Option				30.400	2.038,9%	178.550	11.975,3%	
<b>gesamt</b>	<b>Bestand zzgl. Zubau</b>	<b>1.491</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>	<b>30.400</b>	<b>2.038,9%</b>	<b>187.172</b>	<b>12.553,5%</b>

Tab. 17: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen

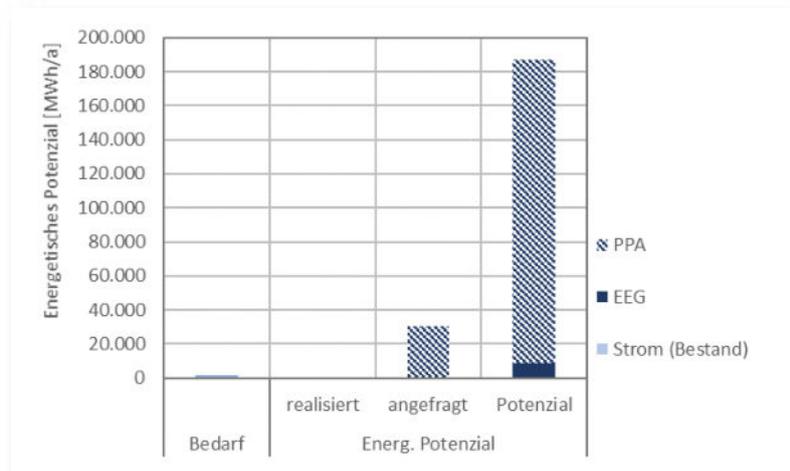


Abb. 20: Energetisches Potenzial PV-Freiflächenanlagen

Das rechnerische Treibhausgasminderungspotenzial beträgt mit ca. **69.000 t/a** etwa das **113-fache** der strombedingten Treibhausgasemissionen im Untersuchungsgebiet.

	<b>THG-Emissionen</b>		<b>THG-Einsparpotenzial</b>				
	<b>IST Strom</b>	<b>realisiert PVFF</b>	<b>angefragt PVFF</b>		<b>Potenzial PVFF</b>		
[t/a]							
EEG-Kulisse		0	0,0%	0	0,0%	3.181	521,7%
PPA-Option				11.218	1.839,5%	65.885	10.804,1%
<b>gesamt</b>	<b>610</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>	<b>11.218</b>	<b>1.839,5%</b>	<b>69.067</b>	<b>11.325,8%</b>

Tab. 18: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen

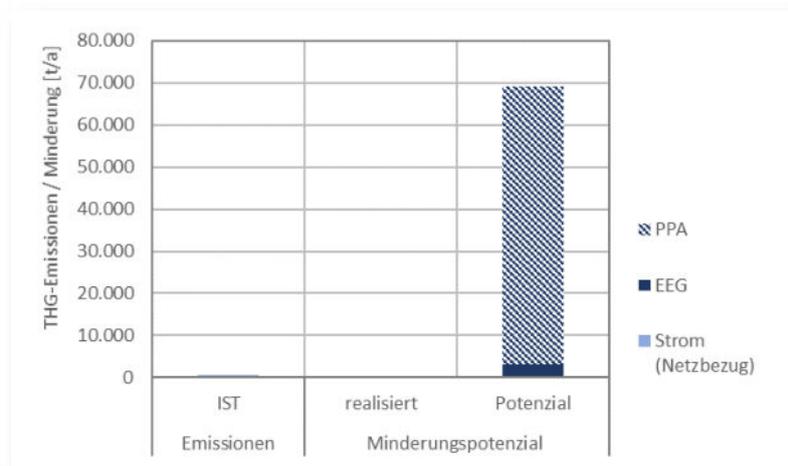


Abb. 21: THG-Minderungspotenzial PV-Freiflächenanlagen

## 4.6 Windenergie

Untersucht wurde das Potenzial einer Stromerzeugung durch Windenergie. Maßgeblich für die Identifikation entsprechender Flächen ist die aktuelle Fortschreibung des regionalen Raumentwicklungsprogramms aus dem Jahr 2020. Hierin sind für das Untersuchungsgebiet keine Windeignungsgebiete ausgewiesen. Somit ist nach aktuellem Stand kein Potenzial für eine Windenergienutzung gegeben.

## 4.7 Zusammenfassung

Wie die vorangestellten Untersuchungen zeigen, liegen im Bereich der Wärmeversorgung die größten Potenziale in der energetischen Nutzung fester Biomasse. Diese könnte, je nach Szenario, bis zu 70% 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.

Insbesondere im neueren Gebäudebestand bestehen daneben erhebliche Potenziale für den Einsatz von Umweltwärme mittels Wärmepumpe.

Ein weiteres wichtiges Potenzial im Wärmebereich liegt in der energetischen Gebäudesanierung. Ausgehend von der vorhandenen Bebauungsstruktur sind hier Einsparungen von bis zu 24% 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 übersteigen die festgestellten Potenziale den vorhandenen Bedarf deutlich. Maßgeblich hierfür sind vor allem die hohen Potenziale im Ausbau der Freiflächen-Photovoltaik. Begrenzend sind hier eher Faktoren wie Netzzugang und Ziele der angestrebten Landnutzung.

In die Entscheidungsprozesse über den aktuelle vorliegenden Projektvorschlag sollten in jedem Fall die genaue Prüfung der Umsetzbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Belastbarkeit vorgeschlagener Betriebsmodelle und ggf. auch die Erwägung alternativer Standortoptionen einfließen.

Auch der weitere Ausbau der Aufdach-Solarnutzung stellt ein Potenzial dar, das den lokalen Bedarf bilanziell übertrifft.



	Nutzenenergiebedarf		Nutzenenergiepotenzial					
	Wärme	Strom	realisiert		Szenario 1		Szenario 2	
			Wärme	Strom	Wärme	Strom	Wärme	Strom
	[MWh/a]							
Gebäudesanierung					2.136 24%		2.136 24%	
Biomasse (fest)			0 0%		6.194 70%		5.278 60%	1.019 68%
Solar (Freifläche)				0 0%		187.172 12554%		187.172 12554%
Solar (Aufdach) <i>zzgl. Zubau</i>			143 2%	965 65%	729 8%	6.266 420%		6.812 457%
Umweltwärme <i>zzgl. Zubau</i>			174 2%		1.421 16%		1.421 16%	
<b>gesamt (Bestand)</b> <i>zzgl. Zubau</i>	<b>8.840 100%</b>	<b>1.491 100%</b>	<b>317 4%</b>	<b>965 65%</b>	<b>10.481 119%</b>	<b>193.438 12974%</b>	<b>8.836 100%</b>	<b>195.003 13079%</b>

Tab. 19: Zusammenfassung energetische Potenziale

Aufgrund der hohen Potenzialüberschüsse der Solar-Freiflächennutzung werden die Verhältnisse der Übersicht halber nachfolgend einmal mit und einmal ohne Berücksichtigung dieser Potenziale dargestellt.

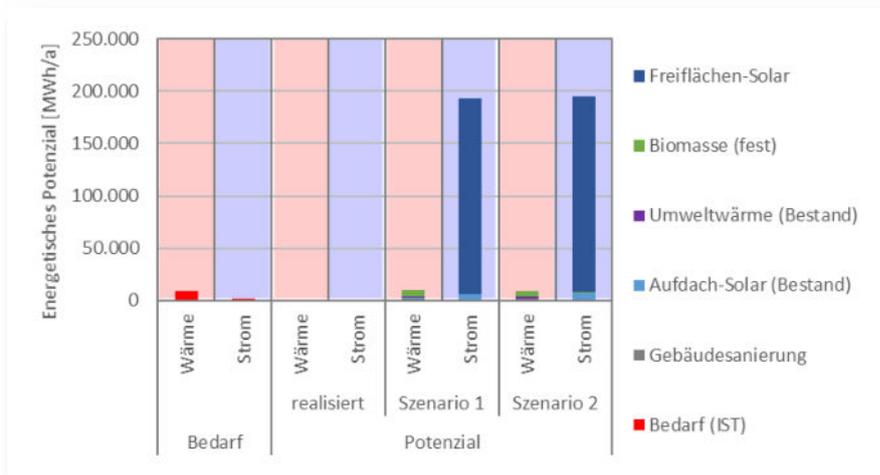


Abb. 22: Zusammenfassung energetische Potenziale (mit Wind und PV-Freifläche)

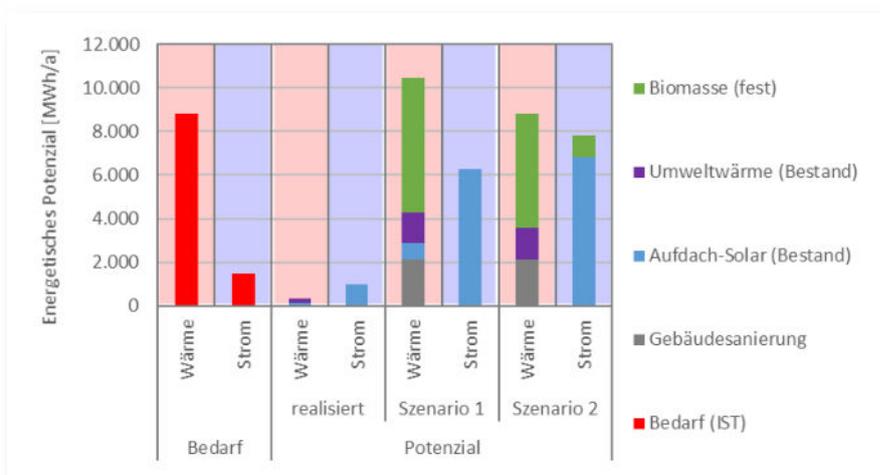


Abb. 23: Zusammenfassung energetische Potenziale (ohne Wind und PV-Freifläche)



Insbesondere aufgrund der hohen Potenzialüberschüsse im Strombereich ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Untersuchungsgebiet rechnerisch um vielfaches möglich. Das bedeutet, dass das Gemeindegebiet 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						539	24%			539	19%	539	24%			539	19%					
Biomasse (fest)						1.367	61%			1.367	48%	1.179	53%	387	64%	1.566	55%					
Solar (Freifläche)				0	0%	0	0%		69.067	11326%	69.067	2428%		69.067	11326%	69.067	2428%					
Solar (Aufdach)				356	58%	356	13%		134	6%	2.312	379%		2.446	86%	2.514	88%					
Umweltwärme									198	9%			198	7%	198	7%	198	7%				
<b>gesamt (Bestand)</b>	<b>2.235</b>	<b>100%</b>	<b>610</b>	<b>100%</b>	<b>2.845</b>	<b>100%</b>	<b>356</b>	<b>58%</b>	<b>356</b>	<b>13%</b>	<b>2.237</b>	<b>100%</b>	<b>71.379</b>	<b>11705%</b>	<b>73.616</b>	<b>2587%</b>	<b>1.916</b>	<b>86%</b>	<b>71.968</b>	<b>11802%</b>	<b>73.883</b>	<b>2597%</b>

(\*) realisierte Wärmenutzungspotenziale im lok. Energieträgermix berücksichtigt

Tab. 20: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial

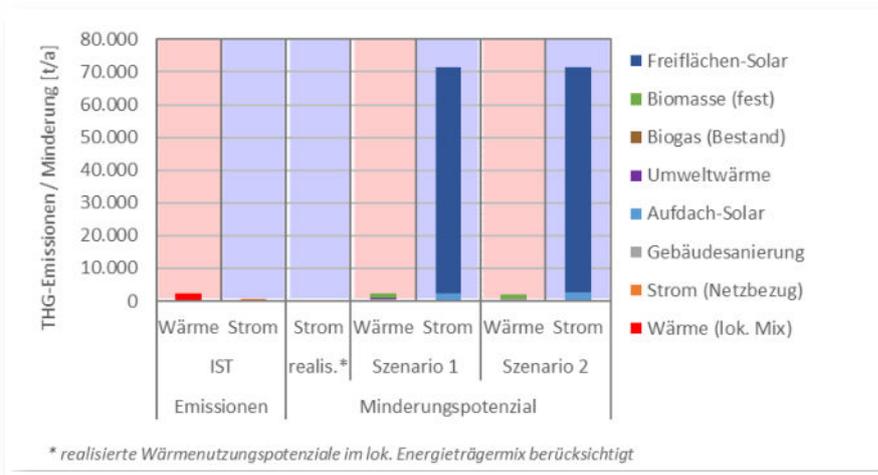


Abb. 24: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (mit PV-Freifläche)

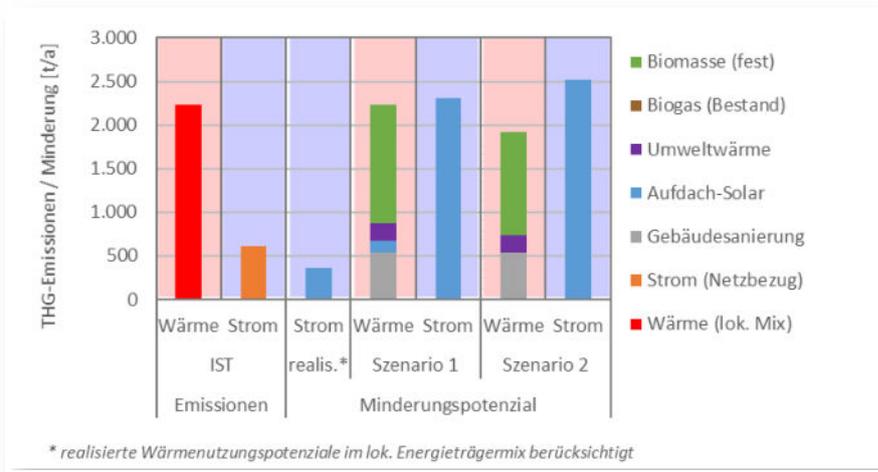


Abb. 25: Zusammenfassung Treibhausgasminderungspotenzial (ohne PV-Freifläche)

## 5 Netzgebundene Versorgungslösungen

### 5.1 Versorgungsgebiete

Aufbauend auf der vorangestellten Wärmebedarfs- und Potenzialanalyse wurden geeigneter Versorgungsgebiete und Anlagenstandorte identifiziert, die aussichtreiche Bedingungen für eine Umsetzbarkeit netzgebundener Versorgungslösungen aufweisen. Von zentraler Bedeutung hierfür ist ein verdichteter Wärmebedarf in zusammenhängenden Bereichen (Wärmebezugsdichte > ca. 120 MWh/(ha\*a)).

Weitere wesentliche Faktoren waren ein ausreichender Gesamt-Wärmebedarf (> ca. 800MWh/a) im räumlichen Zusammenhang sowie die bestehende lokale Bebauungs- und Versorgungsstruktur.

Unter Berücksichtigung der genannten Faktoren wurden folgende in Betracht kommende Versorgungsbereiche identifiziert:

	Gebäude	Wärmebedarf	Leistungsbedarf
Mühl-Rosin I (Waldsiedlung)	54	1.182 MWh/a	ca. 590 kW
Mühl Rosin II	109	2.569 MWh/a	ca. 1.270 kW
Bölkow	76	1.525 MWh/a	ca. 770 kW

Tab. 21: Kenngrößen Versorgungsgebiete Nahwärme

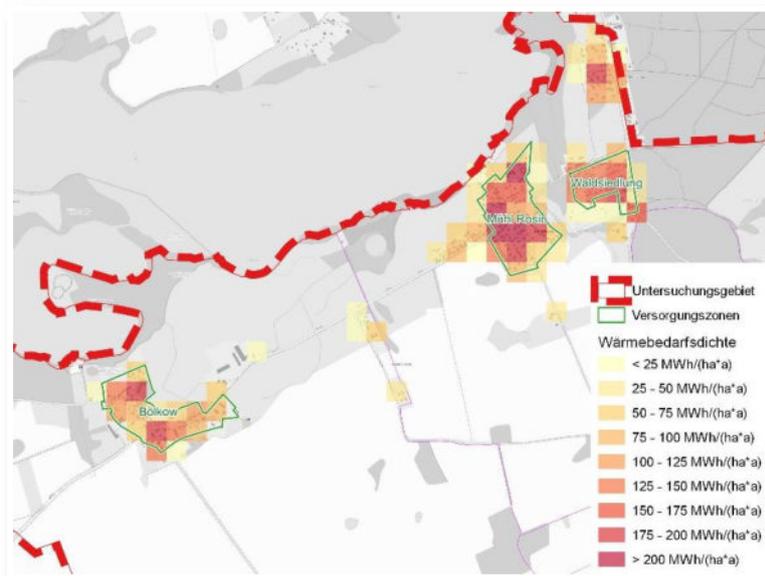


Abb. 26: Karte Übersicht Versorgungsgebiete

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

### 5.1.1 Zone „Mühl-Rosin I“

Die Versorgungszone umfasst im Bereich der Ortslage Mühl-Rosin die folgenden Straßenzüge:

- Waldsiedlung
- Am Moehlendiek

Die Bebauung ist überwiegend durch Ein- bzw. Zweifamilienhäuser aus den 1970-er bis 80-er Jahren sowie durch den Schulkomplex aus den 1950-er bis 80-er Jahren geprägt. Letzterer umfasst mit der Kita, Krippe, Grundschule, Sporthalle und dem Mehrzweckgebäude das kommunale Zentrum der Gemeinde. Die Bausubstanz der Zone weist unterschiedliche Sanierungsstände auf.

Insgesamt umfasst die Zone **54 bedarfsrelevante Einzelgebäude** mit einem jährlichen **Gesamtwärmebedarf von ca. 1.182 MWh**. Die durchschnittliche **Wärmebezugsdichte** beträgt **184 MWh/(ha\*a)**.

### 5.1.2 Zone „Mühl Rosin II“

Die Versorgungszone schließt westlich an die Zone Mühl Rosin I an und wird von dieser durch den Mühlenbach sowie den begleitenden Vegetationsstreifen getrennt. Sie umfasst in der Ortslage Mühl Rosin die folgenden Straßenzüge:

- Am Wiesengrund
- Seestraße
- Am Mühlenbach
- Kirchsteig
- Am Schaulmeistersoll
- Bölkower Chaussee (Hnr. 15a – 19a/b und 43 – 47)

Auch hier besteht die Bebauung überwiegend aus Einfamilienhäusern verschiedener Baujahre und Sanierungsstände. Daneben sind einige gewerblich genutzte Gebäude vorhanden.

Insgesamt umfasst die Zone **109 bedarfsrelevante Einzelgebäude** mit einem jährlichen **Gesamtwärmebedarf von ca. 2.569 MWh**. Die durchschnittliche **Wärmebezugsdichte** beträgt **190 MWh/(ha\*a)**.

### 5.1.3 Zone „Bölkow“

Die Versorgungszone die Ortslage Bölkow mit folgenden Straßenzügen:

- Dorfstraße (Hnr. 3 – 26)
- Zum Wasserwerk
- Zum Burgwall
- Zum Gutshof
- Koitendorfer Landweg

Die Bebauung ist überwiegend durch Ein- bzw. Zweifamilienhäuser sowie einige kleine Mehrfamilienhäuser und Gewerbegebäude verschiedener Baualtersklassen und Sanierungsstände geprägt.

Ebenfalls befindet sich in der Versorgungszone mit der Feuerwehr ein weiteres kommunales Gebäude.

Insgesamt umfasst die Zone **76 bedarfsrelevante Einzelgebäude** mit einem jährlichen **Gesamtwärmebedarf von ca. 1.525 MWh**. Die durchschnittliche **Wärmebezugsdichte** beträgt **121 MWh/(ha\*a)**.

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## 5.2 Variante 1: Stufenweiser Wärmenetzausbau

### 5.2.1 Überblick

Für die oben angeführten Versorgungsgebiete wurden jeweils geeignete netzgebundene Versorgungslösungen konzipiert.

Hierbei wurde zunächst ein modularer Ansatz gewählt, welcher einen zeitlich gestaffelten Ausbau sowohl des Wärmenetzes als auch der Erzeugungsanlagen ermöglicht. Dies bietet zum einen die Chance, mit einem überschaubaren zeitlichen, organisatorischen und finanziellen Aufwand zunächst die Grundlegende Infrastruktur für eine netzgebundene, erneuerbare Wärmeversorgung zu etablieren und in den weiteren Ausbausritten flexibel auf aktuelle Rahmenbedingungen, z.B. hinsichtlich baulicher, technologischer, und energiepolitischer Entwicklungen, reagieren zu können.

Entsprechend werden mehrere aufeinander aufbauende Ausbaustufen einer Wärmeversorgung vorgeschlagen. Dieses Vorgehen ist jedoch nicht zwingend. Ebenso gut können mehrere der vorgeschlagenen Ausbauschritte zeitgleich ausgeführt werden.

Die Ausgangsvariante als wirtschaftlicher Initialausbau bildet eine Wärmeversorgung der besonders geeigneten Gebiete auf Grundlage der verfügbaren Biomasse-Potenziale.

Unter anderem mit Blick auf die sich abzeichnende Weiterentwicklung der Fördermittelsituation wurde für eine folgende Ausbaustufe die Ergänzung der Wärmeerzeugung um eine Solarthermie-Freiflächenanlage berücksichtigt. Auf diese Weise kann der Biomasseanteil an der Wärmebereitstellung reduziert und insbesondere in den Sommermonaten vollständig ersetzt werden. Gleichzeitig werden ggf. Kapazitäten für eine Netzerweiterung auf an das Kernnetz angrenzende Gebiete frei.

Sofern in Bezug auf das anliegende Bedarfsprofil sinnvoll, wird als Zielszenario ein Endausbau konzipiert, in dem auf den Energieträger Biomasse weitestgehend verzichtet werden kann. Grundlage hierfür bildet die Erweiterung der Solarthermieanlage in Verbindung mit der Errichtung eines saisonalen Wärmespeichers. Dieser ermöglicht es ebenfalls, perspektivisch eventuell auftretende weitere Wärmeüberschüsse, beispielsweise aus dem gewerblichen Bereich oder der Sektorenkopplung, einzubinden.

### 5.2.2 Funktionale Konzeption

#### Stufe 1: Initialausbau

Wie im Rahmen der Potenzialanalyse festgestellt wurde, stellt die energetische Biomassenutzung ein erhebliches Potenzial zur regenerativen Wärmeversorgung dar. Gerade in Hinblick auf den teilweise bereits älteren Gebäudebestand bietet sie den Vorteil, zuverlässig und effizient auch höhere Heizmedientemperaturen bereitstellen zu können. Daher wird für den initialen Ausbau die Wärmeerzeugung mittels einer Biomassefeuerungsanlage vorgeschlagen.

Als weitere Erkenntnis wurde in der Potenzialanalyse festgestellt, dass die Potenziale der regenerativen Stromproduktion den Bedarf im Untersuchungsgebiet deutlich übersteigen. Im Wärmebereich sind die Potenziale dagegen eher begrenzt. Aus diesem Grunde wird hier auf eine gekoppelte Stromproduktion aus Biomasse (KWK) zugunsten der Wärmeversorgung verzichtet.

Wichtig für den effizienten und wirtschaftlichen Betrieb einer Biomassefeuerungsanlage ist eine möglichst hohe Auslastung der Anlage im Jahresverlauf. Aus diesem Grund erfolgt die Auslegung in der Regel nicht auf den maximal zu erwartenden Leistungsbedarf (Spitzenlast), sondern auf einen mittleren Lastfall.

Zur Abdeckung der im Jahresverlauf nur sehr selten auftretenden Lastspitzen wird zusätzlich die Installation eines konventionelle Erdgas-Spitzenlastkessels vorgeschlagen. Dies bietet den Vorteil einer in den Investkosten günstigen Bereitstellung einer Leistungsreserve. Aufgrund des sehr geringen Erzeugungsanteils im Jahresverlauf ist die Installation entsprechend der aktuellen energie- und förderrechtlichen Rahmenbedingungen zulässig und die höheren Verbrauchskosten und Treibhausgasemissionen fallen nur geringfügig ins Gewicht.

Für die Umsetzung der initialen Ausbauphase wird von einem Zeithorizont von ca. 3 - 5 Jahren ausgegangen.

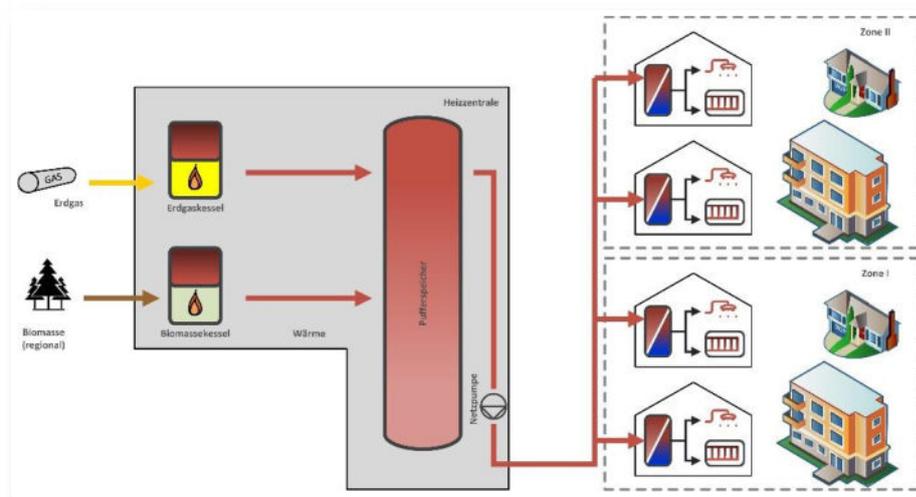


Abb. 27: Übersicht funktionale Konzeption Stufe 1

### Stufe 2: Erweiterung

Unter anderem in Hinblick auf die anstehende und bereits stattfindende Umstellung des Energiesystems hin zur Nutzung erneuerbarer Energieträger werden zukünftig besonders auch brennstofffreie Technologien in der Wärmeerzeugung wie beispielsweise der Einsatz von Solarthermieranlagen eine verstärkte Rolle spielen. Diese Entwicklung ist unter anderem bereits in der der Gestaltung der maßgeblichen Förderprogramme angelegt.

Es erscheint somit sinnvoll, mittelfristig den Einsatz von Biomasse als Hauptenergieträger schrittweise durch weitere Quellen zu ergänzen. Für den zweiten Ausbauschritt wird daher die Erweiterung der Erzeugeranlage um eine Solarthermie-Freiflächenanlage vorgeschlagen. Diese soll zunächst so dimensioniert werden, dass insbesondere in den Sommermonaten die gesamte Wärme aus dieser Quelle bereitgestellt und somit die Biomassefeuerung abgeschaltet werden kann.

Die Spitzenlastabdeckung erfolgt weiterhin durch den Erdgaskessel.

Für die Umsetzung der Erweiterung wird von einem Zeithorizont von ca. 6 - 10 Jahren ausgegangen.

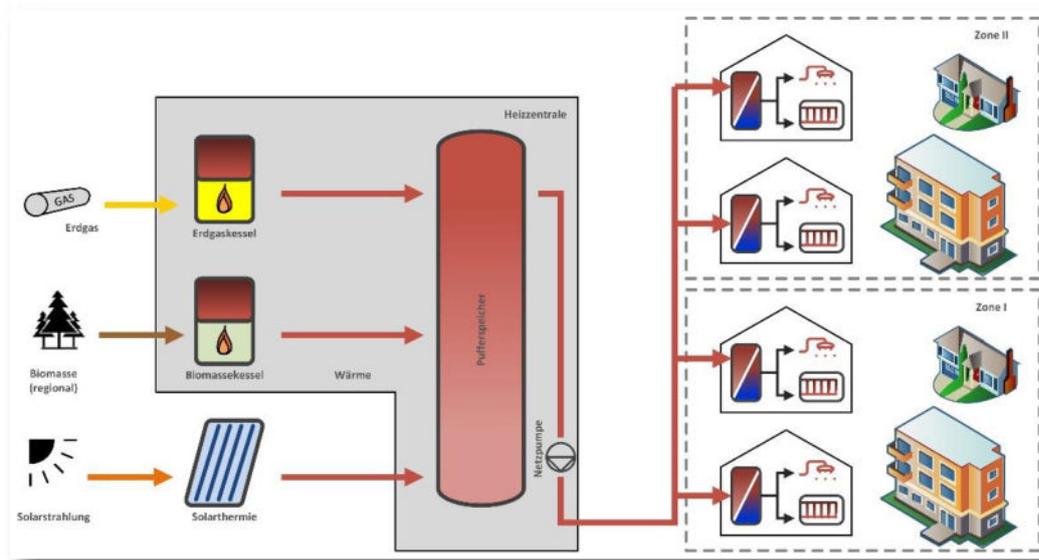


Abb. 28: Übersicht funktionale Konzeption Stufe 2

### Stufe 3: Endausbau

Um langfristig den Anteil von Biomasse an der Wärmeerzeugung weiter reduzieren und flexibel weitere Wärmequellen einbinden zu können, wird im dritten Ausbauschnitt die zusätzliche Errichtung eines saisonalen Wärmespeichers vorgeschlagen. Auf diese Weise können saisonale Wärmeüberschüsse beispielsweise aus der Solarthermie für verbrauchsstarke Monate gespeichert werden.

Um eine optimale Ausnutzung des Speichers bei wechselnden Last- und Temperaturbedingungen zu gewährleisten, wird eine Entladewärmepumpe mit vorgesehen.

Durch die Einbindung eines Saisonspeichers können perspektivisch auch weitere bedarfsunabhängige Wärmequellen erschlossen werden. So ist es beispielweise denkbar, durch Integration eines elektrischen Direktwärmeerzeugers (z. B. Elektrodenkessel) im Rahmen des netzdienlichen Anlagenbetrieb lokal überschüssig erneuerbar produzierten Strom, der vorübergehend im Netz nicht aufgenommen werden kann, zur Wärmeproduktion zu verwenden (power-to heat). Voraussetzung hierfür ist eine geeignete Weiterentwicklung der in dieser Hinsicht aktuell noch sehr restriktiven und komplexen energierechtlichen Rahmenbedingungen.

Darüber hinaus wird die Vergrößerung der Solarthermie-Freiflächenanlage vorgeschlagen, mit dem Ziel, den Anteil an Biomasse in der Wärmeproduktion zu minimieren.

Die Kesselanlage aus den Stufen 1 und 2 würde in dieser Konstellation nicht mehr zwingend benötigt, kann jedoch zu Redundanz Zwecken und im Sinne eines flexiblen Anlagenbetriebs verbleiben.

Für die Umsetzung des Endausbaus wird von einem Zeithorizont von ca. 9 - 15 Jahren ausgegangen.

Diese Ausbaustufe stellt ein langfristig mögliches Ausbauszenario für ein möglichst flexibles Energiesystem dar. Zu beachten ist, dass sich innerhalb des Zeithorizonts von 9 bis 15 Jahren sowohl Bedarfskonstellationen als auch energiepolitische Rahmenbedingungen signifikant verändern können, was wesentlichen Einfluss auf die Wahl der jeweiligen Energiequellen haben dürfte.

Des Weiteren befinden sich einige der vorgesehenen Komponenten (z.B. Saisonspeicher, Elektrolyse, Großwärmepumpe) in Deutschland noch in einer relativ frühen Phase der Markteinführung. Mit zunehmender Verbreitung ist hier u.a. hinsichtlich der Investitionskosten mit deutlichen Skaleneffekten zu rechnen.

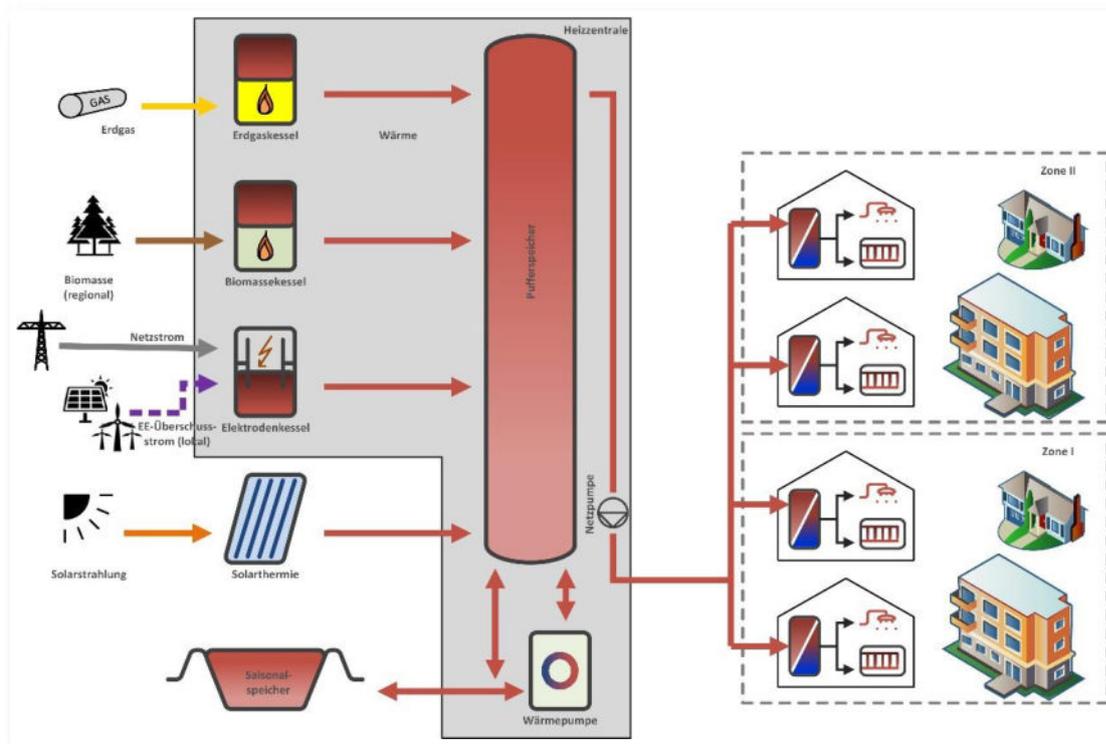


Abb. 29: Übersicht funktionale Konzeption Stufe 3

### 5.2.3 Hauptkomponenten

Im Folgenden werden die Hauptkomponenten der konzipierten Versorgungslösungen genauer dargestellt:

#### 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. 30: 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 m<sup>2</sup> Grundstücksfläche. Für eine 5-MW-Anlage beträgt der Flächenbedarf ca. 860 m<sup>245</sup>. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht die Größenverhältnisse:

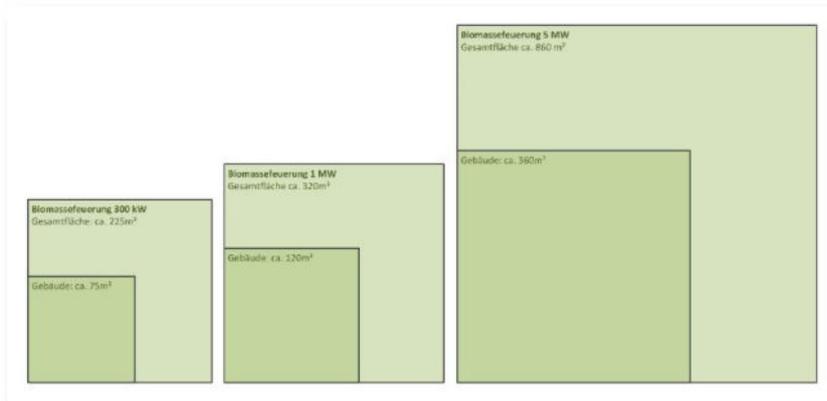


Abb. 31: Flächenbedarf Biomasseheizwerke

### 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 Bereitstellungs-konzept.

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.

<sup>45</sup> FNR 02

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

### Brennstoffanlieferung

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



Abb. 32: 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 m<sup>3</sup>) über Abrollcontainer mit Hakenlift (ca. 40 m<sup>3</sup>) bis hin zu Walking-Floor-Fahrzeugen (ca. 90 m<sup>3</sup>).

### 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.



Abb. 33: Holz-Hackschnitzelkessel

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 insbesondere die Robustheit gegenüber verschiedenen Stückgrößen, Feuchtegehalten und Fremdstoffanteilen.

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



Abb. 34: Pufferspeicher

Der eingeplante **Pufferspeicher** dient dem zeitlichen Ausgleich des tageszeitlich und witterungsbedingt schwankenden Wärmebedarfs. Auf diese Weise werden Lastspitzen ver gleichmäßigt 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 vorisoliertem 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. 35: 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. 36: Wärmeübergabestation

Neben dem Wärmetauscher enthalten die Übergabestationen die zum Betrieb und zur Abrechnung erforderlichen Mess- und Regeleinrichtungen. Sie bilden die technische und kaufmännische Schnittstelle zur kundenseitigen Heizungsanlage. In der vorgeschlagenen Variante bleiben kundenseitig die bestehenden Gaskessel zur Spitzenlastabdeckung bestehen. Voraussetzung ist das Vorhandensein oder anderenfalls die Nachrüstung einer wassergeführten kundenseitigen Heizanlage.

### Solarthermische Freiflächenanlagen

Mit der Neugestaltung der Fördermittellandschaft für regenerative Wärmeversorgungs-konzepte 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 Offenlandhabitate für Flora und Fauna erhalten werden.

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG



Abb. 37: 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 ScenoCalc<sup>46</sup>. Diese erlaubt es, den solaren Nutzwärmeertrag von in Wärmenetze eingebundenen Solarthermieranlagen zu berechnen.

### Saisonale Wärmespeicher und Entladewärmepumpe

Wärmequellen wie beispielsweise Solarthermieranlagen, Abwärme aus Industrie, Biogas- oder Wasserstoffproduktion haben häufig den Nachteil, dass die Wärme nicht zu den Zeiten verfügbar ist, wenn sie im Netz benötigt wird.

Eine Möglichkeit dem zu begegnen stellt die Einbindung eines saisonalen Wärmespeichers in das Versorgungssystem dar. Dieser ermöglicht es, sommerliche Wärmeüberschüsse zumindest teilweise für bedarfsstärkere 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,<sup>47</sup> oder im hessischen Bracht<sup>48</sup>

---

<sup>46</sup> SOL 02

<sup>47</sup> NDR 01

<sup>48</sup> SSV 01

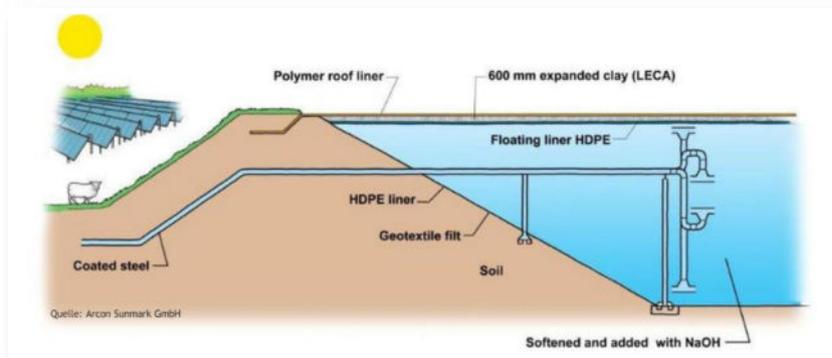


Abb. 38: Erdbeckenspeicher, Quelle: Arcon Sunmark

Für einen Erdbeckenspeicher wird zunächst eine Grube ausgehoben und das Aushubmaterial wallartig darum aufgeschüttet. Das entstehende Becken wird mit wasserdichten Folien ausgekleidet und abgedichtet. Anschließend wird es mit Wasser als Speichermedium befüllt.

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 Temperaturerhöhung eingesetzt werden.

#### 5.2.4 Methodik

In den folgenden Abschnitten werden die konzipierten Versorgungslösungen jeweils für die oben festgestellten Versorgungsgebiete dargestellt. Es erfolgt die Dimensionierung der Hauptkomponenten sowie die Kalkulation wesentlicher technischer, wirtschaftlicher und umweltrelevanter Parameter.

#### Bedarf und Anschlussgrad

Bei der Kalkulation wird davon ausgegangen, dass im Versorgungsgebiet ein Anschlussgrad von 80% erreicht werden kann. Für die verbleibenden 20% wird von einer gleichbleibenden Versorgungssituation ausgegangen. Die Auswirkungen anderer Anschlussgrade werden in Kapitel 8.2 im Rahmen von Sensitivitätsanalysen beleuchtet.

Der Wärmebedarf wird gebäudescharf auf Grundlage der in der Bedarfsermittlung erstellten Bedarfsprofile angesetzt. Möglicher Zu- oder Rückbau wird nur berücksichtigt, sofern diesbezüglich konkrete Vorhaben bekannt sind.

#### Netzauslegung

Bei der Auslegung des Wärmenetzes wird mit Kenngrößen marktverfügbarer Leitungssysteme kalkuliert. Hierbei wird jeweils die höchst verfügbare Dämmstufe zugrunde gelegt. Hieraus werden Wärmeverlust und Pumpenstrombedarf abgeleitet. Zur Bestimmung des maximalen Leistungsbedarfs am Netzeingang werden übliche Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt.

#### Pufferspeicher

Die Dimensionierung sowie Verlustberechnung eines zentralen Pufferspeichers erfolgt anhand anlagenspezifischer Auslegungsgrundsätze. Alternativ ist auch eine teilweise dezentrale Aufteilung des Speichervolumens möglich. Dies ist im Zuge weiterführender Planungsschritte u.a. unter Beachtung der räumlichen Voraussetzungen im Detail zu prüfen.

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

### Kesselanlage

Der Biomassekessel wird in Ausbaustufe 1 auf einen Mindest-Erzeugungsanteil von 95% des Jahres-Wärmebedarfs ausgelegt.

Der Spitzenlastkessel ergänzt den verbleibenden Leistungsbedarf bis zur Auslegungsleistung des Netzes. Er bildet somit gleichzeitig eine ständige Ausfallredundanz für einen Notbetrieb im Havariefall.

### Solarthermieanlage

Die Solarthermieanlage wird in Ausbaustufe 2 auf einen Erzeugungsanteil von 25% des Jahreswärmebedarfs kalkuliert. Dies entspricht in der Regel einer vollständigen Abdeckung der Sommerlast (ca. Mitte Mai bis Mitte September)

Für die Berechnung wird die frei zugängliche Software ScenoCalc<sup>49</sup> genutzt.

In Ausbaustufe 3 wird eine Vergrößerung der Solarthermieanlage konzipiert, sodass in Verbindung mit einem saisonalen Wärmespeicher und eventueller weiterer erschließbarer Quellen eine vollständige Bedarfsdeckung ohne Nutzung der Kesselanlage möglich ist.

### Saisonalspeicher

Als Saisonalspeicher wird von der Errichtung eines Erdbeckenspeichers ausgegangen. Zur Kalkulation werden Kennwerte diverser realisierter Vorhaben herangezogen. Die Simulation der Betriebszustände erfolgt 24-h-scharf unter Voraussetzung eines vollständig durchmischten Speichers (worst-case-Szenario).

### Wärmebilanz

In den folgenden Abschnitten werden für die konzipierten Versorgungslösungen jeweils Wärmebilanzen dargestellt. Diese werden 24-Stunden-scharf kalkuliert und umfassen jeweils folgende jährlich Aggregierte Angaben:

- Wärmebedarf frei Abnehmer
- Netzverlust
- Speicherverlust
- Wärmeerzeugung der einzelnen Quellen
- Summe der Anschlussleistungen frei Abnehmer
- Gleichzeitigkeitsfaktor
- Netzverlustleistung
- Speicherverlustleistung
- Thermische Nennleistungen der einzelnen Quellen

Die Bilanzen werden jeweils separat für die einzelnen Ausbaustufen sowie kumuliert dargestellt.

Detaillierte Informationen zur Wärmebilanz sind den Berechnungsblättern im Anhang zu entnehmen.

### Energie- und Treibhausgasbilanz

Ausgehend von den jeweiligen Erzeugungsanteilen werden unter Berücksichtigung typischer Jahresnutzungsgrade und Anlagenkennwerte die jeweiligen Brennstoff- und Hilfsenergiebedarfe abgeleitet. Anhand typischer Emissionsfaktoren (vgl. Tabelle 1) werden die resultierenden

---

<sup>49</sup> SOL 02

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



Treibhausgasemissionen abgeleitet. Die Treibhausgaseinsparung wird gegenüber der laut Bedarfsanalyse im Versorgungsgebiet festgestellten Versorgungsstruktur ausgewiesen.

Die Bilanzen werden jeweils separat für die einzelnen Ausbaustufen sowie kumuliert dargestellt.

### Investitionskosten und Förderung

Auf Basis der Anlagenauslegung werden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert. Grundlage hierfür bilden diverse publizierte Preisansätze<sup>50</sup> sowie Erfahrungswerte und Richtpreisangebote zu vergleichbaren Anlagenkonfigurationen.

Für eine **Förderung** des beschriebenen Vorhabens kommt insbesondere das Bundesförderprogramm für effiziente Wärmenetze (BEW) in Betracht. Dieses fördert Investitionen in die Infrastruktur für eine netzgebundene Wärmeversorgung von mehr als 16 Gebäuden oder 100 Wohneinheiten auf Basis erneuerbarer Energien. Unterteilt in mehrere Module können durch das BEW hierbei sowohl Kosten für die Planung und Investition als auch, je nach eingesetzter Technologie, Betriebskosten bezuschusst werden. Weitere Hinweise zum Förderprogramm sind den Ausführungen in Kapitel 5.3 zu entnehmen.

Alle angeführten Kosten und Preise verstehen sich netto.

Die Investitionskosten und Förderzuschüsse werden jeweils separat für die einzelnen Ausbaustufen sowie kumuliert dargestellt. Detaillierte Informationen hierzu sind den Berechnungsblättern im Anhang zu entnehmen.

### Wärmegestehungskosten

Als zentrales Vergleichskriterium der Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungskonzepte werden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 ermittelt. Hierbei werden die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe anfallenden kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten als Jahres-Gesamtkosten auf die bereitzustellende Nutzwärmemenge bezogen.

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

Weiterhin werden die **Betriebskosten** der konzipierten Wärmenetzlösung kalkuliert. Diese umfassen die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage, sofern sie nicht unmittelbar durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Auch hier erfolgt die Kalkulation für die Lieferung ab Wärmenetz frei Abnehmer, exkl. dezentrale Spitzenlasterzeuger. Als Grundlage dienen verschiedenen Erfahrungswerte und publizierte Kennwerte<sup>51</sup>.

Die **Verbrauchskosten** umfassen die Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern entstehen. Darüber hinaus wurden hier die durch Einführung des CO<sub>2</sub>-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 der Preisansatz des aktuellen Liefervertrags zugrunde gelegt. Darüber hinaus wurde ein CO<sub>2</sub>-Preis von 40 €/t (Stand 2024) angesetzt.

Alle angeführten Kosten und Preise verstehen sich netto.

Die spezifischen Vollkosten werden jeweils separat für die einzelnen Ausbaustufen sowie kumuliert dargestellt. Detaillierte Informationen hierzu sind den Berechnungsblättern im Anhang zu entnehmen.

---

<sup>50</sup> U.a. FNR 02

<sup>51</sup> U.a. FNR 02

### 5.2.5 Versorgungsgebiet Mühl Rosin

#### Versorgungsgebiet und räumliche Konzeption

Zur Versorgung vorgeschlagen wird das Gebiet der oben beschriebenen Versorgungszonen Mühl Rosin I und II.

Als Standort der Heizzentrale wird eine Teilfläche am nördlichen Ortseingang im Bereich des Abzweigs zum Kieswerk vorgeschlagen. Der Standort eignet sich aufgrund verschiedener Faktoren:

- Räumliche Nähe zum Versorgungsgebiet (kurze Leitungswege)
- Geringe Bodenwerte (22 Bodenpunkte)
- Zufahrtmöglichkeit via Zufahrt Gemeindezentrum ohne Ortsdurchfahrt

Die in Ausbaustufe 2 hinzukommende Solarthermie-Anlage (ca. 0,6 ha) wird auf der anliegenden Grünlandfläche vorgeschlagen.

In Ausbaustufe 3 wird der Ausbau der Solarthermieanlage um weitere ca. 2 ha sowie die Errichtung des Saisonspeichers (ca. 0,4 ha) auf den Grünlandflächen südlich der Versorgungszone Mühl-Rosin II vorgeschlagen.

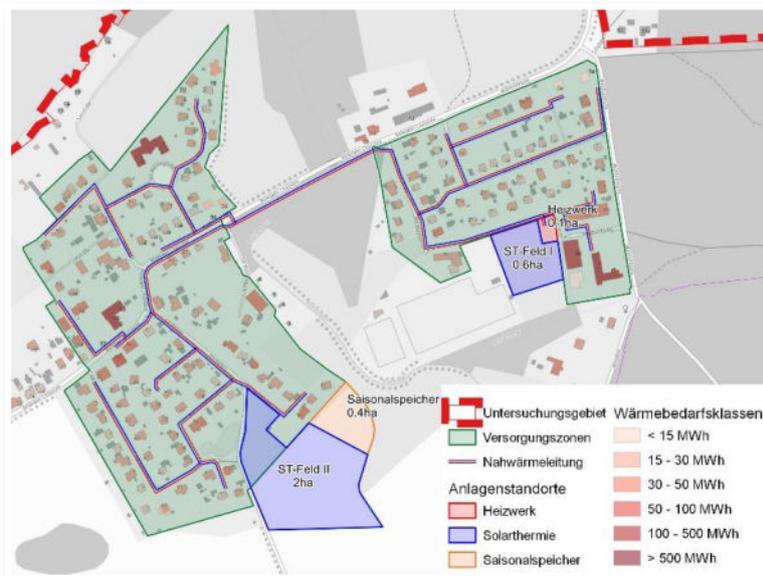


Abb. 39: Var. 1: Mühl Rosin: Versorgungsgebiet und Standorte



### Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage wie folgt grob dimensioniert:

			Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
			<b>Wärmenetz</b>		
Abnehmer	gesamt		132	132	132
Trassenlänge	gesamt		5.522 trm	5.522 trm	5.522 trm
Querschnitt (max).			DN 100		
Wärmebelegung			543 kWh/(trm*a)	543 kWh/(trm*a)	543 kWh/(trm*a)
			<b>Wärmeerzeugung (zentral)</b>		
Solarthermie	Kollektorfläche	gesamt		2.400 m <sup>2</sup>	8.300 m <sup>2</sup>
		Änderung		+2.400 m <sup>2</sup>	+5.900 m <sup>2</sup>
	Grundstücksfläche	gesamt		0,6 ha	2,0 ha
		Änderung		+0,6 ha	+1,4 ha
Strom-Direktwärmeerzeuger	therm. Leistung				990 kW
	Vollbetriebsstunden				0 h/a
Wärmepumpe	therm. Leistung				860 kW
	Jahres-Arbeitszahl				7,7
Biomassekessel	therm. Leistung		800 kW	800 kW	800 kW
	Vollbetriebsstunden		4.227 h/a	3.201 h/a	0 h/a
Erdgaskessel	therm. Leistung		700 kW	700 kW	700 kW
	Vollbetriebsstunden		26 h/a	12 h/a	0 h/a
Pufferspeicher	Volumen	gesamt	24 m <sup>3</sup>	90 m <sup>3</sup>	90 m <sup>3</sup>
		Änderung		+66 m <sup>3</sup>	
Saisonalpeicher	Volumen				30.000 m <sup>3</sup>

Tab. 22: Var.1 Mühl Rosin: Auslegung Hauptkomponenten

### Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **3.001 MWh an Nutzwärme**.

Diese werden in **Stufe 1** zu ca. 99% über das Nahwärmenetz aus Biomasse geliefert.

In **Stufe 2** stammen 25% der Wärme aus Solarthermie. Der Biomasseanteil reduziert sich hierdurch auf 75%. Die verbleibenden Anteile des Wärmebedarfs werden jeweils über den Spitzenlasterzeuger aus Erdgas bereitgestellt.

In **Stufe 3** können durch Integration eines SaisonalSpeichers, Ausbau der Solarthermie sowie die Einbindung lokaler Strompotenziale (EE-Überschussstrom) die Biomasse- und Erdgasanteile vollständig substituiert werden.

Die **Leitungs- und Speicherverluste** des Wärmenetzes betragen in Stufe 1 und 2 **ca. 11%**. In Stufe 3 steigen diese, insbesondere durch den hinzukommenden Saisonalpeicher, auf ca. 31% an.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Abbildungen und Tabellen geben einen Überblick über die Ergebnisse:



	Stufe 1		Stufe 2		Stufe 3		
	Wärmebilanz						
	Leistung	Wärme	Leistung	Wärme	Leistung	Wärme	
<b>Bedarf Gebäude</b>	<b>gesamt</b>	<b>1.484 kW 121%</b>	<b>3.001 MWh/a 88%</b>	<b>1.484 kW 121%</b>	<b>3.001 MWh/a 88%</b>	<b>1.484 kW 121%</b>	<b>3.001 MWh/a 69%</b>
Gleichzeitigkeit		0,80		0,80		0,80	
Netzverlust	gesamt	45 kW 4%	391 MWh/a 11%	45 kW 4%	391 MWh/a 11%	45 kW 4%	391 MWh/a 9%
Speicherverlust	gesamt	1 kW 0%	8 MWh/a 0%	1 kW 0%	12 MWh/a 0%	2 kW (2) 0%	973 MWh/a 22%
	Änderung			+0 kW	+4 MWh/a	+0 kW	+961 MWh/a
<b>Bedarf frei Wärmenetz</b>	<b>gesamt</b>	<b>1.226 kW (1) 100%</b>	<b>3.400 MWh/a 100%</b>	<b>1.227 kW (1) 100%</b>	<b>3.404 MWh/a 100%</b>	<b>1.227 kW (1) 100%</b>	<b>4.365 MWh/a 100%</b>
	Änderung			+0 kW	+4 MWh/a	+0 kW	+961 MWh/a
Solarthermie	gesamt				835 MWh/a 25%		3.792 MWh/a 87%
	Änderung				+835 MWh/a		+2.957 MWh/a
PtH	gesamt					990 kW	371 MWh/a 9%
	Änderung					+990 kW	+371 MWh/a
Wärmepumpe	gesamt					860 kW 70%	200 MWh/a 5%
	Änderung					+860 kW	+200 MWh/a
Biomassekessel	gesamt	800 kW 65%	3.382 MWh/a 99%	800 kW 65%	2.561 MWh/a 75%	800 kW 65%	0 MWh/a 0%
	Änderung				-821 MWh/a		-2.561 MWh/a
Konv. Spitzenlastkessel	gesamt	700 kW 57%	18 MWh/a 1%	700 kW 57%	8 MWh/a 0%	700 kW 57%	-0 MWh/a 0%
	Änderung				-10 MWh/a		-8 MWh/a
Strom-Spitzenlast	gesamt					990 kW 81%	-0 MWh/a -0%
	Änderung					+990 kW	-0 MWh/a

(1)... garantiert  
 (2)... exkl. Saisonspeicher  
 (3)... nur Stromanteil

Tab. 23: Var. 1 Mühl Rosin: Wärmebilanz

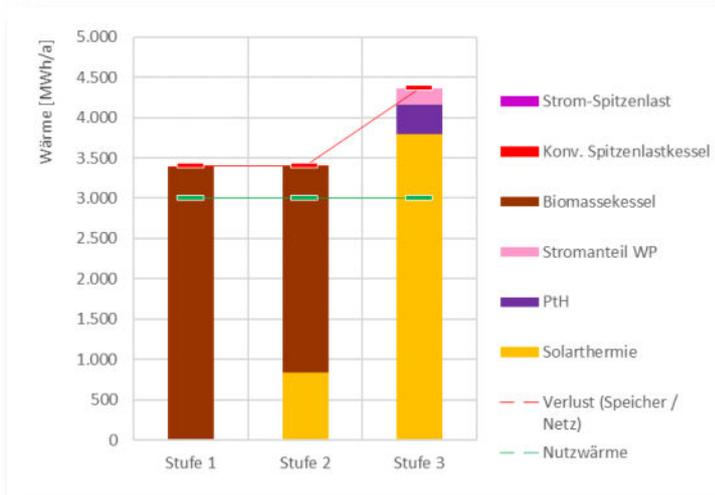


Abb. 40: Var. 1 Mühl Rosin: Wärmebilanz

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die sich ergebenden Jahregänge in den einzelnen Ausbaustufen:

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

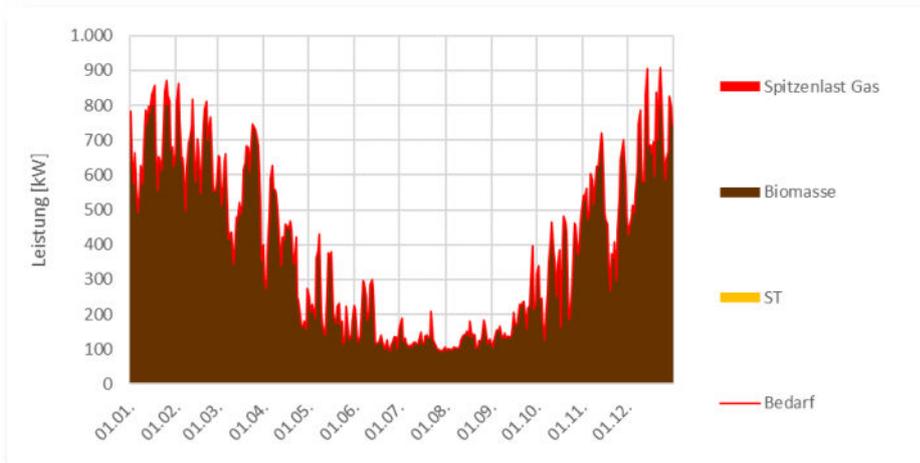


Abb. 41: Var. 1 Mühl Rosin: Jahresgang Stufe 1

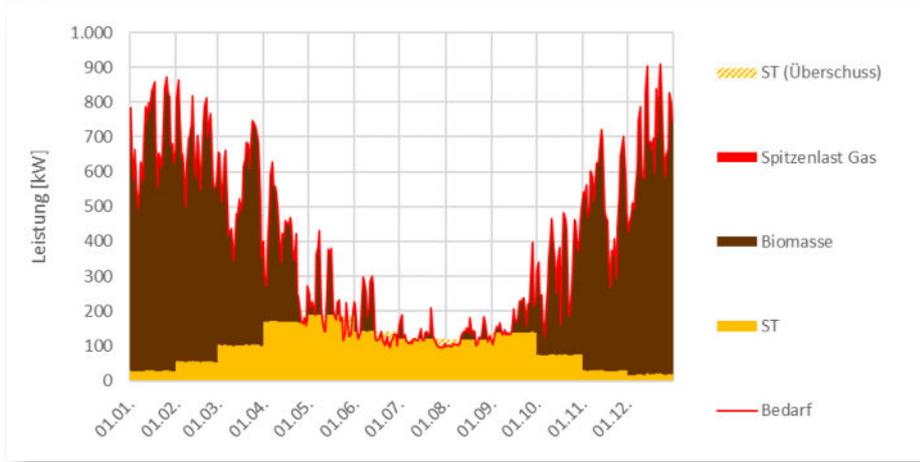


Abb. 42: Var. 1 Mühl Rosin: Jahresgang Stufe 2

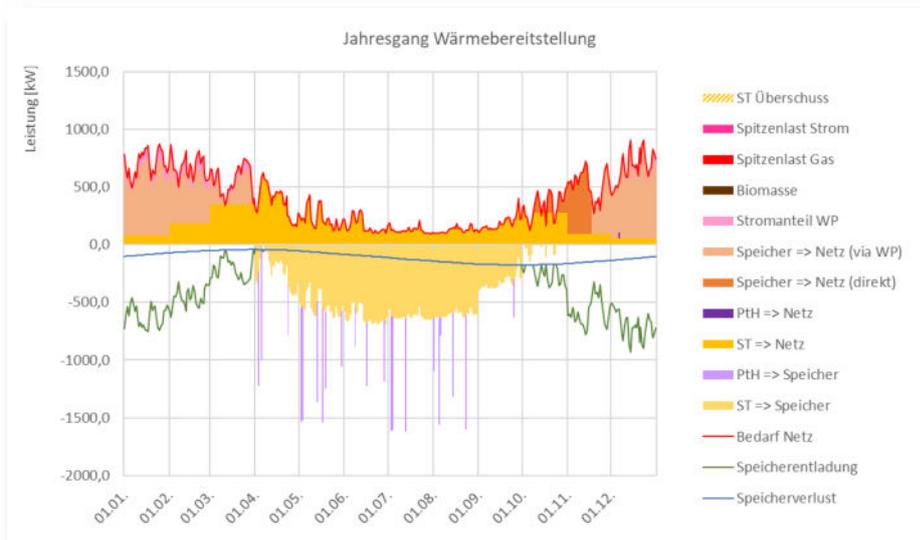


Abb. 43: Var. 1 Mühl Rosin: Jahresgang Stufe 3

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

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

	Stufe 1		Stufe 2		Stufe 3	
	Endenergie	THG-Emission	Endenergie	THG-Emission	Endenergie	THG-Emission
Solarthermie						
Biomasse	4.227 MWh/a 99%	63 t/a 76%	835 MWh/a 20%	21 t/a 26%	3.792 MWh/a 87%	95 t/a 61%
konv. SL	19 MWh/a 0%	4 t/a 5%	9 MWh/a 0%	2 t/a 2%	0 MWh/a 0%	0 t/a 0%
Strom EE-Überschuss					375 MWh/a 9%	9 t/a 6%
Strom Netz	38 MWh/a 1%	16 t/a 19%	30 MWh/a 1%	10 t/a 12%	204 MWh/a 5%	50 t/a 32%
Summe zentral	4.284 MWh/a 100%	83 t/a 100%	4.074 MWh/a 100%	81 t/a 100%	4.371 MWh/a 100%	154 t/a 100%
	bez. Wärme	28 g/kWh		27 g/kWh		51 g/kWh
Gesamt	4.284 MWh/a 100%	83 t/a 100%	4.074 MWh/a 100%	81 t/a 100%	4.371 MWh/a 100%	154 t/a 100%
	bez. Wärme	28 g/kWh -91%		27 g/kWh -91%		51 g/kWh -83%

Tab. 24: Var. 1 Mühl Rosin: Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Versorgungslösung betragen 28 g/kWh in Stufe 1, 27 g/kWh in Stufe 2 bzw. 51 g/kWh in Stufe 3 bezogen auf die Nutzwärme.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich folgende Treibhausgasemissionen eingespart werden:

- Ausbaustufe 1: 844 tCO<sub>2</sub>-äqu.
- Ausbaustufe 2: 847 tCO<sub>2</sub>-äqu.
- Ausbaustufe 3: 774 tCO<sub>2</sub>-äqu.

**In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 83 bis 91%.**

**Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 67 bis 73%.**

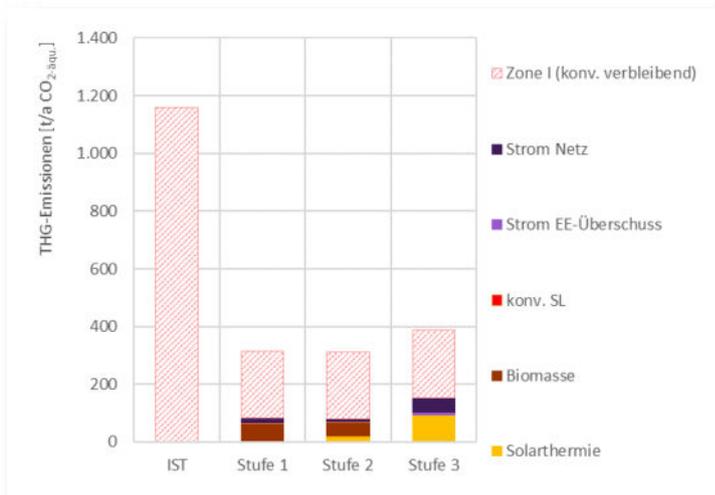


Abb. 44: Var. 1 Mühl Rosin: Treibhausgaseinsparung



Wirtschaftliche Parameter

**Investitionskosten**

Für die jeweiligen Ausbaustufen ergibt sich folgender **kumulierter Investitionsbedarf nach Förderung**:

- Ausbaustufe 1: ca. 3,2 Mio €
- Ausbaustufe 2: ca. 4,2 Mio € (kumuliert)
- (Ausbaustufe 3: ca. 8,1 Mio € kumuliert- Stand heute)

Insbesondere hinsichtlich Ausbaustufe 3 ist bei einer Umsetzungsperspektive von 9 – 15 Jahren in Anbetracht einer fortschreitenden Markteinführung der eingesetzten Technologien von deutlichen Skaleneffekten auszugehen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick:

		Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
		Investitionskosten (exkl. dezent. Spitzenlast)		
Gebäude (Heizhaus)	neu	300.000 € 6%	+56.000 € 3%	+160.000 € 2%
	kumuliert		356.000 €	516.000 €
Wärmeerzeugung (Anlagente)	neu	639.600 € 12%	+1.192.800 € 69%	+3.519.800 € 55%
	kumuliert		1.832.400 €	5.352.200 €
Wärmeverteilung (Netz)	neu	3.166.000 € 61%	+112.200 € 6%	+1.364.100 € 21%
	kumuliert		3.278.200 €	4.642.300 €
Zwischensumme	neu	4.105.600 € 79%	+1.361.000 € 79%	+5.043.900 € 79%
	kumuliert		5.466.600 €	10.510.500 €
Unvorhergesehenes	neu	615.800 € 12%	+204.200 € 12%	+756.600 € 12%
	kumuliert		820.000 €	1.576.600 €
Nebenkosten	neu	492.700 € 9%	+163.300 € 9%	+605.300 € 9%
	kumuliert		656.000 €	1.261.300 €
<b>Investition vor Förderung</b>	neu	<b>5.214.100 € 100%</b>	<b>+1.728.500 € 100%</b>	<b>+6.405.800 € 100%</b>
	kumuliert		6.942.600 €	13.348.400 €
Förderung (BEW)	neu	2.048.304 € 39%	+691.380 € 40%	+2.467.140 € 39%
	kumuliert		2.739.684 €	5.206.824 €
<b>Investition nach Förderung</b>	neu	<b>3.165.796 € 61%</b>	<b>+1.037.120 € 60%</b>	<b>+3.938.660 € 61%</b>
	kumuliert		4.202.916 €	8.141.576 €

Tab. 25: Var. 1 Mühl Rosin: Investitionsschätzung und Förderung

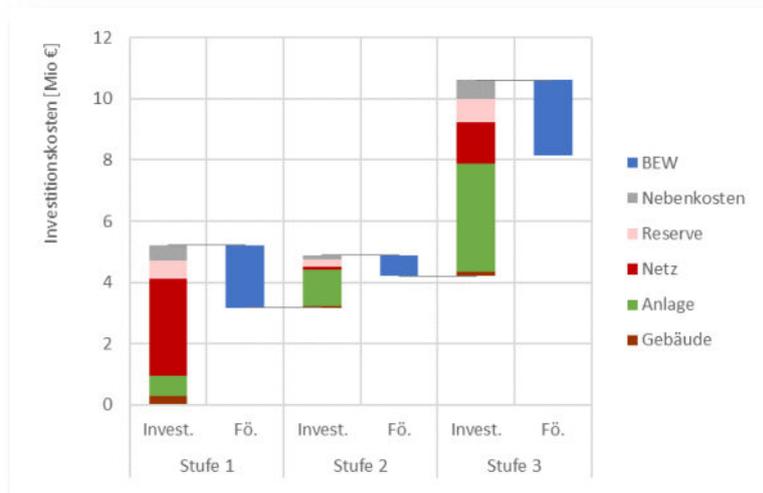


Abb. 45: Var. 1 Mühl Rosin: Investitionsschätzung und Förderung

### Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten wurden als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 aus kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten bestimmt.

Sie betragen ca. **169 €/MWh in Stufe 1** und erhöhen sich in **Stufe 2** auf ca. **190 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 140 €/MWh, Heizöl: ca. 270 €/MWh) sind die vorgeschlagene Varianten damit konkurrenzfähig.

Die erhöhten Wärmegestehungskosten in Ausbaustufe 3 von ca. 292 €/MWh verstehen sich aus Sicht des heutigen Marktumfeldes (u.a. hinsichtlich Markteinführung, förderrechtlicher Rahmen usw.). Da es sich hier um ein langfristiges Ausbauszenario handelt, ist von deutlichen Verschiebungen auszugehen.

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

	Wärmegestehungskosten Netz frei Abnehmer		
Kapitalkosten	231.906 €/a 46%	316.350 €/a 55%	609.118 €/a 70%
Betriebskosten	123.000 €/a 24%	152.000 €/a 26%	226.800 €/a 26%
Verbrauchskosten	152.390 €/a 30%	107.403 €/a 19%	40.186 €/a 5%
Jahreskosten gesamt	507.296 €/a 100%	575.754 €/a 100%	876.104 €/a 100%
Wärmeabsatz	3.001 MWh/a	3.001 MWh/a	3.001 MWh/a
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>169,06 €/MWh</b>	<b>191,88 €/MWh</b>	<b>291,97 €/MWh</b>

Tab. 26: Var. 1 Mühl Rosin: Wärmegestehungskosten

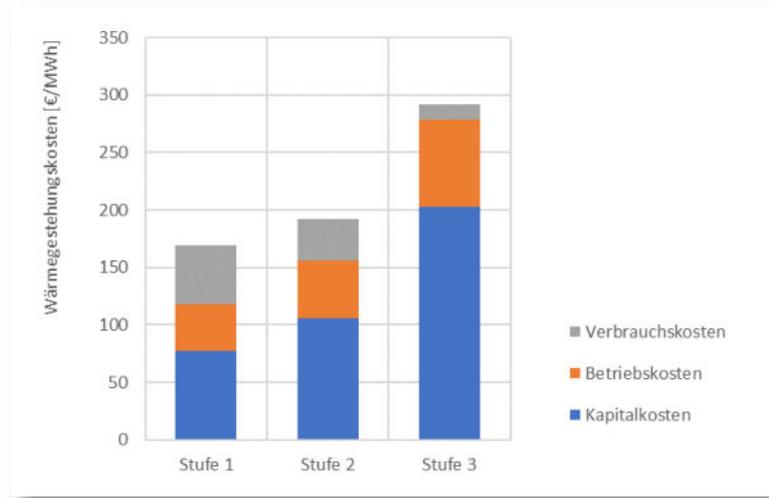


Abb. 46: Var. 1 Mühl Rosin: Wärmegestehungskosten

### 5.2.6 Versorgungsgebiet Bölkow

#### Versorgungsgebiet und räumliche Konzeption

Zur Versorgung vorgeschlagen wird das oben beschriebene Gebiet Bölkow.

Als Standort der Heizzentrale wird eine Teilfläche in der Nähe des Wasserwerks vorgeschlagen

Die in Ausbaustufe 2 hinzukommende Solarthermie-Anlage (ca. 0,3 ha) wird ebenfalls an diesem Standort vorgeschlagen.

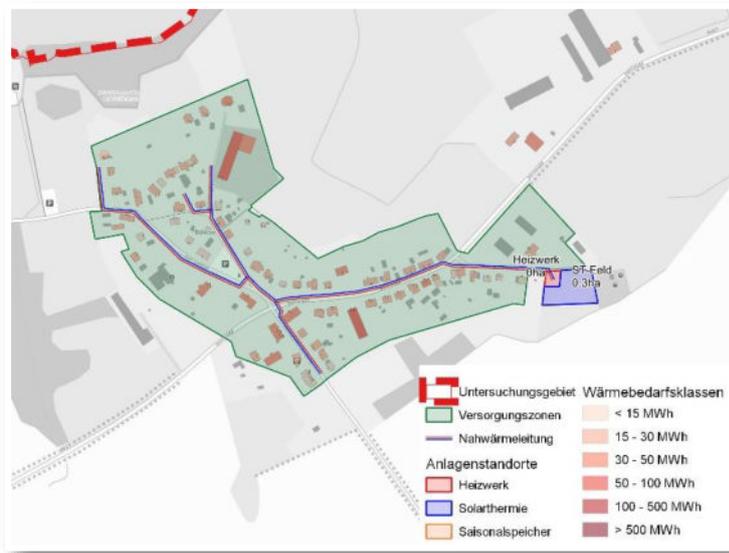


Abb. 47: Var.1: Bölkow: Versorgungsgebiet und Standorte

#### Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage wie folgt grob dimensioniert:

			Stufe 1	Stufe 2
			<b>Wärmenetz</b>	
Abnehmer	gesamt		61	61
Trassenlänge	gesamt		2.298 trm	2.298 trm
Querschnitt (max).			DN 65	
Wärmebelegung			531 kWh/(trm*a)	531 kWh/(trm*a)
			<b>Wärmeerzeugung (zentral)</b>	
Solarthermie	Kollektorfläche	gesamt		1.100 m <sup>2</sup>
		Änderung		+1.100 m <sup>2</sup>
	Grundstücksfläche	gesamt		0,3 ha
		Änderung		+0,3 ha
Biomassekessel	therm. Leistung		300 kW	300 kW
	Vollbetriebsstunden		4.464 h/a	3.393 h/a
Erdgaskessel	therm. Leistung		300 kW	300 kW
	Vollbetriebsstunden		77 h/a	50 h/a
Pufferspeicher	Volumen	gesamt	9 m <sup>3</sup>	45 m <sup>3</sup>
		Änderung		+36 m <sup>3</sup>

Tab. 27: Var.1 Bölkow: Auslegung Hauptkomponenten



Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **1.220 MWh an Nutzwärme**. Diese werden in Stufe 1 zu ca. **98%** über das Nahwärmenetz **aus Biomasse** geliefert. In Stufe 2 stammen 24% der Wärme aus Solarthermie. Der Biomasseanteil reduziert sich hierdurch auf 74%. Die verbleibenden Anteile des Wärmebedarfs werden jeweils über den Spitzenlasterzeuger aus Erdgas bereitgestellt. Die **Leitungs- und Speicherverluste** des Wärmenetzes betragen **ca. 11%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Abbildungen und Tabellen geben einen Überblick über die Ergebnisse:

		Stufe 1		Stufe 2	
		Wärmebilanz			
		Leistung	Wärme	Leistung	Wärme
<b>Bedarf Gebäude</b>	<i>gesamt</i>	<b>615 kW 110%</b>	<b>1.220 MWh/a 90%</b>	<b>615 kW 110%</b>	<b>1.220 MWh/a 89%</b>
	<i>Änderung</i>				
Gleichzeitigkeit		0,88		0,88	
Netzverlust	<i>gesamt</i>	16 kW 3%	140 MWh/a 10%	16 kW 3%	140 MWh/a 10%
Speicherverlust	<i>gesamt</i>	0 kW 0%	3 MWh/a 0%	1 kW 0%	8 MWh/a 1%
	<i>Änderung</i>			+1 kW	+5 MWh/a
<b>Bedarf frei Wärmenetz</b>	<i>gesamt</i>	<b>559 kW (1) 100%</b>	<b>1.362 MWh/a 100%</b>	<b>560 kW (1) 100%</b>	<b>1.368 MWh/a 100%</b>
	<i>Änderung</i>			+1 kW	+5 MWh/a
Solarthermie	<i>gesamt</i>				335 MWh/a 24%
	<i>Änderung</i>				+335 MWh/a
Biomassekessel	<i>gesamt</i>	300 kW 54%	1.339 MWh/a 98%	300 kW 54%	1.018 MWh/a 74%
	<i>Änderung</i>				-322 MWh/a
Konv. Spitzenlastkessel	<i>gesamt</i>	300 kW 54%	23 MWh/a 2%	300 kW 54%	15 MWh/a 1%
	<i>Änderung</i>				-8 MWh/a

(1)... garantiert

Tab. 28: Var. 1 Bölkow: Wärmebilanz

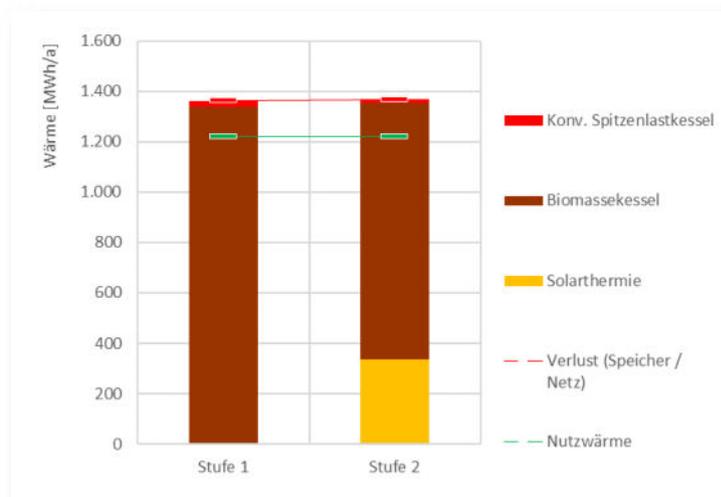


Abb. 48: Var. 1 Bölkow: Wärmebilanz

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die sich ergebenden Jahressgänge in den einzelnen Ausbaustufen:

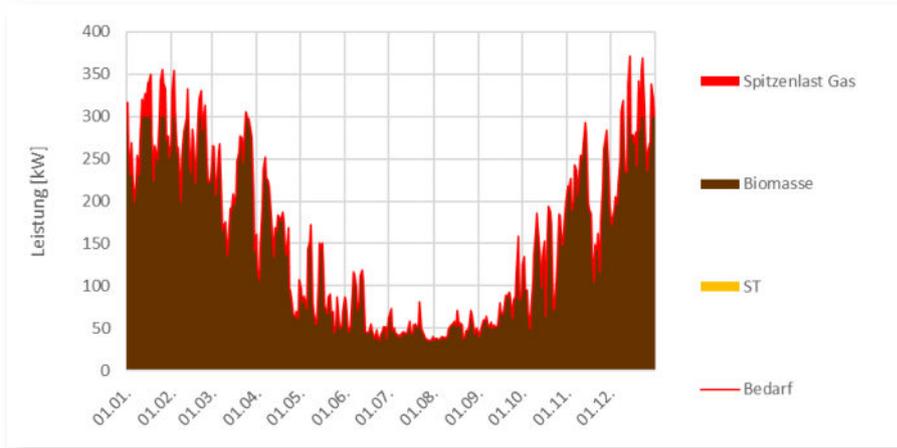


Abb. 49: Var. 1 Bölkow: Jahresgang Stufe 1

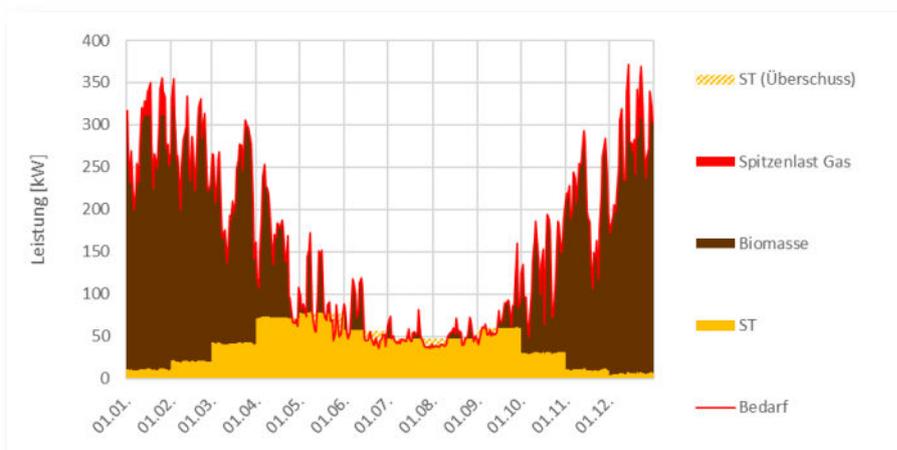


Abb. 50: Var. 1 Bölkow: Jahresgang Stufe 2



Endenergie- und Treibhausgasbilanz

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

	Stufe 1		Stufe 2	
	Endenergie- und Treibhausgasbilanz			
	Endenergie	THG-Emission	Endenergie	THG-Emission
Solarthermie			335 MWh/a 20%	8 t/a 24%
Biomasse	1.674 MWh/a 98%	25 t/a 69%	1.272 MWh/a 78%	19 t/a 55%
konv. SL	24 MWh/a 1%	5 t/a 15%	16 MWh/a 1%	4 t/a 10%
Strom Netz	15 MWh/a 1%	6 t/a 16%	11 MWh/a 1%	4 t/a 11%
<b>Gesamt</b>	<b>1.713 MWh/a 100%</b>	<b>37 t/a 100%</b>	<b>1.634 MWh/a 100%</b>	<b>35 t/a 100%</b>
	<i>bez. Wärme</i>	<i>30 g/kWh -90%</i>		<i>28 g/kWh -91%</i>

Tab. 29: Var. 1 Bölkow: Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Versorgungslösung betragen 30 g/kWh in Stufe 1 bzw. 28 g/kWh in Stufe 2. bezogen auf die Nutzwärme.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich ca. **341 tCO<sub>2</sub>-äqu. Treibhausgase eingespart** werden.

**In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 90 %.**

**Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 73%.**

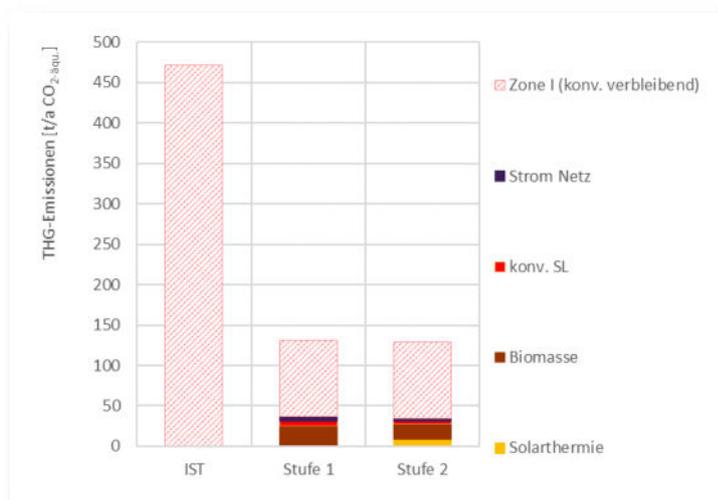


Abb. 51: Var. 1 Bölkow: Treibhausgaseinsparung

Wirtschaftliche Parameter

**Investitionskosten**

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf nach Förderung** von **ca. 1,2 Mio. € in Stufe 1** bzw. **1,7 Mio € (kumuliert) in Stufe 2**. Die zugrundeliegende **Förderquote beträgt 40%**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick:

		Stufe 1	Stufe 2
		Investitionskosten (exkl. dezent. Spitzenlast)	
Gebäude (Heizhaus)	neu	154.000 € 8%	+18.000 € 2%
	kumuliert		172.000 €
Wärmeerzeugung (Anlagen)	neu	331.200 € 16%	+546.700 € 72%
	kumuliert		877.900 €
Wärmeverteilung (Netz)	neu	1.102.600 € 55%	+35.900 € 5%
	kumuliert		1.138.500 €
Zwischensumme	neu	1.587.800 € 79%	+600.600 € 79%
	kumuliert		2.188.400 €
Unvorhergesehenes	neu	238.200 € 12%	+90.100 € 12%
	kumuliert		328.300 €
Nebenkosten	neu	190.500 € 9%	+72.100 € 9%
	kumuliert		262.600 €
<b>Investition vor Förderung</b>	neu	<b>2.016.500 € 100%</b>	<b>+762.800 € 100%</b>
	kumuliert		2.779.300 €
Förderung (BEW)	neu	790.580 € 39%	+305.116 € 40%
	kumuliert		1.095.696 €
<b>Investition nach Förderung</b>	neu	<b>1.225.920 € 61%</b>	<b>+457.684 € 60%</b>
	kumuliert		1.683.604 €

Tab. 30: Var. 1 Bölkow: Investitionsschätzung und Förderung

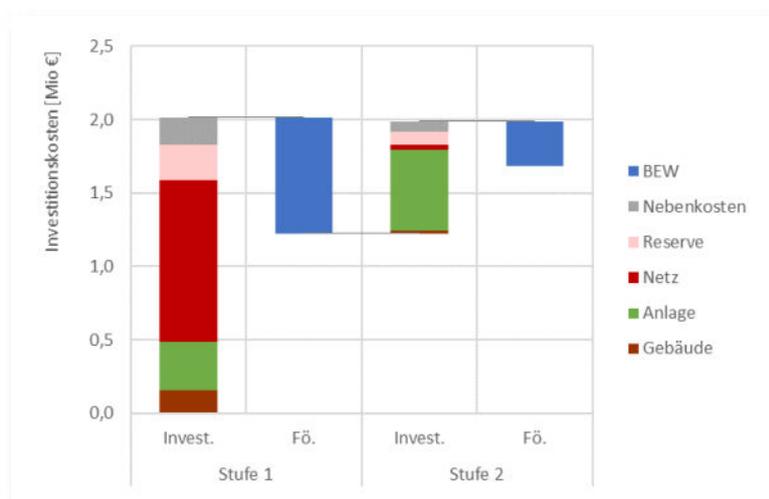


Abb. 52: Var. 1 Bölkow: Investitionsschätzung und Förderung

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



### Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten wurden als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 aus kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten bestimmt.

Sie betragen ca. **162 €/MWh in Stufe 1** und erhöhen sich in **Stufe 2** auf ca. **188 €/MWh**.

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 140 €/MWh, Heizöl: ca. 270 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit konkurrenzfähig.

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

	Stufe 1	Stufe 2
<b>Wärmegestehungskosten Netz frei Abnehmer</b>		
Kapitalkosten	86.575 €/a 44%	124.122 €/a 54%
Betriebskosten	48.100 €/a 24%	60.900 €/a 27%
Verbrauchskosten	62.410 €/a 32%	44.182 €/a 19%
Jahreskosten gesamt	197.085 €/a 100%	229.204 €/a 100%
Wärmeabsatz	1.220 MWh/a	1.220 MWh/a
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>161,59 €/MWh</b>	<b>187,92 €/MWh</b>

Tab. 31: Var. 1 Bölkow: Wärmegestehungskosten

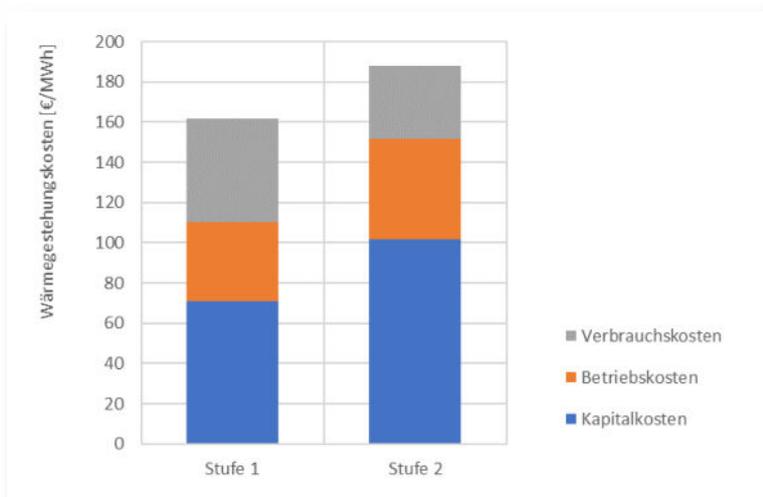


Abb. 53: Var. 1 Bölkow: Wärmegestehungskosten

## 5.3 Variante 2: Netz mit Großwärmepumpe

### 5.3.1 Überblick und System

#### Sektorenkopplung im zukünftigen Energiesystem<sup>52</sup>

In den bisher üblicherweise umgesetzten Versorgungssystemen wurden die Sektoren der Wärme- und der Stromversorgung häufig weitgehend getrennt voneinander betrachtet. Diese Betrachtungsweise ändert sich zunehmend mit dem Umbau des Energiesystems hin zu einer verstärkten Nutzung Erneuerbarer Energien.

Viele regenerative Energieträger, wie zum Beispiel Wind- und Solarenergie, sind durch eine räumlich und zeitlich ungleichmäßig verteilte Verfügbarkeit gekennzeichnet. Um diese Energiequellen dennoch möglichst effizient nutzen zu können, sind verschiedene Schlüsselstrategien erforderlich. Neben dem bereits im vorangegangenen Kapitel thematisierten Ausbau von Speichermöglichkeiten ist dies auch die sogenannte Sektorenkopplung. Zentraler Gedanke dabei ist es, die Sektoren der Strom- und Wärmeversorgung sowie auch der Mobilität nicht mehr isoliert voneinander zu betrachten. Vielmehr gilt es diese, so mit einander zu kombinieren, dass eine möglichst effiziente Nutzung der verfügbaren erneuerbaren Energiequellen möglich ist.

#### Großwärmepumpen in Wärmenetzen<sup>53</sup>

Eine Möglichkeit zur Umsetzung der Sektorenkopplung stellt der Einsatz von Großwärmepumpen für die Versorgung von Wärmenetzen dar. Diese Technik ermöglicht es, der Umgebung Wärme zu entziehen und diese auf einem in Wärmenetzen nutzbaren Temperaturniveau zur Verfügung zu stellen.

Die Wärmepumpe arbeitet dabei nach dem Prinzip eines thermodynamischen Kreisprozesses, ähnlich wie ein Kühlschrank, nur dass hier die „warme“ Seite genutzt wird. Dabei wird ein spezielle Kältemittel in einem Kreislaufsystem verdampft, komprimiert, kondensiert und wieder entspannt.

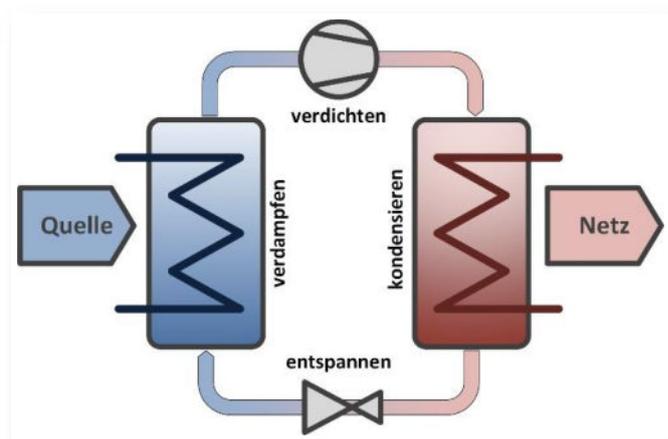


Abb. 54: Prinzipschema Wärmepumpe

Wieviel Strom hierfür als Antriebsenergie benötigt wird, hängt maßgeblich von der verfügbaren Quelltemperatur sowie der benötigten Netztemperatur ab. Dieser Zusammenhang ist physikalisch bedingt und wird durch den sogenannten Carnot-Wirkungsgrad beschrieben.

<sup>52</sup> AGORA 01

<sup>53</sup> BWP 02

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

Das Verhältnis von Abgegebener Wärme zu eingesetztem Strom heißt Arbeitszahl (bzw. englisch coefficient of performance, kurz COP). Je höher dieser ist, desto geringer ist der Strombedarf der Wärmepumpe.

Obwohl mit Hilfe moderner Wärmepumpe auch hohe Vorlauftemperaturen und große Temperaturhübe technisch machbar sind, sind daher für einen effizienten Betrieb eine möglichst hohe Quelltemperatur und eine möglichst Niedrige Netztemperatur von Vorteil.

Für den sinnvollen Einsatz sind daher verschiedene Faktoren maßgeblich, die im Folgenden kurz beschrieben werden:

### Wärmequellen

Die Wärmepumpe „erzeugt“ selbst keine Wärme. Vielmehr entzieht sie diese einer Wärmequelle auf einem niedrigen Temperaurniveau und gibt sie mit einer höheren Temperatur wieder ab. Wieviel Antriebsenergie hierfür benötigt wird, hängt wesentlich von der Temperatur der genutzten Wärmequelle ab. Je höher diese ist, desto weniger Antriebsenergie wird benötigt. Grundsätzlich kommen dabei verschiedene Quellen in Betracht, von denen die wichtigsten hier kurz vorgestellt werden sollen:

### **Umgebungsluft**

Es ist möglich, die Umgebungsluft selbst als Wärmequelle zu nutzen. Dies geschieht in der Regel mittels Trockenkühlern, die je nach Anlagengröße sehr unterschiedlich groß ausfallen können. Für die Dimensionen kleinerer Wärmenetze handelt es sich oft um sogenannte Flachbett-Trockenkühler.

Da die Umgebungsluft grundsätzlich überall zur Verfügung steht und die eingesetzte Technik aus dem Kälteanlagenbau gut bekannt ist, kann diese Variante als eine sehr universelle Lösung angesehen werden. Investkosten- und Genehmigungsrisiken sind als eher gering einzuschätzen.

Entscheidender Nachteil ist jedoch die geringe Energieeffizienz, da insbesondere im Winter, wo in der Regel die meiste Wärme benötigt wird, die Quelltemperatur sehr gering ist. Des Weiteren entwickeln die eingesetzten Aggregate nicht unerhebliche Betriebsgeräusche, weshalb in der Regel ein Schutzabstand von ca. 200m zur Wohnbebauung erforderlich ist.

- Vorteile:
  - Standortunabhängige Verfügbarkeit
  - Relativ geringe Erschließungskosten
  - Geringer Planungs- und Genehmigungsaufwand
- Nachteile:
  - Relativ geringe Energieeffizienz (niedrige Lufttemperatur im Winter)
  - Geräuschbelastung (Schutzabstand zur Wohnbebauung ca. 200 m)

### **Oberflächennahe Geothermie<sup>54</sup>**

Mit Hilfe sogenannter Erdkollektoren oder Erdsonden kann auch den oberflächennahen Erdschichten (bis ca. 100 m Tiefe) Wärme entzogen werden. Diese Wärme stammt je nach Tiefe zu verschiedenen Anteilen aus der sommerlichen Erwärmung durch Sonneneinstrahlung und aus dem Erdinnern aufsteigender Wärme.

Die korrekte Auslegung erfordert hierbei eine sehr sorgfältige Planung unter Berücksichtigung der konkreten geologischen und hydrologischen Bedingungen. Hierbei gilt es unter anderem, eine

---

<sup>54</sup> LUNG 05

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

dauerhafte Auskühlung oder gar Vereisung des Untergrundes und somit verringerte Energieeffizienz und Folgeschäden zu vermeiden.

Da in der Regel Frostschutzmittel im Wärmeträgermedium eingesetzt und ggf. Grundwasserleiter berührt werden, ist eine besondere Beachtung wasserschutzrechtlicher Belange geboten. So ist eine Umsetzung in Wasserschutzgebieten häufig nicht möglich bzw. zumindest deutlich erschwert.

Da Erdwärme grundsätzlich als bergfreier Bodenschatz gilt, ist für die Genehmigung das Bergrecht maßgeblich.

Wesentlicher Vorteil ist, dass bei korrekter Planung die Temperatur der Wärmequelle ganzjährig relativ konstant bleibt.

- Vorteile:
  - Höhere Energieeffizienz (korrekte Planung vorausgesetzt)
  - An vielen Standorten umsetzbar
- Nachteile:
  - Hoher Planungs- und Genehmigungsaufwand
  - Hohe Erschließungskosten
  - Ggf. eingeschränkte Genehmigungsfähigkeit

### **Gewässerswärmenutzung**

Neben Luft und Erdwärme können grundsätzlich auch größere Oberflächengewässer (Flüsse, Seen, Meer) als Quelle für Umweltwärme genutzt werden. Diese Lösung ist bisher zumindest in Deutschland der Fläche noch nicht sehr weit verbreitet. Umfassende Erfahrungswerte fehlen daher noch weitgehend.

Im Planungsprozess sind in jedem Fall die hydrologischen und ökologischen Voraussetzungen des betreffenden Gewässers (u.a. Temperaturverlauf, Strömungsverhältnisse, Abflussmengen, Salzgehalt, Flora und Fauna usw.) detailliert zu berücksichtigen. Aufgrund der komplexen Einflussfaktoren und dem relativ frühen Stand der Technologieeinführung sind standardisierte Anlagenkomponenten in Teilen bisher nicht verfügbar. Hier müssen ggf. zugeschnittene Lösungen entwickelt werden. Beispiele hierfür sind ökologisch verträgliche Wasserein- und -ausleitung sowie die Reinhaltung von Wärmeübertragerflächen.

Bei der Nutzung von Oberflächengewässern werden in vielfältiger Weise umweltschutz- und wasserrechtliche Belange berührt. Spezifische Regelungen für die thermische Nutzung sind hier in der Fläche noch nicht etabliert, sodass von einem hohen Genehmigungsrisiko auszugehen ist.

- Vorteile:
  - Ggf. hohes energetisches Potenzial (sofern geeignetes Gewässer vorhanden)
- Nachteile:
  - Stark standortabhängig
  - Sehr hoher Planungs- und Genehmigungsaufwand (mit hohem Genehmigungsrisiko)
  - Hohe Erschließungskosten (mit hohem Investitionskostenrisiko)
  - Ggf. mäßige Energieeffizienz (je nach Temperaturschwankung des Gewässers)

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

### ***Abwärmenutzung***

Als eine weitere Wärmequelle kommt die Nutzung von Abwärme in Betracht. Als Abwärme werden hier Wärmeströme bezeichnet, die in anderen Prozessen unvermeidbar entstehen und die keiner sonstigen Nutzung zugeführt werden können. Dies kann beispielsweise bei bestimmten Industrieprozessen, aber auch der thermischen Abfallverwertung sowie bei der Abwasserentsorgung der Fall sein.

Nutzbarkeit, Erschließungsaufwand und Effizienz sind hier stark von der Temperatur, dem mengenmäßigen Aufkommen, sowie der Fassungsart und der räumlichen Verteilung der entsprechenden Abwärmeströme abhängig.

- Vorteile:
  - Ggf. hohe Energieeffizienz (je nach Quelltemperatur)
  - Oft einfache Genehmigungsfähigkeit
  - Ggf. geringer Erschließungsaufwand
- Nachteile:
  - Hohe Standortabhängigkeit
  - Ggf. Abhängig von externen Akteuren

### **Wärmesenken**

Von wesentlichem Einfluss darauf, wie effizient eine Wärmepumpe im Wärmenetz eingesetzt werden kann, ist weiterhin auch das benötigte Temperaturniveau. Diese richtet sich in der Regel nach den bei den Endabnehmern verbauten Versorgungsanlagen.

Während Heizanlagen in der Vergangenheit auf Vorlauftemperaturen von 70°C oder mehr für ihre volle Heizleistung ausgelegt wurden, konnte dieser Wert bei neueren Anlagen durch Einsatz von Flächenheizungen oder größeren Heizkörpern oft deutlich reduziert werden. Auch mit fortschreitendem Sanierungsstand sinken die benötigten Heizmitteltemperaturen.

Ein weiterer kritischer Faktor ist in diesem Zusammenhang die Warmwasserbereitung. In klassischen Speichersystemen ist aus hygienischen Gründen muss hier in der Regel eine Trinkwassertemperatur von mindestens 60°C realisiert werden können. Um dies sicherzustellen, sind auf dem Wärmenetz entsprechend höhere Vorlauftemperaturen ganzjährig notwendig. Je nach Voraussetzungen in den Abnehmeranlagen kann hier die Umrüstung auf sogenannte Frischwasserstationen sinnvoll sein, bei denen ggf. bereits Trinkwassertemperaturen von ca. 45°C ausreichen.

Grundsätzlich sollte für den effizienten Einsatz von Wärmepumpen die geforderte Netztemperatur möglichst niedrig gewählt werden. Dies erfordert im Einzelfall eine sehr genaue Planung unter Berücksichtigung der abnehmerseitigen Versorgungsanlagen. Da diese im Zuge der vorliegenden Studie nicht im Detail bekannt sind und die Netztemperatur im Zweifelsfall nach dem ungünstigsten Abnehmer zu wählen ist, wird für die weiteren Betrachtungen von baualterstypischen Temperaturen ausgegangen.

### **Betriebsstrom**

Unabhängig von der Wahl der Wärmequelle und der Senke benötigt eine Wärmepumpe in jedem Fall eine Antriebsenergie, in der Regel Strom.

Für den wirtschaftlichen und ökologisch vertretbaren Betrieb einer Wärmepumpenanlage in Wärmenetzen stellt der dauerhaft sichere und kostengünstige Bezug von regenerativ erzeugtem Betriebsstrom eine zwingende Voraussetzung dar.

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



Leider sind hierfür die regulatorischen Rahmenbedingungen trotz einzelner Verbesserungen in den vergangenen Jahren nach wie vor stark reglementiert. Nichts desto trotz sind auch unter den gegebenen Voraussetzungen verschiedene Versorgungsmöglichkeiten diesbezüglich denkbar. Im Nachfolgenden sollen zwei Varianten kurz vorgestellt werden. Zu beachten ist, dass die tatsächliche technische Machbarkeit und Rechtskonformität von zahlreichen Faktoren abhängig ist und daher im Einzelfall jeweils detailliert geprüft werden muss.

### ***Direktversorgung***

Sofern sich Anlagen zur erneuerbaren Stromgewinnung in der Nähe des geplanten Anlagenstandorts befinden, so ist eine direkte Versorgung von dort aus über eine separate Zuleitung denkbar. Diese ist mit dem entsprechenden Anlagenbetreiber über einen entsprechenden Direktversorgungsvertrag zu regeln. Da das öffentliche Stromnetz nicht genutzt wird fallen hier keine Netznutzungsentgelte an. Je nach Vertragsgestaltung können günstige Strompreise festgeschrieben werden.

Zu beachten ist, dass der Strom hier nur im Rahmen der Erzeugungskapazität, also ggf. zeitlich variabel, zur Verfügung steht. Gegebenenfalls sind entsprechende Reservekapazitäten bzw. Speichermöglichkeiten vorzuhalten.

Kritisch ist bei dieser Variante in jedem Fall die langfristig strategische Festlegung auf einen einzelnen Stromlieferanten. Hierauf ist bei der Wahl des entsprechenden Versorgungspartners sowie bei der Vertragsgestaltung besonderes Augenmerk zu legen.

### ***Bilanzkreismodell***

Eine weitere Möglichkeit zur Bereitstellung des benötigten Stroms kann sich im Rahmen des in Kapitel 9 vorgestellten Strom-Bilanzkreismodells ergeben. Dieses bietet dem Eigentümer von Stromerzeugungsanlagen unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, die Stromproduktion seiner Anlagen zu bündeln und für die Versorgung seiner eigenen Bedarfe zu verwenden, auch wenn Anlagen und Verbraucher räumlich nicht verbunden sind.

Voraussetzung hierfür ist jedoch auch hier, dass sich Stromproduktion und -verbrauch in identischem Eigentum befinden sowie zeitlich synchron erfolgen. Sinnvoll dies daher insbesondere für Akteure mit einem entsprechend größeren Portfolio an Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Inwieweit diese Modell speziell für die Versorgung von Wärmenetzen anwendbar ist, ist weiter zu prüfen.

### ***5.3.2 Funktionale Konzeption und Methodik***

Wie im Rahmen der Potenzialanalyse beschrieben, bestehen Überlegungen zur Errichtung einer Photovoltaik-Freiflächenanlage nahe dem Ortsteil Bölkow. Im Rahmen der Gespräche wurde unter anderem vorgeschlagen, Stromkontingente zu vergünstigten Konditionen der geplanten Anlage zu vergünstigten Konditionen für die Nutzung in einer lokalen, netzgebundenen Wärmeversorgungslösung vorzuhalten.

Vor diesem Hintergrund wurde für das nahegelegene Versorgungsgebiet Bölkow eine Wärmeversorgung mit auf Basis einer direktversorgten Wärmepumpe konzipiert. Da sich der mögliche Anlagenstandort im Bereich eines Wasserschutzgebietes befindet und Abwärmequellen nicht bekannt sind, wird eine Nutzung der Umgebungsluft als Wärmequelle vorausgesetzt.

Insbesondere um Erzeugungspausen während der Nachtstunden zu überbrücken wurde ein entsprechender Pufferspeicher eingeplant. Als Redundanz wird zusätzlich ein konventioneller Erdgaskessel vorgesehen.

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

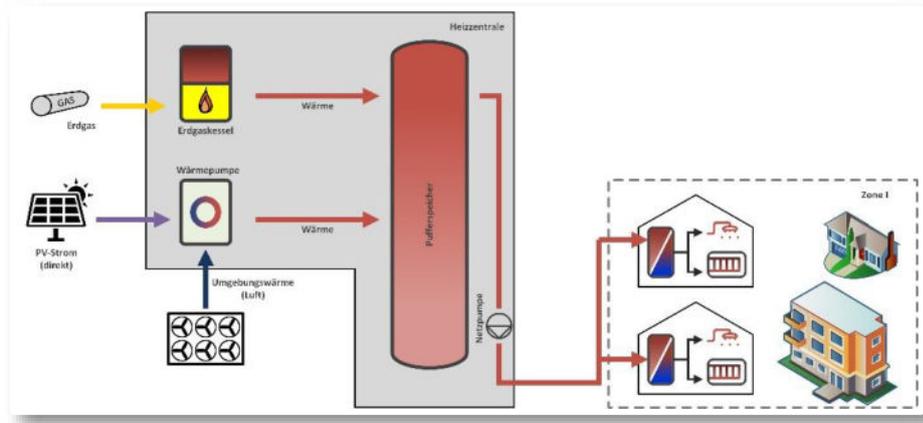


Abb. 55: Übersicht funktionale Konzeption Var. 2

Die Wärmepumpe, der Pufferspeicher und der Luftwärmeübertrager werden so ausgelegt, dass unter Berücksichtigung des prognostizierten Erzeugungsprofils die in einem durchschnittlichen Jahr maximal benötigte Tageswärmemenge während der Tagstunden geliefert und für die nächtliche Unterbrechung gespeichert werden kann. Des Weiteren wurde die durch den Planer zur Verfügung gestellte prognostizierte Erzeugungskurve der projektierten Solaranlage als maximal verfügbare Betriebsstromkapazität zugrunde gelegt.

Im Übrigen folgen die Auslegung und Bilanzierung der in Abschnitt 5.2.4 dargestellten Methodik.

Der wirtschaftlichen Kalkulation liegt entsprechend den laufenden Gesprächen ein Preis für den direkt gelieferten Betriebsstrom von 8 ct/kWh zugrunde.

### 5.3.3 Versorgungsgebiet Bölkow

#### Versorgungsgebiet und räumliche Konzeption

Zur Versorgung vorgeschlagen wird das oben beschriebene Gebiet Bölkow.

Als Standort der Heizzentrale wird eine Teilfläche in der Nähe des Projektgebietes der Photovoltaikanlage vorgeschlagen.

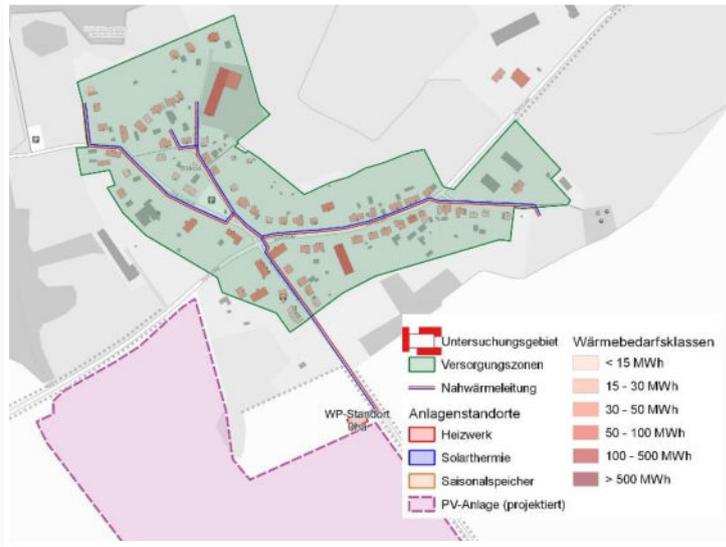


Abb. 56: Var.2: Bölkow: Versorgungsgebiet und Standorte

#### Auslegung der Hauptkomponenten

Anhand der Bedarfsdaten im Versorgungsgebiet wurden die Hauptkomponenten der Anlage wie folgt grob dimensioniert:

		Wärmenetz
Abnehmer	gesamt	61
	Änderung	
Trassenlänge	gesamt	2.298 trm
	Änderung	
Querschnitt (max).		DN 65
Wärmebelegung		531 kWh/(trm*a)
		Wärmeerzeugung (zentral)
Quelle: Luft	therm. Leistung	1.048 kW
Wärmepumpe	therm. Leistung	1.900 kW
	Jahres-Arbeitszahl	2,5
Erdgaskessel	therm. Leistung	600 kW
	Vollbetriebsstunden	87 h/a
Pufferspeicher	Volumen	gesamt
	Änderung	160 m <sup>3</sup>

Tab. 32: Var.2 Bölkow: Auslegung Hauptkomponenten



Wärmebilanz

Basierend auf der Wärmebedarfsanalyse und der gewählten Auslegung wird für das Versorgungsgebiet eine Wärmebilanz erstellt. Die angeschlossenen Abnehmer benötigen demnach jährlich **1.220 MWh an Nutzwärme**. Diese werden in Stufe 1 zu ca. **96%** durch die Wärmepumpe zur Verfügung gestellt. Bei einer kalkulierten Jahresarbeitszahl von 2,5 entstammen somit 58% der gesamt benötigten Wärme aus der Umgebungsluft und 39% aus dem Stromanteil der Wärmepumpe. Die verbleibenden Anteile des Wärmebedarfs werden über den Spitzenlastzeuger aus Erdgas bereitgestellt. Die **Leitungs- und Speicherverluste** des Wärmenetzes betragen **ca. 14%**.

Eine detaillierte Darstellung der **Wärmebilanz** ist im Anhang enthalten. Die folgende Abbildungen und Tabellen geben einen Überblick über die Ergebnisse:

		Wärmebilanz	
		Leistung	Wärme
<b>Bedarf Gebäude</b>	<b>gesamt</b>	<b>615 kW</b>	<b>1.220 MWh/a</b>
	<i>Änderung</i>	<i>109%</i>	<i>86%</i>
Gleichzeitigkeit		0,88	
Netzverlust	<b>gesamt</b>	<b>16 kW</b>	<b>140 MWh/a</b>
	<i>Änderung</i>	<i>3%</i>	<i>10%</i>
Speicherverlust	<b>gesamt</b>	<b>6 kW</b>	<b>51 MWh/a</b>
	<i>Änderung</i>	<i>1%</i>	<i>4%</i>
<b>Bedarf frei Wärmenetz</b>	<b>gesamt</b>	<b>565 kW (1)</b>	<b>1.410 MWh/a</b>
	<i>Änderung</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
Quelle: Luft	<b>gesamt</b>		<b>814 MWh/a</b>
	<i>Änderung</i>		<i>58%</i>
Wärmepumpe (3)	<b>gesamt</b>	<b>1.900 kW</b>	<b>543 MWh/a</b>
	<i>Änderung</i>	<i>337%</i>	<i>39%</i>
Konv. Spitzenlastkessel	<b>gesamt</b>	<b>600 kW</b>	<b>52 MWh/a</b>
	<i>Änderung</i>	<i>106%</i>	<i>4%</i>

(1)... garantiert  
 (2)... exkl. Saisonspeicher  
 (3)... nur Stromanteil

Tab. 33: Var. 2 Bölkow: Wärmebilanz

Der **Jahresverlauf** des Wärmebedarfs, der zur Bedarfsdeckung eingesetzten Quellen sowie der Netztemperaturen ergibt sich aus den Lastprofilen der einzelnen Abnehmer. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die sich ergebenden Jahressgänge in den einzelnen Ausbaustufen:

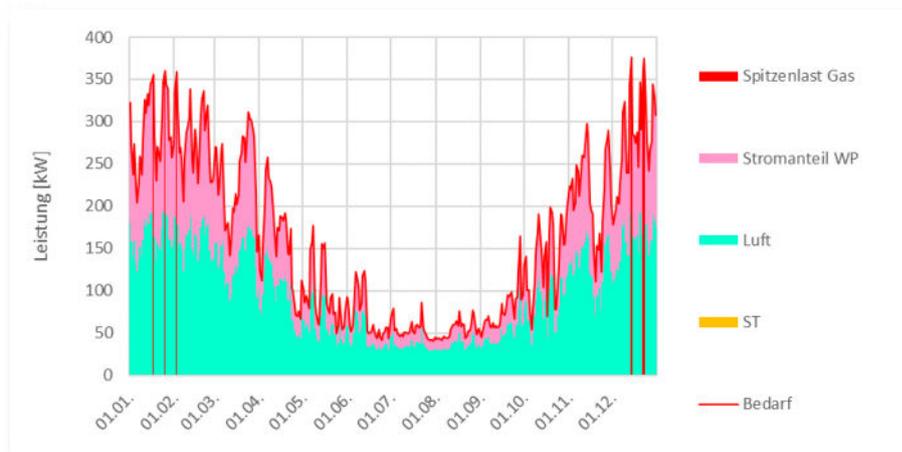


Abb. 57: Var. 2 Bölkow: Jahresgang

Endenergie- und Treibhausgasbilanz

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

	Endenergie- und Treibhausgasbilanz	
	Endenergie	THG-Emission
Quelle: Luft	814 MWh/a 57%	
konv. SL	55 MWh/a 4%	13 t/a 46%
Strom EE-direkt	568 MWh/a 39%	14 t/a 52%
Strom Netz	1 MWh/a 0%	0 t/a 1%
<b>Summe zentral</b>	<b>1.438 MWh/a 100%</b>	<b>27 t/a 100%</b>
	<i>bez. Wärme</i>	<i>22 g/kWh</i>
<b>Gesamt</b>	<b>1.438 MWh/a 100%</b>	<b>27 t/a 100%</b>
	<i>bez. Wärme</i>	<i>22 g/kWh -93%</i>

Tab. 34: Var. 2 Bölkow: Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der Versorgungslösung betragen 22 g/kWh bezogen auf die Nutzwärme.

Durch die kalkulierte Versorgungsvariante können bei einem Anschlussgrad von 80% demnach jährlich ca. **350 tCO<sub>2</sub>-äqu. Treibhausgase eingespart** werden.

**In den versorgten Objekten entspricht dies einer Verminderung um ca. 93 %.**

**Bezogen auf die gesamte Versorgungszone beträgt die Einsparung ca. 74%.**

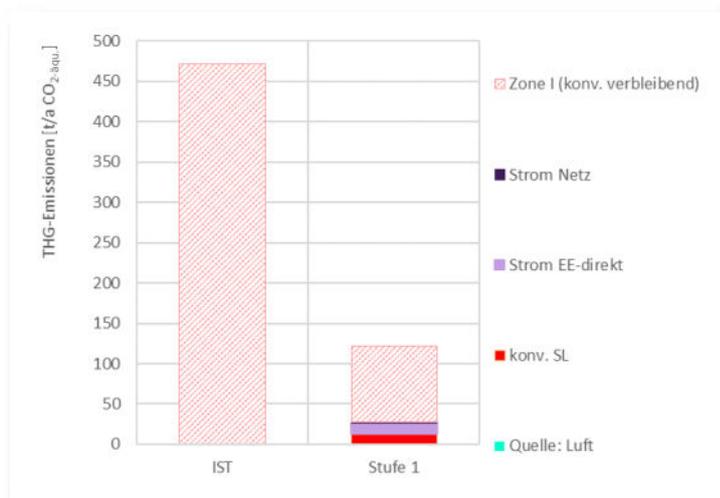


Abb. 58: Var. 2 Bölkow: Treibhausgaseinsparung

Wirtschaftliche Parameter

**Investitionskosten**

Auf Basis der Anlagenauslegung wurden die zu erwartenden **Investitionskosten** kalkuliert.

Es ergibt sich ein **Investitionsbedarf nach Förderung** von **ca. 2,3 Mio. €**. Die zugrundeliegende **Förderquote beträgt 40%**.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die kalkulierten Investitionskosten im Überblick:

		Investitionskosten	
Gebäude (Heizhaus)	neu kumuliert	235.000 €	6%
Wärmeerzeugung (Anlage)	neu kumuliert	1.509.800 €	40%
Wärmeverteilung (Netz)	neu kumuliert	1.259.000 €	33%
Zwischensumme	neu kumuliert	3.003.800 €	79%
Unvorhergesehenes	neu kumuliert	450.600 €	12%
Nebenkosten	neu kumuliert	360.500 €	9%
<b>Investition vor Förderung</b>	neu kumuliert	<b>3.814.900 €</b>	<b>100%</b>
Förderung (BEW)	neu kumuliert	1.493.932 €	39%
<b>Investition nach Förderung</b>	neu kumuliert	<b>2.320.968 €</b>	<b>61%</b>

Tab. 35: Var. 2 Bölkow: Investitionsschätzung und Förderung

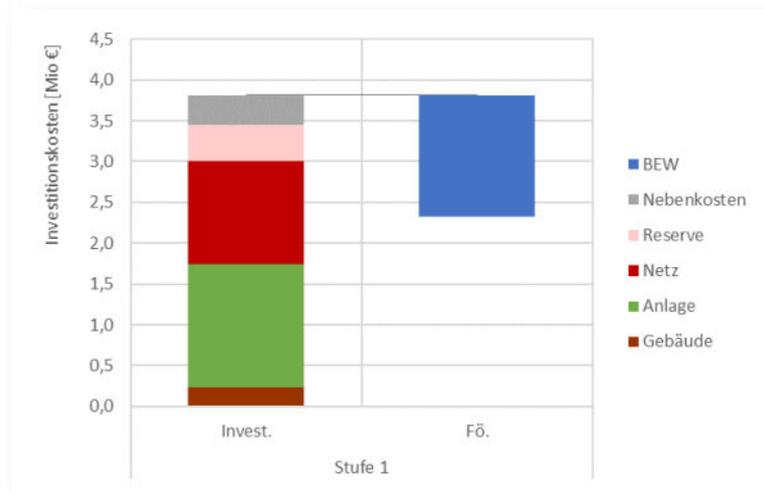


Abb. 59: Var. 2 Bölkow: Investitionsschätzung und Förderung

**Wärmegestehungskosten**

Die Wärmegestehungskosten wurden als Vollkosten im Sinne der DIN 2067 aus kapitalgebundenen Kosten, Betriebskosten und Verbrauchskosten bestimmt.

Sie betragen ca. **162 €/MWh in Stufe 1** und erhöhen sich in **Stufe 2** auf ca. **188 €/MWh**.

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas: ca. 140 €/MWh, Heizöl: ca. 270 €/MWh) ist die vorgeschlagene Variante damit konkurrenzfähig.

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

	Wärmegestehungskosten	
Kapitalkosten	177.480 €/a	67%
Betriebskosten	78.200 €/a	29%
Verbrauchskosten	10.771 €/a	4%
Jahreskosten gesamt	266.451 €/a	100%
Wärmeabsatz	1.220 MWh/a	
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>218,46 €/MWh</b>	

Tab. 36: Var. 2 Bölkow: Wärmegestehungskosten

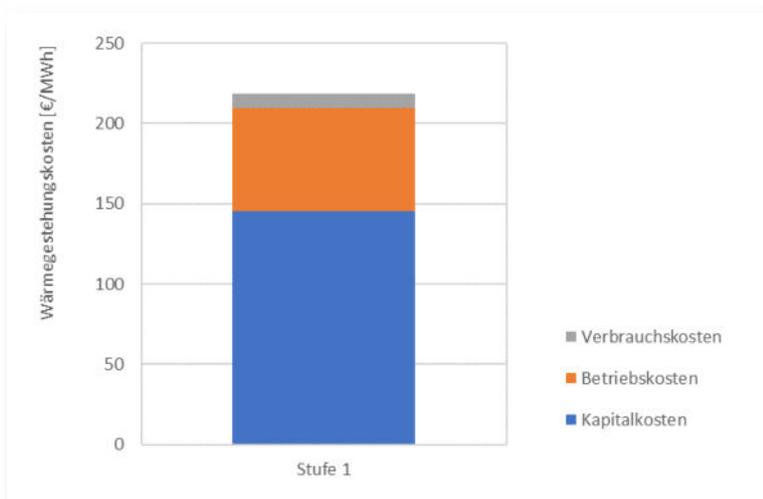


Abb. 60: Var. 2 Bölkow: Wärmegestehungskosten



## 5.4 Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) <sup>55</sup>

Mit dem im Jahr 2022 in Kraft getretenen Bundesförderprogramm für effiziente Wärmenetze (BEW) wurde die Förderung für den Bau bzw. die Modernisierung netzgebundener Wärmeversorgungsanlagen vereinheitlicht und auf eine neue Basis gestellt.

Damit soll das Programm Anreize schaffen, in den Neubau von Wärmenetzen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien zu investieren und bestehende Netze zu dekarbonisieren.

Grundsätzlich wird hierbei ein systemischer Ansatz verfolgt. Das heißt, dass nicht die Förderung von Einzelkomponenten, sondern das Wärmenetzsystem als Ganzes im Fokus steht. Ergänzt wird dieser Ansatz an geeigneten Stellen auch durch die Förderung von Einzelmaßnahmen, die zielgerichtet und schnelle eine Verbesserung von Bestandssystemen ermöglichen.

Weiterhin wird eine Betriebskostenförderung für Solarthermieranlagen und strombetriebene Wärmepumpen gewährt, die in Wärmenetze einspeisen.

Verwaltet wird das Förderprogramm durch die Bundesanstalt für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (BAFA). Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht über das Förderprogramm.

		Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4
Gegenstand	Modul	Transformationsplan Machbarkeitsstudie	Systemische Förderung	Einzelmaßnahmen	Betriebskostenförderung
	Betrifft	⇒ Wärmenetz für min. 16 Gebäude oder 100 WE ⇒ Transformation bestehender Netze: Treibhausgasneutralität bis 2045 ⇒ Neubau von Netzen: Min. 75% Erneuerbare Wärme			
	Voraussetzungen		⇒ Transformationsplan oder ⇒ Machbarkeitsstudie	⇒ Bestandsnetz ⇒ Transformationsplan (min. 1 umgesetztes Paket) oder ⇒ Zielbild zur Dekarbonisierung	⇒ Förderung in Modul 2 / 3
Inhalte	Planung	⇒ Grundlagenermittlung (Lph 1) ⇒ Vorplanung (Lph 2) ⇒ Entwurfsplanung (Lph 3) ⇒ Genehmigungsplanung (Lph 4)	⇒ Ausführungsplanung (Lph 5) ⇒ Vorbereitung Vergabe (Lph 6) ⇒ Mitwirkung Vergabe (Lph 7) ⇒ Objektüberwachung (Lph 8)		
	Investition		⇒ Wärmequellen ⇒ Infrastruktur ⇒ Effizienz und Digitalisierung ⇒ Umfeldmaßnahmen	⇒ Solarthermieranlagen ⇒ Wärmepumpen ⇒ Biomassekessel ⇒ Rohrleitungen (für EE-Integration / Netzerweiterung) ⇒ Wärmeübergabestationen	
	Betrieb				⇒ Betriebskostenzuschüsse
Konditionen	Förderhöhe	50%	40%	40%	⇒ Solarthermie: 1 ct/kWh (therm.) ⇒ Wärmepumpe: max. 9,2 ct/kWh
	Förderhöchstgrenze	2 Mio. €	100 Mio. €	100 Mio. €	
	Bewilligungszeitraum	1 Jahr (+1 Jahr)	4 Jahre (+2 Jahre) pro Maßnahmenpaket	2 Jahre (+1 Jahr)	10 Jahre

Abb. 61: Übersicht BEW

<sup>55</sup> BAFA 01

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## 6 Dezentrale Versorgungsmodelle

Um einen Bezugsrahmen für die konzipierten netzgebundenen 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 CO<sub>2</sub>-Äquivalent betrachtet. Die Kalkulation erfolgt auf Basis diverser veröffentlichter Kennwerte und Erfahrungswerte.<sup>56</sup> Eine detaillierte Darstellung ist im Anhang beigefügt.

Zu beachten ist, dass mit der seit Januar 2024 gültige Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) zahlreiche bisher gängige Formen der gebäudeindividuellen Wärmeversorgung auf Basis konventioneller Energieträger zukünftig nicht mehr oder nur noch eingeschränkt zulässig sein werden. Nach dieser Novelle müssen ab Vorliegen einer kommunalen Wärmeplanung, spätestens aber ab 2028 alle neu eingebauten Heizungen mit mindestens 65% erneuerbaren Energien betrieben werden müssen. Für den Neubau gilt diese Vorgabe bereits seit Januar 2024. Für den Gebäudebestand gelten Übergangregelungen. Danach müssen beispielsweise bis zum Vorliegen der kommunalen Wärmeplanung neu eingebaute Heizungsanlagen Stufenweise zunehmende Anteile erneuerbarer Energieträger nutzen.

Ab dem Jahr 2045 dürfen dann nur noch erneuerbare Energieträger zu Heizzwecken eingesetzt werden.

Im Zuge der Einführung der GEG-Novelle wurden jedoch gleichzeitig auch Fördermöglichkeiten für die entsprechende Umrüstung der Heizungsanlagen eingeführt. Diese erfolgt über das Bundesförderprogramm effiziente Gebäude (BEG).

Einen Überblick über die maßgeblichen Regelungen bietet die nachfolgende Grafik:

---

<sup>56</sup> U.a. BMVBS 01, RECK 01, HMU 01, BWP 01,

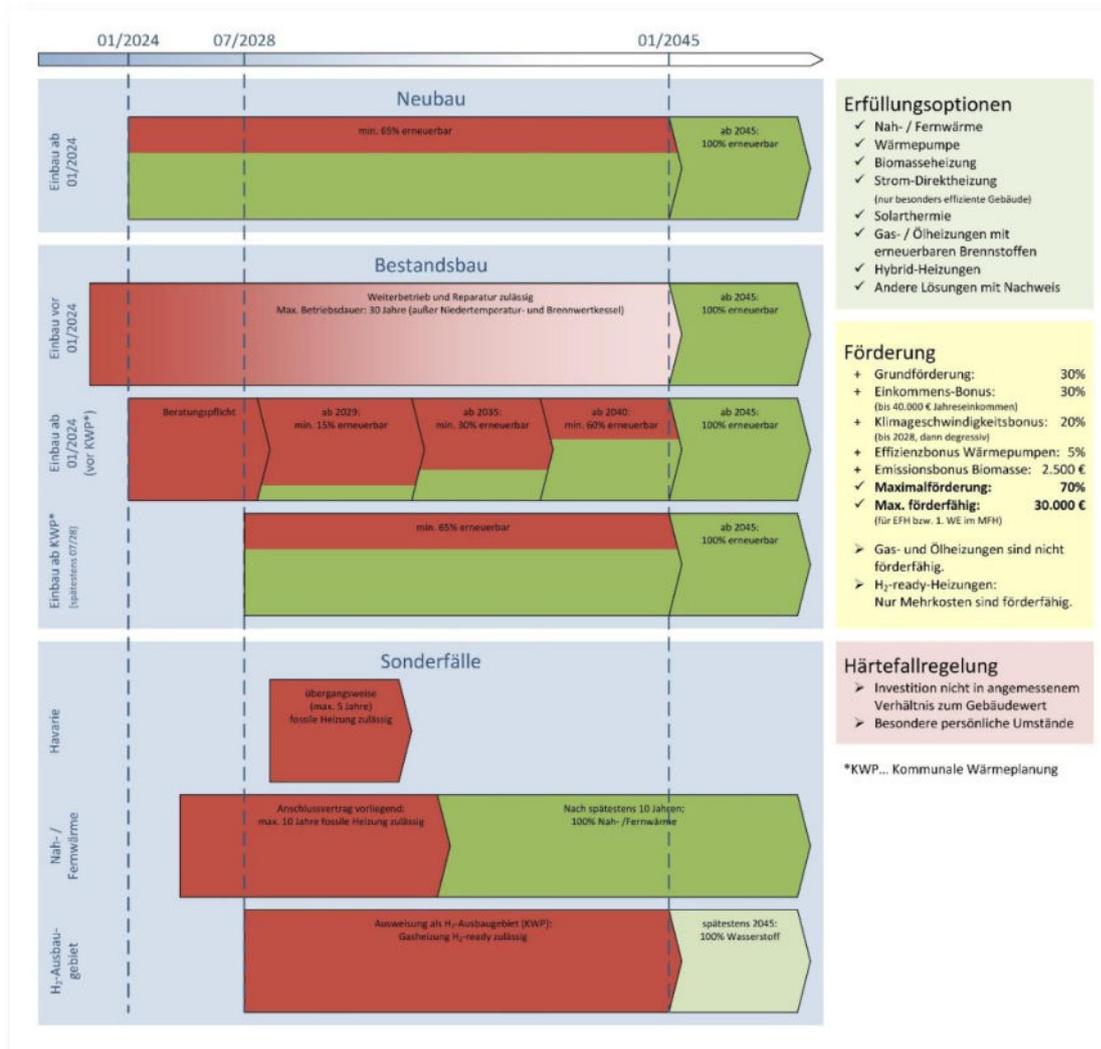


Abb. 62: Übersicht Gebäudeenergiegesetz 2024

Die nachfolgend dargestellten gebäudeindividuellen Versorgungsvarianten berücksichtigen die entsprechenden Neuregelungen.

### 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 <sup>2</sup>	
Jahres-Wärmebedarf	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Auslegungsleistung	18 kW	11 kW
Heizungsart	Heizkörper	flächenheizung

Tab. 37: Kennwerte Typ-Gebäude



## 6.2 Erdgas-Therme

Eine insgesamt weit verbreitete Versorgungsform stellt im Untersuchungsgebiet die Wärmeversorgung auf Basis von Erdgas dar. Diese kann somit als ein üblicher Vergleichsstandard gelten.

Auch nach den Neuregelungen des GEG ist der Weiterbetrieb sowie die Reparatur bis 2023 eingebauter Gasheizungen zulässig. Für Gasheizungen im Gebäudebestand, die seit 2024 bis zum Vorliegen einer kommunalen Wärmeplanung (spätestens 07/2028) eingebaut werden, müssen beginnend ab 2029 zunehmende Anteile erneuerbaren Brennstoffs eingesetzt werden. Für später installierte Anlagen sowie im Neubau bereits seit 2024 gilt ein erneuerbarer Mindestanteil von 65%.

Zu beachten ist, dass bisher nur sehr wenige Gasprodukte verfügbar sind, die die Anforderungen des GEG erfüllen. Dem entsprechend sind diese bereits heute deutlich teurer als konventionelle Gasprodukte. Wie und in welchem Umfang das Angebot solcher Produkte durch die Anbieter zukünftig der absehbar steigenden Nachfrage entsprechend ausgebaut werden kann, ist bislang nicht belastbar vorhersehbar. Es bestehen daher signifikante Kostenrisiken.

Für das folgende Referenzbeispiel wurde folgende Konstellation betrachtet:

- Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch eine Erdgas-Brennwerttherme.
- Neuinstallation der Anlage ab 2024 bis zum Vorliegen der kommunalen Wärmeplanung
- Bestand: Betrieb mit konventionellem Erdgas (bis 2028 zulässig)  
(Anschließende Kostensteigerungen durch stufenweise steigende erneuerbare Anteile sind zu erwarten!)
- Neubau: Betrieb mit GEG-konformem Gasprodukt

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Gebäudekonstellation, mit **Investitionskosten von ca. 8.000 bis 8.800 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 140 bis 260 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 105 bis 250 g/kWh** verbunden.

	Bestand	Neubau
<b>Investitionskosten</b>	<b>8.820 €</b>	<b>7.980 €</b>
Kapitalkosten	879 €/a	795 €/a
Betriebskosten	210 €/a	210 €/a
Verbrauchskosten	3.118 €/a	1.919 €/a
<b>Gesamtkosten</b>	<b>4.207 €/a</b>	<b>2.924 €/a</b>
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>140,24 €/MWh</b>	<b>259,90 €/MWh</b>
<b>THG-Emissionen</b>	<b>7,5 t/a</b> <b>250 g/kWh</b>	<b>1,2 t/a</b> <b>105 g/kWh</b>

Tab. 38: Kennwerte Erdgas-Therme

## 6.3 Heizölkessel

Insbesondere in den Bereichen ohne Erdgaserschließung spielt die Wärmeerzeugung mittels Heizöl in der Regel eine wesentliche Rolle.

Grundsätzlich gelten in Hinblick auf das GEG für Öl-Heizungen die vergleichbare Regelungen wie für Erdgas. Zu beachten ist jedoch, dass bisher praktisch keine GEG-konformen Heizölprodukte am Markt verfügbar sind. Aus diesem Grunde wird diese Option für den Neubau hier nicht betrachtet.

Im Übrigen wird eine vergleichbare Konstellation vorausgesetzt:

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



- Die gesamte Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) erfolgt durch einen Heizölkessel
- Neuinstallation der Anlage ab 2024 bis zum Vorliegen der kommunalen Wärmeplanung
- Betrieb mit konventionellem Heizöl (bis 2028 zulässig)  
(Anschließende Kostensteigerungen durch stufenweise steigende erneuerbare Anteile sind zu erwarten! Verfügbarkeit ist ungewiss.)

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, mit **Investitionskosten von ca. 15.800 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 274 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 253 g/kWh** verbunden.

Bestand	
Investitionskosten	15.750 €
Kapitalkosten	1.569 €/a
Betriebskosten	250 €/a
Verbrauchskosten	6.402 €/a
Gesamtkosten	8.221 €/a
Wärmegestehungskosten	274,04 €/MWh
THG-Emissionen	7,6 t/a
	253 g/kWh

Tab. 39: Kennwerte Heizölkessel

## 6.4 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 der Einsatz einer Solarthermieanlage allein in der Regel nicht genügt, um die regenerativen Mindestanteile an der Wärmebereitstellung nach GEG zu erfüllen. Daher wird hier vom Einsatz eines GEG-konformen Gasproduktes ausgegangen

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

Es wird folgende Konstellation betrachtet:

Die Wärmeversorgung mittels Erdgas-Therme wie oben beschrieben 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. 11.500 bis 15.500 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 210 bis 325 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 78 bis 99 g/kWh** verbunden.

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
<b>Investitionskosten</b>	<b>11.550 €</b>	<b>19.680 €</b>
Kapitalkosten	1.151 €/a	1.961 €/a
Betriebskosten	330 €/a	330 €/a
Verbrauchsdaten	4.837 €/a	1.376 €/a
<b>Gesamtkosten</b>	<b>6.318 €/a</b>	<b>3.666 €/a</b>
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>210,60 €/MWh</b>	<b>325,90 €/MWh</b>
<b>THG-Emissionen</b>	<b>3,0 t/a</b>	<b>0,9 t/a</b>
	<b>99 g/kWh</b>	<b>78 g/kWh</b>

Tab. 40: Kennwerte Erdgas-Therme + Solarthermie

## 6.5 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. Pellet-Heizungen gelten laut aktuellem GEG als regenerativ.

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. 21.700 bis 24.400 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 190 bis 330 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 34 bis 41 g/kWh** verbunden.

	<u>Bestand</u>	<u>Neubau</u>
<b>Investitionskosten</b>	<b>24.400 €</b>	<b>21.700 €</b>
Kapitalkosten	2.431 €/a	2.162 €/a
Betriebskosten	400 €/a	400 €/a
Verbrauchsdaten	2.854 €/a	1.123 €/a
<b>Gesamtkosten</b>	<b>5.685 €/a</b>	<b>3.685 €/a</b>
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>189,50 €/MWh</b>	<b>327,57 €/MWh</b>
<b>THG-Emissionen</b>	<b>1,0 t/a</b>	<b>0,5 t/a</b>
	<b>34 g/kWh</b>	<b>41 g/kWh</b>

Tab. 41: Kennwerte Pelletkessel

## 6.6 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.

Die Effizienz von Wärmepumpen ist stark von den benötigten Heizmitteltemperaturen abhängig. Je höher diese sind, desto ineffizienter wird der Anlagenbetrieb. Da es sich hierbei um eine physikalisch

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



bedingten Zusammenhang handelt, kann dieser Effekt durch technologische Weiterentwicklung und Verbesserung nur teilweise kompensiert werden.

Insbesondere im wenig gering sanierten Gebäudebestand werden häufig hohe Vorlauftemperaturen benötigt, sodass Wärmepumpen hier tendenziell ineffizienter arbeiten. Lange galten diese Gebäude daher als technisch und wirtschaftlich ungeeignet für den Einsatz von Wärmepumpen.

Aktuell wird jedoch dem Einsatz von Wärmepumpen in der zukünftigen Versorgungsstruktur von energiepolitischer Seite eine hohe Priorität eingeräumt. Auch konnte inzwischen im Zuge technologischer Verbesserung der Effizienznachteil von Wärmepumpen im Bestandsbau zumindest verringert werden, sodass mittlerweile auch hier Wärmepumpen eine marktfähige Lösung darstellen können.

Es wurde folgende Konstellation betrachtet:

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

Für die Errichtung bzw. den Ersatz der Anlage ist, je nach Konstellation, mit **Investitionskosten von ca. 14.000 bis 25.000 €** zu rechnen. Die Wärmeversorgung ist mit **Wärmegestehungskosten von ca. 230 €/MWh** sowie mit **spezifischen Treibhausgasemissionen von 120 bis 180 g/kWh** verbunden.

	<u>Bestand</u> <u>(unsaniert)</u>	<u>Neubau</u>
<b>Investitionskosten</b>	<b>25.000 €</b>	<b>14.063 €</b>
Kapitalkosten	2.491 €/a	1.401 €/a
Betriebskosten	75 €/a	75 €/a
Verbrauchskosten	4.404 €/a	1.098 €/a
<b>Gesamtkosten</b>	<b>6.970 €/a</b>	<b>2.574 €/a</b>
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>232,33 €/MWh</b>	<b>228,80 €/MWh</b>
<b>THG-Emissionen</b>	<b>5,4 t/a</b> <b>179 g/kWh</b>	<b>1,3 t/a</b> <b>119 g/kWh</b>

Tab. 42: Kennwerte Luft-Wasser-Wärmepumpe

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

## 7 Betreibermodelle

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

### 7.1 Unternehmensformen

#### 7.1.1 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

#### 7.1.2 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

Als mögliche Projektpartner kommen beispielsweise folgende Akteure in Betracht:

- Lokal tätige Unternehmen der Wohnungswirtschaft
- Lokal bzw. regional tätige Unternehmen der Energieversorgung (z.B. Stadtwerke Güstrow, Wemag usw.)
- Lokale Flächeneigentümer (z.B. Landwirtschaftsunternehmen)

#### Vorteile:

- Je nach Beteiligung hohe Identifikation der Anschlussnehmer (z.B. bei eG)
- Hohe lokale Wertschöpfung

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

- 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

### 7.1.3 *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
- Im Falle von regional ansässigen Stadtwerken treffen viele dieser Nachteile nicht zu

## 7.2 *Betreibermodelle*

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

### 7.2.1 *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.

Hilfreich können auch Modelle sein, in denen die Anlage zunächst durch einen privatwirtschaftlichen Partner errichtet und betrieben wird. Die Kommune kann sich in diesem Fall durch eine entsprechende vertragliche Gestaltung nach einer festgelegten Laufzeit (z.B. 5 Jahren) ein Einstiegs- bzw.

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

Rückkaufsrecht sichern. Auf diese Weise liegen zum Zeitpunkt der kommunalen Investition bereits Jahresabschlüsse aus dem laufenden Betrieb vor. Dies vereinfacht in vielen Fällen die kommunalaufsichtliche Genehmigungsfähigkeit.

### *7.2.2 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.

Der Vorteil für die Verbraucher ist, dass diese in der Regel einen Arbeits-, Grund- und Messpreis auf Grundlage eines langfristigen Liefervertrages bekommen und keinen eigenen Wartungsaufwand für die Wärmeerzeugung haben.

### *7.2.3 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.

## 8 Varianten und Szenarien

### 8.1 Variantenvergleich

Im Folgenden wird ein Vergleich der oben untersuchten Versorgungsvarianten dargestellt. Hierbei werden folgende Szenarien zusammengefasst:

#### Szenario A:

- Mühl Rosin: Wärmenetzausbau in 3 Stufen (vgl. Kapitel 5.2.5)
- Bölkow: Wärmenetzausbau in 2 Stufen (vgl. Kapitel 5.2.6)

#### Szenario B:

- Mühl Rosin: Wärmenetzausbau in 3 Stufen (vgl. Kapitel 5.2.5)
- Bölkow: Wärmenetzausbau mit Wärmepumpe (vgl. Kapitel 5.3)

Die folgenden Parameter werden jeweils gegenüber gestellt:

- Versorgungsumfang und Energieträgereinsatz
- Investitionskosten
- Wärmegehaltungskosten
- Treibhausgasemissionen

#### 8.1.1 Vergleich Versorgungsumfang

Im Zuge der konzipierten netzgebundenen Versorgungsvarianten bei den kalkulierten Anschlussgraden ein Versorgungsumfang von bis zu 48% des Wärmebedarfs im Untersuchungsgebiet möglich.

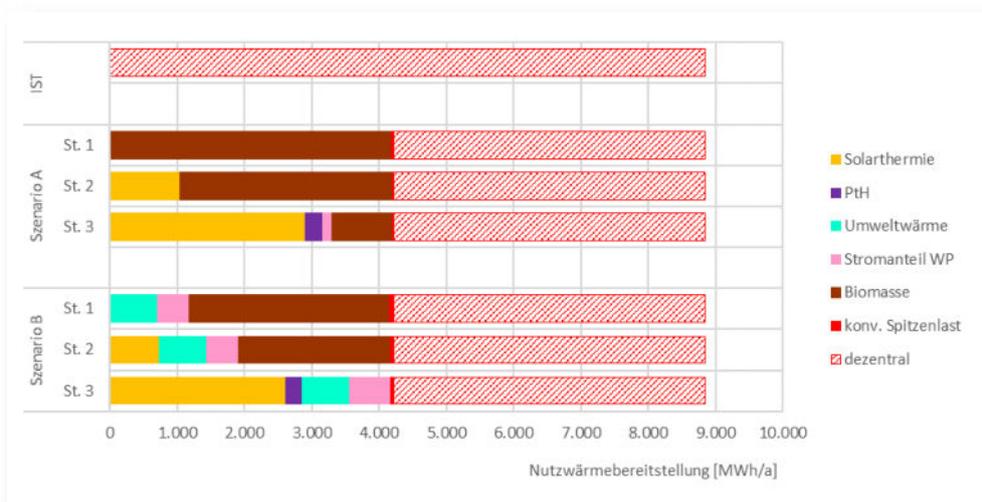


Abb. 63: Variantenvergleich Versorgungsumfang und Energieträgereinsatz

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



	IST	Szenario A			Szenario B		
		Szenario					
		St. 1	St. 2	St. 3	St. 1	St. 2	St. 3
<b>Nutzwärmebereitstellung [MWh/a]</b>							
Solarthermie		0 0%	1.034 12%	2.905 33%	0 0%	736 8%	2.607 29%
Umweltwärme		0 0%	0 0%	0 0%	704 8%	704 8%	704 8%
Stromanteil WP		0 0%	0 0%	138 2%	470 5%	470 5%	608 7%
Biomasse		4.184 47%	3.165 36%	908 10%	2.985 34%	2.258 26%	0 0%
konv. Spitzenlast		36 0%	21 0%	13 0%	61 1%	53 1%	45 1%
<b>Summe Szenarien</b>		<b>4.220 48%</b>	<b>4.220 48%</b>	<b>4.219 48%</b>	<b>4.220 48%</b>	<b>4.220 48%</b>	<b>4.219 48%</b>
dezentral	8.840 100%	4.620 52%	4.620 52%	4.621 52%	4.620 52%	4.620 52%	4.621 52%
<b>Summe (Bestand)</b>	<b>8.840 100%</b>	<b>4.620 52%</b>	<b>4.620 52%</b>	<b>4.621 52%</b>	<b>4.620 52%</b>	<b>4.620 52%</b>	<b>4.621 52%</b>

Tab. 43: Variantenvergleich Versorgungsumfang

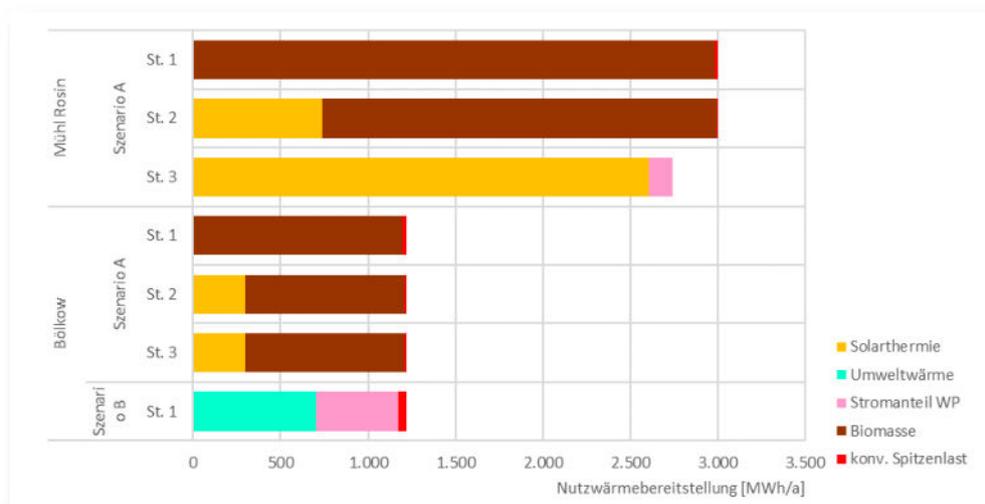


Abb. 64: Wärmebereitstellung pro Standort

### 8.1.2 Vergleich Treibhausgasemissionen

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

So können durch Umsetzung der vorgeschlagenen Varianten bis zu 54% der bisher im Wärmesektor anfallenden Treibhausgasemissionen vermieden werden.

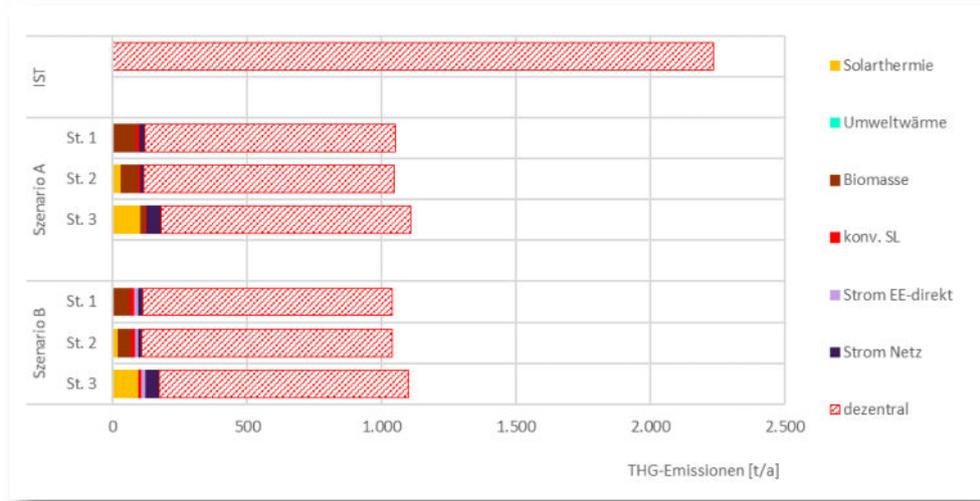


Abb. 65: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen

	Variante					
	Szenario A			Szenario B		
	St. 1	St. 2	St. 3	St. 1	St. 2	St. 3
<b>Treibhausgasemissionen</b>						
<b>[t/a<sub>CO2äqu.</sub>]</b>						
Solarthermie	0 0%	29 1%	103 5%	0 0%	21 1%	95 4%
Umweltwärme	0 0%	0 0%	0 0%	0 0%	0 0%	0 0%
Biomasse	89 4%	67 3%	19 1%	63 3%	48 2%	0 0%
Strom EE-direkt	0 0%	0 0%	0 0%	14 1%	14 1%	14 1%
Strom EE-Überschuss	0 0%	0 0%	9 0%	0 0%	0 0%	9 0%
Strom Netz	22 1%	13 1%	54 2%	16 1%	10 0%	50 2%
dezentral	930 42%	930 42%	930 42%	930 42%	930 42%	930 42%
<b>Summe</b>	<b>1.050 47%</b>	<b>1.046 47%</b>	<b>1.119 50%</b>	<b>1.041 47%</b>	<b>1.038 46%</b>	<b>1.111 50%</b>
<b>Vermeidung</b>	<b>1.185 53%</b>	<b>1.189 53%</b>	<b>1.116 50%</b>	<b>1.194 53%</b>	<b>1.197 54%</b>	<b>1.124 50%</b>

Tab. 44: Variantenvergleich Treibhausgasemissionen

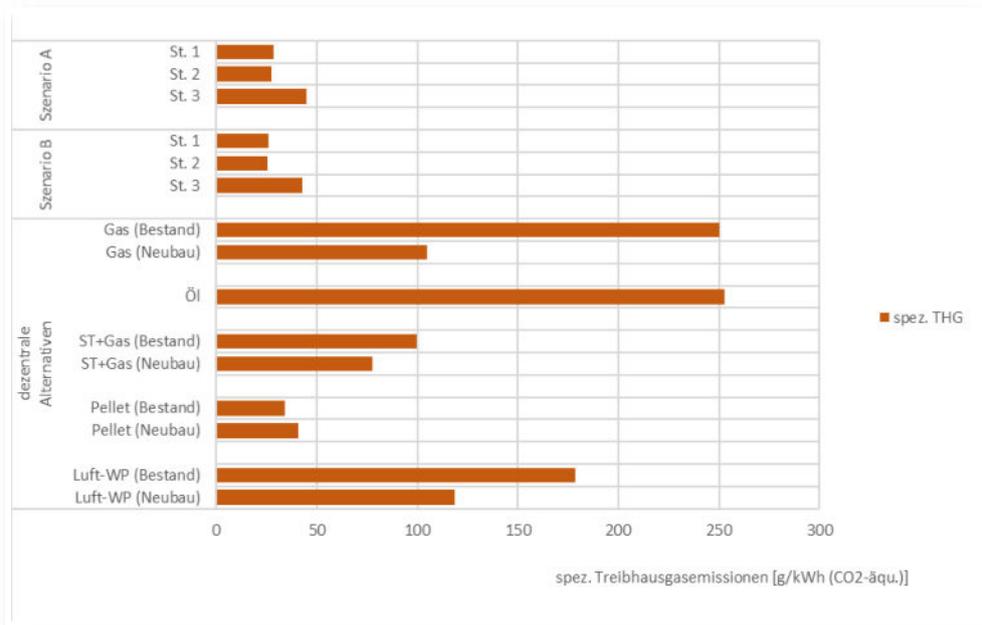


Abb. 66: Vergleich spezifische THG-Emissionen verschiedener Versorgungsformen

### 8.1.3 Vergleich Investitionskosten

Für die konzipierten Nahwärmenetze ist in Summe im ersten kalkulierten Szenario (stufenweiser Netzausbau auf Basis von Biomasse und Solarthermie) in der ersten Ausbaustufe von Investitionskosten in Höhe von ca. 4,4 Mio. € nach Förderung zu rechnen. Im Endausbau würden sich die Investitionen nach heutigem Stand auf ca. 9,8 Mio € nach Förderung kumulieren.

Im zweiten betrachteten Szenario (Ortsteil Bölkow: Wärmenetz auf Basis Wärmepumpe) lägen die Investkosten nach Förderung in der ersten Ausbaustufe um ca. 1,1 Mio € höher.

	Variante					
	Szenario A			Szenario B		
	St. 1	St. 2	St. 3	St. 1	St. 2	St. 3
	<b>Investition (kumuliert)</b>					
	<b>[€]</b>					
Gebäude	454.000 6%	528.000 5%	688.000 4%	535.000 6%	591.000 5%	751.000 4%
Wärmeerzeugung	970.800 13%	2.710.300 28%	6.230.100 39%	2.149.400 24%	3.342.200 31%	6.862.000 40%
Wärmeverteilung	4.268.600 59%	4.416.700 45%	5.780.800 36%	4.425.000 49%	4.537.200 42%	5.901.300 34%
Reserve	854.000 12%	1.148.300 12%	1.904.900 12%	1.066.400 12%	1.270.600 12%	2.027.200 12%
Nebenkosten	683.200 9%	918.600 9%	1.523.900 9%	853.200 9%	1.016.500 9%	1.621.800 9%
<b>Invest v. Fö.</b>	<b>7.230.600 100%</b>	<b>9.721.900 100%</b>	<b>16.127.700 100%</b>	<b>9.029.000 100%</b>	<b>10.757.500 100%</b>	<b>17.163.300 100%</b>
Fö (BEW)	2.838.884 39%	3.835.380 39%	6.302.520 39%	3.542.236 39%	4.233.616 39%	6.700.756 39%
<b>Invest n. Fö</b>	<b>4.391.716 61%</b>	<b>5.886.520 61%</b>	<b>9.825.180 61%</b>	<b>5.486.764 61%</b>	<b>6.523.884 61%</b>	<b>10.462.544 61%</b>

Tab. 45: Variantenvergleich Investitionskosten

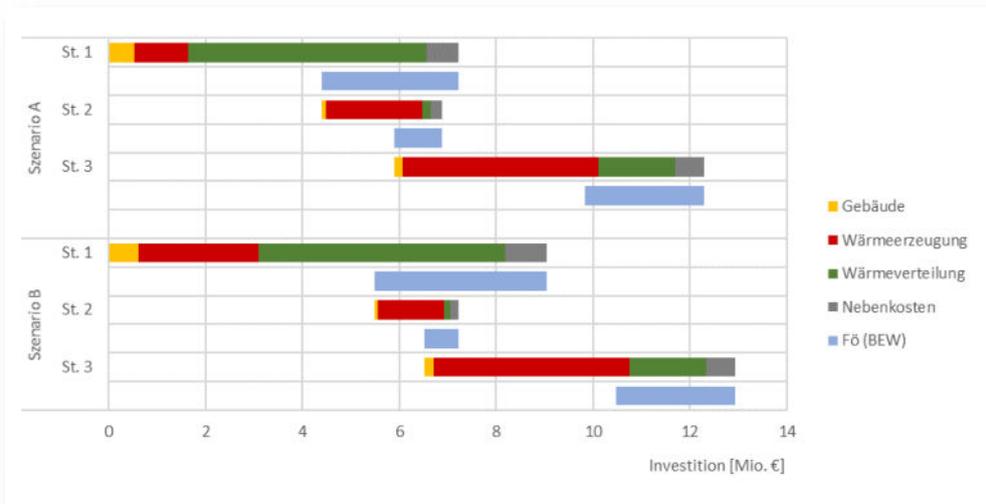


Abb. 67: Variantenvergleich Investitionskosten

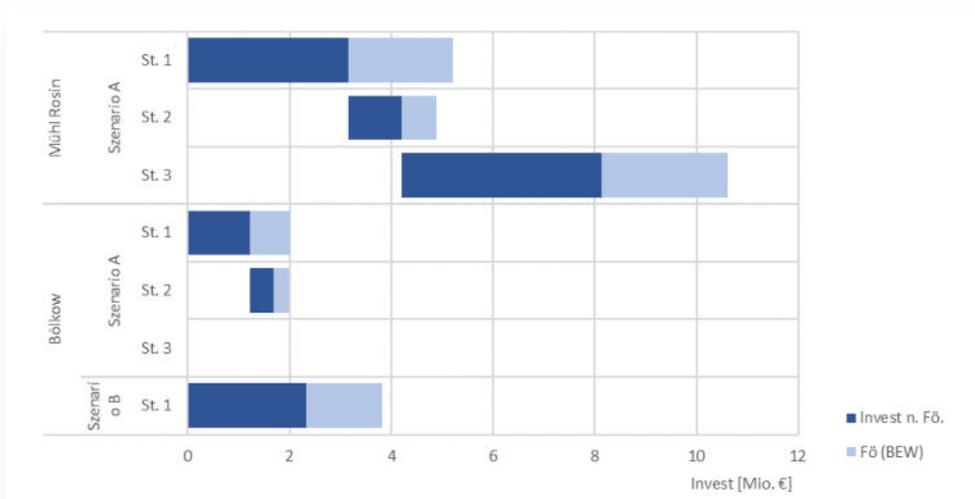


Abb. 68: Investitionen pro Standort

### 8.1.4 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.

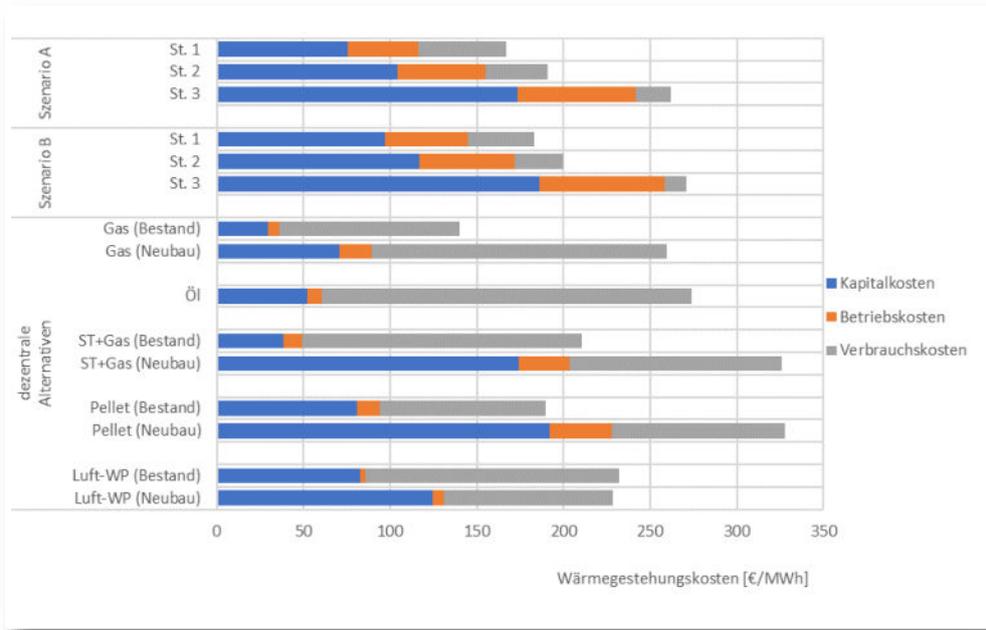


Abb. 69: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten

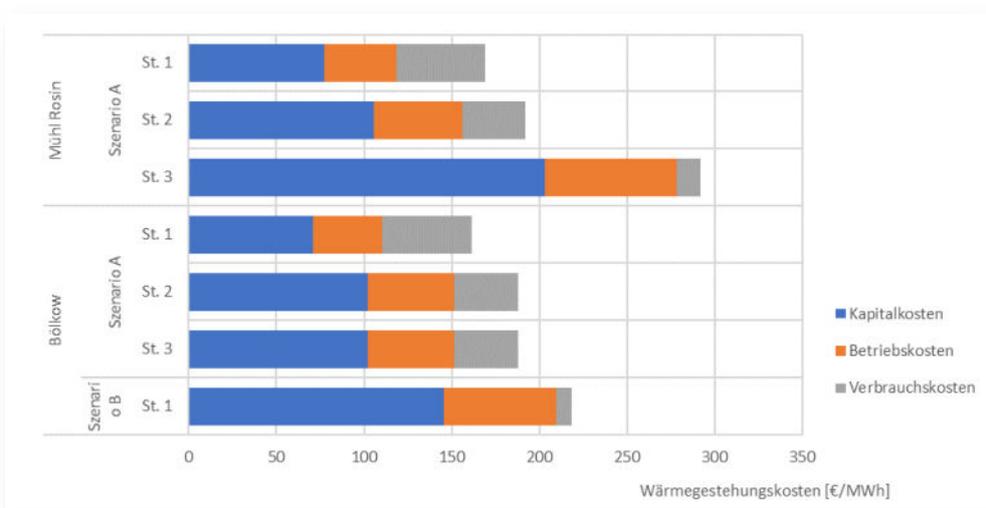


Abb. 70: Wärmegestehungskosten pro Standort



	Variante					
	Szenario A			Szenario B		
	Szenario					
	St. 1	St. 2	St. 3	St. 1	St. 2	St. 3
	mittl. Wärmegestehungskosten [€/MWh]					
Kapitalkosten	75,46 45%	104,37 55%	173,73 66%	97,00 53%	117,01 59%	186,38 69%
Betriebskosten	40,54 24%	50,45 26%	68,17 26%	47,67 26%	54,55 27%	72,27 27%
Verbrauchskosten	50,90 30%	35,92 19%	19,99 8%	38,66 21%	28,00 14%	12,07 4%
<b>Summe</b>	<b>166,90 100%</b>	<b>190,74 100%</b>	<b>261,90 100%</b>	<b>183,34 100%</b>	<b>199,56 100%</b>	<b>270,72 100%</b>

Tab. 46: Variantenvergleich Wärmegestehungskosten

Es wird deutlich, dass insbesondere die in Szenario A kalkulierten initialen und erweiterten Ausbaustufen im Vergleich mit alternativ dezentral verfügbaren Lösungen durchaus konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten aufweisen. Ein wesentlicher Vorteil der netzgebundenen Lösungen besteht dabei im geringeren Anteil der potenziell schwankungsanfälligen Verbrauchskosten. Dies lässt eine im Vergleich zu dezentralen Lösungen höhere Preisstabilität erwarten.

Die in Szenario B kalkulierte Versorgungslösung auf Basis einer Wärmepumpe für den Ortsteil Bölkow führt dem gegenüber zu um ca. 35% höheren Wärmegestehungskosten. Dies liegt u.a. in den hohen Investkosten aufgrund der zur Nachtdeckung erforderlichen Speicherkapazität und Leistungsreserven begründet.

## 8.2 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
- Investitionskosten
- Förderquote
- Brennstoffkosten
- CO2-Preis

Die Sensitivität wird im Folgenden jeweils für das gesamte Szenario zusammengefasst dargestellt. Standortsspezifische Analysen sind jeweils in den Berechnungsblättern im Anhang beigefügt.

### 8.2.1 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:

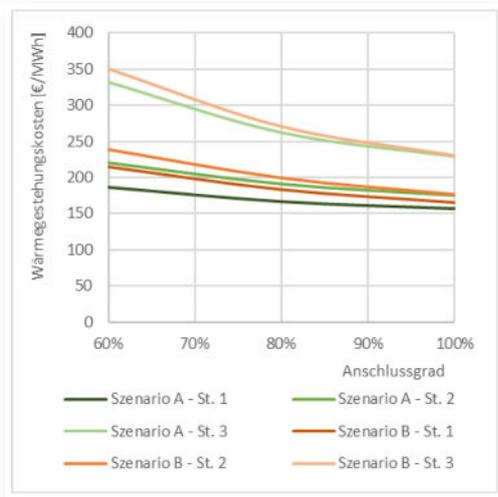


Abb. 71: Sensitivität Anschlussgrad

Wie zu erkennen ist, sinken die Wärmegestehungskosten 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.

Die Abhängigkeit ist in der initialen Ausbaustufe in Szenario A am geringsten ausgeprägt.

### 8.2.2 Sensitivität Investitionskosten

Eine Variation der Investitionskosten bewirkt in erster Linie eine Veränderung der Kapitalkosten sowie in gewissem Maße auch Anteile der Betriebskosten (z.B. Versicherungen usw.).

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

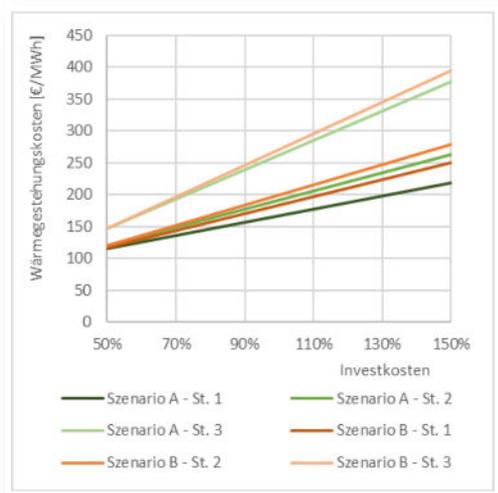


Abb. 72: Sensitivität Investkosten

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



Wie hier zu erkennen ist, hängen die Wärmegestehungskosten netzgebundener Versorgungslösungen stark von den jeweiligen Investitionskosten ab. Dies trägt im Betrieb zu einer hohen Preisstabilität bei, da es sich bei den entsprechenden Kapitalkosten um Fixkosten handelt.

Auch hier ist die Abhängigkeit in der initialen Ausbaustufe in Szenario A am geringsten ausgeprägt.

### 8.2.3 Sensitivität Förderquote

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

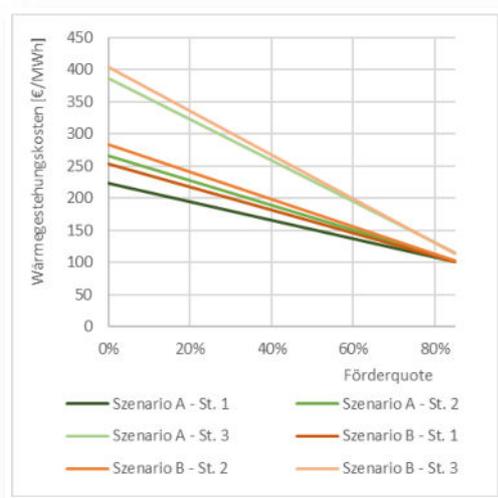


Abb. 73: Sensitivität Förderquote

Wie hier zu erkennen ist, ist eine günstige Förderkulisse wesentlich für die erzielbaren Wärmegestehungskosten der netzgebundenen Varianten. Unter der derzeitigen Förderkulisse sind gegenüber den betrachteten gebäudeindividuellen Lösungen konkurrenzfähige Ergebnisse darstellbar.

Da sich die Förderkulisse erfahrungsgemäß abhängig von der politischen Prioritätensetzung auch kurzfristig verändern kann, ist es ratsam, für angestrebte Maßnahmen möglichst frühzeitig entsprechende Mittel einzuwerben.

### 8.2.4 Sensitivität Energieträgerkosten

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

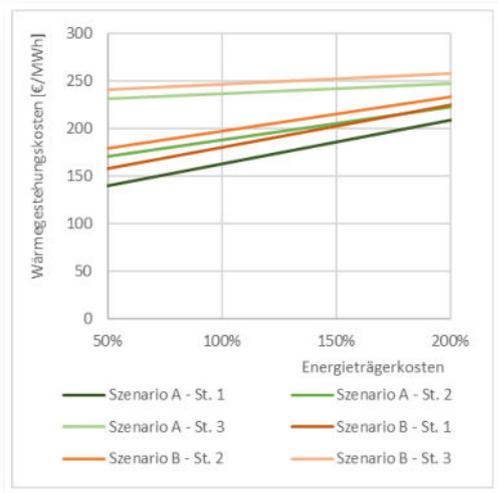


Abb. 74: Sensitivität Energieträgerkosten

Es wird deutlich, dass die Wärmegestehungskosten der konzipierten netzgebundenen Versorgungslösungen im Vergleich zu gebäudeindividuellen 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.

### 8.2.5 Sensitivität CO<sub>2</sub>-Preis

Bis zum Jahr 2026 wurden zunächst Zielpreise für die CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch die Bundesregierung festgelegt. Im Jahr 2024 wird er 40 €/t betragen. Ab dem Jahr 2026 sollen die CO<sub>2</sub>-Preise durch Zertifikatehandel am Markt gebildet werden. Eine Vielzahl von Experten geht derzeit davon aus, dass dabei der zunächst angestrebte Korridor von 55-65 €/t bei weitem übertroffen werden könnte. Der CO<sub>2</sub>-Preis ist üblicherweise Teil des Energieträgerpreises. Um den Einfluss jedoch zu verdeutlichen wird dieser hier separat dargestellt.

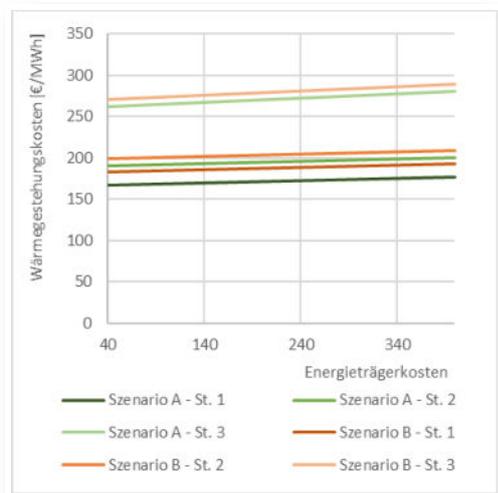


Abb. 75: Sensitivität CO<sub>2</sub>-Preis

## 9 Strom-Bilanzkreismodell (BKM)

### 9.1 Funktionsweise

Photovoltaikanlagen auf kommunalen Dächern tragen erheblich zur klimafreundlichen Stromversorgung bei und senken die Energiekosten. Selbst erzeugter Strom muss nicht teuer vom Stromversorger gekauft werden und ist von Marktpreisschwankungen unabhängig. So können Kommunen Ihre Stromkosten reduzieren und sicherer kalkulieren. Allerdings ist der Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms klassischerweise nur im gleichen Gebäude möglich, auf welchem auch die Photovoltaikanlage installiert ist, da dieser Strom nicht durch das öffentliche Stromnetz durchgeleitet werden darf, um als Eigenverbrauch zu gelten.

Das Strombilanzkreismodell löst dieses Problem: Es ermöglicht Kommunen, selbst erzeugten Strom über das öffentliche Netz zwischen eigenen Liegenschaften zu verteilen. Zum Beispiel kann überschüssiger Strom von einer Turnhalle in ein denkmalgeschütztes Museum ohne PV-Anlage geleitet werden. Der eingespeiste Strom wird somit nicht vergütet, sondern nur durch das öffentliche Netz weitergeleitet und an anderer Stelle selbst verbraucht. Die Differenz zwischen dem selbst erzeugten weitergeleiteten Strom und dem zeitgleichen Strombezug an der Verbrauchsstelle aus dem Netz wird der jeweiligen Kommune gutgeschrieben. Dadurch sinkt der Bedarf an teurem, zugekauftem Strom, und die Kommune spart Kosten. Ein Dienstleister übernimmt die Verwaltung des Bilanzkreises, wodurch das Modell einfach und effizient nutzbar wird.



Abb. 76: Prinzip Strombilanzkreismodell

## 9.2 Praxisbeispiele

Mehrere Regionen setzen erfolgreich auf das Strombilanzkreismodell, um erneuerbare Energien auszubauen und Energiekosten zu senken:<sup>57</sup>

- Main-Taunus-Kreis: Seit 2018 nutzt der Kreis ein eigenes Strombilanzkreismodell. Strom aus 30 Photovoltaikanlagen und zehn Blockheizkraftwerken wird vor Ort und in anderen kreiseigenen Liegenschaften verbraucht.
- Landkreis Rostock: Nach einjähriger Vorbereitung wurde 2023 ein Energiedienstleister beauftragt. Seit 2024 ist das Modell mit einer PV-Anlage aktiv. Weitere PV-Anlagen sollen in den kommenden Jahren installiert werden.
- Greifswald und Bad Doberan: Greifswald prüft die Umsetzung eines Bilanzkreismodells, während Bad Doberan erste Schritte unternimmt, darunter Zählertausch und PV-Installation auf zwei Schulen.
- Rhein-Hunsrück-Kreis: Geplant ist ein Bilanzkreis mit einer PV-Freiflächenanlage und einem Batteriespeicher. Der Start für die Versorgung von 77 Gebäuden ist für 2026 vorgesehen.

## 9.3 Kosten

Es existieren zwei Kostenmodelle, die Stromlieferanten für die Dienstleistung eines Strombilanzkreismodells anbieten: eine monatlich oder jährlich zu entrichtende Grundgebühr oder eine Gebühr je weitergeleitete Kilowattstunde. Die Dienstleistungsgebühr kann sich nach der Anzahl der Erzeugungs- und Verbrauchsstellen richten (Stromlieferanten haben unterschiedliche Modelle). Zum Beispiel liegt die Grundgebühr im Main-Taunus-Kreis bei 10.000 € pro Jahr. Dagegen zahlt der Landkreis Rostock eine Dienstleistungsgebühr von 1 ct pro weitergeleitete Kilowattstunde. Ob sich dieses Modell auch für kleinere Kommunen lohnt, muss individuell mit dem Stromanbieter geklärt werden. Es kann sinnvoll sein, sich mit mehreren Kommunen etwa im Amtsbereich zusammenzuschließen. Tipp: Um Kosten bei der Einführung zu sparen, empfiehlt die LEKA MV, in den Vertrag mit dem Anbieter einen Passus „Strombilanzkreismodell als Option“ einzubauen und zunächst für die Errichtung von eigenen Erzeugungsanlagen in der Kommune zu sorgen. So kann das Strombilanzkreismodell erst später aktiviert werden, wenn ausreichend eigene grüne Energie zur Verfügung steht.<sup>58</sup>

Die finanziellen Auswirkungen des Strombilanzkreismodells auf den Strompreis pro Kilowattstunde werden nachfolgend beispielhaft dargestellt.<sup>59</sup> Der Strompreis setzt sich aus verschiedenen Kostenbestandteilen zusammen und unterliegt marktabhängigen Schwankungen. Zudem variiert er je nach Region und Anbieter. Daher lassen sich Zahlenwerte nur mit Momentanwerten bzw. Durchschnittswerten abschätzen. Der Verbrauch des selbst produzierten Stroms direkt im selben Gebäude (= Eigenverbrauch) lohnt sich am meisten, da hier einzig die Stromgestehungskosten der Erzeugeranlage anfallen. Die Einsparung beträgt für den Eigenverbrauch aus PV-Dachanlagen verglichen zum Netzbezugsstrompreis etwa 32 ct/kWh. Der zusätzliche Eigenverbrauch durch weitergeleitete Strommengen innerhalb eines Strombilanzkreismodells spart der Kommune ca. 14 ct/kWh ein, da die Energiekosten reduziert werden und die Mehrwertsteuer entfällt. Zusätzlich entfällt die Stromsteuer, sofern Produktions- und Verbrauchsstandorte eines Bilanzkreismodells nicht mehr als 4,5 km auseinander liegen. Details zur Stromsteuer sollten mit dem zuständigen Hauptzollamt abgestimmt werden (für Mecklenburg-Vorpommern: Hauptzollamt Stralsund).

<sup>57</sup> <https://www.leka-mv.de/themen/strombilanzkreismodell/>

<sup>58</sup> <https://www.leka-mv.de/themen/strombilanzkreismodell/>

<sup>59</sup> <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>

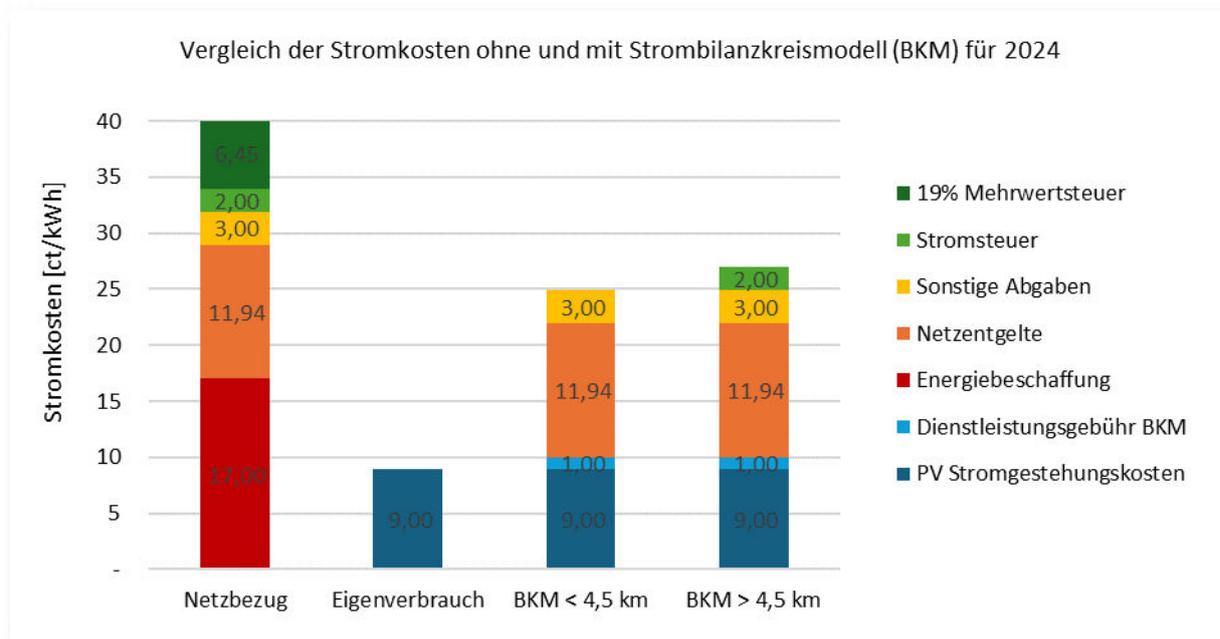


Abb. 77: Kostenvergleich Strombilanzkreismodell

Neben den Einsparungen bei den Stromkosten werden zusätzlich Erlöse durch den Verkauf des überschüssigen Stroms generiert. Denn selbst erzeugter Strom, der trotz Weiterleitung innerhalb des Bilanzkreises überschüssig ist, wird an den Stromlieferanten verkauft, welcher ihn an der Strombörse am Spotmarkt vermarktet. Der Erlös ist abhängig vom Strompreis an der Börse zum Zeitpunkt des Stromverkaufs. Die Erlöse aus dem Verkauf der überschüssigen Strommengen können für das Jahr 2024 mit durchschnittlich 4 ct/kWh angenommen werden und stellen zwar einen kleineren Kostenfaktor da, dennoch können die Stromkosten durch die Erlöse zusätzlich reduziert werden.

Investitionskosten für die Anschaffung und Installation von PV-Anlagen können grob mit 1.500 €/kWp angenommen werden. Stellt man die jährlichen Kosteneinsparungen und Erlöse den Investitionskosten gegenüber, erhält man die Amortisationszeit, also die Zeitspanne, bis die Investitionskosten der installierten PV-Anlagen im Bilanzkreismodell durch die Einsparungen und Erlöse wieder hereingeholt sind. Wenn ein monatlicher Grundpreis festgelegt wird, dann sollte die frei verfügbare Strommenge im Bilanzkreis bei ca. 100.000 Kilowattstunden pro Jahr liegen, um das Modell wirtschaftlich betreiben zu können. Wenn das Strombilanzkreismodell über ein mengenabhängiges Dienstleistungsentgelt abgerechnet wird, kann es sich auch bei geringeren Mengen an frei verfügbarem Strom lohnen.<sup>60</sup>

### 9.3.1 Eignungskriterien

- Stromerzeugungsanlagen und Stromverbraucher müssen der gleichen juristischen Person zugeordnet sein. Es ist jedoch grundsätzlich möglich, Strommengen von Dritten oder aus einer Beteiligung an einer Fremdanlage – z.B. eine Kommune hält Anteile an einer Windenergieanlage – in den Strombilanzkreis einzuspeisen und dann vor Ort zu verbrauchen. Eine solche Einbindung von weiteren Anlagen ist jedoch mit dem Versorger abzustimmen und auch gesellschaftsvertraglich eingehend zu regeln.<sup>61</sup>
- Eine registrierende Leistungsmessung (RLM-Zähler) muss an den Produktionsstandorten und an den Verbrauchsstandorten vorhanden sein, da nur so viel Eigenstrom verbraucht werden kann wie auch zeitgleich verfügbar ist, d.h. Produktion und Verbrauch müssen zeitgleich anfallen. Für das

<sup>60</sup> <https://www.leka-mv.de/themen/strombilanzkreismodell/>

<sup>61</sup> <https://www.leka-mv.de/themen/strombilanzkreismodell/>

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Strombilanzkreismodell muss der Zähler daher alle 15 Minuten den Leistungswert messen können. Der Netzbetreiber erhält diese regelmäßig registrierten Werte zur Abrechnung des Bilanzkreises und gibt sie zur Rechnungslegung an den Stromanbieter weiter. Ein Zählerwechsel von SLP auf RLM kostet aktuell ca. 60 €. <sup>62</sup>

- Es gibt im Grunde keine Einschränkungen, was die Art der Stromerzeugungsanlagen und der Verbraucher betrifft. In Frage kommen daher als Erzeuger u.a. PV-Dachanlagen, PV-Freiflächenanlagen, Windenergieanlagen, BHKW, etc. und als Verbraucher u.a. Gebäude inkl. Strom zur Wärmeerzeugung (z.B. Durchlauferhitzer, Heizstäbe), Wärmepumpen, Ladesäulen, etc.

### 9.3.2 Schritte zu einem Strombilanzkreismodell

Der Umbau der Energieversorgung ist nicht von heute auf morgen erledigt. Solche Infrastrukturprojekte werden über viele Jahre in zahlreichen kleinen Schritten umgesetzt. Einen Überblick über das grobe Vorgehen zeigt die folgende Auflistung: <sup>63</sup>

1. Zunächst muss eine politische Mehrheit dafür gewonnen werden, eine Prüfung zu veranlassen, ob die eigenen Liegenschaften für ein Strombilanzkreismodell geeignet sind. Anschließend sollten Verantwortliche bestimmt und ein Budgetrahmen festgelegt werden.
2. Im nächsten Schritt werden die Stromerzeugungsanlagen, beispielsweise Photovoltaik-Anlagen und BHKWs, und die dem Bilanzkreis zuzurechnenden Stromabnehmer, wie Schulen und weitere kommunale Einrichtungen, festgelegt. Dies kann durch eigene Analysen der Verbrauchsdaten oder durch externe Berater/innen erfolgen.
3. Sobald diese Grundlagen ermittelt sind, sollte man den Kontakt zum Versorger suchen und klären, ob und unter welchen Voraussetzungen ein Strombilanzkreismodell unterstützt wird. Falls der aktuelle Stromanbieter einen Bilanzkreis nicht unterstützt, kann man den Versorger in der nächsten Ausschreibung wechseln. Der von der Kommune ausgeschriebene und gewählte Stromlieferant muss eine entsprechende Bilanzierung anbieten können. Bisher bieten nur wenige Energieversorger diese Dienstleistung an. Der Markt entwickelt sich jedoch und mehrere Stromlieferanten wollen ihr Portfolio erweitern. In Zukunft sollte die Suche nach geeigneten Anbietern deshalb leichter fallen. Bekannte Stromlieferanten, die Strombilanzkreismodelle etabliert haben: Süwag Energie AG (Main-Taunus-Kreis) und Stadtwerke Stralsund (LK Rostock). Beispiele für eine Stromausschreibung inklusive Strombilanzkreis-Passus sind auf der Internetseite der LEKA MV zu finden (<https://www.leka-mv.de/themen/strombilanzkreismodell/#1719297441977-4b9e16b3-efc4>).
4. Ist die Entscheidung für die Etablierung eines Bilanzkreises gefallen, priorisieren Sie anhand der Produzenten- und Verbraucherliste, in welcher Reihenfolge regenerative Erzeugungsanlagen auf kommunalen Gebäuden oder Flächen errichtet und anschließend in das Bilanzkreismodell aufgenommen werden.

---

<sup>62</sup> <https://www.leka-mv.de/themen/strombilanzkreismodell/>

<sup>63</sup> <https://www.leka-mv.de/themen/strombilanzkreismodell/>



## 10 Maßnahmenkatalog

<b>O1</b>	<p><b><i>Einrichtung einer Klimaschutz-Koordination</i></b></p> <p><u>Akteure:</u> Landkreis</p> <p><u>Zeitraum:</u> mittelfristig</p> <p><u>Fördermittelgeber:</u> Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG) gGmbH</p> <p><u>Förderprogramm:</u> Kommunalrichtlinie</p> <p><u>Beschreibung:</u></p> <p>„Mit der Klimaschutzkoordination aktivieren Sie Ihre Organisationseinheiten, die mit ihren Klimaschutzbemühungen noch ganz am Anfang stehen oder die für eigene Bemühungen keine Kapazitäten haben.</p> <p>Nach dem Motto „Hilfe zur Selbsthilfe“ ermöglichen Sie diesen Organisationseinheiten, im Klimaschutz aktiv zu werden. Sie tragen dadurch dazu bei, die Treibhausgasemissionen ihrer untergeordneten Organisationseinheiten zu reduzieren und den Klimaschutz in Ihrer gesamten Organisation voranzutreiben.“</p> <p>Quelle:  <a href="https://www.klimaschutz.de/de/foerderung/foerderprogramme/kommunalrichtlinie/einrichtung-einer-klimaschutzkoordination">https://www.klimaschutz.de/de/foerderung/foerderprogramme/kommunalrichtlinie/einrichtung-einer-klimaschutzkoordination</a></p>
<b>O2</b>	<p><b><i>Aufbau und Betrieb kommunaler Netzwerke</i></b></p> <p><u>Akteure:</u> Amt</p> <p><u>Zeitraum:</u> mittelfristig</p> <p><u>Fördermittelgeber:</u> Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG) gGmbH</p> <p><u>Förderprogramm:</u> Kommunalrichtlinie</p> <p><u>Beschreibung:</u></p> <p>„Gefördert werden der Aufbau und Betrieb kommunaler Netzwerke in den Themenbereichen Energieeffizienz, Ressourceneffizienz und klimafreundliche Mobilität. Die Förderung erfolgt für die Gewinnungs- und/oder die Netzwerkphase - die Netzwerkphase wird unabhängig davon gefördert, ob zuvor eine Förderung der Gewinnungsphase erfolgt ist.“</p> <p>Quelle:  <a href="https://www.klimaschutz.de/de/foerderung/foerderprogramme/kommunalrichtlinie/aufbau-und-betrieb-kommunaler-netzwerke">https://www.klimaschutz.de/de/foerderung/foerderprogramme/kommunalrichtlinie/aufbau-und-betrieb-kommunaler-netzwerke</a></p>
<b>O3</b>	<p><b><i>Lokale Akteursnetzwerke</i></b></p> <p><u>Akteure:</u> Gemeinde</p> <p><u>Zeitraum:</u> kurzfristig</p> <p><u>Beschreibung:</u></p> <p>Auf Ebene der Kommune ist es wichtig, bei entsprechender Interessenslage eine örtliche Kerngruppen zu schaffen, die konzentriert an der Umsetzung der aufgeführten Umsetzungsmöglichkeiten arbeitet. Dazu gehören neben der Vernetzung von Akteuren auch die Organisation von Beratungsangeboten und die Teilnahme an entsprechenden Weiterbildungs- und Vernetzungsmöglichkeiten. Idealerweise wird die Kerngruppen vor Ort durch eine sachkundige, verantwortliche Person in der Verwaltung unterstützt. Dies kann beispielsweise durch die Klimaschutzmanagerin organisiert werden.</p> <p>Ziel ist es, die Kompetenzen in der Stadt langfristig zu bündeln und aufzubauen, damit sie der Umsetzungsverantwortung bei der kommunalen Wärmewende gerecht werden kann.</p>

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

U	Umsetzungsmaßnahmen
U1	<p><b>Aufbau eines regenerativen Wärmenetzes „Mühl Rosin“</b></p> <p><u>Akteure:</u> Gemeinde, Amt, ggf. weitere Partner (z.B. Energiedienstleister; Landwirtschaftsbetriebe, Landesforst Energie...)</p> <p><u>Zeitraum:</u> Initialausbau: 3-5 Jahre Endausbau: 9-15 Jahre</p> <p><u>THG-Einsparung:</u> Initialausbau: ca. 844 t/a Endausbau: ca. 774 t/a</p> <p><u>Wärmegestehungskosten:</u> Initialausbau: ca. 169 €/MWh Endausbau: ca. 229 €/MWh</p> <p><u>Investition:</u> Initialausbau: ca. 5,2 Mio. € (vor Förderung) Endausbau: ca. 13,3 Mio. € (kumuliert vor Förderung)</p> <p><u>Förderhöhe:</u> Initialausbau: ca. 2,0 Mio. € (40%) Endausbau: ca. 5,2 Mio. € (40% kumuliert)</p> <p><u>Fördermittelgeber:</u> Bundesanstalt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)</p> <p><u>Förderprogramm:</u> Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)</p> <p><u>Beschreibung:</u> Aufbau eines Nahwärmenetzes auf Basis erneuerbarer Energieträger zur Versorgung der öffentlichen Gebäude und Wohnbebauung im Versorgungsgebiet in mehreren Ausbaustufen. Näheres siehe Kapitel 5.2.5</p> <p><u>Vorgeschlagenes Vorgehen:</u></p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Flächensicherung:<ul style="list-style-type: none"><li>- Halten benötigter Flächen im kommunalen Bestand</li><li>- Vorbereitung Erwerb / Tausch zusätzlich benötigter Flächen</li><li>- ggf. Festsetzung von Flächen zur Energiegewinnung in der Bauleitplanung</li></ul></li><li>2. Projektpartner:<ul style="list-style-type: none"><li>- Sondieren in Frage kommender Projektpartner, z.B. aus:<ul style="list-style-type: none"><li>- Wohnungswirtschaft</li><li>- Landwirtschaft</li><li>- Energiedienstleister</li></ul></li></ul></li><li>3. Förderantrag BEW I:<ul style="list-style-type: none"><li>- BEW Modul I „Machbarkeitsstudie“ u.a. inkl. Planungsleistungen gem. LP 1-4 HOAI</li></ul></li><li>4a. Fachplanung I:<ul style="list-style-type: none"><li>- (LP 1+2: Grundlagenermittlung und Vorplanung sind bereits mit dieser Untersuchung erbracht)</li><li>- LP 3: Entwurfsplanung (Erarbeitung eines detaillierten Planungskonzeptes)</li><li>- LP 4: Genehmigungsplanung (Erlangung einer Mantel-Genehmigung)</li></ul></li><li>4b. Projektentwicklung I:<ul style="list-style-type: none"><li>- Abnehmerakquise</li><li>- Erarbeitung eines Betreibermodells (ggf. Gründung einer Projektgesellschaft)</li><li>- Erarbeitung eines kaufmännischen Modells (inkl. Anschlussangeboten für Anschlussnehmer)</li><li>- Vertragswesen (inkl. Abschluss notwendiger Vorverträge)</li></ul></li><li>5. Funktionalausschreibung: - Je nach Betreibermodell z.B. als GU-Ausschreibung oder Contracting-Ausschreibung</li></ol>

	<p>6. Förderantrag BEW II: - Planungsleistungen gem. LP 5-8 HOAI - Investitionsförderung - Betriebskostenförderung</p> <p>7a. Fachplanung II: - LP 5 bis 8 HOAI nach Bedarf - ggf. Anpassung des Planungskonzepts und Erlangung einer finalen Genehmigung</p> <p>7b. Projektentwicklung II: - Kaufmännisches Modell: (inkl. Projektfinanzierung) - Vertragswesen (inkl. Abschluss finaler Liefer- und Leistungsverträge)</p> <p>8. Errichtung: - Betriebsfertige Errichtung des Nahwärmesystems</p> <p>9. Betrieb: - Aufnahme der Nahwärmeversorgung</p>
<b>U2</b>	<p><b><i>Aufbau eines regenerativen Wärmenetzes „Bölkow“</i></b></p> <p><u>Akteure:</u> Gemeinde, Amt, ggf. weitere Partner (z.B. PV-Projektierer, Energiedienstleister, Landwirtschaftsbetriebe, Landesforst Energie...)</p> <p><u>Zeitraum:</u> Initialausbau: 3-5 Jahre Endausbau: 6-10 Jahre</p> <p><u>THG-Einsparung:</u> Initialausbau: ca. 341 t/a Endausbau: ca. 342 t/a</p> <p><u>Wärmegestehungskosten:</u> Initialausbau: ca. 162 €/MWh Endausbau: ca. 188 €/MWh</p> <p><u>Investition:</u> Initialausbau: ca. 2,0 Mio. € (vor Förderung) Endausbau: ca. 2,8 Mio. € (kumuliert vor Förderung)</p> <p><u>Förderhöhe:</u> Initialausbau: ca. 0,8 Mio. € (40%) Endausbau: ca. 1,1 Mio. € (40% kumuliert)</p> <p><u>Fördermittelgeber:</u> Bundesanstalt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)</p> <p><u>Förderprogramm:</u> Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)</p> <p><u>Beschreibung:</u> Aufbau eines Nahwärmenetzes auf Basis erneuerbarer Energieträger zur Versorgung der öffentlichen Gebäude und Wohnbebauung im Versorgungsgebiet. Konzeption nach eingehender Abwägung in mehreren Ausbaustufen (Kap. 5.2.6) oder mit Wärmepumpe (Kap. 5.3).</p> <p><u>Vorgeschlagenes Vorgehen:</u></p> <p>1. Flächensicherung: - Halten benötigter Flächen im kommunalen Bestand - Vorbereitung Erwerb / Tausch zusätzlich benötigter Flächen - ggf. Festsetzung von Flächen zur Energiegewinnung in der Bauleitplanung</p> <p>2. Projektpartner: - Sondieren in Frage kommender Projektpartner, z.B. aus: - Wohnungswirtschaft - Landwirtschaft - Energiedienstleister</p> <p>3. Förderantrag BEW I: - BEW Modul I „Machbarkeitsstudie“ u.a. inkl. Planungsleistungen gem. LP 1-4 HOAI</p> <p>4a. Fachplanung I: - (LP 1+2: Grundlagenermittlung und Vorplanung sind bereits mit dieser Untersuchung erbracht) - LP 3: Entwurfsplanung</p>

	<p>(Erarbeitung eines detaillierten Planungskonzeptes)          - LP 4: Genehmigungsplanung          (Erlangung einer Mantel-Genehmigung)</p> <p>4b. Projektentwicklung I:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Abnehmerakquise</li> <li>- Erarbeitung eines Betreibermodells              (ggf. Gründung einer Projektgesellschaft)</li> <li>- Erarbeitung eines kaufmännischen Modells              (inkl. Anschlussangeboten für Anschlussnehmer)</li> <li>- Vertragswesen              (inkl. Abschluss notwendiger Vorverträge)</li> </ul> <p>5. Funktionalausschreibung: - Je nach Betreibermodell z.B. als GU-Ausschreibung oder Contracting-Ausschreibung</p> <p>6. Förderantrag BEW II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Planungsleistungen gem. LP 5-8 HOAI</li> <li>- Investitionsförderung</li> <li>- Betriebskostenförderung</li> </ul> <p>7a. Fachplanung II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- LP 5 bis 8 HOAI nach Bedarf</li> <li>- ggf. Anpassung des Planungskonzeptes und Erlangung einer finalen Genehmigung</li> </ul> <p>7b. Projektentwicklung II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Kaufmännisches Modell:              (inkl. Projektfinanzierung)</li> <li>- Vertragswesen              (inkl. Abschluss finaler Liefer- und Leistungsverträge)</li> </ul> <p>8. Errichtung: - Betriebsfertige Errichtung des Nahwärmesystems</p> <p>9. Betrieb: - Aufnahme der Nahwärmeversorgung</p>
<b>U3</b>	<p><b><i>Unterstützung für individuelle Versorgungslösungen</i></b></p> <p><u>Akteure:</u> Stadt, lok. Architekten / Planer, Verbraucherzentrale MV</p> <p><u>Zeitraum:</u> mittelfristig</p> <p><u>Förderhöhe:</u> projektspezifisch</p> <p><u>Fördermittelgeber:</u> Bundesanstalt für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (BAFA)</p> <p><u>Förderprogramm:</u> Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG)</p> <p><u>Beschreibung:</u></p> <p>Zur Umsetzung der vorgeschriebenen Klimaschutzmaßnahmen und der Einsparung von Treibhausgasen ist die Sanierung sowie der Einsatz erneuerbarer Energieträger in Bestandsgebäuden notwendig. Fördermöglichkeiten hierzu bietet vor allem das Bundesförderprogramm effiziente Gebäude (BEG). Näheres siehe Kapitel 7</p> <p>Da das Förderprogramm komplex und die Antragstellung mitunter kompliziert ist sollte im Rahmen der Entwicklung von Kerngruppen in den Ortschaften auch die Fördermittelberatung verbessert werden.</p> <p>Die kann durch einen regen Erfahrungsaustausch genauso wie mit konkreten Beratungsangeboten vor Ort umgesetzt werden.</p> <p>Partner solcher Beratungen sind ansässige Architekten und Planer genauso wie die Verbraucherzentrale MV oder andere Beratungsdienstleister auf Bundes- oder Landesebene.</p>

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

## 11 Querverzeichnis

Folgende Quellen wurden bei der Erarbeitung der Machbarkeitsstudie genutzt:

- AGORA 01      Agora Energiewende, Fraunhofer IEG (2023):  
Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland.  
Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie.  
Stand: Juni 2023
- BAFA 01      Bundesförderung für effiziente Wärmenetze  
Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle  
Referat 514 – Energieaudit, Wärmenetze, Einsparzähler  
Frankfurter Straße 29 – 35  
65760 Eschborn  
Telefon: 06196 908-1026  
[https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/  
Effiziente\\_Waermenetze/effiziente\\_waermenetze\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html)
- 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 – Groupement 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/>
- BWP 02      Bundesverband Wärmepumpe e.V.  
Internetseite  
<https://www.waermepumpe.de/>
- 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/>

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

- FHM 01 Leitfaden zur Planung und Umsetzung kalter Nahwärmenetze in kommunalen Neubaugebieten  
FH Münster  
University of Applied Sciences  
Fachbereich Energie · Gebäude · Umwelt  
Forschungsteam Prof. Dr.-Ing. Elmar Brüggling & Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter  
Stegerwaldstraße 39  
48565 Steinfurt
- 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,
- HMU 01 Lerneinheit Solarthermie - Didaktische Handreichung  
Hrsg.: Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz  
Wiesbaden und Kassel 2011
- HTEC 01 Neue Post-EEG Geschäftsmodelle mit Wasserstoff  
Vortrag 28. Windenergietage, 07.11.2019, Potsdam  
Dr. Markus Forstmeier  
H-TEC Systems GmbH
- IWU 01 Kumulierter Energieaufwand und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren verschiedener  
Energieträger und -versorgungen  
Institut Wohnen und Umwelt GmbH  
Rheinstraße 65, 64295 Darmstadt  
Stand: 21.11.2023
- 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](https://www.geodaten-mv.de/dienste/webatlasde_wms)
- 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?](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?](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?](https://www.geodaten-mv.de/dienste/dfg_wfs?)
- LAiV 05 WMS Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem M-V (WMS\_MV\_ALKIS)

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



sowie Abruf entsprechender Shape-Daten  
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?](https://www.geodaten-mv.de/dienste/alkis_wms?)

- LAiV 06 3D-Gebäudemodelle (3DGbm)  
Shape-Daten-Abruf  
Landesamt für innere Verwaltung M-V, Amt für Geoinformation, Vermessung und Katasterwesen  
Lübecker Straße 289, 19059 Schwerin
- LAiV 07 Statistischer Bericht  
Bevölkerungsstand der Kreise, Ämter und Gemeinden in Mecklenburg-Vorpommern  
Stand: 30.06.2023  
Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern  
Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin
- LAiV 09 Statistischer Bericht  
Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen (Fortanschreibung) in Mecklenburg-Vorpommern  
Stand:2022  
Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern  
Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin
- LAiV 10 Statistischer Bericht  
Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung in Mecklenburg-Vorpommern  
Stand:2022  
Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern  
Lübecker Str. 287, 19059 Schwerin
- LAiV 11 WMS Digitales Oberflächenmodell MV (WMS\_MV\_DOM)  
sowie Abruf entsprechender Shape-Daten  
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/dom\\_wms?](https://www.geodaten-mv.de/dienste/dom_wms?)
- LAiV 12 WMS Digitales Geländemodell MV (WMS\_MV\_DGM)  
sowie Abruf entsprechender Shape-Daten  
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/dgm\\_wms?](http://www.geodaten-mv.de/dienste/dgm_wms?)
- LAND MV 01 Bau- und Planungsportal M-V  
Ministerium für Inneres, Bau und Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern  
Alexandrinestraße 1, 19055 Schwerin  
URL: <https://bplan.geodaten-mv.de/bauportal/>
- LK NWM 01 Energieportal des Landkreises Nordwestmecklenburg  
<https://www.geoport-nwm.de/de/energie.html>  
Inkl. bereitgestellter Geo-Web-Dienste  
Landkreis Nordwestmecklenburg  
Rostocker Straße 76, 23970 Wismar
- 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?](https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_ax_rrep_wms.php?)

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



- 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?](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?](https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_a2_biotope_wms.php?)
- LUNG 04 WMS MV Erdwärmeauskunft  
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?](https://www.umweltkarten.mv-regierung.de/script/mv_a7_geothermie_erdwaerme_wms.php?)
- LUNG 05 Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren in Mecklenburg-Vorpommern  
Leitfaden zur geothermischen Nutzung des oberflächennahen Untergrundes  
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V (LUNG)  
Goldberger Straße 12b, 18273 Güstrow
- 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/](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 RO 01 Regionales Raumentwicklungsprogramm Mittleres Mecklenburg / Rostock  
Teilfortschreibung des Kapitels 6.5 Energie, Stand 2020  
Planungsverband Region Rostock  
c/o Amt für Raumordnung und Landesplanung Region Rostock  
Doberaner Straße 114, 18057 Rostock
- SSV 01 Energiegenossenschaft speichert Solarwärme  
Meldung auf Solarserver.de vom 26.04.2024  
<https://www.solarserver.de/2024/04/26/energiegenossenschaft-speichert-solarwaerme/>  
Solarthemen Media GmbH  
Bültestraße 70b, 32584 Löhne
- SOL 02 Solites  
Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme  
Meitnerstr. 8, D – 70563 Stuttgart  
<https://www.scfw.de/>

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024



TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

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

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

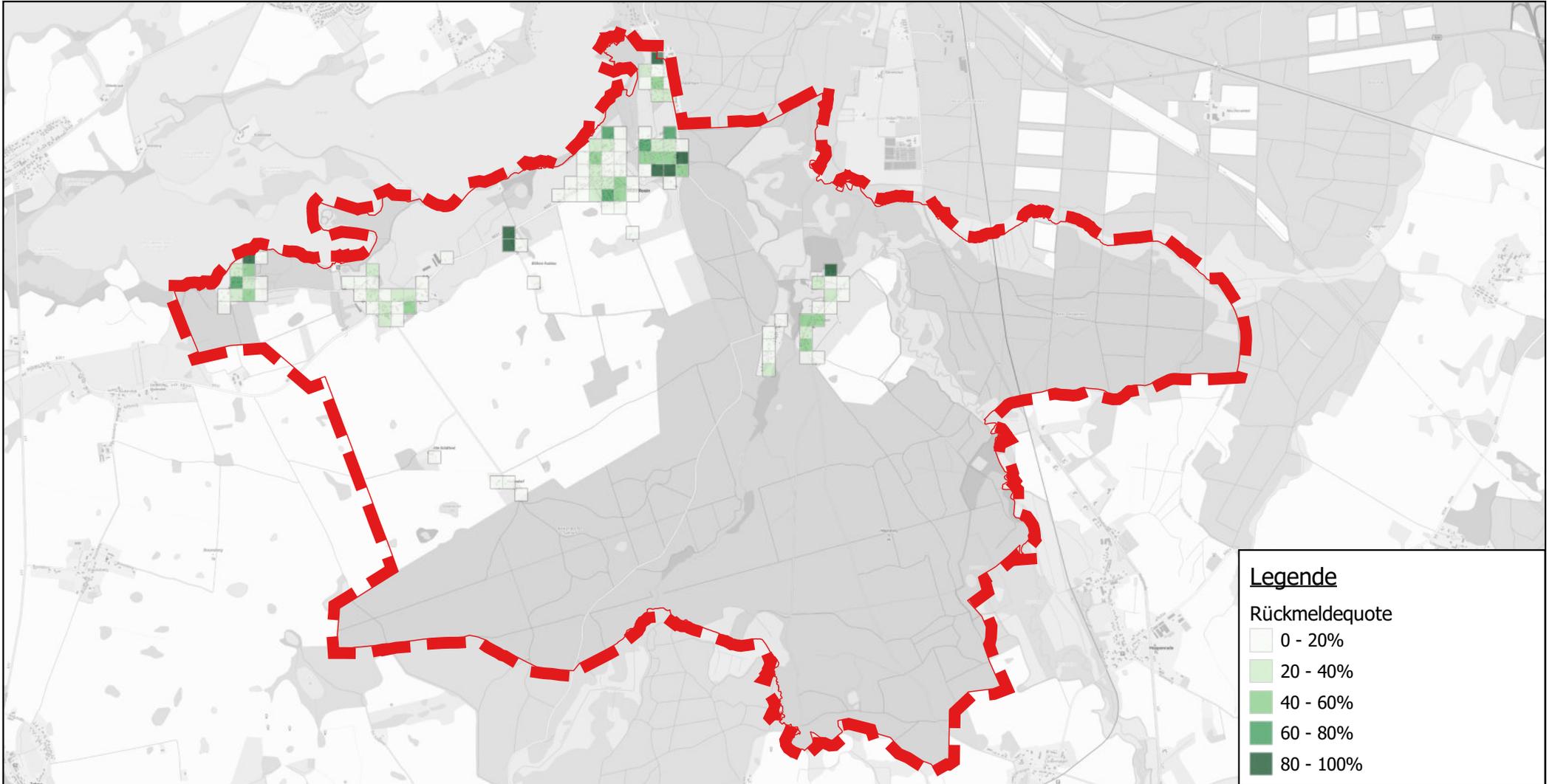
Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

# Anhang 1

---

*Karten*



Legende	
Rückmeldequote	
<span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #e0f0e0; border: 1px solid black;"></span>	0 - 20%
<span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #c0e0c0; border: 1px solid black;"></span>	20 - 40%
<span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #a0c0a0; border: 1px solid black;"></span>	40 - 60%
<span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #80a080; border: 1px solid black;"></span>	60 - 80%
<span style="display: inline-block; width: 15px; height: 10px; background-color: #608060; border: 1px solid black;"></span>	80 - 100%



**TRIGENIUS**  
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,  
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
Tel. 038 41 - 22 731 17  
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:45.000

Titel:

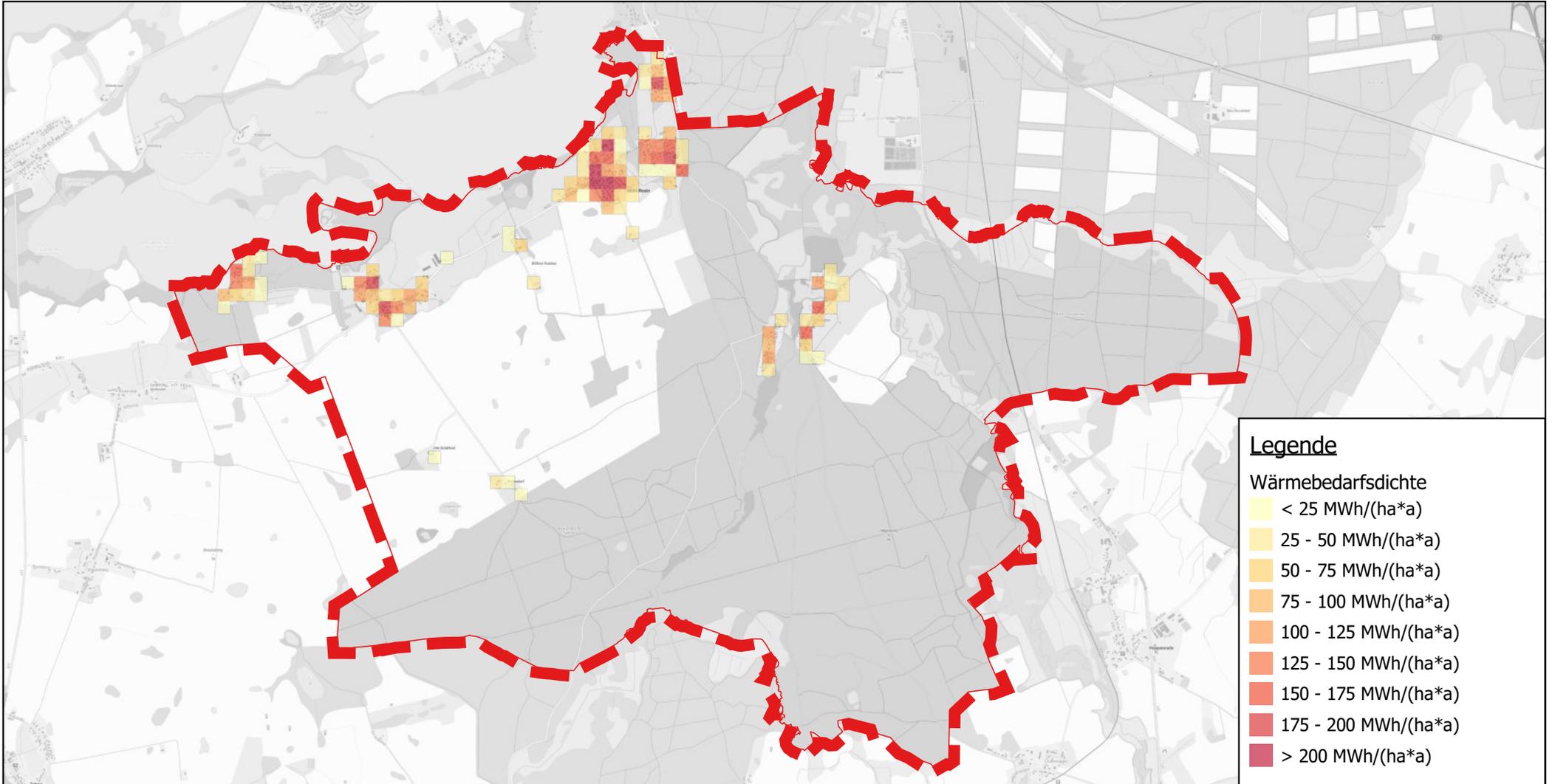
SM26.16 MBS Mühl Rosin

Übersicht Rückmeldequote

Dokumentenart:

Übersichtskarte

erstellt durch:	Ausgabedatum:
Materne	30.09.2024
geändert:	
genehmigt:	



Legende	
Wärmebedarfsdichte	
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:yellow;"></span>	< 25 MWh/(ha*a)
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:orange;"></span>	25 - 50 MWh/(ha*a)
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:lightorange;"></span>	50 - 75 MWh/(ha*a)
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:orange;"></span>	75 - 100 MWh/(ha*a)
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:darkorange;"></span>	100 - 125 MWh/(ha*a)
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:lightcoral;"></span>	125 - 150 MWh/(ha*a)
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:coral;"></span>	150 - 175 MWh/(ha*a)
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:darkcoral;"></span>	175 - 200 MWh/(ha*a)
<span style="display:inline-block; width:15px; height:15px; background-color:firebrick;"></span>	> 200 MWh/(ha*a)



**TRIGENIUS**  
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,  
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
Tel. 038 41 - 22 731 17  
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:45.000

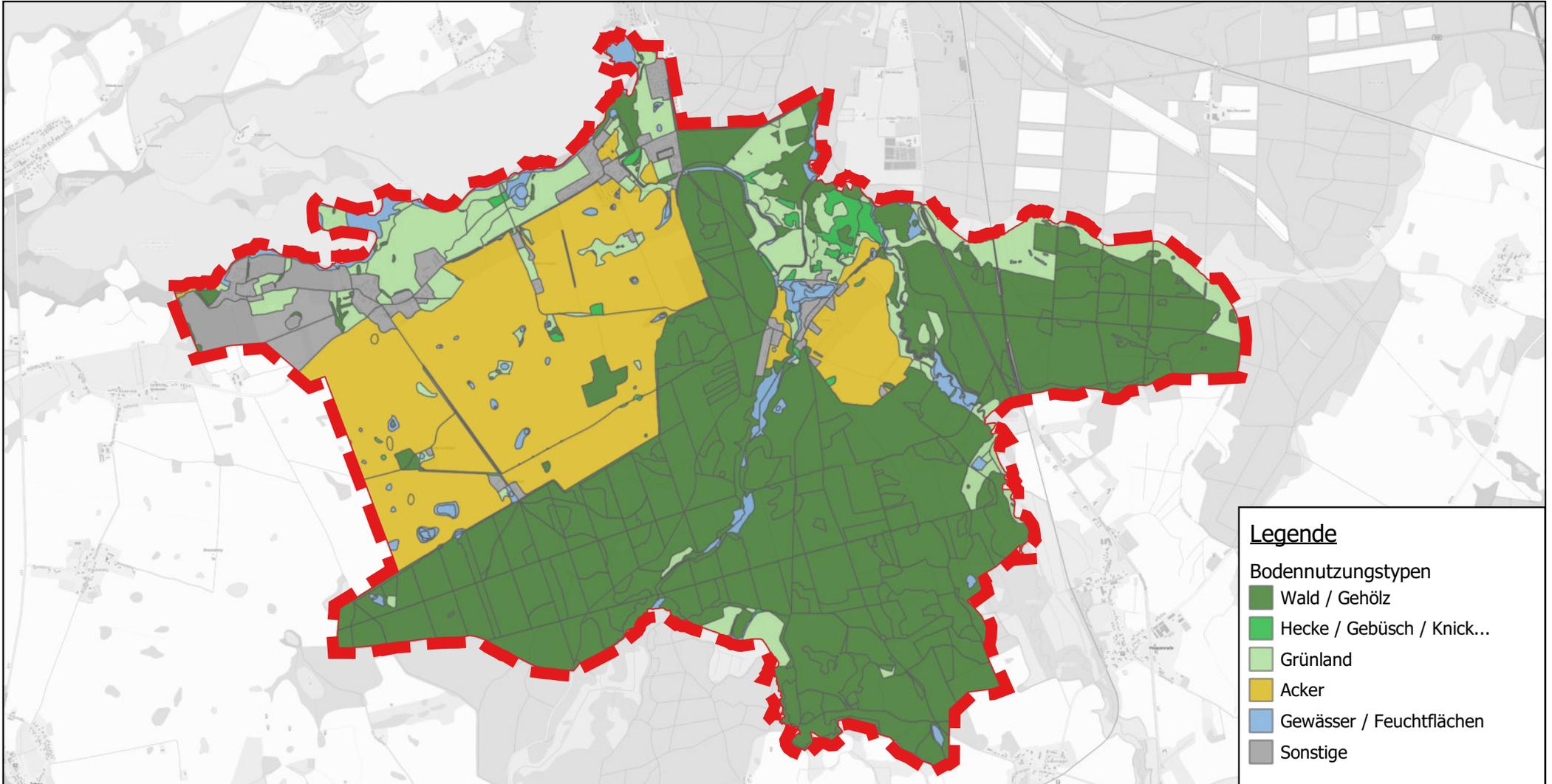
Titel:

**SM26.16 MBS Mühl Rosin**  
**Übersicht Wärmebedarfsdichte**  
**(Bestand)**

Dokumentenart:

**Übersichtskarte**

erstellt durch:	Ausgabedatum:
<b>Materne</b>	<b>30.09.2024</b>
geändert:	
genehmigt:	



Legende	
Bodennutzungstypen	
<span style="color: green;">■</span>	Wald / Gehölz
<span style="color: lightgreen;">■</span>	Hecke / Gebüsch / Knick...
<span style="color: yellow;">■</span>	Grünland
<span style="color: orange;">■</span>	Acker
<span style="color: blue;">■</span>	Gewässer / Feuchtflächen
<span style="color: grey;">■</span>	Sonstige



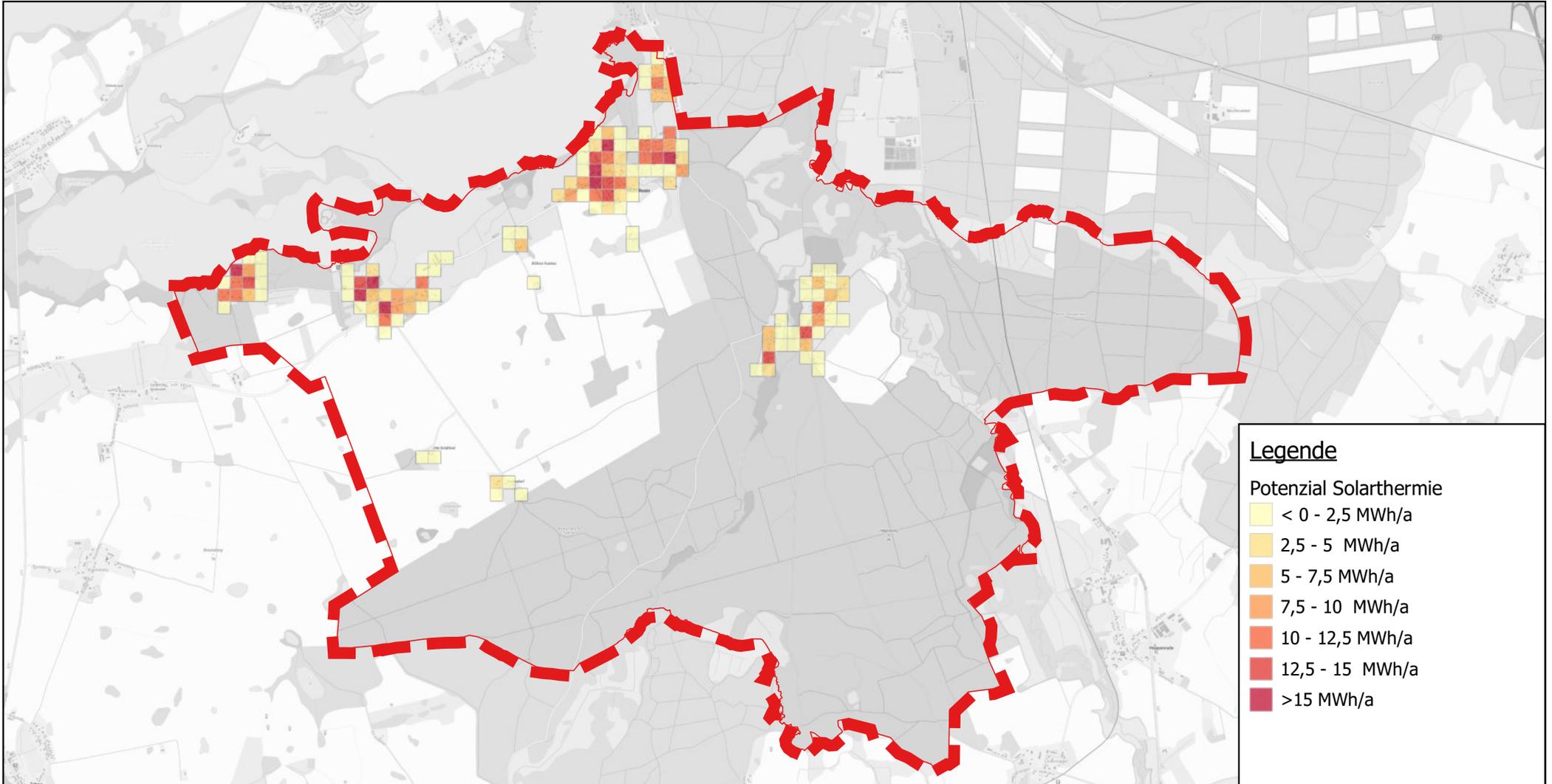
**TRIGENIUS**  
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,  
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
Tel. 038 41 - 22 731 17  
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:45.000

Titel:	SM26.16 MBS Mühl Rosin
	Übersicht Bodennutzungstypen
Dokumentenart:	Übersichtskarte

erstellt durch:	Materne	Ausgabedatum:	30.09.2024
geändert:			
genehmigt:			



<b>Legende</b>	
Potenzial Solarthermie	
	< 0 - 2,5 MWh/a
	2,5 - 5 MWh/a
	5 - 7,5 MWh/a
	7,5 - 10 MWh/a
	10 - 12,5 MWh/a
	12,5 - 15 MWh/a
	> 15 MWh/a



**TRIGENIUS**  
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,  
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
Tel. 038 41 - 22 731 17  
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:45.000

Titel:

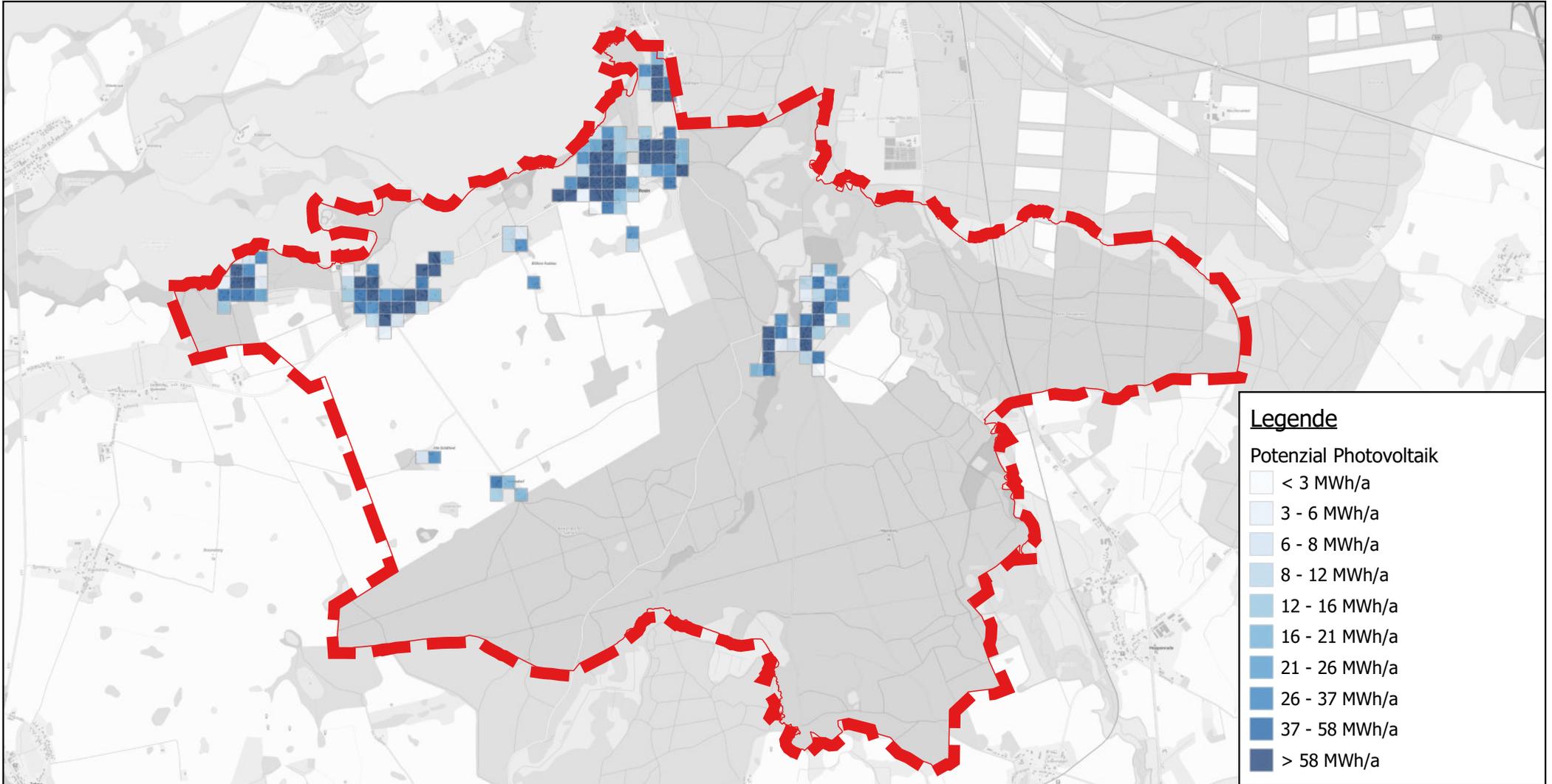
SM26.16 MBS Mühl Rosin

Energetisches Potenzial  
Solarthermie (Aufdach)

Dokumentenart:

Übersichtskarte

erstellt durch:	Ausgabedatum:
Materne	30.09.2024
geändert:	
genehmigt:	



<b>Legende</b>	
<b>Potenzial Photovoltaik</b>	
	< 3 MWh/a
	3 - 6 MWh/a
	6 - 8 MWh/a
	8 - 12 MWh/a
	12 - 16 MWh/a
	16 - 21 MWh/a
	21 - 26 MWh/a
	26 - 37 MWh/a
	37 - 58 MWh/a
	> 58 MWh/a



**TRIGENIUS**  
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,  
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
Tel. 038 41 - 22 731 17  
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:45.000

Titel:

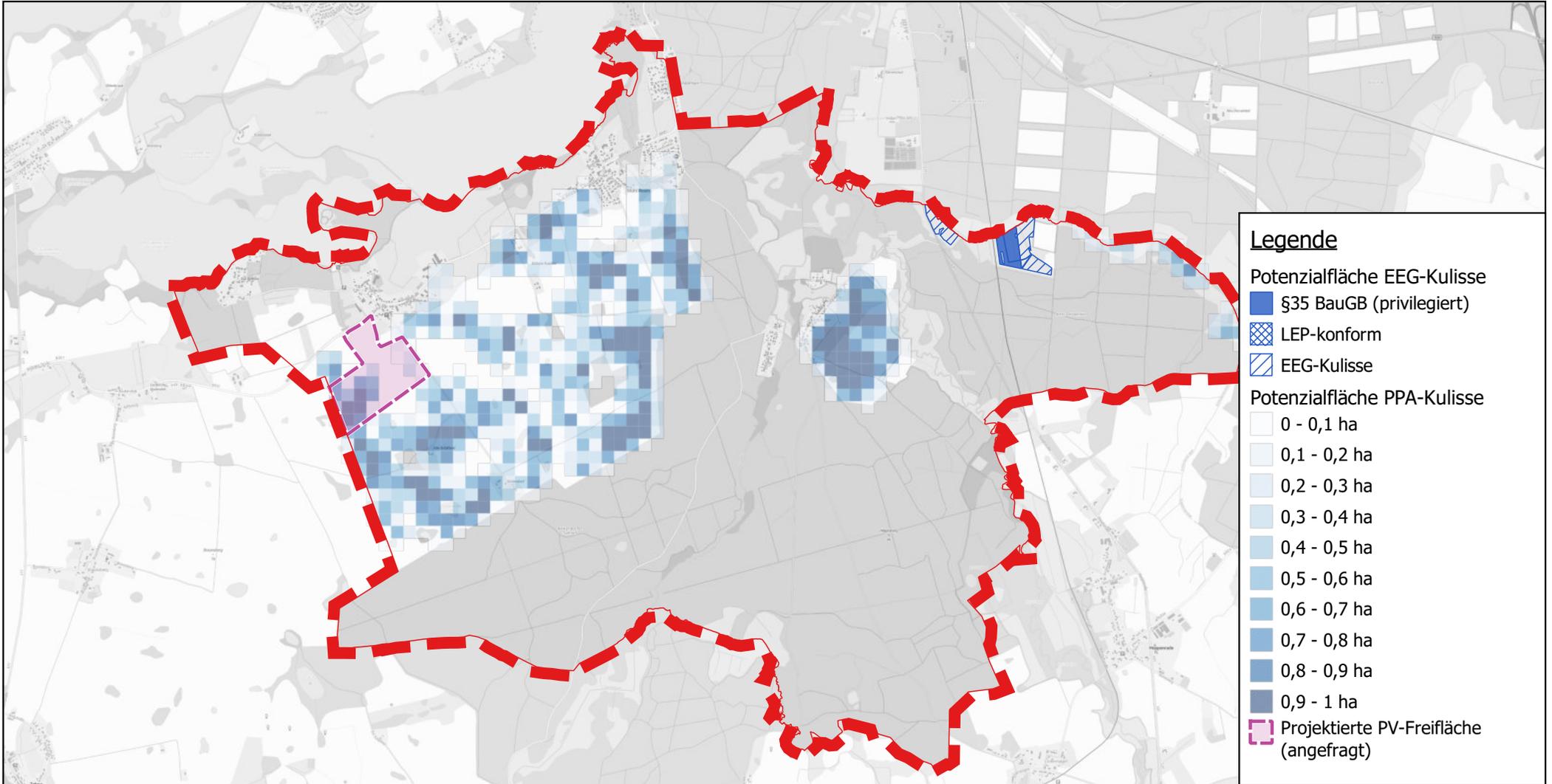
**SM26.16 MBS Mühl Rosin**

**Energetisches Potenzial  
Photovoltaik (Aufdach)**

Dokumentenart:

**Übersichtskarte**

erstellt durch:	Ausgabedatum:
<b>Materne</b>	<b>30.09.2024</b>
geändert:	
genehmigt:	



Legende	
Potentialfläche EEG-Kulisse	
	§35 BauGB (privilegiert)
	LEP-konform
	EEG-Kulisse
Potentialfläche PPA-Kulisse	
	0 - 0,1 ha
	0,1 - 0,2 ha
	0,2 - 0,3 ha
	0,3 - 0,4 ha
	0,4 - 0,5 ha
	0,5 - 0,6 ha
	0,6 - 0,7 ha
	0,7 - 0,8 ha
	0,8 - 0,9 ha
	0,9 - 1 ha
	Projektierte PV-Freifläche (angefragt)



**TRIGENIUS**  
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,  
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
Tel. 038 41 - 22 731 17  
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:45.000

Titel:

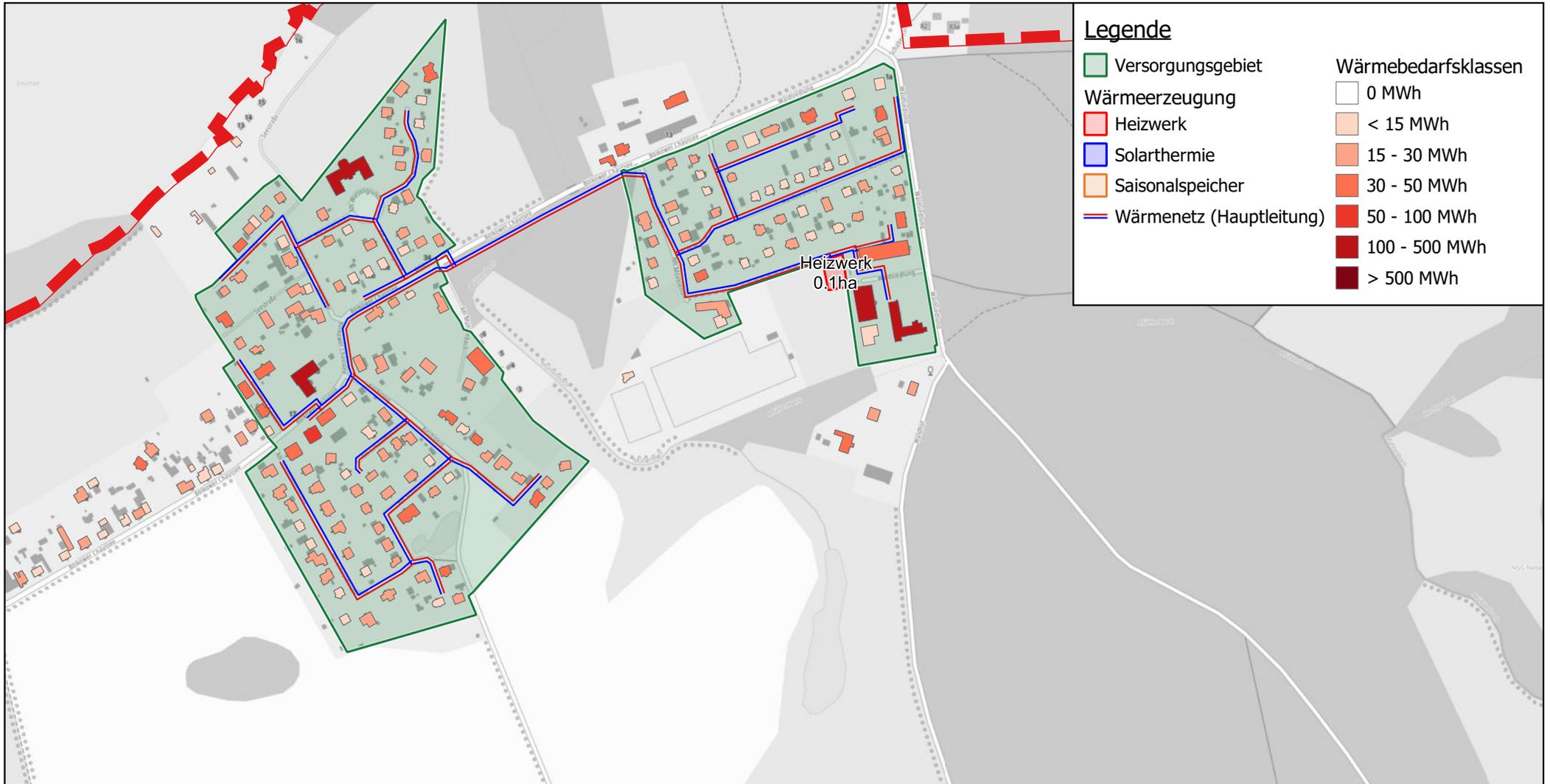
SM26.16 MBS Mühl Rosin

Energetisches Potenzial  
Photovoltaik-Freiflächen

Dokumentenart:

Übersichtskarte

erstellt durch:	Ausgabedatum:
Materne	30.09.2024
geändert:	
genehmigt:	



**Legende**

- |  |  |
|--|--|
| <span style="border: 1px solid green; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Versorgungsgebiet | Wärmebedarfsklassen  |
| <b>Wärmeerzeugung</b>  | <span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 0 MWh           |
| <span style="border: 1px solid red; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Heizwerk            | <span style="background-color: #fde0dd; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> < 15 MWh      |
| <span style="border: 1px solid blue; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Solarthermie       | <span style="background-color: #f4cccc; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 15 - 30 MWh   |
| <span style="border: 1px solid orange; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Saisonspeicher   | <span style="background-color: #f08080; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 30 - 50 MWh   |
| <span style="border-bottom: 2px solid red; display: inline-block; width: 15px;"></span> Wärmenetz (Hauptleitung)   | <span style="background-color: #e67e22; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 50 - 100 MWh  |
|  | <span style="background-color: #c0392b; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 100 - 500 MWh |
|  | <span style="background-color: #8e44ad; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> > 500 MWh     |



Trigenius GmbH,  
 Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
 Tel. 038 41 - 22 731 17  
 Fax. 038 41 - 22 731 12

Titel:  
 SM26.16 MBS Mühl Rosin  
 Nahwärme Mühl Rosin  
 Var. 1 - Ausbaustufe 1

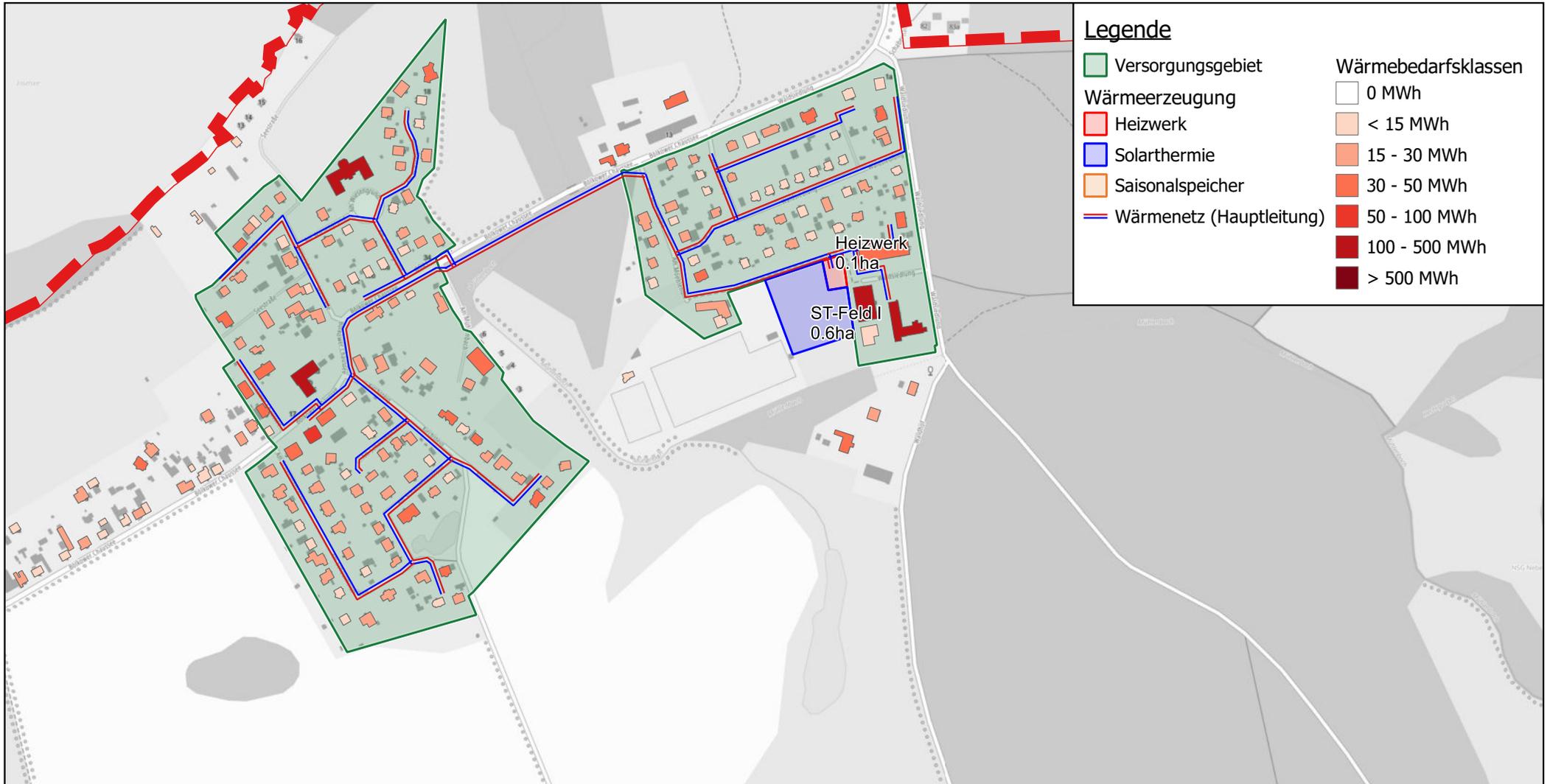
erstellt durch:  
**Materne**  
 Ausgabedatum:  
**30.09.2024**

geändert:

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:6.000

Dokumentenart:  
 Übersichtskarte

genehmigt:



### Legende

- |   |  |
|---|--|
| <span style="border: 1px solid green; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Versorgungsgebiet  | <b>Wärmebedarfsklassen</b>   |
| <b>Wärmeerzeugung</b>   | <span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 0 MWh           |
| <span style="border: 1px solid red; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Heizwerk             | <span style="background-color: #fde0dd; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> < 15 MWh      |
| <span style="border: 1px solid blue; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Solarthermie        | <span style="background-color: #f4cccc; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 15 - 30 MWh   |
| <span style="background-color: #fff2cc; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Saisonalspeicher | <span style="background-color: #f4cccc; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 30 - 50 MWh   |
| <span style="border-bottom: 2px solid red; width: 15px; display: inline-block;"></span> Wärmenetz (Hauptleitung)    | <span style="background-color: #e06666; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 50 - 100 MWh  |
|   | <span style="background-color: #cc0000; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 100 - 500 MWh |
|   | <span style="background-color: #990000; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> > 500 MWh     |



Trigenius GmbH,  
 Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
 Tel. 038 41 - 22 731 17  
 Fax. 038 41 - 22 731 12

Titel:

SM26.16 MBS Mühl Rosin

Nahwärme Mühl Rosin  
 Var. 1 - Ausbaustufe 2

erstellt durch:

Materne

Ausgabedatum:

30.09.2024

geändert:

Zeichnungs-Nr.:

1

Blatt-Nr.:

1

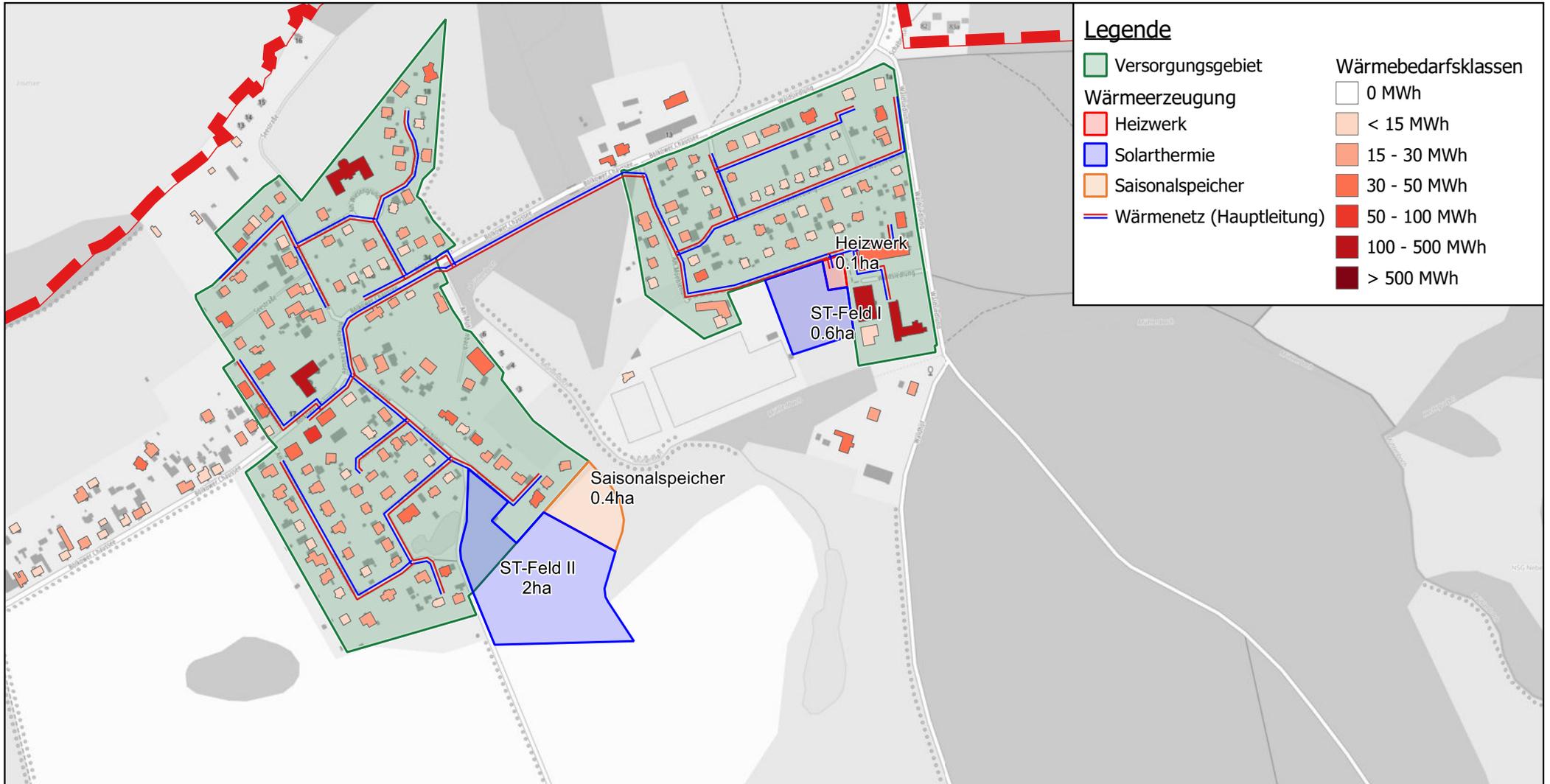
Maßstab:

1:6.000

Dokumentenart:

Übersichtskarte

genehmigt:



**Legende**

- |   |  |
|---|--|
| <span style="border: 1px solid green; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Versorgungsgebiet  | <span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 0 MWh           |
| <span style="border: 1px solid red; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Heizwerk   | <span style="background-color: #f4a460; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> < 15 MWh      |
| <span style="border: 1px solid blue; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Solarthermie  | <span style="background-color: #e67e22; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 15 - 30 MWh   |
| <span style="border: 1px solid orange; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Saisonalspeicher  | <span style="background-color: #d35400; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 30 - 50 MWh   |
| <span style="border-bottom: 1px solid red; width: 15px; display: inline-block;"></span> <span style="border-bottom: 1px solid blue; width: 15px; display: inline-block;"></span> Wärmenetz (Hauptleitung) | <span style="background-color: #c0392b; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 50 - 100 MWh  |
|   | <span style="background-color: #8e44ad; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 100 - 500 MWh |
|   | <span style="background-color: #2e8b57; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> > 500 MWh     |



Trigenius GmbH,  
 Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
 Tel. 038 41 - 22 731 17  
 Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.: 1	Blatt-Nr.: 1	Maßstab: 1:6.000
----------------------	-----------------	---------------------

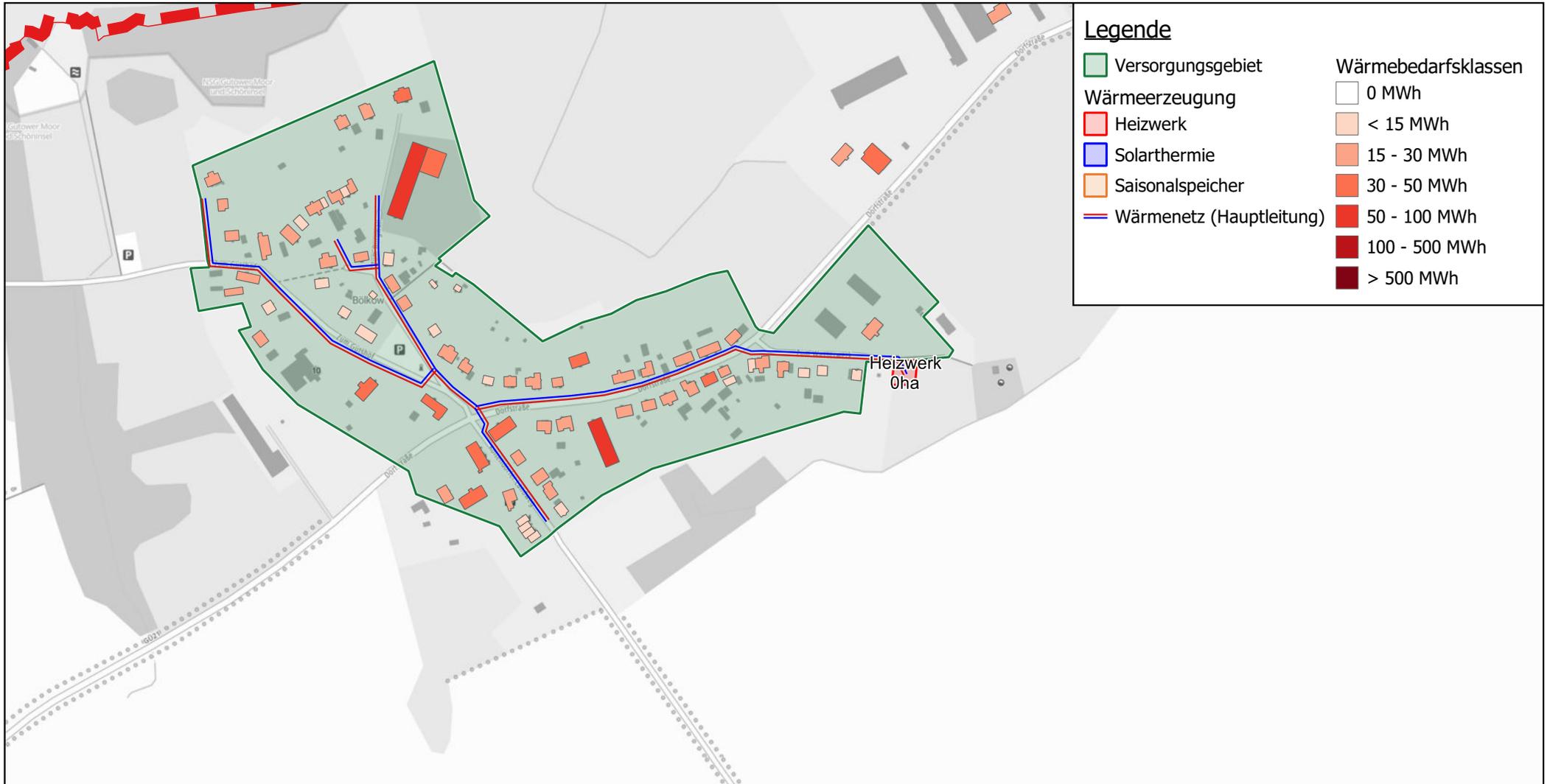
Titel:  SM26.16 MBS Mühl Rosin  Nahwärme Mühl Rosin Var. 1 - Ausbaustufe 3
---

Dokumentenart:  Übersichtskarte
---------------------------------------

erstellt durch:  Materne	Ausgabedatum:  30.09.2024
--------------------------------	---------------------------------

geändert:
-----------

genehmigt:
------------



**Legende**

- Versorgungsgebiet
  - Heizwerk
  - Solarthermie
  - Saisonspeicher
  - Wärmenetz (Hauptleitung)
- |   |               |
|---|---------------|
| □ | 0 MWh         |
| □ | < 15 MWh      |
| □ | 15 - 30 MWh   |
| □ | 30 - 50 MWh   |
| □ | 50 - 100 MWh  |
| □ | 100 - 500 MWh |
| □ | > 500 MWh     |



Trigenius GmbH,  
 Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
 Tel. 038 41 - 22 731 17  
 Fax. 038 41 - 22 731 12

Titel:  
 SM26.16 MBS Mühl Rosin  
 Nahwärme Bökow  
 Var. 1 - Ausbaustufe 1

erstellt durch:  
**Materne**      Ausgabedatum:  
 30.09.2024

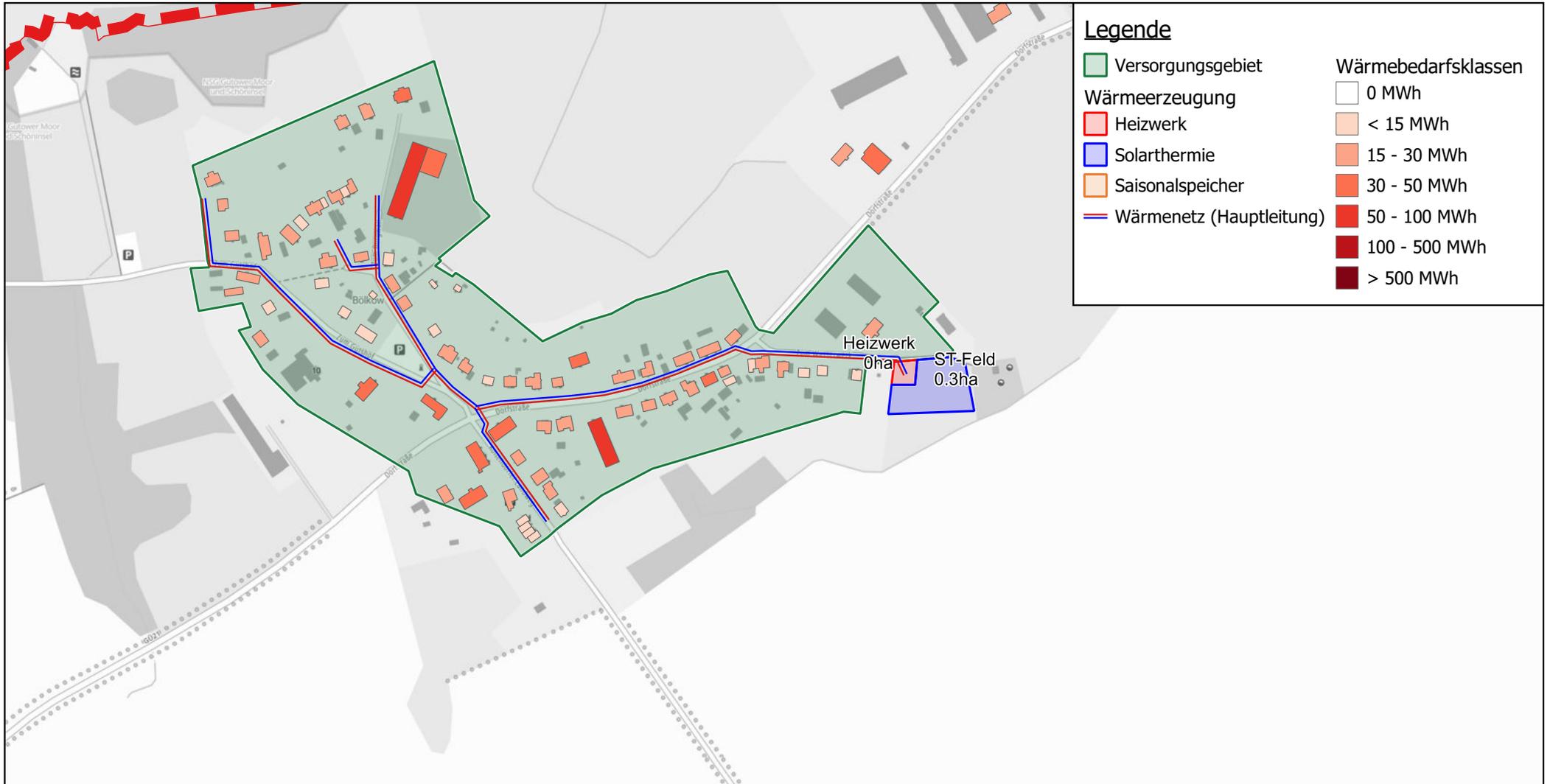
geändert:

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:5.000

Dokumententart:  
 Übersichtskarte

genehmigt:





### Legende

- |  |  |
|--|--|
| <span style="border: 1px solid green; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Versorgungsgebiet | <span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 0 MWh           |
| <b>Wärmeerzeugung</b>  | <span style="background-color: #fde0dd; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> < 15 MWh      |
| <span style="border: 1px solid red; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Heizwerk            | <span style="background-color: #f4cccc; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 15 - 30 MWh   |
| <span style="border: 1px solid blue; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Solarthermie       | <span style="background-color: #f08080; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 30 - 50 MWh   |
| <span style="border: 1px solid orange; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Saisonspeicher   | <span style="background-color: #e67e22; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 50 - 100 MWh  |
| <span style="border-bottom: 2px solid red; display: inline-block; width: 15px;"></span> Wärmenetz (Hauptleitung)   | <span style="background-color: #c0392b; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 100 - 500 MWh |
|  | <span style="background-color: #8e44ad; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> > 500 MWh     |



Trigenius GmbH,  
 Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
 Tel. 038 41 - 22 731 17  
 Fax. 038 41 - 22 731 12

Titel:  
**SM26.16 MBS Mühl Rosin**  
**Nahwärme Bolkow**  
**Var. 1 - Ausbaustufe 2**

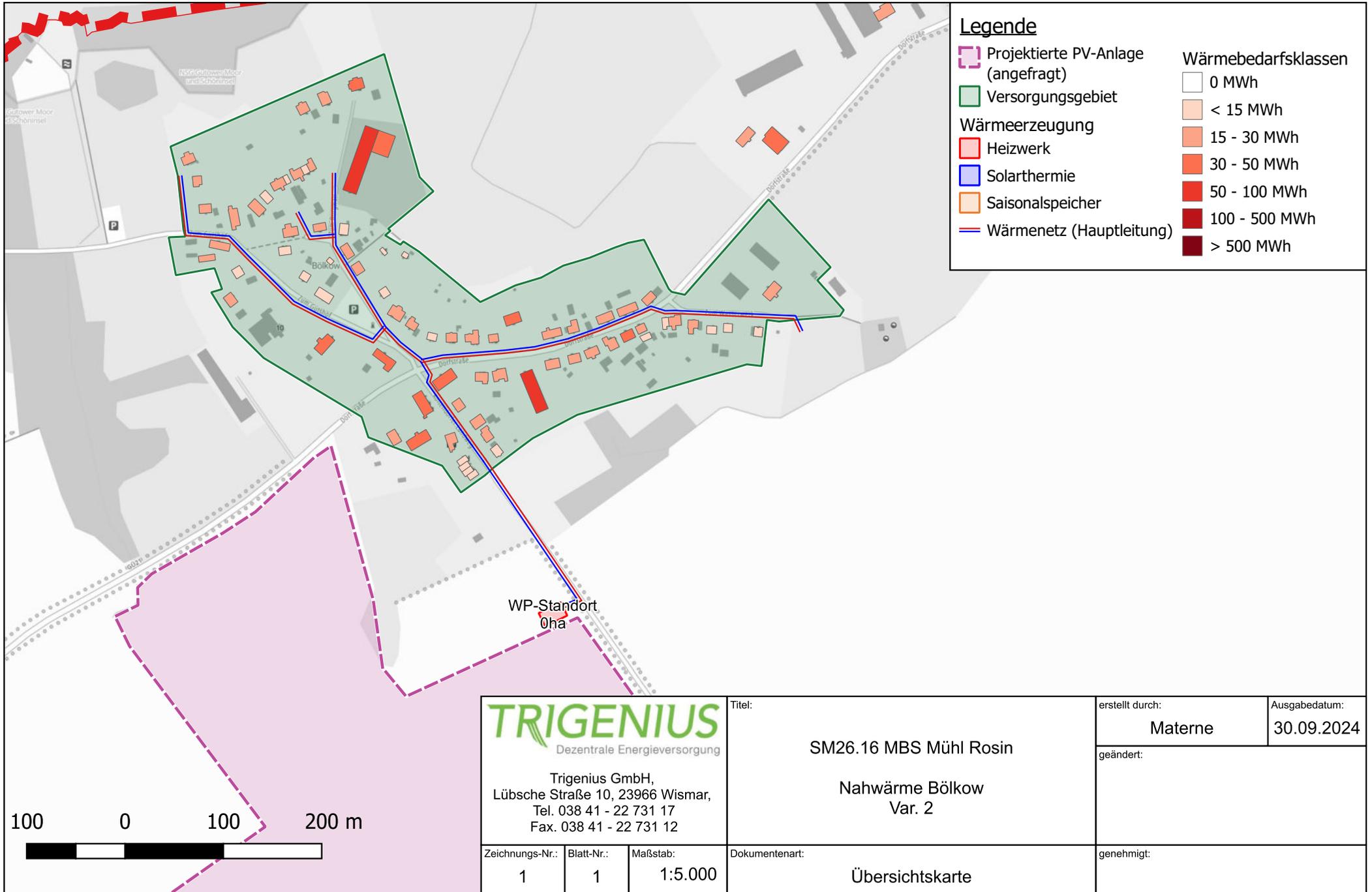
erstellt durch:  
**Materne**      Ausgabedatum:  
**30.09.2024**

geändert:

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:5.000

Dokumententart:  
**Übersichtskarte**

genehmigt:



**Legende**

- Projektierte PV-Anlage (angefragt)
- Versorgungsgebiet
- Wärmeerzeugung**
- Heizwerk
- Solarthermie
- Saisonalspeicher
- Wärmenetz (Hauptleitung)
- Wärmebedarfsklassen**
- 0 MWh
- < 15 MWh
- 15 - 30 MWh
- 30 - 50 MWh
- 50 - 100 MWh
- 100 - 500 MWh
- > 500 MWh



**TRIGENIUS**  
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,  
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,  
Tel. 038 41 - 22 731 17  
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:
1	1	1:5.000

Titel:  
**SM26.16 MBS Mühl Rosin**  
**Nahwärme Bolkow**  
**Var. 2**

Dokumentenart:  
**Übersichtskarte**

erstellt durch:  
**Materne**

geändert:

genehmigt:

Ausgabedatum:  
**30.09.2024**

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## Anhang 2

---

### *Fragebogen der Anwohnerbefragung*



## Haushaltsbefragung zur Energiebedarfsermittlung

im Rahmen der Machbarkeitsstudie „Nachhaltige Wärmeversorgung“

### 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 <sup>2</sup> davon beheizt ..... m <sup>2</sup>	⇒ 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](mailto:b.materne@trigenius-gmbh.de)

Tel: 0 384 1 – 22 731 17,

Alle Angaben sind freiwillig und werden vertraulich behandelt.



#### 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, Dunstabzugshauben...

#### 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 Energieträgern (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	Solarthermieanlage: (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: .....	

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## Anhang 3

---

### *Energetisches Biomassepotenzial*

**Energetisches Biomassepotenzial**

--

<b>Waldrestholz (WRH)</b>
---------------------------

**Endenergiepotenzial (theoretisch)**

Fläche	1.341,6 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)	2.534,2 t/a	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	
	6.622,1 MWh/a	WRH w=55%, umgerechnet aus w=15%	

**Endenergiepotenzial (nutzbar)**

Nutzungseinschränkung	27,2%	GGB	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)	1.014,6 t/a	WRH w=30%, umgerechnet aus w=15%	
	3.742,0 MWh/a	WRH w=30%, umgerechnet aus w=15%	

**Nutzenergieverbrauch IST**

Biomasseverbrauch	620,0 MWh/a	in Privathaushalte lt. Energie- und Treibhausgasbilanz, überwiegend Einzelfeuerung, Kaminöfen...	Anwohnerbefragung
JNG Umwandlung	80%		typ. Betriebswert
Wärme (genutzt)	496,0 MWh/a	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
	5,6%		

**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)	2.831,3 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	32,0%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	66,3 MWh/a	Strom	

**Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. IST)**

JNG Biomassekessel	88%		FNR 02
$\eta_{el}$ Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto	FNR 02
$\eta_{therm}$ Turbogenerator	80%	Bsp. ORC	FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%		typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	2.430,2 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	27,5%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	412,1 MWh/a	Strom ab HKW	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	54,9 MWh/a	Strom	

**Energetisches Biomassepotenzial**

--

<b>Landschaftspflegeholz (LPH)</b>
------------------------------------

**Endenergiepotenzial (theoretisch)**

Fläche	23,5 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)	391,7 t/a	LPH w=40%, umgerechnet aus w=15%	
	1.260,8 MWh/a		

**Endenergiepotenzial (nutzbar)**

Nutzungseinschränkung	74,5%	GGB	LUNG 02
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)	73,3 t/a	LPH w=30%, umgerechnet aus w=15%	
	266,9 MWh/a	LPH w=30%, umgerechnet aus w=15%	

**Nutzenergieverbrauch IST**

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

**Nutzenergiepotenzial (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)	199,7 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	2,3%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	5,7 MWh/a	Strom	

**Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. IS)**

JNG Biomassekessel	88%		FNR 02
$\eta_{el}$ Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto	FNR 02
$\eta_{therm}$ Turbogenerator	80%	Bsp. ORC	FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%		typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	165,4 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	1,9%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	35,2 MWh/a	Strom ab HKW	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	4,7 MWh/a	Strom	

**Energetisches Biomassepotenzial**

**Raumpotenzial Gemeindegebiet**

**Getreidestroh (STROH)**

**Endenergiepotenzial (theoretisch)**

Fläche	177,0 ha	31% d. Ackerfläche (Weizenanbau LRO)	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)	1.062,2 t/a	STROH w=15%	
	4.219,3 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)	510,1 t/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	
	2.026,1 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)	1.479,9 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	16,7%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Hilfsenergiebedarf	42,0 MWh/a	Strom	

**Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. IS)**

JNG Biomassekessel	88%		FNR 02
$\eta_{el}$ Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto	FNR 02
$\eta_{therm}$ Turbogenerator	80%	Bsp. ORC	FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%		typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC	typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	1.255,2 MWh/a	Wärme frei Abnehmer	
	14,2%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"	
Strom (nutzbar)	267,4 MWh/a	Strom ab HKW	
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"	
Hilfsenergiebedarf	35,7 MWh/a	Strom	

**Energetisches Biomassepotenzial**

--

<b>Landschaftspflegeheu (HEU)</b>
-----------------------------------

**Endenergiepotenzial (theoretisch)**

Fläche	266,6 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)	1.199,7 t/a	HEU w=15%	
	4.798,8 MWh/a		

**Endenergiepotenzial (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)	576,1 t/a	STROH w=15%, umgerechnet aus w=15%	
	2.304,4 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)	1.683,1 MWh/a	Wärme frei Abnehmer
	19,0%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Hilfsenergiebedarf	47,8 MWh/a	Strom

**Nutzenergiepotenzial (Szen. 2. inkl. IS)**

JNG Biomassekessel	88%	FNR 02
$\eta_{el}$ Turbogenerator	15%	Bsp. ORC, netto FNR 02
$\eta_{therm}$ Turbogenerator	80%	Bsp. ORC FNR 02
Verteilverlust Wärme	12%	typ. Betriebswert
Hilfsenergiebedarf	2,50%	bez. auf Wärmeerzeugung, exkl. ORC typ. Betriebswert
Wärme (nutzbar)	1.427,6 MWh/a	Wärme frei Abnehmer
	16,1%	bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Wärme"
Strom (nutzbar)	304,2 MWh/a	Strom ab HKW
		bez. auf gesamten Nutzenergiebedarf "Strom"
Hilfsenergiebedarf	40,6 MWh/a	Strom

Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## Anhang 4

---

### *Kalkulation stufenweiser Wärmenetzausbau Mühl Rosin*

## Zusammenfassung Wärmenetz

### Leistung

Abnehmer	132
Netzlänge	5.522 trm
Wärmebelegung	543 kWh/(trm*a)

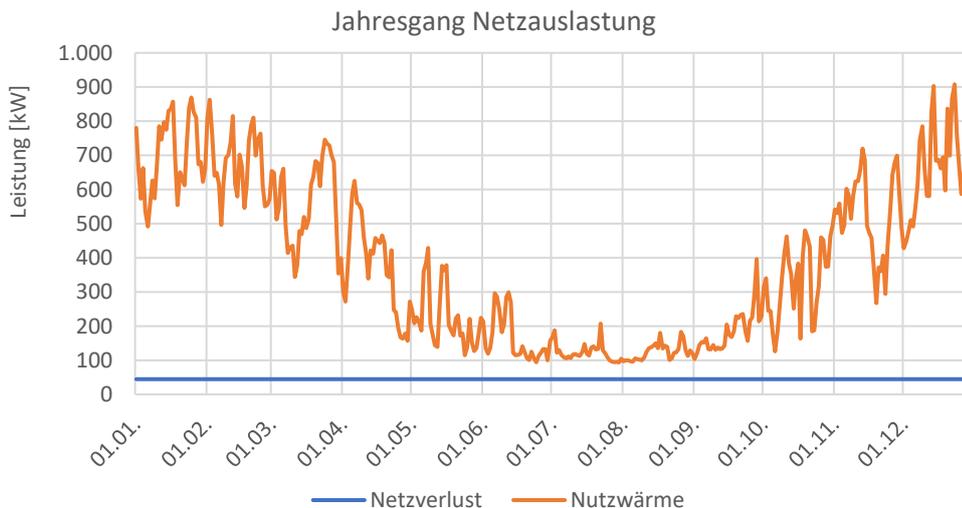
### Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	1.484,5	3.000,6	88,5%
Gleichzeitigkeit	0,80	---	
Netzverlust	44,6	390,7	11,5%
Netzeingang	1.225,4	3.391,3	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	6,8	3.751 kWh/a
----------------------	-----	-------------

### Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	3.014 trm	2.508 trm	5.522 trm
Nennweite (mittel)	DN 80	DN 20	DN 50
Nennweite (max)			DN 100



**Zusammenfassung**

**Solarthermie**

Kollektorfläche (brutto)	[m <sup>2</sup> ]	0
Grundstücksfläche	[m <sup>2</sup> ]	0

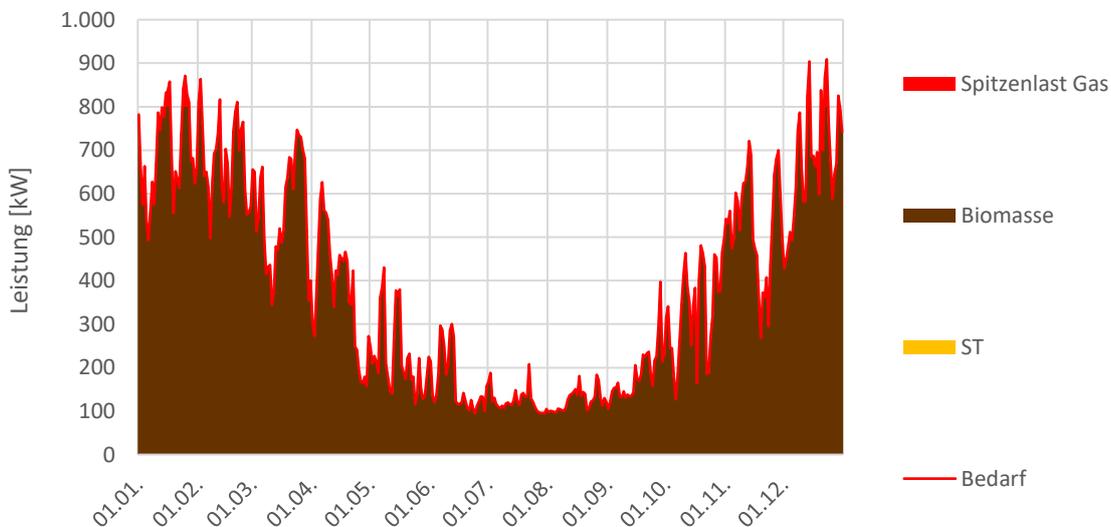
<b>Pufferspeicher</b>	[m <sup>3</sup> ]	24
-----------------------	-------------------	----

**Wärmeerzeugung**

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf inkl. Netzverl.	1.225	100%	3.391	100%	
Speicherverluste	1	0%	8	0%	
<b>Σ Bedarf</b>	<b>1.226</b>	<b>100%</b>	<b>3.400</b>	<b>100%</b>	
Biomassekessel	800	65%	3.382	99%	4.227
Spitzenlast (Gas)	700	57%	18	1%	26
<b>Σ Erzeugung (zentr.)</b>	<b>1.500</b>	<b>122%</b>	<b>3.400</b>	<b>100%</b>	

**Endenergiebedarf**

	Aufkommen	Verbrauch [MWh/a]		
		zentral	dezentral	Summe
Biomasse		4.227,0		4.227,0
Erdgas		18,9	0,0	18,9
Strom Netz		34,3	0,0	34,3
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>4.280,2</b>	<b>0,0</b>	<b>4.280,2</b>



## Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

### Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		300.000 €
<b>Wärmeerzeugung</b>			<b>639.600 €</b>
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m <sup>2</sup>	861 €/m <sup>2</sup>	0 €
Einbindung Elektrolyse	psch.		0 €
Einbindung BGA	psch.		0 €
Erschließung	0 kW	0 €/kW	0 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	800 kW	538 €/kW	430.400 €
Spitzenlastkessel - Erdgas (inkl. Peripherie)	700 kW	116 €/kW	81.200 €
Spitzenlastkessel - Elektro (inkl. Peripherie)	0 kW	209 €/kW	0 €
Wärmepumpe	0 kW	579 €/kW	0 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		128.000 €
<b>Wärmeverteilung</b>			<b>3.166.000 €</b>
Pufferspeicher	24 m <sup>3</sup>	1.700 €/m <sup>3</sup>	40.800 €
Saisonalspeicher	0 m <sup>3</sup>	45 €/m <sup>3</sup>	0 €
Netzpumpe	psch.		268.400 €
Zuleitung	0 trm	0 €/trm	0 €
Hauptleitung	3.014 trm	460 €/trm	1.386.200 €
Anschlussleitungen	2.508 trm	339 €/trm	850.200 €
Hausanschlüsse	132 Stk.	4.700 €/Stk.	620.400 €
Zwischensumme			4.105.600 €
Unvorhergesehenes	15%		615.800 €
Nebenkosten	12%		492.700 €
<b>Investition vor Förderung</b>			<b>5.214.100 €</b>
davon förderfähig (BEW)			5.120.760 €
davon förderfähig (KliSFöRLUnt M-V)			0 €
<b>Summe Förderung</b>	<b>39,3%</b>		<b>2.048.304 €</b>
BEW - systemische Förderung	40,0%		2.048.304 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	0,0%		0 €
<b>Investition nach Förderung</b>			<b>3.165.796 €</b>

### Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	36.000 €/a
Wartung / Instandhaltung	50.100 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	4.300 €/a
Versicherungen / Abgaben...	32.600 €/a
<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>123.000 €/a</b>

### Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Abwärme PtG	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Quelle:	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Biomasse (frei Anlage)	4.227 MWh/a	32,30 €/MWh	136.530 €/a
Erdgas	19 MWh/a	85,00 €/MWh	1.600 €/a
Strom EE-direkt	0 MWh/a	320,00 €/MWh	0 €/a
Strom EE-Überschuss	0 MWh/a	200,00 €/MWh	0 €/a
Strom Bilanzkreis	0 MWh/a	100,00 €/MWh	0 €/a
Strom Netz	34 MWh/a	320,00 €/MWh	10.990 €/a
BEW-Betriebskostenförderung ST	0 MWh/a	-10,00 €/MWh	0 €/a
BEW-Betriebskostenförderung WP	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
CO <sub>2</sub> -Preis-Umlage	82 t/a	40,00 €/t	3.270 €/a
<b>Summe Verbrauchskosten</b>			<b>152.390 €/a</b>

### Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

<b>Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)</b>	<b>231.906 €</b>
--	------------------

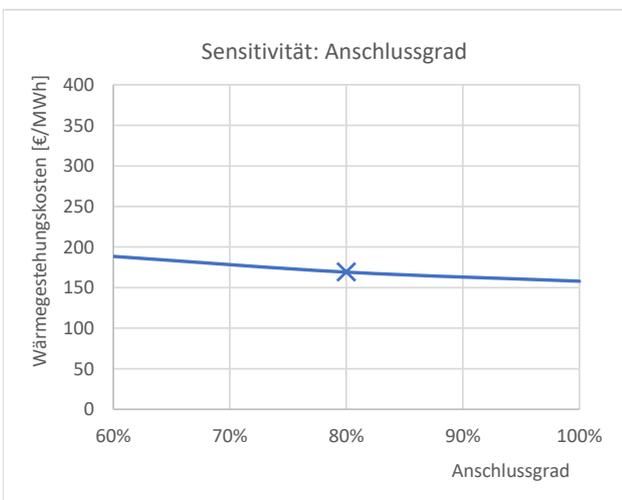
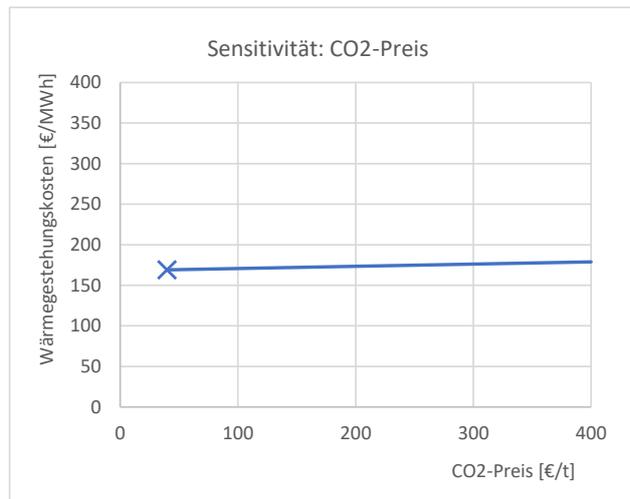
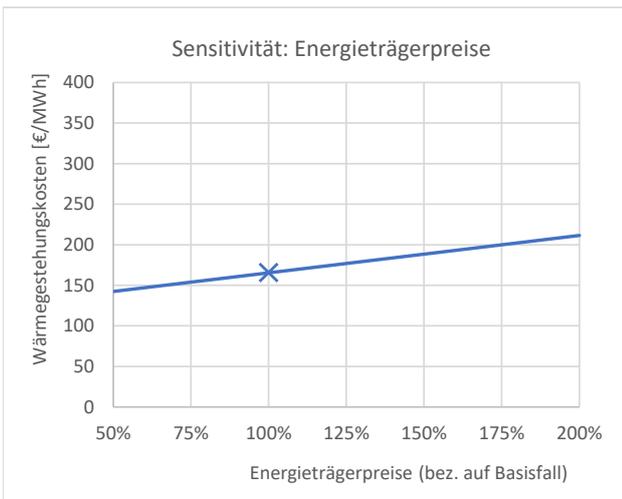
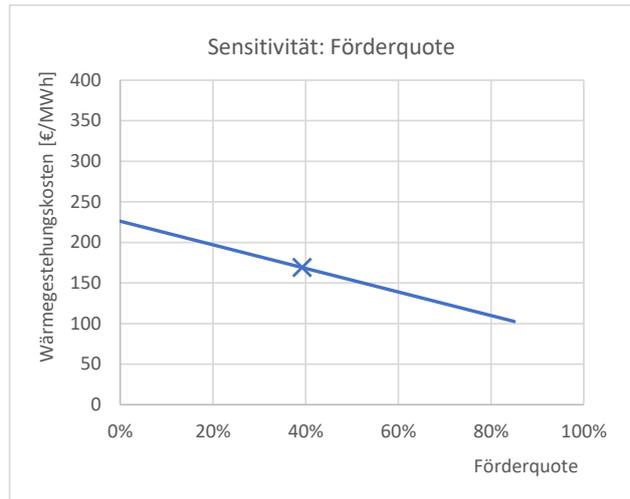
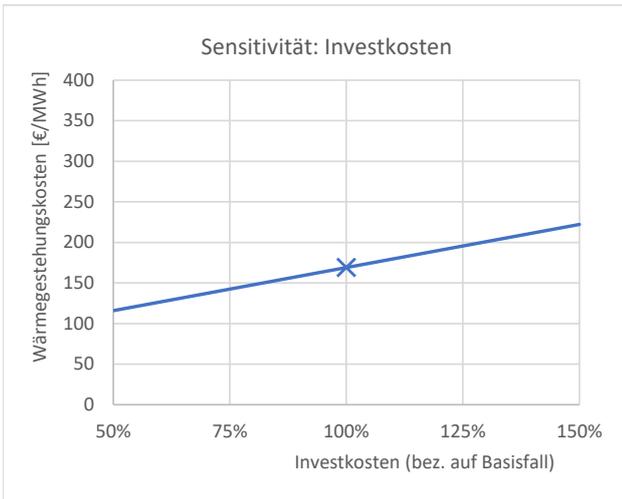
Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	1.150.843 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

<b>Jährliche Betriebskosten (siehe oben)</b>	<b>123.000 €</b>
--	------------------

<b>Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)</b>	<b>152.390 €</b>
--	------------------

<b>Jahreskosten gesamt</b>	<b>507.296 €</b>
Jahresnutzwärmebedarf	3.001 MWh
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>169,06 €/MWh</b>

**Sensitivitätsanalyse**



**Zusammenfassung**

**Solarthermie**

Kollektorfläche (brutto)	[m <sup>2</sup> ]	2.400
Grundstücksfläche	[m <sup>2</sup> ]	5.850

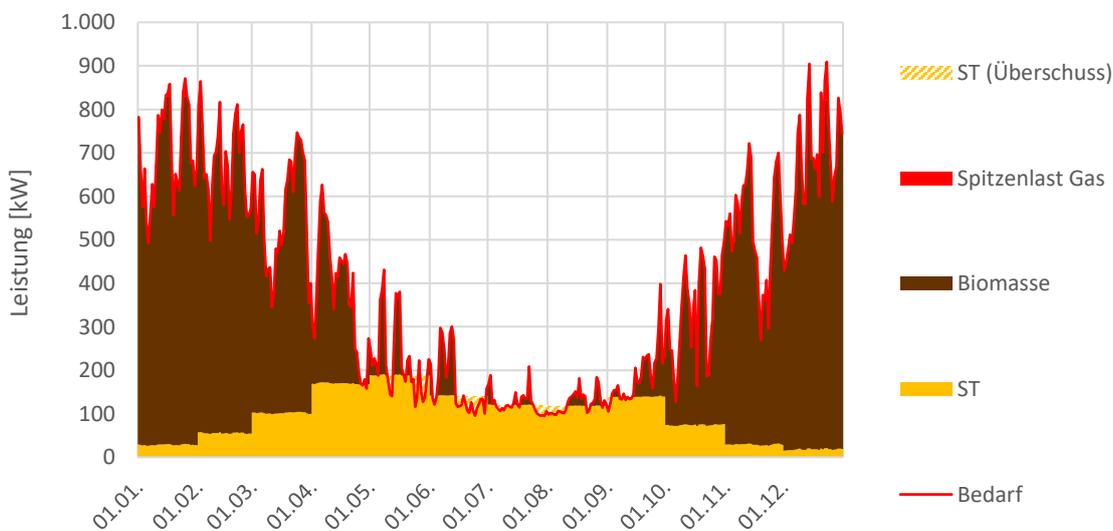
<b>Pufferspeicher</b>	[m <sup>3</sup> ]	90
-----------------------	-------------------	----

**Wärmeerzeugung**

	Leistung		Wärme		Auslastung [h/a]
	[kW]		[MWh/a]		
Bedarf inkl. Netzverl.	1.225	100%	3.391	100%	
Speicherverluste	1	0%	12	0%	
<b>Σ Bedarf</b>	<b>1.227</b>	<b>100%</b>	<b>3.404</b>	<b>100%</b>	
Solarthermie	---		835	25%	---
Biomassekessel	800	65%	2.561	75%	3.201
Spitzenlast (Gas)	700	57%	8	0%	12
<b>Σ Erzeugung (zentr.)</b>	<b>1.500</b>	<b>122%</b>	<b>3.404</b>	<b>100%</b>	

**Endenergiebedarf**

	Aufkommen	Verbrauch		
		zentral	dezentral	Summe
		[MWh/a]		
Biomasse		3.200,9		3.200,9
Erdgas		8,7	0,0	8,7
Strom Netz		26,1	0,0	26,1
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>3.235,7</b>	<b>0,0</b>	<b>3.235,7</b>
				0%



# ScenoCalc Fernwärme 2.0



Gefördert durch:  

 Bundesministerium  
 für Wirtschaft  
 und Energie

**Berechnung**

Projekt speichern

Projektverwaltung

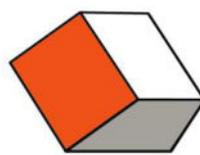
MBS Mithl Rosin

Standort und Betrachtungszeitraum anpassen

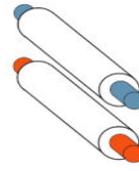
Standort: **Hamburg**  
 Zeitraum: **1.1. - 31.12.**

**Systemkonzept:**  Rohrleitungen  Wärmeübertrager Solar  Speicher  Wärmeübertrager Netz  Wärmenetz

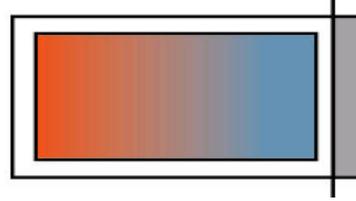
Einstrahlung auf das Kollektorfeld  
**2609 MWh**



Kollektorfeld-  
ertrag  
**984 MWh**  
 410 kWh/m<sup>2</sup>



Wärmeeintrag in den Speicher  
**850 MWh**



Solare Wärmelieferung an das Wärmenetz  
**835 MWh**  
 348 kWh/m<sup>2</sup>



Solarer Deckungsanteil  
**25%**

Brutto-Kollektorfläche  
**2400 m<sup>2</sup>**

Kollektortyp  
**Vakuum-Röhren-Kollektor**

Rohrleitungsverluste  
**134 MWh**

Wärmeverluste Speicher  
**16 MWh**

Speichervolumen  
**90 m<sup>3</sup>**  
 Interne Energieänderung  
**0 MWh**

Systemnutzungsgrad  
**85%**

Solarwärmeüberschuss  
**56 Tage**

Solarer Nutzungsgrad  
**32%**

Wärmebedarf  
**3391 MWh**  
 Wärmenetz-Temperaturen  
**75 / 43,4 °C**

Gefördert durch:

aufgrund eines Beschlusses  
 des Deutschen Bundestages

**Projekt: MBS Mühl Rosin****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 <sup>2</sup>
Modulfläche (apertur)	4,50 m <sup>2</sup>
Bezugsfläche für Kennwerte	Kollektoraperturfläche
$\eta_{0,b}$	0,693
$k_{\theta,d}$	0,951
c1	0,583 W/m <sup>2</sup> K
c2	0,003 W/m <sup>2</sup> K <sup>2</sup>
c3	0,000 J/m <sup>3</sup> K

Kollektorfeldgröße	2400 m <sup>2</sup>
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 <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>
Verlustfaktor kollektorfeldinterne Rohre	0,060 W/m <sup>2</sup> K
Verbindungs-Rohrleitungslänge	260 m
Verbindungsleitungstyp	erdvergraben
Rohrleitungsdurchmesser (innen)	0,107 m
Verlustfaktor der Rohrleitung	0,260 W/mK

$\Delta T$ Wärmeübertrager Solarkreis	5,0 K
Speichervolumen	90 m <sup>3</sup>
maximale Speichertemperatur	110 °C
Speicherinhalt zu Beginn	0,0 MWh
Koeffizient Speicherverluste	36,0 W/K

Lastprofil	Mühl Rosin
------------	------------

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  $\eta_{0,b}$  subtrahiert.

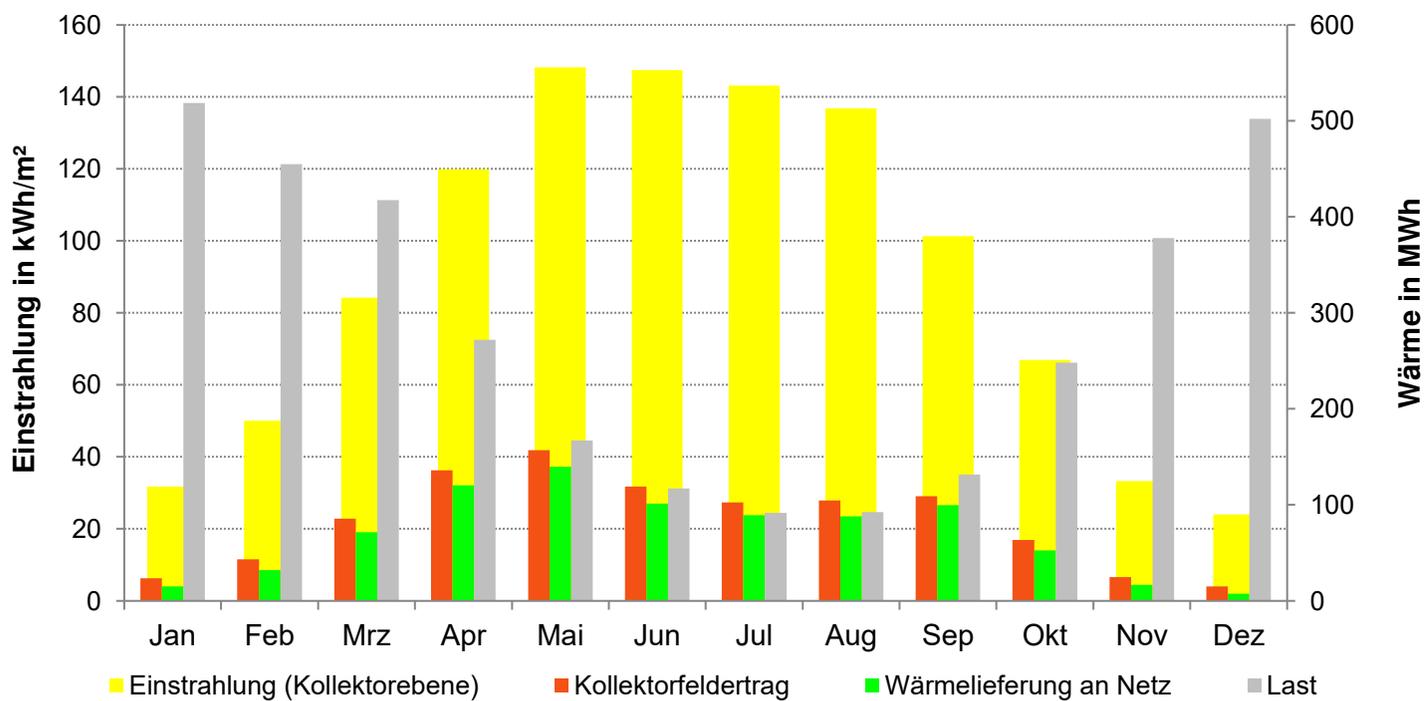
Gefördert durch:

Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energieaufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Projekt: MBS Mühl Rosin

**Berechnungsergebnisse**

Monat	Kollektor- ertrag	Kollektor- feldertrag	Wärme- eintrag in Speicher	Wärme- lieferung an Netz	Last	TVL	TRL
	<i>kWh/m<sup>2</sup></i> Brutto	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	°C	°C
Jan	9,8	23.417	16.190	15.227	518.739	75	43
Feb	18,1	43.472	33.258	32.203	454.884	75	43
Mrz	35,6	85.498	72.753	71.702	417.472	75	43
Apr	56,6	135.923	123.211	120.271	272.019	75	43
Mai	65,5	157.107	142.468	139.645	166.916	75	43
Jun	49,6	118.947	105.284	101.451	117.116	75	43
Jul	42,8	102.772	88.699	89.466	91.533	75	43
Aug	43,6	104.592	91.438	87.994	92.541	75	43
Sep	45,4	108.939	96.845	99.622	131.710	75	43
Okt	26,5	63.679	53.691	52.789	248.284	75	43
Nov	10,3	24.699	17.572	16.675	378.055	75	43
Dez	6,4	15.247	8.775	7.612	502.012	75	43
<b>Jahr</b>	<b>410</b>	<b>984.292</b>	<b>850.183</b>	<b>834.657</b>	<b>3.391.281</b>	<b>75</b>	<b>43,4</b>



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

### Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		356.000 €
<b>Wärmeerzeugung</b>			<b>1.832.400 €</b>
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	2.400 m <sup>2</sup>	497 €/m <sup>2</sup>	1.192.800 €
Einbindung Elektrolyse	psch.		0 €
Einbindung BGA	psch.		0 €
Erschließung	0 kW	0 €/kW	0 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	800 kW	538 €/kW	430.400 €
Spitzenlastkessel - Erdgas (inkl. Peripherie)	700 kW	116 €/kW	81.200 €
Spitzenlastkessel - Elektro (inkl. Peripherie)	0 kW	209 €/kW	0 €
Wärmepumpe	0 kW	579 €/kW	0 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		128.000 €
<b>Wärmeverteilung</b>			<b>3.278.200 €</b>
Pufferspeicher	90 m <sup>3</sup>	1.700 €/m <sup>3</sup>	153.000 €
Saisonalspeicher	0 m <sup>3</sup>	45 €/m <sup>3</sup>	0 €
Netzpumpe	psch.		268.400 €
Zuleitung	0 trm	0 €/trm	0 €
Hauptleitung	3.014 trm	460 €/trm	1.386.200 €
Anschlussleitungen	2.508 trm	339 €/trm	850.200 €
Hausanschlüsse	132 Stk.	4.700 €/Stk.	620.400 €
Zwischensumme			5.466.600 €
Unvorhergesehenes	15%		820.000 €
Nebenkosten	12%		656.000 €
<b>Investition vor Förderung</b>			<b>6.942.600 €</b>
davon förderfähig (BEW)			6.849.210 €
davon förderfähig (KliSFöRLUnt M-V)			0 €
<b>Summe Förderung</b>	<b>39,5%</b>		<b>2.739.684 €</b>
BEW - systemische Förderung	40,0%		2.739.684 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	0,0%		0 €
<b>Investition nach Förderung</b>			<b>4.202.916 €</b>

### Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	36.000 €/a
Wartung / Instandhaltung	66.800 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	5.800 €/a
Versicherungen / Abgaben...	43.400 €/a
<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>152.000 €/a</b>

### Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Abwärme PtG	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Quelle:	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Biomasse (frei Anlage)	3.201 MWh/a	32,30 €/MWh	103.390 €/a
Erdgas	9 MWh/a	85,00 €/MWh	740 €/a
Strom EE-direkt	0 MWh/a	320,00 €/MWh	0 €/a
Strom EE-Überschuss	0 MWh/a	200,00 €/MWh	0 €/a
Strom Bilanzkreis	0 MWh/a	100,00 €/MWh	0 €/a
Strom Netz	26 MWh/a	320,00 €/MWh	8.360 €/a
BEW-Betriebskostenförderung ST	835 MWh/a	-10,00 €/MWh	-8.347 €/a
BEW-Betriebskostenförderung WP	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
CO <sub>2</sub> -Preis-Umlage	82 t/a	40,00 €/t	3.260 €/a
<b>Summe Verbrauchskosten</b>			<b>107.403 €/a</b>

### Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

<b>Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)</b>	<b>316.350 €</b>
--	------------------

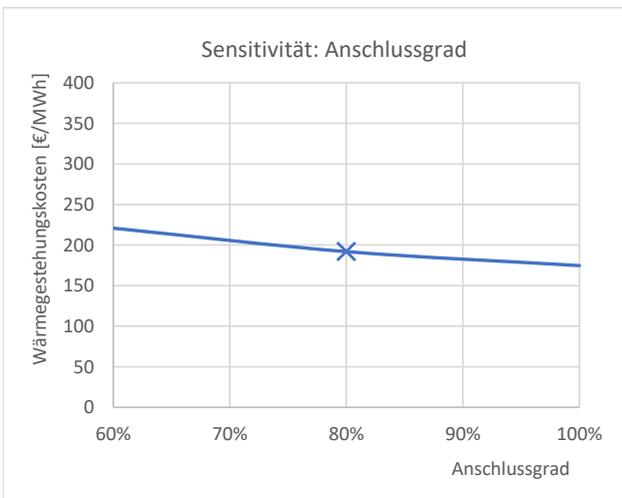
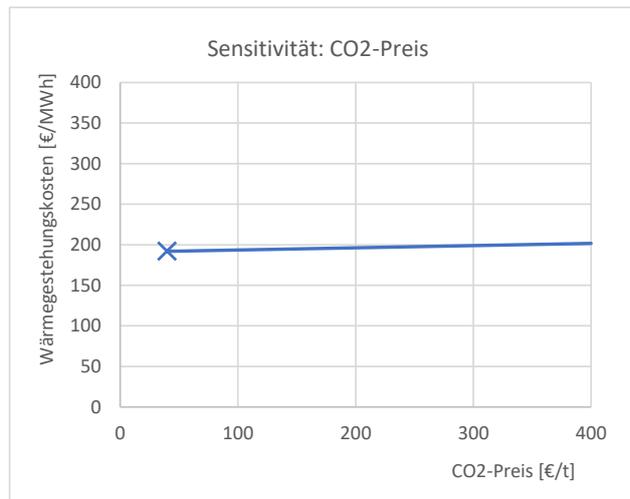
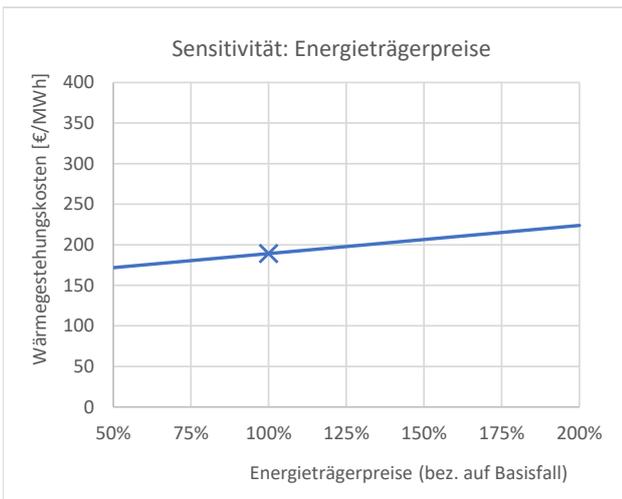
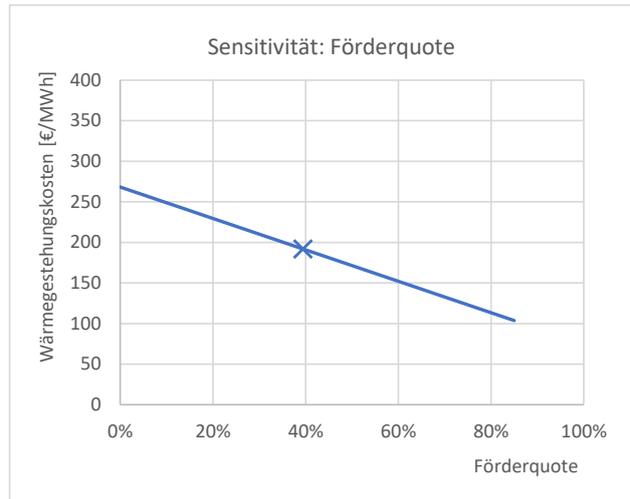
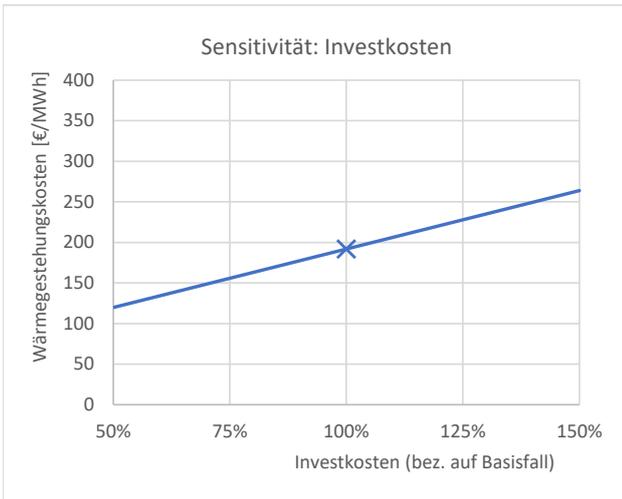
Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	1.232.493 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

<b>Jährliche Betriebskosten (siehe oben)</b>	<b>152.000 €</b>
--	------------------

<b>Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)</b>	<b>107.403 €</b>
--	------------------

<b>Jahreskosten gesamt</b>	<b>575.754 €</b>
Jahresnutzwärmebedarf	3.001 MWh
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>191,88 €/MWh</b>

**Sensitivitätsanalyse**



**Zusammenfassung**

**Saisonalspeicher**

Grundfläche	[m <sup>2</sup> ]	4.225
Volumen	[m <sup>3</sup> ]	30.000

<b>Pufferspeicher</b>	[m <sup>3</sup> ]	90
-----------------------	-------------------	----

**Wärmepumpe**

Therm. Leistung	[kW]	860
Vollbetriebsstunden	[h/a]	1.790
JAZ	[-]	7,7

**Solarthermie**

Kollektorfläche (brutto)	[m <sup>2</sup> ]	8.300
Grundstücksfläche	[m <sup>2</sup> ]	20.244

**Wärmeerzeugung**

	<b>Nutzung</b>		<b>Überschuss</b>		Auslastung [h/a]
	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	Wärme [MWh/a]		
Bedarf inkl. Netzverl.	1.225	100%	3.391	78%	
Speicherverluste	2	0%	973	22%	
<i>dav. Saisonalspeicher</i>	---		958		
<i>dav. Pufferspeicher</i>	2		16		
<b>Σ Bedarf</b>	<b>1.227</b>	<b>100%</b>	<b>4.365</b>	<b>100%</b>	
Solarthermie	---		3.792	87%	---
Power-to-Heat	990		371	9%	375
Stromanteil WP	---		200	5%	---
Biomassekessel	800	65%	0	0%	0
Spitzenlast (Gas)	700	57%	0	0%	0
Spitzenlast (elektr.)	990	81%	0	0%	375
<b>Σ Erzeugung (zentr.)</b>	<b>3.480</b>	<b>284%</b>	<b>4.363</b>	<b>100%</b>	

**Endenergiebedarf**

	Aufkommen	Verbrauch			
		zentral	dezentral	Summe	
Biomasse		0,0		0,0	
Erdgas		0,0	0,0	0,0	
Strom EE-Überschuss	522,0	374,9	0,0	374,9	72%
Strom Netz		200,1	0,0	200,1	
<b>Summe</b>	<b>522,0</b>	<b>575,0</b>	<b>0,0</b>	<b>575,0</b>	<b>72%</b>

Jahresgang Wärmebereitstellung



## Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

### Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		516.000 €
<b>Wärmeerzeugung</b>			<b>5.352.200 €</b>
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	8.300 m <sup>2</sup>	464 €/m <sup>2</sup>	3.851.200 €
Einbindung Elektrolyse	psch.		0 €
Einbindung BGA	psch.		0 €
Erschließung	0 kW	0 €/kW	0 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	800 kW	538 €/kW	430.400 €
Spitzenlastkessel - Erdgas (inkl. Peripherie)	700 kW	116 €/kW	81.200 €
Spitzenlastkessel - Elektro (inkl. Peripherie)	990 kW	209 €/kW	206.900 €
Wärmepumpe	860 kW	561 €/kW	482.500 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		300.000 €
<b>Wärmeverteilung</b>			<b>4.642.300 €</b>
Pufferspeicher	90 m <sup>3</sup>	1.048 €/m <sup>3</sup>	94.300 €
Saisonalspeicher	30.000 m <sup>3</sup>	56 €/m <sup>3</sup>	1.680.000 €
Netzpumpe	psch.		11.200 €
Zuleitung	0 trm	0 €/trm	0 €
Hauptleitung	3.014 trm	460 €/trm	1.386.200 €
Anschlussleitungen	2.508 trm	339 €/trm	850.200 €
Hausanschlüsse	132 Stk.	4.700 €/Stk.	620.400 €
Zwischensumme			10.510.500 €
Unvorhergesehenes	15%		1.576.600 €
Nebenkosten	12%		1.261.300 €
<b>Investition vor Förderung</b>			<b>13.348.400 €</b>
davon förderfähig (BEW)			13.017.060 €
davon förderfähig (KliSFöRLUnt M-V)			0 €
<b>Summe Förderung</b>	<b>39,0%</b>		<b>5.206.824 €</b>
BEW - systemische Förderung	40,0%		5.206.824 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	0,0%		0 €
<b>Investition nach Förderung</b>			<b>8.141.576 €</b>

### Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	36.000 €/a
Wartung / Instandhaltung	108.200 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	9.700 €/a
Versicherungen / Abgaben...	72.900 €/a
<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>226.800 €/a</b>

### Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Abwärme PtG	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Quelle:	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Biomasse (frei Anlage)	0 MWh/a	32,46 €/MWh	0 €/a
Erdgas	0 MWh/a	90,04 €/MWh	0 €/a
Strom EE-direkt	0 MWh/a	200,00 €/MWh	0 €/a
Strom EE-Überschuss	375 MWh/a	100,00 €/MWh	37.490 €/a
Strom Bilanzkreis	0 MWh/a	320,00 €/MWh	0 €/a
Strom Netz	200 MWh/a	320,00 €/MWh	64.050 €/a
BEW-Betriebskostenförderung ST	3.792 MWh/a	-10,00 €/MWh	-37.918 €/a
BEW-Betriebskostenförderung WP	1.139 MWh/a	-27,11 €/MWh	-30.876 €/a
CO <sub>2</sub> -Preis-Umlage	186 t/a	40,00 €/t	7.440 €/a
<b>Summe Verbrauchskosten</b>			<b>40.186 €/a</b>

### Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

<b>Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)</b>	<b>609.118 €</b>
--	------------------

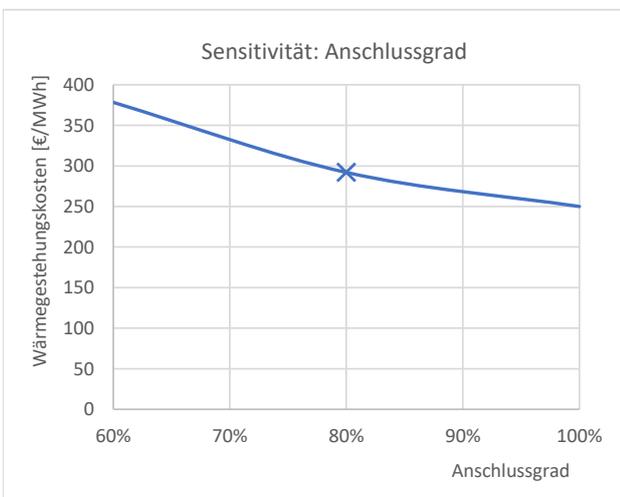
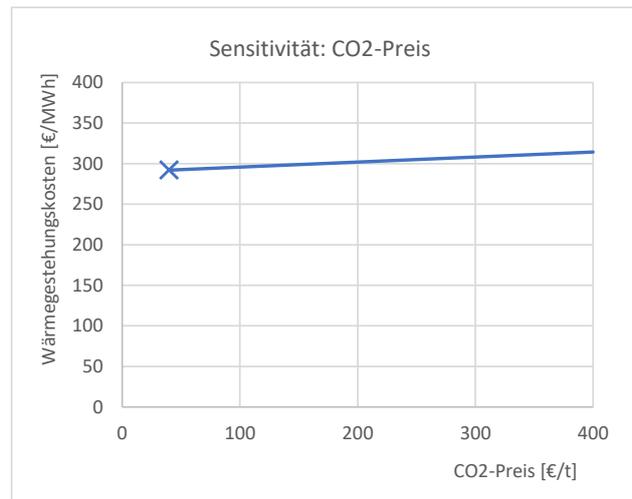
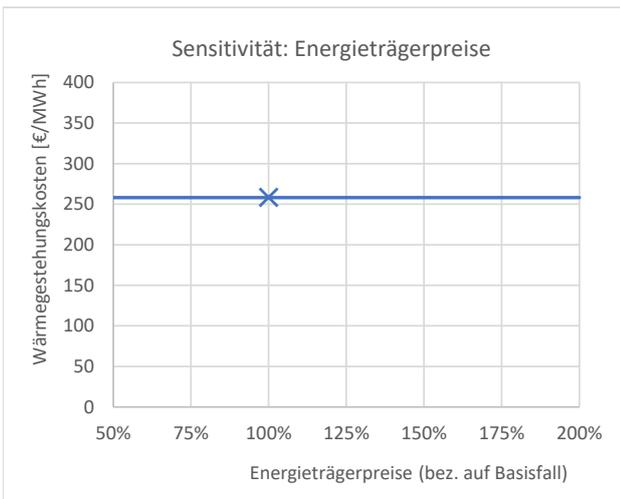
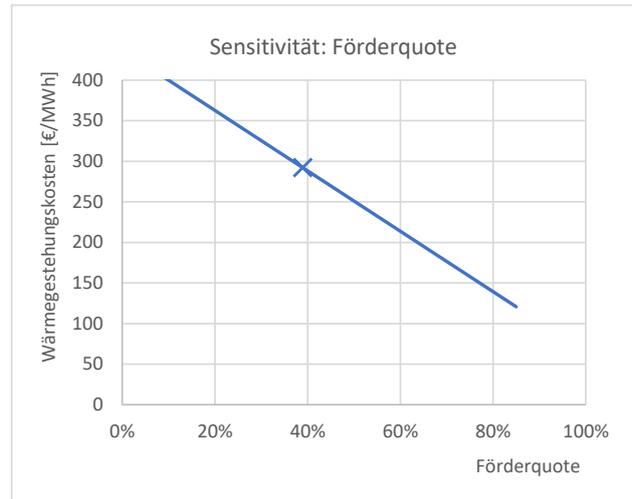
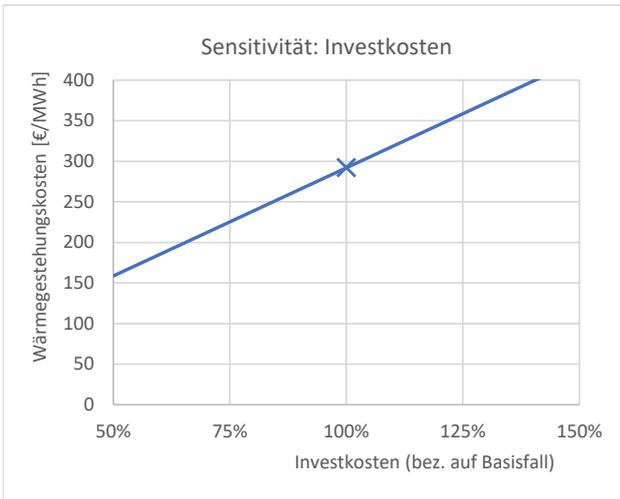
Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	2.516.238 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

<b>Jährliche Betriebskosten (siehe oben)</b>	<b>226.800 €</b>
--	------------------

<b>Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)</b>	<b>40.186 €</b>
--	-----------------

<b>Jahreskosten gesamt</b>	<b>876.104 €</b>
Jahresnutzwärmebedarf	3.001 MWh
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>291,97 €/MWh</b>

### Sensitivitätsanalyse



Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## Anhang 5

---

### *Kalkulation stufenweiser Wärmenetzausbau Bölkow*

## Zusammenfassung Wärmenetz

### Leistung

Abnehmer	61
Netzlänge	2.298 trm
Wärmebelegung	531 kWh/(trm*a)

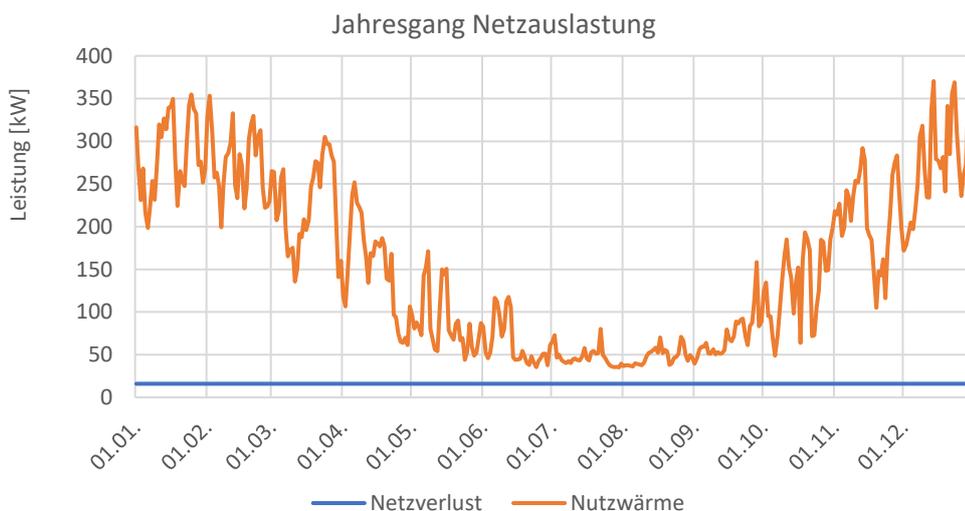
### Wärmebilanz

	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	
Summe Abnehmer	615,1	1.219,7	89,7%
Gleichzeitigkeit	0,88	---	
Netzverlust	16,0	139,7	10,3%
Netzeingang	558,7	1.359,4	100,0%

Pumpe (Hilfsenergie)	1,8	697 kWh/a
----------------------	-----	-----------

### Leitungsbemessung

	Hauptl.	Anschlussl.	Gesamt
Länge	1.078 trm	1.220 trm	2.298 trm
Nennweite (mittel)	DN 50	DN 20	DN 32
Nennweite (max)			DN 65



**Zusammenfassung**

**Solarthermie**

Kollektorfläche (brutto)	[m <sup>2</sup> ]	0
Grundstücksfläche	[m <sup>2</sup> ]	0

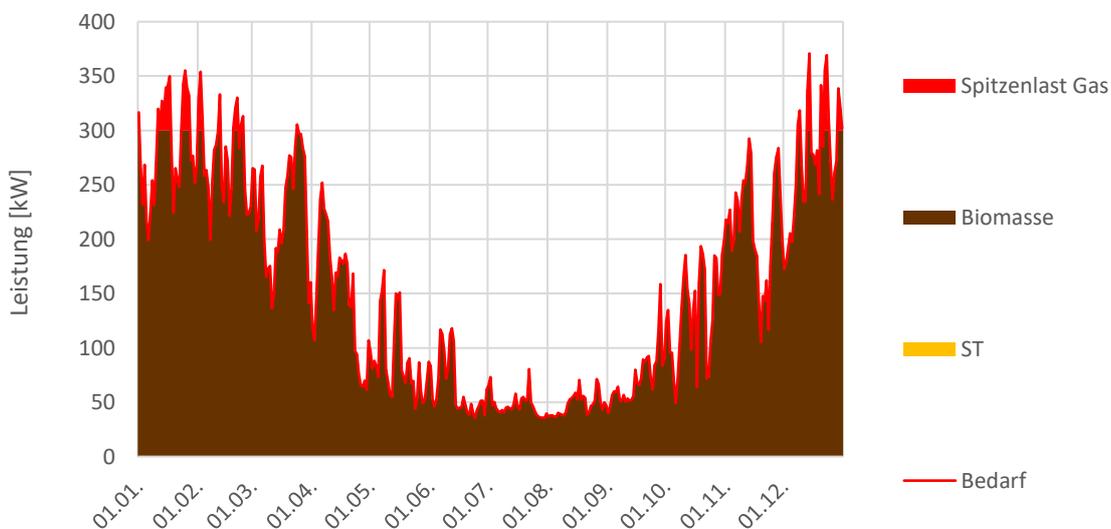
<b>Pufferspeicher</b>	[m <sup>3</sup> ]	9
-----------------------	-------------------	---

**Wärmeerzeugung**

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf inkl. Netzverl.	559	100%	1.359	100%	
Speicherverluste	0	0%	3	0%	
<b>Σ Bedarf</b>	<b>559</b>	<b>100%</b>	<b>1.362</b>	<b>100%</b>	
Biomassekessel	300	54%	1.339	98%	4.464
Spitzenlast (Gas)	300	54%	23	2%	77
<b>Σ Erzeugung (zentr.)</b>	<b>600</b>	<b>107%</b>	<b>1.362</b>	<b>100%</b>	

**Endenergiebedarf**

	Aufkommen	Verbrauch [MWh/a]		
		zentral	dezentral	Summe
Biomasse		1.674,1		1.674,1
Erdgas		24,2	0,0	24,2
Strom Netz		13,9	0,0	13,9
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>1.712,1</b>	<b>0,0</b>	<b>1.712,1</b>



## Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

### Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		154.000 €
<b>Wärmeerzeugung</b>			<b>331.200 €</b>
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m <sup>2</sup>	861 €/m <sup>2</sup>	0 €
Einbindung Elektrolyse	psch.		0 €
Einbindung BGA	psch.		0 €
Erschließung	0 kW	0 €/kW	0 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	300 kW	768 €/kW	230.400 €
Spitzenlastkessel - Erdgas (inkl. Peripherie)	300 kW	116 €/kW	34.800 €
Spitzenlastkessel - Elektro (inkl. Peripherie)	0 kW	209 €/kW	0 €
Wärmepumpe	0 kW	561 €/kW	0 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		66.000 €
<b>Wärmeverteilung</b>			<b>1.102.600 €</b>
Pufferspeicher	9 m <sup>3</sup>	1.251 €/m <sup>3</sup>	11.300 €
Saisonalspeicher	0 m <sup>3</sup>	417 €/m <sup>3</sup>	0 €
Netzpumpe	psch.		4.200 €
Zuleitung	0 trm	0 €/trm	0 €
Hauptleitung	1.078 trm	387 €/trm	417.300 €
Anschlussleitungen	1.220 trm	339 €/trm	413.600 €
Hausanschlüsse	61 Stk.	4.200 €/Stk.	256.200 €
Zwischensumme			1.587.800 €
Unvorhergesehenes	15%		238.200 €
Nebenkosten	12%		190.500 €
<b>Investition vor Förderung</b>			<b>2.016.500 €</b>
davon förderfähig (BEW)			1.976.450 €
davon förderfähig (KliSFöRLUnt M-V)			0 €
<b>Summe Förderung</b>	<b>39,2%</b>		<b>790.580 €</b>
BEW - systemische Förderung	40,0%		790.580 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	0,0%		0 €
<b>Investition nach Förderung</b>			<b>1.225.920 €</b>

### Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	14.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	19.200 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	1.700 €/a
Versicherungen / Abgaben...	12.600 €/a
<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>48.100 €/a</b>

### Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Abwärme PtG	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Quelle:	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Biomasse (frei Anlage)	1.674 MWh/a	32,46 €/MWh	54.340 €/a
Erdgas	24 MWh/a	90,04 €/MWh	2.180 €/a
Strom EE-direkt	0 MWh/a	80,00 €/MWh	0 €/a
Strom EE-Überschuss	0 MWh/a	100,00 €/MWh	0 €/a
Strom Bilanzkreis	0 MWh/a	320,00 €/MWh	0 €/a
Strom Netz	14 MWh/a	320,00 €/MWh	4.440 €/a
BEW-Betriebskostenförderung ST	0 MWh/a	-10,00 €/MWh	0 €/a
BEW-Betriebskostenförderung WP	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
CO <sub>2</sub> -Preis-Umlage	36 t/a	40,00 €/t	1.450 €/a
<b>Summe Verbrauchskosten</b>			<b>62.410 €/a</b>

### Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

<b>Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)</b>	<b>86.575 €</b>
--	-----------------

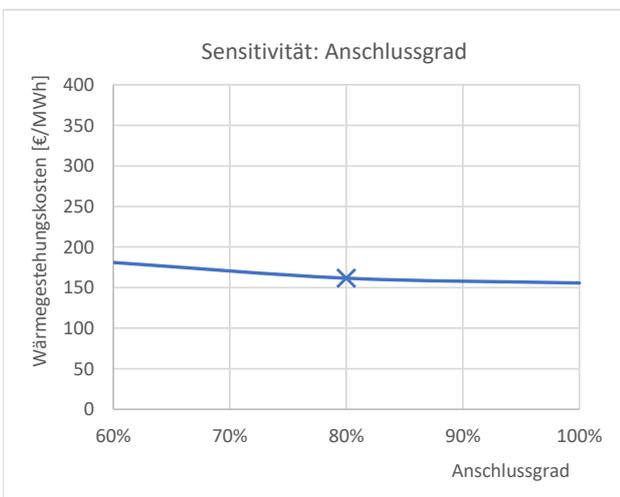
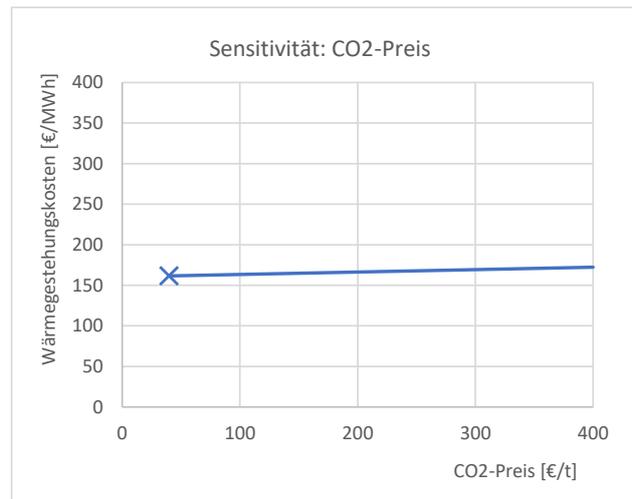
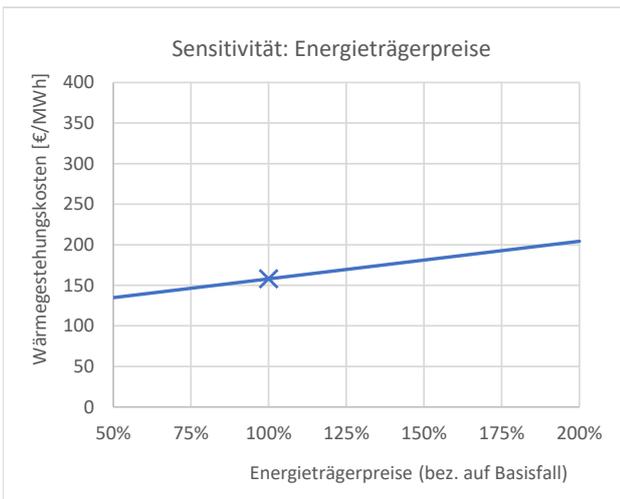
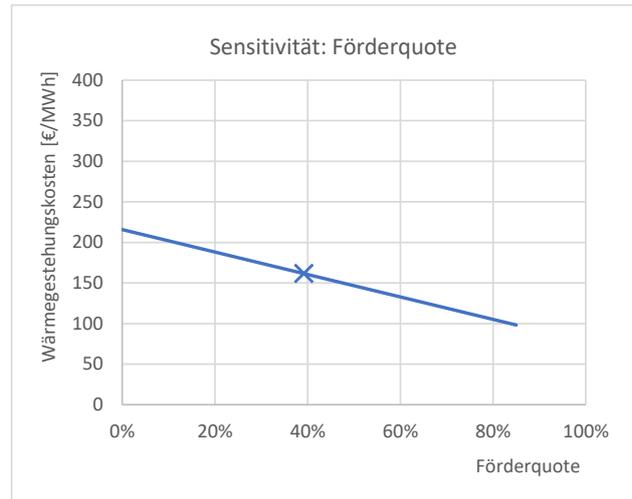
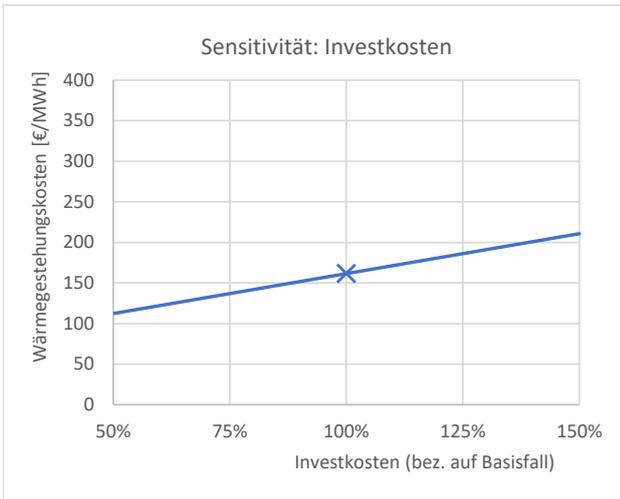
Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	558.229 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

<b>Jährliche Betriebskosten (siehe oben)</b>	<b>48.100 €</b>
--	-----------------

<b>Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)</b>	<b>62.410 €</b>
--	-----------------

<b>Jahreskosten gesamt</b>	<b>197.085 €</b>
Jahresnutzwärmebedarf	1.220 MWh
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>161,59 €/MWh</b>

### Sensitivitätsanalyse



**Zusammenfassung**

**Solarthermie**

Kollektorfläche (brutto)	[m <sup>2</sup> ]	1.100
Grundstücksfläche	[m <sup>2</sup> ]	2.680

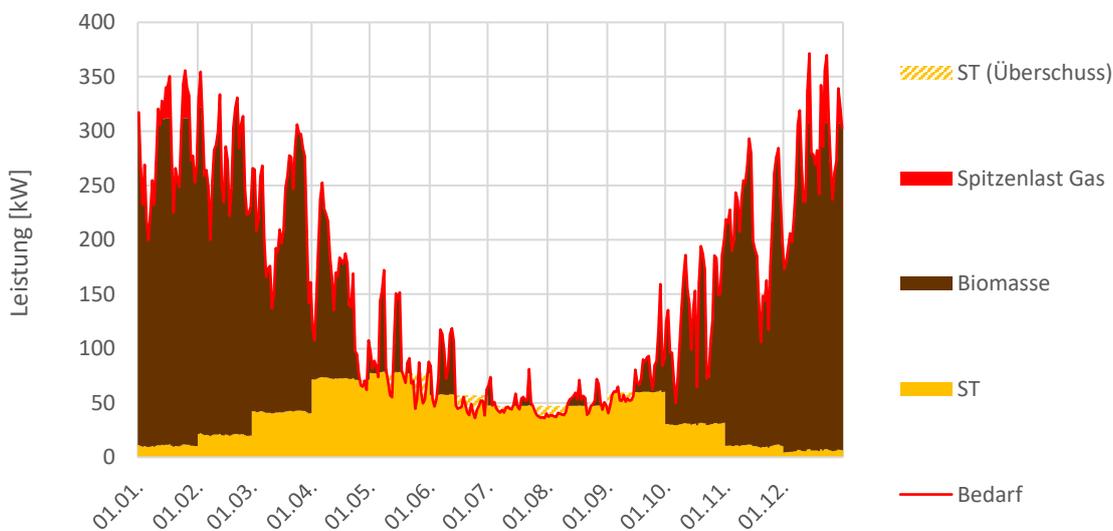
Pufferspeicher	[m <sup>3</sup> ]	45
----------------	-------------------	----

**Wärmeerzeugung**

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf inkl. Netzverl.	559	100%	1.359	99%	
Speicherverluste	1	0%	8	1%	
<b>Σ Bedarf</b>	<b>560</b>	<b>100%</b>	<b>1.368</b>	<b>100%</b>	
Solarthermie	---		335	24%	---
Biomassekessel	300	54%	1.018	74%	3.393
Spitzenlast (Gas)	300	54%	15	1%	50
<b>Σ Erzeugung (zentr.)</b>	<b>600</b>	<b>107%</b>	<b>1.368</b>	<b>100%</b>	

**Endenergiebedarf**

	Aufkommen	Verbrauch		
		zentral	dezentral	Summe
Biomasse		1.272,2		1.272,2
Erdgas		15,8	0,0	15,8
Strom Netz		10,6	0,0	10,6
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>1.298,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1.298,6</b>



# ScenoCalc Fernwärme 2.0



Gefördert durch:  

 Bundesministerium  
 für Wirtschaft  
 und Energie

**Berechnung**

Projekt speichern

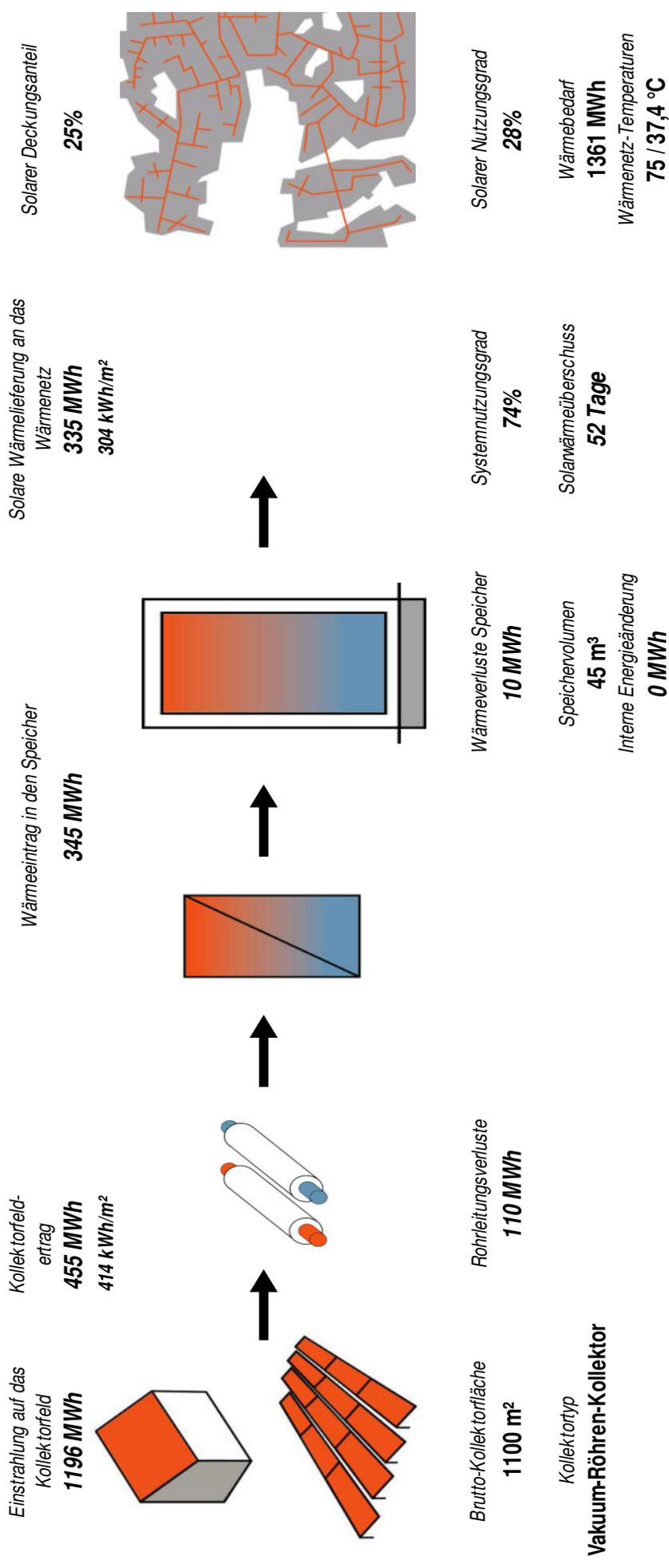
Projektverwaltung

MBS Mithl Rosin

Standort und Betrachtungszeitraum anpassen

Standort: **Hamburg**  
 Zeitraum: **1.1. - 31.12.**

**Systemkonzept:**  Rohrleitungen  Wärmeübertrager Solar  Speicher  Wärmeübertrager Netz  Wärmenetz



Gefördert durch:  

 Bundesministerium  
 für Wirtschaft  
 und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
 des Deutschen Bundestages

**Projekt: MBS Mühl Rosin****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 <sup>2</sup>
Modulfläche (apertur)	4,50 m <sup>2</sup>
Bezugsfläche für Kennwerte	Kollektoraperturfläche
$\eta_{0,b}$	0,693
$k_{\theta,d}$	0,951
c1	0,583 W/m <sup>2</sup> K
c2	0,003 W/m <sup>2</sup> K <sup>2</sup>
c3	0,000 J/m <sup>3</sup> K

Kollektorfeldgröße	1100 m <sup>2</sup>
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 <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>
Verlustfaktor kollektorfeldinterne Rohre	0,060 W/m <sup>2</sup> K
Verbindungs-Rohrleitungslänge	260 m
Verbindungsleitungstyp	erdvergraben
Rohrleitungsdurchmesser (innen)	0,107 m
Verlustfaktor der Rohrleitung	0,260 W/mK

$\Delta T$ Wärmeübertrager Solarkreis	5,0 K
Speichervolumen	45 m <sup>3</sup>
maximale Speichertemperatur	110 °C
Speicherinhalt zu Beginn	0,0 MWh
Koeffizient Speicherverluste	25,5 W/K

Lastprofil	Bölkow 80
------------	-----------

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  $\eta_{0,b}$  subtrahiert.

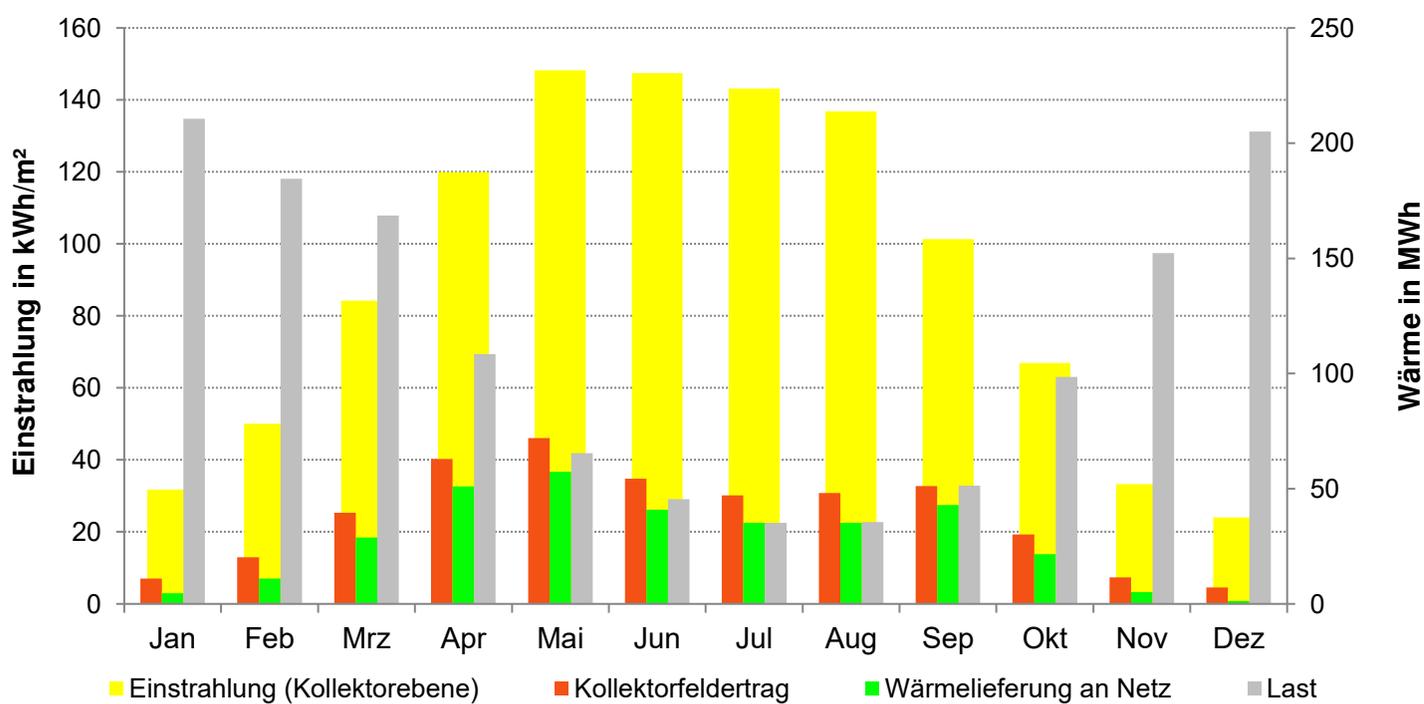
Gefördert durch:

Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energieaufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Projekt: MBS Mühl Rosin

**Berechnungsergebnisse**

Monat	Kollektor- ertrag	Kollektor- feldertrag	Wärme- eintrag in Speicher	Wärme- lieferung an Netz	Last	TVL	TRL
	<i>kWh/m<sup>2</sup></i> Brutto	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	°C	°C
Jan	9,9	10.931	5.140	4.564	210.596	75	37
Feb	18,3	20.185	11.642	11.016	184.593	75	37
Mrz	36,0	39.589	29.409	28.777	168.488	75	37
Apr	57,2	62.955	52.616	50.996	108.431	75	37
Mai	65,4	71.988	59.996	57.371	65.393	75	37
Jun	49,4	54.347	42.943	40.964	45.420	75	37
Jul	42,9	47.163	35.320	35.106	35.106	75	37
Aug	43,8	48.181	37.207	35.115	35.555	75	37
Sep	46,5	51.159	41.238	42.941	51.331	75	37
Okt	27,5	30.202	22.062	21.521	98.585	75	37
Nov	10,5	11.508	5.671	5.161	152.245	75	37
Dez	6,5	7.154	1.876	1.254	204.976	75	37
<b>Jahr</b>	<b>414</b>	<b>455.362</b>	<b>345.120</b>	<b>334.784</b>	<b>1.360.720</b>	<b>75</b>	<b>37,4</b>



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

### Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		172.000 €
<b>Wärmeerzeugung</b>			<b>877.900 €</b>
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	1.100 m <sup>2</sup>	497 €/m <sup>2</sup>	546.700 €
Einbindung Elektrolyse	psch.		0 €
Einbindung BGA	psch.		0 €
Erschließung	0 kW	0 €/kW	0 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	300 kW	768 €/kW	230.400 €
Spitzenlastkessel - Erdgas (inkl. Peripherie)	300 kW	116 €/kW	34.800 €
Spitzenlastkessel - Elektro (inkl. Peripherie)	0 kW	209 €/kW	0 €
Wärmepumpe	0 kW	561 €/kW	0 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		66.000 €
<b>Wärmeverteilung</b>			<b>1.138.500 €</b>
Pufferspeicher	45 m <sup>3</sup>	1.048 €/m <sup>3</sup>	47.200 €
Saisonalspeicher	0 m <sup>3</sup>	417 €/m <sup>3</sup>	0 €
Netzpumpe	psch.		4.200 €
Zuleitung	0 trm	0 €/trm	0 €
Hauptleitung	1.078 trm	387 €/trm	417.300 €
Anschlussleitungen	1.220 trm	339 €/trm	413.600 €
Hausanschlüsse	61 Stk.	4.200 €/Stk.	256.200 €
Zwischensumme			2.188.400 €
Unvorhergesehenes	15%		328.300 €
Nebenkosten	12%		262.600 €
<b>Investition vor Förderung</b>			<b>2.779.300 €</b>
davon förderfähig (BEW)			2.739.240 €
davon förderfähig (KliSFöRLUnt M-V)			0 €
<b>Summe Förderung</b>	<b>39,4%</b>		<b>1.095.696 €</b>
BEW - systemische Förderung	40,0%		1.095.696 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	0,0%		0 €
<b>Investition nach Förderung</b>			<b>1.683.604 €</b>

### Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	14.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	26.600 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	2.300 €/a
Versicherungen / Abgaben...	17.400 €/a
<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>60.900 €/a</b>

### Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Abwärme PtG	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Quelle:	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Biomasse (frei Anlage)	1.272 MWh/a	32,46 €/MWh	41.300 €/a
Erdgas	16 MWh/a	90,04 €/MWh	1.420 €/a
Strom EE-direkt	0 MWh/a	80,00 €/MWh	0 €/a
Strom EE-Überschuss	0 MWh/a	100,00 €/MWh	0 €/a
Strom Bilanzkreis	0 MWh/a	320,00 €/MWh	0 €/a
Strom Netz	11 MWh/a	320,00 €/MWh	3.400 €/a
BEW-Betriebskostenförderung ST	335 MWh/a	-10,00 €/MWh	-3.348 €/a
BEW-Betriebskostenförderung WP	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
CO <sub>2</sub> -Preis-Umlage	35 t/a	40,00 €/t	1.410 €/a
<b>Summe Verbrauchskosten</b>			<b>44.182 €/a</b>

### Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

<b>Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)</b>	<b>124.122 €</b>
--	------------------

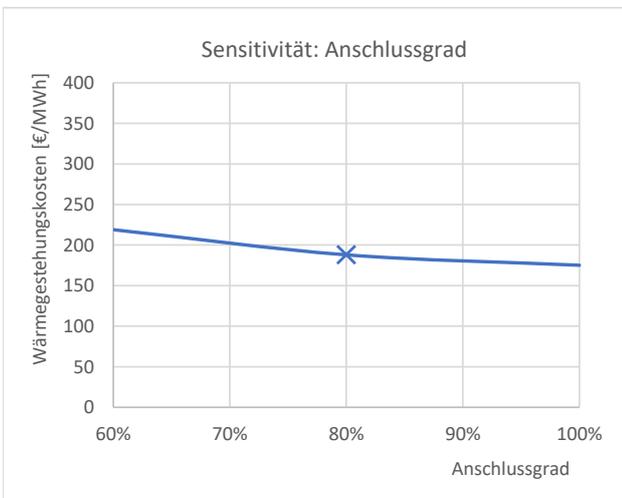
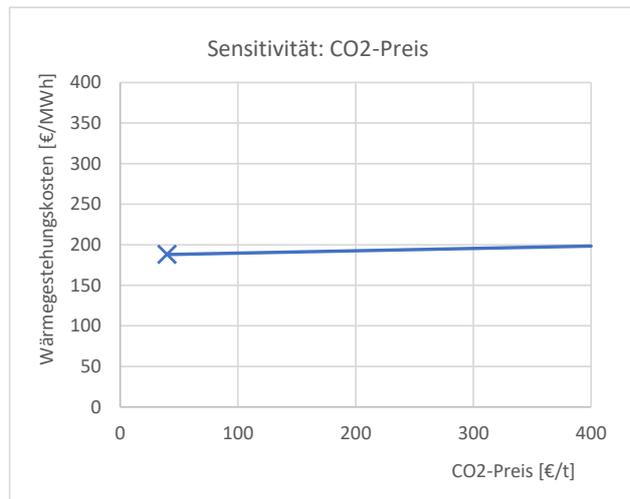
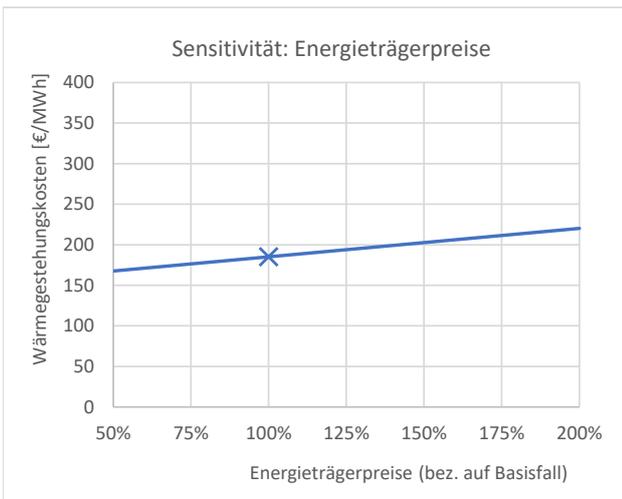
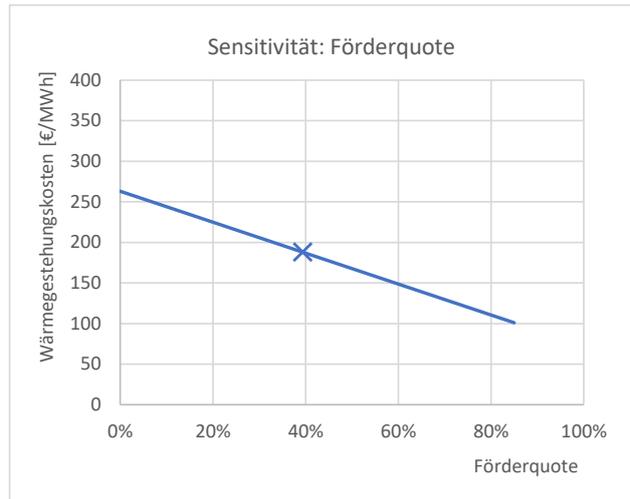
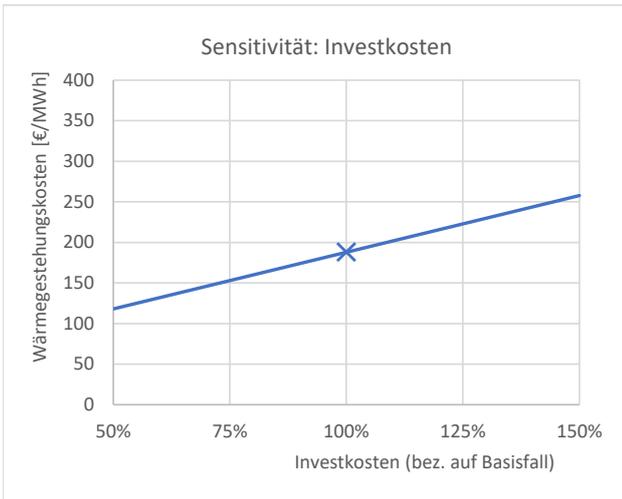
Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	584.411 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

<b>Jährliche Betriebskosten (siehe oben)</b>	<b>60.900 €</b>
--	-----------------

<b>Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)</b>	<b>44.182 €</b>
--	-----------------

<b>Jahreskosten gesamt</b>	<b>229.204 €</b>
Jahresnutzwärmebedarf	1.220 MWh
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>187,92 €/MWh</b>

### Sensitivitätsanalyse



Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## Anhang 6

---

### *Kalkulation Netz mit Wärmepumpe Bölkow*

**Zusammenfassung**

**Solarthermie**

Kollektorfläche (brutto)	[m <sup>2</sup> ]	0
Grundstücksfläche	[m <sup>2</sup> ]	0

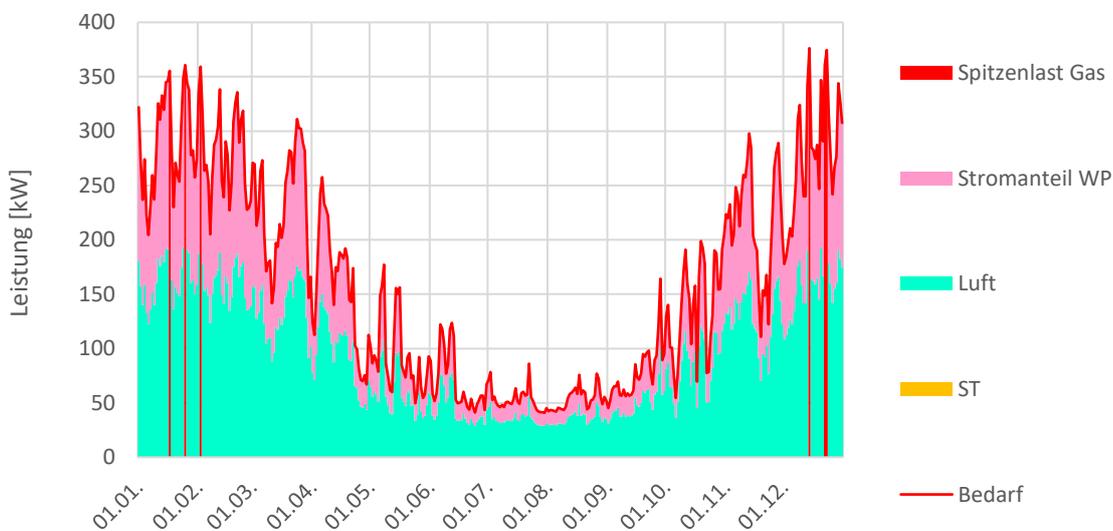
<b>Pufferspeicher</b>	[m <sup>3</sup> ]	160
-----------------------	-------------------	-----

**Wärmeerzeugung**

	Leistung [kW]		Wärme [MWh/a]		Auslastung [h/a]
Bedarf inkl. Netzverl.	559	99%	1.359	96%	
Speicherverluste	6	1%	51	4%	
<b>Σ Bedarf</b>	<b>565</b>	<b>100%</b>	<b>1.410</b>	<b>100%</b>	
Luft	1.048	186%	814	58%	777
Stromanteil WP	852	151%	543	39%	638
Spitzenlast (Gas)	600	106%	52	4%	87
<b>Σ Erzeugung (zentr.)</b>	<b>2.500</b>	<b>443%</b>	<b>1.410</b>	<b>100%</b>	

**Endenergiebedarf**

	Aufkommen	Verbrauch		
		zentral	dezentral	Summe
		[MWh/a]		
Biomasse		0,0		0,0
Erdgas		55,3	0,0	55,3
Strom Netz		0,1	0,0	0,1
<b>Summe</b>	<b>55.300,5</b>	<b>1.437,4</b>	<b>0,0</b>	<b>1.437,4</b>
				0%



## Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

### Investitionskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

		EP	GP
Gebäude (Heizwerk)	psch.		235.000 €
<b>Wärmeerzeugung</b>			<b>1.509.800 €</b>
Solarthermie-Anlage (inkl. Peripherie)	0 m <sup>2</sup>	861 €/m <sup>2</sup>	0 €
Einbindung Elektrolyse	psch.		0 €
Einbindung BGA	psch.		0 €
Erschließung Luft	1.048 kW	408 €/kW	427.600 €
Biomassekesselanlage (inkl. Peripherie)	0 kW	768 €/kW	0 €
Spitzenlastkessel - Erdgas (inkl. Peripherie)	600 kW	116 €/kW	69.600 €
Spitzenlastkessel - Elektro (inkl. Peripherie)	0 kW	209 €/kW	0 €
Wärmepumpe	1.900 kW	374 €/kW	710.600 €
Leittechnik / Sonstige Peripherie	psch.		302.000 €
<b>Wärmeverteilung</b>			<b>1.259.000 €</b>
Pufferspeicher	160 m <sup>3</sup>	1.048 €/m <sup>3</sup>	167.700 €
Saisonalspeicher	0 m <sup>3</sup>	417 €/m <sup>3</sup>	0 €
Netzpumpe	psch.		4.200 €
Zuleitung	0 trm	0 €/trm	0 €
Hauptleitung	1.078 trm	387 €/trm	417.300 €
Anschlussleitungen	1.220 trm	339 €/trm	413.600 €
Hausanschlüsse	61 Stk.	4.200 €/Stk.	256.200 €
Zwischensumme			3.003.800 €
Unvorhergesehenes	15%		450.600 €
Nebenkosten	12%		360.500 €
<b>Investition vor Förderung</b>			<b>3.814.900 €</b>
davon förderfähig (BEW)			3.734.830 €
davon förderfähig (KliSFöRLUnt M-V)			0 €
<b>Summe Förderung</b>	<b>39,2%</b>		<b>1.493.932 €</b>
BEW - systemische Förderung	40,0%		1.493.932 €
KliFöRL MV (EFRE, Entwurf)	0,0%		0 €
<b>Investition nach Förderung</b>			<b>2.320.968 €</b>

### Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Personalkosten (TBF / KBF)	14.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	36.600 €/a
Betriebsmittel / Entsorgung	3.200 €/a
Versicherungen / Abgaben...	23.800 €/a
<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>78.200 €/a</b>

### Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Abwärme PtG	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Abwärme BGA	0 MWh/a	20,00 €/MWh	0 €/a
Quelle: Luft	814 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Biomasse (frei Anlage)	0 MWh/a	32,46 €/MWh	0 €/a
Erdgas	55 MWh/a	90,04 €/MWh	4.980 €/a
Strom EE-direkt	568 MWh/a	80,00 €/MWh	45.420 €/a
Strom EE-Überschuss	0 MWh/a	100,00 €/MWh	0 €/a
Strom Bilanzkreis	0 MWh/a	320,00 €/MWh	0 €/a
Strom Netz	0 MWh/a	320,00 €/MWh	30 €/a
BEW-Betriebskostenförderung ST	0 MWh/a	-10,00 €/MWh	0 €/a
BEW-Betriebskostenförderung WP	1.358 MWh/a	-30,00 €/MWh	-40.729 €/a
CO <sub>2</sub> -Preis-Umlage	27 t/a	40,00 €/t	1.070 €/a
<b>Summe Verbrauchskosten</b>			<b>10.771 €/a</b>

### Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

<b>Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)</b>	<b>177.480 €</b>
--	------------------

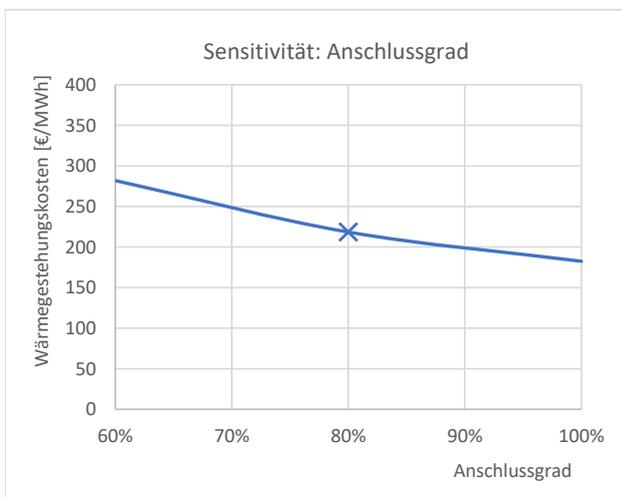
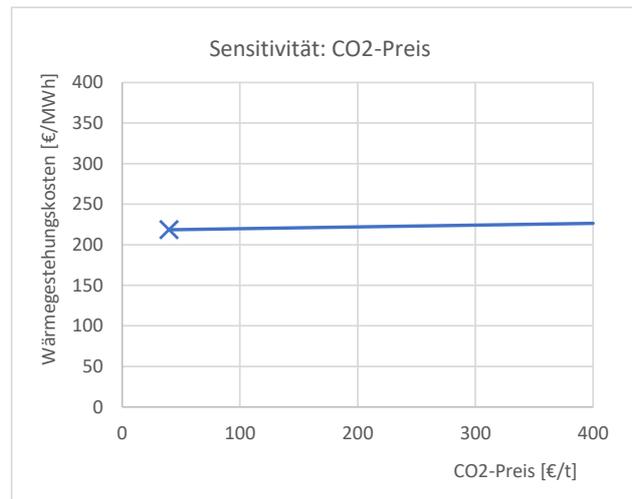
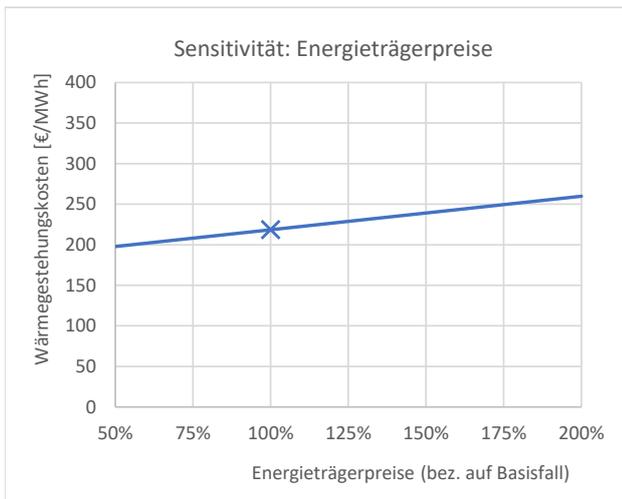
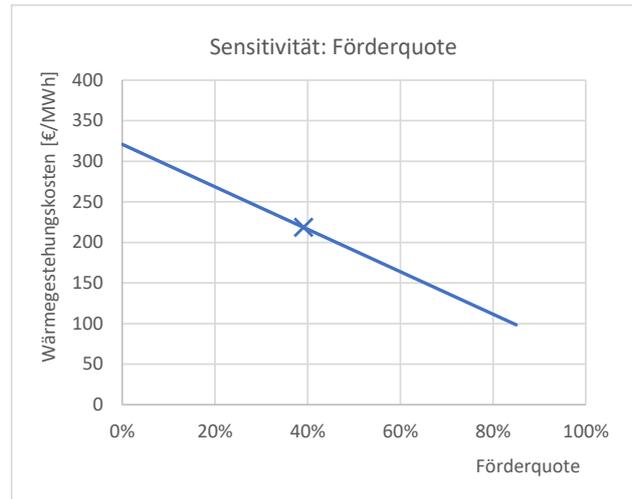
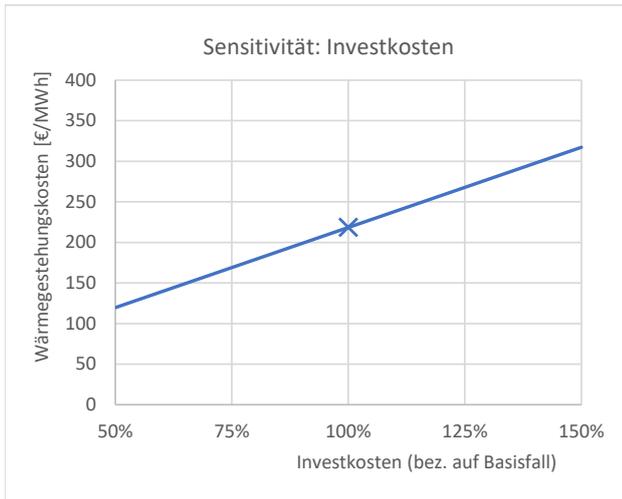
Zinssatz	5,50% p.a.
Laufzeit	20 a
Restwert	583.606 €
KWF	0,0837
RVF	0,0287

<b>Jährliche Betriebskosten (siehe oben)</b>	<b>78.200 €</b>
--	-----------------

<b>Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)</b>	<b>10.771 €</b>
--	-----------------

<b>Jahreskosten gesamt</b>	<b>266.451 €</b>
Jahresnutzwärmebedarf	1.220 MWh
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>218,46 €/MWh</b>

### Sensitivitätsanalyse



Thema: MBS Mühl Rosin

Projekt: SM23.16

Bearbeitungsstand: 30.09.2024

TRIGENIUS  
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

## Anhang 7

---

### *Kalkulation dezentraler Versorgungskonzepte*

<b>Technologie</b>	<b>Erdgas-Brennwert-Therme</b>	
--------------------	--------------------------------	--

<b>Bestand</b>	<b>Neubau</b>
----------------	---------------

**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 / Grüngas	32.967 kWh/a	11.598 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	50 kWh/a	50 kWh/a

<b>Investition</b>	<b>8.820 €</b>	<b>7.980 €</b>
Gas-BW-Gerät	3.360 €	2.520 €
Gasanschluss	2.100 €	2.100 €
Schornstein	1.260 €	1.260 €
Installation	2.100 €	2.100 €

<b>Kapitalkosten</b>	<b>879 €/a</b>	<b>795 €/a</b>
Zinssatz	5,5%	5,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

<b>Betriebskosten</b>	<b>210 €/a</b>	<b>210 €/a</b>
Wartung / Instandhaltung	170 €/a	170 €/a
Schornsteinfeger	40 €/a	40 €/a
Versicherung	0 €/a	0 €/a

<b>Verbrauchskosten</b>	<b>3.118 €/a</b>	<b>1.919 €/a</b>
Erdgas	85 €/MWh	2.802 €/a
"GEG"-Tarif	160 €/MWh	1.856 €/a
Strom (Hilfsenergie)	32 ct/kWh	16 €/a
CO2-Preis	40 €/t	300 €/a

<b>Gesamtkosten</b>	<b>4.207 €/a</b>	<b>2.924 €/a</b>
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>140,24 €/MWh</b>	<b>259,90 €/MWh</b>

<b>THG-Emissionen</b>	<b>7,5 t/a</b>	<b>1,2 t/a</b>
als CO <sub>2</sub> -äqu.	<b>250 g/kWh</b>	<b>105 g/kWh</b>
Erdgas	227 g/kWh	7,5 t/a
"GEG"-Tarif	100 g/kWh	1,2 t/a
Strom	409 g/kWh	0,0 t/a

<b>Technologie</b>	<b>Heizöl-Brennwert-Kessel</b>
--------------------	--------------------------------

<b>Bestand</b>
----------------

**Auslegung**

Erdgastherme	18 kW
--------------	-------

**Wärmebereitstellung**

Heizölkessel	30.000 kWh/a
--------------	--------------

**Effizienz**

JNG Heizölkessel	0,90
------------------	------

**Endenergiebedarf**

Heizöl / Bioöl	33.333 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	50 kWh/a

<b>Investition</b>	<b>15.750 €</b>
Öl-BW-Gerät	5.250 €
Öl-Tank	4.200 €
Schornstein	2.100 €
Installation	4.200 €

<b>Kapitalkosten</b>	<b>1.569 €/a</b>
Zinssatz	5,5%
Nutzungsdauer	15 a

<b>Betriebskosten</b>	<b>250 €/a</b>
Wartung / Instandhaltung	210 €/a
Schornsteinfeger	40 €/a
Versicherung	0 €/a

<b>Verbrauchskosten</b>	<b>6.402 €/a</b>	
Heizöl	91 €/MWh	6.067 €/a
"GEG"-Tarif	160 €/MWh	
Strom (Hilfsenergie)	32 ct/kWh	32 €/a
CO2-Preis	40 €/t	303 €/a

<b>Gesamtkosten</b>	<b>8.221 €/a</b>
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>274,04 €/MWh</b>

<b>THG-Emissionen</b>	<b>7,6 t/a</b>	
als CO <sub>2</sub> -äqu.	<b>253 g/kWh</b>	
Erdgas	227 g/kWh	7,6 t/a
"GEG"-Tarif	100 g/kWh	
Strom	409 g/kWh	0,0 t/a

<b>Technologie</b>	<b>Solarthermie (Aufdach) + Erdgas-Brennwert-Therme</b>	
--------------------	---	--

	<b>Bestand</b>	<b>Neubau</b>
--	----------------	---------------

**Auslegung**

Solarthermie	7 m <sup>2</sup>	20 m <sup>2</sup>
Pufferspeicher	350 ltr.	1.250 ltr.
Erdgastherme	18 kW	10 kW

**Wärmebereitstellung**

	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
Solarthermie	1.640 kWh/a	3.364 kWh/a
Gas-BW-Gerät	28.360 kWh/a	7.886 kWh/a

**Effizienz**

JNG Erdgastherme	0,97	0,97
------------------	------	------

**Endenergiebedarf**

Erdgas / Grüngas	29.237 kWh/a	8.130 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	125 kWh/a	125 kWh/a

<b>Investition</b>	<b>11.550 €</b>	<b>19.680 €</b>
Solarthermie (inkl. Pufferspeicher)	3.900 €	11.700 €
Gas-BW-Gerät	3.360 €	2.520 €
Gasanschluss	2.100 €	2.100 €
Schornstein	1.260 €	1.260 €
Installation	2.100 €	2.100 €
abzgl. Förderung 30%	-1.170 €	

<b>Kapitalkosten</b>	<b>1.151 €/a</b>	<b>1.961 €/a</b>
Zinssatz	5,5%	5,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

<b>Betriebskosten</b>	<b>330 €/a</b>	<b>330 €/a</b>
Wartung / Instandhaltung	250 €/a	250 €/a
Schornsteinfeger	40 €/a	40 €/a
Versicherung	40 €/a	40 €/a

<b>Verbrauchskosten</b>	<b>4.837 €/a</b>	<b>1.376 €/a</b>
Erdgas 85 €/MWh		
"GEG"-Tarif 160 €/MWh	4.678 €/a	1.301 €/a
Strom (Hilfsenergie) 32 ct/kWh	40 €/a	40 €/a
CO2-Preis 40 €/t	119 €/a	35 €/a

<b>Gesamtkosten</b>	<b>6.318 €/a</b>	<b>3.666 €/a</b>
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>210,60 €/MWh</b>	<b>325,90 €/MWh</b>

<b>THG-Emissionen als CO<sub>2</sub>-äqu.</b>	<b>3,0 t/a</b>	<b>0,9 t/a</b>
	<b>99 g/kWh</b>	<b>78 g/kWh</b>
Solarthermie 35 g/kWh	0,1 t/a	0,1 t/a
Erdgas 250 g/kWh		
"GEG"-Tarif 100 g/kWh	2,9 t/a	0,8 t/a
Strom 484 g/kWh	0,1 t/a	0,1 t/a

<b>Technologie</b>	<b>Pellet-Kessel</b>	
--------------------	----------------------	--

<b>Bestand</b>	<b>Neubau</b>
----------------	---------------

**Auslegung**

Pellet-Kessel	18 kW	11 kW
---------------	-------	-------

**Wärmebereitstellung**

Pellet-Kessel	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
---------------	--------------	--------------

**Effizienz**

JNG Pellet-Kessel	0,90	0,90
-------------------	------	------

**Endenergiebedarf**

Pellets	33.333 kWh/a	12.500 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	250 kWh/a	250 kWh/a

<b>Investition</b>	<b>24.400 €</b>	<b>21.700 €</b>
Pellet-Kessel	16.000 €	14.000 €
Pufferspeicher	4.000 €	3.500 €
Pellet-Lager	6.000 €	5.500 €
Schornstein	1.000 €	1.000 €
abzgl. Förderung (BEG) 10%	-2.600 €	-2.300 €

<b>Kapitalkosten</b>	<b>2.431 €/a</b>	<b>2.162 €/a</b>
Zinssatz	5,5%	5,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

<b>Betriebskosten</b>	<b>400 €/a</b>	<b>400 €/a</b>
Wartung / Instandhaltung	250 €/a	250 €/a
Schornsteinfeger	150 €/a	150 €/a
Versicherung	0 €/a	0 €/a

<b>Verbrauchskosten</b>	<b>2.854 €/a</b>	<b>1.123 €/a</b>
Pellets 82 €/MWh	2.733 €/a	1.025 €/a
Strom (Hilfsenergie) 32 ct/kWh	80 €/a	80 €/a
CO2-Preis 40 €/t	41 €/a	18 €/a

<b>Gesamtkosten</b>	<b>5.685 €/a</b>	<b>3.685 €/a</b>
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>189,50 €/MWh</b>	<b>327,57 €/MWh</b>

<b>THG-Emissionen</b>	<b>1,0 t/a</b>	<b>0,5 t/a</b>
als CO <sub>2</sub> -äqu.	<b>34 g/kWh</b>	<b>41 g/kWh</b>
Pellets 27 g/kWh	0,9 t/a	0,3 t/a
Strom 484 g/kWh	0,1 t/a	0,1 t/a

<b>Technologie</b>	<b>Luft-Wasser-Wärmepumpe</b>	
--------------------	-------------------------------	--

<b>Bestand (unsaniert)</b>	<b>Neubau</b>
----------------------------	---------------

**Auslegung**

Wärmepumpe	18 kW	11 kW
------------	-------	-------

**Wärmebereitstellung**

Wärmepumpe	30.000 kWh/a	11.250 kWh/a
------------	--------------	--------------

**Effizienz**

JAZ Wärmepumpe	2,30	3,50
----------------	------	------

**Endenergiebedarf**

Strom (Wärmepumpe)	13.043 kWh/a	3.214 kWh/a
Strom (Hilfsenergie)	50 kWh/a	50 kWh/a

<b>Investition</b>	<b>25.000 €</b>	<b>14.063 €</b>
Gebäudesanierung		
Wärmepumpe	25.000 €	18.750 €
abzgl. Förderung (BEG)		-4.688 €

<b>Kapitalkosten</b>	<b>2.491 €/a</b>	<b>1.401 €/a</b>
Zinssatz	5,5%	5,5%
Nutzungsdauer	15 a	15 a

<b>Betriebskosten</b>	<b>75 €/a</b>	<b>75 €/a</b>
Wartung / Instandhaltung	75 €/a	75 €/a

<b>Verbrauchskosten</b>	<b>4.404 €/a</b>	<b>1.098 €/a</b>
Strom (Wärmepumpe)	32 ct/kWh 4.174 €/a	1.029 €/a
Strom (Hilfsenergie)	32 ct/kWh 16 €/a	16 €/a
CO2-Preis	40 €/t 214 €/a	53 €/a

<b>Gesamtkosten</b>	<b>6.970 €/a</b>	<b>2.574 €/a</b>
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>232,33 €/MWh</b>	<b>228,80 €/MWh</b>

<b>THG-Emissionen</b>	<b>5,4 t/a</b>	<b>1,3 t/a</b>
als CO <sub>2</sub> -äqu.	<b>179 g/kWh</b>	<b>119 g/kWh</b>
Strom (Wärmepumpe)	409 g/kWh 5,3 t/a	1,3 t/a
Strom (Hilfsenergie)	409 g/kWh 0,0 t/a	0,0 t/a