

Abschlussbericht zum Vorhaben:

Bio2Geo – Entwicklung und Demonstration eines innovativen ökologischen Hybridkraftwerks für die Kopplung von Bioenergie mit Geothermie zur Versorgung unterschiedlicher Abnehmerstrukturen, Teilvorhaben: Gesamtheitliche Systemanalyse mit Fokus auf ökonomische Aspekte des Anlagenbetriebs“

Förderkennzeichen: 03ET1593B

Zuwendungsempfänger:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Zuwendungsgeber:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Laufzeit: 01.10.2018 – 30.09.2021

Berichtersteller: Jaqueline Daniel-Gromke, Tino Barchmann, Nadja Rensberg, Annemarie Kronhardt, Michael Zechendorf, Peter Kornatz

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## Inhaltsverzeichnis

|     |   |    |
|-----|---|----|
| I.  | Kurze Darstellung .....   | 4  |
| 1.  | Aufgabenstellung .....  | 4  |
| 2.  | Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde .....  | 5  |
| 3.  | Planung und Ablauf des Vorhabens .....  | 5  |
| 4.  | wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde .....   | 6  |
| 5.  | Zusammenarbeit mit anderen Stellen .....  | 7  |
| II. | Eingehende Darstellung .....  | 8  |
| 1.  | Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit<br>Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele .....              | 8  |
| 2.  | Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises .....  | 30 |
| 3.  | Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit .....   | 30 |
| 4.  | Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im<br>Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans .....      | 30 |
| 5.  | während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts<br>auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen ..... | 32 |
| 6.  | Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses .....   | 32 |

## Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

|  |           |
|--|-----------|
| Abbildung 1: Systemgrenzen, Systeme und Systemkomponenten des Anlagenmodells zur betriebswirtschaftlichen Bewertung Biogasanlage + Geothermiespeicher (Quelle: Eigene Darstellung DBFZ) .....  | 9         |
| Abbildung 2: Spezifischer Investitionsbedarf Latentwärmespeicher (Cupasol) .....   | 17        |
| Abbildung 3: spezifischer Investitionsbedarf EWS-Speicher und LW-Speicher für die drei untersuchten Varianten .....  | 21        |
| Abbildung 4: Spezifischer Gewinn EWS-Speicher & LW-Speicher im Vergleich, Betrachtungszeitraum; 20 Jahre (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021) .....   | 22        |
| Abbildung 5: Heatmap für EPEX Post - Betrachtungsjahr: 2020 .....  | 23        |
| Abbildung 6: Spezifische Mehrerlöse an der EPEX Spot für den day ahead Markt, Fahrplanoptimierung mittels Preisrangmethode (dynamische Spreads) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021) .....  | 24        |
| Abbildung 7: Mögliches synthetisches Standardlastprofil für die Bereiche Heizen, Warmwasser und Kühlen eines Einfamilienhauses (Quelle: Raufuß 2021) .....   | 25        |
| Abbildung 8: Regionale Verteilung des Biogasanlagenbestandes in Thüringen, (Quelle: DBFZ, Stand 12/2020, Datenbasis: Stammdaten der BNetzA 2019 für das Bezugsjahr 2018).....  | 27        |
| Abbildung 9: Regionale Verteilung potenzieller Biogasanlagenstandorte ( $\geq 600 \text{ kW}_{el}$ installierte Leistung) für definierte geologische Eignungsregionen .....  | 29        |
|  |           |
| Tabelle 1: DBFZ-Arbeitspakete im Bearbeitungszeitraum (Stand 9/2021) 6   |           |
| Tabelle 2: Auslegung der Modell-Biogasanlagen für die Kostenbewertungen – Basisvarianten und Flexibilisierung der BHKW-Kapazitäten mit 2,25-facher Überbauung (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021) .....  | 13        |
| Tabelle 3: Gesamtkosten Biogasanlage + Erdwärmesonden-speicher (EWS) mit Darstellung der spezifischen Stromgestehungskosten und Wärmegestehungskosten für die Variante 1 (500 kW), Variante 2 (2.000 kW) und Variante 3 (5.000 kW) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021) ..... | 15        |
| <i>Tabelle 4: Kostenvergleich Wärmespeicher - Beton- vs. Stahlspeicher (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021) .....</i>   | <i>18</i> |
| Tabelle 5: Eingangsparemeter Wärmespeicher Kostenbetrachtung .....   | 19        |
| Tabelle 6: Ökonomische Berechnungen Erdwärmesonden-Speicher (EWS) vs. Latentwärmespeicher (LW-Speicher) - Übersicht ökonomische Bewertung für 20 Jahre Laufzeit (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021).....   | 20        |
| Tabelle 7: Größenklassenverteilung landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Thüringen (Quelle: DBFZ, Stand 12/2020, Datenbasis: Stammdaten der BNetzA 2019 für das Bezugsjahr 2018) .....   | 28        |

# I. Kurze Darstellung

## 1. Aufgabenstellung

Im Verbundvorhaben „Bio2Geo“ wurde an der Biogasanlage der Mörsdorfer Agrar GmbH ein oberflächennaher geothermaler Speicher erschlossen. Ziel des Vorhabens galt der Demonstration der Wärmespeicherung von Biogasanlagen in Kombination mit einem Geothermiefeld, so dass die zumeist ungenutzte Wärme bestehender Biogasanlagen in innovativer sowie effizienter Weise bereitgestellt, verwertet und in ein Geothermiefeld eingespeichert werden kann. Mit dieser neuen Konzipierung zur Verknüpfung von Bioenergie und Geothermie kann bereits mit bestehenden Biomasseanlagen sowohl die Wärmebereitstellung als auch die Regulierung des Stromnetzes und die stoffliche Verwertung anfallender Restsubstrate realisiert werden. Die primäre Verstromung von Biogas in KWK-Anlagen bringt eine Wärmerestriktion mit sich. Dies bedeutet, dass die flexible Verstromung von Biogas immer durch die Anforderungen der jeweiligen Wärmesenke bzw. die Wärmespeichermöglichkeiten am Standort limitiert ist. Ohne innovative Wärmekonzepte geht somit wertvolle Wärmeenergie durch die notwendige Motorenkühlung in die Umwelt verloren.

Im Rahmen des Pilotprojektes „Bio2Geo“ sollen die Einzelsysteme Biogas und Geothermie, bestehend aus einem oberflächengeothermischen Feld mit einer Vielzahl von Erdwärmesonden und einer Biogasanlage mit BHKW, so miteinander kombiniert werden, dass die erzeugten thermischen Potentiale auf mehrere Weisen nutzbar gemacht werden. Diese werden entweder unmittelbar in ein Nahwärmenetz eingespeist oder die im Untergrund gespeicherte Wärmeenergie wird mittels Wärmepumpen auf ein nutzbares Vorlauftemperaturniveau angehoben. Die effizientere Gestaltung der Wärmenutzung kann durch saisonale Speicherung von Überschusswärme in den Sommermonaten in einem Erdwärme-Sondenfeld realisiert werden.

Im Vorhaben wurde der Fokus auf die oberflächennahe Geothermie in Kombination mit Biogaskonzepten (Bestands-Biogasanlagen) gelegt.

Ziel des DBFZ-Vorhabens bestand in der gesamtheitlichen Systemanalyse mit Fokus auf ökonomische Aspekte des Anlagenbetriebs.

Hinsichtlich der ökonomischen Analyse wurden folgende Kernfragen betrachtet:

- Was kostet die Installation und der Betrieb (CAPEX und OPEX) eines oberflächennahen Geothermiespeichers im Vergleich zu einem vergleichbar großen stationären Latentwärmespeicher inkl. der Kosten für die anlagentechnische Integration?
- Welche potentiellen Geschäftsmodelle für Bestands-Biogasanlagen eignen sich in besonderer Weise für die Installation und den Betrieb eines oberflächennahen Geothermiespeichers?
- Können Kostensenkungspotentiale bei flächendeckender Umsetzung von oberflächennahen Geothermiespeichern in Kombination für Biogasanlagen erzielt werden und welche Biogasanlagentypen sind hierfür prädestiniert?

Neben der Kostenanalyse hat das Teilvorhabens des DBFZ die Analyse des Anlagenbestandes zum Gegenstand, so dass durch die Verknüpfung des Anlagenbestandes und den räumlichen geologischen Informationen der Projektpartner (IPM) besondere Vorzugsstandorte für die Kombination aus Biogas und Geothermie ausgewiesen werden können.

## **2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde**

Zu Beginn des Forschungsvorhabens wurden durch die Arbeiten der Projektpartner die Vorsondierungen für mögliche Standorte zur Umsetzung des geplanten Demonstrationsvorhabens „Biogasanlage mit oberflächennahen Geothermiespeicher“ analysiert. Neben der geologischen Eignung des Standortes war auch die Bereitschaft von Anlagenbetreibenden und beteiligten (Genehmigungs-)Behörden ausschlaggebend. Am Standort Mörsdorf / Thüringen wird eine Biogasanlage mit ca. 1,8 MW installierter elektrischer BHKW-Leistung betrieben, wobei neben Hühnertrockenkot und Maissilage, überwiegend die durch die Schweineaufzucht anfallende Gülle eingesetzt wird. Das bereitgestellte Biogas wird durch drei BHKW verstromt (Vor-Ort-Verstromung) und die Abwärme der Motoren für die Beheizung der Schweineställe und die Eigenbedarfsdeckung, u.a. für die eigene Fleischerei und mehrere Büroräume, verwendet. Aufgrund des anstehenden Auslaufens der 20-jährigen EEG-Festvergütung am 31.12.2022 aus der Stromerzeugung aus Biogas und der Frage hinsichtlich des Weiterbetriebes der Anlage hat die Anlagenbetreiberin ein hohes Interesse, neue und wirtschaftlich attraktive Einkommensquellen zu generieren. Daher bot sich aufgrund der Lage der Anlage und der geeigneten Rahmenbedingungen der gewählte Standort für den Geothermie-Demonstrator an, um mit der zusätzlichen Wärmespeicherung neue saisonale Wärmeerlöse zu erschließen bei gleichzeitiger Flexibilisierung der stromgeführten BHKW. Insbesondere in den Wintermonaten wird ein Großteil der Wärme direkt am Standort verwendet, so dass vergleichsweise geringe Wärmemengen in den oberflächennahen Geothermiespeicher eingespeist und saisonal für eine externe Nutzung zur Verfügung stehen. Zum Zeitpunkt des Vorhabens hielt sich die Bereitschaft der angrenzenden Bewohner\*innen für eine Wärmeabnahme, die z. B. durch den Bau eines Nahwärmenetzes mit einer Entfernung von weniger als 600 – 800 m realisiert werden könnte, ‚in Grenzen‘. Neben der technischen Demonstration eines oberflächennahen Geothermiespeichers in Kombination mit einer Biogasanlage ist insbesondere die Minimierung von Informationsdefiziten durch geeignete Kommunikation wichtig, um die langfristige Vorteilhaftigkeit und Versorgungssicherheit dieser Wärmequelle zu vermitteln.

## **3. Planung und Ablauf des Vorhabens**

Zu Beginn wurden die Masse- und Energieflüsse des Systems Biogasanlage-Geothermie-Gärrestkonditionierung innerhalb definierter Systemgrenzen identifiziert, erfasst und dargestellt. Dabei wurden die einzelnen Komponenten und deren Beziehungen zueinander graphenbasiert abgebildet. Dieser Schritt war als Vorarbeit zur Entwicklung des technisch-ökonomischen Bewertungsmodells notwendig. Die Umsetzung des Modells wurde mit Python geplant, um eine möglichst offene Struktur zu schaffen und die Anbindung an ein geographisches Informationssystem zu ermöglichen.



ökonomischen Bewertungsmaßstäbe für Biogasanlagen wurden auf das Konzept übertragen und neue weiterführende Bewertungsmaßstäbe entwickelt. Gerade für den Vergleich konventioneller Wärmespeicher mit geothermischen Wärmespeichern liegen mit diesem Vorhaben erste ökonomische Parameter vor. Die Mehrheit der Biogasanlagen in Deutschland wird infolge der im EEG geregelten Vergütung entsprechend stromgeführt betrieben. Die parallel zur Strombereitstellung anfallende Wärme wird nicht überall effizient und vollumfänglich verwertet. Um die Rentabilität und Gesamteffizienz bestehender Anlagen zu steigern, wird eine Verwertung der überschüssigen Abwärme der BHKW zunehmend wichtiger. Sowohl die Speicherung als auch die Verteilung von Wärmepotentialen auf nahe gelegene Abnehmerstrukturen stellen den maßgebenden Faktor zur Erhöhung des Nutzungsgrades und der Rentabilität dar. Die bereitgestellten Wärmemengen aus den Biogas-BHKW können bei flexibler stromgeführter Fahrweise im Untergrund saisonal im Geothermiespeicher gespeichert werden. Oberflächennahe Geothermie wird aktuell maßgeblich im Bereich der Niedertemperatur (bis ca. 55°, max. 75° C angewendet). Als erdgekoppelte Systeme in Verbindung mit Sole/Wasser-Wärmepumpen sind neben Erdkollektoren insbesondere Erdwärmesonden die am weitest verbreitete Methode zur Generierung dieser Energiequelle aus der Tiefe. Oberflächennahe Geothermie ist grundsätzlich überall einsetzbar und kann entsprechend der gewünschten Leistung nach oben skalierbar in Form von Erdwärmesondenfeldern errichten werden. Daher wurde dieses System gewählt. Dennoch gibt es limitierende Faktoren, wie Karstgebiete und vor allem Trinkwasserschutz zonen. Die Trinkwasser-schutz zonen I + II scheiden aus. In Zone III gibt es unterschiedlich vom Bundesland eine Unterteilung in IIIa und IIIb, wobei in letzterer gebohrt werden darf, ggf. unter Auflagen. Im Vorhaben wurden durch Verschneidung geologisch geeigneter Standorte mit den Biogas-Bestandsanlagen Vorzugsregionen ermittelt (vgl. Endbericht geotechnik heiligenstadt).

## **5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen**

Dateninformationen zur Biogasanlage Mörsdorf wurden über die Anlagenbetreiberin eingeholt. Die Datenerhebung zum Standort Mörsdorf erfolgte in Abstimmung mit der Anlagenbetreiberin Frau Schmidt. Die Daten zu den Kostenstrukturen der Wärmespeichertechnologien wurden mit dem Projektpartner geotechnik Heiligenstadt abgestimmt. Hinsichtlich der Recherche konventioneller Speichertechnologien wurden mehrere mögliche Anbieter konventioneller Wärmespeicher kontaktiert. Diese Anbieter sind die AWN – Abfallwirtschaftsgesellschaft des Neckar-Odenwald-Kreises mbH (AWN), die Cupasol GmbH und die Hans van Bebbler Heizungsbau GmbH & Co. KG. Bei der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) erfolgte eine Datenanfrage mit dem Ziel, Standortdaten zu erhalten, die die oben genannten Kriterien erfüllen und somit für die weitere Verschneidung der Biogasanlagenstandorte zu Grunde gelegt werden könnten. Der Ansprechpartner beim BGR verwies auf den LBEG–Server, der über die Kategorie „NIBIS Karten“ Dateninformationen zur Ableitung potentieller Wärmeabnahme enthalten würde, eine Datenlieferung erfolgte jedoch nicht. Die weitere Datenrecherche sowie die Verschneidung der geologisch geeigneten Standorte wurde von IPM übernommen.

## II. Eingehende Darstellung

### 1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

Die Zuwendung wurde in erster Linie für den Personaleinsatz der am Vorhaben beteiligten DBFZ Mitarbeitenden verwendet.

Die Aufgaben des DBFZ umfassten folgende Zielstellungen:

- (1) Erarbeitung eines Kostentools
- (2) Ökonomische Analyse der Kombination von Biogasanlagen & Geothermie / Wärmespeicherung
- (3) Darstellung der Kostenbewertungen oberflächennaher Geothermiespeicher & alternativer Wärmespeicheroptionen
- (4) Ermittlung geologischer Eignungsregionen für potentielle Biogasanlagenstandorte (Ableitungen für den Anlagenbestand)

Im Folgenden werden zu den o.g. Zielstellungen die erzielten Ergebnisse dargestellt.

---

#### (1) Erarbeitung eines Kostentools - Anlagenmodells AnuBispy (vgl. AP 6.2)

Im Projektverlauf wurden die Schnittstellen zwischen DBFZ und IPM abgestimmt. Angestrebt wurde eine nachgeschaltete Kopplung des Tools von IPM mit dem DBFZ-Tool (AnuBis<sup>py</sup>), so dass beide Tools unabhängig voneinander arbeiten können. So erfolgt über das IPM-Tool zuerst eine Prüfung des Standortes auf seine geologische Eignung hin. Wenn diese positiv beschieden wird, kann über das Anlagenmodell (AnuBis<sup>py</sup>- Tool) eine ökonomische Betrachtung erfolgen.

Die Programmierung des DBFZ-Tools – *Anlagenmodell für die universelle betriebswirtschaftliche Analyse von Bioenergieproduktionssystemen* – wurde gemäß der geplanten Datenstruktur (vgl. Anhang 1) fortgeführt und die in Python definierten Formeln zur Berechnung relevanter ökonomischer Kennzahlen eingebunden.

Das Tool verarbeitet technische, energetische und ökonomische Kenndaten zu BHKW, Substraten und zur Fermentation sowie Wärmespeicherkomponenten. Die zeitliche Auflösung der Anlagensimulation erfolgt, mit Ausnahme der Wärmemodule, kalenderbezogen (ein Jahr). Zur Bewertung der saisonalen Wärmeverlagerung per Nutzung von Oberflächengeothermie werden monatscharfe synthetische Wärmelastprofile herangezogen und eine Schnittstelle zum Wärmenetz berücksichtigt. Ergebnis der Modellierung sind die Darstellung von Strom- und Wärmegestehungskosten bei gegebener Anlagenkonfiguration.

## Abschlussbericht Bio2Geo

Das Konzept für das Anlagenmodell ist in Abbildung 1 dargestellt. Das Modell arbeitet auf Basis von einzelnen Systemkomponenten, die über Transportwege für Massen und Energien verbunden sind. Diese Transportwege werden Bussysteme genannt. Die Busse transportieren jeweils ein bestimmtes Edukt / Produkt, das von den Systemkomponenten bereitgestellt oder entnommen wird. Die Busse stellen somit sicher, dass die Bilanz im Gesamtsystem ausgeglichen bzw. Ungleichgewichte Systemkomponenten zugeordnet werden können, um diese im Folgenden gesamtsystematisch anzupassen.

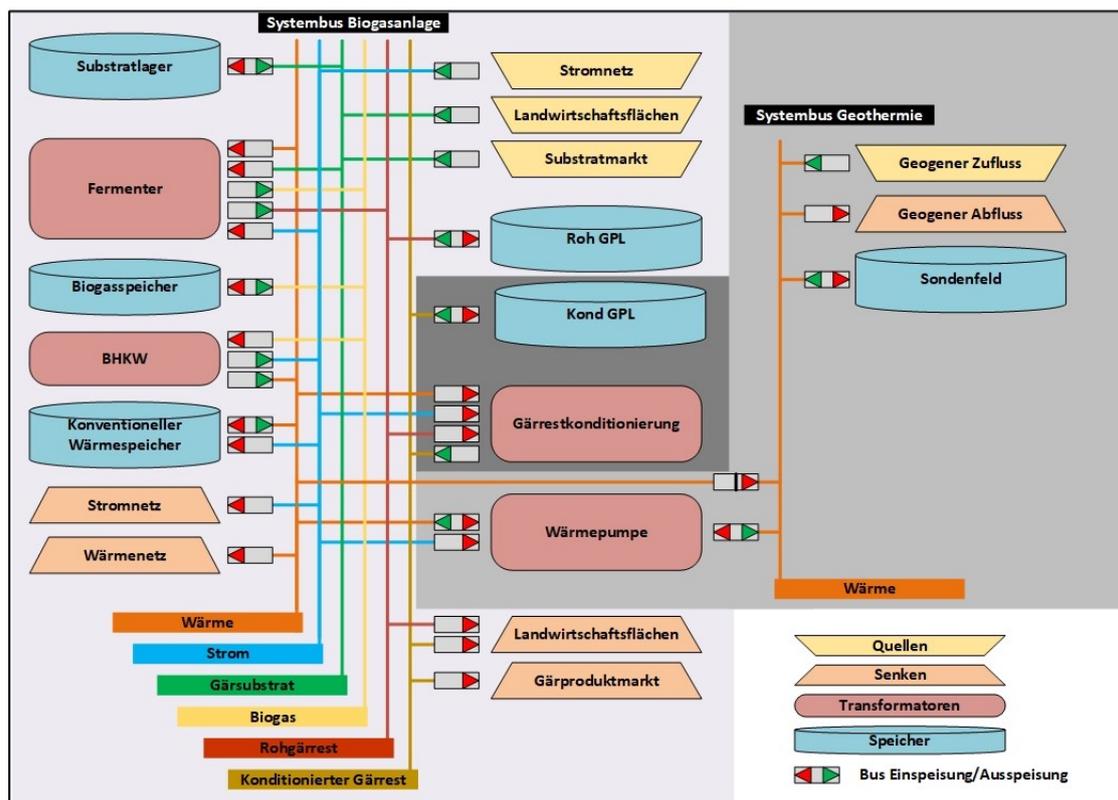


Abbildung 1: Systemgrenzen, Systeme und Systemkomponenten des Anlagenmodells zur betriebswirtschaftlichen Bewertung Biogasanlage + Geothermiespeicher (Quelle: Eigene Darstellung DBFZ)

Für die einfachere Datenhaltung der ökonomischen und technischen Kenngrößen wurden basierend auf dem Anlagenmodellkonzept die Datenbankstruktur erstellt sowie die Relationen zwischen den einzelnen Modulen festgelegt (vgl. Anhang 1). Auf dieser Grundlage wurde mittels Python eine Datenbank mit Daten für die Substrat- und die Biogasstrecke in SQLite erstellt, die um die Daten zum Geothermiespeicher in Kooperation mit dem Projektpartner *geotechnik Heiligenstadt* ergänzt wurde.

Die gesamte Dokumentation von AnuBis<sup>py</sup> findet im DBFZ internen GitLab statt. Dort sind neben allgemeinen Hinweisen zur Arbeitsorganisation auch die Arbeitsabläufe im Einzelnen definiert. Darüber hinaus beinhaltet sie den aktuellen Stand der Modellumsetzung sowie alle vorhergehenden Versionen und konzeptionellen Vorarbeiten. Speziell für die Programmierung sind die für dieses Modell gängige Python-Konventionen festgelegt, um bei der Bearbeitung durch mehrere Mitarbeitende weiterhin eine konsistente Begriffsverwendung zu gewährleisten. Dazu dient ebenso die Führung eines Variablenkataloges, der fortlaufend aktualisiert und um projektspezifische englische Begriffe ergänzt werden kann. Ergebnis der

Modellierung sind die Darstellung Strom- und Wärmegestehungskosten bei gegebener Anlagenkonfiguration.

Die Betrachtung potentieller Erlöse aus dem Verkauf von Strom, Wärme, Biomethan oder aufbereiteten Gärresten erfolgt über dieses Tool im Rahmen der gegebenen Projektlaufzeit nicht. Allerdings ist die Implementierung eines oder mehrerer „Erlösmodule“ für einzelne oder gar mehrere Geschäftsfelder zukünftig, z. B. im Rahmen eines Anschlussvorhabens, im AnuBis<sup>py</sup> möglich. Dadurch kann die Gesamtwirtschaftlichkeit unterschiedlicher Anlagenkonzepte für Biogasanlagen (Neu- und Bestandsanlagen) in unterschiedlichen Geschäftsfeldern innerhalb und außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vollumfänglich abgebildet werden.

Mit dem Ausführen der Skripte *CREATE\_DB.py* und *IMPORT\_ALL.py* kann SQLite-Datenbank mit der in Excel vorgegebenen Struktur *structure.xlsx* neu aufgesetzt werden und der Inhalt auf die Eingabewerte zurückgesetzt werden. Die initialen Eingabewerte sind in Excel-Tabellen gemäß der Rechenkomponenten (Biogas, Wärme, Strom, etc.) hinterlegt. Mit dem Ausführen des Hauptskripts *AnuBis\_py.py* werden die verfügbaren Eingabewerte überprüft und somit eine Unterscheidung vorgenommen, ob die Ausführung den Neubau einer Anlage berücksichtigt werden soll. Fehlende obligatorische Werte werden dann mit Standard- bzw. Dummy-Werten ersetzt, um eine Annäherung an die erwünschten Ergebnisse trotz Datenlücken zu ermöglichen. Das DBFZ-Tool AnuBis<sup>py</sup> enthält insbesondere eine detaillierte Simulation des Biogas-Moduls. So erfolgt eine Dimensionierung der Anlagenkomponenten auf Basis des Energiebedarfs zur Darstellung von Investitionskosten bei der Planung von Neuanlagen mithilfe von extrapolierten Baukosten-Datenpunkten. Das Tool gliedert sich in die drei Python-Skripte

- **CALC Info:** Der Sammlung von definierten Funktionen von verwendeten Rechenoperationen, die innerhalb des Skripts CALC aufgerufen und auf die Zwischenrechnungen angewandt werden
- **MathNote:** einer Informationssammlung zu den in CALC Info gelisteten Funktionen mit Eingabe- und Ausgabeparametern, Lokalität der Variablen und Kommentaren
- **CALC:** Ruft die Funktionen aus CALC Info auf, greift auf die SQLite-Datenbank AnuBis.db zu und koordiniert die Zwischenberechnungen.

Die übrigen Rechenkomponenten sind innerhalb des Hauptskript behandelt. Zu allen sind des Weiteren die erwähnten Eingabe-Tabellen zugehörig.

Zur Berechnung der Gestehungskosten wurde die Annuitäten-Methode als Funktion in das Skript *annuities\_modular.py* ausgegliedert und anlagenkomponentenweise ausgeführt. Die Ausgabe der Ergebnisse erfolgt in der SQLite-Datenbank. Die Software zur Nutzung und Einsicht der Datenbank ist frei verfügbar. Zur visuellen Unterstützung kann beispielsweise das Tool DB-Browser for SQLite verwendet werden. Ein Export in weitere gängige Formate wie CSV (Comma Separated Values) sind möglich. Innerhalb der Programmierung mithilfe von Python ist die Bibliothek *pandas* in der Forschungsarbeit etabliert und fand auch bei der Entwicklung dieses Tools Anwendung. Es bietet zusammen mit der Bibliothek *sqlite3* direkte Schnittstellen zu SQLite-Datenbanken, vereinfacht den In- und Export der Daten und

ermöglicht darüber hinaus eine sehr effiziente und schnelle Datenverarbeitung sowie eine gebündelte Anwendung definierter Funktionen auf Parameter aller Varianten (Zeilen).

Im Verlauf des Projekts wurde bei der Implementierung des vorgesehenen Modells zwecks der nutzerfreundlichen Anwendung, Übersichtlichkeit und einer effizienten Programmgestaltung der Fokus auf die Funktionalitäten, also zentrale rechnerische Operationen, gelegt und die Datenbankstruktur um redundante Datendopplungen verschlankt.

Die Datenveröffentlichung des Anlagenmodells sowie die Aktualisierung der Dokumentation auf GitLab erfolgt seitens DBFZ auf der Projektseite zum Vorhaben: [www.dbfz.de/Bio2Geo](http://www.dbfz.de/Bio2Geo)

Neben allen notwendigen Pythonskripte, Standard-Werte und der Struktur-Anweisung (structure.xlsx) wird mindestens eine Testinstanz in den Eingabe-Tabellen zur Verfügung gestellt, die als Vorlage dient. Die beispielhafte Instanz soll hierbei weitestgehend Werte, die zur Versuchsanlage in Mörsdorf vorliegen, verwenden. Die Ergebnisse des zugehörigen Programmdurchlaufs werden zusätzlich als Excel-Tabelle exportiert. Es soll hierbei sichergestellt werden, dass die Dokumentation und alle funktionskritischen Bestandteile des Tools frei zugänglich sind. Aufgrund des stark modularen Aufbaus und eines autonomen Charakters des Tools ergeben sich vielseitige Erweiterungs- und Anschlussmöglichkeiten, z. B. die Initiierung eines zusätzlichen ‚Erlösmoduls‘ zur Ermittlung potentieller Erlöse aus dem Verkauf von Strom, Wärme, Biomethan oder aufbereiteten Gärprodukten.

## **(2) Ökonomische Analyse der Kombination von Biogasanlagen & Geothermie / Wärmespeicherung (vgl. AP 10.6)**

### **Kostenbewertungen Biogasanlage**

Die Datenerhebung zum Standort Mörsdorf erfolgte in Abstimmung mit der Anlagenbetreiberin Frau Schmidt im November 2020. Die Daten zu den Kostenstrukturen der Wärmespeichertechnologien wurden in Abstimmung mit dem Projektpartner geotechnik vervollständigt.

Die Erhebung der technisch-ökonomischen Kennwerte der Praxisanlage in Mörsdorf wurde durch eine Betreiberbefragung vor Ort durchgeführt. Darüber hinaus hat die Betreiberin ihre Umweltgutachten zur Verwendung im Projekt zur Verfügung gestellt. Die technisch-ökonomischen Daten wurden in einen standardisierten Erfassungsbogen übertragen, womit ein umfangreicher Ausgangsdatensatz vorliegt. Dieser wird im Folgenden für die explizite betriebswirtschaftliche Bewertung der Praxisanlage sowie für die Validierung des betriebswirtschaftlichen Anlagenmodells verwendet.

Die Befragung vor Ort ergab weiterführend, dass die Praxisbiogasanlage lediglich eine Restlaufzeit der EEG-Vergütung bis 31.12.2022 aufweist. Für die Betreiberin stellt sich daher aktuell die Frage, wie der Weiterbetrieb der Biogasanlage realisiert werden kann. Hierbei wird die Biomethanaufbereitung eines Teils des vorhandenen Biogasstroms durch die Betreiberin als möglich Option in Betracht gezogen. Der übrige Teilstrom des Biogases wird verstromt und über das Ausschreibungsdesign des EEG 2021 vermarktet. Die Wärmeversorgung der Schweineställe soll durch Erhalt mindestens eines der drei derzeit vorhandenen BHKW sichergestellt werden. Hierbei ergibt sich jedoch ein Ungleichgewicht der Wärmeversorgung

zwischen Winter- und Sommermonaten, sodass für den Winter Wärmeredundanzsysteme vorzuhalten sind. Dies kann der vor Ort errichtete oberflächennahe Geothermiespeicher leisten, indem er die Überschusswärme im Sommer aufnimmt und im Winter für die Stallheizungen zur Verfügung stellt. Die Option Biomethanaufbereitung wurde diskutiert und als wirtschaftlich attraktiv erachtet, da insbesondere aufgrund des hohen prozentualen Anteils von Schweinegülle am Substrateinsatz ein hohes Biomethanverkaufspreis realistisch ist. Eine konkrete wirtschaftliche Betrachtung dieser neuen Option wurde aber im Rahmen dieses Vorhabens nicht durchgeführt. Am Standort Mörsdorf werden neben der Biogasanlage auch der Schweinestall und die angrenzende Fleischerei mit der Abwärme aus der Verstromung des Biogases im BHKW versorgt, so dass im Rahmen des Demonstrationsvorhabens für die Auslegung des Geothermiespeichers am Standort kleinere Wärmemengen als die technisch mögliche Wärmeauskopplung zu Grunde gelegt wurden.

Für die Kostenbetrachtungen wurden ideal-typische Anlagenkonzepte unterschiedlicher Anlagengröße und ihre maximal auskoppelbaren Wärmemengen berücksichtigt. Hinsichtlich der Anlagengröße wurden im Vorhaben drei Varianten mit den Größenklassen 500 kW<sub>el</sub>, 2.000 kW<sub>el</sub> sowie 5.000 kW<sub>el</sub> installierter Leistung, jeweils 2,25-fach (vgl. Tabelle 2 ab ‚Szenario 1‘) überbaut betrachtet, um Kostenverläufe unterschiedlicher Leistungsbereiche anhand von Modellanlagen aufzuzeigen.

Insgesamt wurden folgende Kostenberechnungen durchgeführt:

- (1) Standard-Biogasanlage mit 500 kW<sub>el</sub> (installierte elektrische Leistung)
- (2) 2 MW<sub>el</sub> BGA als Modellanlage (abgeleitet von der BGA Mörsdorf mit 1,8 MW<sub>el</sub>)
- (3) deutlich größere Biogasanlage mit 5 MW<sub>el</sub> zur Verdeutlichung möglicher Kostengrößendegressionen in Verbindung mit einem Geothermiespeicher

Die Kostenkomponenten der Biogasanlagen am Beispiel der 500 kW<sub>el</sub>-Anlage inkl. der Kosten, die für den flexiblen Betrieb (u. a. BHKW-Leistung, Gasspeicher, Infrastruktur) aufzuwenden sind, sind für Neuanlagen (vgl. Anhang 2) und für Bestandsanlagen (vgl. Anhang 3 und Anhang 4) im Überblick dargestellt. Sowohl für Neuanlagen als auch für Bestandsbiogasanlagen wurde als Basis-Variante die derzeit notwendige Überbauung der BHKW-Kapazität von  $PQ = 2,25$  (statischer Leistungsquotient  $PQ = P_{inst}/P_{Bem}$ ) für die Flexibilisierung der Biogasanlage berücksichtigt. Dies ist Voraussetzung für die Teilnahme an den Biomasse-Ausschreibung nach dem EEG 2021. Wird eine Biogasanlage deutlich stärker flexibilisiert, erhöhen sich auch die spezifischen Kosten für flexible Strombereitstellung, allerdings sind auch höhere spezifische Erlöse erzielbar, z. B. durch optimierte BHKW-Verstromungsfahrpläne erzielte Börsenmehrerlöse an der EPEX Spot oder einen höheren Flexibilitätzuschlag. Im Anhang 4 sind die Kosten für eine 500 kW<sub>el</sub>-Anlage für eine 5-fach-Überbauung (Flexibilisierung) für Bestandsanlagen dargestellt.

Die Gesamtkosten für die Biogasanlagen-Konzepte nach Anlagengröße (Variante 1: 500 kW<sub>el</sub>, Variante 2: 2.000 kW<sub>el</sub>, Variante 3: 5.000 kW<sub>el</sub>) und die zugrunde liegenden Strom- und Wärmemengen sind in Anhang 5 im Überblick abgebildet. Im Vergleich zum Demonstrationsvorhaben in Mörsdorf und dem dort realisierten Erdwärmesondenspeicher, die an den verfügbaren Wärmemengen nach Abzug des Eigenbedarfes am Standort ausgerichtet wurden, erfordern die kalkulierten Wärmemengen bereits für das kleinste Anlagenkonzept (500 kW<sub>el</sub>-Anlage) Wärmespeicher, die um den Faktor 7 - 8 größer sind.

Tabelle 2: Auslegung der Modell-Biogasanlagen für die Kostenbewertungen – Basisvarianten und Flexibilisierung der BHKW-Kapazitäten mit 2,25-facher Überbauung (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

|                                     | Einheit              | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3 |
|-------------------------------------|----------------------|------------|------------|------------|
| installierte elektrische Leistung   | kW <sub>el</sub>     | 500        | 2.000      | 5.000      |
| Höchstbemessungsleistung            | kW <sub>el</sub>     | 475        | 1.900      | 4.750      |
| max. jährlich vergütbare Strommenge | MWh <sub>el</sub> /a | 4.161      | 16.644     | 41.610     |
| installierte thermische Leistung    | kW <sub>th</sub>     | 518        | 2.010      | 5.155      |
| jährliche Volllaststunden           | h/a                  | 8.322      | 8.322      | 8.322      |
| Eigenstrombedarf BGA + BHKW         | %                    | 8          | 8          | 8          |
| Eigenwärmebedarf BGA                | %                    | 20         | 20         | 20         |
| bereitgestellte Bruttowärmemenge    | MWh <sub>th</sub> /a | 4.312      | 16.728     | 42.900     |
| max. auskoppelb. Nettowärmemenge    | MWh <sub>th</sub> /a | 3.450      | 13.383     | 34.320     |

| Szenario 1 - 2,25-fache Überbauung                           | Einheit          | Variante 1   | Variante 2    | Variante 3    |
|--|------------------|--------------|---------------|---------------|
| <b>BHKW 1</b>  |                  |              |               |               |
| installierte elektrische Leistung                            | kW <sub>el</sub> | 500          | 2.000         | 5.000         |
| installierte thermische Leistung                             | kW <sub>th</sub> | 518          | 2.010         | 5.155         |
| Wirkungsgrad $\eta_{el}$                                     | %                | 39           | 41            | 41            |
| Wirkungsgrad $\eta_{th}$                                     | %                | 44           | 43            | 43            |
| <b>jährliche Volllaststunden</b>                             | <b>h/a</b>       | <b>3.699</b> | <b>3.755</b>  | <b>3.714</b>  |
| <b>BHKW 2</b>  |                  |              |               |               |
| installierte elektrische Leistung                            | kW <sub>el</sub> | 625          | 2.433         | 2.433         |
| installierte thermische Leistung                             | kW <sub>th</sub> | 518          | 2.292         | 2.292         |
| Wirkungsgrad $\eta_{el}$                                     | %                | 41           | 43            | 43            |
| Wirkungsgrad $\eta_{th}$                                     | %                | 44           | 41            | 43            |
| <b>jährliche Volllaststunden</b>                             | <b>h/a</b>       | <b>3.699</b> | <b>3.755</b>  | <b>3.714</b>  |
| <b>BHKW 3</b>  |                  |              |               |               |
| installierte elektrische Leistung                            | kW <sub>el</sub> |              |               | 3.770         |
| installierte thermische Leistung                             | kW <sub>th</sub> |              |               | 3.496         |
| Wirkungsgrad $\eta_{el}$                                     | %                |              |               | 43            |
| Wirkungsgrad $\eta_{th}$                                     | %                |              |               | 40            |
| <b>jährliche Volllaststunden</b>                             | <b>h/a</b>       |              |               | <b>3.714</b>  |
| <b><math>\Sigma</math> installierte elektrische Leistung</b> |                  | <b>1.125</b> | <b>4.433</b>  | <b>11.203</b> |
| <b><math>\Sigma</math> installierte thermische Leistung</b>  |                  | <b>1.036</b> | <b>4.302</b>  | <b>10.943</b> |
| <b>Überbauungsfaktor PQ</b>                                  |                  | <b>2,25</b>  | <b>2,22</b>   | <b>2,24</b>   |
| <b><math>\Sigma</math> eingespeiste Strommenge</b>           |                  | <b>4.161</b> | <b>16.644</b> | <b>41.610</b> |

### **Kostenbewertungen Geothermiespeicher (vgl. AP 10.6)**

Die Bearbeitung der zentralen Fragestellungen zur technisch-ökonomischen Bewertung wurden in Abstimmung mit dem Projektpartner geotechnik heiligenstadt durchgeführt.

Zur Auslegung der Wärmepumpen ist die ‚maximal auskoppelbare Nettowärmemenge‘ von zentraler Bedeutung, da diese unabhängig vom Grad der Flexibilisierung, nahezu konstant bleibt. Durch die Flexibilisierung muss lediglich die anfallende Wärmemenge der BHKW in kürzerer Zeit in das oberflächennahe Erdwärmesondenfeld gespeichert werden. Je höher der Grad der Überbauung, desto niedriger die Laufzeiten der BHKW pro Jahr.

Grundsätzlich lassen sich für die Kombination Biogasanlage mit Geothermie drei wesentliche Kombinationen hinsichtlich der Speichertechnologie und des Standortes identifizieren:

- (1) BGA & Latentwärmespeicher (LW-Speicher)
- (2) BGA & Erdwärmesondenspeicher (EWS-Speicher)<sup>2</sup>
- (3) BGA & Tiefengeothermie

Im Vorhaben wurde am Standort Mörsdorf der EWS-Speicher demonstriert. Daher wurde der Fokus auf diese Speichertechnologie gelegt. Im Rahmen der Kostenbewertungen wurde zudem der Vergleich EWS-Speicher ggü. konventionellen Speicher wie der LW-Speicher (Betonbauweise) betrachtet. Die Kombination Biogasanlage und Tiefengeothermie war nicht Gegenstand der Betrachtung in diesem Vorhaben.

Folgende Kernfragen wurden hinsichtlich der Ökonomie, bzgl. der Anwendbarkeit und der Übertragbarkeit der Ergebnisse in die Praxis formuliert, die in den nachfolgenden Betrachtungen näher erläutert werden:

- Was kostet die Installation (CAPEX) und der Betrieb (OPEX) eines oberflächennahen Geothermiespeichers im Vergleich zu einem vergleichbar großen stationären LW-Speicher inkl. der Kosten für die anlagentechnische Integration?
- Welche potentiellen Geschäftsmodelle für Bestands-Biogasanlagen eignen sich in besonderer Weise für die Installation und des Betriebs eines EWS-Speichers?
- Können Kostensenkungspotentiale bei flächendeckender Umsetzung oberflächennahe Geothermiespeicher in Kombination für Biogasanlagen erzielt werden und welche Biogasanlagentypen und sind hierfür prädestiniert?

Die Darstellung der Gesamtkosten der Biogasanlagenkonzepte sowie die Kosten für den EWS-Speicher in Abhängigkeit der drei Größen der Modellkonzepte und ihren möglichen Wärmeauskopplungen verdeutlicht Tabelle 3.

---

<sup>1</sup> Hinweis zur Höhe der Höchstbemessungsleistung bei Bestandsanlagen: maximal 95 % der installierten elektrischen Leistung zum Stichtag 31.07.2014

<sup>2</sup> Synonym verwendet zur Bezeichnung ‚oberflächennaher Geothermiespeicher‘

## Abschlussbericht Bio2Geo

**Tabelle 3: Gesamtkosten Biogasanlage + Erdwärmesonden-speicher (EWS) mit Darstellung der spezifischen Stromgestehungskosten und Wärmegestehungskosten für die Variante 1 (500 kW), Variante 2 (2.000 kW) und Variante 3 (5.000 kW) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)**

| Parameter                               | Einheit              | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3 |
|---|----------------------|------------|------------|------------|
| installierte elektrische Leistung       | kW <sub>el</sub>     | 500        | 2.000      | 5.000      |
| Höchstbemessungsleistung*               | kW <sub>el</sub>     | 475        | 1.900      | 4.750      |
| max. jährlich vergütbare Strommenge     | MWh <sub>el</sub> /a | 4.161      | 16.644     | 41.610     |
| installierte thermische Leistung        | kW <sub>th</sub>     | 518        | 2.010      | 5.155,00   |
| jährliche Volllaststunden               | h/a                  | 8.322      | 8.322      | 8.322      |
| Eigenstrombedarf BGA + BHKW             | %                    | 8          | 8          | 8          |
| Eigenwärmebedarf BGA                    | %                    | 20         | 20         | 20         |
| bereitgestellte Bruttowärmemenge        | MWh <sub>th</sub> /a | 4.312      | 16.728     | 42.900     |
| max. auskoppelb. Nettowärmemenge        | MWh <sub>th</sub> /a | 3.450      | 13.383     | 34.320     |
| gewinnbare Wärme (Speicher) für Verkauf | MWh <sub>th</sub> /a | 1.972      | 7.710      | 19.275     |
| Kältebereitstellung für Verkauf         | MWh <sub>th</sub> /a | 1.315      | 5.140      | 12.849     |

| Kosten Erdwärmespeicher (EWS)  | kW <sub>el</sub>     | 500       | 2.000     | 5.000      |
|--|----------------------|-----------|-----------|------------|
| Kosten EWS-Speicher (CAPEX)  | €                    | 506.275   | 1.558.795 | 3.766.967  |
| Kosten EWS-Speicher (OPEX)   | €                    | 1.640.337 | 7.165.204 | 23.882.960 |
| Kosten EWS-Speicher (CAPEX + OPEX)                                   | €                    | 2.146.612 | 8.724.000 | 27.649.927 |
| spezifische Wärmegestehungskosten EWS (gewinnbare Wärme für Verkauf) | ct/kWh <sub>th</sub> | 5,4       | 5,7       | 7,2        |

| Kosten Biogasanlage (Neuanlage)                               | kW <sub>el</sub>     | 500       | 2.000     | 5.000      |
|---|----------------------|-----------|-----------|------------|
| Kosten Biogasanlage   | €                    | 2.512.500 | 7.537.500 | 16.331.250 |
| Kosten Flexibilisierung                                       | €                    | 715.993   | 2.147.978 | 4.653.952  |
| Kosten Biogasanlage inkl. Flexibilisierung                    | €                    | 3.228.493 | 9.685.478 | 20.985.202 |
| Spezifischer Investitionsbedarf Biogasanlage                  | €/kW                 | 6.457     | 4.843     | 4.197      |
| Kapitalgebundene Kosten Biogasanlage (20 Jahre)               | €/a                  | 221.038   | 663.114   | 1.436.746  |
| verbrauchs- u. betriebsgebundene + sonstige Kosten (20 Jahre) | €/a                  | 694.637   | 2.083.910 | 4.515.139  |
| Jährliche Kosten gesamt Biogasanlage                          | €/a                  | 915.675   | 2.747.024 | 5.951.885  |
| spezifische Stromgestehungskosten Biogasanlage                | ct/kWh <sub>el</sub> | 22,0      | 16,5      | 14,3       |

| Kosten Biogasanlage (Bestandsanlage) - Flex 2,25-fach         | kW <sub>el</sub>     | 500       | 2.000     | 5.000     |
|---|----------------------|-----------|-----------|-----------|
| Kosten Biogasanlage   | €                    | 500.000   | 1.500.000 | 3.250.000 |
| Kosten Flexibilisierung                                       | €                    | 969.293   | 2.907.878 | 6.300.403 |
| Kosten Biogasanlage inkl. Flexibilisierung                    | €                    | 1.469.293 | 4.407.878 | 9.550.403 |
| Spezifischer Investitionsbedarf Biogasanlage                  | €/kW                 | 2.939     | 2.204     | 1.910     |
| Kapitalgebundene Kosten (20 Jahre)                            | €/a                  | 100.595   | 301.784   | 653.866   |
| verbrauchs- u. betriebsgebundene + sonstige Kosten (20 Jahre) | €/a                  | 694.637   | 2.083.910 | 4.515.139 |
| Jährliche Kosten gesamt Biogasanlage                          | €/a                  | 795.231   | 2.385.694 | 5.169.005 |
| spezifische Stromgestehungskosten Biogasanlage                | ct/kWh <sub>el</sub> | 19,1      | 14,3      | 12,4      |

| Kosten Biogasanlage (Bestandsanlage) - Flex 5-fach            | kW <sub>el</sub>     | 500       | 2.000     | 5.000      |
|---|----------------------|-----------|-----------|------------|
| Kosten Biogasanlage   | €                    | 500.000   | 1.500.000 | 3.250.000  |
| Kosten Flexibilisierung                                       | €                    | 2.466.912 | 7.400.737 | 16.034.931 |
| Kosten Biogasanlage inkl. Flexibilisierung                    | €                    | 2.966.912 | 8.900.737 | 19.284.931 |
| Spezifischer Investitionsbedarf Biogasanlage                  | €/kW                 | 5.934     | 4.450     | 3.857      |
| Kapitalgebundene Kosten (20 Jahre)                            | €/a                  | 203.129   | 609.387   | 1.320.337  |
| verbrauchs- u. betriebsgebundene + sonstige Kosten (20 Jahre) | €/a                  | 694.637   | 2.083.910 | 4.515.139  |
| Jährliche Kosten gesamt Biogasanlage                          | €/a                  | 897.766   | 2.693.297 | 5.835.476  |
| spezifische Stromgestehungskosten Biogasanlage                | ct/kWh <sub>el</sub> | 21,6      | 16,2      | 14,0       |

Die Ergebnisse zeigen, dass die spezifischen Investitionen (CAPEX) der Biogas-Strecke und der EWS-Speicher mit zunehmender Anlagengröße aufgrund einer Kostendegression sinken. Die Strombereitstellungskosten bewegen sich je nach Anlagenkonzept (Neuanlage vs. Bestandsanlage) sowie Anlagengröße bei den Biogasanlagenkonzepten zwischen ca. 12 – 22 ct/kWh<sub>el</sub> und nehmen mit zunehmender Anlagengröße ab.

Anders verhält es sich mit den Betriebskosten (OPEX) bei den EWS-Speicher zur saisonalen Wärmebereitstellung. Hier nehmen die Kosten mit zunehmender Größe zu, begründet insbesondere durch die extrem langen Bohrzeiten und der dadurch bedingten höheren Absetzung für Abnutzung (Afa) auf die Bohrgeräte. Das zeigt, dass ein EWS-Speicher mit den hier eingesetzten Bohrverfahren nicht beliebig groß werden sollte. Somit sind nur bedingt Kostensenkungspotentiale vorhanden, da die Bohrungen und die spezifischen Bohrmeterkosten kaum bis keine Kostendegressionen aufweisen. Nach Aussagen des Projektpartners Hr. Raufuss (geotechnik heiligenstadt gmbh) liegen die wesentlichen Kostensenkungspotentiale von EWS-Speichern in der Zusammenstellung eines effizienten Bohrteams und möglichst langlebiger Bohrkomponenten.

Aufgrund der Speicherverluste von ca. 30 % zzgl. Leitungsverluste wurden für die hier betrachteten Konzepte rd. 57 % der auskoppelbaren Nettowärmemenge als gewinnbare Wärme berücksichtigt. Im Ergebnis liegen die Wärmegestehungskosten für die drei Anlagengrößen zwischen 5,4 - 7,2 ct/kWh<sub>th</sub>.

### **(3) Darstellung der Kostenbewertungen oberflächennaher Geothermiespeicher & alternativer Wärmespeicheroptionen (vgl. AP 10.6)**

Parallel zu den Kostenbewertungen der Wärmespeicherung einer Biogasanlage über den oberflächennahen Geothermiespeicher erfolgte, in enger Abstimmung mit dem Projektpartner geotechnik heiligenstadt, die Recherche konventioneller Wärmespeicheroptionen, um aktuelle Kosten und technische Daten für derzeit am Markt verfügbaren saisonale Latentwärmespeicher im Vergleich darzustellen. Anhand der Recherche wesentlicher Anbieter und Parameter konventioneller Wärmespeicheroptionen (u. a. Wärmekapazität, Wärmeverluste, Lebensdauer, Wärmelastkurven) sowie die dazugehörigen Kosten (Investitionen und Betriebs-/Wartungskosten) können für die einzelnen Varianten Kostenfunktionen abgeleitet werden.

Hinsichtlich der Recherche konventioneller Speichertechnologien (inkl. technischen Parameter, Wärmeverluste, Speicherkapazitäten, Kosten) wurden mehrere mögliche Anbieter konventioneller Wärmespeicher recherchiert. Die meisten nutzen Wasser als Speichermedium, aber auch Natriumacetat wurde (als mobiler Latentwärmespeicher) genutzt. Es werden üblicherweise keine Angaben zu Preisen, Unterhalt, Wartung und dergleichen gemacht. Deswegen wurden drei Anbieter von Großspeichern kontaktiert, um bei diesen die erforderlichen Informationen direkt zu erfragen.

Diese Anbieter sind die AWN – Abfallwirtschaftsgesellschaft des Neckar-Odenwald-Kreises mbH (AWN) (mobiler Natriumacetat-Speicher), die Cupasol GmbH (Wasserbasierte Speicher, bereits Referenzen im 1.000 m<sup>3</sup>-Bereich) und die Hans van Bebber Heizungsbau GmbH & Co. KG (Wasserbasierte Speicher, mit Referenzen zwischen 100 und 5.000 m<sup>3</sup>).

Im Rahmen dieser Recherchen musste festgestellt werden, dass die AWN „seit einigen Jahren“ das Pilotprojekt „Wärme2Go“, in welchem die Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit des Transportes von Überschusswärme mittels Natriumacetat-Speicher zu einer 10 km entfernten Kaserne als Wärmesenke, eingestellt wurde. Das gesamte Konzept wurde verworfen, die Container seien „längst verkauft“. Gründe wurden nicht angegeben.

Die Cupasol GmbH hat sich mit ihren stehenden, vorrangig in Beton ausgeführten Speichern auf Langzeitspeicherung spezialisiert und angegeben, dass die Preise aus 2015 (Eckardt, 2015)<sup>3</sup> „[...] mit einem Aufschlag von 5 % gut die Realität abbilden würden [...]“ und als Vergleichsgrundlage damit geeignet sind.

Der spezifische Investitionsbedarf eines Latentwärmespeichers (Betonbauweise) inkl. Kostenfunktion ist in Abbildung 2 dargestellt.

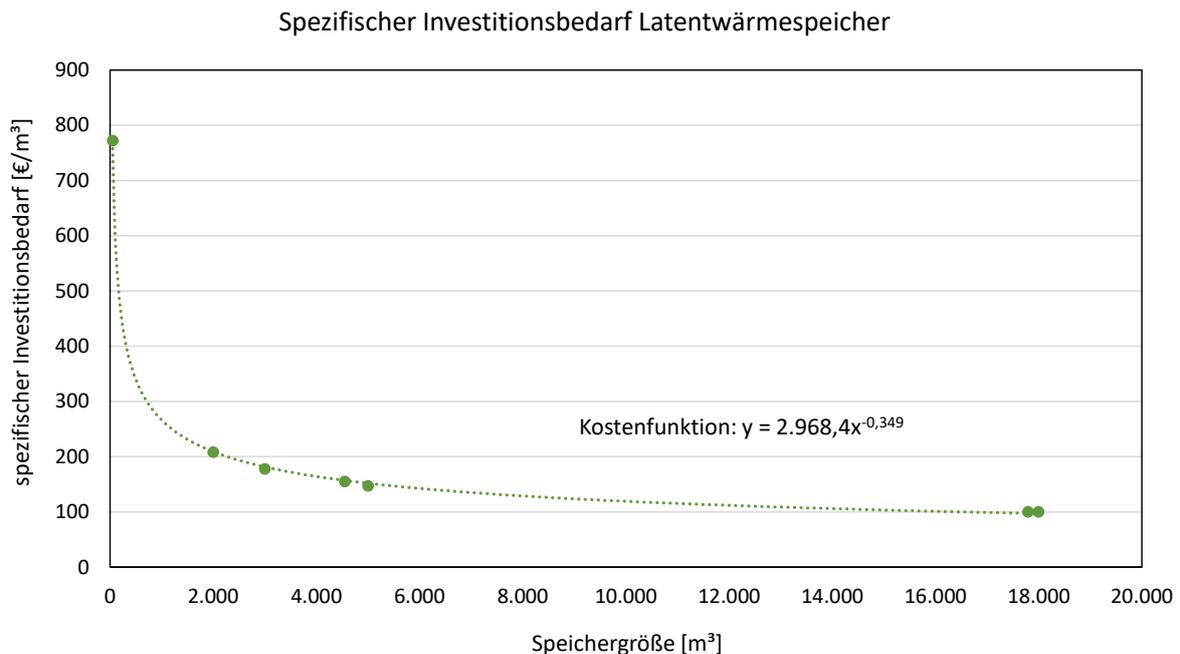


Abbildung 2: Spezifischer Investitionsbedarf Latentwärmespeicher (Cupasol)<sup>4</sup>  
(Quelle: Eigene Darstellung, 2021; Datenbasis: Cupasol, 2015, aktualisiert 2021)

Die Hans von Bebbler Heizungsbau GmbH führt vornehmlich Pendelspeicher als Tagesgangausgleich aus. Die Speicher werden im Wesentlichen in Stahl ausgeführt und umfassen sowohl liegende, als auch stehende Varianten. Bei größeren liegenden Speichern ist auch eine Ausführung mit bis zu 6 bar Druck im Portfolio.

Nach Angaben der Hans von Bebbler Heizungsbau GmbH sind Wärmeleistungen praktisch nicht beschränkt und unabhängig von der Speichergröße problemlos über die Dimensionierung der Wärmetauscher auf Leistungen von 4 – 6 MW skalierbar. Diese Aussage deckt sich mit der der Cupasol GmbH, welche angaben, dass die Leistung lediglich durch die Dimensionierung der Wärmetauscher und Rohrleitungen begrenzt sei, während die Speichergröße selbst nur einen Einfluss auf die Energiemenge und damit die Dauer der Leistungsbereitstellung habe. Die folgende Tabelle 3 fasst die gemachten Angaben zusammen und stellt diese gegenüber.

<sup>3</sup> Cupasol, Saisonale Wärmespeicher – eine Lösung zur Steigerung des Wärmeverkaufs, 2015

<sup>4</sup> 30 % staatlicher Investitionszuschuss bereits abgezogen

Tabelle 4: Kostenvergleich Wärmespeicher - Beton- vs. Stahlspeicher (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

|                      | Cupasol – Großwärmespeicher (Langzeit) - Betonspeicher |                                      |  |            |                                   |                        | Hans von Bebbler – Großwärmespeicher (Kurzzeit, 24 h) in Stahl (aufrecht oder liegend, teilw. als Druckausführung 6 bar) - Stahlspeicher |                                      |  |               |  |                      |
|----------------------|--|--------------------------------------|--|------------|-----------------------------------|------------------------|--|--------------------------------------|--|---------------|--|----------------------|
| Speicher-<br>volumen | Investition<br>in 2021 <sup>(1;2)</sup>                | Maximale<br>Förderung <sup>(3)</sup> | Preis pro<br>m <sup>3</sup> (inkl.<br>Förderung) | Netto ges. | Wär-<br>me-<br>leis-<br>tu-<br>ng | Kosten pro<br>kWh      | Investition<br>in 2021 <sup>(4;6)</sup>  | Maximale<br>Förderung <sup>(3)</sup> | Preis pro<br>m <sup>3</sup> (inkl.<br>Förderung) | Netto<br>ges. | ausgeführte<br>Wärmeleistun-<br>g<br>(Referenzen <sup>(5)</sup> )<br>7 | Kosten pro<br>kWh    |
| m <sup>3</sup>       | €  | €                                    | €/m <sup>3</sup>                                 | €          | MW                                | ct/kWh <sub>th</sub>   | €  | €                                    | €/m <sup>3</sup>                                 | €             | MW   | ct/kWh <sub>th</sub> |
| <b>50</b>            | 52.500   | 12.500                               | 800  | 40.000     |                                   |                        |  |                                      |  |               |  |                      |
| <b>500</b>           |  |                                      |  |            |                                   |                        | 180.000  | 54.000                               | 252  | 126.000       | 2  |                      |
| <b>1.000</b>         | 367.500  | 110.250                              | 257  | 257.250    |                                   |                        | 240.000  | 72.000                               | 168  | 168.000       |  |                      |
| <b>2.000</b>         | 567.000  | 170.100                              | 198  | 396.900    |                                   |                        |  |                                      |  |               |  |                      |
| <b>3.000</b>         | 724.500  | 217.350                              | 169  | 507.150    |                                   |                        |  |                                      |  |               |  |                      |
| <b>5.000</b>         | 997.500  | 299.250                              | 140  | 698.250    |                                   | ca. 3 - 4 <sup>8</sup> | 750.000  | 225.000                              | 105  | 525.000       | 2,5  |                      |

<sup>1</sup> Quelle: Cupasol, Saisonale Wärmespeicher – eine Lösung zur Steigerung des Wärmeverkaufs, 2015

<sup>2</sup> Quelle: Persönliches Gespräch Thomas Eckardt mit Hr. Zechendorf (DBFZ) am 10.6.2021

<sup>3</sup> (250 €/m<sup>3</sup>; max. 30 %, Wärmeverluste max. 15 W/m<sup>2</sup>, max. 10 Mio, Euro pro Projekt); Quelle Förderung:

[https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft\\_Waerme\\_Kopplung/Waerme\\_Kaeltespeicher/waerme\\_kaeltespeicher\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/Waerme_Kaeltespeicher/waerme_kaeltespeicher_node.html)

<sup>4</sup> all inkl. bis zur erste Absperrung nach dem Speicher. Fundamente, Pumpen etc. excl.

<sup>5</sup> Quelle: <https://www.grosspufferspeicher.de/>

<sup>6</sup> Quelle: Telefonat am 8.6.2021 Hr. Zechendorf (DBFZ) mit Hr. Bernd Peas (Fa. Hand von Bebbler GmbH), nebst Email vom 8.6.2021 von Bernd Peas

<sup>7</sup> Leistungen von 4–6 MW möglich. Nur beschränkt durch Wärmetauscher- und Rohrleitungsdimensionierung. Quelle: Email vom 30.7.2021.

<sup>8</sup> Eigene Berechnungen DBFZ, Grundsatz: Je länger die Betriebsdauer, desto geringe fallen diese Wärmegestehungskosten aus.

### Kostenbewertungen oberflächennaher Geothermiespeicher vs. Latentwärmespeicher im Vergleich (AP 10.6)

In Tabelle 5 sind essentielle Eingangsparameter für die ökonomische Bewertung des EWS-Speichers gegenüber dem LW-Speicher (Betonbauweise) dargestellt.

Tabelle 5: Eingangsparameter Wärmespeicher Kostenbetrachtung

| Parameter                           | Einheit              | Wert  |
|-------------------------------------|----------------------|---|
| Betrachtungszeitraum                | a                    | 20, 30, 40  |
| Erlöse Wärme                        | ct/kWh <sub>th</sub> | 4,5   |
| Erlöse Kälte                        | ct/kWh <sub>th</sub> | 4   |
| Verhältnis Verkauf Wärme / Kälte    | %                    | 60 / 40   |
| Verluste Wärme EWS- und LW-Speicher | %                    | 30  |
| Strompreis Wärmepumpe               | ct/kWh <sub>el</sub> | 18  |
| Auslegung Wärmepumpe                |                      | Grund-, Mittel- und Spitzenlast   |
| Preissteigerung Betriebskosten      | %                    | 1,5 - 2   |
| Steigerung Erlöse Wärme und Kälte   | %                    | Jahr 1 – 10: 1,5<br>Jahr 11 – 20: 2<br>Jahr 21 – 30: 2,5<br>Jahr 31 – 40: 3 |

Die Kosten der Biogasanlage, z. B. für Retrofitmaßnahmen bei einer Laufzeitverlängerung inkl. der Kosten für die Flexibilisierung werden der Biogasanlage zugeordnet und wurden für die Anlagenkonzepte in Tabelle 3 dargestellt. Die Kosten für ein erforderliches Nahwärmenetz für die Wärmeabnehmenden bleiben in der Gesamtbetrachtung zur Ermittlung der Wärmegestehungskosten des EWS-Speichers sowie des LW-Speichers unberücksichtigt. Diese zusätzliche Kostenposition könnte z. B. über eine eigenständige Energiegenossenschaft als Betreibende des Nahwärmenetzes getragen und anschließend beim Wärmeabnehmenden über geeichte Wärmemengenzähler pro Anschluss (Grundgebühr) und Verbrauch (nach Tarif) verrechnet werden. Stehen größere Instandhaltungs- bzw. Erweiterungsmaßnahmen des Nahwärmenetzes an, können diese ergänzend über eine Sonderumlage getätigt werden. Der Betreibende des EWS-Speichers bzw. LW-Speichers liefert in diesem Beispiel an die Energiegenossenschaft die Wärme, hat aber keinerlei Verantwortung für den Zustand und den Betrieb des Nahwärmenetzes. Eine Gesamtschau bzgl. der Kostendarstellungen und Erlösoptionen sowie potentieller Gewinne für den EWS-Speicher im Vergleich zu den LW-Speichern für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren liefert Tabelle 6. Für die weiteren Betrachtungsjahre sind die Ergebnisse im Anhang aufgeführt (30 Jahre vgl. Anhang 6 sowie 40 Jahre vgl. Anhang 7).

## Abschlussbericht Bio2Geo

Tabelle 6: Ökonomische Berechnungen Erdwärmesonden-Speicher (EWS) vs. Latentwärmespeicher (LW-Speicher) - Übersicht ökonomische Bewertung für 20 Jahre Laufzeit (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

| Parameter  | Einheit                               | Variante 1     | Variante 2       | Variante 3       |
|--|---------------------------------------|----------------|------------------|------------------|
| installierte elektrische Leistung                              | kW <sub>el</sub>                      | 500            | 2.000            | 5.000            |
| Höchstbemessungsleistung                                       | kW <sub>el</sub>                      | 475            | 1.900            | 4.750            |
| installierte thermische Leistung                               | kW <sub>th</sub>                      | 518            | 2.010            | 5.155            |
| jährliche Volllaststunden                                      | h/a                                   | 8.322          | 8.322            | 8.322            |
| max. auskoppelbare Nettowärmemenge                             | MWh <sub>th</sub> /a                  | 3.450          | 13.383           | 34.320           |
| gewinnbare Wärme (Speicher) für Verkauf                        | MWh <sub>th</sub> /a                  | 1.972          | 7.710            | 19.275           |
| jährliche Kältebereitstellung für Verkauf                      | MWh <sub>th</sub> /a                  | 1.315          | 5.140            | 12.849           |
| <b>Kosten</b>  |                                       |                |                  |                  |
| <b>Kosten Erdwärmesondenspeicher</b>                           |                                       |                |                  |                  |
| Investitionsbedarf EWS-Speicher (absolut) brutto               | €                                     | 723.250        | 2.226.850        | 5.381.381        |
| Investitionsbedarf EWS-Speicher (anteilig) brutto              | €/kW <sub>th</sub>                    | 1.338          | 1.054            | 1.019            |
| staatliche Förderung (30 %)                                    | €                                     | 216.975        | 668.055          | 1.614.414        |
| <b>Investitionsbedarf EWS-Speicher (absolut) netto (CAPEX)</b> | <b>€</b>                              | <b>506.275</b> | <b>1.558.795</b> | <b>3.766.967</b> |
| Betriebskosten (+AfA) gesamt über 20 Jahre (OPEX)              | €                                     | 1.640.337      | 7.165.204        | 23.882.960       |
| Ø Betriebskosten (+AfA)  | €/a                                   | 82.017         | 358.260          | 1.194.148        |
| <b>Kosten Latentwärmespeicher</b>                              |                                       |                |                  |                  |
| Investitionsbedarf (absolut) brutto                            | €                                     | 1.007.856      | 2.541.808        | 6.354.519        |
| staatliche Förderung (30 %)                                    | €                                     | 302.357        | 762.542          | 1.906.356        |
| <b>Investitionsbedarf (absolut) netto (CAPEX)</b>              | <b>€</b>                              | <b>705.499</b> | <b>1.779.265</b> | <b>4.448.163</b> |
| Betriebskosten (+AfA) gesamt über 20 Jahre (OPEX)              | €                                     | 921.594        | 2.361.468        | 7.375.493        |
| Ø Betriebskosten (+AfA)  | €/a                                   | 46.080         | 118.073          | 368.775          |
| <b>Erlöse</b>  |                                       |                |                  |                  |
| <b>Erlöse Erdwärmesondenspeicher</b>                           |                                       |                |                  |                  |
| Gesamterlöse Wärme   | €                                     | 2.083.371      | 8.144.088        | 20.360.219       |
| Gesamterlös über Laufzeit (20 Jahre) (Wärme + Kälte)           | €                                     | 3.317.845      | 12.969.757       | 32.424.393       |
| Ø jährlicher Erlös (nur Wärme)                                 | €/a                                   | 104.169        | 407.204          | 1.018.011        |
| Ø jährlicher Erlös (Wärme + Kälte)                             | €/a                                   | 165.892        | 648.488          | 1.621.220        |
| Ø Anteil Wärmeerlös  | €/a                                   | 104.169        | 407.204          | 1.018.011        |
| Ø Anteil Kälteerlös  | €/a                                   | 61.724         | 241.283          | 603.209          |
| <b>Erlöse Latentwärmespeicher</b>                              |                                       |                |                  |                  |
| Gesamterlös über Laufzeit (20 Jahre) - nur Wärmebereitstellung | €                                     | 2.083.371      | 8.144.088        | 20.360.219       |
| Ø jährlicher Erlös   | €/a                                   | 104.169        | 407.204          | 1.018.011        |
| <b>Ergebnisanalyse</b>   |                                       |                |                  |                  |
| <b>Gesamtschau Erdwärmesondenspeicher</b>                      |                                       |                |                  |                  |
| Σ Kosten CAPEX + OPEX  | €                                     | 2.146.612      | 8.724.000        | 27.649.927       |
| Σ Gewinn (nur Wärmebereitstellung)                             | €                                     | - 63.241       | - 579.912        | - 7.289.708      |
| Σ Gewinn (kombinierte Bereitstellung Wärme + Kälte)            | €                                     | 1.171.233      | 4.245.758        | 4.774.466        |
| Ø Erlöse auf 20 Jahre (nur Wärmebereitstellung)                | ct/kW <sub>h</sub> <sub>th</sub>      | 5,28           | 5,28             | 5,28             |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 20 Jahre (nur Wärmebereitstellung) | ct/kW <sub>h</sub> <sub>th</sub>      | 5,44           | 5,66             | 7,17             |
| <b>Ø Gewinn - ausschließlich Bereitstellung von Wärme</b>      | <b>ct/kW<sub>h</sub><sub>th</sub></b> | <b>- 0,16</b>  | <b>- 0,38</b>    | <b>- 1,89</b>    |
| Ø Erlöse auf 20 Jahre (Wärme + Kälte)                          | ct/kW <sub>h</sub> <sub>th</sub>      | 5,05           | 5,05             | 5,05             |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 20 Jahre (inkl. Kälte)             | ct/kW <sub>h</sub> <sub>th</sub>      | 3,27           | 3,39             | 4,30             |
| Ø Gewinn - kombinierte Bereitstellung Wärme + Kälte            | ct/kW <sub>h</sub> <sub>th</sub>      | 1,78           | 1,65             | 0,74             |
| <b>Aufschlüsselung:</b>  |                                       |                |                  |                  |
| Ø Gewinn pro vermarkteter kWh Wärme                            | ct/kW <sub>h</sub> <sub>th</sub>      | 1,86           | 1,73             | 0,78             |
| Ø Gewinn pro vermarkteter kWh Kälte                            | ct/kW <sub>h</sub> <sub>th</sub>      | 1,66           | 1,54             | 0,69             |
| <b>Gesamtschau Latentwärmespeicher</b>                         |                                       |                |                  |                  |
| Σ CAPEX + OPEX   | €                                     | 1.627.094      | 4.140.734        | 11.823.657       |
| Gesamterlöse Wärme   | €                                     | 2.083.371      | 8.144.088        | 20.360.219       |
| Gewinn Wärme   | €                                     | 456.277        | 4.003.354        | 8.536.562        |
| Ø Erlöse auf 20 Jahre  | ct/kW <sub>h</sub> <sub>th</sub>      | 5,28           | 5,28             | 5,28             |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 20 Jahre                           | ct/kW <sub>h</sub> <sub>th</sub>      | 4,12           | 2,69             | 3,07             |
| <b>Ø Gewinn Wärmebereitstellung</b>                            | <b>ct/kW<sub>h</sub><sub>th</sub></b> | <b>1,16</b>    | <b>2,60</b>      | <b>2,21</b>      |

Auf Basis der getroffenen Annahmen und der erhobenen Basisdaten kann für die drei Variationen Variante 1 – 500 kW<sub>el</sub>, Variante 2 – 2.000 kW<sub>el</sub> und Variante 3 – 5.000 kW<sub>el</sub> der spezifische Investitionsbedarf für den EWS-Speicher und den LW-Speicher ermittelt werden (ohne Kosten Biogasanlage und Nahwärmenetz, bereits abzüglich 30 % staatliche Förderung). Dieser ist in Abbildung 3 dargestellt. Dabei kann festgestellt werden, dass die spezifischen Investitionen beim LW-Speicher über alle drei Varianten hinweg etwas höher liegen als beim oberflächennahen EWS-Speicher. Dabei nähern sich die spezifischen Investitionen mit zunehmender Größe der Projekte aufgrund von Skaleneffekten jedoch an.

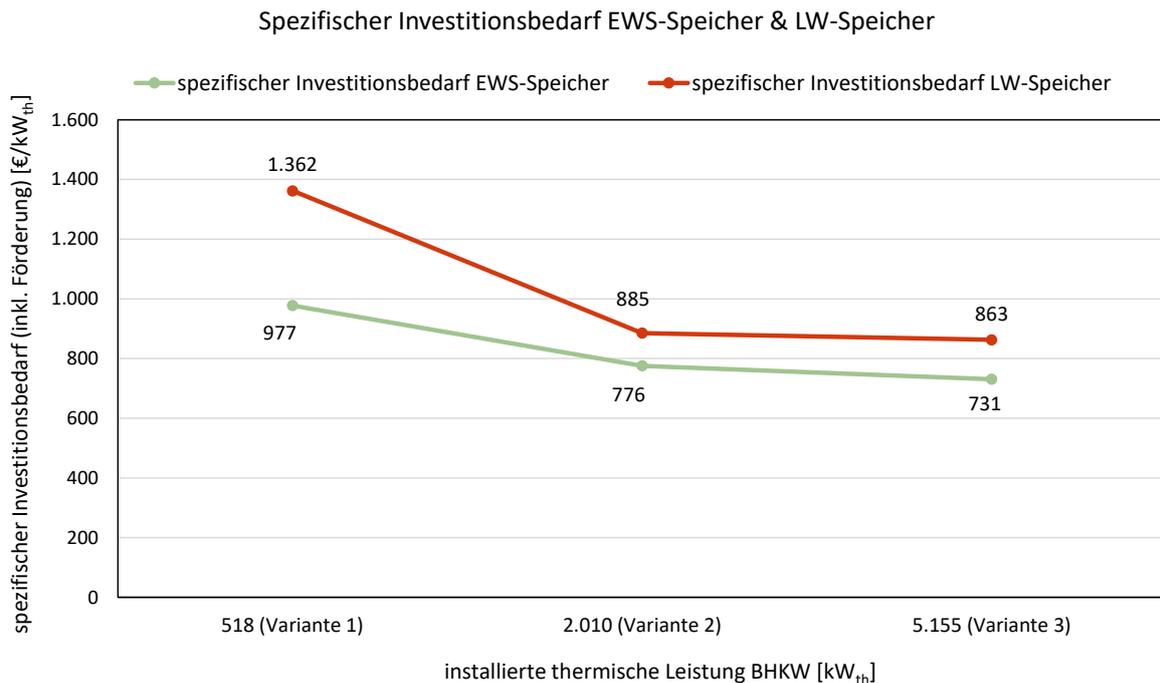


Abbildung 3: spezifischer Investitionsbedarf EWS-Speicher und LW-Speicher für die drei untersuchten Varianten (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

In der Gesamtbetrachtung hinsichtlich des spezifischen Gewinns sind für alle Varianten über die verschiedenen Betrachtungsdauern (20, 30 sowie 40 Jahre) der Latentwärmespeicher wirtschaftlich vorteilhafter gegenüber dem Erdwärmesondenspeicher (vgl. Abbildung 4 sowie Anhang 8).

Ein großer Vorteil eines EWS-Speicher beim Einsatz einer Wärmepumpe mit einem Zusatzmodul für ‚Kälte‘ ist, dass neben der klassischen Raumwärme (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) und der Warmwasserbereitstellung auch eine passive Kühlung der Innenräume in den Sommermonaten möglich ist. An dieser Stelle bildet Variante 1 – 500 kW<sub>el</sub> im direkten Vergleich bei Berücksichtigung von Erlösen aus der Bereitstellung von ‚Kälte‘ bei einer 20-jährigen Betrachtungsdauer eine Ausnahme. In dieser eben genannten Kombination (EWS-Speicher Wärme & ‚Kälte‘) ist der spezifische Gewinn höher ggü. dem LW-Speicher mit reiner Wärmebereitstellung (1,78 ct/kWh<sub>th</sub> zu 1,16 ct/kWh<sub>th</sub>). Wird allerdings ausschließlich die reine Wärmebereitstellung betrachtet, sind die Konzepte des LW-Speichers stets wirtschaftlich vorteilhafter ggü. dem EWS-Speicher, ebenso in Variante 1 (-0,16 ct/kWh<sub>th</sub> beim EWS-Speicher ggü. 1,16 ct/kWh<sub>th</sub> beim LW-Speicher). Beim EWS-Speicher (nur Wärmebereitstellung) übersteigen bei der 20-jährigen Betriebsdauer die spezifischen

Wärmegestehungskosten (CAPEX + OPEX) die potentiellen Erlöse, wobei in Variante 3 die hohen Abschreibungen für die Bohrmaschinen bei einer sehr langen Bauzeit zu einem deutlichen spezifischen Verlust führen (-1,89 ct/kWh<sub>th</sub>). Derart große EWS-Speicher (Faktor 70 – 80 größer als der Demonstrator in Mörsdorf) sollten daher aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht favorisiert werden.

Auch wenn in mehreren Varianten der EWS-Speicher nicht zwingend wirtschaftlich vorteilhaft ist und keine oder nur geringe Gewinne erzielt werden, können möglicherweise zukünftig deutlich höhere Erlöse generiert werden. Insbesondere bei stetig steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen auf fossile Energieträger könnte somit ein EWS-Speicher wirtschaftlich noch attraktiver werden.

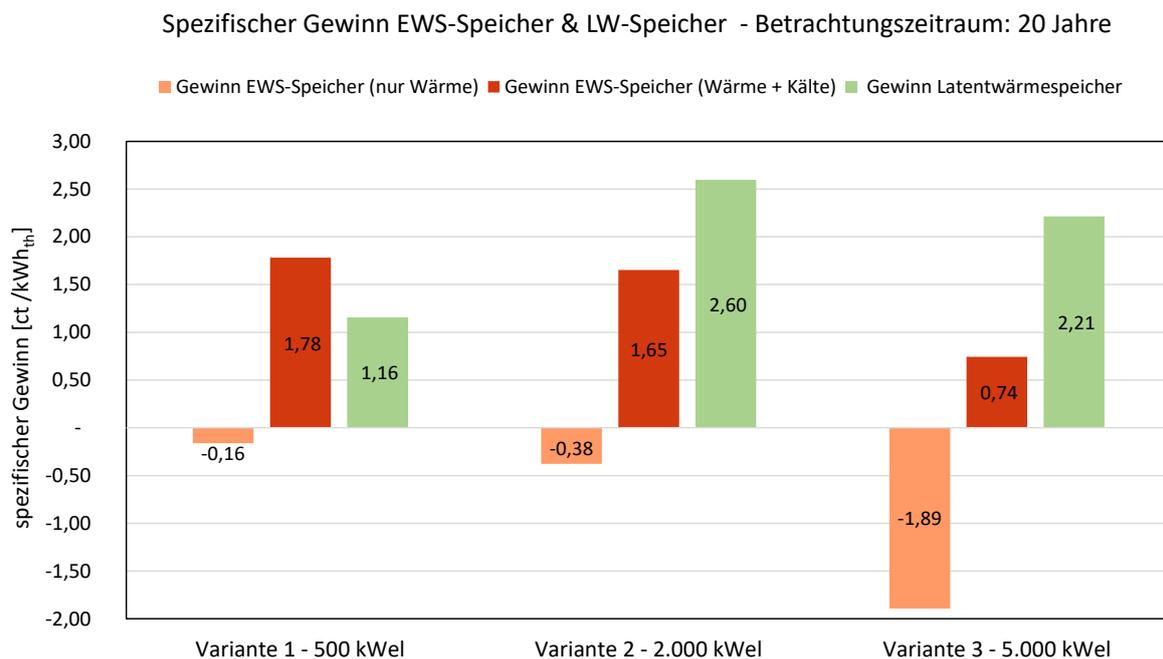


Abbildung 4: Spezifischer Gewinn EWS-Speicher & LW-Speicher im Vergleich, Betrachtungszeitraum; 20 Jahre (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

Für die Standortanalyse sollte stets eine kombinierte Bereitstellung und Vermarktung sowohl von Wärme als auch ‚Kälte‘ (passive Kühlung mittels Wärmepumpe) geprüft werden. Der Verkauf von ‚Kälte‘ wird dabei als wirtschaftlich attraktiv bewertet. Dies ist allerdings lediglich beim EWS-Speicher möglich, nicht jedoch beim LW-Speicher. Für die Vergleichbarkeit erfolgte daher die Betrachtung einer ausschließlichen Wärmevermarktung ohne die Zusatzoption ‚Kälte‘ und ergänzend der Einbezug möglicher Erlöse für eine Kältebereitstellung.

Für die Nutzung der Wärme / ‚Kälte‘ bieten sich verschiedene Abnehmer an:

- a) die Versorgung von mittleren und größeren Nahwärmenetzen zur Versorgung von Dörfern oder kleineren Städten bis hin zu einzelnen Quartieren innerhalb einer Großstadt;
- b) die Direktlieferung von Wärme (kein Prozessdampf!) und ‚Kälte‘ von Industrie und Gewerbe (Gärtnereien, verarbeitendes Gewerbe, etc.) sowie
- c) öffentliche Einrichtungen (Verwaltungsgebäude, Schulen, Seniorenresidenzen etc.).

## Erlöse durch die flexible Strombereitstellung

In Abbildung 5 ist exemplarisch für das Jahr 2020 die Börsenstrompreise an der EPEX Spot dargestellt. Für die Bewertung potentieller Börsenmehrerlöse wurden die Marktdaten der EPEX Spot für den Day ahead-Handel von der Transparenzplattform der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber genutzt. Dazu wurden die Rohdaten der Transparenzplattform in eine SQLite-Datenbank überführt und anschließend skriptbasiert ausgewertet. Da die täglichen als auch übertägigen Preisschwankungen die Grundlage für Mehrerlöse oberhalb des Monatsmittelwertes bilden, sollen in Abbildung 5 die Preisschwankungen farblich illustriert werden. Dort ist deutlich eine Art ‚Trog‘ zu erkennen, der in den Mittagsstunden von allem zwischen Frühjahr und Herbst mit einem ausgeprägten Preistief sowie einzelnen Negativpreisen charakterisierbar ist. Ursächlich dafür ist die um die Mittagszeit maximale Einspeiseleistung von PV-Anlagen, die dort preisdämpfend wirken. Klar zu erkennen sind außerdem auch saisonale Schwankungen, die eher entlang der horizontalen x-Achse sich über mehrere Tage erstrecken und vor allem durch die Großwetterlage und das resultierende Windaufkommen ergeben.

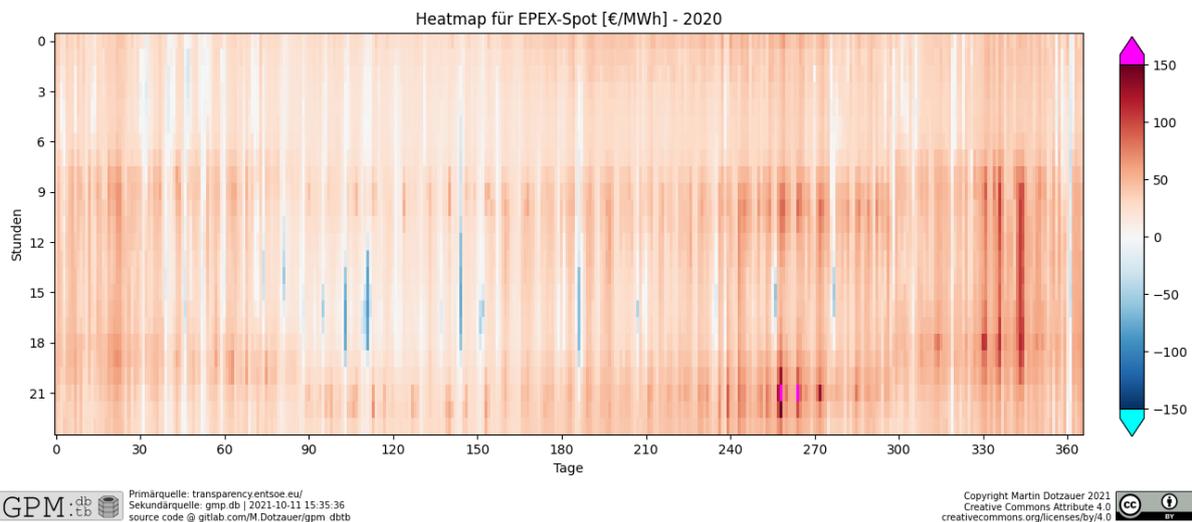


Abbildung 5: Heatmap für EPEX Post - Betrachtungsjahr: 2020

Für das Erzielen von Zusatzerlösen an der Strombörse ist es also erforderlich, dass die Biogasanlage bevorzugt zu Zeiten hoher Preise einspeist und in Niedrigpreisphasen die Produktion möglichst vermeidet, um damit oberhalb des Monatsmittelwertes zu vermarkten. Dieser Effekt ist umso stärker ausgeprägt, als dass die Anlage ihre Stromproduktion auf weniger als 24 h konzentrieren kann und der Gasspeicher für die Fahrplanerstellung dabei möglichst wenige Einschränkungen mit sich bringt. Für die Fahrplanerstellung haben sich in der Praxis unterschiedliche Verfahren etabliert, wobei die höchsten Zusatzerlöse mit einer täglichen Fahrplanoptimierung zu erwarten sind. Aber auch feste Fahrpläne, die sich an empirischen Preismustern wie dem für das Sommerhalbjahr typischen zweigipfligen Preisverlauf orientieren, bieten die Möglichkeit Mehrerlöse zu erzielen.

Um das maximale Erlöspotential bei gegebenem Überbauungsgrad zu ermitteln, wurde auf Basis der Preisdatenbank eine idealisierte Fahrplanoptimierung nach Preisrangmethode erstellt. Dabei wird ohne Berücksichtigung etwaiger Gasspeicherrestriktionen, die tägliche

BHKW-Laufzeit auf die jeweils teuersten Stunden verteilt. Da die BHKW-Laufzeiten in Abhängigkeit des Überbauungsgrades, bzw. statischen Leistungsquotienten ( $PQ = P_{inst}/P_{Bem}$ ) variieren, wurde für alle theoretisch möglichen Laufzeiten für Leistungsquotienten zwischen 1 (keine Überbauung) und 8 (maximale Überbauung im Rahmen des EEG 2021) der spezifische Mehrerlös in [€/MWh] ermittelt. Die Darstellung in Abbildung 6 zeigt dabei für die Jahre 2017, 2018 und 2019 sehr ähnliche Verläufe und für das Jahr 2020 (Daten bis zum 30.10.2020) einen deutlichen volatileren Markt, der bei gleichen PQ bzw. BHKW-Laufzeiten höhere spezifische Erträge signalisiert. Allen Verläufen gemein ist allerdings eine Kurve, deren Anstieg bei wachsendem PQ abfällt. Im Ergebnis lassen sich bei niedrigen Überbauungsgraden mit moderatem Leistungszubau deutliche Steigerungen des Mehrerlöses generieren, bei hohen Leistungsquotienten fällt der Zuwachs beim Mehrerlös dagegen umso kleiner aus, je größer der Ausgangswert bereits ist. Es kommt also vor allem darauf an, Anlagen möglichst oberhalb  $PQ = 2,25$  zu dimensionieren, da dort der Anstieg der Kurve noch relativ steil ist. Da es sich bei der Darstellung ausschließlich um die spezifischen Mehrerlöse ohne Gasspeicherrestriktionen handelt, sind in der Praxis aber zum einen diese Restriktionen zu berücksichtigen, wodurch in der Regel nicht das Niveau der idealisierten Fahrpläne erreichbar ist. Zum anderen sind für höhere Überbauungsgrade auch entsprechend größere Investitionen erforderlich. Es gilt unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten außerdem zu beachten, dass sowohl die Flexibilitätsprämie als auch der Flexibilitätszuschlag hier deutlich stärker ins Gewicht fallen und so die Ermittlung eines betriebsindividuellen Optimums von mehreren Faktoren abhängt.

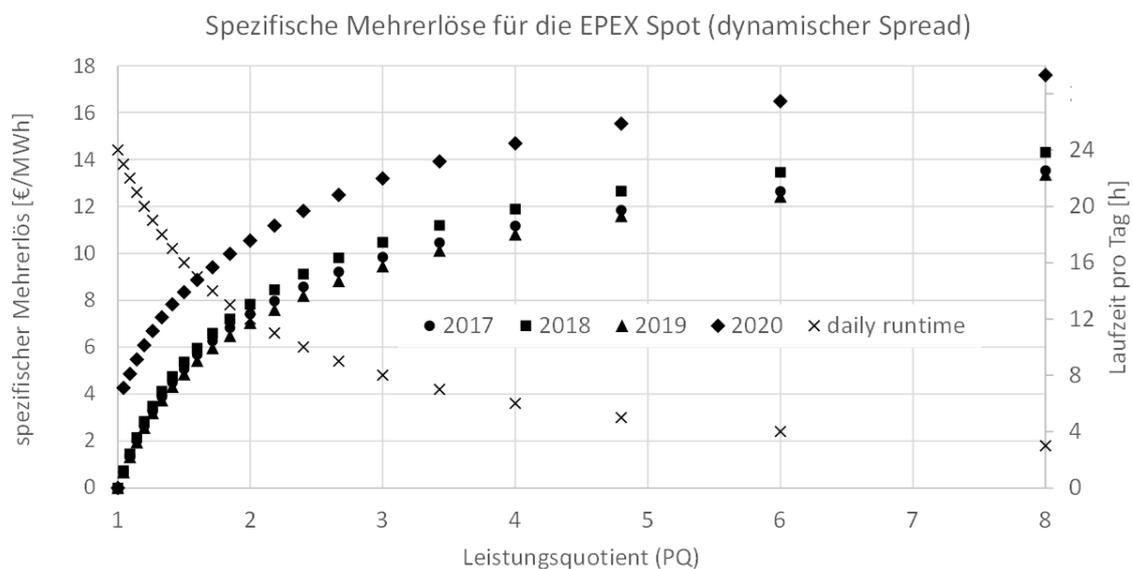


Abbildung 6: Spezifische Mehrerlöse an der EPEX Spot für den day ahead Markt, Fahrplanoptimierung mittels Preisrangmethode (dynamische Spreads) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

Um den innertägigen, wöchentlichen und saisonalen Bedürfnissen einer eben beschriebenen strompreisgeführten Fahrweise der BHKW gerecht zu werden, erfolgt im Folgenden eine kompatible Wärmebereitstellung. Grundsätzlich erfolgt die Dimensionierung der Speichergröße der LW-Speicher bzgl. die Anzahl der Sonden eines EWS-Speichers anhand der Grund-, Mittel- und Spitzenlast der Wärmeabnehmenden. Ein typisches synthetisches Wärmelastprofil eines Einfamilienhauses, hier ergänzt um das Modul ‚passives Kühlen‘ der

Innenräume in den Sommermonaten, ist Abbildung 7 zu entnehmen. Die maximale Heizlast wird dabei definiert über den kältesten Tag, welcher in der Regel im Januar zu verorten ist.

### Standardlastprofil - termisch

| Leistung    | 10,0 kW             |                   |                  |                  |
|-------------|---------------------|-------------------|------------------|------------------|
| Volllast    | 2.400 h             | 1.800 h           | 600 h            | 480 h            |
| Monat       | Heizen + Warmwasser | nur Heizen        | nur Warmwasser   | Kühlen           |
| Januar      | 4.440 kWh           | 3.330 kWh         | 1.110 kWh        | 0 kWh            |
| Februar     | 3.600 kWh           | 2.700 kWh         | 900 kWh          | 0 kWh            |
| März        | 3.360 kWh           | 2.520 kWh         | 840 kWh          | 0 kWh            |
| April       | 2.280 kWh           | 1.710 kWh         | 570 kWh          | 0 kWh            |
| Mai         | 360 kWh             | 270 kWh           | 90 kWh           | 240 kWh          |
| Juni        | 0 kWh               | 0 kWh             | 0 kWh            | 960 kWh          |
| Juli        | 0 kWh               | 0 kWh             | 0 kWh            | 1.680 kWh        |
| August      | 0 kWh               | 0 kWh             | 0 kWh            | 1.440 kWh        |
| September   | 0 kWh               | 0 kWh             | 0 kWh            | 480 kWh          |
| Oktober     | 2.400 kWh           | 1.800 kWh         | 600 kWh          | 0 kWh            |
| November    | 3.360 kWh           | 2.520 kWh         | 840 kWh          | 0 kWh            |
| Dezember    | 4.200 kWh           | 3.150 kWh         | 1.050 kWh        | 0 kWh            |
| <b>Jahr</b> | <b>24.000 kWh</b>   | <b>18.000 kWh</b> | <b>6.000 kWh</b> | <b>4.800 kWh</b> |

| Monat       | Heizen + Warmwasser | nur Heizen     | nur Warmwasser | Kühlen       |
|-------------|---------------------|----------------|----------------|--------------|
| Januar      | 444 h               | 333 h          | 111 h          | 0 h          |
| Februar     | 360 h               | 270 h          | 90 h           | 0 h          |
| März        | 336 h               | 252 h          | 84 h           | 0 h          |
| April       | 228 h               | 171 h          | 57 h           | 0 h          |
| Mai         | 36 h                | 27 h           | 9 h            | 24 h         |
| Juni        | 0 h                 | 0 h            | 0 h            | 96 h         |
| Juli        | 0 h                 | 0 h            | 0 h            | 168 h        |
| August      | 0 h                 | 0 h            | 0 h            | 144 h        |
| September   | 0 h                 | 0 h            | 0 h            | 48 h         |
| Oktober     | 240 h               | 180 h          | 60 h           | 0 h          |
| November    | 336 h               | 252 h          | 84 h           | 0 h          |
| Dezember    | 420 h               | 315 h          | 105 h          | 0 h          |
| <b>Jahr</b> | <b>2.400 h</b>      | <b>1.800 h</b> | <b>600 h</b>   | <b>480 h</b> |

Abbildung 7: Mögliches synthetisches Standardlastprofil für die Bereiche Heizen, Warmwasser und Kühlen eines Einfamilienhauses (Quelle: Raufuß 2021)

Der Demonstrator in Mörsdorf ist für rund 70 kW<sub>th</sub> ausgelegt, d. h. mit diesem Demonstrator könnten sieben Einfamilienhäuser sowohl mit Grund-, Mittel- als auch Spitzenlast versorgt werden (Vollversorgung). Sofern lediglich eine Grundlast der Wärmeabnehmenden über den EWS-Speicher angeboten wird und mittels einer weiteren Wärmequelle (z. B. Holzhackschnitzel-Kessel) die Spitzenlast gedeckt wird, können deutlich mehr Haushalte bereits über den Demonstrator in Mörsdorf versorgt werden.

## Zusammenfassung und Fazit - Gesamtsystemanalyse Biogas/ Geothermiespeicher

Anhand der im Vorhaben Bio2Geo durch das DBFZ in Kooperation mit der geotechnik heiligenstadt gmbh durchgeführten wirtschaftlichen Analyse sollen an dieser Stelle essentielle Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen kompakt zusammengefasst werden. Diese werden im Folgenden dargestellt.

- Für das Gesamtkonzept ‚Geothermie und Biogasanlage‘ ist stets eine geologische, technische und ökonomische Einzelfallprüfung am jeweiligen Standort erforderlich.
- Um möglichst eine zügige und kostengünstige Standortbewertung zu erhalten, bieten sich Kleinrammbohrungen zur Baugrunduntersuchung an. Dadurch können erste Aussagen abgeleitet werden, welche geologischen Bedingungen gegeben sind und welche saisonale Wärmespeichertechnologie am jeweiligen Standort wirtschaftlich und technologisch am effizientesten ist.
- Ein Erdwärmesondenfeld ist auch nachträglich gut skalierbar an die Energieabnehmerstruktur und kann modular erweitert werden.
- Der Demonstrator in Mörsdorf ist mit  $70 \text{ kW}_{\text{th}}$  (ggü.  $540 \text{ kW}_{\text{th}}$  bei Variante 1) relativ klein, da vor Ort kein Nahwärmenetz vorhanden ist und am Standort hohe Wärmebedarfe direkt durch angrenzende Ställe und einen Gewerbebetrieb (u. a. Fleischerei) genutzt werden können. Die technische Funktionsweise des Demonstrators konnte indes gezeigt werden.
- Sofern eine Biogasanlage am Standort zurückgebaut wird, stellt dies kein „signifikantes“ Problem dar, da Heizen und ‚Kühlen‘ für die Wärmeabnehmenden auch ohne eine Wärmebereitstellung aus einem Biogas-BHKW möglich ist. Zudem übersteigt die Betriebsdauer eines Geothermiespeichers in der Regel die Betriebsdauer einer Biogasanlage deutlich. Laufzeiten von 50 Jahren und länger sind nach Aussage des Projektpartners geotechnik heiligenstadt durchaus vorstellbar.
- Die Wirtschaftlichkeit eines Erdwärmesondenspeicher ist insbesondere bei längeren Betrachtungszeiträumen und mit der Zusatzoption ‚passives Kühlen‘ gegeben. Für die Standortanalyse sollte stets eine kombinierte Bereitstellung und Vermarktung sowohl von Wärme als auch ‚Kälte‘ (passive Kühlung mittels Wärmepumpe) geprüft werden.
- Durch zukünftig stetig steigende  $\text{CO}_2$ -Preise auf fossile Energieträger können u. U. deutlich höhere Erlöse für die Bereitstellung von Wärme und ‚Kälte‘ durchgesetzt werden. Zudem suchen viele Wärmenetzbetreibe nach Lösungsmöglichkeiten, um ihren derzeit bestehenden hohen Primärenergiefaktor in den nächsten Jahren deutlich zu senken. Hierbei kann die Geothermie und auch die Kombination aus Geothermie und Biogasanlagen einen essentiellen Baustein zur Erreichung der Klimaziele beitragen.

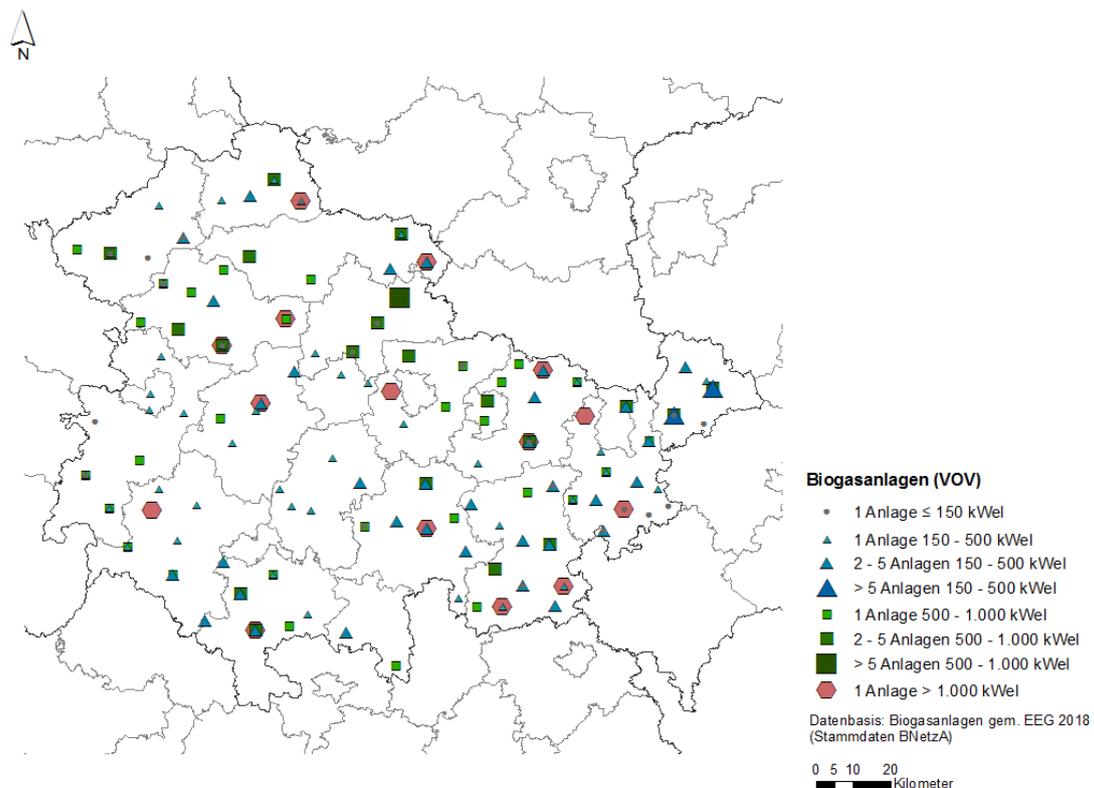
Insgesamt überwiegen die wirtschaftlichen Chancen eines EWS-Speichers den potentiellen Risiken. Geothermie ist somit grundsätzlich eine prüfenswerte Option für die saisonale Wärmespeicherung bei Biogasanlagen und sollte zukünftig an weiteren Standorten, nach positiver geologischer, technischer und wirtschaftlicher Voruntersuchung, umgesetzt werden.

#### (4) Ermittlung geologischer Eignungsregionen für potentielle Biogasanlagenstandorte (Ableitungen für den Anlagenbestand vgl. AP 6.1)

Nach derzeitigen ökonomischen Bewertungen sind die Wärmegestehungskosten für einen vergleichbar großen oberflächennahen Geothermiespeicher in fast allen berechneten Varianten (Variante 1 – 500 kW<sub>el</sub>, Variante 2 – 2.000 kW<sub>el</sub> und Variante 3 – 5.000 kW<sub>el</sub>) sowie über die verschiedenen Betrachtungsjahre (20, 30, 40 Jahre) hinweg höher als für marktübliche große stationäre Latentwärmespeicher. Anhand der geplanten Kostenbetrachtung sind voraussichtlich größere Biogasanlagenkapazitäten (mit Blick auf den gegenwärtigen Anlagenbestand) mit geeigneten geologischen Standorten am besten geeignet, um durch einen oberflächennahen Geothermiespeicher nachgerüstet zu werden. Hierbei werden mehrere Größenstrukturen untersucht, um verwertbare Skaleneffekte sinnvoll abbilden zu können. Zudem soll eine Abschätzung, bezogen auf den Anlagenbestand erfolgen, für welche Anlagen ein oberflächennaher Geothermiespeicher betriebswirtschaftlich realisierbar ist.

Da die Ausgangsdaten zur Geologie (inkl. Grundwasserspiegel, Trinkwasserschutzgebiete etc.) nicht flächendeckend für Deutschland verfügbar sind, erfolgte zunächst die Analyse des Biogasanlagenbestandes für das Bundesland Thüringen.

Die regionale Verteilung der Biogasanlagen für Thüringen ist in Abbildung 8 dargestellt.



© GeoBasis-DE/BKG (2018); © Deutsche Post Direkt GmbH  
© Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2020

Abbildung 8: Regionale Verteilung des Biogasanlagenbestandes in Thüringen, (Quelle: DBFZ, Stand 12/2020, Datenbasis: Stammdaten der BNetzA 2019 für das Bezugsjahr 2018).

Mit Auswertung der BNetzA-Daten 2019 zur Stromerzeugung der EEG-Anlagen (Bezugsjahr: 2018) umfasst der Anlagenbestand in Thüringen 258 landwirtschaftliche Biogasanlagen mit rd. 130 MW installierte elektrische Anlagenleistung; darüber hinaus fünf Abfallvergärungsanlagen und neun Biogasaufbereitungsanlagen zur Bereitstellung von Biomethan. Die Verteilung der landwirtschaftlichen Anlagen nach Anlagengröße ist in Tabelle 7 dargestellt.

*Tabelle 7: Größenklassenverteilung landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Thüringen (Quelle: DBFZ, Stand 12/2020, Datenbasis: Stammdaten der BNetzA 2019 für das Bezugsjahr 2018)*

| INSTALL. LEISTUNG                    | ANLAGENZAHL |
|--------------------------------------|-------------|
| $\leq 150 \text{ kW}_{\text{EL}}$    | 25          |
| 151 – 500 $\text{ kW}_{\text{EL}}$   | 135         |
| 501 – 1.000 $\text{ kW}_{\text{EL}}$ | 78          |
| $< 1.000 \text{ kW}_{\text{EL}}$     | 20          |

Aufgrund der Kosteneinschätzungen für Geothermiespeicher wurden für die Verschneidung der Biogasanlagenstandorte mit den geologischen Daten alle Anlagen größer  $> 600 \text{ kW}_{\text{el}}$  gefiltert. Für Thüringen wurden 55 Biogasanlagenstandorte mit insgesamt rd. 60 MW installierter elektrischer Anlagenleistung an IPM übermittelt wurde.

In Abstimmung mit den Projektpartnern wurden folgende geologische Kriterien für die Identifizierung zulässiger Regionen ohne Einschränkungen für die Errichtung der Erdwärmesonden festgehalten:

- 1) keine Trinkwasserschutzgebiete (Differenzierung ggf. nach TWZ I, II, III - und wenn möglich in IIIa und IIIb gegliedert), da ab TWZ III bedingt zulässig, für TWZ I und II nicht zulässig)
- 2) Flurabstand  $> 30 \text{ m}$ ,  $> 50 \text{ m}$
- 3) Sickerwasserverweilzeit [ $> 6 \text{ Monate}$ ] als Schutzfunktion der Grundwasserüberdeckung.

Bei der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) erfolgte eine Datenanfrage mit dem Ziel, Standortdaten zu erhalten, die die oben genannten Kriterien erfüllen und somit für die weitere Verschneidung der Biogasanlagenstandorte zu Grunde gelegt werden könnten. Der Ansprechpartner beim BGR verwies auf den LBEG-Server, der über die Kategorie „NIBIS Karten“ Dateninformationen zur Ableitung potentieller Wärmeabnahme enthalten würde, eine Datenlieferung erfolgte jedoch nicht. Die weitere Datenrecherche sowie die Verschneidung der geologisch geeigneten Standorte wurde von IPM übernommen.

Nach weiterer Prüfung und Vollständigkeit der geologisch-hydrologischen Daten wurde eine weitere Verschneidung vorgenommen. Ausgehend von der geologischen Situation wurde durch IPM eine deutschlandweite Auswahl an geologischen Eignungsregionen abgeleitet. Diese wurden in Hinblick auf der kleinstmöglichen Verschneidungsebene für die

Biogasanlagenstandorte auf Ebene der Postleitzahl übermittelt. Für diese geologischen Eignungsgebiete wurde der Biogasanlagenbestand analysiert.

Unter Berücksichtigung einer notwendigen Anlagengröße von  $\geq 600 \text{ kW}_{el}$  installierter Leistung wurden 414 potentielle Biogasanlagenstandorte (vgl. Abbildung 9) für Deutschland ermittelt. Diese wurden IPM für die weitere geologisch-hydrologische Analyse übermittelt. Weitere Eingrenzungen möglicher Anlagenstandorte für die Umsetzung des Anlagenkonzeptes sind nach einer Detailanalyse zu erwarten.

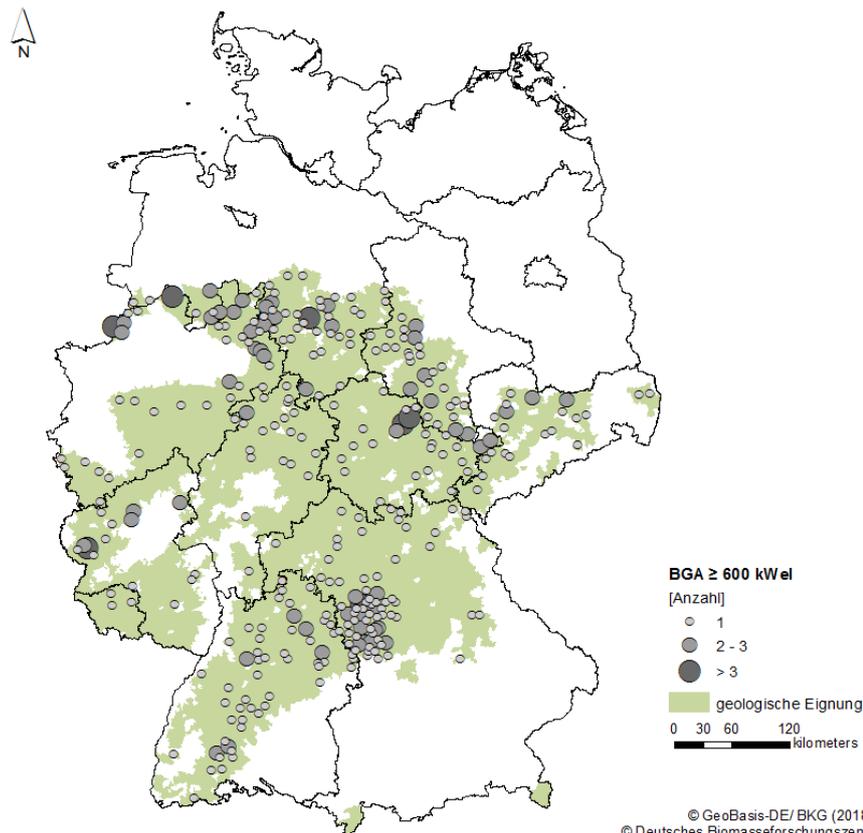


Abbildung 9: Regionale Verteilung potenzieller Biogasanlagenstandorte ( $\geq 600 \text{ kW}_{el}$  installierte Leistung) für definierte geologische Eignungsregionen

Der Fokus der Betrachtung lag auf Bestands-Biogasanlagen, wobei es hinsichtlich der Übertragbarkeit der Ergebnisse perspektivisch ist, zunächst geologisch passende Standorte zu identifizieren, in deren näheren Umfeld größere Wärmesenken vorhanden sind und anschließend in einem zweiten Schritt den Bau neuer Biogasanlagen zu eruieren.

Oberflächennahe Geothermie ist grundsätzlich überall einsetzbar und sehr gut skalierbar. Einschränkungen gibt es in Karstgebieten und Trinkwasserschutzzonen (vgl. Berichtsteil geotechnik heiligenstadt). Ausgehend von einem Anlagenbestand von 9.000 Biogasanlagen kommen in der ersten Betrachtung möglicher geologischer Eignungsgebiete rd. 400 Biogasanlagen-Standorte in Betracht. Diesem grundsätzlichen Übertragungspotenzial stehen limitierende Faktoren entgegen, wie etwa die Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Einbindung in Nahwärmenetze und die Anwendbarkeit von oberflächennaher Geothermie. Im Hinblick auf die Nahwärmeeinbindung müssen Geschäftsmodelle für den Nahwärmeabsatz auf die jeweiligen Begebenheiten und das Abnehmerverhalten vor Ort adaptiert werden.

## **2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises**

Die Zuwendung des DBFZ betrug 244.571 Euro, die überwiegend für den Personaleinsatz der am Vorhaben beteiligten Mitarbeitenden des DBFZ verwendet wurde. Aufgrund der Corona Pandemie wurden Dienstreisen und Veranstaltungen in den online-Bereich verlegt. Dadurch wurden weniger Reisekosten und sonstige Kosten verursacht, jedoch ein etwas höherer Personalaufwand. Es wurden geringfügig mehr Mittel verbraucht als geplant, die Differenz wird vom DBFZ getragen.

## **3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit**

Das DBFZ ist als gemeinnützige GmbH für die Bearbeitung von Vorhaben und Projekten auf Zuwendungen angewiesen. Ohne Zuwendung war das Forschungsvorhaben trotz Eigeninteresse nicht umzusetzen. Die Zuwendung ist hierbei maßgeblich durch den personellen Einsatz erfahrener Wissenschaftler begründet, die einerseits Erfahrungen in der technisch-ökonomischen Bewertung von Biogasanlagen sowie ökonomischer Modellbildung und andererseits in der Verarbeitung von Geodaten einbringen konnten.

## **4. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans**

### *a) Erfindungen /Schutzrechte*

Bislang sind noch keine Erfindungen oder Schutzrechtsanmeldungen vorgesehen. Eine Schutzrechtsanmeldung ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht geplant, da das Transfertools nach Abschluss der Entwicklung nicht vertrieben wird, sondern im Rahmen der Kooperation zwischen den Projektpartnern IPM und der geotechnik heiligenstadt energiewirtschaftliche Beratungsdienstleistungen angeboten werden. Das Kostentool des DBFZ wird öffentlich bereitgestellt und kann für die angestrebten Beratungsleistung in Zusammenhang mit dem Transfertools verwendet werden.

### *b) wirtschaftliche Erfolgsaussichten*

Als Forschungseinrichtung kann das DBFZ seine wissenschaftliche Konkurrenzfähigkeit auf den Wissensgebieten „Wärmespeicher“ und „Anlagenperspektiven im Biogasbereich“ ausbauen. Besonders im Bereich des Zusammenwirkens Biogasanlage-Geothermie-wärmespeicher wurden neue Erkenntnisse generiert, die weiterführend für innovative Projektansätze verwendet und darüber hinaus in die Praxis transferiert werden können.

Die erarbeiteten Parameter und der Modellansatz können zudem als Planungshilfsmittel Planenden und öffentlichen Stellen in geeigneter Form zur Verfügung gestellt werden. Durch die intensive Zusammenarbeit der eingebundenen Forschungseinrichtungen mit den KMU und Dienstleistungsfirmen sind sehr gute Erfolgsaussichten gegeben.

### *c) wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten*

Besonders im Rahmen der Flexibilisierung werden saisonale Wärmespeicher zunehmend interessant. Durch den stromgeführten flexiblen Einsatz von BHKW steht Wärme nun nicht mehr kontinuierlich, sondern in Intervallen, die sich nach den Börsenpreisen für Strom richten,

zur Verfügung. Um die Wärmeversorgung der Wärmeabnehmenden sicher zu stellen sind moderne Wärmespeichertechnologien erforderlich. Darüber hinaus bietet sich mit großen Wärmespeichern die Möglichkeit der saisonalen Verlagerung der Wärmebereitstellung an, um mehr Wärme in den Wintermonaten vermarkten zu können, die ansonsten im Sommer über die BHKW-Notkühler in die Atmosphäre abgeführt würde. Somit bieten sich für Anlagenbetreibende wirtschaftliche Chancen für einen Mehrerlös und damit eine steigende Rentabilität ihrer Anlage. Je kostengünstiger eine Wärmespeicherlösung umgesetzt werden kann und je geringer zu erwartende Verluste sind, desto vorzüglicher wird es aus betriebswirtschaftlicher Sicht für die Anlagenbetreibenden. Die Geothermie bietet hierfür Voraussetzungen, um mit den konventionellen Wärmespeicherlösungen zu konkurrieren.

Die Lösungen können in Handreichungen, Leitfäden und auf Praktikertagen vorgestellt werden, um sie in die Praxis zu tragen und die Wertschöpfung im ländlichen Raum zu fördern.

*d) wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit*

Durch den Kompetenzaufbau erhöhen sich die Erfolgsaussichten des DBFZ, weitere nationale sowie internationale Projekte einzuwerben, wodurch positive Effekte für die Personalentwicklung erreicht werden. Dementsprechend ist die Entwicklung weiterer Forschungsansätze in Hinsicht auf Kopplung von Bioenergie und Geothermie möglich.

Vor diesem Hintergrund erfolgt auch die Schärfung der bisher angewendeten Methoden in Form einer Modellentwicklung. Das technisch-ökonomische Anlagenmodell bildet einen wichtigen Baustein des Projektes, der als modulares Modellkonstrukt über Datenschnittstellen zu den geologischen Modellen verfügt. Durch den modularen Aufbau ist es möglich, dieses nach der Projektlaufzeit teilweise oder vollständig weiter zu verwenden und weiter zu entwickeln. Die Programmiersprache Python ist quelloffen, frei verfügbar, in der Wissenschaft für verschiedenste Modellanwendungen fest etabliert und somit für die Weiterentwicklung sowie dem Fortbestand des zu entwickelnden Modells prädestiniert. So konnte die Betrachtung potentieller Erlöse aus dem Verkauf von Strom, Wärme, Biomethan oder aufbereiteten Gärresten über dieses Tool im Rahmen der gegebenen Projektlaufzeit nicht erfolgen. Allerdings ist die Implementierung eines „Erlösmoduls“ für einzelne oder gar mehrere Geschäftsfelder zukünftig, z. B. im Rahmen eines Anschlussvorhabens, im AnuBis<sup>py</sup> möglich. Dadurch kann die Gesamtwirtschaftlichkeit unterschiedlicher Anlagenkonzepte für Biogasanlagen (Neu- und Bestandsanlagen) in unterschiedlichen Geschäftsfeldern innerhalb und außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vollumfänglich abgebildet werden.

Das DBFZ verfügt über eine umfassende Biogasanlagen-Datenbank, die im Projekt einerseits zur Ermittlung des Umsatzpotentials genutzt wurde, andererseits aber auch Standorte auf Basis von Musterplanungen identifizieren kann, an denen generell Biogas-Geothermiekonzepte denkbar sind. Die Biogasanlagen-Datenbank erhält somit eine weitere Informationsebene und kann für die Übertragung des Anlagenkonzeptes auf andere Regionen genutzt werden.

Darüber hinaus wurden die Projektergebnisse durch Publikationen und Vorträge auf Tagungen vorgestellt. Eine wissenschaftliche Publikation ist im Anschluss des Vorhabens in 2022 / 2023 geplant.

## **5. während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen**

Zum aktuellen Zeitpunkt sind keine Ergebnisse von dritter Seite bekannt geworden, die für die Durchführung des Vorhabens relevant sind. Durch die Neuartigkeit des Verfahrens und das spezielle Forschungsfeld, sind nur wenige Quellen vorhanden.

## **6. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses**

Das Teilvorhaben hat einen Beitrag zur Statuskonferenz der BMWI Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ vom 17. bis 18. September 2019 mit dem Titel „Bio2Geo: Entwicklung und Demonstration eines innovativen ökologischen Hybridkraftwerks für die Kopplung von Bioenergie mit Geothermie zur Versorgung unterschiedlicher Abnehmerstrukturen“ eingereicht, welcher als Vortrag angenommen wurde. Der Vortrag wurde am 18. September gehalten und war im Forum V “Systemintegration. Bioenergie intelligent im Energiesystem einbinden“ eingebunden (vgl. Anhang 9).

Darüber hinaus ergab sich die Möglichkeit, dass Bio2Geo Konzept im Umweltpodcast des Hybrid Art Lab Leipzig vorzustellen (<https://hybridart.weebly.com/umweltpodcast.html>).

Zur 10. Statuskonferenz „Energetische Biomassenutzung“ 2021 wurde am 30.11.2021 das Vorhaben mit Fokus auf die ökonomischen Ergebnisse vorgestellt (vgl. Anhang 10). Der Abstract ist im Tagungsreader zur Veranstaltung abrufbar: <https://www.energetische-biomassenutzung.de/publikationen/tagungsreader/10-sk-2021>

Eine wissenschaftliche Veröffentlichung der ökonomischen Ergebnisse (Biogas und Geothermie) ist in Kooperation DBFZ und dem Projektpartner geotechnik heiligenstadt (Ingo Raufuss) in 2022 / 2023 geplant.

## Anhang

|   |    |
|---|----|
| Anhang 1: Datenbankstruktur für das Anlagenmodell AnuBis <sup>py</sup> (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)  | 34 |
| Anhang 2: Übersicht Kostenkomponenten – 500 kW <sub>el</sub> -Biogasanlage (Neuanlage) inkl. 2,25-fach-Überbauung (Flexibilisierung) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)  | 35 |
| Anhang 3: Übersicht Kostenkomponenten – 500 kW-Biogasanlage für Bestandsanlage inkl. 2,25-fach-Überbauung (Flexibilisierung) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)  | 36 |
| Anhang 4: Übersicht Kostenkomponenten – 500 kW <sub>el</sub> -Biogasanlage für Bestandsanlage inkl. 5-fach-Überbauung (Flexibilisierung), Variante: 10 Jahre Fortführung der Anlage (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021) | 37 |
| Anhang 5: Übersicht Kosten Biogasanlage für 500 kW <sub>el</sub> , 2.000 kW <sub>el</sub> und 5.000 kW <sub>el</sub> -Variante (Konzepte für Neuanlage und Bestandsanlage) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)          | 38 |
| Anhang 6: Ökonomische Berechnungen Erdwärmespeicher (EWS) vs. Latentwärmespeicher - Übersicht ökonomische Bewertung für 30 Jahre Laufzeit (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)   | 39 |
| Anhang 7: Ökonomische Berechnungen Erdwärmespeicher (EWS) vs. Latentwärmespeicher - Übersicht ökonomische Bewertung für 40 Jahre Laufzeit (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)   | 40 |
| Anhang 8: Spezifischer Gewinn EWS-Speicher & LW-Speicher, Betrachtungszeitraum; 30 Jahre & 40 Jahre (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)   | 41 |
| Anhang 9: Vortrag Statuskonferenz Energetische Biomassenutzung – 18. September 2019   | 42 |
| Anhang 10: Vortrag Statuskonferenz Energetische Biomassenutzung – 30. November 2021   | 50 |



Anhang 2: Übersicht Kostenkomponenten – 500 kW<sub>e</sub>-Biogasanlage (Neuanlage) inkl. 2,25-fach-Überbauung (Flexibilisierung) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

| Bezeichnung der Komponente   | Investition      |
|--|------------------|
|  | I <sub>0</sub>   |
| <b>Komponenten Biogasanlage</b>                                      |                  |
| Bau Substratlager  | 350.000          |
| Bau Fermenter und Nachgärer  | 400.000          |
| Bau Gärrestlager   | 350.000          |
| Bau Medienanschlüsse   | 140.000          |
| Bau Infrastruktur  | 150.000          |
| Maschinentchnik  | 135.000          |
| E-Leittechnik  | 94.500           |
| BHKW 1   | 645.000          |
| Gärrestlagerabdeckung  | 80.000           |
| Planung, Projektierung, Genehmigung (8% des Invest)                  | 168.000          |
| Kosten Rückbau (nur bei Kapitalkosten ausgewiesen, nicht im Invest!) | 161.425          |
| <b>Kosten Vor-Ort-Verstromungsanlage - Neubau</b>                    | <b>2.512.500</b> |
| <b>Komponenten (technische) Flexibilisierung</b>                     |                  |
| BHKW 2   | 550.000          |
| Gasspeicher  | 92.796           |
| Rohrleitung und Einbindung   | 14.153           |
| AKF, Gastrockner, Gaskühler, etc.                                    | 18.399           |
| Regel- und Steuertechnik   | 5.000            |
| Planung, Projektierung, Genehmigung                                  | 22.645           |
| zusätzl. Stromanschluss inkl. (neuer) Transformator                  | 13.000           |
| Wärmespeicher  | 0                |
| <b>Kosten Flexibilisierung</b>                                       | <b>715.993</b>   |
| <b>Summe Kosten inkl. Flexibilisierung €</b>                         | <b>3.228.493</b> |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf inkl. Flexibilisierung €/kW</b>   | <b>6.457</b>     |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf - ohne Flexibilisierung €/kW</b>  | <b>5.025</b>     |

## Abschlussbericht Bio2Geo

Anhang 3: Übersicht Kostenkomponenten – 500 kW-Biogasanlage für Bestandsanlage inkl. 2,25-fach-Überbauung (Flexibilisierung) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

| Bezeichnung der Komponente   | Investition      |
|--|------------------|
|  | 10               |
| <b>Komponenten Biogasanlage</b>                                      |                  |
| Repowering Bestandsanlage (25% vom ursprünglichen Invest)            | 500.000,00       |
| Kosten Rückbau (nur bei Kapitalkosten ausgewiesen, nicht im Invest!) | 161.425          |
| Kosten Vor-Ort-Verstromungsanlage - Erhaltung Bestandsanlage         | 500.000,00       |
| <b>Komponenten (technische) Flexibilisierung</b>                     |                  |
| BHKW   | 635.000,00       |
| Gasspeicher  | 98.042,82        |
| Gasleitungen, Verdichter, Gastrockner, -kühler, AKF                  | 43.000,00        |
| Netzverträglichkeitsprüfung & Anlagenzertifikat                      | 26.000,00        |
| Regel- und Steuertechnik (Pauschale)                                 | 6.000,00         |
| Planung, Projektierung, Genehmigung                                  | 30.000,00        |
| zusätzl. Stromanschluss /-leitungen inkl. (neuer) Transformator      | 96.000,00        |
| notwendiger Wärme- / Pufferspeicher                                  | 35.250,00        |
| <b>Kosten Flexibilisierung</b>                                       | <b>969.293</b>   |
| <b>Summe Kosten inkl. Flexibilisierung €</b>                         | <b>1.469.293</b> |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf inkl. Flexibilisierung €/kW</b>   | <b>2.939</b>     |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf - ohne Flexibilisierung €/kW</b>  | <b>1.000</b>     |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf Flexibilisierung €/kW</b>         | <b>1.939</b>     |

## Abschlussbericht Bio2Geo

Anhang 4: Übersicht Kostenkomponenten – 500 kW<sub>el</sub>-Biogasanlage für Bestandsanlage inkl. 5-fach-Überbauung (Flexibilisierung), Variante: 10 Jahre Fortführung der Anlage (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

| Bezeichnung der Komponente  | Investition       |
|---|-------------------|
|   | IO                |
| <b>Komponenten Biogasanlage</b>   |                   |
| Repowering Bestandsanlage (25% vom ursprünglichen Invest)                                 | 500.000,00        |
| Kosten Rückbau (nur bei Kapitalkosten ausgewiesen, nicht im Invest!)                      | 161.425           |
| Kosten Vor-Ort-Verstromungsanlage - Erhaltung Bestandsanlage                              | 500.000,00        |
| <b>Komponenten (technische) Flexibilisierung</b>  |                   |
| BHKW  | 1.360.000,00      |
| Gasspeicher   | 183.912,47        |
| Gasleitungen, Verdichter, Gastrockner, -kühler, AKF                                       | 130.000,00        |
| Netzverträglichkeitsprüfung & Anlagenzertifikat   | 37.000,00         |
| Regel- und Steuertechnik (Pauschale)  | 6.000,00          |
| Planung, Projektierung, Genehmigung   | 50.000,00         |
| zusätzl. Stromanschluss /-leitungen inkl. (neuer) Transformator                           | 200.000,00        |
| <b>notwendiger Wärme- / Pufferspeicher*</b>   | <b>250.000,00</b> |
| <b>Kosten Flexibilisierung</b>  | <b>2.216.912</b>  |
| <b>Summe Kosten inkl. Flexibilisierung € inkl. Wärmespeicher</b>                          | <b>2.716.912</b>  |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf inkl. Flexibilisierung €/kW</b>                        | <b>5.434</b>      |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf - ohne Flexibilisierung €/kW</b>                       | <b>1.000</b>      |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf Flexibilisierung €/kW</b>                              | <b>4.434</b>      |
| <b>Summe Kosten inkl. Flexibilisierung € (ohne Wärmespeicher*)</b>                        | <b>2.466.912</b>  |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf inkl. Flexibilisierung €/kW (ohne Wärmespeicher*)</b>  | <b>4.934</b>      |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf - ohne Flexibilisierung €/kW (ohne Wärmespeicher*)</b> | <b>1.000</b>      |
| <b>spezifischer Investitionsbedarf Flexibilisierung €/kW (ohne Wärmespeicher *)</b>       | <b>3.934</b>      |

\*erforderlich bei 5-fach Überbauung, wenn kein geotherm. Speicher verwendet wird

## Abschlussbericht Bio2Geo

Anhang 5: Übersicht Kosten Biogasanlage für 500 kW<sub>el</sub>, 2.000 kW<sub>el</sub> und 5.000 kW<sub>el</sub>-Variante (Konzepte für Neuanlage und Bestandsanlage) (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

|                                     | Einheit              | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3 |
|-------------------------------------|----------------------|------------|------------|------------|
| installierte elektrische Leistung   | kW <sub>el</sub>     | 500        | 2.000      | 5.000      |
| Höchstbemessungsleistung*           | kW <sub>el</sub>     | 475        | 1.900      | 4.750      |
| max. jährlich vergütbare Strommenge | MWh <sub>el</sub> /a | 4.161      | 16.644     | 41.610     |
| installierte thermische Leistung    | kW <sub>th</sub>     | 518        | 2.010      | 5.155,00   |
| jährliche Volllaststunden           | h/a                  | 8.322      | 8.322      | 8.322      |
| Eigenstrombedarf BGA + BHKW         | %                    | 8          | 8          | 8          |
| Eigenwärmebedarf BGA                | %                    | 20         | 20         | 20         |
| bereitgestellte Bruttowärmemenge    | MWh <sub>th</sub> /a | 4.312      | 16.728     | 42.900     |
| max. auskoppelb. Nettowärmemenge    | MWh <sub>th</sub> /a | 3.450      | 13.383     | 34.320     |

| Kosten Biogasanlage (Neuanlage)              | kW <sub>el</sub> | 500       | 2.000     | 5.000      |
|--|------------------|-----------|-----------|------------|
| Kosten Biogasanlage                          | €                | 2.512.500 | 7.537.500 | 16.331.250 |
| Kosten Flexibilisierung                      | €                | 715.993   | 2.147.978 | 4.653.952  |
| Kosten Biogasanlagen inkl. Flexibilisierung  | €                | 3.228.493 | 9.685.478 | 20.985.202 |
| Spezifischer Investitionsbedarf Biogasanlage | €/kW             | 6.457     | 4.843     | 4.197      |
| Kapitalgebundene Kosten (20 Jahre Laufzeit)  | €/a              | 221.038   | 663.114   | 1.436.746  |

| Kosten Biogasanlage (Bestandsanlage) - Flex 2,25-fach | kW <sub>el</sub> | 500       | 2.000     | 5.000     |
|---|------------------|-----------|-----------|-----------|
| Kosten Biogasanlage                                   | €                | 500.000   | 1.500.000 | 3.250.000 |
| Kosten Flexibilisierung                               | €                | 969.293   | 2.907.878 | 6.300.403 |
| Kosten Biogasanlagen inkl. Flexibilisierung           | €                | 1.469.293 | 4.407.878 | 9.550.403 |
| Spezifischer Investitionsbedarf Biogasanlage          | €/kW             | 2.939     | 2.204     | 1.910     |
| Kapitalgebundene Kosten (20 Jahre Laufzeit)           | €/a              | 100.595   | 301.784   | 653.866   |

| Kosten Biogasanlage (Bestandsanlage) - Flex 5-fach |      | 500       | 2.000     | 5.000      |
|--|------|-----------|-----------|------------|
| Kosten Biogasanlage                                | €    | 500.000   | 1.500.000 | 3.250.000  |
| Kosten Flexibilisierung                            | €    | 2.466.912 | 7.400.737 | 16.034.931 |
| Kosten Biogasanlagen inkl. Flexibilisierung        | €    | 2.966.912 | 8.900.737 | 19.284.931 |
| Spezifischer Investitionsbedarf Biogasanlage       | €/kW | 5.934     | 4.450     | 3.857      |
| Kapitalgebundene Kosten (20 Jahre Laufzeit)        | €/a  | 203.129   | 609.387   | 1.320.337  |

Annahme: 20 Jahre Laufzeit, 20 % Eigenkapital, 80 % Fremdkapital, Mischzins 3,2 %

## Abschlussbericht Bio2Geo

### Anhang 6: Ökonomische Berechnungen Erdwärmespeicher (EWS) vs. Latentwärmespeicher - Übersicht ökonomische Bewertung für 30 Jahre Laufzeit (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

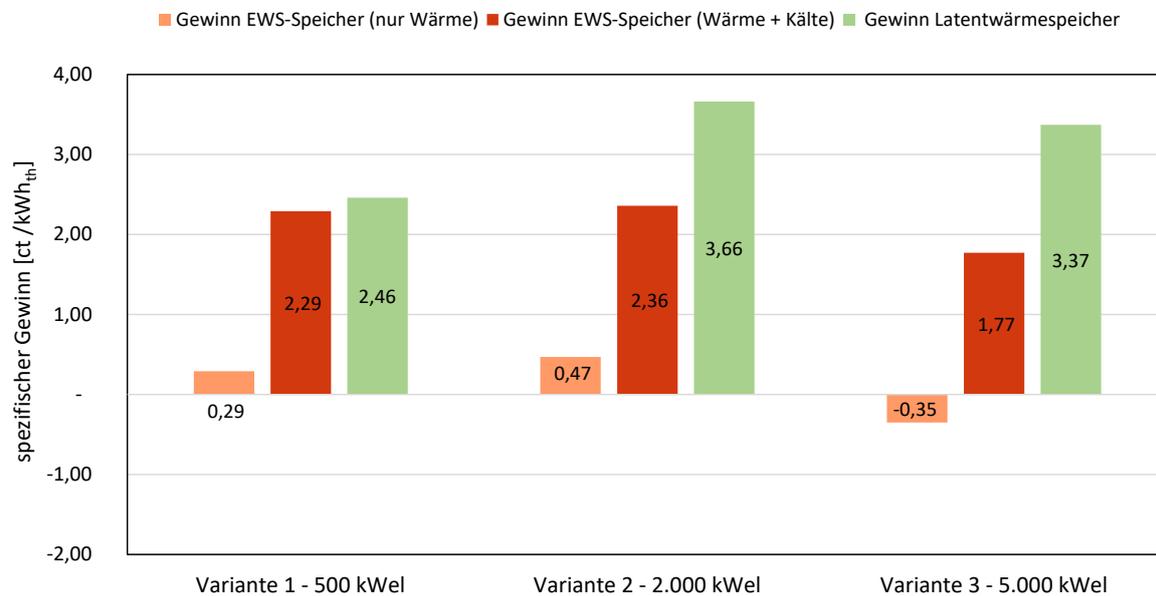
| Parameter  | Einheit                    | Variante 1     | Variante 2       | Variante 3       |
|--|----------------------------|----------------|------------------|------------------|
| installierte elektrische Leistung                              | kW <sub>el</sub>           | 500            | 2.000            | 5.000            |
| Höchstbemessungsleistung                                       | kW <sub>el</sub>           | 475            | 1.900            | 4.750            |
| installierte thermische Leistung                               | kW <sub>th</sub>           | 518            | 2.010            | 5.155            |
| jährliche Volllaststunden                                      | h/a                        | 8.322          | 8.322            | 8.322            |
| max. auskoppelbare Nettowärmemenge                             | MWh <sub>th</sub> /a       | 3.450          | 13.383           | 34.320           |
| gewinnbare Wärme (Speicher) für Verkauf                        | MWh <sub>th</sub> /a       | 1.972          | 7.710            | 19.275           |
| jährliche Kältebereitstellung für Verkauf                      | MWh <sub>th</sub> /a       | 1.315          | 5.140            | 12.849           |
| <b>Kosten</b>  |                            |                |                  |                  |
| <b>Kosten Erdwärmesondenspeicher</b>                           |                            |                |                  |                  |
| Investitionsbedarf EWS-Speicher (absolut) brutto               | €                          | 723.250        | 2.226.850        | 5.381.381        |
| Investitionsbedarf EWS-Speicher (anteilig) brutto              | €/kW <sub>th</sub>         | 1.338          | 1.054            | 1.019            |
| staatliche Förderung (30 %)                                    | €                          | 216.975        | 668.055          | 1.614.414        |
| <b>Investitionsbedarf EWS-Speicher (absolut) netto (CAPEX)</b> | <b>€</b>                   | <b>506.275</b> | <b>1.558.795</b> | <b>3.766.967</b> |
| Betriebskosten (+AfA) gesamt über 30 Jahre (OPEX)              | €                          | 2.819.077      | 11.170.124       | 33.675.636       |
| Ø Betriebskosten (+AfA)  | €/a                        | 93.969         | 372.337          | 1.122.521        |
| <b>Kosten Latentwärmespeicher</b>                              |                            |                |                  |                  |
| Investitionsbedarf (absolut) brutto                            | €                          | 1.007.856      | 2.541.808        | 6.354.519        |
| staatliche Förderung (30 %)                                    | €                          | 302.357        | 762.542          | 1.906.356        |
| <b>Investitionsbedarf (absolut) netto (CAPEX)</b>              | <b>€</b>                   | <b>705.499</b> | <b>1.779.265</b> | <b>4.448.163</b> |
| Betriebskosten (+AfA) gesamt über 30 Jahre (OPEX)              | €                          | 1.343.952      | 3.451.592        | 10.287.180       |
| Ø Betriebskosten (+AfA)  | €/a                        | 44.798         | 115.053          | 342.906          |
| <b>Erlöse</b>  |                            |                |                  |                  |
| <b>Erlöse Erdwärmesondenspeicher</b>                           |                            |                |                  |                  |
| Gesamterlöse Wärme   | €                          | 3.503.961      | 13.697.302       | 34.243.255       |
| Gesamterlös über Laufzeit (30 Jahre) (Wärme + Kälte)           | €                          | 5.580.186      | 21.813.454       | 54.533.635       |
| Ø jährlicher Erlös (nur Wärme)                                 | €/a                        | 116.799        | 456.577          | 1.141.442        |
| Ø jährlicher Erlös (Wärme + Kälte)                             | €/a                        | 186.006        | 727.115          | 1.817.788        |
| Ø Anteil Wärmeerlös  | €/a                        | 116.799        | 456.577          | 1.141.442        |
| Ø Anteil Kälteerlös  | €/a                        | 69.207         | 270.538          | 676.346          |
| <b>Erlöse Latentwärmespeicher</b>                              |                            |                |                  |                  |
| Gesamterlös über Laufzeit (30 Jahre)                           | €                          | 3.503.961      | 13.697.302       | 34.243.255       |
| Ø jährlicher Erlös   | €/a                        | 116.799        | 456.577          | 1.141.442        |
| <b>Ergebnisanalyse</b>   |                            |                |                  |                  |
| <b>Gesamtschau Erdwärmesondenspeicher</b>                      |                            |                |                  |                  |
| Σ Kosten CAPEX + OPEX  | €                          | 3.325.352      | 12.728.919       | 37.442.603       |
| Σ Gewinn (nur Wärmebereitstellung)                             | €                          | 178.609        | 968.383          | - 3.199.348      |
| Σ Gewinn (kombinierte Bereitstellung Wärme + Kälte)            | €                          | 2.254.834      | 9.084.535        | 17.091.032       |
| Ø Erlöse auf 30 Jahre (nur Wärmebereitstellung)                | ct/kWh <sub>th</sub>       | 5,92           | 5,92             | 5,92             |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 30 Jahre (nur Wärmebereitstellung) | ct/kWh <sub>th</sub>       | 5,62           | 5,50             | 6,48             |
| <b>Ø Gewinn - ausschließlich Bereitstellung von Wärme</b>      | <b>ct/kWh<sub>th</sub></b> | <b>0,29</b>    | <b>0,47</b>      | <b>- 0,35</b>    |
| Ø Erlöse auf 30 Jahre (Wärme + Kälte)                          | ct/kWh <sub>th</sub>       | 5,66           | 5,66             | 5,66             |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 30 Jahre (inkl. Kälte)             | ct/kWh <sub>th</sub>       | 3,37           | 3,30             | 3,89             |
| Ø Gewinn - kombinierte Bereitstellung Wärme + Kälte            | ct/kWh <sub>th</sub>       | 2,29           | 2,36             | 1,77             |
| <i>Aufschlüsselung:</i>  |                            |                |                  |                  |
| Ø Gewinn pro vermarkteter kWh Wärme                            | ct/kWh <sub>th</sub>       | 2,39           | 2,47             | 1,86             |
| Ø Gewinn pro vermarkteter kWh Kälte                            | ct/kWh <sub>th</sub>       | 2,13           | 2,19             | 1,65             |
| <b>Gesamtschau Latentwärmespeicher</b>                         |                            |                |                  |                  |
| Σ CAPEX + OPEX   | €                          | 2.049.452      | 5.230.858        | 14.735.343       |
| Gesamterlöse Wärme   | €                          | 3.503.961      | 13.697.302       | 34.243.255       |
| Gewinn Wärme   | €                          | 1.454.509      | 8.466.444        | 19.507.912       |
| Ø Erlöse auf 20 Jahre  | ct/kWh <sub>th</sub>       | 5,92           | 5,92             | 5,92             |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 30 Jahre                           | ct/kWh <sub>th</sub>       | 3,46           | 2,26             | 2,55             |
| <b>Ø Gewinn Wärmebereitstellung</b>                            | <b>ct/kWh<sub>th</sub></b> | <b>2,46</b>    | <b>3,66</b>      | <b>3,37</b>      |

## Abschlussbericht Bio2Geo

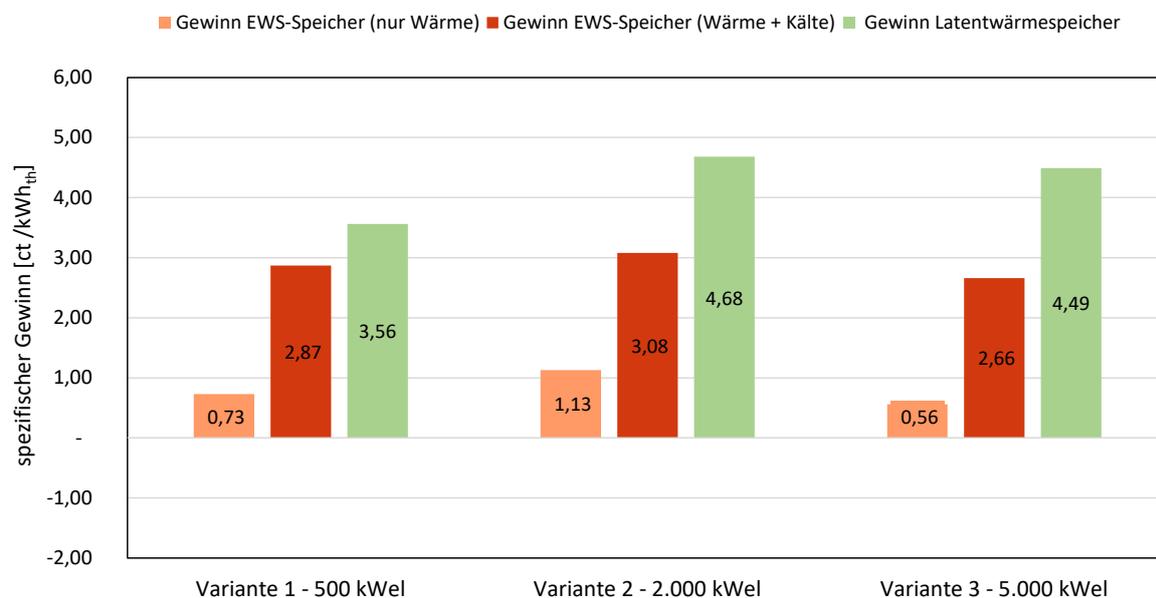
### Anhang 7: Ökonomische Berechnungen Erdwärmespeicher (EWS) vs. Latentwärmespeicher - Übersicht ökonomische Bewertung für 40 Jahre Laufzeit (Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2021)

| Parameter  | Einheit                    | Variante 1     | Variante 2       | Variante 3       |
|--|----------------------------|----------------|------------------|------------------|
| installierte elektrische Leistung                              | kW <sub>el</sub>           | 500            | 2.000            | 5.000            |
| Höchstbemessungsleistung                                       | kW <sub>el</sub>           | 475            | 1.900            | 4.750            |
| installierte thermische Leistung                               | kW <sub>th</sub>           | 518            | 2.010            | 5.155            |
| jährliche Volllaststunden                                      | h/a                        | 8.322          | 8.322            | 8.322            |
| max. auskoppelbare Nettowärmemenge                             | MWh <sub>th</sub> /a       | 3.450          | 13.383           | 34.320           |
| gewinnbare Wärme (Speicher) für Verkauf                        | MWh <sub>th</sub> /a       | 1.972          | 7.710            | 19.275           |
| jährliche Kältebereitstellung für Verkauf                      | MWh <sub>th</sub> /a       | 1.315          | 5.140            | 12.849           |
| <b>Kosten</b>  |                            |                |                  |                  |
| <b>Kosten Erdwärmesondenspeicher</b>                           |                            |                |                  |                  |
| Investitionsbedarf EWS-Speicher (absolut) brutto               | €                          | 723.250        | 2.226.850        | 5.381.381        |
| Investitionsbedarf EWS-Speicher (anteilig) brutto              | €/kW <sub>th</sub>         | 1.338          | 1.054            | 1.019            |
| staatliche Förderung (30 %)                                    | €                          | 216.975        | 668.055          | 1.614.414        |
| <b>Investitionsbedarf EWS-Speicher (absolut) netto (CAPEX)</b> | <b>€</b>                   | <b>506.275</b> | <b>1.558.795</b> | <b>3.766.967</b> |
| Betriebskosten (+AfA) gesamt über 40 Jahre (OPEX)              | €                          | 4.281.673      | 16.077.818       | 45.638.573       |
| Ø Betriebskosten (+AfA)  | €/a                        | 107.042        | 401.945          | 1.140.964        |
| <b>Kosten Latentwärmespeicher</b>                              |                            |                |                  |                  |
| Investitionsbedarf (absolut) brutto                            | €                          | 1.007.856      | 2.541.808        | 6.354.519        |
| staatliche Förderung (30 %)                                    | €                          | 302.357        | 762.542          | 1.906.356        |
| <b>Investitionsbedarf (absolut) netto (CAPEX)</b>              | <b>€</b>                   | <b>705.499</b> | <b>1.779.265</b> | <b>4.448.163</b> |
| Betriebskosten (+AfA) gesamt über 40 Jahre (OPEX)              | €                          | 1.858.911      | 4.780.717        | 13.488.608       |
| Ø Betriebskosten (+AfA)  | €/a                        | 46.473         | 119.518          | 337.215          |
| <b>Erlöse</b>  |                            |                |                  |                  |
| <b>Erlöse Erdwärmesondenspeicher</b>                           |                            |                |                  |                  |
| Gesamterlöse Wärme   | €                          | 5.373.795      | 21.006.655       | 52.516.636       |
| Gesamterlös über Laufzeit (40 Jahre) (Wärme + Kälte)           | €                          | 8.557.965      | 33.453.865       | 83.634.663       |
| Ø jährlicher Erlös (nur Wärme)                                 | €/a                        |                |                  |                  |
| Ø jährlicher Erlös (Wärme + Kälte)                             | €/a                        | 213.949        | 836.347          | 2.090.867        |
| Ø Anteil Wärmeerlös  | €/a                        | 134.345        | 525.166          | 1.312.916        |
| Ø Anteil Kälteerlös  | €/a                        | 79.604         | 311.180          | 777.951          |
| <b>Erlöse Latentwärmespeicher</b>                              |                            |                |                  |                  |
| Gesamterlös über Laufzeit (40 Jahre)                           | €                          | 5.373.795      | 21.006.655       | 52.516.636       |
| Ø jährlicher Erlös   | €/a                        | 134.345        | 525.166          | 1.312.916        |
| <b>Ergebnisanalyse</b>   |                            |                |                  |                  |
| <b>Gesamtschau Erdwärmesondenspeicher</b>                      |                            |                |                  |                  |
| Σ Kosten CAPEX + OPEX  | €                          | 4.787.948      | 17.636.613       | 49.405.540       |
| Σ Gewinn (nur Wärmebereitstellung)                             | €                          | 585.847        | 3.370.041        | 3.111.097        |
| Σ Gewinn (kombinierte Bereitstellung Wärme + Kälte)            | €                          | 3.770.017      | 15.817.252       | 34.229.123       |
| Ø Erlöse auf 40 Jahre (nur Wärmebereitstellung)                | ct/kWh <sub>th</sub>       | 6,81           | 6,81             | 6,81             |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 40 Jahre (nur Wärmebereitstellung) | ct/kWh <sub>th</sub>       | 6,07           | 5,72             | 6,41             |
| <b>Ø Gewinn - ausschließlich Bereitstellung von Wärme</b>      | <b>ct/kWh<sub>th</sub></b> | <b>0,73</b>    | <b>1,13</b>      | <b>0,56</b>      |
| Ø Erlöse auf 40 Jahre (Wärme + Kälte)                          | ct/kWh <sub>th</sub>       | 6,51           | 6,51             | 6,51             |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 40 Jahre (inkl. Kälte)             | ct/kWh <sub>th</sub>       | 3,64           | 3,43             | 3,84             |
| Ø Gewinn - kombinierte Bereitstellung Wärme + Kälte            | ct/kWh <sub>th</sub>       | 2,87           | 3,08             | 2,66             |
| <i>Aufschlüsselung:</i>  |                            |                |                  |                  |
| Ø Gewinn pro vermarkteter kWh Wärme                            | ct/kWh <sub>th</sub>       | 3,00           | 3,22             | 2,79             |
| Ø Gewinn pro vermarkteter kWh Kälte                            | ct/kWh <sub>th</sub>       | 2,67           | 2,86             | 2,48             |
| <b>Gesamtschau Latentwärmespeicher</b>                         |                            |                |                  |                  |
| Σ CAPEX + OPEX   | €                          | 2.564.411      | 6.559.982        | 17.936.771       |
| Gesamterlöse Wärme   | €                          | 5.373.795      | 21.006.655       | 52.516.636       |
| Gewinn Wärme   | €                          | 2.809.385      | 14.446.672       | 34.579.865       |
| Ø Erlöse auf 20 Jahre  | ct/kWh <sub>th</sub>       | 6,81           | 6,81             | 6,81             |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 40 Jahre                           | ct/kWh <sub>th</sub>       | 3,25           | 2,13             | 2,33             |
| <b>Ø Gewinn Wärmebereitstellung</b>                            | <b>ct/kWh<sub>th</sub></b> | <b>3,56</b>    | <b>4,68</b>      | <b>4,49</b>      |

Spezifischer Gewinn EWS-Speicher & LW-Speicher - Betrachtungszeitraum: 30 Jahre



Spezifischer Gewinn EWS-Speicher & LW-Speicher - Betrachtungszeitraum: 40 Jahre





## Betriebswirtschaftliche Bewertung und Entwicklung von Betriebskonzepten zur Kopplung von Biogas und Geothermie

FKZ 03ET1593B

Bio2Geo – Entwicklung und Demonstration eines innovativen ökologischen Hybridkraftwerks für die Kopplung von Geothermie zur Versorgung unterschiedlicher Abnehmerstrukturen

8. Statuskonferenz  
Leipzig, 18 Sept´2019

### Inhalt

- ⊕ **Projektvorstellung und Fragestellung**
- ⊕ **Methodischer Ansatz**
- ⊕ **Konzepte für den Anlagenbetrieb**
- ⊕ **Zusammenfassender Ausblick**



## Projektvorstellung und Fragestellung

### Arten von Geothermie

| Tiefe in Metern | Art der Technologie           | Temperaturniveau | Anwendungsgebiet                      |
|-----------------|-------------------------------|------------------|---------------------------------------|
| 3 - 15          | Erdwärmekollektoren           | 5 - 15 °C        | Einfamilienhäuser                     |
| 5 - 15          | Zweibrunnensystem             | 8 - 12 °C        | Einfamilienhäuser                     |
| 15 - 400        | Oberflächennahe Erdwärmesonde | 10 - 14 °C       | Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser |
| 400 - 2.000     | Tiefe Erdwärmesonde           | 40 - 100 °C      | Mehrfamilienhäuser, Bürogebäude       |
| 2.000 - 3.500   | Hydrothermale Dublette        | 40 - 150 °C      | Gebäudekomplexe                       |
| 4.000 - 6.000   | Hot-Dry-Rock                  | 150 - 200 °C     | Kraftwerk                             |



## Projektvorstellung und Fragestellung

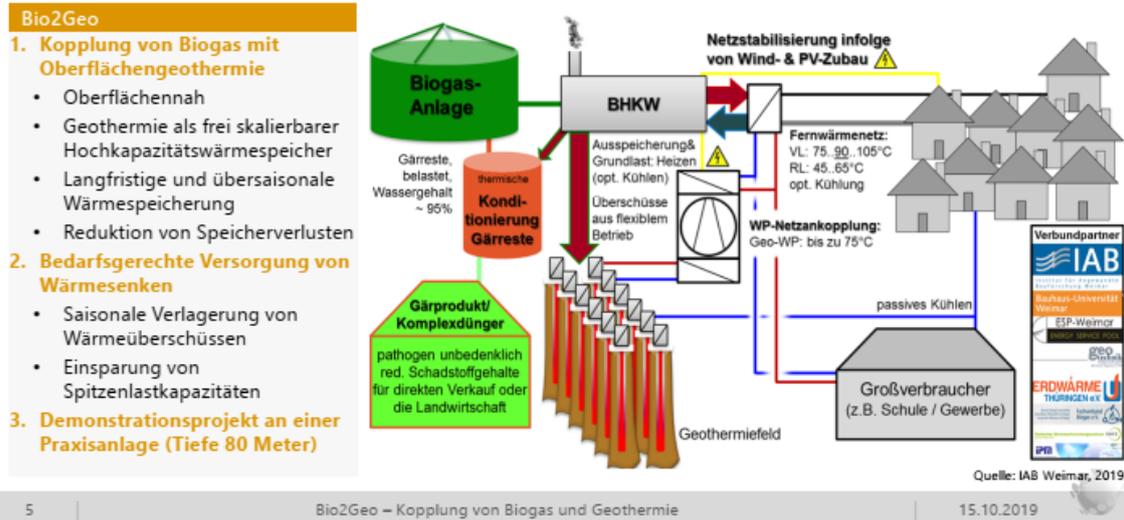
### Arten von Geothermie

| Tiefe in Metern | Art der Technologie           | Temperaturniveau | Anwendungsgebiet                      |
|-----------------|-------------------------------|------------------|---------------------------------------|
| 3 - 15          | Erdwärmekollektoren           | 5 - 15 °C        | Einfamilienhäuser                     |
| 5 - 15          | Zweibrunnensystem             | 8 - 12 °C        | Einfamilienhäuser                     |
| 15 - 400        | Oberflächennahe Erdwärmesonde | 10 - 14 °C       | Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser |
| 400 - 2.000     | Tiefe Erdwärmesonde           | 40 - 100 °C      | Mehrfamilienhäuser, Bürogebäude       |
| 2.000 - 3.500   | Hydrothermale Dublette        | 40 - 150 °C      | Gebäudekomplexe                       |
| 4.000 - 6.000   | Hot-Dry-Rock                  | 150 - 200 °C     | Kraftwerk                             |



## Projektvorstellung und Fragestellung

Bio2Geo – Integrales Konzept zur Wärmespeicherung und -nutzung



5

Bio2Geo – Kopplung von Biogas und Geothermie

15.10.2019

## Projektvorstellung und Fragestellung

Im Rahmen der technisch-ökonomischen Bewertung stellen sich folgende Kernfragen:

- Ist ein Geothermiewärmespeicher günstiger als die konventionellen Speichertechnologien? Lassen sich Mehrerlöse durch saisonale Wärmeverlagerung erzielen?
- Wie lässt sich ein Geothermiewärmespeicher in den Betrieb einer Biogasanlage integrieren? Lässt sich eine thermische Gärrestkonditionierung in das Hybridkraftwerk integrieren?
- Welche Geschäftsmodelle lassen sich betriebswirtschaftlich tragfähig umsetzen?
- Regionaler Transfer: Welche Biogasanlagen kommen im aktuellen Bestand für eine Geothermiewärmespeicherung in Frage (Geologie, Wärmeabnehmer)?

6

Bio2Geo – Kopplung von Biogas und Geothermie

15.10.2019

## Methodischer Ansatz

### Allgemeines Vorgehen

| Vorgehen  |
|---|
| <b>1. Ableitung von relevanten Bewertungsmaßstäben</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wie lassen sich einzelne Anlagenkomponenten betriebswirtschaftlich bewerten</li> <li>Welche Kenngrößen sind geeignet</li> <li>Wie lässt sich ein Geothermiewärmespeicher betriebswirtschaftlich bewerten</li> </ul> |
| <b>2. Ableitung von Kausalitätsketten</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wie beeinflussen sich die Anlagenkomponenten bezüglich ihrer Stoff- und Energieflüsse</li> <li>Welche Kenngrößen ändern sich</li> </ul>  |
| <b>3. Entwicklung einer Bewertungsmethodik</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Technisch und betriebswirtschaftliche Bewertung</li> <li>Modular um einzelne Komponenten erweiterbar</li> </ul>   |
| <b>4. Entwicklung von technischen Betriebskonzepten</b>   |

7

Bio2Geo – Kopplung von Biogas und Geothermie

15.10.2019

## Methodischer Ansatz

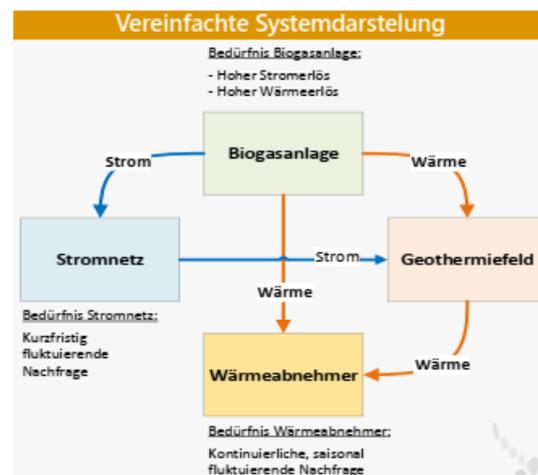
### Allgemeines Vorgehen

| Vorgehen  |
|---|
| <b>1. Ableitung von relevanten Bewertungsmaßstäben</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wie lassen sich einzelne Anlagenkomponenten betriebswirtschaftlich bewerten</li> <li>Welche Kenngrößen sind geeignet</li> <li>Wie lässt sich ein Geothermiewärmespeicher betriebswirtschaftlich bewerten</li> </ul> |
| <b>2. Ableitung von Kausalitätsketten</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wie beeinflussen sich die Anlagenkomponenten bezüglich ihrer Stoff- und Energieflüsse</li> <li>Welche Kenngrößen ändern sich</li> </ul>  |
| <b>3. Entwicklung einer Bewertungsmethodik</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Technisch und betriebswirtschaftliche Bewertung</li> <li>Modular um einzelne Komponenten erweiterbar</li> </ul>   |
| <b>4. Entwicklung von technischen Betriebskonzepten</b>   |

8

Bio2Geo – Kopplung von Biogas und Geothermie

15.10.2019



### Methodischer Ansatz

Ableitung von relevanten Bewertungsmaßstäben für Wärmespeicher (Konventionell und Geothermie)

| Betriebswirtschaftlich              |                              | Technisch         |            |
|-------------------------------------|------------------------------|-------------------|------------|
| <u>Anlagenspezifisch</u>            |                              |                   |            |
| Kapitalkosten                       | [€/a]                        | Lebensdauer       | [a]        |
| Verbrauchskosten                    | [€/a]                        | Speicherkapazität | [kWh]      |
| Betriebskosten                      | [€/a]                        | Aufnahmefähigkeit | [kWh/Zeit] |
| Spezifische Speicherkosten          | [€/kWh]; [€/m <sup>3</sup> ] | Abgabefähigkeit   | [kWh/Zeit] |
| Skalierungskosten                   | [€/kWh]                      | Speicherverlust   | [kWh/Zeit] |
| Monetäre Speicherverluste/ -gewinne | [€]                          | Speichergewinn    | [kWh/Zeit] |
| <u>Produktspezifisch</u>            |                              |                   |            |
| Wärmespeicherkosten                 | [€/kWh]                      | Eigenstrombedarf  | [kWh/a]    |



### Methodischer Ansatz

Ableitung von relevanten Bewertungsmaßstäben für die thermische Gärrestkonditionierung

| Betriebswirtschaftlich      |                            | Technisch                  |                                |
|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| <u>Anlagenspezifisch</u>    |                            |                            |                                |
| Kapitalkosten               | [€/a]                      | Lebensdauer                | [a]                            |
| Verbrauchskosten            | [€/a]                      | Maximaler Gärrestdurchsatz | [m <sup>3</sup> /a]; [t/a]     |
| Betriebskosten              | [€/a]                      | Wärmebedarf                | [kWh/a]                        |
|                             |                            | Spezifischer Wärmebedarf   | [kWh/m <sup>3</sup> ]; [kWh/t] |
|                             |                            | Enthaltene Schadstoffmenge | [kg/m <sup>3</sup> ]; [kg/t]   |
|                             |                            | Enthaltene Nährstoffmenge  | [kg/m <sup>3</sup> ]; [kg/t]   |
| <u>Produktspezifisch</u>    |                            |                            |                                |
| Behandlungskosten           | [€/m <sup>3</sup> ]; [€/t] |                            |                                |
| Nährstoffwert               | [€/m <sup>3</sup> ]; [€/t] |                            |                                |
| Schadstoffvermeidungskosten | [€/m <sup>3</sup> ]; [€/t] |                            |                                |
| Produktwert                 | [€/m <sup>3</sup> ]; [€/t] |                            |                                |



## Methodischer Ansatz

Technisch ökonomisches Anlagenmodell

### Bio2Geo

1. **Abbildung der Massenströme in Abhängigkeit der Anlagenauslegung**
  - Substratbedarf
  - Gärrestanfall
  - Energieoutput
2. **Ableitung der betriebswirtschaftlichen Kennwerte der Referenzanlage**
  - Strom- und Wärmegestehungskosten
3. **Integration eines Wärmespeichers**
  - Maximierung der Wärmenutzung bei jeweils optimaler Speicherauslegung
  - Vermeidung von Spitzenlastsystemen
4. **Definition und Integration von adaptierten Geschäftsmodellen**
5. **Betriebswirtschaftliche Bewertung der Handlungsoptionen.**

11

Bio2Geo – Kopplung von Biogas und Geothermie

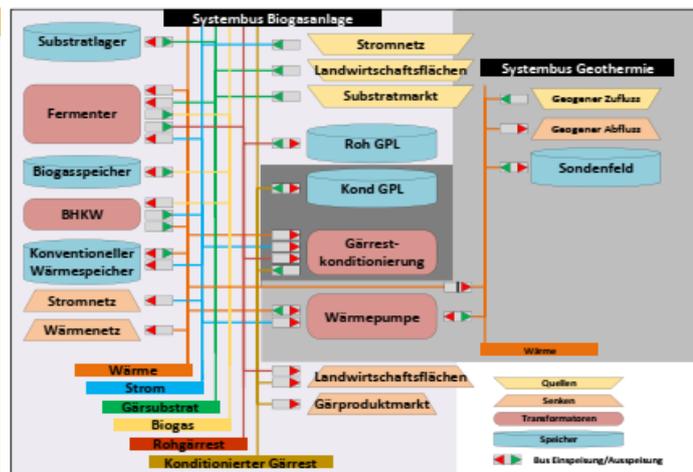
15.10.2019

## Methodischer Ansatz

Technisch ökonomisches Anlagenmodell

### Bio2Geo

1. **Abbildung der Massenströme in Abhängigkeit der Anlagenauslegung**
  - Substratbedarf
  - Gärrestanfall
  - Energieoutput
2. **Ableitung der betriebswirtschaftlichen Kennwerte der Referenzanlage**
  - Strom- und Wärmegestehungskosten
3. **Integration eines Wärmespeichers**
  - Maximierung der Wärmenutzung bei jeweils optimaler Speicherauslegung
  - Vermeidung von Spitzenlastsystemen
4. **Definition und Integration von adaptierten Geschäftsmodellen**
5. **Betriebswirtschaftliche Bewertung der Handlungsoptionen.**



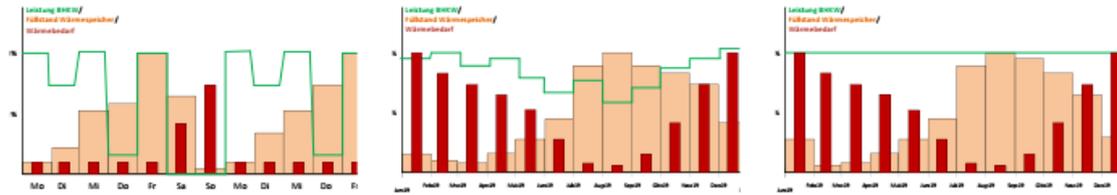
12

Bio2Geo – Kopplung von Biogas und Geothermie

15.10.2019

### Konzepte für den Anlagenbetrieb

Beispielkonzepte für den gekoppelten Anlagenbetrieb mit Flexibilitätsoptionen und anlagenspezifisches Konzept für die betrachtete Praxisanlage (1,5 MW)



#### Flexibles BHKW mit tageweise Wärmeverlagerung

- Haupterwerbsziel: flexible Stromerzeugung
- Gesicherte Wärmeversorgung
- Geothermie als kurzfristiger Puffer

#### Flexibles BHKW mit saisonaler Wärmeverlagerung

- Haupterwerbsziel: flexible Stromerzeugung und Wärmehöherlös
- Gesicherte Wärmeversorgung Wärmeüberschuss im Sommer und fehlbedarf im Winter
- Geothermie als saisonaler Hochkapazitätspuffer

#### Biomethanherzeugung und Wärmeeigenversorgung

- Haupterwerbsziel: Biomethaneinspeisung ca. 1 MW Einspeiseleistung
- Eigenwärmeversorgung ca. 500 kW BHKW (Stallgebäude)
- Wärmeüberschuss im Sommer und Fehlbedarf im Winter
- Geothermie als saisonaler Puffer

### Zusammenfassender Ausblick

Bezüglich Projektdurchführung zeigen sich folgende Herausforderungen:

→ Technische Betriebsabläufe müssen konkret getestet werden und die Komponenten bedürfen einer technischen und betriebswirtschaftlichen Abstimmung

→ Betriebswirtschaftliche Schwelle Geothermie vs. konventioneller Speicher für unterschiedliche Betriebsmodi muss bestimmt werden

→ Die betriebswirtschaftliche Vorzüglichkeit wird vom Untergrund mitbestimmt (Speicherkapazität). geologische Kennwerte müssen generalisiert und monetär berücksichtigt werden

→ Für Aussagen zur regionalen Eignung müssen geologische Faktoren und regional repräsentative Anlagenklassen verschnitten werden

## Kontakt

AnsprechpartnerIn: **Dr. agr. Peter Kornatz**  
Arbeitsbereich: **Wissenschaftlicher Mitarbeiter  
Arbeitsgruppe Systemoptimierung**  
E-Mail: [peter.kornatz@dbfz.de](mailto:peter.kornatz@dbfz.de)  
Telefonnr.: +49 341 2434 379  
Webseite: [www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)  
Anschrift: **Torgauer Str. 116  
04347 Leipzig**



Fördergeber



Projekträger



Begleitforschung



Energetische  
Biomassenutzung



**Bio2Geo** – Entwicklung und Demonstration eines innovativen ökologischen Hybridkraftwerks für die Kopplung von Bioenergie mit Geothermie zur Versorgung unterschiedlicher Abnehmerstrukturen (FKZ: 03ET1593B)

Tino Barchmann<sup>1</sup>, Jaqueline Daniel-Gromke<sup>1</sup>, Nadja Rensberg<sup>1</sup>, Ingo Raufuß<sup>2</sup>

<sup>1</sup> DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

<sup>2</sup> geotechnik heiligenstadt gmbh

Statuskonferenz 2021

10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



Energetische  
Biomassenutzung

## Agenda

- Zielstellung des Projektes Bio2Geo
- Methodik und Vorgehen
  - Standortanalyse
  - Ökonomische Bewertung
- Ausgewählte Ergebnisse
- Zusammenfassung



Tino Barchmann

10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Projektsteckbrief

▪ **F&E-Einrichtungen**



▪ **Unternehmen**



▪ **Dauer**

**01.10.2018 – 30.09.2021**

▪ **Fördervolumen**

**1,98 Mio. Euro**



30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze

10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Zielstellung des Projektes Bio2Geo

- **Ziel des Forschungsvorhabens Bio2Geo ist die Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärme**
- Erschließung eines oberflächennaher geothermaler Speichers an der BGA der Mörsdorfer Agrar GmbH (Demonstrator)
- nicht genutzte Wärme aus bestehenden BGA wird in ein Erdwärmesondenfeld saisonal eingespeichert und anschließend verwertet an Wärmeabnehmende
- Errichtung einer Gärrestkonditionierungsanlage zur thermischen Konditionierung von Gärresten
- Ökonomische Bewertung der Speicherkonzepte (EWS-Speicher und Latentwärmespeicher) und Analyse auf den Anlagenbestand

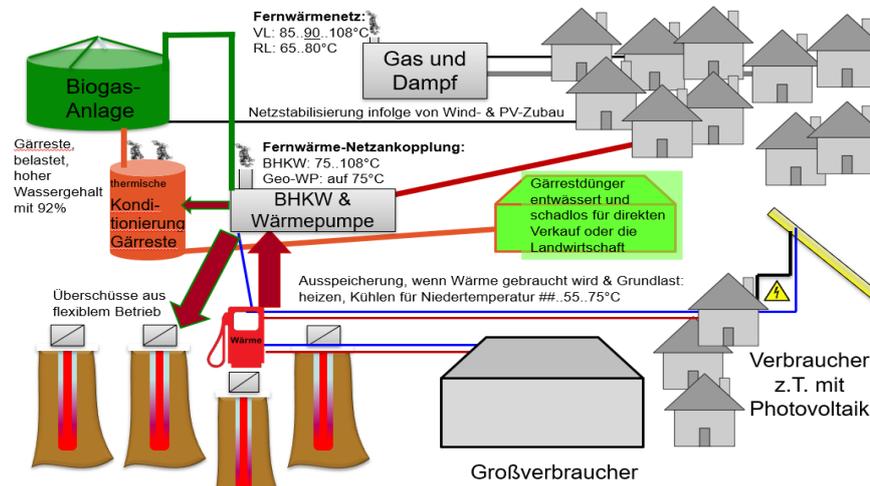


30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze

10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Demonstrator für die Sektorenkopplung



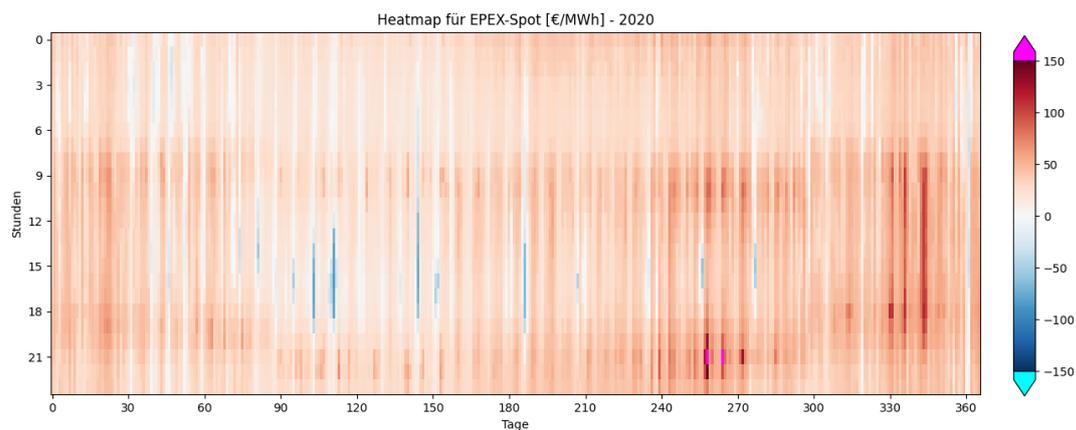
30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze



10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Heatmap für EPEX-Spot – Betrachtungsjahr 2020



GPM: db, tb  
 Primärquelle: transparencyentsoe.eu/  
 Sekundärquelle: gmp.db | 2021-10-11 15:35:36  
 source code @ github.com/M.Dotzauer/gpm\_dbtb

Copyright Martin Dotzauer 2021  
 Creative Commons Attribution 4.0  
 creativecommons.org/licenses/by/4.0

30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze



## Bio2Geo – Demonstrator – Fragen aus der Praxis

- Kernfragen von BGA Betreibenden bei der Standortsuche vor dem Projekt:
  1. Bleibt die Wärme im Speicher bzw. wie wird sie ggf. ausgetragen?
  2. Gibt es einen Demonstrator für das Konzept?
  3. Wie sieht es mit der Rentabilität aus ?

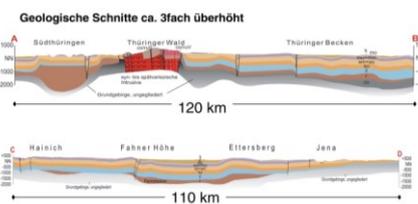
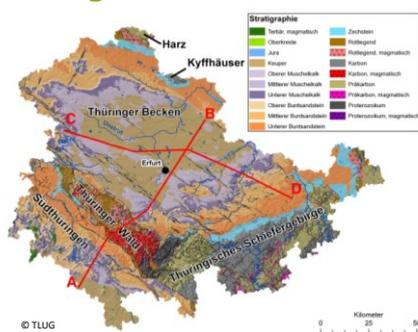


Antwort zu 1. und 2.)

30 Erdwärmesonden à 30 m zum Nachweis des Funktionierens der Systemlösung

Quelle: verändert nach Kartenserver des TLUBN

## Geologischer Aufbau Thüringen



| Stratigraphie                  | Hydrogeologische Wertigkeit & Mächtigkeit         |
|--------------------------------|---|
| <b>Oberer Buntsandstein</b>    | Myophorien Folge (15 - 18 m)                      |
|                                | Pelt-Röt (85 - 110 m)                             |
|                                | Salinar-Röt (15 - 18 m)                           |
|                                | Grundwasserleiter (Hangendstauer) 115 - 146 m     |
| <b>Mittlerer Buntsandstein</b> | Chrotharier-Sandstein                             |
|                                | Tonige Zwischenlagen                              |
|                                | Basal-Sandstein                                   |
|                                | Grundwasserleiter 10 - 15 m                       |
|                                | Thüringer Basal-Sandstein (50 - 55 m)             |
|                                | Grundwasserleiter 50 - 60 m                       |
|                                | Rotensteiner Schichten (25 - 32 m)                |
|                                | Grundwasserleiter 40 - 50 m                       |
|                                | Rotensteiner Garkohlschicht (5 - 8 m)             |
|                                | Grundwasserleiter (Grundwasserhemmer)             |
| <b>Unterer Buntsandstein</b>   | Avula-Schichten (25 - 30 m)                       |
|                                | Wechsellagerung                                   |
|                                | Basal-Sandstein (50 - 60 m)                       |
|                                | Grundwasserleiter 80 - 90 m                       |
|                                | Oberer Sandstein                                  |
|                                | Tonstein-Folge - su3st (80 m)                     |
|                                | Grundwasserleiter 80 - 100 m                      |
|                                | Oberer geröllführende Sandsteintage - su3s (30 m) |
|                                | Sandstein-Tonstein-Folge - su3s (60-70 m)         |
|                                | Grundwasserleiter (Liegendstauer) 100 - 125 m     |
|                                | Untere geröllführende Sandsteintage               |
|                                | Grundwasserleiter (Liegendstauer) 100 - 125 m     |
|                                | Brockschiefer                                     |
|                                | Basal-Sandstein                                   |
|                                | Grundwasserleiter (Liegendstauer) 100 - 125 m     |
|                                | Aquifer suB / sM 200 - 315 m                      |
|                                | Aquifer suC                                       |



Abb. 4: Geologischer Aufbau (verändert nach GAUPP 1996) des Untersuchungsgebietes, mit Einordnung bedeutender Grundwasserzuffüsse und hydrogeologischer Eigenschaften

## Methodik und Vorgehen - Standortanalyse

### Teil 1.) Altdaten recherchieren & mit GIS verschneiden

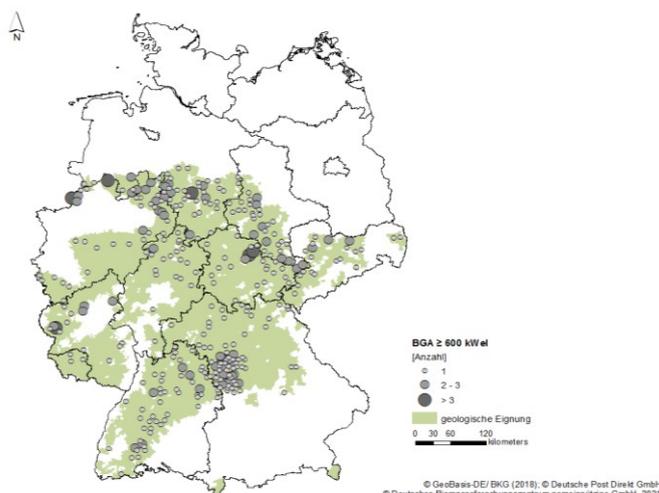
- a. Geologie
- b. Flurabstand (Beachte: Sonde muss kürzer sein als der Grundwasserflurabstand)
- c. Pegelschwankungen
- d. Grundwasserdynamik (Richtung & Geschwindigkeit)
- e. Sickerwasserverweilzeit

### Teil 2.) Erhebung neuer Daten

- a. Aufschlussanaloguntersuchung & Kleinrammbohrungen
- b. Kernbohrung zur Verifizierung der Ergebnisse aus den Aufschlussanaloguntersuchungen



## Regionale Verteilung potentieller Biogasanlagenstandorte ( $\geq 600 \text{ kW}_{el}$ )



### IPM

- Ableitung deutschlandweiter Auswahl an geologischen Eignungsregionen aus GIS-Daten der Geologischen Dienste.

### DBFZ

- für geologische Eignungsgebiete wurde der Biogasanlagenbestand analysiert
- Unter Berücksichtigung einer notwendigen Anlagengröße von  $\geq 600 \text{ kW}_{el}$  installierter Leistung wurden rd. 400 potenzielle Biogasanlagenstandorte für Deutschland identifiziert
- Weitere Eingrenzungen mittels detaillierter Vor-Ortanalyse erforderlich



10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Bohrungen zum Erdwärmesondenfeld in Mörsdorf



© Ingo Raufuss

© Ingo Raufuss

30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze



10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Methodik und Vorgehen – Ökonomische Bewertung

- Tool von IPM-GIS vorgeschaltet, um die Eignung des Standorts von Seiten der Geologie und der Abnehmerstruktur zu ermitteln
- Technisch-ökonomisches Modell (DBFZ) bei positiv beschiedener geologischer Eignung:  
→ Kostenseitige Abbildung einer Biogasanlage mit Wärmespeicherung über Geothermiespeicher
- Datenbasis: Kostenfunktionen für verschiedene Leistungsgrößen und Komponenten (BGA, Geothermiespeicher, Wärmepumpe, etc.)
- Annuitätenrechnungen
- Ermittlung von Gestehungskosten
- **Zusatz: Vergleich Geothermiespeicher vs. Latentwärmespeicher**

Geologische Eignung  
(Tool IPM)



Technisch-ökonomisches  
Anlagenmodell

Biogasanlage  
+ Geothermiespeicher  
+ sonstige Wärmebedarfe



Gestehungskosten  
Strom, Wärme, Biomethan

Quelle: DBFZ, 2021

30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze



10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Eingangsparameter Erdwärmesondenspeicher (EWS-Speicher)

- Flurabstand & Pegelschwankung → liefern bei diesem Konzept Hinweise auf die Bohrungslänge
- Wärmezugsleistung aus dem Gebirge [W/m]
- Einzuspeichernde Wärmemenge – infolge Flexibilisierung nicht kontinuierlich [kWh]
- Verluste [%]: 30 % Wärme + Kälte, Verhältnis Kälte / Wärme = 60 %
- Betrachtungszeitraum: 20a
- Wärmepreis 45 €/MWh und Kältepreis 40 €/MWh
- Auslegung der Wärmepumpe (dezentral oder n – Kaskade; Grund- Mittel- & Spitzenlast → Jahresarbeitszahl)
- Strompreis (Wärmepumpe) = 18 ct/kWh<sub>el</sub>
- Kosten für Errichtung des Sondenfeldes und Betrieb; inkl. AfA
- keine Kostenintegration von BGA für Überbauung & Wärmenetz



30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze

10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Großwärmespeicher - Kostenaufstellung

### Bsp. Cupasol – Investbedarf (30% Förderung möglich<sup>1</sup>)

| Speicher-<br>volumen | Investition in<br>2021 <sup>(1;2)</sup> | Mögliche<br>Förderung <sup>(3)</sup> | Preis pro m <sup>3</sup><br>(inkl.<br>Förderung) | Netto ges. |
|----------------------|---|--------------------------------------|--|------------|
| m <sup>3</sup>       | €                                       | €                                    | €/m <sup>3</sup>                                 | €          |
| 50                   | 52.500                                  | 12.500                               | 800  | 40.000     |
| <b>500</b>           |   |                                      |  |            |
| <b>1.000</b>         | 367.500                                 | 110.250                              | 257  | 257.250    |
| <b>2.000</b>         | 567.000                                 | 170.100                              | 198  | 396.900    |
| <b>3.000</b>         | 724.500                                 | 217.350                              | 169  | 507.150    |
| <b>5.000</b>         | 997.500                                 | 299.250                              | 140  | 698.250    |

Quelle: cupasol, 2021, aktualisiert 2021

<sup>1</sup> mgl. Förderung: siehe [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft\\_Waerme\\_Kopplung/Waerme\\_Kaeltespeicher/waerme\\_kaeltespeicher\\_node.htm](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/Waerme_Kaeltespeicher/waerme_kaeltespeicher_node.htm)

30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze



10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Wirtschaftlichkeit Großwärmespeicher – 1/2

| Parameter  | Einheit           | Variante 1     | Variante 2       | Variante 3       |
|--|-------------------|----------------|------------------|------------------|
| installierte elektrische Leistung                              | kW <sub>e</sub>   | 500            | 2.000            | 5.000            |
| Höchstbemessungsleistung                                       | kW <sub>e</sub>   | 475            | 1.900            | 4.750            |
| installierte thermische Leistung                               | kW <sub>t</sub>   | 518            | 2.010            | 5.155            |
| jährliche Volllaststunden                                      | h/a               | 8.322          | 8.322            | 8.322            |
| max. auskoppfbare Nettowärmemenge                              | MWh/a             | 3.450          | 13.393           | 34.220           |
| gewinnbare Wärme (Speicher) für Verkauf                        | MWh/a             | 1.972          | 7.710            | 19.275           |
| jährliche Kältebereitstellung für Verkauf                      | MWh/a             | 1.315          | 5.140            | 12.849           |
| <b>Kosten</b>  |                   |                |                  |                  |
| <b>Kosten Erdwärmesondenspeicher</b>                           |                   |                |                  |                  |
| Investitionsbedarf EWS-Speicher (absolut) brutto               | €                 | 723.250        | 2.226.850        | 5.381.381        |
| Investitionsbedarf EWS-Speicher (anteilig) brutto              | €/kW <sub>e</sub> | 1.338          | 1.054            | 1.019            |
| staatliche Förderung (30 %)                                    | €                 | 216.975        | 668.055          | 1.614.414        |
| <b>Investitionsbedarf EWS-Speicher (absolut) netto (CAPEX)</b> | <b>€</b>          | <b>506.275</b> | <b>1.558.795</b> | <b>3.766.967</b> |
| Betriebskosten (+AfA) gesamt über 20 Jahre (OPEX)              | €                 | 1.640.337      | 7.165.204        | 23.882.960       |
| Ø Betriebskosten (+AfA)  | €/a               | 82.017         | 358.260          | 1.194.148        |
| <b>Kosten Latentwärmespeicher</b>                              |                   |                |                  |                  |
| Investitionsbedarf (absolut) brutto                            | €                 | 1.007.856      | 2.541.808        | 6.354.519        |
| staatliche Förderung (30 %)                                    | €                 | 302.357        | 762.542          | 1.906.356        |
| <b>Investitionsbedarf (absolut) netto (CAPEX)</b>              | <b>€</b>          | <b>705.499</b> | <b>1.779.265</b> | <b>4.448.163</b> |
| Betriebskosten (+AfA) gesamt über 20 Jahre (OPEX)              | €                 | 921.594        | 2.361.468        | 7.375.493        |
| Ø Betriebskosten (+AfA)  | €/a               | 46.080         | 118.073          | 368.775          |
| <b>Erlöse</b>  |                   |                |                  |                  |
| <b>Erlöse Erdwärmesondenspeicher</b>                           |                   |                |                  |                  |
| Gesamterlös Wärme  | €                 | 2.083.371      | 8.144.088        | 20.360.219       |
| Gesamterlös über Laufzeit (20 Jahre) (Wärme + Kälte)           | €                 | 3.317.845      | 12.969.757       | 32.424.393       |
| Ø jährlicher Erlös (nur Wärme)                                 | €/a               | 104.169        | 407.204          | 1.018.011        |
| Ø jährlicher Erlös (Wärme + Kälte)                             | €/a               | 165.892        | 648.488          | 1.621.220        |
| Ø Anteil Wärmeerlös  | €/a               | 104.169        | 407.204          | 1.018.011        |
| Ø Anteil Kälteerlös  | €/a               | 61.724         | 241.283          | 603.209          |
| <b>Erlöse Latentwärmespeicher</b>                              |                   |                |                  |                  |
| Gesamterlös über Laufzeit (20 Jahre) - nur Wärmebereitstellung | €                 | 2.083.371      | 8.144.088        | 20.360.219       |
| Ø jährlicher Erlös   | €/a               | 104.169        | 407.204          | 1.018.011        |

Datenbasis EWS-Speicher: geotechnik heiligenstadt  
 Datenbasis Latentwärmespeicher: cupasol  
 Quelle: eigene Berechnungen DBFZ in Zusammenarbeit mit geotechnik heiligenstadt



30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze

10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Wirtschaftlichkeit Großwärmespeicher – 2/2

| Parameter  | Einheit                    | Variante 1  | Variante 2  | Variante 3  |
|--|----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| installierte elektrische Leistung                              | kW <sub>e</sub>            | 500         | 2.000       | 5.000       |
| <b>Ergebnisanalyse</b>   |                            |             |             |             |
| <b>Gesamtchau Erdwärmesondenspeicher</b>                       |                            |             |             |             |
| Σ Kosten CAPEX + OPEX  | €                          | 2.146.612   | 8.724.000   | 27.649.927  |
| Σ Gewinn (nur Wärmebereitstellung)                             | €                          | 63.241      | 579.912     | 7.289.708   |
| Σ Gewinn (kombinierte Bereitstellung Wärme + Kälte)            | €                          | 1.171.233   | 4.245.758   | 4.774.466   |
| Ø Erlöse auf 20 Jahre (nur Wärmebereitstellung)                | ct/kWh <sub>th</sub>       | 5,28        | 5,28        | 5,28        |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 20 Jahre (nur Wärmebereitstellung) | ct/kWh <sub>th</sub>       | 5,44        | 5,66        | 7,17        |
| <b>Ø Gewinn - ausschließlich Bereitstellung von Wärme</b>      | <b>ct/kWh<sub>th</sub></b> | <b>0,16</b> | <b>0,38</b> | <b>1,89</b> |
| Ø Erlöse auf 20 Jahre (Wärme + Kälte)                          | ct/kWh <sub>th</sub>       | 5,05        | 5,05        | 5,05        |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 20 Jahre (inkl. Kälte)             | ct/kWh <sub>th</sub>       | 3,27        | 3,39        | 4,30        |
| Ø Gewinn - kombinierte Bereitstellung Wärme + Kälte            | ct/kWh <sub>th</sub>       | 1,78        | 1,65        | 0,74        |
| <b>Aufschlüsselung:</b>  |                            |             |             |             |
| Ø Gewinn pro vermarkteter kWh Wärme                            | ct/kWh <sub>th</sub>       | 1,86        | 1,73        | 0,78        |
| Ø Gewinn pro vermarkteter kWh Kälte                            | ct/kWh <sub>th</sub>       | 1,66        | 1,54        | 0,69        |
| <b>Gesamtchau Latentwärmespeicher</b>                          |                            |             |             |             |
| Σ CAPEX + OPEX   | €                          | 1.627.094   | 4.140.734   | 11.823.657  |
| Gesamterlös Wärme  | €                          | 2.083.371   | 8.144.088   | 20.360.219  |
| Gewinn Wärme   | €                          | 456.277     | 4.003.354   | 8.536.562   |
| Ø Erlöse auf 20 Jahre  | ct/kWh <sub>th</sub>       | 5,28        | 5,28        | 5,28        |
| Ø Wärmegestehungskosten auf 20 Jahre                           | ct/kWh <sub>th</sub>       | 4,12        | 2,69        | 3,07        |
| <b>Ø Gewinn Wärmebereitstellung</b>                            | <b>ct/kWh<sub>th</sub></b> | <b>1,16</b> | <b>2,60</b> | <b>2,21</b> |

Datenbasis EWS-Speicher: geotechnik heiligenstadt  
 Datenbasis Latentwärmespeicher: cupasol  
 Quelle: eigene Berechnungen DBFZ in Zusammenarbeit mit geotechnik heiligenstadt

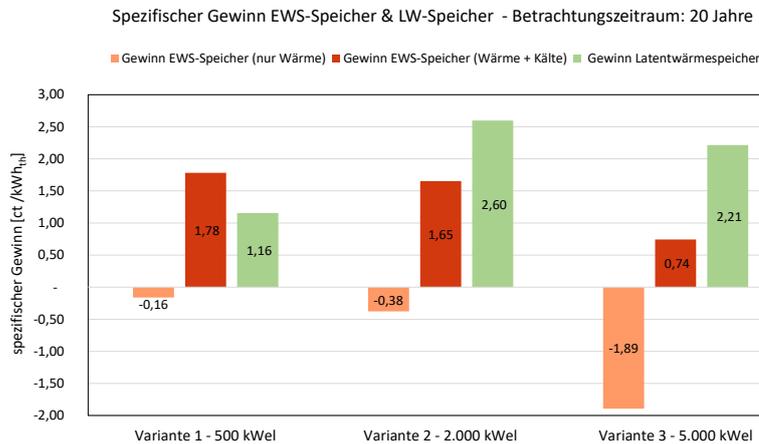


30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze

10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Wirtschaftlichkeit Großwärmespeicher – Gewinn



Datenbasis EWS-Speicher: geotechnik heiligenstadt  
 Datenbasis Latentwärmespeicher: cupasol  
 Quelle: eigene Berechnungen DBFZ in Zusammenarbeit mit geotechnik heiligenstadt



30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze

10. Statuskonferenz | 29.&30.11.2021



## Zusammenfassung

### Fazit: Die Chancen eines EWS-Speichers überwiegen den Risiken!

- Geothermie ist eine prüfenswerte Option für die saisonale Wärmespeicherung bei BGA
- Immer Einzelfallprüfung erforderlich am jeweiligen Standort!
- Standortbewertung z. B. kostengünstig über Kleinrammbohrungen möglich
- Erdwärmesondenfeld auch nachträglich gut skalierbar an die Energieabnehmerstruktur
- Sofern BGA am Standort zurückgebaut wird
  - Kein „signifikantes“ Problem, da Heizen und Kühlen auch ohne BGA möglich
  - Betriebsdauer Geothermiespeicher: 50 Jahre+
- Wirtschaftlichkeit ist gegeben, insbesondere bei längeren Betrachtungszeiträumen und mit der Zusatzoption „passives Kühlen“



30.11.2021 | Bio2Geo – Entwicklung eines integrativen Hybridkraftwerkes als Versorgungsoption für Direktabnehmer, Nah- und Fernwärmenetze