



Pre-Feasibility Studie

Einschätzung Geothermisches Potential

Gemeinde Visbek

A deeper
change.

Autoren:

Thomas Kraft Geologischer Berater

Dominik Uhlenbusch Technischer Projektingenieur

Geprüft & Genehmigt:

Andre Varnhorn Geschäftsführer

Marco Meirich Geschäftsführer

Zusammenfassung – Executive Summary

Die Aufgabenstellung der vorliegenden Pre-Feasibility-Studie ist die Abschätzung der grundsätzlichen Machbarkeit eines Tiefen-Geothermie-Projektes zur Wärmegewinnung. Dazu soll ein definierter Bereich von ca. 66km² um die Gemeinde Visbek zugrunde gelegt werden. Eine mögliche Stromerzeugung wird im Rahmen dieser Vorstudie nicht bewertet.

Eingangs konnte anhand diverser Quellen, eine Bewertung obertägig sensibler Bereiche durchgeführt werden. Auf dieser Grundlage wurden mögliche Gebiete für potenzielle Geothermie-Bohrungen ausgeschlossen oder identifiziert. Dabei wurden zwei mögliche Fokusbereiche, Gebiet-1 (im Nordosten von Visbek) und Gebiet-2 (im Südwesten von Visbek), identifiziert.

Das Projektgebiet wurde geographisch so bestimmt, dass sowohl der gesamte städtische Bereich als auch ein repräsentativer, durch Referenzbohrungen abgedecktes Gebiet im Umkreis der Gemeinde Visbek definiert ist. Geologisch decken die selektierten Bohrungen auch das gesamte vertikale Spektrum potenzieller Reservoir-Gesteine vom oberflächennahen Quartär/Tertiär (ca. 100m Tiefe) bis zum Zechstein (ca. 4000m Tiefe) ab.

Als Datenquellen dienten lediglich öffentlich zugängliche Daten, insbesondere das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG, NIBIS-server), die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), das Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG, GeotIS), sowie Publikationen. 2D-Seismik und 3D-Seismik standen zur Auswertung nicht zur Verfügung. Recherchen ergaben jedoch, dass solche Daten in der Vergangenheit über das gesamte Projektgebiet von der Kohlenwasserstoffindustrie flächendeckend akquiriert wurden.

Ein vertikaler Scan von oberflächennahen Gesteinen des Quartärs / Tertiärs (ca. 400m Tiefe) bis zu Perm-Sedimenten des Zechsteins / Rotliegenden (ca. 4100m Tiefe), wurde im Projektgebiet erstellt und jede Einheit hinsichtlich möglicher Reservoirhorizonte und die theoretische Eignung für die Geothermie geprüft. Aus Schichtenverzeichnissen des LBEG, des NIBIS -Kartenserver und GeotIS wurden Karten und ein geologischer Schnitt erstellt. Eine für das Projektgebiet gemittelte Tiefenvorhersage wurde aus den Formation Tops der Referenzbohrungen erstellt und für die Berechnung des thermischen Leistungspotentials genutzt. Temperaturdaten wurden für die entsprechenden Teufenintervalle aus GeotIS entnommen.

Die erkannten Reservoirhorizonte wurden schematisch in einem Säulendiagramm nach Ampelfarben bewertet. Ein oberes Intervall (Tertiär, Oberkreide, Unterkreide, Mittlerer Jura, Unterer Jura, Keuper) und ein unteres Intervall (Unter-Trias, Perm) wurden definiert und zur Berechnung und Bewertung der thermischen Leistungsberechnung genutzt.

Zur Bestimmung eines nahezu realistischen Wärmebedarfes wurden zwei Fallbeispiele definiert (Haushalte, landwirtschaftlicher Großbetrieb). Der Wärmebedarf der Haushalte in Visbek beträgt ca. 55.000 MWh. Als Basis für die Berechnung des Wärmebedarfes eines landwirtschaftlichen Großbetriebes wurde ein Wärmebedarf von 20.000 MWh/Jahr definiert. Überschüssige Mengen an Wärmeleistung könnten einem weiteren Unternehmen oder Haushalten zur Abdeckung der Grundlast dienen.

Die mögliche thermische Leistung wurde in Abhängigkeit der Temperatur des Thermalwassers für drei verschiedene Fließraten (30, 45, 60 l/s) bestimmt. Für beide Bedarfsfälle lässt sich ein geothermisches Projekt technisch sinnvoll darstellen. Das Leistungsspektrum ist dabei jedoch stark abhängig von der Fließrate sowie der Bohrungstiefe. Für den Bedarfsfall der Haushalte der Gemeinde Visbek lässt sich in jedem Fall ein gewichtiger Anteil der Grundlastabdeckung realisieren. Ein landwirtschaftlicher

Großbetrieb könnte ganzjährig mit Wärme versorgt werden. Die Tiefe der Bohrungen ist für diesen Bedarfsfall hauptsächlich von der benötigten Vorlauftemperatur abhängig, da das Leistungsspektrum bereits bei geringen Temperaturen vollständig abgedeckt ist.

Es wird empfohlen, als nächsten Schritt eine Feasibility-Studie zu definieren und digitale Bohrungsdaten, Bohrlochmessungen, Berichte, Kernanalysen, sowie 3D-Seismik zu beschaffen. Basierend auf einem 3D geologischen Modell könnte eine detaillierte Bewertung erzielt und eine Wirtschaftlichkeit eines möglichen Geothermie-Projektes geprüft werden.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung – Executive Summary	II
Abkürzungsverzeichnis	V
1 Aufgabenstellung	1
2 Übersicht und Lage Projektgebiet	1
3 Übersicht Schutzgebiete, Problemgebiete, Einschränkungen	1
4 Identifizierung geographischer Fokusbereiche	3
5 Definition Projektgebiet, Auswahl Referenzbohrungen	3
6 Datenauswahl und -Nutzung	3
6.1 Datenquellen und -Formen	3
6.2 Datenqualität.....	4
7 Geologie	5
7.1 Schematisches Geologisches Profil, Teufenberechnung	8
7.2 Berechnung Temperatur Reservoirhorizonte.....	9
7.3 Mögliche Reservoirhorizonte	9
8 Thermisches Leistungspotential	11
8.1 Theoretische Grundlagen und Definitionen	11
8.2 Annahmen	12
8.3 Berechnung notwendiger thermischer Leistung für zwei Bedarfsfälle	12
8.4 Vergleich Notwendige und Mögliche Thermische Leistung	13
8.5 Potential zur Nutzung elektrischer Energie.....	15
9 Risiko- / Chancenanalyse	15
10 Möglicher Projektzeitraum	16
11 Übersicht Kosten / Nutzen	16
12 Ergebnis Pre-Feasibility Studie – Geothermisches Potential	17
13 Empfehlung, weiteres Vorgehen	18
Quellen und Referenzen.....	19

Abkürzungsverzeichnis

Kürzel	Beschreibung
BEB	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
mD	Millidarcy (Einheit für Permeabilität von porösen Medien)
EMPG	Exxon Mobil Production Deutschland GmbH
EnEV	Energie-Einsparverordnung
GeotIS	Geothermal Information System
HVKO	Heizkostenverordnung
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
LIAG	Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik
N	Nord(en)
NIBIS	Niedersächsisches Bodeninformationssystem
NW	Nord-West
RROP	Regionales Raumordnungsprogramm
S	Süd(en)
SO	Süd-Ost

1 Aufgabenstellung

Aufgabe dieser Pre-Feasibility-Studie ist die Abschätzung der grundsätzlichen Möglichkeit eines Tiefen-Geothermie-Projektes zur Wärmeengewinnung im Bereich der Gemeinde Visbek. Eine Möglichkeit zur Stromerzeugung mit Geothermie wird nicht bewertet. Die Studie ist auf einen definierten Bereich um die Gemeinde Visbek zu begrenzen. Als mögliche Abnehmer der Wärme wurden unter anderem ein großes sowie ein mittelgroßes landwirtschaftliches Unternehmen, Schulen im Ort, ein Krankenhaus sowie ein Neubaugebiet genannt.

2 Übersicht und Lage Projektgebiet

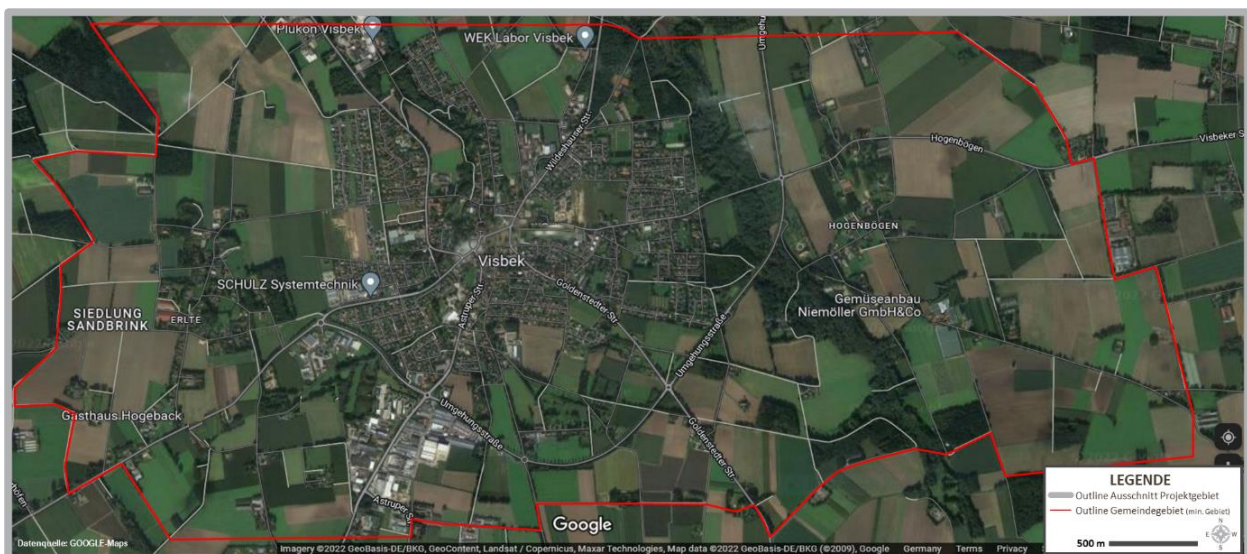


Abbildung 1-1: Satellitenbild mit dem Projektgebiet; Das Gemeindegebiet Visbek ist vollständig eingeschlossen.

Das Projektgebiet befindet sich 50 km südwestlich von Bremen, umfasst einen Bereich von 66 km² und besteht aus einer ebenen, größtenteils landwirtschaftlich genutzten Fläche ohne große Erhebungen bei durchschnittlich 50 m über NN. Mittelpunkt des Projektgebietes bildet die Gemeinde Visbek (Abbildung 1-1). Die Geologie innerhalb des Projektgebietes ist durch intensive Bohrtätigkeiten der Kohlenwasserstoff-Industrie (BEB, Mobil, EMPG) hinreichend bekannt. Entsprechende Datensätze sind im Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) archiviert.

3 Übersicht Schutzgebiete, Problemgebiete, Einschränkungen

Anhand von Luftbildern, Ortsbegehungen (neowells) und Auswertung des Flächennutzungsplanes der Gemeinde Visbek wurde ein Übersichtsinventar von innerörtlichen, stadtrandnahen Einschränkungen (vorhandene / zukünftige Neubaugebiete, zukünftiger Straßenbau, sensible Bereiche) erstellt, um mögliche Gebiete für potenzielle Geothermie-Bohrungen zu identifizieren. Die Bewertung des städtebaulichen Inventars und zukünftiger Planung ergab zwei mögliche Fokusbereiche – dargestellt in Abbildung 3-1 als Gebiet-1 und Gebiet-2.

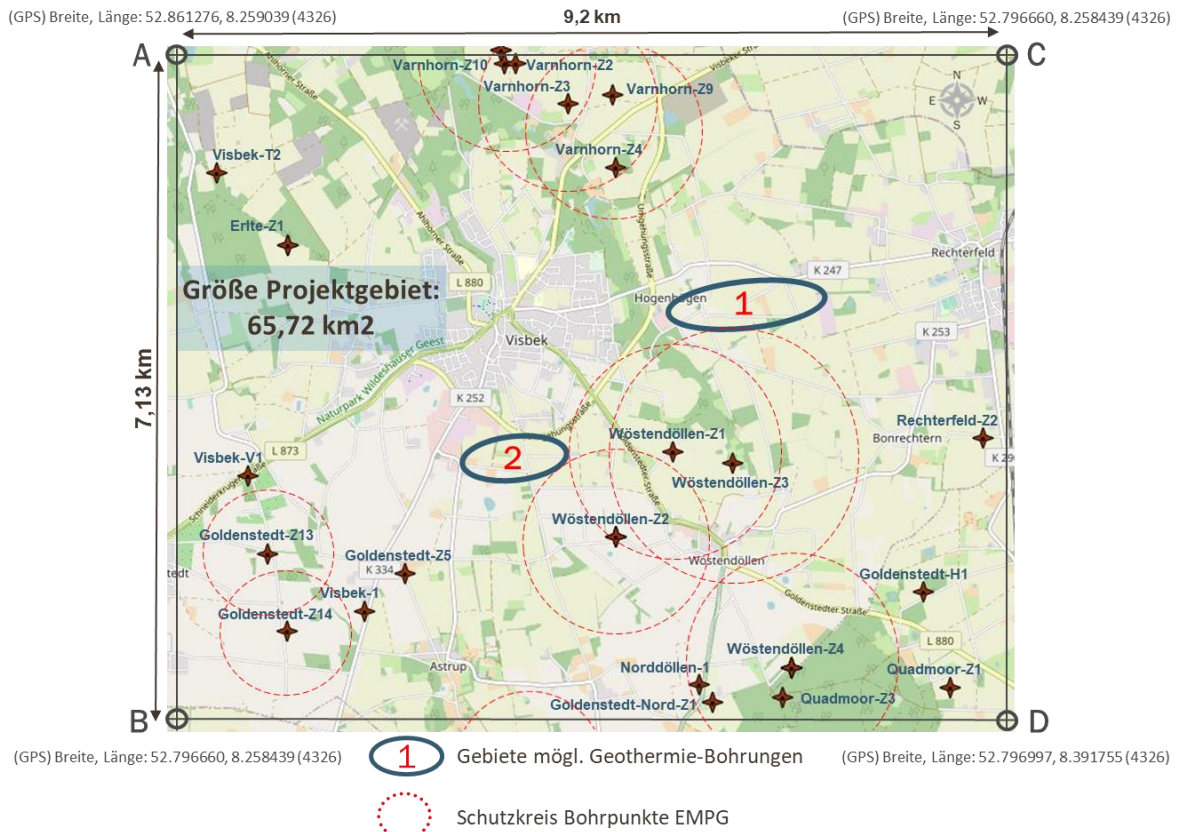


Abbildung 3-1: Projektgebiet mit zwei möglichen Bereichen für eine potenzielle Geothermie-Bohrung, sowie vorhandene Bohrpunkte EMPG und deren Schutzkreise.

Für die Bewertung weiterer möglicher Gebietseinschränkungen für jegliche Art von Ober- und Untertagetätigkeiten, insbesondere für Bohrprojekte, wurden öffentlich zugängliche Karten des LBEG, das Regionale Raumordnungsprogramm (RROP) 2021 des Landkreises Vechta und der veröffentlichte Flächennutzungsplan der Gemeinde Visbek (Stand 2016) genutzt. Die thematisch differenzierten Schutzgebiete, mögliche Problemgebiete und weitere Einschränkungen wurden als Karten zusammenfassend dargestellt.

Das Projektgebiet Visbek wird daraufhin wie folgt bewertet:

- **Naturschutz:** keine Ausweisung spezieller Naturschutzgebiete durch das LBEG. Ausweisung von Vechta in der RROP 2021, als Naturschutz- und Landschaftsschutzgebiet der „Bäken an der Endeler und Holzhauser Heide“.
- **Gewässerschutzgebiete:** keine Ausweisung durch das LBEG. Ausweisung als Wasserschutz- und Überschwemmungsgebiet in der RROP 2021, Vechta an den Bäken (Endeler- Holzhauser Heide). neowells hat den N-S verlaufenden Bach am östlichen Stadtrand als zu schützendes Gewässer identifiziert. Das Gewässer führt permanent Wasser und ist von einem ca. 200m breiten Grüngürtel mit Bäumen beidseitig gesäumt.
- **Baudenkmäler:** vier Baudenkmäler durch das LBEG identifiziert. Diese stellen keine Einschränkungen für mögliche Geothermie-Projekte dar.
- **Archäologisch** hoffige Gebiete liegen außerhalb des Projektbereiches. Eine Karte der Unteren Denkmalbehörde Vechta zeigt einige Archäologische Fundstellen. Diese liegen nicht im direkten Fokusbereich einer möglichen Lokation für ein Geothermie-Projekt
- **Problemgebiete** (Schlammgruben, Altlasten, Militärische Einrichtungen) bilden im Projektgebiet keine Einschränkung.

4 Identifizierung geographischer Fokusbereiche

Durch Analyse der in Kapitel 3 gelisteten Einschränkungen konnten die zwei möglichen Fokusbereiche bestätigt werden. Diese stellen, nach heutigem Kenntnisstand, sehr wahrscheinlich eine mögliche Lokation für ein Geothermie-Projekt im stadtnahen Bereich dar (vgl. Abbildung 3-1). Beide Fokusbereiche sind jedoch lediglich eine grobe Einschätzung und bedürfen einer weiteren detaillierten Prüfung. Gebiet-1, im östlichen Bereich des vorab definierten Bereichs des Gewässers, besteht überwiegend aus Feldern und Wiesen und ist etwa zwei km vom Ortskern Visbek entfernt. Gebiet-2 liegt im Süden der Gemeinde, südlich der Umgehungsstraße und besteht ebenfalls aus Feld- und Wiesenflächen. Es hat eine deutliche Nähe zum bestehenden und ausgewiesenen, zukünftigen Gewerbegebiet im Südwesten.

5 Definition Projektgebiet, Auswahl Referenzbohrungen

Das Projektgebiet wurde geographisch so ausgewählt, dass sowohl der gesamte städtische Bereich als auch ein repräsentatives, durch Referenzbohrungen abgedecktes Gebiet im Umkreis der Gemeinde Visbek definiert ist. Nach Durchsicht der geologischen Schichtenprofile möglicher Referenzbohrungen des LBEG, decken die selektierten Bohrungen neben einer lateral ausgewogenen geographischen Verbreitung auch das gesamte vertikale Spektrum potenzieller Reservoir-Gesteine, vom oberflächennahen Quartär/Tertiär (ca. 100 m Tiefe) bis zum Zechstein (ca. 4000 m Tiefe), ab. Von den 20 Referenzbohrungen wurden drei Bohrungen als mögliche Ersatzbohrungen identifiziert, die in einer möglichen Feasibility-Studie genutzt werden könnten, sollten sich die Daten einer anderen Referenzbohrung als inkonsistent oder nicht verfügbar darstellen. Nahezu alle der Referenzbohrungen produzieren noch Kohlenwasserstoffe aus dem Zechstein (EMPG). Basierend auf diesem Selektionskriterium wurde ein Projektgebiet von ca. 66 km² (vgl. Abbildung 3-1) identifiziert.

6 Datenauswahl und -Nutzung

6.1 Datenquellen und -Formen

Der vorliegende Bericht basiert auf öffentlich zugänglichen Daten und Informationen. Datenquellen waren insbesondere das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), das Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG), sowie Publikationen zur Geologie in Niedersachsen, Fachliteratur zur Geothermie (Bültemeier, 2019). Karten und Luftbilder wurden Google-Maps entnommen. Es standen keine digitalen Daten für eine Bearbeitung oder eine Qualitätskontrolle der öffentlich verfügbaren Informationen zur Verfügung. Grundsätzlich besteht aber die Möglichkeit diese Daten zu beschaffen (Kapitel 12 Empfehlung). Eine Beschaffung und Nutzung digitaler Daten ist nicht Gegenstand dieser Pre-Feasibility Studie von neowells.

Das LBEG und das LIAG (2013) bieten durch den Datenserver NIBIS und GeotIS Zugang zu vordefinierten Karten unterschiedlicher Fachthemen, sowie Lage und stratigraphische Profile (Schichtenverzeichnisse) von Bohrungen; dieser Datenzugang wurde für die selektierten Referenzbohrungen im Projektgebiet genutzt. Die im Bericht verwendeten Temperaturkarten wurden dem Informationssystem GeotIS (Geothermal Information System) des LIAG entnommen. Die Temperaturkarten basieren auf einer Reservoir- und Temperaturstudie, kalibriert an digitalen Bohrungsdaten (Agemar et al. 2018). Als ein Reservoir ist im Rahmen dieser Arbeit eine Lagerstätte jeglicher Form definiert.

Im Laufe der Entwicklung der Gasfelder Goldenstedt-Visbek, Visbek, Rechterfeld, Quadmoor und Varnhorn wurde das gesamte Projektgebiet flächendeckend mit drei sich überschneidenden 3D-Seismik Surveys überdeckt. Zusätzlich bestehen noch eine Vielzahl einzelner 2D-Seismik Linien. Einen Überblick über die Abdeckung mit Seismik innerhalb und außerhalb des Projektgebietes stellt Abbildung 6-3 dar. Geeignete 2D und 3D Seismik stand für eine Bewertung der möglichen Reservoirhorizonte und des Geothermischen Potentials nicht zur Verfügung (s.a. Kapitel Empfehlung).

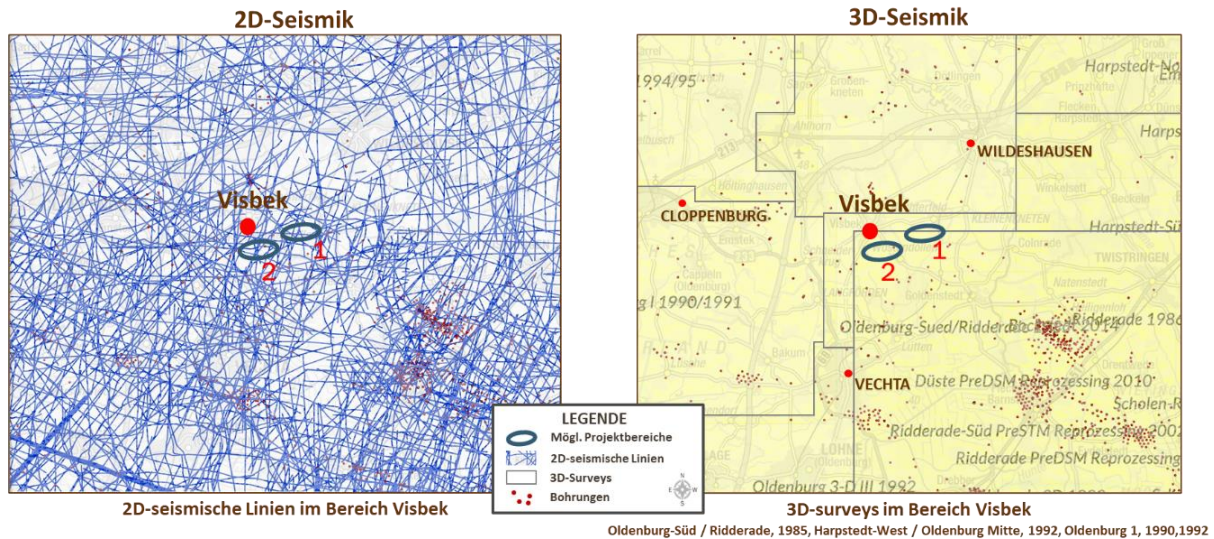


Abbildung 6-2: Überblick der Abdeckung mit 3D- und 2D-Seismik innerhalb und außerhalb des Projektgebietes.

6.2 Datenqualität

Die verwendeten Karten und Daten wurden als Grafik-Dateien von den jeweiligen Datenservern geladen, auf das Projektgebiet Visbek fokussiert und wo notwendig ergänzt. Stratigraphische- und Tiefenangaben der Bohrprofile des LBEG (2017, 2022, online Portal) wurden manuell in Excel übertragen und auf Plausibilität geprüft. Die verfügbaren Karten wurden, soweit möglich, aus verschiedenen Datenquellen gegeneinander geprüft und erscheinen qualitativ als ausreichend für eine Einschätzung des Projektgebietes.

Die geologischen Schichtenverzeichnisse des LBEG erscheinen in einigen Intervallen nicht immer konsistent. Einige Formationsangaben, insbesondere in der Formation des Jura, fehlen vollständig. Einige wenige Bohrungsintervalle der Schichtenverzeichnisse anderer Bohrungen des LBEG zeigten im Vergleich mit Daten aus NIBIS (Online-Portal) und GeotIS (Online-Portal) keine Übereinstimmung. Für eine Ansprache der Formation und einer Tiefenvorhersage wurde daher in einigen Formationen schematisiert.

7 Geologie

Dieses Kapitel beschreibt einen vertikalen Scan von den jüngsten Gesteinen des Quartärs und Tertiärs nahe der Erdoberfläche (ca. 400m) bis zu Perm Sedimenten des Zechsteins / Rotliegenden (ca. 4100m) im Bereich Visbek. Für jede stratigraphische Einheit erfolgt eine Beschreibung und Einschätzung möglicher Reservoirhorizonte auf seine mögliche Eignung als geothermisch nutzbares Reservoir inklusive seiner möglichen Reservoirqualitäten. Das Schichtenverzeichnis, sowie eine grobe Teufenzuordnung aus den Schichtenverzeichnissen des LBEG der ausgewählten Referenzbohrungen wurde soweit möglich integriert. Ein geologischer Querschnitt von Westen nach Osten südlich von Visbek zeigt die anstehenden Schichten (Abbildung 7-1)

Quartär (2 Mill Jahre – heute). Im Quartär wechselten sich im Pleistozän lange Kaltzeiten (Elster-, Saale-, Weichsel) und kurze Warmzeiten im Raum Niedersachsen ab. Bis zu 1000 Meter mächtige Eismassen aus Skandinavien schoben sich weit nach Süden. Flächenhafte Verbreitung haben insbesondere elsterzeitliche Ablagerungen, die als Füllungen tief und steil in tertiären Schichten als eingeschnittene Rinnen vorkommen. Diese früheren Rinnensysteme sind bis zu 500 m tief, ca. 1 - 8 km breit und oft über 100 km lang. Bevorzugt verlaufen sie in N-S oder NW-SO. Ihre Füllungen bestehen aus Beckenablagerungen von Ton, Silt, Sand, Kies und Moränenmaterial. Diese ehemaligen Rinnensysteme sind für Grundwasserträger im gesamten nördlichen Niedersachsen sehr bedeutend.

Referenzbohrungen: ERLT-Z1, GOLD-H1, GOLD-Z5, Z14, GOLD-N-Z1, QUAD-Z1 RECHT-Z2, VARN-Z4, Z9, Z10, VISB-T2, VISB-V1, WOEST-Z1, Z2, Z3, Z4. Backup: NORD-Z1, QUAD-Z3, VARN-Z3.

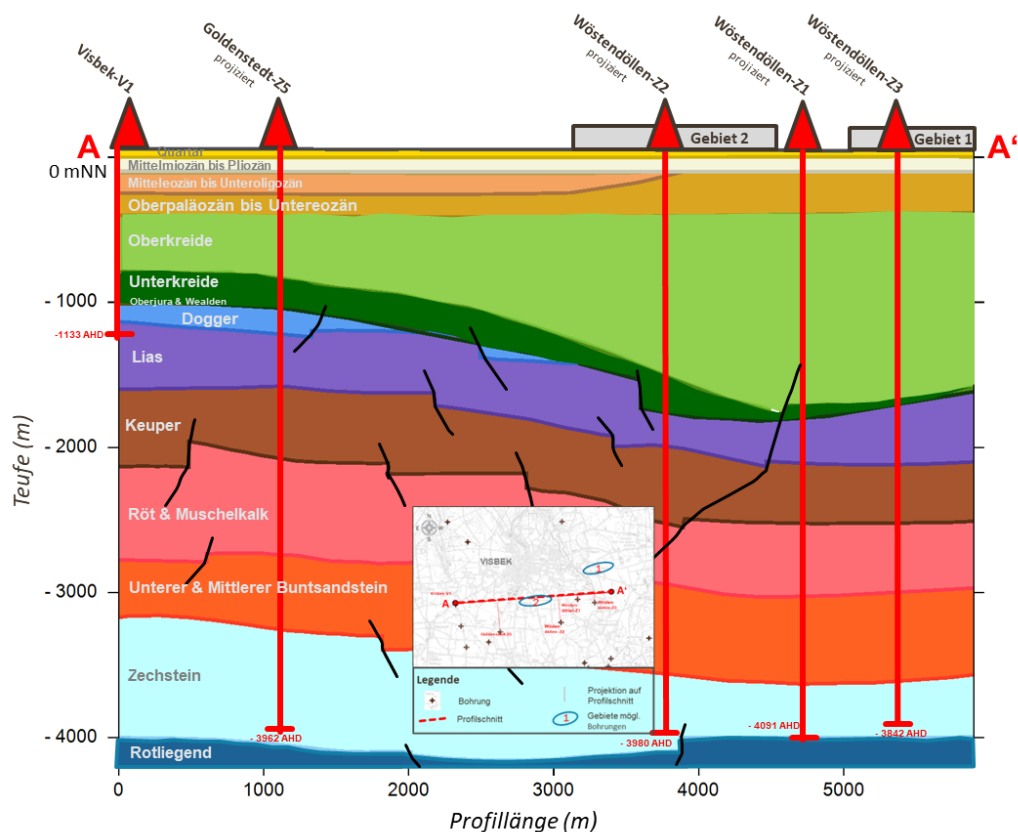


Abbildung 7-1: Geologischer Querschnitt von Westen nach Osten, südlich von Visbek.

Tertiär (66 – 2 Mill. Jahre). Das zentrale Niedersachsen wird im Tertiär durch 10 m – 100 m mächtige marine Tone und Feinsande repräsentiert. Darüber liegen Flussablagerungen, meist Sande mit stark wechselnden Korngrößen und schwankenden Mächtigkeiten. Ablagerungen der Tertiär-Zeit füllten Mulden, oft in großer Mächtigkeit, die durch Salzbewegungen im Untergrund entstanden. In solchen Senken blieben sie als Reste ehemals flächenhaft verbreiteter Sedimente erhalten. Im Projektgebiet könnten in Teufen von ca. 450m lokal mögliche Reservoirhorizonte mit signifikanten Porositäten (25-35%) und Permeabilitäten (1000-2000 mD) anstehen. Die hohen Permeabilitäten deuten auf sehr hohe Transmissibilitäten. Aquifere (wasserführende Intervalle) sind in diesem Teufenintervall in anderen Bereichen bekannt und könnten potenziell für Geothermie genutzt werden.

Referenzbohrungen: ERLT-Z1, GOLD-H1, GOLD-Z5, Z14, GOLD-N-Z1, QUAD-Z1 RECHT-Z2, VARN-Z4, Z9, Z10, VISB-1, VISB-T2, VISB-V1, WOEST-Z1, Z2, Z3, Z4. Backup: NORD-Z1, QUAD-Z3, VARN-Z3.

Kreide (145 – 66 Mill. Jahre). Die Kreide-Zeit repräsentiert nach dem überwiegend marinen Jura verstärkt festländische Einflüsse, ist jedoch grundsätzlich dominiert von marinen Sedimenten. In der Kreidezeit begannen die Mobilisierung und Aufwölbung der Salzablagerungen des Zechstein-Salzes im Untergrund Norddeutschlands. Die jüngsten Schichten der Oberkreide sind als Schreibkreide, Ablagerungen eines ca. 300 m tiefen Meeres, ausgebildet und werden nach Norden zunehmend sandiger. Kalkarenite und Kalksandsteine des Maastrichtian von 50-300m Mächtigkeit repräsentieren dieses hochporöse und hoch permeable Intervall (Kinzel, 2021) im Projektgebiet in einer Teufe von ca. 500 m. Aus Vergleichsbohrungen sind nach Kinzel (2021) Aquifere mit mittlerer Salinität im Maastrichtian bekannt. Damit hätte dieses Intervall ein hohes Potential für Geothermie.

In der Unterkreide entwickelten sich nach dem Jura terrestrische Sedimente wie Flussdeltas, Küstensande und Brackwassersümpfe (Tonsteine), bekannt als Wealden (vereinzelt mit Kohleflözen), sowie der Bückebug-Gruppe. Sedimente dieses Intervalls sind Ton- und Sandsteinschichten (Wealden-, Bückebug-, Dichotomiten-, Valanginian Sandstein) und wurden von Pierau (2020) und Pierau et. Al (2022) am südlichen Rand des Unterkreide-Beckens kartiert. Nach Pierau (2020) haben diese Sandsteine eine Mächtigkeit von ca. 40 m im Südosten des Unterkreide-Beckens, mit einer Mächtigkeitsabnahme in Richtung Projektgebiet Visbek; die Sandsteine wurden von Pierau (2020) nur bis zu einer Mächtigkeit von ca. 20 m kartiert, es besteht daher die Möglichkeit eines Vorhandenseins der Sandsteine, allerdings mit abnehmender Mächtigkeit auf ca. 10-15m oder weniger bis in das Projektgebiet Visbek. Ein völliges Auskeilen der Sandsteine vor dem Projektgebiet kann aufgrund fehlender digitaler Daten nicht ausgeschlossen werden. Die Sandsteine wurden im Gasfeld Goldenstedt identifiziert und kartiert. Veröffentlichte Messungen (Pierau, 2020) von Bohrkerndaten belegen im Valanginian Sandstein des Feldes Goldenstedt eine Porosität zwischen 20 – 30% (effektiv) und Permeabilitäten zwischen 500 mD – 1000 mD. Als Transmissivität wird ein Wert von >20 mD für Goldenstedt angegeben. Im Projektgebiet steht der Valanginian Sandstein in einer Teufe von etwa 1000 – 1200 m an, ist wahrscheinlich geringmächtig (10 – 15 m). Im Projektgebiet werden ähnlich gute Reservoirigenschaften wie im Feld Goldenstedt erwartet. Der Dichotomiten Sandstein ist wahrscheinlich sehr geringmächtig oder nur in toniger Fazies entwickelt. Der Bückebug Sandstein ist wahrscheinlich sehr geringmächtig und entweder vertont oder weist eine sehr stark tonig ausgeprägte Matrix auf. Damit hätten beide Sandsteine nur ein sehr geringes bis kein Reservoirpotential.

Referenzbohrungen: ERLT-Z1, GOLD-H1, GOLD-Z5, Z14, GOLD-N-Z1, QUAD-Z1 RECHT-Z2, VARN-Z4, Z9, Z10, VISB-1, VISB-T2, VISB-V1, WOEST-Z1, Z2, Z3, Z4. Backup: NORD-Z1, QUAD-Z3, VARN-Z3

Jura (201 – 145 Mill. Jahre). Im unteren und mittleren Jura lagerte sich mehrere 100 m mächtiger mariner Ton mit Einschaltungen von Eisen-Oolith ab, früher bedeutsam als Eisenerz-Lagerstätte. Gegen Ende des Unteren Juras wurden aufgrund Sauerstoffarmut am Boden des Meeres stark bituminöse tonige Sedimente gebildet, die Posidonienschiefer. Diese sind Muttergesteine für die Erdölbildung in großen Teilen Deutschlands und der Nordsee. Mögliche Reservoirs sind im Unteren Jura Sandsteine des Lias mit mittleren bis guten Porositäten und Permeabilitäten. Sandsteine des Lias (ca. 1600 m) bilden wichtige Aquiferhorizonte. Im Mittleren Jura (Dogger) stehen qualitativ ähnlich gute Sandsteine bei ca. 1400-1500m als mögliche Reservoirs an. Die Porositäten schwanken zwischen 10 – 20%, die Permeabilitäten sind mittelmäßig bis gut. Auch die Dogger Sandsteine bilden wichtige Aquiferhorizonte. Im Schichtenverzeichnis des LBEG ist der Untere Jura nicht weiter differenziert. Der Mittlere Jura wird ebenfalls lediglich in einer Bohrung (GOLD-Z5) erwähnt. Im Datensystem von GeotIS (LIAG) wird das stratigraphische Intervall des Doggers deutlich als geothermisches Potential (Moeck, 2021) kartiert. Der Geotektonische Atlas (NIBIS) des LBEG belegt ebenfalls den Dogger. Es ist davon auszugehen, dass sowohl der Lias als auch der Dogger ansteht; eine Überprüfung der stratigraphischen Einstufung des Jura in den Referenzbohrung erscheint dringend erforderlich.

Die Abfolge des Oberen Jura (Malm) ist laut Schichtenverzeichnis des LBEG in keiner der Referenzbohrung im Projektgebiet anstehend. Der Mittlere Jura geht diskordant, also mit einer Schichtlücken, in die Unterkreide über.

Referenzbohrungen: ERLT-Z1, GOLD-H1, GOLD-Z5, Z14, GOLD-N-Z1, QUAD-Z1 RECHT-Z2, VARN-Z4, Z9, Z10, VISB-T2, VISB-V1, WOEST-Z1, Z2, Z3, Z4. Backup: NORD-Z1, QUAD-Z3, VARN-Z3.

Trias (252 – 201 Mill. Jahre). Die Trias-Zeit gliedert sich in die Abschnitte Buntsandstein (Untere-Trias), Muschelkalk (Mittlere-Trias) und Keuper (Obere-Trias). Während der Buntsandstein-Zeit bildeten sich überwiegend terrestrische Sedimente.

Die Sandsteine des Buntsandsteins gliedern sich in Solling-/ Hardegsen-, und Dethfurth Sandstein und Volpriehausen Sandstein. Diese Sandsteine (ca. 3400-3100m Tiefe) sind potenzielle Reservoirs, aus denen in Norddeutschland in einigen Feldern Kohlenwasserstoffe produziert werden oder wurden. Die drei Reservoir-Sandsteine haben eine Porosität in der Größenordnung von 15-25%, sind mittel-gut permeabel und sind bekannte Aquiferhorizonte.

Sedimente des Muschelkalks (ca. 2500m Tiefe) sind in Norddeutschland meist nur sehr eingeschränkt reservoirfähig. Eine Ausnahme bildet gelegentlich der Obere Muschelkalk; dieser hat im Projektgebiet durch seine geringe Mächtigkeit und eher schlechte Reservoirqualität eine sehr untergeordnete Rolle.

Keupersedimente der Ober-Trias bestehen größtenteils aus Ton- und Mergelstein mit eingeschalteten Sand-, Kalk- und Dolomit Lagen. Ablagerungen des Keupers sind überwiegend nicht reservoirfähig. Ausnahmen sind der sogenannte Schilfsandstein, Deltasediment aus Nordosten, sowie der Rhät-Sandstein des Oberen Keupers. Der Schilfsandstein ist im Projektgebiet vertont und bildet damit keine Reservoirs. Der Rhät Sandstein ist in Norddeutschland überwiegend im Nordosten verbreitet und schüttet seine Delta Sedimente von Nordosten nach Südwesten in Richtung des Projektgebietes (Wolgramm et al., 2016, Feldrappe et al., 2008). Die Mächtigkeit dieses guten Reservoirsandes nimmt dabei zunehmend ab, wurde jedoch nach Schichtenprofil des LBEG in den Referenzbohrungen Wöstendoellen-Z3 (2200m Tiefe), Z4, Goldenstedt-Z14 (1900m Tiefe), Varnhorn-Z10 (2050m Tiefe) identifiziert. Die Mächtigkeit des Rhät Sandsteines im Projektgebiet ist mit vorliegenden Daten nicht eindeutig definierbar, daher wird dieses Reservoir mit einer Unsicherheit im Projektgebiet bewertet. Der Rhät-Sandstein hat im Bereich des Nordostdeutschen Beckens schwankende Porositäten zwischen 8-35%, mittel bis gute Permeabilitäten

(Wolfgramm et al. 2011, Franz et al. 2021, Zimmermann et al. 2019). Der Rhät Sandstein bildet einen wichtigen und bekannten Aquiferhorizont.

Referenzbohrungen: GOLD-Z5, Z14, GOLD-N-Z1, QUAD-Z1 RECHT-Z2, VARN-Z4, Z9, Z10, VISB-T2, VISB-V1, WOEST-Z1, Z2, Z3, Z4. Backup: NORD-Z1, QUAD-Z3, VARN-Z3

Perm (298 – 252 Mill. Jahre): Das Perm gliedert sich in zwei Einheiten; die untere Einheit ist das Rotliegend, gefolgt vom Zechstein darüber. Sandsteine des Rotliegenden (ca. 4100m Tiefe) füllten durch erosive Vorgänge des Variszischen-Gebirges (Bereich des heutigen Sauerlandes) den südlichen Teil des sinkenden Karbon-Beckens. Das Klima war tropisch, es bildeten sich Dünen und Küstensande mit sehr hohem Reservoir-Potential – den heutigen gasführenden Reservoiren in Norddeutschland. Die Mächtigkeiten der reservoirfähigen Sandsteine schwankt zwischen 20-100m. Die Porositäten sind zwischen 10-25%, die Permeabilitäten bei 100-800mD. Das Rotliegend beinhaltet mehrere übereinander liegende Aquiferhorizonte.

Auf Sedimente des Rotliegend folgte eine Meerestransgression, dem Kupferschiefer, einem Erz führenden Tonstein. Diese Transgression leitete die episodische Überflutung der Rotliegend Sandsteine durch das Zechsteinmeer aus dem NW ein. Es kam zu mehreren Eindampfungszyklen – jeder Zyklus hinterließ mächtige Salzablagerungen, und reservoirfähige Kalksteinlagen. Die bekannteste und wichtigste ist das Staßfurt-Karbonat (ca. 3900m Tiefe). Aus diesem Reservoir wird Sauer gas aus Feldern im Bereich Visbek gefördert.

Das Staßfurt-Karbonat besteht lithologisch aus Kalkstein und Dolomit mit Porositäten zwischen 15-20% und Permeabilitäten von meist >200mD. Der Zechstein hat wichtige Aquiferhorizonte ausgebildet.

Referenzbohrungen: GOLD-N-Z1, QUAD-Z1 RECHT-Z2, VARN-Z9, VISB-V1, WOEST-Z1.

7.1 Schematisches Geologisches Profil, Teufenberechnung

Aus den Schichtenverzeichnissen der Referenzbohrungen des LBEG wurde ein schematisches geologisches Vertikalprofil für das Projektgebiet erstellt, das durchschnittliche Teufen stratigraphischer Einheiten repräsentiert. Die Referenzbohrungen, sowie der schematische geologische West-Ost Schnitt (vgl. Abbildung 7-1) belegen einen signifikanten Mächtigkeitsunterschied der Oberkreide zwischen dem östlichen und westlichen Bereich des Projektgebietes. Die Auswahl und Differenzierung der zwei Fokusbereiche an der Oberfläche (Gebiet 1, 2) berücksichtigt diesen Mächtigkeitsunterschied.

Zwei mögliche Szenarien zur Tiefenvorhersage wurden definiert um sowohl für die selektierten Gebiete 1, 2 eine individuelle Tiefen- und Temperaturvorhersage zu erhalten als auch eine Übersichtsvorhersage von Tiefe und Temperatur für das gesamte Projektgebiet zu ermöglichen. Die Szenarien sind wie folgt definiert (s.a Abbildung 7-2):

Szenario 1: Ermittlung eines Mittelwertes unter Nutzung aller 20 Referenzbohrungen.

Szenario 2: Ermittlung eines Mittelwertes aus den Referenzbohrungen die dem Gebiet 1 am nächsten liegen.

Beide Szenarien bilden gute und valide Einzelszenarien und stimmen mit dem erstellten geologischen Querschnitt aus Daten der NIBIS-Datenbank des LBEG überein. Als repräsentativer Durchschnitt für das gesamte Projektgebiet wurde ein gewichteter Mittelwert aus beiden Szenarien berechnet (30% Szenario 1; 70% Szenario 2). Dieser Mittelwert ist Basis für die Bestimmung der anzunehmenden Tiefe und Temperatur möglicher Reservoirhorizonte des gesamten Projektgebietes und bildet die Grundlage für die Berechnung des thermischen Leistungspotentials.

Szenario 1		Szenario 2	
Mittelwert 20 Referenzbohrungen		Mittelwert WOEST-Z1, Z2, Z3, RECHT-Z2	
m AHD	Formation	m AHD	Formation
50	Ackersohle	48	Ackersohle
42	Top Quarternary	37	Top Quarternary
115	Top Tertiary	128	Top Tertiary
443	Top Paleocene	436	Top Paleocene
539	Top Maastrichtian	465	Top Maastrichtian
1420	Top Albian	1648	Top Albian
	Top Wealden	no data	Top Wealden
1518	Top Unterjura	1688	Top Unterjura
1994	Top Rhät	2104	Top Rhät
2156	Top Schilfsandstein	2325	Top Schilfsandstein
2415	Top Ob. Muschelkalk	2543	Top Ob. Muschelkalk
2742	Top Unter Trias (Roet4)	2801	Top Unter Trias (Roet4)
2882	Top Ob. Buntsdst.	2881	Top Ob. Buntsdst.
3048	Top Solling Formation	3122	Top Solling Formation
3107	Top Hardegsen FM	3139	Top Hardegsen FM
3125	Top Dethfurth Ob. Sdst.	3186	Top Dethfurth Ob. Sdst.
3411	Top Volpriehausen FM	3372	Top Volpriehausen FM
	Top Volpriehausen Sdst.		Top Volpriehausen Sdst.
3454	Top Bernburg FM	3504	Top Bernburg FM
3619	Top Calvörde FM	3673	Top Calvörde FM
3679	Top Zechstein	no data	Top Zechstein
3585	Top Aller Anhydrit	3607	Top Aller Anhydrit
3671	Top Leine Steinsalz	3654	Top Leine Steinsalz
3736	Top Leine Anhydrit	3731	Top Leine Anhydrit
3835	Top Staßfurt Steinsalz	3819	Top Staßfurt Steinsalz
3850	Top Staßfurt Basalanhydrit	3850	Top Staßfurt Basalanhydrit
3880	Top Staßfurt Karbonat	3877	Top Staßfurt Karbonat
4125	Top Kupferschiefer	4131	Top Kupferschiefer
4134	Top Rotliegend	4136	Top Rotliegend
4290	Top Karbon	no data	Top Karbon

Abbildung 7-2: Zwei Szenarien zur Tiefenvorhersage anhand von Mittelwerten.

7.2 Berechnung Temperatur Reservoirhorizonte

Temperaturmessungen der Referenzbohrungen standen weder aus Veröffentlichungen noch aus Bohrlochmessungen zur Verfügung. Als Berechnungsgrundlage wurde daher der geothermische Tiefengradient von 3°C pro 100 m Tiefe genutzt und eine grobe Temperaturbestimmung für die Tiefe der Reservoirhorizonte erstellt. Die Methodik der Teufenvorhersage wurde unter 7.1 beschrieben. Die abgeleiteten Temperaturen wurden mit Temperaturkarten und Vertikalschnitten des jeweiligen Teufenabschnittes aus GeoTIS (LIAG) verglichen (Abbildung 7-3). Die Temperaturwerte wurden als ähnlich und der Vergleich als ausreichend akkurat für eine thermische Leistungsberechnung bewertet. Für ein weiteres Vorgehen können die tatsächlichen Temperaturen erst bei der Ausführung der Bohrung ermittelt werden. Alle vorausgehenden Annahmen beruhen lediglich auf Referenzwerten und können daher von den realen Temperaturen abweichen.

7.3 Mögliche Reservoirhorizonte

Als mögliche Reservoirhorizonte wurden Sandsteine, Kalksteine und Dolomite definiert die eine Mächtigkeit (geschätzt oder an Bohrungen belegt) von mindestens 10-15m, eine mindestens mittlere Porosität von 5-15%, sowie eine Permeabilität von ca. 100mD und größer aufweisen. Die beschriebenen Werte entstammen veröffentlichter Daten in Studien, von Bohrungen ähnlicher Geologie, Tiefe und Stratigraphie in anderen Gebieten Deutschlands oder wurden aus einer linearen Absenkung von Porositäts/Permeabilitätswerten mit zunehmender Tiefe abgeleitet.

Die erkannten Reservoirhorizonte wurden schematisch in einem Säulendiagramm des betreffenden stratigraphischen Intervalls eingezeichnet und nach Ampelfarben bewertet. Dabei bildet rot eine hohe Unwahrscheinlichkeit der Präsenz oder Reservoirfähigkeit, gelb repräsentiert eine mittlere Wahrscheinlichkeit und grün eine hohe Wahrscheinlichkeit das dieser Reservoirhorizont Potential für eine

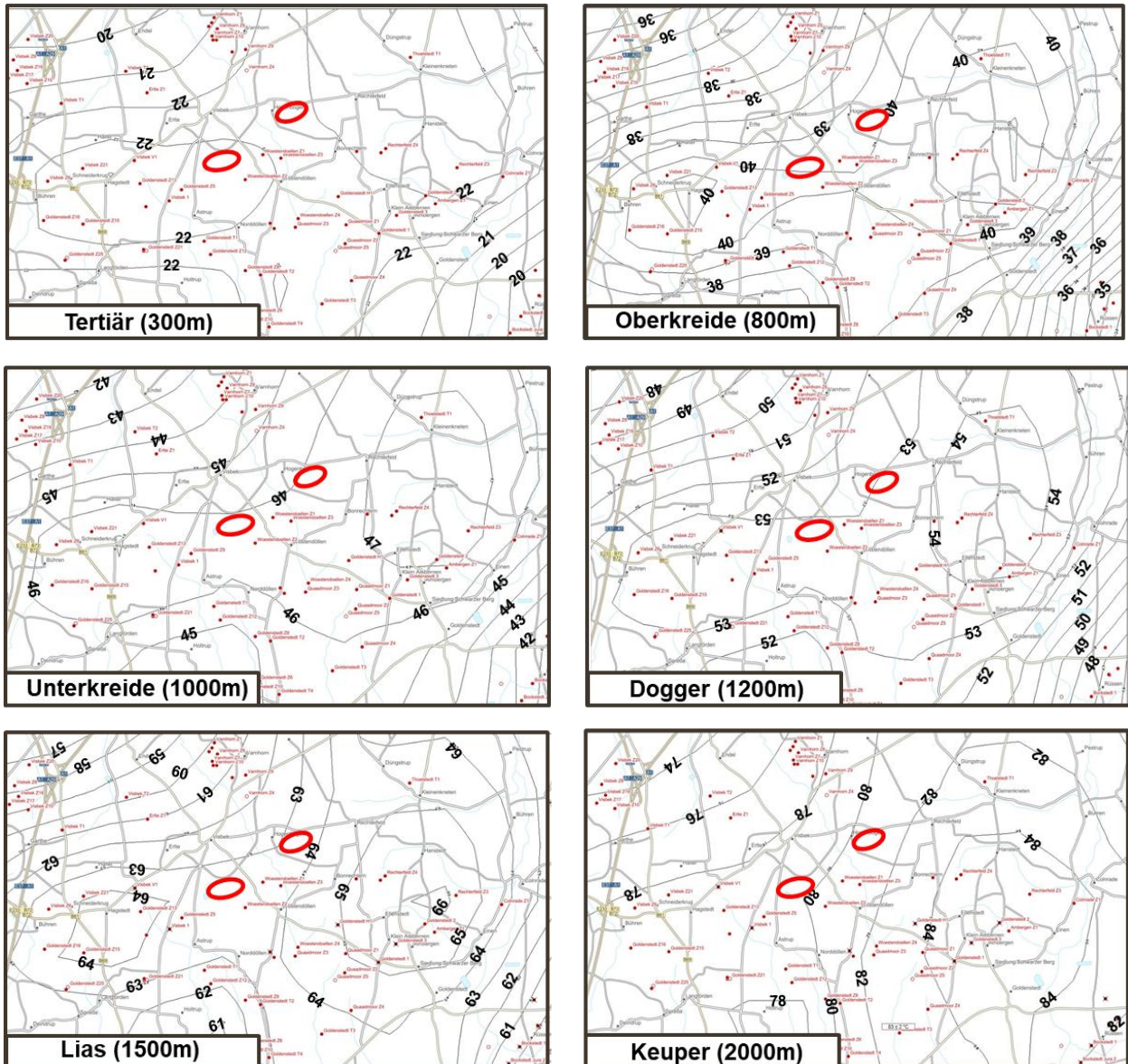


Abbildung 7-3: Abgeleitete Temperaturkarten und Vertikalschnitte der jeweiligen Teufenabschnitte.

hydrothermale Geothermie-Entwicklung aufweisen könnte. Es wurden ein oberes Intervall und ein unteres Intervall definiert (s.a. Abbildung 7-4):

Oberes Intervall:

Tertiär:	Sandsteine aus Paläozän, Eozän, Oligozän
Oberkreide:	Maastrichtian Kalkarenit
Unterkreide:	Sandsteine aus Valanginium, sowie der Bückeberg Gruppe oder äquivalent
Mittlerer Jura:	Sandstein aus Dogger
Unterer Jura:	Sandstein aus Lias
Keuper:	Rhät Sandstein

Unteres Intervall:

Unter-Trias:	Solling-/Hardegsen Sandstein (Buntsandstein) Dethfurth Sandstein (Buntsandstein) Volpriehausen Sandstein (Buntsandstein)
Perm:	Staßfurt Karbonat (Zechstein) Rotliegend Sandstein

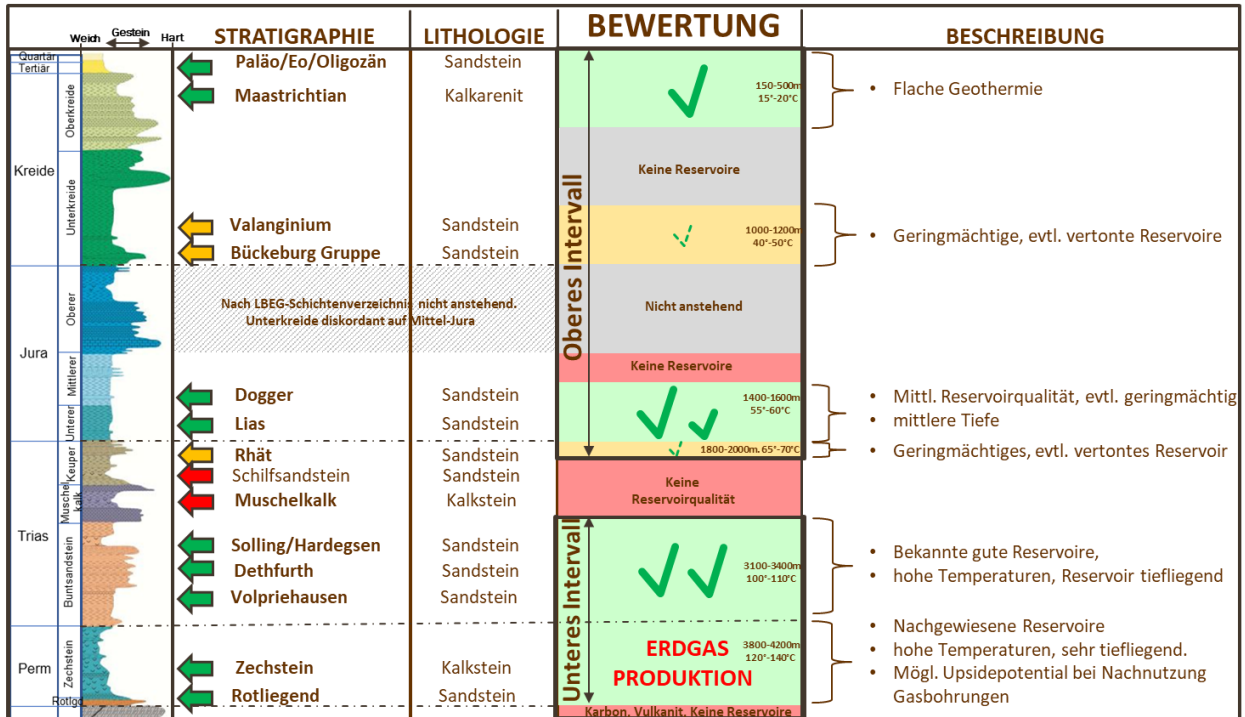


Abbildung 7-4: Zusammenfassung möglicher Reservoirhorizonte mit Bewertung der Eignung nach Ampelsystem.

Die Unterteilung wurde in der weiteren Berechnung und Bewertung der thermischen Leistungsberechnung genutzt, mögliche Szenarien definiert, bewertet und kontrastiert.

8 Thermisches Leistungspotential

8.1 Theoretische Grundlagen und Definitionen

Ausschlaggebend zur Auslegung geothermischer Anlagen ist neben der Geologie die thermische Leistung, die mit solch einer hydrothermalen Anlage erzielt werden kann. Aus dieser lässt sich wiederum unmittelbar die nutzbare Wärmeenergie bestimmen. Die installierte geothermische Leistung P [W] lässt sich dabei wie folgt berechnen:

$$P_{th} = \rho_{fluid} \cdot c_{fluid} \cdot Q \cdot (T_i - T_o) \quad (8.1)$$

Darin sind:

ρ_{fluid} = Dichte des Fluids [kg m³]

c_{fluid} = (isobare)spezifische Wärmekapazität [J kg⁻¹ K⁻¹]

Q = Fließrate im Betrieb [l/s] (Volumenstrom Thermalwasser)

T_i = Temperatur Input [°C]; T_o = Temperatur Output [°C]

Unter Angabe der Leistung und der Volllaststunden pro Jahr t_a [h], kann nun die wandelbare thermische Energie E_{th} [Wh] pro Jahr ermittelt werden:

$$E_{th} = P_{th} \cdot t_a \quad (8.2)$$

8.2 Annahmen

Zur Bestimmung eines realistischen Wärmebedarfes wurden zwei Bedarfe definiert:

- 1.) Bedarf der Haushalte der Gemeinde Visbek
- 2.) Bedarf eines landwirtschaftlichen Großbetriebes (Model) im Raum Visbek

Für den Bedarf der Haushalte der Gemeinde Visbek, wurde der Gesamtenergiebedarf der Haushalte im Rahmen von Strom- und Gasverbrauch im Jahr 2021 zugrunde gelegt. Dieser beträgt 78.039,4 MWh und damit in Bezug auf die Einwohnerzahl der Gemeinde Visbek von 10.447 (Stand 31.12.2021), 7.470 kWh pro Einwohner. Im Vergleich zu den Zahlen des Umweltbundesamtes für Deutschland von 2018 (Gesamtenergieverbrauch Deutschland: 644 TWh), liegt der Verbrauch pro Einwohner in der Gemeinde Visbek für 2021 somit unter dem Bundesdurchschnitt von 2018, von 7.759 kWh (bei 80,3 Mio. Einwohnern, laut Statistischem Bundesamt). Laut Umweltbundesamt ist der Wärmebedarf eines EFH mit 70% seines Gesamtenergiebedarfs definiert. Somit ergibt sich für die Haushalte ein reiner Wärmebedarf von 54.627,6 MWh. Um aus dieser Energie den Bedarf an thermischer Leistung zu ermitteln, sind die jährlichen Betriebsstunden festzulegen. Diese sind hinsichtlich Gebäudewärme und Warmwasser zu unterscheiden. Laut der alten Heizkostenverordnung (HKVO) der EnEV 2014 kann der Warmwasserbedarf mit 18% des Gesamtwärmebedarfes angenommen werden. Somit lässt sich ein Energiebedarf von 9.833 MWh

(≈ 10.000 MWh) für Warmwasser und 44.794,6 MWh (≈ 45.000 MWh) für Gebäudewärme bestimmen.

Als Basis für die Berechnung des Wärmebedarfes eines modelhaften, landwirtschaftlichen Großbetriebes im Raum Visbek, wurde ein Wärmebedarf von ca. 10.000 MWh/Jahr definiert. Da im Laufe der nächsten Jahre mit einem steigenden Wärmebedarf zu rechnen ist, wird dieser für die Berechnungen mit 20.000 MWh/Jahr innerhalb der nächsten Jahre berücksichtigt. Dabei könnten mögliche Überschüsse an Wärmeleistung aus einem Geothermie-Projekt entweder in ein weiteres Industrieunternehmen im Bereich Visbek oder in das städtische Netz zur Wärmeversorgung von Haushalten integriert werden, um dort beispielsweise die Grundlast weiter abzudecken.

8.3 Berechnung notwendiger thermischer Leistung für zwei Bedarfsfälle

Mit den vorab eingeführten theoretischen Zusammenhängen und den Annahmen zur Bestimmung des Wärmeenergiebedarfes, lässt sich die notwendige thermische Leistung einer möglichen Geothermieanlage bestimmen.

Zur Ermittlung der notwendigen thermischen Leistung für den ersten Bedarfsfall, der Haushalte der Gemeinde Visbek, sind vorab die jeweiligen Volllaststunden für den Warmwasserbedarf und die Bereitstellung der Gebäudewärme zu definieren. Der Warmwasserbedarf kann dabei für das gesamte Jahr vorausgesetzt und somit mit 8760 Stunden angenommen werden. Daraus ergibt sich unter Verwendung eines Energiebedarfs von 10.000 MWh eine notwendige thermische Leistung von:

$$P_{th,WW} = 1,1 \text{ MW}$$

Für die Volllaststunden zur Bereitstellung der Gebäudewärme, wird die gesetzlich festgelegte Heizperiode vom 01. Oktober bis zum 30. April zugrunde gelegt. Daraus ergeben sich 2100 Stunden. Die benötigte thermische Leistung bei einem Energiebedarf von 45.000 MWh ergibt sich somit zu:

$$P_{th,GW} = 21,4 \text{ MW}$$

Somit ergibt sich eine gesamte notwendige thermische Leistung für den ersten Bedarfsfall von:

$$P_{th,ges} = P_{th,WW} + P_{th,GW} = 22,5 \text{ MW}$$

Bei 10447 Einwohnern in der Gemeinde Visbek (Stand 31.12.2021) ergeben sich daraus 10,6 MW pro 5000 Einwohner, bei einem Energiebedarf von 26.320 MWh.

Für den zweiten Bedarfsfall, ein landwirtschaftlicher Großbetrieb im Raum Visbek, wird ein ganzjähriger Betrieb vorausgesetzt. Dies entspricht einem Wärmebedarf von 8760 Stunden. Aufgrund möglicher Betriebsferien, Wartungsarbeiten oder ähnlichem, wird zur Berechnung der notwendigen thermischen Leistung lediglich mit 95% der gesamt möglichen Volllaststunden, also 8322 Stunden, gerechnet. Die Leistung ergibt sich somit zu:

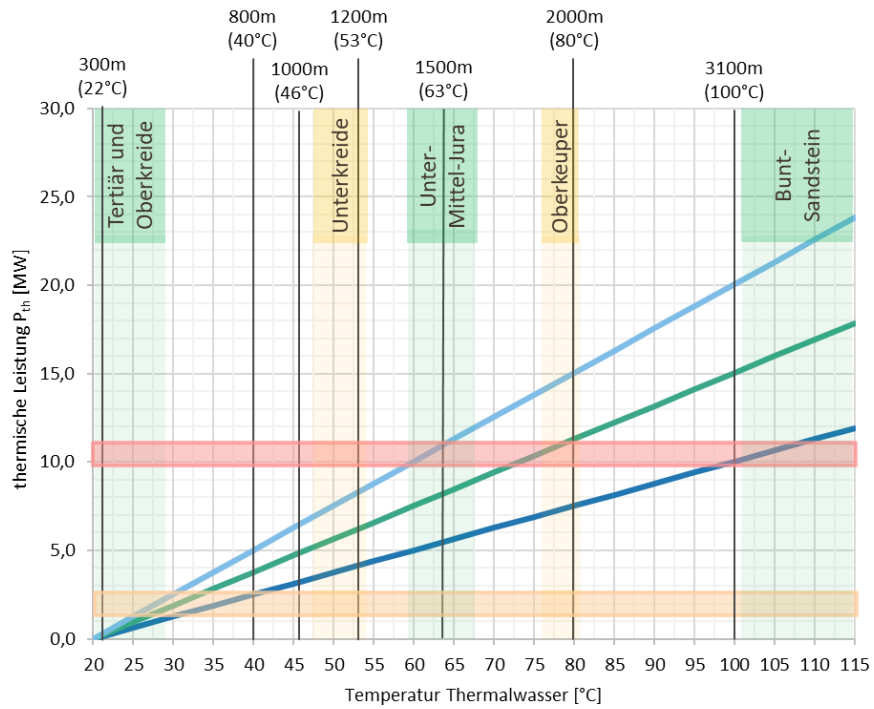
$$P_{th,LW} = 2,4 \text{ MW}$$

8.4 Vergleich Notwendige und Mögliche Thermische Leistung

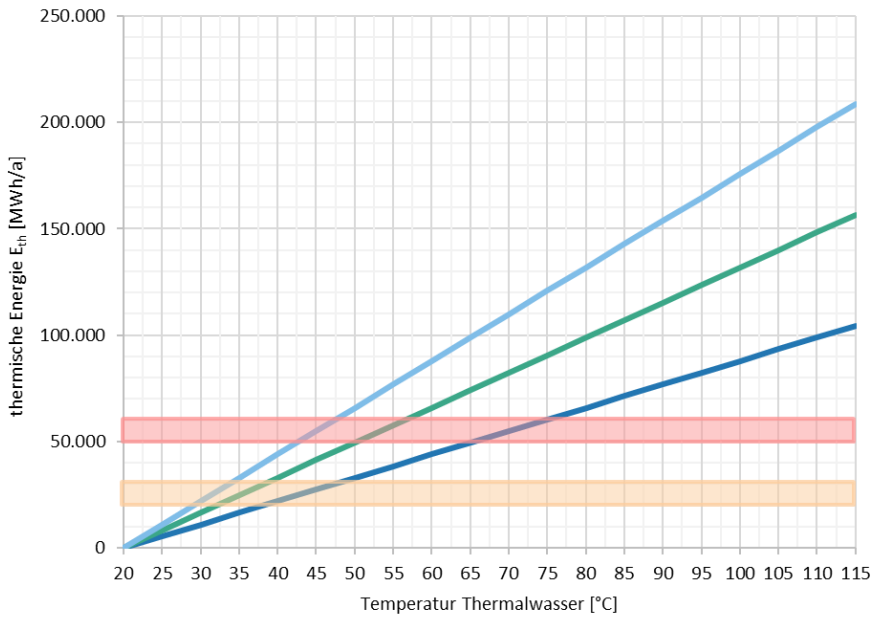
Die mögliche thermische Leistung einer geothermischen Anlage lässt sich über den in Formel (8.1) beschriebenen Zusammenhang ermitteln. Dies wurde in Abhängigkeit der Temperatur des Thermalwassers, T_i , für drei verschiedene Fließraten Q (mit $Q = 30, 40$ und 60 l/s) durchgeführt. Ebenso für die thermale Energie pro Jahr bei 8760 Volllaststunden. Das Resultat ist in *Abbildung 8-1* dargestellt. Ebenso sind darin jeweils die notwendige thermische Leistung und Energie für die vorab betrachteten Bedarfsfälle dargestellt sowie gut und mittel geeignete Reservoirs und mögliche Bohrungsteufen und Temperaturen (vgl. *Abbildung 7-3* und *Abbildung 7-4*). Es zeigt sich für den Bedarfsfall Haushalte Gemeinde Visbek pro 5.000 Einwohner in Bezug auf die Thermalwassertemperatur und der damit einhergehenden, möglichen Bohrungsteufe eine starke Abhängigkeit der Fließrate. Wird an dieser Stelle von der untersten betrachteten Fließrate $Q = 30$ l/s ausgegangen, wäre eine Temperatur von ca. 100°C und damit eine Teufe von mehr als 3.000 m notwendig, um die benötigte thermische Leistung abzudecken. Jedoch sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass in diesem Fall der Wärmebedarf von 50% der Haushalte der gesamten Gemeinde abgedeckt wäre. Gleichzeitig wären bei einer Thermalwassertemperatur von 63°C , Bohrungsteufe ca. 1.500m, weiterhin 25% der Haushalte vollständig versorgt.

Im Hinblick auf den Vergleich des Wärmebedarfs über die notwendige und mögliche thermische Energie zeigt sich ein anderes Bild. Jedoch ist die Energiebetrachtung nicht gleichwertig repräsentativ, da hier das Jahresmittel betrachtet wird und der Energiebedarf in den kalten Jahreszeiten deutlich höher ist als in den warmen. Allerdings eignet sich diese Betrachtung, um eine Grundlastabdeckung zu ermitteln. In diesem Fall wäre für eine Grundlastabdeckung des Wärmebedarfs von 5.000 Haushalten eine Thermalwassertemperatur von ca. 70°C notwendig. Dies entspräche einer Bohrungsteufe von etwa 1.800 – 2.000 m.

Im zweiten Bedarfsfall, ein modelhafter landwirtschaftlicher Großbetrieb im Raum Visbek, könnte der Wärmebedarf in Bezug auf die mögliche thermische Leistung bereits durch wesentlich geringere Thermalwassertemperaturen abgedeckt werden. Hier könnte bei einer Fließrate $Q = 30$ l/s bereits ab 40°C der gesamte Wärmebedarf gedeckt werden. Da für diesen Bedarfsfall eine Auslastung nahezu über das gesamte Jahr angenommen wurde, deckt sich dies sehr gut mit dem Resultat der Energiebetrachtung. Aufgrund der Anwendung als Prozesswärme, ist in diesem Fall konkret zu definieren, welche Vorlauftemperatur bzw. Thermalwassertemperatur für den jeweiligen Prozess benötigt wird. Sollten die 40°C ausreichend sein, wäre für entsprechende Temperaturen eine theoretische Bohrungsteufe von mindestens 800 m notwendig. Bei höheren Temperaturen müsste die Bohrung entsprechend tiefer sein. Die dabei unter Umständen anfallende, überschüssige Wärmeenergie, könnte zur Grundlastabdeckung eines Fern- oder Nahwärmenetzes für Haushalte oder ähnliches verwendet werden.



— Leistung P (Q = 30 l/s) — Leistung P (Q = 45 l/s) — Leistung P (Q = 60 l/s)
 Wärmebedarf landwirtschaftlicher Großbetrieb Wärmebedarf Haushalte Gemeinde Visbek pro 5.000 Einwohner



— Energie E (Q = 30 l/s) — Energie E (Q = 45 l/s) — Energie E (Q = 60 l/s)
 Wärmebedarf landwirtschaftlicher Großbetrieb Wärmebedarf Haushalte Gemeinde Visbek pro 5.000 Einwohner

Abbildung 8-1: Mögliche thermische Leistung P_{th} (links) und Energie pro Jahr E_{th} (rechts) in Abhängigkeit der Temperatur des Thermalwassers T_i für drei verschiedene Fließraten Q im Vergleich zum Wärmebedarf von zwei Bedarfsfällen.

8.5 Potential zur Nutzung elektrischer Energie

Geothermische Energie kann prinzipiell in elektrische Energie umgewandelt werden. Im Rahmen der vorliegenden Pre-Feasibility-Studie wurde dies jedoch nicht betrachtet gezogen, da der Fokus vor allem auf die thermische Nutzung abzielt. Die Machbarkeit hinsichtlich der Nutzbarkeit des Thermalwassers, bzw. -dampfes, zur Gewinnung elektrischer Energie, hängt stark von den Bohrlocheigenschaften wie der Temperatur und der Fließrate ab. Diese gilt es vorab in einer Feasibility-Studie präzise zu ermitteln und in diesem Rahmen die Nutzbarkeit hinsichtlich elektrischer Energie als Nebenprodukt der Wärmeenergie zu untersuchen.

9 Risiko- / Chancenanalyse

Die Risiko- / Chancenanalyse stellt eine Auflistung innerer und äußerer Faktoren dar, die eine Übersicht der Stärken und Schwächen sowie die Chancen eines Geothermie-Projektes im Gebiet Visbek aufzeigen sollen. Diese wurde in Form einer „SWOT-Analyse“ durchgeführt (s. Abbildung 9-1). Dabei handelt sich um ein Instrument der strategischen Planung, dessen Name ein Akronym aus den Worten Strengths (Stärken), Weaknesses (Schwächen), Opportunities (Chancen) und Threats (Risiken) ist.

Die Auswertung dieser Analyse zeigte bei der Gegenüberstellung von positiven und negativen Argumenten eine deutlich stärkere Gewichtung bei den Stärken und Chancen eines Geothermie-Projektes im Gebiet Visbek.

Der Standort scheint gut geeignet, das technologische Know-how ist vor Ort und Visbek würde eine lokale Energiequelle mit planbaren Energiepreisen darstellen. Die sich daraus ergebenden Chancen, wie Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen unter Nutzung zukunftsgerichteter, grüner, langfristig nutzbarer Energie, sowie die zukünftig möglichen Kosteneinsparungen und Preisstabilität durch eine Energiediversifizierung sind vielfältig und erscheinen realisierbar.

Schwächen eines Geothermie-Projektes in Visbek sind sicherlich die zu Anfang hohen Kosten (Bohrkosten, Infrastruktur bei einem Einstieg der Gemeinde) in diese Technologie.

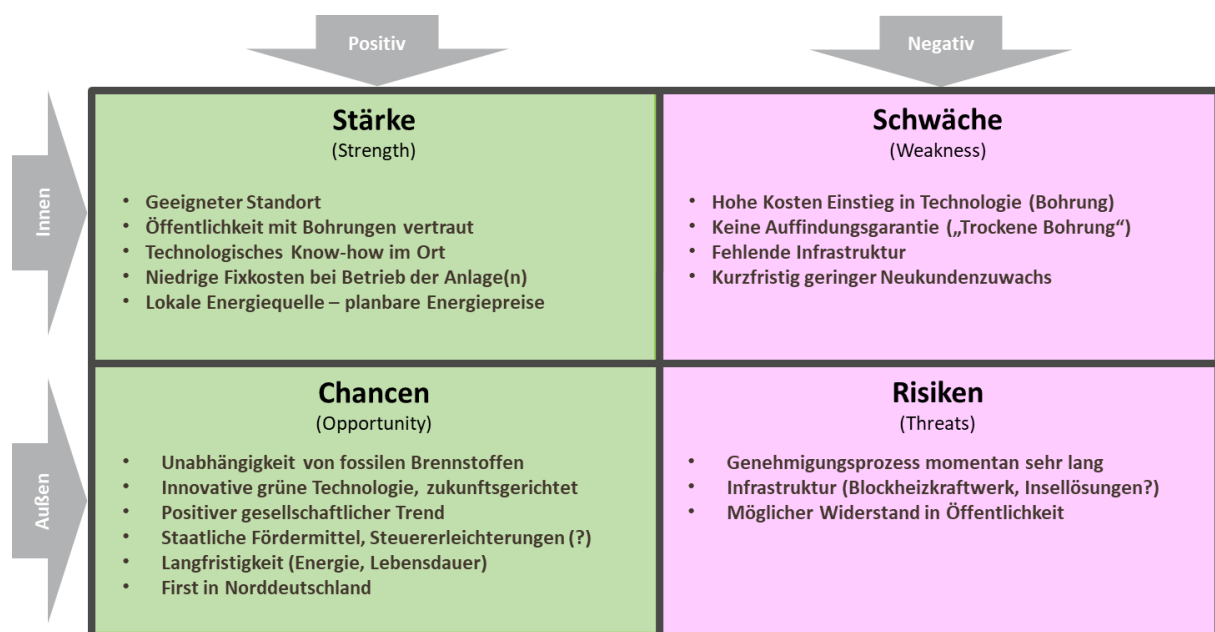


Abbildung 9-1: Resultat der SWOT-Analyse.

10 Möglicher Projektzeitraum

Ein vom BVEG erstelltes Zeit- und Ablaufschema (Abbildung 10-1) für ein durchschnittliches Geothermie-Projekt, verdeutlicht den gesamten Verlauf eines Projektes von der Erkundung, über benötigte Bohrungen und dem Anlagenbau, bis zum Betrieb. Der zeitliche und inhaltliche Ablauf des Genehmigungsverfahrens entstammt der Kohlenwasserstoffindustrie und stellt sich zeitlich als sehr langer Ablauf dar. Momentan finden politische Bestrebungen statt, um das gesamte Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, hin zu einer schnelleren Verfügbarkeit von Erdwärme. Derzeit unterliegt jedoch jede Bohrung dem existierenden bergrechtlichen Genehmigungsverfahren. Beispielhaft für den momentanen Status des möglichen Geothermie-Projektes Visbek wurde der Planungsstand (Pre-Feasibility) in diesem Schema angedeutet.

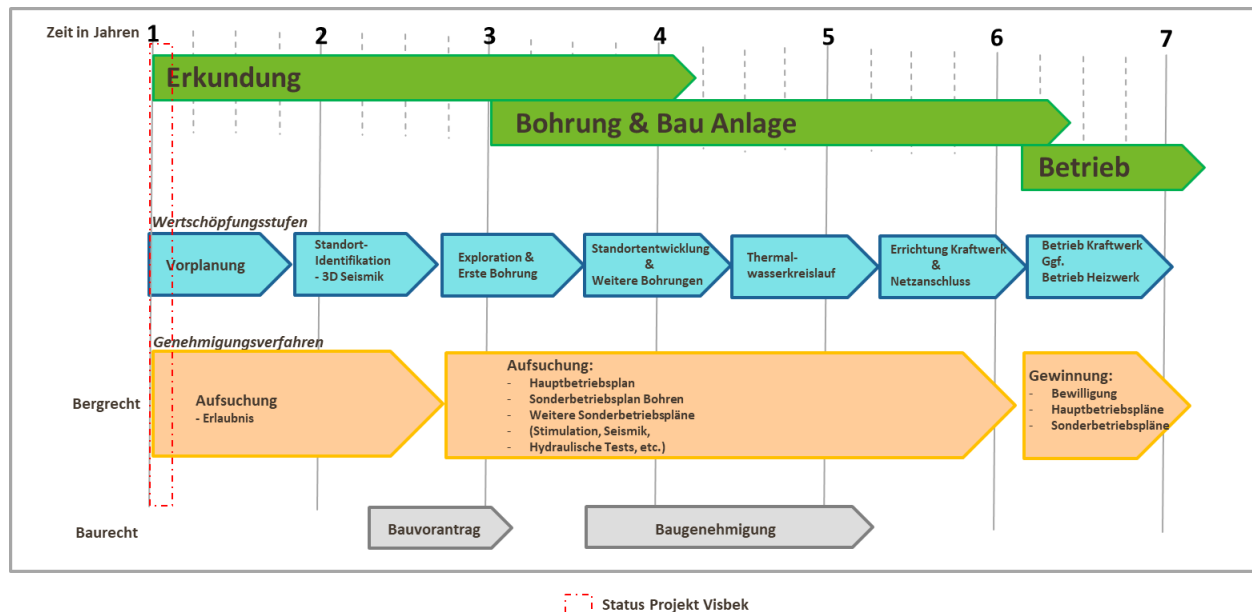


Abbildung 10-1: Modifiziertes Zeit- und Ablaufschema.

11 Übersicht Kosten / Nutzen

Die Kosten und Nutzen eines Tiefengeothermie-Projektes sind stark abhängig von unterschiedlichen Faktoren und können in jeder Projektphase stark variieren. Gerade die starke Gewichtung der Erkundungs- und Bohrkosten an der Gesamtinvestition gestaltet eine Kostenschätzung zu diesem Zeitpunkt als sehr schwierig, da die Bohrkosten in hohem Maße von der Tiefe der Bohrung, den zu durchdringenden Gesteinsschichten, etc. abhängen. Im Rahmen dieser Pre-Feasibility-Studie wurden daher einige modellhafte und vereinfachte Annahmen getroffen und auf dieser Grundlage eine Kostenschätzung durchgeführt. Die Annahmen und daraus folgenden Kosten sind in Abbildung 11-1 dargestellt. Dabei sind die Wartungskosten pro Jahr als ein Mittelwert über die Laufzeit anzusehen. Die Laufzeit selbst ist sehr konservativ angenommen. Erfahrungen zeigen, dass Geothermie-Bohrungen durchaus Laufzeiten von 40 Jahren und länger überdauern können.

Annahmen der Randbedingungen und Kostenschätzung	
Installierte thermische Leistung / Wärmemenge (pro Jahr)	5 MW _{th} / 37,5 Mio. kWh
Angenommene Bohrteufe	1200m
Temperatur Thermalwasser	50 Grad Celsius
Investitionskosten	12 Mio EUR
Wartungskosten pro Jahr	200k EUR
Laufzeit	20 Jahre
Aufteilung Kosten:	
• Bohrkosten (inkl. Erkundung)	60%
• Kraftwerk	30%
• Planung	10%
Wärmegestehungskosten	0,02 EUR/kWh

Abbildung 11-1: Annahmen der Randbedingungen und Kostenschätzung für eine modelhafte Geothermie-Bohrung.

Das Schaubild unterstreicht, dass vor allem die Investitionskosten einer Geothermie-Bohrung hoch sind. Aufgrund der geringen Wärmegestehungskosten fällt die Amortisationszeit für diese Form der Wärmegewinnung im Vergleich zu vielen anderen Technologien und den hohen Investitionskosten jedoch eher gering aus. Da es sich bei der Geothermie um eine sehr nachhaltige Technologie handelt, ist eine wirtschaftliche Nutzung somit in der Regel gegeben.

12 Ergebnis Pre-Feasibility Studie – Geothermisches Potential

Die Bewertung der zugänglichen Daten zeigt, dass die Entwicklung und Durchführung eines Geothermie-Projektes Über- und Untertage innerhalb des Projektgebietes grundsätzlich möglich ist.

Aus den 20 Referenzbohrungen wurden zwei potenzielle Tiefenbereiche (Oberes Intervall; Unteres Intervall) mit möglichen Reservoirhorizonten identifiziert. Das Obere Intervall entspricht Teufen zwischen ca. 500 – 2000 m (Tertiär, Ober-, Unterkreide, Mittel-, Unter Jura) mit einem Temperaturbereich von ca. 20 – 70°C. Das Untere Intervall beinhaltet Teufen von ca. 3100-3400m (Keuper, Buntsandstein) mit einem Temperaturbereich von ca. 100 – 110°C. Das Intervall Rotliegend und Zechstein, mit einer Teufe von 3800-4200m und einem Temperaturbereich von ca. 130 – 140°C, wird als mögliches Upsidepotential bewertet, erscheint durch die Produktion von Erdgas jedoch als nicht zugänglich.

Das Obere Intervall sind Sedimente des Doggers und Lias (1400-1600m, 55 – 60°C), deren potenzielles Auftreten positiv für ein mögliches Geothermie-Projekt zu bewerten ist. Eine genaue Bewertung der Mächtigkeit und Reservoirqualität anhand von akquirierten Bohrungsdaten erscheint jedoch notwendig, da Schichtenverzeichnisse der Referenzbohrungen des LBEG im Vergleich zu den Datenbanken NIBIS- und GeotIS Inkonsistenzen hinsichtlich der Existenz dieser Sedimente aufzeigen.

Sandsteine aus Referenzbohrungen der Unterkreide (Valanginian, Bückebug Gruppe) deuten ebenfalls auf mittlere bis gute Reservoirqualität und Temperaturen von 40 – 50°C, könnten aber sehr geringmächtig entwickelt sein und damit unter Umständen nur eine eingeschränkte Schüttung darstellen.

Das Untere Intervall beinhaltet den Rhät Sandstein und drei Sandsteine des Buntsandsteins (Solling-/Hardegsen, Dethfurth, Volpriehausen) als mögliche gute Reservoirhorizonte mit bekannten Aquiferen. In Tiefen 3100 – 3400 m und Temperaturen zwischen 100 – 110°C besitzen diese Sandsteine mit guten Reservoirigenschaften ein sehr hohes geologisches Potential für ein Geothermie-Projekt. Der Rhät

Sandstein des Keupers ist wahrscheinlich ein qualitativ guter Sandstein bei ca. 70°C Reservoirtemperatur im Projektgebiet. Die möglicherweise geringe Mächtigkeit und/oder der mögliche Vertonungsgrad der Matrix wertet diesen Sandstein für die Nutzung in einem Geothermie-Projekt ohne weitere auszuwertende Daten in dieser Studie allerdings ab.

Eine überschlägige energietechnische Bilanz für das Obere Intervall, sowie einzelne Bereiche des Unteren Intervalls zeigen ebenfalls positive Ergebnisse.

So kommt die theoretische, energetische Bewertung über die Definition möglicher Bedarfsfälle im Vergleich von notwendiger und möglicher thermischer Energie und Leistung zu dem Ergebnis, dass geothermische Tiefenbohrungen im Raum Visbek einen großen Anteil zur Grundlastabdeckung der Haushalte beitragen könnten. Im Rahmen einer wirtschaftlichen Betrachtung wären mögliche Szenarien mit mehreren Bohrungen geringerer Tiefe in das, vorab definierte, obere Intervall im Vergleich zu tieferen Bohrungen in das untere Intervall eingehender zu betrachten. Bezüglich des Bedarfsfalles eines modelhaften, landwirtschaftlichen Großunternehmens, können geothermische Bohrungen im oberen Intervall bereits zu einer vollständigen Abdeckung des Wärmebedarfs führen.

13 Empfehlung, weiteres Vorgehen

Es wird empfohlen, als nächsten Schritt eine Feasibility Studie zu definieren und in eine weitere, inhaltlich detailliertere Projektierung einzusteigen.

Momentan stehen keine digitalen Daten für eine detaillierte Bearbeitung zur Verfügung. Eine Prüfung der Bohrungsdaten zeigt, dass diese grundsätzlich freigegeben sind verinzelt jedoch erworben werden müssen. Seit Juni 2020 ist das neue Geologiedatengesetz (GeoIDG) in Kraft mit dem „vorrangigen Ziele die Sicherung und die öffentliche Bereitstellung geologischer Daten, den nachhaltigen Umgang mit dem geologischen Untergrund zu gewährleisten sowie Geogefahren zu erkennen und bewerten zu können“ (Zitat LBEG). Für Niedersachsen ist das LBEG, die für den Vollzug des Geologiedatengesetzes zuständige Behörde. Digitale Daten müssten über diese Institution erbeten werden. Laut LBEG müssten evtl. noch nicht archivierte Daten der Bohrungen sowie seismische Daten der Felduntersuchungen beim jeweiligen Eigner bestellt werden.

Für eine genaue Kartierung der möglichen Reservoirs und für die Bestimmung der Durchlässigkeit (Permeabilität) kann ohne vorhandene digitale Bohrlochmessungen, Gesteinsanalysen oder die Analyse von Bohrkernen für die Schüttung keine konkrete Aussage getroffen werden. Die Erstellung eines dreidimensionalen geologischen Reservoirmodells mit Integration aller Untertage Daten wird empfohlen. Unsicherheiten in der Bewertung könnten weiterhin durch die Nutzung der existierenden 3D-Seismik verringert werden.

Quellen und Referenzen

- Agemar, T.; Tribensee, K.; Görne, S.; Obst, K. (2018): 3D-Modell geothermischer Nutzhorizonte Norddeutschlands in GeotIS. Z. Dt. Ges. Geowiss (German J. Geol), 169 (3), p. 343-351
- Bültemeier, H.; Ledig, T., Heinrich, P.; Eler, R. (2019): Standortspezifische Auslegung von tiefen Geothermiebohrungen in Norddeutschland anhand von Geopotential und Wärmebedarfsermittlung. Vortragspapier Der Geothermiekongress 2019, München
- Statistisches Bundesamt (online): www.destatis.de
- Energieeinsparverordnung (online) EnEV 2014: Warmwasser-Anteil im Verbrauchs-Energieausweis (enev-online.com)
- Fahrion, H. (1984): Zur Verbreitung und Fazies des Maastricht in Nordwestschland. Z. d. geol. Ges., 135, 573-583
- Feldrappe, H. (2008): Die mesozoischen Sandsteinaquifere des Norddeutschen Beckens und ihr Potential für die geothermische Nutzung. Zeitschr. Geol. Wissenschaft 36(4-5), Seite 199-222
- Franz, M.; Wolfgramm, M.:(2021): Geothermal Reservoirs within the Central European Basin – the Example of the Exter Formation (Upper Triassic, Rhaetian), NE Germany. Technische Universität Bergakademie Freiberg
- GeotIS -Datenbank (online): Geothermisches Informationssystem für Deutschland (geotis.de)
- Kinzel M. (2021): Mitteltiefes Geothermie Potential in den Oberkreide-Schichten Niedersachsens. Online-Workshop Tiefengeothermie Potentiale in Niedersachsen
- LBEG, Abt. Wirtschafts- und Umweltgeologie (2022): Niedersachsen nicht (nur) auf Sand gebaut. Online portal: www.lbeg.niedersachsen.de
- LBEG (2017): Rohstoffe in Niedersachsen, Stratigraphische Tabelle. http://www.lbeg.niedersachsen.de/geologie/erdgeschichte_von_niedersachsen/stratigraphie_von_niedersachsen/stratigraphie-von-niedersachsen.html
- LBEG, Schichtenverzeichnis (online): NIBIS Kartenserver (lbeg.de) und LBEG Bohrungen, online
- LIAG (2013): Geothermie Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie
- Moeck, I.S. (2021): Die Sandsteine des Doggers und des Rhät. Online Workshop Tiefengeothermie-Potentiale in Niedersachsen
- NIBIS-Datenbank (online): <https://nibis.lbeg.de/cardomap3>
- Pierau, R. (2020): Die Sandsteine der Unterkreide. Online Workshop "Tiefengeothermie-Potentiale in Niedersachsen. Referat L2.4 LBEG

Pierau, P.; Schöner, R., Wirth, W.; Dieler, S. (2022): Explorationsrelevante Gesteine für hydrothermale Tiefengeothermie in Niedersachsen

Umweltbundesamt (2022): <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#endenergieverbrauch-der-privaten-haushalte>

Wolfgramm, M.; Franz, M (2016): Das geothermische Potential mesozoischer Sandsteine des Norddeutschen Beckens, Geothermische Energie, Heft 3

Wolfgramm, M.; Franz, M., Barth; G.; Rauppach, K.; Thorwart, K. (2011): Relevanz der Sandsteinfazies im Norddeutschen Becken für die Produktivität von Geothermiebohrungen. Beitrag "Der Geothermiekongress 2011", Bochum

Ziegler, W. (1990): Geological Atlas of Western and Central Europe, 2nd. Edition, Shell International

Zimmermann, J.; Budach, I.; Metz, M.; Barth, G.; Franz, M.; Seibt, P.; Wolfgramm, M. (2019): Reservoir prediction and risk assessment of hydrothermal reservoirs in the North German Basin – combining deep subsurface reservoir mapping with Monte Carlo Simulation. European Geothermal Congress, Den Haag, The Netherlands