

Dezember 2025
Stadtwerke Ahrensburg GmbH
Beimoorweg 22 E
22926 Ahrensburg

Grundlagenermittlung zur Nutzung von Tiefengeothermie in Ahrensburg

Erläuterungsbericht
5437: Tiefengeothermie Ahrensburg

COWI Geothermie GmbH
Seestraße 7A
17033 Neubrandenburg
Deutschland

Tel.: +49 39536774-0
www.cowi.com/deutschland

Amtsgericht Neubrandenburg:
HRB 1249

Grundlagenermittlung zur Nutzung von Tiefengeothermie in Ahrensburg

Project No.	Document no.				
5437	01				
Version	Date of issue	Description	Prepared	Checked	Approved
3.0	17.12.2025	Erläuterungsbericht zur Grundlagenermittlung Tiefengeothermie Ahrensburg	ADGZ, SMNI, TRBU, HEWR	STTHI, SMNI	SMNI

Table of Contents

1	Einleitung	4
2	Geowissenschaftliche Datengrundlage	5
3	Geologischer Kenntnisstand	8
3.1	Regionalgeologische Situation	8
3.2	Geothermische Aquifere im Hamburger Trog	10
3.3	Vorprofil	11
3.4	Temperatur	13
3.5	Wasserchemismus	16
3.6	Potenzieller hydrothermaler Nutzhorizont: Eozän-Kalksandstein	17
4	Bewertung der geologischen Unsicherheiten	21
5	Wirtschaftlichkeits- und Nutzungspotenzial	22
5.1	Analyse der lokalen Energieversorgungssituation und Einbindung einer geothermischen Dublette	22
5.2	Darstellung geothermisches Anlagensystem	22
5.3	Potenzialanalyse der geologischen Rahmenbedingungen zur Wärmeauskopplung	25
5.4	Investitionskostenindikation der Wärmeerzeugung aus Geothermie	27
5.5	Betriebskosten und Wirtschaftlichkeit der der Wärmeerzeugung aus Geothermie	28
6	Genehmigungsrechtliche Betrachtungen	31
6.1	Allgemeine bergrechtliche Anforderungen	31
6.2	Bestehende Konzessionen	32
6.3	Übersicht ausgewiesener Schutzgebiete	32
6.4	Archäologische Interessengebiete	37
7	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung	38

1 Einleitung

Die Geothermie Neubrandenburg GmbH (GTN) wurde von der Stadtwerke Ahrensburg GmbH beauftragt, die Grundlagenermittlung für die Nutzung von Tiefengeothermie im Stadtgebiet Ahrensburg vorzunehmen. Betrachtet wird der Neubau einer geothermischen Dublette inklusive Wärmeerzeugungszentrale für die Einspeisung in ein Fernwärmenetz in Ahrensburg. Ziel der Grundlagenermittlung ist das Aufzeigen des geologischen Untergrundpotenzials im Hinblick auf eine Bohrplanung sowie die Abschätzung einer auf die Wärmeverbrauchssituation abgestimmten Obertageanlage. Zusätzlich soll die genehmigungsrechtliche Machbarkeit und die Wirtschaftlichkeit eines solchen Vorhabens unter vereinfachenden Annahmen prinzipiell aufgezeigt werden.

2 Geowissenschaftliche Datengrundlage

Die Datenbasis für die Interpretation der Geologie des tieferen Untergrundes im Bereich des Untersuchungsgebiets Ahrensburg und Ammersbek ist als vergleichsweise schlecht einzuschätzen. In den Gemeindegebieten selbst gibt es eine einzige tiefere Grundwasserbohrung (Gh46-FIII), die mit einer Teufe von 720 m lediglich das Miozän erreicht. Die nächstgelegenen Tiefbohrungen sind ab 6 km Entfernung anzutreffen und erreichen die Oberkreide (SIEK 3) bzw. schon in geringen Teufenlagen den Zechstein (SIEK 2, SUEL SN 5). Weiterführende Informationen zum mesozoischen Schichtinventar sind aus den Glinde-Bohrungen (GLND 1–4, Entfernung > 10 km) und den Quickborn-Bohrungen (QBOR 2–3, Entfernung > 17 km) abzuleiten, zusätzlich noch aus einzelnen Bohrungen der Explorationskampagnen zu Witzhave, Nusse und Hohenhorn. Im Umkreis von 20 km erreichen die Bohrungen Tiefenlagen bis 2.807 m (vgl. Tabelle 2-1), wobei nicht alle potenziell wichtigen tiefen geothermischen Horizonte aufgrund der strukturellen Lage aufgeschlossen wurden.

Tabelle 2-1 Auswahl der Tiefbohrungen im Umkreis von 20 km um Ahrensburg, nach Teufenlage; Koordinaten in ETRS89 / UTM Zone 32N

Bohrungsname	Kürzel	Rechtswert	Hochwert	Endteufe	GOK	Endhorizont
Glinde 3	GLND 3	32580817,4	5937513,1	2807,0	50,2	Lias
Glinde 4	GLND 4	32582399,7	5935821,8	2270,0	45,0	Lias
Glinde 1	GLND 1	32582876,4	5928526,7	2077,5	35,0	Keuper
Quickborn 3	QBOR 3	32564564,1	5949378,7	2044,2	27,6	Keuper
Witzhave 3	WITZ 3	32585495,5	5938872,5	1960,0	56,0	Zechstein
Nusse 2	NUSE 2	32600328,6	5942011,4	1912,0	40,0	Keuper
Witzhave 4	WITZ 4	32587594,6	5931675,3	1873,0	36,1	Lias
Hohenhorn-West 1	HOHO W1	32593092,4	5933049,7	1864,5	29,8	Lias
Hohenhorn-West 2	HOHO W2	32593772,1	5932190,0	1800,0	35,0	Zechstein
Schnelsen 4	SHNS 4	32562554,8	5944690,6	1641,8	15,0	Keuper
Schnelsen 3a	SHNS 3	32562234,9	5944140,8	1415,9	14,5	Tertiär
Quickborn 2	QBOR 2	32563554,5	5949698,6	1367,4	22,0	Keuper
Sülfeld 3	SUEL 3	32584916,2	5960503,9	1336,2	25,0	Keuper
Witzhave 1	WITZ 1	32587894,5	5935713,7	1287,5	25,0	Oberkreide
Siek 3	SIEK 3	32583926,2	5942351,1	1271,0	58,0	Oberkreide
Witzhave 2	WITZ 2	32586924,9	5935893,7	1267,0	35,0	Zechstein
Sülfeld 4	SUEL 4	32579418,5	5965591,9	1210,0	37,5	Oberkreide
Sülfeld 2	SUEL 2	32581297,6	5959554,3	1200,7	52,0	Keuper
Schnelsen 2	SHNS 2	32562534,8	5944960,5	1144,3	13,8	Oberkreide
Siek 2	SIEK 2	32585120,8	5942915,9	1065,0	58,0	Zechstein

2228/01/0003/W	707 - FII	32588421,0	5961737,0	1015,0	24,0	Miozän
Sievershütten 1001	SIVH 1001	32570791,9	5964489,6	993,0	40,0	Rotliegend
Braak 1	BRAA 1	32581847,0	5941111,7	867,0	64,0	
Nusse 1	NUSE 1	32601232,2	5949053,0	856,5	45,0	Keuper
Sülfeld-SN 5	SUEL SN 5	32582647,0	5957235,2	774,1	51,0	Zechstein
2127/29/0001/W	703 - F3	32584716,0	5963007,0	731,0	24,0	Miozän
2227/33/0029/W	Gh46 - FIII	32581275,0	5950908,0	720,0	38,0	Miozän

Mit Hilfe reflexionsseismischer Messungen lassen sich die Strukturen (Verlauf von geologischen Schichten, Störungen etc.) im tieferen Untergrund entsprechend auf den vermessenen Spurlinien abbilden. Im Bereich des Untersuchungsstandortes sind nur wenige seismische Messungen vorhanden; erst im weiteren Umfeld, mit Ausnahme des Stadtgebiets Hamburg, sind seismische Profillinien mit wesentlich höherer Datendichte gemessen worden (Abbildung 1).

Bohrlochmessungen, Kernuntersuchungen und hydraulische Testdaten nahe gelegener Bohrungen bzw. von Bohrungen in dem gleichen System ermöglichen die Bestimmung hydraulisch relevanter Parameter und Temperaturen. Um eine genauere Kenntnis des Untergrundes zu bekommen, wurden insbesondere die Bohrakten sowie die verfügbaren Bohrlochmessungen der Bohrungen Glinde 3, Glinde 4, Witzhave 3, Siek 2 und 3, Sülfeld 4 und Quickborn 3 evaluiert.

In Abbildung 1 ist die geowissenschaftliche Datengrundlage im Überblick skizziert. Neben der Darstellung der Bohrpunkte im weiteren Umfeld des Untersuchungsgebiets sind die Verlaufslinien zweier Profilschnitte aus dem TUNB-Modell sowie die bekannten Salzstrukturen im Untergrund aufgezeigt. Die Verlaufslinien der 2D-seismischen Profile sind eingezeichnet und verdeutlichen den umfangreichen Datenbestand, so dass eine Belastbarkeit der strukturellen Untergrundmodelle vorausgesetzt werden kann.

2D-Seismiken sind in Verbindung mit den Tiefbohrungen wesentlicher Ausgangspunkt für die Erstellung des geologischen Strukturmodells. Anhand identifizierter Reflexionshorizonte im seismischen Profil können in der Fläche geologische Schichtgrenzen und Störungen erkannt und Lagerungsverhältnisse sowie Schichtteufen abgeschätzt werden. Im NIBIS-Kartenserver des LBEG (3d.lbeg.de) stehen sowohl das überregionale TUNB-3D-Modell der BGR (Tiefer Untergrund Norddeutsches Becken) als auch das 3D-Modell des Geotektonischen Atlas (GTA3D, 2013) interaktiv zur Verfügung. Das geologische 3D-Modell für Schleswig-Holstein (Landesmodell SH 2023, LfU-SH) gewährt einen Zugriff über das Umweltportal.

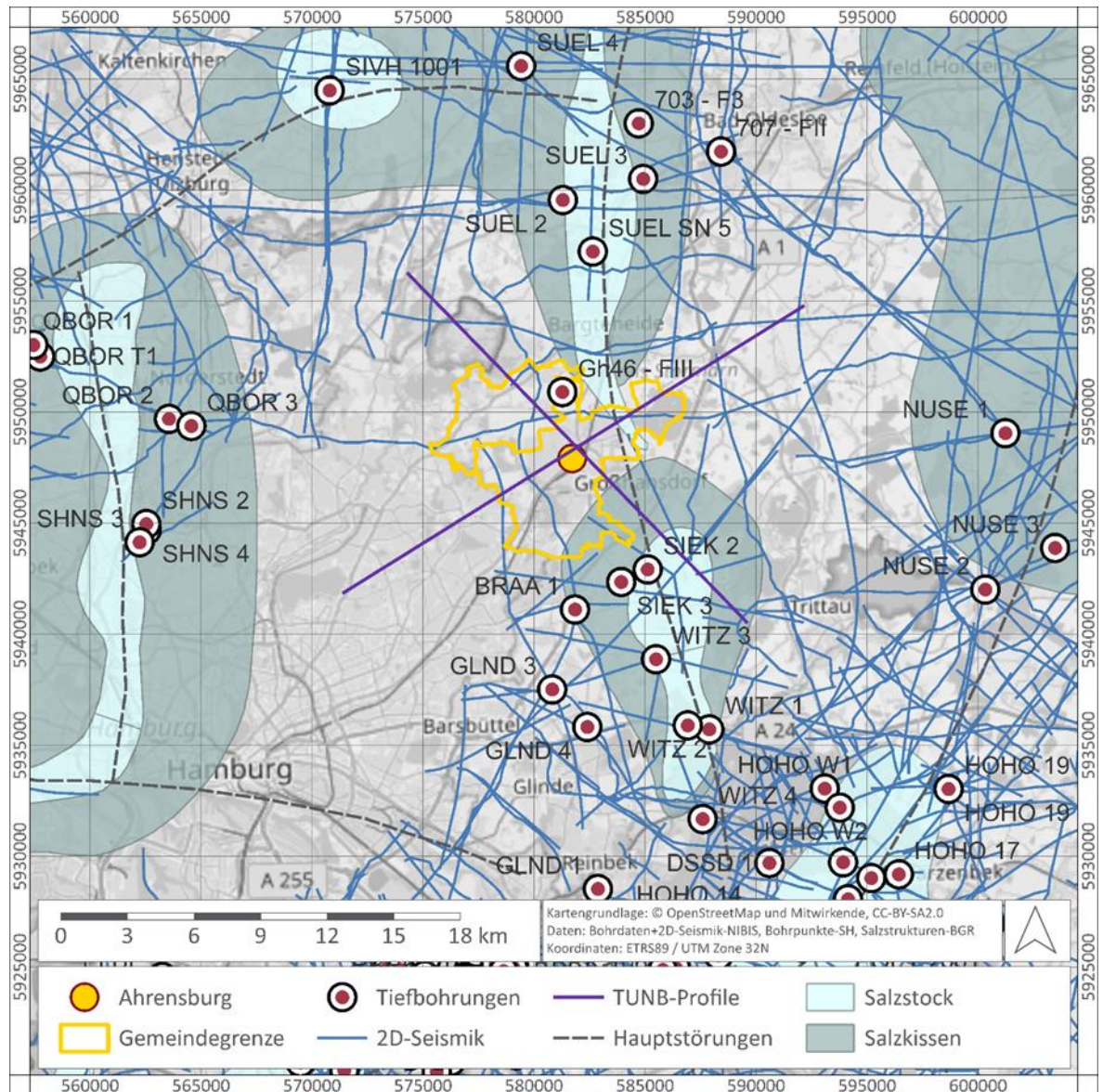
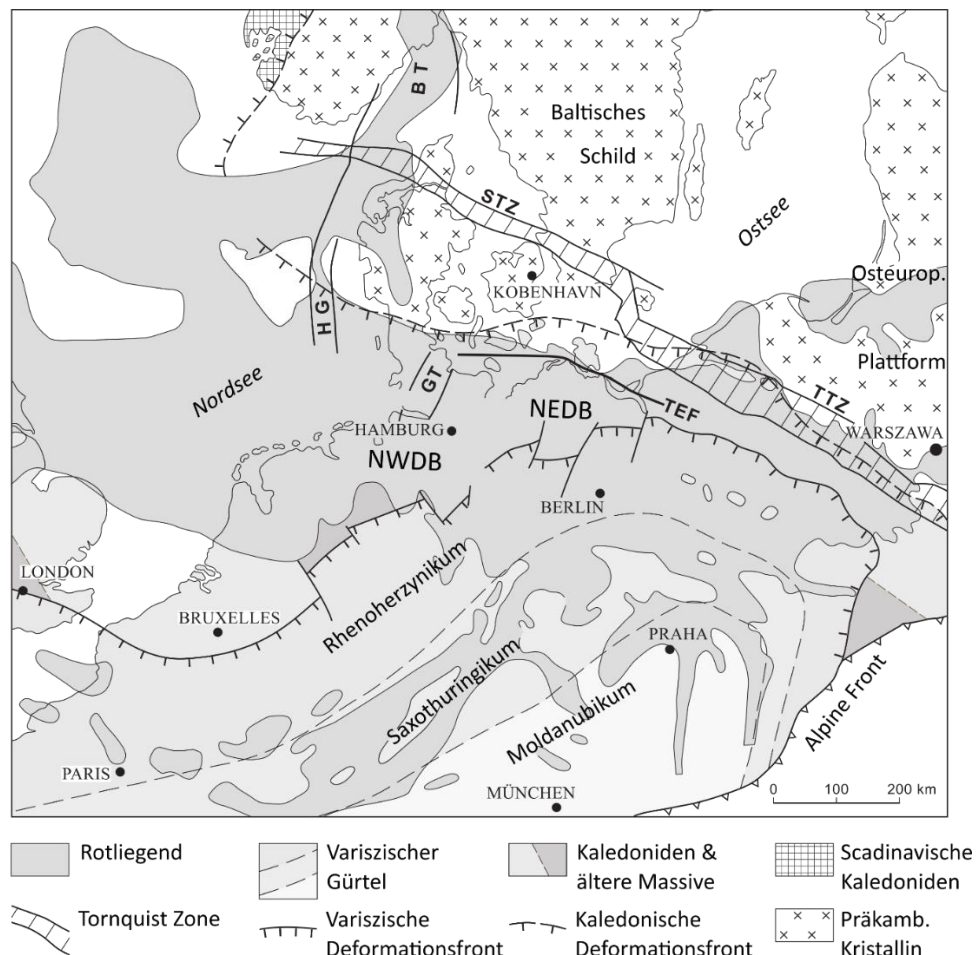


Abbildung 1: Übersicht Datengrundlage zum geologischen Kenntnisstand im Raum Ahrensburg und Ammersbek; Lage der bekannten Tiefbohrungen und seismischen Traversen; innerhalb der Gemeindegrenzen ist das Zentrum von Ahrensburg mit einem gelben Punkt markiert

3 Geologischer Kenntnisstand

3.1 Regionalgeologische Situation

Das Untersuchungsgebiet ist Teil des Nordwestdeutschen Beckens (NWDB) und befindetet dort in einer beckenzentralen Lage (Abbildung 2). Die wichtigsten geologischen Strukturen sind hierbei NW-SE-orientiert. Parallel zu diesen Strukturen sind die geologischen Verhältnisse häufig vergleichbar. Seit dem Perm vor ca. 300 Mio. Jahren wurde dieses sedimentäre Becken gefüllt. Dabei gelangten Sand- und Tonsteine, aber auch Karbonate und Evaporite (Salz- und Anhydritgesteine) zur Ablagerung. Die Mächtigkeit der sedimentären Füllung nimmt vom Rand im Norden (etwa Tornquist-Teisseyre-Zone, Abbildung 3) ins Beckeninnere auf bis zu 8 km zu. Aufgrund der geologischen Entwicklungsgeschichte ist Schleswig-Holstein in drei tektonische Strukturbereiche unterteilt (THOMSEN & LIEBSCH-DÖRSCHER, 2014): Abbildung 3 zeigt diese drei Großstrukturen Westschleswig-Block, Glückstadt-Graben und Ostholstein-Block. Der Glückstadt-Graben beschreibt eine komplexe Grabenbruchzone zwischen Westschleswig-Block und Ostholstein-Block, die sich durch eine anhaltende Ost-West-Dehnung bildete.



BT= Bamble Trog; GT= Glückstädter Graben; HG= Horn Graben; NWDB= Nordwestdeutsches Becken; NEDB= Nordostdeutsches Becken; STZ= Sorgenfrei-Tornquist Zone; TEF= Transeuropäische Suturezone; TTZ= Teisseyre-Tornquist Zone

Abbildung 2: Tektonische Hauptelemente des Zentraleuropäischen Grundgebirges und Verbreitung des Rotliegend (nach ZIEGLER, 1990; BERTELSEN, 1992); das Untersuchungsgebiet Ahrensburg / Ammersbek ist westlich von Hamburg gelegen.

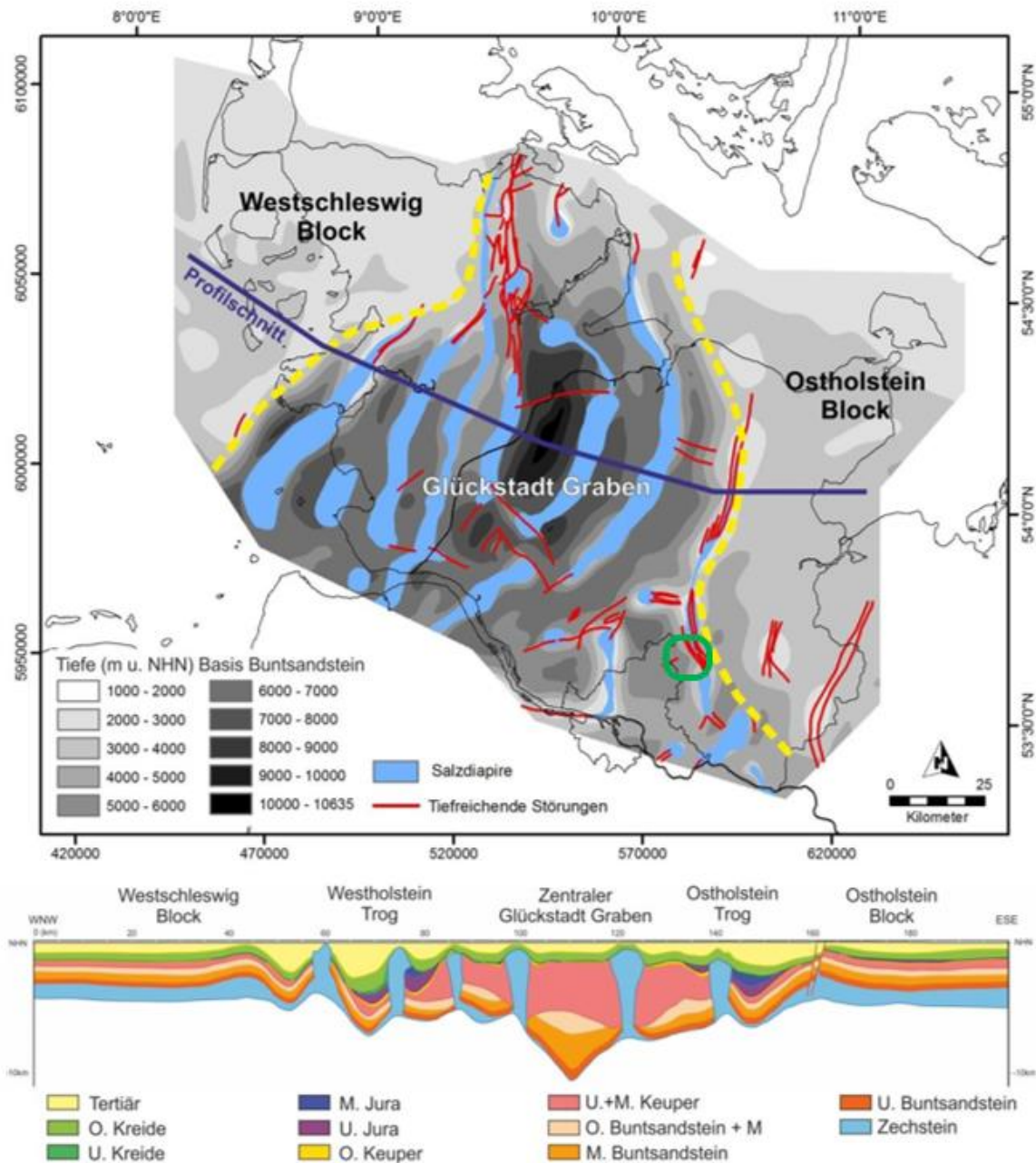


Abbildung 3: Strukturelle Gliederung, Salzdiapire und tieferreichende Störungen des tieferen Untergrundes von Schleswig-Holstein (nach HESE et al., 2017); das Untersuchungsgebiet Ahrensburg/Ammersbek ist mit grünem Kästchen markiert.

Während in den stabilen Blockgebieten im Westen und Osten nur sehr wenige oder gar keine Bruchsysteme (Störungen) ausgebildet sind, wird der Glückstadt-Graben durch eine Vielzahl von Störungssystemen geprägt (rote Linien in Abbildung 3). Infolge halokinetischer und tektonischer Bewegungen kam es im Glückstadt-Graben zur Ausbildung von Salzmauern und einzelnen Salzdiapiren. Die Salzbewegung (Halokinese) hatte dabei sehr starken Einfluss auf die Lagerungsverhältnisse und Verbreitung potenzieller geothermischer Nutzhorizonte. In den westlichen und östlichen Grabenrandbereichen führte die Salzabwanderung zu einer förmlichen Trogbildung. Im Westholstein-Trog und Ostholstein-Trog sind deshalb mesozoische Sedimente, insbesondere des Unter- und Mitteljura erhalten geblieben, die im zentralen Glückstadt-Graben nicht anzutreffen sind. Im synsedimentären Prozess der Salzabwanderung sind während des Känozoikums paläogene und neogene Sedimentpakete mit sehr hohen Schichtmächtigkeiten zur

Ablagerung gekommen. Das Untersuchungsgebiet Ahrensburg / Ammersbek befindet sich im Bereich des Hamburger Trogs, der südöstlichen Verlängerung des Ostholstein-Trogs, unmittelbar westlich der über eine Salzkissenbrücke verbundenen Salzmauern Sülfeld im Nordosten und der Salzmauer Siek im Südosten. Eben dieser Bereich wird zusätzlich von der Siek-Witzhave-Störungszone begleitet. Im Westen wird der Hamburger Trog von der Salzmauer Quickborn-Schnelsen-Langenhofde begrenzt.

3.2 Geothermische Aquifere im Hamburger Trog

In Norddeutschland und im Speziellen in Schleswig-Holstein sind die potenziellen geothermischen Aquifere prinzipiell bekannt (vgl. Thomsen, 2004; Wolfram et al., 2014; Franz et al., 2018). Die Verbreitung, Lage und Begrenzung einzelner Horizonte müssen aber für die jeweiligen Lokationen erarbeitet werden (Abbildung 4).

Insgesamt können folgende Porenspeicher unterschieden werden:

- Rupelbasis-Sande
- Eozänsande
- Unterkreide-Sandsteine (Valangis, Hauterive)
- Dogger-Sandsteine (Untercallo, Bathon, Bajoc, Aalen)
- Lias-Sandsteine (Toarc, Domer, Hettang, Untersinemur)
- Rhätkeuper-Sandsteine (Contorta, Postera)
- Schilfsandstein
- Mittlerer Buntsandstein (Solling, Hardeggen, Detfurth, Volpriehausen-Quickborn)

Im Schlussbericht des Verbundvorhabens „Störtief“ ist von THOMSEN et al. (2017) bereits eingehend auf die geothermisch relevanten Sandsteinhorizonte eingegangen. Schilfsandstein wie Unterkreide-Sandsteine sind dort schon ob ihrer lokalen und geringmächtigen Verbreitung als in der Region bedeutungslos aussortiert worden. Darüber hinaus wird gut begründet eingeschätzt, dass Teufenlagen > 3.000 m kaum untersuchungswürdig sind, da hier von abnehmender Porosität und einhergehender mechanischer und chemischer Kompaktion der Sedimentgesteine ausgegangen werden kann. Somit entfällt in aller Voraussicht auch die Betrachtung potenzieller Reservoirhorizonte im Mittleren Buntsandstein, da dessen Basis im Untersuchungsgebiet weitestgehend tiefer als 3.500 m u. GOK liegt.

Aufgrund der beckenzentralen Lage des Untersuchungsgebiets mit ausschließlich tonig-mariner Sedimentation während des Unterjura, können ebenso die Lias-Sandsteine von der Liste genommen werden. Die Oberkeuperbasis liegt im Untersuchungsgebiet tiefer als 3000 m u. GOK und soll deshalb auch nicht näher betrachtet werden. Der Dogger ist am Standort nach derzeitiger Kenntnislage nicht verbreitet oder nur äußerst geringmächtig.

Entsprechend der lokalen Recherche kommt als geothermischer Nutzhorizont im Untersuchungsgebiet nur noch der folgenden in Frage und wird hinsichtlich seiner Relevanz untersucht:

- Eozänsande

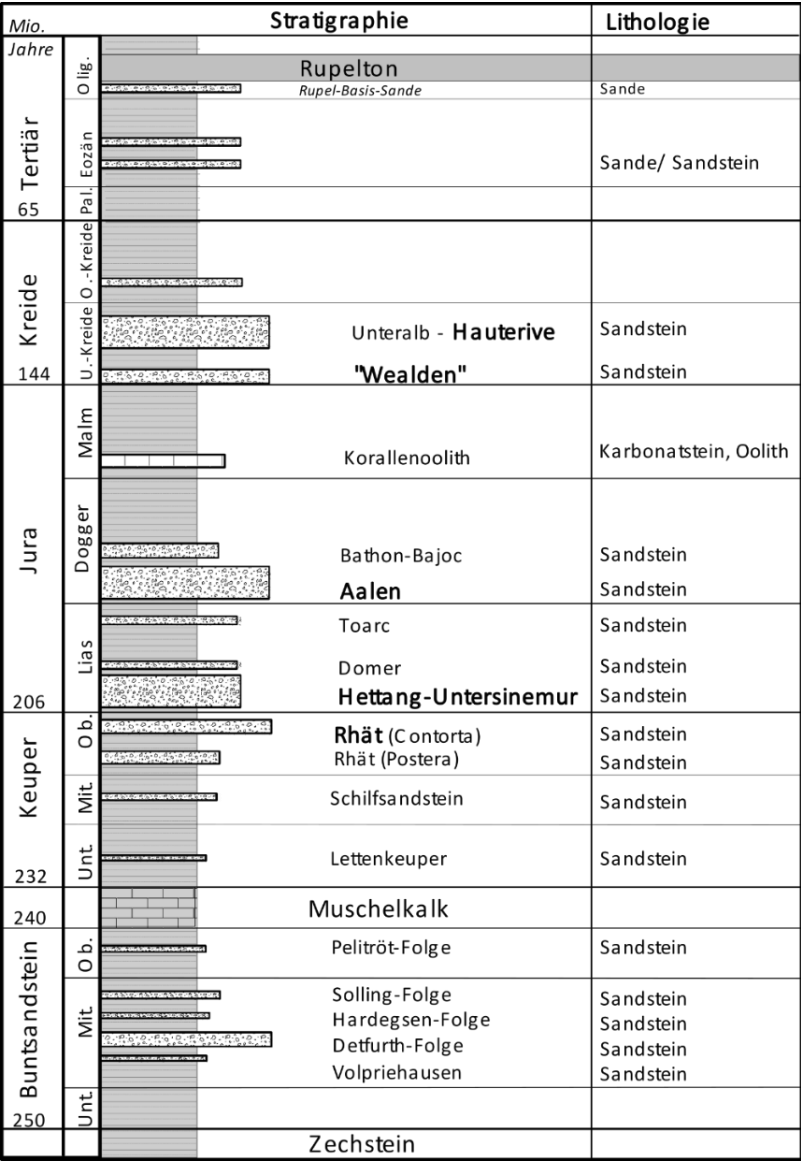


Abbildung 4: Geothermische Aquifere im Norddeutschen Raum nach WOLFGGRAMM et al. (2014).

3.3 Vorprofil

Auf Grundlage der vorhandenen Daten wurde ein Vorprofil (Abbildung 5) erstellt. Als Lokation wurde für das Vorprofil der Vorzugsstandort am Stormarnplatz in Ahrensburg gewählt. Das Vorprofil in Abbildung 5 steht stellvertretend für das gesamte Untersuchungsgebiet. Die Eckdaten zum Standort des Vorprofils sind in Tabelle 2-1 zusammengefasst.

Tabelle 3-1: Eckdaten des Vorprofils in Ahrensburg.

Bezeichnung	Koordinaten (UTM89 32N)	Geländehöhe	Länge
Vorprofil Stormarnplatz	32581587 / 5947856	49 m	3000 m

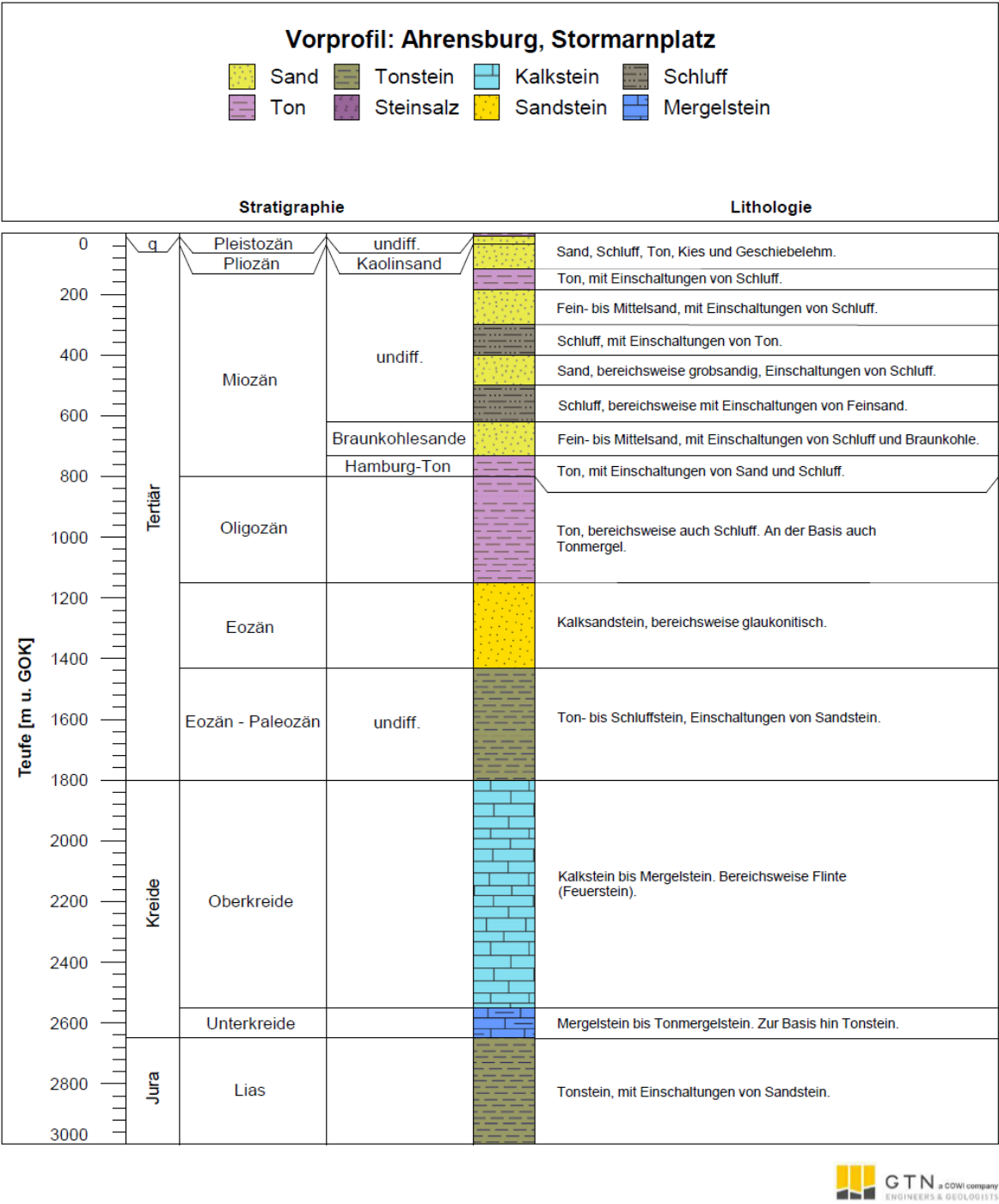


Abbildung 5: Vorprofil für das Untersuchungsgebiet Ahrensburg. Als Lokation wurde für das Vorprofil der Vorzugsstandort am Stormarnplatz in Ahrensburg gewählt.

Die ältesten Sedimente, die auf einer Bohrstrecke von 3000 m erreicht werden, sind die tonig-marinen Ablagerungen aus dem **Lias**. Dem Tonstein können geringmächtige Sandsteinlagen zwischengeschaltet sein. Die Mergelsteine bis Tonmergelsteine der **Unterkreide** überdecken den Lias-Tonstein. Der Kalkgehalt der Unterkreide-Sedimente nimmt zum Hangenden hin zu. Die Unterkreide ist im Untersuchungsgebiet mit nur 100 m Mächtigkeit eher geringmächtig. Überlagert wird die Unterkreide durch den deutlich mächtigeren Kalkstein der **Oberkreide**, der etwa 750 m mächtig ist. Dieser Kalkstein ist an der Basis eher mergelig ausgebildet. Flinte können bereichsweise über die gesamte Mächtigkeit des Kalksteins eingeschlossen sein. Die Kreide-Ablagerungen werden im Untersuchungsgebiet durch die Ablagerungen des Tertiärs überdeckt. Die Basis des Tertiärs

40 km von Ahrensburg entfernt. Die Temperaturmessungen wurden über den „Cross-over-Punkt“ nach der Methode von Förster (2001) korrigiert und mit den Ergebnissen des LIAG-Modells verglichen. Beide Kurven zeigen eine gute Übereinstimmung. Die höheren Temperaturen im oberen Bereich der Boizenburg 1 sind auf eine Erwärmung des Gebirges durch den Bohrvorgang zurückzuführen und bilden in diesem Bereich nicht den wahren Gradienten ab. Entsprechend beider Kurven ergibt sich folgende Funktion der Temperatur-Tiefenverteilung für das Untersuchungsgebiet:

$$T (^{\circ}\text{C}) = 33,0 \left[\frac{\text{K}}{\text{km}} \right] \cdot \text{Teufte} [\text{km}] + 9 ^{\circ}\text{C}$$

Mit Hilfe dieser Funktion lässt sich die Temperatur-Tiefenverteilung relativ genau abschätzen (Abbildung 8). Als mittlere Temperatur an der Erdoberfläche (T_0) werden 9 °C angenommen. Somit ergeben sich für relevante Tiefenlagen die Tabelle 3-2 angegebenen Temperaturen.

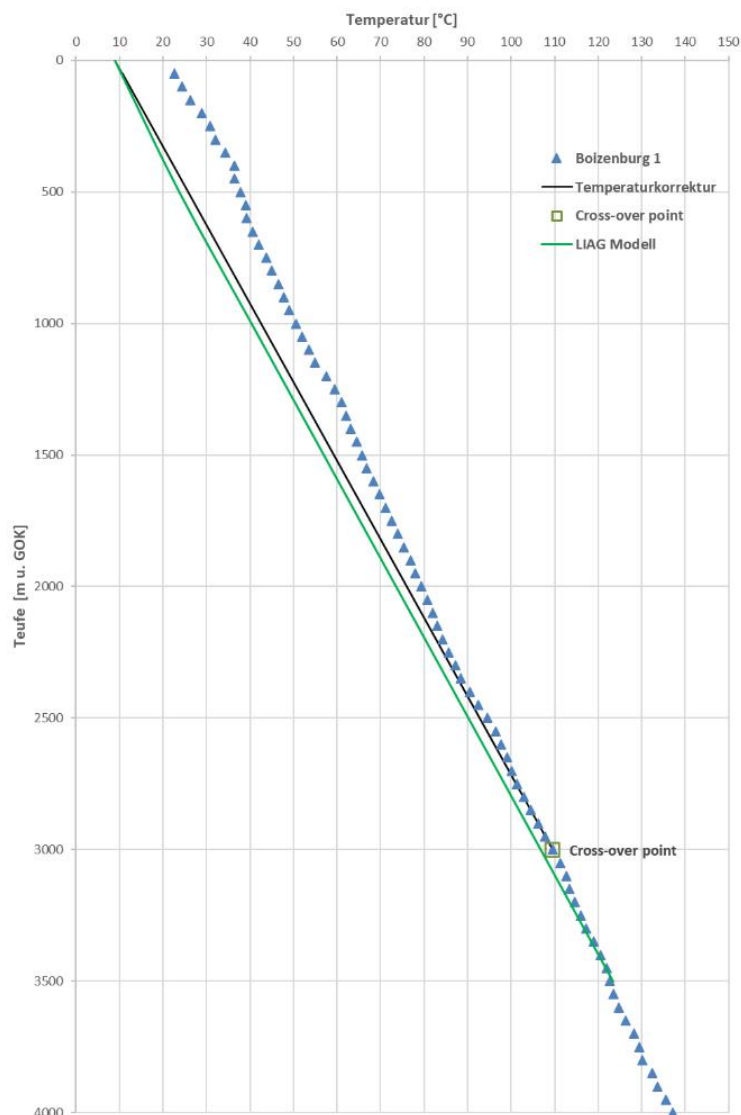


Abbildung 7: Temperaturverlaufsmessungen der Bohrung Boizenburg 1 mit Temperaturkorrektur sowie die Daten des LIAG-Modells.

Tabelle 3-2: Temperaturverteilung im Untergrund vom Ahrensburg.

Tiefe [m]	Temperatur [°C]
0	9
500	26
1.000	42
1.500	59
2.000	75
2.500	92
3.000	108
3.500	125

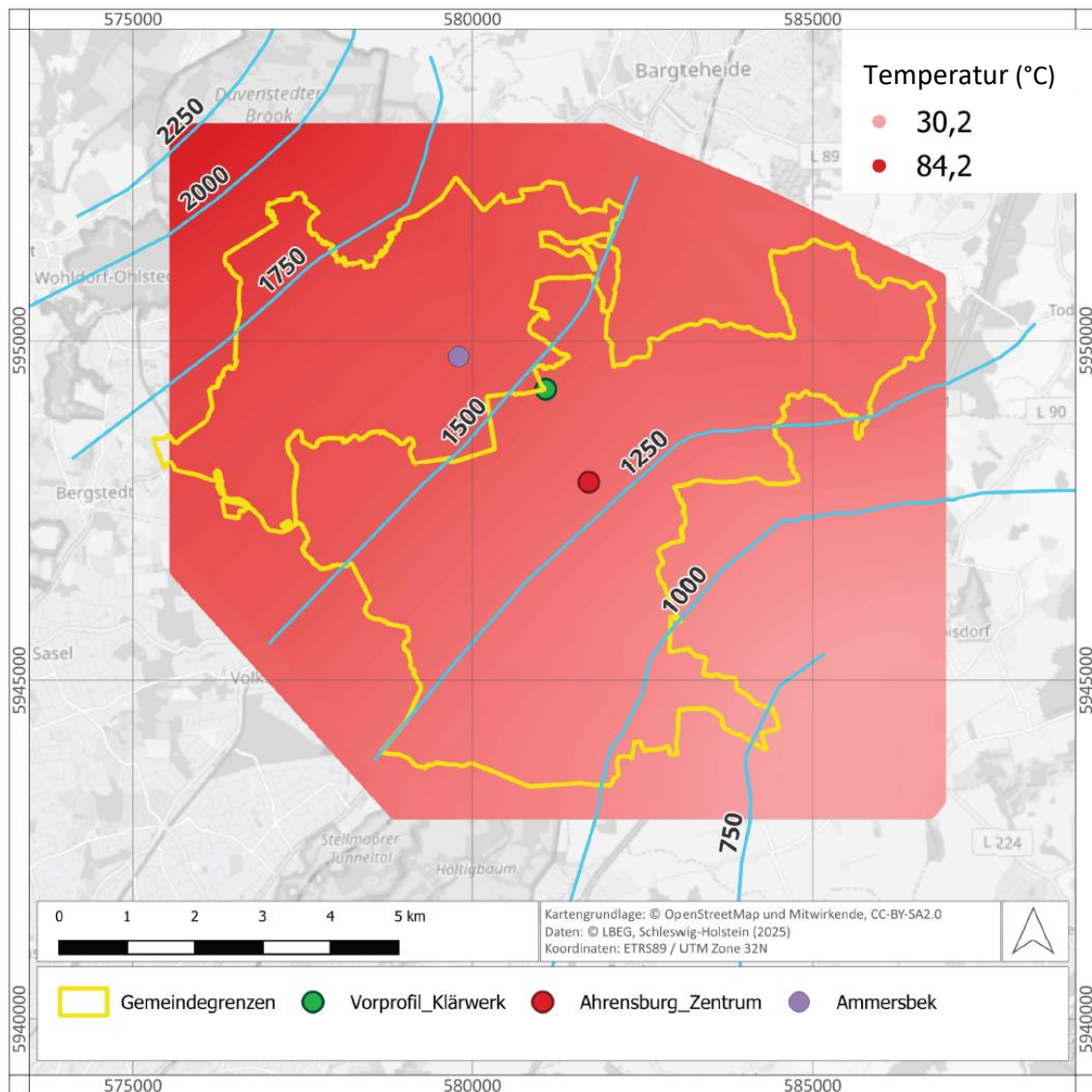


Abbildung 8: Temperatur-Tiefenverteilung im Eozän. Der Vorzugsstandort Stormarnplatz liegt nahe des Ahrensburger Stadtzentrums.

3.5 Wasserchemismus

Der Gehalt an löslichen Salzen, Spurenelementen etc. in Tiefenwässern ist vor allem eine Funktion der Teufe der Probenentnahmebereiche. Großen Einfluss auf die Salinität der Wässer hat aber auch die Art des Nebengesteins. Ausführliche Informationen zur Zusammensetzung von Tiefenwässern im Norddeutschen Becken finden sich u. a. bei Wolfgramm & Seibt (2008) und Wolfgramm et al. (2011).

Für die Mineralisation des Tiefenwassers wurde auf Daten der Wasseranalyse aus dem Eozän vom Januar 2020 aus Bad Bevensen in Niedersachsen, süd-östlich von Hamburg, zurückgegriffen. Daten aus einer näher gelegenen Quelle standen für die Tiefenwässer des Eozäns nicht zur Verfügung. Die Wasserproben aus Bad Bevensen stammen aus einer Tiefe von 700 m u. GOK. Da die Eozän-Sande im Untersuchungsgebiet in einer Tiefe von > 1100 m liegen, muss von einer stärkeren Mineralisation ausgegangen werden.

Im Norddeutschen Becken kann davon ausgegangen werden, dass Tiefenwässer eine Mineralisation aufweisen, die mit 10,0 – 12,5 g/l pro 100 m zunimmt (Abbildung 9). Die Mineralisation am Standort im Eozän-Sandstein ist in Tabelle 3-3 zusammengefasst.

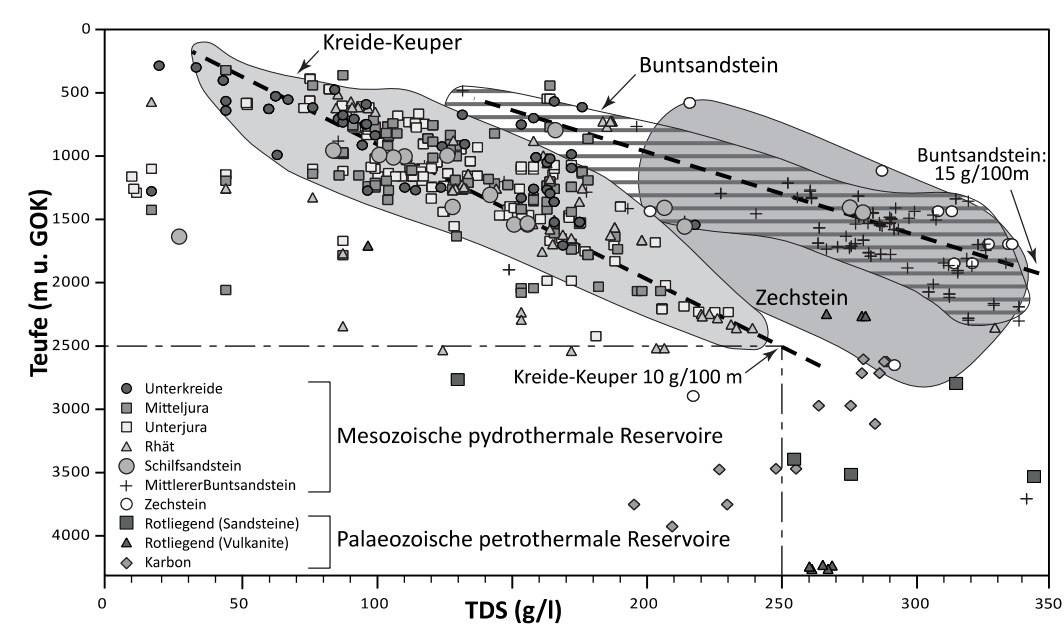


Abbildung 9: Schichtwassermineralisation von Tiefenwässern des Nordostdeutschen Beckens bis 3 km Tiefe (Datenbasis: 500 Wasseranalysen).

Tabelle 3-3: Mineralisation des Tiefenwassers im Eozän-Sandstein in Bad Bevensen (links) und im Untersuchungsgebiet (rechts).

Ion	Bad Bevensen (700 m u. GOK) [mg / l]	Ahrensburg (1300 m u. GOK, Prognose) [mg / l]
Lithium	2,0	2,0
Natrium	38.600	57.900
Kalium	210	310
Ammonium	45	68
Magnesium	703	1.050

Ion	Bad Bevensen (700 m u. GOK) [mg / l]	Ahrensburg (1300 m u. GOK, Prognose) [mg / l]
Calcium	1.280	1.900
Strontium	105	150
Eisen	7,5	12
Fluorid	0,6	1,0
Chlorid	60.200	90.500
Bromid	52	78
Sulfat	1.940	3.000
Jodid	3,1	5
Hydrogencarbonat	186	280
Kieselsäure	33,4	33,4
Borsäure	35,3	35,3
Gesamt- mineralisation	103,4	155,3

3.6 Potenzieller hydrothermaler Nutzhorizont: Eozän-Kalksandstein

Als potenzieller hydrothermaler Nutzhorizont soll hier die bereits weiter oben (Abschnitt 3.1) erwähnte Kalksandsteinbank der Glinde-Formation des Eozäns betrachtet werden.

Das Eozän ist in großen Teilen des Untersuchungsgebiets in den Gemeinden Ammersbek und Ahrensburg verbreitet (Abbildung 10). Eine Ausnahme stellen die Bereiche dar, wo sich Salinarstrukturen (Abbildung 1) befinden: hier ist das Eozän erodiert. Störungen des Eozäns sind vor allem im Nordosten von Ahrensburg vorhanden (Abbildung 10). Die Schichten fallen in nordwestliche Richtung ein.

In der Bohrung Allermöhe besteht die Glinde-Formation im oberen Bereich aus hellen, fein- bis mittelkörnigen Kalksandsteinen mit Korngrößen zwischen 0,1 und 0,3 mm. Die Mächtigkeit des reinen Kalksandsteins beträgt dort etwa 35 m. Darauf folgt eine Wechsellagerung aus Sandstein und Siltstein, die teilweise tonig ausgebildet ist. Für das Untersuchungsgebiet Ahrensburg liegen derzeit keine direkten Bohrdaten zur Mächtigkeit der reinen Kalksandsteinpartien vor. Aufgrund lithostratigraphischer Vergleiche mit der Bohrung Allermöhe kann jedoch von ähnlichen Nettomächtigkeiten ausgegangen werden.

Porositätswerte aus dem nahegelegenen Ölfeld Reitbrook (Behrmann, 1949) zeigen eine Bandbreite von 25 % bis 44 %. Direkte Permeabilitätsmessungen liegen nicht vor. Zur Abschätzung der Permeabilität können Referenzdaten aus dem Norddeutschen Becken herangezogen werden (Pape et al., 1999; Wolfgramm et al., 2008; Franz et al., 2018). Aufgrund der vermutlich etwas feineren Korngrößenverteilung wird für den Standort Ahrensburg von einer mittleren Porosität von etwa 24 % . Die Permeabilität liegt in einem Schwankungsbereich von 250 mD bis 1.000 mD, wobei ein Wert von 500 mD als wahrscheinlichsten anzusehen ist.

Der Aquifer wird im Hangenden, sowie im Liegenden, durch undurchlässige Schichten (Aquitarde) begrenzt. Im Hangenden wird die Glinde Formation durch obereozäne grüngraue Ton- bis

Tonmergel und oligozäne Tone abgeschlossen. Im Liegenden schließen sich der Glinde Formation Tonsteine des Eozäns und Paleozäns an.

Mit den vorliegenden Informationen wurden Produktivitätsindex, Injektivitätsindex und Förderrate für die Kalksandsteinbank der Glinde-Fm ermittelt. Eine tabellarische Auflistung der errechneten Parameter ist in Tabelle 3-4 gegeben. Dabei wurde nach drei möglichen Szenarien unterschieden: einem ‚weniger guten Fall‘, wo die effektive Mächtigkeit bei 25 m liegt, einem Mittelwert mit 35 m effektiver Mächtigkeit, und einem günstigsten Fall, wo die Mächtigkeit der reinen Sandsteine 45 m beträgt.

Daneben wurden in Tabelle 3-4 dieselben Reservoireigenschaften des eozänen Kalksandsteins für einen denkbaren Standort in der Gemeinde Ammersbek (UTM 32N: 579815, 5949818) zusammengefasst. Hier liegt die Tertiärbasis bereits 110 m tiefer, aber ein signifikanter Unterschied in der Lithologie ist nicht zu erwarten. Auch der Mineralisationsgrad des Tiefenwassers dürfte sich nicht groß unterscheiden.

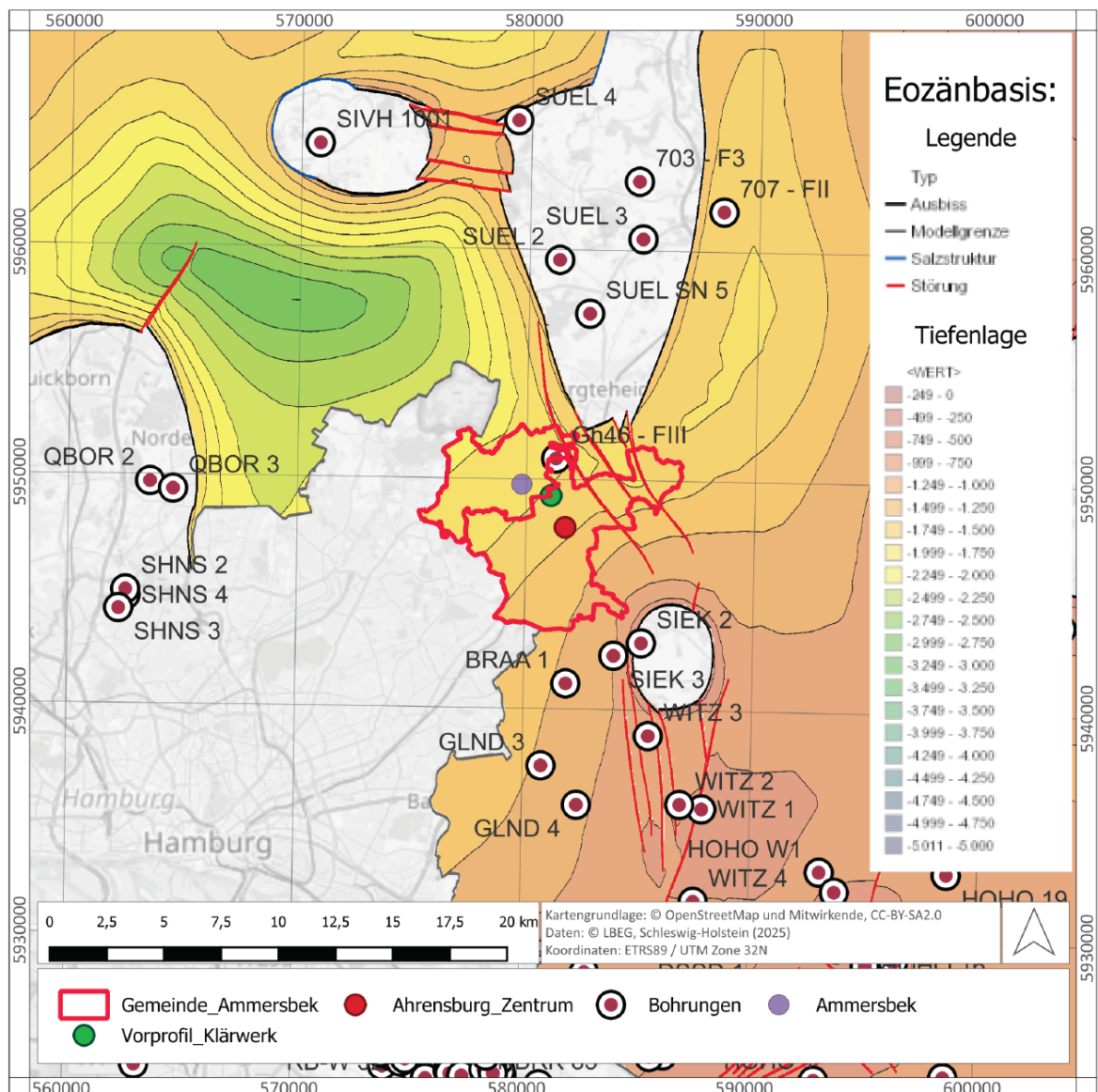


Abbildung 10: Verbreitung, Tiefenlage und Störungen der Eozän-Basis.

Tabelle 3-4: Reservoireigenschaften der Eozän-Kalksteinbank (Glinde-Fm.).

Parameter	Ahrensburg (Vorprofil Stormarnplatz)	Ammersbek (UTM 32N: 579815, 5949818)
Teufe_{Top} [m TVD]	1150 ± 50	1370 ± 100
Effektive. Mächtigkeit [m]	25 – 35 – 45	25 – 35 – 45
Lithologie [-]	(Kalk-)Sandstein	(Kalk-)Sandstein
Porosität [%]	25	25
Permeabilität [mD]	250 – 500 – 1.000	250 – 500 – 1.000
Schichttemperatur [°C]	47,4 ± 2	55 ± 3
Schichtdruck [bar]	121,1 ± 2	144,7 ± 2
Mineralisierung [g/l*]	155,3	155,3
Fluiddichte_{Fluid} [kg/m³] nach Mao & Duan (2008)	1093,8 ± 0,2	1090,93 ± 0,2
Viskosität_{Fluid} [mPa·s] nach Mao & Duan (2009)	0,779	0,696
Molalität_{Fluid} [mol/kg]	2,83	2,83
Wärmeleitfähigkeit [W/(m·K)] nach Hoek	0,63	0,63
Wärmekapazität [kJ/kgK]	3,4445	3,4409
Ruhewasserspiegel [m TVD]	50	50

Basierend auf den gewonnen Reservoirparametern (Tabelle 3-4) ist es möglich für den Produktivitätsindex (PI) bzw. Injektivitätsindex (II) sowie die theoretisch maximal möglichen Förder- und Reinjektionsrate in Abschätzung zu treffen. Der PI bzw. II ist die maßgebliche Kenngröße zur Beschreibung der Ergiebigkeit bzw. Aufnahmefähigkeit eines Nutzhorizontes. Dieser beschreibt den realisierbaren Volumenstrom in Abhängigkeit einer Druckänderung in der Bohrung. Auf der Förderseite sinkt der Wasserspiegel in der Bohrung bei der Entnahme (= Druckabsenkung). Hingegen steigt der Wasserspiegel in der Bohrung bei der Reinjektion (= Druckaufhöhung).

In der Regel ist der II geringer als der PI da kaltes Wasser in den Nutzhorizont verpresst wird und dieses gegenüber dem initialen, heißeren Wasser schlechtere Fließeigenschaften aufweist. Weitere Prozesse die zu einer Verschlechterung (z.B. Scaling) aber auch Verbesserung (thermisch-induzierte Rissbildung) der Aufnahmefähigkeit führen können sind zwar bekannt, lassen sich vorab jedoch kaum quantifizieren. Zusammenfassend fungieren PI und II indirekt als Richtwert für den aufzuwendenden Pumpenstrom (Tiefpumpe bzw. Injektionspumpe). Somit ist die jeweilige Rate weitestgehend skalierbar und ein maßgeblich wirtschaftlicher Faktor. Dennoch müssen einige technische Kriterien berücksichtigt werden.

Für die Bewertung der tatsächlich realisierbaren Leistung sind weiterhin folgende Rahmenbedingungen relevant:

- Maximal mögliche Einbautiefe der Tiefpumpe in der Förderbohrung
- Filterkomplettierung bei Sandsteinreservoir
- Maximaler Auflastdruck bei der Injektion zur Vermeidung einer hydraulisch induzierten Rissbildung im bohrlochnahen Bereich

Die Einbautiefe ist maßgeblich durch den Bohrungsausbau bedingt. In der Theorie ist jedoch eine Installation der Pumpe leicht oberhalb des Nutzhorizontes möglich. Im Fall von Bestandsbohrungen muss die mögliche Einbautiefe überprüft werden. Bei Neubohrungen kann der Bohrungsausbau entsprechend der Planungsgrundlage direkt angepasst werden.

Für eine erste Abschätzung hinsichtlich des maximalen Injektionsdrucks kann der Ansatz nach SodM (2013) verwendet werden. Hierbei handelt es sich um Richtwertangaben der TNO, welche in den Niederlanden als Planungsgrundlage verwendet werden. Aufgrund der Vergleichbarkeit im Hinblick auf die geologischen Bedingungen ist dieser Ansatz für die Sandsteine des Norddeutschen Beckens ebenso anwendbar.

Die Limitierung der Rate auf der Förder- bzw. Injektionsseite ergibt sich demnach durch den kleineren der beide Werte ($Rate_{Limit-Filter}$ vs. $Rate_{Limit-Druckabfall}$ bzw. $Rate_{Limit-Injektionsdruck}$).

Eine Zusammenfassung der hydraulisch relevanten Parameter für eine geothermische Nutzung ist in Tabelle 3-5 dargestellt.

Die Förderrate im Untersuchungsgebiet beträgt nach Modellrechnung für den Kalksandstein maximal zwischen 127 m³/h und 232 m³/h, mit einem Mittelwert von 179 m³/h. Die Produktivitätsindizes für die drei Szenarien liegen im Falle des Kalksandsteins bei 23 m³/(h·MPa), 60 m³/(h·MPa) und 151 m³/(h·MPa) (Tabelle 3-5). Die Injektivitätsindizes liegen bei 12 m³/(h·MPa), 32 m³/(h·MPa) und 83 m³/(h·MPa).

Tabelle 3-5: Ergiebigkeit des Nutzhorizontes und maximal realisierbare Förder- bzw. Reinjektionsraten.

Parameter	Ahrensburg (Vorprofil Stormarnplatz)	Ammersbek (UTM 32N: 579815, 5949818)
Produktivitätsindex [m³/(h·MPa)]	23 – 60 – 151	25 – 68 – 170
Injektivitätsindex [m³/(h·MPa)]	12 – 32 – 83	12 – 33 – 83
Förderrate _{max} [m³/h]	127 – 179 – 232	127 – 179 – 232
Injektionsrate _{max} [m³/h]	36 – 100 – 232	43 – 119 – 232

4 Bewertung der geologischen Unsicherheiten

Die geowissenschaftliche Evaluation potenzieller hydrothormaler Nutzhorizonte (Aquifere) zur geothermischen Wärmeengewinnung ergibt sehr hohe geologische Unsicherheiten für das Untersuchungsgebiet Ahrensburg.

Der geowissenschaftliche Kenntnisstand muss hinsichtlich bestimmter Parameter und spezieller Sachgebiete differenziert eingeschätzt werden. Stratigraphie, Lithologie und Lagerungsverhältnisse sind auf der Grundlage der Bohrergebnisse und der oberflächengeophysikalischen Messungen mäßig bekannt. Die Speichereigenschaften der einzelnen Horizonte lassen sich so weit klären, dass die prinzipielle Höffigkeit bis zu einem gewissen Grad abschätzbar ist.

Die Repräsentativität untersuchter Tiefbohrungen im weiteren Umfeld von Ahrensburg ist mit sehr hohen Einschränkungen behaftet, da diese Bohrungen zum größten Teil auf Salzstrukturen liegen (z. B. Bohrung Eckhorst 1, Bliestorf 1, Nusse 1, Sülfeld SN 5, Siek 2, Witzhave 2). Dies liegt darin begründet, dass Salzstrukturen häufig mit Erdöl- und Erdgasfallen in Verbindung stehen und somit im primären Fokus der Kohlenwasserstoffexploration lagen. Dadurch lassen sich wenig Rückschlüssen darauf ziehen, wie die mesozoischen Gesteinsschichten zwischen den Salzstrukturen, z. B. in den Trögen, aufgebaut sind.

Aus geophysikalischen Messungen ist zwar die Tiefenlage der Kalksandsteinbank bekannt (Abbildung 6), aber die Nettomächtigkeit der reinen (Kalk-)Sandsteine wird erst dann geklärt werden können, wenn tatsächlich eine Bohrung niedergebracht wurde. Die bisherigen Abschätzungen basieren auf den Erkenntnissen anderer Bohrungen.

Auch ist die Mineralisation des Tiefenwasser lediglich abgeschätzt. Die Molalität des Wassers ist allerdings von großer Bedeutung für die Eignung des Reservoirs für eine hydrothermale Nutzung und kann ebenfalls letztlich nur durch eine Bohrung abschließend geklärt werden.

Die Porosität und Permeabilität basieren auf Erkenntnissen aus dem Ölfeld Reitbrook und können am Standort Ahrensburg durchaus unterschiedlich ausfallen.

5 Wirtschaftlichkeits- und Nutzungspotenzial

Im Verlauf der Grundlagenermittlung wurde sich mit dem AG auf die Fokussierung auf den Standort Ahrensburg Stormarnplatz geeinigt. Ausschlaggebend waren die zentrale Lage relativ zum zukünftigen Fernwärmenetz, die Größe der lokalen Wärmesenke und der Mangel an Alternativen aufgrund der in Kapitel 6.3 aufgezeigten Schutzgebiete. Eine Erschließung des Untergrunds in Ammersbek und die Verlegung von Verbindungsleitungen nach Ahrensburg wurde als voraussichtlich unwirtschaftliche Variante eingeschätzt. Im Zuge dieses Kapitels soll daher das Nutzungspotenzial einer geothermischen Anlage für den Standort Stormarnplatz Ahrensburg betrachtet werden. Neben dem Nutzungspotenzial erfolgt zusätzlich die vereinfachte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Erschließung am betrachteten Standort.

5.1 Analyse der lokalen Energieversorgungssituation und Einbindung einer geothermischen Dublette

Für die Betrachtung der Möglichkeit der Einbindung einer geothermischen Dublette in das Wärmeversorgungskonzept der Stadt Ahrensburg wird von einem Zusammenschluss der vom AG vorgegebenen Fernwärmenetze ausgegangen. Prognostiziert hierfür ist ein Wärmeabsatz des zusammengeschlossenen Fernwärmenetzes, bestehend aus den Netzen Otto-Siege-Straße, Bogenstraße und Ahrensburg Zentrum, von 39,1 GWh/a im Jahre 2035. Für die zukünftigen Betriebstemperaturen von Rücklauf und Vorlauf des zusammengeschlossenen Netzes wird von 55 °C bzw. 75 °C ausgegangen. Aktuell erfolgt der Großteil der Wärmeversorgung in den Bestandsnetzen aus BHKWs und Gaskesseln. Die notwendigen anlagentechnischen Komponenten und die Wirtschaftlichkeit einer Substitution der Bestandserzeuger durch eine regenerative Wärmequelle am zentralen Standort Stormarnplatz wird im Folgenden dargestellt.

5.2 Darstellung geothermisches Anlagensystem

Im Rahmen dieses Ausblicks zur technischen Nutzung der Geothermie am Standort wurden die Eozän-Sande als Nutzhorizont betrachtet. Dieser Horizont wurde ausgewählt, da die übrigen geologischen Schichten keine geeigneten Volumenströme bieten, um eine sinnvolle Nutzung zu ermöglichen.

Um hydrogeothermale Lagerstätten zu erschließen, sind technologisch folgende Arbeiten notwendig:

- Bohrtechnischer Aufschluss der Lagerstätte
- Verfahrenstechnische Umsetzung einer Anlage zur Energiegewinnung

5.2.1 Bohrtechnik

Bei den hydrothermalen Lagerstätten handelt es sich um Wasser mit niedriger Enthalpie, so dass große Volumenströme für eine hohe Wärmeausbeute zu realisieren sind. Hieraus leitet sich ab, nicht zuletzt auch aus Umweltaspekten, die Wasser nach ihrer Nutzung wieder in den Untergrund zurückzuführen. Zusätzlich ist es notwendig, das hydraulische Gleichgewicht im geologischen Nutzhorizont aufrechtzuerhalten. Für die hydrothermale Erdwärmennutzung ergibt sich, dass mindestens eine Bohrungsdublette, bestehend aus Förderbohrung und Injektionsbohrung, erforderlich wird.

Aus der Förderbohrung wird mit Hilfe einer Unterwasserpumpe das Thermalwasser entnommen und nach der Auskühlung wieder in die Injektionsbohrung verpresst. Entsprechend den geologischen Voraussetzungen und der Ausbildung der wasserführenden Gesteinsschicht, wie Mächtigkeit,

flächenhafte Ausdehnung, Porosität, Permeabilität, muss die Injektionsbohrung weit genug von der Entnahmestelle entfernt sein, um einen thermischen Kurzschluss zwischen Förder- und Injektionsbohrung auszuschließen bzw. eine lange Nutzungsdauer des geothermischen Systems zu gewährleisten. Die notwendigen Bohrungsabstände werden durch Modellrechnungen ermittelt. Sie liegen in der Speicherteufe in der Regel zwischen 500 und 1.500 m. Eine solche Simulation wird meist im Zuge einer Machbarkeitsstudie durchgeführt.

Aufgrund der Teufenlage des potenziellen geologischen Horizontes am Standort Ahrensburg ist es möglich, beide Bohrungen von einem gemeinsamen Sammelbohrplatz aus abzuteufen. Durch gezielte unterirdische Ablenkung der Bohrspfade kann der erforderliche Abstand zwischen den Bohrungen eingehalten werden. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht das schematische Bohrkonzzept. Da in Ahrensburg vergleichsweise geringe vertikale Teufen (Seigerteufen) vorliegen, müssen beide Bohrungen in Form sogenannter J-Shape-Bohrungen durchgeführt werden. Das bedeutet: Ab einem definierten Ablenkpunkt (Kick-off-Punkt) wird eine Neigung aufgebaut, die bis zur Endteufe konstant beibehalten wird.

Um an eine indikative Kostenschätzung erstellen zu können, müssen im Folgenden Annahmen getroffen werden. Wie oben erwähnt, werden beide Bohrungen als J-Shape ausgeführt. Beide Bohrungen sind auf das potenzielle Reservoir der Eozänsande ausgelegt. Um die Maximalkosten zu avisieren, wurde der maximale Teufenfehler von +50 m auf die Lage des Tops der Rüdersdorf-Formation angewandt (Teufe Top bei 1.200 mTVD).

Die Bohrungen realisieren einen unterirdischen Abstand von 1.100 m, was bei den angestrebten Volumenströmen eine Nutzungsdauer von ca. 30 Jahren ermöglichen sollte. Dieser Erfahrungswert bei Weiterverfolgen des Vorhabens später durch eine Reservoirsimulation verifiziert. Die anschließende Tabelle zeigt eine Übersicht über die Annahmen.

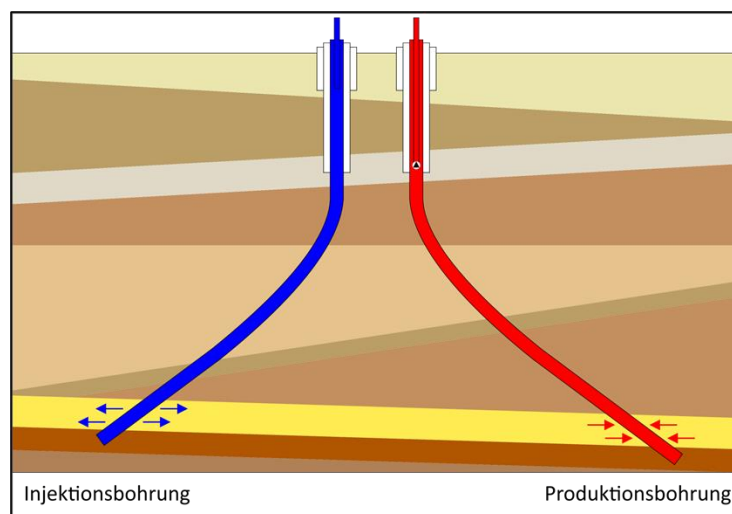


Abbildung 11: Grundsätzliches Schema einer hydrothermalen Geothermieranlage mit zwei gerichteten Bohrungen.

Tabelle 5-1: Bohrtechnische Grundannahmen zur indikativen Kostenschätzung am Standort Ahrensburg.

Annahmen für Indikativkosten				
Bohrung	Type	Vertikalteufe	Horizontale Ablenkung	Länge
Gt Ahrensburg 1	J-Bohrung	1.250,0	550,0	1.460,2
Gt Ahrensburg 2	J-Bohrung	1.250,0	550,0	1.460,2

Grundsätzlich sind für eine hydrogeothermale Reservoirerschließung verschiedene Varianten möglich, die aber über den Dublettenabstand und die Teufenlage des Reservoirhorizonts hinaus von vielen weiteren Faktoren abhängig sind. Für eine Erhöhung der Gesamtleistung ist auch die Erschließung über mehrere Dubletten möglich. Belastbare Aussagen zu einem finalen Aufschlusskonzept können aber erst im Rahmen einer Machbarkeitsstudie evaluiert werden. Hier fließen Aspekte der Reservoirmodellierung ebenso mit ein, wie Simulationen der Wärmesenke im Verbund mit der Geothermieanlage, wodurch die Wirtschaftlichkeit der möglichen Aufschlusskonfigurationen erst im Detail darstellbar wird.

5.2.2 Übertägige Anlagensysteme

Die verfahrenstechnische Umsetzung zur Energiegewinnung ist durch die übertägigen Anlagensysteme definiert. Sie beinhalten neben Automatisations- und Starkstromtechnik auch alle Komponenten, die zum Wärmeübertrag auf das Fernwärmenetz benötigt werden, sowie den Thermalwasserkreislauf. Der Thermalwasserkreislauf umfasst alle Komponenten, die für den funktionellen und sicheren Betrieb bei Förderung, Wärmetausch und Injektion des Thermalwassers nötig sind. Hierzu gehören neben allen notwendigen Rohrleitungen, Armaturen und überwachenden Messstellen üblicherweise, wie in Abbildung 12 ersichtlich:

- Partikelfilter zum Schutz von Anlagenkomponenten und der Injektionsbohrung (Grob- und Feinfiltration),
- ein Druckausgleichsbehälter für den Ausgleich von Volumenänderungen (Druckhaltung),
- Wärmetauscher für den möglichst effizienten Wärmeübertrag vom Thermalwasser auf das sekundärseitige Heizwasser,
- eine Injektionspumpe für die notwendige Druckerhöhung der Injektion des Thermalwasserstroms in das Reservoir,
- Auffangbehälter für Thermalwasser, welches bei Anfahr-, Reinigungs- oder Wartungsprozessen anfällt (Slopbehälter),
- eine Schutzgasbeaufschlagung zur Vermeidung von Sauerstoffeintrag in das System.

Der Wärmeübertrag erfolgt im Zuge dieser Betrachtung über Plattenwärmetauscher in Kombination mit Wärmepumpen und einem Zwischenkreislauf. Der Einbau eines Zwischenkreislaufes zwischen Thermalwassersystem und Wärmepumpen ermöglicht die Vermeidung des direkten Kontaktes von korrosiven Thermalwasser mit der Wärmepumpenanlage, was wiederum den Einsatz von industrieüblichen Wärmepumpen ermöglicht. Der direkte Wärmeübertrag von Thermalwassersystem auf das Fernwärmenetz ist aufgrund der prognostizierten Fördertemperatur unterhalb der Netzurücklauftemperatur nicht möglich, siehe Kapitel 5.3. Im Folgenden wird von einer dreistufigen beidseitigen Kaskadierung von Wärmepumpen mit Ammoniak als Kältemittel ausgegangen, wie in Abbildung 12 ersichtlich. Die Wahl der Wärmepumpenauslegung, des Pumpentyps und der Verschaltung basiert auf Erfahrungen aus früheren Projekten mit vergleichbaren Erzeugungs- und Betriebsbedingungen. Dort wurde die Systemkonfiguration eingehend analysiert und aufgrund von Effizienz und Teillastfähigkeit gewählt.

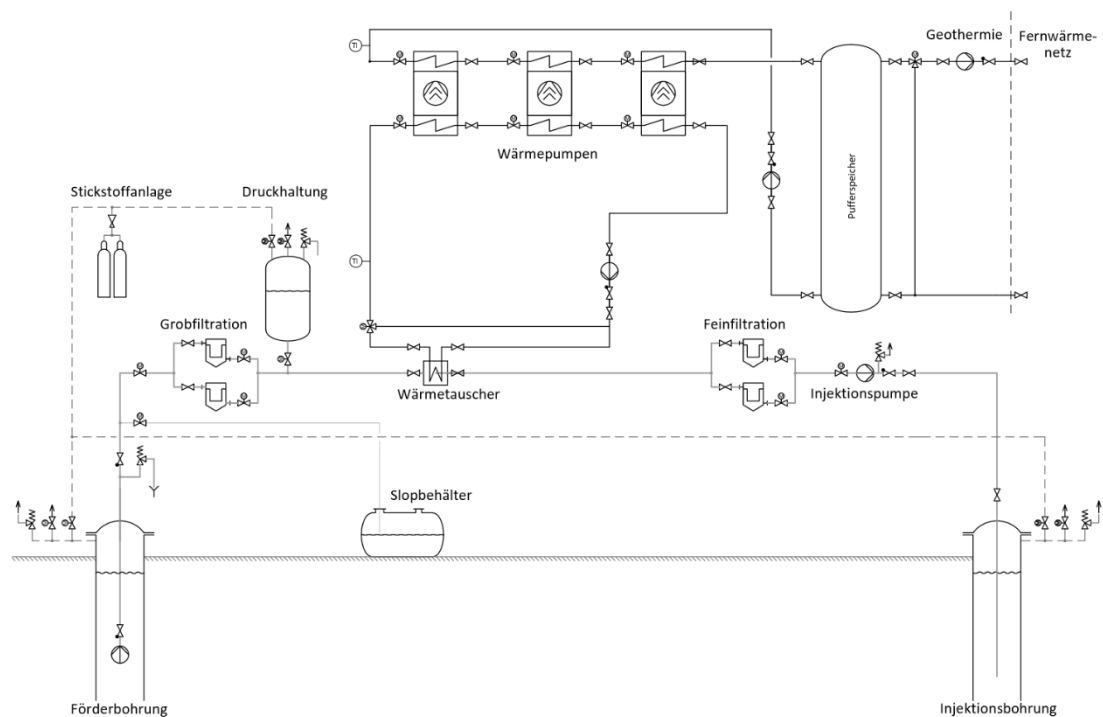


Abbildung 12: Fließschema einer Geothermieranlage.

5.3 Potenzialanalyse der geologischen Rahmenbedingungen zur Wärmeauskopplung

Im Zuge der Grundlagenermittlung kann, wie Kapitel 5.2 beschrieben, auf Erfahrungswerte einer dreistufigen Wärmepumpenkaskade zurückgegriffen werden, um eine belastbare Aussage über das potenzielle Ausmaß der Wärmeauskopplung einer geothermischen Dublette am Standort Stormarnplatz zu treffen. Die Ergebnisse der Potenzialanalyse sind in Tabelle 5-2 dargestellt. Die angegebene Wärmelieferungsmenge von 23,20 GWh/a basiert auf einer konservativen Schätzung von jährlich 5500 Vollbenutzungsstunden. Die Vollbenutzungsstunden sind trotz kontinuierlichem Betrieb der Geothermie geringer als 8760h/a, da die Anlage aufgrund der Nachfrage im Sommer zeitweise im Teillastbereich gefahren wird.

Die Limitation des Wärmelieferungspotenzials einer Dublette nach oben ergibt sich aus der prognostizierten Fördertemperatur von 45 °C, resultierend aus der Bohrtiefe sowie Wärmeverlusten bei der Förderung zu Oberfläche, siehe Kapitel 3. Zum anderen ist der Fördervolumenstrom voraussichtlich aufgrund der in Kapitel 3 darlegten Injektivität auf 100 m³/h begrenzt.

Die Kalkulation der notwendigen Pumpenleistungen von Förderpumpe und Injektionspumpe, bedingt durch Reservoirbedienungen, Thermalwasserkomposition und Druckverlusten, resultiert in einem jährlichen Energiebedarf von 0,83 GWh bzw. 0,57 GWh für den Antrieb der Pumpen im Thermalwasserkreis. Die zu erwartende Pumpengrößen liegen somit im handelsüblichen Bereich. Der Großteil der elektrischen Leistungsbedarfs wird durch die Wärmepumpen verursacht, welche mit einem prognostizierten COP von 4,28 eine effiziente Wärmequelle darstellen.

Zusammengefasst zeigt die Gegenüberstellung des prognostizierten Wärmeabsatzes nach Netzzusammenschluss von 39,1 GWh/a mit dem potenziellen Wärmelieferung der Dublette von 23,20 GWh/a, dass eine Geothermieranlage eine zentrale regenerative Wärmequelle für das Ahrensburger Fernwärmenetz darstellen kann. Die Grundlastfähigkeit der Anlage ermöglicht die

Deckung eines Großteils des lokalen Wärmeabsatzes und kann, in Kombination mit weiteren Erzeugern zur Deckung von Spitzenlasten, die Wärmeversorgung zukünftig regenerativ, preisstabil und weltmarktunabhängig sicherstellen.

Tabelle 5-2: Resultate Potenzialanalyse des Vorprofils Stormarnplatz.

Netzparameter		
Wärmeabsatz	[GWh/a]	39,1
Netzvorlauftemperatur	[°C]	75
Netzurücklauftemperatur	[°C]	55
Geothermische Quelle		
Fördertemperatur	[°C]	45
Fördervolumenstrom	[m³/h]	100
Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen		
Max. Wärmeleistung WP	[MW]	4,22
COP	[-]	4,28
Wärmelieferung Anlage (5500 VBh/a)	[GWh/a]	23,20
Elektrische Bedarfe		
Antriebsenergie WP	[GWh/a]	5,42
Antriebsenergie Förderpumpe	[GWh/a]	0,83
Antriebsenergie Injektionspumpe	[GWh/a]	0,57
Antriebsenergie Gesamt (VBh 5500h/a)	[GWh/a]	6,82
Gesamt		
JAZ Anlage	[-]	3,40

5.4 Investitionskostenindikation der Wärmeherzeugung aus Geothermie

In der nachfolgenden Tabelle sind die Indikativkosten (Kostenschätzung $\pm 40\%$) einer in Kapitel 5.2 beschriebenen Bohrungsdublette mit den dazugehörigen Leistungen abgebildet.

Tabelle 5-3: Indikativkosten für eine Bohrungsdublette am Standort Stormarnplatz im Bezugsjahr 2025.

Indikativkosten – Bohrungsdublette Stormarnplatz Ahrensburg				
Position	Einheit	Menge	EP	GP
Bohrplatz	psch	1	750.000 €	750.000 €
Baustelleneinrichtung Bohranlage	psch	1	500.000 €	500.000 €
Gt Ahrensburg 1 inkl. Exploration	m	1.461	3.300 €	4.821.300 €
Gt Ahrensburg 2	m	1.461	3.000 €	4.383.000 €
Bohrtechnische Betreuung 24/7	Tag	120	2.800 €	336.000 €
Geologische Betreuung 12/7	Tag	120	1.400 €	168.000 €
Tiefpumpe und Pumpeneinbau	psch	1	600.000 €	600.000 €
Ingenieurdienstleistungen	psch	1	553.000 €	553.000 €
Summe netto				12.111.300 €

Bezüglich der Investitionskosten der Übertageanlage werden im Folgenden die Kosten aufgrund von Hochbau, Ingenieurdienstleistungen, Elektrotechnik, MSR-Technik und Anlagentechnik, bestehend aus Fernwärmetechnik und Thermalwassertechnik, betrachtet.

Die Position Thermalwassertechnik wird anhand des erwarteten Förderstromes kalkuliert und skaliert. Diese inkludiert alle in Kapitel 5.2 genannten Komponenten sowie die zusätzlichen Kosten durch Isolierung, Rohrgerüste etc., aber nicht die Tiefenpumpe (bei Bohrtechnik inkludiert).

Die Kosten der Wärmepumpen sind abhängig von ihrer erzeugten Wärmeleistung. Für die Investitionskosten von Wärmepumpen mit Ammoniak als Kältemittel ausgegangen. Hier wird für die Kostenveranschlagung mit Erfahrungswerten aus Referenzprojekten und einer Skalierung anhand der erzeugten Wärmeleistung der Wärmepumpen verwendet.

E- & MSR-Technikkostenkalkulationen inkludieren Mittelspannungstransformatoren zur Starkstromversorgung der Komponenten, Niederspannungshauptverteilung, Frequenzumrichter, Schaltschränke, Notstromversorgung, Prozessleitsystem und die Verkabelung dieser.

Für die Kostenstelle Hochbau wird mit denselben Annahmen wie in Kapitel 5.2 aus Erfahrungswerten skaliert. Für Ingenieurdienstleistungen wird mit 15 % der Summe der Obertagekosten gerechnet.

Tabelle 5-4 zeigt eine Übersicht über die projizierten Kosten der Übertageanlage am Stormarnplatz.

Tabelle 5-4: Netto-Übertage-Anlagekosten Geothermie im Bezugsjahr 2025.

Position	Vorprofil Stormarnplatz
Thermalwassertechnik & mechanischer Anlagenbau	1.750.000 €
Wärmepumpen- & Fernwärmetechnik	2.540.000 €
E - & MSR-Technik	1.570.000 €
Hochbau	2.206.000 €

Ingenieursleistungen	1.210.000 €
Gesamt	9.276.000 €

5.5 Betriebskosten und Wirtschaftlichkeit der der Wärmeerzeugung aus Geothermie

Im Rahmen von dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen werden für das Projekt die folgenden Kenngrößen nach VDI 2067-1/VDI 6025 berechnet, um der Unsicherheit verschiedener Einflussparameter Rechnung zu tragen:

- **Kapitalwert:** Der auf den Zeitpunkt unmittelbar vor Beginn der Investition bezogene Kapitalwert wird aus der Differenz der Summe der Barwerte aller Ein- und Auszahlungen berechnet. Der somit bestimmte Kapitalwert muss positiv sein, um die Investition Erfolg versprechend durchführen zu können.
- **Amortisationsdauer:** Die Kapitalrückflusszeit ist der Zeitraum, in welchem der Kapitalwert den Wert von 0 € erreicht.

Die Kosten der Wärmeversorgung mit der Geothermieanlage werden als Summe aller kapitalgebundenen, bedarfsgebundenen, betriebsgebundenen und sonstigen Kosten (VDI 2067) bestimmt.

In Folgenden werden die der Wirtschaftlichkeitsberechnung zugrunde liegenden Parameter eingeführt. Den nachfolgenden wirtschaftlichen Berechnungen liegt der auf Erfahrungswerten und allgemeinen Ansätzen des Anlagenbaus basierende Reinvestitionsansatz zugrunde. Im vorliegenden Fall wurde die Tabelle für den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren erstellt. Die für einige Komponenten bei längeren Betriebszeiten nach 25 Jahren anfallende Ersatzinvestition wurde deswegen angepasst, so dass moderate Instandsetzungen zum Erreichen der 30 Betriebsjahre abgedeckt sind.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit des geothermischen Vorhabens sind die folgenden, mit dem AG abgestimmten Annahmen getroffen worden.

- | | |
|---|----------|
| • Kalkulationszins | 4,5 %/a |
| • Betrachtungszeitraum | 30 Jahre |
| • Anfang des Betrachtungszeitraums | 2035 |
| • Preissteigerungsrate der kapitalgebundenen Kosten | 2,5 %/a |

Für die Reinvestitionssätze wird von einem Austausch des Tiefpumpensystems alle sechs Jahre ausgegangen, des Weiteren wird eine teilweise notwendige Erneuerung von Komponenten innerhalb der Wärmepumpentechnik, der Elektrotechnik, der MSR-Technik und des Thermalwasserkreislaufs einkalkuliert.

Für die Energiepreise wird eine Preissteigerungsrate von 2,5 % für den Betrachtungszeitraum berücksichtigt.

- Strompreis in 2025: 200 €/MWh
- Vergleichs-Wärmepreis in 2025: 120 €/MWh

Die kalkulierten Wartungssätze umfassen 3 % auf Invest pro Jahr für MSR-Technik, 1 % für Hochbau, 0,1 % für Bohrtechnik sowie 2 % für alle anderen Gewerke. Die angenommen Instandhaltungssätze betragen 1 % auf Invest pro Jahr für Thermalwassertechnik, Elektrotechnik und Hochbau, 2 % für Wärmepumpen und MSR-Technik, sowie 0,1 % für Bohrtechnik.

Im laufenden Anlagenbetrieb wird mit folgenden Kosten gerechnet:

- Verbrauchsmaterial und Leistungen Thermalwasserkreislauf (Filter, technische Gase, Slopwasserentsorgung etc.): 5.000 €/a

- Tiefpumpenein- und ausbau (alle 6 Jahre): 30.000 €/Pumpe
- Monitoring des Thermalwasserkreislaufes (Geochemie, Mikrobiologie etc.) inkl. der jährlichen Berichte an die Bergbehörde: 25.000 €/a
- 5-jährliche Aktualisierung des Hauptbetriebsplanes: 5.000 €/a

Zudem werden die folgenden Kosten für die Verwaltung und Betriebsführung der Anlage angenommen:

- Verwaltungskosten: 2,0 €/MWh
- Betriebsführung (gewerblicher Arbeitnehmer): 30.000 €/a
- Betriebsführung (Meister): 10.000 €/a
- Betriebsführung (Abteilungsleiter): 5.000 €/a

Die prognostizierten Kosten beziehen sich auf das Jahr 2025. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung beginnt mit dem Barwert dieser Kosten zum Start des Betriebs unter Berücksichtigung einer Preissteigerungsrate von 2,5 %.

Zusätzlich wird eine Anlagenversicherung in Höhe von 0,75 % auf Invest/a miteinkalkuliert, welche sich auf die Investitionskosten ohne die Kosten der Bohrungen bezieht.

Relevant für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Umstellung des lokalen Fernwärmenetzes in Ahrensburg sind die potenziell vorhandenen Förderinstrumente. Die Errichtung einer Geothermieranlage zur Versorgung des Wärmebedarfs stellt die Erschließung einer klimaneutralen Wärmequelle dar. Deswegen kommt für die Umsetzung eines solchen Projekts eine Unterstützung über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) in Frage. In dieser Betrachtung wird deswegen für jede Variante die Wirtschaftlichkeit ohne sowie unter Berücksichtigung einer Investitionskostenförderung nach Modul 2 BEW betrachtet. Förderungen auf Landesebene, wie beispielsweise das Landesprogramm Wirtschaft 2021 – 2027 – Nachhaltige Wärmeversorgungssysteme des Landes Schleswig-Holstein kommen aufgrund der Investitionskosten des Projekts nicht in Frage. Zusätzlich sollte sich mit der Förderfähigkeit nach dem Förderaufruf „Explorationsinitiative Geothermie“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 17.11.2025 auseinandergesetzt werden. Im Rahmen dieses Programms ist eine Förderung der Projektumsetzung bis zum Abteufen der Explorationsbohrung im Umfang von bis zu 50% gemäß den bisher veröffentlichten Informationen für eine unterexplorierte Region wie Ahrensburg grundsätzlich möglich.

Die Kostenschätzung dieser Konzeptstudie basiert auf Vergleichspreisen im Jahr 2025. Da der Ausgangspunkt der Investition für das Jahr 2035 festgelegt wurde, wurden die Investitionskosten für dieses Jahr unter Zugrundelegung einer Preissteigerungsrate von 2,5 % prognostiziert und als Anfangsinvestition in die Wirtschaftlichkeitsberechnung aufgenommen, wie im Tabelle 5-5 ersichtlich.

Tabelle 5-5: Übersicht der wirtschaftlichen Kernzahlen des Neubaus Geothermie Ahrensburg

Neubau Geothermie	
Gesamtinvestitionskosten	26.720.000 €
Wärmeerzeugung	23.200 MWh/a
Betrachtungszeitraum	30 Jahre
Beginn des Betriebs	2035
Ohne Förderung	
Investitionskosten	26.720.000 €
Wärmegestehungskosten	167 €/MWh
Kapitalwert	- 6.748.000 €
Annuität	- 414.000 €

Amortisationszeit	Nicht innerhalb von 30 Jahren
Mit Förderung	
Investitionskosten	16.427.000 €
Wärmegestehungskosten	145 €/MWh
Kapitalwert	4.203.000 €
Annuität	258.000 €
Amortisationszeit	23 Jahre

Wie in Tabelle 5-5 dargestellt resultieren ohne Förderung Wärmegestehungskosten von circa 167 €/MWh, woraus sich keine Amortisationszeit innerhalb des Betrachtungszeitraums ergibt. Bei der Förderquote von 40 % nach Modul 2 der BEW sinken die Amortisationszeit auf 23 Jahre und die Wärmegestehungskosten auf 145 €/MWh.

Die Gegenüberstellung mit dem gegebenen Vergleichswert der Machbarkeitsstudie des auf Abwasserwärme basierenden Reeshoop-Fernwärmenetzes mit Wärmegestehungskosten von 125 €/MWh im Jahr 2025 ergibt, dass der Neubau einer Geothermieanlage am Standort Stormarnsplatz bei Inanspruchnahme einer Förderung nach BEW wirtschaftlich ist. Dies liegt darin begründet, dass die errechneten Wärmegestehungskosten aus Geothermie von 145 €/MWh den Mittelwert des Betrachtungszeitraums unter Berücksichtigung aller Kosten (incl. Kapitalkosten) und der Preissteigerungen beim Strom darstellen. Der vorgegebenen Vergleichswärmepreis steigt bei der angenommenen Inflation von 2,5% jährlich deutlich stärker an, wodurch die Preisstabilität einer Wärmeversorgung aus Geothermie nochmals hervorgehoben wird.

6 Genehmigungrechtliche Betrachtungen

6.1 Allgemeine bergrechtliche Anforderungen

Die Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme ist nach § 3 Abs. 3 Bundesberggesetz (BBergG) ein bergfreier Bodenschatz. Die Erkundung oder Aufsuchung der Erdwärme erfordert eine Bergrechtliche Erlaubnis (vgl. § 7 BBergG). Die Aufsuchung bezeichnet dabei die mittelbare oder unmittelbare auf die Entdeckung des Bodenschatzes im Untergrund gerichtete Tätigkeit in einem definierten Erlaubnisfeld. Eine Bergrechtliche Erlaubnis zur Aufsuchung wird i. d. R. für 3 – 5 Jahre erteilt (vgl. § 16 Abs. 4 BBergG). Die Dauer der bewilligten Aufsuchung hängt dabei maßgeblich von dem geplanten Untersuchungsprogramm ab. Innerhalb des Bewilligungszeitraumes ist der Antragsteller bzw. nach erfolgter Bewilligung der Aufsuchung der Inhaber der Aufsuchungserlaubnis angehalten, sein aufgestelltes Arbeitsprogramm durchzuführen, welches zur Lokalisierung des Bodenschatzes führen soll. Diese Maßnahmen umfassen i. d. R.:

- Geophysikalische Vorerkundungen wie bspw. seismische Messungen (2D- oder 3D-Seismik),
- eine umfassende Aus- und Bewertung der seismischen Messungen,
- die Erfassung von petrophysikalischen und hydrogeologischen Daten bspw. aus nahegelegenen Bohrungen,
- die Überführung und Auswertung der gesamten Daten in ein Untergrundmodell,
- das Abteufen und Testen einer Erkundungsbohrung.

Für die Durchführung der oben genannten Arbeitsschritte selbst sind gemäß § 50 BBergG diese dem Bergamt anzuzeigen und nach § 51 ff. BBergG sind Bergrechtliche Betriebspläne (Hauptbetriebsplanverfahren) aufzustellen. Ebenso müssen für die Bohr- und Testarbeiten Wasserrechtliche Erlaubnisse bei der zuständigen Unteren Wasserbehörde eingeholt werden.

Bei Tiefbohrungen ab 1.000 Meter Teufe ist zudem gemäß der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V-Bergbau) eine Umweltverträglichkeits-Vorprüfung nach den Kriterien des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsvorprüfung (UVPG) obligatorisch. Das Ziel der Vorprüfung ist es, mögliche Umweltauswirkungen des Vorhabens überschlägig abzuschätzen und zu entscheiden, ob für das Vorhaben eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich ist. Ein wesentliches Element der UVP-Vorprüfung liegt in der Evaluierung der Schutzgüter (gem. § 2 Abs. 1 UVPG), wie bspw. Natur- und Wasserschutzgebiete (siehe Kapitel 6.3). Wenn die UVP-Vorprüfung ergibt, dass das geplante Vorhaben keine nachteiligen Auswirkungen auf der Oberfläche in sich birgt, gilt das Hauptbetriebsplanverfahren.

Nach erfolgreicher Erkundung des Bodenschatzes (Erdwärme) ist für eine wirtschaftliche Gewinnung des Bodenschatzes eine Bergrechtliche Bewilligung gemäß § 8, 10 und 12 BBergG zu beantragen. Die Bewilligung wird in der Regel für 30 – 50 Jahre erteilt. Für die Errichtung der Obertageanlage und spätere Führung des Gewinnungsbetriebes sind, analog zu der Aufsuchungsphase, Hauptbetriebspläne für einen i. d. R. zwei Jahre (§ 52 Abs. 1 BBergG) nicht überschreitenden Zeitraum aufzustellen. Der Hauptbetriebsplan für den Dauerbetrieb der Geothermieanlage muss folglich alle zwei Jahre aktualisiert werden.

Der genaue Umfang und Ablauf der Genehmigungsplanung ist in jedem Fall mit der zuständigen Bergbehörde (hier: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Schleswig-Holstein) frühzeitig abzustimmen.

6.2 Bestehende Konzessionen

Die Gewinnung von bergfreien Bodenschätzen, wie Erdwärme, wird demjenigen vorrangig gewährt, der eine Aufsuchungserlaubnis für dieses Gebiet besitzt (siehe Kapitel 6.1). Nach § 11 BBergG ist die Erteilung einer Aufsuchungserlaubnis ausgeschlossen, wenn bereits eine Erlaubnis oder Bewilligung für denselben Bodenschatz besteht. Daraus folgt im Umkehrschluss, dass die Aufsuchung eines anderen Bodenschatzes – etwa von Erdwärme – grundsätzlich zulässig ist.

Die Evaluierung von bestehenden Konzessionen erfolgte unter Berücksichtigung der Grenzen der Gemeinden Ahrensburg und Ammersbek. Innerhalb des untersuchten Gebietes liegen keine bestehenden Konzessionen vor.

6.3 Übersicht ausgewiesener Schutzgebiete

Die Evaluierung der Schutzgüter erfolgte unter Berücksichtigung der Grenzen der Gemeinden Ahrensburg und Ammersbek. In der nachfolgenden Abbildung 13 sind ausgewiesene Schutzgebiete innerhalb und im weiteren Umfeld (< 1 km) des Untersuchungsgebietes dargestellt. Zur Verbesserung der visuellen Nachvollziehbarkeit wurden die Wasserschutzgebiete in einer gesonderten Abbildung dargestellt (Abbildung 14). Eine Zusammenfassung aller relevanter Schutzgüter in den Gemeinden Ahrensburg und Ammersbek ist in Tabelle 6-1 gegeben. Die Schutzgüter im weiteren Umfeld (< 1 km) des Untersuchungsgebietes sind in Tabelle 6-2 dargestellt. Die durch die Auftraggeberseite vorgeschlagenen potenziellen Vorzugstandorte wurden in die Karten mit aufgenommen, um eine Beurteilung ihrer Genehmigungsfähigkeit zu ermöglichen (Abbildung 13, Abbildung 14).

Landschaftsschutzgebiete sind gemäß § 26 Abs. 1 des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG) Gebiete, in denen ein besonderer Schutz von Natur und Landschaft erforderlich ist. Eingriffe in Landschaftsschutzgebiete, die den Gebietscharakter wesentlich verändern oder den spezifischen Schutzzwecken entgegenstehen, sind grundsätzlich unzulässig. Ausnahmen können jedoch zugelassen werden, sofern der Eingriff mit dem Schutzzweck vereinbar ist oder ein überwiegendes öffentliches Interesse besteht und entsprechende Kompensationsmaßnahmen vorgesehen sind (vgl. BNatSchG).

Naturschutzgebiete sind nach § 23 BNatSchG rechtsverbindlich festgesetzte Gebiete, die einem sehr strengen Schutz unterliegen. Alle Handlungen, die das Gebiet zerstören, beschädigen oder dahingehend verändern, dass es zu einer nachhaltigen Störung kommt, sind untersagt. Dazu gehört auch das Entnehmen oder Beschädigen von Pflanzen oder das Lagern oder Entsorgen von Abfällen.

FFH-Gebiete (Fauna-Flora-Habitat-Gebiete) sind Teil des europäischen Schutzgebietsnetzes Natura 2000 und unterliegen einem besonderen Schutzregime (vgl. § 32 BNatSchG). Maßnahmen, die den Erhaltungszielen zuwiderlaufen, sind grundsätzlich unzulässig. Ausnahmen sind nur unter engen Voraussetzungen möglich, insbesondere bei zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses und unter Sicherstellung geeigneter Ausgleichsmaßnahmen (vgl. § 34 BNatSchG).

Wasserschutzgebiete (WSG) sind rechtlich festgelegte Zonen, in denen spezifische Gebote und Verbote gelten, um die Qualität und Quantität der Gewässer nachhaltig zu sichern (vgl. Wasserhaushaltsgesetz (WHG)). Der in Schleswig-Holstein verwendete Begriff "Trinkwassergewinnungsgebiet" ist rechtlich nicht normiert, weshalb keine rechtsverbindlichen Regelungen für diese Gebiete bestehen. Die Ebenen 1 bis 3 beschreiben hierbei die Tiefenabfolge bei Überlagerungen von Gebieten und sind weder Grundwasserleitern noch stratigrafischen Einheiten zuzuordnen oder mit Schutzzonen gleichzusetzen. Trinkwassergewinnungsgebiete stellen eine raumordnerische Kategorie im Rahmen der Regionalplanung dar, die primär der Sicherung der öffentlichen Trinkwasserversorgung sowie dem vorsorgenden Grundwasserschutz dient. Aufgrund ihrer besonderen Bedeutung im Rahmen der Daseinsvorsorge, wird ihnen bei der Abwägung konkurrierender Nutzungsinteressen ein erhöhtes Gewicht beigemessen. Vor diesem Hintergrund wurden sie im Rahmen des Schutzgüter-Screenings ergänzend evaluiert. Etwaige genehmigungsrechtliche Besonderheiten sind im weiteren Verlauf des Vorhabens zu klären.

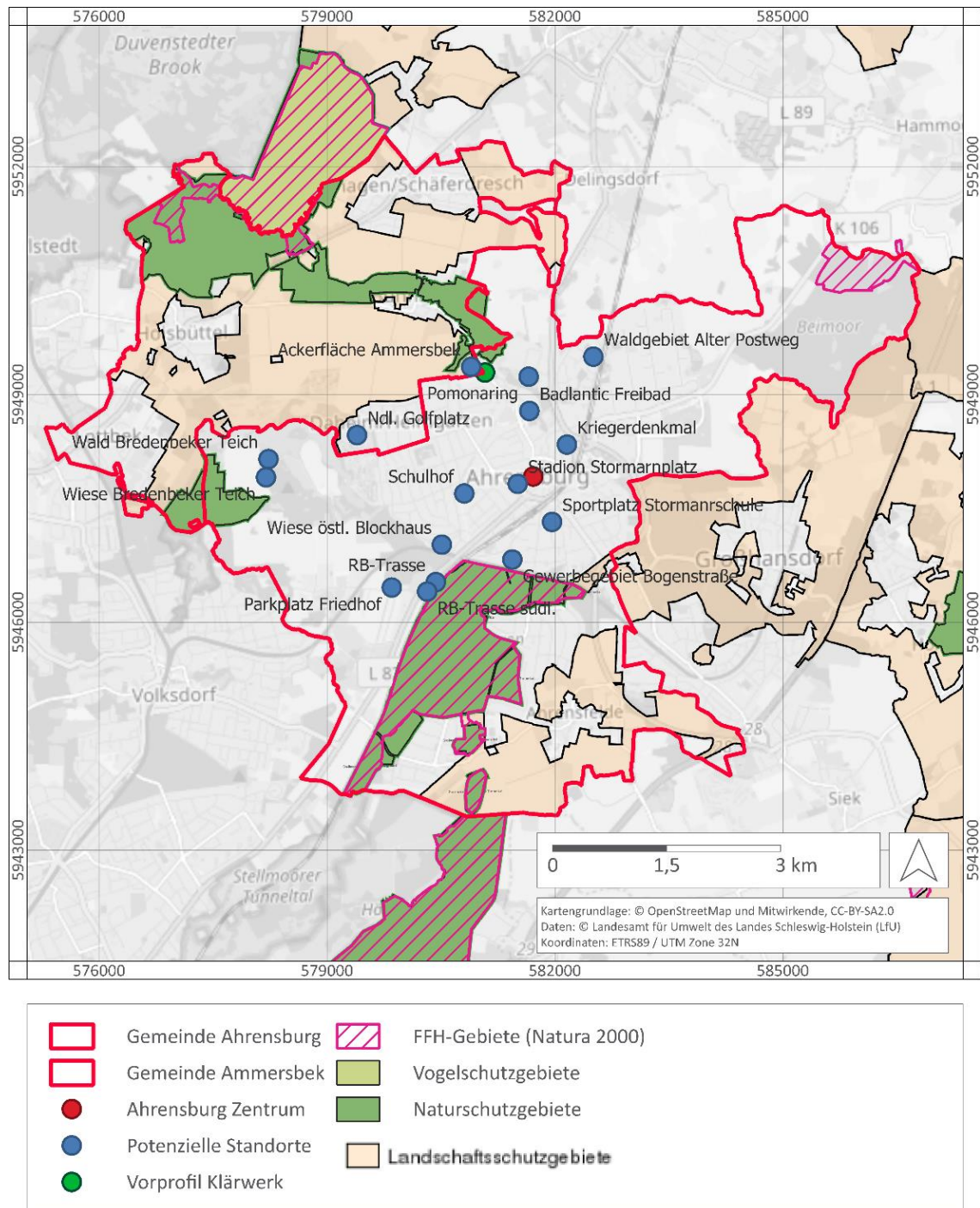


Abbildung 13: Ausgewiesene Schutzgebiete im Raum Ahrensburg und Ammersbek.

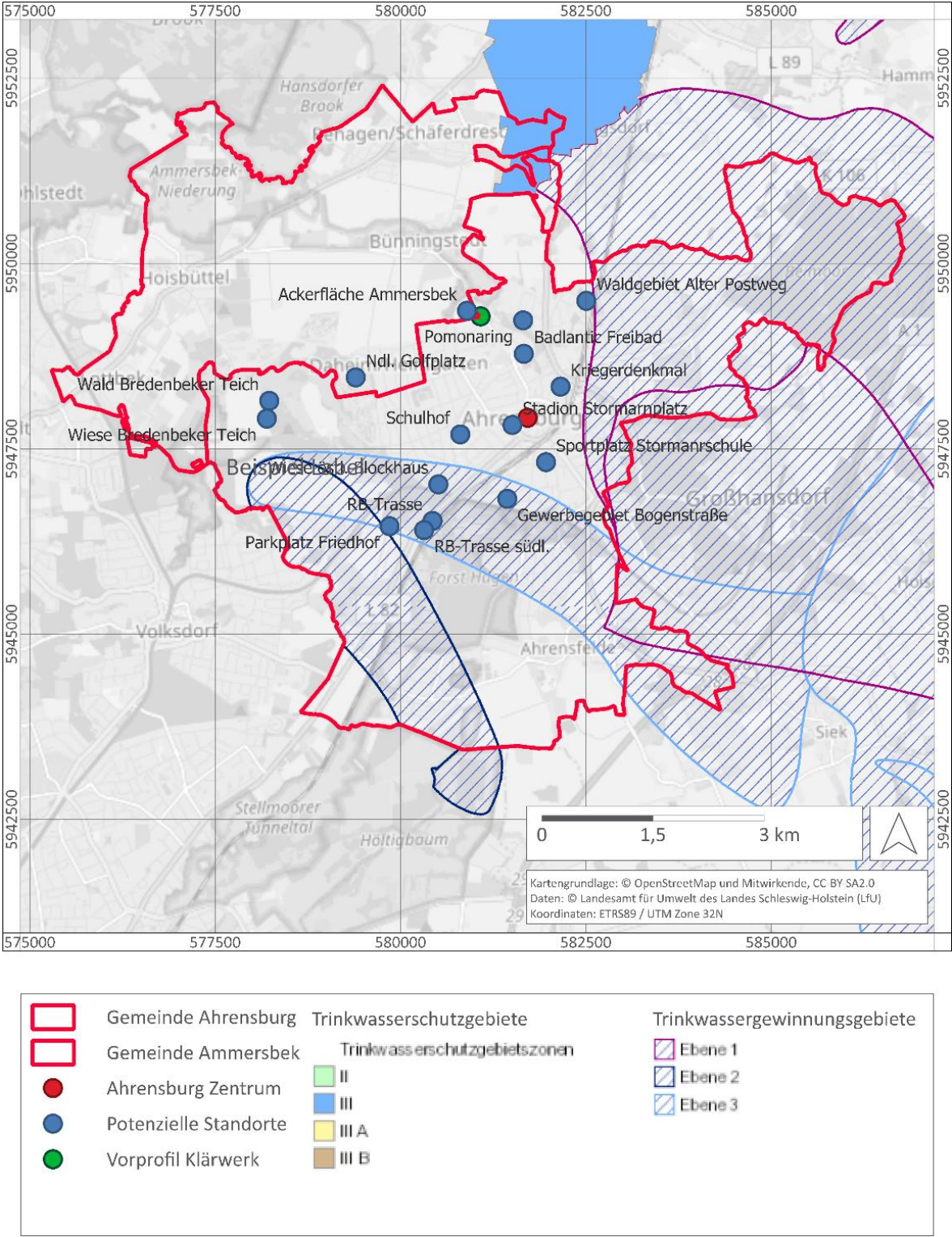


Abbildung 14: Ausgewiesene Grundwasserschutzgebiete.

Tabelle 6-1: Zusammenfassung der Schutzgebiete im Untersuchungsgebiet.

Schutzgut / Name	Ident. Nr.	Betroffene potenzielle Vorzugsstandorte
Naturschutzgebiet ‚Heidekoppelmoor und Umgebung‘	167.0	-
Naturschutzgebiet ‚Stellmoor-Ahrensburger Tunneltal‘	95.0	<i>Keine Vorzugsstandorte direkt betroffen, aber unweit (< 100 m) von RB-Trasse und RB-Trasse Süd</i>
Naturschutzgebiet ‚Ammersbek Niederung‘	187.0	-
Naturschutzgebiet ‚Heidekoppelmoor und Umgebung‘	167.0	
FFH-Gebiet Kammolchgebiet Höltingbaum/Stellmoor‘	2327-301	<i>Keine Vorzugsstandorte direkt betroffen, aber unweit (< 100 m) von RB-Trasse und RB-Trasse Süd</i>
FFH-Gebiet ‚Nördlich Tiergarten‘	2227-351	
FFH-Gebiet ‚Hamsdorfer Brook mit Ammersbek‘	2227-303	
Landschaftsschutzgebiet ‚Ammersbek‘	63.0	Ackerfläche Ammersbek
Landschaftsschutzgebiet ‚Ahrensfelde‘	12.0	-
Landschaftsschutzgebiet ‚Großhansdorf‘	5.0	-
Wasserschutzgebiet ‚Bargtheide‘, WSG-Zone III	4760	-
Trinkwassergewinnungsgebiet ‚Walddörfer Br. 23‘, Ebene 2	26	-
Trinkwassergewinnungsgebiet ‚Walddörfer Br. 22‘, Ebene 3	5	RB-Trasse Nord, RB-Trasse Süd, Wiese östl. Blockhaus, Gewerbegebiet Bogenstraße, Parkplatz Friedhof
Trinkwassergewinnungsgebiet ‚Großhansdorf Nord‘, Ebene 1	55	-
Trinkwassergewinnungsgebiet ‚Großhansdorf West-Ost‘, Ebene 1	56	-

Tabelle 6-2: Zusammenfassung der Schutzgüter im weiteren Umfeld des Untersuchungsgebietes.

Schutzgut / Name	Ident. Nr.
Landschaftsschutzgebiet ‚Klein Handsorf‘	31.0
Landschaftsschutzgebiet ‚Todendorf‘	53.0
Landschaftsschutzgebiet ‚Hoisdorf‘	42.0
Landschaftsschutzgebiet ‚Großhansdorf‘	5.0
Vogelschutzgebiet ‚NSG Hansdorfer Brook‘	2227-401
Naturschutzgebiet ‚Hansdorfer Brook‘	167.0
Naturschutzgebiet ‚Höltingbaum‘	183.0
FFH-Gebiet Kammolchgebiet Höltingbaum/Stellmoor‘	2327-301
FFH-Gebiet ‚Hansdorfer Brook mit Ammersbek‘	2227-301

FFH-Gebiet ‚Hamsdorfer Brook mit Ammersbek‘	2227-303
Landschaftsschutzgebiet ‚Ammersbek‘	63.0
Landschaftsschutzgebiet ‚Ahrensfelde‘	12.0
Landschaftsschutzgebiet ‚Großhansdorf‘	5.0

Eine rechtzeitige und kontinuierliche Abstimmung mit den zuständigen Behörden hinsichtlich potenzieller Konflikte mit den Schutzziele von vorliegenden Schutzgütern sowie möglicher benötigter Erlaubnisse ist als maßgeblich für die Genehmigungsfähigkeit zu erachten.

6.4 Archäologische Interessengebiete

Archäologische Interessengebiete (gem. § 12, Abs. 2) sind Bereiche, von denen bekannt ist oder zu vermuten ist, dass sich dort Kulturdenkmale befinden. Bei allen Vorhaben und Maßnahmen mit Erdarbeiten in diesen Bereichen ist daher eine frühzeitige Beteiligung des Archäologischen Landesamtes Schleswig-Holstein nach § 12 DSchG notwendig.

Die Vorzugsstandorte RB-Trasse, RB-Trasse südl. und Wiese östl. Blockhaus liegen in dem archäologischen Interessengebiet Nr. 17. Der Vorzugsstandort Kriegerdenkmal liegt in dem archäologischen Interessengebiet Nr. 6. Die Abbildung 15 zeigt die Vorzugsstandorte mit Hinblick auf die vorliegenden archäologischen Interessengebiete.

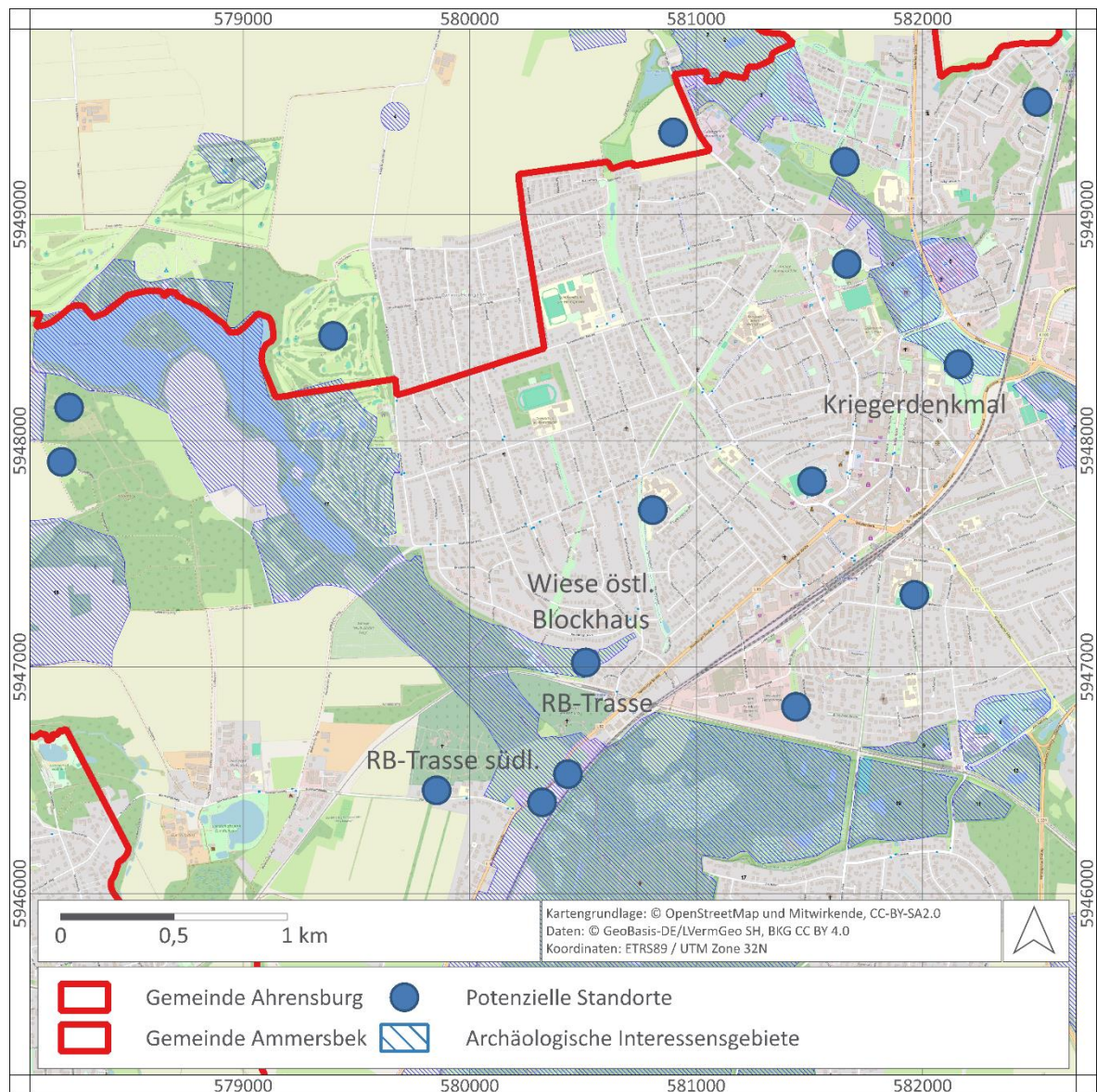


Abbildung 15: Vorzugsstandorte in archäologischen Interessensgebieten.

7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

Die Reevaluation seismischer Daten hat ein hydrothermales Potenzial für die Gemeinden Ahrensburg und Ammersbek erkennen lassen. Zwar sind die für diese Zwecke im Norddeutschen Becken häufig erschlossenen Nutzhorizonte (Rhät-Lias, Mittlerer Buntsandstein) am Standort sehr tief liegend, aber als potenzielles Reservoir für eine geothermische Nutzung kommt der Kalksandstein der Glinde-Formation des Eozäns in Betracht.

Dieses Gestein ist in Vergleichsbohrungen als porös und permeabel angesprochen worden und wurde dank der reprozessierten 2D-Seismik in der Region bei Ahrensburg in einer für die hydrothermale Geothermie geeigneten Tiefenlage gesehen. Die im Nordosten der Gemeinde Ahrensburg liegenden tiefreichenden Störungen schränken zwar die Standortsuche ein, betreffen aber insgesamt weniger als ein Drittel der Fläche der Gemeinde. Weitere tiefreichende Störungszonen innerhalb der Gemeinden Ahrensburg und Ammersbek sind derzeit nicht bekannt.

Für den Kalksandstein wurde auf Grundlage der vorliegenden Informationen Förderraten und Produktivitätsindizes ermittelt. Nach bisheriger Kenntnislage hat der Kalksandstein der Glinde-Formation das Potenzial als Reservoir zu dienen. Für die mögliche Förderrate im Untersuchungsgebiet wird nach Modellrechnung für den Kalksandstein 100 m³/h angenommen.

Allgemein gilt, dass hydraulische Parameter immer für jeden Standort separat bestimmt werden müssen. Letztendlich kann das nur durch Erkundungsbohrungen und damit verbundene Pumpversuche erreicht werden. Erkundungsbohrungen sollten dabei idealerweise so geplant und niedergebracht werden, dass sie im Falle einer Nichtfündigkeit später nachgenutzt werden können. Vor dem Niederbringen einer Erkundungsbohrung wäre eine Seismikkampagne ratsam. Dadurch können Tiefenlage, Mächtigkeit und Verbreitung des Eozän-Kalksandsteins genauer bestimmt werden. Auch können hierdurch noch unbekannte Störungszonen, falls vorhanden, erkannt und bewertet werden.

Kapitel 6.1 zeigt die notwendigen genehmigungsrechtlichen Schritte und die Machbarkeit eines geothermischen Projekts auf. Zusätzlich wird betont, dass der Umfang und Ablauf der Genehmigungsplanung in jedem Fall mit der zuständigen Bergbehörde frühzeitig abzustimmen ist, um Konflikte und Projektverzögerungen zu vermeiden. Schutzgebiete sind vor allem im südlichen Ahrensburg ausgewiesen. Vor allem Naturschutz- und FFH-Gebiete sollten bei der Standortsuche wegen der strengen Rechtslage als Ausschlusskriterium betrachtet werden. Große Teile von Ammersbek sind außerdem als Landschaftsschutzgebiet ausgewiesen. Arbeiten innerhalb von Landschaftsschutzgebieten unterliegen strengen Auflagen (siehe auch Abschnitt 6.3). Bestehende Konzessionen innerhalb des Untersuchungsgebiets bestehen derweil nicht.

Für die Ermittlung des Wärmeerzeugungspotenzials und der Wirtschaftlichkeit der Erschließung einer geothermischen Dublette wurde das geologische Analyse Vorprofil Stormarnplatz betrachtet. Die geologische Potenzialanalyse umfasst an dieser Stelle eine prognostizierte Fördertemperatur von 45 °C und 100 m³/h Fördervolumenstrom. Bei den vorliegenden Teufen ist das Herunterbringen beider Bohrungen vom selben Bohrplatz möglich, jedoch ist eine gezielte unterirdische Ablenkung der Bohrpfade notwendig, um einen thermischen Durchbruch von Injektion zu Produktion innerhalb der Nutzungsdauer ausschließen zu können. Für das Anlagenkonzept wird aufgrund von Erfahrungen mit vergleichbaren Referenzprojekten neben dem Thermalwassersystem eine dreistufig kaskadierte Ammoniak-Wärmepumpenanlage zur Temperaturerhöhung auf das Niveau des Fernwärmenetzvorlaufs angenommen. Die daraus entstehenden Anlagenparameter belaufen sich eine Nennwärmeleistung von 4,22 MW bei einem Wärmepumpen-COP von 4,28. Dies entspricht einer Wärmelieferungsmenge von 23,20 GWh/a bei einem elektrischen Energiebedarf von 6,82 GWh/a, unter der Annahme von 5500 jährlichen Vollbenutzungsstunden.

Die Indikativkostenanalyse der Bohrtechnik resultiert in Gesamtnettokosten von ca. 12,11 Mio. €, inklusive Bohrkosten der Dublette, Bohrplatzbau, Betreuung und Tiefpumpeneinbau sowie Ingenieursdienstleistungen. Für die Investitionskosten der Übertageanlage, bestehend aus Hochbau, Ingenieursdienstleistungen, Elektrotechnik, MSR-Technik, Fernwärmetechnik und Thermalwassertechnik, werden ca. 9,28 Millionen Euro netto veranschlagt.

Die Wirtschaftlichkeitskalkulation ergibt, unter den in Kapitel 5.5 festgehaltenen Parametern und Annahmen, dass der Neubau einer Geothermieranlage, durch die Förderungsfähigkeit nach Modul 2 der BEW, Wärmegestiegungskosten von 145 €/MWh bei 23 Jahren Amortisationszeit erreicht.

Zusammengefasst zeigt die Gegenüberstellung des prognostizierten Wärmeabsatzes nach Netzzusammenschluss von 39,1 GWh/a mit dem potenziellen Wärmelieferung der Dublette von 23,20 GWh/a, dass eine Geothermieranlage eine zentrale regenerative Wärmequelle für das Ahrensburger Fernwärmenetz darstellen kann. Die Grundlastfähigkeit der Anlage ermöglicht die Deckung eines Großteils des lokalen Wärmeabsatzes und kann, in Kombination mit weiteren Erzeugern zur Deckung von Spitzenlasten, die Wärmeversorgung zukünftig sicherstellen. Zudem sind die technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit des Unternehmens aufgezeigt, sofern die Wärmeabnahme wie betrachtet über einen Zusammenschluss der Netze erfolgt. Dies ist für die Wirtschaftlichkeit einer Geothermieranlage eine zentrale Voraussetzung.

Neben den schon erwähnten Empfehlungen über die Durchführung von Maßnahmen zur Verringerung der geologischen Unsicherheit und die frühzeitige und präventive Abstimmung mit zuständigen genehmigungsrelevanten Behörden über Restriktionen, Vorgaben und zu erbringende Leistungen für die Umsetzung dieser Maßnahmen, können weitere Schritte zur Präzisierung der Wirtschaftlichkeit vorgenommen werden. Dazu gehört zum einen die Validierung des potenziellen Standorts Stormarnplatz gegenüber operativen Anforderungen, Platzbedarfsanforderungen und Netzeinbindung. Zum anderen wird die Empfehlung der Durchführung einer vollständigen Machbarkeitsstudie gegeben. In diese können potenzielle Ergebnisse aus Fernwärmenetz-Transformationsplänen oder Seismiken eingehen und Ergebnisse durch geologische, bohrtechnische und energetische Modellierungen nachgeschärft werden. Potenziell kann der Förderaufruf „Explorationsinitiative Geothermie“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 17.11.2025 ebenso einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens haben und sollte zukünftig betrachtet werden.