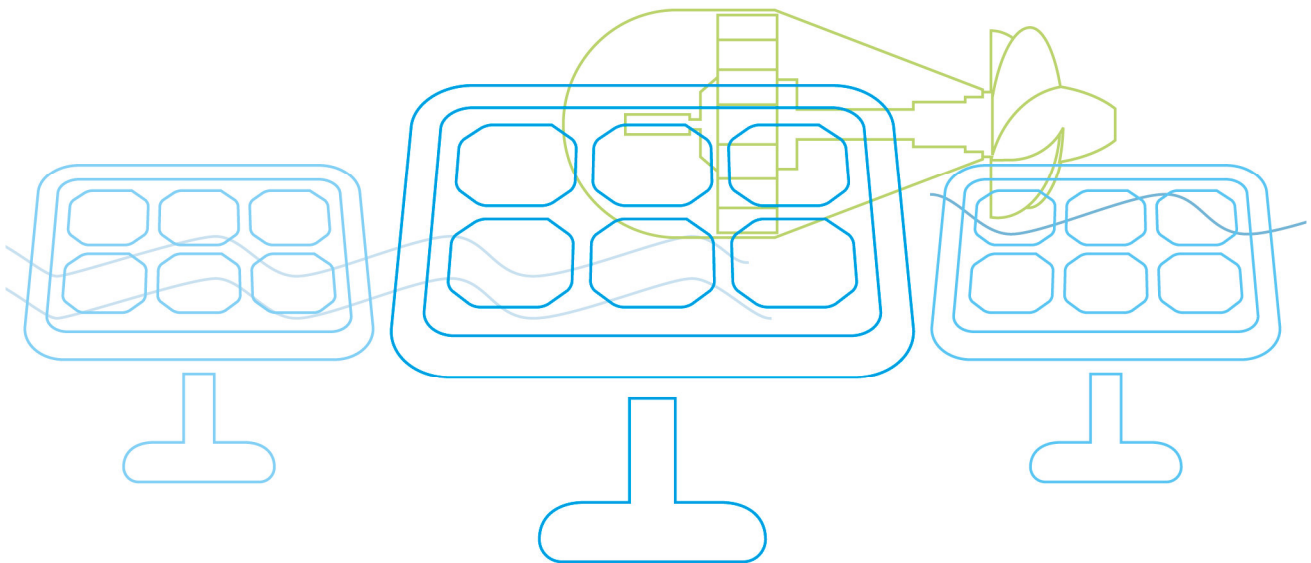




Nutzung des tiefen geothermischen Potentials ehemaliger Untertagebergbaue



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Nutzung des tiefen geothermischen Potentials ehemaliger Untertagebergbaue

Bergbaugeothermie

AutorInnen:

Porr Umwelttechnik GmbH:

Dr. Milena Bieg

Dipl.-Ing. Anita Angerer

Mag. Walter Martinelli

Mag. Stepan Hammer

Dipl.-Ing. (FH) Markus Bride

Ing. Marion Wittner

Geophysica Beratungsgesellschaft m.b.H.:

Dr. Darius Mottaghy

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	12
2.1	Aufgabenstellung	12
2.2	Geographische Lage des Projektgebietes	12
2.3	Derzeitige Energieversorgung	14
2.4	Historischer Abriss über den Bergbau Fohnsdorf	14
2.5	Einordnung in das Programm	16
2.6	Schwerpunkte des Projektes, Verwendete Methoden, Aufbau der Arbeit	18
3	Rechtliche Rahmenbedingungen	22
3.1	Wasserrechtsgesetz (WRG 1959) i.d.g.F.	22
3.2	Mineralrohstoffgesetz (MinroG), BGBl.I 1999/38 i.d.g.F.	22
3.3	Gewerbeordnung 1994, BGBl. 194 i.d.g.F.	23
3.4	Naturschutzrecht 1976, LGBl. Nr.65	23
4	Technische Grundlagen und Standortverhältnisse	25
4.1	Geologie, Stratigraphie und Tektonik	25
4.1.1	Geologie (Allgemein)	25
4.1.2	Stratigraphie- geologischer Aufbau des Beckens	27
4.1.3	Tektonik und Beckengeschichte	31
4.2	Hydrogeologische Standortverhältnisse	34
4.2.1	Grundwasser	34
4.2.2	Das Relief des grundwasserstauenden Untergrunds	36
4.2.3	Grundwasserverhältnisse im Bereich des Fohnsdorfer Bergwerks	37
4.2.4	Die chemisch-physikalische Beschaffenheit des Grund- bzw. Grubenwassers	39
4.3	Hydrologie	40
4.3.1	Niederschlag und Temperatur	40
4.3.2	Grundwasserneubildung	41
4.3.3	Oberflächengewässer	42
4.4	Bergbauliche Standortverhältnisse	42
4.5	Geothermie im Fohnsdorfer Becken	43
4.5.1	Allgemeines zur Erdwärmegewinnung	43
4.5.2	Grundlage der Erdwärmegewinnung aus stillgelegten Bergwerken	46
4.5.3	Bisherige Erfahrungen über die geothermische Nutzung stillgelegter Bergwerke	47
4.5.4	Beobachtungen im Bergbau Fohnsdorf	49
4.5.5	Wärmeanomalie im Raum Fohnsdorf	50
4.5.6	Berechnung des Geothermischen Potentials	51
5	Modellerstellung	53

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

5.1	Allgemeines	53
5.2	2D-Modell.....	54
5.2.1	Konzeptuelles, standortspezifisches 2D-Modell (KSM).....	54
5.2.2	Modellgebiet, Modellabgrenzung und Netzgenerierung.....	56
5.2.3	Randbedingungen	56
5.2.4	Strukturelle Modelleinheiten	58
5.2.5	Stationäre 2D-Modelle.....	60
5.2.6	Modellkalibration	61
5.2.7	Instationäres 2D-Modell	62
5.2.8	Sensitivitätsanalyse.....	64
5.3	3D-Modell.....	65
5.3.1	Konzeptuelles, standortspezifisches 3D-Modell (KSM).....	66
5.3.2	Modellgebiet, Modellabgrenzung und Netzgenerierung.....	67
5.3.3	Randbedingungen	68
5.3.4	Anfangsbedingungen	68
5.3.5	Modelleinheiten	69
5.3.6	Kalibrierung des 3D-Modells	69
5.4	Modellszenarien – Abschätzung des verfügbaren Energiepotentials und Entwicklung eines Energieversorgungskonzeptes.....	70
5.5	Parameterstudie 3D-Modell.....	72
5.5.1	Variation der Förderrate	72
5.5.2	Variation der Permeabilität des Stollensystems.....	74
5.5.3	Variation der Porosität des Stollensystems	75
5.5.4	Pauschalmodell.....	75
5.5.5	Einfluss des Bergwerkes	78
5.5.6	Vergleich Gabelhofen Thermal 1	78
5.5.7	Neue Position.....	80
5.6	Fazit Modellerstellung	81
6	Kosten-Nutzen Analyse (KNA)	82
6.1	Ökonomische Aspekte	82
6.2	Kosten-Nutzen Analyse 1 – Entnahmebrunnen 750 m	84
6.2.1	Investitionskosten 1	84
6.2.2	Betriebskosten 1	86
6.2.3	Amortisation der Investitionskosten 1	95
6.2.4	Zusammenfassung Kosten-Nutzen-Analyse 1	106
6.3	Kosten-Nutzen-Analyse 2 – Entnahmebrunnen 370 m	112
6.3.1	Investitionskosten 2	112
6.3.2	Betriebskosten 2	114
6.3.3	Amortisation Investitionskosten 2	116
6.3.4	Zusammenfassung Kosten-Nutzen-Analyse 2	120
6.4	Ökologische Aspekte.....	126

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

6.5	Primärenergieeinsatz	126
6.6	CO ₂ -Emissionsvergleich	129
6.7	Wahrscheinlichster Fall	130
6.8	„Best Case“	133
6.9	„Worst Case“	134
6.10	Fall Grubenwasseranlage und Solaranlage im Sommer	136
6.11	Zusammenfassung der ökologischen Aspekte	138
7	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	140
8	Ausblick und Empfehlungen	148
8.1	Kooperatives F&E- Projekt bzw. Leitprojekt (Neue Energien 2020)	148
Literaturverzeichnis		150
9	Anhang	154
9.1	KNA 1: Variante 1: 100% Energieertrag	154
9.1.1	Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre	154
9.2	KNA 1: Variante 1: 50% Energieertrag	155
9.2.1	Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre	155
9.3	KNA 1: Variante 2: 100% Energieertrag	156
9.3.1	Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien	156
9.3.2	Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre	157
9.4	KNA 1: Variante 2: 50% Energieertrag	158
9.4.1	Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien	158
9.4.2	Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre	159
9.5	KNA 1: Variante 3: 100% Energieertrag	160
9.5.1	Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien	160
9.5.2	Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre	161
9.6	KNA 1: Variante 3: 50% Energieertrag	162
9.6.1	Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien	162
9.6.2	Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre	163
9.7	KNA 2: Variante 1: 100% und 50% Energieertrag	164
9.7.1	Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre	164
9.8	KNA 2: Variante 2: 100% und 50% Energieertrag	165
9.8.1	Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien	165
9.8.2	Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre	166
9.9	KNA 2: Variante 3: 100% und 50% Energieertrag	167
9.9.1	Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien	167
9.9.2	Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre	168
10	Kontaktdaten	169

Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 1: Lage Fohnsdorf (Quelle: Google-Maps am 22.3.2012)	13
Abbildung 2: Höhen- und Reliefkarte (Quelle: GIS Steiermark am 10.5.2012).....	13
Abbildung 3: Lageskizze des Fohnsdorfer Kohlenrevier (nach Weber & Weiss, 1983).....	15
Abbildung 4: Position des Naturschutzgebietes NSG 41c (Pflanzen- und Vogelschutzgebiet).....	24
Abbildung 5: Position des Fohnsdorfer Beckens (vereinfacht nach Decker und Peresson 1996, Neubauer et al. 2000) im Kreuzpunkt von Mur-Mürz-Störung (MMF) und Pöls- Lavantaler-Störung (PLF) (in Sachsenhofer et al. 2003).....	25
Abbildung 6: Ausschnitt der geologischen Karte 1:50.000, Blatt 161 Knittelfeld	26
Abbildung 7: NW-SE Querschnitt durch das Fohnsdorfer Becken (nach Sachsenhofer et al. 2000a) .	27
Abbildung 8: Schematische, stratigraphische Aufbau des Fohnsdorfer Beckens (verändert nach Strauss et al. 2001).....	28
Abbildung 9: Schematische Darstellung der Ostalpen mit den wichtigen Störungssystemen und intramontanen Becken (Quelle: Strauss et al. 2001)	32
Abbildung 10: Schematische Darstellung der drei Hauptphasen der Evolution des Fohnsdorfer Beckens (Quelle: Strauss et al. 2001)	33
Abbildung 11: Wasserschutzgebiete im Raum Fohnsdorf	34
Abbildung 12: Darstellung der zeitlichen Entwicklung der Grundwasserstandsverhältnisse im Raum Fohnsdorf anhand der Brunnen Br.23992 in Aichdorf, Br.23972 in Fohnsdorf und Br.23952 in Hetzendorf	35
Abbildung 13: Reliefkarte der Tertiäroberkante (aus: Schmalzmeier 1996)	36
Abbildung 14: Mächtigkeit der Quartärsedimente (in Schmalzmeier 1996).....	37
Abbildung 15: Grundwasserschichtenplan Aichfeld-Murboden (in Schmalzmeier 1996)	38
Abbildung 16: Verteilung der mittleren Jahresniederschlagssumme der Steiermark (1971 bis 2000) .	40
Abbildung 17: Jahresmitteltemperatur der Steiermark für die Periode 1971-2000 (Quelle: GIS Steiermark)	41
Abbildung 18: Regionalisierung der Grundwasserneubildung (Quelle: Umweltbundesamt 2005)	42
Abbildung 19: Zwei typische Erdsonden-Konfigurationen.....	45
Abbildung 20: Schematische Darstellung des Wärme-/Wasserkreislaufs im Dublettensystem	45
Abbildung 21: Übersicht über die Temperaturanomalien im Raum Fohnsdorf (in Schmalzmeier 1996).	51
Abbildung 22: Konzeptuelles Modell mit unterschiedlichen strukturellen Zonen, Injektions- und Entnahmenbrunnen	55
Abbildung 23: Lageplan 2D-Modell	56
Abbildung 24: Das Gamma-Ray-Log der Bohrung Gabelhofen mit den abgeschätzten Volumenanteilen von Ton-,Kohle- und Sandstein, aus welchem wiederum die Bereiche der Wärmeleitfähigkeitswerte eingegrenzt werden können.....	59
Abbildung 25: Temperaturverteilung im Fohnsdorfer Becken aufgrund des konduktiven Wärmetransportes	60
Abbildung 26: Temperatursausbreitung im Fohnsdorfer Becken aufgrund des konduktiven und advektiven Wärmetransportes	61
Abbildung 27: Vergleich der gemessenen mit der gerechneten Temperatur im Bohrloch Gabelhofen. links: das wärmeleitende („HEAT“) Modell, rechts: gekoppeltes („HEAT und FLOW“) Modell.....	62

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Abbildung 28: Position der Entnahmen- und Reinjektionszelle im 2D-Modell	63
Abbildung 29: Links: Änderung der Temperatur an der Entnahmestelle im 2D-Modell, Rechts: Temperaturfeld nach 15 Jahren Dubletten-Betrieb	63
Abbildung 30: Temperaturabsenkung am Förderbrunnen in Abhängigkeit von Permeabilität in den Hohlräumen	64
Abbildung 31: Sensitivität der Fördertemperatur gegenüber der Porosität	65
Abbildung 32: Zeitlicher Temperaturverlauf in Abhängigkeit der Modellmächtigkeit	65
Abbildung 33: Querschnitt durch den Antoni und Karl-August-Schacht	66
Abbildung 34: 3D-Modellgebiet	67
Abbildung 35: N-S-Profil durch den Karl-August Schacht (nach Weber & Weiss 1983).....	68
Abbildung 36: Links: nur "HEAT", rechts: gekoppeltes Modell "HEAT und FLOW"	69
Abbildung 37: Konzept der geothermischen Anlage in der Fohnsdorfer Grube	70
Abbildung 38: Links: das Temperaturfeld des 3D-Modells mit einem Dublettensystem; Rechts: der Temperaturverlauf am Förderbrunnensumpf nach einem Dauerbetrieb vom 30 Jahren	71
Abbildung 39: Zeitliche Entwicklung des Grubenwasserpentials in Förder- und Injektionsbrunnenzellen	72
Abbildung 40: Langjähriger Temperaturverlauf an der Entnahmestelle je Förderrate	73
Abbildung 41: Absenkung des hydraulischen Potentials am Sumpf der Entnahmestelle je Förderrate	73
Abbildung 42: Wasseranstieg in der Modellzelle der Reinjektionsstelle je Injektionsrate.....	74
Abbildung 43: Sensitivität des Modells gegenüber der Permeabilität des Stollensystems.....	74
Abbildung 44: Auswirkung der Porosität des Stollensystems auf die Temperatur.....	75
Abbildung 45: Temperaturverlauf nach 30 Jahren im Sumpf des Förderbrunnens, wenn das Bergwerk als eine Zone im 3D-Modell betrachtet wird	76
Abbildung 46: Auswirkung der Permeabilität auf den Temperaturverlauf im pauschalen Modell.....	76
Abbildung 47: Absenkung des hydraulischen Potentials an der Modellzelle des Förderbrunnens in Abhängigkeit der Permeabilität im pauschalen Modell.....	77
Abbildung 48: Auswirkung der Förderrate auf den zeitlichen Temperaturverlauf (links) und auf die Absenkung des hydraulischen Potentials an der Förderzelle (rechts) im pauschalen 3D- Modell.....	77
Abbildung 49: Temperaturverlauf nach 30 Jahre (links) und das hydraulische Potential im Sumpf der Förderstelle (rechts) im 3D-Modell ohne Bergwerk	78
Abbildung 50: Temperaturverlauf in der Modellzelle während des Pumpversuches in der Bohrung Gabelhofen	79
Abbildung 51: Temperaturverlauf an der Entnahmestelle (Tiefe 380 m) nach 30 Jahre mit einer Reinjektionstemperatur von 10°C (blaue Linie) und 30°C (grüne Linie).....	80
Abbildung 52: Lageplan Bergbaugeothermie inkl. möglicher Verbraucher (Therme, Thermenhotel, Wohnbau in Fohnsdorf, ...).....	83
Abbildung 53: Anlagenschema Bergbaugeothermie Entnahme 750 m	84
Abbildung 54: Amortisation des Projektes je Szenario bei 100% Energieertrag und VPI = 3%	98
Abbildung 55: Amortisation des Projektes je Szenario bei 50 % Energieertrag und VPI = 3%	99
Abbildung 56: Amortisation des Projektes je Szenario bei Stromindex 2,5%, FW-Index 4,1% und 100% Energieertrag	101
Abbildung 57: Amortisation des Projektes je Szenario bei Stromindex 2,5%, FW-Index 4,1% und 50% Energieertrag	102

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Abbildung 58: Amortisation des Projektes je Szenario bei Stromindex 4,1%, FW-Index 2,5% und 100% Energieertrag	104
Abbildung 59: Amortisation des Projektes je Szenario bei Stromindex 4,1%, FW-Index 2,5% und 50% Energieertrag	105
Abbildung 60: Kosten einer kWh Wärme (Cent/kWh) gemäß Energieagentur Austria.....	106
Abbildung 61: Kostenvergleich Bergbaugeothermie mit Fernwärme je kWh Wärme	106
Abbildung 62: Zusammenfassung der Betriebskostensparnis bei mittlerem Energieertrag (75%) aus Geothermie je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario	109
Abbildung 63: Zusammenfassung der Betriebskostensparnis nach 10 Jahren je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag aus Geothermie	110
Abbildung 64: Zusammenfassung der Betriebskostensparnis nach 20 Jahren je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag aus Geothermie	111
Abbildung 65: Anlagenschema Bergbaugeothermie Entnahme 370 m	112
Abbildung 66: Amortisationsdauer bei 100% und 50 % Energieertrag und VP-Index = 3 % (Entnahmetiefe 370 m)	117
Abbildung 67: Amortisation des Projektes bei Stromindex 2,5%, FW-Index 4,1% sowie 50% und 100 % Energieertrag (Entnahmetiefe 370 m)	118
Abbildung 68: Amortisation des Projektes bei Strompreisindex 4,1%, FW-Index 2,5% und 100 % Energieertrag (Entnahmetiefe 370 m)	119
Abbildung 69: Kostenvergleich Bergbaugeothermie inkl. Variante „370m Entnahmetiefe +Solar“ mit Fernwärme je kWh Wärme	120
Abbildung 70: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar	123
Abbildung 71: Betriebskostensparnis nach 10 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar	124
Abbildung 72: Betriebskostensparnis nach 20 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar	125
Abbildung 73: CO ₂ - bzw. CO ₂ -Äquivalent Emissionen für das wahrscheinlichste Szenario nach 20 Jahren	132
Abbildung 74: Gesamter bzw. nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch (kWh) für das wahrscheinlichste Szenario in 20 Jahren	132
Abbildung 75: CO ₂ - bzw. CO ₂ -Äquivalent Emissionen für das „Best Case“ Szenario nach 20 Jahren	134
Abbildung 76: Gesamter bzw. nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch (kWh) für das „Best Case“ Szenario in 20 Jahren	134
Abbildung 77: CO ₂ - bzw. CO ₂ -Äquivalent Emissionen für das „Worst Case“ Szenario nach 20 Jahren	136
Abbildung 78: Gesamter bzw. nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch (kWh) für das „Worst Case“ Szenario in 20 Jahren	136
Abbildung 79: Kosten einer kWh Wärme aus Bergwerksgeothermie im Vergleich zu Fernwärme	143
Abbildung 80: Mögliche Betriebskostensparnis nach 10 Jahren bei 75 % Energieertrag (= 6.570 Betriebsstunden der Wärmepumpen) aus Geothermie	145
Abbildung 81: Zusammenfassung der ökologischen und ökonomischen Betrachtungen	147

Tabellenverzeichnis:

Tabelle 1: Zusammenfassung der Umsetzung der Programmziele im Projekt „Bergbaugeothermie“..	17
Tabelle 2: Lithostratigraphische Unterteilung des tertiären Fohnsdorfer Beckens	27
Tabelle 3: Chemische Analyse des eindringenden Wasser (nach Zetinig 1993).....	39
Tabelle 4: Einige bisherige geothermische Anlagen (Quelle: Grubenarchäologische Gesellschaft (GAG), Dr. Thomas Krassmann 15. Okt. 2004).....	49
Tabelle 5: Berechnung des geothermischen Potentials	52
Tabelle 6: Anfangs- und Randbedingungen für das Wärmetransportmodell	57
Tabelle 7: Anfangs- und Randbedingungen des gekoppelten 2D-Modells	57
Tabelle 8: Angenommene Werte für die Modelleinheiten	60
Tabelle 9: Berechnete Absenkung nach dem Pumpversuch in der Bohrung Gabelhofen je Permeabilität des Glimmerschieferkomplexes.....	79
Tabelle 10: Investitionskostenschätzung 1 für die Errichtung der Geothermieranlage (Entnahmetiefe 750 m)	85
Tabelle 11: Wärmeertrag und Betriebskosten 1 „Wahrscheinlichster Fall“	90
Tabelle 12: Wärmeertrag und Betriebskosten 1 „Best Case“	92
Tabelle 13: Wärmeertrag und Betriebskosten 1 „Worst Case“	94
Tabelle 14: Diskontierungsfaktor je Betriebsjahr für den Basiszinssatz von 3% und 0,38%	95
Tabelle 15: Jährliche Betriebskosten bzw. Ersparnis je Szenario bei 100 % Energieertrag	97
Tabelle 16: Jährliche Betriebskosten bzw. Ersparnis je Szenario bei 50 % Energieertrag	99
Tabelle 17: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechn. und Szenario bei 100% Energieertrag (Entnahmetiefe 750 m).....	108
Tabelle 18: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 50% Energieertrag (Entnahmetiefe 750 m)...	108
Tabelle 19: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag (Entnahmetiefe 750 m)...	109
Tabelle 20: Betriebskostensparnis nach 10 Jahren durch Geothermie statt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag.....	110
Tabelle 21: Betriebskostensparnis nach 20 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag.....	111
Tabelle 22: Investitionskostenschätzung 2 für die Errichtung der Geothermieranlage (Entnahmetiefe 370 m) inkl. Solaranlage	113
Tabelle 23: Vergleich der Kostenschätzungen für die tiefere und seichtere Variante der Bergbaugeothermieranlage.....	114
Tabelle 24: Wärmeertrag und Betriebskosten 2 „Wahrscheinlichster Fall“	115
Tabelle 25: Jährliche Betriebskosten bzw. Ersparnis im wahrscheinlichsten Fall bei 100 % und 50 % Energieertrag (Geothermieranlage inkl. Solar)	116
Tabelle 26: Zusammenfassung der Amortisationsdauer für Entnahmetiefe 750 m sowie Entnahmetiefe 370 m bei VPI = 3 % (Energieertrag 50% und 100%)	117
Tabelle 27: Zusammenfassung der Amortisationsdauer für SPI 2,5%, FWI 4,2%, 50 % und 100% Energieertrag für Entnahmetiefe 370 m sowie 750 m	118
Tabelle 28: Zusammenfassung der Amortisationsdauer für SPI 4,1%, FWI 2,5%, 50 und 100% Energieertrag für Entnahmetiefe 370 m sowie 750 m	119

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 29: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 100% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar.....	122
Tabelle 30: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 50% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar.....	122
Tabelle 31: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar.....	123
Tabelle 32: Betriebskostensparnis nach 10 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar	124
Tabelle 33: Betriebskostensparnis nach 20 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar	125
Tabelle 34: Ausgewählte Primärenergiefaktoren (nach österr. GEMIS 4.3) (Quelle: Pölz 2010).....	128
Tabelle 35: Ausgewählte direkte Emissionsfaktoren (lt. OLI) und Gesamt-(LCA)-Emissionsfaktoren (nach österr. GEMIS 4.3) (Quelle: Pölz 2010).....	130
Tabelle 36: Berechnung des Primärenergieeinsatzes und der Treibhausemissionen für den wahrscheinlichsten Fall.....	131
Tabelle 37: Berechnung des Primärenergieeinsatzes und der Treibhausemissionen für den „Best Case“	133
Tabelle 38: Berechnung des Primärenergieeinsatzes und der Treibhausemissionen für den „Worst Case“	135
Tabelle 39: Berechnung des Primärenergieeinsatzes und der Treibhausemissionen für den Fall Grubenwassergeothermieranlage mit elektrischen WP und Solaranlage	137
Tabelle 40: Zusammenfassung der ökologischen Auswirkungen der einzelnen Versorgungssysteme und Szenarien	139
Tabelle 41: Zusammenfassung Betriebsszenarien Bergwerksgeothermie	142
Tabelle 42: Investitionskostenschätzung für die tiefere und seichtere Bergbaugeothermieranlage	143
Tabelle 43: Zusammenfassung Betriebskosteneinsparungspotential je Ausführungsvariante und Energiepreisentwicklung innerhalb der nächsten 10 Jahre	144
Tabelle 44: Zusammenfassung Amortisationsdauer bei Fernwärmepreissteigerung (FWI=4,1%) als Strompreiserhöhung (SPI=2,5%).....	145

2 Einleitung

2.1 Aufgabenstellung

Am Beispiel der ehemaligen Bergbaugemeinde Fohnsdorf in der Steiermark werden die Möglichkeiten zur Nutzung eines ehemaligen Kohlereviers zur Gewinnung grundlastfähiger geothermischer Energie sowie die Regeneration dieses Speichers mittels Solarthermie geprüft.

Im Rahmen des Projektes Bergbaugeothermie werden neben den lokalen Randbedingungen für ein mögliches Pilotprojekt vor allem die hydraulischen und geologischen Einflüsse untersucht. Auf dieser Basis kann danach die technische Umsetzung (Ausführung eines Pilot- bzw. Leitprojekts) erfolgen.

Anhand von numerischen Modellberechnungen und Kosten-Nutzen-Berechnungen soll überprüft werden, ob die Erdwärmegewinnung im ehemaligen Fohnsdorfer Kohlerevier wirtschaftlich rentabel und umweltfreundlich ist, sodass es für Nahwärmeversorgung der Wohn-/ Gewerbegebiete im Raum Fohnsdorf genutzt und somit eine nachhaltige Energieversorgung gewährleistet werden könnte.

Das Pilotprojekt in Fohnsdorf soll die geothermische Nutzung diverser ehemaliger Untertagebergbaue in ganz Österreich initialisieren.

2.2 Geographische Lage des Projektgebietes

Fohnsdorf ist eine im Bezirk Murtal gelegene Gemeinde in der Steiermark mit 7.900 Einwohnern (Quelle: Statistik Austria, Stand 1. Jänner 2012).

Fohnsdorf liegt ca. 5 km nördlich von Judenburg im Fohnsdorfer Becken, das in der Region Oberes Murtal/Aichfeld gelegen ist. Im Gemeindegebiet befinden sich weitere vier Täler (der Kumpitzer Graben, der Dietersdorfer Graben, der Rattenberger Graben und der Fohnsdorfer Graben). In allen Gräben entspringen Bäche, die in den Pölsbach, das größte fließende Gewässer im Gemeindegebiet, fließen, welcher bei Zeltweg in die Mur mündet.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

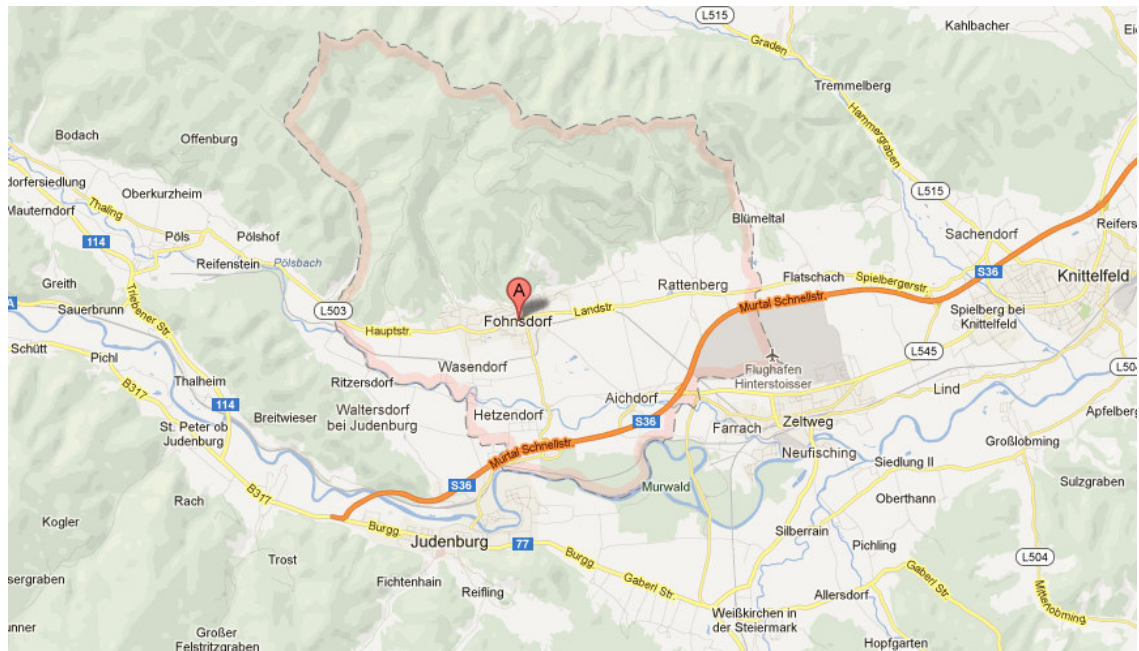


Abbildung 1: Lage Fohnsdorf (Quelle: Google-Maps am 22.3.2012)

Das gegenständliche Projektsgelände, der ehemalige Fohnsdorfer Bergbau, liegt auf ca. 700 m ü. A. (siehe Höhen- & Reliefkarte der GIS Steiermark).

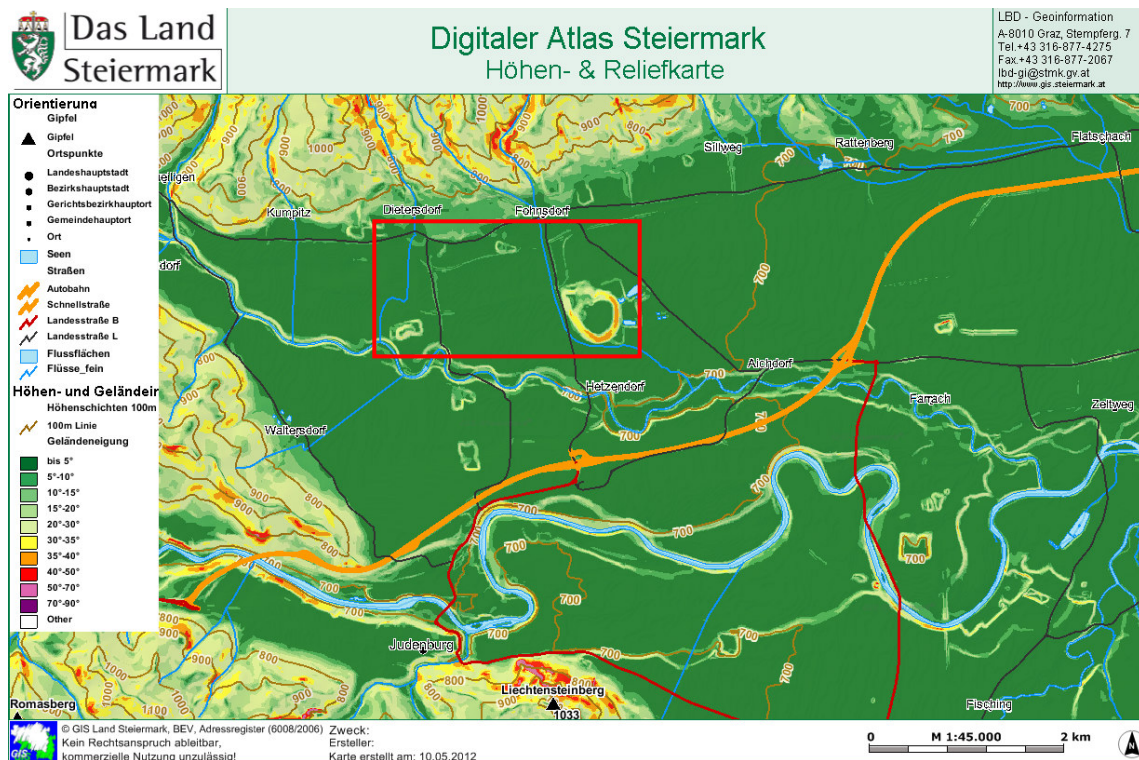


Abbildung 2: Höhen- und Reliefkarte (Quelle: GIS Steiermark am 10.5.2012)

2.3 Derzeitige Energieversorgung

Rund 420 Haushalte und 100 Gewerbeobjekte aus der Fohnsdorfer Region sind an das Fernwärmenetz der Stadtwerke Judenburg angeschlossen. Zu Projektbeginn erfolgte die Energiebereitstellung durch 6 Heizkraftwerke mit 10,2 MW thermischer Anschlussleistung bzw. ca. 5 MW Nennwärmeleistung, die mit Heizkesseln und Gas- bzw. Öl-Gebläsebrennern ausgestattet sind (Quelle: www.stadtwerke.co.at, Zugriff am 18.10.2010).

Die Zellstoff Pöls AG errichtete 2011 eine Anlage zur Abwärmenutzung und Fernwärmeversorgung in Pöls. 15.000 Haushalte aus dem Großraum Judenburg, Fohnsdorf und Zeltweg werden seit Fertigstellung über ein 18 km langes Fernwärmenetz mit Fernwärme versorgt. Die Energieversorgung pro Jahr wird 84.000 MWh betragen (Quelle: <http://www.zellstoff-poels.at/news/> Zugriff am 5.3.2012).

2.4 Historischer Abriss über den Bergbau Fohnsdorf

Die Geschichte des Bergbaues in Fohnsdorf reicht in das Jahr 1670 zurück. Ursprünglich im Fürst Schwarzenbergschen Besitz zur Gewinnung von Alaun erlebte der Bergbau wechselhafte Zeiten. Im Jahr 1881 kaufte die Österreichische Alpine-Montangesellschaft den Bergbau. Nunmehr gelangte der schon lange bestehende Plan der weiteren Erschließung des Kohlefeldes durch zwei neue Förderschächte zur Ausführung. 1882 wurde mit dem Abteufen des Karl-August-Schachtes und 1884 mit dem Abteufen des Wodzicki-Schachtes begonnen (Weber & Weiss 1983). Mit der Erschließung der beiden großen Schachtanlagen - Wodzicki und Karl-August; entstand durch den Zusammenschluss mit den schon vorhandenen Schürfstellen ein Großbetrieb „Bergbau Fohnsdorf“ (siehe Abbildung 3 Lageskizze des Fohnsdorfer Kohlerevier (nach Weber & Weiss 1983)). Durch diese Neuentwicklung gewann der Bergbau Fohnsdorf an Bedeutung und wurde zum größten Bergwerksbetrieb Österreichs.

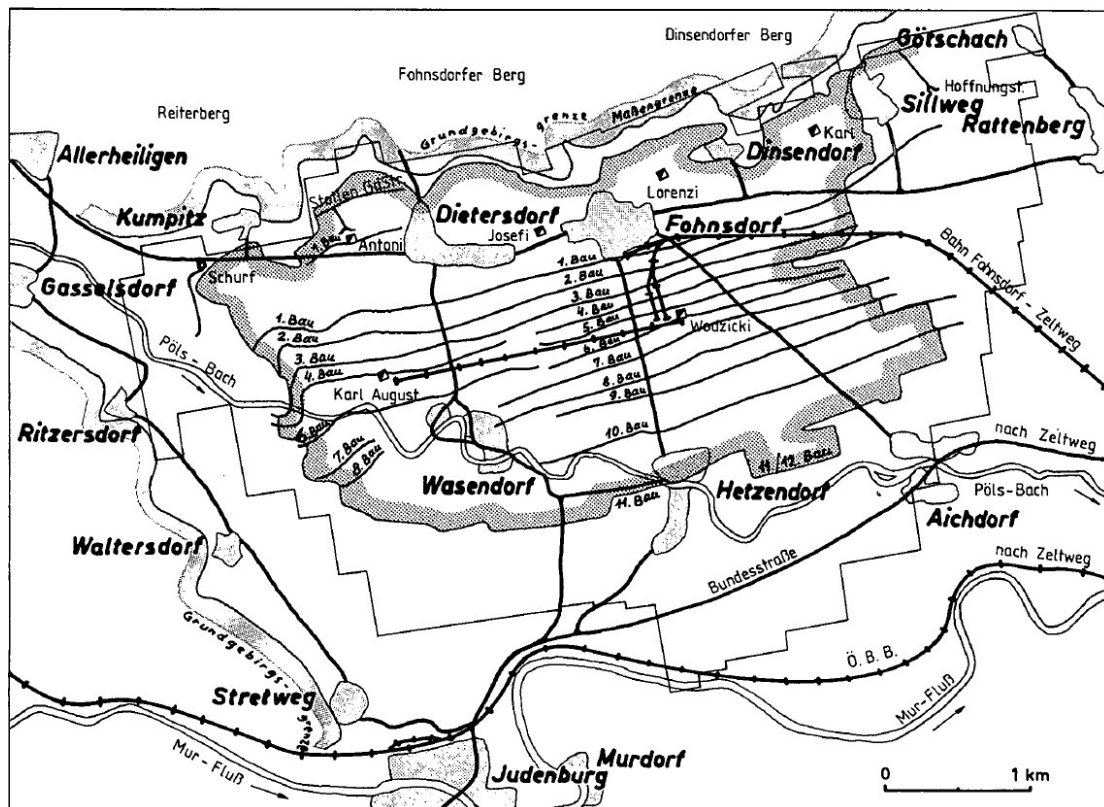


Abbildung 3: Lageskizze des Fohnsdorfer Kohlenrevier (nach Weber & Weiss, 1983)

Die Fohnsdorfer „Kohlenmulde“ hatte eine Ausdehnung von 30 Quadratkilometern. In Fohnsdorf wurde tertiäre „Glanzkohle“, eine dem Heizwert der Steinkohle sehr ähnliche Braunkohle, abgebaut. Der Glanzkohleabbau Fohnsdorf war 1887 mit 1.130 m unter Gelände der tiefste Braunkohlebergbau der Welt. Am Höhepunkt der Kohleförderung arbeiteten etwa 2.000 Bergleute im Fohnsdorfer Bergbau (<http://www.knappschaftsverein.at/wb/wb/pages/ortsgeschichte.php>, Zugriff in Juni 2012).

Schwierige bergmännische Gegebenheiten herrschten im Untertagebergbau: Die Bergarbeiter kämpften dabei nicht nur mit hoher Methangaskonzentration, Staub- und Brandgefahr, sondern auch mit extremer Temperatur, die sich ab der 11. Sohle in 985 m Teufe trotz besonderer Bewetterung nicht unter 30°C drücken ließ.

Die erfolgreiche Bergbautradition endete mit der Schließung im Jahre 1978. Die Ursachen für die Schließung waren zum einen die damalige Gesamtkrise des Kohlebergbaus und hier im Besonderen die ungünstigen und damit kostenintensiven Rahmenbedingungen. Mit Beendigung des Bergbaubetriebes wurden der überwiegende Teil der Gebäude Übertag geschliffen und alle Schächte vollständig mit standfestem Füllgut verschlossen (Dauner 1985). Die kumulierte Förderung über den Zeitraum von 1841 bis 1978 erreichte 47,9 Mio. t Glanzkohle (Dauner 1985).

Die Zwillings-Tandem-Fördermaschine sowie das 47 m hohe Fördergerüst blieben als technikgeschichtliche Denkmäler für nächste Generationen erhalten und wurden im April 1983 an das erste Österreichische Kohlebergbaumuseum übergeben (<http://www.knappschaftsverein.at/wb/wb/pages/ortsgeschichte.php>, Zugriff in Juni 2012).

2.5 Einordnung in das Programm

Das Projekt „Bergbaugeothermie“ behandelt prioritär:

Themenfeld: Erneuerbare Energieträger

Subthemenfeld: Sonstige erneuerbare Energieträger und Umwandlungstechnologie

Begründung: Die Geothermie ist eine erneuerbare Energiequelle, die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen (wie z.B. Sonne, Wind) **grundlastfähig** ist.

Die Erdwärmesonde mit Wärmepumpe ist heute eine etablierte Technologie für Heiz- und Kühlzwecke im Wohn- und Bürogebäudebau. Bisher ungenutzte Potentiale bestehen in der Erschließung von Erdwärme aus tiefen Lagerstätten (ab 400 m).

Die Erdwärmegewinnung aus stillgelegten Bergwerken ist ein Teil der tiefen Geothermie. In dicht besiedelten ehemaligen Bergbauregionen können die in gefluteten Grubengebäuden vorhandenen Warmwasserreservoirs eine **wichtige Alternative bei der regionalen (dezentralen) Energieversorgung** darstellen. Die Erschließung geothermischer Energie aus aufgelassenen Bergwerken kann einen wesentlichen Beitrag zum Niedertemperatur-Energiemarkt leisten. Nach groben Schätzungen kann sie bis zu 50 % der tatsächlichen Nachfrage an fossilen Energien für Heizung und Klimaanlage in Mittel- und Westeuropa ersetzen (Rosner et al. 2008). Um die Nutzungsmöglichkeiten des tiefen, geothermischen Potentials im ehemaligen Fohnsdorfer Kohlerevier für eine Erdwärmegewinnung zu untersuchen, werden Modellrechnungen durchgeführt. Zur vollständigen Beurteilung der Erdwärmegewinnung aus stillgelegten Bergwerken wird auch **die ökologische-wirtschaftliche Effizienz** (in Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent pro Jahr) dieser Erdwärmegewinnung ermittelt.

Das gegenständliche Projekt liefert weiters Beiträge zu

Themenfeld: Smart Energy Forschung und Entwicklung

Subthemenfeld: Smart Grids-Modellregionen

Um eine ökologische und wirtschaftliche Energieversorgung für die Bergbaufolgerregion Fohnsdorf aufzubauen, werden im Rahmen des Projektes „Bergbaugeothermie“ die Möglichkeiten zur Nutzung aufgegebener Bergwerke zur Gewinnung und Speicherung geothermischer Energie überprüft. Das Projekt wird die Gemeinde bei der Entwicklung und Umsetzung konkreter, sowohl nachhaltiger als auch energieeffizienter Strategien unterstützen. Die nachhaltige Nutzung von Untertagebergbauen der „Vergangenheit“ soll hier mit einem innovativen und ebenso nachhaltigen Energiekonzept der „Zukunft“ kombiniert werden. Für die Bewohner soll das Potential einer Energiestrategie, bestehend aus Energieeffizienz und der Nutzung von regenerativen Energien, demonstriert werden. Somit

wird das Projekt „Bergbaugeothermie“ als Grundlage für die Entwicklung von Smart Grids - Konzepten sowie für die Umsetzung von Smart Energie Lösungen dienen.

Mit dem vorliegenden Projekt werden alle Programmziele angesprochen (siehe Tabelle 1)

**Tabelle 1: Zusammenfassung der Umsetzung der Programmziele im Projekt
„Bergbaugeothermie“**

PROGRAMMZIELE	UMSETZUNG DER PROGRAMMZIELE IM PROJEKT „BERGBAUGEOTHERMIE“
ENERGIE-STRATEGISCHE ZIELE	
Nachhaltigkeit: ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft	⇒ Simulation der geothermischen Nutzung von aufgelassenen Bergwerken für die nächsten 30 Jahre zeigt die Dauerhaftigkeit dieser Energieform.
Reduktion der Importabhängigkeit bei Energieträgern	⇒ Nutzung von Geothermie = Ersatz für importierte, fossile Energieträger
Aufbau und Sicherung langfristig klimaschützender Raum- und Wirtschaftsstrukturen	⇒ Geothermie = erneuerbare Energie = klimaschützende Energiewirtschaft
Verbesserung des Wissens über langfristige Entwicklungen, ihre Kosten und Wirkungen	⇒ Kosten-Nutzen-Analysen werden das langfristige ökonomische Entwicklungspotenzial der Geothermie darstellen.
SYSTEMBEZOGENE ZIELE	
Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger	⇒ Erschließung von unterirdischen Warmwasserspeichern
Verbesserung der Umwandlungseffizienz	⇒ Einsatz von effizienten Wärmepumpen auf dem Stand der Technik
Herstellung einer Optionenvielfalt bei Technologien und Energieträgern	⇒ Nutzung von stillgelegten Untertagebergbauen = neuer Bereich in der Tiefengeothermie
Multiplizierbarkeit, Hebel- und Signalwirkung	⇒ 216 außer Betrieb stehende, im Bergbuch eingetragene ehemalige Bergbaue in Ö
(Kosten-)Effizienz der Treibhausgas-Reduktion	⇒ Kosten-Nutzen-Analysen werden das langfristige ökonomische Entwicklungspotenzial der Geothermie darstellen.
TECHNOLOGIE-STRATEGISCHE ZIELE	
Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils im Energiesystem	⇒ Nutzung von Geothermie = Ersatz für importierte, fossile Energieträger
Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit durch verbesserte Ressourceneffizienz	⇒ Nutzung von Geothermie = Unabhängigkeit von steigenden Preisen für fossile Energieträger, geringere Energiekosten dauerhaft gesichert
Stärkung der Technologie- und Klimakompetenz österreichischer Unternehmen	⇒ Entwicklung und Umsetzung einer erneuerbaren Energiesparte in Österreich
Generierung von Sekundärnutzen bzw. Spin-offs durch eine Technologie	⇒ Durch Projekt Bergbaugeothermie wird nicht nur die geothermische Nutzung, sondern auch die des Untergrundes als Wärmespeicher erforscht.

Im Rahmen des Projektes „Bergbaugeothermie“ soll die Möglichkeit zur Nutzung des ehemaligen Untertagebergbaues am Modellstandort Fohnsdorf für eine Erdwärmegewinnung geprüft werden. Auf diese Weise werden neue Alternativen zur **Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger** erforscht und somit wird der Anteil dieser Ressourcen steigen. Die Nutzung des tiefen, geothermischen Potentials aus den stillgelegten Bergwerken ist ein **Beitrag** zur Erreichung des ambitionierten Zieles Europas – 80 % **Reduktion von CO₂-Emissionen** bis 2050. Gleichzeitig ergeben sich neue Möglichkeiten für **die Stärkung der Technologiekompetenz** und **Verbesserung des Wissens** für österreichische Unternehmen.

Die Wärmeversorgung, die in Fohnsdorf bisher überwiegend durch Erdgas und Erdöl erfolgt, kann durch umweltfreundliche Erdwärme gedeckt werden. Erdwärme ist eine erneuerbare und nachhaltige Energie, die von der Versorgung mit fossilen Brennstoffen unabhängig macht und - da sie direkt vor Ort gewonnen wird - zusätzlich CO₂-Emissionen einspart.

Synergie (Nachnutzung von bestehenden Bohrungen, stillgelegten bergbaulichen Anlagen, etc.) ist der Schlüssel zu einer Energieversorgung in Richtung Nachhaltigkeit. Mit dem Ausbau der Erdwärme aus dem ehemaligen Fohnsdorfer Kohlerevier kann ein Meilenstein in Sachen umweltfreundliche Energieversorgung gesetzt werden und somit ein weiterer Schritt in Richtung energieautarke Region gemacht werden. Die **Abhängigkeit von Erdöl- und Erdgasimporten wird reduziert** und der **Anteil an grundlastfähiger, erneuerbarer Energie wird steigen**. Die regionalen Energieressourcen werden genutzt und damit wird wiederum die Region durch die entstehende regionale Wertschöpfungskette gefördert. Die Umweltfreundlichkeit der Erdwärme ist beispielhaft: **Reduktion der CO₂-Emissionen und des Verbrauchs fossiler Energieträger**. Die Erdwärmennutzung aus den aufgelassenen Bergwerken kann somit einen wesentlichen **Beitrag zum Klimaschutz und zu einer nachhaltigen Energieversorgung** leisten.

2.6 Schwerpunkte des Projektes, Verwendete Methoden, Aufbau der Arbeit

Die Hauptziele des Projektes „Bergbaugeothermie“ sind:

- ⇒ Erläuterung der Standortverhältnisse
- ⇒ Modellerstellung
- ⇒ Berechnung mehrerer Modellszenarien inkl. Kosten-Nutzen Analyse
- ⇒ Zusammenfassung der Ergebnisse

Zur Verfolgung der oben genannten Ziele wurden folgende Ansätze verwendet:

a) Entwicklung eines konzeptuellen, standortspezifischen Modells (KSM)

Grubenwasserprojekte sind technisch komplexe Projekte, die vor der Realisierung gründlich geprüft werden müssen. Eine Entscheidung über die optimale Vorgehensweise bei der

Erdwärmegewinnung aus stillgelegten Bergwerken kann nur anhand einer sorgfältigen Analyse des Grubenbildes (Bergbau-Geschichte, Grubenwassertemperatur und -Chemie, Zugänglichkeit von Grubenwasser über bestehende Schächte) in Verbindung mit der geologischen Struktur und den regionalen Bedingungen (Nähe der Nutzer, rechtliche Bedingungen, usw.) getroffen werden.

Deswegen wurden am Anfang des Projektes „Bergbaugeothermie“ die bergbaulichen, hydrogeologischen, geothermischen, hydrochemischen Daten sowie die technischen und rechtlichen Rand- und Rahmenbedingungen für eine Nutzung der Erdwärme im Fohnsdorfer Kohlerevier aus Literatur- und Internetquellen sowie aus Karten erhoben. Diese Informationen helfen, die möglichen Förder- und Infiltrationsstellen für das Grubenwasser zu bestimmen und ermöglichen, die Lage des Reservoirs, sowie Wassertemperatur und Chemie abzuschätzen. Auf dieser Basis wurde ein konzeptuelles, standortspezifisches Modell (KSM) erstellt, das die Grundlage für die Modellberechnungen bildet.

Das konzeptuelle Modell ist eines der wichtigsten Planungsmittel, das u. a. den Entscheidungsprozess für die Erdwärmegewinnung aus stillgelegten Bergwerken unterstützt. Das KSM organisiert die verfügbaren Informationen über einen Standort in einer klaren und transparenten Struktur und ermöglicht somit ein besseres Verständnis der Eigenschaften des Standortes.

In Österreich sind neben den bergbaulichen und technischen Voraussetzungen für die Umsetzung eines solchen Projektes vor allem auch die genehmigungsrechtlichen Aspekte zu berücksichtigen. Deswegen wurden auch die genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen für die Nutzung der Erdwärme im aufgelassenen Bergwerk geklärt.

b) numerische Simulationen bzw. Modellierung der Eignung des Standortes zur Erdwärmegewinnung

Der Einsatz numerischer Simulationsverfahren zur Planung und Durchführung geothermischer Projekte ist heute Stand der Technik. Diese ermöglichen eine sehr gute Prognose der aktuellen und zukünftigen hydraulischen und thermischen Verhältnisse des Untertagesystems. Diese Information ist der Schlüssel zum Verständnis des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems und zur langfristigen Gewährleistung der Erdwärmegewinnung.

Am Beispiel des Fohnsdorfer Kohlereviers wurden Untersuchungen mit einem numerischen Simulationsmodell als erste Abschätzung des verfügbaren Energiepotentials durchgeführt. Für das stillgelegte Bergwerk in Fohnsdorf wurden verschiedene Betriebsweisen bzw. Szenarien simuliert, nur so konnte ein an das Reservoir angepasstes Energieversorgungskonzept ermittelt werden. Anhand der Modellrechnungen wurde das Langzeitverhalten der Temperaturen in der Förderbohrung bzw. die potentielle Abkühlung des Systems prognostiziert. Die numerische Simulation wurde so angelegt, dass kritische thermische Kurzschlüsse zwischen dem Reinfiltrationsbrunnen und dem Förderbrunnen vermieden wurden. Die Regeneration des Warmwasserspeichers mittels einer Solaranlage

wurde ebenfalls vorgesehen, falls das geothermische Potential am Standort nicht ausreichend sein sollte.

Für die Modellrechnungen wurde die Software SHEMAT (Clauser 2003) eingesetzt. Mit diesem Werkzeug können auf einem drei- bzw. zwei-dimensionalen Finite-Differenzen-Gitter Strömung, Wärme- und Stofftransport, sowie chemische Reaktionen berechnet werden. Das Softwarewerkzeug wurde schon für die Ermittlung der Erdwärmegewinnung im Aachener Kohlerevier (Clauser et al. 2005) und im Bergwerk Auguste Viktoria (Farwick et al. 2010) eingesetzt.

c) Kosten-Nutzen Analyse

Anhand der Simulationsrechnungen wurde bewiesen, dass eine Erdwärmegewinnung aus dem aufgelassenen Bergwerk am Standort Fohnsdorf technisch möglich ist. Um sicherzustellen, dass die Erdwärmegewinnung auch wirtschaftlich sinnvoll und umweltfreundlich ist, wurden wirtschaftliche und ökologische Betrachtungen mittels einer Kosten-Nutzen Analyse durchgeführt. Die Kosten und der Nutzen der vorgesehenen Energieversorgung wurden jener der konventionellen Energieversorgung gegenübergestellt. Auf diese Weise konnten die verschiedenen Energieversorgungskonzepte verglichen und das wirtschaftlichste und umweltfreundlichste Energiekonzept ermittelt werden.

Die ökologischen Vorteile wurden als Reduktion der äquivalenten CO₂-Emissionen in t/a und des Verbrauchs von konventionellen Brennstoffen (des Einsatzes an Primärenergieträger) in t/a bestimmt.

Zuerst wurde eine Primärenergiebilanz der Varianten bezüglich des Energieverbrauchs (kWh/a) für die Wärmegewinnung ermittelt. Aus dem Energieverbrauch wurden über die spezifischen CO₂- und CO₂-Äquivalent-Emissionen (gCO₂/kWh) die Gesamtemissionen (tCO₂ bzw. tCO₂-Äquiv./a) berechnet. Als nächstes wurden die Kosten für die Errichtung der geothermischen Anlage und der Solaranlage sowie für den Betrieb der Energieversorgung für die Wohn-/Gewerbegebiete in der ehemaligen Bergbauregion Fohnsdorf ermittelt. Aus den Investitionskosten und Betriebskosten (Wartungs-, Aufbereitungs-, Personal- und Stromkosten) wurden die Jahresgesamtkosten und die Rentabilität bestimmt. Abschließend wurden vergleichende Betrachtungen der Kosten und Umweltauswirkungen unter Berücksichtigung verschiedener Energieträger (Gas, Fernwärme) durchgeführt.

d) Verbreitung der Ergebnisse

Damit die Öffentlichkeit bzw. die Bewohner und Gewerbebetriebe in Fohnsdorf und der Umgebung vom gegenständlichen Projekt profitieren können, wurden die Projektergebnisse vor Ort präsentiert und die Vorgehensweise bei einer Umsetzung des Projekts erläutert.

Folgende Maßnahmen zur Verbreitung der Ergebnisse wurden umgesetzt:

- Präsentation der Ergebnisse in den Gremien der Gemeinde Fohnsdorf
- Präsentation der Ergebnisse vor einem potentiellen Interessenten
- Verbreitung der Ergebnisse über verschiedene Medien (Presse, Internet) national und international
- Abschlussbericht und öffentlicher Projektreport in einschlägigen Fachmedien

Das Projekt wurde in folgenden vier Arbeitspaketen abgearbeitet:

Arbeitspaket 1 „Entwicklung eines konzeptuellen, standortspezifischen Modells“

umfasst die Klärung der bergbaulichen, hydrogeologischen, geothermischen, hydrochemischen sowie technischen und rechtlichen Rand- und Rahmenbedingungen für eine Nutzung der Erdwärme im Fohnsdorfer Kohlrevier. Anhand dessen wird ein konzeptuelles, standortspezifisches Modell erstellt, das die Grundlage für die Modellberechnungen darstellt.

Arbeitspaket 2 „Durchführung von numerischen Simulationen“

beinhaltet die Erstellung eines numerischen 2D- sowie 3D-Modells und die Berechnung der numerischen Simulationen. Auf Basis der vorhandenen Informationen zu den thermophysikalischen und hydrologischen Parametern soll mit Hilfe der numerischen Simulationen das geothermische Potential sowie die Eignung des Standortes zur Erdwärmegewinnung abgeschätzt werden.

Im Arbeitspaket 3 „Kosten-Nutzen Analyse“

werden wirtschaftliche und ökologische Betrachtungen mittels einer Kosten-Nutzen Analyse durchgeführt. Kosten und Nutzen der vorgesehenen Energieversorgung werden jener der konventionellen Energieversorgung gegenübergestellt.

Die Inhalte des Arbeitspakets 4 „Verbreitung der Ergebnisse“

sind die Fertigstellung des Endberichts und die Präsentation des Projekts vor Ort sowie die Veröffentlichung der Ergebnisse in verschiedenen Medien (Presse, Internet).

3 Rechtliche Rahmenbedingungen

3.1 Wasserrechtsgesetz (WRG 1959) i.d.g.F.

Das österreichische Wasserrecht ist bundesweit durch das Wasserrechtsgesetz von 1959 geregelt. Das Wasserrechtsgesetz unterscheidet zwischen öffentlichen Gewässern und Privatgewässern. Der Gemeingebruch (Baden, Waschen, Schöpfen, Tauchen, etc.) ist die unentgeltliche und ohne wasserrechtliche Bewilligung stattfindende Benutzung des Wassers. Für Wasserbenutzungen, die über den Gemeingebruch hinausgehen (u. a. Abwasserbeseitigung und Grundwasserwärmepumpen) ist eine wasserrechtliche Bewilligung erforderlich.

Gemäß dem Wasserrechtsgesetz sind die Errichtung und der Betrieb von Grundwasser-Wärmepumpen (offene Systeme) immer wasserrechtlich bewilligungspflichtig (§ 10 Abs. 2; § 31c Abs. 5; §32 Abs. 2 lit. b WRG). Eine Bewilligungsvoraussetzung ist insbesondere, dass durch das geplante Vorhaben (Entnahme und Rück- bzw. Einleitung) keine Beeinträchtigung öffentlicher Interessen (§105 WRG 1959), noch eine Verletzung fremder Rechte (§12 WRG 1959) erfolgt (Vollhofer & Samek 2013).

Allenfalls erforderliche Pumpversuche bedürfen einer Bewilligung gem. §56 WRG 1959, wenn eine Beeinträchtigung öffentlicher Interessen oder eine Verletzung bestehender Rechte (§12 WRG 1959) zu besorgen ist (Vollhofer & Samek 2013).

Die Bewilligung wird im Wesentlichen von den Bezirksverwaltungsbehörden und vom Landeshauptmann als Wasserrechtsbehörde erteilt. Die Zuständigkeit richtet sich nach Art und Umfang der jeweiligen Wasserbenutzung. Ab einer Wasserentnahme von 5 l/s liegt die Zuständigkeit beim Landeshauptmann (Email von Mag. Johanna Schmidbauer, Abteilung 13 Umwelt und Raumordnung, am 3.12.2012).

Für detaillierte Auskünfte bezüglich der einzureichenden Unterlagen, kann man sich an die zuständigen Amtssachverständigen wenden.

Neben dem Wasserrechtsgesetz kommen bei der Bewilligung von Anlagen zur thermischen Nutzung des Untergrundes und des Grundwassers noch weitere Gesetze zur Anwendung:

3.2 Mineralrohstoffgesetz (MinroG), BGBl.I 1999/38 i.d.g.F.

Heute ist die Grundlage des österreichischen Bergrechts das Mineralrohstoffgesetz von 1999. Es gilt für das Aufsuchen und Gewinnen sämtlicher mineralischer Rohstoffe und enthält Regelungen hinsichtlich der Bergbauberechtigungen, Gewinnungsbetriebspläne, Bergbauanlagen, Aufsicht usw. Weiters wurden Abbauverbotsgebiete und Schutzzonen

detailliert geregelt. Das Bergrecht regelt auch das Suchen und Erforschen geologischer Strukturen, die zum Speichern flüssiger oder gasförmiger Kohlenwasserstoffe (Erdöl und Erdgas) verwendet werden sollen. **Es enthält alle Bestimmungen für die bergbautechnischen Aspekte der Gewinnung von Erdwärme, soweit hierzu Stollen, Schächte oder mehr als 300 m tiefe Bohrlöcher benützt werden.** Auch das Einbringen und Lagern von Materialien in unterirdischen Hohlräumen sowie **die Benützung von Grubenbauen stillgelegter Bergwerke sind im Bergrecht gesetzlich geregelt** (Quelle: Österreichisches Montan-Handbuch 2010).

Für die obertägige Gewinnung grundeigener mineralischer Rohstoffe ist in 1. Instanz die Bezirksverwaltungsbehörde, in 2. und letzter Instanz der Landeshauptmann zuständig. **Alle anderen Formen der Gewinnung mineralischer Rohstoffe unterstehen der Kompetenz des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten (Montanbehörde).** Im Gewinnungsbewilligungsverfahren erhalten Anrainer, Gemeinde und Land eine umfassende Parteienstellung und können auch die Gerichtshöfe des öffentlichen Rechts anrufen (Quelle: <http://www.austria-lexikon.at/af/AEIOU/Bergrecht>).

3.3 Gewerbeordnung 1994, BGBl.194 i.d.g.F.

Ist die Anlage zur thermischen Nutzung des Untergrundes und des Grundwassers Teil einer nach Gewerbeordnung bewilligungspflichtigen Betriebsanlage, so sind die betriebsanlagenrechtlichen Bestimmungen anzuwenden.

3.4 Naturschutzrecht 1976, LGBl. Nr.65

Die jeweiligen landesrechtlichen Bestimmungen sind zu berücksichtigen. Auf Grund des § 5 des Steiermärkischen Naturschutzgesetzes 1976, LGBl. Nr.65, wurden die Klärteiche östlich der Bergwerkshalde (siehe Abbildung 4) zum Naturschutzgebiet (Pflanzen- und Vogelschutzgebiet) erklärt. Da die projektgegenständliche Maßnahme sich außerhalb des Schutzgebietes befindet, lässt sich ein naturschutzrechtlich bewilligungspflichtiger Tatbestand aus naturschutzfachlicher Sicht nicht erkennen (Stellungnahme des Bezirksnaturschutzbeauftragten, Herrn Mag. Franz Walcher, Email vom 4.3.2013).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

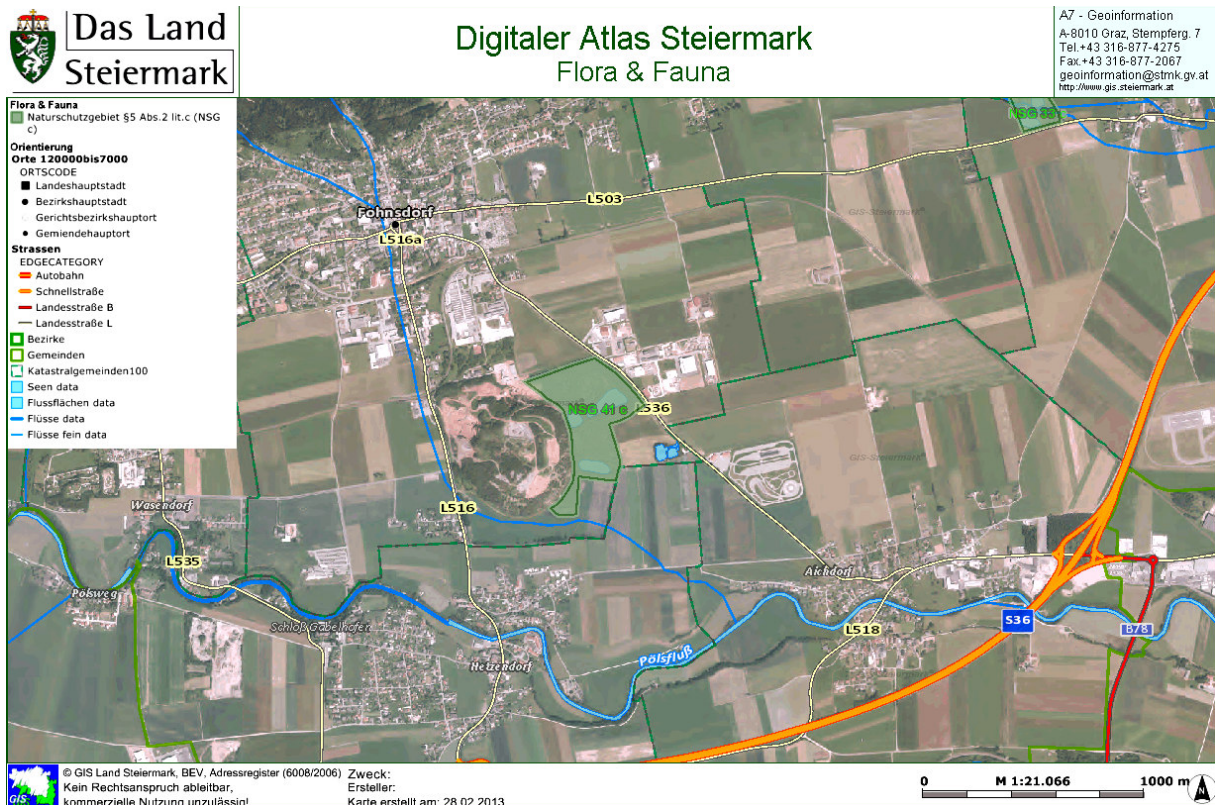


Abbildung 4: Position des Naturschutzgebietes NSG 41c (Pflanzen- und Vogelschutzgebiet)

Fazit: In der Praxis bedeutet dies, dass für die Errichtung und Nutzung der gegenständlichen Geothermianlage drei parallel laufende Verfahren (wasserrechtlich, bergrechtlich und gewerberechtlich) notwendig sein werden.

4 Technische Grundlagen und Standortverhältnisse

4.1 Geologie, Stratigraphie und Tektonik

4.1.1 Geologie (Allgemein)

Das Fohnsdorfer Becken bedeckt eine Fläche von etwa 120 km² (Sachsenhofer et al. 2003) und wird von Gebirgszügen mit Höhen bis über 2.000 m umrahmt. Das mehr als 2 km tiefe Fohnsdorfer Becken (Sachsenhofer et al. 2000a,b) wurde im Schnittpunkt des Mur-Mürztaler und Pöls-Lavanttaler-Störungssystems gebildet (Abbildung 5) und ist das größte intramontane Tertiärbecken innerhalb der Ostalpen (Sachsenhofer et al. 2000a,b). Es ist mit dem kleineren Seckauer Becken in seinem Nordöstlichen Teil verbunden. Das Becken wurde mit Sedimenten des Tertiär und des Quartär aufgefüllt. Die Sedimentfüllung ist durch eine limnisch-fluviatile Fazies charakterisiert (Polesny 1970). Seine heutige Geländeform wurde morphologisch durch das glaziale Geschehen im Hinterland überprägt (Stadlbauer & Lorbeer 2000). Die ausgedehnten Berglagen sind aus dem prä-miozänen, metamorphen Grundgebirge des Ostalpins aufgebaut.

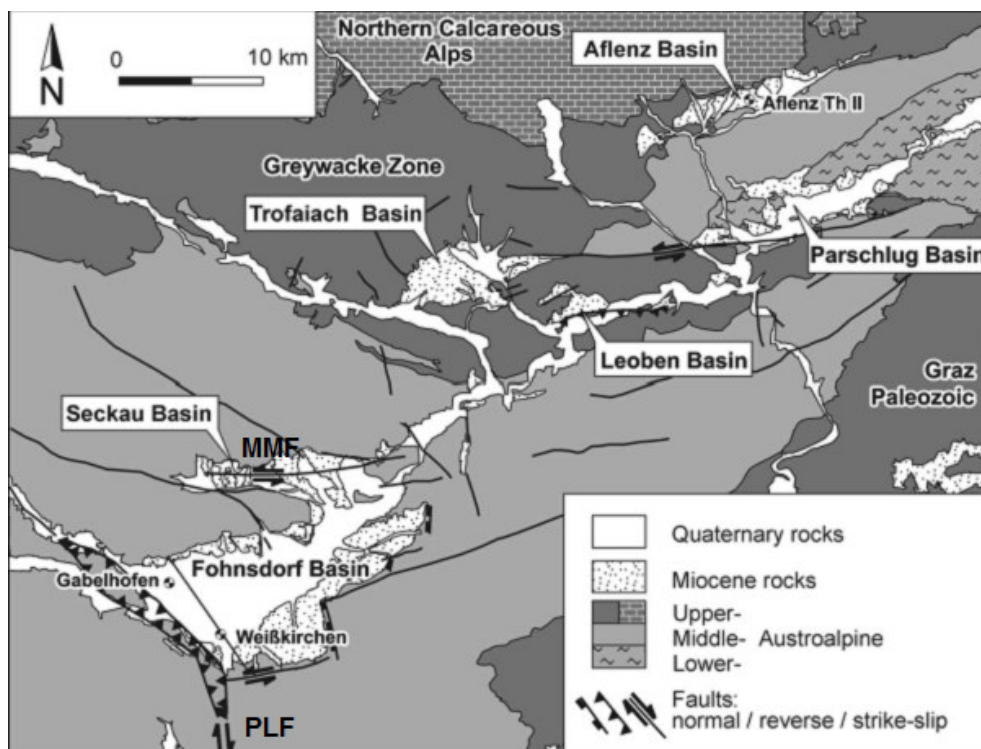
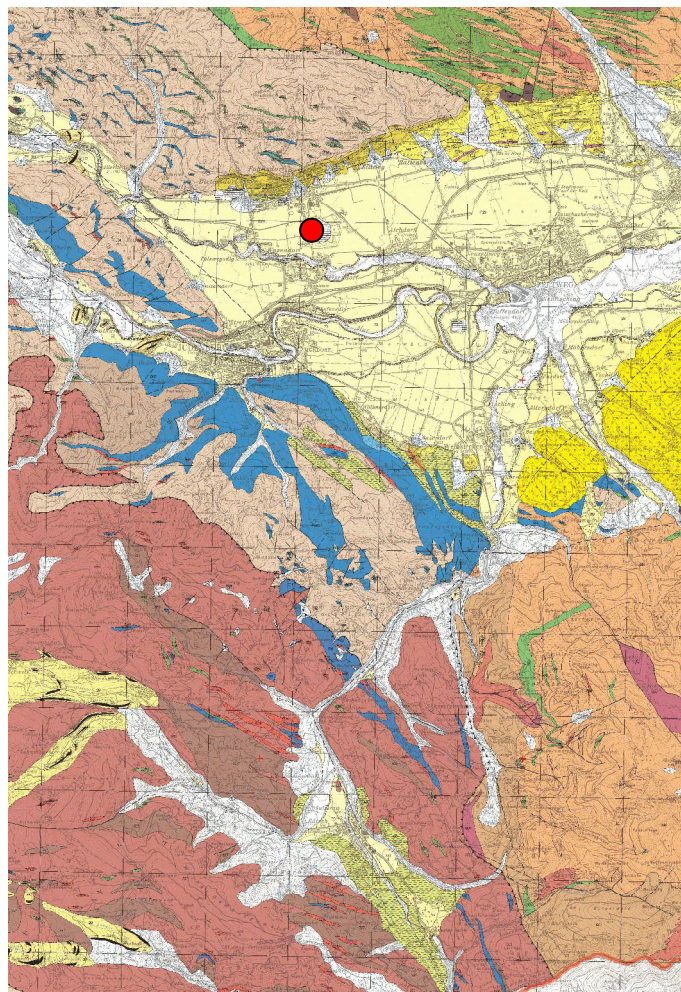


Abbildung 5: Position des Fohnsdorfer Beckens (vereinfacht nach Decker und Peresson 1996, Neubauer et al. 2000) im Kreuzpunkt von Mur-Mürz-Störung (MMF) und Pöls-Lavanttaler-Störung (PLF) (in Sachsenhofer et al. 2003)

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG



MITTELOSTALPINES DECKENSTOCKWERK

POLYMETAMORPHES GRUNDGEBIRGE

Kristallin der Seetaler Alpen
(Zentralteil)

- 523 Pegmatitisierter Granatglimmerschiefer, teilweise mit Disthen und Staurolith
- 525 Quarzit
- 526 Biotit-Muskowit-Plagioklasgneis, vereinzelt mit Disthen
- 527 Pegmatoider Gneis, Schiefergneis
- 529 Pegmatit, Pegmatitgneis
- 530 Amphibolit, Eklogitamphibolit
- 531 Marmor

QUARTÄR

Holozän

- Anthropogene Ablagerungen (Mülldeponien, Bergwerkshalden, Klärteiche)
- Moor, Torf, Sumpf, Vernässung
- 4 Auzonen, Kolluvien, Wildbachschutt
- 5 Schwemmfächer, Schwemmkegel, Murenkegel (z.T. spät-postglazial)
- Hangschutt, Schutthalde (teilweise Würm)

Pleistozän

- 20 Grundmoräne, Moränen i.a., tw. verschwemmt
- 22 Wallförmige Ufermoränen (End- und Seitenmoränen)
- 23 Niederterrasse
- 31 Moränen
- Moränenwall
- 32 Hochterrasse (Helfbrunner Terrasse)
- Jüngere Deckenschotter (Schweinsbachwaldterrasse, Mindel)
- Höhere Terrassen fraglichen Alters, teilweise Lehmdecken bzw. Roterden

TERTIÄR

INNERALPINES JUNGERTIÄR

Miozän

- 146 Sinter von Maria Buch
- 148 Blockschotter und Blockschutt mit Sandsteinlagen, dünne Kalkbänder
- 150 Tuffe und Tuffite, Bentonit
- 151 Graublauer Ton, z.T. sandig - kiesig
- 152 Sandstein, Feinschotter
- 153 Grauer Mergel, z.T. sandig
- 154 Muschelkalk von Fohnsdorf
- 155 Brandschiefer, mit Kohleflöz von Fohnsdorf
- 156 Liegendsandstein und -schotter
- 157 Basisbildungen: Basisbreccie, Liegendsandstein
- 158 Basisbreccie
- 159 Karpat des Beckensüdwestrandes: Konglomerate, Sandsteine, Tone, Kalkbänke
- Kohlenführende Beckenfüllungen, Miozän i.a., Fohnsdorf-Seckauer Becken, Trofaiacher Becken, Leobner Tertiär

Wölzer Kristallin (inkl. Anteile der nördlichen Seetaler Alpen und der westlichen Seckauer Tauern)

- 532 Muskowit-Biotit-Granatglimmerschiefer
- 534 Feldspat-Granatglimmerschiefer
- 535 Feldspat-Granatglimmerschiefer mit kohlenstoffreichen Partien
- 536 (Granat-)Glimmerschiefer, Zweiglimmerschiefer
- 551 Granitgneis
- 552 Pegmatit, Pegmatitschwarm
- 556 Amphibolit, Epidotamphibolit, Granatamphibolit, Karbonatamphibolit

Abbildung 6: Ausschnitt der geologischen Karte 1:50.000, Blatt 161 Knittelfeld

4.1.2 Stratigraphie- geologischer Aufbau des Beckens

Die Kenntnisse über den geologischen Aufbau des tertiären Beckens beruhen auf der Aufschlusstätigkeit des Ende 1979 geschlossenen Kohlebergbaues von Fohnsdorf (Petraschek 1926, Metz 1973, Weber & Weiss 1983), geophysikalischen Messungen (Metz et al. 1980), seismischen Profilen und zahlreichen (tieferen) Bohrungen im Raum Fohnsdorf (Sachsenhofer et al. 2000a,b).

Die sedimentologischen Eigenschaften (Charakteristiken) der Beckenfüllung sind in einem schematischen NW-SE-Querschnitt durch das Fohnsdorfer Becken (Abbildung 7) dargestellt.

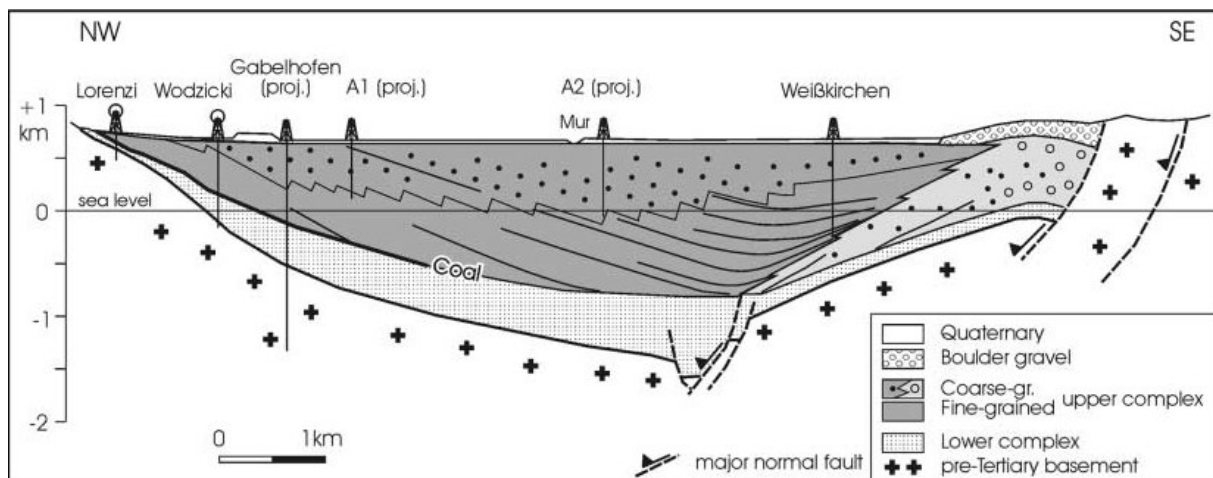


Abbildung 7: NW-SE Querschnitt durch das Fohnsdorfer Becken (nach Sachsenhofer et al. 2000a)

Am geologischen Aufbau des Fohnsdorfer Beckens sind im Wesentlichen **drei** große Einheiten beteiligt: Das kristalline Grundgebirge und die tertiären sowie die quartären Sedimente.

Die heutigen Geländeformen im Fohnsdorfer Becken sind das Ergebnis der letzten Eiszeit, während der das gesamte Becken von Schuttmassen der Würm-Eiszeit verfüllt wurde. Am Top des Beckens liegen in großräumiger, flächiger Verbreitung quartäre Ablagerungen. Darunter folgt die tertiäre Beckenfüllung. Die lithostratigraphische Unterteilung in drei Haupteinheiten (Petraschek 1924, Polesny 1970) ist in Abbildung 8 dargestellt:

Tabelle 2: Lithostratigraphische Unterteilung des tertiären Fohnsdorfer Beckens

Haupteinheit	Bezeichnung bei Polesny 1970	Bezeichnung bei Sachsenhofer et al. 2000b
a) der tiefere Komplex mit Brekzien, Sandsteinen und einem Kohleflöz am Top	Liegendserie	Fohnsdorf-Formation
b) der mittlere Komplex mit Hangendmergeln, Sandstein und Feinschotterlagen	Hangendserie	Ingering-Formation
c) der obere Komplex mit Konglomeraten, einschließlich Grobschotterlagen	Blockschotter	Apfelberg-Formation

Im Liegenden der tertiären Beckenfüllungen folgen kristalline Gesteine, die im Wesentlichen aus mittelostalpinem Glimmerschiefer, Gneis, Amphibolit und Marmor bestehen (Sachsenhofer et al. 2003).

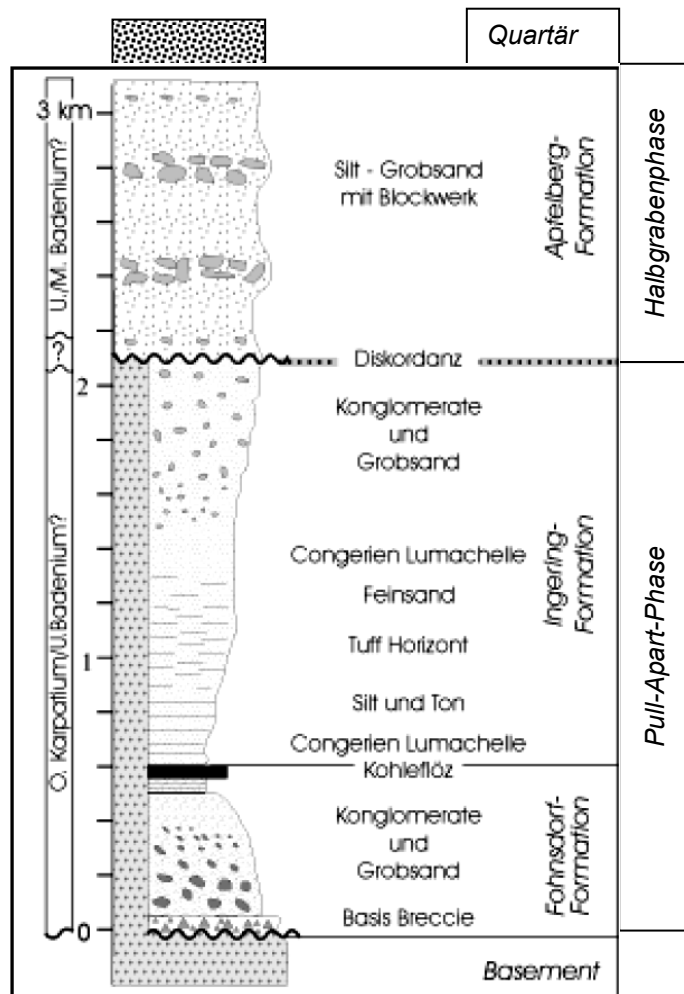


Abbildung 8: Schematische, stratigraphische Aufbau des Fohnsdorfer Beckens (verändert nach Strauss et al. 2001)

1) Kristallines Grundgebirge

An der Basis des Fohnsdorfer Tertiärs liegen überwiegend Gesteine der mittelostalpinen Kristallindecken vor. Dabei handelt es sich um Schiefergneise, Orthogneise und Glimmerschiefer sowie Marmore (Polesny 1970). Während am Nordrand des Fohnsdorfer Tertiärbeckens die basalen Gesteinsabfolgen nahezu ungestört und flach auf dem unterlagernden Kristallin aufliegen, wird im südlichen Teil das Tertiär durch E-W und N-S streichende Störungen vom Kristallin abgegrenzt (Weber & Weiss 1983). Darunter folgt der Glimmerschiefer-Komplex, der ebenfalls durch tektonische Beanspruchung und der daraus resultierenden starken Klüftung geprägt ist. Nördlich der Mur sind vorwiegend Glimmerschiefer zu finden, im südwestlichen Teil treten überwiegend Schiefergneise und im

südöstlichen Teil Gneisgranite, Amphibolite und Gneise auf (Stadlbauer & Lorbeer 2000). Diese stark gestörten Gneise und Glimmerschiefer weisen örtlich gute Permeabilitäten auf (Gnjezda 1988; Zettinig 1992).

2) Tertiäre Beckenfüllung

a) Fohnsdorf-Formation

Die fluviatil-deltaische Fohnsdorf-Formation umfasst hauptsächlich Sandsteine und Konglomerate mit pelitischen Gesteinen im oberen Anteil. Entlang dem Nordrand des Beckens beginnt die Fohnsdorf-Formation mit einer rötlich gefärbten Basisbrekzie, die im Zentralbecken fehlt (Sachsenhofer et al. 2000a). Der Hauptanteil des tieferen Komplexes besteht aus mehreren hundert Metern (ca. 500 m) mächtigen fluviatil-deltaischen Sandsteinen und Konglomeraten (Sachsenhofer et al. 2000a). Der Sandstein ist mäßig fest und feinkörnig (Worsch 1963). Seine Mächtigkeit beträgt im Karl-August- Förderschacht rund 120 m, im Wodzicki-Förderschacht 255 m, nimmt in Richtung Südosten zu und kann hier sogar etwa 300 m erreichen (Worsch 1963).

Dieser Liegendsandstein ist, nach W. Petrascheck 1927, in der Grube kalkfrei, ist aber am Nordrand der Fohnsdorfer Mulde bei Fohnsdorf kalkhaltig (Worsch 1963). Etwa 50 m kalkhaltiger Schieferton (Brandschiefer) ist an der Obergrenze der Fohnsdorf-Formation abgelagert (Sachsenhofer et al. 2000a).

Ein Kohlehorizont, der als „Fohnsdorfer Horizont“ bekannt ist, bildet das Hangende der Formation. Der Kohlehorizont besteht aus einem Kohleflöz, der mit durchschnittlich 15 bis 30° gegen Süden einfällt (Weber & Weiss 1983). Die durchschnittliche Mächtigkeit des Kohlenflözes beträgt 8-12 m und kann aufgrund tektonischer Einflüsse bis zu 15,5 m mächtig werden (Weber & Weiss 1983). Die Mächtigkeit nimmt von Westen nach Osten ab. Im Grubengebäude wurde das Flöz durch eine Reihe von Brüchen in seiner Lage verschoben (Polesny 1970).

Die Kohle des Fohnsdorfer Beckens ist sowohl asche-, als auch methan- und schwefelreich (Gruber & Sachsenhofer 2001). Das ist ein Indiz für die Kohlenablagerung in einem Niedermoor mit brackischer Beeinflussung (Sachsenhofer et al. 2000b).

b) Ingering- Formation

Im Hangenden des Fohnsdorfer Horizonts folgt die mehr als 1500 m mächtige Ingering-Formation (Sachsenhofer et al. 2000a). Die deltaische Füllung des Sees (Ingering-Formation) beginnt mit einer Congerienbank (Muschelschillbank) und sapropelitischen Schiefertönen (Brandschiefer). Sie leiten im Hangenden in fluviatil-deltaische Mergel, Sandsteine und Konglomerate über. Eine „Cliniform“ Geometrie des Abfolgebaus (Abbildung 8) charakterisiert diese Formation.

Der besonders mächtige, meist graue Mergelschiefer erreicht in den Förderschächten des Wodzicki- bzw. des Karl-August-Reviere 500 bzw. 400 m Mächtigkeit (Worsch 1963).

c) Die Apfelberg-Formation („Blockschotter“ nach Polesny 1970)

Grobe Schotter, sogenannte Blockschotter, des Unteren Baden mit Mächtigkeit bis zu 1000 m, bildeten den Abschluss der miozänen Schichtfolge (Worsch 1972). Sie sind auf den südlichen Beckenrand beschränkt. Das Material wird durch gut sortierte Feinsande und Schluffe, dünne Kohlenlagen und schlecht sortierte Konglomerate, sowie Tufflagen aufgebaut (Polesny 1970). Nach Polesny (1970) sind sie von den feinkörnigen Sedimenten durch eine Diskordanz (Winkel- oder Erosionsdiskordanz) getrennt.

3) Quartäre Sedimente (nach Schmalzmeier 1996 und Worsch 1963)

Die würmeiszeitliche Vergletscherung des Fohnsdorfer Raumes wurde u.a. von Polesny (1970) und Worsch (1963) eingehend beschrieben. Nach den beiden Autoren kam es im Murgebiet während der Würmeiszeit mindestens zweimal zu bedeutenden Gletschervorstößen: Einmal im Hochwürm, was dem Maximum der Würmvereisung entspricht. Später kam es zu einem neuerlichen Vorstoß von geringerem Ausmaß, der auch als „Neuer Hochstand“ bezeichnet wird (Schmalzmeier 1996).

Die quartäre Beckenfüllung ist aus wasserwirtschaftlicher Sicht deshalb wichtig, weil sie einen bezüglich des Wasserdargebots bedeutenden Grundwasserleiter darstellt (Umweltbundesamt 2005). Sie besteht aus holozänen Fluren, einer Würm-Hauptterrasse sowie lokalen Resten höherer Schotterterrassen mit und ohne Lehmüberdeckung an den Beckenrändern.

Im Hochglazial erstreckte sich der Murgletscher bis knapp westlich von Judenburg und bildete dort einen hohen Endmoränenwall, der das Tal quert. Diese Endmoräne des würmzeitlichen Murgletschers bei Grünhübl ist zirka 80 m hoch und enthält grobe Kristallinblöcke, Kalke und Sande. Ein kleiner Teil reichte auch in Richtung Norden in das Pölstal hinein (Untersweg 1992).

Ausgehend von den Endmoränen von Grünhübl und Pöls entwickelten sich Deckenschotter aus der Günz- und Mindeleiszeit in würmeiszeitlichen Terrassen über das gesamte Becken. Diese jüngeren und älteren Deckenschotter sind fest verkittet und ihre Oberfläche ist verwittert. Ältere Deckenschotter scheinen im Raum Judenburg-Fohnsdorf zu fehlen.

Das nächstjüngere Element der quartären Beckenfüllung stellt die Hochterrasse dar, die risszeitlich eingestuft wird. Diese riss-eiszeitlichen Hochterrassenschotter werden als Ablagerung der Seitenbäche gedeutet (Gnjezda 1988) und sind vorwiegend am Nordrand des Beckens vorhanden. Im Gebiet Judenburg-Fohnsdorf spielen sie eine eher untergeordnete Rolle. Sie sind stark verwittert und von einer unterschiedlich mächtigen Lehmdecke bedeckt (Schmalzmeier 1996).

Als Ergebnis des Hauptvorstoßes des Würmgletschers erfolgte rasch eine glaziale Aufschüttung, die als markante Hauptterrasse gekennzeichnet ist. Der Komplex der Würm-Hauptterrasse (Niederterrasse) wird in drei Teilfluren unterteilt (Worsch 1963). Den größten Flächenanteil nimmt die oberste Teilflur, die Hauptterrasse ein. Die Würm-Hauptterrasse wird von fluviatilen, groben, in einzelnen Bereichen oft verkitteten Schottern und Sanden aufgebaut (Schmalzmeier 1996). Während im südlichen Teil des Beckens die Schotter und Sande keine wesentliche Lehmkomponente zeigen, ist eine solche im zentralen Teil des Fohnsdorfer Beckens immer wieder feststellbar (Worsch 1963). Die überwiegend grobkiesigen quartären Lockersedimente sind zum Großteil gut durchlässig. Ihre Mächtigkeit und der große Porenraum machen sie zum wichtigsten Grundwasserleiter im Fohnsdorfer Becken (Gnjezda 1988).

Die Auzone der Mur ist im westlichen Bereich des Fohnsdorfer Beckens bis etwa Zeltweg nur sehr schmal bzw. fehlt vollkommen. Murabwärts verbreitert sich das Alluvium auf durchschnittlich 1 km Breite (Untersweg 1985). In der Auzone tritt junges Schwemmmaterial vor (Sande und Lehme), flussnahe Lagen in der Muraue sind zum Teil auch schotterreich (Umweltbundesamt 2005).

4.1.3 Tektonik und Beckengeschichte

Tektonisch zeigt das Becken einen stark asymmetrischen Synklinalbau: Der Nordschenkel fällt relativ flach mit 15-30° gegen Süden ein, während der Südflügel steil bis überkippt z.T. bruchförmig ist. Die Muldenachse streicht etwa ENE-WSW (Weber & Weiss 1983).

Das Fohnsdorfer Tertiärbecken ist Teil einer Reihe von intraalpinen Absenkungszonen. Diese Absenkungszonen sind an ein Netzwerk von verschiedenen orientierten, jungalpidischen Störungszonen gebunden (Metz 1973; Neubauer 1988) (Abbildung 9), einerseits an das sinistrale ENE-streichende Mur-Mürztaler-Störungssystem und andererseits an das dextrale NW-streichende Pöls-Lavanttal Störungssystem, die für den tektonischen Bau des Beckens an der Westgrenze verantwortlich war (Polesny 1970).

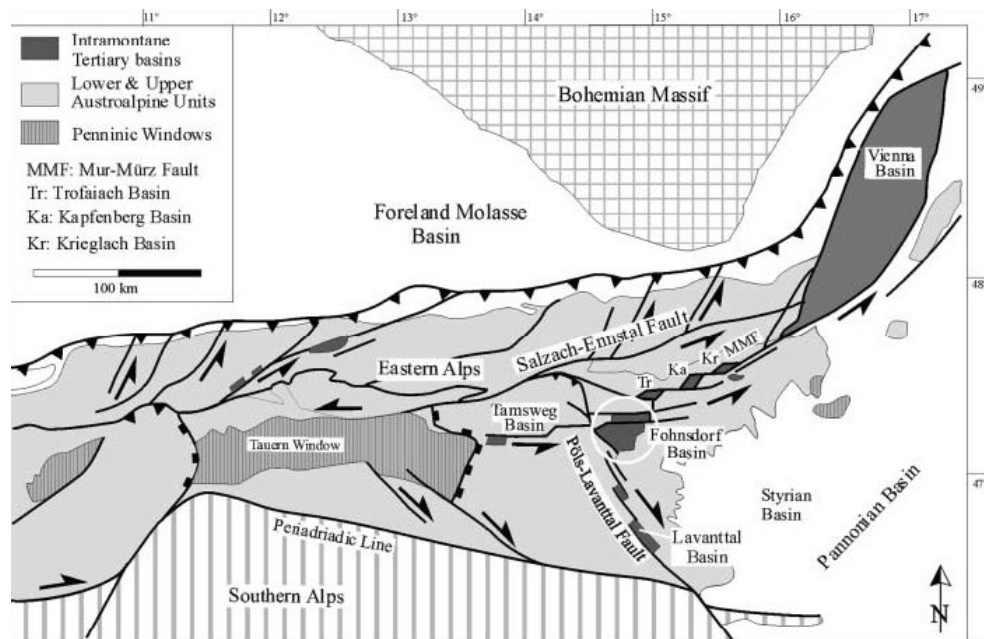


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Ostalpen mit den wichtigen Störungssystemen und intramontanen Becken (Quelle: Strauss et al. 2001)

Die Beckengeschichte umfasst eine frühe Pull-apart-Phase und eine spätere Halbgraben-Phase (Strauss et al. 2001). Schließlich führten Kompression und Beckeninversion zu einer Entstehung der heutigen Ränder des Beckens. Während der ersten Phase der Beckenevolution wurde die 500 m mächtige Fohnsdorf-Formation und die 1.500 m mächtige Ingering-Formation abgelagert. Die Apfelberg-Formation (mehr als 1.000 m mächtig) repräsentiert die Halbgraben-Phase der Beckenbildung (Strauss et al. 2001).

Während der ersten Phase führten sinistrale Bewegungen entlang des ENE gerichteten Mur-Mürz Störungssystems zur Bildung der Senkungsbereiche, deren Zusammenwachsen ein „composite pull-apart“ Becken im Bereich Fohnsdorf-Seckau entstehen ließ. Während dieser Phase wurde die Fohnsdorf- und die Ingering-Formation abgelagert. Die ca. 500 m mächtige Fohnsdorf-Formation beinhaltete größtenteils Sandsteine und Konglomerate, die einem alluvialen Ablagerungsmilieu zugeordnet werden. Den Abschluss der Formation bildet ein Kohlenflöz. Die Akkumulation der Kohle endete aufgrund erhöhter Subsidenzraten, die die Überflutung des Flözes mit Brackwasser verursachte (Sachsenhofer et al. 2010, 2003).

Rasche Subsidenz führte zur Ausbreitung eines ausgedehnten Sees im Bereich des Fohnsdorfer Beckens. Die „Clinoform“-Geometrie des unteren Anteils der Formation (Abbildung 8) weist darauf hin, dass der mehreren hundert Meter mächtige Ingering See hauptsächlich aus dem Norden (Abbildung 10) gefüllt wurde. Deshalb hat sich das Zentrum des Sees im Laufe der Zeit südwärts bewegt. Die weniger deutlich ausgeprägte Clinoform im oberen Anteil der Formation und eine allgemeine Vergrößerung im Hangenden spiegeln die Verflachung des Sees während der Absetzung des oberen Teils der Ingering-Formation wider (Sachsenhofer et al. 2003).

Nach Ablagerung der Ingering-Formation wurde sowohl die Beckensüdrandstörung des Fohnsdorfer Beckens als N-gerichtete Abschiebungen, als auch S-gerichtete Abschiebungen entlang des Nordrandes des Fohnsdorfer Beckens reaktiviert. Während dieser Phase wurde die Apfelberg-Formation abgelagert. Die Apfelberg-Formation („Blockschotter“ nach Polesny 1970, Strauss & Wagneich 1999) ist auf den südlichen Beckenrand beschränkt und umfasst alluviale Sedimente der zweiten, Halbgraben-Phase der Beckenevolution (Gruber & Sachsenhofer 2001; Strauss et al. 2001). Das Material wurde ausschließlich aus Süden geschüttet (Abbildung 10).

Während der dritten wesentlichen tektonischen Phase führten dextrale Bewegungen entlang der Pöls-Lavanttaler Störungszone zur Ausbildung einer positiven „flower-structure“ am SW-Rand des Fohnsdorfer Beckens (Sachsenhofer et al. 2001a).

Das gesamte Tertiärbecken wurde nun in weiterer Folge von quartären Ablagerungen überdeckt. Diesem eiszeitlichen Wirken verdankt das Gebiet seine heutige Form.

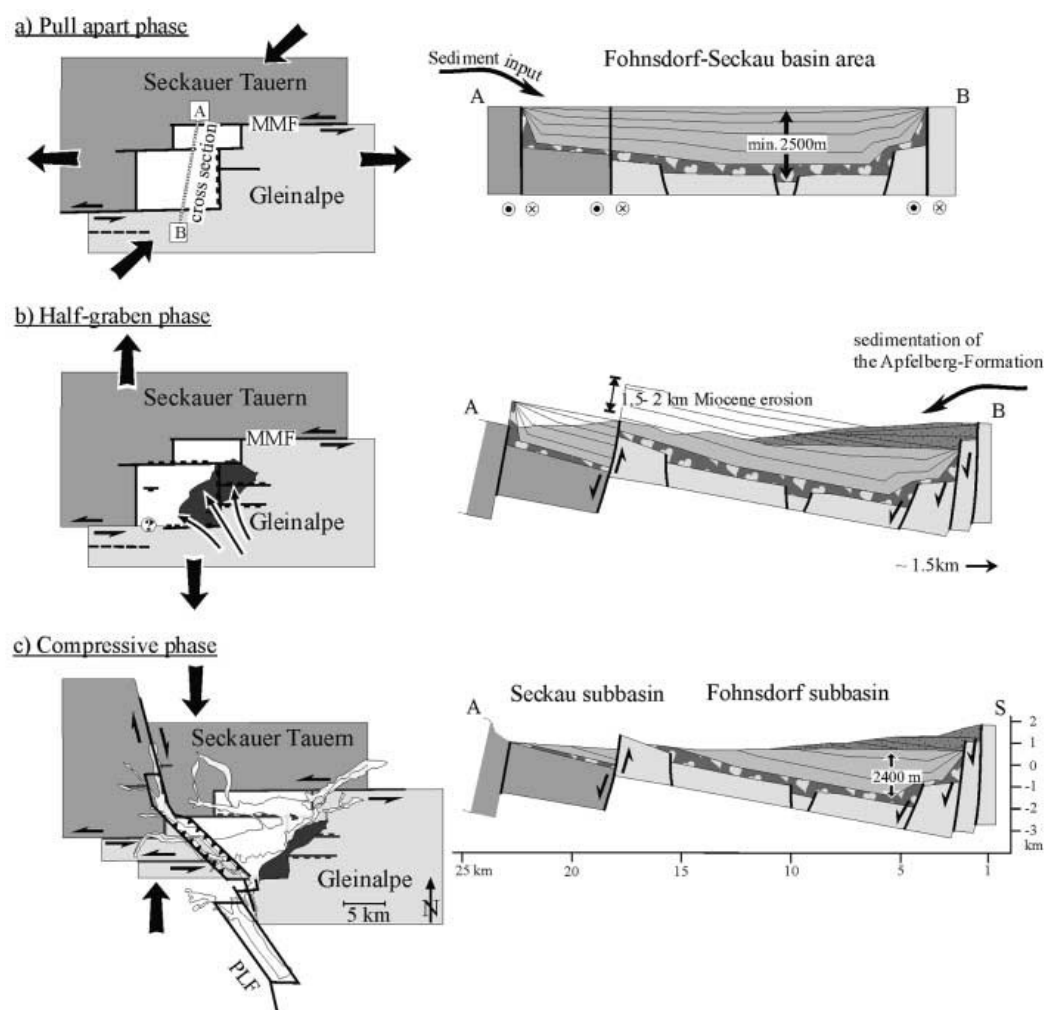


Abbildung 10: Schematische Darstellung der drei Hauptphasen der Evolution des Fohnsdorfer Beckens (Quelle: Strauss et al. 2001)

4.2 Hydrogeologische Standortverhältnisse

4.2.1 Grundwasser

Durch den Hydrographischen Dienst (HD) Steiermark werden im Raum Fohnsdorf mehrere Messstellen betrieben. Die Beobachtungen des Grundwassers liegen bereits seit 1964 vor. Größere Grundwasserergiebigkeiten sind ausschließlich an die quartären Terrassen- und Au-Sedimente gebunden, in welchen auch die Wasserversorgungsanlagen von Judenburg, Zeltweg und Knittelfeld situiert sind (Umweltbundesamt 2005). Im Projektgebiet sind 2 Grundwasser-Schutzgebiete vorhanden (Abbildung 11).

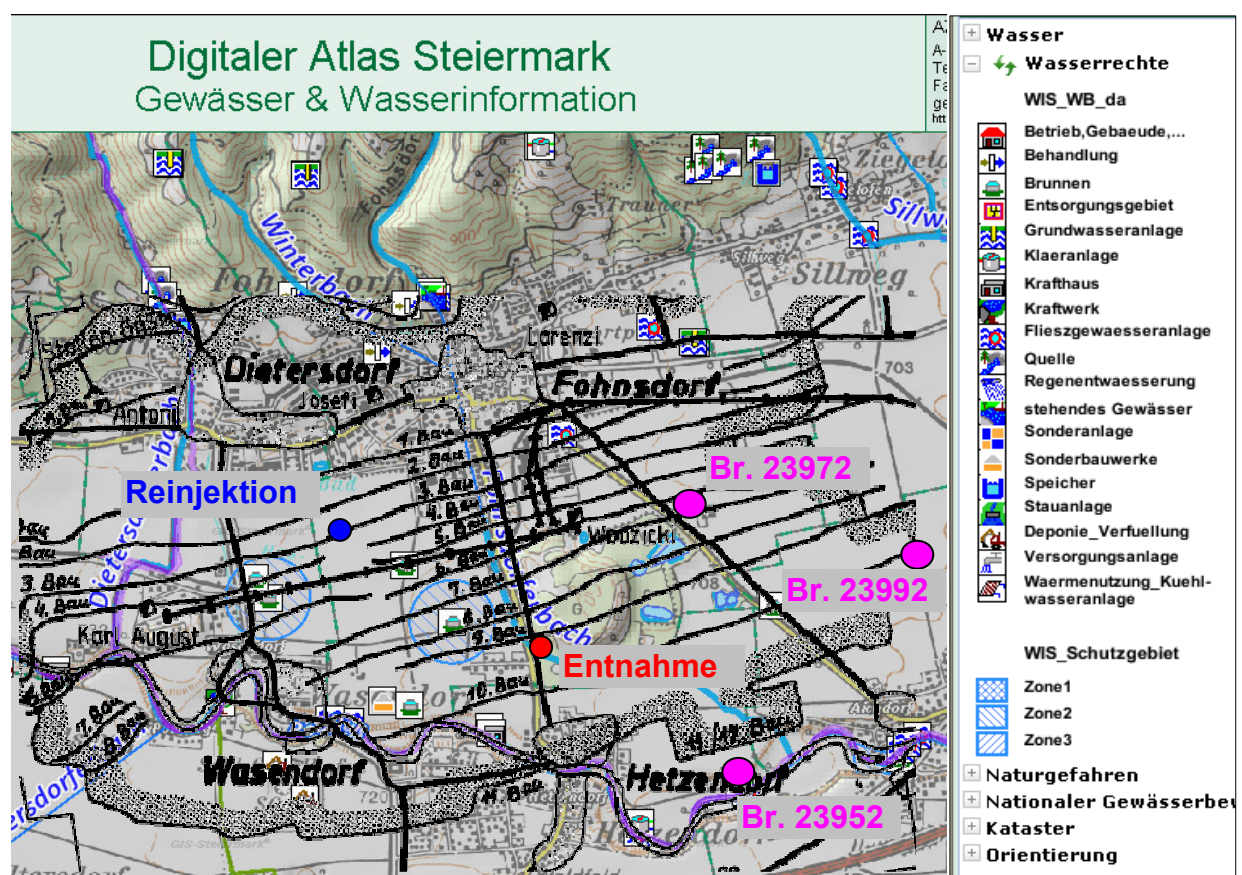


Abbildung 12 stellt die langjährige Entwicklung der Grundwasserganglinie in den Brunnen dar. Die GW-Standschwankungen liegen im Bereich von 4 m. Die Tertiäroberkante tritt als Grundwasserstauer auf.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

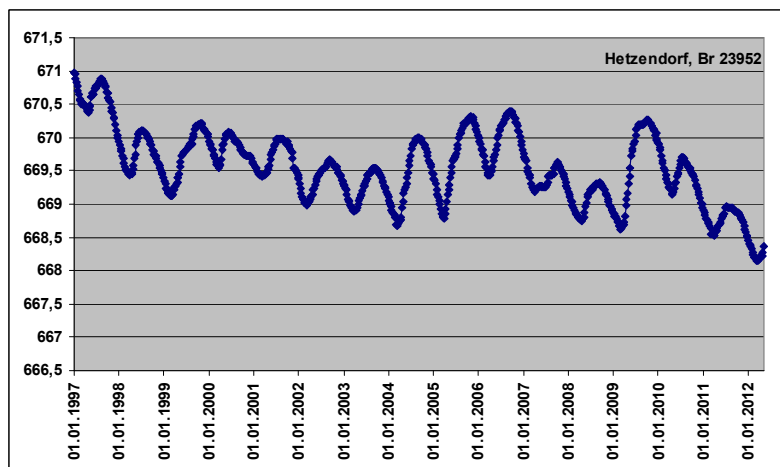
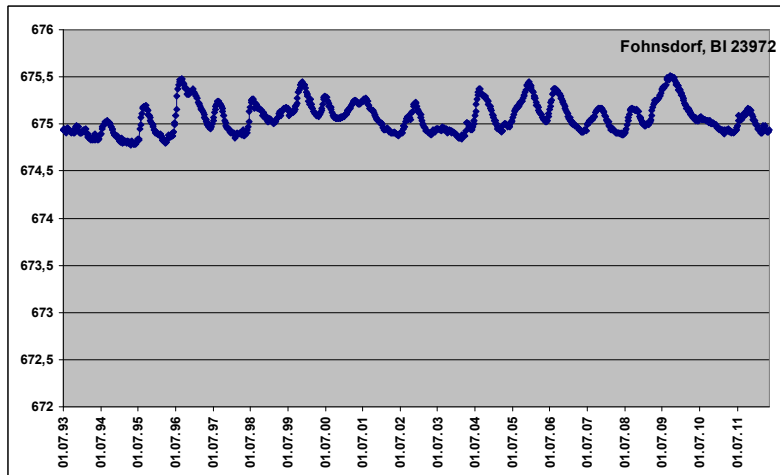
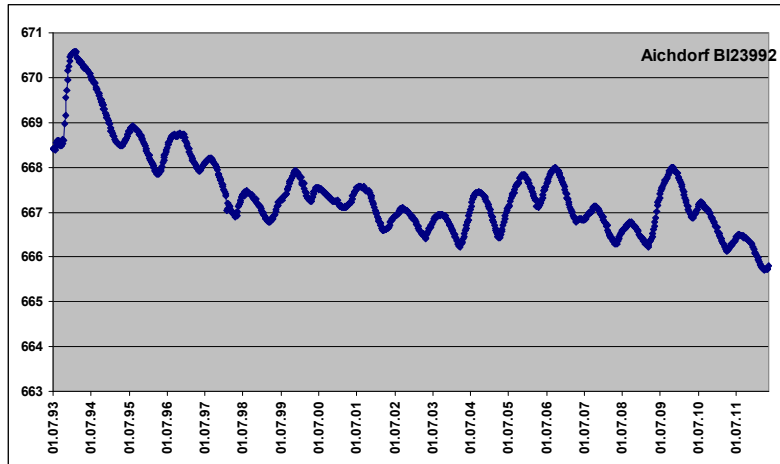


Abbildung 12: Darstellung der zeitlichen Entwicklung der Grundwasserstandsverhältnisse im Raum Fohnsdorf anhand der Brunnen Br.23992 in Aichdorf, Br.23972 in Fohnsdorf und Br.23952 in Hetzendorf

4.2.2 Das Relief des grundwasserstauenden Untergrunds

Die Grundwassersohle im Raum Fohnsdorf ist sehr differenziert, wie anhand zahlreicher Bohrungen und geophysikalischer Untersuchungen (Walach 1988) dokumentiert wurde. Es sind sowohl Tiefenrinnen als auch eine inselartige Hochlage (Aufwölbung) festzustellen. In der Reliefkarte der Tertiäroberkante (Abbildung 13) ist eine deutliche Aufwölbung des Untergrundes im Bereich der Pöls nördlich von Judenburg mit Reliefunterschieden von bis zu 40 m zu sehen.

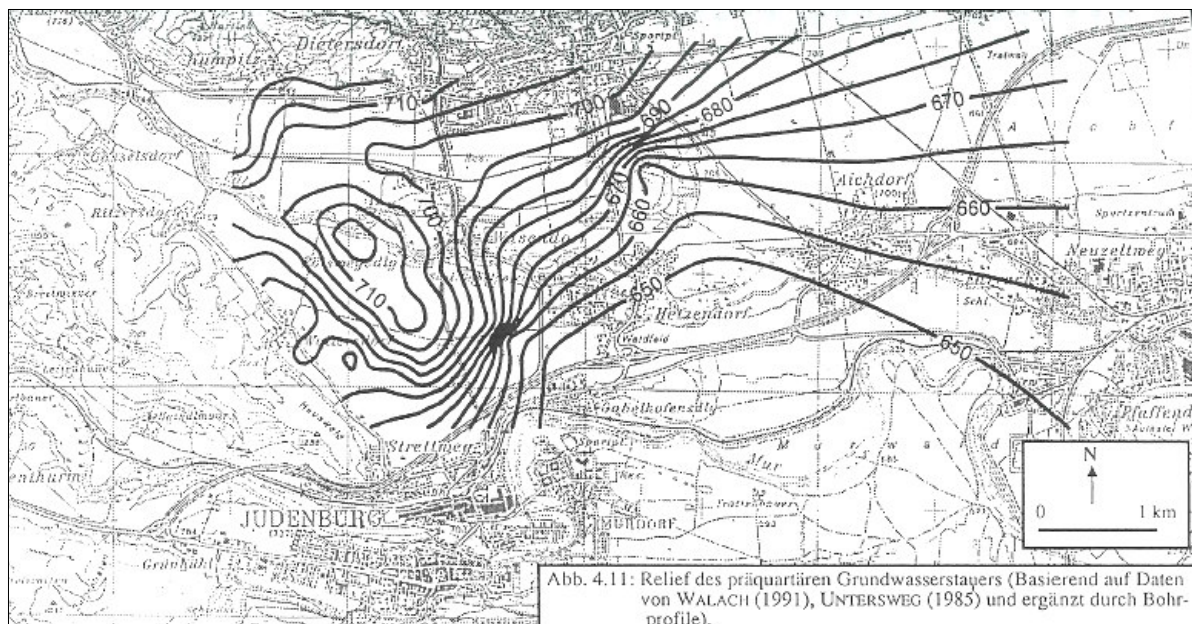


Abbildung 13: Reliefkarte der Tertiäroberkante (aus: Schmalzmeier 1996)

Im Bereich des Fohnsdorfer Bergbaues ist ein extrem starker Abfall des tertiären Untergrundes festzustellen. Auch hier ist ein Reliefunterschied von bis zu 40 m zu sehen. Auch im Bereich südöstlich der Tertiäraufwölbung ist eine deutlich ausgeprägte Tiefenrinne des Tertiärs festzustellen, die möglicherweise mit der Pöls-Störung in Zusammenhang steht (Metz 1973). Nördlich der Deponie Ritzersdorf ist eine Rinne im tertiären Grundgebirge vorhanden, die lokal mindestens 15 m tief sein müsste (Walach 1991).

Die flächenhafte Verteilung der Quartärmächtigkeiten (Abbildung 14) ist im Allgemeinen konform mit der ausgeprägten Morphologie des präquartären Untergrundes. Generell nimmt die Mächtigkeit der Hauptterrassenschotter von Westen nach Osten ab. Ihre Mächtigkeiten im Fohnsdorfer Becken schwanken im Allgemeinen zwischen 20 m und 40 m, wobei die maximale Mächtigkeit bei ca. 60 m liegt (Walach 1991; Untersweg 1985).

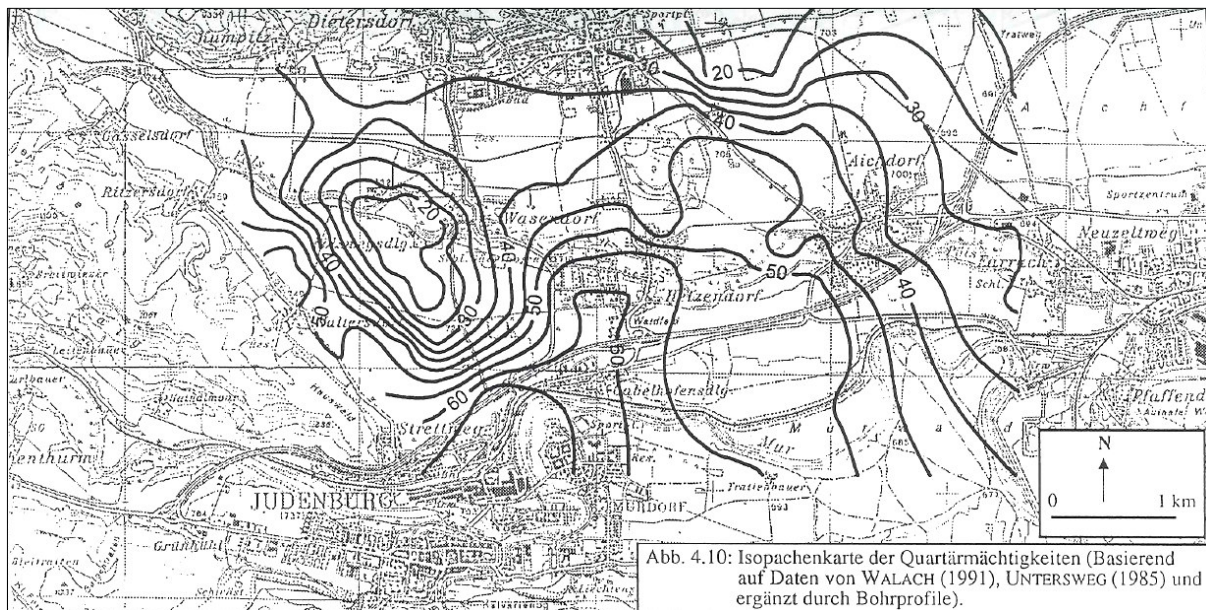


Abb. 4.10: Isopachenkarte der Quartärmächtigkeiten (Basierend auf Daten von WALACH (1991), UNTERSWEG (1985) und ergänzt durch Bohrprofile).

Abbildung 14: Mächtigkeit der Quartärsedimente (in Schmalzmeier 1996)

Die ermittelten Durchlässigkeiten der quartären Sedimente im Fohnsdorfer Becken sind sehr inhomogen verteilt. Der höchste bekannte Wert betrug $3,0 \cdot 10^{-2}$ m/s (wahrscheinlich Störung durch Murhochwasser), der zweithöchste Wert betrug $5,0 \cdot 10^{-3}$ m/s (Markierungsversuch) (Umweltbundesamt 2005). Der niedrigste Wert betrug $3,2 \cdot 10^{-6}$ m/s (Kurzpumpversuch im Bereich der Tertiärwölbung) (Umweltbundesamt 2005).

4.2.3 Grundwasserverhältnisse im Bereich des Fohnsdorfer Bergwerks

Die Grundwässer des Fohnsdorfer Beckens gehören zum Einzelgrundwasserkörper Aichfeld-Murboden.

Die Grundwasser-Verhältnisse im Fohnsdorfer Becken wurden bereits 1963 von Worsch (1963) im Rahmen eines Untersuchungsprogramms eingehend beschrieben. In der Arbeit von Schmalzmeier (1996) wurden die Messstellen der Hydrographischen Landesabteilung (HLA) durch Wasserversorgungsanlagen ergänzt. Insgesamt wurden 113 Grundwasserbeobachtungsmessstellen, darunter Messstellen der HLA, kommunale Trinkwasserversorgungsbrunnen, Industrie und Gewerbebrunnen, private Hausbrunnen und sonstige Hausbrunnen, angelegt.

Die Grundwasserverhältnisse im westlichen Bereich des Beckens (Raum Kumpitz - Dietersdorf - Waltersdorf - Ritzersdorf) sind hinsichtlich der Grundwasserfließrichtung und des Grundwassergefalles durch eine inselförmige Hochlage des Tertiärs und durch Tiefenrinnen im Norden bzw. Südwesten geprägt. Aufgrund der Tertiäraufwölbung nördlich von Judenburg (zwischen Waltersdorf und Wasendorf, südlich von Pöls) teilt sich der Grundwasserstrom im Bereich Ritzersdorf in einen nördlichen und südlichen Teilstrom auf. Der Großteil des Grundwasserstromes zieht in der Rinnenstruktur, die etwa parallel zum Falkenberg angeordnet ist, in Richtung Mur. Der zweite Teilstrom fließt nördlich der

Tertiäraufwölbung in der etwa West-Ost verlaufenden Tiefenrinne. Eine extreme Versteilung des Grundwassergefälles ist im Bereich der Linie Strettweg – Hetzendorf – Sillweg zu sehen, durch welche das Grundwassergebiet in einen nordwestlichen und einen südöstlichen Bereich geteilt wird. Aufgrund der inselförmigen Hochlage des tertiären Grundwasserstauers (Grundwassersohle) ist im Bereich von Ritzersdorf ein nicht grundwasserführendes Gebiet vorhanden (Walach 1991). (siehe Abbildung 15: Grundwasserschichtenplan Aichfeld-Murboden (in Schmalzmeier 1996)).

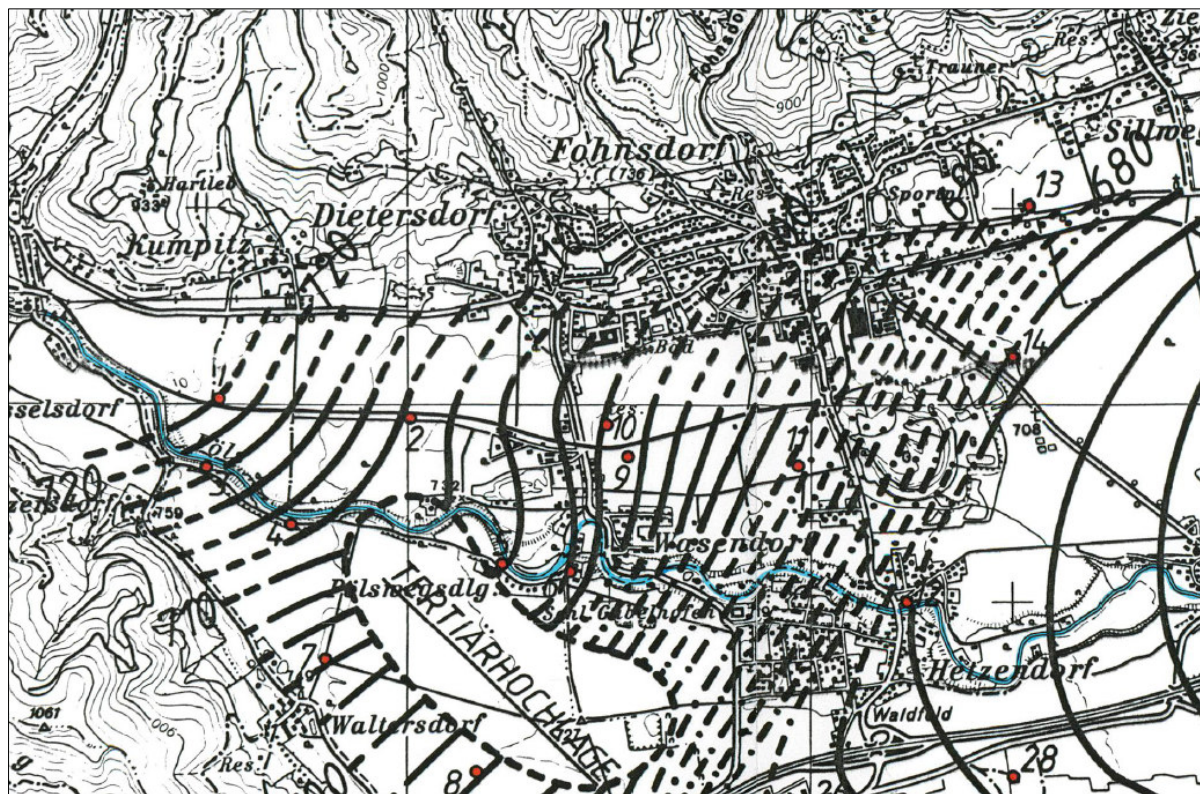


Abbildung 15: Grundwasserschichtenplan Aichfeld-Murboden (in Schmalzmeier 1996)

Im Gebiet Strettweg - Gabelhofen liegt der Grundwasserspiegel in einer durchschnittlichen Tiefe von 47 m unter dem Niveau des Murwasserspiegels, womit auch eine Alimentation des Grundwasserkörpers (Grundwasseranreicherung) aus der Mur anzunehmen ist. Verstärkt wurde dieser Effekt durch die Errichtung des Kraftwerkes Fischeing im Jahre 1994.

Im östlichen bzw. südöstlichen Raum des Fohnsdorfer Beckens (Hetzendorf – Rattenberg – Zeltweg) zeigt das Grundwasser ein einheitliches Strömungsbild mit geringem Gefälle und einheitlicher Ost bis Ostsüdost Strömungsrichtung.

Der Grundwasserspiegel im Bereich um Fohnsdorf liegt in einer durchschnittlichen Teufe von 25 m unter Geländeoberkante.

Im Bereich der Fohnsdorfer Brunnen VII und IX fließt das Grundwasser in Richtung Südosten. Weiterhin ist östlich der Fohnsdorfer Brunnen IV und X ein deutlicher Gefälleanstieg zu beobachten.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Grundwasserströmungsverhältnisse durch das stark ausgeprägte Relief der Grundwassersohle gekennzeichnet sind.

4.2.4 Die chemisch-physikalische Beschaffenheit des Grund- bzw. Grubenwassers

Information über die chemische Zusammensetzung des Grubenwassers sind den Autoren derzeit nicht bekannt. Allerdings gibt es in der Literatur (z.B. Worsch 1963) Daten über das Grundwasser im Gebiet Fohnsdorf, die Hinweise über die chemisch-physikalischen Eigenschaften des Grubenwassers geben.

Die Temperatur: Die Jahresmittelwerte der Temperatur des Grundwassers im gesamten Aichfeld fallen in den Bereich von 8 - 9°C und liegen durchschnittlich um 8,4°C (Worsch 1963).

Die pH-Werte: Im Bereich der Fohnsdorfer Gruben ist das Grundwasser ausgesprochen alkalisch. Das Grubenwasser des Wodzicki-Schachtes erreicht dabei den höchsten Wert von 7,7 (Worsch 1963).

Die Härte: Im Fohnsdorfer Raum ist das Grundwasser mittelhart bis hart, vereinzelt sehr hart. Im letzten Falle verdient es bereits die Bezeichnung „leichtes Gipswasser“ wie dies auch für das Grubenwasser des Wodzicki-Schachtes zutrifft. Dies ist dort der Fall, wo das Wasser in Kontakt mit pyrithaltiger Kohle und mit Mergel kommt, woraus die Bildung von Kalziumsulfat resultiert, das vom Grundwasser aufgenommen wird und dadurch seine große Härte erhält (Worsch 1963).

Eine Analyse des eindringenden Wasser beim Wasserbruch im 1940 wurde in Zetinigg (1993) zitiert:

Tabelle 3: Chemische Analyse des eindringenden Wasser aus 1940 (nach Zetinigg 1993)

	mg/L	mmol/L	Äquiv. %
Natrium	188,4	8,2	36,72
Magnesium	55,2	4,54	20,33
Calcium	192,1	9,59	42,95
SUMME	435,7	22,33	100,0
Chlorid	330,0	9,3	36,07
Sulfat	230,9	4,81	18,66
Hydrokarbonat	712,4	11,67	45,27
SUMME	1.273,3	25,78	100,0
Elektrolytsumme	1.709,0		
Nichtelektrolyte: Silikat (wahrsch. SiO ₂)	43,6		
SUMME gelöste Stoffe	1.752,6		
pH-Wert	6,57		

4.3 Hydrologie

4.3.1 Niederschlag und Temperatur

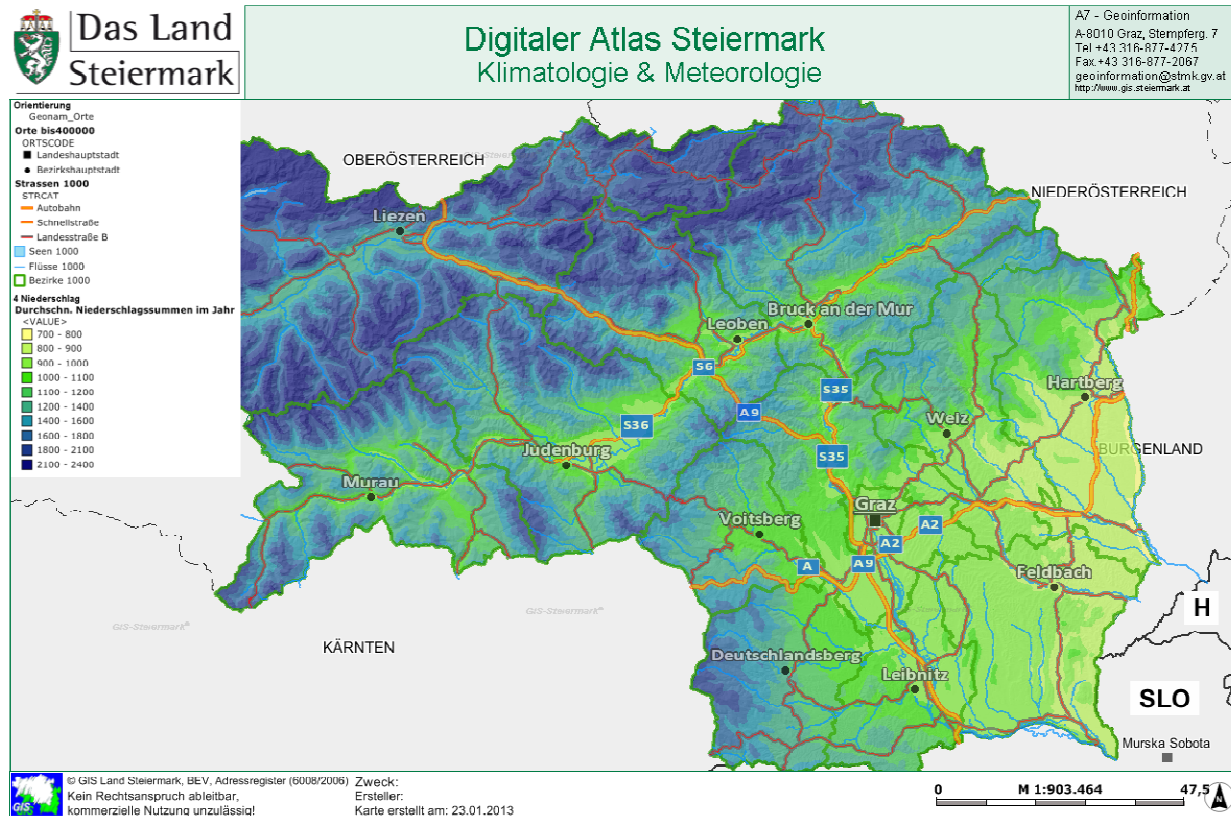


Abbildung 16: Verteilung der mittleren Jahresniederschlagssumme der Steiermark (1971 bis 2000)

Der Steiermark steht dank seiner günstigen geographischen Lage in der Regel ganzjährig eine ausreichende Menge Niederschlag zur Verfügung.

Aus Abbildung 16 ist jedoch ersichtlich, dass flächendeckend große Unterschiede auftreten können. Bedingt durch den gebirgigen Charakter des Landes und die vorherrschenden Wetterlagen beträgt die mittlere Jahressumme des Niederschlages über 2.100 mm im Nordwesten und weniger als 800 mm im Südosten des Landes.

Desgleichen bewegt sich das Jahresmittel der Lufttemperatur zwischen 8°C bis 10°C im „Steirischen Becken“ und bis weniger als 0°C in Gebirgsregionen, wobei lokale Unterschiede häufig an die herbstlich - winterliche Temperaturumkehr in Beckenlagen gebunden sind.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

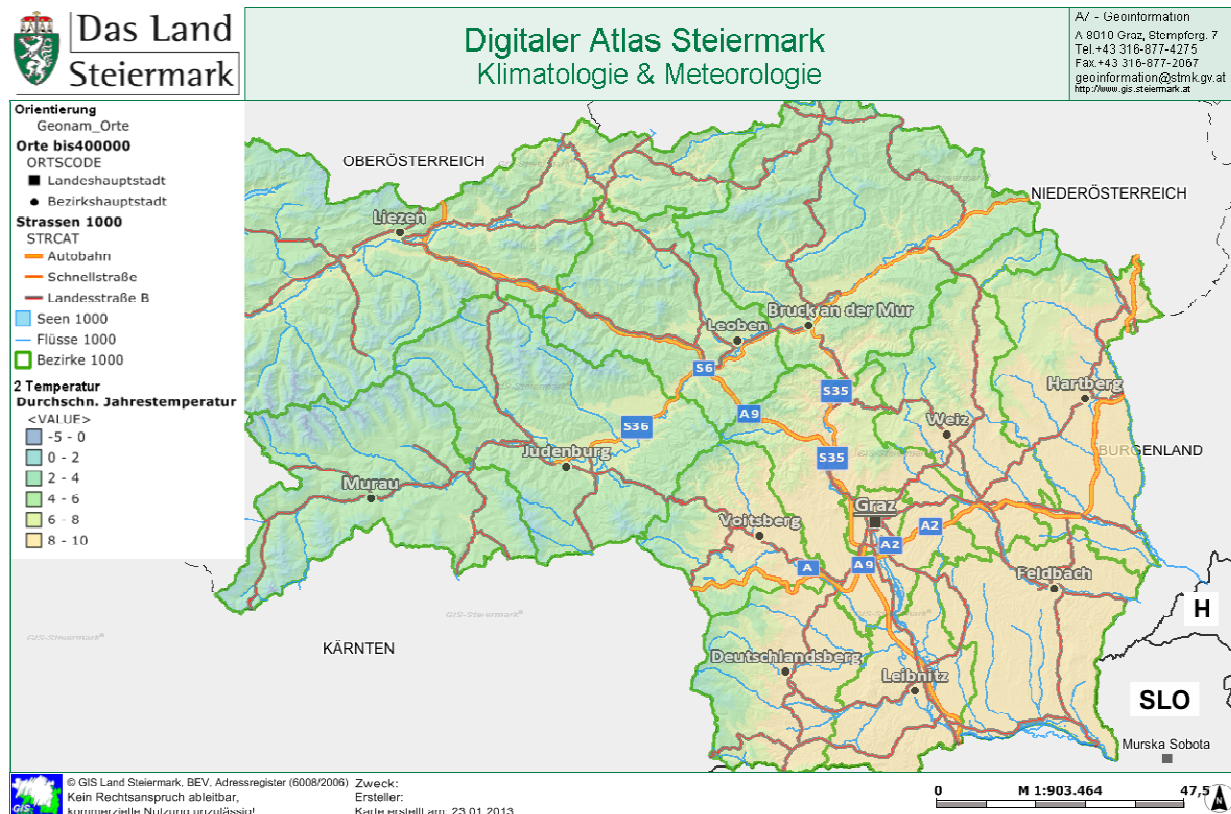


Abbildung 17: Jahresmitteltemperatur der Steiermark für die Periode 1971-2000 (Quelle: GIS Steiermark)

4.3.2 Grundwasserneubildung

Die Grundwasserneubildung erfolgt auf dem natürlichen Weg durch Infiltration von Niederschlagswasser in Abhängigkeit vom Niederschlag, Verdunstung und Bodennutzung. Auch die Infiltration aus Oberflächengewässern spielt eine große Rolle, wenn das Gewässerbett durchlässig ist und zwischen dem Oberflächengewässer und dem Grundwasser ein Druckgefälle besteht (Stadlbauer, H. & Lorbeer, G. 2000).

In Abbildung 17 ist eine Karte der Grundwasserneubildung dargestellt, die durch das monatliche mittlere Niedrigwasserabflußspende(MoMNQ)-Verfahren nach WUNDT (1958) entstanden ist (Umweltbundesamt 2005). Bei dem MoMNQ-Verfahren wird der grundwasserbürtige Abfluß gleich dem Mittelwert aller niedrigsten Monatsabflüsse (Tagesmittelwerte) gesetzt.

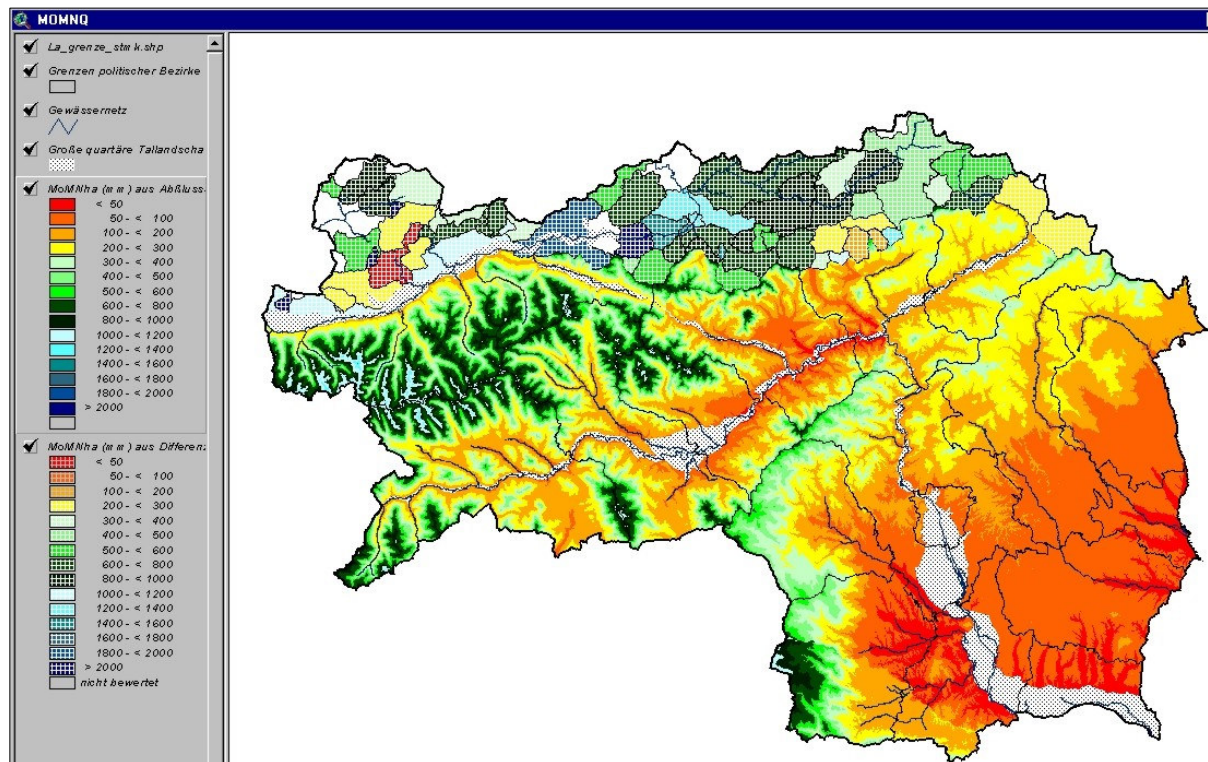


Abbildung 18: Regionalisierung der Grundwasserneubildung (Quelle: Umweltbundesamt 2005)

In der Steiermark liegen generell sehr heterogene hydrologische Verhältnisse vor. Während die GW-Neubildungsrate im West- und Oststeirischen Tertiärbecken unter 100 mm pro Jahr (entspricht eine Regenspende von ca. 3 l/s km²) ist, betragen die Neubildungsraten 1.200 mm bis 1.400 mm in den höheren Bereichen der Koralpe – Gleinalm und der Niederen Tauern.

4.3.3 Oberflächengewässer

Im Gemeindegebiet von Fohnsdorf befinden sich vier Täler (der Kumpitzer Graben, der Dietersdorfer Graben, der Rattenberger Graben und der Fohnsdorfer Graben). In allen Gräben entspringen Bäche, die in den Pölsbach, das größte fließende Gewässer im Gemeindegebiet, fließen, welcher bei Zeltweg in die Mur mündet.

4.4 Bergbauliche Standortverhältnisse

Über den heutigen Zustand der Bergwerksanlagen gibt es keine zuverlässigen Aussagen. Informationen über die Stilllegung des Fohnsdorfer Reviers gibt es in Dauner (1985). Im Jahr 1977 wurde entschieden, den Bergbau Fohnsdorf stillzulegen. Die Wasserhaltung wurde eingestellt und damit die Flutung des Grubengebäudes begonnen. Abschließend (Februar 1979) wurde das ganze Revier abgemauert. Die VOEST-ALPINE AG hat die Stilllegung der Grube durchgeführt. Der Rückzug erfolgte etappenweise von der tiefen Wodzicki-Grube zur

flachen Karl-August-Grube, wobei einzelne Reviere aufgrund von Schlagwetter- und Brandgefahr abgemauert werden mussten. Alle fünf Schächte (Karl-August-Doppelschacht, Wodzicki-Doppelschacht und Antoni-Wetterschacht), die zuletzt im Betrieb waren, wurden vollständig mit standfestem Füllgut verschlossen (Dauner 1985).

Die Richtstrecken, die Großteils mit Holzverstreben gestützt wurden und die Grundstrecken, die mit Stahlverstreben gesichert wurden, blieben beim Rückzug weitgehend offen. Querschläge wurden größtenteils verschüttet.

Die Obertaganlagen wurden bis auf etwa 0,5 m Tiefe unter Geländeoberfläche geschliffen. Sämtliche Betriebsgebäude bis auf das Fördermaschinenhaus und den Förderturm wurden demontiert (Dauner 1985).

Im Ortsgebiet von Fohnsdorf wurden nach Verfüllung der zuletzt fünf offenen Tagesschächte noch die Füllsäulen von neun ehemaligen Tagesschächte mit Teufen zwischen 473 und 33 m stabilisiert, um ein Auslaufen der ansteigenden Grubenwässer durch diese Füllsäulen zu verhindern.

4.5 Geothermie im Fohnsdorfer Becken

4.5.1 Allgemeines zur Erdwärmegewinnung

Geothermische Energie ist die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der festen Oberfläche der Erde (Definition nach ÖWAV-Regelblatt 207, 2009). Ein wesentlicher Vorteil der Geothermie gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern ist die Grundlastfähigkeit. Erdwärme ist jahreszeitenunabhängig verfügbar und wird mit sehr unterschiedlichen technischen Verfahren gewonnen.

Als oberflächennahe Geothermie bezeichnet man die Wärmevorkommen in bis zu 400 m Tiefe. Diese können in Form von Kombinationen aus Wärmepumpe und Erdkollektoren, Erdwärmesonden, Energiepfählen etc. direkt nutzbar gemacht werden. Als Tiefengeothermie bezeichnet man die Erdwärme in Abteufungen ab ca. 400 m. Entweder kann sie direkt für Heizzwecke genutzt werden oder sie stellt die Energie für Stromerzeugung zu Verfügung. Hierbei kann es sich auch um die Sekundärnutzung von vorhandenen Bergbauanlagen und Tunnelsystemen sowie um Tiefensondenanlagen handeln.

Die Temperatur der Gesteine unter der Erdoberfläche steigt allmählich mit zunehmender Tiefe. Der geothermische Gradient beschreibt die Temperaturzunahme mit der Tiefe. In weiten Teilen Europas spricht man von einer durchschnittlichen geothermischen Tiefenstufe von ca. ein Grad Celsius pro 33 m Tiefe.

Bergwerke können bereits während der Betriebsphase über die Bewetterung und Wasserhaltung beträchtliche Mengen an warmer Luft und Grubenwasser liefern. Je nach Tiefe der Lagerstätte können Temperaturen von über 60°C auftreten.

Nach der Stilllegung des Bergwerks stehen mit den weit verzweigten Bergwerksstollen untertage und den Förder- und Bewetterungsschachtanlagen weitgehend fertig erschlossene „Wärmetauschersysteme“ mit sehr großen Volumina zur Verfügung. Das gängige Stilllegungskonzept von Bergwerken sieht die Flutung der Anlagen vor, weshalb diese in der Regel mit relativ geringem Aufwand für eine weitere Nachnutzung als hydrothermale Lagerstätten angepasst werden können (www.geothermie.de, letzter Zugriff am 1.9.2011).

Wichtige Vorteile aufgelassener und gefluteter Bergwerke, die die Grundlage für eine wirtschaftliche Nutzung der Erdwärme an solchen Standorten bilden, sind:

- Intensiver Wärmeaustausch zwischen Gestein und Grubenwasser aufgrund des aufgebrochenen Gebirges;
- Vorhandene Schächte für die Wassergewinnung oder/und Re-Infiltration und weiträumige hydraulische Verbindung der Schacht- und Streckenanlage mit dem durchlässigen Gebirge;
- Unmittelbare Nähe der Abnehmer zur Entnahmestelle für die gewonnene Energie (Wohn- und Gewerbegebieten).

Stillgelegte Bergwerke, vor allem jene bis zu Tiefen von 1.500 m, bergen ein hohes geothermisches Potential und stellen somit besonders geeignete Standorte für die Erdwärmegegewinnung dar (Clauser et al. 2005).

Zur Gewinnung der Erdwärme aus stillgelegten und gefluteten Bergwerken stehen im Wesentlichen zwei technische Varianten zur Verfügung:

- die Erdwärmesonde und
- das offene System i.A. ein Dublettensystem.

Bei der Erdwärmesonde handelt es sich um ein geschlossenes Rohrsystem, das in einen Schacht oder eine Bohrung eingebaut wird. In den geschlossenen Rohren zirkuliert ein Wärmeträgermedium (meistens Wasser mit Frostschutzmittel), das Wärme mit dem unmittelbar umgebenden Gestein austauscht. Der Wärmeaustausch wird allein durch die Wärmeleitfähigkeit (geschlossenes System) vollzogen (s. Abbildung 19).

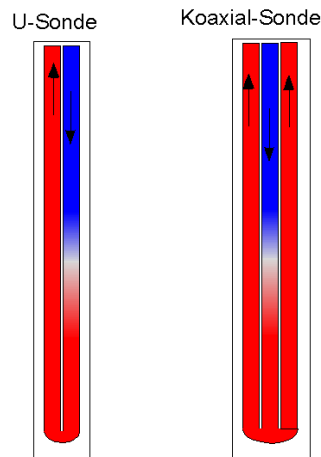


Abbildung 19: Zwei typische Erdsonden-Konfigurationen

Beim offenen System, gewöhnlich dargestellt durch einen Dublettenbetrieb wird demgegenüber gezielt ein Wärmestrom zwischen mindestens einer Entnahmestelle (Schacht oder Förderbrunnen) und einer Injektionsstelle (Schacht bzw. Schluckbrunnen) erzeugt, die heißes Grubenwasser aus dem Bergbau erschließen (s. Abbildung 20). Übertage wird der Grubenwasser-Kreislauf geschlossen. Die Energie wird in der Regel über einen Wärmetauscher, der das Ein- und Auspeisen von Energie ermöglicht, an den jeweiligen Endverbraucher weitergegeben. Das abgekühlte Grubenwasser wird über die Schluckbrunnen in das Grubengebäude zurückgeführt.

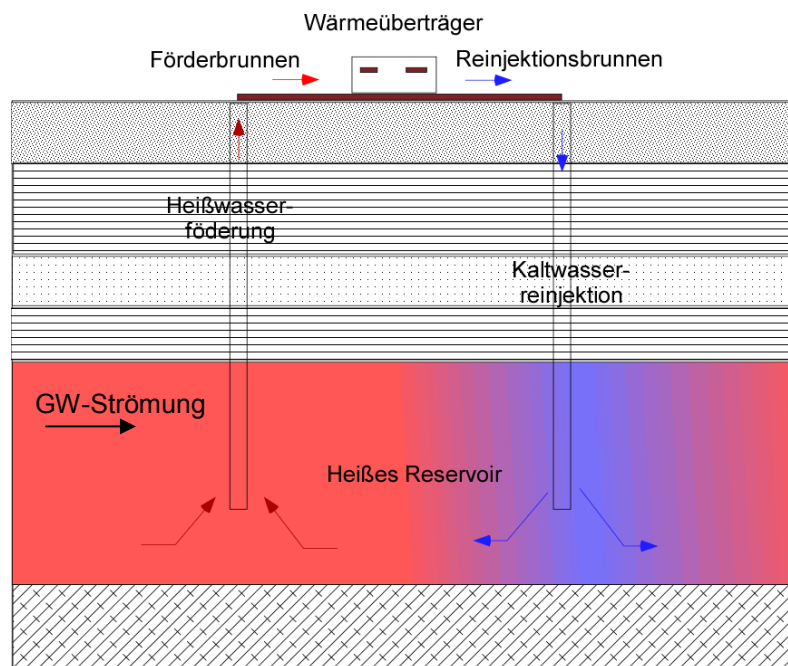


Abbildung 20: Schematische Darstellung des Wärme-/Wasserkreislaufs im Dublettensystem

Das Dubletten-System kann das Erdwärmepotential besser als die Erdwärmesonde nutzen d.h. es kann eine größere Energiemenge kontinuierlich bereitstellen und somit auch

Gewerbebetriebe und größere Wohnsiedlungen mit der erforderlichen Heiz- bzw. Kälteenergie versorgen. Das Dubletten-System ist technisch aufwändiger und teurer als die Erdwärmesonde (Clauser et al. 2005).

Saisonale Speicher: Die aufgelassenen Bergwerke können auch als saisonale Wärmespeicher verwendet werden. Die Speicheranlage besteht in der Regel aus zwei Bohrungen, die in einem definierten Abstand den gleichen Aquifer erschließen. Beide Bohrungen sind mit Pumpen sowie einem Injektionsstrang ausgestattet, so können Schächte oder Brunnen wechselweise zur Förderung oder zur Infiltration dienen. Dies führt natürlich zu komplexen Strömungsverhältnisse im Untergrund. Im Winter wird die Erdwärme aus dem Erdreich entnommen und zum Heizen genutzt. Die Temperatur des Reservoirs wird sich dabei entsprechend absenken. Im Sommer wird dann dieses Reservoir zur direkten Kühlung benutzt. Überschuss-Wärme zum Beispiel aus einer Solaranlage, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder Klimatisierung wird im Sommer im Untergrund gespeichert. Im Sommer ergeben sich dabei eine Erwärmung des Reservoirs und damit dessen teilweise oder vollständige Regeneration. Die Verluste sind standortabhängig, aber in der Regel gering (Bartels & Kabus 2010).

Saisonale Speicher können sowohl oberflächennah, als auch tief ausgeführt werden. Sogenannte Hochtemperatur-Speicher ($> 50\text{ °C}$) sind allerdings nur in größerer Tiefe denkbar. Beispielsweise verfügt das Reichstagsgebäude in Berlin über einen derartigen Speicher.

Wegen der auftretenden Temperaturen von 20 bis 30 °C sind für die Nutzung der Erdwärme aus Grubenwasser Wärmepumpen erforderlich. Diese Energiequelle ist im Allgemeinen für Niedertemperaturheizungen (z.B. Fußbodenheizung) oder Brauchwasser mäßiger Temperatur am effizientesten. In dicht besiedelten ehemaligen Bergbauregionen können die in gefluteten Grubengebäuden vorhandenen Warmwasserreservoirs eine wichtige Alternative bei der Energieversorgung darstellen (Schetelig et al. 2008).

4.5.2 Grundlage der Erdwärmegewinnung aus stillgelegten Bergwerken

Grubenwasser-Projekte sind technisch komplexe Projekte, die vor der Realisierung gründlich in Bezug auf die Geologie, Hydrogeologie, Bergbau-Geschichte, Grubenwasser-Temperatur und Chemie, Nähe der Nutzer, die Zugänglichkeit von Grubenwasser über bestehende Schächte, rechtliche Anforderungen, wirtschaftliche Machbarkeit und die Unterstützung der örtliche Gemeinde geprüft werden müssen. Dies kann vorab mittels Literaturrecherche, Modellrechnungen (Simulationen), und anschließend durch Felduntersuchungen und Monitoring erreicht werden.

Die Modellierung zielt auf die Vorhersage des Langzeitverhaltens der System-Temperatur ab. Analytische und numerische Modellierungen können angewendet werden. Felduntersuchungen sind notwendig, um die hydro-geologische Situation und den Zustand des Untertagebergbaus vor Ort zu klären. Diese umfassen Kamera-Inspektionen der Rohre, um ihren aktuellen Zustand zu dokumentieren; Pump- und/oder Tracerversuche, um die

hydraulische Reaktion des Reservoirs und auch die thermische und chemische Reaktion der geothermischen Energiequelle zu bestimmen.

Das Monitoring-Programm besteht aus Pegelmessungen in den Gängen bzw. Stollen und Schächten, Wassertemperaturmessungen, hydrochemische Analysen und geophysikalische Logs.

Einige technische Randbedingungen wie Grubenwassertemperatur, Grubenwasserchemie, Nähe zu Verbrauchern, Zugänglichkeit von Grubenwasser, rechtlichen Auflagen, usw. sollen auch überprüft werden, weil sie für die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit eines Bergbaugeothermieprojekts von Bedeutung sind.

Die rechtlichen Auflagen (die genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen) werden von europäischen und nationalen Gesetzen gesteuert.

Die wirtschaftliche Machbarkeit hängt von einer Vielzahl von Faktoren wie z.B. den oben genannten Randbedingungen sowie den aktuellen und zukünftigen Preisen für fossile Energie ab. (Quelle: Mine water Project Good Practice Guide)

Im Rahmen des Projektes „Bergbaugeothermie“ sollen zunächst die Grundlagenfragen bzw. Bedingungen überprüft werden, bevor dann in einer weiteren Phase konkrete vor Ort Untersuchungen (u.a. Pumpversuche) durchgeführt werden.

4.5.3 Bisherige Erfahrungen über die geothermische Nutzung stillgelegter Bergwerke

Bisherige Erfahrungen über die geothermische Nutzung stillgelegter Bergwerke liegen z.B. aus Projekten in Aachener Steinkohlerevier (DE), in Südlimburger Steinkohlerevier (NL), im Bergwerk Auguste Viktoria (DE), in Ehrenfriedersdorf (DE) und in Springhill (Kanada) vor. Eine kurze Beschreibung dieser Projekte folgt hier:

Springhill (Kanada)

Ropak Can Am Ltd, ein Hersteller von Kunststoffverpackungen, nutzt die geothermische Energie aus Grubenwasser in stillgelegten Bergwerken zum Heizen und Kühlen im Werk in Springhill, Nova Scotia, Kanada. Ropak ist das erste Industriegebiet in Kanada, das die wirtschaftliche und technische Machbarkeit dieser Energiequelle demonstriert.

Das Grubenwasser wird bei einer Temperatur von 18°C mit einer Förderrate von 4 l/s aus einem überfluteten Bergwerk gepumpt und dann durch ein Wärmepumpensystem mit 13°C in einen anderen, separaten, aber verbundenen Bergbau rückgeführt. Die jährliche Energieeinsparung im Vergleich zu herkömmlichen Systemen beträgt etwa 600 MWh. Die Installation des geothermischen Energiesystems hat sich innerhalb von 3 Jahren amortisiert. (Quelle: CADDET)

EU „Minewater Projekt“

Im Jahre 2002 wurde durch die Stadt Heerlen (NL) das sogenannte "Minewater Project" zur Untersuchung und Demonstration der Nutzungsmöglichkeiten des Grubenwassers zur Gewinnung geothermischer Energie initiiert. Das Projekt wurde von der Europäischen Union gefördert.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Das "Minewater Project" sieht in der Nähe der im Herzen der niederländischen Kohleabbaugebiet gelegenen Stadt Heerlen die Gewinnung von Erdwärme aus Grubenwasser mit einer Gesamtleistung von etwa 5 MW vor; es soll Energie für die Beheizung und Kühlung von Gebäuden und ganzen Siedlungen an zwei verschiedenen Standorten (im Zentrum und im Norden der Stadt Heerlen) gewonnen werden.

Zur Erschließung des Grubengebäudes wurden im Stadtteil Heerlerheide zwei 700 m tiefe Brunnen für die Warmwasserproduktion abgeteuft. Im Stadtpark Oranje Nassau wurden drei Brunnen gebohrt, die eine Tiefe von 250 m bis 450 m aufweisen.

Das Energiegewinnungskonzept sieht vor, im Winter warmes Grubenwasser aus rd. 700 m Tiefe am Standort Heerlerheide zu fördern und das abgekühlte Wasser rd. 4,5 km weiter südsüdöstlich am Standort Stadtpark Oranje Nassau wieder zu infiltrieren; im Sommer erfolgt die Förderung kalten Wassers aus etwa 250 m Tiefe am Standort Stadtpark Oranje Nassau und die Reinfiltration am Standort Heerlerheide. (Quelle: Mine Water Project Good Practice Guide)

Aachener Steinkohlerevier (DE)

Im Rahmen des EU Projekts „Minewater“ wurde eine Machbarkeitsstudie zur Überprüfung der Möglichkeiten einer thermischen Nutzung des in den stillgelegten Steinkohlengruben anstehenden Grubenwassers durchgeführt. Erste Modellrechnungen zeigten, dass für eine Betriebsdauer von 30 Jahren eine weitgehend konstante Wärmemenge gefördert werden kann. Somit ist die Versorgung eines geplanten Wohnparks (Jahresheizenergiebedarf von 450 MWh) mit Erdwärme für Heizzwecke aus geophysikalischer Sicht sichergestellt (Quelle: Clauser et al. 2005).

Bergwerke Auguste Viktoria (DE)

Vier Mehrfamilienhäuser in Marl (DE) werden durch eine Tieferdärmesonde (Tiefe 700 m) und eine oberflächennahe Erdärmesonde (Tiefe 170 m) geheizt. Die tiefe Sonde nutzt die Erdwärme aus einem alten, nicht mehr genutzten Schacht des benachbarten Bergwerks Auguste Victoria (Quelle: Farwick et al. 2010).

Ehrenfriedersdorf (DE)

Die 1994 erbaute und 1997 erweiterte Wärmeversorgungsanlage dient mit einer Gesamtleistung von 16 kW zur Wärmeversorgung der übertägigen Betriebsgebäude der Grube, die heute u.a. ein Bergbaumuseum beherbergen. Die Anlage besteht aus einem in 110 m Tiefe in nächster Nähe zum Richtschacht aufgestellten Plattenwärmetauscher sowie aus einer im Übertagebereich aufgestellten Wärmepumpe. Das 10 °C warme Schachtwasser durchläuft den Plattenspeicher und gibt seine Wärme an einen Sekundärwasserkreislauf ab. Dieser speist seinerseits 110 m höher die Wärmepumpe, die ihrerseits die Wärmefracht auf den gebäudeeigenen Heizungskreislauf transferiert. Das um etwa 5 °C abgekühlte Wasser des Sekundärkreislaufes fließt nun zum Plattenspeicher in 110 m Tiefe zurück, um hier erneut aufgewärmt zu werden (Quelle: Grubenarchäologische Gesellschaft).

Tabelle 4 gibt einen Überblick über einige bisher installierte geothermische Anlagen auf Grubenwasserbasis. In Anbetracht der zahlreichen Bergwerke weltweit ist klar, dass das im Grubenbau vorhandene thermische Energiepotential bisher weitgehend ungenutzt ist. Die Beispiele beweisen aber, dass dieses Potential zur dezentralen Nahwärme- bzw. Kälteversorgung geeignet ist.

Tabelle 4: Einige bisherige geothermische Anlagen (Quelle: Grubenarchäologische Gesellschaft (GAG), Dr. Thomas Krassmann 15. Okt. 2004)

Ort:	Anlage:	Baujahr:	Wasser- temperatur (°C):	Leistung (KW):	Abnehmer:
Freiberg, Sachsen:	Reiche Zeche	1990/91	11	37	Besucherbergwerk
Ehrenfriedersdorf, Sachsen:	Nordwestfeld	1993/94	12	58	Mittelschule
	Richtschacht I	1994	10	16	Besucherbergwerk
	Richtschacht II	1997	10	100/1000*	Gewerberäume
Wittmansgereuth, Thüringen:		1981			
	Eisenerzgrube	nach 1990 stillgelegt	9, später 5	80	Forschungsinstitut
Essen, NRW:	Zeche Heinrich	1982	22	190	Seniorenheim
Pribram, Böhmen:	Prokopschacht	1989	23	1000, davon 500 genutzt	Schule, Verwaltungsgebäude
Marienbad, Böhmen:	Hachov - Plana	1989	ca. 20	550	Bergwerksgebäude einer Urangrube
Spring Hill, Kanada:	mehrere Bergwerke	seit 1987	19 - 21	mind. 700	Gewerbe/ Wohngebiet
Heerlen, Niederland:	Grube Oranje Nassau	2008	35	5000	Geschäftsgebäude/ Siedlung
				* = geplant in Ausbaustufe II	

4.5.4 Beobachtungen im Bergbau Fohnsdorf

Ein erhöhter geothermischer Gradient (ca. 35-40 °C km⁻¹) und ein Einbruch von heißem Wasser von prätertiären Gesteinen im ehemaligen Kohlebergwerk stellen möglicherweise Beweise für das geothermische Potential im Fohnsdorfer Becken dar (Gnjezda 1988).

Wassereinbruch

Im Jahr 1940 kam es beim Weiterteufen des Wodzicki-Förderschachtes in 865 m Tiefe am Kontakt zwischen Tertiär und kristallinem Grundgebirge zu einem Wassereinbruch. Thermalwässer traten mit über $0,7 \text{ m}^3 \text{ min}^{-1}$, einer Temperatur von $39,9^\circ\text{C}$ und einem Druck von 82 bar aus (Weber & Weiss 1983). Eine Erklärung für den Wassereinbruch bietet die Gestaltung des Grundgebirges: Die Grenze Tertiär- und Grundgebirge fällt an der Stelle mit 60° steil nach Süden ein und ist durch zahlreiche Brüche versetzt. Beim Weiterteufen wurde eine wasserführende Kluft im Gneis des Grundgebirges angefahren, was zum Wassereinbruch geführt hat (Sovinz 1947).

Auftreten von Säuerlingen

In den ansonsten trockenen Fohnsdorfer Gruben kam es an einigen Stellen zum Auftreten von Säuerlingen an der Grenze Tertiär- zu Grundgebirge. Vier Säuerlinge werden in der Literatur erwähnt (WRB 1995):

- 10. Horizont des Wodzicki-Schachtes in 865 m Tiefe (Zetinigg 1993)
- 7. Sohle im Karl-August-Schacht (633 m Teufe; Niehus 1955/56)
- Blindschacht des 9/10. Horizontes im Karl-August-Schacht (~741m Tiefe; Polesny 1970)
- Säuerling in der Nähe des Antoni-Schachtes (Gnjezda 1987)

Somit ist der Zusammenhang zwischen dem Auftreten von Säuerlingen entlang von Störungszonen an einigen Stellen sehr naheliegend.

4.5.5 Wärmeanomalie im Raum Fohnsdorf

Die Temperatur des Wassers entspricht ungefähr der Gesteinstemperatur, welche im 9. Bau des Wodzicki-Schachtes (in 698,9 m Tiefe) bei 35°C liegt (Fuglewicz 1937) und in 1.133 m Tiefe bei $45,4^\circ\text{C}$ (Sachsenhofer et al. 2000b). Nach Gnjezda (1988) beträgt der geothermische Gradient im Gebiet Fohnsdorf zwischen $33,9$ und $39,1^\circ\text{C km}^{-1}$. Die rekonstruierte thermische Geschichte des Fohnsdorfer Beckens anhand zweier Tiefenbohrungen (Weisskirchen und Gabelhofen) indizieren einen gering erhöhten Paläo-Wärmefluss ($65\text{--}70 \text{ mW m}^{-2}$), der mit leicht erhöhten geothermischen Gradienten übereinstimmt (Sachsenhofer et al. 2000a,b). Der günstige geothermische Gradient könnte auf einen lokalen miozänen Wärmearstieg entlang der großen Störung dieses Raumes aus dem unterlagernden Penninikum zurückzuführen sein (WRB 1995).

Abbildung 21 zeigt die Flächenverteilung der Temperaturanomalie im Raum Fohnsdorf. So ist die Wärmeanomalie südlich von Fohnsdorf, bei Schloss Gabelhofen auf eine schmale, 500 Meter breite Westnordwest-Ostsüdost streichende Zone beschränkt.

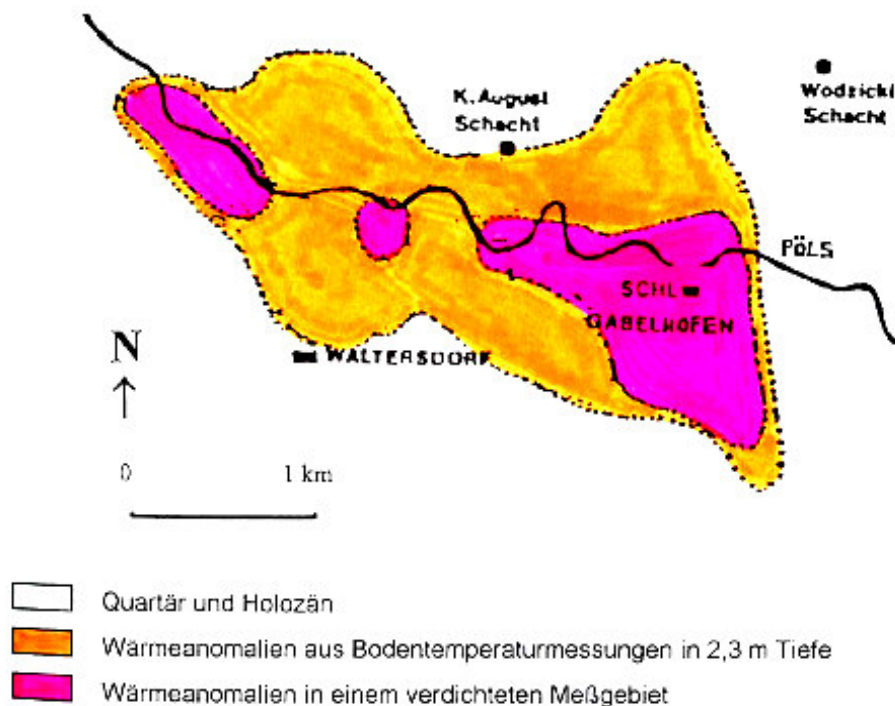


Abbildung 21: Übersicht über die Temperaturanomalien im Raum Fohnsdorf (in Schmalzmeier 1996).

Die Wärmeanomalien in diesem Bereich berechtigen nach Gnjezda (1988) zu einer geothermischen Nutzung. Im Herbst 1995 wurde nördlich des Schlosses Gabelhofen die 2.000 m tiefe Geothermiebohrung Gabelhofen Thermal 1 abgeteuft. Dabei wurde einen Thermalsäuerling mit einer Temperatur von rund 50 °C erschrotet (Sachsenhofer et al. 2000b).

4.5.6 Berechnung des Geothermischen Potentials

Zur Bestimmung des in einem gefluteten Bergwerk eingestauten Wasservolumens existieren grundsätzlich zwei Ansätze. Hamm et al. (2007) berechnen das Wasservolumen über die Pumpleistung, die zum Entwässern der Grube benötigt wurde und die Zeit, die bis zur Füllung der Grube verging. Da der Wassereinstieg diskontinuierlich verlaufen ist (Dauner 1985) und eine genaue Dokumentation des Flutungsvorganges der untersuchten Grube den Autoren nicht bekannt ist, konnte diese Methode hier nicht angewandt werden. Ein anderer Ansatz ist die Berechnung des Hohlraumes der Grube. Da Länge und Querschnitt der einzelnen Tiefbausohlen sowie die Ausdehnung der Abbauflächen gut dokumentiert sind, kann ein guter Schätzwert für das eingestaute Wasservolumen gegeben werden. Eine exakte Berechnung ist jedoch nicht möglich, da es keine genauen Angaben über das Maß der Rückverfüllung der Gangbereiche gibt.

Laut dem Hauptbetriebsplan von 1972, weisen die Hauptstrecken und Querschläge eine Länge von ca. 80 km auf. Unter der Annahme eines Querschnittes von 8 bzw. 15,4 m² (lt.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Auskunft von Herrn Kopp, Bergbaumuseum Fohnsdorf) ergibt sich ein Volumen von ca. 676.000m³.

Tabelle 5: Berechnung des geothermischen Potentials

	Länge [m]	Querschnitt [m ²]	Volumen [m ³]
Hauptstrecken, Querschläge	80.000	8	640.000
Schrägschächte	1.600	15,4	25.000
Werkstätten			11.000
		Summe:	676.000

Bei einem einmaligen Wärmeentzug in Verbindung mit einer Temperaturabsenkung um 15 K entspricht das einer entnommenen Wärmemenge von ca. 12 Mio. kWh oder über ein Jahr verteilt (8.760 h) einer konstanten oder durchschnittlichen Wärmeentzugsleistung von 1.330 kW.

Um das gesamte im ehemaligen Bergwerk eingestaute Grubenwasser einmal in einem Jahr zu entnehmen und wiederzuversickern, müsste man mit einer Rate von ca. 21,4 l/s pumpen bzw. verpressen:

$$676.000 \text{ [m}^3\text{]} / 365 \text{ [d]} / 24 \text{ [h]} / 3600 \text{ [s]} = 0,0214 \text{ [m}^3\text{/s]} = 21,4 \text{ [l/s]}$$

Die erzielbare Wärmeleistung in [W] liegt bei dieser Pumprate bei:

$$0,0214 \text{ [m}^3\text{/s]} * 998 \text{ [kg/m}^3\text{]} * 4.180 \text{ [J/kg,K]} * 15 \text{ [K]} = 1.339.000 \text{ [J/s=W]}$$

oder bei 1.339.000 [W] * 8.760 [h] = 12 Mio. [kWh] Wärmeertrag.

5 Modellerstellung

Im Bezirk Fohnsdorf in der Steiermark soll anhand numerischer Simulationen das geothermische Potential im aufgelassenen Bergbau Fohnsdorf ermittelt werden. Für das stillgelegte Bergwerk in Fohnsdorf werden verschiedene Betriebsweisen bzw. Szenarien simuliert, um ein an das Warmwasserreservoir angepasstes Energieversorgungskonzept zu ermitteln. Anhand der Modellrechnungen werden die aktuellen und zukünftigen hydraulischen und thermischen Verhältnisse bei einer geothermischen Nutzung des Untertagesystems prognostiziert.

5.1 Allgemeines

Es gibt verschiedene numerische Programme bzw. Ansätze zur Abschätzung des geothermischen Potentials für Grubenwasseranlagen. Malolepszy (2003) hat zum Beispiel ein TOUGH2-Modell (Pruess 1991) verwendet, um den Wärme- und Stofftransport für eine geothermische Energiegewinnung in einem polnischen Kohlebergwerk zu simulieren. Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie zur Abschätzung des geothermischen Potentials der Aachener Kohlerevier haben Clauser et al. (2005) in Shemat (Clauser 2003) ein zylindrisches 2D-Modell verwendet. Renz et al. (2008) haben FEFLOW (Diersch 2005) für eine geothermische Energiegewinnung in einem deutschen Salzbergwerk eingesetzt.

In früheren Studien wurde eine Reihe verschiedener Ansätze verwendet, um den Fluidstrom innerhalb von Bergwerksanlagen zu simulieren. Die Modellierung der bergbaulichen Hohlräume in der Literatur reicht von 3D-Navier-Stokes-Berechnungen durch verschiedene 3D-Poröse-Medien-Ansätze, kombiniert mit 1D-Rohrströmung und Hybrid-Finite-Elemente-Mischzellen-Ansätze bis zur Darcy-Flow-Berechnung sowohl für die Umgebungsgesteine als auch für Bergwerksanlagen (Renz et al. 2008).

Trotz des Potenzials, welches die gefluteten Bergwerke für eine Erdwärmegewinnung bieten, und der bisherigen Aktivitäten im Rahmen der Aufsuchung und Gewinnung existiert bislang allerdings kein Simulationswerkzeug, mit dem die spezifischen hydraulischen, thermischen und geologischen Gegebenheiten in einem gefluteten Bergwerk realitätsnah und praktikabel abgebildet werden können.

Es ist eine übliche Praxis (bzw. Näherung wegen des komplexen Aufbaus), die bergbaulichen Hohlräume als poröse Medien mit einer sehr großen Durchlässigkeit im Modell zu berücksichtigen, die idealerweise mit gemessenen Daten (siehe z.B. Clauser et al. 2005) angepasst bzw. kalibriert wird (Renz et al. 2008). Dieser Ansatz wird auch für den Aufbau des gegenständlichen 2D- und 3D-Modells verwendet.

5.2 2D-Modell

Für eine erste Abschätzung des verfügbaren Energiepotentials wurde zunächst ein zweidimensionales Modell erstellt. Hierfür wurde das numerische Simulationswerkzeug SHEMAT (Clauser 2003) eingesetzt. Mit SHEMAT können auf einem drei- bzw. zweidimensionalen Finite-Differenzen-Gitter Strömung, Wärme- und Stofftransport, sowie chemische Reaktionen berechnet werden. Das Softwarewerkzeug wurde schon für die Ermittlung der Erdwärmegewinnung im Aachener Kohlerevier (Clauser et al. 2005) und im Bergwerk Auguste Viktoria (Farwick et al. 2010) eingesetzt.

Es wird ein Dubletten-Fördersystem betrachtet, das aus einem Förder- und einem Injektionsbrunnen besteht, die einen Abstand von ca. 1.100 m zu einander aufweisen.

Für die Leistungsvorhersagen des unterirdischen Systems am Fohnsdorfer Bergwerk wird eine Simulationsdauer von 15 Jahren berücksichtigt.

Es werden ein stationäres und ein instationäres 2D-Modell erstellt. Zwei Szenarien werden mit dem stationären Modell berechnet. Erstens wird das Hintergrundtemperaturfeld für das Fohnsdorfer Becken nachgebildet. Dann wird in einem zweiten Modell der gekoppelte GW- und Wärmetransport simuliert. Diese Modelle werden dann als anfängliche Bedingungen für die transienten Berechnungen verwendet: die Evolution des Temperaturfeldes als Antwort auf die Förderung bzw. Rückführung von Wasser im Stollensystem.

5.2.1 Konzeptuelles, standortspezifisches 2D-Modell (KSM)

Vor der numerischen Modellierung wurde eine intensive Datenrecherche und -aufbereitung durchgeführt. Ziel dieser Datenaufbereitung war es, ein in sich konsistentes und aktuelles geohydrothermales, standortspezifisches Systemmodell, das so genannten „Conceptual Site Modell“, zu erstellen, welches die Grundlagen für die numerischen Berechnungen liefert.

Es ist zu betonen, dass die Qualität der Eingabedaten maßgeblich das Modell, die darauf basierende Modellierung und schließlich die daraus resultierenden Prognosen beeinflusst.

Die Daten, die bereits oben (in Abschnitt 4) beschrieben wurden, liefern Informationen über:

- die Geologie, Stratigraphie und Tektonik des Fohnsdorfer Beckens
- die Grundwasserverhältnisse im Raum Fohnsdorf
- das Temperaturfeld und
- die hydraulischen, thermischen und hydrochemischen Parameter.

Die Daten wurden miteinander verglichen, auf Konsistenz geprüft und anschließend in ein gesamtheitliches, geohydrothermales, konzeptuelles Modell integriert.

In Abbildung 22 ist ein Schnitt durch das konzeptuelle Modell dargestellt, der die wesentlichen geologischen, hydraulischen und bergbaulichen Datensätze/Verhältnisse am Standort in sich vereint. Der unmaßstäbliche NW-SE Profilschnitt durch das Fohnsdorfer Becken basiert auf Sachsenhofer et al. (2000a).

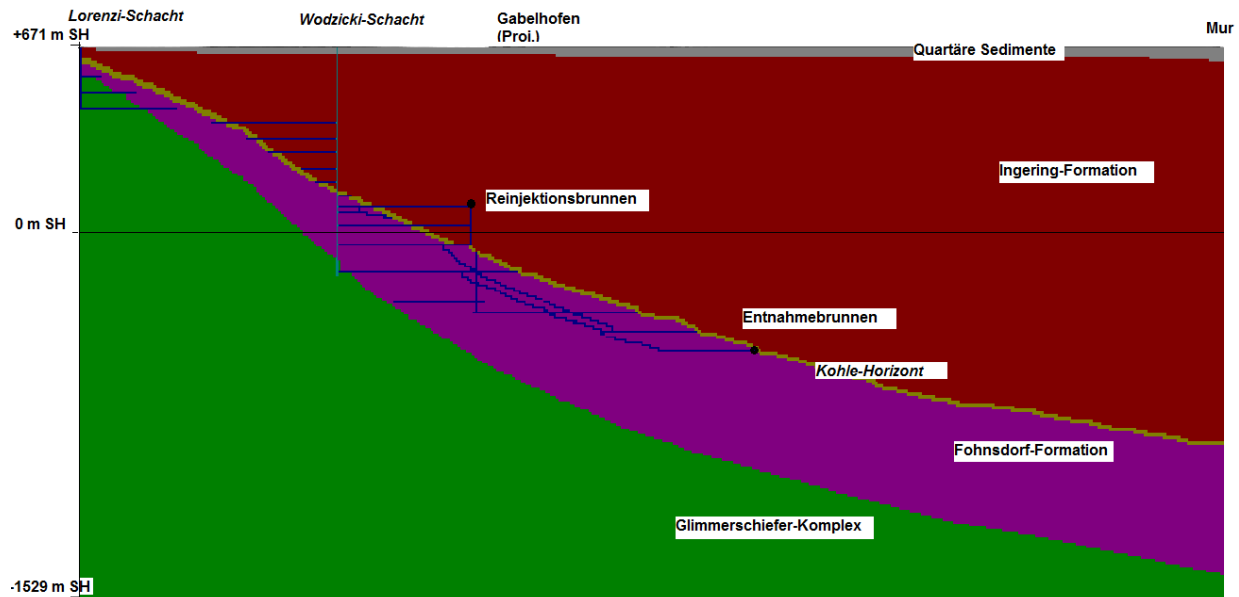


Abbildung 22: Konzeptuelles Modell mit unterschiedlichen strukturellen Zonen, Injektions- und Entnahmenbrunnen

Die quartäre Schicht ist in grau, der Mergelschiefer in rot, der Sandstein in lila, der Glimmerschiefer in grün, der Kohlehorizont in hellgrün dargestellt. Die geöffneten Stollen, Richt- und Hauptstrecken sind in blau; die verfüllte Schächte in hellblau dargestellt.

Die Geologie des Beckens wurde in fünf lithostratigraphische Haupteinheiten vereinfacht:

1) das Grundgebirge (Glimmerschiefer-Komplex) an der Basis des Beckens, 2) der tiefere Komplex mit Brekzien, Sandsteinen und 3) das Kohleflöz am Top (Liegendserie: Polesny 1970; Fohnsdorf-Formation, Sachsenhofer et al. 2000b); 4) der mittlere Komplex mit Hangendmergel, Sandstein und Konglomeraten ("Hangendserie": Polesny 1970; Ingering Formation, Sachsenhofer et al. 2000b); und 5) die quartären Locker-Sedimente am Top des Beckens. Die kristallinen Gesteine bieten durch Klüfte und Störungen (Brüche) örtlich sehr gute Wasserwegigkeiten, während die tertiäre Beckenfüllung überwiegend als Grundwasserstauer wirkt. Die quartären Sedimente bilden den freien Grundwasserleiter.

Nach der Stilllegung des Bergbaus im Fohnsdorf blieben die Richtstrecken und die Grundstrecken beim Rückzug weitgehend offen (Dauner 1985). Nach Einstellung der Wasserhaltung stieg der Wasserspiegel und die Grube wurde geflutet. Die geöffneten Stollen, Schrägschächte, Richt- und Hauptstrecken wurden im 2D-Modell deswegen als Hohlräume mit Wasser verfüllt berücksichtigt (in blau im Profilschnitt dargestellt). Die verfüllten Schächte sind in hellblau abgebildet.

Als geeignete Stellen für die Niederbringung der beiden Brunnen wurden die mit Wasser verfüllten Stollen angesehen, die eine höhere Permeabilität aufweisen.

5.2.2 Modellgebiet, Modellabgrenzung und Netzgenerierung

Aufbauend auf dem standortspezifischen Systemmodell (Abbildung 22) wird der Modellraum horizontal und vertikal diskretisiert und parametrisiert.

Die Modellgrenzen orientieren sich vom Lorenzi-Schacht im Nordwesten (NW) bis zur Mur im Südosten (SE). Die geologischen Strukturen beruhen auf Daten des früheren Kohlebergwerkes sowie Bohrungs- und Seismikdaten (Sachsenhofer et al. 2010).

Das Modellraster besteht insgesamt aus 420 x 220 Zellen d. h. 100.000 Zellen. Die horizontale und vertikale Ausdehnung ist 4,2 km und 2,2 km. Die Modellmächtigkeit beträgt 100 m.

Die Zellgröße ist 10 m x 10 m x 100 m für alle 100.000 Zellen des Modells.

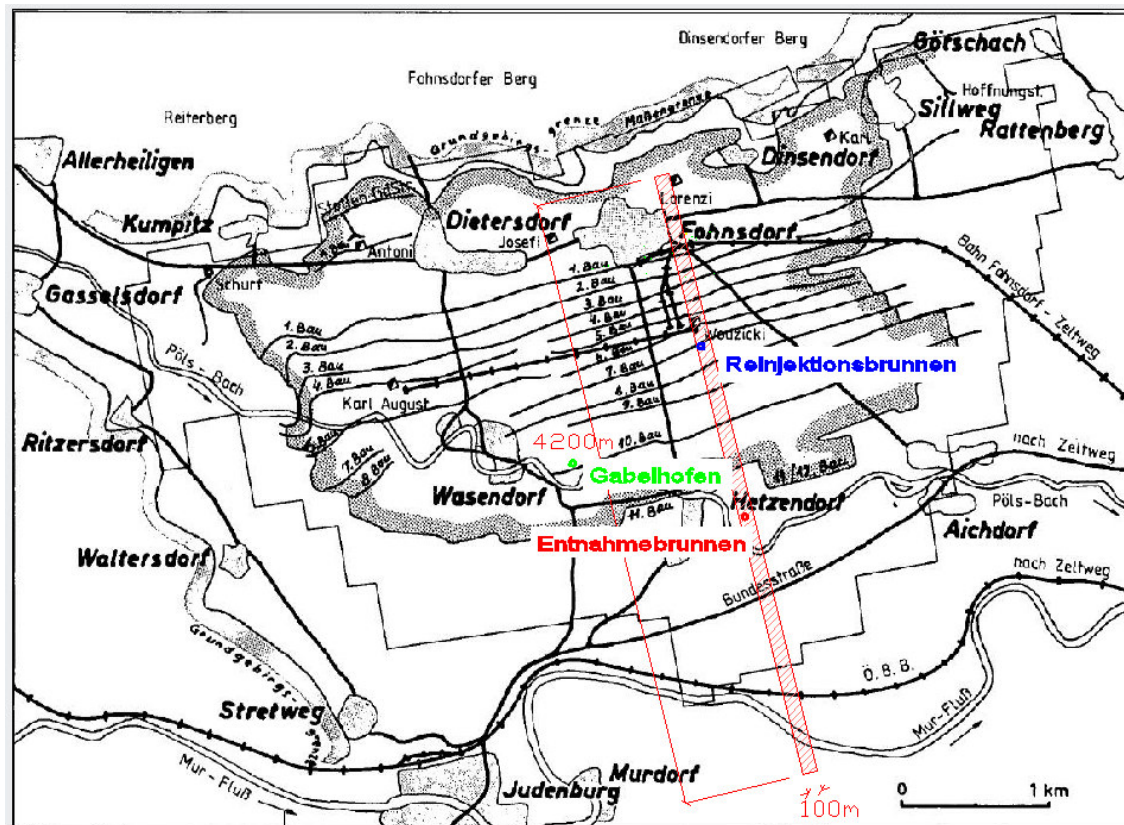


Abbildung 23: Lageplan 2D-Modell

5.2.3 Randbedingungen

Im Folgenden werden die zu definierenden Randbedingungen für das gegenständliche 2D-Modell diskutiert.

Grundsätzlich lassen sich zur Abgrenzung des Modells nach außen 3 Arten von Randbedingungen (RB) unterscheiden:

- 1, für eine undurchlässige bzw. wärmeisolierte Grenze
- 2, Zelle mit definiertem Zu- und Ab(wärme)fluss (Neumann-Randbedingung)
- -1, Festpotentialhöhe bzw. Festtemperatur (Dirichlet-Randbedingung)

Für die stationäre Rechnung des „HEAT“-Modells (konduktives Modell) wurden folgende Ränder definiert (Tabelle 6): Die obere Grenze des Modells ist der Grubenwasser-Stand entlang dem NW-SE Schnitt. Die Temperatur entlang dieser Grenze wird an 9°C festgehalten. Ein basaler Wärmestrom von 65 mW m⁻² wird an der unteren Grenze angenommen. Eine "no heat flow"- Bedingung wurde an den seitlichen Grenzen definiert.

Tabelle 6: Anfangs- und Randbedingungen für das Wärmetransportmodell

Eigenschaften	Einstellungen
Anfangstemperatur	9°C
Wärme-Randbedingungen	
-Oben	-1 (T=const.)
-Unten	2 (q=65 mW m ⁻²)
-Links	1 (no flow)
-Rechts	1 (no flow)

Das gekoppelte Modell besteht aus 2 Modulen, ein „HEAT“ und ein „FLOW“, die gekoppelt sind. Für die stationäre und instationäre Rechnung des gekoppelten „FLOW und HEAT“-Modells (konduktives und advektives Modell) wurden folgende Ränder definiert: Für die seitlichen Grenzen beider Module wird ein „fixes Potential“ bzw. „fixe Temperatur“ Randbedingung definiert. Ein basaler Wärmestrom an der unteren Grenze und konstante Temperatur an der oberen Grenze des HEAT-Moduls werden angesetzt. Alle anderen Grenzen (oben und unten) des FLOW-Moduls sind „no-flow“-Randbedingung.

Tabelle 7: Anfangs- und Randbedingungen des gekoppelten 2D-Modells

Eigenschaften des „FLOW“ (advektiven) Moduls	Einstellungen
Anfangsgrubenwasserstand	GW-Stand laut Strömungsbild vom 17.7.1995
Randbedingungen	
-oben	1 (no flow)
-unten	1 (no flow)
-links	-1 (h=const)
-rechts	-1 (h=const)
Eigenschaften des „HEAT“ (konvektiven) Moduls	
Anfangstemperatur	Die Ergebnisse des Wärmetransportmodells
Randbedingungen	
-Oben	-1 (T=const.)
-Unten	2 (q=65 mW m ⁻²)
-Links	-1 (T=const.)
-Rechts	-1 (T= const)

5.2.3.1 Anfangswassertemperatur

Die Jahresmittelwerte der Grundwassertemperatur im gesamten Aichfeld sind im Bereich von 8-9°C und liegen durchschnittlich bei 8,4°C (Worsch 1964). Daher wurde überall eine Anfangswassertemperatur von 9°C angenommen. Am oberen Modellrand ist diese Temperatur festgehalten.

5.2.3.2 Anfangswasserspiegel

Im Rahmen einer Dissertation (Wasservorsorge in der Region Aichfeld-Murboden, Schmalzmeier 1996) erfolgten am 17.7.1995 bei 113 Messstellen im Aichfeld-Murboden Messungen des freien (quartären) Grundwasserleiters, wobei der erstellte Grundwasser-Schichtlinienplan die Strömungsverhältnisse im Fohnsdorfer Becken darstellt (siehe Anhang 1).

Da den Autoren keine Information über die tatsächliche Grubenwasserhöhe bekannt war, wurde angenommen, dass nach der Überflutung des Bergwerks das Grubenwasser bis zur Tertiäroberkante gestiegen ist. Infolgedessen wurden die Grundwasserspiegelmessungen vom 17.7.1995 als Ausgangswasserspiegel im Modell gesetzt. Es wurde außerdem nachgewiesen, dass der advective Transport eine untergeordnete Rolle für das Temperaturregime im Modell spielt (Kapitel Modellkalibrierung).

5.2.4 Strukturelle Modelleinheiten

Das Modell besteht aus unterschiedlichen strukturellen Einheiten. Diese Einheiten wurden im numerischen Modell als separate Bereiche definiert. In Abbildung 7 sind alle strukturellen Einheiten des numerischen Modells farblich dargestellt. Der Untergrund wird durch fünf Bodenschichten mit jeweils variablen thermischen und hydraulischen Eigenschaften abgebildet (siehe Abbildung 7). Zusätzlich wurden die Schächte (verfüllt mit Füllgut) und die Haupt-, Richtstrecken und Schrägschächte (Hohlräume) berücksichtigt. Die geologischen Hauptschichten sind die Quartärsedimente (Schotter-Lehm-Schicht), Tertiärsedimente (im Hangenden: Mergel, Sandsteine und Konglomerate, im Liegenden: Sandstein), der Kohle-Horizont, und der Glimmerschiefer (kristallines metamorphes Grundgebirge).

Jede Zone bzw. Einheit hat eine Reihe von Gesteinseigenschaften: Wärmeleitfähigkeit (λ), spez. Wärmekapazität (A), Porosität (η) und Permeabilität (k) (s. Tabelle 8).

Die Durchlässigkeit der Sandsteine und Hangendmergel (der miozänen Schichtfolge) wird aufgrund der Erfahrungen des Bergbaues (Sovinz 1947) und Logbefunden (DLL-SP, GR) (Sachsenhofer et al. 2000b) als nur gering eingeschätzt. Die kristallinen Gesteine sind durch tektonische Beanspruchung und der daraus resultierenden starken Klüftung geprägt. Der stark gestörte Glimmerschiefer-Komplex weist daher örtlich gute Permeabilität auf (WRB 1995).

Die Sandsteine des tieferen Komplexes sind viel weniger (allgemein $<10\%$, nur einige Schichten $>20\%$) porös als die Sandsteine des oberen Komplexes (Sachsenhofer et al. 2000a).

Auswertungen eines Akustik-Logs in der offenen Strecke (von 1074 bis 2000 m) der Bohrung Gabelhofen Thermal 1 ergeben eine mittlere Gesamtporosität der offenen Strecke nach ARCHIE ($m = 1,4$) von $1,9\%$ (Vasvari 2001) für das kristalline Grundgebirge.

Die Werte der Wärmeleitfähigkeit wurden aus der Literatur (Clauser 2003, ÖWAV 2009) und Interpretation des Gamma-Ray-Logs bestimmt (siehe Abbildung 24 und Tabelle 8).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

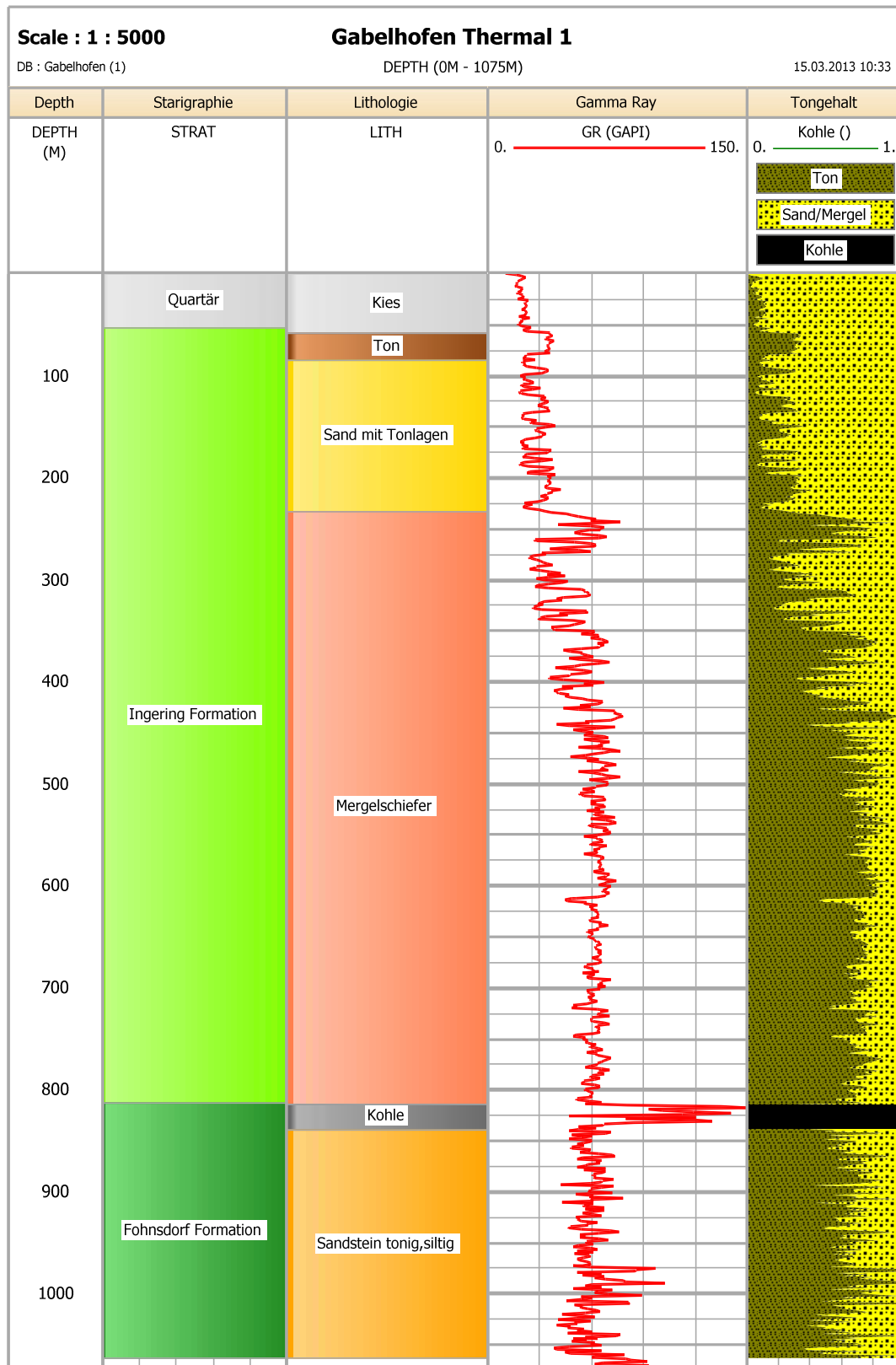


Abbildung 24: Das Gamma-Ray-Log der Bohrung Gabelhofen mit den abgeschätzten Volumenanteilen von Ton-, Kohle- und Sandstein, aus welchem wiederum die Bereiche der Wärmeleitfähigkeitswerte eingegrenzt werden können

Tabelle 8: Angenommene Werte für die Modelleinheiten

Zone	spezifische Wärmekapazität [MJ/m³K]	Wärmeleitfähigkeit [W/mK]	Porosität [-]	Permeabilität [m²]
1-Quartärsediment	2,1	2	0,2	E-12
2-Mergel	2,2	2,4	0,15	E-14
3-Kohle	1,3	0,5	0,01	E-15
4-Sandstein	2,1	2,5	0,1	E-16
5-Glimmerschiefer	2,3	2,9	0,02	E-17
6-Stollen	4,2	0,5	0,8	E-09
7- Schächte	1,8	1,6	0,001	E-18

5.2.5 Stationäre 2D-Modelle

5.2.5.1 Konduktives Temperaturfeld

Das rein konduktive Modell illustriert das Thermalregime, das resultieren würde, wenn die Wärme im Fohnsdorfer Becken nur durch die Wärmeleitung des Gesteins übertragen würde (Abbildung 25). Die Gestalt des Temperaturfeldes wird hauptsächlich durch die Verteilung der Wärmeleitfähigkeit beeinflusst. Der Verlauf des Kohleflözes ist auf Grund seiner niedrigen Wärmeleitfähigkeit durch einen Versatz der Temperaturisolinien zu erkennen. Die Temperatur liegt im Bereich von 9 (an der Oberfläche) bis 74,3°C.

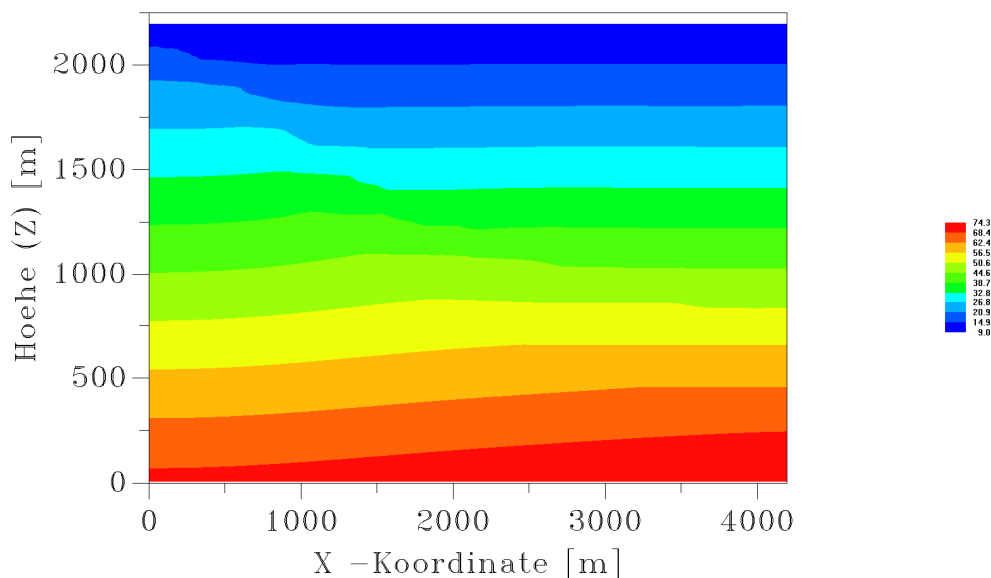


Abbildung 25: Temperaturverteilung im Fohnsdorfer Becken aufgrund des konduktiven Wärmetransportes

5.2.5.2 Konduktives und advektives Temperaturfeld

Als nächstes wird ein gekoppeltes stationäres Modell berechnet. Die Ergebnisse des stationären konduktiven Modells (oben Abbildung 25) dienen als Anfangstemperaturen für das gekoppelte Modell.

Das Temperaturregime als Ergebnis des konduktiven und advektiven (Wärmetransport durch Grundwasser) Wärmetransports ist in Abbildung 26 zu sehen. Die Temperaturausbreitung hat sich nur leicht verändert, was auf einen geringfügigen Einfluss des advektiven Wärmetransports hinweist.

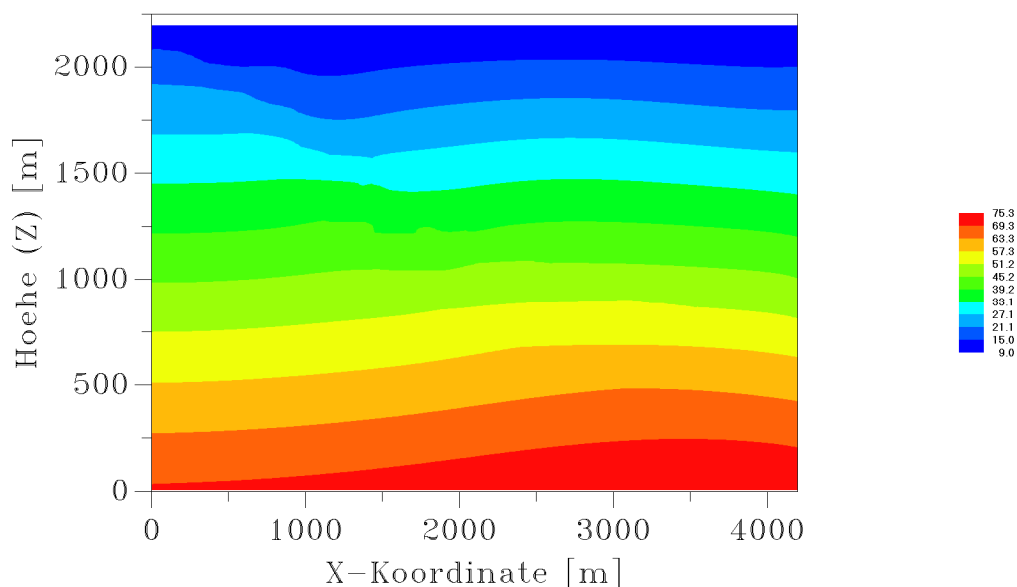


Abbildung 26: Temperaturausbreitung im Fohnsdorfer Becken aufgrund des konduktiven und advektiven Wärmetransportes

5.2.6 Modellkalibration

Das 2D-Modell wird anhand vorhandener Temperatur-Daten zunächst thermisch kalibriert. Für die hydraulische Kalibrierung fehlten aber Daten, z.B. aus Pumpversuchen im tertiären Becken oder genaue Daten über den Flutungsvorgang in der Fohnsdorfer Grube.

Sachsenhofer et al. (2000a) hat anhand von Daten aus einem Pumpversuch in der Bohrung Gabelhofen und Daten aus dem Fohnsdorfer Bergbau die Temperaturgeschichte der Bohrung Gabelhofen rekonstruiert. Der resultierende Temperaturverlauf mit zunehmender Tiefe am Bohrloch Gabelhofen (ca. 1,2 km vom Wodzicki-Schacht - s. Abbildung 23) wird für die Kalibrierung des numerischen Modells verwendet. Eine gute Anpassung (Abbildung 27) zwischen den gemessenen und berechneten Daten wurde mit einem Wärmestrom von 65 mW m^{-2} erhalten. Zum Vergleich: Sachsenhofer et al. (2000a) weist einen Wert von 61 mW m^{-2} aus. Wenn man die GW-Strömung berücksichtigt, verbessert sich die Übereinstimmung mit den Daten nur geringfügig, was wiederum bestätigt, dass der beobachtete Temperaturgradient hauptsächlich vom konduktiven Wärmetransport beeinflusst wird.

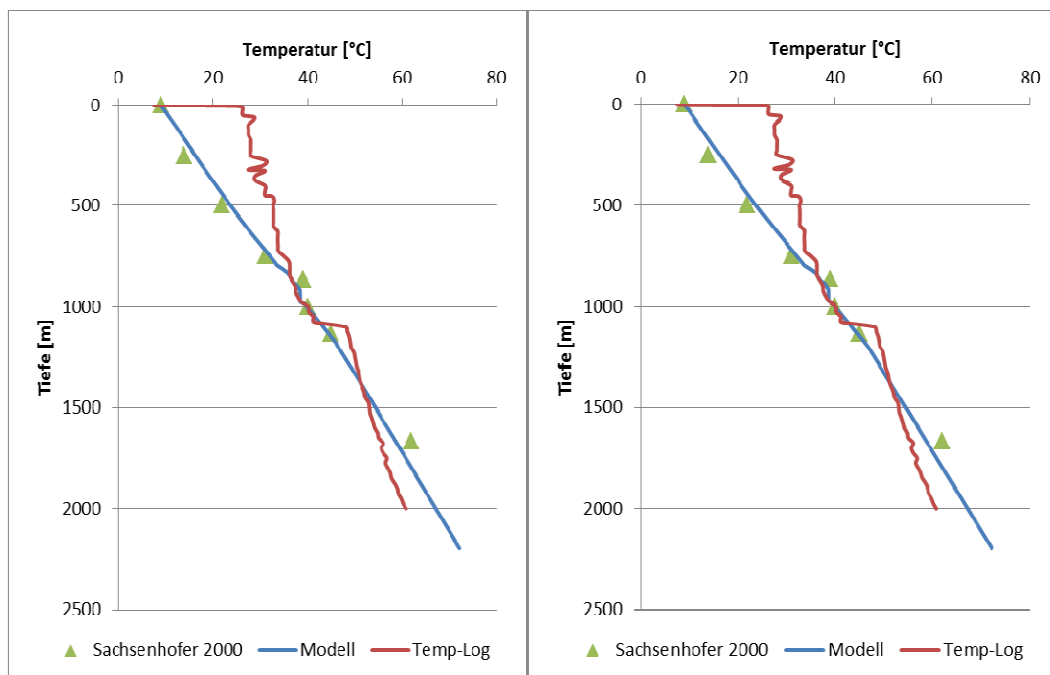


Abbildung 27: Vergleich der gemessenen mit der gerechneten Temperatur im Bohrloch Gabelhofen. links: das wärmeleitende („HEAT“) Modell, rechts: gekoppeltes („HEAT und FLOW“) Modell

In Abbildung 27 ist ebenfalls das Temperaturprofil vom Temperatur-Log (rote Linie) der Bohrung Gabelhofen angegeben. Kontinuierliche bzw. durchgehende Temperaturlogs zeichnen Unterschiede im thermalen Gradienten auf, die sich aus Unterschieden in der Wärmeleitfähigkeit der Gesteine ergeben, sofern der Wärmetransport konduktiv dominiert ist. Diese Unterschiede können für die Korrelation verwendet werden. Allerdings ist klar zu erkennen, dass das Temperatur-Profil gestört ist. Im flacheren Bereich ist eine Erhöhung der Temperatur festzustellen, während im tieferen Bereich eine Abkühlung gemessen wurde: dies ist ein typisches Verhalten bei einem noch gestörten Temperaturprofil, da durch die Zirkulation im Bohrloch die Temperaturen entlang des Bohrlochs angeglichen werden. Eine Korrektur des Logs war aber nicht möglich, da für die Korrektur des Logs mindestens zwei Messungen notwendig sind.

5.2.7 Instationäres 2D-Modell

Das kalibrierte Modell stellt die Ausgangslage vor der Simulation eines geothermischen Dubletten – Förderungssystems dar, das einen Förder- und einen Injektionsbrunnen über eine horizontale Entfernung von ca. 1,1 km enthält (Abbildung 28). Diese wurde in einem ersten standardisierten Rechenlauf mit einer Förderrate von 15 l s^{-1} und einer Reinjektionstemperatur von 10°C über eine Betriebszeit von 15 Jahren in das Modell implementiert. Die Förderrate entspricht etwa der Zuflussrate des Wassers nach der Stilllegung der Grube (Dauner 1985). Die Entnahmetiefe liegt bei ca. 1.100 m und die Reinjektionstiefe bei ca. 580 m.

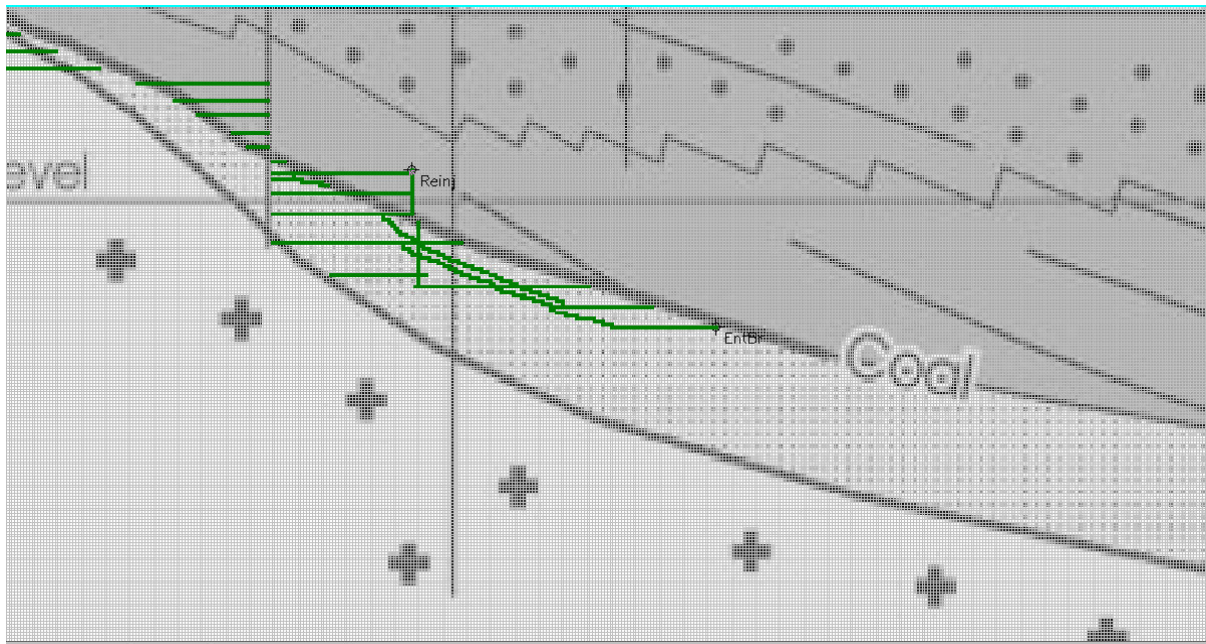


Abbildung 28: Position der Entnahmen- und Reinjektionzelle im 2D-Modell

Die Temperaturverbreitung nach 15 Jahren ist in Abbildung 29 dargestellt. Die Ausbreitung des Kaltwassers wird einerseits von der Betriebsweise der geothermischen Anlage und andererseits von den hydraulischen und thermischen Eigenschaften des Reservoirs bestimmt. Hinsichtlich der Eigenschaften des genutzten Reservoirs ist die räumliche Verteilung der gut bzw. schlecht durchlässigen lithologischen Einheiten als essentiellste hervorzuheben, da sie maßgeblich die Ausbreitungsgeschwindigkeit bestimmt.

Das kalte Grubenwasser fließt von oben nach unten bevorzugt in den offenen Strecken mit hoher Permeabilität. Es ist klar zu sehen, dass die beiden Bohrungen sich beeinflussen, was nach 15 Jahren Betrieb zu einer Temperaturabsenkung im Sumpf des Förderbrunnens von ca. 11°C führt.

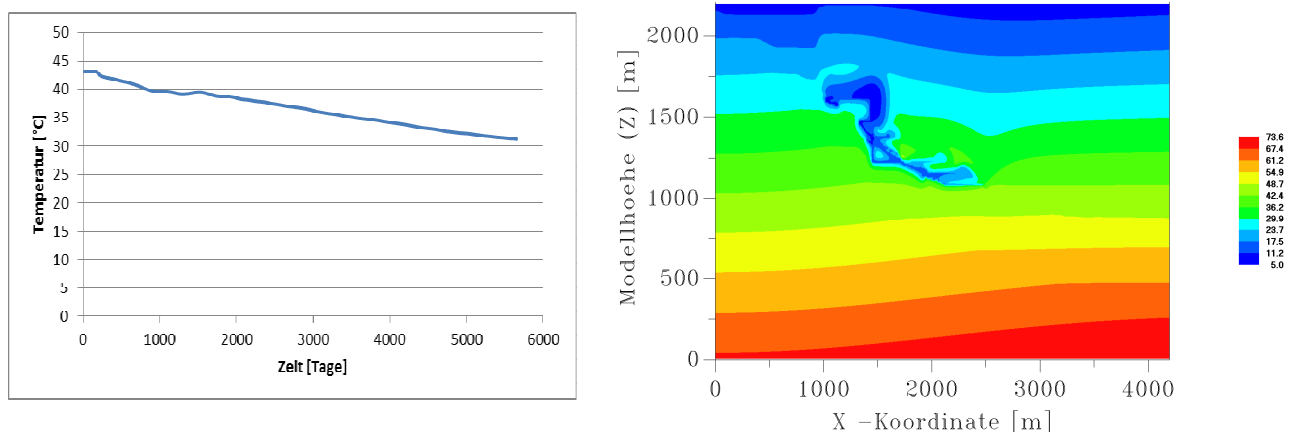


Abbildung 29: Links: Änderung der Temperatur an der Entnahmestelle im 2D-Modell, Rechts: Temperaturfeld nach 15 Jahren Dubletten-Betrieb

5.2.8 Sensitivitätsanalyse

Im zweiten Teil werden die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse hinsichtlich unterschiedlicher Modellparameter vorgestellt. Hier wird zwischen den lokalen hydraulischen Parametern (Modellgrößen) Porosität, Permeabilität einerseits, und den globalen Parametern Mächtigkeit des Modells andererseits unterschieden.

Die Permeabilität der Bergwerkseinheiten wurde für die Ausgangssimulation auf $k = E-08 \text{ m}^2$ festgelegt. Die Porosität der Hohlräume beträgt $\Phi = 90 \%$. Die Modellmächtigkeit (senkrecht zur Papierebene) beträgt 100 m.

In Abbildung 30 ist der zeitliche Temperaturverlauf im Sumpf des Förderbrunnens in Abhängigkeit von der Hohlraumpermeabilität dargestellt. Der größere Permeabilitätskontrast zwischen dem Gestein und den Hohlräumen verursacht eine größere Temperaturabsenkung. Der Grund dafür ist, dass bei höherer Permeabilität das kalte Grubenwasser schneller fließt und somit die beiden Bohrungen sich stärker gegenseitig beeinflussen. Wenn die Permeabilität der Hohlräume kleiner als $E-11 \text{ m}^2$ ist, wird die Abnahme der Fördertemperatur weniger steil. Bei niedriger Permeabilität dringt das kalte Wasser in das umgebende Gestein ein und verursacht eine zusätzliche Vermischung des Wassers in vertikaler aber auch in horizontaler Richtung. Damit ist die effektive Beeinflussung zwischen den zwei Bohrungen kleiner.

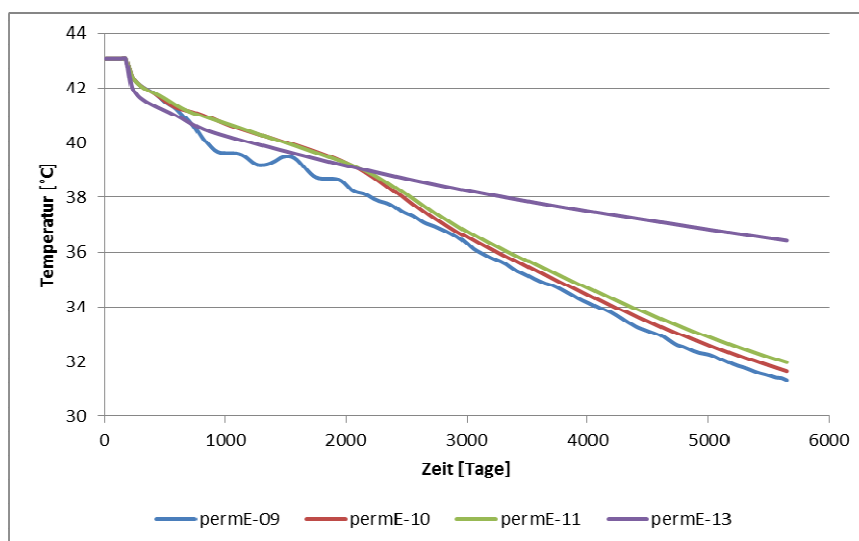


Abbildung 30: Temperaturabsenkung am Förderbrunnen in Abhängigkeit von Permeabilität in den Hohlräumen

Die Auswirkung der Porosität in den Hohlräumen auf den Temperaturverlauf ist als gering einzustufen (Abbildung 31). Der Grund dafür ist die sehr hohe Permeabilität, die hauptsächlich den Wärmetransport beeinflusst.

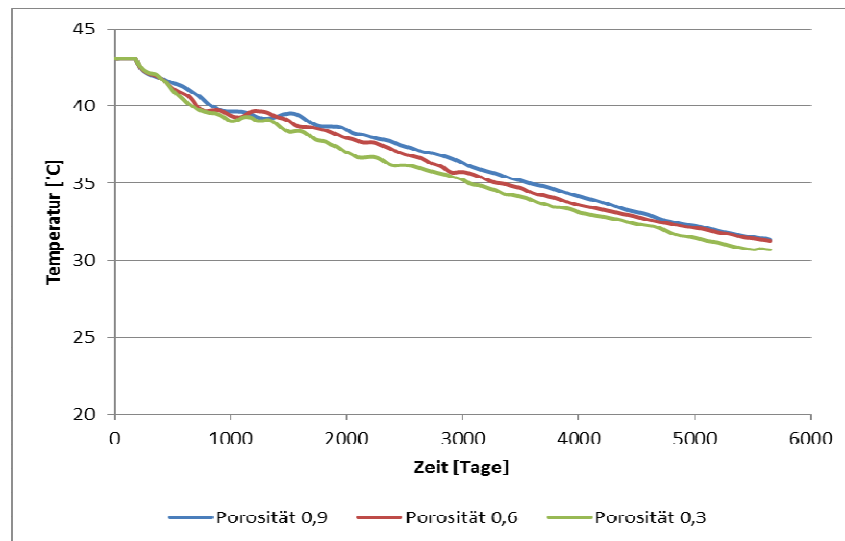


Abbildung 31: Sensitivität der Fördertemperatur gegenüber der Porosität

Abbildung 32 zeigt wie wichtig die volumetrische Betrachtung des Modellgebiets ist. Je kleiner die Modellmächtigkeit in y-Richtung ist, desto weniger Wasservolumen steht zur Verfügung und desto größer ist die Temperaturabsenkung an der Förderstelle.

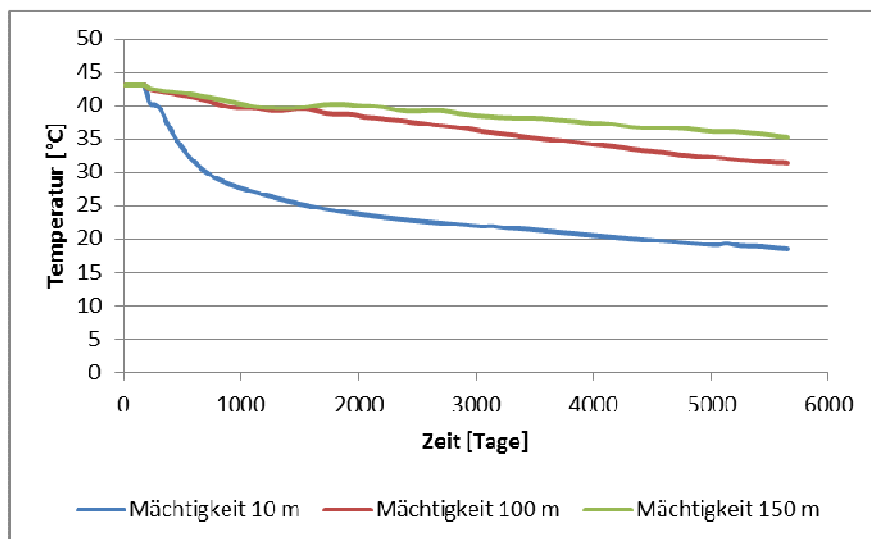


Abbildung 32: Zeitlicher Temperaturverlauf in Abhängigkeit der Modellmächtigkeit

5.3 3D-Modell

Wie vorher besprochen, werden die 2D-Modelle verwendet, um das 3D-Modell zu kalibrieren und den Einfluss von Parameter-Schwankungen zu untersuchen. Die 2D-Modelle sind jedoch nicht im Stande, volumetrische Information zu geben, die für die Abschätzung der Erdwärmenutzung notwendig ist, weil die Bergwerkstruktur dreidimensional ist. Deswegen ist

es notwendig, ein 3D-Modell zu berechnen, um Informationen über die Wärmeübertragung zu bekommen, die sich aus der Erdwärmegewinnung ergibt.

Im Folgenden wird der Aufbau des numerischen 3D-Modells detailliert beschrieben und das Modell anhand von Temperaturdaten kalibriert. Im Anschluss an die Modell-Kalibrierung werden verschiedene geothermische Betriebssimulationen durchgeführt. Um Aussagen über die Sensitivität sowohl der Betriebsweise als auch der einzelnen Parameter auf die Simulationsergebnisse machen zu können, wurden im Sinne von „Worst Case“ Szenarien zusätzliche Berechnungen bzw. eine Parameterstudie durchgeführt. Primäres Ziel dieser Parameterstudie war es, einerseits die wichtigsten Einflussfaktoren definieren zu können und gleichzeitig die optimalen zu erwartenden hydraulischen und thermischen Auswirkungen zu bestimmen. Diese Vorgehensweise minimiert die Möglichkeit von Fehlinterpretationen.

5.3.1 Konzeptuelles, standortspezifisches 3D-Modell (KSM)

Das 3D-Modell ist eine direkte Erweiterung des oben beschriebenen 2D-Modells. Entsprechend dem 2D-Finite-Differenzen-Modell wurde dem 3D-Modell eine vereinfachte, achtfach geschichtete Modellstruktur unter Berücksichtigung der generellen geologisch-hydrogeologischen und bergbaulichen Verhältnisse an den beiden Förderschächten Wodzicki- und Karl-August Schachte zugrunde gelegt (siehe Abbildung 33).

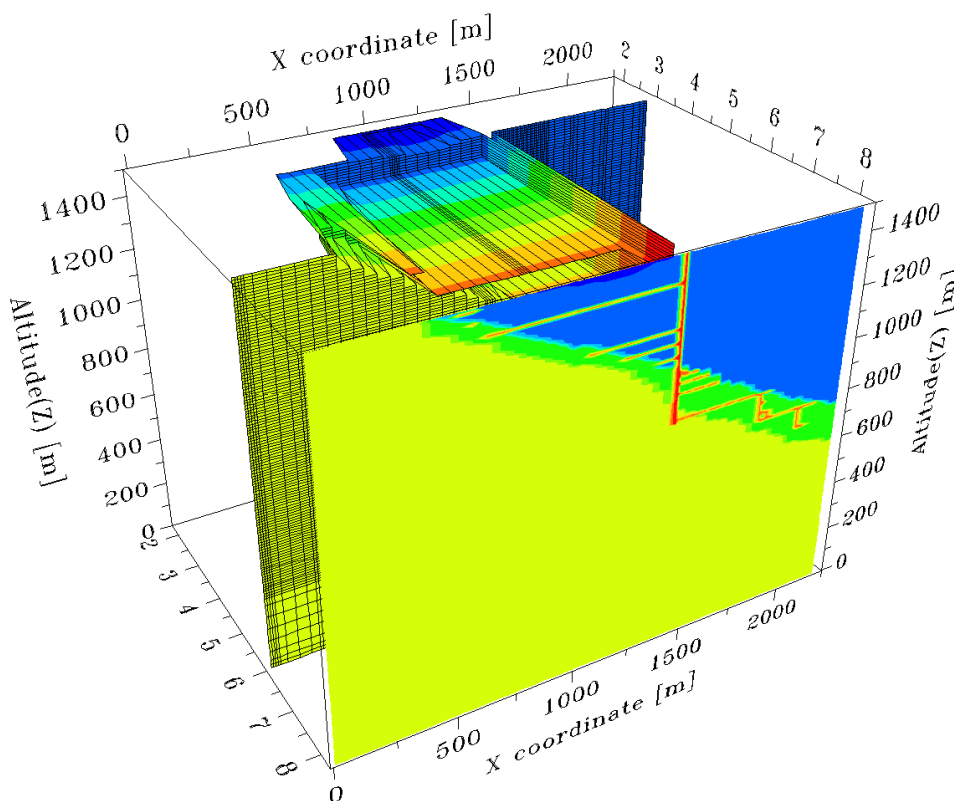


Abbildung 33: Querschnitt durch den Antoni und Karl-August-Schacht

Die unterschiedlichen Farben stehen für die entsprechenden geologischen Modelleigenschaften: gelb für das Grundgebirge, grün für Sandstein, hellblau für das Kohleflöz, blau für den Hangendmergel, dunkelblau für quartäre Sedimente, rot für den verfüllten Schacht und rot-gelb für die wassergefüllten Stollen.

5.3.2 Modellgebiet, Modellabgrenzung und Netzgenerierung

Der Aufbau des numerischen Modells orientiert sich unmittelbar am konzeptionellen, strukturellen Modell. Das 3D-Modell wird basierend auf dem 2D-Modell aufgebaut. Die Modellgrenzen orientieren sich vom Lorenzi-Schacht im Nordosten (NO) bis zur Mur im Südosten (SE) und vom Antoni-Schacht im Nordwesten (NW) über Karl-August-Schacht bis zur tertiären Aufwölbung bei der Mur im Südwesten (Abbildung 34). Die geologische Struktur des Modellbereichs wurde aus den vorhandenen Profilen durch den Antoni und Karl-August-Schacht im Westen (s. Abbildung 33) und durch den Lorenzi und Wozdicki-Schacht (Abbildung 7) im Osten entnommen. Vertikal erstreckt sich das Modell von ca. 700 m über Seehöhe (SH) zu 800 m unter SH.

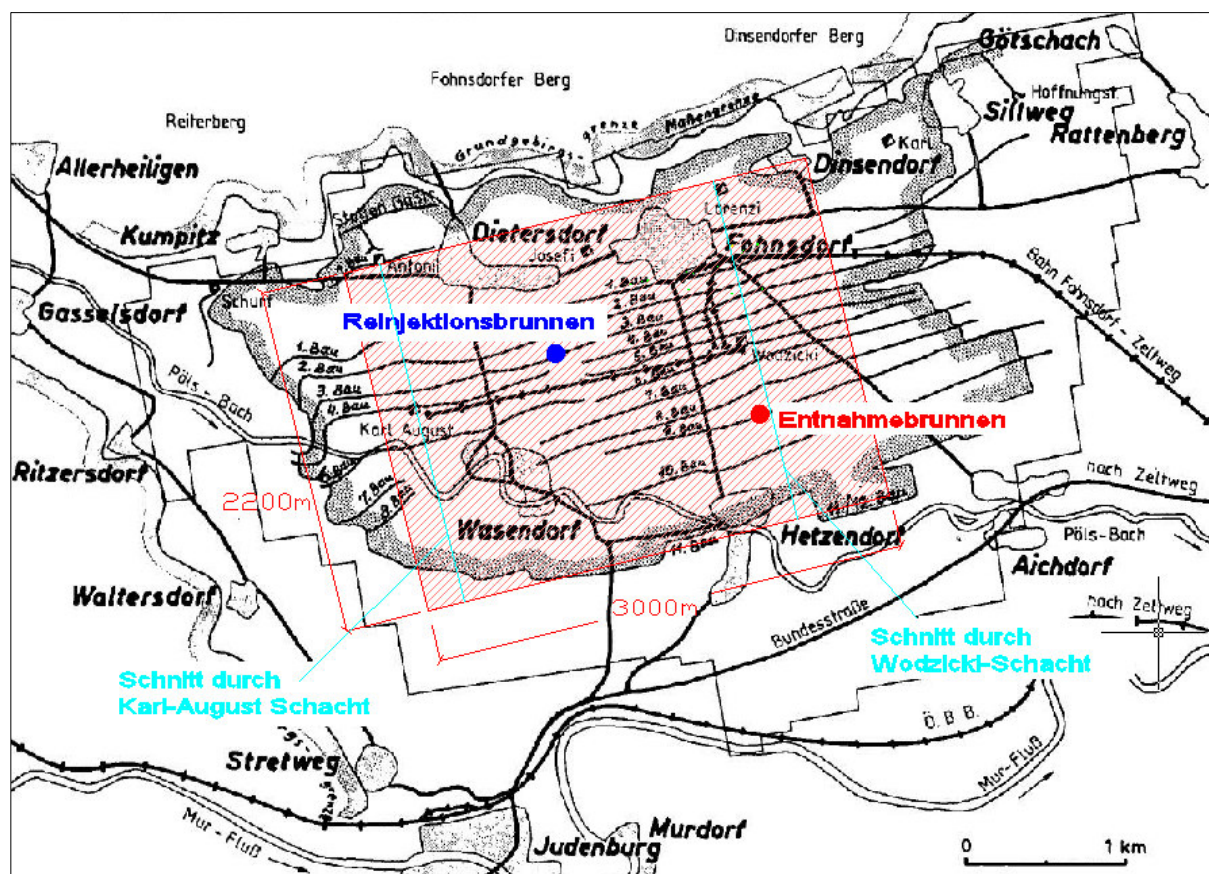


Abbildung 34: 3D-Modellgebiet

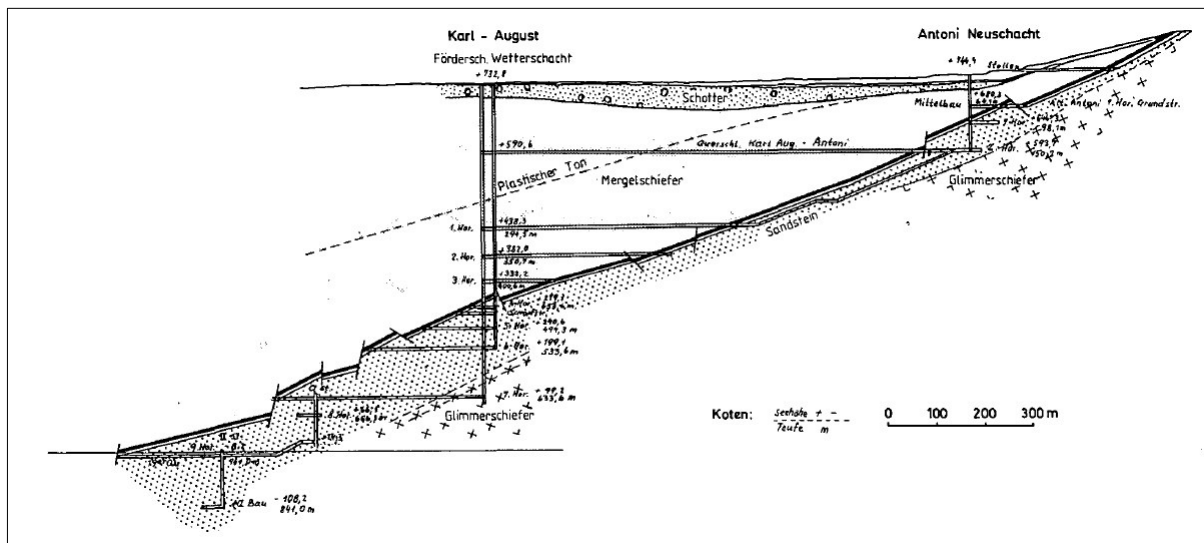


Abbildung 35: N-S-Profil durch den Karl-August Schacht (nach Weber & Weiss 1983)

Der Schichtenverlauf zwischen den zwei Profilen wird extrapoliert. Um die ganze Bergwerksstruktur zu erfassen, wurde das Modell noch 600 m östlich vom Lorenzi-Wodzicki-Schnitt erweitert. Das Modell besteht aus 19 Querschichten mit einer gesamten Mächtigkeit von 3 km. Somit erstreckt sich das Modellgebiet in x-Richtung um 3 km, in y-Richtung um 2,2 km und in z-Richtung um 1,5 km.

Das Grundraster wurde mit 50 m x 50 m festgelegt, im Bereich des Fohnsdorfer Bergwerks erfolgte eine Verdichtung des Rasters auf 10 m x 10 m.

In Übereinstimmung mit dem 2D-Modell wurde die Förderrate auf 15 l s^{-1} gesetzt, dies entspricht der Wasserhaltungsrate während des Bergbaubetriebs.

5.3.3 Randbedingungen

Analog dem 2D-Modell wurden für jede Schicht die gleichen Randbedingungen definiert. Zwei „fixe hydraulische Potential“-Randbedingungen wurden für die seitlichen Grenzen des advektiven Moduls zugeteilt. Alle anderen Grenzen wurden als „no-flow“-Randbedingung für den GW-Strom angenommen.

Die thermischen Randbedingungen sind eine fixe Temperatur an der Oberfläche von 9°C und ein Wärmefluss von 65 mW m^{-2} an der untersten Modellgrenze. Für alle anderen Grenzen wurde eine „no-flow“-Randbedingung bezüglich des Wärmetransports angenommen.

5.3.4 Anfangsbedingungen

Analog dem 2D-Modell wurde die Anfangstemperatur mit 9°C überall definiert und als Ausgangswasserspiegel wurde die Grundwasserspiegelmessung vom 17.7.1995 herangezogen

5.3.5 Modelleinheiten

Die gleichen Eigenschaftszonen (siehe Abbildung 33) mit den gleichen thermischen und hydraulischen Werten (siehe Tabelle 8 in Section 5.2.4) wurden auch für das 3D-Modell angenommen. Nur die Permeabilität der offenen Strecken wurde wegen numerischer Stabilitätsprobleme um eine Zehnerpotenz (E-9 statt E-8) erniedrigt.

5.3.6 Kalibrierung des 3D-Modells

Basierend auf dem räumlichen 3D-Modell und den aus dem 2D-Systemmodell übernommenen thermischen und hydraulischen Parametern und Randbedingungen erfolgte die thermische Kalibrierung des 3D-Modells. Primäres Ziel war es hierbei, die in der Bohrung Gabelhofen gemessenen Temperaturen zu reproduzieren, ohne die aus der Datenauswertung hervorgegangenen Parameter und Randbedingungen eklatant zu verändern.

Abbildung 36 zeigt die Ergebnisse der thermischen Kalibrierung des 3D-Modells. Das Modell kann das thermische Regime im Untergrund sehr gut nachbilden. Das konduktive (wärmeleitende) Modell kann selbst ohne advektivem Wärmetransport die gemessenen Temperaturen gut reproduzieren, was ein weiteres Indiz für die Plausibilität des Systemmodells darstellt. Die Übereinstimmung verbessert sich nur geringfügig aufgrund des advektiven Transports.

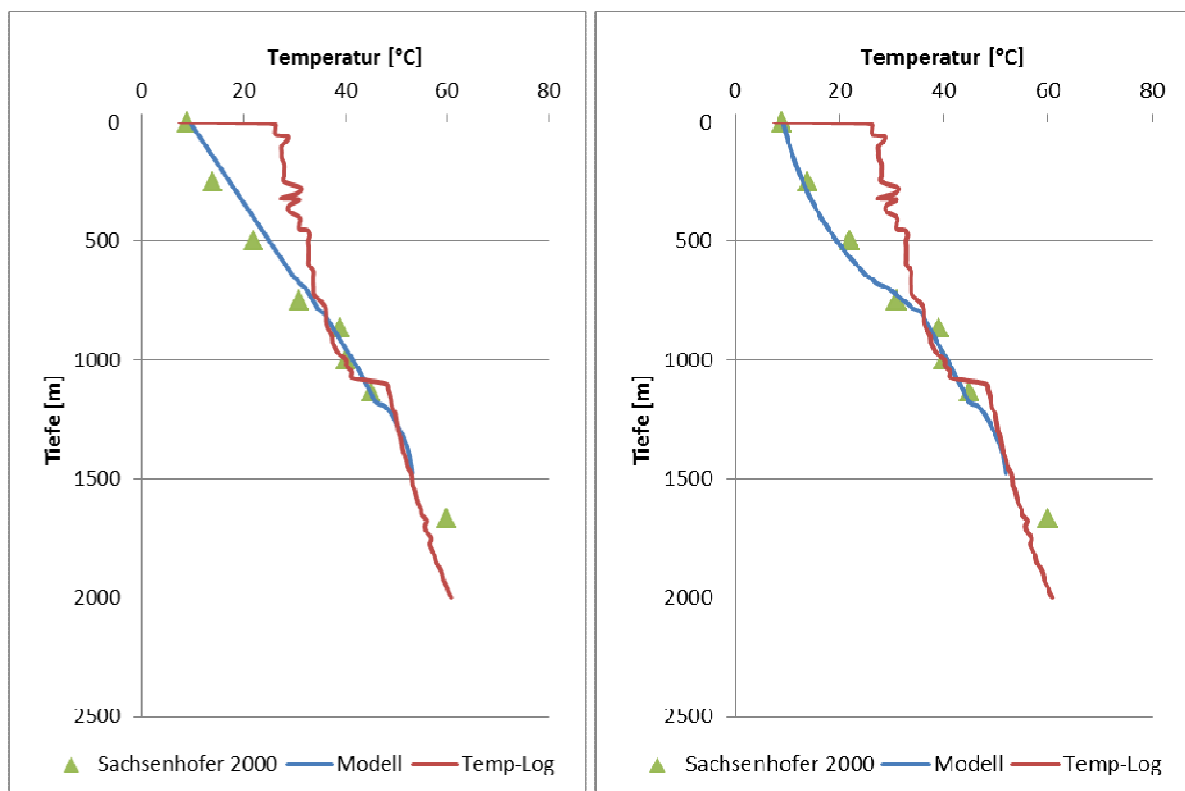


Abbildung 36: Links: nur "HEAT", rechts: gekoppeltes Modell "HEAT und FLOW"

5.4 Modellszenarien – Abschätzung des verfügbaren Energiepotentials und Entwicklung eines Energieversorgungskonzeptes

Mit den oben beschriebenen Modellparametern wurden gekoppelte, thermische und hydraulische instationäre Berechnungen durchgeführt. Damit können Vorhersagen über das Langzeitverhalten des geothermischen Reservoirs getroffen werden.

Die Abbildung 37 veranschaulicht das Konzept der geplanten geothermischen Pilotanlage. Der Wasserspeicher wird mit einem Förder- und einem Injektionsbrunnen erschlossen. Zielhorizont der Dublette ist der Sandstein. Es ist vorgesehen, warmes Grubenwasser mit ca. 30°C aus rund 750 m Teufe zu fördern und das abgekühlte Wasser rund 1.100 m weiter westlich wieder in den 3.Horizont des ehemaligen Bergbaus zu infiltrieren (siehe Abbildung 37). Das geförderte Wasser wird für Heizungs- und Warmwasserbedarf verwendet. Die Förderrate wurde auf 15 l s^{-1} gesetzt, was der Wasserhaltungsrate während des Bergbaubetriebes entspricht (Dauner 1985). Das Grubenwasser wird dann mit 10°C wieder in der Grube reinjiziert. Das kalte injizierte Wasser soll Wärmeenergie aus dem warmen Gestein aufnehmen und diese durch erneutes Abpumpen an die Oberfläche führen.

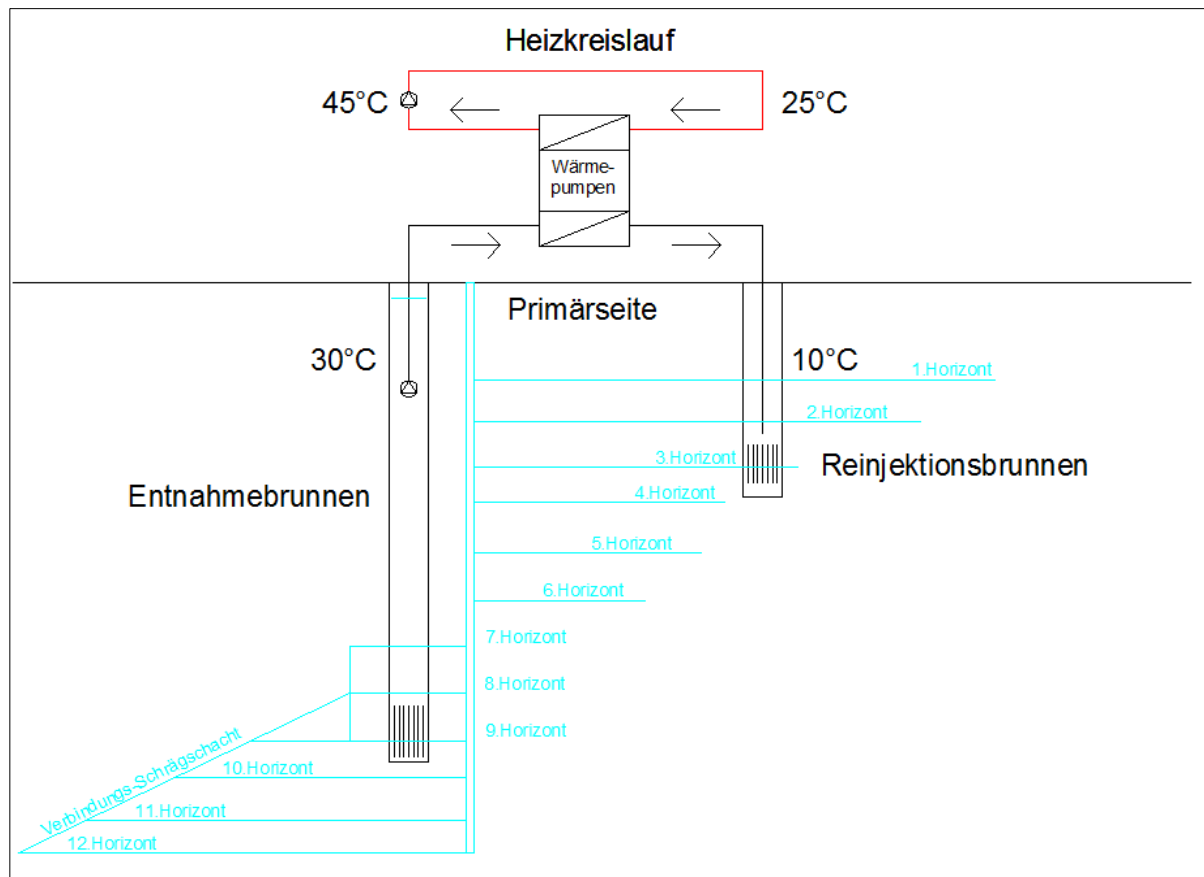


Abbildung 37: Konzept der geothermischen Anlage in der Fohnsdorfer Grube

Die Ergebnisse (im Gegensatz zum 2D-Modell) zeigen, dass für die Betriebsdauer von 30 Jahren eine weitgehend konstante Wärmemenge gefördert werden kann. Die Abkühlung des Grubenwassers an der Entnahmestelle im Niveau der Schachtsohle beträgt ca. $1,5^{\circ}\text{C}$ nach 30 Jahren (siehe Abbildung 38).

Die Abbildung 38 (links) zeigt die vertikale Kaltwasserausbreitung im Injektionshorizont zu diesem Zeitpunkt. Im Betriebszeitraum von 30 Jahren ist erwartungsgemäß nur von einer geringen thermischen Beeinflussung des Nutzhorizontes auszugehen, da die erschlossene Sandstein-Mächtigkeit mehrere 100 m beträgt und somit ein ausreichend großes Wärmereservoir zur Wiedererwärmung des reinjizierten Wassers zur Verfügung steht.

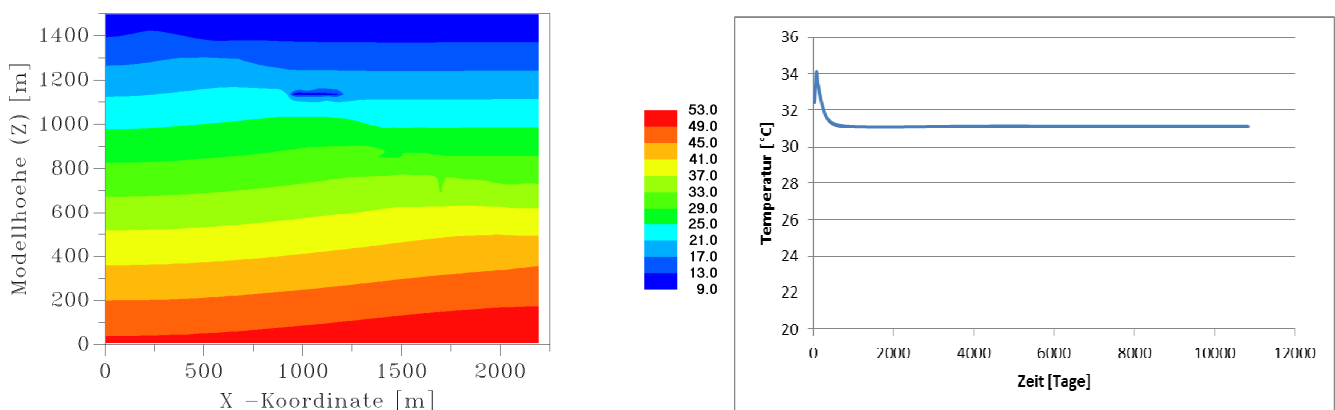


Abbildung 38: Links: das Temperaturfeld des 3D-Modells mit einem Dublettensystem; Rechts: der Temperaturverlauf am Förderbrunnensumpf nach einem Dauerbetrieb vom 30 Jahren

Abbildung 39 zeigt die zeitliche Entwicklung des Grundwasserpotenzials in den Modellzellen der beiden Bohrungen. Während sich an der Zelle der Förderbohrung bereits nach kurzer Zeit ein stationärer Zustand mit einer minimalen Absenkung von ca. 20 cm einstellt, zeigt sich in der Modellzelle der Injektionsbohrung über die Gesamtbetriebszeit ein Ansteigen des hydraulischen Potentials, der mit der kontinuierlichen Ausbreitung des injizierten Kaltwassers zu begründen ist. Am Ende der Betriebszeit beträgt der Anstieg des hydraulischen Potentials ca. 26 m.

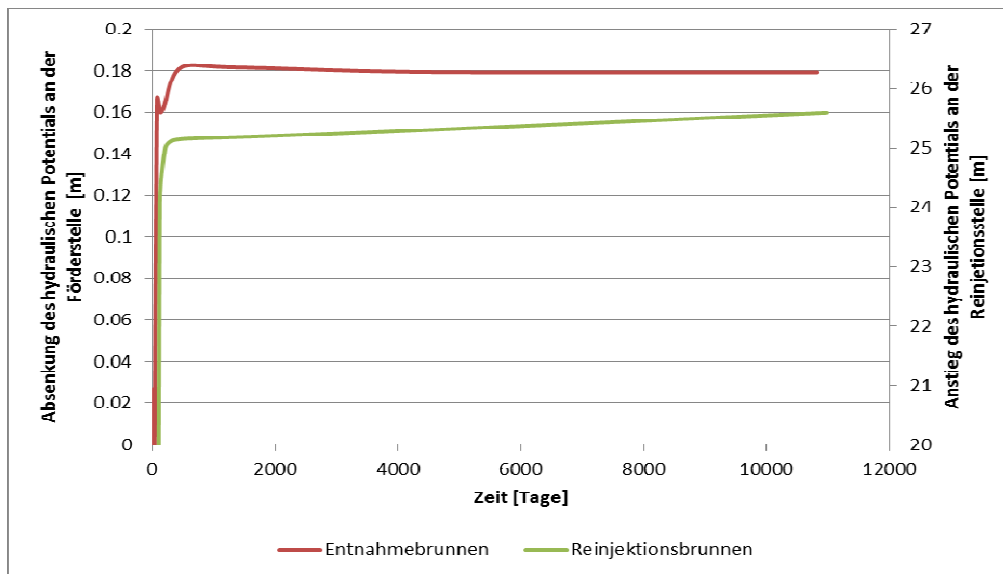


Abbildung 39: Zeitliche Entwicklung des Grubenwasserpentials in Förder- und Injektionsbrunnenzellen

5.5 Parameterstudie 3D-Modell

Die Ergebnisse der Simulationsrechnung basieren auf einem Standardmodell hinsichtlich der Betriebsweise der geothermischen Anlage sowie der räumlichen Verteilung der hydraulischen, bergbaulichen und thermischen Parameter. Um die Sensitivität des 3D-Modells gegenüber diesen Modellgrößen zu untersuchen, wird zum Schluss auf die Auswirkungen unterschiedlicher struktureller Einheiten und Modellansätzen auf die Modellergebnisse eingegangen. Hier wird zwischen den lokalen hydraulischen Parametern Porosität, Permeabilität einerseits, und den globalen Parametern Mächtigkeit des Modells andererseits unterschieden. Außerdem wird die Sensitivität des Modells gegenüber den technischen Parametern Förderrate, Position der Brunnen und Reinjektionstemperatur untersucht.

5.5.1 Variation der Förderrate

In einem ersten Schritt wurde die Förderrate variiert. Folgende Varianten wurden berechnet: 5 l s^{-1} , 10 l s^{-1} , 15 l s^{-1} und 20 l s^{-1} . Die Ergebnisse sind in Abbildung 40 bis Abbildung 42 dargestellt.

Die Temperaturabstiege je Förderrate sind minimal, und betragen max. ca. 2°C , wobei je geringer die Förderrate ist, desto größer ist das Absinken. Bei großen Förderraten ist die Einströmung von warmen Wasser vom umgebenden Gestein stärker als bei geringen Raten. Dieser Trend wird aber bei der Förderrate 5 l s^{-1} unterbrochen. Dies könnte durch einen numerischen Fehler (Verletzung der Temperatur-Peclet-Zahl verursacht worden sein).

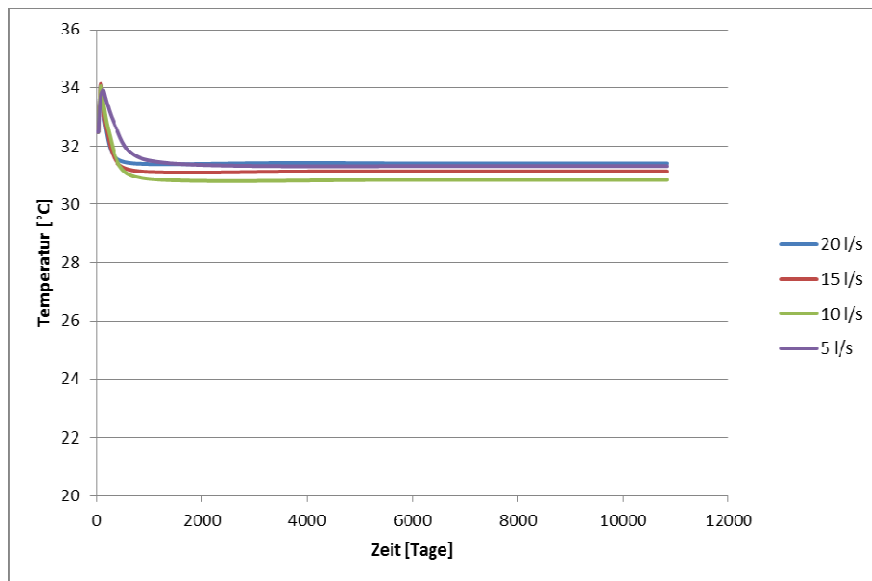


Abbildung 40: Langjähriger Temperaturverlauf an der Entnahmestelle je Förderrate

Das hydraulische Potential an der Förderstellezelle verläuft einheitlich. Eine hohe Förderrate verursacht eine größere Absenkung des hydraulischen Potentials in der Modellzelle. Aufgrund der sehr hohen Permeabilität der Stollen ist die Absenkung aber sehr klein (im Zentimeter-Bereich je Förderrate). Kleine Unterschiede gibt es auch bei der Steigung der Kurve: je größer die Förderrate ist, desto schneller wird der stationäre Zustand erreicht.

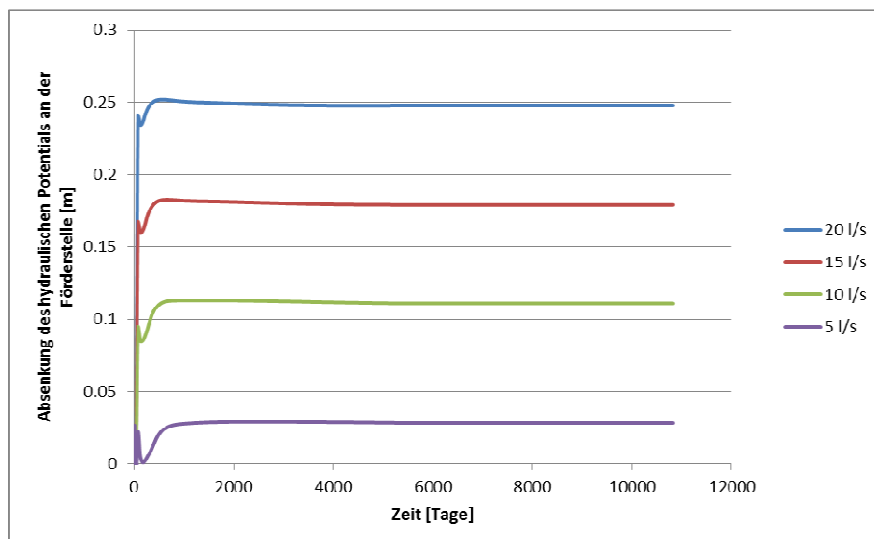


Abbildung 41: Absenkung des hydraulischen Potentials am Sumpf der Entnahmestelle je Förderrate

Analog dem oberen Bild verläuft auch das hydraulische Potential an der Reinjektionszelle (Abbildung 42). Aufgrund der Injektion steigt das hydraulische Potential in den Modellzellen des Injektionsbrunnens an. Je größer die Rate ist, desto größer wird der Anstieg. Somit beträgt der Anstieg des hydraulischen Potentials in der Modellzelle des Reinjektionsbrunnens bei 20 l s^{-1} ca. 35 m.

Trotz gleicher Durchlässigkeitsverteilung sind die Wasseranstiege in der Modellzelle des Reinjektionsbrunnens größer als die Wasserabstiege in der Förderbrunnenzelle. Der Grund dafür ist die höhere Viskosität des kühlen Wassers. Deswegen ist die Wasseraufnahmefähigkeit des Injektionsbereichs durch die Injektion von kühlem Wasser geringer.

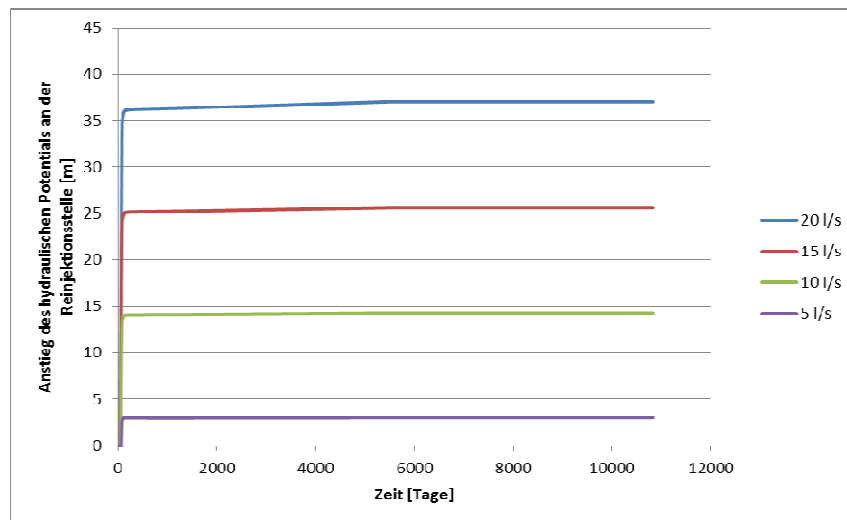


Abbildung 42: Wasseranstieg in der Modellzelle der Reinjektionsstelle je Injektionsrate

5.5.2 Variation der Permeabilität des Stollensystems

Wenn der Permeabilitätskontrast des Stollensystems zum angrenzenden Gestein niedrig ist, dringt mehr Wasser in diese ein und das Maximum der Temperaturkurve steigt an. Der Grubenwasserstrom beschränkt sich bei hohem Permeabilitätskontrast auf die verbindenden Stollen bzw. Strecken und das Wasser entweicht nicht in angrenzende Bereiche, die Maximaltemperatur sinkt entsprechend.

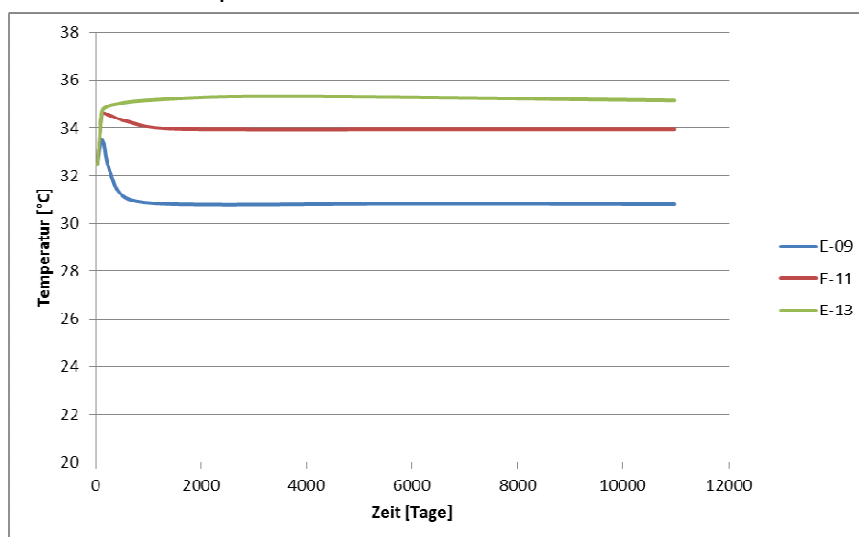


Abbildung 43: Sensitivität des Modells gegenüber der Permeabilität des Stollensystems

5.5.3 Variation der Porosität des Stollensystems

Die Porosität des Stollensystems wurde von 30% bis 90% variiert. Die Auswirkung auf den langzeitlichen Temperaturverlauf an der Förderstelle ist vernachlässigbar. Der Grund dafür ist die sehr hohe Permeabilität, die hauptsächlich den Wärmetransport beeinflusst.

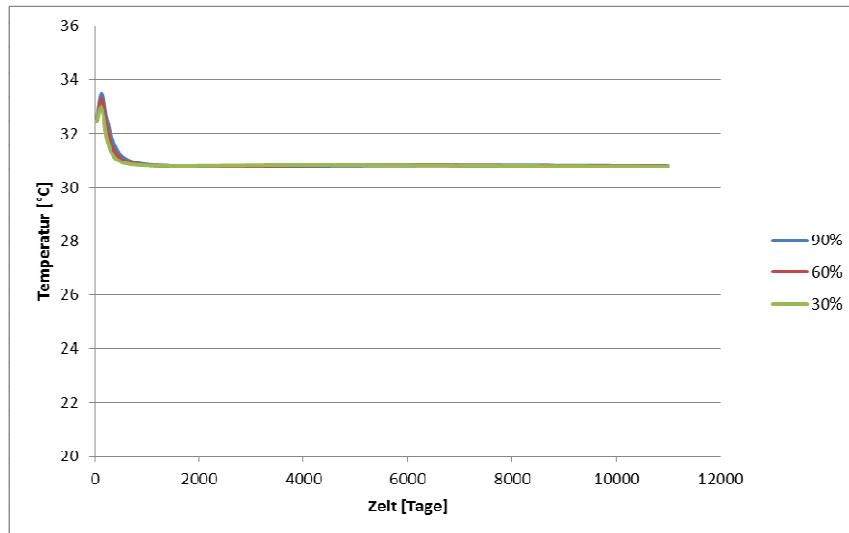


Abbildung 44: Auswirkung der Porosität des Stollensystems auf die Temperatur

5.5.4 Pauschalmodell

Nach der Stilllegung des Betriebs erfolgte die Überflutung des Bergwerks. Der Zustand des Stollensystems und der vorhandenen Verbindungen im Untergrund nach der Flutung ist ein weiterer Unsicherheitsfaktor, der berücksichtigt wurde. Infolgedessen wurde in einem zweiten Schritt ein Pauschalmodell gerechnet, bei dem das Bergwerk als eine Zone mit erhöhter Permeabilität von E-12 (gut durchlässige Kiese) und Porosität von 0,6 dargestellt ist. Dieser Ansatz der Betrachtung des Bergwerkes wurde auch in Clauser et al. (2005) angewendet. Alle anderen Modellparameter sowie die Position und Rate der Brunnen sind unverändert. Auch in diesem Fall kann anhand der Modellberechnung mit einem weitgehend ausreichenden geothermischen Potential im Reservoir gerechnet werden und somit eine konstante Wärmemenge über eine Betriebsdauer von 30 Jahren gefördert werden (siehe Abbildung 45).

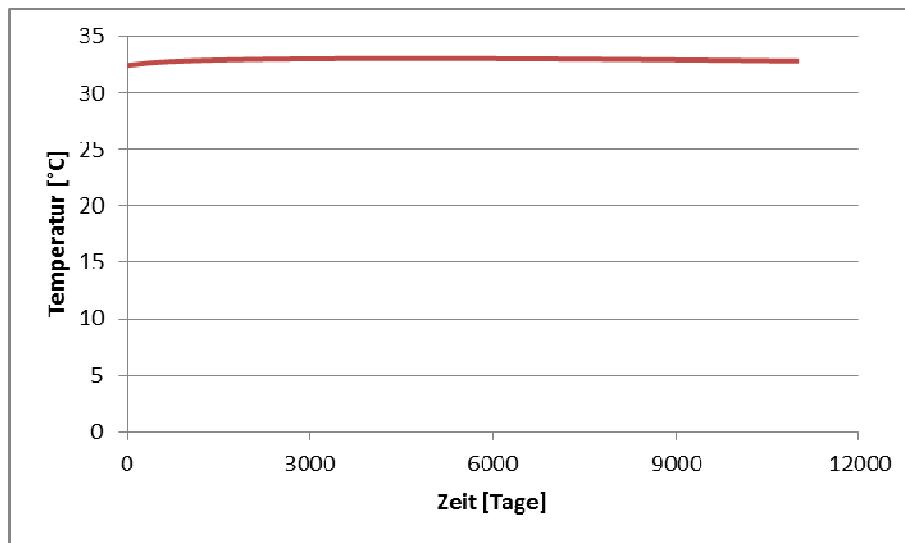


Abbildung 45: Temperaturverlauf nach 30 Jahren im Sumpf des Förderbrunnens, wenn das Bergwerk als eine Zone im 3D-Modell betrachtet wird

Um den Einfluss des Bergwerksystems auf die vorgesehene Erdwärmegewinnung bzw. die Modellergebnisse zu untersuchen, wurde die Permeabilität der Zone variiert, die das Bergwerk darstellt. Der zeitliche Temperaturverlauf im Sumpf des Förderbrunnens in Abhängigkeit von der Permeabilität des abgebauten Bergwerks ist in Abbildung 46 dargestellt. Bei einer großen Permeabilität fließt das Grubenwasser schneller und die beiden Bohrungen beeinflussen sich stärker. Das führt zur Absenkung der Temperatur im Sumpf des Förderbrunnens. Bei einer Permeabilität von $E-11 \text{ m}^2$ beträgt die Temperaturabsenkung nach 30 Jahren ca. 6°C . Eine geringere Permeabilität verursacht kleinere Absenkungen der Temperatur um ca. 1°C .

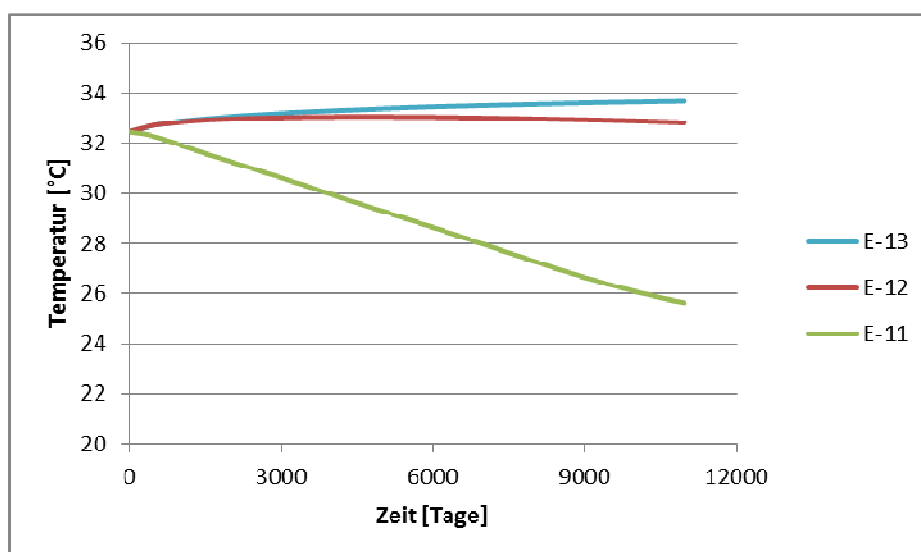


Abbildung 46: Auswirkung der Permeabilität auf den Temperaturverlauf im pauschalen Modell

Abbildung 47 zeigt den Verlauf des Wasserpotentials an der Entnahmestelle in Abhängigkeit von der Permeabilität des abgebauten Bergwerkbereiches. Eine geringe Permeabilität verursacht größere Absenkung des hydraulischen Potentials an der Zelle der Förderstelle. An der Modellzelle des Förderbrunnens wurde eine Absenkung von ca. 140 m bei einer Permeabilität von E-13 m^2 berechnet.

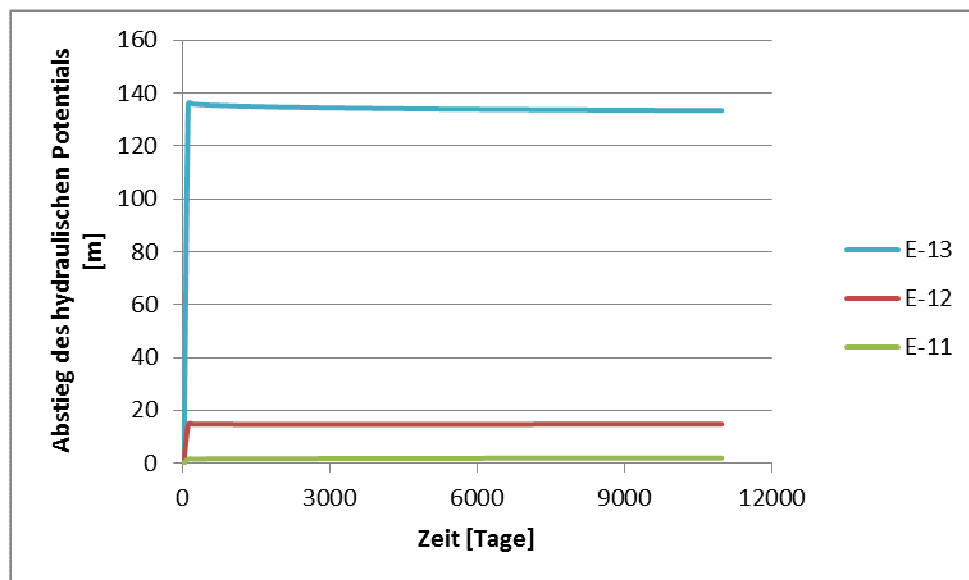


Abbildung 47: Absenkung des hydraulischen Potentials an der Modellzelle des Förderbrunnens in Abhängigkeit der Permeabilität im pauschalen Modell

In einem nächsten Schritt wird die Förderrate variiert (Abbildung 48). Je größer die Förderrate ist, desto größer ist die Reduktion des hydraulischen Potentials an der Zelle der Förderstelle. Die Änderung der Förderrate hat nur eine sehr kleine Auswirkung auf das thermische Regime.

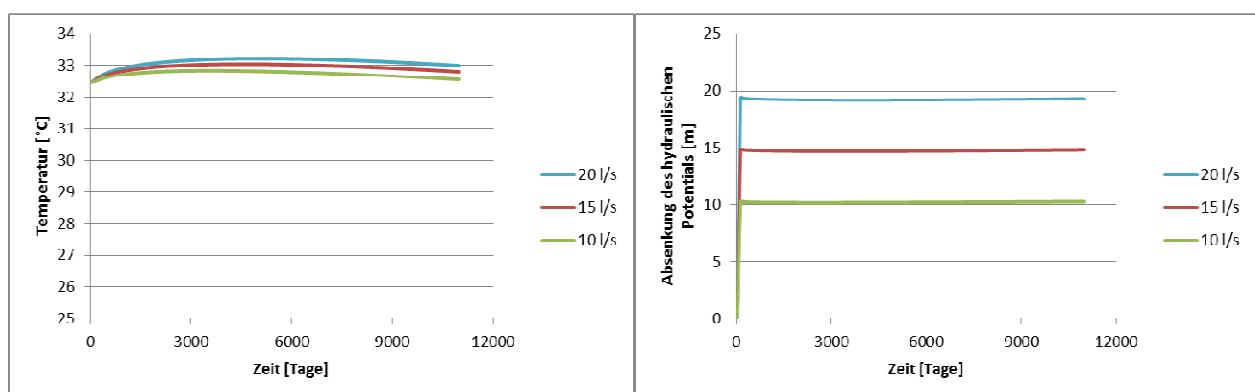


Abbildung 48: Auswirkung der Förderrate auf den zeitlichen Temperaturverlauf (links) und auf die Absenkung des hydraulischen Potentials an der Förderzelle (rechts) im pauschalen 3D-Modell

5.5.5 Einfluss des Bergwerkes

Zum Schluss wurde die Auswirkung des Bergwerkssystems auf die Modellergebnisse betrachtet und ein Modell ohne das Bergwerk berechnet. Aus thermischer Sicht sind keine Unterschiede zu sehen, d.h. der Temperaturverlauf am Entnahmebrunnen ist ähnlich wie beim „normalen“ Modell. Hydraulisch betrachtet ändert das Bergwerk (das sehr gut durchlässige Stollensystem) aber sehr viel. Es ist zu sehen, dass eine Förderrate von 15 l s^{-1} nicht möglich ist (s. Abbildung 49 rechts). Das zeigt die Bedeutung einer zuverlässigen Ermittlung der hydraulischen Eigenschaften des für eine Erdwärmegewinnung vorgesehenen Reservoirbereichs (z.B. mittels eines Pumpversuchs).

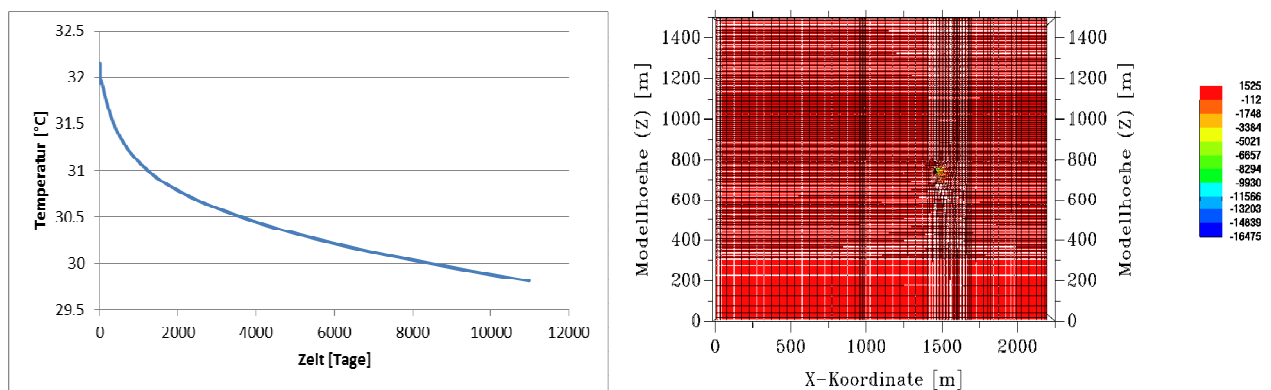


Abbildung 49: Temperaturverlauf nach 30 Jahre (links) und das hydraulische Potential im Sumpf der Förderstelle (rechts) im 3D-Modell ohne Bergwerk

5.5.6 Vergleich Gabelhofen Thermal 1

Die Bohrung Gabelhofen Thermal 1 wurde im Jahr 1995 auf eine Tiefe von 2 km niedergebracht. Sie durchörterte bis 38,5 m das Quartär, bis ca. 1.100 m das Miozän und verblieb bis zur Endteufe im Glimmerschiefer des mittelostalpinen Grundgebirges. Pumpversuche aus dem offenen Abschnitt 1.075 m bis 2.000 m ergaben eine Transmissivität von $5 \times 10^{-6} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ für den bohrlochfernen Bereich (Sachsenhofer et al. 2000b). Die maximale Absenkung des Wasserspiegels bei einer Entnahmerate von $1,85 \text{ l s}^{-1}$ war bei 805 m unter GOK (entspricht ca. 880 m gesamt), wobei die Temperatur rund 50°C betrug. Primäres Ziel war es hierbei, die Ergebnisse des in der Bohrung Gabelhofen Thermal 1 durchgeführten Pumpversuchs mit der Modellberechnungen zu vergleichen. Ein (expliziter) quantitativer Vergleich ist aber nicht möglich, weil die gemessene Absenkung in der Bohrung von vielen Faktoren abhängt, die aber im Modell nicht oder nur näherungsweise (z.B. Radius der Bohrung, Filterstrecke) berücksichtigt werden können.

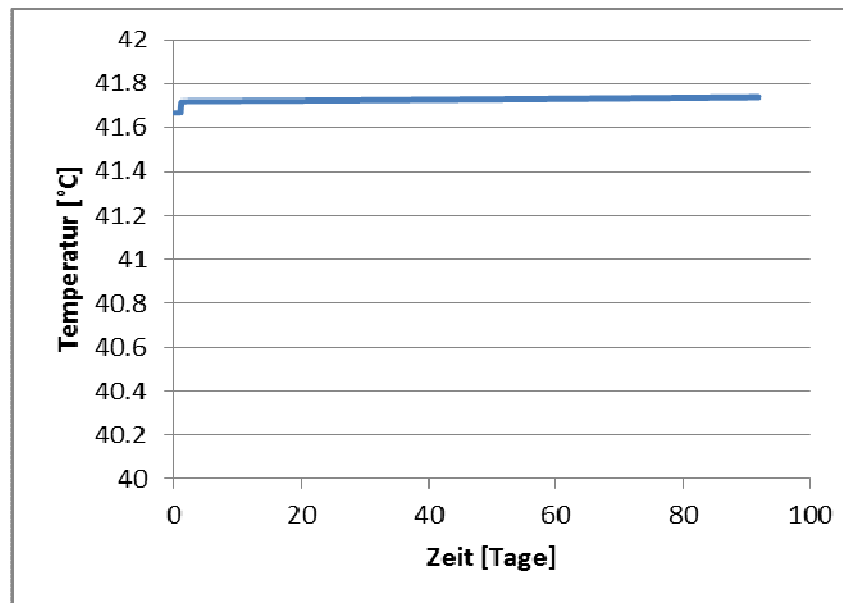


Abbildung 50: Temperaturverlauf in der Modellzelle während des Pumpversuches in der Bohrung Gabelhofen

Das Modell prognostiziert eine Temperatur von 42°C, um 8°C kleiner als die tatsächlich gemessene Temperatur. Eine Erklärung für die Temperaturunterschiede ist, dass die Wasserentnahme in der offenen Strecke stattfindet, d.h. Wasser aus tieferen Bereichen der Bohrung wird ebenfalls entnommen, was das Modell aber nicht berücksichtigen kann.

Für den Glimmerschiefer wurde ursprünglich eine Permeabilität von 1E-17 angenommen. Bei dieser Permeabilität war es nicht möglich mit einer Rate von 1,85 l s⁻¹ zu entnehmen (die berechnete Absenkung war über 1.600 m). Modellberechnungen zeigen (Tabelle 9), dass bei einer Permeabilität von ca. 2E-15 (um zwei Zehnerprozent weniger) die beobachtete Absenkung näherungsweise nachgebildet werden kann.

Tabelle 9: Berechnete Absenkung nach dem Pumpversuch in der Bohrung Gabelhofen je Permeabilität des Glimmerschieferkomplexes

Permeabilität [m ²]	Absenkung [m]
5E-15	250
3E-15	470
2E-15	720
1E-15	1.370

Durch die Klüftung des Grundgebirges können lokal Variationen in der Permeabilität vorkommen. Somit ist die angenommene Permeabilität durchaus möglich. Außerdem ist SHEMAT eine Software für poröses Medium. Daher wurde das hydraulische Verhalten des geklüfteten Gebirges mit Gleichungen für poröses Medium näherungsweise berechnet.

5.5.7 Neue Position

Um höhere Temperaturen zu erzielen, könnte das Grubenwasser in einer Teufe von 750 m entnommen werden. Das Niederbringen der Bohrungen wäre dann allerdings mit hohen Investitionskosten (Bohrkosten) verbunden. Daher wurde auch ein anderes Szenario berücksichtigt, wo die Förder- und Injektionsstelle die gleiche Teufe von 370 m (ca. 3. Horizont) haben.

Der Temperaturverlauf über 30 Jahre ist in der Abbildung 51 dargestellt (blaue Linie). Die seichtere Niederbringung des Förderbrunnens verursacht eine niedrigere Entnahmetemperatur. Da die Entnahme- und Injektionsstelle auf dem 3. Horizont positioniert sind, entsteht auch ein besserer Kontakt („Kommunikation“) zwischen den beiden Brunnen. Daher ist der Einfluss vom Injektionsbrunnen auf den Entnahmenbrunnen größer und die Temperatur sinkt in 30 Jahren um ca. 7°C.

In einem zweiten Schritt wurde die Regeneration des Reservoirs mit Wärme aus einer Solaranlage betrachtet. Hierbei wird das Grubenwasser im Sommer mit 30°C (statt 10°C) in den Untergrund rückgeführt. In diesem Fall beträgt die Temperaturabsenkung nur 2°C. Somit ist ein ausreichendes geothermisches Potential für die Betriebsdauer von 30 Jahren gewährleistet.

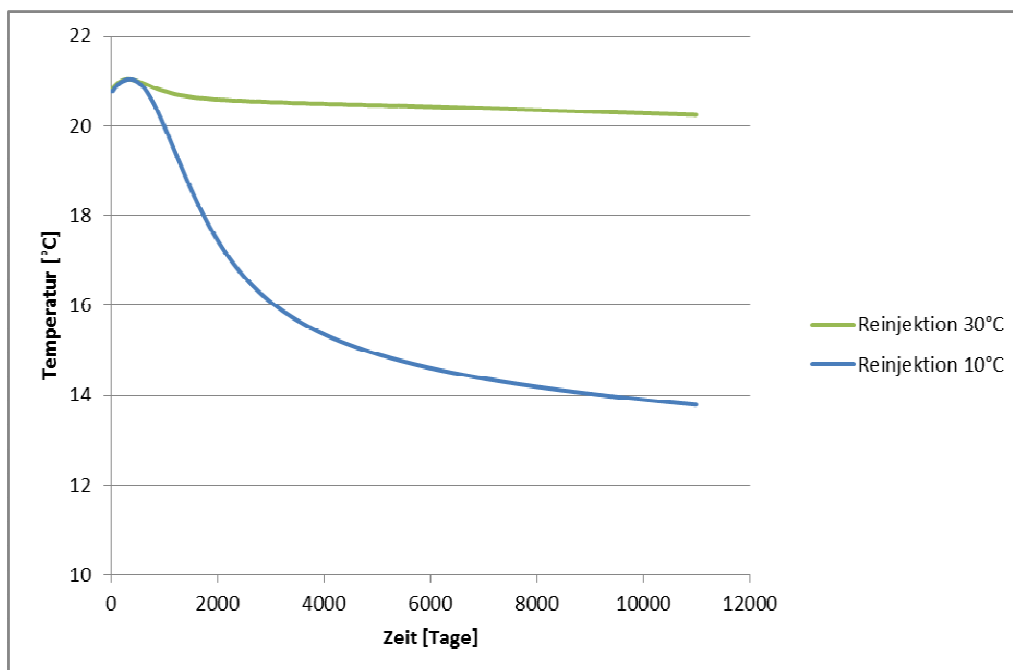


Abbildung 51: Temperaturverlauf an der Entnahmezelle (Tiefe 380 m) nach 30 Jahre mit einer Reinjektionstemperatur von 10°C (blaue Linie) und 30°C (grüne Linie)

5.6 Fazit Modellerstellung

Die ersten 3D-Modellrechnungen lassen unter der Berücksichtigung der in Gabelhofen angetroffenen Temperaturverteilung folgende wesentliche Schlussfolgerungen zu:

- Die Erarbeitung eines standortbezogenen, in sich konsistenten hydrogeothermalen Systemmodells unter Nutzung aller verfügbaren regionalen und lokalen Daten ist die unverzichtbare Grundvoraussetzung für eine prognosefähige numerische Modellierung.
- Die numerische 3D-Modellierung eines hydrogeothermischen Dublettenbetriebs ist auf Basis der vorliegenden Ergebnisse und deren Abgleich mit vorliegenden Temperaturdaten aus der in Gabelhofen angetroffenen Temperaturverteilung als sinnvoll und prognosefähig einzustufen.
- Für die Betriebsdauer von 30 Jahren kann aus hydrogeologischer Sicht eine weitgehend konstante Wärmemenge von 15 l s^{-1} gefördert werden; die Abkühlung des Grubenwassers an der Entnahmestelle im Niveau der Schachtsohle beträgt maximal $1,5^\circ\text{C}$ nach 30 Jahren. Somit ist keine Rückspeicherung von Solarwärme im Untergrund erforderlich.
- Eine genaue (quantitative) Aussage über die Menge des geförderten Grubenwassers und die daraus resultierende Wasserabsenkung kann erst bestimmt werden, wenn die Durchlässigkeit des Sandsteins und Mergels sowie des Stollensystems bekannt sind. Das kann mittels eines Pumpversuchs vor Ort realisiert werden.
- Es wurde nachgewiesen, dass das gut durchlässige Bergwerkssystem sehr starke hydraulische Auswirkung auf die Modellergebnisse hat. Das zeigt noch einmal die Bedeutung einer zuverlässigen Ermittlung der hydraulischen Eigenschaften des für eine Erdwärmegewinnung vorgesehenen Reservoirbereiches.
- Bei der Betrachtung des Bergwerks als eine Zone mit erhöhter Permeabilität wurde auf Basis der vorliegenden Ergebnisse nachgewiesen, dass mit einem weitgehend ausreichenden geothermischen Potential im Reservoir gerechnet werden kann.
- Bei einer seichterem Einbringung der Bohrungen ist eine Regeneration des Reservoirs mit Wärme aus einer Solaranlage erforderlich.

6 Kosten-Nutzen Analyse (KNA)

In diesem Kapitel werden im Zuge einer Kosten-Nutzen-Analyse die wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte der Wärmegewinnung der geothermischen Grubenwasseranlage beschrieben und der konventionellen Energieversorgung gegenübergestellt. Auf diese Weise können die verschiedenen Energieversorgungskonzepte verglichen werden und das wirtschaftlichste und umweltfreundlichste Energiekonzept ermittelt werden.

Daher wird im Folgenden die Energieversorgung durch elektrische Wärmepumpen hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Kriterien mit anderen Technologien zur Wärmebereitstellung wie Gastherme und Fernwärme verglichen.

Folgende Punkte werden in die Bewertung mit einbezogen:

- ◆ Primärenergieeinsatz
- ◆ Treibhausgasemissionen
- ◆ Investitions- und Betriebskosten

6.1 Ökonomische Aspekte

Im Rahmen der beiden nachfolgenden ökonomischen Kosten-Nutzen-Analysen wird untersucht, wie viel Energie aus einem ehemaligen Bergbau am Beispiel von Fohnsdorf unter Berücksichtigung der entstehenden Investitions- und Betriebskosten gewonnen werden kann.

Im Detail werden 2 mögliche Ausführungsvarianten betrachtet:

- ⇒ **Kosten-Nutzen Analyse 1:**
Entnahmebrunnen 750 m, Reinjektionsbrunnen 370 m
- ⇒ **Kosten-Nutzen Analyse 2:**
Entnahmebrunnen 370 m, Reinjektionsbrunnen 370 m,
+ Solaranlage zur Regenerierung des Wärmespeichers

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

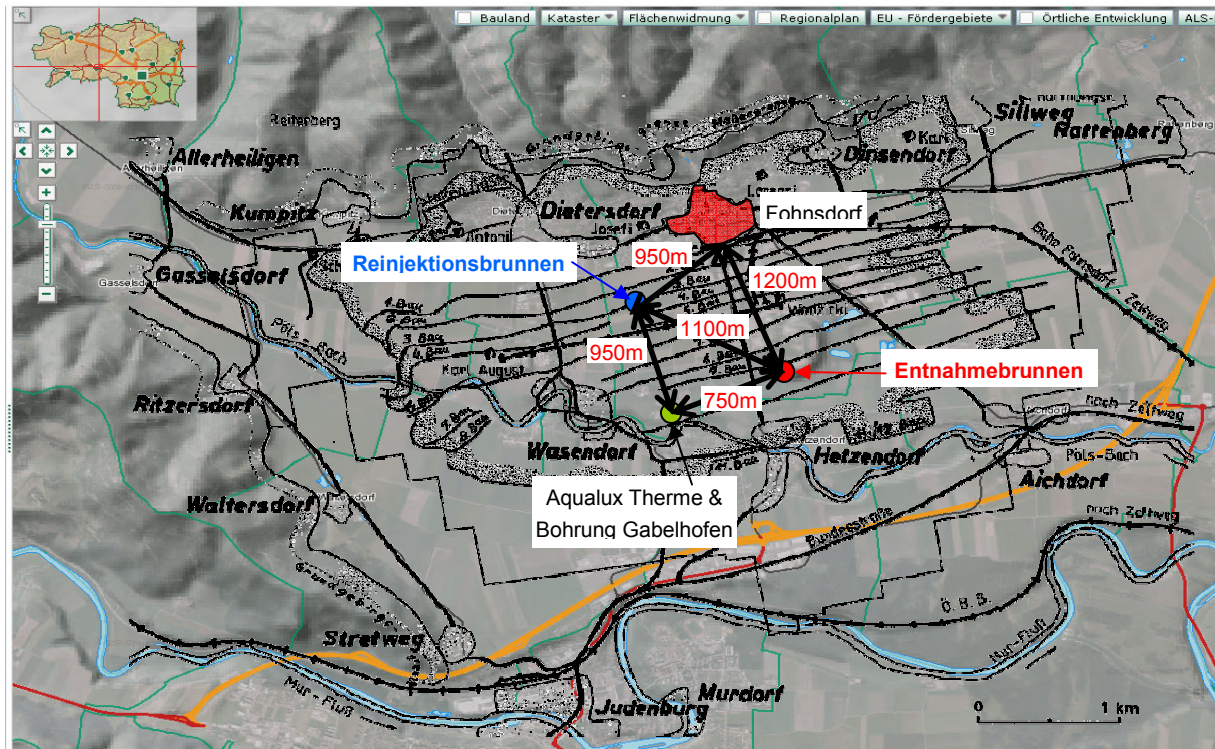


Abbildung 52: Lageplan Bergbaugeothermie inkl. möglicher Verbraucher (Therme, Thermenhotel, Wohnbau in Fohnsdorf, ...)

6.2 Kosten-Nutzen Analyse 1 – Entnahmebrunnen 750 m

6.2.1 Investitionskosten 1

Die gegenständliche Bergbaugeothermieanlage besteht aus folgenden Anlagenteilen:

- ⇒ Entnahmebrunnen, Tiefe 750 m
- ⇒ Entnahmepumpe inkl. Steigleitung
- ⇒ event. Wasseraufbereitungsanlage
- ⇒ Wärmepumpen (WP) mit integrierten Rohrbündelwärmetauschern
- ⇒ Versickerungsleitung zum Reinjektionsbrunnen
- ⇒ Reinjektionsbrunnen, Tiefe 370 m
- ⇒ Fern- bzw. Nahwärmeleitung zum Verbraucher

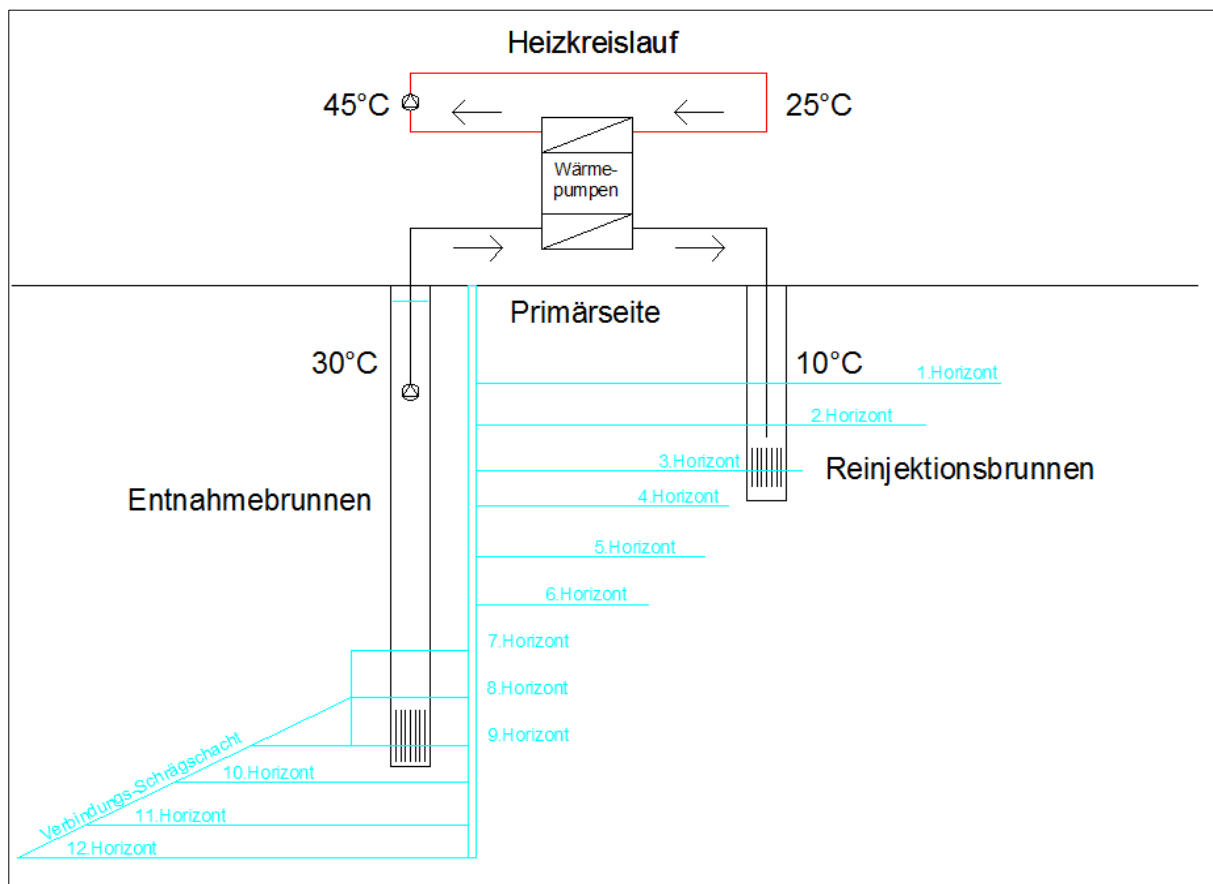


Abbildung 53: Anlagenschema Bergbaugeothermie Entnahme 750 m

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Für die Investitionskostenschätzung 1 wurden folgende Annahmen getroffen:

- ⇒ Endteufe Entnahmebrunnen 750 m (Schrägschacht zwischen 9. und 12. Horizont)
- ⇒ Endteufe Injektionsbrunnen 370 m (3. Horizont)
- ⇒ Pumpversuch, ca. 14 d inkl. Abwasserentsorgung in örtlicher Kläranlage
- ⇒ Förderhöhe Entnahmebrunnen 50 m, Verpressdruck ca. 40 m in Injektionsbrunnen, 10 m Reibungsverluste in Rohrleitungen
- ⇒ Ruhewasserspiegel ca. 10 m unter GOK
- ⇒ Wasseraufbereitung mit Sandfilter und Ionentauscher
- ⇒ Containeranlage
- ⇒ Wärmepumpen zur Hebung der Wassertemperatur auf 45 °C im Vorlauf.

In der nachstehenden Tabelle wurde eine Grobkostenschätzung für eine mögliche Errichtung einer Geothermieanlage im ehemaligen Bergbau Fohnsdorf zusammengestellt:

**Tabelle 10: Investitionskostenschätzung 1 für die Errichtung der Geothermieanlage
(Entnahmetiefe 750 m)**

Gewerk	Menge	EH	Kosten
Grundstücksinanspruchnahmen und Flurschaden	1	PA	€ 250.000,00
Entnahmebrunnen	750	m	€ 900.000,00
Pumpversuch	1	PA	€ 80.000,00
Injektionsbrunnen	370	m	€ 450.000,00
Aufpreis Richtbohrung Schrägschacht	50	m	€ 50.000,00
Entnahmepumpe inkl. Steigleitung	1	Stk.	€ 85.000,00
Fernwärmeleitung zum Verbraucher	1.000	lfm	€ 250.000,00
Versickerungsleitung	1.200	m	€ 180.000,00
Wasseraufbereitung	1	PA	€ 100.000,00
Wärmepumpen, ca. 300-500 kW inkl. Install.	3	Stk.	€ 200.000,00
Summe			€ 2.545.000,00
Planung (5 %)	1	PA	€ 115.000,00
Summe			€ 2.660.000,00
Förderung KPC (derzeitige Förderung durch	30 %		€ 798.000,00
Lebensministerium für geot. Nahwärmeversorgung)			
Investitionskosten abzügl. Förderung			€ 1.862.000,00

Auf die Herstellung des ca. 750 m tiefen Entnahme- und des ca. 370 m tiefen Reinjektionsbrunnens entfallen ca. 50 – 60 % der geschätzten Investitionskosten.

Falls nach der Errichtung des Entnahmebrunnens und nach der Messung des noch vorhandenen Methanpotenzials der Pumpversuch inkl. Entgasungsanlage mit Gasmengenmessung, Gasseparator, Exbereich und Kamin ausgestattet werden muss, könnten sich die Baukosten um ca. 300.000 EUR erhöhen.

6.2.2 Betriebskosten 1

6.2.2.1 Definition von 3 Szenarien – Wahrscheinlichster Fall, Best Case und Worst Case

Um die Betriebskosten in Bezug auf den erzielbaren Wärmeertrag ermitteln zu können, wurden 3 mögliche Szenarien für das nutzbare thermische Potential bei einer Entnahmetiefe von 750 m betrachtet:

- ⇒ Der „wahrscheinlichste“ Fall
- ⇒ „Best Case“
- ⇒ „Worst Case“

6.2.2.1.1 Der „wahrscheinlichste“ Fall

Beim „wahrscheinlichsten“ Fall gehen wir davon aus, dass aufgrund der Entnahmetiefe des Grubenwassers bei 750 m unter der Geländeoberkante (GOK) die nutzbare Temperatur an der GOK mindestens **25°C** betragen wird. Die 25°C ergeben sich aus dem üblichen geothermischen Gradienten von 3°C/100m ($=750\text{m}/100\text{m} \cdot 3^\circ\text{C} = 22,5^\circ\text{C} + 8^\circ\text{C}$ Grundwassertemp. abzüglich Verluste).

Förderrate: **10 l/s**

6.2.2.1.2 Der „Best Case“

Beim „Best Case“ gehen wir davon aus, dass aufgrund der Entnahmetiefe des Grubenwassers bei 750 m unter der Geländeoberkante (GOK) und der geothermisch begünstigten Region die nutzbare Temperatur an der GOK mindestens **30°C** betragen wird. Die 30°C ergeben sich aus dem üblichen geothermischen Gradienten von 3°C/100m ($=750\text{m}/100\text{m} \cdot 3^\circ\text{C} = 22,5^\circ\text{C} + 8^\circ\text{C}$ Grundwassertemp. + positive Einflüsse durch z.B. Wasserbruch von 1940 auf die Temperatur abzüglich Verluste).

Förderrate: **15 l/s**

6.2.2.1.3 Der „Worst Case“

Beim „Worst Case“ gehen wir davon aus, dass die Temperatur aufgrund der Entnahmetiefe des Grubenwassers bei 750 m unter der Geländeoberkante (GOK) und durch unvorhergesehene Verluste nur **20°C** betragen wird. Die 20°C ergeben sich aus dem üblichen geothermischen Gradienten von 3°C/100m ($=750\text{m}/100\text{m} \cdot 3^\circ\text{C} = 22,5^\circ\text{C} + 8^\circ\text{C}$ Grundwassertemp. abzüglich unvorhergesehener, negativer Einflüsse und größere Verluste).

Förderrate: **5 l/s**

6.2.2.2 Berechnungsgrundlagen für die Betriebskosten

6.2.2.2.1 Berechnungsgrundlagen Wärmeertrag

Im ersten Schritt wird für jeden Betriebsfall (Wahrscheinlichster Fall, Best Case und Worst Case) der maximal mögliche Wärmeertrag gemäß folgender Formel berechnet:

$$\text{Jahreswärmeertrag (JWE)} = P \times h$$

Die Leistung P wird für diese Berechnung aus den Leistungskurven der Wärmepumpen der Fa. Ochsner entnommen.

Die theoretisch möglichen Betriebsstunden wurden mit 8.760 h/a (=365*24h) angenommen, woraus der maximal mögliche Energieertrag von 100 % berechnet wurde.

Wenn als zukünftige Wärmeabnehmer neue Niedrigenergiehäuser betrachtet werden, geht man von 2.100 h Betriebsstunden der Wärmepumpen inkl. Warmwasserbereitung aus (=ca. 24 % von 8.760 h).

6.2.2.2.2 Berechnungsgrundlagen Betriebskosten

Die Betriebskosten der Wasser-Wasser-Wärmepumpenanlage zur Nutzung des stillgelegten Bergbaus in Fohnsdorf gliedern sich in folgende Kosten:

- ⇒ Stromkosten Wärmepumpe(n)
- ⇒ Stromkosten Förder- und Verpresspumpe (= 1 Pumpe)
- ⇒ Stromkosten Umwälzpumpe Heizkreislauf (vernachlässigbar)
- ⇒ Aufbereitungskosten Grubenwasser
- ⇒ Reinvest
- ⇒ Wartung

ad Stromkosten Wärmepumpe(n):

Die Wärmepumpen arbeiten mit einer Temperaturspreizung von 5°K auf der Wärmequellenseite. Die erste Wärmepumpe in der Kaskade arbeitet am effizientesten, d.h. sie weist den höchsten COP* auf, da sie den geringsten Temperaturhub vollziehen muss (vom Grubenwasser zur gewünschten Vorlauftemperatur). Die zweite Wärmepumpe in der Kaskade geht bereits von einem um 5°K kühleren Temperaturniveau aus und braucht ca. 7 % Strom, um die gleiche Vorlauftemperatur wie die erste Wärmepumpe zu erreichen.

*COP (Coefficient of Performance) oder Leistungszahl = Verhältnis der Heizleistung [kW] zur elektrischen Leistungsaufnahme [kW] der Wärmepumpe

In den nachstehenden Betriebskostenberechnungstabellen wurden die spezifischen Stromkosten für jede Wärmepumpe ermittelt und auf die produzierten kWh umgelegt.

ad Stromkosten Förder- und Verpresspumpe, Aufbereitungskosten, Reinvest, Wartung

Die Summe aller anderen oben genannten Kosten wurde addiert und durch den Jahreswärmeertrag dividiert, um die zusätzlichen Kosten je kWh zu erhalten.

Die **Gesamtbetriebskosten** ergeben sich aus den Stromkosten der verschiedenen Wärmepumpen und den zusätzlichen Kosten aus Stromkosten Förder- und Verpresspumpe, Aufbereitungskosten, Reinvest und Wartung.

Für den Reinvest wurden 10 % und für die Wartung 3 % der Investitionskosten der maschinellen Ausrüstung der Geothermieranlage angesetzt; d.h. innerhalb von 10 Jahren wird die gesamte maschinelle Ausrüstung einmal ausgetauscht.

Um die **durchschnittlichen Kosten** für eine **kWh** zu erhalten, wurden die Gesamtbetriebskosten B durch den Jahreswärmeertrag JWE dividiert.

6.2.2.3 Energieertrag und Betriebskosten 1 für den „wahrscheinlichsten“ Fall

Förderrate:	10 l/s
Nutzbare Grubenwassertemperatur:	25°C
Reinjektionstemperatur:	10°C
dT:	15°C

Rechnerischer Energieertrag für den „wahrscheinlichsten“ Fall

Dichte Wasser	ρ		[kg/m³]	998
spezifische Wärmekapa. Wasser	c		[J/kg,K]	4180
Durchfluss/Entnahme	Q		[m³/s]	0,010
Entnahme-T			°C	25
Injektions-T			°C	10
Temp.spreizung	dT		[K]	15
Leistung	P	$= \rho \times c \times Q \times dT$	[W]	625.746
Heizleistung			[kW]	626
			[MW]	0,63
Betriebsstunden im a (=365dx24h)			[h/a]	8760
Jahreswärmeertrag		= P x h	[kWh/a]	5.481.535
			[MWh/a]	5.482

Der rechnerische Energieertrag ergibt sich aus der Dichte und spezifischen Wärmekapazität von Wasser, Förderrate aus dem Entnahmebrunnen sowie der Temperaturspreizung zwischen Entnahme und Reinjektion. Diese Heizleistung abzüglich Verluste könnte direkt mittels Plattenwärmetauscher auf einen sekundären Volumenstrom übertragen werden. Die erzielbare Sekundärkreistemperatur bzw. Vorlauftemperatur liegt jedoch bei ca. **15-20°C**.

Um eine für Niedrigenergieheizsysteme erforderliche **Vorlauftemperatur** von durchschnittlich **45°C** (Fußbodenheizung 35°C und Warmwasser 50-60°C) erzielen zu können, muss der Sekundärvolumenstrom mittels **Wärmepumpen** auf ein **höheres Temperaturniveau** gebracht werden.

Je Wasser-Wasser-Wärmepumpe wird der entnommene Grubenwasserstrom um 5°C bzw. K abgekühlt, d.h. können bei einem ΔT von 15°C zwischen Entnahme- und Reinjektionsbrunnen **3 Wärmepumpen** in Serie (Kaskade) eingesetzt werden.

Der Vorteil gegenüber herkömmlichen Wasser-Wasser-Wärmepumpenanlagen in quartären Grundwasserleitern liegt im gegenständlichen Projekt darin, dass durch die gezielte Entnahme aus dem thermisch begünstigten, tiefen Wasserreservoir, dem ehemaligen Bergbau, anstatt einer Wärmepumpe bis zu 4 Wärmepumpen mit deutlich besserem Wirkungsgrad in Serie geschaltet werden können. Dieser Vorteil ermöglicht eine deutlich günstigere Erzeugung von Wärme trotz höherer Investitionskosten bei einer Errichtung der Anlage.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 11: Wärmeertrag und Betriebskosten 1 „Wahrscheinlichster Fall“

Betriebskosten 1 „wahrscheinlichster“ Fall					
Wärmeertrag	EH	WP 1 W25/45	WP 2 W20/45	WP 3 W15/45	Summe
Entnahme Q	[m³/s]	0,010	0,010	0,010	
Entnahme-T	°C	25	20	15	
Injektions-T	°C	20	15	10	
Temp.spreizung dT	[K]	5	5	5	
Heizleistung	[kW]	337	300	262	899
Betriebsstunden im a (=365dx24h)	[h/a]	8760	8760	8760	
Jahreswärmeertrag (JWE) = P x h	[kWh/a]	2.952.120	2.628.000	2.295.120	7.875.240
	[kWh/d]	8.088	7.200	6.288	21.576
Betriebskosten					
COP Wärmepumpe (WP)*		5,80	5,40	4,90	
Leistungsaufnahme WP	[kW]	58,1	55,6	53,5	
Stromverbrauch WP	[kWh/a]	508.986	486.667	468.392	
Stromkosten für Wärmepumpe inkl. Netzkosten (10,5 Cent/kWh)	[EUR/a]	53.444	51.100	49.181	
Kosten WP je kWh	[EUR/kWh]	0,01810	0,01944	0,02143	
Stromverbrauch Entnahme- und Reinjektionspumpe, 16,5 kW für 10 l/s	[kWh/a]				144.540
Stromkosten Entnahme- und Reinjektionspumpe (10,5 Cent /kWh)	[EUR/a]				15.177
Aufbereitungskosten	[EUR/a]				25.000
Reinvest 10 %	[EUR/a]				38.500
Wartung 3 %	[EUR/a]				11.550
Summe	[EUR/a]				90.227
Zusätzl. Kosten je kWh	[EUR/kWh]	0,01146	0,01146	0,01146	
Gesamtkosten je kWh	[EUR/kWh]	0,02956	0,03090	0,03289	
Betriebskosten B gesamt	[EUR/a]	87.266	81.209	75.476	243.951
Durchschnittl. Kosten je kWh = B / JWE	[EUR/kWh]				0,03098

6.2.2.4 Energieertrag und Betriebskosten 1 für den „Best Case“

Förderrate:	15 l/s
Nutzbare Grubenwassertemperatur:	30°C
Reinjektionstemperatur:	10°C
dT:	20°C

Rechnerischer Energieertrag für den „Best Case“

Dichte Wasser	ρ		[kg/m³]	998
spezifische Wärmekapa. Wasser	c		[J/kg,K]	4180
Durchfluss/Entnahme	Q		[m³/s]	0,015
Entnahme-T			°C	30
Injektions-T			°C	10
Temp.spreizung	dT		[K]	20
Leistung	P	$= \rho \times c \times Q \times dT$	[W]	1.251.492
Heizleistung			[kW]	1.251
			[MW]	1,25
Betriebsstunden im a (=365dx24h)			[h/a]	8760
Jahreswärmeertrag		= P x h	[kWh/a]	10.963.070
			[MWh/a]	10.963

Der rechnerische Energieertrag ergibt sich aus der Dichte und spezifischen Wärmekapazität von Wasser, Förderrate aus dem Entnahmebrunnen sowie der Temperaturspreizung zwischen Entnahme und Reinjektion. Diese Heizleistung könnte direkt mittels Plattenwärmetauscher auf einen sekundären Volumenstrom übertragen werden. Die erzielbare Sekundärkreistemperatur liegt jedoch bei ca. 20-25°C.

Je Wasser-Wasser-Wärmepumpe wird der entnommene Grubenwasserstrom um 5°C bzw. K abgekühlt, d.h. können bei einem dT von 20°C zwischen Entnahme- und Reinjektionsbrunnen **4 Wärmepumpen** in Serie (Kaskade) eingesetzt werden.

Im „Best Case“ wurden auch keine Aufbereitungsmaßnahmen für das Grubenwasser vorgesehen. Das Grubenwasser wird über den in der Wärmepumpe integrierten Plattenwärmetauscher geleitet und anschließend im Reinjektionsbrunnen ohne zusätzliche Drucksteigerung mit der Entnahmepumpe verpresst.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 12: Wärmeertrag und Betriebskosten 1 „Best Case“

Betriebskosten 1 „Best Case“						
Wärmeertrag	EH	WP 1 W30/45	WP 2 W25/45	WP 3 W20/45	WP 4 W15/45	Summe
Entnahme Q	[m³/s]	0,015	0,015	0,015	0,015	
Entnahme-T	°C	30	25	20	15	
Injektions-T	°C	25	20	15	10	
Temp.spreizung dT	[K]	5	5	5	5	
Heizleistung	[kW]	474	425	385	342	1.626
Betriebsstunden im a (=365dx24h)	[h/a]	8760	8760	8760	8760	
Jahreswärmeertrag JWE = P x h	[kWh/a]	4.147.860	3.723.000	3.372.600	2.995.920	14.239.380
Tageswärmeertrag	[kWh/d]	11.364	10.200	9.240	8.208	39.012
Betriebskosten						
COP Wärmepumpe (WP)		6,20	5,80	5,30	4,90	
Leistungsaufnahme WP	[kW]	76,4	73,3	72,6	69,8	
Stromverbrauch WP	[kWh/a]	669.010	641.897	636.340	611.412	
Stromkosten für Wärmepumpe inkl. Netzkosten (10,5 Cent/kWh)	[EUR/a]	70.246	67.399	66.816	64.198	
Kosten je kWh	[EUR/kWh]	0,016935	0,018103	0,019811	0,021429	
Stromverbrauch Entnahme- und Reinjektionspumpe, 23 kW für 10 l/s	[kWh/a]					201.480
Stromkosten Entnahme- und Reinjektionspumpe (10,5 Cent /kWh)	[EUR/a]					21.155
Aufbereitungskosten	[EUR/a]					-
Reinvest 10 %	[EUR/a]					38.500
Wartung 3 %	[EUR/a]					11.550
Summe	[EUR/a]					71.205
Zusätzl. Kosten je kWh	[EUR/kWh]	0,00500	0,00500	0,00500	0,00500	
Gesamtkosten je kWh	[EUR/kWh]	0,02194	0,02310	0,02481	0,02643	
Betriebskosten B gesamt	[EUR/a]	90.988	86.016	83.681	79.180	339.865
Durchschnittl. Kosten je kWh = B / JWE	[EUR/kWh]					0,02387

6.2.2.5 Energieertrag und Betriebskosten 1 für den „Worst Case“

Förderrate:	5 l/s
Nutzbare Grubenwassertemperatur:	20°C
Reinjektionstemperatur:	10°C
dT:	10°C

Rechnerischer Energieertrag für den „Worst Case“

Dichte Wasser	ρ		[kg/m³]	998
spezifische Wärmekapa. Wasser	c		[J/kg,K]	4180
Durchfluss/Entnahme	Q		[m³/s]	0,005
Entnahme-T			°C	20
Injektions-T			°C	10
Temp.spreizung	dT		[K]	10
Leistung	P	$= \rho \times c \times Q \times dT$	[W]	208.582
Heizleistung			[kW]	209
			[MW]	0,21
Betriebsstunden im a (=365dx24h)			[h/a]	8760
Jahreswärmeertrag		= P x h	[kWh/a]	1.827.178
			[MWh/a]	1.827

Der rechnerische Energieertrag ergibt sich aus der Dichte und spezifischen Wärmekapazität von Wasser, Förderrate aus dem Entnahmebrunnen sowie der Temperaturspreizung zwischen Entnahme und Reinjektion. Diese Heizleistung könnte direkt mittels Plattenwärmetauscher auf einen sekundären Volumenstrom übertragen werden. Die erzielbare Sekundärkreistemperatur liegt jedoch bei ca. 10-15°C.

Je Wasser-Wasser-Wärmepumpe wird der entnommene Grubenwasserstrom um 5°C bzw. K abgekühlt, d.h. können bei einem dT von 10°C zwischen Entnahme- und Reinjektionsbrunnen **2 Wärmepumpen** in Serie (Kaskade) eingesetzt werden.

Im „Worst Case“ wurden einerseits **höhere Aufbereitungskosten** für das Grubenwasser und andererseits **höhere Entnahme- bzw. Reinjektionskosten** als im „wahrscheinlichsten“ Fall angenommen.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 13: Wärmeertrag und Betriebskosten 1 „Worst Case“

Betriebskosten 1 „Worst Case“				
Wärmeertrag	EH	WP 1 W20/45	WP 2 W15/45	Summe
Entnahme Q	[m³/s]	0,005	0,005	
Entnahme-T	°C	20	15	
Injektions-T	°C	15	10	
Temp.spreizung dT	[K]	5	5	
Heizleistung	[kW]	234	202	436
Betriebsstunden im a (=365dx24h)	[h/a]	8760	8760	
Jahreswärmeertrag JWE = P x h	[kWh/a]	2.049.840	1.767.242	3.817.082
Tageswärmeertrag	[kWh/d]	5.616	4.841,76	10.457,76
Betriebskosten				
COP Wärmepumpe (WP)		5,40	4,90	
Leistungsaufnahme WP	[kW]	43,3	41,2	
Stromverbrauch WP	[kWh/a]	379.600	360.662	
Stromkosten für Wärmepumpe inkl. Netzkosten (10,5 Cent/kWh)	[EUR/a]	39.858	37.869	
Kosten je kWh	[EUR/kWh]	0,01944	0,02143	
Stromverbrauch Entnahme- und Reinjektionspumpe, 50 kW für 5 l/s	[kWh/a]			438.000
Stromkosten Entnahme- und Reinjektionspumpe (10,5 Cent /kWh)	[EUR/a]			45.990
Aufbereitungskosten	[EUR/a]			100.000
Reinvest 10 %	[EUR/a]			38.500
Wartung 3 %	[EUR/a]			11.550
Summe	[EUR/a]			150.050
Zusätzl. Kosten je kWh	[EUR/kWh]	0,03931	0,03931	
Gesamtkosten je kWh	[EUR/kWh]	0,05875	0,06074	
Betriebskosten B gesamt	[EUR/a]	120.437	107.340	227.777
Durchschnittl. Kosten je kWh = B / JWE	[EUR/kWh]			0,05967

6.2.3 Amortisation der Investitionskosten 1

6.2.3.1 Festlegung der Varianten der zukünftigen Preissteigerung

Um das mögliche Einsparungspotential bei den laufenden Betriebskosten beim Umstieg von Fernwärme auf „Bergwerksgeothermie“ darstellen zu können, wurden 3 Varianten der möglichen Entwicklung der Betriebskosten der beiden Heizsysteme mit einander verglichen.

- ⇒ **Variante 1:** Ohne Energiepreisindices (EPI), sondern Verbraucherpreisindex (VPI) = 3,0%
- ⇒ **Variante 2:** Strompreis-Index (SPI) = 2,5%, Fernwärmeindex (FWI) = 4,1%
(Durchschnitt der letzten 10 Jahre)
- ⇒ **Variante 3:** Strompreis-Index (SPI) = 4,1%, Fernwärmeindex (FWI) = 2,5%,
Annahme einer „inversen“ Entwicklung im Vergleich zu den letzten 10 Jahren
zwischen Strompreis und Fernwärmepreis

6.2.3.2 Projektkostenberechnung mit Barwertmethode

6.2.3.2.1 Bezugszeitpunkt und Betriebsdauer

Bezugszeitpunkt ist der Zeitpunkt der Investition für die Herstellung der Geothermieranlage. Die Kosten für die Herstellung der Anlage (Bauzeit < 12 Monate) bleiben daher in der Vergleichsrechnung unverändert (Faktor 1, keine Diskontierung oder Akkumulation).

Die Betriebskosten werden auf den Bezugszeitraum diskontiert (d.h. Aufnahme der Finanzmittel jetzt, damit unter Berücksichtigung der Zinsgewinne zum Zahlungszeitpunkt ausreichende Finanzmittel zur Verfügung stehen), wobei für die Berechnungen unter Punkt 6.2.3.6 ein Zinssatz von 3 % und für die Berechnung in den Kapiteln 6.2.3.7 und 6.2.3.8 verschiedene Energiepreisindices für die Strom- und Fernwärmepreisentwicklung und der Basiszinssatz von 0,38 % angenommen werden.

Betriebszeit = 30 Jahre

Diskontierungsfaktor für uniforme jährliche Zahlungen: $DFAKR = [(1+i)^n - 1] / [i \cdot (1+i)^n]$

Tabelle 14: Diskontierungsfaktor je Betriebsjahr für den Basiszinssatz von 3% und 0,38%

		i=0,03	i=0,0038
n	1	0,9709	0,9962
n	2	1,9135	1,9887
n	3	2,8286	2,9773
n	4	3,7171	3,9623
n	5	4,5797	4,9435
n	6	5,4172	5,9210
n	7	6,2303	6,8948

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

n	8	7,0197	7,8649
n	9	7,7861	8,8314
n	10	8,5302	9,7941
n	11	9,2526	10,7533
n	12	9,9540	11,7088
n	13	10,6350	12,6607
n	14	11,2961	13,6090
n	15	11,9379	14,5537
n	16	12,5611	15,4948
n	17	13,1661	16,4323
n	18	13,7535	17,3663
n	19	14,3238	18,2968
n	20	14,8775	19,2238

z.B. für jährliche Kosten bez. Anlagenbetrieb inkl. Wartung und Reinvest

6.2.3.3 Potentielle Verbraucher

In unseren Überlegungen wurden als potentielle Verbraucher der Erdwärmegewinnung die Bewohner im Raum Fohnsdorf angenommen. Das geothermische Potential des Grubenwassers kann für die Nahwärmeversorgung der Wohn-/ Gewerbegebiete (z.B. Therme Fohnsdorf oder ein Thermen-Hotel) im Raum Fohnsdorf benutzt werden.

6.2.3.4 Erforderlicher Energieertrag

Für jede Amortisationsrechnung wurden je nach zukünftigem Wärmeabnehmer 2 Szenarien betrachtet:

- ⇒ **Energieertrag 100 %:** Geothermieranlage läuft das ganze Jahr durch
- ⇒ **Energieertrag 50 %:** Geothermieranlage läuft nur 1/2 Jahr, da im Sommer nicht geheizt wird

Der tatsächliche Verbrauch eines zukünftigen Verbrauchers wird vermutlich zwischen den beiden Szenarien liegen, da zwar im Sommer kaum geheizt wird, jedoch der Warmwasserbedarf über das ganze Jahr gegeben ist.

6.2.3.5 Vergleich mit Fernwärme

Für die Amortisationsrechnung der Investitionskosten wurde das Einsparungspotential beim Umstieg von Fernwärme auf Bergwerksgeothermie im Detail betrachtet, da die Stadtwerke Judenburg im Bergwerksgebiet ein Fernwärmenetz betreiben.

Der derzeitige Tarif der Fernwärme Judenburg konnte leider nicht ausfindig gemacht werden. Seit 2 Monaten wird die Fernwärme der Judenburger Stadtwerke zu 100 % aus der Industrieabwärme der Zellstoff Pöls versorgt. Die zuvor in Betrieb befindlichen Gas-, Öl- und Biomasse-Heizwerke wurden stillgelegt und der Schwerpunkt auf den Fernwärmenetzausbau gelegt. Laut Auskunft der Geschäftsleitung der Fernwärme der

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Stadtwerke Judenburg gibt es keinen generellen Privat bzw. Großkunden-Tarif, sondern nur individuell festgelegte Einzelverträge mit den verschiedenen Kunden.

Deshalb wurde für die folgenden Berechnungen bzw. Vergleich der Großkundenpreis der Fernwärme Wien angesetzt, der sich wie folgt aus Leistungspreis und Arbeitspreis zusammensetzt und deutlich unter den österreichischen Durchschnittsfernwärmekosten von 8,59 Cent/kWh liegt.

Leistungspreis: EUR 71,00819 pro kW und Jahr *

Arbeitspreis: Cent 3,833 pro kWh *

* die angeführten Preise verstehen sich exkl. Umsatzsteuer und Energieabgaben (Quelle: <http://www.wienenergie.at/eportal/ep/contentView.do/pageTypeld/11890/programId/56054/contentTypeld/1001/channelId/-25897/contentId/29188>, letzter Zugriff: 23.01.2013)

6.2.3.6 Variante 1:

Amortisation mit Verbraucherpreisindex (VPI) = 3,0%

Bei dieser Variante wird davon ausgegangen, dass die jährliche Preissteigerung bereits im angenommenen Zinssatz der Diskontierung von 3 % enthalten ist. Eine unterschiedliche Entwicklung des Strompreisindex und des Fernwärmepreisindex wird nicht berücksichtigt.

6.2.3.6.1 Amortisation Energieertrag 100 % und Verbraucherpreisindex (VPI) = 3,0%

Investitionsvolumen (Grobkostenschätzung abzüglich Förderung): **EUR 1.862.000**

Tabelle 15: Jährliche Betriebskosten bzw. Ersparnis je Szenario bei 100 % Energieertrag

Energieertrag 100%	EH	Fernwärme	Worst Case	Wahrs. Fall	Best Case
Kosten je kWh	[Cent/kWh]	7,5000	5,9673	3,0977	2,3868
Wärmeertrag	[kWh/a]		3.817.082	7.875.240	14.239.380
Kosten Geothermie	[EUR/a]		227.777	243.951	339.865
Kosten Fernwärme	[EUR/a]		286.281	590.643	1.067.954
Ersparnis	[EUR/a]		58.504	346.692	728.089

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

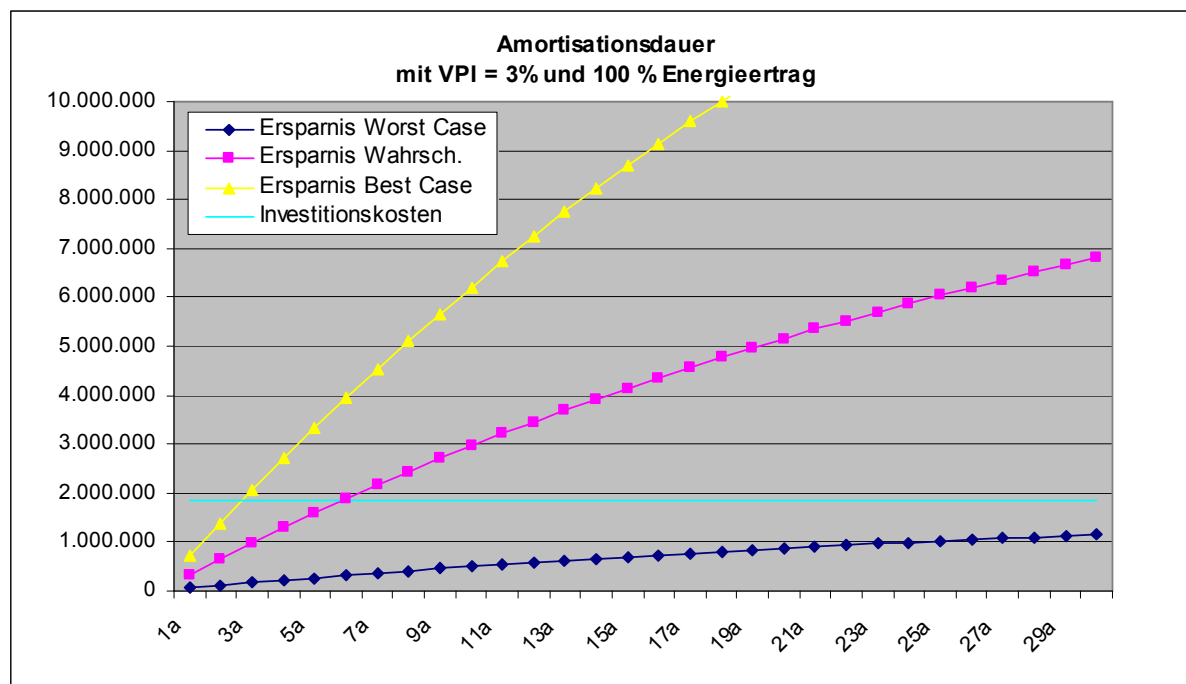


Abbildung 54: Amortisation des Projektes je Szenario bei 100% Energieertrag und VPI = 3%

Wie in den Tabellen im Anhang und der Graphik oben ersichtlich kann die **Amortisation** des Projektes bei „Energieertrag 100 %“ und „ohne Index“ nur bei Eintreten eines Betriebszustandes wie durch den wahrscheinlichsten Fall beschrieben (mind. 10 l/s und mind. 25°C) oder besser erreicht werden.

Energieertrag 100% mit VPI (ohne EPI)	EH	Worst Case	Wahrsch. Fall	Best Case
Amortisationsdauer	[a]	-	ca. 6,5	ca. 3

6.2.3.6.2 Amortisation Energieertrag 50 % und Verbraucherpreisindex (VPI) = 3,0%

Investitionsvolumen (Grobkostenschätzung abzüglich Förderung): **EUR 1.862.000**

Tabelle 16: Jährliche Betriebskosten bzw. Ersparnis je Szenario bei 50 % Energieertrag

Energieertrag 50%	EH	Fernwärme	Worst Case	Wahrs.Fall	Best Case
Kosten je kWh	[Cent/kWh]	7,5000	5,9673	3,0977	2,3868
Wärmeertrag	[kWh/a]		1.908.541	3.937.620	7.119.690
Kosten Geothermie	[EUR/a]		113.889	121.976	169.932
Kosten Fernwärme	[EUR/a]		143.141	295.322	533.977
Ersparnis	[EUR/a]		29.252	128.322	364.044

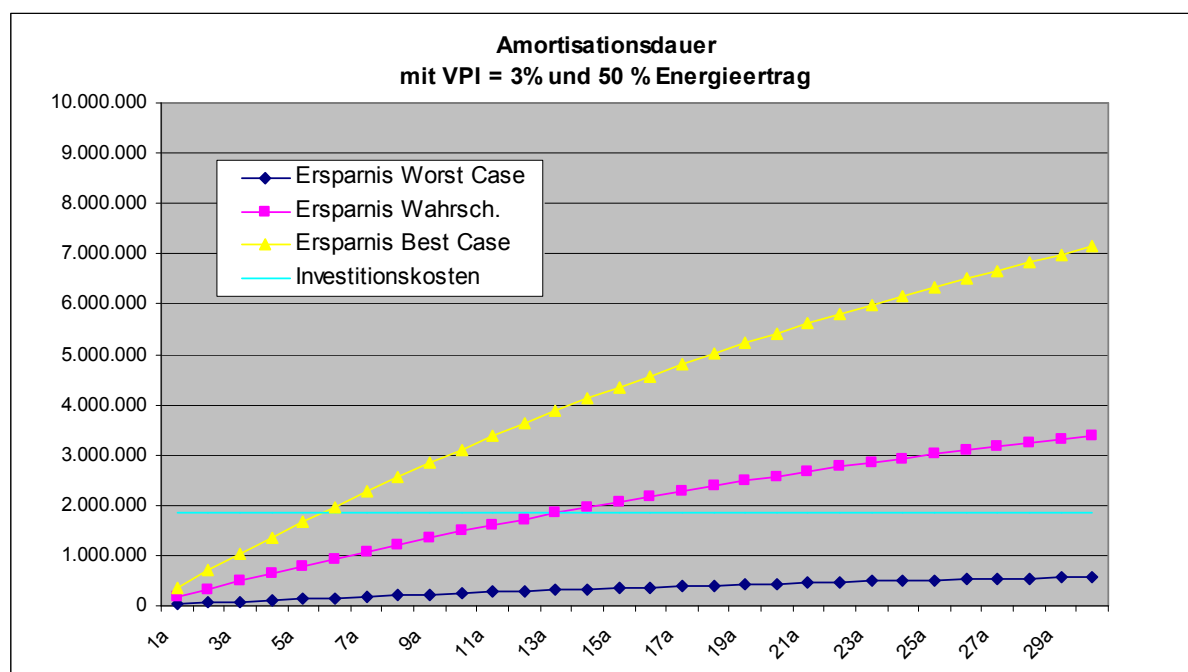


Abbildung 55: Amortisation des Projektes je Szenario bei 50 % Energieertrag und VPI = 3%

Wie in den Tabellen im Anhang und der Graphik oben ersichtlich kann die **Amortisation** des Projektes bei „50 % Energieertrag“ und „ohne Index“ nur bei Eintreten eines Betriebszustandes wie durch den wahrscheinlichsten Fall beschrieben (mind. 10 l/s und mind. 25°C) oder besser erreicht werden.

VP-Index und Energieertrag 50%	EH	Worst Case	Wahrsch. Fall	Best Case
Amortisationsdauer	[a]	-	ca. 14	ca. 6

6.2.3.7 Variante 2:

Amortisation unter Berücksichtigung der Energiepreisindices (EPI) für Strom und Fernwärme

Für die Berechnung der Amortisationsdauer mit Berücksichtigung der Energiepreisindices für Strom und Fernwärme wurden **die mittlere Strompreissteigerung und die mittlere Fernwärmeteuerung der letzten 10 Jahre** sowie der **aktuelle Basiszinssatz von 0,38 %*** angesetzt, um die möglicherweise unterschiedliche Teuerung des Strom- bzw. Fernwärmepreises sowie die Inflation abbilden zu können.

Index**	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Mittelwert
Strom	1,1	2,7	-0,3	3,5	9,2	1,7	4,1	1,0	0,1	1,8	2,5 %
Fernwärme	0,2	4,0	7,0	5,8	3,0	2,6	2,0	1,0	9,2	6,5	4,1 %

*Quelle Basiszinssatz: Österreichische Nationalbank

http://www.oenb.at/de/rund_ums_geld/zinssaetze/zinssaetze_und_wechselkurse.jsp

Basiszinssatz am 31. Dezember 2012: **0,38%**

**Quelle Energiepreisindices: Energieagentur Austria:

<http://www.energyagency.at/fakten-service/energie-in-zahlen/energiepreisindex.html>

(Laut telefonischer Auskunft stammen die von der Energieagentur Austria verwendeten Daten von der Statistik Austria und werden von der Energieagentur Austria unter dem oben angeführten Link zusammengestellt)

6.2.3.7.1 Amortisation Energieertrag 100 %, Strompreisindex 2,5 % und Fernwärmepreisindex 4,1 %

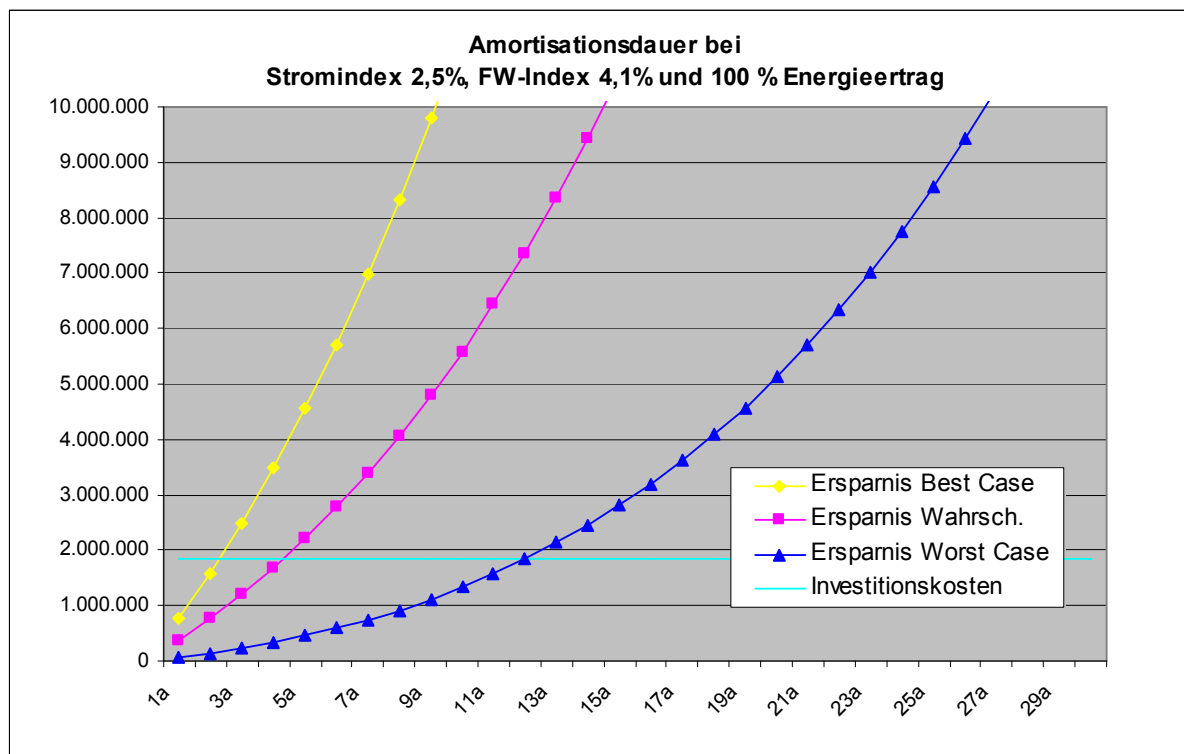


Abbildung 56: Amortisation des Projektes je Szenario bei Stromindex 2,5%, FW-Index 4,1% und 100% Energieertrag

Wie in den Tabellen im Anhang und der Graphik oben ersichtlich kann die **Amortisation** des Projektes bei „Energieertrag 100 %“, „Strompreis-Index=2,5%“ und „Fernwärme-Index=4,1%“ bei allen untersuchten Betriebsfällen von „Worst“ bis „Best Case“ nach spätestens **13 Jahren** erreicht werden.

Energieertrag 100% + Stromp.-Index 2,5 % FW-Index 4,1	EH	Worst Case	Wahrsch. Fall	Best Case
Amortisationsdauer	[a]	ca. 12,75	ca. 5	ca. 2,75

6.2.3.7.2 Amortisation Energieertrag 50 %, Strompreisindex 2,5 % und Fernwärmepreisindex 4,1 %

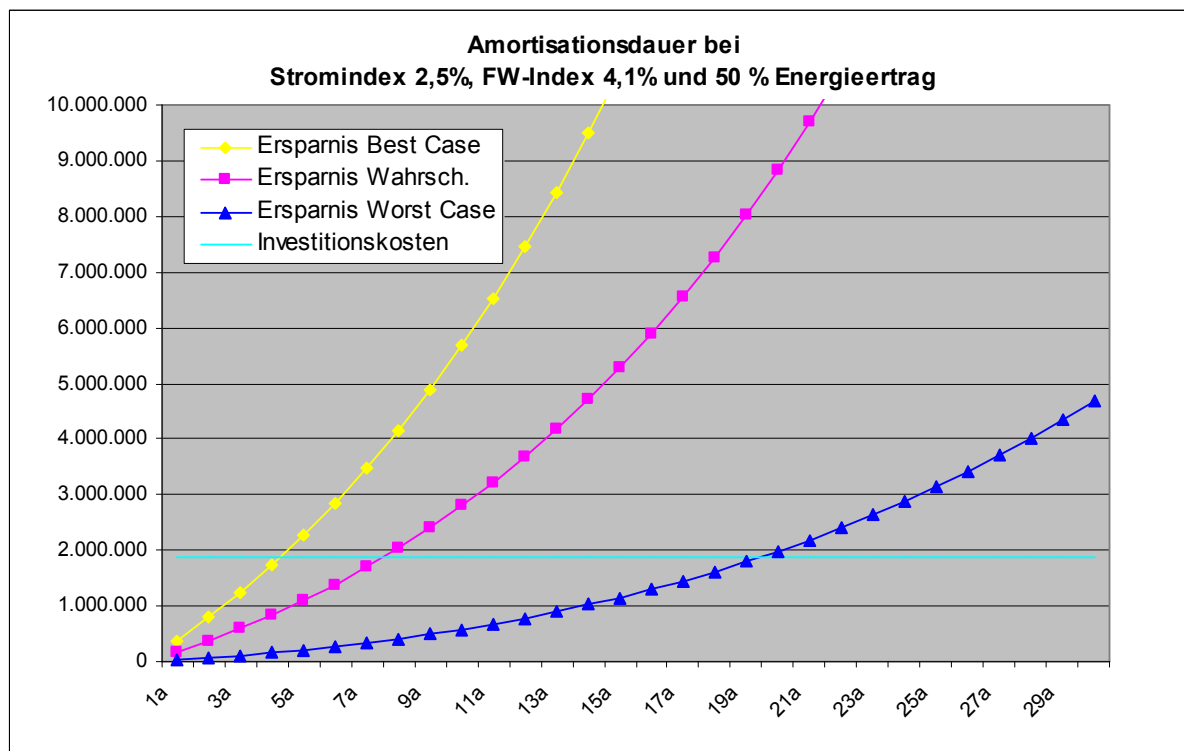


Abbildung 57: Amortisation des Projektes je Szenario bei Stromindex 2,5%, FW-Index 4,1% und 50% Energieertrag

Wie in den Tabellen im Anhang und der Graphik oben ersichtlich kann die **Amortisation** des Projektes bei „Energieertrag 50 %“, „Strompreis-Index=2,5%“ und „Fernwärme-Index=4,1%“ bei allen untersuchten Betriebsfällen von „Worst“ bis „Best Case“ nach spätestens **20 Jahren** erreicht werden.

Energieertrag 50% + Stromp.-Index 2,5 % FW-Index 4,1	EH	Worst Case	Wahrsch. Fall	Best Case
Amortisationsdauer	[a]	ca. 20	ca. 8	ca. 5

6.2.3.8 Variante 3:

Amortisation unter Berücksichtigung „inverser“ Energiepreisindices (EPI) für Strom und Fernwärme

Für die Berechnung der Amortisationsdauer unter Berücksichtigung „inverser“ Energiepreisindices für Strom und Fernwärme wurden **eine gegenteilige Entwicklung im Vergleich zu den letzten 10 Jahre angenommen** sowie der **aktuelle Basiszinssatz von 0,38 %*** angesetzt.

Da die weitere Entwicklung der Preissteigerung der verschiedenen Wärmebereitstellungsarten nicht prognostizierbar ist, wurde mit diesem Szenario gezeigt, dass sich das Projekt „Bergbaugeothermie“ im „Best Case“ und „wahrscheinlichsten“ Fall sogar bei schnell steigen Stromkosten amortisiert.

Index**	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Mittelwert
Strom	1,1	2,7	-0,3	3,5	9,2	1,7	4,1	1,0	0,1	1,8	2,5 %
Fernwärme	0,2	4,0	7,0	5,8	3,0	2,6	2,0	1,0	9,2	6,5	4,1 %

Annahme:

Energieart	Index „invers“
Strom	4,1
Fernwärme	2,5

*Quelle Basiszinssatz: Österreichische Nationalbank

http://www.oenb.at/de/rund_ums_geld/zinssaetze/zinssaetze_und_wechselkurse.jsp

Basiszinssatz am 31. Dezember 2012: **0,38%**

**Quelle Energiepreisindices: Energieagentur Austria:

<http://www.energyagency.at/fakten-service/energie-in-zahlen/energiepreisindex.html>

(Laut telefonischer Auskunft stammen die von der Energieagentur Austria verwendeten Daten von der Statistik Austria und werden von der Energieagentur Austria unter dem oben angeführten Link zusammengestellt)

6.2.3.8.1 Amortisation Energieertrag 100%, Strompreisindex 4,1 % und Fernwärmepreisindex 2,5 %

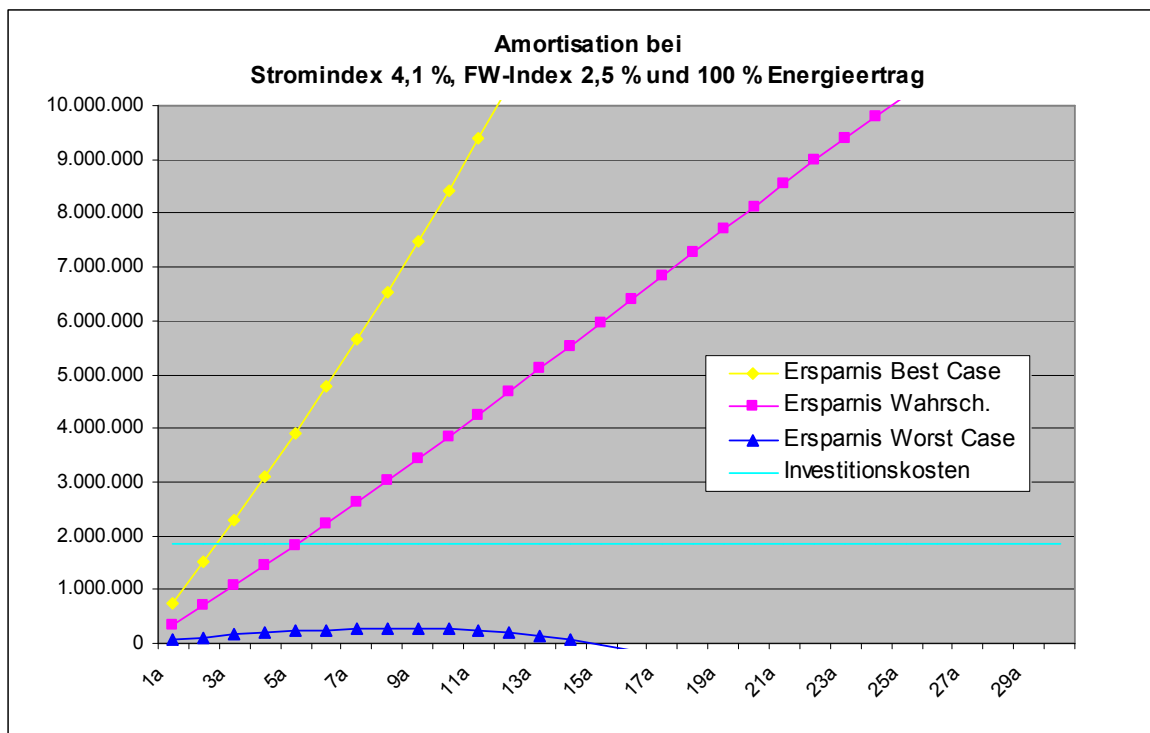


Abbildung 58: Amortisation des Projektes je Szenario bei Stromindex 4,1%, FW-Index 2,5% und 100% Energieertrag

Wie in den Tabellen im Anhang und der Graphik oben ersichtlich kann die **Amortisation** des Projektes bei „Energieertrag 100 %“ und trotz „Strompreis-Index=4,1%“ und „Fernwärme-Index=2,5%“ bei den Betriebsfällen „Wahrscheinlichster Fall“ und „Best Case“ nach spätestens 6 Jahren erreicht werden.

Energieertrag 100% + Stromp.-Index 4,1 % FW-Index 2,5 %	EH	Worst Case	Wahrsch. Fall	Best Case
Amortisationsdauer	[a]	-	Ca. 6	Ca. 3

6.2.3.8.2 Amortisation Energieertrag 50%, Strompreisindex 4,1 % und Fernwärmepreisindex 2,5 %

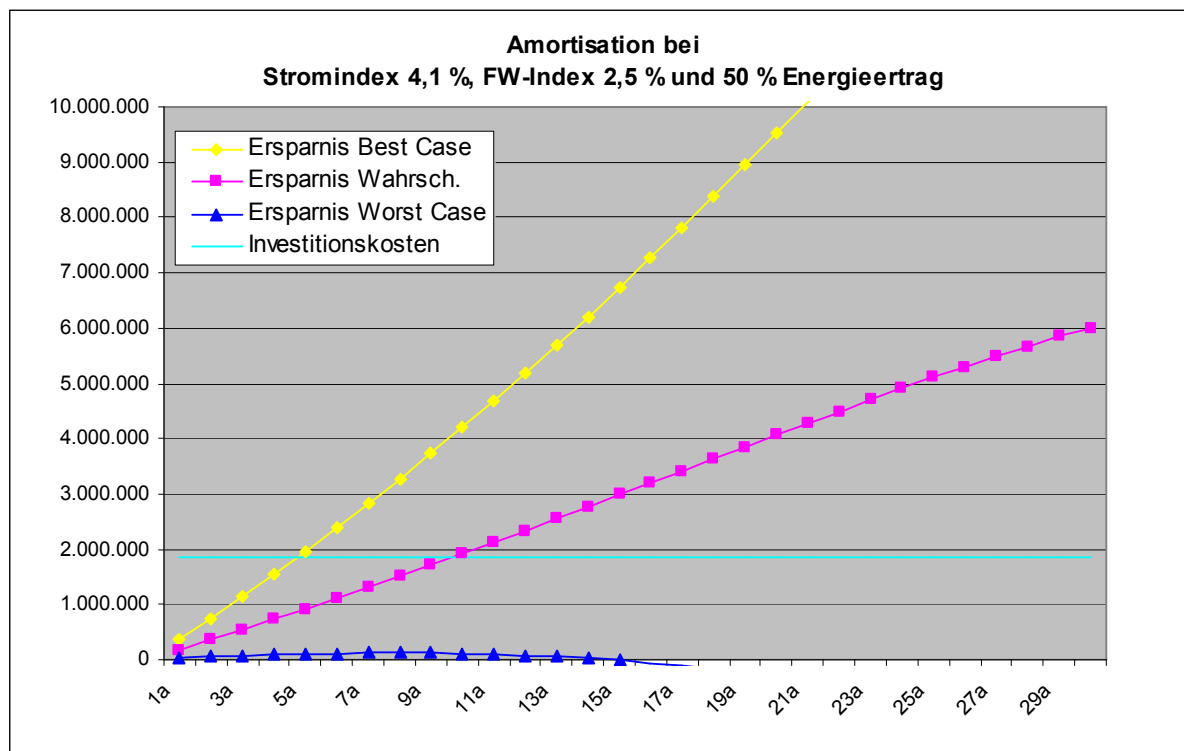


Abbildung 59: Amortisation des Projektes je Szenario bei Stromindex 4,1%, FW-Index 2,5% und 50% Energieertrag

Wie in den Tabellen im Anhang und der Graphik oben ersichtlich kann die **Amortisation** des Projektes bei „Energieertrag 50 %“, „Strompreis-Index=4,1%“ und „Fernwärme-Index=2,5%“ bei Eintreten des Betriebsfalles „Best Case“ nach 4 bis 5 Jahren und beim „Wahrscheinlichsten Fall“ nach ca. 10 Jahren erreicht werden. Im „Wahrscheinlichsten Fall“ beginnt jedoch nach 27 Jahren die Ersparnis zu schrumpfen und geht ab diesem Zeitpunkt gegen Null.

Nach 30 Jahren im „Wahrscheinlichsten Fall“ liegt die Ersparnis bei den laufenden Betriebskosten dennoch bei EUR 6,0 Mio.

Energieertrag 50% + Stromp.-Index 4,1% FW-Index 2,5%	EH	Worst Case	Wahrsch. Fall	Best Case
Amortisationsdauer	[a]	-	ca. 10	ca. 5

6.2.4 Zusammenfassung Kosten-Nutzen-Analyse 1

6.2.4.1 Kostenvergleich je kWh Wärme aus Bergwerksgeothermie 1 und Alternativen

Bei der Umsetzung des gegenständlichen Geothermieprojekts sind im „wahrscheinlichsten“ Fall ca. **3 Cent/kWh** Erzeugungskosten zu erwarten. Verglichen mit den durchschnittlichen Wärmebereitstellungstarifen gemäß Energieagentur Austria Q1-2011 liegen die mittels Geothermie erzielbaren Kosten je kWh bei **weniger als der Hälfte** von beispielsweise **Gas- bzw. Fernwärmekosten**.

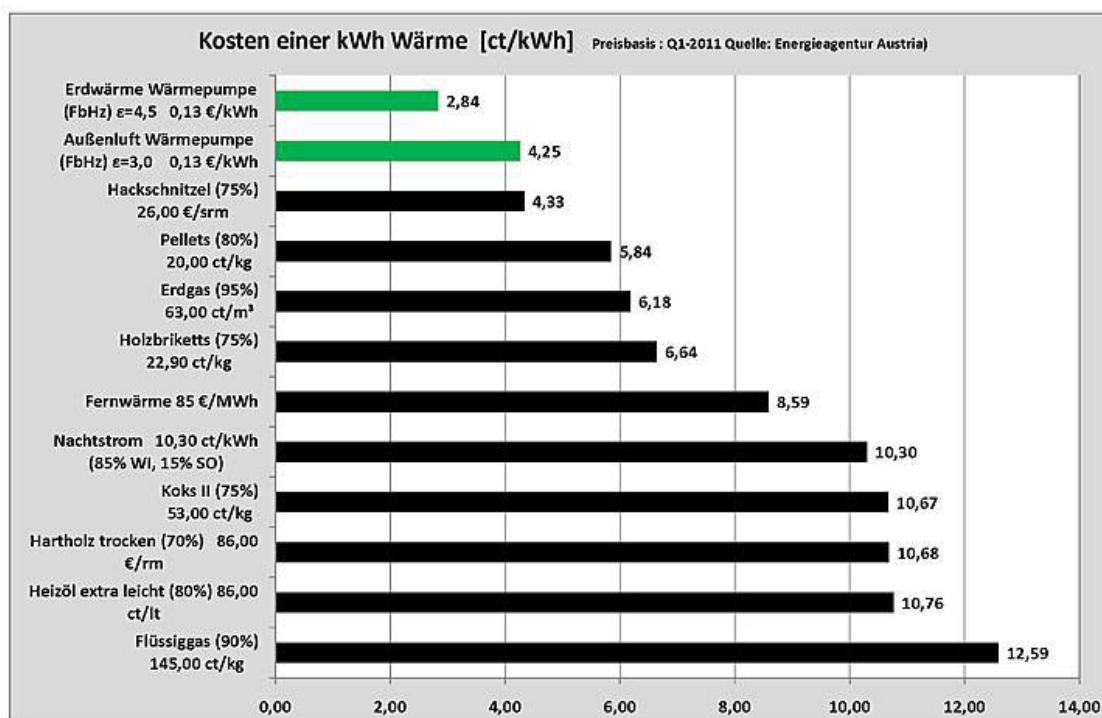


Abbildung 60: Kosten einer kWh Wärme (Cent/kWh) gemäß Energieagentur Austria

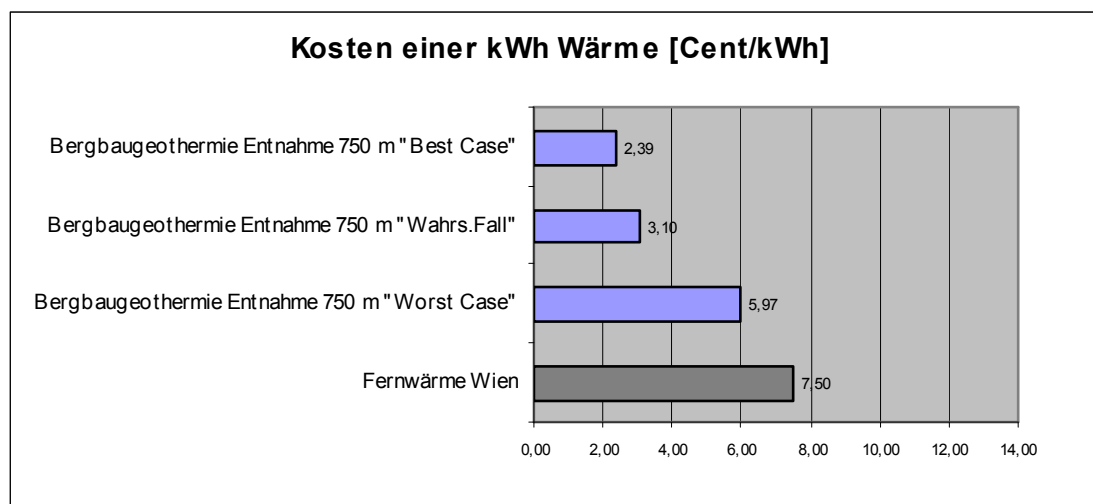


Abbildung 61: Kostenvergleich Bergbaugeothermie mit Fernwärme je kWh Wärme

6.2.4.2 Amortisationsdauer und Betriebskosteneinsparungspotential 1

Um das mögliche Einsparungspotential bei den laufenden Betriebskosten beim Umstieg von Fernwärme auf „Bergwerksgeothermie“ darstellen zu können, wurden 3 Varianten der möglichen Entwicklung der Betriebskosten der beiden Heizsysteme mit einander verglichen.

- ⇒ **Variante 1:** Ohne Energiepreisindices (EPI), sondern Verbraucherpreisindex (VPI) = 3,0%
- ⇒ **Variante 2:** Strompreis-Index (SPI) = 2,5%, Fernwärmeindex (FWI) = 4,1% (Durchschnitt der letzten 10 Jahre)
- ⇒ **Variante 3:** Strompreis-Index (SPI) = 4,1%, Fernwärmeindex (FWI) = 2,5%, Annahme einer „inversen“ Entwicklung zu den letzten 10 Jahren zwischen Strompreis und Fernwärmepreis

Mittels Barwertmethode wurden die zukünftigen laufenden Betriebskosten beider Heizsysteme diskontiert und mit den Investitionskosten nach Abzug der Förderung von 30 % gegenübergestellt. Die Amortisation der Bergbaugeothermieranlage ist erreicht, wenn die Summe der Einsparungen der diskontierten, jährlichen Betriebskosten die Investitionskosten zum Zeitpunkt Null überschreitet.

Für jede Variante der Amortisationsrechnung wurden je nach zukünftigem Wärmeabnehmer (event. Therme + Hotel oder diverse Niedrigenergiebauten) 2 Szenarien betrachtet:

- ⇒ **Energieertrag 100 %:** Geothermieranlage läuft das ganze Jahr durch
- ⇒ **Energieertrag 50 %:** Geothermieranlage läuft nur 1/2 Jahr, da im Sommer nicht geheizt wird

Der tatsächliche Energiebedarf eines zukünftigen Verbrauchers wird vermutlich zwischen den beiden Szenarien „Energieertrag 100 %“ und „Energieertrag 50 %“ liegen, da zwar im Sommer kaum und in der Übergangszeit nur mäßig geheizt wird, jedoch der Warmwasserbedarf über das ganze Jahr gegeben ist und auch bereitgestellt werden soll.

Grundsätzlich gilt folgender Zusammenhang: je höher der Wärmebedarf eines zukünftigen Abnehmers sein wird, desto schneller wird sich das Projekt amortisieren, da mit steigender Wärmeproduktion die Betriebskosteneinsparnis pro Jahr gegenüber anderen Heizmethoden anwächst und die anfänglichen Investitionskosten in einem kürzeren Zeitraum bei den laufenden Betriebskosten eingespart werden.

Deshalb wurde das **Betriebskosteneinsparungspotential** für den Mittelwert der Szenarien „Energieertrag 100 %“ und „Energieertrag 50 %“, also für „**Energieertrag 75 %**“, in den nachfolgenden Tabellen und Graphiken zusammengestellt.

Tabelle 17: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechn. und Szenario bei 100% Energieertrag (Entnahmetiefe 750 m)

	100 % Energieertr. =14.239.380 kWh/a	100 % Energieertr. =7.875.240 kWh/a	100 % Energieertr. =3.817.082 kWh/a
Variante	Betriebskosten- ersparnis "Best Case"	Betriebskosten- ersparnis "Wahrsch. Fall"	Betriebskosten- ersparnis "Worst Case"
Ohne EP-Index, VPI=3,0%			
nach 10 Jahren	€ 6.210.745	€ 2.957.349	€ 499.048
nach 20 Jahren	€ 10.832.126	€ 5.157.896	€ 870.387
nach 30 Jahren	€ 14.270.866	€ 6.795.308	€ 1.146.698
Stromp-Index=2,5%, FWI=4,1%			
nach 10 Jahren	€ 11.371.416	€ 5.587.171	€ 1.334.784
nach 20 Jahren	€ 35.151.104	€ 17.677.120	€ 5.117.581
nach 30 Jahren	€ 80.725.104	€ 41.322.210	€ 13.525.906
Stromp-Index=4,1%, FWI=2,5%			
nach 10 Jahren	€ 8.414.437	€ 3.834.190	€ 255.056
nach 20 Jahren	€ 19.047.455	€ 8.130.420	-€ 762.597
nach 30 Jahren	€ 31.289.588	€ 12.015.436	-€ 4.525.257

Tabelle 18: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 50% Energieertrag (Entnahmetiefe 750 m)

Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme (FW) bei 50 % Energieertrag	50 % Energieertr. =7.119.690 kWh/a	50 % Energieertr. =3.937.620 kWh/a	50 % Energieertr. =1.908.541 kWh/a
Variante	Betriebskosten- ersparnis "Best Case"	Betriebskosten- ersparnis "Wahrsch. Fall"	Betriebskosten- ersparnis "Worst Case"
Ohne EP-Index, VPI=3,0%			
nach 10 Jahren	€ 3.105.372	€ 1.478.674	€ 249.524
nach 20 Jahren	€ 5.416.063	€ 2.578.948	€ 435.194
nach 30 Jahren	€ 7.135.433	€ 3.397.654	€ 573.349
Stromp-Index=2,5%, FW=4,1%			
nach 10 Jahren	€ 5.685.708	€ 2.793.585	€ 581.265
nach 20 Jahren	€ 17.575.552	€ 8.838.560	€ 1.980.275
nach 30 Jahren	€ 40.362.552	€ 20.661.105	€ 4.683.585
Stromp-Index=4,1%, FW=2,5%			
nach 10 Jahren	€ 4.207.219	€ 1.917.095	€ 111.071
nach 20 Jahren	€ 9.523.727	€ 4.065.210	-€ 295.091
nach 30 Jahren	€ 15.644.794	€ 6.007.718	-€ 1.566.951

Tabelle 19: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag (Entnahmetiefe 750 m)

Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme (FW) bei 75 % Energieertrag			
Variante	Betriebskosten- ersparnis "Best Case"	Betriebskosten- ersparnis "Wahrsch. Fall"	Betriebskosten- ersparnis "Worst Case"
Ohne EP-Index, VPI=3,0%			
nach 10 Jahren	€ 4.658.059	€ 2.218.012	€ 374.286
nach 20 Jahren	€ 8.124.094	€ 3.868.422	€ 652.790
nach 30 Jahren	€ 10.703.149	€ 5.096.481	€ 860.024
Stromp-Index=2,5%, FW=4,1%			
nach 10 Jahren	€ 8.528.562	€ 4.190.378	€ 958.024
nach 20 Jahren	€ 26.363.328	€ 13.257.840	€ 3.548.928
nach 30 Jahren	€ 60.543.828	€ 30.991.658	€ 9.104.746
Stromp-Index=4,1%, FW=2,5%			
nach 10 Jahren	€ 6.310.828	€ 2.875.643	€ 183.064
nach 20 Jahren	€ 14.285.591	€ 6.097.815	-€ 528.844
nach 30 Jahren	€ 23.467.191	€ 9.011.577	-€ 3.046.104

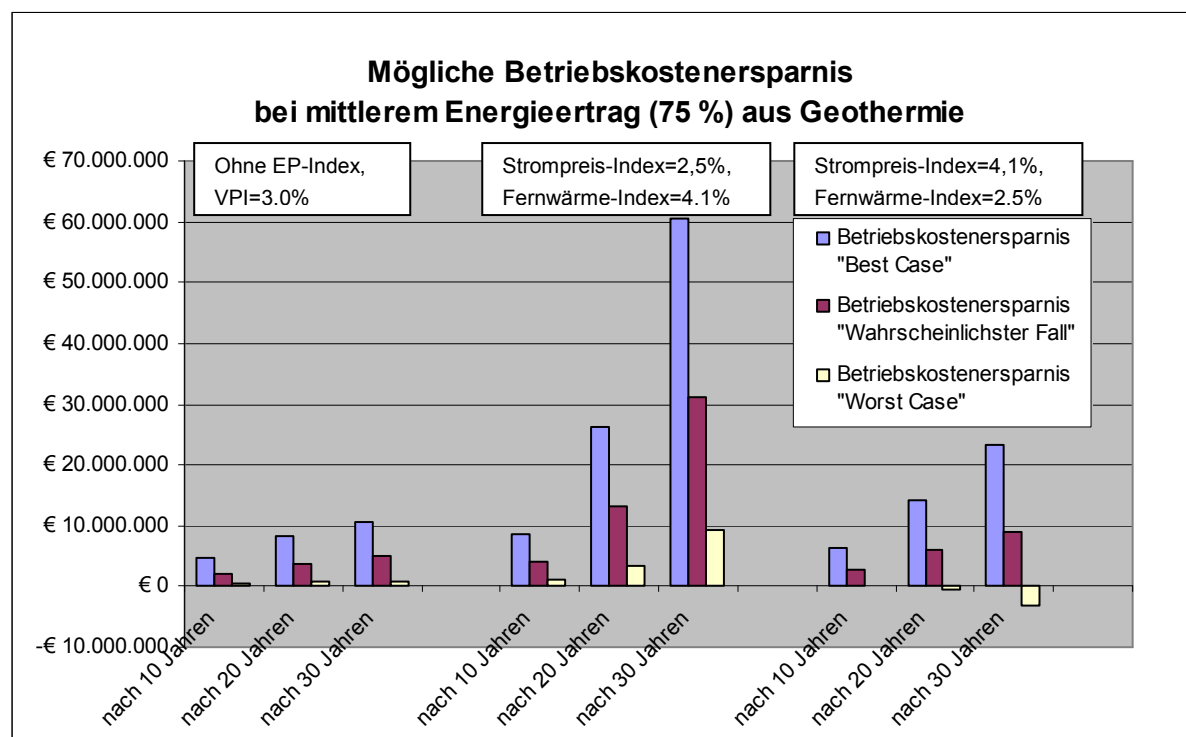


Abbildung 62: Zusammenfassung der Betriebskostensparnis bei mittlerem Energieertrag (75%) aus Geothermie je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario

Tabelle 20: Betriebskostensparnis nach 10 Jahren durch Geothermie statt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag

Betriebskostensparnis nach 10 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme (FW) bei 75 % Energieertrag			
Variante	Betriebskosten- ersparnis "Best Case"	Betriebskosten- ersparnis "Wahrscheinl. Fall"	Betriebskosten- ersparnis "Worst Case"
Ohne EP-Index, VPI=3,0%	€ 4.658.059	€ 2.218.012	€ 374.286
StromP-Index=2,5%, FW=4,1%	€ 8.528.562	€ 4.190.378	€ 958.024
StromP-Index=4,1%, FW=2,5%	€ 6.310.828	€ 2.875.643	€ 183.064

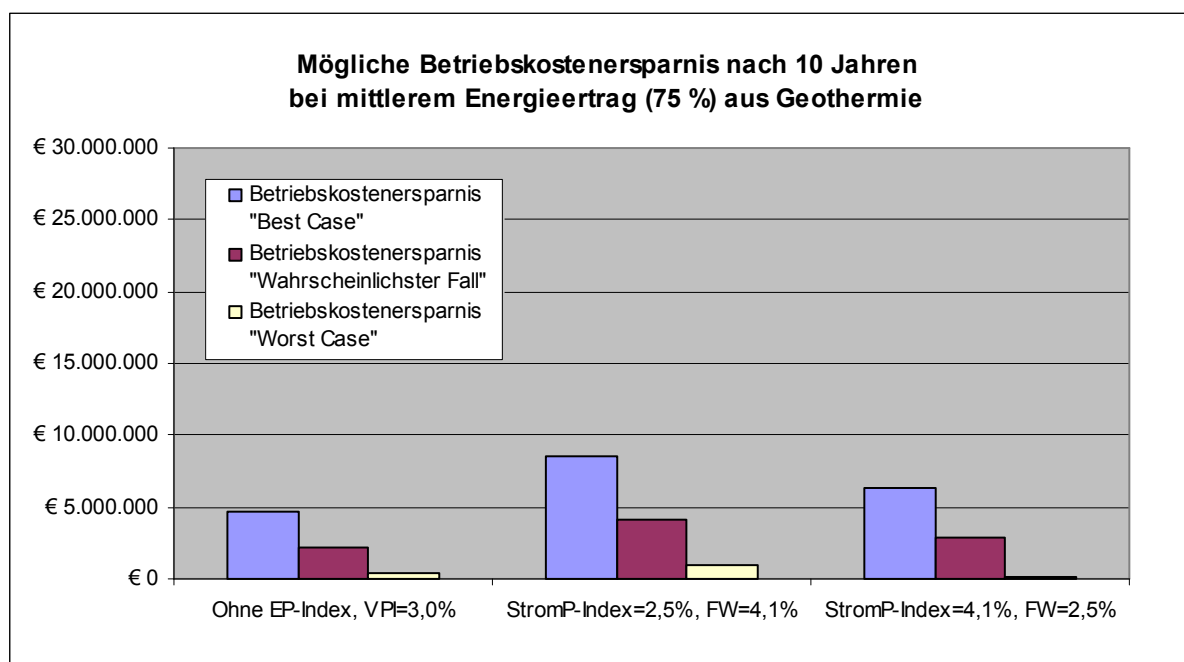


Abbildung 63: Zusammenfassung der Betriebskostensparnis nach 10 Jahren je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag aus Geothermie

Tabelle 21: Betriebskostensparnis nach 20 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag

Betriebskostensparnis nach 20 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme (FW) bei 75 % Energieertrag			
Variante	Betriebskosten-ersparnis "Best Case"	Betriebskosten-ersparnis "Wahrscheinl. Fall"	Betriebskosten-ersparnis "Worst Case"
Ohne EP-Index, VPI=3,0%	€ 8.124.094	€ 3.533.498	€ 652.790
StromP-Index=2,5%, FW=4,1%	€ 26.363.328	€ 12.548.699	€ 3.548.928
StromP-Index=4,1%, FW=2,5%	€ 14.285.591	€ 5.131.163	-€ 528.844

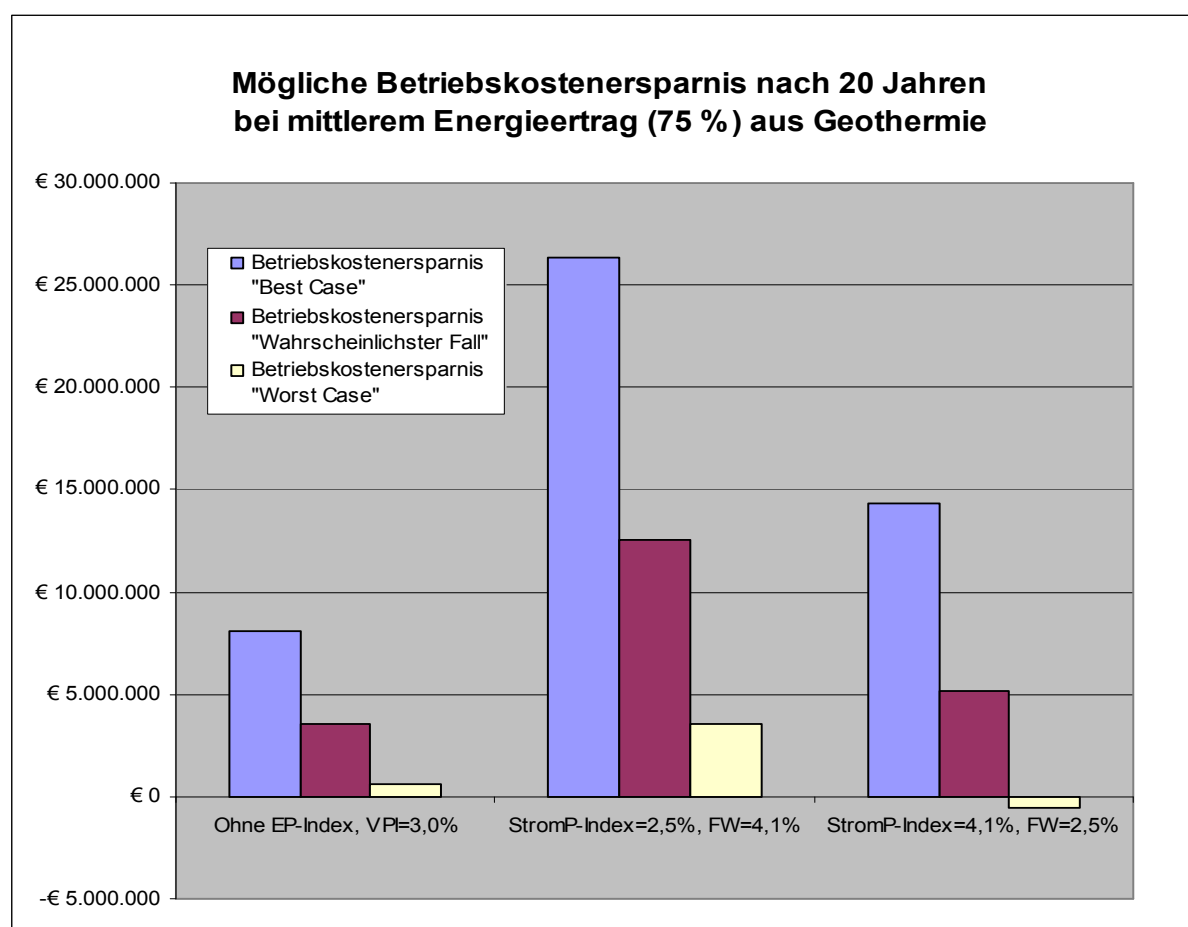


Abbildung 64: Zusammenfassung der Betriebskostensparnis nach 20 Jahren je Variante der Amortisationsrechnung und Szenario bei 75% Energieertrag aus Geothermie

6.3 Kosten-Nutzen-Analyse 2 – Entnahmebrunnen 370 m

Die Ausführung der Geothermieranlage, die in der Kosten-Nutzen-Analyse 2 betrachtet wird, unterscheidet sich zur Kosten-Nutzen-Analyse 1 im Wesentlichen durch einen nur 370 m tiefen Entnahmebrunnen (anstatt 750 m) und den Einsatz einer Solaranlage zur Regeneration des Wärmespeichers.

6.3.1 Investitionskosten 2

Für die Grobkostenschätzung 2 wurden folgende Annahmen getroffen:

- ⇒ Endteufe Entnahmebrunnen 370 m (3. Horizont)
- ⇒ Endteufe Injektionsbrunnen 370 m (3. Horizont)
- ⇒ Pumpversuch, ca. 14 d inkl. Abwasserentsorgung in örtlicher Kläranlage
- ⇒ Förderhöhe Entnahmebrunnen 50 m, Verpressdruck ca. 40 m in Injektionsbrunnen, 10 m Reibungsverluste in Rohrleitungen
- ⇒ Ruhewasserspiegel ca. 10 m unter GOK
- ⇒ Wasseraufbereitung mit Sandfilter und Ionentauscher
- ⇒ Solaranlage zur Regenerierung des Wärmespeichers in den Sonnenstunden
- ⇒ Containeranlage
- ⇒ Wärmepumpen zur Hebung der Wassertemperatur auf 45 °C im Vorlauf.

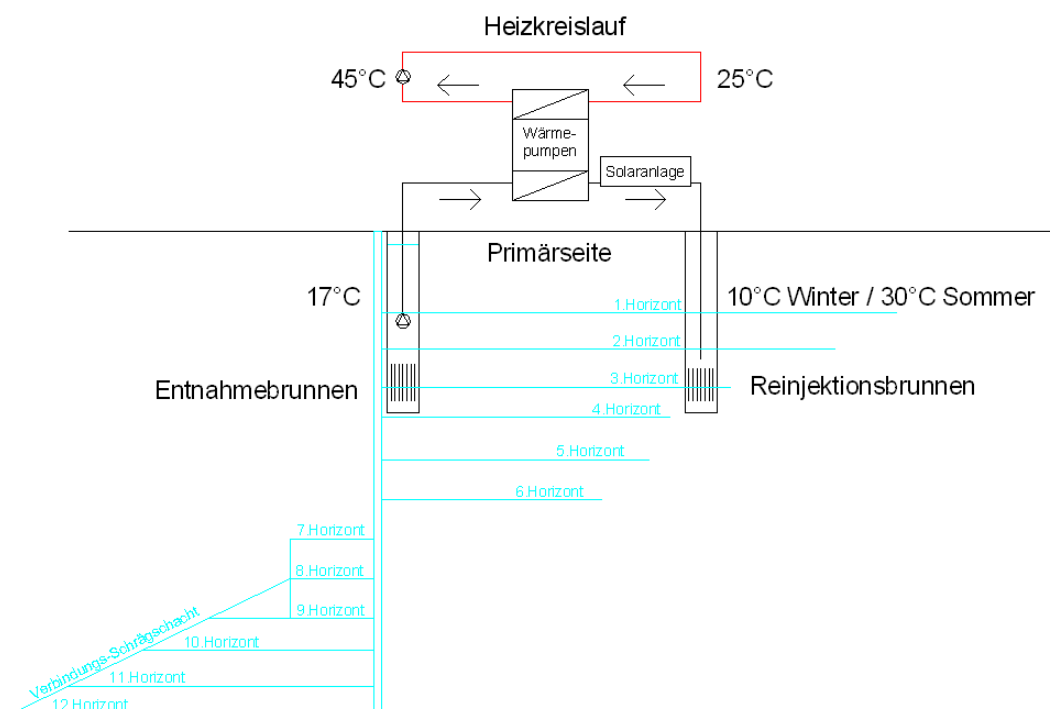


Abbildung 65: Anlagenschema Bergbaugeothermie Entnahme 370 m

In der nachstehenden Tabelle wurde eine Grobkostenschätzung für die Errichtung der Geothermieranlage inkl. Solaranlage im ehemaligen Bergbau Fohnsdorf zusammengestellt:

**Tabelle 22: Investitionskostenschätzung 2 für die Errichtung der Geothermieranlage
(Entnahmetiefe 370 m) inkl. Solaranlage**

Gewerk	Menge	EH	Kosten
Grundstücksinanspruchnahmen und Flurschaden	1	PA	€ 250.000,00
Entnahmebrunnen	370	m	€ 450.000,00
Pumpversuch	1	PA	€ 80.000,00
Injektionsbrunnen	370	m	€ 450.000,00
Aufpreis Richtbohrung Schrägschacht	20	m	€ 20.000,00
Entnahmepumpe inkl. Steigleitung	1	Stk.	€ 85.000,00
Fernwärmeleitung zum Verbraucher	1000	l/m	€ 250.000,00
Versickerungsleitung	1200	m	€ 180.000,00
Wasseraufbereitung	1	PA	€ 100.000,00
Solaranlage	1	PA	€ 200.000,00
Wärmepumpen, 300 kW inkl. Install.	2	Stk.	€ 150.000,00
Summe			€ 2.215.000,00
Planung (5 %)	1	PA	€ 115.000,00
Summe			€ 2.330.000,00
Förderung KPC (derzeitige Förderung durch	30 %		€ 699.000,00
Lebensministerium für geot. Nahwärmeversorgung)			
Investitionskosten abzügl. Förderung			€ 1.631.000,00

Auf die Herstellung des Entnahme- und Reinjektionsbrunnens entfallen bei dieser Ausführungsvariante ca. 40 % der Investitionskosten.

Falls nach der Errichtung des Entnahmebrunnens und Messung des noch vorhandenen Methanpotenzials der Pumpversuch inkl. Entgasungsanlage mit Gasmengenmessung, Gasseparator, Exbereich und Kamin ausgestattet werden muss, werden sich die Baukosten um ca. 300.000 EUR erhöhen.

Die Solaranlage produziert tagsüber bei Sonneneinstrahlung Heißwasser von 70 bis 90 °C. Die Einspeisetemperatur in den Reinjektionsbrunnen im Sommer wurde im Mittel mit 30 °C angenommen, da die Geothermieranlage im Dauerbetrieb läuft und bei Bewölkung und nachts die Solaranlage keinen Ertrag liefert und die Reinjektionstemperatur somit nur 10 °C beträgt.

Tabelle 23: Vergleich der Kostenschätzungen für die tiefere und seichtere Variante der Bergbaugeothermieanlage

	Investitionskosten	Förderung	Investitionskosten abzügl. Förderung
Investitionskostenschätzung 1	€ 2.660.000,00	€ 798.000,00	€ 1.862.000,00
Investitionskostenschätzung 2	€ 2.330.000,00	€ 699.000,00	€ 1.631.000,00
Differenz 1 – 2 =			€ 231.000,00

Aufgrund der geringeren Entnahmetiefe, jedoch der höheren Anlagenkosten (Solaranlage) ergibt sich ein Einsparungspotential bei den Investitionskosten von ca. EUR 230.000. Im Kapitel 0 wird gezeigt, ob sich die Einsparungen bei den Investitionskosten durch die veränderten Betriebsbedingungen lohnen.

6.3.2 Betriebskosten 2

Die Betriebskosten der Wasser-Wasser-Wärmepumpenanlage zur Nutzung des stillgelegten Bergbaus in Fohnsdorf gliedern sich in folgende Kosten:

- ⇒ Stromkosten Förder- und Verpresspumpe
- ⇒ Stromkosten Wärmepumpe(n)
- ⇒ Stromkosten Umwälzpumpe Heizkreislauf
- ⇒ Aufbereitungskosten Grubenwasser

6.3.2.1 1 Szenario – Wahrscheinlichster Fall

Um die Betriebskosten in Bezug auf den erzielbaren Wärmeertrag ermitteln zu können, wurde 1 Szenario für die Entnahmetiefe von 370 m betrachtet:

- ⇒ Der „wahrscheinlichste“ Fall

Aufgrund der Entnahmetiefe des Grubenwassers bei 370 m unter der Geländeoberkante (GOK) gehen wir davon aus, dass die nutzbare Temperatur an der GOK mindestens **17°C** betragen wird. Die 17°C ergeben sich aus dem üblichen geothermischen Gradienten von 3°C/100m ($=370\text{m}/100\text{m} \cdot 3^\circ\text{C} = 11,1^\circ\text{C} + 8^\circ\text{C} = 19,1^\circ\text{C}$ Grundwassertemp. abzügl. Verluste).

Förderrate: **10 l/s**

6.3.2.2 Energieertrag und Betriebskosten 2

Förderrate:	10 l/s
Nutzbare Grubenwassertemperatur:	17°C
Reinjektionstemperatur:	10°C
dT:	7°C

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 24: Wärmeertrag und Betriebskosten 2 „Wahrscheinlichster Fall“

Betriebskosten 2				
“wahrscheinlichster Fall”				
Wärmeertrag	EH	WP 1 W17/45	WP 2 W12/45	Summe
Entnahme Q	[m³/s]	0,010	0,010	
Entnahme-T	°C	17	12	
Injektions-T	°C	12	10	
Temp.spreizung dT	[K]	5	2	
Heizleistung	[kW]	277	240	517
Betriebsstunden im a (=365dx24h)	[h/a]	8760	8760	
Jahreswärmeertrag (JWE) = P x h	[kWh/a]	2.426.520	1.051.200	3.477.720
	[kWh/d]	6648	2880	9528
Betriebskosten				
COP Wärmepumpe (WP)*		5,20	4,70	
Leistungsaufnahme WP	[kW]	53,3	51,1	
Stromverbrauch WP	[kWh/a]	466.638	223.660	
Stromkosten für Wärmepumpe inkl. Netzkosten (10,5 Cent/kWh)	[EUR/a]	48.997	23.484	
Kosten je kWh	[EUR/kWh]	0,02019	0,02234	
Stromverbrauch Entnahme- und Reinjektionspumpe, 16,5 kW für 10 l/s	[kWh/a]			144.540
Stromkosten Entnahme- und Reinjektionspumpe (10,5 Cent /kWh)	[EUR/a]			15.177
Aufbereitungskosten	[EUR/a]			25.000
Reinvest 10 %	[EUR/a]			38.500
Wartung 3 %	[EUR/a]			11.550
Summe	[EUR/a]			90.227
Zusätzl. Kosten je kWh	[EUR/kWh]	0,02594	0,02594	
Gesamtkosten je kWh	[EUR/kWh]	0,04614	0,04828	
Betriebskosten gesamt B	[EUR/a]	111.951	50.757	162.708
Durchschnittl. Kosten je kWh = B / JWE	[EUR/kWh]			0,04679

6.3.3 Amortisation Investitionskosten 2

Bei dieser Variante wird davon ausgegangen, dass die jährliche Preissteigerung bereits im angenommenen Zinssatz der Diskontierung enthalten ist.

Für jede Amortisationsrechnung wurden je nach zukünftigem Wärmeabnehmer 2 Szenarien betrachtet:

- ⇒ **Energieertrag 100 %:** Geothermieranlage läuft das ganze Jahr durch
- ⇒ **Energieertrag 50 %:** Geothermieranlage läuft nur 1/2 Jahr, da im Sommer nicht geheizt wird

Der tatsächliche Verbrauch eines zukünftigen Verbrauchers wird vermutlich zwischen den beiden Szenarien liegen, da zwar im Sommer kaum geheizt wird, jedoch der Warmwasserbedarf über das ganze Jahr gegeben ist.

Die Berechnungstabellen befinden sich im Anhang.

6.3.3.1 Variante 1: Amortisation für Energieertrag 100% und 50 %, VPI = 3 %

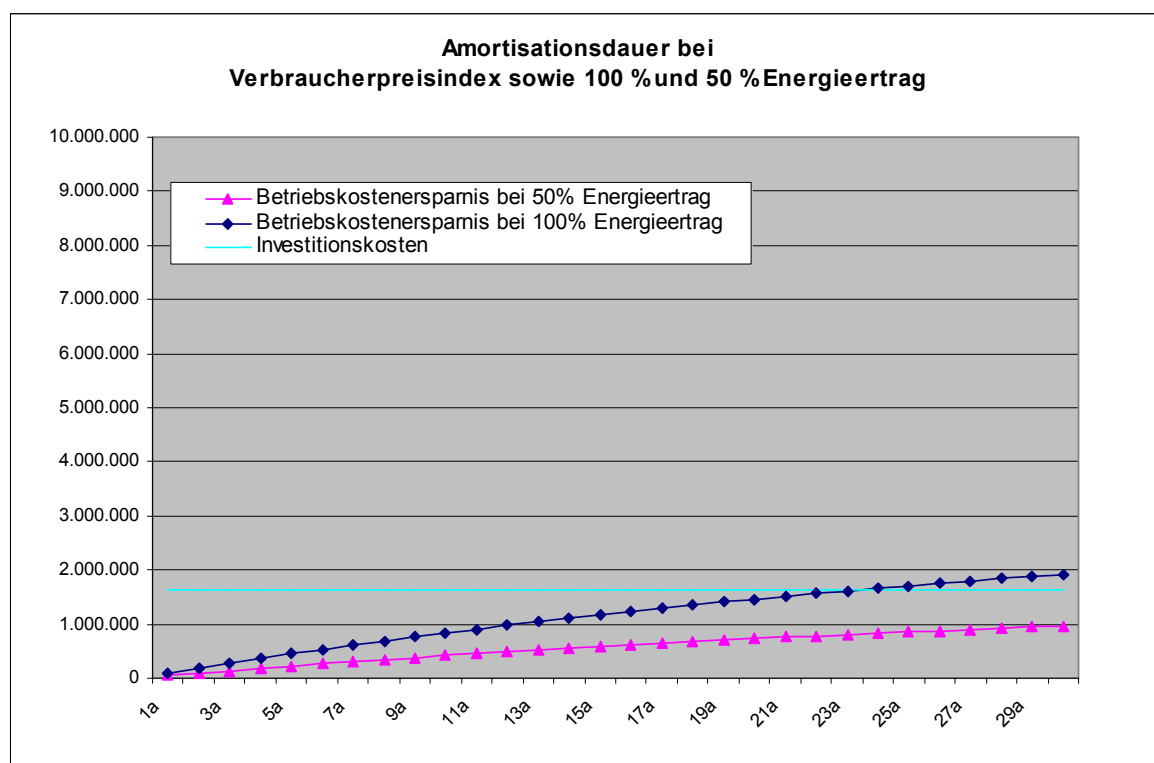
Investitionsvolumen (Grobkostenschätzung abzüglich Förderung): **EUR 1.631.000**

Tabelle 25: Jährliche Betriebskosten bzw. Ersparnis im wahrscheinlichsten Fall bei 100 % und 50 % Energieertrag (Geothermieranlage inkl. Solar)

	EH	Fernwärme	Energieertrag 100% 370 m + Solar	Energieertrag 50% 370 m + Solar
Kosten je kWh	[Cent/kWh]	7,5000	4,6786	4,6786
Wärmeertrag	[kWh/a]		3.477.720	1.738.860
Kosten Geothermie	[EUR/a]		162.708	81.354
Kosten Fernwärme	[EUR/a]		260.829	130.415
Ersparnis	[EUR/a]		98.121	49.061

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG



**Abbildung 66: Amortisationsdauer bei 100% und 50 % Energieertrag und VP-Index = 3 %
(Entnahmetiefe 370 m)**

Wie in den Tabellen und der Graphik oben ersichtlich kann die **Amortisation** innerhalb der nächsten 30 Jahre der Variante „Entnahmebrunnentiefe 370 m + Solar“ und „ohne EP-Index“ nur bei Eintreten eines Betriebszustandes mit Energieertrag 100 % erreicht werden.

Aufgrund der niedrigeren nutzbaren Starttemperatur von 17°C ergeben sich deutlich höhere Kosten (+55% von 3,01 Cent/kWh auf 4,68 Cent/kWh) für eine kWh Wärme als bei der Entnahme aus einer Tiefe von 750 m. Die Einsparungen bei der Errichtung der Geothermieanlage aufgrund der seichteren Entnahmetiefe wirken sich aufgrund der höheren Produktionskosten der kWh Wärme nicht positiv auf die Amortisationsdauer des Projektes aus.

**Tabelle 26: Zusammenfassung der Amortisationsdauer für Entnahmetiefe 750 m sowie
Entnahmetiefe 370 m bei VPI = 3 % (Energieertrag 50% und 100%)**

		750 m Entnahme	750 m Entnahme	370 m Enten.+ Solar	370 m Entn.e + Solar
VPI = 3,0 %	EH	Energieertrag 100%	Energieertrag 50%	Energieertrag 100%	Energieertrag 50%
Amortisationsdauer	[a]	ca. 6,5	ca. 14	23 - 24	-

6.3.3.2 Variante 2: Amortisation für Energieertrag 100% und 50 %, Strompreisindex 2,5% und Fernwärmepreisindex 4,1 %

Investitionsvolumen (Grobkostenschätzung abzüglich Förderung): **EUR 1.631.000**

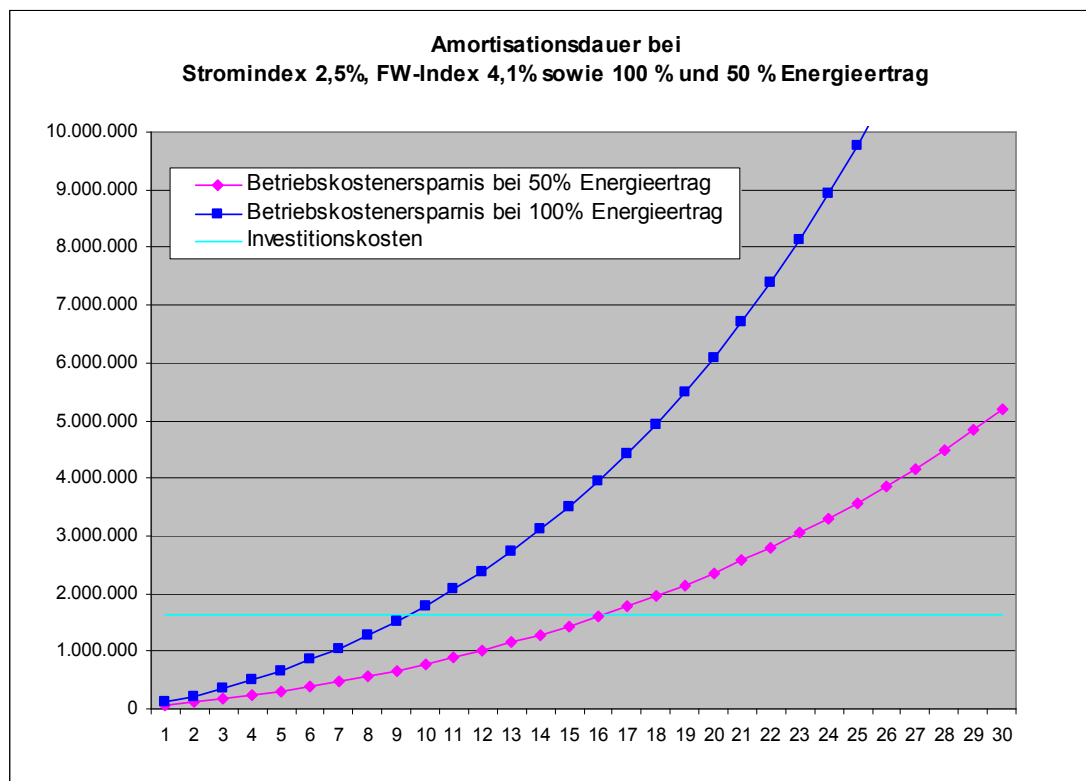


Abbildung 67: Amortisation des Projektes bei Stromindex 2,5%, FW-Index 4,1% sowie 50% und 100 % Energieertrag (Entnahmetiefe 370 m)

Tabelle 27: Zusammenfassung der Amortisationsdauer für SPI 2,5%, FWI 4,2%, 50 % und 100% Energieertrag für Entnahmetiefe 370 m sowie 750 m

SPI = 2,5% und FWI = 4,2 %	EH	750 m Entnahme	750 m Entnahme	370 m Entnahme+ Solar	370 m Entnahme + Solar
		Energieertrag 100%	Energieertrag 50%	Energieertrag 100%	Energieertrag 50%
Amortisations- dauer	[a]	ca. 5	ca. 8	ca. 9,5	ca. 16,5

Wie in der Tabelle und Graphik oben ersichtlich kann die **Amortisation** innerhalb der nächsten 30 Jahre der Variante „Entnahmebrunnentiefe 370 m + Solar“ und „EP-Index wie in den letzten 10 Jahren“ bei Energieertrag 100 % nach ca. 9,5 Jahren und bei 50 % nach ca. 16,5 Jahren erreicht werden. Die Amortisationsdauer ist jedoch mindestens doppelt so hoch wie bei der tiefen Entnahme trotz geringerer Investitionskosten beim Bau der Geothermieranlage.

6.3.3.3 Variante 3: Amortisation für Energieertrag 100% und 50 %, Strompreisindex 4,1 % und Fernwärmepreisindex 2,5 %

Investitionsvolumen (Grobkostenschätzung abzüglich Förderung): **EUR 1.631.000**

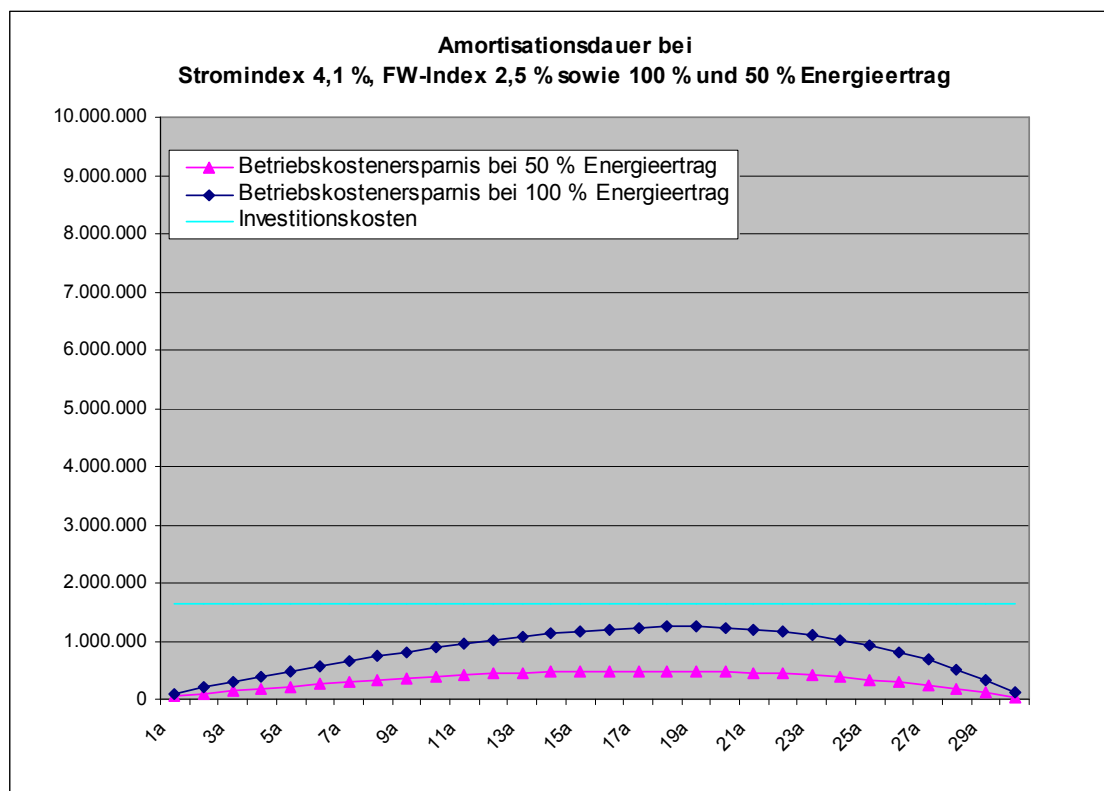


Abbildung 68: Amortisation des Projektes bei Strompreisindex 4,1%, FW-Index 2,5% und 100 % Energieertrag (Entnahmetiefe 370 m)

Tabelle 28: Zusammenfassung der Amortisationsdauer für SPI 4,1%, FWI 2,5%, 50 und 100% Energieertrag für Entnahmetiefe 370 m sowie 750 m

SPI = 4,1% und FWI = 2,5 %	EH	750 m Entnahme	750 m Entnahme	370 m Entnahme+ Solar	370 m Entnahme + Solar
		Energieertrag 100%	Energieertrag 50%	Energieertrag 100%	Energieertrag 50%
Amortisations- dauer	[a]	ca. 6	ca. 10	–	–

Wie in der Tabelle und Graphik oben ersichtlich kann die **Amortisation** innerhalb der nächsten 30 Jahre der Variante „Entnahmebrunnentiefe 370 m + Solar“ und „EP-Index invers gegenüber den letzten 10 Jahren“ nicht erreicht werden.

6.3.4 Zusammenfassung Kosten-Nutzen-Analyse 2

6.3.4.1 Kostenvergleich je kWh Wärme aus Ausführungsvariante 1 und 2 und Alternativen

Bei der Umsetzung des Geothermieprojekts mit geringerer Entnahmetiefe (bei 370 m) und Solarregenerierung sind ca. 4,68 Cent/kWh Erzeugungskosten zu erwarten. Verglichen mit den durchschnittlichen Wärmebereitstellungstarifen gemäß Energieagentur Austria Q1-2011 liegen die mittels Geothermie erzielbaren Kosten je kWh zwischen Hackschnitzel- und Pelletsheizkosten und ca. 24% unter Gaskosten bzw. ca. 45% Fernwärme (siehe Abbildung 60: Kosten einer kWh Wärme (Cent/kWh) gemäß Energieagentur Austria).

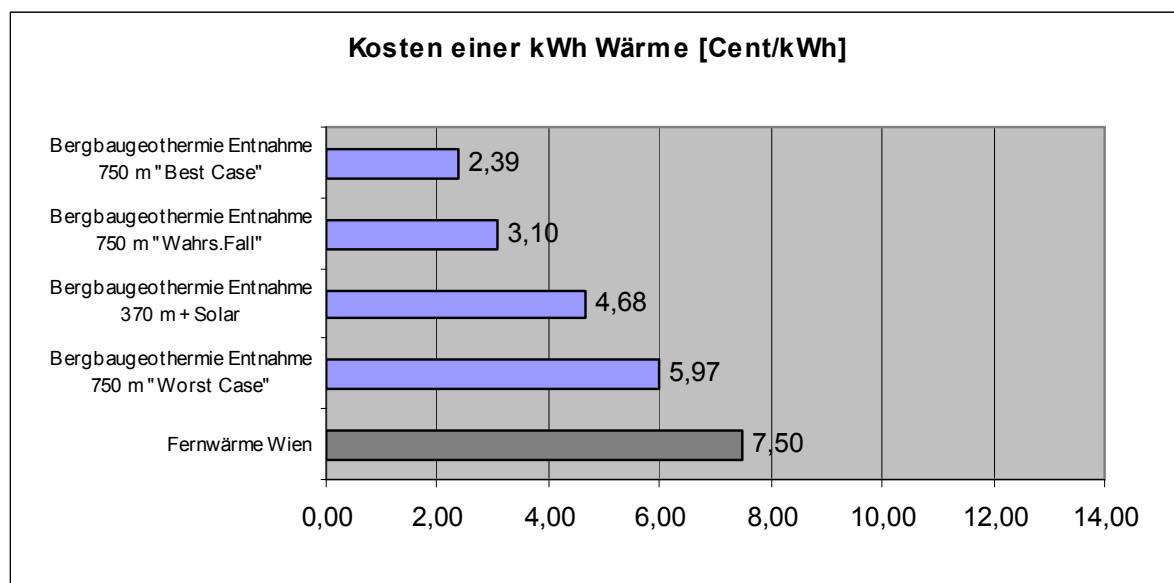


Abbildung 69: Kostenvergleich Bergbaugeothermie inkl. Variante „370m Entnahmetiefe +Solar“ mit Fernwärme je kWh Wärme

6.3.4.2 Amortisationsdauer und Betriebskosteneinsparungspotential 2

Um das mögliche Einsparungspotential bei den laufenden Betriebskosten beim Umstieg von Fernwärme auf „Bergwerksgeothermie+Solaranlage“ darstellen zu können, wurden 3 Varianten der möglichen Entwicklung der Betriebskosten der beiden Heizsysteme mit einander verglichen.

- ⇒ **Variante 1:** Ohne Energiepreisindices (EPI), sondern Verbraucherpreisindex (VPI) = 3,0%
- ⇒ **Variante 2:** Strompreis-Index (SPI) = 2,5%, Fernwärmeindex (FWI) = 4,1% (Durchschnitt der letzten 10 Jahre)
- ⇒ **Variante 3:** Strompreis-Index (SPI) = 4,1%, Fernwärmeindex (FWI) = 2,5%, Annahme einer „inversen“ Entwicklung zu den letzten 10 Jahren zwischen Strompreis und Fernwärmepreis

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Mittels Barwertmethode wurden die zukünftigen laufenden Betriebskosten beider Heizsysteme diskontiert und mit den Investitionskosten nach Abzug der Förderung von 30 % gegenübergestellt. Die Amortisation der Bergbaugeothermieranlage ist erreicht, wenn die Summe der Einsparungen der diskontierten, jährlichen Betriebskosten die Investitionskosten zum Zeitpunkt Null überschreitet.

Für jede Variante der Amortisationsrechnung wurden je nach zukünftigem Wärmeabnehmer (event. Therme + Hotel oder diverse Niedrigenergiebauten) 2 Szenarien betrachtet:

- ⇒ **Energieertrag 100 %**: Geothermieranlage läuft das ganze Jahr durch
- ⇒ **Energieertrag 50 %**: Geothermieranlage läuft nur 1/2 Jahr, da im Sommer nicht geheizt wird

Der tatsächliche Energiebedarf eines zukünftigen Verbrauchers wird vermutlich zwischen den beiden Szenarien „Energieertrag 100 %“ und „Energieertrag 50 %“ liegen, da zwar im Sommer kaum und in der Übergangszeit nur mäßig geheizt wird, jedoch der Warmwasserbedarf über das ganze Jahr gegeben ist und auch bereitgestellt werden soll.

Deshalb wurde das **Betriebskosteneinsparungspotential** für den Mittelwert der Szenarien „Energieertrag 100 %“ und „Energieertrag 50 %“, also für **„Energieertrag 75 %“**, in den nachfolgenden Tabellen und Graphiken zusammengestellt.

Tabelle 29: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 100%
Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar

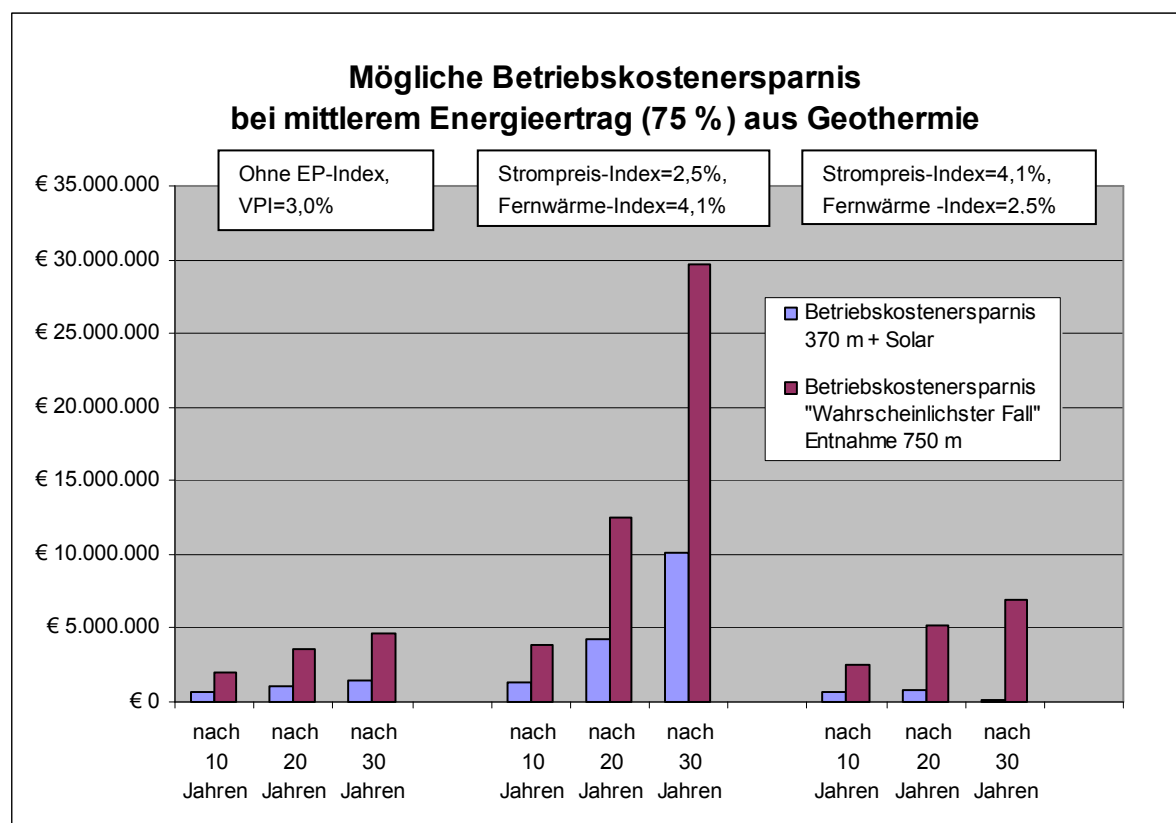
	100 % Energieertrag = 7.875.240 kWh/a	100 % Energieertrag = 3.477.720 kWh/a
Variante	Betriebskostensparnis "Wahrsch. Fall"	Betriebskostensparnis 370 m + Solar
Ohne EP-Index, VPI=3,0%		
nach 10 Jahren	€ 2.957.349	€ 836.992
nach 20 Jahren	€ 5.157.896	€ 1.459.793
nach 30 Jahren	€ 6.795.308	€ 1.923.215
Stromp-Index=2,5%, FWI=4,1%		
nach 10 Jahren	€ 5.587.171	€ 1.778.020
nach 20 Jahren	€ 17.677.120	€ 6.074.400
nach 30 Jahren	€ 41.322.210	€ 14.984.086
Stromp-Index=4,1%, FWI=2,5%		
nach 10 Jahren	€ 3.834.190	€ 888.423
nach 20 Jahren	€ 8.130.420	€ 1.229.675
nach 30 Jahren	€ 12.015.436	€ 111.588

Tabelle 30: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 50%
Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar

	50 % Energieertrag = 3.937.620 kWh/a	50 % Energieertrag = 1.738.860 kWh/a
Variante	Betriebskostensparnis "Wahrsch. Fall"	Betriebskostensparnis 370 m + Solar
Ohne EP-Index, VPI=3,0%		
nach 10 Jahren	€ 1.094.608	€ 418.496
nach 20 Jahren	€ 1.909.100	€ 729.896
nach 30 Jahren	€ 2.515.158	€ 961.608
Stromp-Index=2,5%, FW=4,1%		
nach 10 Jahren	€ 2.229.101	€ 774.283
nach 20 Jahren	€ 7.420.278	€ 2.350.522
nach 30 Jahren	€ 17.988.180	€ 5.188.506
Stromp-Index=4,1%, FW=2,5%		
nach 10 Jahren	€ 1.258.042	€ 386.886
nach 20 Jahren	€ 2.131.907	€ 475.829
nach 30 Jahren	€ 1.753.765	€ 38.639

**Tabelle 31: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75%
Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten
Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar**

Variante	Betriebskostensparnis Wahrsch. Fall"	Betriebskostensparnis 370 m + Solar
Ohne EP-Index, VPI=3,0%		
nach 10 Jahren	€ 2.025.978	€ 627.744
nach 20 Jahren	€ 3.533.498	€ 1.094.845
nach 30 Jahren	€ 4.655.233	€ 1.442.411
Strompreis-Index=2,5%, FW=4,1%		
nach 10 Jahren	€ 3.908.136	€ 1.276.151
nach 20 Jahren	€ 12.548.699	€ 4.212.461
nach 30 Jahren	€ 29.655.195	€ 10.086.296
Strompreis-Index=4,1%, FW=2,5%		
nach 10 Jahren	€ 2.546.116	€ 637.655
nach 20 Jahren	€ 5.131.163	€ 852.752
nach 30 Jahren	€ 6.884.600	€ 75.114



**Abbildung 70: Betriebskostensparnis durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75%
Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten
Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar**

Tabelle 32: Betriebskostensparnis nach 10 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar

Variante	Betriebskosten- ersparnis "Wahrscheinl. Fall"	Betriebskosten- ersparnis 370 m + Solar
Ohne EP-Index, VPI=3,0%	€ 2.025.978	€ 627.744
StromP-Index=2,5%, FW=4,1%	€ 3.908.136	€ 1.276.151
StromP-Index=4,1%, FW=2,5%	€ 2.546.116	€ 637.655

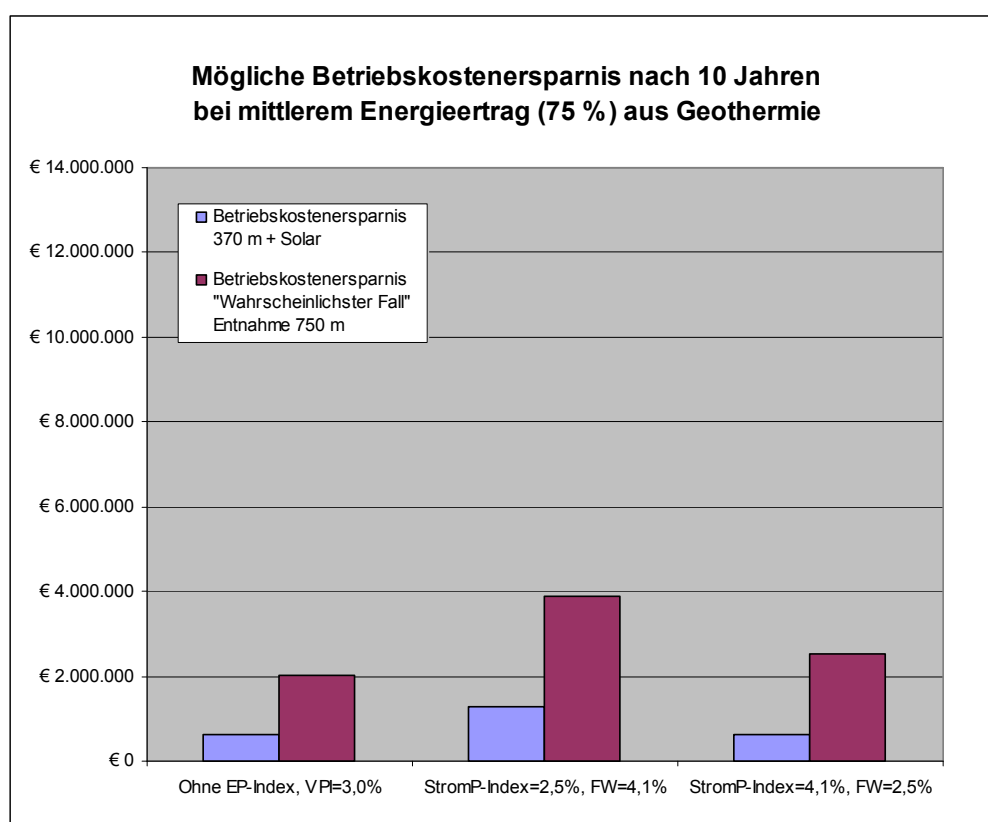


Abbildung 71: Betriebskostensparnis nach 10 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar

Tabelle 33: Betriebskostensparnis nach 20 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar

Betriebskostensparnis nach 20 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme (FW) bei 75 % Energieertrag		
Variante	Betriebskosten-ersparnis "Wahrscheinl. Fall"	Betriebskosten-ersparnis 370 m + Solar
Ohne EP-Index, VPI=3,0%	€ 3.533.498	€ 1.094.845
StromP-Index=2,5%, FW=4,1%	€ 12.548.699	€ 4.212.461
StromP-Index=4,1%, FW=2,5%	€ 5.131.163	€ 852.752

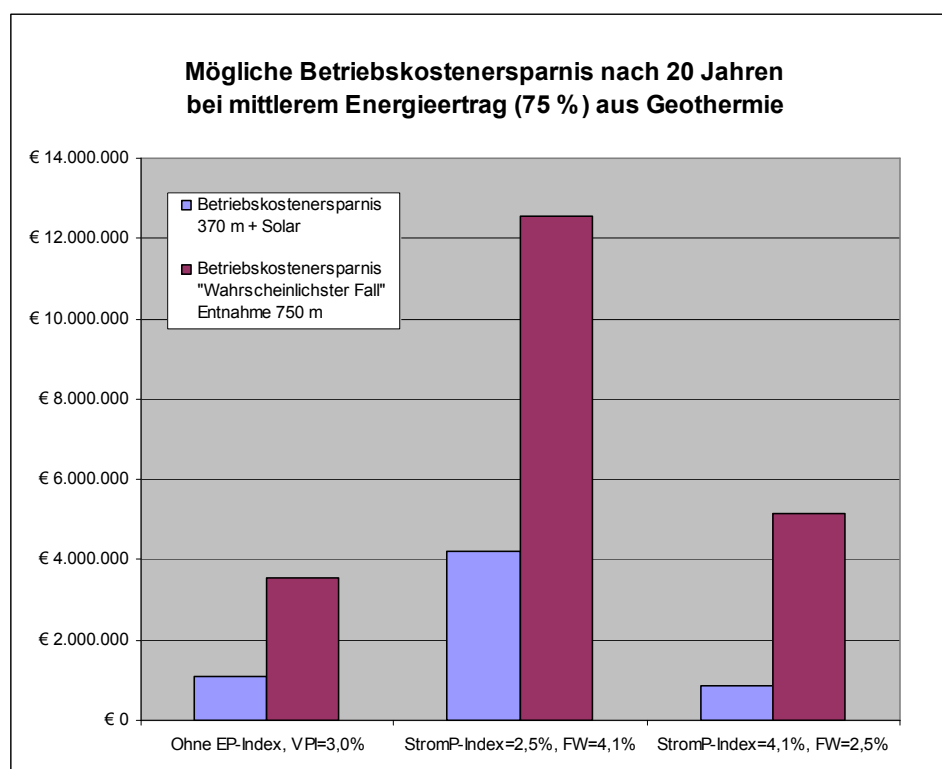


Abbildung 72: Betriebskostensparnis nach 20 Jahren durch Geothermie anstatt Fernwärme bei 75% Energieertrag je Variante der Amortisationsrechnung für den „Wahrscheinlichsten Fall“ und für die Geothermieranlage inkl. Solar

6.4 Ökologische Aspekte

Im Rahmen der ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse wurden für die drei prognostizierten Betriebsszenarien der Bergwerksgeothermie (Worst Case, Best Case und wahrscheinlichster Fall) vier mögliche Heizsysteme verglichen:

1. herkömmliche **Gastherme** (dezentrale Versorgung)
2. elektrische **Wasser-Wasser-Wärmepumpen für Grubenwasser** (zentrale Versorgung)
3. **durchschnittliche Fernwärme** in Österreich (zentrale Versorgung) und
4. **Fernwärme aus industrieller Abwärme**.

Das Heizsystem „durchschnittliche Fernwärme“ in Österreich wird zu 78% aus fossilen Energieträgern bereitgestellt (Pölz 2010). Die Abwärme aus der Zellstoffproduktion der Zellstoff Pöls AG versorgt seit Ende 2011 rund 15.000 Haushalte in der Region Judenburg, Zeltweg und Aichdorf mit Fernwärme.

Die ökologische Betrachtung der vier ausgewählten Heizsysteme wird anhand einer vergleichenden Ökobilanz durchgeführt, die eine Gegenüberstellung der Energieversorgungskonzepte verfolgt. Zur Abschätzung und zum Vergleich der Umwelteinwirkungen durch unterschiedliche Heizungsarten werden die gesamten Treibhausemissionen (CO_2 -Äquivalent und CO_2) und der Bedarf an nicht erneuerbaren (konventionellen, fossilen) Energieträgern berücksichtigt.

Um einen umweltbezogenen Systemvergleich durchzuführen und dabei alle Umwelteinwirkungen inklusive Vorketten (vorgelagerte Prozesse) zu berücksichtigen, wurden für die eingesetzten Energieträger der ausgewählten Heizsysteme die Treibhausemissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren aus den österreichischen „Globales Emissions-Modell integrierter Systeme“ (Gemis) Version 4.5 herangezogen (siehe Tabelle 34 und Tabelle 35). Die Energiebereitstellung für die Fernwärme und den Strom wurde aus den Mittelwerten über die Jahre 2004-2007 berechnet. Der österreichische Strompark für diese Periode besteht aus 59% Wasserkraft und 39% fossiler Wärmekraft (Pölz 2010).

Im Vergleich wurde im Jahr 2011 den österreichischen Konsumenten im Durchschnitt ein Mix aus 64,43 % bekannten erneuerbaren Energieträgern, 21,41 % bekannten fossilen Energieträgern sowie 0,27 % bekannten sonstigen Energieträgern und 13,89 % Strom unbekannter Herkunft (ENTSO-E) geliefert (Quelle: e-control.at).

6.5 Primärenergieeinsatz

Der Primärenergiebedarf beschreibt den gesamten Energiebedarf für die Wärmebereitstellung und hängt von folgenden Faktoren ab:

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- Energiebedarf (Nutzenergie)
- Effizienz der eingesetzten technischen Systeme
- Primärenergiefaktor der eingesetzten Energieträger (Berücksichtigung vorgelagerter Prozessketten wie Stromerzeugung im Kraftwerk)

Für die Bereitstellung bzw. Erzeugung von Raum- und Warmwasserwärme werden drei Formen der Energie betrachtet:

- Nutzenergie (Wärme in Gebäude und Warmwasser)
- Endenergie (Heizöl im Tank, Gas im Gaskessel, elektrischer Strom in der Steckdose)
- Primärenergie (Rohöl am Bohrloch)

Die Nutzenergie ist die Form der Energie, die tatsächlich vom Verbraucher konsumiert wird. Wärme, Licht oder mechanische Energie sind verschiedene Arten von Nutzenergie. Die Nutzenergie wird aus der Endenergie beim Verbraucher umgewandelt. Für die Heizung bedeutet dies z.B. die Umwandlung des Heizöls (Endenergieform) in Wärme (Nutzenergieform), das Gerät zur Umwandlung ist der Heizkessel. Bei der Umwandlung treten Verluste auf, die vor allem durch den Nutzungsgrad und die Verteilverluste des Heizungssystems bestimmt werden.

Die Endenergie ist der Energieinhalt eines Energieträgers am Ort vor der Verbrennung oder Nutzung. Endenergie kann als Primärenergieträger vorliegen (z. B. Erdgas) oder in eine sekundäre Energieform umgewandelt worden sein (z. B. Strom).

Die Differenz zwischen Nutz- und Endenergie beschreibt vor allem die **Effizienz des Heizungssystems**. Der Wirkungsgrad bzw. Nutzungsgrad des Heizkessels wird einerseits von der Technologie (Niedertemperatur- und Brennwert-Kessel) und andererseits vom Einsatz (Raumheizung alleine oder in Verbindung mit Warmwasserbereitung) bestimmt.

In den Berechnungen wird von 80% Nutzungsgrad für die Wärmeerzeugung mit Gas ausgegangen (<http://www.energiesparhaus.at/fachbegriffe/nutzungsgrad.htm>, letzter Zugriff am 26.2.2013).

Der Nutzungsgrad von Wärmepumpen-Heizungen wird über die Arbeitszahl - bzw. als Mittelwert für das Jahr über die Jahresarbeitszahl - der Wärmepumpe charakterisiert. Die Jahres-Arbeitszahlen (JAZ) von Wärmepumpen-Heizungssystemen werden von vielen Faktoren, unter anderem von der Wärmequellenanlage und der Auslegungstemperatur der Heizwärmeverteilung bestimmt. Je betrachtetem Fall variiert die JAZ der elektrischen Wärmepumpe in den Berechnungen zwischen 1,15 („Worst Case“) und 5,55 („Best Case“).

Die Nutzung industrieller Abwärme aus industriellen Verbrennungsanlagen oder Prozessen stellt eine sehr wirksame Maßnahme zur Erhöhung der Energieeffizienz eines

Fernwärmesystems dar. Die Nutzung von Abwärme aus einem industriellen Prozess verursacht in der Regel keine zusätzlichen Emissionen. Probleme können sich ergeben, wenn Angebot und Nachfrage zeitlich nicht übereinstimmen und wenn die Verfügbarkeit der industriellen Abwärme nicht garantiert werden kann (Böhmer & Gössl 2009). Daher wird die Effizienz des Systems Fernwärme aus industrieller Abwärme mit 100 % angenommen.

Die Fernwärme kann in unterschiedlichen Anlagen (Spitzenlastkessel (HWK), Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Müllverbrennungsanlagen, usw.) erzeugt werden. In einer Studie werden indirekt ermittelte Wärme-Wirkungsgrade von KWK-Anlagen über 100% errechnet (Pölz 2007). Diese Wärme-Wirkungsgrade von KWK-Anlagen dienen zur Abbildung der Wärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz bei gleichzeitiger Stromproduktion. Im Gegensatz erreichen Müllverbrennungsanlagen einen Wärme-Wirkungsgrad kleiner als 80%. Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage – Output an Strom und/ oder Wärme gemessen am Brennstoffeinsatz – liegt aber in jedem Fall unter 100 % (Pölz 2007). Die Brennstoffnutzung moderner KWK-Anlagen liegt im Koppelbetrieb zwischen 75 und 90 % (Böhmer & Gössl 2009). In den folgenden Berechnungen wird daher eine Effizienz des Systems „durchschnittliche Fernwärme“ von 90 % angesetzt

(<http://www.energiesparhaus.at/fachbegriffe/nutzungsgrad.htm>, letzter Zugriff am 26.2.2013).

Die Primärenergie ist der Energieinhalt eines Energieträgers am Ort der Förderung oder Gewinnung (Rohöl und Erdgas am Bohrloch, Holz im Wald, Kohle im Bergwerk vor der Umwandlung zu Strom im Kraftwerk).

Die Differenz zwischen Primär- und Endenergie sind die Energieverluste, die bei Transport, Umwandlung und Aufbereitung entstehen. Diese Differenz ist der Primärenergiefaktor (PEF). Der Primärenergiefaktor (auch kumulierter Energieaufwand genannt) ist ein Maß für das Verhältnis von eingesetzter Primärenergie (einschließlich der vorgelagerten Prozesse z.B. bei der Stromerzeugung) zu abgegebener Endenergie. Je höher der Primärenergiefaktor, desto höher ist die notwendige Primärenergie. In einem weiteren Schritt wird der Primärenergiefaktor in einen erneuerbaren und einen nicht erneuerbaren Anteil aufgeteilt.

Tabelle 34: Ausgewählte Primärenergiefaktoren (nach österr. GEMIS 4.3) (Quelle: Pölz 2010)

Energieträger	PEF [-]
Heizöl EL (extra leicht)	1,126
Erdgas H	1,213
Strom (durchschnittlicher Strompark in Österreich von 2004-2007)	1,586
Strom (durchschnittlicher Strompark in Österreich +Stromimporte von 2004-2007)	2,074
Fernwärme in Ö Durchschnitt von 2004 bis 2007 (inkl. KWK)	1,58
Fernwärme Biomassewerk 2007 (10% Erdgas)	1,395

Mittels des Primärenergiefaktors PEF wird die Endenergie Q_e auf die Primärenergie Q_p umgerechnet.

$$\text{Primärenergie} = \text{Endenergie} \times \text{PEF}$$

6.6 CO₂-Emissionsvergleich

Der Treibhauseffekt ist ein Maß für den potenziellen Beitrag anthropogen verursachter Stofffreisetzungen zur Erwärmung der Erdatmosphäre. Kohlendioxid (CO₂) ist das bedeutendste Treibhausgas (THG), unter bestimmten Bedingungen können bei der Nutzung auch andere THG (wie CH₄, N₂O) in hohen Anteilen anfallen. Das CO₂-Äquivalent beschreibt wie viel ein THG zum Treibhauseffekt beiträgt. Als Vergleichswert dient Kohlendioxid.

Die gesamten Emissionen setzen sich aus den direkten und den indirekten Emissionen zusammen. Die unmittelbar am Ort der Energieumwandlung anfallenden Emissionen werden als direkte Emissionen (z. B. aus einem Kessel) bezeichnet. Bei der Herstellung des Brennstoffes (z. B. Erdölgewinnung und -verarbeitung zu Diesel) fallen zusätzlich Emissionen an. Sie werden als indirekte (oder auch vorgelagerte) Emissionen bezeichnet. Somit wird durch die Betrachtung der Gesamtemissionen die gesamte Lebensdauer berücksichtigt (Life Cycle Analysis (LCA)-Emissionen).

Die Emissionen werden aus dem berechneten Endenergiebedarf unter Anwendung der in Tabelle 35 genannten Emissionsfaktoren ermittelt. Die Direktemissionen stammen aus der Österreichischen Luftschadstoffinventur (OLI).

Für die Fernwärme aus industrieller Abwärme wurde ein Gesamt-CO₂-Emissionsfaktor von 0,023 kg/kWh_{endenergie} und einen CO₂-Äquivalent-Emissionsfaktor von 0,024 kg/kWh_{endenergie} (Theissing 2010) herangezogen, da zur Zeit der Berechnung keine Angabe seitens der Stadtwerke Judenburg bzw. der Zellstoff Pöls AG zur Verfügung standen .

**Tabelle 35: Ausgewählte direkte Emissionsfaktoren (lt. OLI) und Gesamt-(LCA)-
Emissionsfaktoren (nach österr. GEMIS 4.3) (Quelle: Pölz 2010)**

	Direkte Emissionsfaktoren (lt. OLI)		LCA-Emissionsfaktoren (lt. GEMIS)	
	g CO ₂ -Emissionen pro kWh _{Endenergie}	g CO ₂ -Äquivalent- Emissionen pro kWh _{Endenergie}	g LCA-CO ₂ - Emissionen pro kWh _{Endenergie}	g LCA-CO ₂ - Äquivalent- Emissionen pro kWh _{Endenergie}
Kohle (Steinkohle, Braunkohle, Briketts, Koks)	339	348	363	420
Heizöl (HL, HEL, HEL schwefelfrei)	271	272	298	302
Erdgas	199	201	231	257
Flüssiggas	230	232	263	266
Stückholz (inkl. Holzbriketts)	0	18	17	26
Energiehackgut	0	4	34	37
Pellets	0	3	40	49
Strompark in Österreich (Durchschnitt von 2004 bis 2007)	-	-	248	274
Stromaufbringung in Österreich Durchschnitt von 2004 bis 2007 (Strompark in Österreich + Stromimporte)	-	-	380	415
Fernwärme in Österreich Durchschnitt von 2004 bis 2007 (inkl. KWK)	-	-	247	274
Fernwärme Biomassewerk 2007 (10 % Erdgas)	-	-	38	44

Bei einer Wärmepumpe ist die zugeführte, emissionsverursachende Energie die elektrische Energie für den Kompressor. Da die Anteile der Stromerzeugung je nach Stromanbieter variieren, wird der österreichische Strommix für die Berechnung herangezogen. Um die Schwankungen über mehrere Jahre zu berücksichtigen, wird der österreichische Strommix für die Periode 2004-2007 herangezogen. Der Strompark in Österreich (2004-2007) besteht aus 59% Wasserkraft und 37% fossiler Wärmekraft. Die Stromaufbringung berücksichtigt auch die Stromimporte, die 31,3% für 2004-2007 betrugen (Pölz 2010).

6.7 Wahrscheinlichster Fall

Beim wahrscheinlichsten Fall wird von einer nutzbaren Temperatur an der GOK von mindestens 25°C und einer Förderrate von 10 l/s ausgegangen. Die Berechnung der Umweltauswirkungen je Energieversorgungssystem für den „wahrscheinlichsten Fall“ ist in Tabelle 36 zusammengefasst.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 36: Berechnung des Primärenergieeinsatzes und der Treibhausemissionen für den wahrscheinlichsten Fall

Versorgungssystem		dezentrale Versorgung (Erdgas)	el. WP (zentrale Versorgung)	durchschn. Fernw. in Ö (zentrale Versorg.)	Fernwärme (industrielle Abwärme)
Jahreswärmeertrag	kWh/a	7.875.240	7.875.240	7.875.240	7.875.240
I. Energieverbrauch					
Wärmeerzeugung					
Durchschnittlicher Anlagennutzungsgrad (%)	%	80		90	100
Resultierender Endenergieeinsatz	%	125		111	100
Jahresarbeitszahl WP	.		5,35		
Jahresenergiebedarf / Wirkungsgrad= <u>tatsächlicher Jahresenergieverbrauch</u>	kWh/a	9.844.050		8.750.267	7.875.240
Jahresenergiebedarf / JAZ= <u>tatsächlicher Jahresstromverbrauch</u>	kWh/a		1.472.007		
Stromverbrauch für Entnahme- und Reinjektionspumpe			144.540		
Gesamt Endenergieverbrauch	kWh/a	9.844.050	1.616.547	8.750.267	7.875.240
II. Treibhausemissionen (gesamt CO₂ Emissionen)					
CO₂					
CO ₂ -Emissionsfaktor	kg CO ₂ /kWh	0,231 ¹	0,38 ¹	0,247 ¹	0,023 ³
	t CO ₂ p.a.	2.274	614	2.161	181
in 20 Jahren	t CO₂	45.480	12.286	43.226	3.623
	kg CO₂/kWh	0,29	0,078	0,27	0,02
CO₂-Äquivalent					
CO ₂ Äquiv.-Emissionsfaktor	kg CO ₂ -Äquiv./kWh	0,257 ¹	0,41 ¹	0,274 ¹	0,024 ³
t CO₂-Äquivalent p.a.	t CO₂-Äquiv. p.a.	2.530	663	2.398	189
in 20 Jahren	t CO₂-Äquiv.	50.598	13.256	47.951	3.780
	kg CO₂-Äquiv./kWh	0,32	0,084	0,30	0,02
III. Primärenergieeinsatz					
PEI gesamt	kWh/kWh _{endenergie}	1,213 ¹	2,62 ⁴	1,58 ¹	1,03 ³
PEI nicht erneuerbar	kWh/kWh _{endenergie}	1,213 ¹	2,15 ⁴	0,76 ²	0,03 ³
Primärenergiebedarf gesamt p.a.	TJ/a	43	15	50	29
in 20 Jahren	TJ	860	305	995	584
	kWh Primärenergie/ kWh _{wärmeertrag}	1,52	0,54	1,76	1,03
Primärenergiebedarf nicht erneuerbar p.a.	TJ/a	43	13	24	0,85
in 20 Jahren	TJ	860	250	479	17
	kWh _{n_ern} Primärenergie/kWh _{wärmeertrag}	1,52	0,44	0,84	0,03

¹ Pölz 2010 (basierend auf GEMIS)

² UBA 2007 (basierend auf GEMIS)

³ Theissing 2010

⁴ OIB Richtlinie 6, Ausgabe Oktober 2011 (Quelle: http://www.oib.or.at/RL6_061011.pdf, letzter Zugriff 26.2.2013)

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Aufgrund ihrer niedrigen spezifischen Emissionsfaktoren ist die Fernwärme aus industrieller Abwärme das umweltfreundlichste Wärmeversorgungssystem beim wahrscheinlichsten Fall. Das Grubenwassersystem ist jedoch deutlich ökonomischer als die restlichen zwei Wärmeversorgungsanlagen. So werden die Kohlendioxid-Emissionen gegenüber der Gas- und Fernwärme-Wärmeerzeugung um 73% bzw. 71,6% gesenkt. Die CO₂-Äquivalent Ersparnisse betragen insgesamt ca. 37.000 Tonnen (73,8%) bzw. 35.000 Tonnen (72,4%). Außerdem wird durch die bessere Energieausnutzung bzw. Effizienz der Wärmepumpe ca. 70,9% bzw. 47,7% weniger nicht erneuerbare Primärenergie gegenüber der Gastherme und der durchschnittlichen Fernwärme verbraucht. Bezüglich des gesamt Primärenergiebedarfs wäre eine Grubenwasser-Anlage die umweltfreundlichste Variante. So wird der Primärenergieeinsatz um ca. 64,5%, 69,4% bzw. 47,8% gegenüber der Gastherme, der durchschnittlichen Fernwärme bzw. der Fernwärme aus industrieller Abwärme gesenkt.

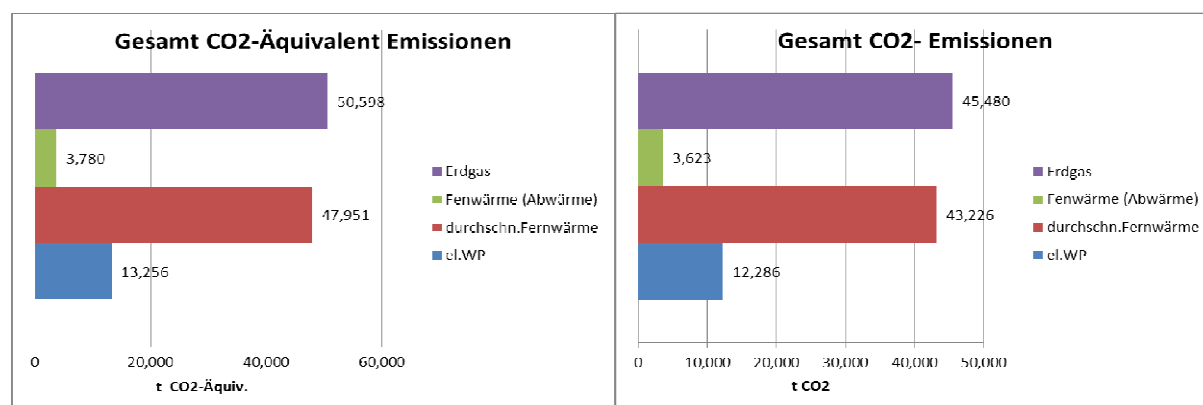


Abbildung 73: CO₂- bzw. CO₂-Äquivalent Emissionen für das wahrscheinlichste Szenario nach 20 Jahren

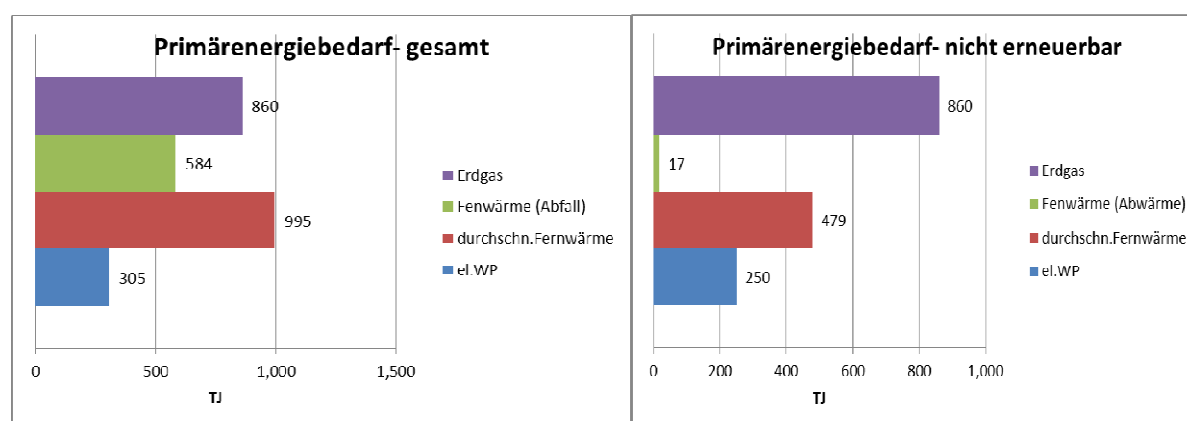


Abbildung 74: Gesamter bzw. nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch (kWh) für das wahrscheinlichste Szenario in 20 Jahren

6.8 „Best Case“

Beim „Best Case“ beträgt die nutzbare Temperatur an der GOK mindestens 30°C und die Förderrate liegt bei 15 l/s. Die Berechnung der Umweltauswirkungen je Energieversorgungssystem für den „Best Case“ ist in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 37: Berechnung des Primärenergieeinsatzes und der Treibhausemissionen für den „Best Case“

Versorgungssystem		dezentrale Versorgung (Erdgas)	el. WP (zentrale Versorgung)	durchschn.F W in Ö (zentrale Versorgung)	Fernwärme (industrielle Abwärme)
Jahreswärmeertrag	kWh/a	14.239.380	14.239.380	14.239.380	14.239.380
I. Energieverbrauch					
Wärmeerzeugung					
Durchschnittlicher Anlagennutzungsgrad (%)	%	80		90	100
Resultierender Endenergieeinsatz	%	125		111	100
Jahresarbeitszahl WP	.		5,55		
Jahresenergiebedarf / Wirkungsgrad= <u>tatsächlicher Jahresenergieverbrauch</u>	kWh/a	17.799.225		15.821.533	14.239.380
Jahresenergiebedarf / JAZ= <u>tatsächlicher Jahresstromverbrauch</u>	kWh/a		2.565.654		
Stromverbrauch für Entnahme- und Reinjektionspumpe			201.480		
Gesamt Endenergieverbrauch	kWh/a	17.799.225	2.767.134	15.821.533	14.239.380
II. Treibhausemissionen (gesamt CO₂ Emissionen)					
CO₂					
CO ₂ -Emissionsfaktor	kg CO ₂ /kWh	0,231	0,38	0,247	0,023
	t CO ₂ p.a.	4.112	1.052	3.908	328
in 20 Jahren	t CO ₂	82.232	21.030	78.158	6.550
	kg CO ₂ /kWh	0,29	0,07	0,27	0,02
CO₂-Äquivalent					
CO ₂ Äquiv.-Emissionsfaktor	kg CO ₂ -Äquiv./kWh	0,257	0,274	0,274	0,023
t CO₂-Äquivalent p.a.	t CO ₂ -Äquiv. p.a.	4.574	758	4.335	328
in 20 Jahren	t CO ₂ -Äquiv.	91.488	15.164	86.702	6.550
	kg CO ₂ -Äquiv./kWh	0,32	0,05	0,30	0,02
III. Primärenergieeinsatz					
PEI gesamt	kWh/kWh _{endenergie}	1,213	2,62	1,58	1,03
PEI nicht erneuerbar	kWh/kWh _{endenergie}	1,213	2,15	0,76	0,03
Primärenergiebedarf gesamt p.a.	TJ/a	77,73	26,10	89,99	52,80
in 20 Jahren	TJ	1.555	522	1.800	1.056
	kWh Primärenerg./ kWh _{wärmeertrag}	1,52	0,51	1,76	1,03
Primärenergiebedarf nicht erneuerbar p.a.	TJ/a	77,73	21,42	43,29	1,54
in 20 Jahren	TJ	1.555	428	866	31
	kWh _{n_ern} Primärenerg./ kWh _{wärmeertrag}	1,52	0,42	0,84	0,03

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Auch beim „Best Case“ Fall ist die Wärmeerzeugung durch die Fernwärme aus industrieller Abwärme das umweltfreundlichste Wärmeversorgungssystem. Im „Best Case“ würden durch eine Grubenwasseranlage insgesamt ca. 61.000 Tonnen (74%) und 57.000 Tonnen (73,1%) CO₂- Emissionen gegenüber Gas bzw. durchschnittlicher Fernwärme gespart. Die CO₂- Äquivalent-Ersparnisse betragen insgesamt ca. 76.000 Tonnen (83,4%) bzw. 71.500 Tonnen (82,5%). Es werden ca. 72% weniger Erdgas bzw. 51% weniger nicht erneuerbare Primärenergieträger (Gas, Heizöl) verbraucht. Der gesamte Primärenergieeinsatz wird um ca. 66%, 71% bzw. 51% gegenüber einer Gastherme, der durchschnittlichen Fernwärme bzw. der Fernwärme aus industrieller Abwärme gesenkt.

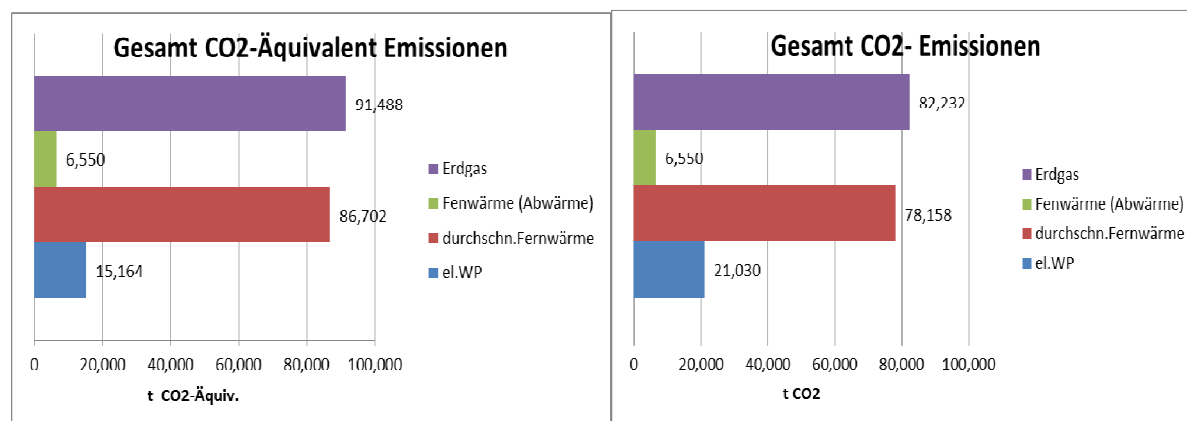


Abbildung 75: CO₂- bzw. CO₂-Äquivalent Emissionen für das „Best Case“ Szenario nach 20 Jahren

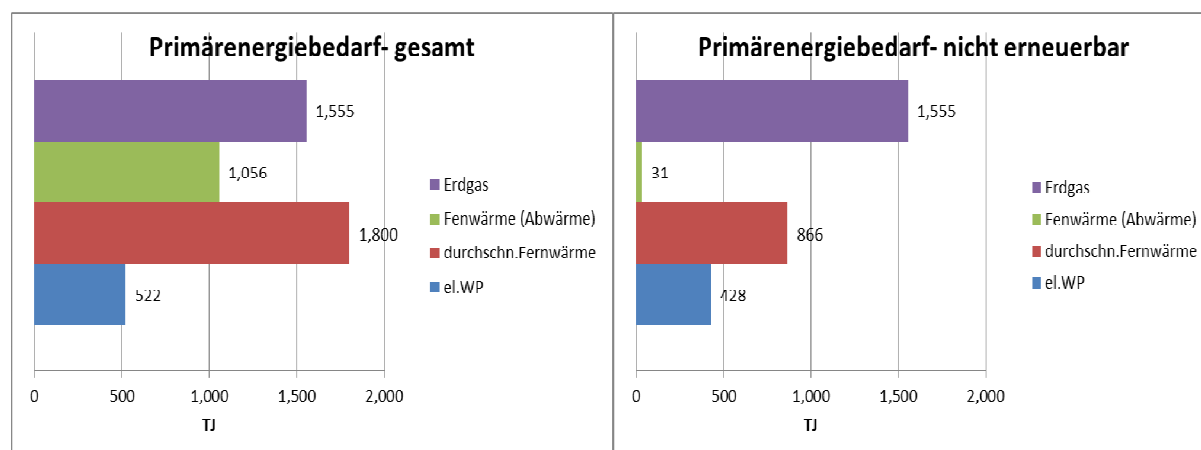


Abbildung 76: Gesamter bzw. nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch (kWh) für das „Best Case“ Szenario in 20 Jahren

6.9 „Worst Case“

Beim „Worst Case“ wird von einer nutzbaren Temperatur an der GOK von mindestens 20°C und einer Förderrate von 5 l/s ausgegangen. Die Berechnung der Umweltauswirkungen je Energieversorgungssystem für den „Worst Case“ ist in Tabelle 38 zusammengefasst.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

**Tabelle 38: Berechnung des Primärenergieeinsatzes und der Treibhausemissionen für den
„Worst Case“**

Versorgungssystem		dezentrale Versorgung (Erdgas)	el. WP (zentrale Versorgung)	durchschn.F W in Ö (zentrale Versorgung)	Fernwärme (industrielle Abwärme)
Jahreswärmeertrag	kWh/a	3.817.082	3.817.082	3.817.082	3.817.082
I. Energieverbrauch Wärmeerzeugung					
Durchschnittlicher Anlagennutzungsgrad (%)	%	80		90	100
Resultierender Endenergieeinsatz	%	125		111	100
Jahresarbeitszahl WP			5,15		
Jahresenergiebedarf / Wirkungsgrad= <u>tatsächlicher</u> <u>Jahresenergieverbrauch</u>	kWh/a	4.771.353		4.241.202	3.817.082
Jahresenergiebedarf / JAZ= <u>tatsächlicher</u> <u>Jahresstromverbrauch</u>	kWh/a		741.181		
Stromverbrauch für Entnahme- und Reinjektionspumpe			438.000		
Gesamt Endenergieverbrauch		4.771.353	1.179.181	4.241.202	3.817.082
II. Treibhausemissionen (gesamt CO₂ Emissionen)					
CO₂					
CO ₂ -Emissionsfaktor	kg CO ₂ /kWh _{Endenergie}	0,231	0,38	0,247	0,023
	t CO ₂ p.a.	1.102	448	1.048	88
in 20 Jahren	t CO ₂	22.044	8.962	20.952	1.756
	kg CO ₂ /kWh _{wärmeertrag}	0,29	0,12	0,27	0,02
CO₂-Äquivalent					
CO ₂ Äquiv.-Emissionsfaktor	kg CO ₂ -Äquiv./kWh _{end}	0,257	0,41	0,27	0,024
t CO ₂ -Äquivalent p.a.	t CO ₂ -Äquiv. p.a.	1.226	483	1.162	92
in 20 Jahren		24.525	9.669	23.242	1.832
	kg CO ₂ /kWh _{wärmeertrag}	0,32	0,13	0,30	0,02
III. Primärenergieeinsatz					
PEI gesamt	kWh/kWh _{Endenergie}	1,213	2,62	1,58	1,03
PEI nicht erneuerbar	kWh/kWh _{Endenergie}	1,213	2,15	0,76	0,03
Primärenergiebedarf gesamt p.a.	TJ/a	20,84	11,12	24,12	14,15
in 20 Jahren	TJ	417	222	483	283
	kWh Primärenergie/ kWh _{wärmeertrag}	1,52	0,81	1,76	1,03
Primärenergiebedarf nicht erneuerbar p.a.	TJ/a	20,84	9,13	11,60	0,41
in 20 Jahren	TJ	417	183	232	8,24
	kWh _{n_ern} Primärenergie/ kWh _{wärmeertrag}	1,52	0,66	0,84	0,03

Im „Worst Case“ werden durch die Grubenwasseranlage insgesamt ca. 13.000 Tonnen (59%) und 12.000 Tonnen (57%) CO₂-Emissionen gegenüber dem Gas- bzw. durchschnittlichen Fernwärme-Heizsystem gespart. Die CO₂-Äquivalent-Ersparnisse

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

betragen insgesamt ca. 15.000 Tonnen (61%) bzw. 13.600 Tonnen (58%). Es werden ca. 56% weniger Erdgas bzw. 21% weniger nicht erneuerbare Primärenergieträger (Gas, Heizöl) verbraucht. Der gesamte Primärenergieeinsatz wird um ca. 47%, 54% bzw. 21% gegenüber der Gastherme, der durchschnittlichen Fernwärme bzw. der Fernwärme aus industrieller Abwärme gesenkt.

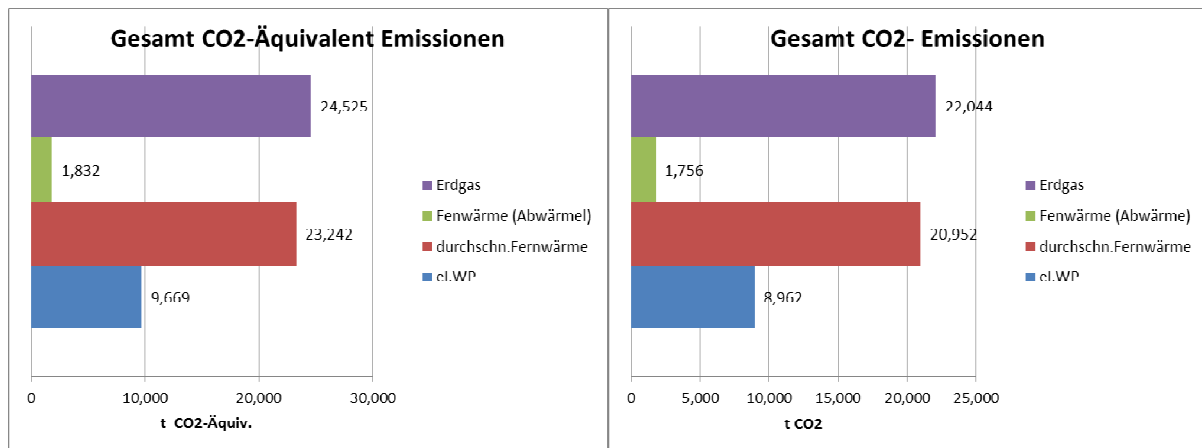


Abbildung 77: CO₂- bzw. CO₂-Äquivalent Emissionen für das „Worst Case“ Szenario nach 20 Jahren

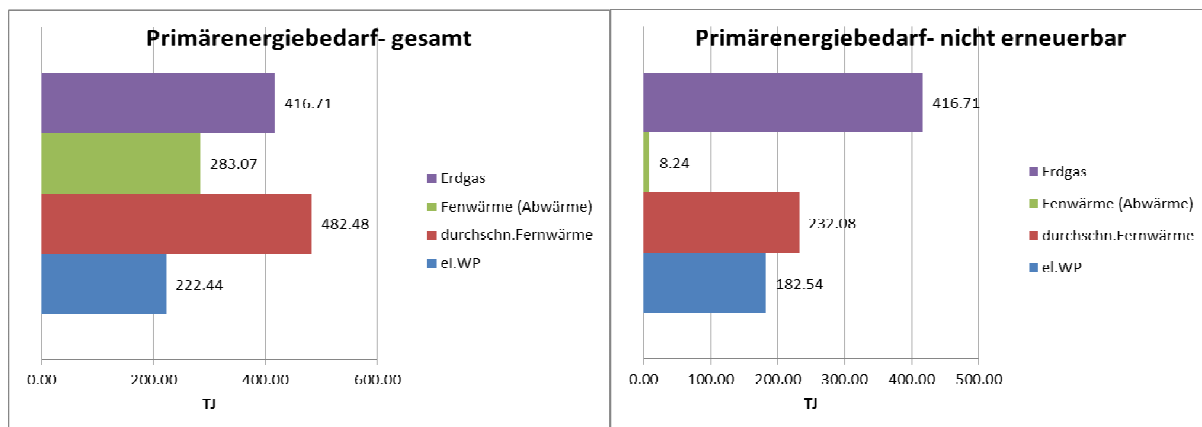


Abbildung 78: Gesamter bzw. nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch (kWh) für das „Worst Case“ Szenario in 20 Jahren

6.10 Fall Grubenwasseranlage und Solaranlage im Sommer

Darüber hinaus wird eine weitere Variante der Bergwerksgeothermie betrachtet: die seichtere Niederbringung der Entnahme- und Reinjektionsbrunnen und die Rückspeicherung von Solarenergie im Sommer. In diesem Fall wird ein Jahreswärmeertrag von ca. 4.923 MWh/a erzeugt. Der Solarertrag beträgt 201.631 kWh/a.

Die Umweltauswirkungen einer Solaranlage sind hauptsächlich mit der Herstellung der Solarpaneele verbunden. Ist eine Solaranlage installiert, entstehen beim Betrieb einer Solaranlage, wie beim Betrieb einer Wärmepumpe, keine direkten (vor Ort) Emissionen.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Hinsichtlich des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs und der gesamten Treibhausemissionen ist die Solaranlage sehr umweltfreundlich. Somit ist die negative Umweltauswirkung der Solaranlage sehr gering. Aufgrund der geringeren Ausgangstemperatur auf der Wärmequellenseite erreichen diese Wärmepumpen im Betrieb eine durchschnittlich schlechtere JAZ als bei der tieferen Niederbringung der Entnahmefröhenbohrung (Vergleich mit wahrscheinlichstem Fall).

Tabelle 39: Berechnung des Primärenergieeinsatzes und der Treibhausemissionen für den Fall Grubenwassergeothermieanlage mit elektrischen WP und Solaranlage

Versorgungssystem		el. WP (zentrale Versorg.)	Solar	
Jahreswärmeertrag	kWh/a	3.477.720	201.631	
I. Energieverbrauch Wärmeerzeugung		el. WP	Solaranlage	
Durchschnittlicher Anlagenutzungsgrad (%)	%			
Resultierender Endenergieeinsatz	%			
Jahresarbeitszahl WP		4,95		
Jahresenergiebedarf / Wirkungsgrad= tatsächlicher Jahresenergieverbrauch	kWh/a		201.631	
Jahresenergiebedarf / JAZ= tatsächlicher Jahresstromverbrauch	kWh/a	702.570		
Stromverbrauch für Entnahme- und Reinjektionspumpe		144.540		
Gesamt Endenergieverbrauch	kWh/a	847.110		
II. Treibhausemissionen (gesamt CO₂ Emissionen)		el WP	Solaranlage	Gesamt
CO ₂				
CO ₂ -Emissionsfaktor	kg CO ₂ /kWh	0,38	0	
	t CO ₂ p.a.	55	0	
in 20 Jahren	t CO₂	1.099	0	1.099
	kg CO₂/kWh	0,02		0,02
CO₂-Äquivalent				
CO ₂ Äquiv.-Emissionsfaktor	kg CO ₂ -Äquiv./kWh	0,41	0,017 ¹	
t CO₂-Äquivalent p.a.	t CO₂-Äquiv. p.a.	347	3	
in 20 Jahren	t CO₂-Äquiv.	6.946	69	7.015
	kg CO ₂ -Äquiv./kWh	0,10	0,001	0,101
III. Primärenergieeinsatz				
PEI gesamt	kWh/kWh _{endenergie}	2,62		
PEI nicht erneuerbar	kWh/kWh _{endenergie}	2,15	0,048 ¹	
Primärenergiebedarf gesamt p.a.	TJ/a	8		
in 20 Jahren	TJ	160		
	kWh Primärenergie/ kWh _{wärmeertrag}	0,64		
Primärenergiebedarf nicht erneuerbar p.a.	TJ/a	6,56	0,03	Gesamt
in 20 Jahren	TJ	131	1	131,83
	kWh _{n_ern} Primärenergie/ kWh _{wärmeertrag}	0,52		0,53

¹ Quelle: UBA 2007

6.11 Zusammenfassung der ökologischen Aspekte

In der folgenden Tabelle sind die ökologischen Auswirkungen der einzelnen Heizsysteme für die verschiedenen Betriebsszenarien zusammengefasst. Es ist ersichtlich, dass das Heizsystem Fernwärme aus industrieller Abwärme die geringsten und das Heizsystem Gastherme die höchsten CO₂- und CO₂-Äquivalent-Emissionen bei allen Betriebsszenarien verursacht.

Die CO₂-Emissionen sind bei der Grubenwasseranlage im Gegensatz zu den anderen Anlagen (ausgenommen die Fernwärme aus industrieller Abwärme) sehr gering. Durch die Nutzung einer Grubenwassergeothermieranlage könnte somit der Ausstoß von insgesamt 12.000 Tonnen (Worst Case) bis 57.000 Tonnen (Best Case) CO₂ gegenüber durchschnittlicher Fernwärme vermieden werden.

Die Grubenwasser-Heizsysteme weisen 83% bis 58% (je Szenario) weniger CO₂-Äquivalent-Emissionen auf als die durchschnittliche Fernwärme. Vergleicht man die Wärmepumpen mit Gasthermen, so ergeben sich sogar Einsparungen an CO₂-Äquivalent-Emissionen zwischen 61% und 83% je Szenario. Diese Ergebnisse beruhen auf dem durchschnittlichen österreichischen Strommix, der sich aus den entsprechenden Anteilen der unterschiedlichen Energieträger an der Stromerzeugung ableitet.

Die bezüglich der Treibhausemissionen diskutierten Zusammenhänge gelten grundsätzlich auch für den Verbrauch an nicht erneuerbaren Energieträgern. Hinsichtlich des gesamten Primärenergiebedarfs ist die Grubenwasser-Anlage die umweltfreundlichste Heizvariante. So ergibt sich ein um 54% (Worst Case) bis 71% (Best Case) geringerer Energieeinsatz gegenüber durchschnittlicher Fernwärme, bzw. 47% bis 66% gegenüber einer Gastherme sowie 21% (Worst Case) bis 51% (Best Case) gegenüber der Fernwärme aus industrieller Abwärme.

Ein Ausbau des Entnahmebrunnens in geringerer Teufe (370 m anstatt 750 m) führt zu einem höheren nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauch und höheren spezifischen Emissionen (kg CO₂-Äquiv.). Das wird durch die schlechtere Effizienz der Wärmepumpe (JAZ = 4,95 vs. 5,35) verursacht. Dennoch ist dieses Heizsystem aufgrund des derzeitigen Kenntnisstandes umweltfreundlicher als die durchschnittliche Fernwärme und die dezentrale Gasversorgung.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

**Tabelle 40: Zusammenfassung der ökologischen Auswirkungen der einzelnen
Versorgungssysteme und Szenarien**

	CO₂ Emissionen	CO₂-Äquiv. Emissionen	Primärenergie	nicht ern. Primärenergie
	kg CO ₂ / kWh	kg CO ₂ -Äquiv./ kWh	kWh Primärenergie/ kWh	kWh n_ern Primärenergie/ kWh
dezentrale Versorgung (Erdgas)	0,29	0,32	1,52	1,52
el. WP (zentrale Versorgung) JAZ=5,35	0,08	0,08	0,54	0,44
el. WP (zentrale Versorgung) JAZ=5,55	0,07	0,05	0,51	0,42
el. WP (zentrale Versorgung) JAZ=5,15	0,12	0,13	0,81	0,66
durchschn. Fernwärme in Ö (zentrale Versorgung)	0,27	0,30	1,76	0,84
Fernwärme (industrielle Abwärme)	0,02	0,02	1,03	0,03
Solar und el. WP (zentrale Versorgung)		0,10		0,53

7 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Bergbaugeothermie“ werden für die Fallstudie anhand des stillgelegten Bergwerkes in Fohnsdorf die technische Machbarkeit, die Wirtschaftlichkeit sowie die Umweltfreundlichkeit der geothermischen Nutzung des Grubenwassers betrachtet. Der ehemalige Kohlebergbau reichte bis in eine Tiefe von über 1.000 m und erschloss zum Teil ergiebige Wasservorkommen. Nach Einstellung der Wasserhaltung im Jahr 1978 stieg in den untertägigen Bergwerksstollen das warme Grubenwasser an und stellt heute ein erhebliches Potential für eine geothermische Nutzung dar. Nach überschlägigen Berechnungen sollten sich mind. ca. 700.000 m³ warmes Wasser im gefluteten Bergwerk eingestaut haben.

Der ehemalige Bergbau befindet sich am nordwestlichen Rand des tertiären Fohnsdorfer Beckens, das im Wesentlichen aus drei großen geologischen Einheiten aufgebaut ist: das kristalline Grundgebirge, die tertiären Schichtfolgen und die quartären Sedimente. Die tertiäre Schichtfolge ist wiederum in drei lithostratigraphische Haupteinheiten unterteilt: Ingering- Formation, Fohnsdorfer-Formation und Apfelberg-Formation.

Die Tertiäroberkante tritt als Grundwasserstauer auf. Das Relief des Grundwasserstauers im Raum Fohnsdorf ist sehr differenziert; neben Tiefenrinnen ist auch eine inselartige Hochlage (Aufwölbung) festzustellen. Die Grundwasserströmungsverhältnisse sind durch das stark ausgeprägte Relief des Grundwasserstauers geprägt.

Ein erhöhter geothermischer Gradient (ca. 35-40°C km⁻¹) und ein Einbruch von ca. 39°C heißem Wasser im ehemaligen Kohlebergwerk stellen Beweise für das überdurchschnittlich hohe geothermische Potential im Fohnsdorfer Becken dar.

Die gesammelten geologischen, hydrogeologischen, hydrologischen, geothermischen und hydrochemischen Daten stellen die Grundlage für eine qualitativ hochwertige Modellerstellung dar. Ziel dieser Datenaufbereitung war es, ein in sich konsistentes und aktuelles geohydrothermales, standortspezifisches Systemmodell, das so genannte „Konzeptuelle, standortspezifische Modell“, zu erstellen, welches die Grundlagen für die numerischen Berechnungen liefert. Die Geologie des Beckens wurde im Modell in fünf lithostratigraphische Haupteinheiten vereinfacht:

- 1) das Grundgebirge (Glimmerschiefer-Komplex) an der Basis des Beckens,
- 2) der tiefere Komplex mit Brekzie und Sandstein
- 3) das Kohleflöz am Top (Liegendserie: Polesny 1970; Fohnsdorf-Formation, Sachsenhofer et al. 2000b);
- 4) der mittlere Komplex mit Hangendmergel, Sandstein und Konglomeraten ("Hangendserie": Polesny 1970; Ingering Formation, Sachsenhofer et al. 2000b); und
- 5) die quartären Locker-Sedimente am Top des Beckens.

Die kristallinen Gesteine bieten durch Klüfte und Störungen (Brüche) örtlich sehr gute Wasserwegigkeiten, während die tertiäre Beckenfüllung überwiegend als Grundwasserstauer wirkt. Die quartären Sedimente bilden den freien Grundwasserleiter.

Die ehemaligen Bergstollen wurden durch Eingabe von sehr hohen Porositäten als Hohlräume im Modell implementiert. Weiters wurde zwischen den nach wie vor offenen Stollen, Schrägschächten, Richt- und Hauptstrecken „als mit Wasser verfüllte Hohlräume“ und den mit Füllgut verfüllten Schächten im Modell unterschieden.

Anhand von numerischen Simulationen wurde das geothermische Potential im aufgelassenen Bergbau Fohnsdorf ermittelt. Für eine erste Abschätzung des verfügbaren Energiepotentials wurde zunächst ein zweidimensionales Modell erstellt. Hierfür wurde das numerische Simulationswerkzeug SHEMAT (Clauser 2003) eingesetzt. Die bergbaulichen Hohlräume wurden als poröse Medien mit einer sehr großen Durchlässigkeit im Modell berücksichtigt (siehe z.B. Clauser et al. 2005). Das 2D-Modell wurde anhand vorhandener Temperatur-Daten zunächst thermisch kalibriert. Eine gute Anpassung zwischen den gemessenen und berechneten Daten wurde mit einem Wärmestrom von 65 mW m^{-2} erhalten. Hinsichtlich des wärmeleitenden und advektiven Regimes hat sich die Übereinstimmung nur leicht verbessert, was wiederum bestätigt, dass der beobachtete Temperaturgradient hauptsächlich vom konduktiven Wärmetransport (durch die Verteilung der Wärmeleitfähigkeit) beeinflusst wird.

Zuerst wurden ein stationäres und ein instationäres 2D-Modell erstellt, wobei mit dem stationären Modell zwei Szenarien berechnet wurden. Im ersten Schritt wurde das Hintergrundtemperaturfeld für das Fohnsdorfer Becken nachgebildet. Dann wurde in einem zweiten Modell der gekoppelte GW- und Wärmetransport simuliert. Diese Modelle wurden schließlich als anfängliche Bedingungen für die transienten Berechnungen verwendet. Die 2D-Modelle wurden verwendet, um das 3D-Modell zu kalibrieren und den Einfluss von Parameter-Schwankungen zu untersuchen. Um auch eine volumetrische Betrachtung der dreidimensionalen Bergwerkstruktur anstellen zu können, wurde ein 3D-Modell erstellt. Für das stillgelegte Bergwerk in Fohnsdorf wurden mithilfe des 3D-Modells verschiedene Betriebsweisen bzw. Szenarien simuliert, um ein an das vorliegende Warmwasserreservoir angepasstes Energieversorgungskonzept zu ermitteln. Zur Gewinnung der geothermischen Energie wurde ein Dublettensystem bestehend aus einem Förder- und einem Injektionsbrunnen betrachtet, die einen Abstand von ca. 1.100 m zueinander aufweisen. Anhand der Modellrechnungen wurden die aktuellen und zukünftigen hydraulischen und thermischen Verhältnisse bei einer geothermischen Nutzung des Bergwerkssystems prognostiziert:

- Für die **Betriebsdauer von 30** Jahren kann **aus hydrogeologischer Sicht** eine weitgehend **konstante Wärmemenge von 15 l/s** gefördert werden; die **Abkühlung** des Grubenwassers an der Entnahmestelle im Niveau der Schachtsohle beträgt

maximal 1,5°C nach 30 Jahren. Somit ist keine Rückspeicherung von Solarwärme im Untergrund erforderlich.

Um die Sensitivität des 3D-Modells gegenüber unterschiedlichen Modellgrößen zu untersuchen, wurde zum Schluss auf die Auswirkungen unterschiedlicher struktureller Einheiten und Modellansätzen auf die Modellergebnisse eingegangen. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurde nachgewiesen, dass das gut durchlässige Bergwerkssystem sehr starke hydraulische Auswirkung auf die Modellergebnisse hat. Das zeigt noch einmal die Bedeutung einer zuverlässigen Ermittlung der hydraulischen Eigenschaften (Pumpversuch vor Ort) des für eine Erdwärmegewinnung vorgesehenen Reservoirbereiches. Auch im Fall, in dem das Bergwerk als eine Zone mit erhöhter Permeabilität betrachtet wurde, kann mit einem weitgehend ausreichenden geothermischen Potential im Reservoir gerechnet werden.

Im Zuge einer Kosten-Nutzen-Analyse wurden die wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte der Wärmegewinnung aus der geothermischen Grubenwasseranlage untersucht und der konventionellen Energieversorgung (dezentrale Wärmeversorgung auf Basis des Energieträgers Erdgas sowie zentrale Wärmeversorgung mit Fernwärme) gegenübergestellt.

Folgende Punkte wurden in die Bewertung mit einbezogen:

- ◆ Primärenergieeinsatz
- ◆ Treibhausgasemissionen
- ◆ Investitions- und Betriebskosten

Für die wirtschaftliche und ökologische Beurteilung der Wärmeerzeugung wurden 3 Szenarien (Fälle) betrachtet. Im wahrscheinlichsten Fall wurden bei einer Entnahme von 10 l/s und einer Temperaturspreizung von 15°K 7.875 MWh/a erzeugt, im „Best Case“ bei einer Entnahme von 15 l/s und einer Temperaturspreizung von 20°K 14.239 MWh/a und im „Worst Case“ bei einer Entnahme von 5 l/s und einer Temperaturspreizung von 10°K 3.81 MWh/a (bei 8.760 Betriebsstunden). Diese Szenarien wurden hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Kriterien mit anderen Technologien zur Wärmebereitstellung wie Gastherme und Fernwärme verglichen wurden. Weiters wurde zwischen „durchschnittlicher Fernwärme“ und „Fernwärme aus industrieller Abwärme“ unterschieden.

Tabelle 41: Zusammenfassung Betriebsszenarien Bergwerksgeothermie

Mögliche Betriebsszenarien	max. Entnahmemenge	nutzbares dT	max. Wärmeertrag
Best Case	15 l/s	20°K	14.239 MWh/a
wahrscheinlichster Fall	10 l/s	15°K	7.875 MWh/a
Worst Case	5 l/s	10°K	3.817 MWh/a

Im Zuge der ökonomischen Kosten-Nutzen-Analyse wurden einerseits die zukünftigen Betriebskosten bzw. Bereitstellungskosten für eine kWh Wärme (auf einem durchschnittlichen Niedertemperaturniveau von 45°C) und andererseits die geschätzten Investitionskosten für die Ausführungsvariante 1 „Entnahmebrunnen 750 m“ und Ausführungsvariante 2 „Entnahmebrunnen 370 m“ ermittelt, um die Amortisationsdauer der Bergbaugeothermieranlage abschätzen zu können.

Tabelle 42: Investitionskostenschätzung für die tiefere und seichtere Bergbaugeothermieranlage

	Investitionskosten	Förderung	Investitionskosten abzügl. Förderung
Investitionskostenschätzung 1	€ 2.660.000,00	€ 798.000,00	€ 1.862.000,00
Investitionskostenschätzung 2	€ 2.330.000,00	€ 699.000,00	€ 1.631.000,00
Differenz 1 – 2 =			€ 231.000,00

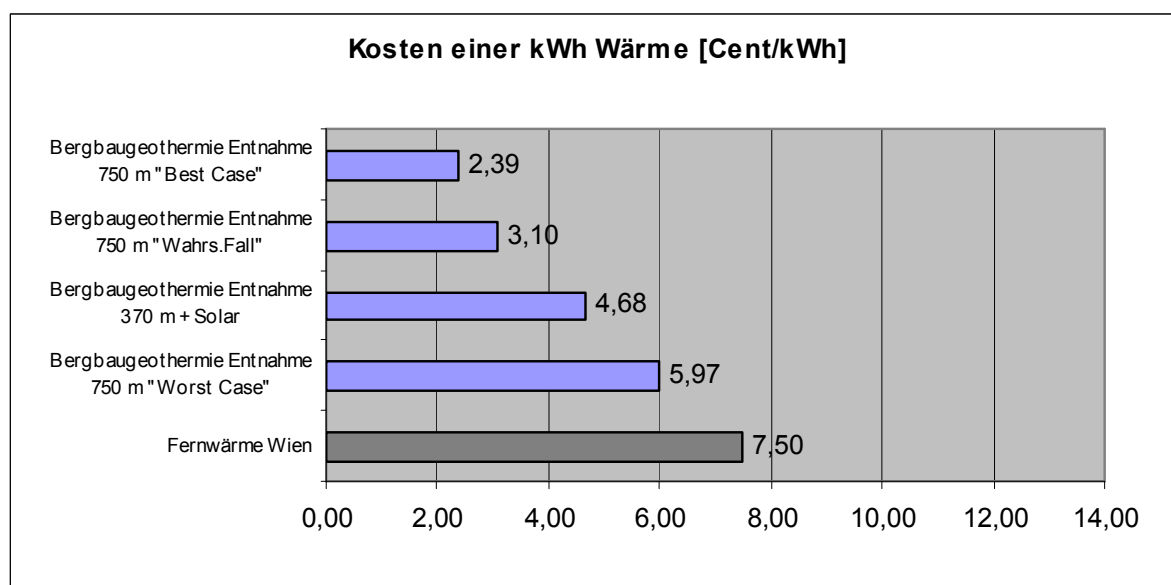


Abbildung 79: Kosten einer kWh Wärme aus Bergwerksgeothermie im Vergleich zu Fernwärme

Im besten Fall kann gemäß Betriebskostenberechnung die **kWh Wärme** um ca. **2,4 Cent** und im wahrscheinlichsten Fall für ca. **3,1 Cent** für den Eigenverbrauch erzeugt werden. Auf Basis der bisher durchgeführten Recherchen und Berechnungen wird die Pumpmenge von mindestens 10 l/s aus dem Entnahmebrunnen mit einer Ausgangstemperatur von mindestens 25°C der Wärmequelle an der Wärmepumpe als sehr wahrscheinlich eingeschätzt. Eine noch präzisere Aussage über die tatsächlichen Kosten je kWh Wärme aus der Bergbaugeothermie kann jedoch erst nach der Durchführung eines Pumpversuchs vor Ort und einer Grubenwasseranalyse getroffen werden.

Um das mögliche Einsparungspotential bei den laufenden Betriebskosten beim Umstieg von Fernwärme auf Bergwerksgeothermie darstellen zu können, wurden 3 Varianten der möglichen Entwicklung der Betriebskosten der beiden Heizsysteme (Fernwärme und Bergwerksgeothermie) mit einander verglichen.

- ⇒ **Variante 1:** Ohne Energiepreisindices (EPI), sondern Verbraucherpreisindex (VPI) = 3,0%
- ⇒ **Variante 2:** Strompreis-Index (SPI) = 2,5%, Fernwärmeindex (FWI) = 4,1% (Durchschnitt der letzten 10 Jahre)
- ⇒ **Variante 3:** Strompreis-Index (SPI) = 4,1%, Fernwärmeindex (FWI) = 2,5%, Annahme einer „inversen“ Entwicklung zu den letzten 10 Jahren zwischen Strompreis und Fernwärmepreis

Mittels Barwertmethode wurden die zukünftigen laufenden Betriebskosten beider Heizsysteme diskontiert und den Investitionskosten nach Abzug der Förderung von 30 % (durch KPC) gegenübergestellt. Die Amortisation der Bergbaugeothermieanlage ist erreicht, wenn die Summe der Einsparungen der diskontierten, jährlichen Betriebskosten die Investitionskosten zum Zeitpunkt Null überschreitet.

Der tatsächliche Energiebedarf eines zukünftigen gewerblichen Verbrauchers (Therme und Thermenhotel) wird vermutlich zwischen den beiden Szenarien „Energieertrag 100 % = 8.760 Betriebsstunden“ und „Energieertrag 50 % = 4.380 Betriebsstunden“ liegen, da zwar im Sommer kaum und in der Übergangszeit nur mäßig geheizt wird, jedoch der überdurchschnittlich hohe Warmwasserbedarf über das ganze Jahr gegeben ist und auch bereitgestellt werden muss.

Deshalb wurde das **Betriebskosteneinsparungspotential** in den ersten 10 Jahren für den Mittelwert der Szenarien „Energieertrag 100 %“ und „Energieertrag 50 %“, also für „**Energieertrag 75 %**“, zusammengestellt.

Tabelle 43: Zusammenfassung Betriebskosteneinsparungspotential je Ausführungsvariante und Energiepreisentwicklung innerhalb der nächsten 10 Jahre

Variante	Betriebskosten- ersparnis "Worst Case" Entnahme 750m	Betriebskosten- ersparnis "Wahrsch. Fall" Enten. 370m + Solar	Betriebskosten- ersparnis "Wahrsch. Fall" Entnahme 750m	Betriebskosten- ersparnis "Best Case" Entnahme 750m
Ohne EP- Index, VPI=3,0%	€ 374.286	€ 627.744	€ 2.025.978	€ 4.658.059
StromP- Index=2,5%, FW=4,1%	€ 958.024	€ 1.276.151	€ 3.908.136	€ 8.528.562
StromP- Index=4,1%, FW=2,5%	€ 183.064	€ 637.655	€ 2.546.116	€ 6.310.828

Da auf Basis der Modellrechnung eine weitgehend konstante Wärmemenge von 15 l/s aus dem ehemaligen Bergbau gefördert werden kann, gehen wir je nach Energiepreisindexentwicklung von einer **Betriebskostensparnis** von ca. **2 bis 8 Mio. EUR** in den ersten 10 Betriebsjahren im Vergleich zu Fernwärme aus.

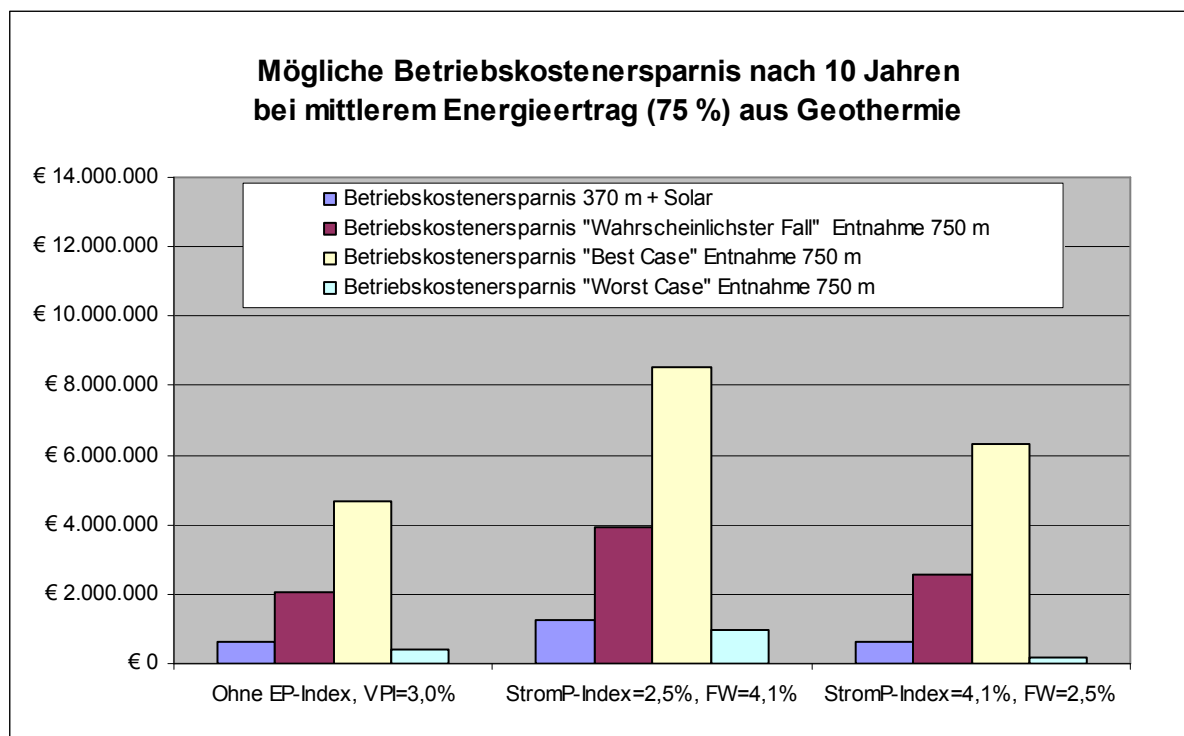


Abbildung 80: Mögliche Betriebskostensparnis nach 10 Jahren bei 75 % Energieertrag (= 6.570 Betriebsstunden der Wärmepumpen) aus Geothermie

Wie die Tabelle und die Abbildung oben zeigen, ist das größte Einsparungspotential bei Eintreten des „Best Case“ bei einer Entnahmetiefe von 750 m in Kombination mit einer größeren Fernwärmepreissteigerung (FWI=4,1%) als Strompreiserhöhung (SPI=2,5%) gegeben (Anmerkung: entspricht der Strompreis- und Fernwärmepreisentwicklung der letzten 10 Jahre). Für dieses Energiepreisentwicklungsszenario und Betriebsbedingungen zwischen „Wahrscheinlichstem Fall“ und „Best Case“ liegt die Amortisationsdauer des Projektes zwischen 3 und 8 Jahren.

Tabelle 44: Zusammenfassung Amortisationsdauer bei Fernwärmepreissteigerung (FWI=4,1%) als Strompreiserhöhung (SPI=2,5%)

	EH	Worst Case	Wahrsch. Fall	Best Case
Energieertrag 100%, SPI 2,5%, FWI 4,1%	[a]	ca. 12,75	ca. 5	ca. 2,75
Energieertrag 50%, SPI 2,5%, FWI 4,1%	[a]	ca. 20	ca. 8	ca. 5

Betrachtet man für den wahrscheinlichsten Fall die Versorgung von Niedrigenergiehäusern (durchschnittlicher Jahreswärmebedarf 10.000 kWh bzw. Heizleistung 5 kW), dann könnten mittels Bergbaugeothermie **ca. 180 Niedrigenergiehäuser** versorgt werden. Bei 2.100 Betriebsstunden der Wärmepumpen liegt der Jahreswärmeertrag bei 1.887.900 kWh/a:

$$\begin{aligned} 1.887.900 \text{ [kWh/a]} / 10.000 \text{ [kWh/a]} &= \text{ca. } 180 && \text{bzw.} \\ 900 \text{ [kW]} / 5 \text{ [kW]} &= 180 \end{aligned}$$

Die durchschnittlichen Errichtungskosten einer Geothermieheisanlage für ein Einfamilienhaus liegen bei ca. EUR 15.000; für 180 Haushalte würde das Investitionskosten von ca. 2,7 Mio. EUR bedeuten (Investitionskosten Bergbaugeothermie ca. 1,86 Mio. EUR).

Im ökologischen Vergleich der Versorgungsvarianten verursacht das Heizsystem Fernwärme aus industrieller Abwärme die geringsten und das Heizsystem Gastherme die höchsten CO₂- und CO₂- Äquivalent-Emissionen. Die CO₂-Emissionen sind bei der Grubenwasseranlage im Gegensatz zu anderen Anlagen sehr gering (ausgenommen Fernwärme aus industrieller Abwärme). Die „Bergwerksgeothermie“ verursacht um 83 % (Best Case) bis 58 % (Worst Case) geringere CO₂-Äquivalent-Emissionen als die „durchschnittliche Fernwärme“. Im Vergleich zum Gastherme-Heizsystem ergeben sich für die Bergwerksgeothermie sogar Einsparungen der CO₂-Äquivalent-Emissionen zwischen 61 % und 83 % je Szenario.

In Bezug auf den Einsatz von nicht-erneuerbaren Energieträgern gelten die gleichen Schlussfolgerungen. Das Heizsystem Fernwärme aus industrieller Abwärme hat den geringsten und das Heizsystem Gastherme den höchsten Verbrauch an nicht-erneuerbarer Energie bei allen Betriebsszenarien. Betrachtet man den gesamten Verbrauch an Energie, so ist die Grubenwassergeothermieanlage das umweltfreundlichste System.

Die Wärmenutzung aus dem Bergwerk ist von verhältnismäßig hohen Bohr- bzw. Investitionskosten geprägt. Um die Bohrkosten möglichst gering zu halten, wurde auch die Variante mit zwei 370 m tiefen Bohrungen betrachtet (seichtere Entnahmebohrung). Anhand der numerischen Simulationen wurde berechnet, dass bei dieser Variante eine Regeneration des Reservoirs mit Warmwassereinspeisung aus einer Solaranlage erforderlich ist. Die seichtere Entnahmebrunnenbohrung führt zu einem höheren nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauch und höheren spezifischen Emissionen (kg CO₂-Äquiv.) im Vergleich zur tieferen Entnahme. Das wird durch die schlechtere Effizienz der eingesetzten Wärmepumpen (JAZ = 4,95 vs. 5,35) verursacht. Dennoch ist dieses geothermische Heizsystem umweltfreundlicher als die durchschnittliche Fernwärme und die dezentrale Gasversorgung.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

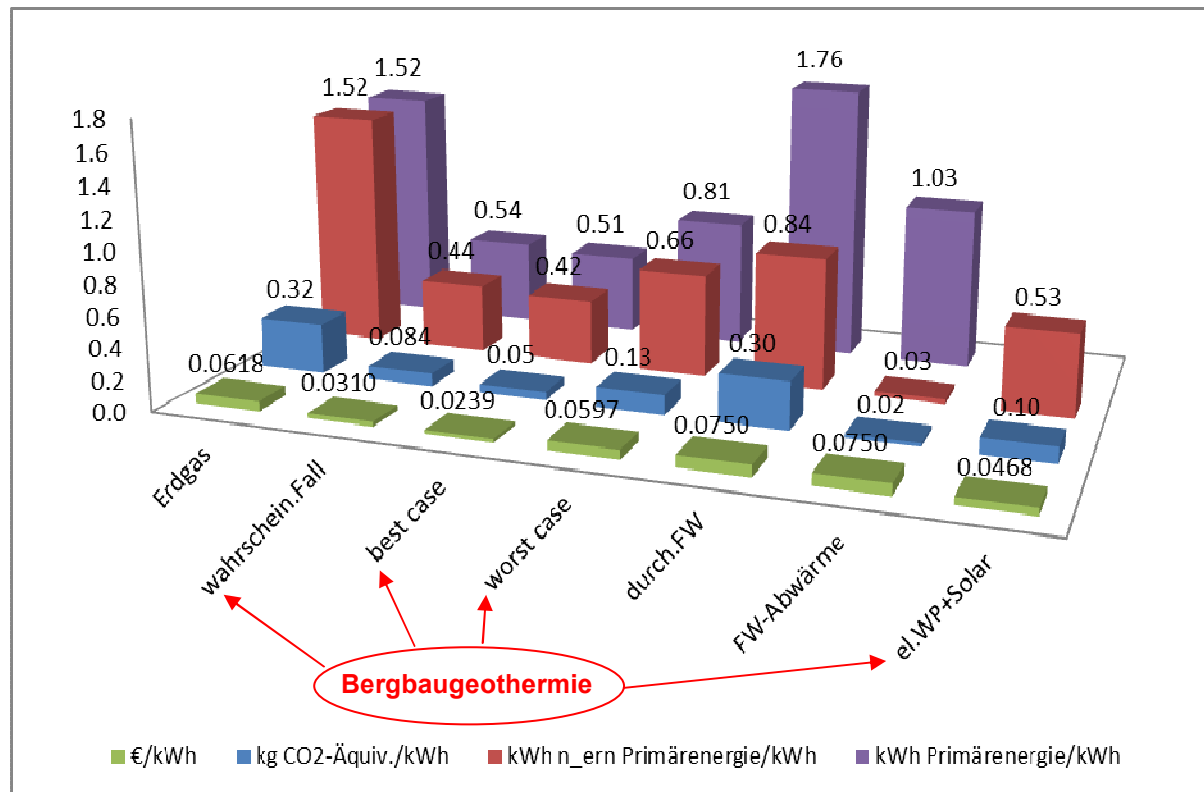


Abbildung 81: Zusammenfassung der ökologischen und ökonomischen Betrachtungen

Die Abbildung 81 zeigt, dass die Grubenwasseranlage die kostengünstigste Heiz-Variante im laufenden Betrieb ist. Hinsichtlich der CO₂- und CO₂-Äquivalent-Emissionen ist die Bergbaueoothermieanlage die zweit-umweltfreundlichste Variante. Bezüglich des gesamten (erneuerbaren und nicht erneuerbaren) Primärenergiebedarfs ist die geplante Anlage die ökologischste Variante.

Fazit: Die Erdwärmegewinnung im aufgelassenen Fohnsdorfer Kohlrevier wäre nach derzeitigem Datenstand technisch möglich, wirtschaftlich rentabel und besonders umweltfreundlich.

Die Initiatoren erhoffen sich davon weitere Projekte, bei denen Grubenwasser energetisch genutzt wird.

8 Ausblick und Empfehlungen

8.1 Kooperatives F&E- Projekt bzw. Leitprojekt (Neue Energien 2020)

Im Bezirk Fohnsdorf in der Steiermark könnte Grubenwasser zum Heizen und Warmwasserbereitstellung genutzt werden, um damit die bislang eingesetzte Verbrennung von Öl und Gas zu ersetzen. Durch das Grubenwasser des Fohnsdorfer-Kohlereviers soll eine umweltfreundliche und kostengünstige Erdwärmegewinnung ermöglicht werden. Machbar ist dies durch Geothermie, die das Wasser in den ehemaligen Bergwerkschächten erwärmt bzw. das ganze Jahr über bei einer nahezu konstanten Temperatur hält. Die vorliegende Studie hat die prinzipielle Machbarkeit einer geothermischen Nutzung des stillgelegten Bergbaus in Fohnsdorf untersucht und technische Lösungsansätze diskutiert sowie hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Umweltfreundlichkeit verglichen. Anhand vorläufiger Ergebnisse wurde nachgewiesen, dass eine nachhaltige Erdwärmeversorgung gewährleistet werden kann.

Die für den ehemaligen Bergbau in Fohnsdorf erarbeitete Machbarkeitsstudie zeigt, dass in den gefluteten Stollen ein erhebliches, wirtschaftlich nutzbares Wärmepotential vorliegt. Die Nähe der möglichen Entnahme- und Reinjektionsstelle zu Wohn- und Gewerbeflächen (Therme, eventuell Thermenhotel) ist ein wesentlicher Aspekt bei der wirtschaftlichen Betrachtung. Vor der Realisierung des Projektes ist eine Anpassung und Optimierung der Anlage im Hinblick auf die tatsächlichen Abnehmer vorzunehmen.

- höhere Förderleistung
- geringe Aufbereitungskosten

sind ausschlaggebend für die effektive Nutzung des Grubenwassers.

Aus diesem Grund ist die Fortsetzung der Machbarkeitsstudie in einem Kooperative F&E-Projekt notwendig. Im Rahmen eines solchen Projektes sollen zusätzliche hydrogeologische Untersuchungen (Pump- und Tracer-Versuche) erfolgen, um die Annahmen der Durchlässigkeit der Gesteine und der Stollen bzw. die mögliche Pumpleistung zu ermitteln. Somit kann das numerische Modell auch kalibriert werden. Dadurch können im Rahmen der numerischen Simulationen prognostizierten Förderraten überprüft werden.

Vor der Umsetzung des Vorhabens bzw. Errichtung der Anlage sind noch weitere Schritte bzw. Maßnahmen erforderlich:

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- Untersuchung der chemischen Zusammensetzung des Grubenwassers: Durch die chemische Beschaffenheit des Grubenwassers können sich eine Reihe von technischen Schwierigkeiten ergeben: Verockerung der Wärmetauscher, Korrosion, Ausfällungen, usw., wodurch höhere Aufbereitungskosten verursacht werden könnten.
- geomechanischen Betrachtungen und Untersuchungen, um Senkungen der Erdoberfläche zu vermeiden.
- Modellierung der Eignung des Standortes für eine geothermische Nutzung anhand anderer Softwarewerkzeuge (z.B. Feflow), um die Ergebnisse zu vergleichen.

Literaturverzeichnis

Geologische Karte der Republik Österreich 1:50.000, Blatt 161 Knittelfeld: Stand 1999, Ausgabe 2005

Bartels, J. & Kabus, F. 2010: Saisonale Wärmespeicherrungen in tiefen Aquiferen.- Beratende Ingenieure, Sonderheft Tiefe Geothermie 2010, S. 29-36

Mine water Project Good Practice Guide: "Mine water as a Renewable Energy Ressource", S.48

Böhmer, S. & Gössl, M. 2009: Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen. - Umweltbundesamt (UBA), Report REP-0074, Wien, S.148

CADDET: Geothermal Mine Water as an Energy Source for Heat Pumps, Natural Resources Canada (NRC), <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/infosource/pub/ici/caddet/english/r122.cfm>

Clauser, C. (Ed.) 2003: Numerical Simulation of Reactive Flow in Hot Aquifers Using Shemat / Processing Shemat, Springer Verlag, S. 332, Heidelberg, Berlin

Clauser C., Heitfeld M., Rosner P., Sahl H., Schetelig K. 2005: Beispiel Aachener Steinkohlenrevier- Nutzung von Erdwärme in aufgelassenen Bergwerken. - Beratende Ingenieure, **6**, S. 14-17

Diersch, H- J.G. 2005: FEFLOW finite element surface flow and transport simulation system, reference manual, WASY, Insitute for Water Resources Planung and Systems Research, Berlin, S. 292

Dauner, G.1985: Aspekte der Schließung eines Bergbaues am Beispiel des ehemaligen Glanzkohlebergbaues Fohnsdorf. - Berg- u. Hüttenmänn.Monatsh., **12**, S.476-482, Wien

Farwick U., Angert E., Walker-Hertkorn S., Kübert M., Müller, J. 2010: Wärme aus altem Bergwerkschacht- Möglichkeiten der Tiefen Geothermie im Wohnungsbau. -Beratende Ingenieure“ des VPI , Sonderheft Tiefe Geothermie 2010, S. 80-82

Gnjezda, G. 1988: Tektonische und geothermische Untersuchungen im Raum Fohnsdorf-Judenburg/Steiermark. Diss, Univ Wien, S. 242

Grubenarchäologische Gesellschaft: <http://www.untertage.com/cms/>

Gruber, W. & Sachsenhofer, R.F. 2001: Coal deposition in the Noric Depression (eastern Alps): raised and low-lying mires in Miocene pull-apart basins.-Int. J. Coal Geol., **48**, S.89-114, Amsterdam

Hamm V., Collon-Drouaillet P., Fabriol R. 2007: Two modeling approaches to water-quality simulation in a flooded iron-ore mine (Saizerais, Lorraine, France): A semi-distributed

chemical reactor model and a physically based distributed reactive transport pipe network model. – J. Cont. Hydr., 96, S. 97-112, Amsterdam

HYDROGRAFISCHER DIENST: <http://gis.lebensministerium.at/eHYD> (Zugriff am 03.2012).

Malolepszy, Z. 2003: Low-temperature, man-made geothermal reservoirs in abandoned workings of underground mines. – In Proceedings of the 28th workshop on geothermal reservoir engineering, Stranford University, USA, S. 259-265

Metz, K. 1973: Beitrag zur tektonischem Baugeschichte und Position des Fohnsdorf-Knittelfelder Tertiärbeckens. -Mitt Abt Geol Paläont Bergb Landesmuseum Joanneum, **33**, S. 4-33

Metz K., Schmidt C., Schmöller R., Ströbl E., Walach, G., Weber, F. 1980: Geophysikalische Untersuchungen im Gebiet Seetaler Alpen- Niedere Tauern- Eisenerzer Alpen. – Mitt. Österr. Geol. Ges., **71/72**, S. 213-259, Wien

Neubauer, F. 1988: Bau und Entwicklungsgeschichte des Rennfeld-Mugel- und des Gleinalmkristallins. - Abh Geol B-A **42**, S.137

ÖWAV-Regelblatt 207, 2009: Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaftsverband (ÖWAV) Regelblatt 207 „Thermische Nutzung des Grundwassers und des Untergrunds- Heizen und Kühlen“, 2 Auflage, Wien, S.76

Petraschek, W. 1926: Kohlengeologie der Österreichischen Teilstaaten. 1.Teil, 1-272, (Kattowitzer Buchdruckerei- und Verlags- Sp. Akc.) Katowice

Polesny, H. 1970: Beitrag zur Geologie des Fohnsdorf-Knittelfelder und Seckauer Beckens.- Unv.Diss., S. 234, Wien

Pölz, W. 2007: Emissionen der Fernwärme Wien 2005, Ökobilanz der Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen aus dem Anlagenpark der Fernwärme Wien GmbH, Umweltbundesamt (UBA) REP-0076, Wien 2007, 20 Seiten, Vorhanden auf <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0076.pdf>; Letzter Zugriff 26.2.2013

Pölz, W. 2010: Chancen und Grenzen eines Bewertungssystem auf Basis der Primärenergie, Graz, Vorhanden auf <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien719.pdf>, Letzter Zugriff 26.2.2013

Pruess, K. 1991: TOUGH 2- a general purpose numerical simulator for multiphase fluid and heat flow. Lawrence Berkley Laboratory report LBL-29400, S.102, Barkley

Rosner P., Schneiders –Demollin E., Hofmann T. 2008: Gewinnung von Erdwärme aus gefluteten Steinkohlenbergwerken des Aachener und Südlimburger Reviers. - Geothermische Energie, 59, S.14-17

Renz A., Rühaak W., Schätzl P., Diersch H.J.G. 2008: Numerical Modeling of Geothermal Use of Mine Water: Challenges and Examples. - Mine Water Environ DOI 10.1007/s10230-008-0063-3

Sachsenhofer R.F., Kogler A., Polesny H. Strauss P., Wagreeich M. 2000a: The Neogene Fohnsdorf Basin: basin formation and basin inversion during lateral extrusion in the Eastern Alp (Austria).-Int J Earth Sci, **89**, S. 415-430, Stuttgart

Sachsenhofer R.F., Strauss P., Wagreeich M., Abart R., Decker K., Goldbrunner J.E., Gruber W., Kriegl C., Spötl, C. 2000b: Das miozäne Fohnsdorfer Becken- Eine Übersicht. -Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr., **44**, S. 173-190, Wien

Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Reischnerbacher, D., Weiss, A. 2003: Das miozäne Fohnsdorfer Becken- Eine Übersicht. -Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr., **44**, S. 173-190, Wien

Sachsenhofer R. F., Gruber W., Dunkl, I. 2010: Das Miozän der Becken von Leoben und Fohnsdorf, Exkursionsführer Pangeo 2010, J Alpine Geology, **53**, S. 9-38, Wien

Schmalzmeier, R. 1996: Wasserversorgung in der Region Aichfeld-Murboden, Steiermark, Dissertation, Univ. für Bodenkultur, Wien, S.305

Schetelig K., Heitfeld M., Mainz M., Hofmann T., Eßers, M. 2008: Geothermie aus Grubenwasser- regenerative Energie aus stillgelegten Steinkohlenbergwerken.- In 38 Internationales Wasserbau-Symposium (IWASA), Aachen, 2008

Sovinz, A. 1947: Der Wassereinbruch im Wodzicki-Hauptschacht in Fohnsdorf und seine Abdämmung.- Berg- und Hüttenm. Monatsh., **92**, S.198-202, Wien

Stadlbauer, H. & Lorbeer, G. 2000: Grundwasseruntersuchungen im Aichfeld und Pölstal- 1992 bis1999.- Land Steiermark, Amt der Steiermärkische Landesregierung, LBD- Fachabteilung 1a; GA 02-00; Graz, S. 61, verfügbar unter http://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/10883102_38906880/02a809c7/Aichfeld1992.pdf

Strauss, P. & Wagreeich, M. 1999: Das Fohnsdorfer Tertiärbecken: Erste Ergebnisse lithostratigraphischer Untersuchungen. -Abstr. Austrostrat', 99, S. 24-25, Obertrum

Strauss, P., Wagreeich, M. Decker, K., Sachsenhofer, R.F. 2001: Tectonics and sedimentation in the Fohnsdorf-Seckau Basin (Miocene, Austria): From a pull-apart basin to a half-graben. - Int J Earth Sciences, **90**, S. 549-559, Stuttgart

Theissing, M. 2010: Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren von Energieträgern, in Fernwärmetage 2010, Villach 18.3.2010, Vorhanden auf <http://www.gaswaerme.at/de/pdf/10-1/theissing.pdf>, Letzter Zugriff 26.2.2013

Untersweg, T. 1985: Das Quartär. -In Hübel, G., Suetter, G., Untersweg, T.: Naturraumpotentialkarten der Steiermark, Rohstoffsicherungskarte Oberes Murtal I. Unveröff. Projektber. Der Forsch. Gesellsch. Joanneum, S. 56-90, Graz

Untersweg, T. 1992: Beobachtungen an Terrassen im Bereich des würmzeitlichen Murgletscherendes bei Judenburg.-Mitt.naturwiss.Ver.Steiermark, Band **122**, S. 39-47, Graz

Umweltbundesamt 2005: GK 100096 Aichfeld-Murboden [Mur], Hydrogeologische Charakterisierung, Vorhanden auf http://nfp-at.eionet.europa.eu/Public/irc/eionet-circle/berichtswesen/library?l=/d_-_endbericht/berichte/mur/verbale_beschreibungen&vm=detailed&sb=Title, Letzter Zugriff 4.3.2013

Vollhofer, O. & Samek, M. 2013: Wasserwirtschaftliche Grundsätze und rechtliche Rahmenbedingungen für die Projektierung und den Betrieb von Anlagen zur thermischen Nutzung des Untergrundes und des Grundwassers.- in Geothermie Kollegium „Aktuelle Ansätze und Rahmenbedingungen zur Nutzung von Erdwärme“, Wien, 17.Jänner 2013

Walach, G. 1988: Bericht über die geoelektrische Erkundung des geologischen Untergrundes im Gebiet des Kraftwerksprojektes Faching/Farrach der STEWEAG. Unveröff.Bericht, Insitut für Geophysik der Montanuniversität Leoben, S. 22 , Leoben

Walach, G. 1991: Reinterpretation der geoelektrischen Untersuchungen Ritzersdorf unter Berücksichtigung der Bohrungen B1-B6. Inst. F. Geophysik, Mont.Univ.Leoben, Leoben

WEBER, L. & WEISS, A. 1983: Bergbaugeschichte und Geologie der österreichischen Braunkohlenvorkommen. -Archiv Lagerst Forsch Geol B-A 4, S. 1-317

Worsch, E. 1963: Geologie und Hydrologie des Aichfeldes- Mitt. Mus. Bergb. Geol. Techn. Landesmus. Joanneum 25, Graz

WRB 1995: Wasserechtliche Bewilligung zur Durchführung einer Tiefbohrung von 9.6.1995, Amt der Steiermärkischen Landesregierung, Rechtabt. 3, GZ 3-33.11., G8-95/2, S. 28

Vasvari, V. 2001: Geohydraulische und bohrlochgeophysikalische Untersuchungen in geklüfteten Grundwasserleitern. Dissertation, Techn. Univ. Graz, 2001, S.122

Zetinigg, H. 1993: Die Mineral- und Thermalquellen der Steiermark.-Mitt.Abt.Geol. und Paläont. Landesmuseum Joanneum, Helft **50/51**, S. 1-362, Graz 1992/1993

9 Anhang

9.1 KNA 1: Variante 1: 100% Energieertrag

9.1.1 Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre

100 % Energieertrag + Mit VPI , ohne EPI	Diskontierungs- faktor	Ersparnis Best Case	Ersparnis Wahrscheinl.Fall	Ersparnis Worst Case
1a	0,9709	706.883	336.594	56.800
2a	1,9135	1.393.176	663.384	111.945
3a	2,8286	2.059.481	980.656	165.484
4a	3,7171	2.706.378	1.288.687	217.464
5a	4,5797	3.334.434	1.587.746	267.930
6a	5,4172	3.944.198	1.878.095	316.926
7a	6,2303	4.536.200	2.159.987	364.495
8a	7,0197	5.110.961	2.433.668	410.678
9a	7,7861	5.668.980	2.699.379	455.516
10a	8,5302	6.210.745	2.957.349	499.048
11a	9,2526	6.736.734	3.207.807	541.313
12a	9,9540	7.247.401	3.450.970	582.346
13a	10,6350	7.743.194	3.687.050	622.184
14a	11,2961	8.224.547	3.916.254	660.862
15a	11,9379	8.691.879	4.138.782	698.413
16a	12,5611	9.145.600	4.354.829	734.871
17a	13,1661	9.586.106	4.564.583	770.267
18a	13,7535	10.013.782	4.768.228	804.631
19a	14,3238	10.429.001	4.965.941	837.995
20a	14,8775	10.832.126	5.157.896	870.387
21a	15,4150	11.223.510	5.344.259	901.836
22a	15,9369	11.603.494	5.525.195	932.368
23a	16,4436	11.972.410	5.700.861	962.012
24a	16,9355	12.330.582	5.871.410	990.792
25a	17,4131	12.678.321	6.036.992	1.018.733
26q	17,8768	13.015.932	6.197.751	1.045.861
27a	18,3270	13.343.710	6.353.828	1.072.199
28a	18,7641	13.661.941	6.505.359	1.097.770
29a	19,1885	13.970.903	6.652.476	1.122.595
30a	19,6004	14.270.866	6.795.308	1.146.698

9.2 KNA 1: Variante 1: 50% Energieertrag

9.2.1 Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre

50 % Energieertrag + Mit VPI , ohne EPI	Diskontierungs- faktor	Ersparnis Best Case	Ersparnis Wahrscheinl.Fall	Ersparnis Worst Case
1a	0,9709	353.441	168.297	28.400
2a	1,9135	696.588	331.692	55.973
3a	2,8286	1.029.740	490.328	82.742
4a	3,7171	1.353.189	644.343	108.732
5a	4,5797	1.667.217	793.873	133.965
6a	5,4172	1.972.099	939.047	158.463
7a	6,2303	2.268.100	1.079.993	182.247
8a	7,0197	2.555.480	1.216.834	205.339
9a	7,7861	2.834.490	1.349.689	227.758
10a	8,5302	3.105.372	1.478.674	249.524
11a	9,2526	3.368.367	1.603.904	270.656
12a	9,9540	3.623.700	1.725.485	291.173
13a	10,6350	3.871.597	1.843.525	311.092
14a	11,2961	4.112.273	1.958.127	330.431
15a	11,9379	4.345.940	2.069.391	349.207
16a	12,5611	4.572.800	2.177.414	367.435
17a	13,1661	4.793.053	2.282.291	385.133
18a	13,7535	5.006.891	2.384.114	402.316
19a	14,3238	5.214.500	2.482.970	418.998
20a	14,8775	5.416.063	2.578.948	435.194
21a	15,4150	5.611.755	2.672.130	450.918
22a	15,9369	5.801.747	2.762.598	466.184
23a	16,4436	5.986.205	2.850.430	481.006
24a	16,9355	6.165.291	2.935.705	495.396
25a	17,4131	6.339.161	3.018.496	509.367
26q	17,8768	6.507.966	3.098.876	522.931
27a	18,3270	6.671.855	3.176.914	536.100
28a	18,7641	6.830.970	3.252.679	548.885
29a	19,1885	6.985.451	3.326.238	561.298
30a	19,6004	7.135.433	3.397.654	573.349

9.3 KNA 1: Variante 2: 100% Energieertrag

9.3.1 Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien

	FW- Index	Stromp.- Index		FW-Index	Stromp.- Index		FW-Index	Stromp.- Index	
	4,10	2,50		4,10	2,50		4,10	2,50	
	BK FW Worst Case	BK Geot Worst Case	Ersparnis Worst Case	BK FW Wahrsch. Fall	BK Geot Wahrsch. Fall	Ersparnis Wahrsch. Fall	BK FW Best Case	BK Geot Best Case	Ersparnis Best Case
1a	298.019	233.472	64.547	614.859	250.050	364.809	1.111.740	348.361	763.378
2a	310.237	239.309	70.929	640.069	256.301	383.767	1.157.321	357.070	800.251
3a	322.957	245.291	77.666	666.311	262.709	403.602	1.204.771	365.997	838.774
4a	336.198	251.424	84.775	693.630	269.277	424.353	1.254.167	375.147	879.020
5a	349.983	257.709	92.273	722.069	276.009	446.060	1.305.588	384.525	921.062
6a	364.332	264.152	100.180	751.674	282.909	468.765	1.359.117	394.139	964.978
7a	379.269	270.756	108.514	782.492	289.982	492.511	1.414.840	403.992	1.010.848
8a	394.819	277.525	117.295	814.575	297.231	517.344	1.472.849	414.092	1.058.757
9a	411.007	284.463	126.544	847.972	304.662	543.310	1.533.236	424.444	1.108.791
10a	427.858	291.574	136.284	882.739	312.278	570.461	1.596.098	435.055	1.161.043
11a	445.401	298.864	146.537	918.931	320.085	598.846	1.661.538	445.932	1.215.607
12a	463.662	306.335	157.327	956.608	328.088	628.520	1.729.661	457.080	1.272.581
13a	482.672	313.994	168.678	995.828	336.290	659.539	1.800.578	468.507	1.332.071
14a	502.462	321.844	180.618	1.036.657	344.697	691.961	1.874.401	480.220	1.394.182
15a	523.063	329.890	193.173	1.079.160	353.314	725.846	1.951.252	492.225	1.459.027
16a	544.508	338.137	206.371	1.123.406	362.147	761.259	2.031.253	504.531	1.526.722
17a	566.833	346.590	220.243	1.169.466	371.201	798.265	2.114.534	517.144	1.597.390
18a	590.073	355.255	234.818	1.217.414	380.481	836.933	2.201.230	530.073	1.671.158
19a	614.266	364.136	250.130	1.267.328	389.993	877.335	2.291.481	543.324	1.748.156
20a	639.451	373.240	266.211	1.319.288	399.743	919.545	2.385.431	556.908	1.828.524
21a	665.669	382.571	283.098	1.373.379	409.736	963.643	2.483.234	570.830	1.912.404
22a	692.961	392.135	300.826	1.429.687	419.980	1.009.708	2.585.047	585.101	1.999.946
23a	721.372	401.939	319.434	1.488.305	430.479	1.057.825	2.691.034	599.729	2.091.305
24a	750.949	411.987	338.962	1.549.325	441.241	1.108.084	2.801.366	614.722	2.186.644
25a	781.738	422.287	359.451	1.612.847	452.272	1.160.575	2.916.222	630.090	2.286.132
26q	813.789	432.844	380.945	1.678.974	463.579	1.215.395	3.035.787	645.842	2.389.945
27a	847.154	443.665	403.489	1.747.812	475.169	1.272.644	3.160.254	661.988	2.498.266
28a	881.887	454.757	427.131	1.819.472	487.048	1.332.425	3.289.825	678.538	2.611.287
29a	918.045	466.125	451.919	1.894.071	499.224	1.394.847	3.424.708	695.501	2.729.206
30a	955.685	477.779	477.906	1.971.728	511.705	1.460.023	3.565.121	712.889	2.852.232

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Variante 2: 100% Energieertrag, FWI=4,1%, SPI=2,5%

Kosten-Nutzen-Analyse 1

9.3.2 Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre

Energieertrag 100 %	Basiszinssatz 0,38 %	Ersparnis Best Case	Ersparnis Wahrsch.	Ersparnis Worst Case
1a	0,9962	760.489	363.428	64.302
2a	1,9887	1.591.425	763.181	141.053
3a	2,9773	2.497.319	1.201.663	231.238
4a	3,9623	3.482.929	1.681.410	335.902
5a	4,9435	4.553.272	2.205.100	456.153
6a	5,9210	5.713.636	2.775.559	593.165
7a	6,8948	6.969.598	3.395.765	748.180
8a	7,8649	8.327.033	4.068.863	922.513
9a	8,8314	9.792.132	4.798.167	1.117.557
10a	9,7941	11.371.416	5.587.171	1.334.784
11a	10,7533	13.071.753	6.439.556	1.575.751
12a	11,7088	14.900.379	7.359.205	1.842.103
13a	12,6607	16.864.908	8.350.204	2.135.582
14a	13,6090	18.973.358	9.416.861	2.458.024
15a	14,5537	21.234.167	10.563.712	2.811.372
16a	15,4948	23.656.215	11.795.532	3.197.676
17a	16,4323	26.248.846	13.117.350	3.619.101
18a	17,3663	29.021.889	14.534.458	4.077.931
19a	18,2968	31.985.684	16.052.428	4.576.576
20a	19,2238	35.151.104	17.677.120	5.117.581
21a	20,1472	38.529.585	19.414.701	5.703.627
22a	21,0671	42.133.148	21.271.660	6.337.542
23a	21,9836	45.974.432	23.254.820	7.022.309
24a	22,8966	50.066.721	25.371.356	7.761.071
25a	23,8061	54.423.978	27.628.814	8.557.138
26q	24,7122	59.060.875	30.035.127	9.414.001
27a	25,6149	63.992.828	32.598.633	10.335.334
28a	26,5141	69.236.032	35.328.097	11.325.010
29a	27,4100	74.807.501	38.232.730	12.387.103
30a	28,3024	80.725.104	41.322.210	13.525.906

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

9.4 KNA 1: Variante 2: 50% Energieertrag

9.4.1 Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien

	FW- Index	Stromp.- Index		FW- Index	Stromp.- Index		FW-Index	Stromp.- Index	
	4,10	2,50		4,10	2,50		4,10	2,50	
	BK FW Worst Case	BK Geot Worst Case	Ersparnis Worst Case	BK FW Wahrsch. Fall	BK Geot Wahrsch. Fall	Ersparnis Wahrsch. Fall	BK FW Best Case	BK Geot Best Case	Ersparnis Best Case
1a	149.009	116.736	32.273	307.430	125.025	182.405	555.870	174.181	381.689
2a	155.119	119.654	35.464	320.034	128.151	191.884	578.660	178.535	400.125
3a	161.479	122.646	38.833	333.156	131.354	201.801	602.386	182.998	419.387
4a	168.099	125.712	42.387	346.815	134.638	212.177	627.083	187.573	439.510
5a	174.991	128.855	46.137	361.035	138.004	223.030	652.794	192.263	460.531
6a	182.166	132.076	50.090	375.837	141.454	234.383	679.558	197.069	482.489
7a	189.635	135.378	54.257	391.246	144.991	246.255	707.420	201.996	505.424
8a	197.410	138.762	58.647	407.287	148.616	258.672	736.424	207.046	529.378
9a	205.504	142.231	63.272	423.986	152.331	271.655	766.618	212.222	554.396
10a	213.929	145.787	68.142	441.370	156.139	285.230	798.049	217.528	580.522
11a	222.700	149.432	73.268	459.466	160.043	299.423	830.769	222.966	607.803
12a	231.831	153.168	78.663	478.304	164.044	314.260	864.831	228.540	636.291
13a	241.336	156.997	84.339	497.914	168.145	329.769	900.289	234.253	666.035
14a	251.231	160.922	90.309	518.329	172.348	345.980	937.201	240.110	697.091
15a	261.531	164.945	96.586	539.580	176.657	362.923	975.626	246.113	729.513
16a	272.254	169.068	103.186	561.703	181.074	380.629	1.015.626	252.265	763.361
17a	283.417	173.295	110.121	584.733	185.600	399.132	1.057.267	258.572	798.695
18a	295.037	177.628	117.409	608.707	190.240	418.466	1.100.615	265.036	835.579
19a	307.133	182.068	125.065	633.664	194.996	438.667	1.145.740	271.662	874.078
20a	319.726	186.620	133.106	659.644	199.871	459.773	1.192.716	278.454	914.262
21a	332.834	191.285	141.549	686.689	204.868	481.821	1.241.617	285.415	956.202
22a	346.481	196.068	150.413	714.844	209.990	504.854	1.292.523	292.551	999.973
23a	360.686	200.969	159.717	744.152	215.240	528.913	1.345.517	299.864	1.045.653
24a	375.474	205.993	169.481	774.663	220.621	554.042	1.400.683	307.361	1.093.322
25a	390.869	211.143	179.725	806.424	226.136	580.288	1.458.111	315.045	1.143.066
26q	406.894	216.422	190.472	839.487	231.790	607.698	1.517.894	322.921	1.194.973
27a	423.577	221.832	201.745	873.906	237.584	636.322	1.580.127	330.994	1.249.133
28a	440.944	227.378	213.565	909.736	243.524	666.212	1.644.912	339.269	1.305.644
29a	459.022	233.063	225.960	947.035	249.612	697.423	1.712.354	347.751	1.364.603
30a	477.842	238.889	238.953	985.864	255.852	730.012	1.782.560	356.444	1.426.116

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Variante 2: 50% Energieertrag, FWI=4,1%, SPI=2,5%

Kosten-Nutzen-Analyse 1

9.4.2 Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre

Energieertrag 50 %	Basiszinssatz 0,38 %	Ersparnis Best Case	Ersparnis Wahrsch.	Ersparnis Worst Case
1a	0,9962	380.244	181.714	31.333
2a	1,9887	795.712	381.591	67.860
3a	2,9773	1.248.659	600.832	109.843
4a	3,9623	1.741.464	840.705	157.558
5a	4,9435	2.276.636	1.102.550	211.292
6a	5,9210	2.856.818	1.387.779	271.347
7a	6,8948	3.484.799	1.697.883	338.035
8a	7,8649	4.163.517	2.034.432	411.687
9a	8,8314	4.896.066	2.399.084	492.644
10a	9,7941	5.685.708	2.793.585	581.265
11a	10,7533	6.535.877	3.219.778	677.925
12a	11,7088	7.450.189	3.679.602	783.015
13a	12,6607	8.432.454	4.175.102	896.944
14a	13,6090	9.486.679	4.708.431	1.020.138
15a	14,5537	10.617.083	5.281.856	1.153.043
16a	15,4948	11.828.108	5.897.766	1.296.125
17a	16,4323	13.124.423	6.558.675	1.449.871
18a	17,3663	14.510.945	7.267.229	1.614.787
19a	18,2968	15.992.842	8.026.214	1.791.404
20a	19,2238	17.575.552	8.838.560	1.980.275
21a	20,1472	19.264.792	9.707.351	2.181.979
22a	21,0671	21.066.574	10.635.830	2.397.118
23a	21,9836	22.987.216	11.627.410	2.626.323
24a	22,8966	25.033.361	12.685.678	2.870.250
25a	23,8061	27.211.989	13.814.407	3.129.586
26q	24,7122	29.530.438	15.017.563	3.405.047
27a	25,6149	31.996.414	16.299.316	3.697.380
28a	26,5141	34.618.016	17.664.048	4.007.365
29a	27,4100	37.403.750	19.116.365	4.335.817
30a	28,3024	40.362.552	20.661.105	4.683.585

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

9.5 KNA 1: Variante 3: 100% Energieertrag

9.5.1 Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien

	FW- Index	Stromp.- Index		FW-Index	Stromp.- Index		FW-Index	Stromp.- Index	
	2,5	4,1		2,5	4,1		2,5	4,1	
	BK FW Worst Case	BK Geot Worst Case	Ersparnis Worst Case	BK FW Wahrsch. Fall	BK Geot Wahrsch. Fall	Ersparnis Wahrsch. Fall	BK FW Best Case	BK Geot Best Case	Ersparnis Best Case
1a	293.438	237.116	56.322	605.409	253.953	351.456	1.094.652	353.799	740.853
2a	300.774	246.838	53.936	620.544	264.365	356.179	1.122.019	368.305	753.714
3a	308.293	256.958	51.335	636.058	275.204	360.853	1.150.069	383.405	766.664
4a	316.001	267.494	48.507	651.959	286.488	365.471	1.178.821	399.125	779.696
5a	323.901	278.461	45.440	668.258	298.234	370.024	1.208.291	415.489	792.802
6a	331.998	289.878	42.120	684.965	310.461	374.503	1.238.499	432.524	805.975
7a	340.298	301.763	38.535	702.089	323.190	378.899	1.269.461	450.257	819.204
8a	348.806	314.135	34.671	719.641	336.441	383.200	1.301.198	468.718	832.480
9a	357.526	327.015	30.511	737.632	350.235	387.397	1.333.728	487.935	845.792
10a	366.464	340.422	26.042	756.073	364.595	391.478	1.367.071	507.941	859.130
11a	375.626	354.380	21.246	774.975	379.543	395.431	1.401.248	528.766	872.481
12a	385.016	368.909	16.107	794.349	395.105	399.245	1.436.279	550.446	885.833
13a	394.642	384.034	10.607	814.208	411.304	402.904	1.472.186	573.014	899.172
14a	404.508	399.780	4.728	834.563	428.167	406.396	1.508.990	596.508	912.483
15a	414.620	416.171	-1.550	855.427	445.722	409.705	1.546.715	620.964	925.751
16a	424.986	433.234	-8.248	876.813	463.997	412.816	1.585.383	646.424	938.959
17a	435.611	450.996	-15.386	898.733	483.021	415.713	1.625.018	672.927	952.090
18a	446.501	469.487	-22.986	921.202	502.825	418.377	1.665.643	700.517	965.126
19a	457.663	488.736	-31.073	944.232	523.440	420.791	1.707.284	729.239	978.045
20a	469.105	508.774	-39.669	967.837	544.901	422.936	1.749.966	759.137	990.829
21a	480.833	529.634	-48.802	992.033	567.242	424.791	1.793.715	790.262	1.003.453
22a	492.853	551.349	-58.496	1.016.834	590.499	426.335	1.838.558	822.663	1.015.895
23a	505.175	573.955	-68.780	1.042.255	614.710	427.545	1.884.522	856.392	1.028.130
24a	517.804	597.487	-79.683	1.068.311	639.913	428.398	1.931.635	891.504	1.040.131
25a	530.749	621.984	-91.234	1.095.019	666.149	428.870	1.979.926	928.056	1.051.870
26q	544.018	647.485	-103.467	1.122.395	693.461	428.933	2.029.424	966.106	1.063.318
27a	557.618	674.032	-116.413	1.150.454	721.893	428.561	2.080.160	1.005.716	1.074.444
28a	571.559	701.667	-130.108	1.179.216	751.491	427.725	2.132.164	1.046.951	1.085.213
29a	585.848	730.436	-144.588	1.208.696	782.302	426.394	2.185.468	1.089.876	1.095.592
30a	600.494	760.383	-159.889	1.238.914	814.376	424.537	2.240.105	1.134.561	1.105.544

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Variante 3: 100% Energieertrag, FWI=2,5%, SPI=4,1%

Kosten-Nutzen-Analyse 1

9.5.2 Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre

Energieertrag 100 %	Basiszinssatz 0,38 %	Ersparnis Best Case	Ersparnis Wahrsch.	Ersparnis Worst Case
1a	0,9962	738.049	350.125	56.109
2a	1,9887	1.498.879	708.318	107.260
3a	2,9773	2.282.622	1.074.385	152.842
4a	3,9623	3.089.379	1.448.103	192.199
5a	4,9435	3.919.220	1.829.217	224.632
6a	5,9210	4.772.177	2.217.435	249.395
7a	6,8948	5.648.247	2.612.430	265.694
8a	7,8649	6.547.381	3.013.835	272.681
9a	8,8314	7.469.491	3.421.240	269.455
10a	9,7941	8.414.437	3.834.190	255.056
11a	10,7533	9.382.030	4.252.184	228.464
12a	11,7088	10.372.025	4.674.668	188.595
13a	12,6607	11.384.117	5.101.036	134.295
14a	13,6090	12.417.938	5.530.623	64.341
15a	14,5537	13.473.054	5.962.705	-22.564
16a	15,4948	14.548.957	6.396.491	-127.799
17a	16,4323	15.645.060	6.831.126	-252.825
18a	17,3663	16.760.698	7.265.677	-399.190
19a	18,2968	17.895.112	7.699.137	-568.535
20a	19,2238	19.047.455	8.130.420	-762.597
21a	20,1472	20.216.775	8.558.349	-983.216
22a	21,0671	21.402.017	8.981.658	-1.232.340
23a	21,9836	22.602.011	9.398.987	-1.512.028
24a	22,8966	23.815.469	9.808.870	-1.824.460
25a	23,8061	25.040.971	10.209.735	-2.171.939
26q	24,7122	26.276.967	10.599.897	-2.556.901
27a	25,6149	27.521.758	10.977.549	-2.981.918
28a	26,5141	28.773.494	11.340.758	-3.449.710
29a	27,4100	30.030.165	11.687.457	-3.963.146
30a	28,3024	31.289.588	12.015.436	-4.525.257

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

9.6 KNA 1: Variante 3: 50% Energieertrag

9.6.1 Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien

	FW- Index	Stromp.- Index		FW- Index	Stromp.- Index		FW-Index	Stromp.- Index	
	2,5	4,1		2,5	4,1		2,5	4,1	
	BK FW Worst Case	BK Geot Worst Case	Ersparnis Worst Case	BK FW Wahrsch. Fall	BK Geot Wahrsch. Fall	Ersparnis Wahrsch. Fall	BK FW Best Case	BK Geot Best Case	Ersparnis Best Case
1a	146.719	118.558	28.161	302.705	126.977	175.728	547.326	176.899	370.427
2a	150.387	123.419	26.968	310.272	132.183	178.089	561.009	184.152	376.857
3a	154.147	128.479	25.668	318.029	137.602	180.427	575.035	191.703	383.332
4a	158.000	133.747	24.254	325.980	143.244	182.736	589.410	199.562	389.848
5a	161.950	139.231	22.720	334.129	149.117	185.012	604.146	207.744	396.401
6a	165.999	144.939	21.060	342.482	155.231	187.252	619.249	216.262	402.987
7a	170.149	150.881	19.268	351.044	161.595	189.449	634.731	225.129	409.602
8a	174.403	157.068	17.335	359.821	168.221	191.600	650.599	234.359	416.240
9a	178.763	163.507	15.256	368.816	175.118	193.698	666.864	243.968	422.896
10a	183.232	170.211	13.021	378.036	182.297	195.739	683.535	253.970	429.565
11a	187.813	177.190	10.623	387.487	189.772	197.716	700.624	264.383	436.241
12a	192.508	184.455	8.054	397.175	197.552	199.622	718.139	275.223	442.916
13a	197.321	192.017	5.304	407.104	205.652	201.452	736.093	286.507	449.586
14a	202.254	199.890	2.364	417.282	214.084	203.198	754.495	298.254	456.241
15a	207.310	208.085	-775	427.714	222.861	204.852	773.358	310.482	462.875
16a	212.493	216.617	-4.124	438.406	231.998	206.408	792.691	323.212	469.479
17a	217.805	225.498	-7.693	449.367	241.510	207.856	812.509	336.464	476.045
18a	223.250	234.744	-11.493	460.601	251.412	209.188	832.821	350.259	482.563
19a	228.832	244.368	-15.536	472.116	261.720	210.396	853.642	364.619	489.023
20a	234.552	254.387	-19.835	483.919	272.451	211.468	874.983	379.569	495.414
21a	240.416	264.817	-24.401	496.017	283.621	212.395	896.858	395.131	501.727
22a	246.427	275.675	-29.248	508.417	295.250	213.167	919.279	411.331	507.948
23a	252.587	286.977	-34.390	521.127	307.355	213.773	942.261	428.196	514.065
24a	258.902	298.743	-39.841	534.156	319.956	214.199	965.818	445.752	520.066
25a	265.375	310.992	-45.617	547.510	333.075	214.435	989.963	464.028	525.935
26q	272.009	323.742	-51.734	561.197	346.731	214.467	1.014.712	483.053	531.659
27a	278.809	337.016	-58.207	575.227	360.947	214.281	1.040.080	502.858	537.222
28a	285.779	350.834	-65.054	589.608	375.745	213.862	1.066.082	523.475	542.607
29a	292.924	365.218	-72.294	604.348	391.151	213.197	1.092.734	544.938	547.796
30a	300.247	380.192	-79.945	619.457	407.188	212.269	1.120.052	567.280	552.772

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Variante 3: 50% Energieertrag, FWI=2,5%, SPI=4,1%

Kosten-Nutzen-Analyse 1

9.6.2 Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre

Energieertrag 50 %	Basiszinssatz 0,38 %	Ersparnis Best Case	Ersparnis Wahrsch.	Ersparnis Worst Case
1a	0,9962	369.024	175.063	27.341
2a	1,9887	749.439	354.159	51.602
3a	2,9773	1.141.311	537.192	72.603
4a	3,9623	1.544.690	724.051	90.153
5a	4,9435	1.959.610	914.608	104.051
6a	5,9210	2.386.089	1.108.717	114.087
7a	6,8948	2.824.123	1.306.215	120.043
8a	7,8649	3.273.691	1.506.918	121.688
9a	8,8314	3.734.746	1.710.620	118.782
10a	9,7941	4.207.219	1.917.095	111.071
11a	10,7533	4.691.015	2.126.092	98.291
12a	11,7088	5.186.012	2.337.334	80.165
13a	12,6607	5.692.058	2.550.518	56.404
14a	13,6090	6.208.969	2.765.311	26.703
15a	14,5537	6.736.527	2.981.352	-9.254
16a	15,4948	7.274.478	3.198.246	-51.801
17a	16,4323	7.822.530	3.415.563	-101.286
18a	17,3663	8.380.349	3.632.838	-158.072
19a	18,2968	8.947.556	3.849.569	-222.541
20a	19,2238	9.523.727	4.065.210	-295.091
21a	20,1472	10.108.387	4.279.174	-376.139
22a	21,0671	10.701.008	4.490.829	-466.121
23a	21,9836	11.301.006	4.699.493	-565.494
24a	22,8966	11.907.734	4.904.435	-674.734
25a	23,8061	12.520.486	5.104.867	-794.339
26q	24,7122	13.138.483	5.299.948	-924.832
27a	25,6149	13.760.879	5.488.775	-1.066.756
28a	26,5141	14.386.747	5.670.379	-1.220.683
29a	27,4100	15.015.083	5.843.728	-1.387.207
30a	28,3024	15.644.794	6.007.718	-1.566.951

9.7 KNA 2: Variante 1: 100% und 50% Energieertrag

9.7.1 Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre

Mit VPI , ohne EPI	Diskontierungs- faktor	Betriebskostensparnis Energieertrag 100 %	Betriebskostensparnis Energieertrag 50 %
1a	0,9709	95.263	47.632
2a	1,9135	187.752	93.876
3a	2,8286	277.546	138.773
4a	3,7171	364.725	182.363
5a	4,5797	449.365	224.683
6a	5,4172	531.540	265.770
7a	6,2303	611.322	305.661
8a	7,0197	688.779	344.390
9a	7,7861	763.981	381.990
10a	8,5302	836.992	418.496
11a	9,2526	907.877	453.938
12a	9,9540	976.697	488.348
13a	10,6350	1.043.513	521.756
14a	11,2961	1.108.382	554.191
15a	11,9379	1.171.362	585.681
16a	12,5611	1.232.508	616.254
17a	13,1661	1.291.873	645.936
18a	13,7535	1.349.509	674.754
19a	14,3238	1.405.466	702.733
20a	14,8775	1.459.793	729.896
21a	15,4150	1.512.538	756.269
22a	15,9369	1.563.746	781.873
23a	16,4436	1.613.463	806.732
24a	16,9355	1.661.732	830.866
25a	17,4131	1.708.596	854.298
26q	17,8768	1.754.094	877.047
27a	18,3270	1.798.267	899.133
28a	18,7641	1.841.153	920.577
29a	19,1885	1.882.790	941.395
30a	19,6004	1.923.215	961.608

9.8 KNA 2: Variante 2: 100% und 50% Energieertrag

9.8.1 Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien

	FW- Index	Stromp.- Index	Energieertrag		FW- Index	Stromp.- Index	Energieertrag
	4,10	2,50	100%		4,10	2,50	50%
	BK FW	BK Geot	Betriebskosten ersparnis		BK FW	BK Geot	Betriebskosten ersparnis
1a	271.523	166.776	104.747		135.761	83.388	52.374
2a	282.655	170.945	111.710		141.328	85.473	55.855
3a	294.244	175.219	119.026		147.122	87.609	59.513
4a	306.308	179.599	126.709		153.154	89.800	63.355
5a	318.867	184.089	134.778		159.433	92.045	67.389
6a	331.941	188.691	143.249		165.970	94.346	71.625
7a	345.550	193.409	152.141		172.775	96.704	76.071
8a	359.718	198.244	161.474		179.859	99.122	80.737
9a	374.466	203.200	171.266		187.233	101.600	85.633
10a	389.819	208.280	181.539		194.910	104.140	90.770
11a	405.802	213.487	192.315		202.901	106.743	96.157
12a	422.440	218.824	203.615		211.220	109.412	101.808
13a	439.760	224.295	215.465		219.880	112.147	107.732
14a	457.790	229.902	227.888		228.895	114.951	113.944
15a	476.559	235.650	240.909		238.280	117.825	120.455
16a	496.098	241.541	254.557		248.049	120.770	127.279
17a	516.438	247.579	268.859		258.219	123.790	134.429
18a	537.612	253.769	283.843		268.806	126.884	141.922
19a	559.654	260.113	299.541		279.827	130.057	149.770
20a	582.600	266.616	315.984		291.300	133.308	157.992
21a	606.487	273.281	333.205		303.243	136.641	166.603
22a	631.353	280.113	351.239		315.676	140.057	175.620
23a	657.238	287.116	370.122		328.619	143.558	185.061
24a	684.185	294.294	389.891		342.092	147.147	194.945
25a	712.236	301.652	410.585		356.118	150.826	205.292
26q	741.438	309.193	432.245		370.719	154.596	216.123
27a	771.837	316.923	454.914		385.918	158.461	227.457
28a	803.482	324.846	478.637		401.741	162.423	239.318
29a	836.425	332.967	503.458		418.213	166.483	251.729
30a	870.718	341.291	529.427		435.359	170.646	264.714

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Variante 2: 100% und 50% Energieertrag, FWI=4,1%, SPI=2,5%

Kosten-Nutzen-Analyse 2

9.8.2 Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre

	Basiszinssatz 0,38 %	Energieertrag 100 %	Energieertrag 50 %
	Diskontierungs- faktor	Betriebskostensparnis	Betriebskostensparnis
1a	0,9962	104.351	50.848
2a	1,9887	222.154	106.877
3a	2,9773	354.380	168.339
4a	3,9623	502.058	235.495
5a	4,9435	666.274	308.621
6a	5,9210	848.178	388.004
7a	6,8948	1.048.985	473.942
8a	7,8649	1.269.977	566.748
9a	8,8314	1.512.511	666.748
10a	9,7941	1.778.020	774.283
11a	10,7533	2.068.013	889.708
12a	11,7088	2.384.089	1.013.394
13a	12,6607	2.727.930	1.145.730
14a	13,6090	3.101.313	1.287.118
15a	14,5537	3.506.113	1.437.981
16a	15,4948	3.944.305	1.598.759
17a	16,4323	4.417.974	1.769.912
18a	17,3663	4.929.316	1.951.920
19a	18,2968	5.480.645	2.145.283
20a	19,2238	6.074.400	2.350.522
21a	20,1472	6.713.152	2.568.183
22a	21,0671	7.399.605	2.798.834
23a	21,9836	8.136.611	3.043.068
24a	22,8966	8.927.169	3.301.504
25a	23,8061	9.774.438	3.574.787
26q	24,7122	10.681.743	3.863.590
27a	25,6149	11.652.583	4.168.615
28a	26,5141	12.690.638	4.490.594
29a	27,4100	13.799.781	4.830.293
30a	28,3024	14.984.086	5.188.506

9.9 KNA 2: Variante 3: 100% und 50% Energieertrag

9.9.1 Berechnung Betriebskostensparnis für 3 Szenarien

	FW- Index	Stromp.- Index	Energieertrag		FW- Index	Stromp.- Index	Energieertrag
	2,50	4,10	100%		2,50	4,10	50%
	BK FW	BK Geot	Betriebskosten ersparnis		BK FW	BK Geot	Betriebskosten ersparnis
1a	267.350	169.379	97.971		133.675	84.690	48.985
2a	274.033	176.324	97.710		137.017	88.162	48.855
3a	280.884	183.553	97.331		140.442	91.776	48.666
4a	287.906	191.078	96.828		143.953	95.539	48.414
5a	295.104	198.913	96.191		147.552	99.456	48.096
6a	302.482	207.068	95.414		151.241	103.534	47.707
7a	310.044	215.558	94.486		155.022	107.779	47.243
8a	317.795	224.396	93.399		158.897	112.198	46.700
9a	325.740	233.596	92.144		162.870	116.798	46.072
10a	333.883	243.173	90.710		166.942	121.587	45.355
11a	342.230	253.144	89.087		171.115	126.572	44.543
12a	350.786	263.522	87.264		175.393	131.761	43.632
13a	359.556	274.327	85.229		179.778	137.163	42.614
14a	368.545	285.574	82.970		184.272	142.787	41.485
15a	377.758	297.283	80.475		188.879	148.641	40.238
16a	387.202	309.471	77.731		193.601	154.736	38.865
17a	396.882	322.160	74.722		198.441	161.080	37.361
18a	406.804	335.368	71.436		203.402	167.684	35.718
19a	416.974	349.118	67.856		208.487	174.559	33.928
20a	427.399	363.432	63.966		213.699	181.716	31.983
21a	438.084	378.333	59.751		219.042	189.166	29.875
22a	449.036	393.845	55.191		224.518	196.922	27.596
23a	460.262	409.992	50.269		230.131	204.996	25.135
24a	471.768	426.802	44.966		235.884	213.401	22.483
25a	483.562	444.301	39.262		241.781	222.150	19.631
26q	495.651	462.517	33.134		247.826	231.259	16.567
27a	508.043	481.480	26.562		254.021	240.740	13.281
28a	520.744	501.221	19.523		260.372	250.611	9.761
29a	533.762	521.771	11.991		266.881	260.886	5.996
30a	547.106	543.164	3.943		273.553	271.582	1.971

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Variante 3: 100% und 50% Energieertrag, FWI=2,5%, SPI=4,1%

Kosten-Nutzen-Analyse 2

9.9.2 Diskontierte Betriebskostensparnis für 30 Jahre

	Basiszinssatz 0,38 %	Energieertrag 100 %	Energieertrag 50 %
	Diskontierungsfaktor	Betriebskostensparnis	Betriebskostensparnis
1a	0,9962	97.600	47.559
2a	1,9887	194.312	93.482
3a	2,9773	289.789	137.656
4a	3,9623	383.660	179.959
5a	4,9435	475.522	220.264
6a	5,9210	564.944	258.437
7a	6,8948	651.461	294.337
8a	7,8649	734.575	327.816
9a	8,8314	813.753	358.720
10a	9,7941	888.423	386.886
11a	10,7533	957.974	412.143
12a	11,7088	1.021.750	434.311
13a	12,6607	1.079.053	453.202
14a	13,6090	1.129.139	468.619
15a	14,5537	1.171.210	480.355
16a	15,4948	1.204.419	488.192
17a	16,4323	1.227.863	491.902
18a	17,3663	1.240.580	491.247
19a	18,2968	1.241.547	485.977
20a	19,2238	1.229.675	475.829
21a	20,1472	1.203.809	460.529
22a	21,0671	1.162.719	439.788
23a	21,9836	1.105.102	413.305
24a	22,8966	1.029.574	380.764
25a	23,8061	934.666	341.834
26q	24,7122	818.822	296.168
27a	25,6149	680.392	243.405
28a	26,5141	517.628	183.163
29a	27,4100	328.680	115.047
30a	28,3024	111.588	38.639

10 Kontaktdaten

Mag. Walter Martinelli
Porr Umwelttechnik GmbH
Absberggasse 47, A-1100 Wien
Tel.: +43-50-626-2020
Fax: +43-50-626-2033
walter.martinelli@porr.at
www.put.at

Dr. Milena Bieg
Porr Umwelttechnik GmbH
Absberggasse 47, A-1100 Wien
Tel.: +43-50-626-8664
Fax: +43-50-626-2033
milena.bieg@porr.at
www.put.at

Dr. Darius Mottaghy
Geophysica Beratungsgesellschaft mbH
Lütticherstr. 32, D- 52064 Aachen
Tel.: +49-241-18992917
Fax: +49-241-18992913
d.mottaghy@geophysica.de
www.geophysica.de

IMPRESSUM

Verfasser

Walter Martinelli
Porr Umwelttechnik GmbH
Absberggasse 47, A-1100 Wien
Tel.: +43-50-626-2020
Fax: +43-50-626-2033
walter.martinelli@porr.at
www.put.at

Milena Bieg
Porr Umwelttechnik GmbH
Absberggasse 47, A-1100 Wien
Tel.: +43-50-626-8664
Fax: +43-50-626-2033
milena.bieg@porr.at
www.put.at

Darius Mottaghy
Geophysica Beratungsgesellschaft mbH
Lütticherstr. 32, D- 52064 Aachen
Tel.: +49-241-18992917
Fax: +49-241-18992913
d.mottaghy@geophysica.de
www.geophysica.de

AutorInnen

Porr Umwelttechnik GmbH

- Milena Bieg
- Anita Angerer
- Walter Martinelli
- Stepan Hammer
- Markus Bride
- Marion Wittner

Geophysica Beratungsgesellschaft m.b.H.:

- Darius Mottaghy

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH